

# Atributos DHI (Indicadores Diretos de Hidrocarboneto) obtidos a partir do dado sísmico pré-empilhamento: uma análise integrada da rocha à sísmica

*DHI (Direct Hydrocarbon Indicators) attributes extracted from pre-stack seismic data: integrated analysis from rock to seismic*

Lúcia Duarte Dillon | Guilherme Fernandes Vasquez | Cassiane Maria Nunes  
Guenther Schwdersky Neto | Raquel Quadros Velloso

## resumo

Foram avaliados diversos atributos elásticos indicadores diretos de hidrocarbonetos (DHI) nas diferentes escalas envolvidas na interpretação geofísica: rocha, perfil e sísmica. No enfoque da rocha, foram utilizadas medições das velocidades compressional e cisalhante (**V<sub>p</sub>**, **V<sub>s</sub>**) em laboratório, referentes a algumas centenas de amostras de reservatórios (*offshore*) brasileiros siliciclásticos terciários e cretáceos. Foco especial foi dado à proposta de Russell *et al.* (2003), que define o atributo DHI dado por  $(I_p^2 - C \cdot I_s^2)$ , função das impedâncias compressionais e cisalhantes, **I<sub>p</sub>** e **I<sub>s</sub>**, e de um fator C obtido por calibração local. A análise realizada no enfoque rocha mostrou que: (1) em reservatórios pouco consolidados, como a sensibilidade a fluidos é muito boa, mesmo os atributos simplesmente acústicos são suficientes para a correta discriminação de fluidos, e (2) em reservatórios bem consolidados, comuns em seqüências mais antigas, a combinação de atributos elásticos, e não apenas acústicos, associada a um processo de calibração local, torna-se imprescindível à detecção de fluidos. Nesta escala, observa-se que o indicador sugerido por Russell, quando utilizado com o valor de C corretamente calibrado, pode ser significa-

tivamente mais eficaz do que os demais atributos. No entanto, na escala sísmica, este mesmo atributo não apresenta bom desempenho devido à deterioração da relação sinal/ruído inerente às operações envolvidas na sua computação. Neste contexto, foi analisado o atributo DHI definido pela diferença  $I_p - I_s$  sugerido por Thedy *et al.* (2003), que pode ser considerado um caso especial ( $C = 1$ ) do atributo definido por  $I_p - C \cdot I_s$  e constitui uma alternativa muito boa na escala sísmica.

(originais recebidos em 18.03.2004)

**Palavras-chave:** indicadores diretos de hidrocarboneto | física de rochas | AVO (Amplitude Versus Offset) | petrofísica sísmica

## abstract

*In this study we examine the performance of several attributes of Direct Hydrocarbon Indicators (DHI) in the different scales involved in exploration geophysics, from rock to seismic. The compressional and shear wave velocities ( $V_p$ ,  $V_s$ ) of hundreds of rock samples from Tertiary and Cretaceous siliciclastic Brazilian offshore reservoirs were measured in the laboratory. Special*

attention was given to the proposal of Russell et al. (2003), which defined an attribute  $(I_p^2 - C.I_s^2)$  based on the  $p$  and  $s$  impedances ( $I_p$  and  $I_s$ ) and a  $C$  factor, defined by local calibration. The rock scale observation showed that for younger, poorly consolidated reservoirs, the sensitivity to fluids is very good, even the simple acoustic attributes, such as the acoustic impedance, are sufficient for good fluid discrimination. However, for more consolidated reservoirs, common in older sequences, the combination of elastic attributes, associated with the correct local calibration becomes essential for the optimization of fluid detection. It can be observed that the indicator suggested by Russell et al. when used with the properly calibrated  $C$  value, may be much more efficient than the other attributes. However, on the seismic scale the Russell attribute does not show a performance similar to that forecast on the plug scale, due to the deterioration of the signal-to-noise ratio inherent to the operations involved in its calculation. In this context, we also show that the DHI attribute given by the difference  $I_p - I_s$ , as proposed by Thedy et al. (2003), which is a special case ( $C = 1$ ) of a generically  $I_p - C.I_s$  attribute, is, in fact, a very good option for the seismic scale.

(expanded abstract available at the end of the paper)

**Keywords:** DHI (Direct Hydrocarbons Indicators | rock physics | AVO (Amplitude Versus Offset) | seismic petrophysics

## introdução

Nos últimos anos, diversas análises têm sido publicadas na literatura especializada sobre a utilização e desempenho de atributos sísmicos distintos, derivados a partir de volumes sísmicos parcialmente empilhados, enquanto Indicadores Diretos de Hidrocarbonetos (DHI). Como a resposta sísmica é função das respostas elásticas do arcabouço rochoso em combinação com a do fluido intraporos, a idéia básica por trás destas análises constitui em utilizar combinações de atributos sísmicos elásticos de forma a minimizar o efeito do arcabouço e ressaltar o efeito do fluido contido no espaço poroso. Desta maneira, a combinação de atributos sísmicos elásticos torna a predição do tipo de fluido através da sísmica mais confiável. Neste enfoque, pode-se citar, por exemplo, a utilização de atributos resultantes da combinação das Impedâncias

Acústicas ( $I_p$ ), que “respondem” tanto ao fluido quanto à rocha, com as Cisalhantes ( $I_s$ ), que são mais sensíveis apenas à rocha.

Bons exemplos de trabalhos publicados buscando indicadores mais eficientes de fluido compreendem o artigo de Batzle et al. (2001), que trata da utilização do atributo  $K - G$ , onde  $K$  e  $G$  representam, respectivamente, o módulo volumétrico (também chamado de módulo de incompressibilidade ou módulo Bulk) e o módulo de Cisalhamento, além das várias publicações de Goodway e equipe que, desde 1997, têm sistematicamente apresentado as vicissitudes do parâmetro  $\lambda\rho$  ( $\lambda\rho$ , parâmetro de Lamè:  $\lambda$  multiplicado pela densidade ( $\rho$ )), como excelente indicador de fluidos.

Mais recentemente, no tutorial de Russell et al. (2003) foi apresentado o atributo  $I_p^2 - C.I_s^2$ , onde o parâmetro  $C$  é definido pela razão  $(V_p/V_s)^2_{seco}$  local, sendo que  $V_p$  e  $V_s$  são as velocidades compressionais ( $P$ ) e cisalhantes ( $S$ ) do arcabouço rochoso na condição “seca”, ou seja, sem fluido intraporos. Como discutido por Russell, as propostas de Goodway (1997) e de Hedlin (2002) podem ser consideradas como casos particulares do atributo  $I_p^2 - C.I_s^2$ . Avalia-se, aqui, ainda, o atributo DHI definido pela diferença  $I_p - I_s$ , sugerido por Thedy et al. (2003), que se mostrou bastante eficiente na discriminação de fluidos, e vem sendo aplicado com sucesso também em locações exploratórias.

Vale ressaltar que, previamente a qualquer processo de inversão para extração de atributos sísmicos elásticos, seja como indicadores de fluidos ou litologias, estudos de viabilidade técnica são fortemente recomendáveis (Dillon e Pinheiro, 2000). É através deste tipo de análise prévia que: (a) avalia-se se a informação elástica vai realmente trazer uma melhoria significativa ao processo de caracterização de reservatório ou à interpretação exploratória e, (b) calibra-se a interpretação final do dado invertido.

Estudos de viabilidade técnica devem ser realizados à luz dos conceitos de Física de Rochas no que se refere ao seu conhecimento acumulado tanto em termos experimentais (análises de amostras e perfis) como teóricos (geração de atributos com base em modelos). Vale ressaltar que os perfis a serem utilizados como referência nestes estudos

devem ser previamente analisados e, eventualmente, corrigidos (vide Vasquez *et al.* 2004).

Neste contexto, este estudo focalizou uma avaliação sistemática de pelo menos oito atributos sísmicos distintos, indicadores de fluidos que têm sido apresentados e discutidos na literatura. Para isto, na escala da rocha, utilizou-se a análise referente à resposta elástica para algumas centenas de plugues extraídos de testemunhos de reservatórios siliciclásticos cretáceos e terciários de campos *offshore* brasileiros.

Uma análise similar foi também realizada na escala sísmica. O dado 3D analisado refere-se a uma área *offshore* brasileira com reservatórios siliciclásticos, portadores de óleo, tanto em intervalos terciários quanto cretáceos. Em especial, nesta área, os reservatórios cretáceos são adjacentes a rochas vulcânicas de muito alta impedância, representando um desafio ainda maior no processo de identificação de fluidos (fig. 1).

Conforme detalhamento no Apêndice A, a utilização de atributos indicadores de fluidos derivados da análise de Amplitude *versus* Afastamento Fonte/Receptor (*offset*), ou seja, derivados a partir da análise de AVO tradicional, não são adequados em situações onde as seqüências litológicas investigadas apresentam alto contraste de impedâncias elásticas.

Desta forma, procurando-se evitar os *pitfalls* inerentes à presença de efeito *tuning*, esta análise foi focada principalmente em atributos elásticos derivados do dado já invertido, em especial, via impedâncias ( $I_p$  e  $I_s$ ) geradas a partir do processo de inversão elástica simultânea (fig. 2). 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 cretáceos.

## aspectos teóricos foco na rocha

### medições de velocidades P e S (plugues) em laboratório e simulações do efeito de fluido

As velocidades elásticas das rochas podem ser obtidas através de análises laboratoriais. Em par-

ticular, para este estudo, centenas de plugues de rochas, amostrados em subsuperfície, tiveram suas propriedades elásticas medidas pelo método dinâmico no Laboratório de Física de Rochas do Cenpes (Petrobras). Foram realizadas medições de velocidades de onda  $V_p$  (compressional) e  $V_s$  (cisalhante), porosidade ( $\phi$ ) e densidade ( $\rho$ ), sob condições reais de pressão efetiva e temperatura de subsuperfície.

Os efeitos de dispersão de velocidades relacionados às distintas faixas de freqüência envolvidas nos ensaios ultra-sônicos de laboratório (200 KHz a 1 GHz), quando comparadas àquelas típicas dos levantamentos sísmicos (8 a 60 Hz), são tão mais relevantes quanto mais viscoso for o fluido intraporos (Mavko e Jizba, 1991). Para evitar efeitos de dispersão, que fazem com que as velocidades obtidas a altas freqüências sejam maiores do que as de baixas freqüências, e para se ter uma melhor estimativa das velocidades elásticas das rochas na faixa de freqüências da sísmica, obtém-se os módulos elásticos das rochas não saturadas (a seco) via ensaios de laboratório em plugues, e simula-se o efeito de saturação com fluidos posteriormente, através de modelos teóricos.

Supondo-se que a rocha investigada é um meio homogêneo e isotrópico, em relação aos comprimentos de onda envolvidos, as equações da teoria da elasticidade geral tornam-se aplicáveis. Desta forma, é possível a obtenção do módulo volumétrico  $K_R$  (incompressibilidade) e do módulo de cisalhamento  $G_R$  a partir das velocidades de onda compressional  $V_{pR}$ , velocidade de onda cisalhante  $V_{sR}$  e da densidade  $\rho_R$  medidas para a rocha seca. Conforme indicado nas equações (1), o módulo de cisalhamento é, teoricamente, considerado insensível à presença de fluidos.

$$V_{pR} = \sqrt{\frac{K_R + \frac{4}{3}G_R}{\rho_R}} \quad \text{e} \quad V_{sR} = \sqrt{\frac{G_R}{\rho_R}}$$

equação 1

Para o caso específico de siliciclásticos com baixo teor argiloso e porosidades médias a altas, o modelo mundialmente consagrado para a simulação do efeito de fluidos é aquele desenvolvido por Gassmann (1951). Neste modelo, a velocidade

da onda compressional  $V_p$  para a rocha saturada pode ser expressa em termos das propriedades da rocha seca e do fluido, conforme a equação (2):

$$V_p^2 = \frac{1}{\rho_B} \left\{ 3K_R \left( \frac{1-\sigma_R}{1+\sigma_R} \right) + \frac{\left( 1 - \frac{K_R}{K_m} \right)^2}{\frac{1}{K_m} \left( 1 - \frac{K_R}{K_m} \right) + \phi \left( \frac{1}{K_F} - \frac{1}{K_m} \right)} \right\}$$

equação 2

Onde  $K_R$ ,  $K_m$  e  $K_F$  são, respectivamente, o módulo volumétrico da rocha seca, do mineral (por exemplo,  $K_m = 37$  GPa para o quartzo, no caso de arenitos limpos), e do fluido intraporos.  $\sigma_R$  é o coeficiente de Poisson da rocha seca, que pode também ser explicitado em termos de  $V_{pR}$  e  $V_{sR}$  (velocidades elásticas: compressional e cisalhante da rocha seca) como indica a equação (3):

$$\sigma_R = \frac{1(V_{pR}^2 - 2V_{sR}^2)}{2(V_{pR}^2 - V_{sR}^2)}$$

equação 3

A densidade volumétrica da rocha (saturada com fluido)  $\rho_B$ , pode ser explicitada pela equação (4):

$$\rho_B = \phi \rho_F + (1 - \phi) \rho_m$$

equação 4

sendo  $\phi$  a porosidade, e  $\rho_F$  e  $\rho_m$  as densidades do fluido e da parte sólida da rocha, respectivamente.

As propriedades acústicas dos fluidos são função de suas saturações parciais, pressão estática, temperatura, tipo de óleo (grau API e razão gás-óleo, RGO), salinidade da água e gravidade específica do gás. Batzle e Wang (1992) compilaram diversos algoritmos necessários para a estimativa das propriedades sísmicas dos fluidos, que foram testados por Vasquez e Dillon (1993) através da comparação com resultados laboratoriais, mostrando excelente desempenho. Desta forma, as propriedades elásticas dos fluidos (módulo volumétrico  $K_F$ , velocidade compressional  $V_{pF}$  e densidade  $\rho_F$ ) podem ser diretamente obtidas através destes algoritmos com excelente precisão.

Diferentemente dos fluidos, as rochas são sistemas mecânicos extremamente complexos, sendo que não existem ainda modelos teóricos para

a simulação dos seus módulos elásticos com precisões satisfatórias, reforçando-se, desta forma, a importância das medições experimentais para obtenção dos módulos elásticos do arcabouço rochoso,  $K_R$  e  $\sigma_R$ . Na ausência de testemunhos, os valores de  $K_R$  e  $\sigma_R$  podem ser estimados via perfis, uma vez conhecidas as propriedades acústicas dos fluidos *in situ* e a descrição detalhada (em termos petrográficos) da seqüência litológica atravessada pelo poço, embora os resultados não sejam tão precisos.

Cabe ressaltar que a variação de propriedades físicas do fluido intraporos do reservatório tais como: pressão estática, temperatura e tipo de saturação interferem diretamente no  $K_F$  (módulo volumétrico do fluido). No que se refere ao tipo de saturação, em termos gerais, o  $K_F$  da água é bem maior (fluido menos compressível) do que o  $K_F$  do óleo que, por sua vez, é bem maior do que o  $K_F$  do gás (mais compressível que o óleo e a água). Desta forma, ao substituir-se água (salmoura) por óleo ou por gás, em geral, (a depender do grau de dureza do arcabouço rochoso), o contraste sísmico será crescentemente maior em relação à condição inicial.

