

Modelagens do perfil de densidade aplicadas num poço do Campo de Namorado, Bacia de Campos.

Gleizer Ferreira da Silva* (IGEO/UFBA), Geraldo Girão Nery (Hydrolog Serviços de Perfilagens Ltda.)

Copyright 2017, SBGf - Sociedade Brasileira de Geofísica

This paper was prepared for presentation during the 15th International Congress of the Brazilian Geophysical Society held in Rio de Janeiro, Brazil, 31 July to 3 August, 2017.

Contents of this paper were reviewed by the Technical Committee of the 15th International Congress of the Brazilian Geophysical Society and do not necessarily represent any position of the SBGf, its officers or members. Electronic reproduction or storage of any part of this paper for commercial purposes without the written consent of the Brazilian Geophysical Society is prohibited.

Abstract

Geophysical, petrophysical and geomechanical evaluation of oil fields uses well logs, among those the Density log is the one of most important. However, for various reasons, operational or economics, it is sometime used partially over producing zones and omitted in future potential zones, where geomechanical information is a most. This paper aims to estimate synthetic density logs through empirical equations, regression analysis and neural networks. This methodology was applied to Namorado Oil Field (Campos Basin, Brazil) and implemented with the programming language R.

Introdução

A perfilagem geofísica de poços é essencial na indústria petrolífera. Seus métodos de investigação permitem a caracterização qualitativa e quantitativa dos reservatórios, bem como a avaliação da qualidade de completação dos poços.

A partir da operação de perfilagem a cabo são obtidos perfis geofísicos, que segundo Nery (2013), é a representação gráfica das propriedades petrofísicas das rochas atravessadas por um poço. O perfil de densidade, dentre os vários perfis existentes, é um dos utilizados na avaliação geofísica, petrofísica e geomecânica de um campo petrolífero. As principais aplicações desse perfil são: a estimativa da porosidade intergranular total (Ellis e Singer, 2008), a determinação litológica e de zonas com hidrocarbonetos leves — quando combinada com o perfil neutrônico (Rider, 2002; Nery, 2013), o cálculo da impedância acústica para elaboração de sismogramas sintéticos e a obtenção de constantes elásticas — quando em conjunto com o perfil sônico.

Apesar da sua relevância, por razões econômicas é comum as companhias não adquirirem os dados de densidade em alguns poços ou perfilarem apenas os intervalos de interesse (Lindseth, 1979). Assim, com o intuito de minimizar tais problemas, este trabalho apresenta um estudo comparativo de metodologias já consagradas na modelagem de outros perfis, para efetuar a predição do perfil de densidade num poço do Campo de Namorado.

A confecção de perfis sintéticos é um procedimento recorrente na literatura Geofísica. Destaca-se a simulação do perfil sônico (Bomfim et al., 2012) e da velocidade da onda S (De Oliveira e Martins, 2009). Os principais métodos empregados são as relações empíricas, análise estatística (regressão e análise multivariada) e algoritmos inteligentes (redes neurais e lógica *fuzzy*). Já como variáveis predictoras, são usados os perfis disponíveis ou parâmetros calculados, a exemplo do volume de argilominerais e porosidade efetiva.

A área estudada, o Campo de Namorado (Figura 1), foi descoberto em 1975 e considerado o primeiro campo gigante da plataforma continental brasileira (Lucchesi, 1998). Situado na porção central-norte do *trend* de acumulações petrolíferas da Bacia de Campos, seu principal reservatório (chamado de Arenito Namorado) é constituído por arenitos turbidíticos que foram depositados durante o Albiano-Cenomaniano (Meneses e Adams, 1990). Essa unidade sedimentar compõe a porção superior da Formação Macaé (Membro Outeiro) e, apresenta-se, intercalada com margas e folhelhos da sequência hemipelágica (Lima, 2004).

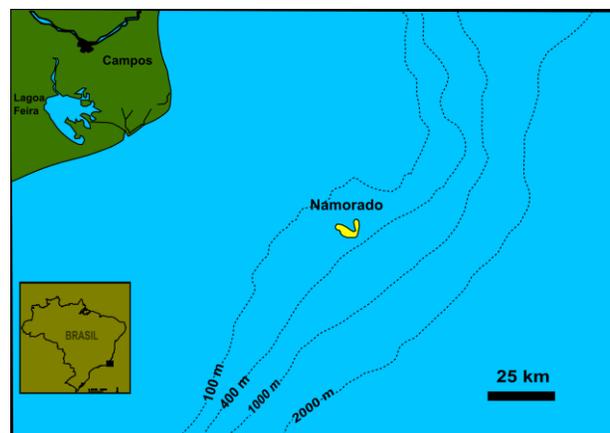


Figura 1 – Localização do Campo de Namorado, Bacia de Campos, Rio de Janeiro. Fonte: Modificado de Lucchesi (1998).

