

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

**RENZO RIGO FRANCA MIMBELA**

**UNIVERSIDADE ESTADUAL DO NORTE FLUMINENSE - UENF**  
**LABORATÓRIO DE ENGENHARIA E EXPLORAÇÃO DE PETRÓLEO - LENEP**  
**MACAÉ - RJ**  
**Março – 2005**

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

**RENZO RIGO FRANCA MIMBELA**

Tese apresentada ao Centro de Ciência e Tecnologia da Universidade Estadual do Norte Fluminense, como parte das exigências para obtenção do título de Mestre em Engenharia de Reservatório e de Exploração.

Orientador: Jadir da Conceição da Silva, D.Sc.

**MACAÉ - RJ**

**Março – 2005**

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

**RENZO RIGO FRANCIA MIMBELA**

Tese apresentada ao Centro de Ciência e Tecnologia da Universidade Estadual do Norte Fluminense, como parte das exigências para obtenção do título de Mestre em Engenharia de Reservatório e de Exploração.

Comissão Examinadora:

---

Antonio Abel G. Carrasquilla (D.Sc., Geofísica – LENEP/CCT/UENF)

---

Jose Adilson Tenório Gómes (D.Sc., Engenharia de Reservatórios – PETROBRAS)

---

Viatcheslav Priimenko (Ph.D, Geofísica e Matemática Pura e Aplicada –  
LENEP/CCT/UENF)

---

Jadir da Conceição da Silva (D.Sc., Geofísica – DG/UFRJ)  
(orientador)

A meus pais  
e irmãos.

## **Agradecimentos**

Agradeço muito e de maneira especial a Deus por me dar forças para alcançar meus objetivos superando adversidades e momentos difíceis.

Ao meu orientador, Prof. Dr. Jadir da Conceição da Silva, pela orientação e ensinamentos que contribuíram para o aprimoramento deste trabalho de tese.

Aos membros da banca examinadora, Professores Antonio Abel G. Carrasquilla, Jose Adilson Gomez e Viatcheslav Priimenko.

À CAPES & UENF pelo suporte financeiro através da bolsa de mestrado que me foi concedida.

Ao curso de Pós-graduação de Engenharia e Exploração de Petróleo (LENEP), na pessoa do seu coordenador, Prof. Dr. Carlos Alberto Dias.

Ao corpo docente e funcionários do LENEP da Universidade Estadual do Norte Fluminense (UENF).

A todos os amigos do curso de Pós-graduação, pelo companheirismo, em especial ao meu amigo Alfredo Carrasco, pessoa que me concedeu apoio no transcurso deste Mestrado.

# SUMÁRIO

|  |      |
|--|------|
| <b>ÍNDICE DE FIGURAS</b> .....                           | ix   |
| <b>ÍNDICE DE TABELAS</b> .....                           | xiii |
| <b>RESUMO</b> .....                                      | xiv  |
| <b>ABSTRACT</b> .....                                    | xv   |
| <br>   |      |
| <b>CAPITULO 1. INTRODUÇÃO</b> .....                      | 1    |
| 1.1 Objetivos Gerais.....                                | 3    |
| 1.2 Objetivos Específicos.....                           | 3    |
| <b>CAPÍTULO 2. PERFILAGEM EM POÇO ABERTO</b> .....       | 4    |
| 2.1 Fundamentos de Perfilagem.....                       | 4    |
| 2.1.1 Perfilagem de Poço.....                            | 5    |
| 2.1.2 Perfis em Poço Aberto.....                         | 7    |
| 2.1.3 Aplicações Principais dos Perfis.....              | 7    |
| 2.2 Propriedades Fundamentais das Rochas.....            | 8    |
| 2.2.1 Generalidades.....                                 | 8    |
| 2.2.2 Porosidade.....                                    | 9    |
| 2.2.2.1 Porosidade Absoluta.....                         | 9    |
| 2.2.2.2 Porosidade efetiva.....                          | 11   |
| 2.2.2.3 Porosidade Primaria.....                         | 11   |
| 2.2.2.4 Porosidade Secundaria.....                       | 12   |
| 2.2.2.5 Porosidade em Rochas Reservatório.....           | 12   |
| 2.2.2.6 Métodos de Determinação.....                     | 14   |
| 2.2.3 Permeabilidade.....                                | 15   |
| 2.2.3.1 Permeabilidade Absoluta, Efetiva e Relativa..... | 17   |
| 2.2.3.2 Métodos de Determinação.....                     | 19   |
| 2.2.4 Propriedades Físicas.....                          | 20   |
| 2.2.4.1 Importância.....                                 | 20   |
| 2.2.4.2 Propriedades Radioativas.....                    | 21   |
| 2.2.4.2.1 Fundamentos de Geofísica Nuclear.....          | 21   |
| 2.2.4.2.2 Características das Radiações.....             | 21   |
| 2.2.4.3 Propriedades Elétricas.....                      | 23   |
| 2.2.4.3.1 Salinidade e temperatura.....                  | 24   |

