

Modelagem numérica da densidade efetiva de reservatórios de petróleo e gás

Mariana F. Magalhães¹ & Jorge L. Martins²

¹Instituto de Geociências, Universidade Federal Fluminense

²Coordenação da Área de Geofísica, Observatório Nacional, MCT

Copyright 2008, SBGF - Sociedade Brasileira de Geofísica. Este texto foi preparado para a apresentação no III Simpósio Brasileiro de Geofísica, Belém, 26 a 28 de novembro de 2008. Seu conteúdo foi revisado pelo Comitê Técnico do III SimBGf, mas não necessariamente representa a opinião da SBGF ou de seus associados. É proibida a reprodução total ou parcial deste material para propósitos comerciais sem prévia autorização da SBGF.

ABSTRACT

We study a general physical model for predicting bulk density of rocks. The model considers two portions: the rock matrix and the pore space. The rock matrix may be formed by mineral grains, clay minerals and organic matter; the pore space may contain several fluid phases. Numerical tests using models for mono- and biminerale sandstones show that porosity highly affects density. In comparison to porosity, the influence of fluid saturation on density is less remarkable. Even in a moderate extent, shaliness is a relevant parameter on the rock density dependence. The outcomes show plausible prediction of bulk density of actual clastic rocks.

INTRODUÇÃO

O desenvolvimento de um campo de petróleo e gás visa fundamentalmente aumentar a produção de hidrocarbonetos. Para atingir esse objetivo, é mandatória a caracterização das propriedades físicas do reservatório. A eficiência dos resultados obtidos nesta fase se revela pela minimização das incertezas na locação de poços produtores adicionais, conduzindo a um aumento na produção.

Por se tratar de uma fase pós-exploratória, a caracterização de reservatórios é executada principalmente através de perfis geofísicos de poços (Ellis, 1987). Cada perfil geofísico representa uma curva contendo anomalias associadas à medida efetuada pela ferramenta de perfilagem. Embora constituam medidas que atendam às necessidades de caracterização dos sedimentos, a interpretação e o processamento dos perfis fornecem propriedades físicas adicionais, relevantes ao desenvolvimento do campo. Por exemplo, a partir dos perfis sísmicos (DTp) e de densidade (RHOB), é possível construir o perfil de impedância acústica, que tem aplicação direta na calibração de dados sísmicos usando sismogramas sintéticos (Yilmaz, 1987). Outro exemplo, é o perfil de raios gama (GR) que auxilia na interpretação das zonas

sedimentares selantes e porosas. Adicionalmente, a partir do uso de uma relação empírica apropriada, o processamento do perfil GR permite estimar o percentual volumétrico de argila (i.e., argilosidade) dos sedimentos (Larionov, 1969). Dewan (1983) apresenta com detalhes alguns modelos empíricos utilizados na prática para extração de propriedades físicas a partir do processamento de perfis geofísicos.

De uma forma geral, o modelo físico adotado no processamento dos perfis é o resultado de uma investigação empírica. Numa primeira fase, amostras de rochas são submetidas a um processo de aquisição de dados. O conjunto de medidas efetuadas experimentalmente em laboratório é então analisado através de um estudo de tendências, a fim de se estabelecer os principais parâmetros que afetam a propriedade física sob investigação. Dessa forma, o modelo empírico resultante passa a ser utilizado no processamento do perfil geofísico correspondente para extração de parâmetros físicos das formações.

Neste trabalho, utilizamos um modelo físico geral para descrever a variação da densidade efetiva (ρ_b) de rochas sedimentares porosas. Na verdade, investigamos uma generalização da relação empírica comumente adotada na prática para extração de porosidade de reservatórios a partir do processamento do perfil geofísico de densidade. Esse relacionamento mostra explicitamente que os parâmetros da dependência são (Wyllie, et al., 1958): (1) composição mineralógica; (2) porosidade; e (3) saturação de fluidos. Na matriz da rocha, consideramos os grãos minerais e as argilas integrando a composição mineralógica, além de um termo que incorpora a provável presença de matéria orgânica. Os testes numéricos revelam que o modelo físico adotado é capaz de descrever a densidade efetiva dentro do intervalo observado na prática, i.e., $2.0 \text{ g/cm}^3 \leq \rho_b \leq 3.0 \text{ g/cm}^3$, para rochas sedimentares (Schön, 1996).