## análise de AVO (Amplitude Versus Offset)

Quando uma onda compressional incide em uma interface formando um certo ângulo oblíquo, são geradas uma onda compressional refletida e uma transmitida, além de ondas cisalhantes refletida e transmitida. Devido a este fenômeno de partição de energia na interface, o coeficiente de reflexão da onda compressional depende também da velocidade da onda cisalhante dos meios que definem a interface, além de suas velocidades compressionais e densidades. O coeficiente de reflexão P dada uma incidência P, segundo um determinado ângulo  $\theta$ , explicitado por  $R_{PP}(\theta)$ , pode ser obtido, por exemplo, segundo a linearização proposta por Aki e Richards (1980), explicitada na equação 5:

$$R_{PP}(\theta) = A + B \sin^2 \theta + C (\sin^2 \theta \cdot \tan^2 \theta)$$

equação 5

onde:  $A = \frac{1}{2} \left( \frac{\Delta V_P}{\bar{V}_P} + \frac{\Delta \rho}{\bar{\rho}} \right)$ ,  $B = \frac{1}{2} \frac{\Delta V_P}{\bar{V}_P} - 2 \frac{\bar{V}_S^2}{\bar{V}_P^2} \left( 2 \frac{\Delta V_S}{\bar{V}_S} + \frac{\Delta \rho}{\bar{\rho}} \right)$

e  $C = \frac{1}{2} \frac{\Delta V_P}{\bar{V}_P}$  sendo que  $\bar{V}_P = \frac{1}{2} [(V_P)_{i+1} + (V_P)_i]$ ,

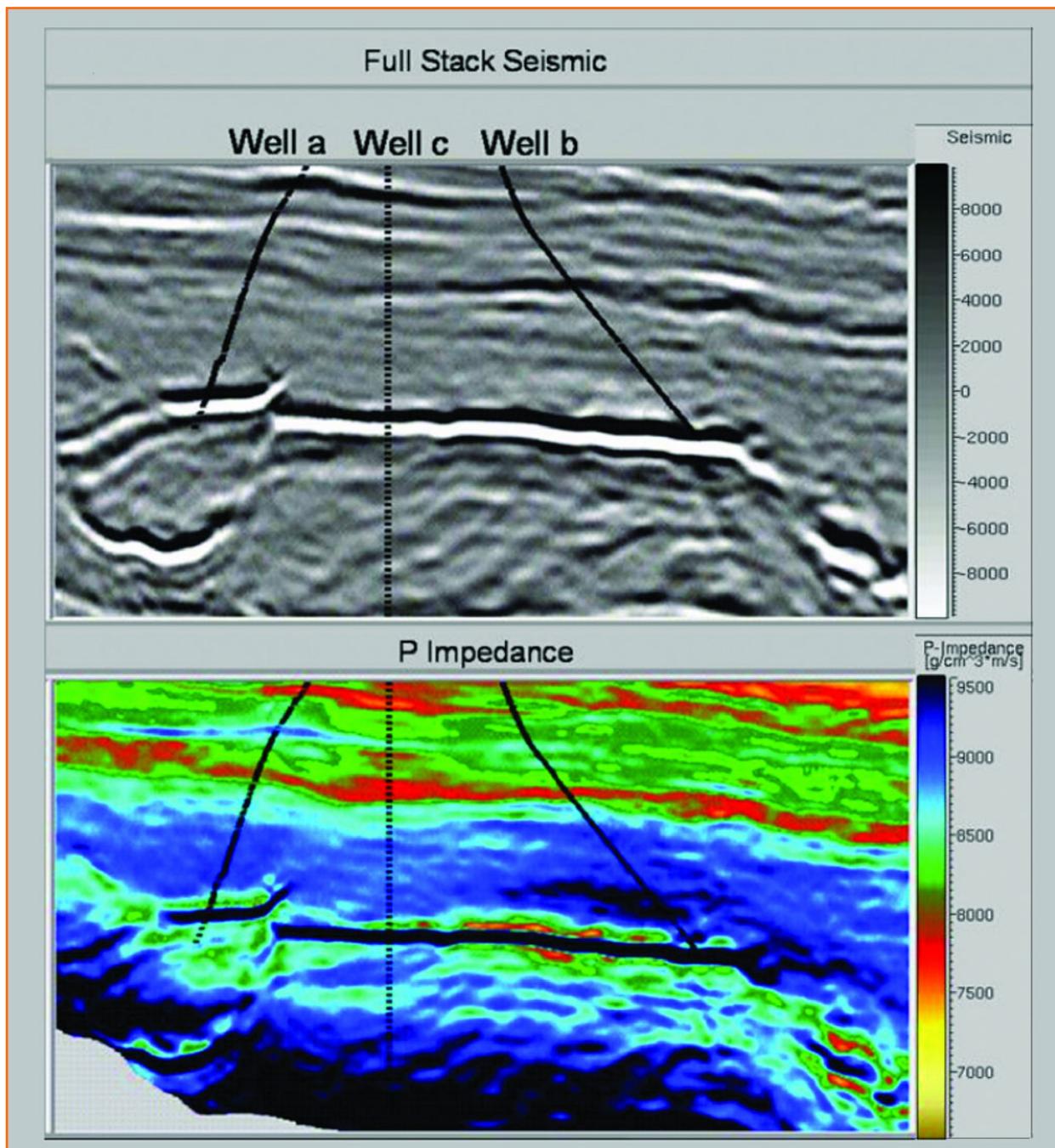


Figura 1

Seção sísmica empilhada (seção superior) e seção de impedância P (seção inferior). A rocha ígnea aparece como o evento em preto, representativo de muito alta impedância, no meio da seção de impedância P.

Figure 1

Full Stack Time Section (upper plot) and P Impedance section (lower plot). Note that the igneous rock with very high impedance is the black event in the middle of P Impedance section.

$$e \left[ \frac{\bar{V}_S}{\bar{V}_P} \right]^2 = \frac{1}{2} \left\{ \left[ \frac{V_S}{V_P} \right]_{i+1}^2 + \left[ \frac{V_S}{V_P} \right]_i^2 \right\},$$

e os índices  $i$  e  $i+1$  referem-se às camadas, havendo fórmulas análogas para as variáveis  $V_s$  e  $\rho$ .

Note-se que se os contrastes de velocidades  $\Delta V_p$  e ângulos forem pequenos, o terceiro termo da equação 5 pode ser desprezado e a equação reescrita como:

$$R_{pp}(\theta) \approx A + B \sin^2 \theta \quad \text{equação 6}$$

ou seja, uma relação linear entre  $R_{pp}(\theta)$  e  $\sin^2(\theta)$ .

Neste contexto, toda a prática usual da análise de AVO, que se baseia nos gráficos de Gradiente (B) e Intercept (A), tem como base esta aproximação, que pode ser chamada de AVO linear. O que aconteceria, no entanto, para uma situação real de interfaces encaixante/reservatório em condições de altos contrastes elásticos, e com off-

Figura 2

Seção arbitrária do atributo  $I_p - I_s$  contendo três poços que atravessam os reservatórios terciários e cretáceos. As impedâncias  $I_p$  e  $I_s$  foram geradas a partir do processo de inversão elástica simultânea.

Figure 2

Arbitrary 2D section of  $I_p - I_s$  attribute containing three wells that crosses both the Tertiary and Cretaceous reservoirs. The impedances  $I_p$  and  $I_s$  were derived from a simultaneous elastic inversion process

sets relativos a ângulos maiores que  $30^\circ$ ? A seguir estes casos são analisados brevemente.

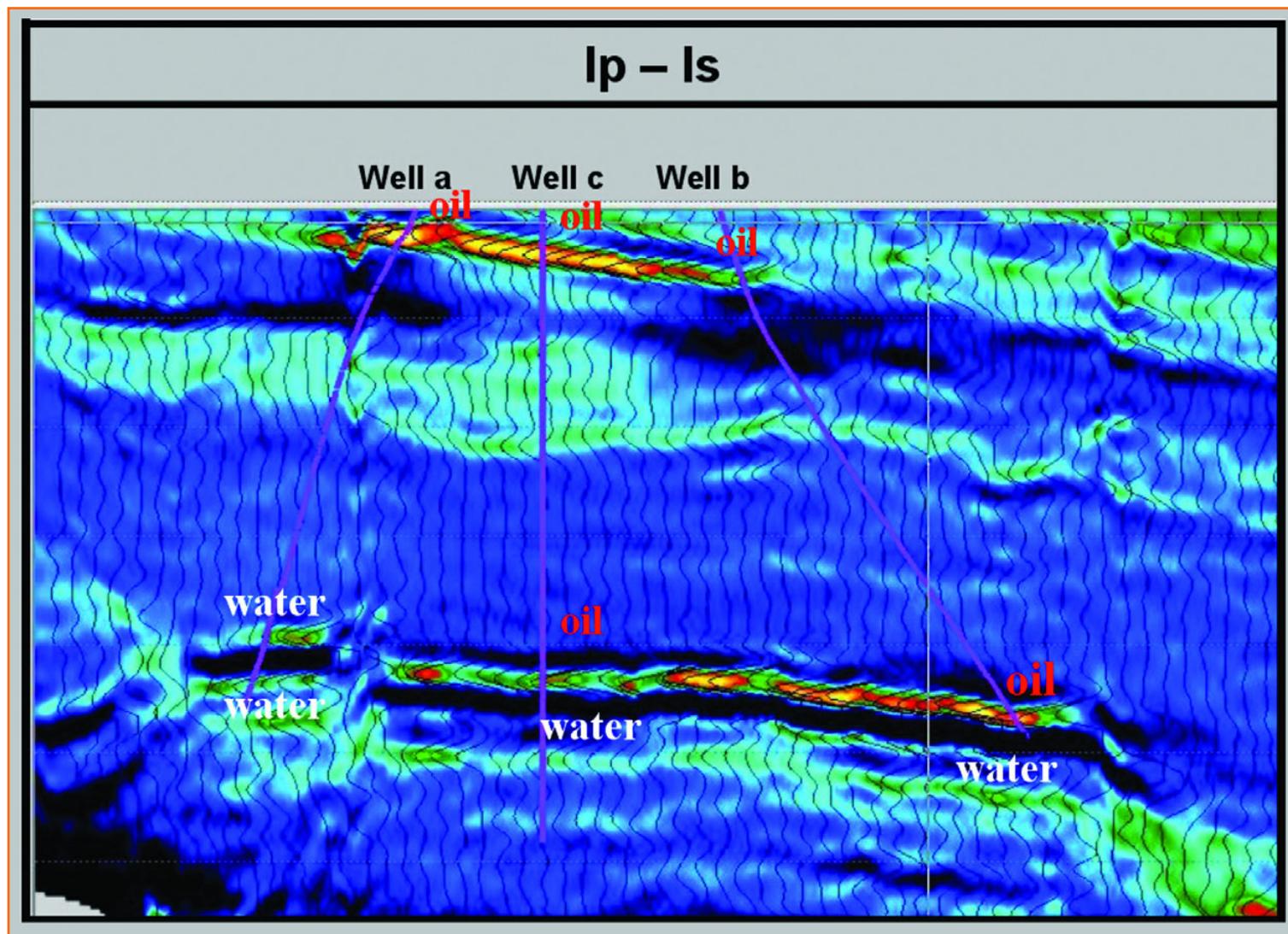
### caso 1 - altos contrastes e ângulos maiores do que $30^\circ$

No intuito de exemplificar estas situações, foi construído um modelo utilizando valores reais baseados nas características elásticas de calcilutitos (marco geológico regional) e areias de reservatórios oligocênicos da Bacia de Campos, saturadas com salmoura, representado na figura 3. A curva vermelha no gráfico desta figura ilustra o coeficiente de reflexão exato da interface em função do ângulo, enquanto as retas lilás, azul e verde ilustram as aproximações obtidas com a suposição de AVO linear e utilização de empilhamentos parciais de  $5^\circ$  e  $30^\circ$ ,  $5^\circ$  e  $40^\circ$  e  $5^\circ$  e  $45^\circ$ , respectivamente.

É visível, neste exemplo, que o efeito de AVO não-linear pode ser percebido efetivamente a partir de  $30^\circ$ . Observa-se, ainda, uma inversão do comportamento do Gradiente de  $R_{PP}$  ( $\theta$ ) em função do ângulo, gerando uma falsa anomalia de AVO do tipo 3 (*Intercept* e Gradiente negativos) para ângulos maiores que  $30^\circ$ .

### caso 2 - altos contrastes e camadas delgadas

Zonas de alto contraste, quando associadas a camadas delgadas, podem gerar **falsas anomalias** de AVO devido ao efeito *tunning* (fenômeno que se caracteriza pela interferência de ondas), podendo ou não estar, também, associados ao efeito do AVO não-linear. Utilizando o mesmo exemplo da figura 3 (mesma interface geológica, calcilutitos e areias), pode-se visualizar, na figura 4, que



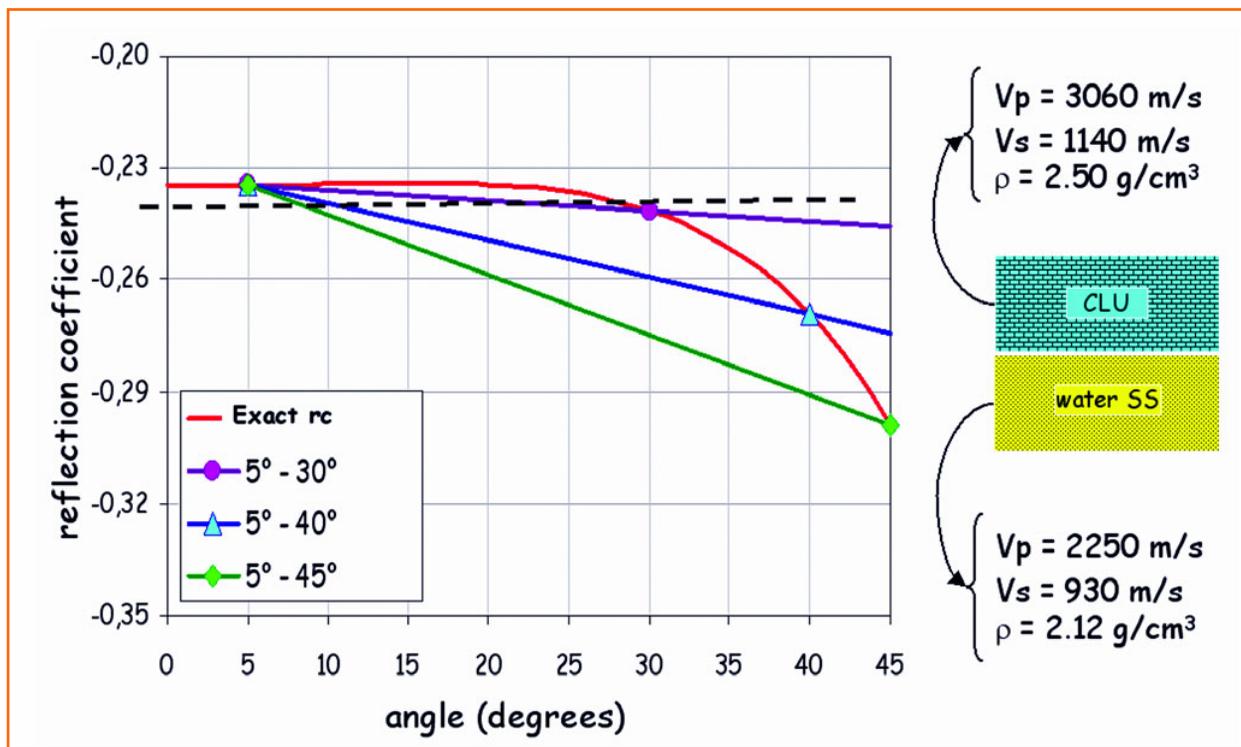


Figura 3

Varição do coeficiente de reflexão com o ângulo para uma situação de alto contraste elástico. O efeito de AVO não-linear pode ser observado para ângulos maiores do que 30°.

Figure 3

Relationship between the reflection coefficient and angle in a high contrast situation. The non-linear AVO effect can be observed for angles greater than 30°.

o efeito *tunning* também pode gerar falsas anomalias de AVO, como indicado na modelagem 1D para Fator de Fluido.

É importante notar que, seja no caso do calcilito sotoposto ou sobreposto ao arenito delgado **saturado com salmoura**, pode-se gerar anomalias de fator de fluido maiores do que aquelas obtidas se a mesma areia estivesse saturada por óleo, ou seja, um *pitfall* de AVO extremamente perigoso. Todavia, como também é observável na mesma modelagem da figura 4, em ambos os casos do efeito *tunning* gerado pela presença dos calcilitos, acima ou abaixo do reservatório, ocorrem fortes picos de Fator de Fluido de sinal positivo (acima da reta de tendência de fundo ou *background*) contíguos àqueles gerados falsamente nas areias (com água), de sinal negativo (abaixo da reta de tendência de fundo ou *background*) que poderiam, portanto, ser confundidos com verdadeiros DHI(s). Ou seja, em geral:

1) camadas delgadas de reservatório vizinhas a camadas de muito alta impedância podem gerar falsas anomalias de AVO devido ao efeito *tunning* e/ou à não-linearidade do gradiente de amplitudes com o afastamento fonte/receptor (*offset*);

2) é sempre importante uma análise mais detalhada e cuidadosa quando, contíguo ao pico de Desvio Ortogonal negativo (possível anomalia DHI), aparecer outro pico também de forte intensidade em sentido oposto (pico positivo). Neste caso, a presença de anomalias indicadoras de hidrocarbonetos pode ser falsa, causadas apenas pelo efeito *tunning*.

