



# Lithofacies Separation in Near and Far Offset Data: Namorado Sandstone (Albacora Field), a Well Log Based Study.

Lucia Dillon \* and Jack Dvorkin \*\*

\* PETROBRAS S/A, Brazil

\*\* STANFORD UNIVERSITY, CA-USA

## Abstract

The goal of this study is to improve lithofacies identification from prestack seismic (near and far offset data) using the example of Namorado Sandstone Unit in Albacora Field. Relations between the elastic properties and density of different lithofacies come from well-log and core data. By using these data in various combinations we show that the separation between the lithofacies is better if the informations of the near and far offset are combined. To model the former, we use the elastic impedance concept as well as elastic Lamé constants. In addition, we conduct the rock physics diagnostic of the rocks under examination by fitting the data with various effective medium models.

## INTRODUCTION

Na busca permanente da otimização do processo de caracterização de reservatórios através da melhor utilização da informação sísmica, muito se tem publicado sobre a utilização de atributos elásticos. Ou seja, atributos que atuam como uma combinação da informação de onda p e s gerando predições litológicas assim como de saturação de fluidos, mais precisas ou, pelo menos, complementares aquelas geradas apenas a partir da informação acústica. Este tipo de atributos têm sido derivados, tradicionalmente, através da análise de AVO. Mais recentemente, a obtenção sistemática de seções empilhadas para dois distintos intervalos de cada agrupamento CMP: near e far offset, tem facilitado bastante a tarefa de obter atributos derivados da análise de AVO, possibilitando a obtenção destes de uma forma massiva e ao mesmo tempo minimizando efeitos espúrios.

Dentro deste contexto da utilização de seções de near e far offsets, Mukerji (Mukerji et al, 1998) propôs que de forma similar à impedância acústica correlacionada à resposta de zero offset (aproximação near-offset) a obtenção de um novo atributo elástico, uma pseudo impedância (impedância elástica), que pode se obtida facilmente, através do processo de inversão tradicional só que aplicado ao dado empilhado no intervalo far-offset. Esta impedância é equacionável através de uma combinação dos parâmetros elásticos:  $V_p$ ,  $V_s$  e  $\rho$ , sendo, desta forma, computável à partir da informação de well log. A obtenção desta é necessária tanto para uma avaliação prévia da eficácia deste atributo como discriminante de fácies e ou fluidos assim como no *input* ao processo de inversão.

O primeiro objetivo deste trabalho refere-se ao estudo do comportamento qualitativo deste atributo, enfocando a referência dos perfis e avaliando o desempenho deste para o caso específico do reservatório: Arenito Namorado, Campo de Albacora na Bacia de Campos. A escolha do arenito namorado se deu em função deste ter sido alvo um projeto piloto de caracterização avançada de reservatórios no âmbito da PETROBRAS e, desta forma, tem-se disponível além da suite de perfis, informações detalhadas sobre todos os aspectos petrográficos, sedimentológicos e petrofísicos do referido reservatório. Da mesma forma, análises laboratoriais para medições dos parâmetros elásticos  $V_p$ ,  $V_s$  e  $\rho$ , foram realizadas em dezenas de plugues representativos de todas as litologias no intervalo de interesse tanto as reservatório quanto não reservatório. Toda a geração de mapas faciológicos a partir do dado sísmico até o momento foi a partir da impedância acústica. Desta forma, uma avaliação positiva da utilização deste novo atributo elástico, implicará em novas frentes de trabalho para este reservatório, dentro do contexto da geofísica.

Também foi nosso objetivo aplicar ao reservatório : arenito namorado, novos procedimentos (**rock diagnoses**) de calibração da resposta elástica em rochas, enquanto um meio efetivo, desenvolvidos pelo grupo de Rock Physics da Universidade de Stanford. Este tipo de procedimento tem o grande mérito de identificar através de modelagens simples, os modelos teóricos mais aplicáveis para gerar uma previsão mais acurada da resposta sísmica das fácies enfocadas.

