

O PERFIL SÔNICO, A FÍSICA DE ROCHAS E A IDENTIFICAÇÃO DE FLUIDOS EM RESERVATÓRIOS SILICICLÁSTICOS

Fernando Gomes de Mello e Silva – Petrobras
Carlos Francisco Beneduzi – Petrobras

INTRODUÇÃO

O perfil sônico é uma ferramenta de perfilagem responsável por medir a vagarosidade (inverso da velocidade) de uma onda mecânica que se propaga na formação paralela ao poço. Esta onda é produzida por uma fonte localizada na própria ferramenta, que se encontra imersa no fluido de perfuração, dentro do poço.

Como produtos principais, destacam-se os registros de vagarosidade da onda-P (onda compressional) e da onda-S (onda cisalhante) em função da profundidade. Neste trabalho, recebem o nome de “DTP” e “DTS”, respectivamente.

Estes registros são de grande utilidade para a petrofísica e geofísica (conversão tempo/profundidade, correlação poço/sísmica, inversão sísmica, análise de AVO, etc.).

A motivação para este trabalho foi adaptar para os reservatórios brasileiros, um modelo que permita a identificação de hidrocarbonetos a partir dos dados do perfil sônico, tornando-o uma ferramenta útil também para a avaliação petrofísica do reservatório.

A velocidade de uma onda em uma formação dependerá da composição de sua matriz, de seu fluido, da porosidade, da geometria dos poros e da pressão a que a rocha está submetida.

O método empregado se propõe a identificar uma mudança significativa na velocidade destas ondas considerando apenas a mudança no tipo de fluido presente na rocha (nas condições de temperatura e pressão do reservatório em questão).

A principal dificuldade de qualquer método que tenha esta finalidade reside no fato da velocidade de propagação da onda ser muito maior nos sólidos do que nos fluidos. Como consequência, a diferença percentual na velocidade de propagação total da onda ao

longo da rocha devido a uma mudança em sua saturação seria muito pequena.

A metodologia utilizada neste trabalho foi proposta por Chardac et al. (2003) para reservatórios siliciclásticos e consiste na comparação da curva DTP, medida pelo perfil sônico ao longo de um poço, com uma curva DTP sintética obtida a partir da curva de vagarosidade da onda cisalhante DTS (medida ao longo do mesmo poço) através de uma função polinomial que assume a premissa da rocha estar saturada com água.

Sendo a onda-S praticamente insensível à mudança de fluido, espera-se que a curva sintética dela obtida esteja livre da influência de hidrocarbonetos caso estejam presentes. A diferença entre o registro medido da compressional e o sintético torna-se indicador da presença de hidrocarboneto na formação.

A função que gera esta curva sintética depende diretamente dos parâmetros elásticos da matriz da rocha e da água de formação (nas condições de temperatura e pressão do reservatório) através do modelo de Biot-Gassmann, amplamente utilizado em física de rochas.

Os testes foram satisfatórios. Existem fortes indicações de que o processo de invasão da rocha pela lama (filtrado do fluido de perfuração) pode influenciar os resultados. Com isto, torna-se necessário o conhecimento prévio das propriedades elásticas do filtrado (lama base água ou lama base óleo).

MÉTODO

O principal problema é como diferenciar uma zona de hidrocarbonetos (óleo ou gás) de uma zona de água, em um arenito, considerando a vagarosidade da onda compressional (inverso da velocidade) obtida através da ferramenta de perfil sônico.

A metodologia utilizada se propõe a simular como seria a curva de vagarosidade medida caso este mesmo arenito estivesse totalmente saturado com a água da formação ($S_w=1$), em toda a sua extensão. Neste caso, as curvas medidas e simuladas iriam se separar somente na zona de hidrocarbonetos, já que a velocidade da onda-P no gás ou no óleo é sempre menor do que na água.

O passo inicial para obter esta simulação é modelar tanto a vagarosidade da onda-P (DTP) quanto da onda-S (DTS) em função da porosidade com o uso de modelos de física de rochas no arenito analisado, considerando-o com $S_w=1$. Posteriormente, ao comparar as curvas obtidas, DTP é escrita como sendo uma função polinomial de DTS.

Com isto, chega-se a uma função que permite gerar uma curva de DTP sintética a partir de uma curva de DTS medida ao longo do poço.

