



MODELO FUZZY PARA PREDIÇÃO DE POROSIDADE E PERMEABILIDADE VIA PERFIS CONVENCIONAIS DE POÇO DO CAMPO DE NAMORADO – BACIA DE CAMPOS

Renzo Francia Mimbela (*), Jadir da Conceição da Silva, LENEP – UENF, DEGEL/UFRJ

Copyright 2005, SBGF - Sociedade Brasileira de Geofísica

This paper was prepared for presentation at the 9th International Congress of the Brazilian Geophysical Society held in Salvador, Brazil, 11-14 September 2005.

Contents of this paper were reviewed by the Technical Committee of the 9th International Congress of the Brazilian Geophysical Society. Ideas and concepts of the text are authors' responsibility 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

The well logs have a great applicability in the search and evaluation of hydrocarbon. In this work we calculate porosities of the Namorado field with help of the "Fuzzy Rule". This is done segmenting jointly both the neutron (ϕ_N) and density (ϕ_d) porosities logs in groups with better relation of internal linearity. The grouping is processed keeping the best number of groups, which is efficiently chosen by a criterion related to the minimum value of "Fuzzy Validity" measurement. As a first step, we choose the ϕ_N and ϕ_d values only at that depths where cores exist. To prevent picking measurements errors a previous data filtering is performed by selecting only the ϕ_N and their correspondent ϕ_d values that exhibit a maximum discrepancy with core porosity (ϕ_C) around 5pu (porosity unit). A conventional average porosity ϕ_{MED} , mixing ϕ_N and ϕ_d , is calculated at each point, concerning its own lithological and fluids characteristics. Finally, an inversion algorithm is applied to indicate the best curve that fit linearly ϕ_C vs. ϕ_{MED} , ϕ_C vs. ϕ_D and ϕ_C vs. ϕ_N , and at the same time determines the values of the constants to be extrapolated in order to calculate the porosity of the whole field. To calculate permeability we use the values of the cores an core gamma, to generate jointly with ϕ_C , groups with greater linearity degree by fuzzy rules, this is to elaborate corresponding functions that will generate constants to be extrapolated in each well, with adjusted porosities through fuzzy rules. This process is repetitive to each well. This methodology is checked against other methodology which has evidenced the best qualities of the fuzzy rules upon determination of important petrophysical parameters concerned with reservoir rocks.

Introdução

A atividade de exploração de petróleo demanda altos riscos e grandes investimentos. A proposta de quaisquer novas metodologias que se apresentam como ferramentas adicionais que juntamente com outras disponíveis aumentam a confiabilidade na avaliação de reservatórios de petróleo e gás, reduzindo riscos sem adicionar custos, são sempre bem-vindas. Os perfis de poços têm grande aplicação na localização e avaliação de recursos minerais dentre eles, o petróleo. A análise de testemunhos permite medida direta de muitos parâmetros petrofísicos sob condições iniciais "in-situ" dos

testemunhos, o que possibilita o cálculo com exatidão de reservas. No entanto, este trabalho é consideravelmente caro. Para eliminar este problema, a prática comum é testemunhar alguns poços e extrapolar as informações dos testemunhos para outros poços usando os perfis geofísicos. Este trabalho tem sido feito através de análises de regressão por mínimos quadrados, o que conduz a resultados nem sempre confiáveis, devido às complexidades geológicas e aos tipos de parâmetros tratados, como porosidade e permeabilidade. A metodologia *Fuzzy* a ser utilizada neste trabalho foi originalmente proposta por Bezdek (1980), como aperfeiçoamento dos métodos de agrupamento já existentes.

Os perfis a serem utilizados são: Perfil de Raios Gama (GR), Porosidade Neutrônica (PHIN), Densidade (RHOB) e os dados de testemunhos (porosidade e permeabilidade) os quais pertencem ao campo escola Namorado. Foram testados outros dois métodos diferentes para efeito de comparação com o cálculo de permeabilidade via regra *Fuzzy*. O primeiro método utilizado foi uma técnica estatística de regressão não linear e o segundo foi uma expressão proposta por Jun *et al.* (2000), quem utilizou determinados parâmetros na seqüência areno-argilas da bacia do Mar do Norte.

