

## SIMULAÇÃO DO PERFIL SÔNICO A PARTIR DOS PERFIS DE RAIOS GAMA E DE RESISTIVIDADE EM POÇOS DA BACIA DE CAMPOS

Marcos Leite<sup>1</sup>, Abel Carrasquilla<sup>2</sup> e Jadir da Silva<sup>3</sup>

Recebido em 7 janeiro, 2008 / Aceito em 26 maio, 2008  
Received on January 7, 2008 / Accepted on May 26, 2008

**ABSTRACT.** The knowledge of the mechanical properties of the rocks is essential in the calculation of the stability of the oil wells and in the elaboration of drilling projects, because they help in the selection of the best equipments for each geologic scene. In these activities, the most important mechanical property is the rock compressibility, which can be calculated from the sonic geophysical log, but this one, not always available in the well data set. In order to minimize this limitation, it was developed, in this work, a methodology to simulate it through an algorithm that utilizes fuzzy logic concepts, using as input data gamma ray and resistivity logs. The basic principle of this methodology is to propose that any geophysical log, including the sonic log, can be considered function of other measured geophysical logs in the same depths. On the other hand, to test the confidence of this approach, it was compared with two others commonly used in the simulation of logs: the linear multiple regression and the neural network back-propagation, showing, our methodology, however, better results. Finally, to validate the method, it was tested using wells from Namorado Oil Field in Campos Basin, which contains gamma ray, sonic and resistivity logs.

**Keywords:** sonic, gamma ray and resistivity logs, fuzzy logic, compressibility, Namorado Oil Field, Campos Basin.

**RESUMO.** O conhecimento das propriedades mecânicas das rochas é imprescindível no cálculo da estabilidade dos poços de petróleo e na elaboração de projetos de perfuração, na medida em que auxilia na seleção dos equipamentos mais adequados para cada cenário geológico. Nessas atividades, a propriedade mecânica mais importante é a compressibilidade das rochas, a qual é calculada a partir do perfil geofísico sônico, o qual, nem sempre está disponível no conjunto de dados de um poço. A fim de minimizar esta limitação, foi desenvolvida, neste trabalho, uma metodologia para a simulação desse perfil através de um algoritmo que utiliza conceitos da lógica difusa ou nebulosa (*fuzzy* em inglês), que usa como dados de entrada os perfis de raios gama e resistividade. O princípio fundamental dessa metodologia é propor que qualquer perfil geofísico, inclusive o sônico, possa ser considerado em função de outros perfis geofísicos medidos nas mesmas profundidades. Por outro lado, para testar a confiabilidade desta abordagem, a mesma foi comparada com duas outras comumente utilizadas na simulação de perfis: a regressão linear múltipla e as redes neurais *back-propagation*, apresentando a nossa metodologia, porém, melhores resultados. Finalmente, a validação do método foi realizada utilizando-se dados de poços do Campo de Namorado na Bacia de Campos, que contém perfis de raios gama, resistividade e sônico.

**Palavras-chave:** perfil sônico, perfil de raios gama, perfil de resistividade, lógica difusa, compressibilidade, Campo de Namorado, Bacia de Campos.

<sup>1</sup>PETROBRAS, E&P – SERV/US – PO, Rodovia Amaral Peixoto, 11.000, 27925-290 Imboacica, Macaé, RJ, Brasil – E-mail: marcosviniciuscl@gmail.com

<sup>2</sup>Laboratório de Engenharia e Exploração de Petróleo, Universidade Estadual do Norte Fluminense Darcy Ribeiro (LENP/UENF), Rodovia Amaral Peixoto, Km 163, Avenida Brennand, s/n, 27925-310 Imboacica, Macaé, RJ, Brasil. Tel.: (22) 2796-9700; Fax: (22) 2796-9734 – E-mail: abel@lenep.uenf.br

<sup>3</sup>Instituto de Geociências, Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ), Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

## INTRODUÇÃO

Na atividade de perfuração, durante as fases de projeto e execução, o perfil sônico (*DT*) é uma informação fundamental para a tomada de decisões. Assim, ao lado dos critérios para a escolha de brocas e parâmetros de perfuração, como peso sobre broca (*PSB*) e rotação da coluna (*N*), existe a análise mecânica das litologias a serem atravessadas, propriedades estas que podem ser conhecidas a partir do perfil *DT*.

Infelizmente, o perfil *DT* não está disponível em todos os poços de correlação escolhidos para se planejar um programa de perfuração, sendo necessário, em muitos casos, realizar tais projetos sem esta informação. Objetivando minimizar essa limitação, desenvolveu-se, neste trabalho, uma técnica computacional capaz de simular o perfil *DT* utilizando outros perfis, como os de resistividade (*R<sub>t</sub>*) e de raios gama (*RG*). Estes foram escolhidos devido a sua disponibilidade em praticamente todos os poços perfurados no Campo de Namorado, na Bacia de Campos. Assim, neste trabalho, foram gerados perfis *DT* e calculada a compressibilidade uniaxial das rochas (*C'*) em alguns poços desse campo petrolífero.

## FUNDAMENTOS TEÓRICOS

Existem dois tipos principais de ondas elásticas: as chamadas compressionais, nas quais as partículas vibram na mesma direção de propagação da onda, e as transversais ou cisalhantes, nas quais as partículas vibram numa direção perpendicular à da propagação. Ondas cisalhantes não se propagam em líquidos ou em gases, e sua velocidade, em um dado meio sólido, é, aproximadamente, a metade da velocidade das ondas compressionais. (Desbrandes, 1985).

O perfil *DT* é baseado na propagação das vibrações elásticas compressionais através da formação e dos fluidos presentes, medindo a velocidade de propagação de uma onda na formação geológica (pés/seg), calculada a partir do tempo que essa onda leva para atravessar uma certa espessura (Asquith & Gibson, 1982). A leitura da ferramenta sônica é influenciada pela variação do diâmetro do poço, pela presença de gás na lama e pela presença de fraturas radiais (Welex, 1984).

A compressibilidade uniaxial, *C'*, é um parâmetro utilizado durante a fase de projeto de perfuração, na seleção do tipo de broca e na escolha de parâmetros de perfuração. Desta forma, resulta necessário conhecer parâmetros como peso sobre broca e rotação da coluna de perfuração, a fim de permitir a quebra das diversas litologias que se pretende atravessar. *C'* mostra qual é a tensão necessária a ser utilizada em uma determinada formação

rochosa, a qual pode ser estimada através da seguinte relação:

$$C' = 3,3 \times 10^{-20} \rho^2 V_p^4 \left( \frac{1 + \nu}{1 - \nu} \right)^2 \times (1 - 2\nu) (1 + 0,78 V_{sh}). \quad (1)$$

em que  $\rho$  é a massa específica da rocha ( $\text{kg/m}^3$ ),  $V_p$  velocidade da onda compressional (m/s),  $V_{sh}$  é o volume percentual de argila na rocha e  $\nu$  é a constante de Poisson, a qual foi assumida, neste trabalho, como tendo um valor médio de 0,25 (Erling et al., 1991).