## inversão elástica simultânea

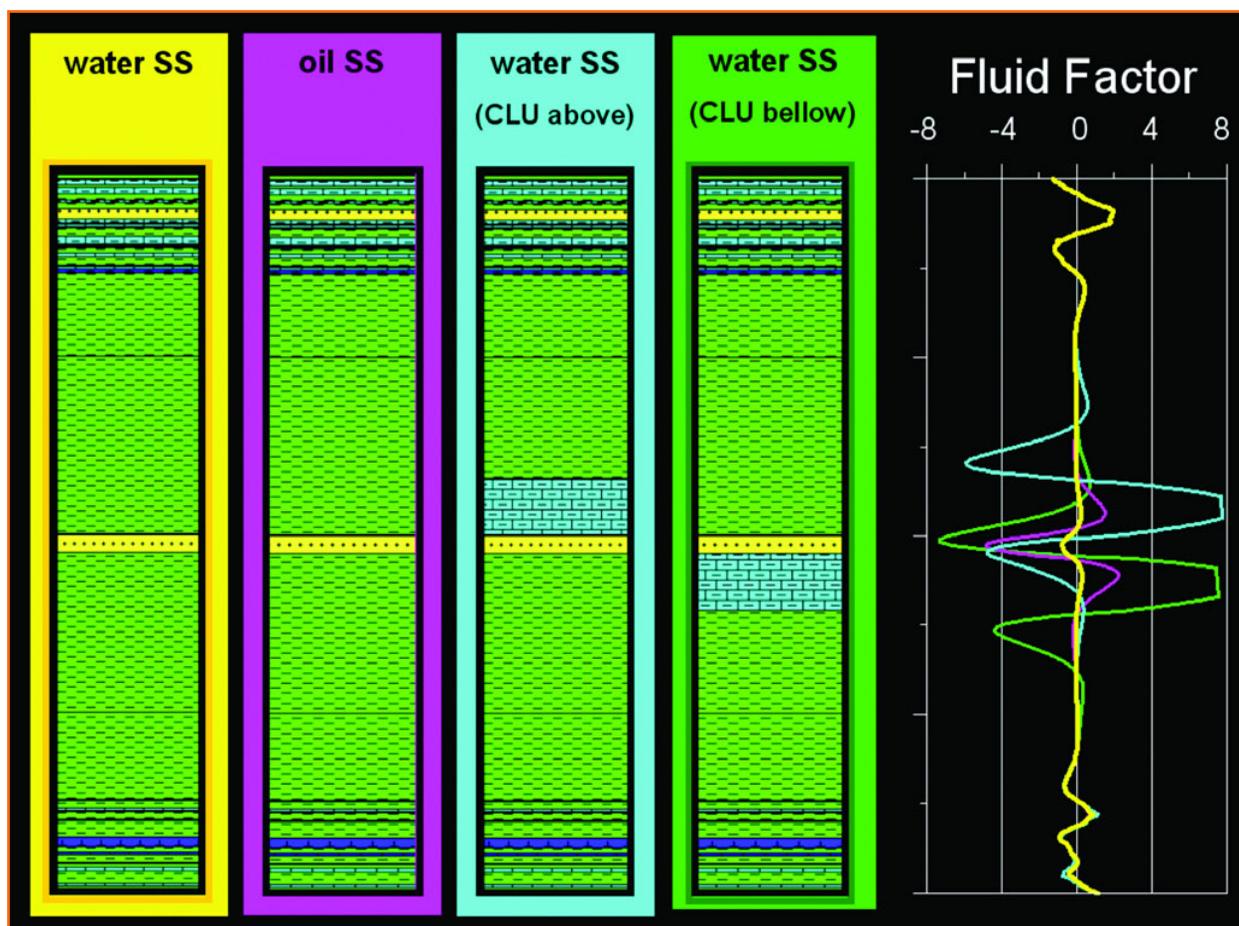
O emprego de metodologias para a inversão do dado sísmico, tanto no contexto da interpretação geofísica exploratória quanto explotatória, tem apresentado importância crescente devido ao fato de: a) ser uma base mais confiável para o mapeamento de fluidos e litologias uma vez que, em relação à análise tradicional via amplitudes sísmicas, tem-se a vantagem da redução de problemas de *tunning* e interferência das encaixantes; b) em geral apresentar boa correlação com porosidade e/ou com litologia; c) representar, diretamente, uma propriedade física das rochas e não da interface; e d) em função da crescente melhoria da qualidade dos dados sísmicos de reflexão, estar associada à disponibilização de

Figura 4

Modelagens 1D para fator de fluido comparando cenários distintos onde a resposta obtida para o mesmo arenito (tanto para o caso da saturação com óleo quanto com água) é analisada no caso deste estar vizinho ou não a litologias de alto contraste elástico.

Figure 4

1D forward modeling for the Fluid Factor related to the same sandstone (for both oil and water saturations) related to the cases when the sandstone is adjacent or not to a high elastic contrast lithology.



algoritmos de inversão sísmica mais robustos.

No entanto, os atributos sísmicos sempre se encontram influenciados por mais de uma propriedade petrofísica de rocha simultaneamente. Desta forma, em várias situações, a utilização isolada da impedância acústica não é suficiente para a solução de todo o espectro de problemas encontrados no processo de interpretação sísmica. Nestas ocasiões, a combinação de atributos não só acústicos, mas também elásticos, é sempre fortemente indicada.

Destaca-se, historicamente, a introdução do conceito de “impedância elástica” (Connolly, 1999), que possibilitou a utilização de cubos de dados sísmicos parcialmente empilhados, com controle de ângulo de reflexão (“*angle stacks*”), para obtenção de informações elásticas. A vantagem desta metodologia é a possibilidade de utilização de ferramentas tradicionais de inversão acústica de dados empilhados, para inversão de cada volume de empilhamento parcial (“*angle stacks*”) individualmente (Dillon *et al.* 2002). Mais recentemente, esta idéia de utiliza-

ção de “*angle stacks*” evoluiu para a aplicação de processos que invertem simultaneamente diversos cubos, referentes a diferentes ângulos, para a obtenção direta de impedâncias de ondas P e de ondas S, tomando-se por base as equações de Zoeppritz ou a linearização de Aki e Richards, como explicitado na equação 5. Este novo procedimento vem sendo denominado pela indústria como “Inversão Simultânea”. Vale ressaltar que a Inversão Simultânea é um processo muito mais efetivo para a correta identificação de fluidos e litologias do que a Inversão Elástica tradicional.

## métodos e procedimentos

A partir da equação de Gassmann, e das medições laboratoriais a seco de  $V_{pR}$ ,  $V_{sR}$  e  $\rho_R$ , sob condições de pressão efetivas reais de subsuperfície, estudou-se a resposta elástica das amostras segundo dois cenários de saturação: (a) 100%

salmoura e (b) 80% de óleo e 20% de salmoura.

Foram analisados os atributos:  $I_p - I_s$ ,  $\lambda\rho$ , razão de Poisson,  $(V_p/V_s)$ ,  $K - G$ ,  $I_p$ , Fator de Fluido e  $I_p^2 - C.I_s^2$  calculado para cinco valores de  $C$  distintos. Estas análises foram realizadas separadamente para os dois cenários distintos de saturação (a e b) acima mencionados, e aplicadas a cada um dos dois grupos de amostras considerados: Arenitos Cretáceos e Terciários.

Nas tabelas I.a e I.b e no gráfico da figura 6 são resumidos os resultados obtidos. Nelas estão listados, para cada cenário considerado, os valores médios e o desvio-padrão obtido para cada atributo, bem como um "Coeficiente Indicador de Fluido". Este Coeficiente diagnostica a sensibilidade do atributo na discriminação de fluidos, e foi definido como a diferença entre os valores médios obtidos para cada cenário de saturação considerado (a e b), dividida pelo desvio-padrão do atributo para a referência da saturação de óleo. Esta forma de análise tem a vantagem de considerar o espalhamento intrínseco do valor do atributo no universo de amostras considerado.

O parâmetro  $C$  é expresso por  $(V_p/V_s)^2_{seco}$  e pode ser, conforme demonstrado por Russell et al. (2003), obtido a partir das medições de  $V_p$  e  $V_s$  em laboratório. Desta forma, conforme indicado nas tabelas I.a e I.b, com base nos valores obtidos para o "Coeficiente Indicador de Fluido", calibrar-se o melhor  $C$  para os reser-

vatórios do Terciário e do Cretáceo e, ao mesmo tempo, para a média global dos dois reservatórios, como pode ser observado na figura 5.

Procurou-se, em especial, realizar uma análise aprofundada em todas as escalas (rocha, perfil e sísmica), referente ao desempenho do atributo calculado pela diferença entre as impedâncias  $I_p$  e  $I_s$ . É interessante ressaltar que, na faixa de impedâncias  $I_p$  e  $I_s$  normalmente encontradas, o atributo  $(I_p - I_s)$  é quase linearmente correlacionado com o parâmetro  $\lambda\rho$  (matematicamente,  $(I_p - I_s) \approx a(\lambda\rho) + b$ ). No contexto dos dados aqui analisados exemplifica-se, no gráfico da figura 7, esta quase-linearidade na escala de rocha (amostras).

Os perfis de velocidades e densidades dos três poços analisados, contidos na seção sísmica arbitrária considerada, foram invertidos a partir da equação de Gassmann e dos  $K_F$  e  $\rho_F$  locais (respectivamente, módulo volumétrico e densidade do fluido gerado a partir das equações de Batzle e Wang), de forma a se obter perfis referentes aos  $(V_p/V_s)^2_{seco}$  dos reservatórios analisados. Os valores assim calculados para o parâmetro  $C$  ( $C = (V_p/V_s)^2_{seco}$ ), na escala do perfil, foram: (a) ( $C \sim 2.5$ ) para o Cretáceo e b) ( $C \sim 2.8$ ) para o Terciário.

Desta forma, os resultados obtidos para o parâmetro  $C$ , calibrados na escala do perfil para os reservatórios terciários e cretáceos, foram também utilizados na escala sísmica aplicados à seção arbitrária escolhida, no cálculo do atributo  $I_p^2 -$

Tabela I.a

Análises de atributos sísmicos elásticos Indicadores Diretos de Hidrocarbonetos (DHI:  $I_p - I_s$ ,  $\lambda\rho$ , razão de Poisson,  $(V_p/V_s)$ ,  $K - G$ ,  $I_p$ , Fator de Fluido e  $I_p^2 - C.I_s^2$  calculado para cinco valores de  $C$  distintos, a partir de centenas de amostras de arenitos terciários e cretáceos, segundo dois cenários de saturação: (a) 100% salmoura e (b) 80% de óleo e 20% de salmoura.

Table I.a

DHI Attributes Analyses for Tertiary and Cretaceous sandstone (rock samples), according to two scenarios: (a) 100% brine and (b) 80% oil and 20% brine.

			$I_p - I_s$ [m/s.kg/m <sup>3</sup> ] $\times 10^6$	$\lambda\rho = I_p^2 - 2I_s^2$ [(m/s.kg/m <sup>3</sup> ) <sup>2</sup> ] $\times 10^{12}$	Poisson's ratio [-]	$(V_p/V_s)$ [-]	$K - G$ [GPa]	$I_p$ [m/s.kg/m <sup>3</sup> ] $\times 10^6$	Fluid Factor [-]
Cretaceous Sandstones	water	mean value	4.23	35.0	0.265	1.822	36.9	9.4	0.006
		std. dev.	0.12	1.9	0.007	0.034	2.4	0.3	0.005
	oil	mean value	3.97	30.1	0.268	1.776	35.1	9.1	0.017
		std. dev.	0.12	1.6	0.006	0.017	2.5	0.4	0.004
Fluid Indicator Coefficient			2.2	3.0	2.8	2.7	0.7	0.8	2.8
Tertiary Sandstones	water	mean value	3.26	21.0	0.368	2.183	16.9	6.0	0.008
		std. dev.	0.07	1.0	0.005	0.064	0.6	0.1	0.005
	oil	mean value	2.60	13.4	0.323	1.945	13.5	5.3	0.095
		std. dev.	0.10	1.0	0.007	0.061	0.7	0.2	0.014
Fluid Indicator Coefficient			6.4	7.4	6.4	3.9	4.8	4.2	6.2

Tabela I.b

Análises de atributos sísmicos elásticos Indicadores Diretos de Hidrocarbonetos (DHI) para amostras de arenitos terciários e cretáceos: atributo definido por Russel *et al.* (2003):  $Ip^2 - C.Is^2$  calculado para cinco valores distintos de C.

Table I.b

DHI Attributes Analyses for Tertiary and Cretaceous sandstone (rock samples): Russell *et al.* attribute:  $Ip^2 - C.Is^2$  calculated for five distinct C values.

			IP <sup>2</sup> - C.IS <sup>2</sup> [(m/s.kg/m <sup>3</sup> ) <sup>2</sup> ]x10 <sup>12</sup>				
			C = 2.6	C = 2.7	C = 2.8	C = 2.9	C = 3.0
Cretaceous Sandstones	water	mean value	19.1	16.4	13.8	11.1	8.5
		std. dev.	1.2	1.1	1.2	1.3	1.4
	oil	mean value	14.4	11.8	9.1	6.5	3.9
		std. dev.	0.6	0.7	0.9	1.1	1.3
Fluid Indicator Coefficient			7.7	6.7	5.4	4.3	3.6
Tertiary Sandstones	water	mean value	16.5	15.8	15.0	14.3	13.5
		std. dev.	0.9	0.9	0.8	0.8	0.8
	oil	mean value	9.0	8.2	7.5	6.8	6.0
		std. dev.	1.0	1.0	0.9	0.9	0.9
Fluid Indicator Coefficient			7.9	7.9	8.0	8.0	8.0
Tertiary + Cretaceous Sandstones	water	mean value	17.8	16.1	14.4	12.7	11.0
		std. dev.	1.6	1.1	1.2	1.9	2.8
	oil	mean value	11.7	10.0	8.3	6.6	5.0
		std. dev.	2.8	2.0	1.2	1.0	1.5
Fluid Indicator Coefficient			2.2	3.1	5.0	6.0	3.9

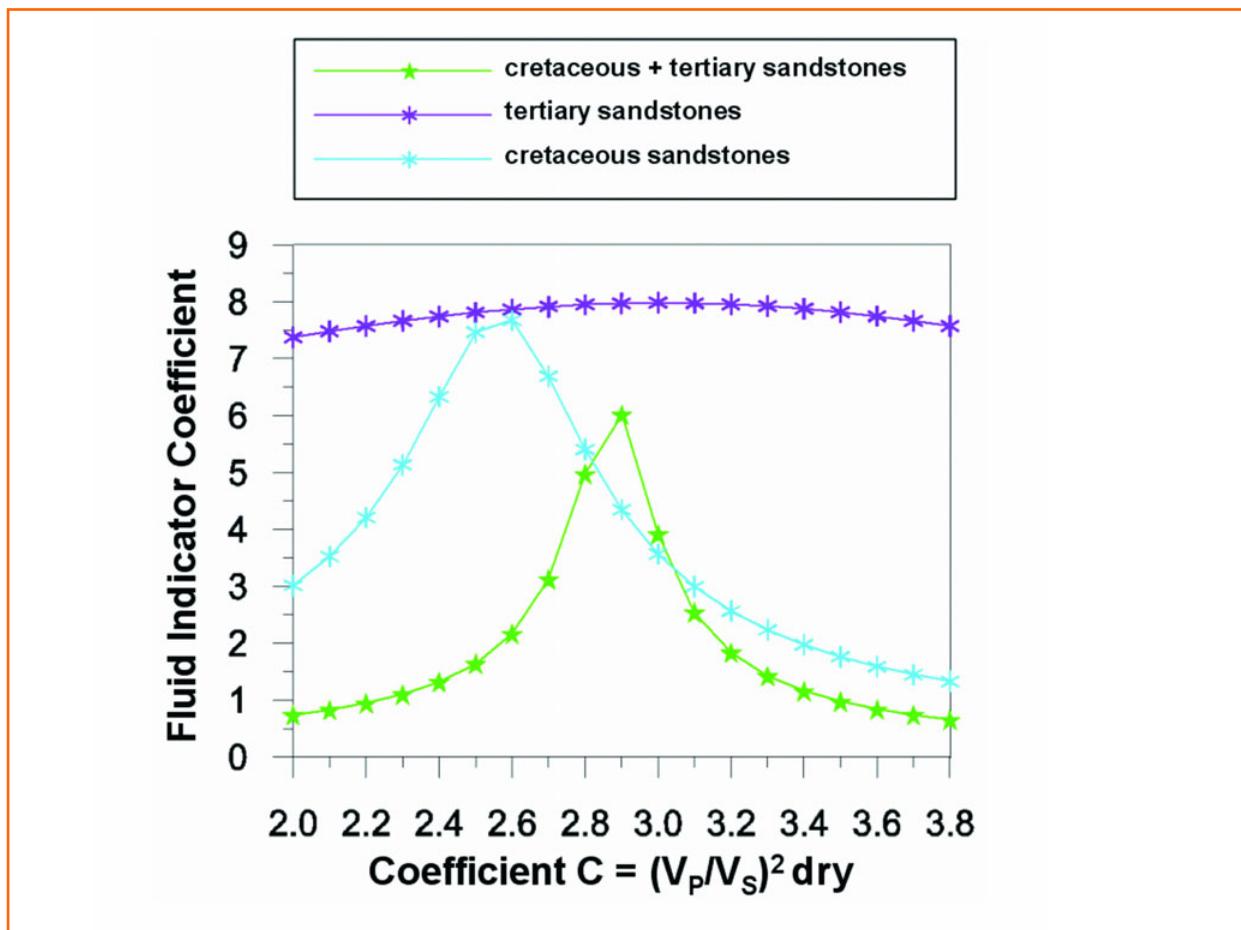
C.Is<sup>2</sup>. Na figura 8 ilustram-se os resultados obtidos, ou seja: a)  $Ip^2 - C.Is^2$  com C calibrado para o Cretáceo (C~2.5) e b)  $Ip^2 - C.Is^2$  com C calibrado para o Terciário (C~2.8). Os resultados obtidos para a) e b), aplicados à seção 2D considerada, foram também comparados com os resultados obtidos pelo cômputo do atributo  $Ip - Is$ , na mesma seção.