Metodologia

Os dados manipulados nesta pesquisa pertencem ao conjunto de dados denominado de "Campo Escola Namorado", oferecido às universidades pela ANP — Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Após análises, foram selecionados sete

poços verticais (Figura 2) que continham a suíte básica de curvas (GR, ILD, RHOB, NPFI e DT). Essas curvas foram utilizadas na geração da curva sintética RHOB do poço NA1A, conforme as variáveis adotadas em cada método a seguir.

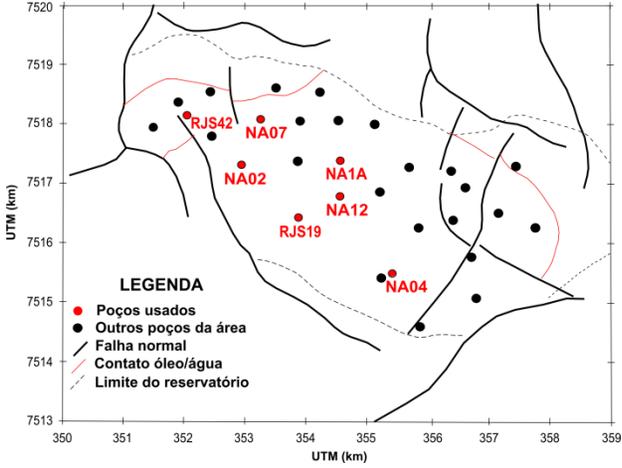


Figura 2 – Localização dos poços utilizados neste trabalho. Fonte: modificado de Guardado et al. (1990).

1 - Equações Empíricas

Gardner et al. (1974) definiram uma relação entre a velocidade das ondas compressoriais e a densidade das rochas estudadas.

$$\rho = 0,23V_p^{0,25}, \tag{1}$$

onde V_p está em pés/s e ρ em g/cm^3 .

Lindseth (1979) a partir do trabalho de Gardner et al. (1974), concebeu uma relação linear empírica entre a impedância acústica e a velocidade.

$$V = 0,308\rho V + 3460, \tag{2}$$

onde V está em pés/s e ρ em g/cm^3 .

Desse modo, tem-se que:

$$\rho = \frac{(V-3460)}{0,308V}. \tag{3}$$

Castagna et al. (1993) apud Mavko et al. (2009), apresentaram uma relação polinomial entre a densidade e a velocidade compressional para alguns litotipos.

Folhelho:

$$\rho = -0,0261V_p^2 + 0,370V_p + 1,458 \quad (1,5 \leq V_p \leq 5,0) \tag{4}$$

Arenito:

$$\rho = -0,0115V_p^2 + 0,261V_p + 1,515 \quad (1,5 \leq V_p \leq 6,0) \tag{5}$$

Calcário:

$$\rho = -0,0296V_p^2 + 0,963V_p + 0,963 \quad (3,5 \leq V_p \leq 6,4) \tag{6}$$

Onde V_p está em km/s e ρ em g/cm^3 .

Bellotti e Giacca (1978) apud Pereira (2007), correlacionaram a densidade com o tempo de trânsito da formação rochosa.

Para formações consolidadas:

$$\rho = 3,28 - \frac{\Delta t}{88,95}, \quad (\Delta t < 100 \mu s/pé) \tag{7}$$

Onde Δt está em $\mu s/pé$ e ρ em g/cm^3 .

Para a aplicação das equações empíricas, os valores de DT do poço NA1A foram transformados para valores de velocidade compressional e substituídos em V ou V_p , nas equações (1), (3), (4), (5) e (6). Na equação (7), usou-se apenas a curva DT.