METODOLOGIA

O modelo físico proposto a seguir para a densidade efetiva de meios porosos incorpora as contribuições individuais dos principais componentes sólidos e fluidos da rocha. Assumimos grãos minerais, (i.e., feldspato, quartzo, calcita e dolomita), argilas e matéria orgânica constituindo a porção sólida da rocha; água, óleo e gás como os componentes fluidos (Wyllie, et al., 1958). A densidade efetiva pode ser então expressa por:

$$\rho_b = \bar{\rho}_{ma} + \bar{\rho}_{clay} + \bar{\rho}_{mo} + \bar{\rho}_f, \quad (1)$$

em que a soma ($\bar{\rho}_{ma} + \bar{\rho}_{clay} + \bar{\rho}_{mo}$) e o termo $\bar{\rho}_f$ representam a contribuição dos componentes sólidos e fluí-

dos, respectivamente. Na equação anterior, $\bar{\rho}_{ma}$ é a contribuição total da densidade dos principais grãos minerais presentes na matriz, dada por

$$\bar{\rho}_{ma} = \sum_{i=1}^{n_{ma}} (1 - V_{clay,t} - V_{mo,t} - \phi_e) V_{ma,i} \rho_{ma,i}, \quad (2)$$

em que ϕ_e denota a porosidade efetiva. Os parâmetros $V_{ma,i}$ e $\rho_{ma,i}$ são a fração volumétrica e a densidade do i -ésimo componente mineralógico ($i = 1, 2, \dots, n_{ma}$). O total da fração volumétrica de argila e de matéria orgânica, $V_{clay,t}$ e $V_{mo,t}$, respectivamente, são relacionados por

$$V_{clay,t} = \sum_{j=1}^{n_{clay}} V_{clay,j}. \quad (3)$$

O termo $V_{clay,j}$ é a fração volumétrica do j -ésimo componente argiloso ($j = 1, 2, \dots, n_{clay}$), e

$$V_{mo,t} = \sum_{k=1}^{n_{mo}} V_{mo,k}, \quad (4)$$

para $V_{mo,k}$ representando o k -ésimo componente orgânico ($k = 1, 2, \dots, n_{mo}$). Expressamos a contribuição total da densidade das argilas que compõem a rocha, $\bar{\rho}_{clay}$ por:

$$\bar{\rho}_{clay} = \sum_{j=1}^{n_{clay}} V_{clay,j} \rho_{clay,j}, \quad (5)$$

enquanto a relação para $\bar{\rho}_{mo}$, que denota a contribuição total da densidade componentes orgânicos presentes na rocha, é dada por

$$\bar{\rho}_{mo} = \sum_{k=1}^{n_{mo}} V_{mo,k} \rho_{mo,k}. \quad (6)$$

Por sua vez, a contribuição total da densidade dos fluidos contidos nos espaços porosos da rocha, $\bar{\rho}_f$, tem o seguinte relacionamento:

$$\bar{\rho}_f = \phi_e \sum_{n=1}^{n_f} S_{f,n} \rho_{f,n}, \quad (7)$$

em que $S_{f,n}$ e $\rho_{f,n}$ denotam a saturação e a densidade, respectivamente, da n -ésima ($n = 1, 2, \dots, n_f$) fase fluida.

O modelo expresso na equação 1 permite calcular a densidade efetiva de rochas porosas clásticas, mono ou poliminerálicas. Argilosidade e saturação de fluidos são parâmetros adicionais que podem ser incorporados na determinação da densidade efetiva. Descrevemos a seguir alguns modelos práticos para a densidade efetiva considerando rochas reservatórios de petróleo e gás mono e biminerálicas.

1) Arenitos limpos monomineralógicos

Seja um arenito limpo, livre de matéria orgânica, e com 100% de saturação de água: $V_{clay,t} = V_{mo,t} = 0$, $S_w = 1$ e $\phi_e \equiv \phi_t$. A equação 1 então se reduz a

$$\rho_b = (1 - \phi_t)\rho_{ma} + \phi_t\rho_w, \quad (8)$$

em que ρ_{ma} e ρ_w denotam as densidades do grão mineral predominante na matriz e da água contida nos poros da rocha, respectivamente. A equação 8 é comumente utilizada como modelo para estimativa da porosidade total a partir do perfil de densidade. Nesse caso, o modelo precedente fornece (Dewan, 1983),

$$\phi_t = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_w}. \quad (9)$$

Os registros efetuados pela ferramenta de perfilogem são representados por ρ_b , ao passo que $\rho_w \approx 1.10 \text{ g/cm}^3$ é a densidade da lama de perfuração. Para sedimentos clásticos, $\rho_{ma} = \rho_{qtz} = 2.65 \text{ g/cm}^3$ (i.e., a densidade do quartzo).