## resultados foco na rocha

Os resultados sumariados nas tabelas I.a e I.b e figura 6 mostram que, no enfoque pontual das análises de amostras de rocha, para os reservatórios terciários, todos os atributos considerados (inclusive a Impedância Acústica,  $Ip$ ) são eficientes indicadores de fluidos, porém, o atributo definido por Russel *et al.* (2003),  $Ip^2 - C.Is^2$ , apresenta um desempenho de destaque. No entanto, a utilização de um parâmetro C calibrado especificamente para o Terciário, no caso C~2.8,

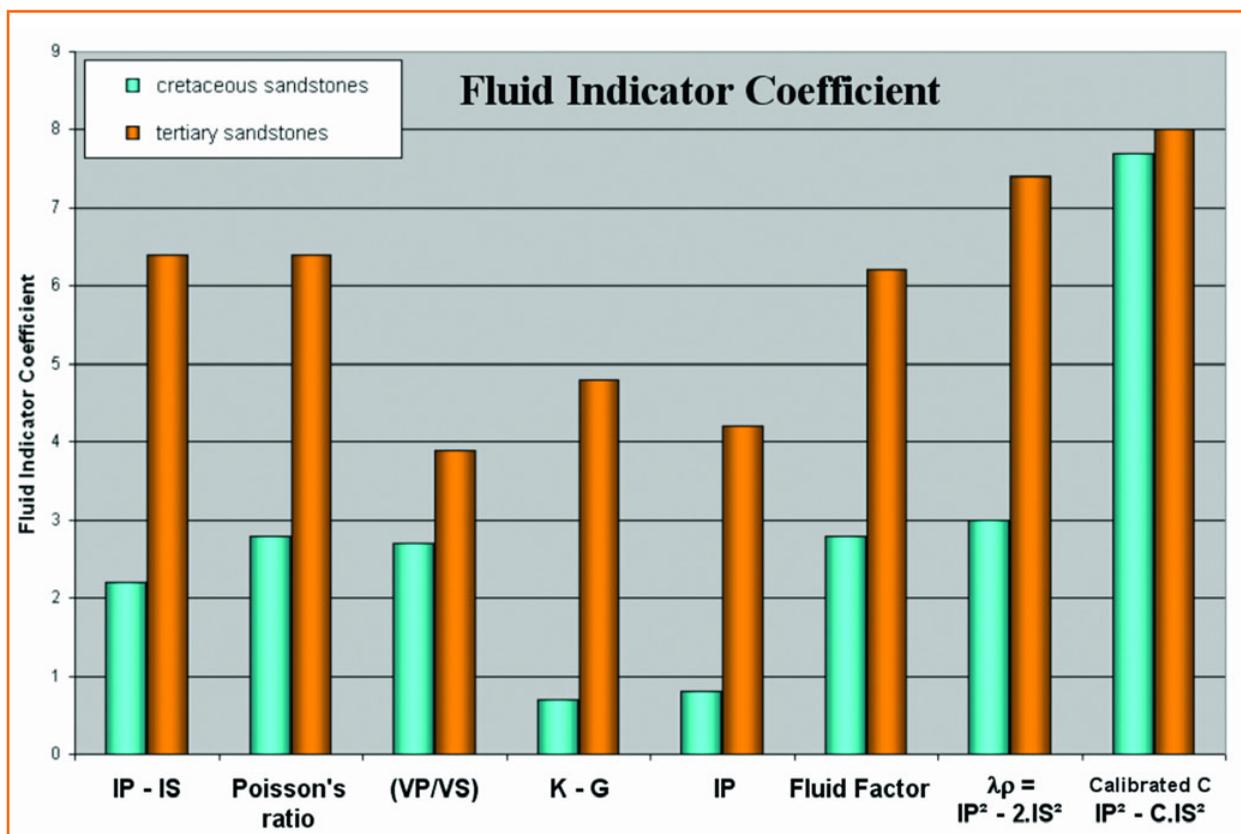
não gerou uma grande diferença em relação, por exemplo, ao valor C = 2, que coincide com o atributo  $\lambda\rho$  ( $\lambda\rho = Ip^2 - 2Is^2$ ) (fig. 5 e tabela I.b). Já no caso das areias do Cretáceo, a sensibilidade a fluidos, em geral, é bastante reduzida e da ordem de menos da metade daquela apresentada pelos arenitos terciários. Alguns atributos mostram-se bem superiores aos outros, com forte destaque para o atributo  $Ip^2 - C.Is^2$ , quando se utiliza o C calibrado localmente: C = 2.6 (fig. 9). No caso das areias cretáceas, diferentemente do caso das areias terciárias, o indicador puramente acústico ( $Ip$ ), bem como o indicador (K - G), não apresentaram bom desempenho (fig. 9 e tabela I.a)

Um questionamento pertinente para este tipo de análise relaciona-se ao fato de que o efeito de fluidos nas amostras foi simulado a partir das equações de Gassmann, que também são a base das deduções para o atributo de Russel *et al.* (2003). Assim, poder-se-ia argumentar que é em função deste motivo que, na escala da rocha, o referido atributo tenha se mostrado tão eficiente e sensível a uma calibração mais refinada. Este é um



**Figura 5**  
 Relação entre o Coeficiente Indicador de Fluido e o fator C (do atributo DHI de Russel et al. (2003):  $Ip^2 - C.Is^2$ ) obtida para o conjunto de amostras. Do gráfico obtêm-se os valores calibrados de C para os reservatórios terciário (C ~ 3.0) e cretáceo (C ~ 2.6), e para os dois reservatórios juntos (C ~ 2.9).

*Figure 5*  
 Relationship between Fluid Indicator Coefficient and the C factor (from the Russell et al. DHI attribute:  $Ip^2 - C.Is^2$ ) obtained for the rock samples dataset. From these curves, the best C was estimated for the Tertiary (C ~ 3.0) and Cretaceous (C ~ 2.6) reservoirs and simultaneously for both reservoirs (C ~ 2.9).



**Figura 6**  
 Representação gráfica dos valores do Coeficiente Indicador de Fluido dos diversos atributos elásticos estudados (tabelas I.a e I.b) para centenas de amostras de rochas oriundas de reservatórios siliciclásticos cretáceos e terciários.

*Figure 6*  
 Graphic representation of Fluid Indicator Coefficient of various elastic attributes (tables I.a and I.b). Hundreds of samples from Tertiary and Cretaceous siliciclastic reservoirs of Brazilian offshore fields were analyzed.

Figura 7

Gráfico de  $(I_p - I_s)$  versus  $\lambda_\rho$  para amostras de rocha. O atributo  $(I_p - I_s)$  é quase linearmente correlacionado com o parâmetro  $\lambda_\rho$  na faixa de impedâncias  $I_p$  e  $I_s$  normalmente encontradas.

Figure 7

$(I_p - I_s)$  versus  $\lambda_\rho$  cross-plot for (a) rock samples and (b) well log data. Note that the attribute  $(I_p - I_s)$  is almost linearly correlated with parameter  $I_r$  in the usually found  $I_p$  and  $I_s$  range.

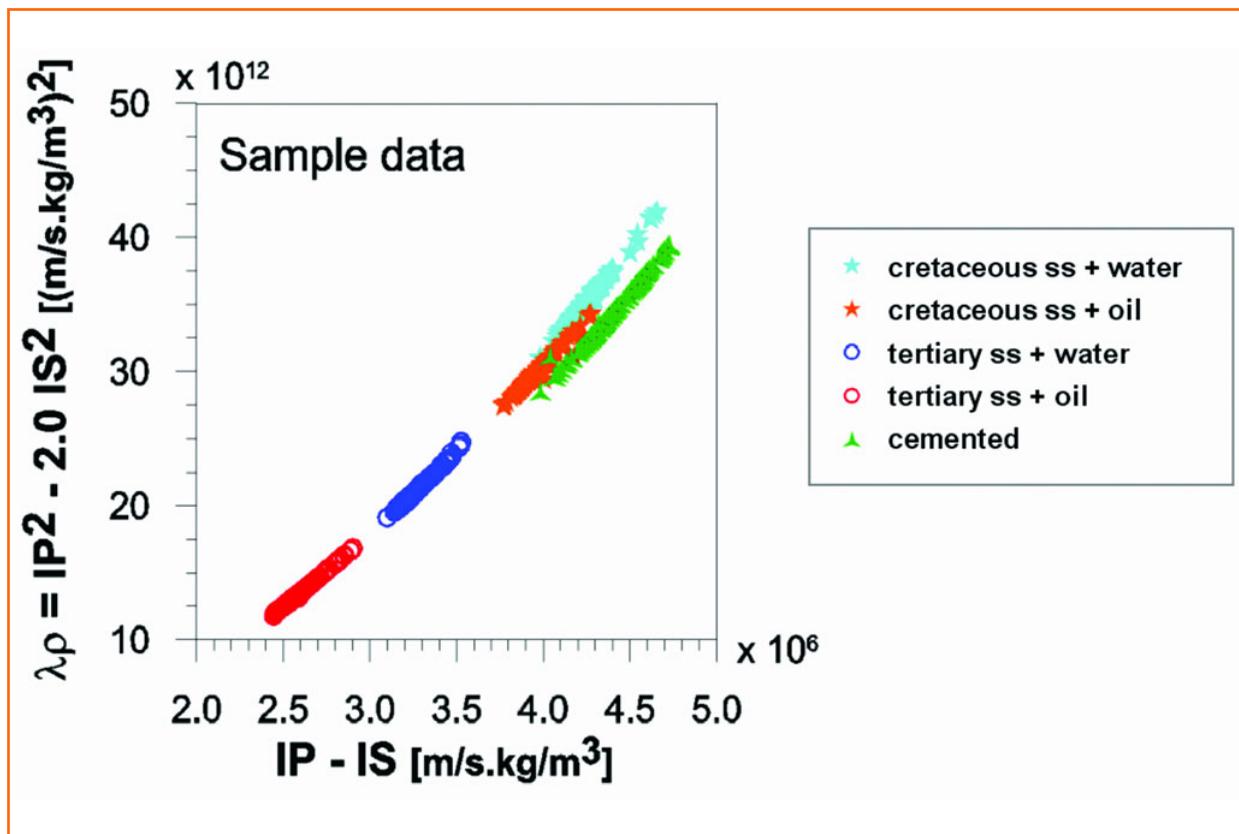
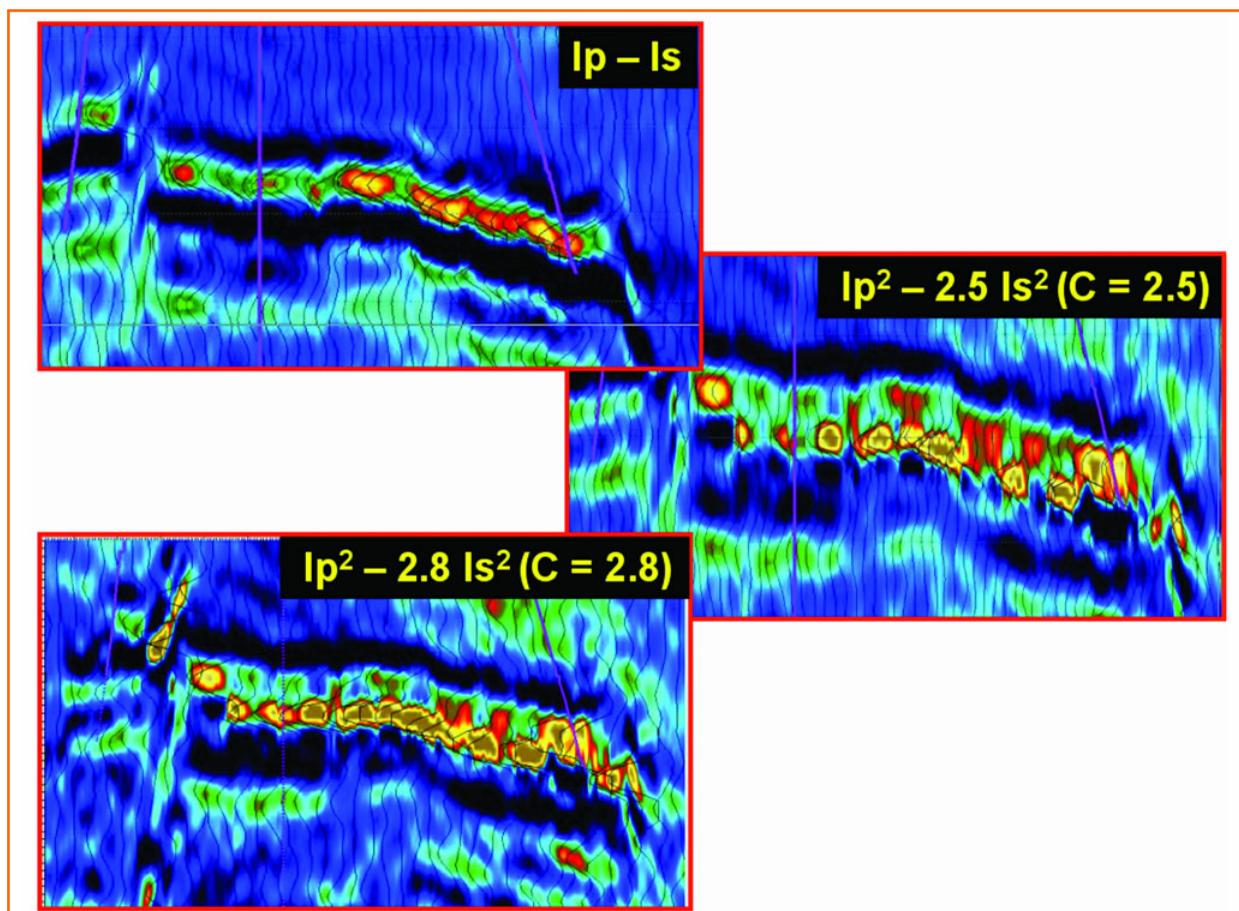


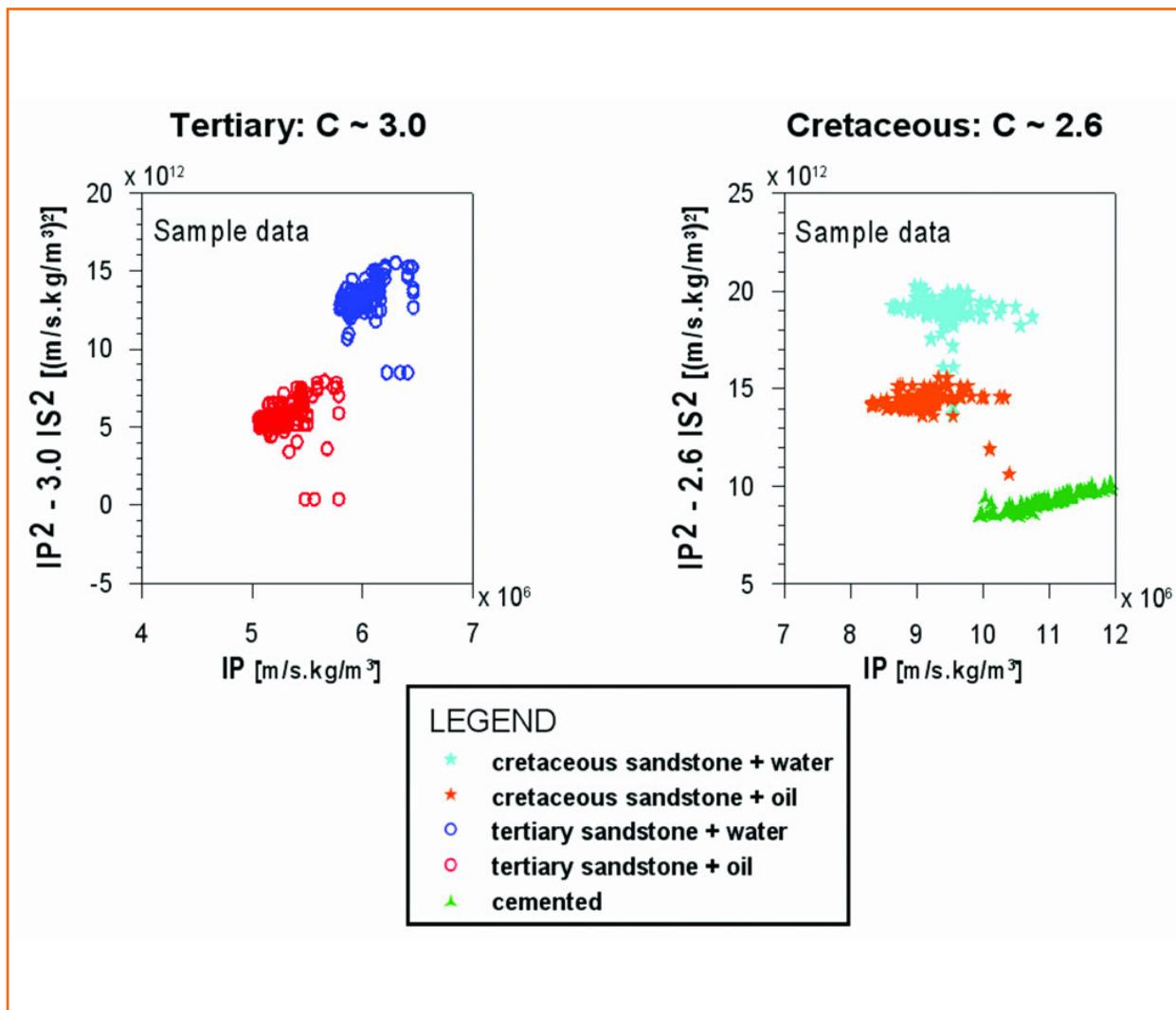
Figura 8

Seções de atributos sísmicos (em tempo):  $I_p - I_s$  (seção superior),  $I_p^2 - 2.5I_s^2$  (C calibrado para o reservatório cretáceo - seção intermediária),  $I_p^2 - 2.8I_s^2$  (C calibrado para o reservatório terciário - seção inferior).

Figure 8

Seismic attribute sections (in time):  $I_p - I_s$  (top section),  $I_p^2 - 2.5I_s^2$  (C calibrated for the Cretaceous reservoir - middle section),  $I_p^2 - 2.8I_s^2$  (C calibrated for the Tertiary reservoir - bottom section).