2-Análise de Regressão

Adotou-se o modelo de regressão linear múltipla, dado pela expressão:

$$Y = \alpha_0 + \alpha_1 X_1 + \alpha_2 X_2 + \dots + \alpha_n X_n, \tag{8}$$

onde Y é a variável dependente, $\alpha_0, \alpha_1, \alpha_2, \dots, \alpha_n$ são os coeficientes de regressão, $X_0, X_1, X_2, \dots, X_n$ e são as variáveis independentes.

As regressões foram efetuadas com os dados do poço NA12, NA02 e NA07. Em cada um deles o dado foi segmentado em três zonas, com base na correlação de poços. Desse modo, formaram-se três conjuntos de dados com características geológicas similares. A aproximação dos coeficientes foi realizada através do Método dos Mínimos Quadrados (MMQ), considerando-se que todos os seus critérios de aplicação foram satisfeitos.

As equações concebidas nas regressões foram aplicadas nos dados do poço NA1A, no qual as variáveis independentes foram os perfis GR, DT, ILD, e NPFI, além da profundidade (DEPTH). Para evitar os efeitos matemáticos dos valores anômalos registrados pelo o ILD nas zonas com hidrocarbonetos foi aplicado o logaritmo neperiano nos valores de resistividade.

3- Rede Neural Artificial (RNA)

A arquitetura da rede adotada foi a *feedforward* de múltiplas camadas, que além das camadas de entrada e saída é usada uma ou mais camadas intermediárias. Como algoritmo de aprendizagem para esse tipo de rede foi empregado o algoritmo de aprendizagem *Backpropagation* com *momentum*. Todo o processamento conveniente ao método neural foi efetuado através do pacote "R" denominado "RSNNS".

O treinamento da rede neural foi realizado com as curvas acessíveis dos poços RJS19, NA04, RJS42, NA02 e NA07. Na validação do treinamento utilizou-se o poço NA12. Em termos percentuais, aproximadamente 69% da amostragem foi usada no treinamento, 14% na validação e 17% na verificação. Esses dados foram normalizados no intervalo [0;1].

Após alguns ensaios de treinamento foi definida a configuração da rede aplicada (Figura 3):

- Camada de entrada : 5 neurônios, correspondente ao número de perfis usados na predição mais a profundidade;
- Camada intermediária: 10 neurônios e função de ativação sigmoidal;
- Camada de saída: 1 neurônio, com a função de ativação linear;
- Taxa de aprendizagem: 0,3;
- Fator momentum: 0,1;
- Critério de parada: 5000 iterações.

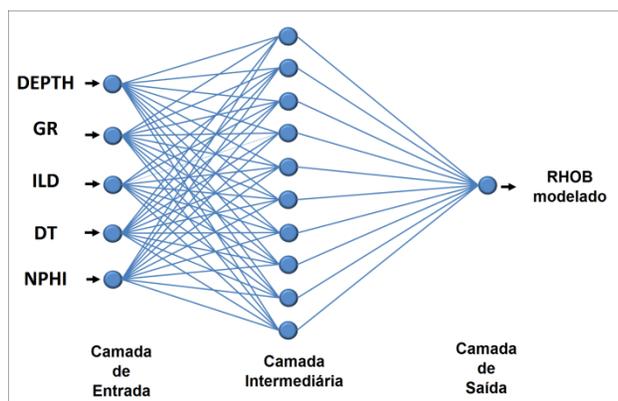


Figura 3 – Representação da Arquitetura de rede.

Resultados

A Figura 6 apresenta oito perfis sintéticos de densidade em comparação com o original mensurado, conforme cada método aplicado. Esses resultados também estão exibidos em gráficos de dispersão (Figura 4 e 5). Estabeleceram-se as zonas e litologias do poço NA1A a partir de uma interpretação qualitativa prévia e da coluna litológica presente no trabalho de Borges (2012).

Nas três zonas principais, a avaliação numérica da correlação entre dados reais e estimados foi feita pelo coeficiente de correlação (r) (Tabela 2), enquanto o grau de ajuste foi dado pelo Erro Percentual Médio (ε) (Tabela 1).

No intervalo que compreende os folhelhos e/ou margas (Zona 1) sobrepostos ao Arenito Namorado, a curva sintética desenvolvida pela rede neural e pela a equação de Castagna no folhelho ajustaram-se de modo mais satisfatório ao perfil real $\varepsilon = 1,54\%$ e $\varepsilon = 1,52\%$, respectivamente). Em todos os métodos usados, o grau de correlação manteve-se numa faixa moderada (0,4 - 0,6). Observou-se também a tendência de subestimação da densidade, com exceção ao modelo Estatístico.