Como a onda cisalhante não é influenciada pela mudança de fluidos na rocha (visto que a onda-S só se propaga em meios sólidos), a curva sintética dela obtida está livre da influência de hidrocarbonetos, representando o comportamento de uma DTP em uma rocha saturada com água ($S_w=1$) ao longo de todo o poço.

Assim, em uma modelagem parametrizada corretamente, espera-se que a curva DTP medida e simulada coincidam somente na zona de água. Na zona de hidrocarboneto, a vagarosidade da curva medida deve ser maior que a da simulada, identificando qualitativamente estas regiões (Chardac et al., 2003).

É importante ressaltar que o método é limitado aos poços que possuam registro de onda cisalhante (DTS) e que não há necessidade de um perfil de porosidade (já que a informação desta propriedade está implícita nos valores de vagarosidade, conforme a modelagem adotada).

MODELAGEM E FÍSICA DE ROCHAS

A vagarosidade é o inverso das velocidades, as quais dependem dos módulos elásticos da rocha:

$$V_p = \sqrt{\frac{K + \frac{4}{3}G}{\rho}} \quad (1)$$

$$V_s = \sqrt{\frac{G}{\rho}} \quad (2)$$

Onde K é o módulo *bulk*, G é o módulo

shear e ρ é a densidade da rocha. Uma rocha porosa é constituída de uma parte sólida, a matriz, e do fluido que preenche os seus poros.

Ao passar por ela, a onda interage com estes constituintes de um modo mais complexo do que quando passa por um meio homogêneo e sem porosidade. Sua velocidade e seu grau de atenuação dependem dos módulos elásticos da matriz e do fluido, da porosidade (quantidade relativa de fluido na rocha) e do espaço poroso (forma dos poros e sua distribuição na matriz).

Para a modelagem da onda compressional foi utilizada a equação de Gassmann (Gassmann, 1951), a qual permite calcular o módulo *bulk* da rocha a partir dos módulos de seus constituintes:

$$K = K_{dry} + \frac{\left(1 - \frac{K_{dry}}{K_m}\right)^2}{\frac{\phi}{K_f} + \frac{1-\phi}{K_m} - \frac{K_{dry}}{K_m^2}}; \quad (3)$$

$$G = G_{dry}; \quad (4)$$

$$\rho = \rho_m(1-\phi) + \rho_f\phi \quad (5)$$

Onde K é o módulo *bulk*, G é o módulo *shear* e ρ é a densidade da rocha, enquanto que os índices subscritos m , f e *dry* os identificam como atributos da matriz da rocha, do fluido presente em seus poros e de seu arcabouço (rocha seca), respectivamente; ϕ é a porosidade total da rocha.

Os módulos da rocha seca diferem dos módulos da matriz apenas pela inclusão e distribuição de poros vazios em seu interior, por isto expressam a dependência da elasticidade da rocha com a sua geometria interna e o seu grau de compactação. O módulo *shear* da rocha seca é idêntico ao módulo *shear* da rocha (Equação 4) porque este é insensível à presença dos fluidos.

O MÓDULO ELÁSTICO DA MATRIZ

Para utilizar a equação 3 é necessário conhecer o módulo elástico da matriz da rocha. A melhor maneira de estimá-lo é através de uma média dos módulos elásticos de seus minerais constituintes (encontrados

em Mavko et al., 2009). A média de Voigt-Reuss-Hill é a mais comum (Mavko et al., 2009); Avseth et al., 2005), a qual considera uma distribuição aleatória dos minerais que compõem a matriz:

$$M = \frac{1}{2} \left[\sum_{i=1}^N f_i M_i + \left(\sum_{i=1}^N \frac{f_i}{M_i} \right)^{-1} \right] \quad (6)$$

Onde f_i é a fração volumétrica do i -ésimo mineral, M_i é o módulo elástico (que pode ser K ou G) do i -ésimo mineral e N é o número total dos diferentes minerais presentes na rocha.

A composição da matriz é estimada através dos resultados de análise de DRX (Difração de Raios-X) em frações de amostras de rocha retirados do poço ou através de análise de lâminas petrográficas. A densidade da matriz é obtida através da análise petrofísica de laboratório. Para facilitar a aplicação do método sempre consideramos uma matriz homogênea e sem variações ao longo do poço, ou seja, com módulo e densidade constante.