**Figura 9**  
Gráficos ( $Ip^2 - 3.0 Is^2$ ) versus  $Ip$  (esquerda), e ( $Ip^2 - 2.6 Is^2$ ) versus  $Ip$  (direita) para todas as amostras analisadas. Para as amostras do reservatório terciário (esquerda) a sensibilidade de fluidos é muito boa. Para as amostras do cretáceo (direita) a combinação de atributos elásticos associados ao processo de calibração se torna essencial para a otimização do processo de detecção de fluido.

*Figure 9*  
( $Ip^2 - 3.0 Is^2$ ) versus  $Ip$  (left) and ( $Ip^2 - 2.6 Is^2$ ) versus  $Ip$  (right) cross-plot correlations for all rock samples analyzed. For the Tertiary reservoir samples (left) the sensitivity to fluids is very good. For the Cretaceous samples (right), the combination of elastic attributes associated to a local calibration process becomes essential for the optimization of the fluid detection process.

tema ainda em aberto, e as discussões estão em andamento na literatura internacional especializada.

Como se pode observar na figura 10, a experiência Petrobras em avaliações estatísticas de  $Vp/Vs$  médios para conjunto de dados muito maiores do que aquele aqui usado, aponta para valores médios de  $C$  em torno de 3.0, o que corresponde a uma Razão de Poisson em torno de 0.25, diferente do valor médio de  $C \sim 2.25$  proposto por Russell, que implica em uma razão de Poisson em torno de 0.1. Esta diferença vem, provavelmente, do fato de o conjunto de dados de amostras brasileiras analisadas, que compõe o Banco de Dados de Física de Rochas da Petrobras, ser predominantemente de turbiditos *offshore* e, portanto, menos consolidadas do que aquelas consideradas no conjunto de dados de Russell.

## foco na análise integrada de perfil e sísmica

Focando-se a zona piloto analisada, realizou-se um estudo de viabilidade técnica para análise de atributos elásticos enquanto discriminadores de fluidos e litologias a partir de todos os poços disponíveis com perfis de onda S adquiridos *in situ*. Um controle de qualidade detalhado destes perfis foi realizado, vide metodologia discutida por Dillon e Pinheiro (2000). Especial atenção foi dada à correção dos perfis de  $Vp$  e  $Vs$  para o efeito de invasão por filtrado de lama, conforme metodologia discutida em Vasquez *et al.* (2004).

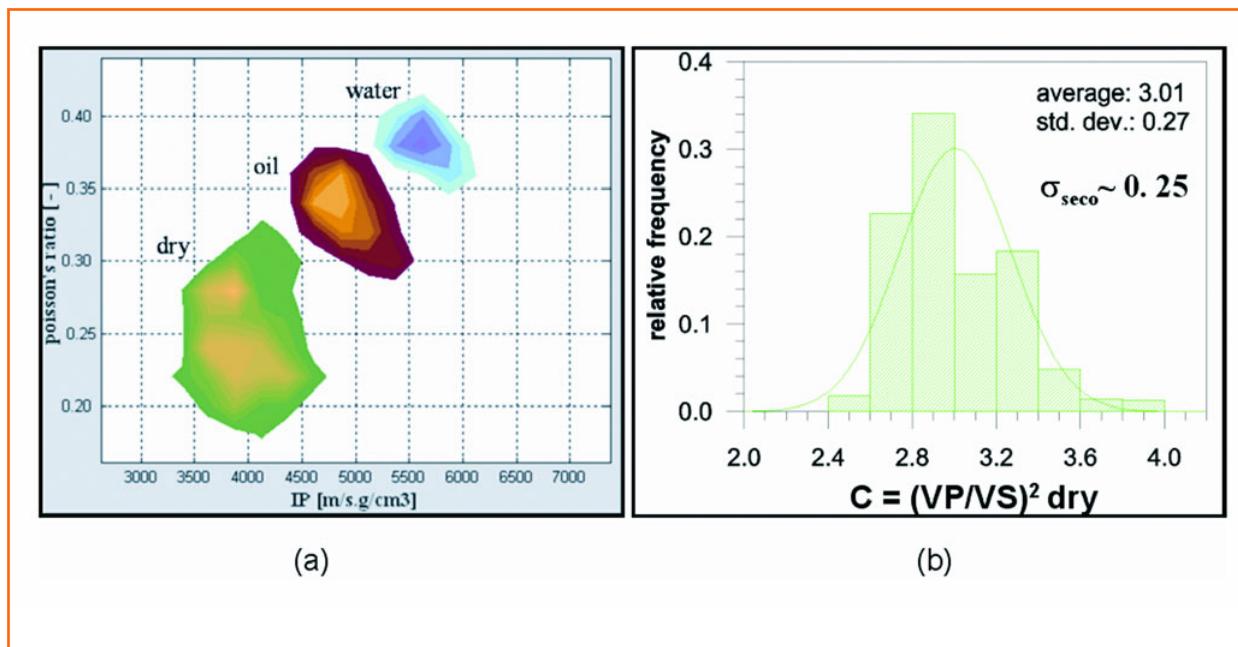
Os estudos realizados, na escala do perfil, conforme apresentado na figura 11a, mostram que o atributo  $Ip - Is$  apresenta excelente capacidade para

Figura 10

(a) Gráfico de  $I_p$  versus razão de Poisson para um conjunto de arenitos brasileiros incluindo centenas de amostras. (b) Histograma do fator C para o mesmo conjunto de amostras brasileiras considerado na figura (a).

Figure 10

(a)  $I_p$  versus Poisson's ratio cross-plot for a dataset of based on several hundreds of Brazilian sandstone samples. (b) C factor histogram for the same Brazilian sandstone dataset as considered in the cross-plot of figure (a).



discriminar fluidos, seja em reservatórios terciários ou cretáceos, apresentando um parâmetro de corte (óleo/água), aproximadamente válido, ao mesmo tempo, para os dois *plays* analisados. Observa-se, também, que o parâmetro  $(V_s/V_p)^2$  é um pouco menos eficiente na separação das areias com óleo do que o parâmetro  $I_p - I_s$ , já que apresenta alguma superposição com as demais litologias. Para os reservatórios cretáceos, assim como observado na escala da rocha, a informação puramente acústica (só  $I_p$ ) não é tão eficiente na detecção direta de hidrocarbonetos quanto a elástica (representado por  $I_p - I_s$ ), vide figura 11b.

A seguir, nas figuras 12 a 15 exemplificam-se as calibrações e análises detalhadas realizadas, tanto na escala do perfil quanto da sísmica, variando-se o parâmetro C (seja no atributo:  $I_p - C.I_s$  ou  $I_p^2 - C.I_s^2$ ), com foco na atuação destes enquanto DHI (Indicadores Diretos de Hidrocarbonetos).

O que foi selecionado pelo polígono no gráfico referente ao dado sísmico está indicado pela sobreposição da cor "rosa" também nas seções sísmicas. Procurou-se selecionar no polígono os intervalos referentes aos reservatórios quando saturados por hidrocarboneto. Apenas duas escalas de cores foram utilizadas: uma fixada para atributos tipo:  $I_p - C.I_s$  e outra para aqueles tipo:  $I_p^2 - C.I_s^2$ , independente dos diversos valores de C analisados em ambos os casos.

Ao se comparar os gráficos (perfil e sísmica), observa-se a excelente calibração perfil-sísmica para o atributo  $I_p - C.I_s$ , mas já não tão boa para o atributo  $I_p^2 - C.I_s^2$ .

Por outro lado, fica também evidenciado que a escolha correta do parâmetro C é fundamental. Por exemplo, visualizando-se o comportamento das rochas ígneas nos gráficos (vide cor mostarda nos gráficos na escala dos perfis) é observável uma rotação de seu posicionamento em função do parâmetro C. Ou seja, para o atributo  $I_p - I_s$ , ( $C = 1$ ), os menores valores gerados resultam na identificação correta do posicionamento das rochas saturadas de hidrocarboneto e os maiores valores referem-se às rochas ígneas. Já para o parâmetro  $I_p - 2I_s$  ( $C = 2$ ), as rochas ígneas apresentam os menores valores, e os reservatórios saturados por hidrocarboneto se apresentam com valores intermediários, superpostos a outras litologias e, portanto, de difícil identificação.

No enfoque do dado sísmico este tipo de efeito é observável de forma análoga para os atributos  $I_p^2 - C.I_s^2$ . Neste caso, com  $C = 2$  ( $I_p^2 - 2I_s^2$ ), os menores valores indicam, de forma destacada, os reservatórios com hidrocarboneto, e os maiores seriam as ígneas. Já com  $C = 3$  ( $I_p^2 - 3I_s^2$ ), os menores valores indicam as ígneas e os reservatórios assumem valores intermediários de difícil identificação. Pode-

se visualizar, na figura 16, no contexto do atributo  $Ip^2 - C.Is^2$ , uma seqüência de simulações geradas para diversos parâmetros C ( $C = 1$ ,  $C = 1.5$ ,  $C = 2$  e  $C = 2.5$ ), onde se observa claramente o caráter mais ruidoso dos resultados obtidos. Note-se que o ruído é mais presente à medida que se aumenta o peso da onda S. Este fato é coerente já que a informação S advém, no processo de inversão simultânea, dos volumes parcialmente empilhados relativos aos maiores ângulos, sendo por tal mais ruidosa e com menor conteúdo de freqüência.

Ressalte-se, ainda, que o parâmetro C, no atributo  $Ip - C.Is$ , pode ser também estimado, de forma similar àquela definida na análise AVO, através do conceito de Fator de Fluido. Como se indica na figura 17, as anomalias devido a óleo se posicionam fora da reta de tendência de fundo definida no gráfico de  $Ip$  versus  $Is$ . Assim, de forma análoga ao AVO, pode-se imaginar que quanto mais longe desta reta, melhor fica caracterizada uma anomalia devido à presença de hidrocarboneto.

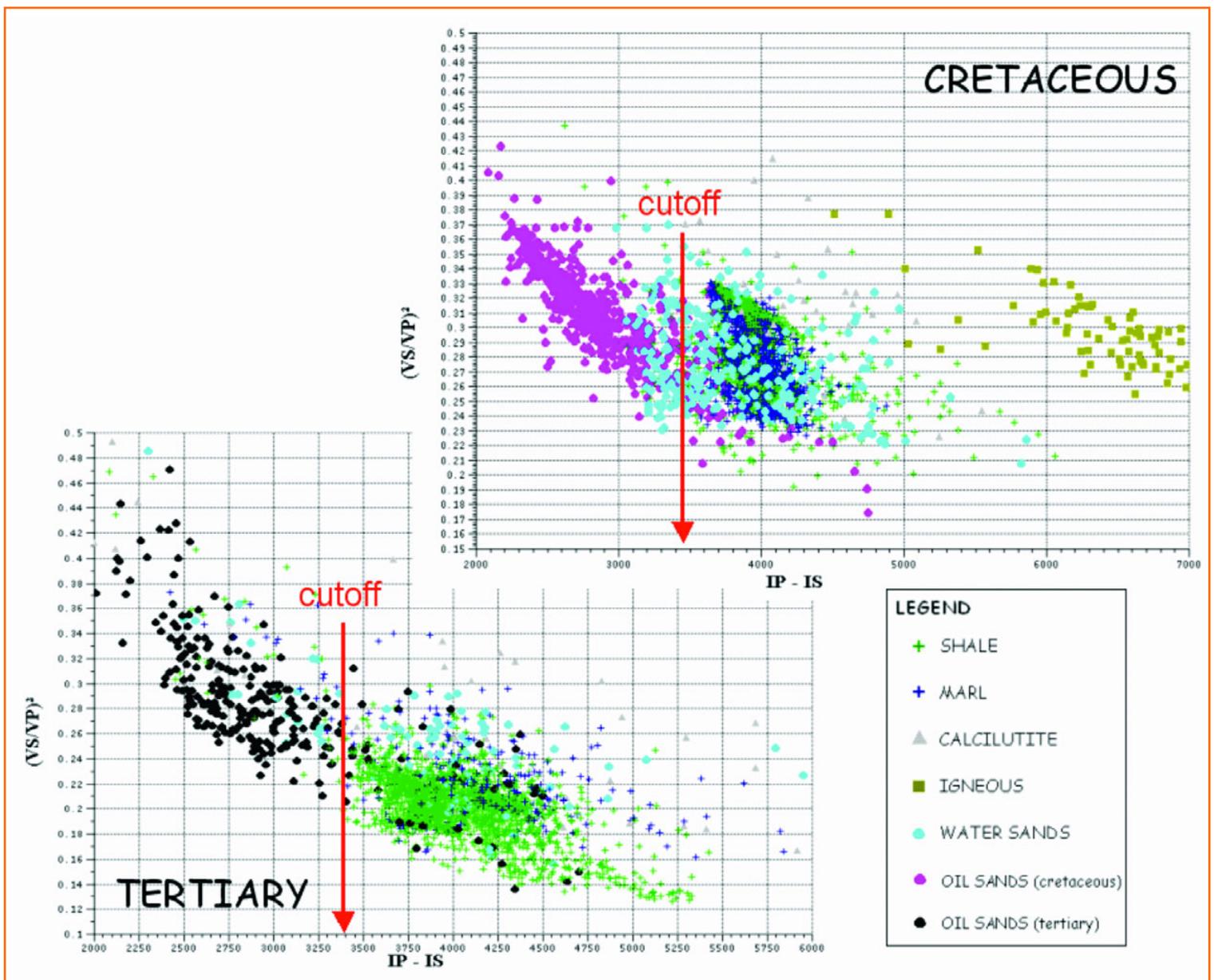


Figura 11 (a) – Gráfico de  $(Ip - Is)$  versus  $(Vs/Vp)^2$  para reservatórios terciários (esquerda) e cretáceos (direita) (dados de perfil).

Figure 11 (a) –  $(Ip - Is)$  versus  $(Vs/Vp)^2$  cross-plot for Tertiary (left) and Cretaceous (right) reservoirs (well log data).

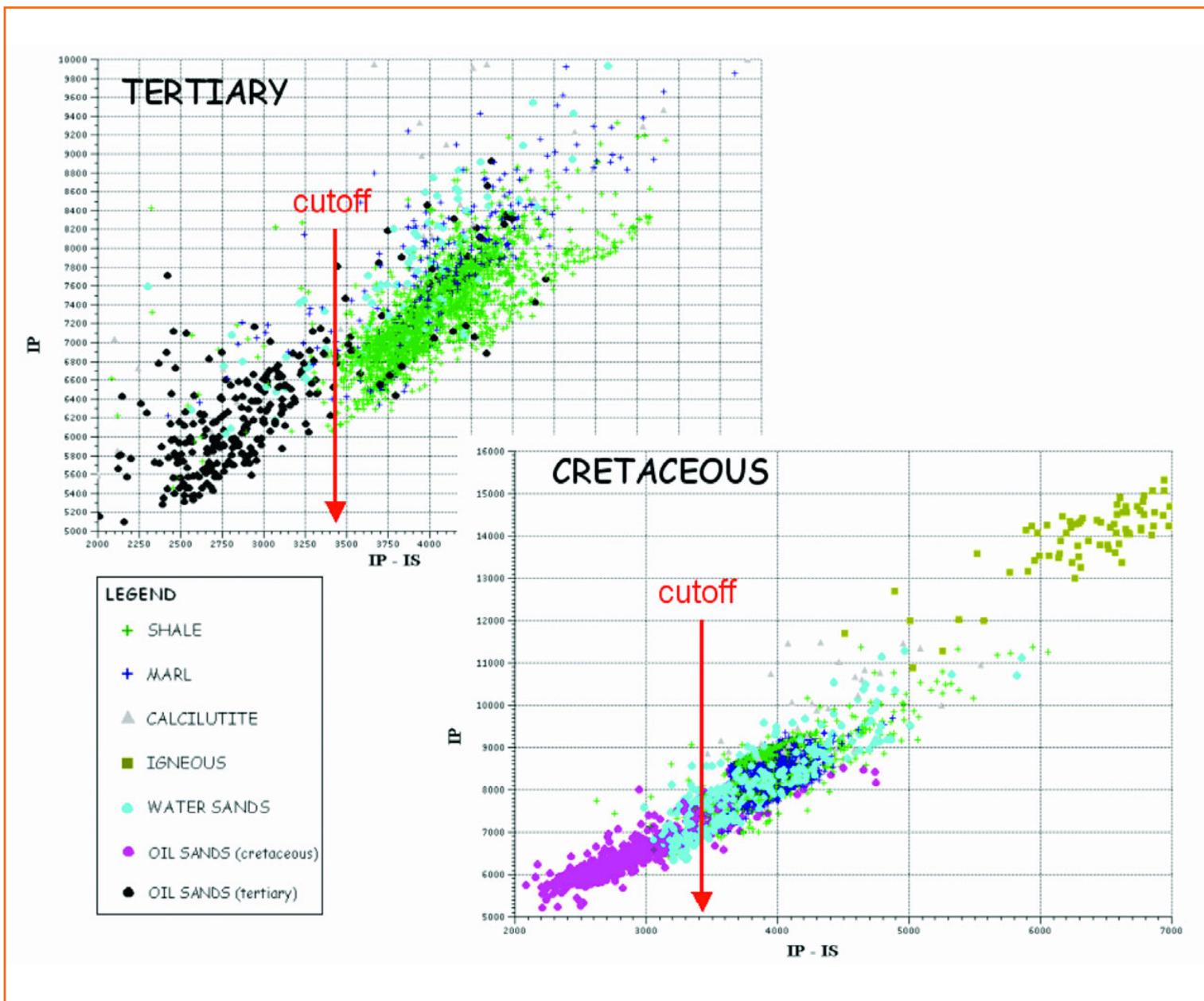


Figura 11 (b) – Gráfico de  $(Ip - Is)$  versus  $Ip$  para reservatórios terciários (esquerda) e cretáceos (direita) (dados de perfil).