A teoria de conjuntos *fuzzy* (difusa ou nebulosa, em português) foi introduzida com o objetivo de fornecer um ferramental matemático para o tratamento de informações de caráter impreciso ou vago (Zadeh et al., 1975). A lógica *fuzzy*, baseada nessa teoria, foi inicialmente construída a partir dos conceitos já estabelecidos de lógica clássica, com os operadores definidos à semelhança dos comumente utilizados, mas, outros foram introduzidos ao longo do tempo, muitas vezes por necessidades de caráter eminentemente prático. Embora os conceitos dessa lógica tenham nascido inspirados na lógica tradicional, muitas modificações tornaram-se necessários para adaptá-los aos requisitos de aplicações em engenharia. A extensão da lógica tradicional para a lógica *fuzzy* foi efetuada através da simples substituição das funções de pertinência bivalentes da primeira por funções de pertinência *fuzzy*, à semelhança da extensão de conjuntos ordinários para conjuntos *fuzzy* (Oliveira Jr., 1999).

## CONTEXTO GEOLÓGICO

A Bacia de Campos se estende ao longo do litoral norte do Estado do Rio de Janeiro (Fig. 1). Possui uma evolução tectono-sedimentar muito semelhante às das outras bacias marginais do leste brasileiro, estando definidas por três seqüências estratigráficas distintas: continental, transicional e marinha, as quais representam os principais eventos geológicos formadores e modificadores destas bacias. De acordo com o contexto geológico e estratégico da produção de petróleo, esta bacia pode ser dividida em três compartimentos: proximal, intermediário e distal. O compartimento proximal se localiza entre a linha da costa e a lâmina d'água de aproximadamente 100 m. O intermediário, entre as cotas batimétricas de 100 e 2.000 m, aproximadamente. E o distal, a profundidades de lâmina d'água maiores que 2.000 m até a região com muralhas de sal mais contínuas, que se localizam em torno de 3.000 m (Schlumberger, 1998). Nesta bacia existem dezenas de campos produtores de petróleo, dentre os quais o Campo de Namorado (Fig. 1). Este campo foi o primeiro gigante da plataforma continental brasileira a ser descoberto, em novembro de

1975 pelo poço pioneiro 1-RJS-19. Encontra-se no compartimento intermediário da bacia, isto é, na porção central-norte do lineamento de acumulações petrolíferas, a 80 km da costa, em cotas batimétricas variando entre 110 e 250 m, e apresenta como seu principal reservatório o Arenito Namorado, de origem turbidítica e idade Cenomiana inferior. Essa unidade sedimentar compõe a porção superior da Formação Macaé e, na área do campo, ocorre a profundidades variáveis entre 2900 e 3400 m (Meneses & Adams, 1990).

**METODOLOGIA**

A primeira tarefa desenvolvida nesta metodologia foi criar um banco de dados, o qual consistiu na separação dos dados de perfis dos poços em dois grupos. Um grupo com os chamados poços de correlação e um segundo grupo com os chamados poços de validação. Os poços de correlação são aqueles a partir dos quais foram definidos, pela função lógica *Fuzzy C-Means (FCM)*, os padrões que relacionam os perfis de *RG* e *R<sub>t</sub>* com o perfil *DT*. Já os poços de validação, como o próprio nome indica, foram utilizados para validar a simulação dos perfis *DT*. Nesta etapa, os dados dos poços de correlação foram agrupados em conjuntos *fuzzy* denominados conglomerados (*clusters*), que concentram os dados de perfis de *RG*, *R<sub>t</sub>* e *DT* dos poços de correlação de acordo com o padrão dos dados. Isto foi realizado através do programa matemático para engenharia MATLAB (MATLAB, 2003), o qual possui a função *FCM* dentro do seu pacote de funções. Esse procedimento contemplou as seguintes etapas:

- A) escolha do número de conglomerados *c*, com  $n \leq c \leq 2$ , parâmetro  $m > 1$ , critério de parada  $\epsilon > 0$ , número máximo de interações  $M_{MAX}$ . O número de conglomerados *c* é igual ao número de regras *R* e é determinado pelo usuário (neste trabalho foi adotado  $R = 8$ ). A seguir, a inicialização do contador  $M = 1$  e a matriz *U*, é feita de forma aleatória:

$$U = \begin{bmatrix} \omega_1(1) & \omega_2(1) & \dots & \omega_R(1) \\ \omega_1(2) & \omega_2(2) & \dots & \omega_R(2) \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \omega_1(k) & \omega_2(k) & \dots & \omega_R(k) \end{bmatrix}, \quad (2)$$

em que  $0 \leq \omega_i(j) \leq 1$ ,  $1 \leq i \leq R$ ,  $1 \leq j \leq k$  e  $\sum_{i=1}^R \omega_i(j) = 1, \forall j = 1, \dots, k$ ;

- B) cálculo dos *R* centros dos conglomerados  $C_{c_i}, i =$

$1, \dots, R$  com a fórmula:

$$C_{c_i} = \frac{\sum_{j=1}^k \omega_i(j)^m \times x(j)}{\sum_{j=1}^k \omega_i(j)^m}; \quad (3)$$

- C) cálculo de  $d_{j,i}$  para e  $1 \leq i \leq R$  e  $1 \leq j \leq k$ :

$$d_{j,i} = \|x(j) - C_{c_i}\|, \quad (4)$$

e atualização da matriz de pertinência:

$$\omega_i(j) = \frac{1}{\sum_{l=1}^R \left(\frac{d_{i,j}}{d_{i,l}}\right)^{\frac{2}{m-1}}}; \quad (5)$$

- D) cálculo de  $\Delta$ ,

$$\begin{aligned} \Delta &= \|U^M - U^{M-1}\| \\ &= \max_{j,i} \left| \omega_i(j)^M - \omega_i(j)^{M-1} \right|, \quad (6) \\ &j = 1, \dots, k, \quad i = 1, \dots, R, \end{aligned}$$

se  $\Delta > \epsilon$  e  $M > M_{max}$ ,  $M = M + 1$ , retorna-se ao passo B, senão pára o processamento.