O MÓDULO DA ROCHA SECA

Os módulos K_{dry} e G_{dry} dependem, dentre outros fatores, do valor absoluto da porosidade total da rocha (Avseth et al., 2005). Brie et al. (1995) apresenta dois resultados empíricos que permitem relacionar os módulos da rocha seca com os módulos da matriz e com a porosidade.

Um dos resultados é uma relação encontrada para o módulo *shear* da rocha seca:

$$G_{dry} = G_m (1 - \phi)^c \quad (7)$$

Onde G_m é o módulo *shear* da matriz e c é uma constante com valor de 7,1 para os arenitos limpos. O outro resultado empírico é o fato de que a razão V_p/V_s é praticamente constante e independente da porosidade em arenitos (Castagna et al., 1985), sendo igual ao respectivo valor na matriz. Conjugando ambas as relações pode-se estender a equação 7 para o módulo *bulk*.

O MÓDULO ELÁSTICO E A DENSIDADE DO FLUIDO

Os valores do módulo *bulk* e da densidade do fluido podem ser estimados através das expressões de Batzle e Wang (Mavko et al., 2009) que os relacionam diretamente com as propriedades que caracterizam o fluido em questão, além da pressão e da temperatura do reservatório.

Como o objetivo é simular um reservatório completamente saturado com água, apenas é necessário obter os valores de temperatura, pressão e salinidade da água de formação, obtidas através de dados de testes de formação a cabo e de ensaios de laboratório feitos em amostragem de água da formação.

As mudanças no módulo *bulk* da água ao longo do arenito analisado em um poço são desprezíveis, por isso adota-se um valor médio.

A FUNÇÃO POLINOMIAL

Com as curvas modeladas para DTP (\emptyset) e DTS (\emptyset), é possível ajustar um polinômio de 4º grau, como pode ser visto no gráfico DTP x DTS (Chardac et al., 2003). Com isto, DTP é escrito como função de DTS (Figura 1).

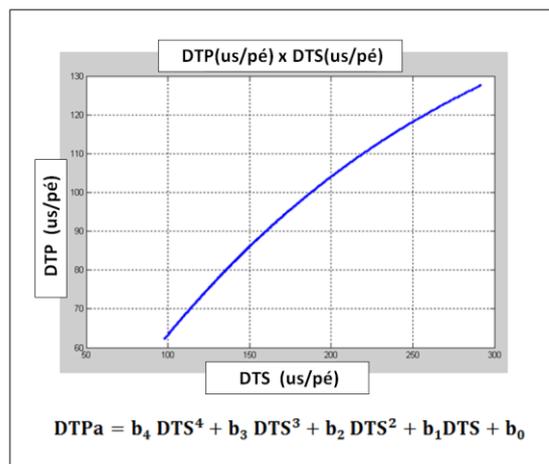


Figura 1 – Gráfico DTP x DTS das curvas modeladas e o ajuste do polinômio de ordem 4

A partir deste polinômio, caracterizado por quatro coeficientes, é possível obter uma curva compressional sintética para $S_w=1$ a partir da curva DTS medida ao longo do poço.

RESULTADOS

Para testar o método, foram utilizados poços provenientes de dois reservatórios com diferentes fluidos e graus de compactação.

Na tabela 1 encontram-se características relevantes para a aplicação do método: fluido da formação, fluido de perfuração, porosidade média, densidade média da matriz e soterramento médio da formação.

Tabela 1 – Atributos fluidos/reservatórios: Fluidos presentes na formação (W-água, O-óleo, G-gás), Fluido de perfuração (WBM – lama base água), Porosidade média (ϕ), Soterramento médio da formação, Densidade média da matriz (ρ_m). (*) Reservatório inconsolidado

Poços	Fluidos (Fm.)	Fluido (Perf.)	ϕ (%)	Soterramento Médio (m)
A	W/O	WBM	18	2420
B(*)	W/O	WBM	30	1860
$\rho_m = 2.64 \text{ g/cm}^3$				

A tabela 2 apresenta os parâmetros elásticos calculados da forma descrita nas seções anteriores.

Tabela 2 – Módulos elásticos da matriz (K_m , G_m), Módulo elástico e densidade da água de formação (K_w , ρ_w) e o parâmetro c

Poços	K_m (GPa)	G_m (GPa)	K_w (GPa)	ρ_w (g/cm ³)	c
A	47.65	34.08	3.29	1.09	5.2
B	37.61	43.83	2.92	1.05	8

Chardac et al. (2003) utilizou os mesmos valores dos parâmetros do quartzo para a matriz ($K_m=36,6$ GPa; $G_m=45$ GPa; $\rho=2,65$ g/cm³) com $c=7,1$ (Brie et al., 1995), obtendo êxito no método e sugerindo o uso do mesmo polinômio encontrado para outros arenitos.