Figure 11 (b) –  $(Ip - Is)$  versus  $Ip$  cross-plot for Tertiary (left) and Cretaceous (right) reservoirs (well log data).

A distância a esta reta ( $d$ ), como visualizado na figura 17, é proporcional a  $Ip - C \cdot Is$ , ( $d \propto Ip - C \cdot Is$ ), onde  $C$  é o coeficiente angular da reta, tendência de fundo definida pela correlação linear estabelecida entre  $Ip$  e  $Is$ . Na figura 18, estão indicados os valores dos coeficientes angulares obtidos para as melhores retas geradas na correlação da informação sísmica referente às seções de  $Ip$  e  $Is$ , separadamente para os reservatórios terciários e cretáceos. Note-se que em ambos os casos obteve-se um valor próximo a 1 ( $C = 1.18$

para o Terciário e  $C = 1.17$  para o Cretáceo).

Assim, se por um lado o atributo de Russell ( $Ip^2 - C \cdot Is^2$ ) mostrou-se um excelente indicador de hidrocarbonetos para os reservatórios cretáceos, quando considerada a escala da rocha (pluques), a situação não é a mesma quando analisada na escala sísmica.

Na figura 8 ilustram-se os resultados do cômputo dos atributos: a)  $Ip - Is$  e b)  $Ip^2 - C \cdot Is^2$  para  $C = 2.8$  e  $C = 2.5$ . Note-se que os valores  $C = 2.8$  e  $C = 2.5$  são aqueles otimizados para o Terciário

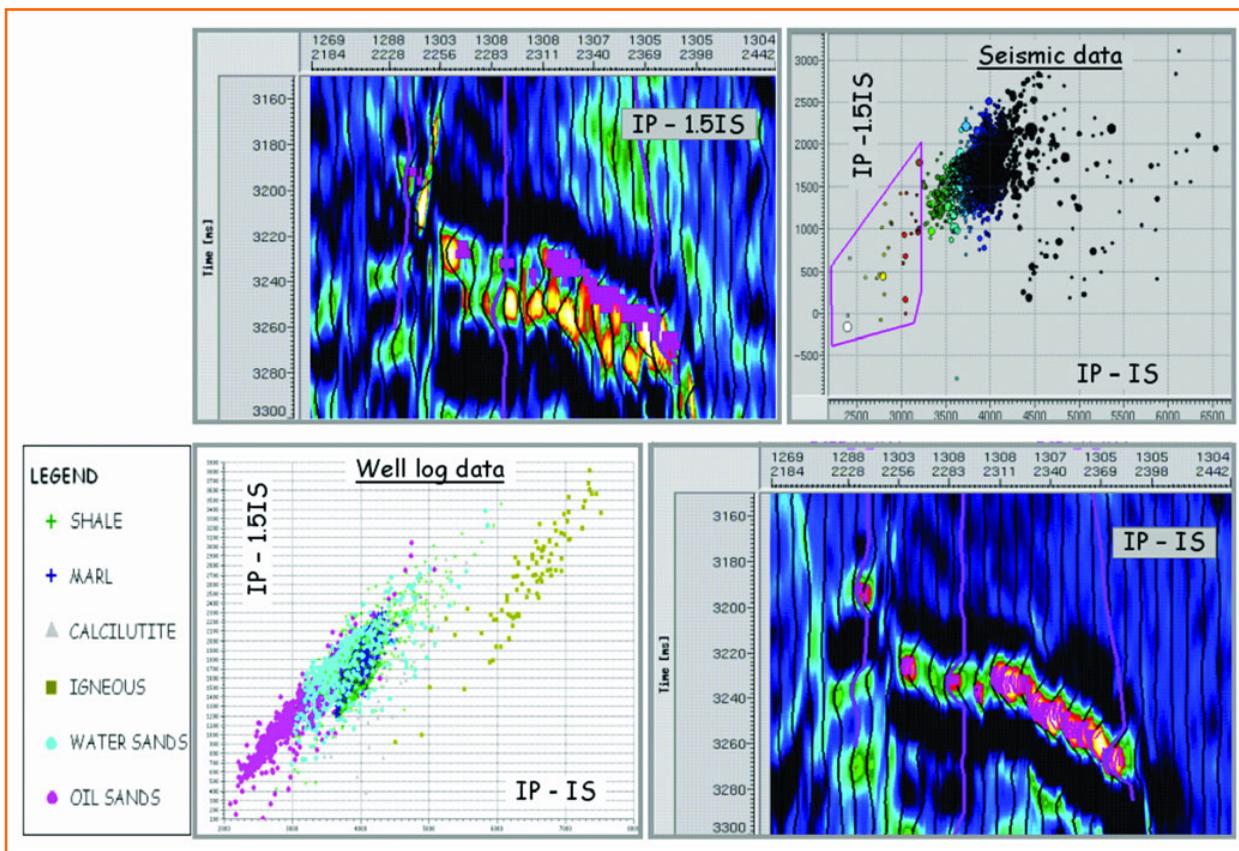


Figura 12  
Gráficos de (Ip - Is) versus (Ip - 1.5Is) para dados de perfil (inferior) e dados sísmicos (superior). O polígono rosa no gráfico de dados sísmicos seleciona os dados realçados em rosa nas seções dos atributos. Estes dados correspondem ao reservatório saturado com hidrocarboneto.

Figure 12  
(Ip - Is) versus (Ip - 1.5Is) cross-plots for well log data (bottom) and seismic data (top). The pink polygon in seismic data cross-plot selects the pink highlighted data points in attribute sections. These data points correspond to an oil-saturated reservoir.

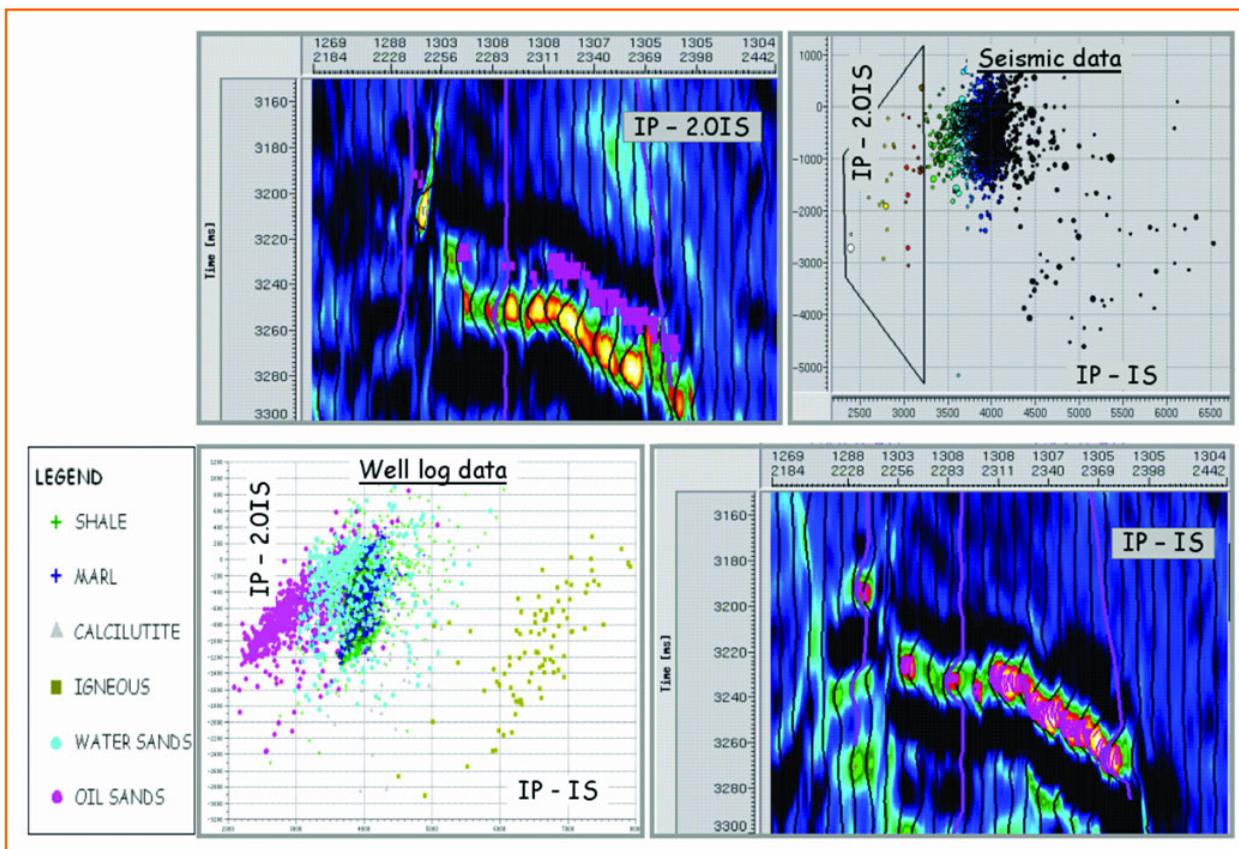


Figura 13  
Gráficos de (Ip - Is) versus (Ip - 2.0Is) para dados de perfil (inferior) e dados sísmicos (superior). O polígono rosa no gráfico de dados sísmicos seleciona os dados realçados em rosa nas seções dos atributos. Estes dados correspondem ao reservatório saturado com hidrocarboneto.

Figure 13  
(Ip - Is) versus (Ip - 2.0Is) cross-plots for well log data (bottom) and seismic data (top). The pink polygon in seismic data cross-plot selects the pink highlighted data points in attribute sections. These data points correspond to an oil-saturated reservoir.

Figura 14

Gráficos de  $(Ip^2 - 2.0Is^2)$  versus  $(Ip^2 - 2.5Is^2)$  para dados de perfil (inferior) e dados sísmicos (superior). O polígono rosa no gráfico de dados sísmicos seleciona os dados realçados em rosa nas seções dos atributos. Estes dados correspondem ao reservatório saturado com hidrocarboneto.

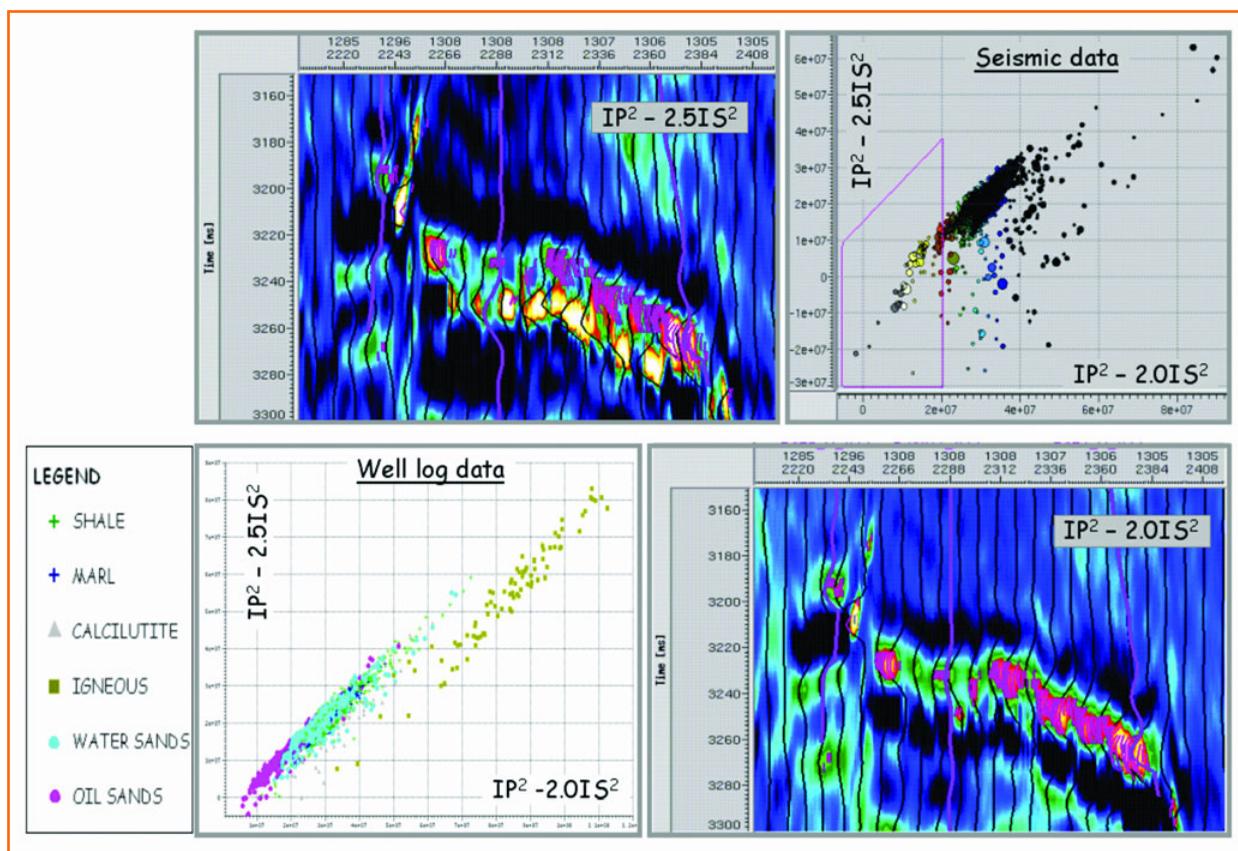


Figure 14

$(Ip^2 - 2.0Is^2)$  versus  $(Ip^2 - 2.5Is^2)$  cross-plots for well log data (bottom) and seismic data (top). The pink polygon in seismic data cross-plot selects the pink highlighted data points in attribute sections. These data points correspond to an oil-saturated reservoir.

Figura 15

Gráficos de  $(Ip^2 - 2.0Is^2)$  versus  $(Ip^2 - 3.0Is^2)$  para dados de perfil (inferior) e dados sísmicos (superior). O polígono rosa no gráfico de dados sísmicos seleciona os dados realçados em rosa nas seções dos atributos. Estes dados correspondem ao reservatório saturado com hidrocarboneto.