Para a determinação dos parâmetros de correlação, foram calculados os coeficientes que irão correlacionar os perfis de *RG* e *R<sub>t</sub>* ao perfil *DT*, através dos seguintes passos:

- a) identificação em cada coluna da matriz *U* (Eq. 2) da posição do valor máximo em cada uma das colunas, da seguinte forma:

Posição  $i_{MAX}$  do  $Max U_R =$  máximo  $w_i(j)$ , em que  $i = 1, \dots, R$  e  $j = 1, \dots, k$ .

- b) determinação dos parâmetros de correlação  $a_0, a_1$  e  $a_2 \dots$ , através das seguintes matrizes:

$$A_k = \begin{bmatrix} a_0 \\ a_1 \\ \vdots \\ a_m \end{bmatrix}, \quad (7)$$

$$DT = \begin{bmatrix} DT_{i \max 1} (1) \\ DT_{i \max 2} (2) \\ \vdots \\ DT_{i \max R} (j) \end{bmatrix}, \quad (8)$$

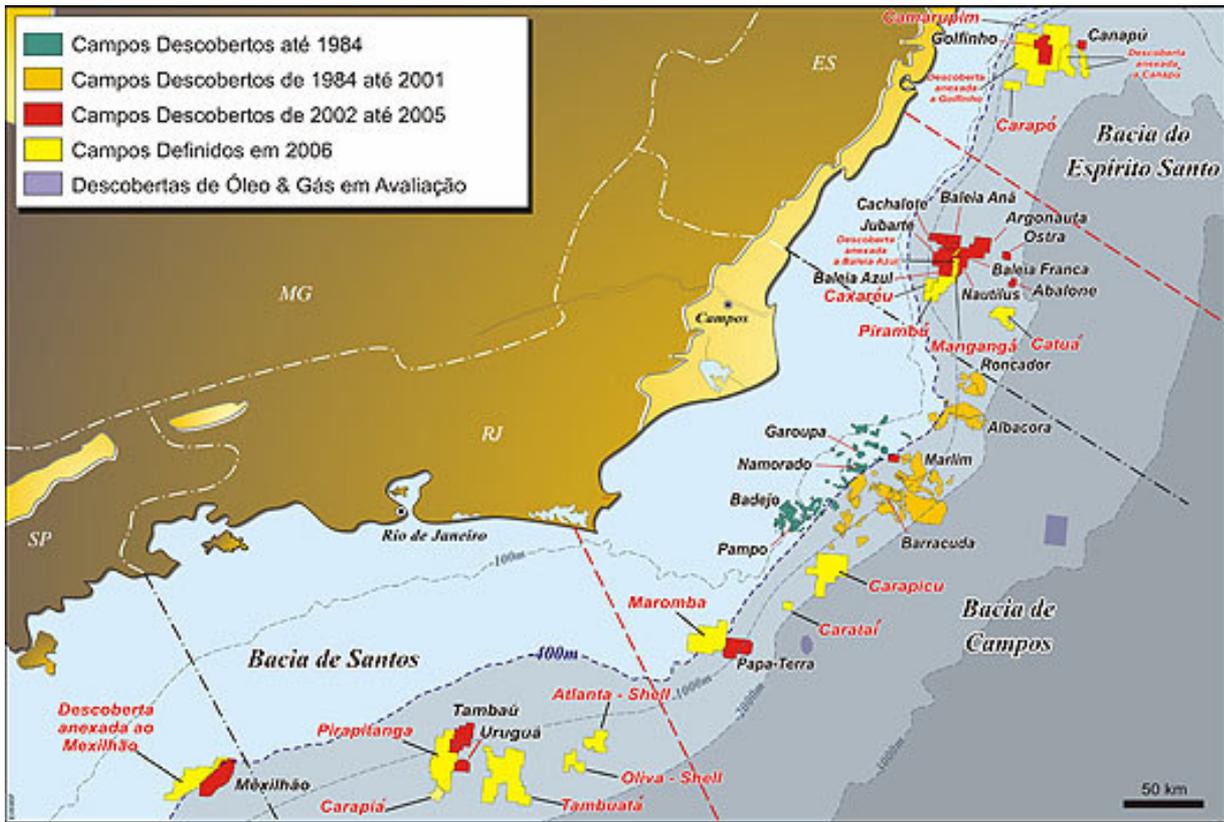


Figura 1 – Principais campos petrolíferos da Bacia de Campos (Fonte: www.anp.gov.br).

$$B = \begin{bmatrix} 1 & RG_{i \max 1} (1) & Rt_{i \max 1} (1) \\ 1 & RG_{i \max 1} (2) & Rt_{i \max 1} (2) \\ \vdots & \vdots & \vdots \\ 1 & RG_{i \max 1} (j) & Rt_{i \max 1} (j) \end{bmatrix}, \quad (9)$$

$$A_k = \text{pinv}(B) \cdot DT'. \quad (10)$$

A função *pinv* utilizada no MATLAB é a função pseudo-inversa de *Moore-Penrose* (MATLAB, 2003), que permite calcular a inversa de uma matriz que não seja quadrada.

A simulação do perfil *DT* se deu através das seguintes etapas:

- i) matriz *V* de entrada, com os dados de profundidade, *RG* e *R<sub>t</sub>* do poço de validação:

$$V = \begin{bmatrix} Prof_1 & GR_1 & Rt_1 \\ \vdots & \vdots & \vdots \\ Prof_n & GR_n & Rt_n \end{bmatrix}, \quad (11)$$

em que *n* corresponde ao número de linhas da matriz.

- ii) escolha de diferentes parametrizações para a simulação do perfil *DT*.

$$DT_{fuzzy} = a_0 + a_1 GR + a_2 Rt, \quad (12)$$

$$DT_{fuzzy} = a_0 + a_1 GR + a_2 \log Rt, \quad (13)$$

$$DT_{fuzzy} = a_0 + a_1 \log GR + a_2 \log Rt, \quad (14)$$

$$DT_{fuzzy} = a_0 + a_1 GR + a_2 \log Rt \quad (15)$$

$$+ a_3 GR \log Rt, \quad (16)$$

$$DT_{fuzzy} = a_0 + a_1 GR + a_2 \log Rt + a_3 GR \log Rt + a_4 GR^2 \log Rt + a_5 GR [\log Rt]^2. \quad (17)$$

A melhor parametrização será aquela que resulta no menor Desvio Absoluto da Média Aritmética (*DAM*):

$$DAM = \frac{\sum_i^n |DT_i - DT_{fuzzy_i}|}{n}, \quad (18)$$

sendo *n* é o número de dados.