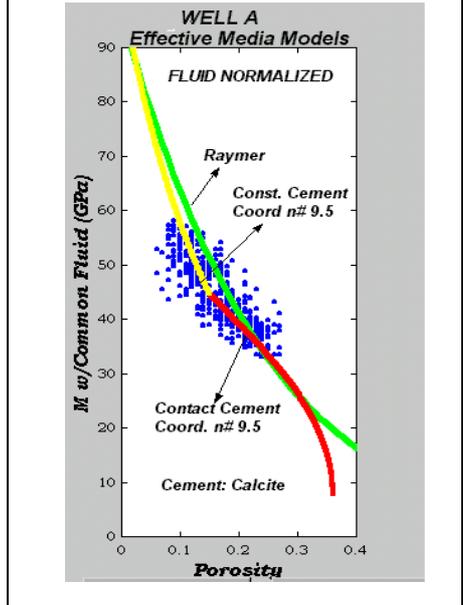
## ROCK DIAGNOSES

Nos procedimentos relativos à Rock Diagnoses, visualiza-se a rocha como um meio efetivo onde parâmetros tipo:

composição mineralógica do arcabouço, tipo e percentual de cimentação, grau de seleção, tamanho do grão, tipo de fluido, são *inputs* para os modelos teóricos que procuram simular o comportamento elástico das rochas reservatório. No caso do arenito namorado, como acima mencionado, exaustivos estudos anteriores condensados na publicação especial sobre o Prava 2 (PETROBRAS – Relatório Interno, 1996), nos forneceram todas as informações iniciais necessárias para checar diversas configurações de modelos mais adequados às diversas fácies reservatório. A figura 1 sintetiza para o poço A , os modelos considerados mais adequados para a descrição elástica das fácies reservatório, como se pode observar pela boa correlação entre curvas coloridas(modelos) e dados de perfil em azul. O modelo de Raymer, vide curva verde, assintota os dados de perfil para o crossplot entre (*P wave modulus and porosity*) mas não é tão bom no *match* com os dados experimentais quantos os modelos de cimentação que serão descritos abaixo.

Os modelos explicitados pelas curvas vermelha e amarela referem-se a distintos modelos para arenitos cimentados. É importante ressaltar que os arenitos neste reservatório variam de limpos até totalmente fechados devido a presença de cimentação calcifera, passando por diversos níveis intermediários da referida cimentação. Desta forma a curva vermelha refere-se ao modelo de "Contact Cement" (Dvorkin et all, 1996), onde supõe-se que no processo diagenético, a cimentação ocorre em torno dos grãos do arcabouço, reforçando o contato grão-grão (aumentando a rigidez). Em especial, consideramos aqui que este processo é o dominante até o limite de cimentação efetiva de  $\phi = .15$ , quando este cimento começa a se depositar no espaço intraporo e, desta forma, não mais reforçando os contatos. Assim para  $\phi < .15$ , esta nova forma de cimentação é descrita pelo modelo de "Constant Cement", vide curva amarela. Para estes modelos, considerou-se número de coordenação de # 9.5 que é coerente com arenitos finos a médios finos e valores de porosidade mais baixos. Deve-se notar que nos dados de perfil (plotados em azul na figura 1) se identifica dois trends distintos referentes à: arenitos com alto teor de cimentação (trend superior) e aqueles com níveis de media a baixa cimentação (trend inferior). Desta forma, a escolha da separação dos modelos de Constant versus Contact Calcite Cement na porosidade  $\phi = .15$ , está em acordo com o posicionamento destes trends e o histórico de diagênese assumido para este reservatório.

FIGURE 1: Effective Media Models applied to the reservoir facies-Well A. P-wave modulus (M) vs Porosity



**ELASTIC ATTRIBUTES EVALUATION:**

A aproximação para a impedância elástica tal como foi proposto por Connolly (Connolly,1998) e Mukerji (Mukerji et all,1998), pode ser explicitada segundo a equação abaixo:

$$EI(\Theta) = Vp^{(1+\tan^2(\eta))} \cdot \theta^{(1-4(Vs/Vp) \cdot \sin^2(\eta))} \cdot Vs^{-8(Vs/Vp) \cdot \sin^2(\eta)} = Vp \cdot \left[ Vp^{\frac{2}{\tan^2(\eta)}} \cdot \theta^{(1-4(Vs/Vp) \cdot \sin^2(\eta))} \cdot Vs^{-8(Vs/Vp) \cdot \sin^2(\eta)} \right] = Vp \cdot \theta_{efid}(\eta)$$