Considerações Teóricas

A regra *Fuzzy* sugere que se um grupo de dados x_k tem vários padrões internos, cada um deles pode ser agrupado em torno de um centro que o represente. Além disso, espera-se que a distância entre os pontos de cada grupo possa ser correlacionada por uma seqüência *Fuzzy* descrita uma matriz de partição $U(c,n)$, calculada com a Equação 1, onde c é o número de grupos selecionados e n é o número de dados. A localização de um grupo é representada pelo seu valor central v_{ij} calculada com a Equação 2, em torno do qual seus P elementos estão concentrados. O critério usado para melhorar a partição inicial é o critério da variância. Neste caso, mede-se, pela distância Euclidiana, d_{ik} calculada com a Equação 3 de acordo com Bezdek & Pal (1992).

$$U_{ik} = \left[\frac{1}{\|x_k - v_i\|^2} \right]^{1/m-1} \frac{1}{\sum_{j=1}^c \left[\frac{1}{\|x_k - v_j\|^2} \right]} \quad (1)$$

$$v_i = \frac{1}{\sum_{k=1}^n (U_{ik})^m} \sum_{k=1}^n (U_{ik})^m x_k, \text{ para } 1 < i < c. \quad (2)$$

$$d_{ik} = \|x_k - v_i\| = \left[\sum_{j=1}^p (x_{kj} - v_{ij})^2 \right]^{1/2} \quad (3)$$

Estas Equações não podem ser resolvidas analiticamente, a solução exige a aplicação de algoritmos iterativos que aproximam o mínimo do funcional a partir de uma dada posição inicial. Um dos algoritmos mais conhecidos para solucionar sistemas de validade fuzzy é o algoritmo ISODATA, proposto por Bezdek (1980). O algoritmo ISODATA pode ser condensado em 6 passos básicos:

PASSO 1: Seleciona-se o número ótimo de grupos c ($2 \leq c \leq n$) para o conjunto de dados disponível e um valor fixado do expoente m ($1 \leq m \leq \infty$), normalmente tomado como 2.

PASSO 2: Inicializa-se a matriz de partição Fuzzy $U^{(0)}$, de forma aleatória, fazendo o índice de iteração $l = 0$;

PASSO 3: Faz-se $l = l + 1$;

PASSO 4: De posse dos valores de c , m e da matriz $\mu_{jk} = U^{(l-1)}$, calcula-se os centros de cada grupo usando a equação (7);

PASSO 5: Calcula-se a nova matriz de partição Fuzzy $U^{(l)}$ usando os valores dos centros dos grupos do PASSO 4.

PASSO 6: Escolhe-se uma norma matricial adequada e calcula:

$$\Delta = \|U^{(l)} - U^{(l-1)}\|, \quad (4)$$

e estabelece-se um critério de parada ($\Delta \leq \varepsilon$), como por exemplo,

se $\Delta \leq \varepsilon$ vai para o PASSO 3;

se $\Delta \geq \varepsilon \rightarrow$ FIM

Metodologia

Para calcular a porosidade e permeabilidade fazemos então:

(1) Carregar dados do campo do namorado e selecionar os valores de porosidade neutrônica (ϕ_N) e densidade (ρ_b) que correspondem aos pontos testemunhados para porosidade (ϕ_C). Para análise e teste do algoritmo, gerar pelo menos dois conjuntos de perfis sintéticos ϕ_N , ϕ_d e ϕ_C . para permeabilidade, carregar dados de permeabilidade (amostra) e porosidade (ϕ_C) nos pontos testemunhados, e também o valor de Vsh calculado do "coregamma".

(2) Calcular ϕ_d para todos os pontos que foram selecionados

(3) Calcular ϕ_{MED} (ponderado) entre os perfis ϕ_N e ϕ_d , obedecendo a critérios convencionais da análise de perfis.

(4) Gerar 3 matrizes ϕ_N com ϕ_C , ϕ_d com ϕ_C e ϕ_{MED} com ϕ_C .