- iii) substituição os valores de  $RG$  e  $R_t$  provenientes da matriz  $V$  (Eq. 11).
- iv) parametrização escolhida é calculada para cada conglomerado, ou seja, são calculados oito valores de  $DT_{Fuzzy}$ . O valor ótimo de  $DT_{Fuzzy}$  será determinado como se segue, calculando, primeiramente, a matriz  $P$  através das seguintes equações de pertinência:

$$P_{1j} = \exp\left(-\frac{(RG - Cc_i)}{\sigma_{1j}}\right), \quad (19)$$

$$P_{2j} = \exp\left(-\frac{(Rt - Cc_i)}{\sigma_{2j}}\right), \quad (20)$$

em que  $j = 1, 2, 3 \dots 8$ ,  $\sigma_{ij}$  o desvio padrão do valor de  $RG$  em relação ao valor central do conglomerado e  $Cc_j$  e  $\sigma_{2j}$  o desvio padrão do valor de  $R_t$  em relação ao valor de  $R_t$  do conglomerado. Os valores de  $\sigma_{ij}$  e  $\sigma_{2j}$  são definidos da seguinte forma:

$$\sigma_{1j} = \sqrt{\frac{\sum_{l=1}^n (RG_{i \max j} - Cc_i(RG))^2}{n}}, \quad (21)$$

$$\sigma_{2j} = \sqrt{\frac{\sum_{l=1}^n (Rt_{i \max j} - Cc_i(Rt))^2}{n}}. \quad (22)$$

A seguir, calculou-se a matriz  $P_{MIN}$ , que é a matriz de pertinência mínima normalizada.

$$P_{\min} = \frac{\min(P)}{\sum \min P}. \quad (23)$$

O valor de  $DT_{Fuzzy}$  ótimo para o ponto desejado foi obtido através da equação:

$$DT_{fuzzy} = P_{\min} T T', \quad (24)$$

em que  $T T'$  é a matriz com os valores calculados de  $DT_{Fuzzy}$ .

**RESULTADOS**

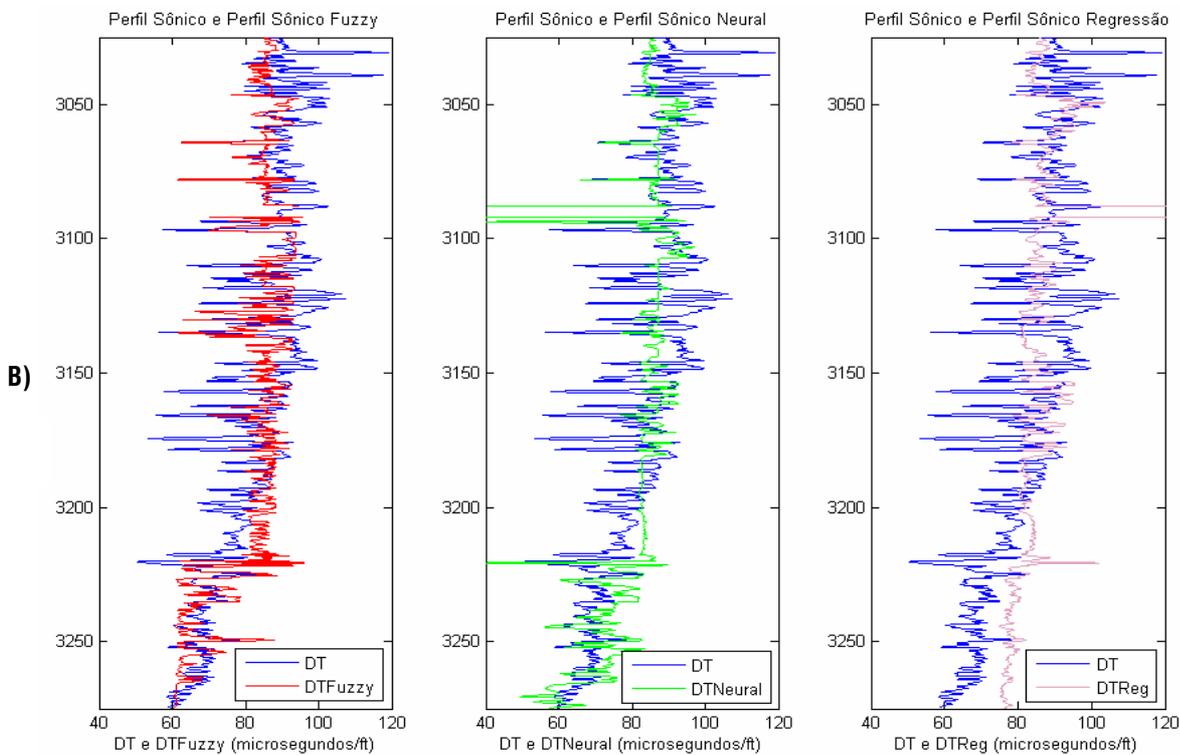
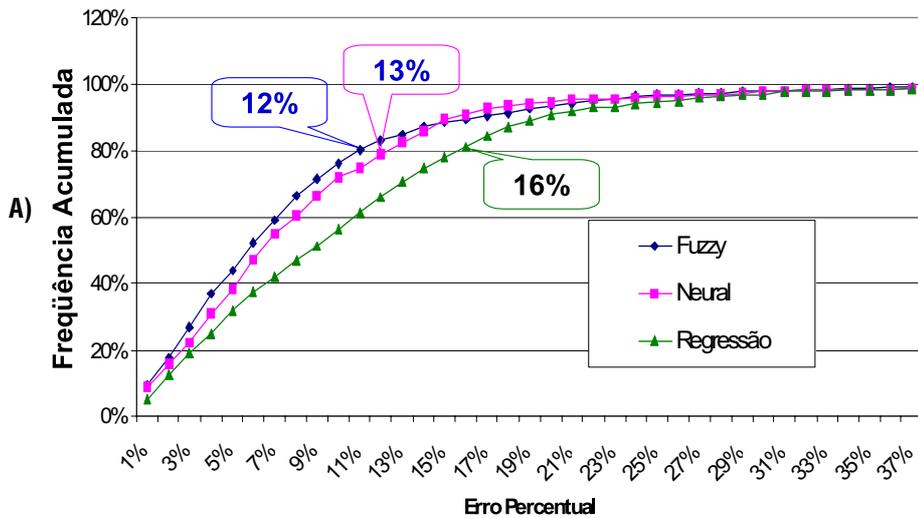
Analisaram-se, primeiramente, 15 intervalos de 7 poços do Campo de Namorado, sendo o critério de escolha baseado em intervalos testemunhados, a fim de propiciar uma análise mais precisa dos resultados (Tab. 1). Para correlacionar os perfis de  $RG$  e  $R_t$  com o perfil  $DT$  foram utilizados os dados dos poços RJS-19, RJS-42, RJS-234, por se tratarem de poços exploratórios, onde geralmente são corridos vários perfis, dentre eles o  $DT$ . A melhor parametrização neste caso foi a da Eq. 13, por apresentar menor valor de  $DAM$  em comparação com as outras