|  |           |
|--|-----------|
| 2.2.4.3.2 Fator de Formação.....   | 25        |
| 2.2.5 Aplicação do resultado das medidas destas propriedades na Estimativa<br>de reservas..... | 27        |
| 2.3 Perfil GR.....   | 29        |
| 2.4 Perfil PHIN.....   | 32        |
| 2.5 Perfil PHID.....   | 38        |
| <br>   |           |
| <b>CAPÍTULO 3. FUNDAMENTOS TEÓRICOS DA REGRA FUZZY.....</b>                                    | <b>44</b> |
| 3.1 Considerações Teóricas.....  | 45        |
| 3.2 Algoritmo ISODATA .....  | 47        |
| 3.3 Controladores Fuzzy Paramétricos.....  | 48        |
| 3.3.1 Operações Clássicas.....   | 48        |
| 3.3.2 Princípios Básicos dos Controladores Fuzzy Paramétricos.....                             | 48        |
| 3.3.2 Estabelecendo as funções de pertinência.....   | 50        |
| <br>   |           |
| <b>CAPÍTULO 4. DESCRIÇÃO DA AREA ESTUDADA .....</b>  | <b>54</b> |
| 4.1 Bacia de Campos.....   | 54        |
| 4.1.1 Campo de Namorado.....   | 57        |
| <br>   |           |
| <b>CAPÍTULO 5. METODOLOGIA UTILIZADA.....</b>  | <b>59</b> |
| 5.1 Meios Materiais.....   | 59        |
| 5.1.1 Dados dos Poços de Namorado.....   | 59        |
| 5.3 Cálculo de Porosidade.....   | 61        |
| 5.4 Cálculo de Permeabilidade.....   | 63        |
| <br>   |           |
| <b>CAPÍTULO 6. RESULTADOS.....</b>   | <b>66</b> |
| 6.1 Seleção de Valores Representativos para todo o Campo.....                                  | 66        |
| 6.2 Seleção de Numero de Grupos.....   | 68        |
| 6.3 Obtenção das Porosidades ajustadas e Permeabilidades dos Poços.....                        | 70        |
| 6.3.1 Poço NA02.....   | 71        |
| 6.3.2 Poço NA04.....   | 76        |
| 6.3.3 Poço NA011.....  | 79        |
| 6.3.4 Poço NA022.....  | 83        |

|   |            |
|---|------------|
| 6.4 Comparação com outros Métodos.....  | 87         |
| 6.4.1 Determinação de permeabilidade por regressão não linear.....  | 88         |
| 6.4.2 Estimativa da Permeabilidade através da formula de Yan Jun (Estudo de caso da Bacia do Mar do Norte)..... | 92         |
| 6.4.3 Comparação das Metodologias.....  | 93         |
| <br>  |            |
| <b>CAPÍTULO 7. CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES.....</b>  | <b>97</b>  |
| <b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....</b>  | <b>100</b> |
| <b>ANEXO I.....</b>   | <b>104</b> |
| <b>ANEXO II.....</b>  | <b>111</b> |
| <b>ANEXO III.....</b>   | <b>115</b> |