(5) Aplicar regra fuzzy com a função intrínseca do MATLAB (como qual se gero as Figuras nos resultados), isoladamente para as 3 matrizes para o caso a porosidade e para permeabilidade separadamente:

$$[Center, U, Funcao_Obj] = fcm(Data, c);$$

(6) Aplicar interpolação linear para ajustar os pontos correspondentes ao grupo definido tanto na distribuição da porosidade como a permeabilidade:

$$\phi_C = a_0 + a_1 * \phi_{MED} \text{--- equação linear}$$

$$\log K_c = b_0 + b_1 * Vsh + b_2 * \log \phi_C \text{--- equação linear}$$

(7) Aplicar inversão dos dados para determinar a_0 e a_1 , para caso da porosidade e b_0 , b_1 , e b_2 para o caso da permeabilidade, estes valores são diferentes para cada grupo.

(8) aplicar os coeficientes primeiramente para calcular a porosidade $Fuzzy$, para cada poço, utilizando a metodologia de defuzzificação por "regras" (Figura 8); logo após calculamos a permeabilidade com seus coeficientes respectivos aplicando no final a metodologia de defuzzificação "paramétrica" (Figura 9) para obtenção dos valores finais.

Resultados

É importante destacar que para elaboração deste trabalho, se calculou e analisou dados de porosidade dos perfis dos poços do Campo Escola Namorado, considerados mais representativos das amostras, com o objetivo de obter resultados que demonstrem a aplicação efetiva da regra $Fuzzy$. Como primeiro passo, carregamos os dados de ϕ_N e RHOB (usado para o cálculo de ϕ_d) do campo de Namorado, apenas nos pontos amostrados e, conseqüentemente, ϕ_{MED} . Como segundo passo, mostramos a distribuição dos pontos ϕ_N vs ϕ_d , ϕ_N vs ϕ_C , ϕ_d vs ϕ_C e ϕ_{MED} vs ϕ_C (ver Figura 1) para visualizar a dispersão dos dados e efetuar uma seleção daqueles mais representativos (pontos sombreados na Figura 1. que tem uma diferença máxima de 5 P.u).

Para trabalhar com a permeabilidade carregamos primeiramente os dados deste parâmetro de 15 poços amostrados. A matriz resultante tem dimensões (m, 3), sendo 'm' o número de dados e '3' o número de colunas, sendo que cada uma delas vai representar a seguinte informação das amostras: permeabilidade (k_c), perfil "core-gama" (medida direta de radioatividade da amostra) e porosidade (ϕ_C). Estes dados foram fornecidos pela

Agência Nacional do Petróleo (ANP) através do Campo Escola de Namorado.

Pode-se observar que a aplicação de um número ótimo com três grupos (Figura 3) tem boas características na distribuição do ajuste da função linear, sendo efetivamente calculada quando se têm grupos separados (cluster) e visualmente identificados.

Para o cálculo da permeabilidade não foi feita nenhuma filtragem porque as distribuições mostraram boa linearidade como se mostra na Figura 2. A regra *Fuzzy* trabalhou, neste caso com cinco grupos, utilizando os 'controladores *Fuzzy* paramétricos' que inclui a técnica de defuzzificação através dos mínimos. Esta metodologia é adequada quando se trabalha com matrizes com mais de duas colunas.

Analisando o perfil do Poço NA02 do Campo Namorado, Mostra-se uma boa medida do perfil neutrônico relacionado à medida direta da porosidade e também no cálculo da permeabilidade em relação às amostras (Figura 4). Isto permite extrapolar as funções do perfil ajustado e o cálculo da permeabilidade para outros pontos no poço.

O perfil PHID mostra bom ajuste com PHIFUZZY (Figura 5), percorrendo as porosidades medidas das amostras. Este ajuste permitiu obter o cálculo de permeabilidades com valores bastante próximos daquelas medidas nos testemunhos. Analisando os resultados anteriores, observamos que ambos os perfis, PHIN e PHID, mostram excelente linearidade com as amostras, podendo então selecionar o perfil médio e seu correspondente PHIFUZZY e K FUZZY para obtenção dos valores de porosidade e permeabilidade.