parametrizações. A seguir, nos poços de validação simulou-se o perfil  $DT$  mediante os dados de  $RG$  e  $R_t$ . A confiabilidade desses perfis simulados nos poços foi analisada através do cálculo do erro relativo ao perfil  $DT_{REAL}$ , a cada ponto, com o cálculo de  $\epsilon_M$  (erro médio) e do  $\sigma_\epsilon$  (desvio padrão) para cada simulação. Por exemplo, supondo que um determinado poço apresentou o seguinte resultado:  $\epsilon_M = 7\%$  e  $\sigma_\epsilon = 5\%$ , isto indica que o erro máximo para um intervalo de confiança de 65% dos pontos foi de 12%, e, para 95% dos pontos, foi de 17%.

**Tabela 1** – Erro médio ( $\epsilon_M$ ) e desvio padrão ( $\sigma_\epsilon$ ) de cada poço.

Poço	Intervalo	$\epsilon_M$ (%)	$\sigma_\epsilon$
NA01A	2969 a 2986	8	5
NA02	3017 a 3032	11	8
NA04	3032 a 3051	10	7
	3060 a 3077	7	9
	3081 a 3116	11	9
NA05A	3029 a 3065	5	6
NA07	3025 a 3042	8	8
	3045 a 3067	4	3
	3072 a 3088	6	6
NA11	3038 a 3065	4	3
	3110 a 3133	12	8
	3154 a 3190	22	8
NA12	3062 a 3086	8	5
	3088 a 3106	6	5
	3136 a 3152	13	10

Para demonstrar a confiabilidade da metodologia foi feita uma comparação entre o método desenvolvido com lógica *fuzzy* ( $DT_{FUZZY}$ ) e os métodos de regressão linear múltipla ( $RLM$ ) e redes neurais *back-propagation* ( $RNBP$ ). A  $RLM$  consiste em determinar os parâmetros que correlacionam o perfil  $DT_{REAL}$  aos perfis  $RG$  e  $R_t$ , sendo o método mais utilizado na indústria pelos engenheiros de perfuração através da Eq. 12, devido a sua simplicidade e rapidez, porém, com resultados pouco confiáveis quando se analisa um poço com litologia muito heterogênea. Por outro lado, a simulação do perfil  $DT$  a partir de  $RNBP$  ( $DT_{RNBP}$ ) seguiu a metodologia proposta por Silva et al. (2001), ressaltando que nesse trabalho foram usados os perfis  $RG$ , densidade ( $\rho$ ) e porosidade neutrão ( $PHIN$ ). Na simulação do perfil  $DT$ , foram utilizados dados do poço NA07, tentando fazer uma comparação entre os três métodos, chegando a resultados semelhantes nos três casos. Porém,  $DT_{RLM}$  apresentou piores resultados que os outros dois, como mostram os resultados estatísticos da Tabela 2 ( $\epsilon_M$ ,  $\sigma_\epsilon$  e do coeficiente de correlação e estatística *t* – *student*). A Figura 2a apresenta o



**Figura 2** – Comparação dos métodos *fuzzy*, redes neurais e regressão linear para o intervalo 3.000 a 3.300 do poço NA07 do Campo de Namorado. A) erros de 12% (*fuzzy*), 13% (neural) e 16% (regressão); B) perfis sônicos reais e simulados com cada uma das técnicas.

gráfico de frequência acumulada para os erros apresentados na simulação de comparação dos métodos. Esses gráficos mostram que para 80% dos dados simulados, os métodos *fuzzy*, *RNBP* e *RLM* apresentam erros menores que 12%, 13% e 16%, respectivamente. Na Figura 2b é possível observar o resultado da comparação dos três métodos, em que os perfis simulados são

mostrados conjuntamente com os dados reais ( $DT_{REAL}$ ) no intervalo de 3.000 a 3.300 m desse poço. Os perfis  $DT_{FUZZY}$  e  $DT_{RNBP}$  apresentaram resultados semelhantes, registrando uma clara mudança na profundidade de 3.225 m, a qual não é identificada no perfil  $DT_{RL}$ . Essa mudança pode estar relacionada com a presença de uma litologia mais dura nessa profundi-

dade. Assim, essa comparação mostra que o método *fuzzy* apresenta melhores resultados, podendo assim ser utilizado para a simulação do perfil *DT* a partir de *RG* e *R<sub>t</sub>*.

Na continuação, apresentam-se os resultados das simulações do perfil *DT* dos intervalos estudados na Tabela 1. São analisados, em separado, a simulação para um intervalo do poço NA02 e um intervalo do poço NA12, além do resultado do cálculo de *C'* num intervalo do poço NA04. Na Figura 3a pode ser observado que o perfil *DT<sub>FUZZY</sub>* se aproxima da média do perfil *DT<sub>REAL</sub>* no intervalo que vai de 2.975 até 3.175 m. É interessante notar que, no intervalo 2.971 a 2.988 m, o *DT<sub>FUZZY</sub>* tem uma tendência de assumir valores menores que a média (Fig. 3b), com valores respectivos de *DT<sub>REAL</sub>* de 65 μs/pé e de 82 μs/pé, indicando presença de rocha mais dura nestes pontos. Neste caso, o erro médio foi de ε<sub>M</sub> = 7% e o desvio padrão do erro de σ<sub>ε</sub> = 5%. Na Figura 4a, podem-se observar o perfil *DT<sub>REAL</sub>*, assim como, uma ampliação para o mesmo para *DT<sub>FUZZY</sub>*, *C'<sub>REAL</sub>* e *C'<sub>FUZZY</sub>* para o poço NA12 no intervalo 2.975 a 3.175 m. A Figura 4b, por outro lado, apresenta uma litologia menos variada que aquela apresentada na Figura 3b, onde predominavam rochas argilosas, como folhelho e siltito. Na Figura 4, no intervalo que vai de 3.136 a 3.152 m desse poço, apresentam-se calcilito, diamictito, conglomerado e arenito, segundo dados do testemunho. No referido intervalo, o perfil *DT<sub>FUZZY</sub>* seguiu a tendência do *DT<sub>REAL</sub>*, apresentado menores valores de tempo de trânsito justamente no calcilito, que é uma rocha com maior *C'* que as demais presentes neste poço. A simulação desse intervalo apresentou um erro médio de ε<sub>M</sub> = 10% e um desvio padrão do erro de σ<sub>ε</sub> = 9%.