Estas considerações não se mostraram válidas para os poços testados neste trabalho. As diferentes maneiras utilizadas para se obter o valor do parâmetro c são descritas abaixo.

POÇO A - ARENITO CONSOLIDADO COM ÓLEO

O parâmetro c foi obtido através da análise petrossísmica de laboratório em 20 amostras laterais retiradas do poço. Como as medições de velocidade em laboratório são realizadas com as amostras secas, é possível calcular os seus respectivos módulos elásticos K_{dry} e G_{dry} com o uso das equações 1 e 2.

Linearizando a equação 7 com a aplicação da função logaritmo e impondo que os módulos G_{dry} e K_{dry} sejam iguais aos valores dos módulos da matriz quando a porosidade é nula, é obtido um valor de $c=5,52$ através da média dos valores encontrados via ajuste linear para os dois módulos (Figura 2).

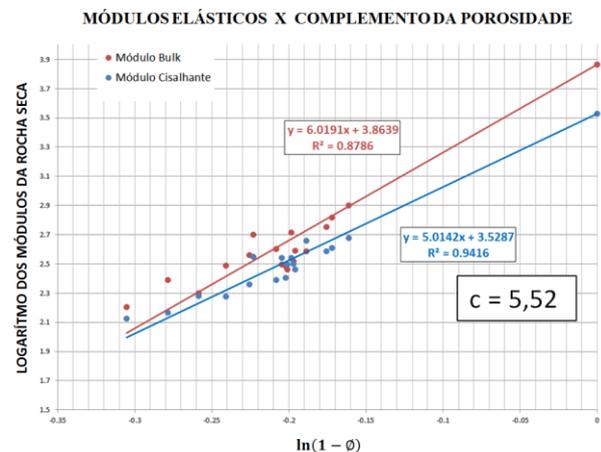


Figura 2 – Encontrando o parâmetro c com o uso de dados acústicos de laboratório

O resultado da aplicação do método é satisfatório (Figura 3). A curva medida começa a se afastar da curva simulada próximo ao contato óleo-água (O/A), em coerência com o perfil de resistividade (RES). O resultado fica mais evidente ao se calcular a diferença percentual entre a curva simulada e medida. Este poço utilizou filtrado tipo base água e não houve interferência significativa de efeitos de invasão na eficácia do método.

Considerando uma matriz composta apenas por quartzo, o método não consegue identificar a zona de hidrocarboneto (última coluna da figura 3).

Isto indica a necessidade da obtenção correta dos parâmetros da matriz.

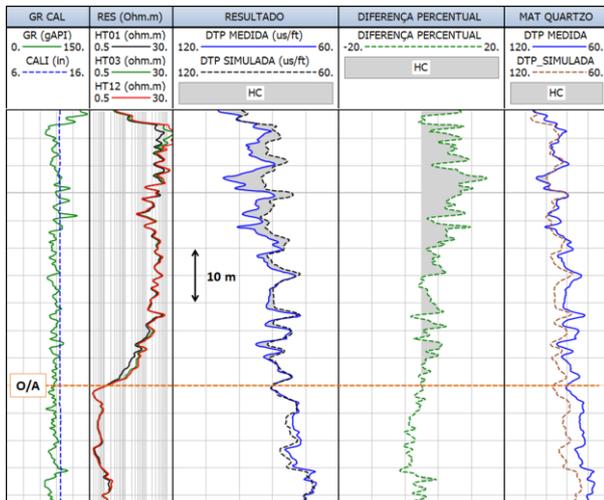


Figura 3 – Aplicação do método no poço A. Na terceira coluna, a curva DTP medida (de cor azul) começa a se separar da curva DTP simulada (de cor preta) no contato O/A.

POÇO B - ARENITO INCONSOLIDADO COM ÓLEO

O reservatório do poço B é composto por arenitos inconsolidados de alta porosidade (Tabela 1). O valor de $c=8$ foi calibrado através do melhor ajuste entre curva simulada e curva medida na zona de água, seu alto valor é compatível com o que foi encontrado por Brie et al. (1995) para formações inconsolidadas.