Na Zona 2, onde está situado o Arenito Namorado, foi constatado que as curvas estimadas pela equação de Castagna em arenitos, pela equação de Bellotti e a Estatística, mostraram-se mais semelhantes à original ($\varepsilon = 2,99\%$, $\varepsilon = 3,06\%$ e $\varepsilon = 3,00\%$, nessa ordem). Todos os perfis preditos apresentaram forte nível de

correlação (um pouco acima de 0,7). Pela análise visual dos perfis e gráficos (Figura 4, 5 e 6) notou-se que os melhores modelos gerados para cada litologia, foram: Bellotti, Castagna- Arenitos e o Estatístico — nos arenitos com óleo; Castagna-Arenitos, Lindseth e Castagna-Calcários — nos arenitos com água; Castagna-Folhelhos e o Neural — na sequência hemipelágica.

Tabela 1 – Erro Percentual Médio (ε) de cada modelo de densidade — para cada zona estabelecidas no poço NA1A.

Modelos	Erro percentual médio de predição (%)			
	Zona 1	Zona 2	Zona 3	Geral
Gardner	3,26	4,01	2,61	3,61
Lindseth	8,08	3,58	4,55	4,43
Bellotti	6,76	3,06	3,30	3,64
Castagna-Arenitos	7,02	2,99	5,62	4,12
Castagna-Folhelhos	1,52	5,61	1,08	4,07
Castagna-Calcários	10,15	4,93	6,37	5,98
Estatístico	2,03	3,00	1,00	2,42
Neural	1,54	4,39	1,58	3,39

Nos carbonatos (Zona 3) sotopostos ao Arenito de Namorado as curvas estimadas pelo modelo Estatístico, Castagna-Folhelhos e Neural foram as mais próximas da original ($\varepsilon = 1,00\%$, $\varepsilon = 1,08\%$ e $\varepsilon = 1,58\%$, respectivamente), enquanto os demais modelos apresentaram densidades abaixo do esperado. Além disso, em todos os casos, houve uma fraca correlação entre as modelagens e o perfil real (abaixo de 0,35).

Tabela 2 – Coeficiente de Correlação Linear (r) de cada modelo de densidade — para cada zona estabelecida no poço NA1A.

Modelos	Coeficiente de Correlação Linear			
	Zona 1	Zona 2	Zona 3	Geral
Gardner	0,416	0,758	0,303	0,806
Lindseth	0,405	0,780	0,299	0,821
Bellotti	0,405	0,780	0,299	0,821
Castagna-Arenitos	0,419	0,753	0,302	0,802
Castagna-Folhelhos	0,413	0,768	0,298	0,814
Castagna-Calcários	0,415	0,764	0,299	0,811
Estatístico	0,557	0,816	0,330	0,896
Neural	0,425	0,790	0,148	0,837

Conclusões

A metodologia estatística, neural e empírica podem apresentar desempenhos satisfatórios no processo de confecção do perfil de densidade, conforme foi aplicado ao poço NA1A do Campo de Namorado.

O uso das relações empíricas se destaca pela rapidez no processamento, mas requer a presença de um perfil de tempo de trânsito de boa qualidade. Outra condição exigida, no caso das equações de Castagna, é o conhecimento prévio da litologia da zona perfilada. Esses aspectos contribuíram para mostrar que o uso da equação de Bellotti e Castagna (em arenitos e folhelhos) pode ser viáveis opções à equação de Gardner (o mais

usado na Geofísica), quando se refere as zonas de hidrocarbonetos.

É válido lembrar que essas relações foram adquiridas com dados de outras bacias e amostras rochosas, o que pode limitar sua eficiência em outros dados. Por exemplo, contrariando o esperado, a relação de Castagna para calcário apresentou o maior erro na zona dos carbonatos, enquanto sua equação para o folhelho obteve um baixo erro.

Os métodos baseados na regressão múltipla e nas redes neurais apontam ser eficazes no processo de modelagem, o que configura uma opção adequada na ausência ou má qualidade do perfil sônico. Na totalidade dos dados ambos apresentaram as menores discrepâncias em relação à curva real ($\varepsilon = 2,42\%$ e $\varepsilon = 3,39\%$). Contudo, os procedimentos realizados nesses métodos demandam maior tempo e quantidade de dados do que os empíricos. Ressalva-se que cada um deles possui limitações próprias.