**Tabela 2** – Erro Percentual Médio (ε<sub>M</sub>), Desvio Padrão do Erro (σ<sub>ε</sub>), Coeficiente de Correlação (R) e Estatística t de Student (t) para as Simulações do Perfil Sônico no Poço NA07.

	Método Fuzzy	Método Redes Neurais Back-Propagation	Método de Regressão Linear
ε <sub>M</sub> (%)	8,00	8,40	10,30
σ <sub>ε</sub>	9,09	8,40	9,50
R	0,69	0,65	0,65
t	33,30	30,00	29,90

Para demonstrar a aplicação da técnica proposta neste artigo, foi calculada *C'* no intervalo de 2.950 a 3.150 m do poço NA04. Para este cálculo foram utilizados os perfis de litologia, com o perfil *RG* para cálculo da argilosidade através da Eq. 1 (Fig. 5a). Nessa mesma figura é comparada a *C'<sub>REAL</sub>* (calculada

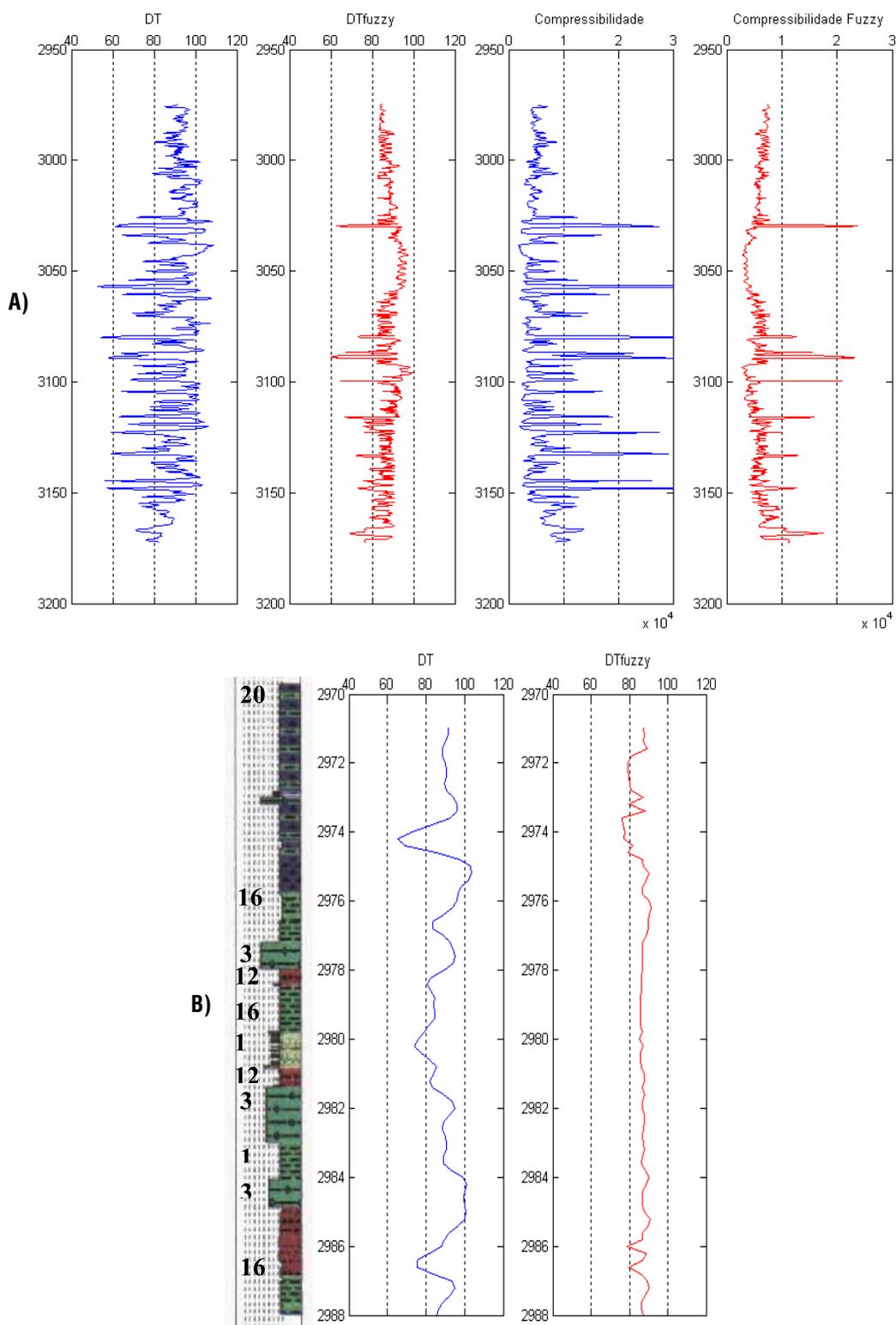
a partir do perfil *DT<sub>REAL</sub>*) e a *C'<sub>FUZZY</sub>* (calculada a partir do perfil *DT<sub>FUZZY</sub>*). Pode-se observar, nesta comparação, que a *C'<sub>FUZZY</sub>* pode servir como critério para tomada de decisões em um projeto de perfuração, na medida em que é possível distinguir a zonas com maior compressibilidade, onde poder-se-á encontrar maior dificuldade durante a perfuração de um dado intervalo. Neste caso, o intervalo com maior *C'* foi o de 3.146 a 3.150 m, onde se encontra o calcilito (Fig. 5a).