Pode-se simular o comportamento de EI(Θ), através das informações de Vp, Vs e ρ, obtidas dos perfis, gerando-se um novo pseudo perfil de impedância elástica. Como mostrado acima, deve-se notar que esta pseudo impedância calculada pelos perfis pode ser explicitada como a multiplicação da Vp , usada da forma tradicional, versus uma densidade efetiva função do ângulo de incidência que contém em si toda a informação elástica. Nesta aproximação, coerentemente, observa-se que quando η = 0(zero offset), a impedância elástica converge para a própria impedância acústica. Os perfis de pseudo impedância de incidência não normal (impedância elástica) assim gerados, podem ser utilizados como *constrains* em um processo de inversão tradicional, usando-se qualquer software de inversão do mercado, só que aplicados, por exemplo, ao dado empilhado em far-offset onde η está em torno de 30º.

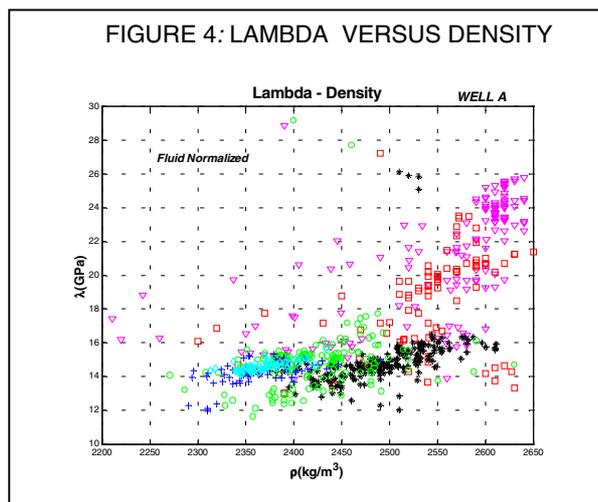
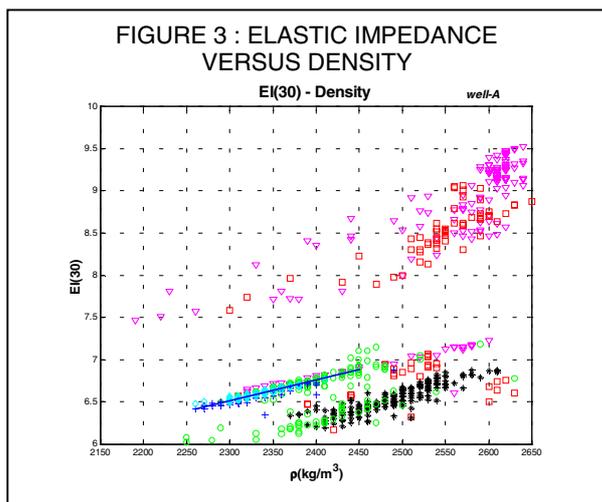
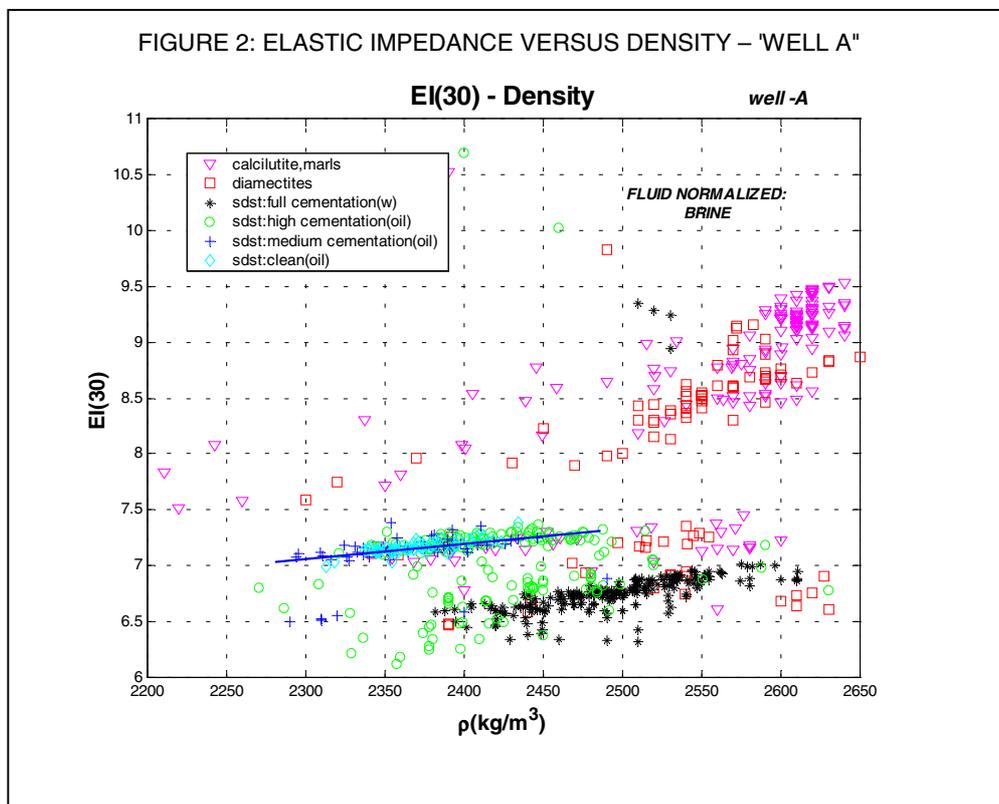
Neste trabalho usamos a referência do poço A por ser, nesta área, o mais bem estudado e descrito em termos de propriedades sedimentológicas e petrográficas. Gerou-se o pseudo perfil de impedância, como acima descrito, para através da análise de crossplots ter-se uma avaliação visual imediata do nível de resposta desta impedância elástica, enquanto um atributo discriminante de fácies e saturações de fluidos. Para tal, considerou-se η fixo em 30º e separou-se todos os dados de perfil segundo as fácies já discriminadas e conhecidas para o poço investigado, sendo que ao todo 6 fácies foram consideradas (vide legenda na figura 2). Apesar de não ter havido uma aquisição de Vs (velocidade de onda cisalhante) *in situ*, geramos um pseudo perfil de onda S de alta qualidade já que dispúnhamos de medições de Vp e Vs, em laboratório para dezenas de plugues ao longo de todo o intervalo enfocado, representativos de todas as fácies reservatório e não reservatório analisadas. Para as fácies reservatório, foram obtidas as equações de correlação entre Vp e Vs para as configurações reais de fluidos *in situ*, utilizando-se as referências de laboratório para as amostras secas e as equações de Gassmann para a simulação do efeito de fluidos.