Agradecimentos

Os autores deste trabalho agradecem à ANP pela a concessão dados do Campo de Namorado, ao INCT-GP/CNPQ pela bolsa de iniciação científica do primeiro autor.

Referências

Bomfim, G. M. C., Pinto, R. F., e Nery, G. G., 2012. Perfis sintéticos em campos com acumulações marginais de hidrocarbonetos. In: V Simpósio de Geofísica, 2012, Salvador. CD-ROM. Salvador: SBGf.

Borges, Y. A., 2012. Método de inversão mineralógica a partir de perfis geofísicos de poços do campo de namorado, bacia de campos. Trabalho de Graduação - UFF, Niterói.

De Oliveira, J. S. e Martins, J. L., 2009. Análise comparativa de métodos para estimativa de velocidade de ondas S. In: 10th International Congress of The Brazilian Geophysical Society, 2009, Salvador. CD-ROM. Salvador: SBGf.

Ellis, D. V. e Singer, J. M., 2008. Well Logging for Earth Scientists. New York: Elsevier Science Publisher, 1987. 692p.

Gardner, G.; Gardner, L. e Gregory, A., 1974. Formation velocity and density are the diagnostic basics for stratigraphic traps, Geophysics, 39, 770-780.

Guardado, L. R.; Gamboa, L. A. P.; Lucchesi, C. F. 1990. Petroleum Geology of the Campos Basin, a Model for Producing Atlantic Type Basin. American Association of Petroleum Geologists Memoir 48. p. 3-79.

Lima, F. M., 2004. Análise Estratigráfica com Reservatórios Turbidíticos do Campo de Namorado. 2004. 64 f. Dissertação (Mestrado) - Unesp, Rio Claro.

Lindseth, R. O., 1979. Synthetic sonic logs a process for stratigraphic interpretation, Geophysics, 44, 326.

Lucchesi, C. F., 1998. Petróleo. Estudos Avançados, vol. 12, n. 33, p. 17-40.

Mavko, G., Mukerji, T., and Dvorkin, J., 1998. The RockPhysics Handbook: Tools for Seismic Analysis of Porous Media. Cambridge,UK: Cambridge University Press.

Meneses S. X. e Adams, T., 1990. Ocorrência de resistividades anômalas no Campo de Namorado, Bacia de Campos. Boletim de Geociências da PETROBRAS, Rio de Janeiro, 4(2): 183-188.

Nery, G. G., 2013. Perfilagem Geofísica em Poço Aberto: Fundamentos Básicos com Ênfase em Petróleo. Rio de Janeiro: SBGf. 222p.

Rider, M. H., 2002. The geological interpretation of well logs. 2nd ed., rev. Sutherland, Scotland: Rider-French Consulting, c2002. 280 p.

Pereira, B. C. M., 2007. Proposta de uma Metodologia para Estimativa de Geopressões. 132 f. Dissertação (Mestrado) - UFRJ, Rio de Janeiro.

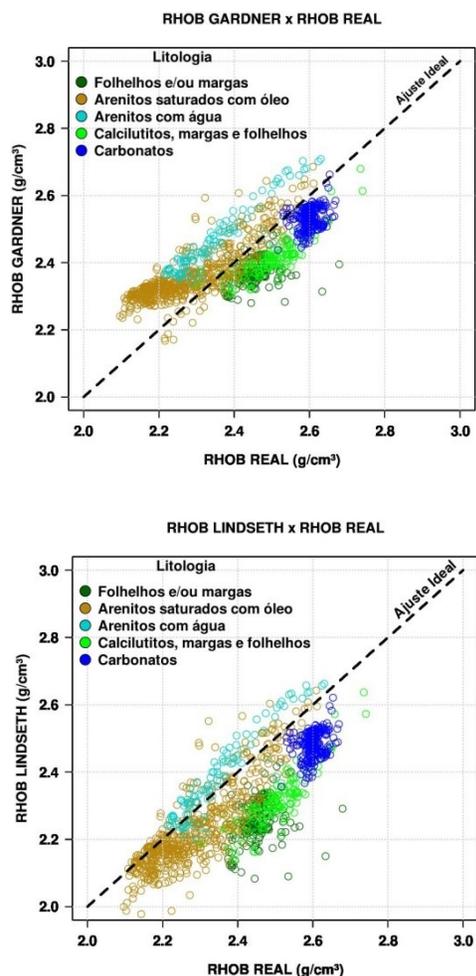


Figura 4 – Gráfico de dispersão relacionando dados reais e sintéticos (Gardner, Lindseth) - intervalo 2500 m - 3200 m do poço NA1A.