**CONCLUSÕES**

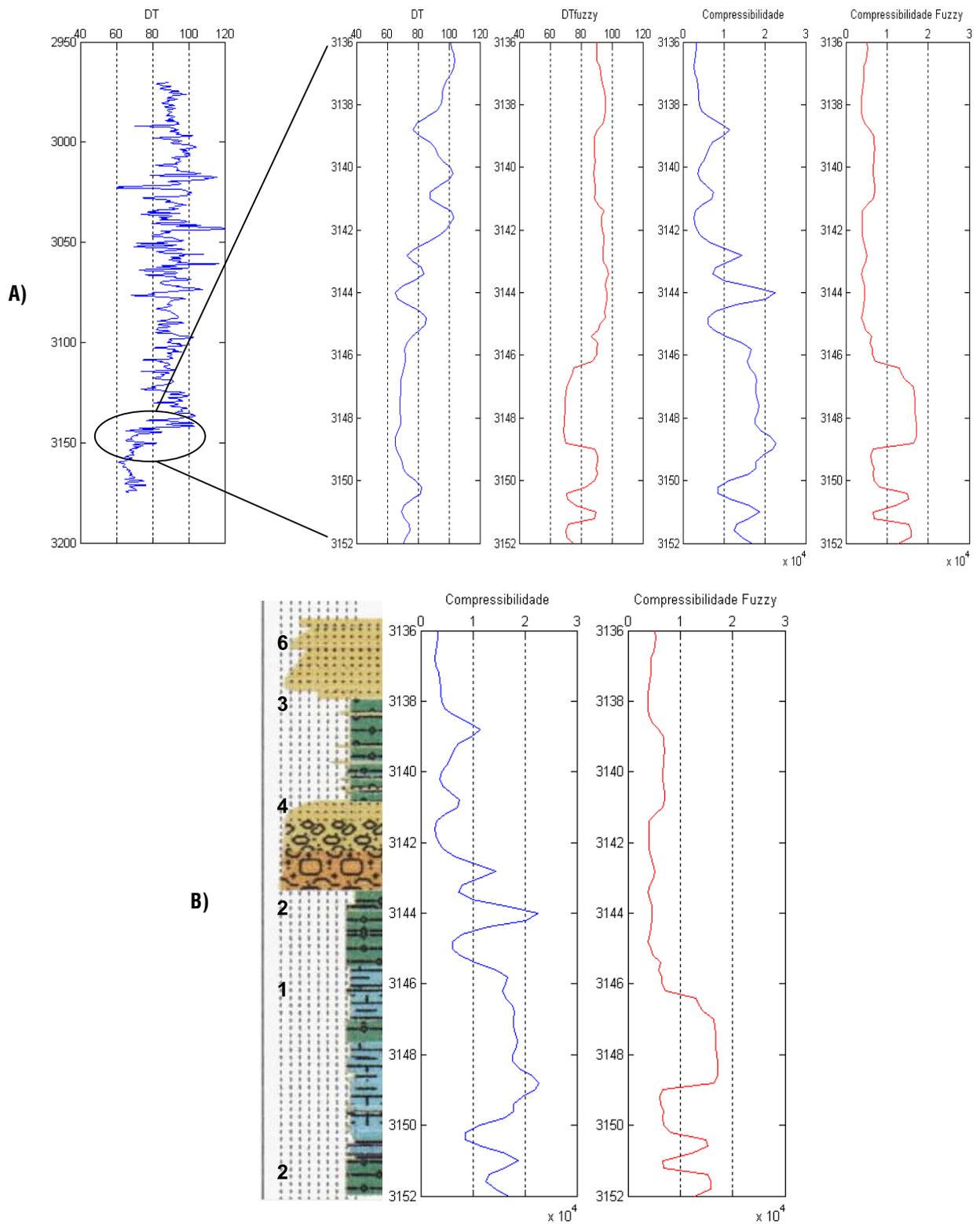
A técnica de simulação do perfil *DT* utilizando o algoritmo *FCM* foi validado com dados de poços do Campo de Namorado na Bacia de Campos. A simulação do perfil *DT* dos poços NA02, NA04 e NA12, demonstra como o perfil simulado se aproxima do perfil real e, na falta deste, é possível a realização de uma análise qualitativa de um intervalo não perfilado com o perfil *DT*, apenas com os perfis de *RG* e *R<sub>t</sub>*. Assim, através da análise do *DAM* dos resultados das simulações verificou-se que a melhor relação entre o perfil *DT* é linear em relação ao perfil *RG* e logarítmico em relação ao perfil *R<sub>t</sub>*. É importante ressaltar que utilizaram-se apenas dados de três poços para correlacionar os perfis de *RG* e *R<sub>t</sub>* com o perfil *DT*, atingindo-se erros médios e desvios padrões do erro mínimos de 4% e de 3% na simulação de intervalos dos poços NA07 e NA11, mas que, quanto maior o número de poços para se realizar esta correlação, menores erros serão alcançados. Desta forma, a técnica apresentada neste artigo mostra a confiabilidade dos resultados e a possibilidade de se trabalhar com um número reduzido de dados para a análise qualitativa de um determinado intervalo litológico, partindo do princípio que um perfil pode ser função de outros perfis medidos nas mesmas profundidades. Como consequência, a simulação do perfil *DT* se torna possível em intervalos onde estes dados foram perdidos, ou onde a ferramenta *DT* apresentou defeito durante a aquisição de dados. Recomenda-se testar esta mesma técnica em outros campos de petróleo, principalmente com a finalidade de descobrir se existe uma dependência entre os poços estudados e as simulações. Da mesma forma, acredita-se que a adição de dados de outros perfis como *caliper* e densidade, além da correção ambiental, pode contribuir na melhoria dos resultados.