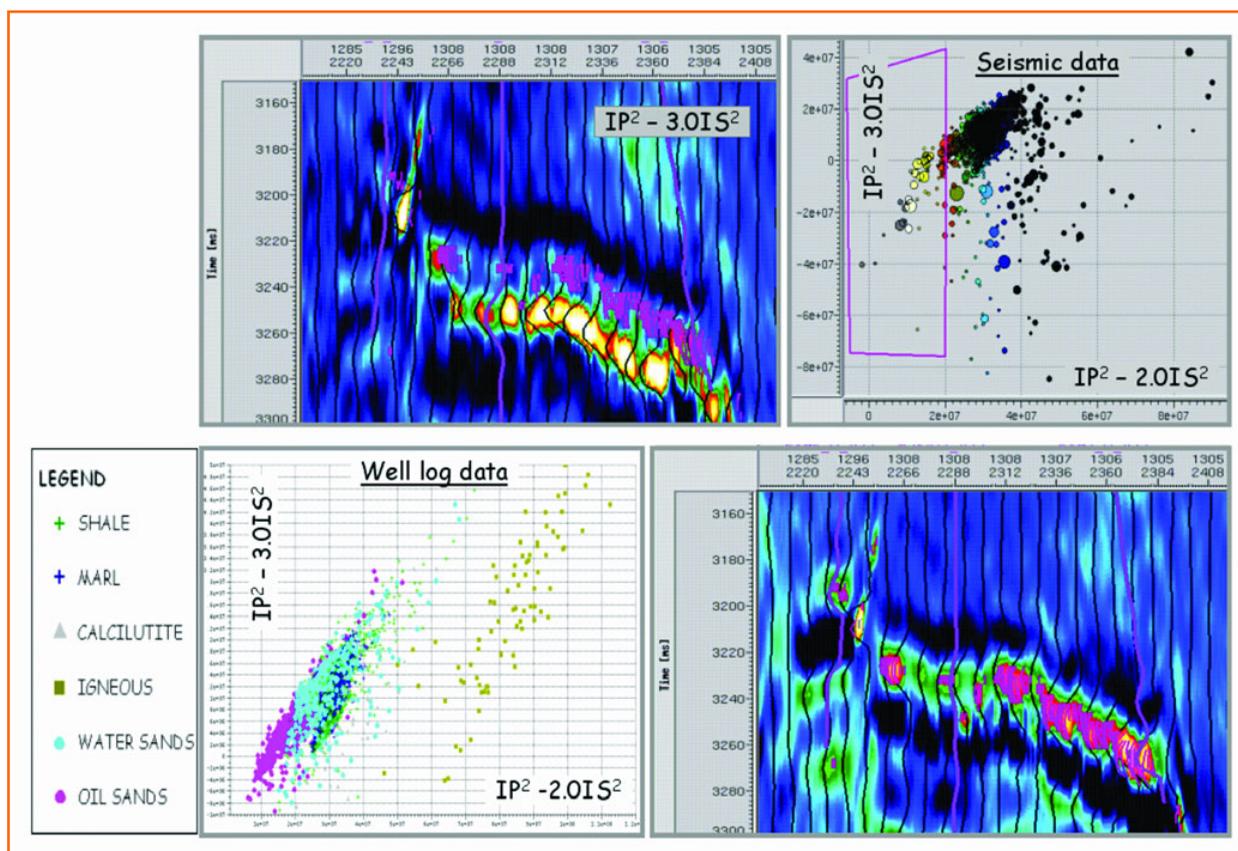
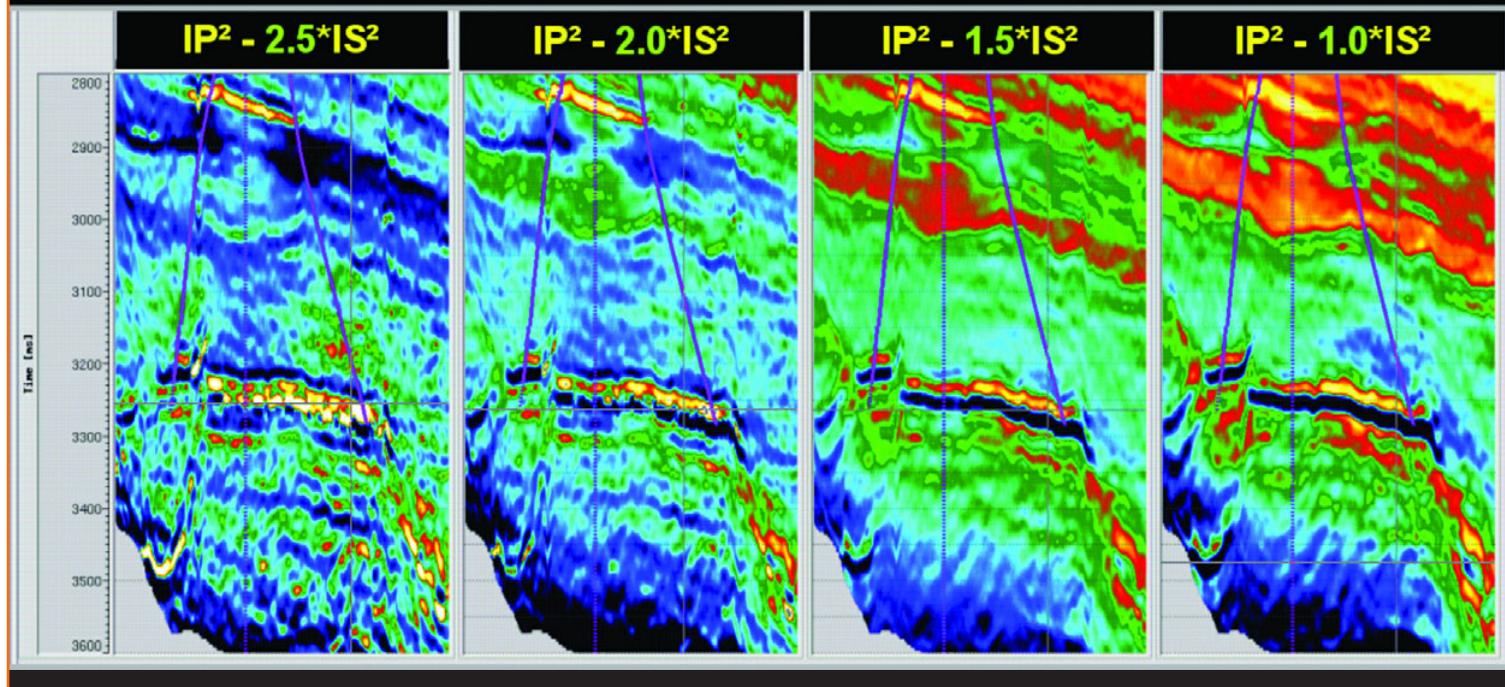


Figure 15

$(Ip^2 - 2.0Is^2)$  versus  $(Ip^2 - 3.0Is^2)$  cross-plots for well log data (bottom) and seismic data (top). The pink polygon in seismic data cross-plot selects the pink highlighted data points in attribute sections. These data points correspond to an oil-saturated reservoir.

# Russell's Attribute Evaluation & Calibration Seismic Scale



e o Cretáceo, respectivamente, obtidos através da inversão dos perfis de  $V_p$ ,  $V_s$  e  $\rho$ , para a obtenção de  $C = (V_p/V_s)^2_{\text{seco}}$  (referência: rocha seca).

Levando-se em consideração a saturação de fluidos observada *in situ* para os três poços analisados (fig. 2), observa-se que, na escala sísmica, o atributo  $I_p - I_s$  torna-se um DHI mais efetivo do que aquele proposto por Russell, já que é visivelmente menos ruidoso e, ao mesmo tempo, mantém uma capacidade discriminatória bastante eficiente mesmo nos reservatórios cretáceos menos sensíveis a fluidos.

Na verdade, a relação sinal/ruído se deteriora no resultado final de um cálculo de atributo quando este envolve muitas operações a partir dos volumes sísmicos iniciais  $I_p$  e  $I_s$ , sobretudo com o cálculo de quadrados, como é necessário no caso do atributo de Russell. Como já observado por Gray (2002), o erro associado à obtenção, por exemplo, 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. Assim, a análise deste tipo de atributo na escala sísmica

mostra que: o que se pode ganhar, por um lado, ao aumentar o poder discriminatório a fluidos, perde-se facilmente devido à propagação de erros envolvida nos cálculos (redução na relação sinal/ruído).

## conclusões

- A análise realizada em centenas de 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 (por exemplo, a impedância acústica) já são suficientes para a correta discriminação de fluidos e 2) em reservatórios bem consolidados, comuns em seqüências antigas, que no caso foram representadas por rochas do Cretáceo, a combinação de atributos elásticos, e não-apanas acústicos, associada a um processo de calibração local, torna-se imprescindível à otimização do processo de detecção de fluidos. Em especial, observa-se que o indicador sugerido por

**Figura 16**  
Seções sísmicas do atributo definido por Russell et al. (2003) ( $I_p^2 - C.I_s^2$ ) para quatro valores diferentes de  $C$ : 1.0, 1.5, 2.0, e 2.5. Note-se que quanto maior o peso na  $I_s$ , maior a deterioração da relação sinal/ruído.

**Figure 16**  
Russell et al. attribute sections ( $I_p^2 - C.I_s^2$ ) for four distinct  $C$  values: 1.0, 1.5, 2.0, and 2.5. Note that greater weights applied to  $I_s$  leads to stronger deterioration of the signal to noise ratio.

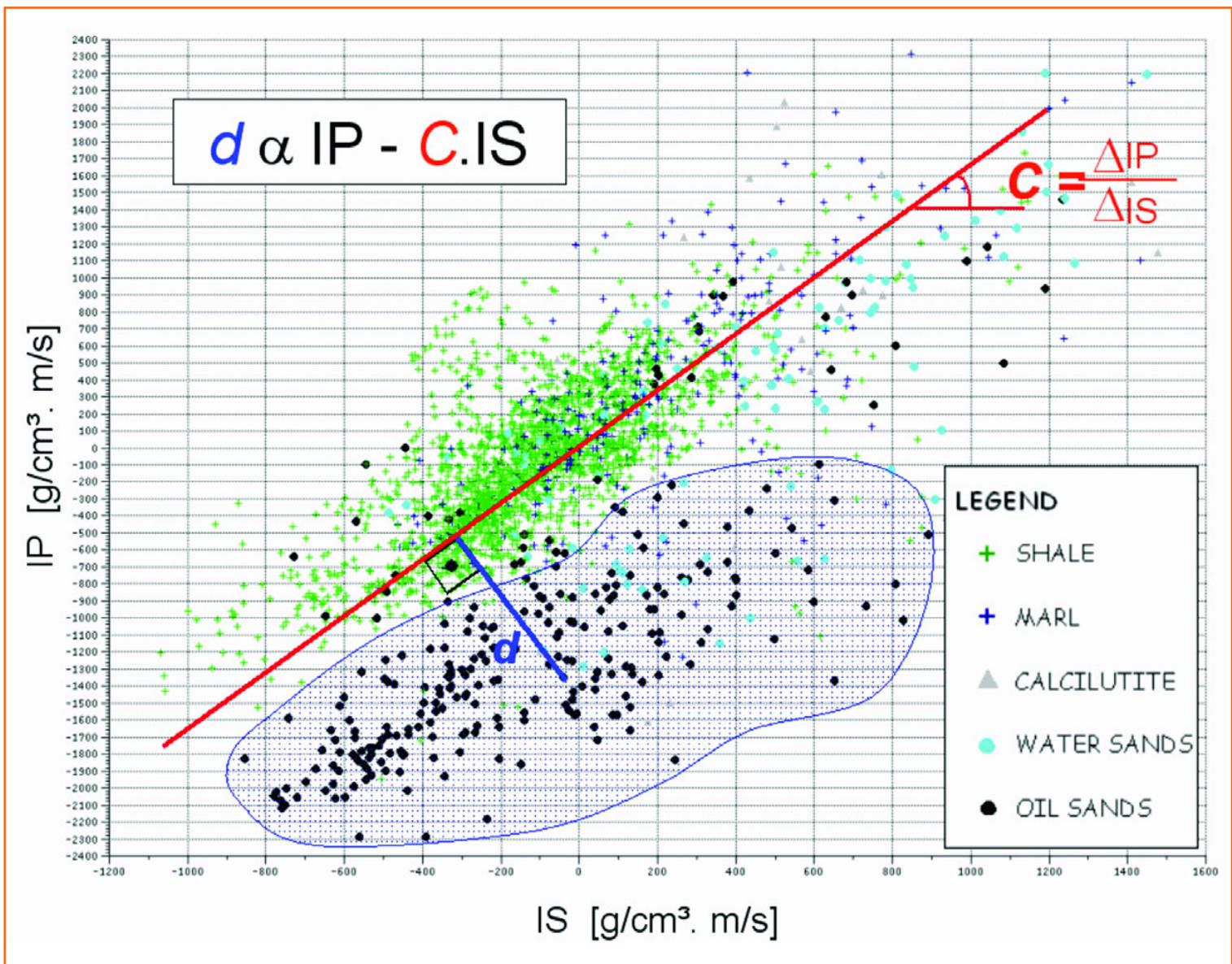


Figura 17  
Gráfico de  $I_p$  e  $I_s$  associado à estimativa do parâmetro  $C$  a partir do conceito de Fator de Fluido.

Figure 17  
Cross-plot of  $I_p$  and  $I_s$  associated to the  $C$  value estimation using the Fluid Factor concept.

Russell *et al.* (2003),  $I_p^2 - C.I_s^2$ , quando usado a partir do valor de  $C$  corretamente calibrado pode ser relevantemente mais eficaz que os demais atributos.

- Na escala sísmica, no entanto, 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.

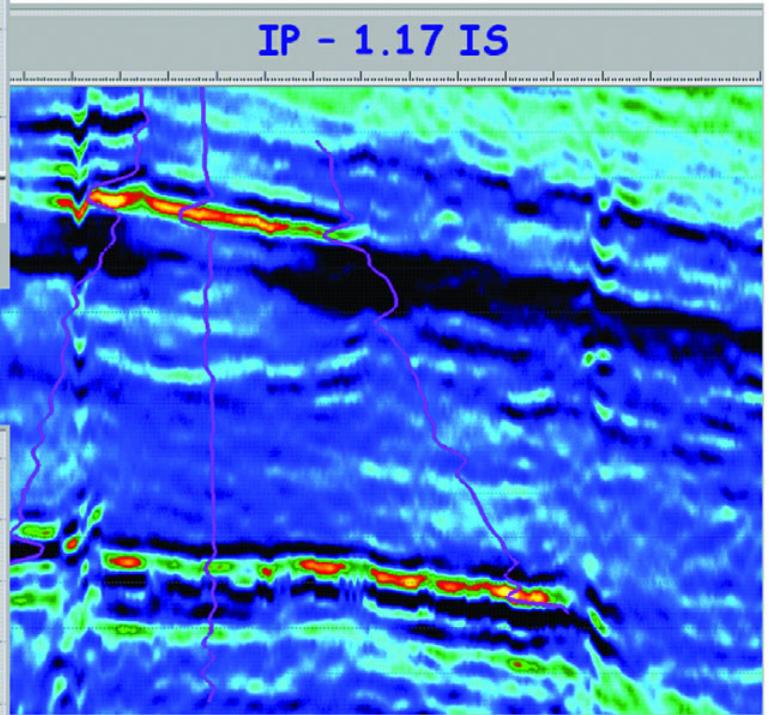
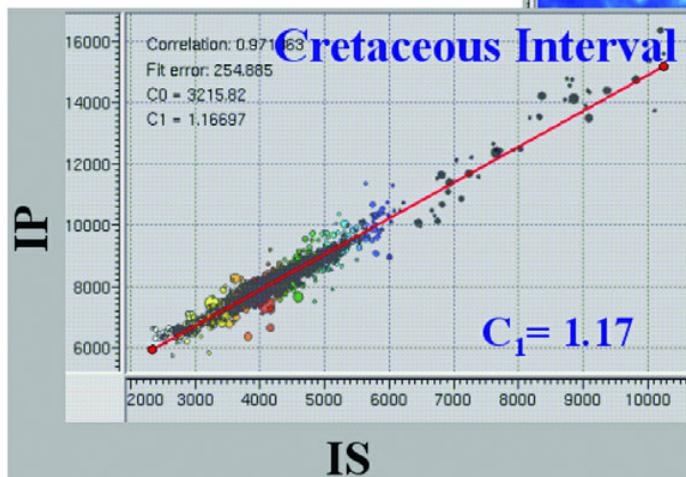
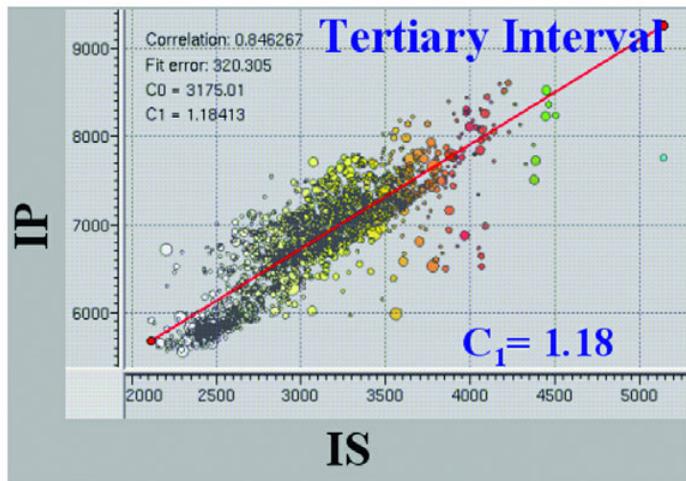
- Neste contexto, analisou-se o atributo DHI, explicitado pela diferença:  $I_p - I_s$ . Este atributo apresenta a vantagem de: a) ter aproximadamente o mesmo poder discriminatório de  $\lambda\rho$ , onde  $(\lambda\rho = I_p^2 - 2I_s^2)$ , já que estes dois parâmetros são quase linearmente relacionados e b) ser um atri-

buto 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,  $I_p^2 - C.I_s^2$ .

## apêndice A

Observou-se, anteriormente, que camadas delgadas de reservatório vizinhas a camadas de muito alta impedância podem gerar falsas anomalias de AVO devido ao efeito *tuning* e/ou à não-linearidade do gradiente de amplitudes com *offset*.

## Fluid Factor Concept



Dentro deste cenário, na figura 19 explicita-se, para os reservatórios cretáceos analisados, o resultado do AVO em termos de seções de Fator de Fluido obtidas tanto pela técnica de análise de AVO tradicional como pela técnica de AVO aplicada pós-inversão do dado, ou seja, a técnica que associa a técnica de análise de AVO ao conceito de impedância elástica, conforme metodologia apresentada por Rosa *et al.* (1999),

Vale ressaltar que as cores utilizadas na figura obedecem ao código esquemático de coloração dos quadrantes, conforme exposto no gráfico de gradiente e intercept também apresentado na mesma figura. As cores só são exibidas, de

forma superposta à seção original, para situações em que os valores pontuais de Fator de Fluido excedem a três desvios-padrões, levando-se em conta a população de fatores de fluido de toda a seção analisada.

Note-se que, para o exemplo considerado, a análise de AVO tradicional implicaria, provavelmente, em uma avaliação bastante errônea em termos da correta identificação da ocorrência de hidrocarboneto. No entanto, para o caso da técnica de análise de AVO, aplicada a dados previamente invertidos, o resultado final já é contundentemente diferente, bem mais próximo ao que seria um resultado adequado em termos de DHI,

**Figura 18**  
Gráficos de  $I_s$  versus  $I_p$ , na escala da sísmica, para os intervalos terciário (superior) e cretáceo (inferior).