A falta de variabilidade observada nas curvas para o caso das porosidades *Fuzzy*, é atribuída a que as funções calculadas foram feitas somente com dados lineares, isto foi feito como se citou anteriormente, utilizando dados que tiveram uma diferença máxima de 5 P.u.

Integrando os demais perfis de poço, e mostrando o intervalo completado dentro do retângulo vermelho (Figura 6), pode-se inferir qualitativamente que o perfil de raios gama mostra um baixo índice de radioatividade, podendo interpretar-se como um arenito limpo. No perfil ILD se tem um valor elevado de resistividade, indicando possivelmente uma zona com presença de hidrocarbonetos. No perfil sônico e porosidade *Fuzzy* mostra-se valores elevados de porosidade, e uma elevada permeabilidade, definindo um reservatório potencial de óleo. Estas características foram determinantes para definir esse intervalo como produtor.

É interessante ter em conta que complementando estes perfis (GR, ILD, DT, PHIFUZZY, KFUZZY), pode-se obter uma melhor inferência para locação de intervalos produtores, sendo uma importante ferramenta na avaliação e completação, decisões para o tipo de estimulação a serem feitas (poços produtores ou injetores), etc.

Foram testados outros dois métodos diferentes para efeito de comparação (Figura 7) com o cálculo de permeabilidade via regra *Fuzzy*. O primeiro método utilizado foi uma técnica estatística de regressão não linear e o segundo foi uma expressão proposta por Jun *et al.* (2000), que utilizou determinados parâmetros na seqüência areno-argilas da bacia do Mar do Norte. A comparação e análise destes três métodos podem ser de muita ajuda para a avaliação da permeabilidade, podendo-se escolher os mais representativos, segundo as características das curvas e das amostras.

Conclusões

Este trabalho segmenta os dados de perfis de porosidade neutrônica, densidade e porosidade média, via lógica *Fuzzy*, em grupos com a melhor relação de linearidade interna. O número de grupos testado para o cálculo da porosidade foi de 3, 4, 5 e 6 (número de clusters). Mostrou-se neste trabalho que os mais representativos são 3 e 4, sendo o melhor deles, o de 3 grupos.

Houve uma mudança de metodologia para o cálculo da permeabilidade. Neste caso, adotou-se os controladores *Fuzzy* paramétricos e aplicações de funções gaussianas para obtenção dos graus de pertinência, o que ocasionou bons resultados. Os perfis calculados via regra *Fuzzy* para o caso da porosidade não apresentam muita variabilidade em alguns poços por causa, do coeficientes obtidos, os quais representam uma distribuição linear com dados que tem diferenças de 5 P.u. É importante enfatizar que para o caso da permeabilidade (distribuição permeabilidade vs coregama) principalmente, assim como para as leituras dos perfis, os quais são influenciados pelas características litológicas complexas da Bacia de Campos, tal o caso dos arenitos radioativos, que afeita esta relação do V_{sh} com a permeabilidade como é observado na Figura 2.

Pode se concluir da comparação feita com os 2 métodos (Figura 7), que a regra *Fuzzy* obtém valores que acompanham em maior grau ao método não linear.

Referencias

- Bezdek, J. C.**, 1980, A convergence theorem for the fuzzy ISODATA clustering algorithm. *IEEE Transactions on Pattern Analysis and Machine Intelligence*, v2, p 1-8.
- Bezdek, J. C.** and PAL, S. K., 1992, *Fuzzy Models for Pattern Recognition Method*. IEEE Press, New York, 539pp.
- Das Gupta, S. P.**, 2001, Application of a fuzzy pattern recognition method in borehole geophysics, *Computers & Geosciences* v27, p 85-89.
- Ellis, D. V.**, 1987, *Well Logging for Earth Scientists*. Elsevier, New York, p532.
- Fukuyama, Y. And Sugeno, M.**, 1989, A new method of choosing the number of clusters for fuzzy c-means method. *Proc. 5th Fuzzy System Symposium*, p 247- 250.