Quando duas fases fluidas estão presentes (por exemplo, água e óleo), obtemos o seguinte modelo para a densidade efetiva:

$$\rho_b = (1 - \phi_t)\rho_{ma} + \phi_t(S_w\rho_w + S_o\rho_o), \quad (10)$$

em que S_w e $S_o = 1 - S_w$ são as saturações de água e de óleo, respectivamente.

2) Arenitos argilosos monomineralógicos

Para o caso de um arenito argiloso ($V_{clay,t} = V_{clay}$), livre de matéria orgânica ($V_{mo,t} = 0$) e com 100% de saturação de água ($S_w = 1$), obtemos

$$\rho_b = (1 - V_{clay} - \phi_e)\rho_{ma} + V_{clay}\rho_{clay} + \phi_e\rho_w, \quad (11)$$

em que devemos considerar a porosidade efetiva ϕ_e , pois estamos assumindo que os minerais de argila obstruem as conexões entre os poros (Dewan, 1983). Como a argilosidade V_{clay} pode ser estimada na prática (Larionov, 1969), obtemos a seguinte relação:

$$\phi_e = \phi_t - V_{clay} \frac{\rho_{ma} - \rho_{clay}}{\rho_{ma} - \rho_w}, \quad (12)$$

que é comumente aplicada para avaliação da porosidade efetiva a partir do perfil de densidade. Neste caso, ρ_{clay} denota a densidade no ponto de folhelho no intervalo sedimentar sob investigação (Dewan, 1983).

Semelhantemente, para as mesmas condições acima, mas assumindo saturação com duas fases fluidas, i.e., saturação de água S_w e de óleo S_o , a densidade efetiva pode ser descrita por

$$\rho_b = (1 - V_{clay} - \phi_e)\rho_{ma} + V_{clay}\rho_{clay} + \phi_e(S_w\rho_w + S_o\rho_o). \quad (13)$$

3) Arenitos limpos biminerálicos

O procedimento para obtenção do modelo para a densidade efetiva para um arenito limpo biminerálico requer o conhecimento dos grãos minerais predominantes na matriz e suas respectivas frações volumétricas. Assim, $V_{ma,i}$ e as densidades $\rho_{ma,i}$ precisam ser conhecidas

a priori. Assumindo a matriz composta predominantemente por quartzo e feldspato limpo com saturação de água S_w , a equação 1 fornece:

$$\rho_b = (1 - \phi_t) V_{qtz} \rho_{qtz} + (1 - \phi_t) V_{fpt} \rho_{fpt} + \phi_t S_w \rho_w, \quad (14)$$

em que ρ_{qtz} e $\rho_{fpt} = 2.55 \text{ g/cm}^3$ representam as densidades do quartzo e feldspato. Note que as frações volumétricas V_{qtz} e V_{fpt} refletem os pesos das contribuições de cada grão mineral que integra a matriz da rocha.

Por outro lado, se além da água também considerarmos o óleo preenchendo os poros da rocha, o modelo para a densidade efetiva evolui para

$$\rho_b = (1 - \phi_t) V_{qtz} \rho_{qtz} + (1 - \phi_t) V_{fpt} \rho_{fpt} + \phi_t (S_w \rho_w + S_o \rho_o). \quad (15)$$

4) Arenitos argilosos bimineralógicos

Consideremos um arenito bimineralógico (quartzo e feldspato) com argila preenchendo uma porção da matriz. Se apenas água satura os poros,

$$\rho_b = (1 - V_{clay} - \phi_e) V_{qtz} \rho_{qtz} + (1 - V_{clay} - \phi_e) V_{fpt} \rho_{fpt} + V_{clay} \rho_{clay} + \phi_e S_w \rho_w, \quad (16)$$

em que V_{clay} e ρ_{clay} denotam a fração volumétrica e a densidade da argila. Em geral, ocorre predominância do argilo-mineral ílita em rochas sedimentares clásticas, i.e., $\rho_{clay} = 2.79 \text{ g/cm}^3$.