Com este valor, o método funciona com êxito neste e em outros poços do mesmo reservatório, onde não houve ajuste entre as curvas. Neste poço, além da curva simulada para $S_w=100\%$, também foram simuladas através Lei de Wood (Mavko et al., 2009), as curvas para $S_w=0\%$, $S_w=50\%$ e $S_w=70\%$ (Figura 4).

Comparando estas curvas com o perfil sônico medido, observa-se que a saturação de água é maior na base, por volta de 70%, e diminui para 50% no topo. No entanto, de acordo com a avaliação convencional, a saturação de água do reservatório é de 41%.

Os perfis de resistividade mostram a existência de uma zona invadida. É provável que o perfil sônico esteja fortemente afetado pela zona invadida próximo ao contato O/A, fornecendo maiores valores de S_w . Como os valores de saturação encontrados crescem do topo para a base, é provável que tenha ocorrido uma segregação gravitacional do filtrado que invadiu a formação.

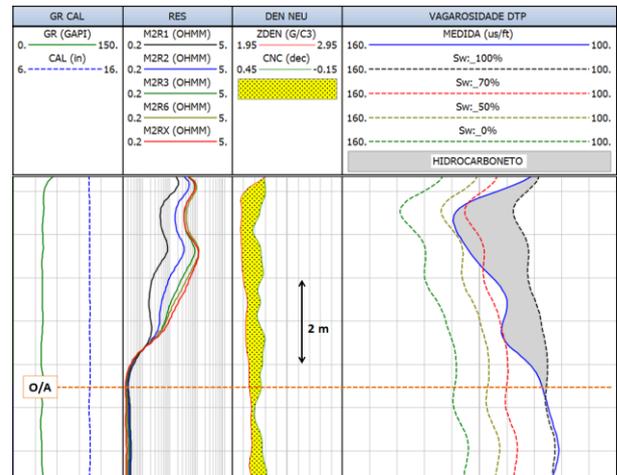


Figura 4 – Aplicação do método no poço B na base do reservatório. Na quarta coluna, a curva DTP medida (de cor azul) começa a se separar da curva DTP simulada (de cor preta) no contato O/A. Curvas simuladas para outros valores de S_w podem ser utilizadas para estimar qualitativamente a saturação de água com o perfil sônico.

CONCLUSÃO

A metodologia, e o modelo de física de rochas adotado, foram testados de modo satisfatório nos poços analisados, identificando qualitativamente a zona de água e de hidrocarbonetos.

O método não pode ser usado com um polinômio genérico, ou considerando todos os arenitos como sendo formados apenas de quartzo.

Por isso, torna-se necessário uma boa estimativa da composição de sua matriz. O parâmetro c (Equação 7) pode ser estimado através de dados de petrossísmica de laboratório ou através da calibração da curva simulada na zona de água de um poço para posterior aplicação em outros poços do reservatório (assumindo-se que o reservatório é homogêneo).

A análise do poço B indica que a invasão do filtrado do fluido de perfuração pode interferir nos resultados.

Esta interferência depende de uma relação entre as profundidades invadida e de investigação do perfil sônico, além do contraste acústico entre filtrado e o fluido da formação em questão.

REFERÊNCIAS

AVSETH P., MUKERJI T., MAVKO G. 2005. Quantitative Seismic Interpretation, Cambridge University Press.

BRIE. A, PAMPURI F., MARSALA A.F., MEAZZA O. 1995. Shear Sonic Interpretation in Gas-Bearing Sands. SPE (Society of Petroleum Engineers Inc.) Annual Technical Conference and Exhibition in Denver, Colorado, U.S.A. – 1995 (SPE 30595)

CASTAGNA J.P., BATZLE M.L., EASTWOOD R.L. 1985. Relationships between compressional-wave and shear-wave velocities in clastic silicate rocks. Geophysics, Vol. 50, Pages 571-581.

CHARDAC O., BRIE A., CHOUKER A.C. 2003. Correlations of shear vs. Compressional in Shaly Sands and Application to Quicklook Hydrocarbon Detection. SPE (Society of Petroleum Engineers Inc.) - SPE 84205

GASSMANN F. 1951. Elasticity of porous media. <http://sepwww.stanford.edu/sep/berryman/>

MAVKO G., MUKERJI T., DVORKIN J. 2009. The Rock Physics Handbook – Tool for Seismic Analysis of Porous Media, Cambridge University Press.