Agradecimentos

Ao curso de Pós-graduação de Engenharia e Exploração de Petróleo (LENEP), a CAPES & UENF pelo suporte técnico e financeiro.

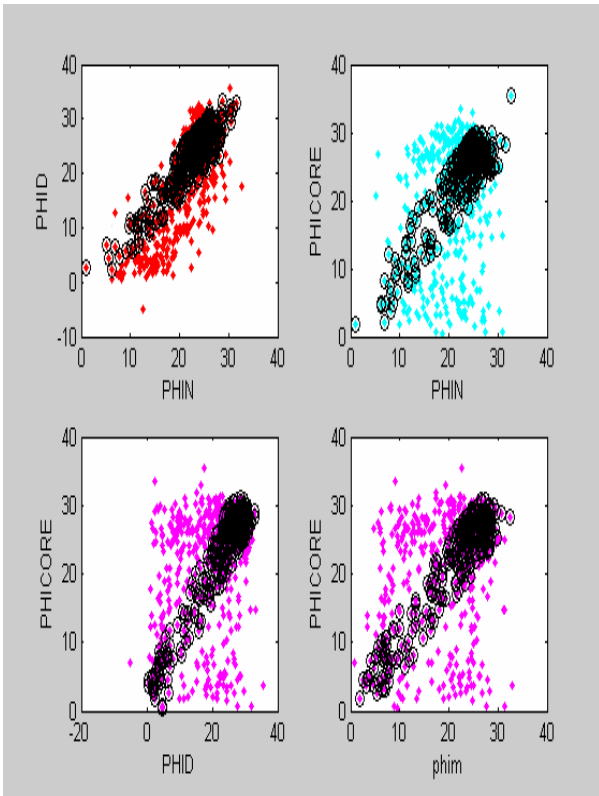


Figura 1: Distribuição do filtrado nos pontos ϕ_N vs ϕ_d , ϕ_N vs ϕ_C , ϕ_d vs ϕ_C e ϕ_{MED} vs ϕ_C (Seleção de valores para todo o campo).

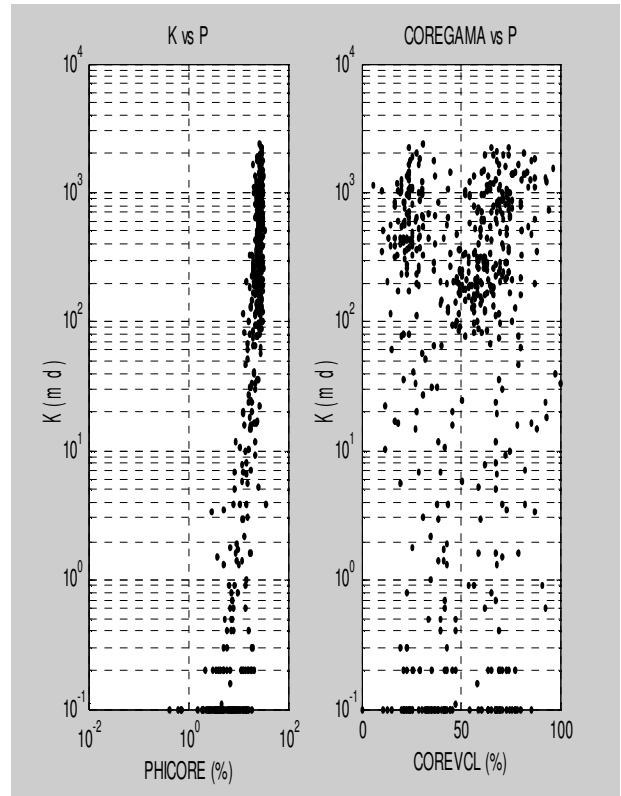


Figura 2. (a) Gráfico bi-logaritmico dos dados de permeabilidade com a porosidade da amostra; (b) Gráfico semi-logaritmico da permeabilidade com o volume de argila. (Seleção de valores para todo o campo).