Pelo crossplot explicitado na figura 2 nota-se uma correlação da Impedância Elástica com densidade (valores de perfil) bastante discretizada, em *clusters* independentes. Ou seja, se estivéssemos interessados em obter a separação de

Sixth International Congress of the Brazilian Geophysical Society

fácies através de tratamentos estatísticos como análise de *clusters* enfocados basicamente nos dados de perfis, a correlação desta Pseudo-Impedância com a densidade já seria uma melhor escolha do que a correlação da densidade com a Impedância Acústica (VIDE FIGURA 5) que não apresenta um nível de definição tão bom para as diferentes fácies. Na figura 3 apresentamos o mesmo crossplot da figura 2 porém sem a normalização de fluidos, ou seja, consideramos as respostas elásticas do fluido original (óleo). Desta forma, nos arenitos mais porosos (linha azul) vê-se que o tipo de fluido altera a declividade da correlação  $le$  vs  $\rho$ , mostrando a sensibilidade deste atributo à mudanças de saturação. É interessante ressaltar que em termos de significado físico, esta pseudo impedância tem um comportamento bem mais similar ao parâmetro de Lamé  $\kappa = \rho (Vp^2 - 2Vs^2)$ , vide a figura 4, do que em relação a razão  $Vp/Vs$ . Recentes observações empíricas tem apontado o parâmetro  $\kappa$  como um excelente indicador de fluidos, por consequência esta também seria uma propriedade da Pseudo-Impedância Elástica.