## ÍNDICE DE FIGURAS

|   |    |
|---|----|
| <b>Figura 2.1.</b> Diagrama esquemático de invasão de poço aberto.....  | 7  |
| <b>Figura 2.2.</b> Modelo Teórico das Rochas sob o ponto de vista da perfilagem.....  | 9  |
| <b>Figura 2.3.</b> Espaço intersticial numa rocha clástica.....   | 10 |
| <b>Figura 2.4.</b> Curva de permeabilidade relativa em função da saturação de um sistema de produção num reservatório contendo óleo e água.....   | 18 |
| <b>Figura 2.5.</b> Curvas do perfil GR e de porosidade, e a tendência do comportamento destes em diferentes ambientes litológicos.....  | 29 |
| <b>Figura 2.6.</b> Linhas base dos arenitos e folhelhos da curva do perfil GR.....  | 31 |
| <b>Figura 2.7.</b> Efeito de captura do nêutron, o qual deixa em estado excitado o átomo emitindo neste processo raios gama de captura.....   | 34 |
| <b>Figura 2.8.</b> Interação elástica no nêutron com o átomo resultando no final em um processo de decaimento com emissão de raio gama.....   | 34 |
| <b>Figura 2.9.</b> Interação elástica do nêutron sem transferência de energia potencial ao núcleo e sem emissão de raio gama.....   | 35 |
| <b>Figura 2.10.</b> Ferramenta neutrônica hipotética de um só detector em ambiente de poço (Welex, 1984).....   | 36 |
| <b>Figura 2.11.</b> Percorridos hipotéticos dos nêutrons em uma ferramenta dual de porosidade neutrônica (Welex, 1984).....   | 37 |
| <b>Figura 2.12.</b> Apresentação característica do perfil PHIN (Adaptado das aulas Jadir, 2003).....  | 38 |
| <b>Figura 2.13.</b> Esquema de Ferramenta de densidade com dois detectores.....   | 39 |
| <b>Figura 2.14.</b> Efeito fotoelétrico o qual acontece com uma energia menor de 100 KeV. O raio gama é atenuado pelo átomo e o elétron muda de camada eletrônica correspondente emitindo raio $x$ ao voltar ao seu estado normal (adaptado do Schlumberger log I, 1995)..... | 40 |
| <b>Figura 2.15.</b> Produção de pares o qual acontece com energia maior a 1,02 MeV. Neste caso o raio gama colide com um núcleo da formação e desaparece, emitindo um pósitron e um elétron (adaptado de Schlumberger log I, 1995).....                                       | 41 |
| <b>Figura 2.16.</b> Efeito Compton, o raio gama é espalhado perdendo energia pela colisão com um elétron, o qual é deslocado (adaptado do Schlumberger log I, 1995).....  | 41 |