Podemos ainda incorporar o óleo como outra fase fluida presente na rocha. Nesse caso, obtemos

$$\rho_b = (1 - V_{clay} - \phi_e) V_{qtz} \rho_{qtz} + (1 - V_{clay} - \phi_e) V_{fpt} \rho_{fpt} + V_{clay} \rho_{clay} + \phi_e (S_w \rho_w + S_o \rho_o). \quad (17)$$

Na seção seguinte, submetemos os modelos anteriores para a densidade efetiva a uma breve investigação numérica.

RESULTADOS

A fim de verificar numericamente a validade dos modelos relacionados acima para a densidade efetiva, assumimos valores práticos para os parâmetros das respectivas dependências. Tais valores são aqueles salientados onde as equações são apresentadas. Onde se aplica, levamos em conta a argilosidade moderada, i.e., $V_{clay} = 10\%$ associada à presença de ílita, e $S_w = 30\%$. Para o óleo representando uma das fases fluidas, tomamos $\rho_o = 0.985 \text{ g/cm}^3$.

Para os modelos nas equações 8, 10, 11 e 13, que se referem a arenitos monomineralógicos, a densidade efetiva

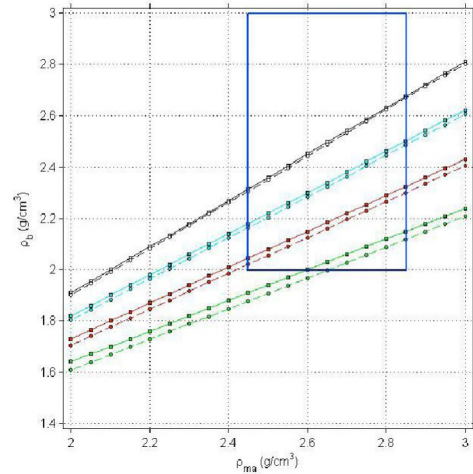


Figura 1: Modelagem numérica para a densidade efetiva usando as equações 8 (quadrados) e 10 (círculos). De cima para baixo, a porosidade total aumenta ($\phi_t = 10, 20, 30$ e 40%). Os parâmetros para o cálculo de ρ_b são apresentados no texto.

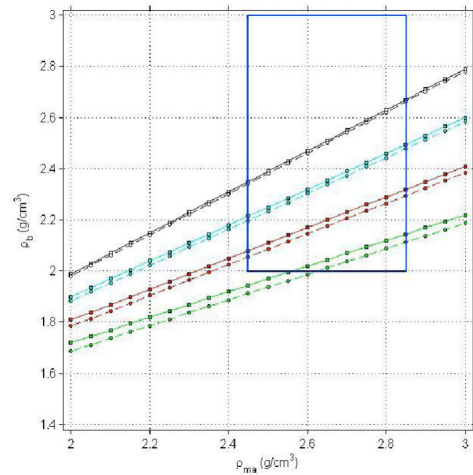


Figura 2: Modelagem numérica para a densidade efetiva usando as equações 11 (quadrados) e 13 (círculos). De cima para baixo, a porosidade total aumenta ($\phi_t = 10, 20, 30$ e 40%). Os parâmetros para o cálculo de ρ_b são apresentados no texto.

ρ_b varia com a densidade do grão mineral predominante na matriz, ρ_{ma} . Os resultados da modelagem podem ser observados nas Figuras 1 e 2, para os seguintes valores de porosidade: 10, 20, 30 e 40%. Por sua vez, os resultados numéricos usando os modelos apresentados para arenitos bimineralógicos, i.e., equações 14, 15, 16 e 17, são mostrados na Figura 3. Note que, assumindo predominância de dois minerais na matriz da rocha e

fixando a argilosidade, optamos por investigar a variação da densidade efetiva com a porosidade. Nas simulações numéricas para a densidade efetiva de arenitos bimineralicos, limpos e moderadamente argilosos, adotamos $V_{qtz} = 90\%$ e $V_{fpt} = 10\%$ para as frações volumétricas do quartzo e do feldspato, respectivamente.

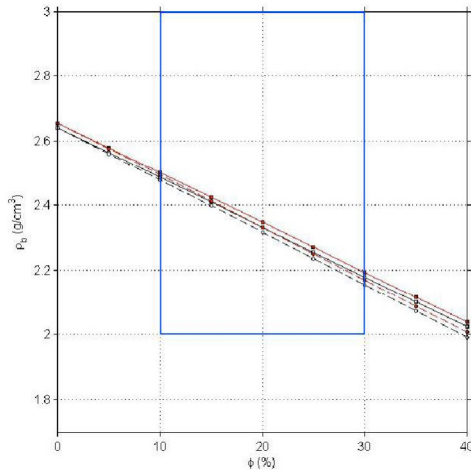


Figura 3: Modelagem numérica para a densidade efetiva usando as equações 14-17. As curvas com círculos não preenchidos são para os modelos nas equações 14 e 15 (arenitos limpos); as curvas com círculos preenchidos se referem aos modelos nas equações 16 e 17 (arenitos argilosos). Os parâmetros para o cálculo de ρ_b são apresentados no texto.