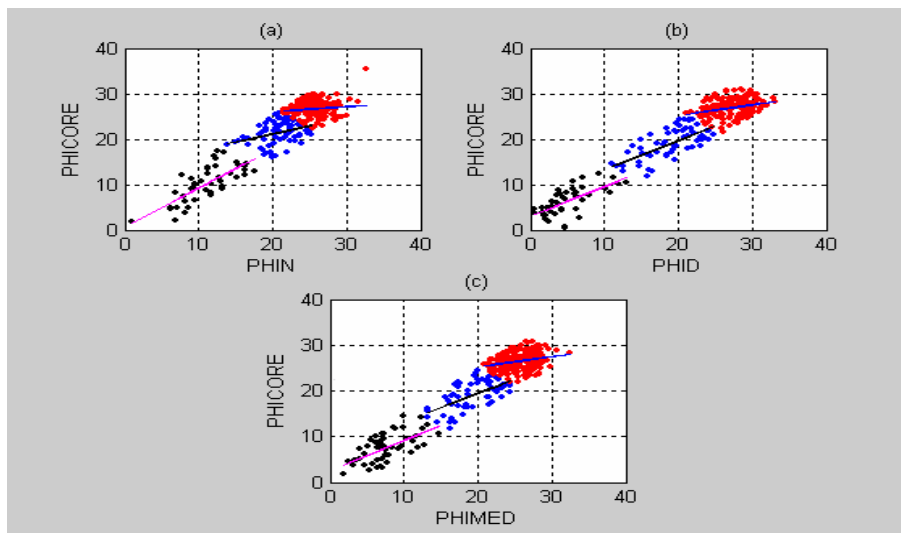


Figura 3. Distribuição aplicada via regra *fuzzy* com três grupos e cálculo da função linear para cada grupo dos três casos estudados (a) ϕ_N vs ϕ_C , (b) ϕ_d vs ϕ_C e (c) ϕ_{MED} vs ϕ_C . (Seleção de coeficientes representativos para todo o campo).

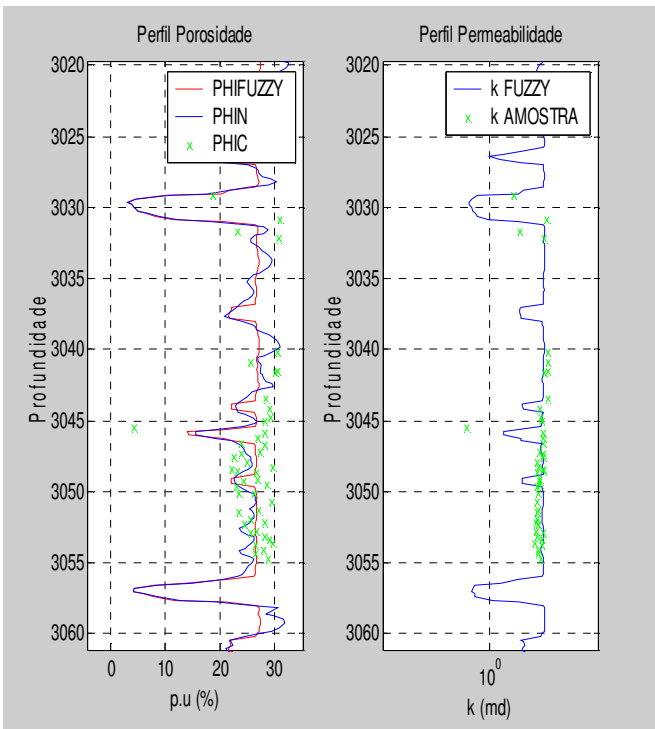


Figura 4. Perfis de porosidade PHIN, PHIFUZZY e pontos de porosidade amostrados (PHIC); Perfil de permeabilidade K FUZZY e pontos de permeabilidade da amostra (Poço NA02).