**AGRADECIMENTOS**

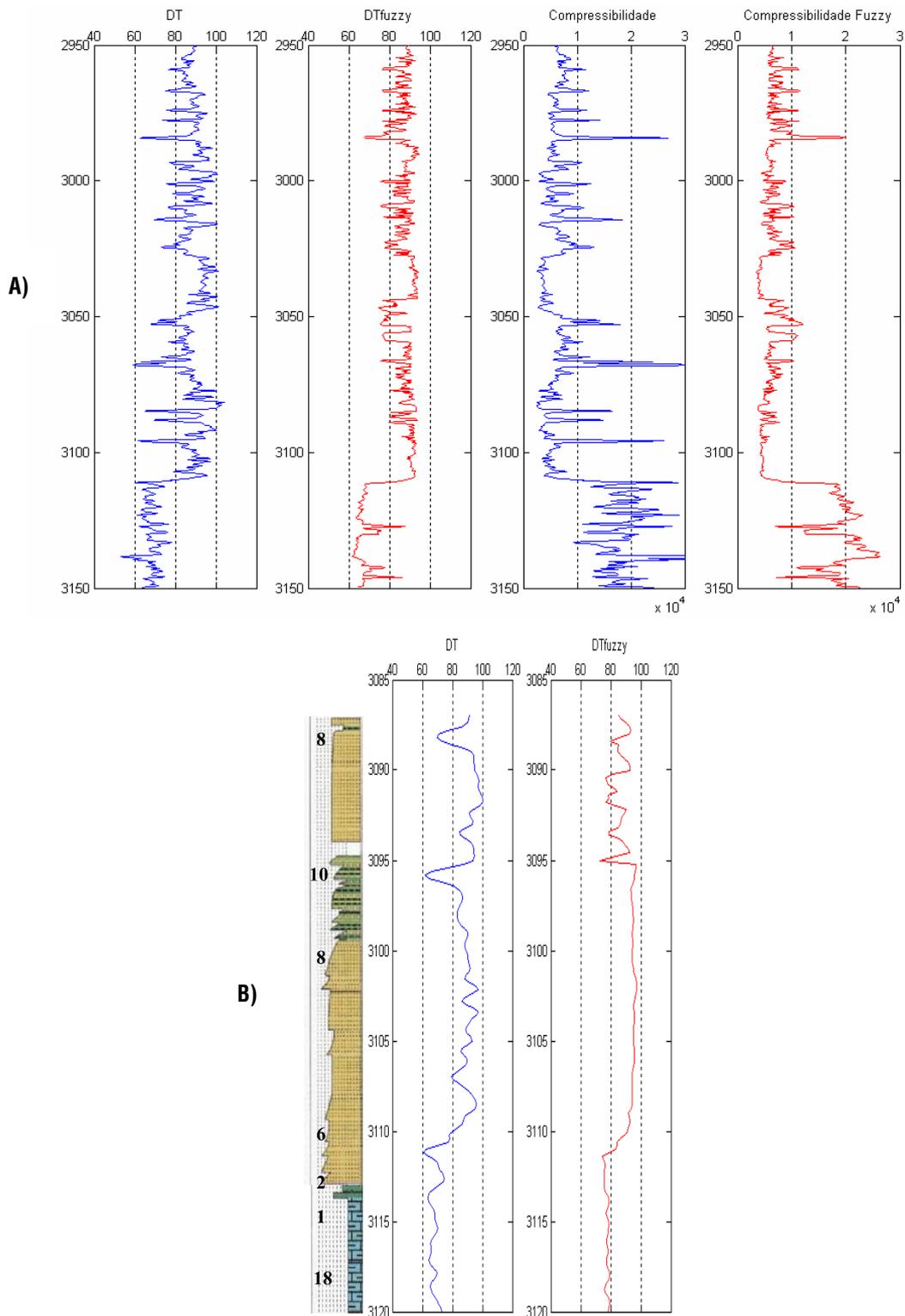
Os autores deste trabalho gostariam de agradecer à ANP pela cessão dos dados do Campo de Namorado, ao CNPq pela bolsa de produtividade em pesquisa de um dos autores (AC), à UENF pelo apoio computacional, à UFRJ e à PETROBRAS pela participação dos outros dois autores (ML e JS).



**Figura 3** – Poço NA02 do Campo de Namorado. A) Perfis  $DT_{REAL}$ ,  $DT_{FUZZY}$ ,  $C'_{REAL}$  e  $C'_{FUZZY}$  no intervalo 2.975–3.175 m; B) perfis  $DT_{REAL}$  e  $DT_{FUZZY}$  no intervalo de 2.971–2.988 m e litologia, mostrando: 1 – arenito com folhelho intercalado, 3 – diamiclito, 12 – siltito argiloso, 16 – intercalação de siltito e folhelho, 20 – folhelho.



**Figura 4** – Poço NA12 do Campo de Namorado. A) Perfis  $DT_{REAL}$ ,  $DT_{FUZZY}$ ,  $C'_{REAL}$  e  $C'_{FUZZY}$  no intervalo 3.136–3.152 m; B) perfis  $C'_{REAL}$  e  $C'_{FUZZY}$  no intervalo de 3.136–3.152 m e litologia, mostrando: 1 e 2 – calcilito, 3 – diamiclito, 4 – conglomerado, 6 – arenito.



**Figura 5** – Poço NA12 do Campo de Namorado. A) Perfis  $DT_{REAL}$ ,  $DT_{FUZZY}$ ,  $C'_{REAL}$  e  $C'_{FUZZY}$  no intervalo 2.950–3.150 m; B) perfis  $DT_{REAL}$  e  $DT_{FUZZY}$  no intervalo de 3.087–3.120 m. A litologia mostrada é a seguinte: 1 – intercalação de calcilutito, margas e folhelho, 2 – conglomerado e brechas carbonáticas, 6 – arenito grosso amalgamado, 8 – arenito médio maciço, 10 – arenito com folhelho intercalado, 18 – ritmito.

## REFERÊNCIAS

- ASQUITH G & GIBSON C. 1982. Basic well log analysis for geologists. AAPG, Oklahoma, 216 pp.
- DESBRANDES R. 1985. Encyclopedia of well logging. Texas. Gulf Publishing Company, 584 pp.
- ERLING F, RUNE MH, PER H & ARNE MR. 1991. Petroleum related rock mechanics. Elsevier, Amsterdam, 338 pp.
- MATLAB. 2003. MATLAB User's Manual. 676 pp.
- MENESES SX & 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.
- OLIVEIRA Jr HA. 1999. Lógica difusa: aspectos práticos e aplicações: Interciência Ltda., 188 pp.
- SCHLUMBERGER. 1998. Searching for oil and gas in the land of giants. SCHLUMBERGER, Buenos Aires, Argentina, 149 pp.
- SILVA MBC, SANTOS RV, MARTINS JL & FONTOURA SAB. 2001. Predição de propriedades de perfis com redes neurais: uma aplicação no Campo Escola de Namorado, Bacia de Campos, Brasil. In: 1º Congresso Brasileiro de E&P em Petróleo e Gás, UFRN, Natal – RN, SBQ Regional RN, p. 143.
- WELEX. 1984. Introducción al perfilaje. 2.ed., Welex Training System, Neuquén, 302 pp.
- ZADEH LA, FU K-S, TANAKA K & SHIMURA M. 1975. Fuzzy sets and their applications to cognitive and decision processes. Academic Press, New York, 496 pp.

## NOTAS SOBRE OS AUTORES

**Marcos Vinícius Carvalho Leite** é engenheiro de petróleo e atualmente funcionário da Unidade de Serviços de Poços (E&P-SERV/US-PO) da PETROBRAS em Macaé – RJ.

**Antonio Abel González Carrasquilla** é professor de geofísica aplicada no Laboratório de Engenharia e Exploração de Petróleo (LENEP) e atualmente Vice-Reitor da Universidade Estadual do Norte Fluminense Darcy Ribeiro (UENF).

**Jadir da Conceição da Silva** (*in memoriam*) foi professor de geofísica aplicada no Instituto de Geociências, Universidade Federal do Rio de Janeiro. (1954–2007).