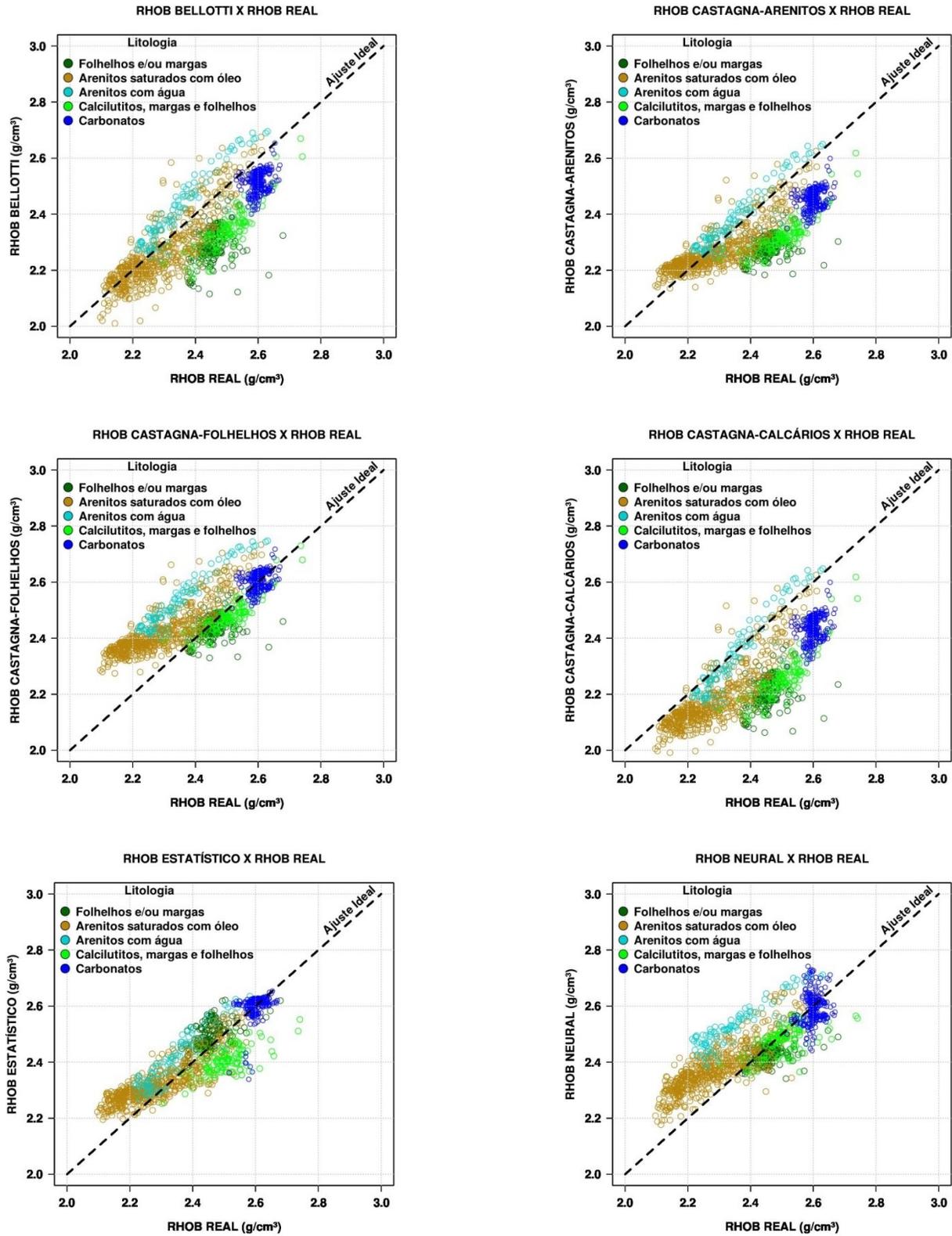


Figura 5 – Gráfico de dispersão relacionando dados reais e sintéticos (Bellotti, Castagna, Estatístico e Neural) - intervalo 2500 m - 3200 m do poço NA1A.