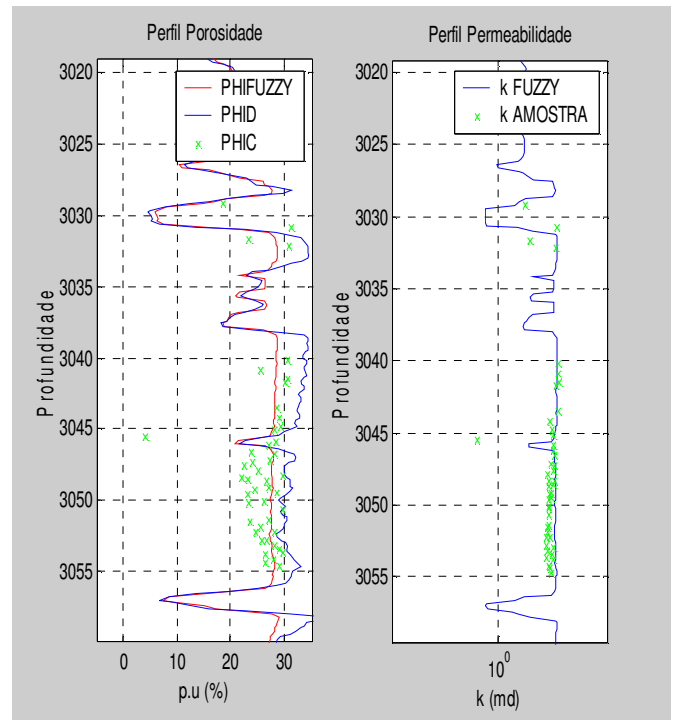


Figura 5. Perfis de porosidade PHID, PHIFUZZY e pontos de porosidade amostrados (PHIC); Perfil de permeabilidade K FUZZY e pontos de permeabilidade da amostra (Poço NA02).

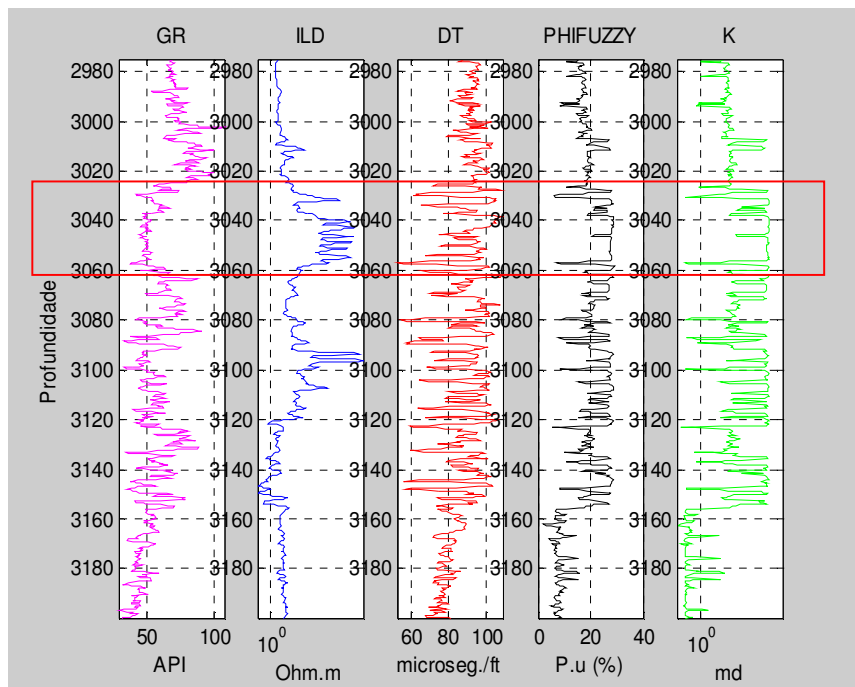


Figura 6. Apresentação dos perfis corridos no Poço NA02 e localização do intervalo produtor (retângulo vermelho).