No entanto, na referência da sísmica, no processo de inversão dos dados near e far –offset, os parâmetros passíveis de serem obtidos são a Impedância Acústica e a Pseudo-Impedância Elástica. Assim, o *crossplot* da figura 5 mostra que também na correlação  $lp$  vs  $le$ , as fácies consideradas (vide código de cores na legenda da figura 2) estão bastante bem discriminadas. Desta forma, neste caso específico, a expectativa é de que mapas de fácies de alta qualidade possam ser gerados por processos estatísticos aplicados ao dado sísmico, se vinculados à calibração dos *clusters* inerentes a cada fácies na correlação bivariada  $lp, le$ . Cabe ressaltar que a geração da onda S via dados de laboratório e perfil de onda P pressupõe processos de *blocking*, que geraram sobretudo no caso das litologias não reservatório no *crossplot* da figura 6 uma correlação pouco dispersa, quase linearizada. No entanto, como todas as litologias consideradas foram amostradas e tiveram suas correlações de  $Vp$  vs  $Vs$  analisadas em laboratório, podemos garantir a confiabilidade do pseudo perfil gerado para a onda S.



## CONCLUSIONS:

- Os modelos de "Contact Cement " e "Constant Cement " combinados em função da faixa de porosidade, descrevem bem o comportamento elástico das fácies reservatório do arenito namorado mapeando as variações da impedância P em função dos distintos níveis de cimentação calcifera apresentados.
- No caso avaliado, o atributo elástico: Pseudo Impedância Elástica tal como proposto por Mukerji , apresenta alto grau de correlação com a densidade (referência perfil) e fisicamente atua de forma similar ao parâmetro de Lamé ( $\kappa$ ), se mostrando eficiente tanto na discriminação de fácies quanto de fluidos.
- A correlação entre a Impedância P tradicional versus a Pseudo-Impedância Elástica para as distintas fácies do reservatório do arenito namorado, mostrou-se bastante eficiente tanto em termos de separação das diversas fácies, assim como apontou sensibilidade em relação à variação de saturação de fluidos nos arenitos não cimentados.
- Este resultado indica fortemente que o processo de caracterização do arenito namorado pode ainda ser otimizado se a informação sísmica elástica for considerada. Assim, é nosso objetivo dar continuidade a este estudo, obtendo-se novos mapas faciográficos a partir da informação de Impedância Acústica e Elástica que será obtida através do processo de inversão em near e far offset do referido reservatório, já vinculada à calibração dos *clusters* inerentes a cada fácies na correlação bivariada  $I_p$ ,  $I_e$ .

## BIBLIOGRAPHY:

- DvorKin, J., and Yin, H., 1996 , "Contact Laws for Cement Grains: Implications for Grain and Cement Failure" Int.J.Solids Structures Vol. 32, No 17/18, pp. 2497-2510
- MuKerji,T., Jorstad, A., Mavko, G., Granli, J., 1998 , "Near and Far Offset Impedances : Seismic Attributes for Identifying Lithofacies and Pore Fluids"SRB Project V.68, 1998, paper A-5.
- Connolly, P. ,1998, "Calibration and Inversion of Non-Zero Offset Seismic" , SEG Abstracts 1998.

## ACKNOWLEDGMENTS:

A PETROBRAS pela permissão de publicação deste trabalho. A todo grupo técnico da PETROBRAS que trabalhou no projeto de caracterização avançada do Arenito Namorado por todas as informações e auxílio técnico recebidos . Ao grupo de Rock Physics do Departamento de Geofísica da Universidade de Stanford por valiosas informações técnicas e também pelo acesso à diversas subrotinas em Matlab que facilitaram sobremaneira a realização deste trabalho.

FIGURE 5: P -IMPEDANCE VERSUS DENSITY

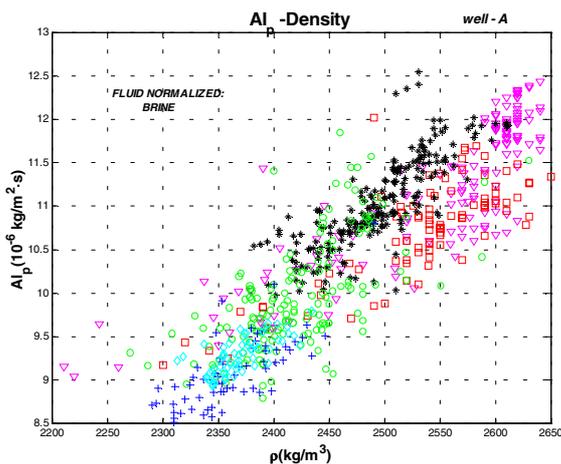


FIGURA 6: P VERSUS ELASTIC-IMPEDANCE