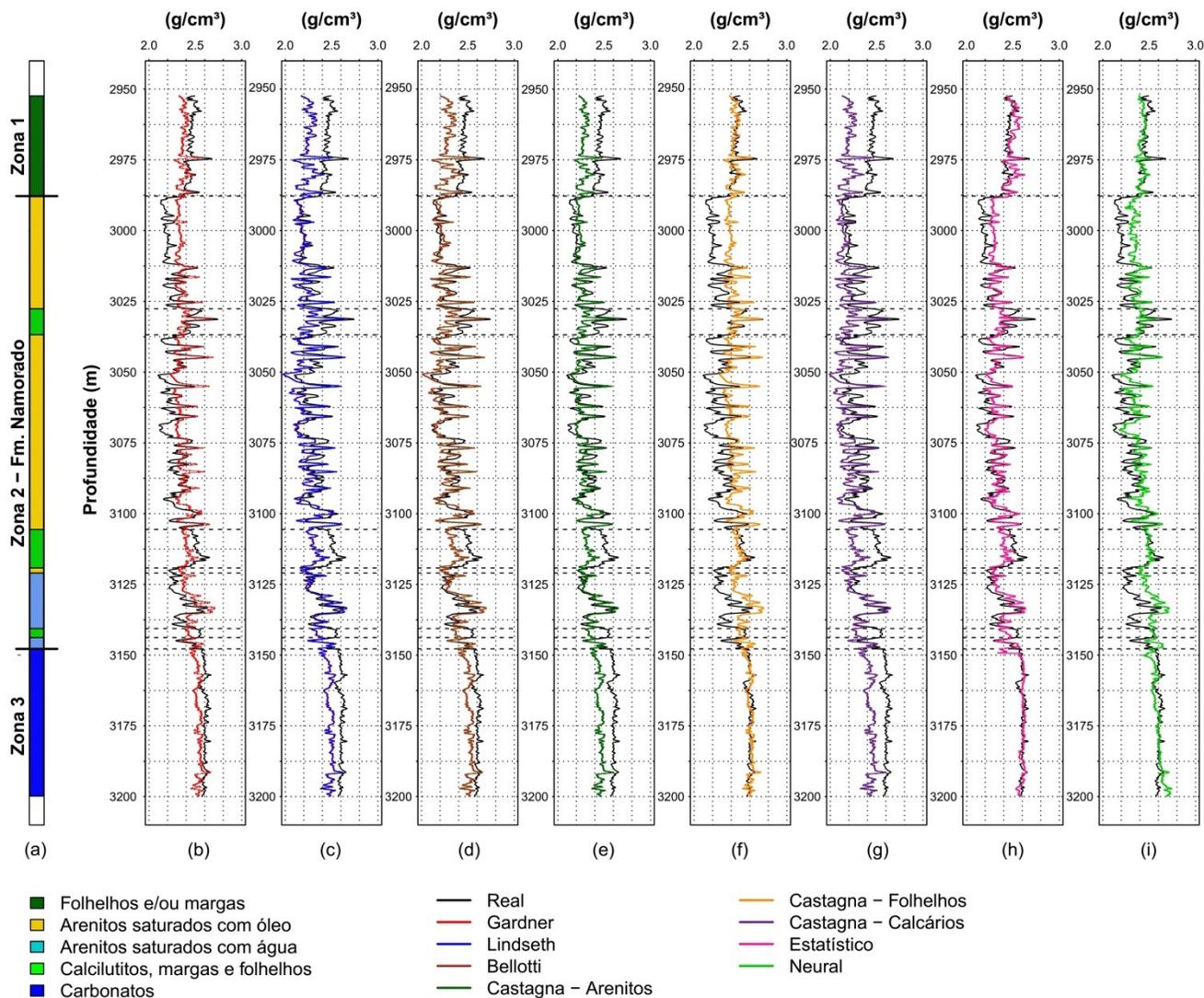


Figura 6 – Comparação entre o perfil real de densidade e os perfis sintéticos. (a) zoneamento simplificado, (b) Gardner, (c) Lindseth, (d) Bellotti, (e) Castagna - arenitos, (f) Castagna - folhelhos, (g) Castagna - calcários, (h) Estatístico, (i) Neural. Intervalo 2500 m – 3200 m do poço NA1A.