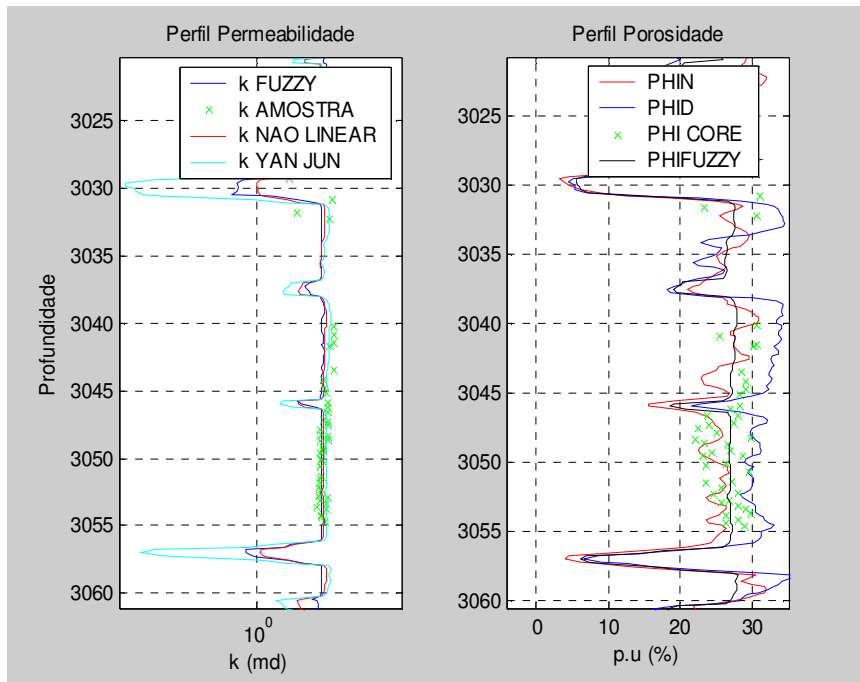


Figura 7. Perfis permeabilidade (comparação de metodologias) e porosidade do Poço NA02.

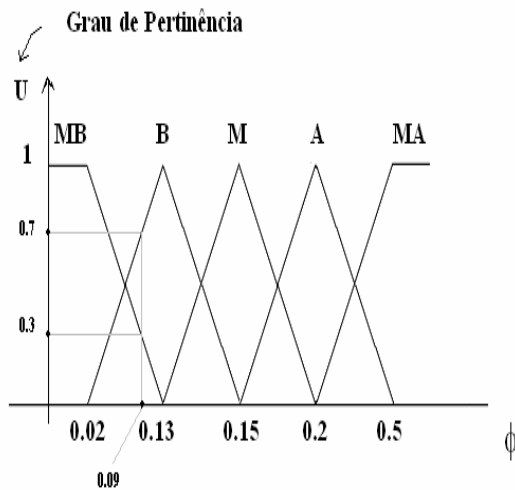


Figura 8. Esquema ilustrativo de defuzzificação via “regras”.

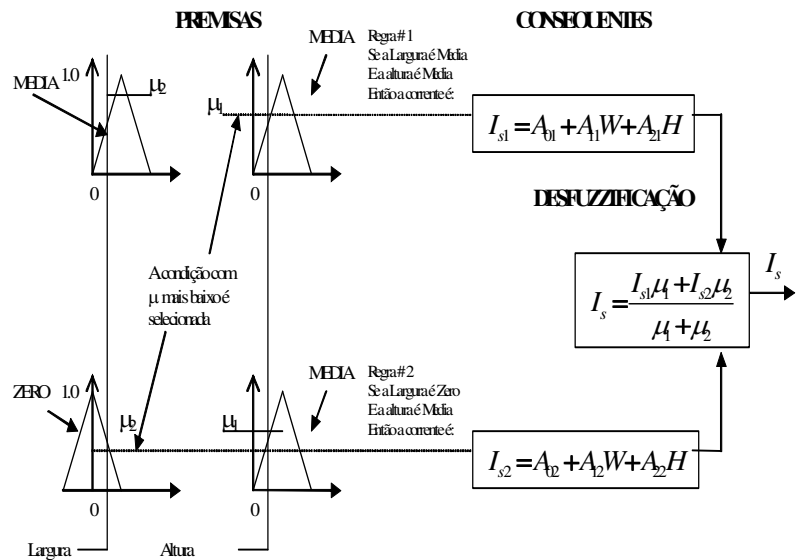


Figura 9. Esquema ilustrativo de defuzzificação “paramétrica”.