Os gráficos revelam a influência marcante da porosidade em todos os modelos estudados. Isto é: um aumento da porosidade se reflete numa diminuição da densidade efetiva. A saturação de fluidos também tem sua contribuição na diminuição da densidade efetiva, mas de forma bastante suave em comparação com o aumento da porosidade, independente de tratarmos rochas mono- ou bimineralicas. A argilosidade é outro parâmetro que influencia fortemente a densidade efetiva, aumentando-a. Compare as Figuras 1 e 2, onde o aumento relativo da densidade efetiva é mais acentuado nas simulações para arenitos argilosos. Esse aspecto também pode ser observado na Figura 3. Mesmo diante de argilosidade relativamente baixa, i.e., $V_{clay} = 10\%$, a densidade efetiva sofre um ligeiro aumento.

Em todas as figuras, destacamos uma 'janela de validade' dos modelos adotados para descrever a densidade efetiva. Em outras palavras, embora possam contribuir para descrição da densidade efetiva, os modelos físicos que utilizamos fornecem valores não aceitáveis para rochas sedimentares. Encontramos, por exemplo, valores de densidade efetiva inferiores a 2.0 g/cm^3 ; para rochas sedimentares, o intervalo observado na prática é $2.0 \text{ g/cm}^3 \leq \rho_b \leq 3.0 \text{ g/cm}^3$ (Schön, 1996).

DISCUSSÃO E CONCLUSÕES

As simulações numéricas para a densidade efetiva de arenitos mono- e bimineralicos confirmam a dependência da densidade efetiva com a composição mineralógica, porosidade e saturação de fluidos. Na composição mineralógica da matriz, incorporamos a contribuição dos grãos minerais, das argilas e da matéria orgânica possivelmente compondo a rocha. Os resultados numéricos destacam a influência da argilosidade, que, mesmo se apresentado em frações volumétricas baixas, provocam um aumento marcante na densidade efetiva da rocha. Destacamos a importância da estimativa da argilosidade na avaliação de formações produtoras de petróleo e gás, pois sabemos que as argilas tendem a obstruir as conexões entre os espaços porosos onde os fluidos ficam armazenados. Finalmente, podemos concluir que os modelos utilizados são capazes de prever a densidade efetiva de rochas sedimentares dentro dos intervalos observados em situações reais.

AGRADECIMENTOS

Mariana Magalhães reconhece o apoio da FAPERJ - Fundação Carlos Chagas Filho de Amparo à Pesquisa do Estado do Rio de Janeiro (proc. no. E-26/100.172/2008, bolsa de IC), e ao IGeo/UFF, pelo financiamento para participação do III SimSBGf. Jorge Martins reconhece o apoio do Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico, CNPq, Brasil, (Edital 02/2006 CNPq/MCT Universal, proc. no. 471647/2006-3), através do projeto de pesquisa intitulado "Caracterização de Anisotropia Sísmica Usando Perfis Geofísicos de Poços de Petróleo e Gás".

REFERÊNCIAS

- DEWAN, J. T., 1983, Essentials of modern open-hole log interpretation, PennWell Books, 361 p.
- ELLIS, D. V., 1987, Well logging for earth scientists, Elsevier Science Publishing Co. Inc, 550p.
- LARIONOV, W. W., 1969, Borehole Radiometry, Nedra, Moscow. (In Russian).
- SCHÖN, J. H., 1996, Density of rocks, in: Physical properties of rocks: Fundamentals and principles of petrophysics, Chapter 3, Handbook of Geophysical Exploration, Seismic Exploration, Vol. 18, 583 p.
- WYLLIE, M. R. J., Gregory, A. R., and Gardner, L. W., 1958, An experimental investigation of factors affecting elastic wave velocities in porous media: Geophysics, 23, 459-493.
- YILMAZ, O., 1987, Seismic Data Processing, SEG Publication: Investigations in Geophysics, Vol I.