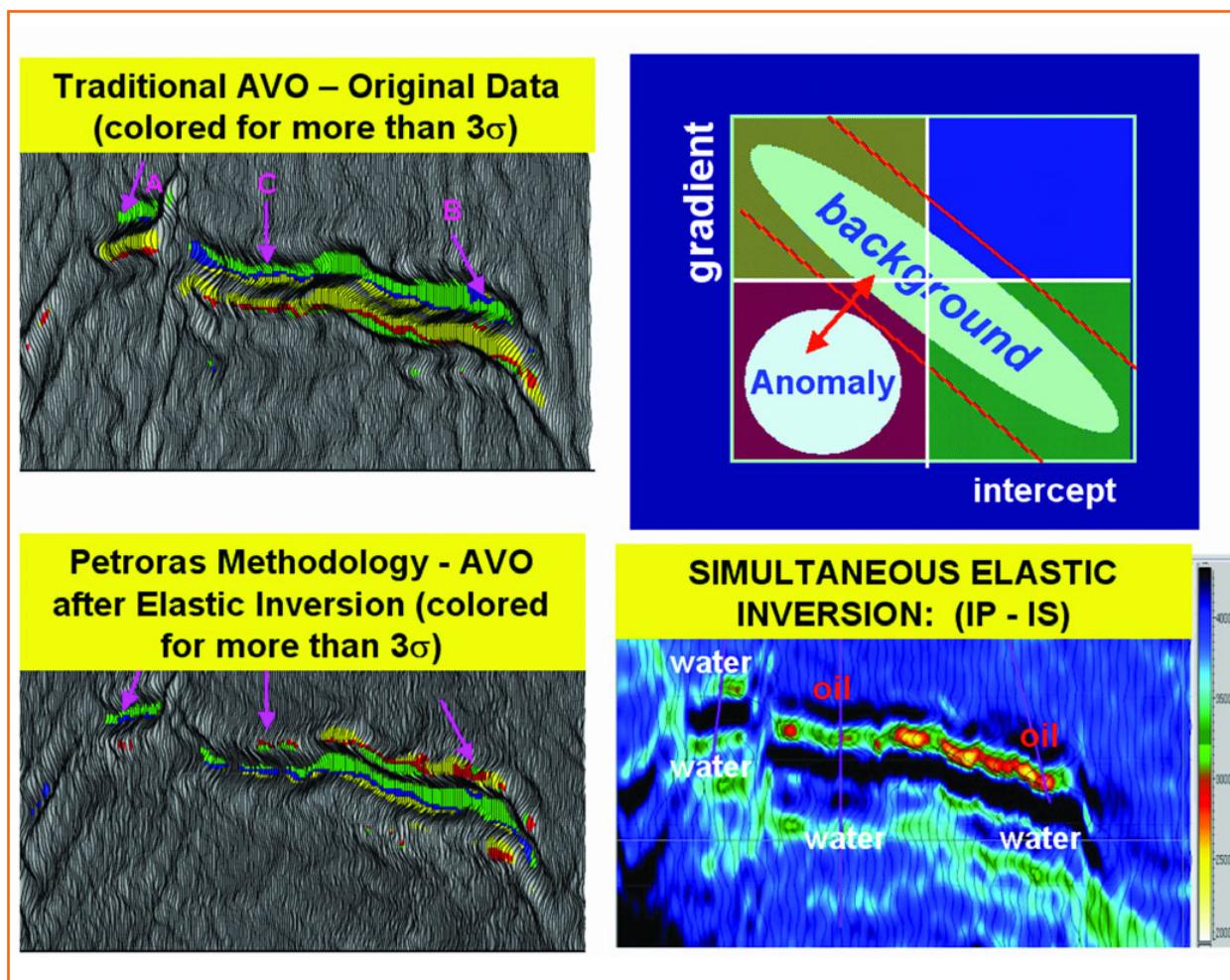
**Figure 18**  
*I<sub>s</sub> versus I<sub>p</sub> seismic reference cross-plots for Tertiary interval (top) and Cretaceous interval (bottom).*

Figura 19

Seções de Fator de Fluido relativas à metodologia de AVO aplicada ao dado normal e também ao mesmo dado após processo de inversão. Seção de  $I_p - I_s$  e gráficos de AVO com a codificação de cores utilizada nas seções de fator de fluido.

Figure 19

Fluid Factor sections related to AVO analysis applied to normal and pre-inverted data.  $I_p - I_s$  attribute section. AVO cross-plots showing the color code used for the Fluid Factor sections.



a exemplo do obtido pelo atributo  $I_p - I_s$ , conforme seção exposta na mesma figura 19.

## agradecimentos

À Petrobras pela permissão para a publicação deste trabalho; ao geofísico Edgar Thedy por valiosas informações e discussões, assim como ao pessoal do processamento sísmico da UN-BC, em especial a José Clauver de Aguiar, pelo excelente trabalho realizado.

## referências bibliográficas

AKI, K.; RICHARDS, P. **Quantitative seismology: theory and methods**. San Francisco: W. H. Freeman, 1980. 2v.

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

\_\_\_\_\_.; HAN, D.; HOFMANN, R. Optimal hydrocarbon indicators. In: ANNUAL INTERNATIONAL MEETING OF THE SOCIETY OF EXPLORATION GEOPHYSICISTS, 71., 2001, San Antonio. **Expanded Abstracts...** [S.I.]: Society of Exploration Geophysicists, 2001. p. 1679-1700.

CONNOLLY, P. Elastic impedance. **The Leading EDGE**. Oklahoma, v. 18, n. 4, p. 438-452. 1999.

DILLON, L. D.; PINHEIRO, J. E. F. Core-log analysis applied to pseudo elastic impedance feasibility studies. In: MEETING OF THE EUROPEAN ASSOCIATION OF GEOSCIENTISTS AND ENGINEERS, 62., 2000, [S.I.]. **Expanded abstracts...**[S.I.]: European Association of Petroleum Geoscientists, 2000. Session D0037.

\_\_\_\_\_.; SANTOS, P.; SCHWEDERSKY, G.; VASQUEZ, G. F. The Elastic impedance concept applied to 3D-AVO

– a reservoir characterization study. In: MEETING OF THE EUROPEAN ASSOCIATION OF GEOSCIENTISTS AND ENGINEERS, 68., 2002, Florence. **Expanded abstracts...**[S.l.]: European Association of Petroleum Geoscientists, 2002. Paper P291.

DUFOUR, J.; GOODWAY, B.; SHOOK, I.; EDMUNDS, A. AVO analysis to extract rock parameters on the Blackfoot 3-C – 3-D seismic data. In: ANNUAL INTERNATIONAL MEETING OF THE SOCIETY OF EXPLORATION GEOPHYSICISTS, 68., 1998, Houston. **Expanded abstracts...**[S.l.]: European Association of Petroleum Geoscientists, 1998. p. 174-177.

GASSMANN, F. Über die elastizität poröser medien. **Veierteljahrsschrift der Naturforschenden Gesellschaft in Zurich**, Zurich, v. 96, n. 1, p. 1-23, 1951.

GOODWAY, B.; CHEN, T.; DOWNTON, J. Improved AVO fluid detection and lithology discrimination using lame petrophysical parameters; “ $\lambda\rho$ ”, “ $\mu\rho$ ”, & “ $\lambda\mu$ ” fluid stack from P and S inversions. In: ANNUAL INTERNATIONAL MEETING OF THE SOCIETY OF EXPLORATION GEOPHYSICISTS, 67., 1997, Texas. **Expanded Abstracts...**[S.l.]: Society of Exploration Geophysicists, 1997. p. 183-186.

\_\_\_\_\_; \_\_\_\_\_. Rock parameterization and AVO fluid detection using lame petrophysical factors –  $\lambda$ ,  $\mu$  and  $\lambda\rho$ ,  $\mu\rho$ . In: MEETING OF THE EUROPEAN ASSOCIATION OF GEOSCIENTISTS AND ENGINEERS, 61., 1999. **[Proceedings...]** [S.l.: s.n.], 1999. Session 6051.

\_\_\_\_\_. AVO and Lamé’ constants for rock parameterization and fluid detection. **Recorder**, [S.l.], v. 26, n. 6, p. 39-60, 2001.

GRAY, D. Elastic inversion for lamé parameters. In: ANNUAL INTERNATIONAL MEETING OF THE SOCIETY OF EXPLORATION GEOPHYSICISTS, 72., 2002, Salt Lake City, Utah. **Expanded Abstracts...** [S.l.: s.n.], 2002.

\_\_\_\_\_; GOODWAY, B.; CHEN, T. Bridging the gap: using AVO to detect changes in fundamental elastic constants. In: MEETING OF THE EUROPEAN ASSOCIATION OF GEOSCIENTISTS AND ENGINEERS, 61., 1999. **[Proceedings...]**. [S.l.: s.n.], 1999. Session 6050.

GRAY, F.; CHEN, T.; GOODWAY, W. \_\_\_\_\_. In: INTER-

NATIONAL MEETING OF THE SOCIETY OF EXPLORATION GEOPHYSICISTS, 69., 1999, Houston, Tex. **[Proceedings...]** [S.l.: s.n.], 1999.

HEDLIN, K. Pore space modulus and extraction using AVO. In: ANNUAL INTERNATIONAL MEETING OF THE SOCIETY OF EXPLORATION GEOPHYSICISTS, 70., 2002, Salt Lake City, Utah. **[Proceedings...]**. [S.l.: s.n.], 2002. p. 170-173.

MAVKO, G.; JIZBA, D. Estimating grain-scale fluid effects on velocity dispersion in rocks. **Geophysics**, Tulsa, Okla., v. 56, p. 1940-1949, 1991.

ROSA, A. L. R.; SANTOS, P. R.; CAMPOS, R. J. AVO analysis with the elastic impedance concept. In: INTERNATIONAL CONGRESS OF THE BRAZILIAN GEOPHYSICAL SOCIETY, 6., 1999, Rio de Janeiro. **[Proceedings...]**. [S.l.: s.n.], 1999.

RUSSELL, B.; HEDLIN, K.; HILTERMAN, F.; LINES, L. R. Fluid-property discrimination with AVO: a biot-gassmann perspective. **Geophysics**, Tulsa, Okla., v. 68, n. 1, p. 29-39, 2003.

THEDY, E.; GRELL, A. P.; SCHWEDERSKY NETO, G.; THOM, J. Seismic elastic inversion of a cretaceous oil field in Campos Basin, Brazil. In: INTERNATIONAL CONGRESS OF THE BRAZILIAN GEOPHYSICAL SOCIETY, 8., 2003, Rio de Janeiro. **[Proceedings...]**. [S.l.: s.n.], 2003.

VASQUEZ, G. F.; DILLON, L. D. Módulos adiabático e isotérmico de óleos brutos. In: CONGRESSO INTERNATIONAL DA SOCIEDADE BRASILEIRA DE GEOFÍSICA, 3., 1993, Rio de Janeiro. **[Trabalhos apresentados...]**. [S.l.: s.n.], 1993.

\_\_\_\_\_; \_\_\_\_\_. AGNELO, J.; BASTOS, A. Velocity and attenuation in sandstones with temperature: evidences of the local fluid flow. In: MEETING OF THE EUROPEAN ASSOCIATION OF GEOSCIENTISTS AND ENGINEERS, 58., 1996, Amsterdam. **Papers...** [S.l.: s.n.], 1996. p. 151.

\_\_\_\_\_; \_\_\_\_\_. VARELA, C. L.; NETO, G. S.; VELLOSO, R. Q.; NUNES, C. F. Elastic log editing and alternative invasion correction methods. **The leading EDGE**, Tulsa, Okla., v. 23, n. 1, p. 20-25, jan. 2004.

## expanded abstract

In this study we examine the performance of several DHI attributes on the various scales involved in exploration geophysics, from rock samples to seismic data.

Hundreds of rock samples from Tertiary and Cretaceous siliciclastic reservoirs of Brazilian offshore fields were analyzed. The 3D seismic dataset used in this study also included siliciclastic oil-bearing Tertiary and Cretaceous zones from offshore Brazil. The Cretaceous reservoirs are situated adjacent to igneous rocks with very high impedance properties, creating a greater challenge to fluid identification (fig. 1). Similarly, because of these high contrast zones, the use of Fluid Indicator Attributes derived from the usual AVO is not appropriate. In order to prevent the pitfalls due to wavelet effects, the seismic attribute analysis was mainly based on the attributes generated from the inverted data, particularly from the impedances ( $I_p$  and  $I_s$ ) that were derived from a simultaneous elastic inversion process (fig. 2). An arbitrary 2D section containing three wells that crosses both the Tertiary and Cretaceous reservoirs was chosen to illustrate the attributes analysis on the seismic scale

From the Gassmann equation and the laboratory measurements of  $V_p$ ,  $V_s$  and  $\rho$  on dry rock samples, under real subsurface effective pressure, the elastic behaviour of the samples was calculated according to two scenarios: (a) 100% brine and (b) 80% oil and 20% brine. Tables I.a and I.b summarize the results obtained for each attribute analyzed, including  $I_p - I_s$ ,  $\lambda\rho$ , Poisson's ratio,  $(V_p/V_s)$ ,  $K - G$  (respectively, Bulk Modulus and Shear Modulus),  $I_p$ , Fluid Factor and  $I_p^2 - C.I_s^2$  calculated for four distinct C values. We have also separated the attributes evaluations for two distinct sample groups: Cretaceous and Tertiary sandstone.

These tables show the mean and standard deviation of the attributes values related to each scenario analyzed, as well as to a Fluid Indicator Coefficient. This Coefficient diagnoses the sensitivity to fluid discrimination.

The sample data set was also used to estimate the effect of the local calibration of the C parameter, as defined by Russell et al. (2003). This parameter is expressed in terms of  $(V_p/V_s)_{dry}^2$  and therefore can be obtained from laboratory measurements of  $V_p$  and  $V_s$ . As shown in figure 5, based on the values of the Fluid Indicator Coefficient, the best C was estimated for the Tertiary and Cretaceous reservoirs and simultaneously for the full dataset of the two reservoirs. The

performance of a DHI, defined as the difference between  $I_p$  and  $I_s$ , was also analyzed at all scales: rock, well log and seismic. This attribute shows excellent results especially in the seismic scale. Note that the attribute  $(I_p - I_s)$  is almost linearly correlated with parameter  $(\lambda\rho)$  in the usually found  $I_p$  and  $I_s$  range. This linearity can be observed in the rock samples in the cross-plot in figure 7.

Two different C values were then used to calculate the seismic scale  $I_p^2 - C.I_s^2$  attributes: a) calibrated for the Cretaceous ( $C \sim 2.5$ ), and b) calibrated for the Tertiary ( $C \sim 2.8$ ). The values of the Fluid Indicator Attributes generated thereby could be compared with the results obtained for the attribute  $I_p - I_s$  (fig. 8).

On the rock samples scale, as shown in tables I.a and I.b for the Tertiary reservoirs, all attributes considered (including  $I_p$ ) are efficient fluid indicators. However, as also noted the attribute defined by Russel et al. ( $I_p^2 - C.I_s^2$ ) is a little bit better than the others. Besides, it is important to mention that the use of a C specifically calibrated for the Tertiary, which in this case was  $C \sim 3.0$  (figs. 5 and 9), did not generate a great difference, for example, when compared to the value  $C = 2$ .

However, for the Cretaceous sands, the sensitivity to fluids is sufficiently reduced, as expected, and about less than half of the one presented by Tertiary sandstone. Some attributes become much better than others, with emphasis on the attribute  $I_p^2 - C.I_s^2$ , when the locally calibrated C is used:  $C = 2.6$  (tables I.a and I.b and figure 9). The purely acoustic indicator ( $I_p$ ), the  $V_p/V_s$  ratio as well as the Batzle (2001) indicator ( $K - G$ ), did not show satisfactory results (fig. 6), especially in the case of Cretaceous sands.

Nevertheless, while on the rock sample scale the effects of the calibration for the Cretaceous reservoirs seem to be quite relevant, the situation changes in the seismic scale, and a different result is obtained. The signal-to-noise ratio is markedly deteriorated in the final result, when many operations from the initial seismic volumes  $I_p$  and  $I_s$  are involved, especially when dealing with the calculation of squares, as required in the case of Russell's attribute,  $I_p^2 - C.I_s^2$ . As already observed by Gray (2002), the error associated to the estimation of  $\lambda\rho$  ( $C = 2$ ) from the P and S impedances is at least four times the initial error associated to such impedances. That is, what is gained on one hand by increasing the discriminating power to fluids, is easily lost on the other, due to the propagation of errors involved in the calculations, which implies a strong reduction in the signal-to-noise ratio.

Observing the attribute sections of figure 8 ( $I_p - I_s$  and  $I_p^2 - C \cdot I_s^2$  with  $C = 2.8$  and  $C = 2.5$ , (calibrated for the Tertiary and Cretaceous respectively) and considering the pay intervals of the 3 wells (fig. 2), it is clear that the attribute  $I_p - I_s$  becomes more effective than the one proposed by Russell, since it is evidently less noisy and at the same time, maintains a quite efficient discriminatory power, even in reservoirs less sensitive to fluids.

autor author



**Lucia Duarte Dillon**

Centro de Pesquisas da Petrobras – Cenpes

Gerência de Tecnologia de Rochas

e-mail: [luciadillon@petrobras.com.br](mailto:luciadillon@petrobras.com.br)

**Lucia Duarte Dillon** é Bacharel em Física e Mestre em Física de Sólidos pela Universidade Federal do Rio de Janeiro - UFRJ. Obteve o grau de doutor pelo Departamento de Geoengenharia da UFRJ em parceria ao departamento de Ciências da Terra da Universidade de Stanford (CA-USA), onde desenvolveu parte de sua pesquisa de tese. Desde 1987 é pesquisadora no Centro de Pesquisas da Petrobras, sendo especialista e Consultora Técnica na área de Física de Rochas e na Análise e Calibração de Atributos Sísmicos. Coordena o grupo de pesquisas em Física de Rochas no Centro de Pesquisas e Desenvolvimento Leopoldo A. Miguez de Mello, da Petrobras, que atua dando apoio à interpretação geofísica exploratória e exploratória, contribuindo na otimização do processo de caracterização de reservatórios, assim como nos segmentos exploratórios ligados a projetos de perfuração e fraturamento hidráulico.