|   |    |
|---|----|
| <b>Figura 2.17.</b> Apresentação do perfil PHID, neste caso o valor mostrado de o RHOB, mediante o qual obtemos o PHID aplicando a Equação 2.18 (adaptado das aulas Jadir, 2003).....   | 43 |
| <b>Figura 3.1.</b> Princípios do algoritmo paramétrico <i>Fuzzy</i> (Modificado de Godoy, 2001).....  | 49 |
| <b>Figura 3.2.</b> Descrição local linear através de um modelo fuzzy paramétrico.....   | 50 |
| <b>Figura 3.3.</b> Comparação da função crisp com função fuzzy de tipo Gaussiana.....   | 51 |
| <b>Figura 3.4.</b> Comparação de função parabólica com função gaussiana.....  | 51 |
| <b>Figura 3.5.</b> Visualização da aplicação de 2 variáveis vs o grau de pertinência com aplicação de 3 grupos.....   | 52 |
| <b>Figura 3.6.</b> Visualização da distribuição Gaussiana com 3 variáveis lingüísticas e 2 grupos e o efeito da aplicação da técnica dos mínimos.....   | 53 |
| <b>Figura 4.2.</b> Campos da Bacia de Campos.....   | 54 |
| <b>Figura 4.3.</b> Coluna estratigráfica da Bacia de Campos.....  | 55 |
| <b>Figura 4.4.</b> Localização do Campo de Namorado.....  | 57 |
| <b>Figura 4.5.</b> Coluna estratigráfica da Bacia de Campos destacando-se a posição dos turbiditos “Arenito Namorado”.....  | 58 |
| <b>Figura 5.1.</b> Mapa de localização dos poços no Campo de Namorado (adaptado de Lemos 2004).....   | 60 |
| <b>Figura 5.2.</b> Os valores do gráfico exemplificam o comportamento das funções definidoras de cada grupo. A partir deles localiza-se os valores centrais na distribuição fuzzy de $\phi_{MED}$ , $\phi_N$ o $\phi_d$ , com $\phi_C$ posicionados na matriz Center. Vamos supor um ponto qualquer, por exemplo, 0,09. Ele fica entre os valores centrais 0.02 e 0.13, obtendo graus de pertinência, 0.3 que indica uma pertinência “Muito Baixa (MB)”, e 0.7, que indica uma pertinência “Alta (A)”. Neste caso, o valor a trabalhar corresponde ao maior (0.7), qualificando nosso ponto no grupo como sendo o de valor lingüístico A (para o caso dos maximos)..... | 63 |
| <b>Figura 5.3</b> Os valores do gráfico exemplificam o comportamento das funções gaussianas correspondentes a cada grupo o qual define mediante a técnica dos controladores fuzzy paramétricos, a correspondência a cada $\phi$ e Vsh.....  | 65 |
| <b>Figura 6.1.</b> Distribuição dos pontos $\phi_N$ vs $\phi_d$ , $\phi_N$ vs $\phi_C$ , $\phi_d$ vs $\phi_C$ e $\phi_{MED}$ vs $\phi_C$ .....  | 66 |

|   |    |
|---|----|
| <b>Figura 6.2.</b> Distribuição do filtrado nos pontos $\phi_N$ vs $\phi_d$ , $\phi_N$ vs $\phi_C$ , $\phi_d$ vs $\phi_C$ e $\phi_{MED}$ vs $\phi_C$ .....  | 67 |
| <b>Figura 6.3.</b> (a) Gráfico bi-logaritmico dos dados de permeabilidade com a porosidade da amostra; (b) Gráfico semi-logaritmico da permeabilidade com o volume de argila.....   | 67 |
| <b>Figura 6.4.</b> Distribuição aplicada via regra fuzzy com três grupos e calculo da função linear para cada grupo dos três casos estudados (a) $\phi_N$ vs $\phi_C$ , (b) $\phi_d$ vs $\phi_C$ e (c) $\phi_{MED}$ vs $\phi_C$ .....   | 68 |
| <b>Figura 6.5.</b> Distribuição aplicada via regra fuzzy com quatro grupos e calculo da função linear para cada um deles nos 3 casos estudados (a) $\phi_N$ vs $\phi_C$ , (b) $\phi_d$ vs $\phi_C$ e (c) $\phi_{MED}$ vs $\phi_C$ ..... | 69 |
| <b>Figura 6.6.</b> Perfis de porosidade PHIN, PHIFUZZY e pontos de porosidade amostrados (PHIC); Perfil de permeabilidade K FUZZY e pontos de permeabilidade da amostra.....  | 72 |
| <b>Figura 6.7.</b> Perfis de porosidade PHID, PHIFUZZY e pontos de porosidade amostrados (PHIC); Perfil de permeabilidade K FUZZY e pontos de permeabilidade da amostra.....  | 73 |
| <b>Figura 6.8.</b> Perfis de porosidade PHIM, PHIFUZZY e pontos de porosidade amostrados (PHIC); Perfil de permeabilidade K FUZZY e pontos de permeabilidade da amostra.....  | 74 |
| <b>Figura 6.9.</b> Apresentação dos perfis corridos no poço e locação do intervalo produtor (retângulo vermelho).....   | 75 |
| <b>Figura 6.10.</b> Perfis de porosidade PHIN, PHIFUZZY e pontos de porosidade amostrados (PHIC); Perfil de permeabilidade K FUZZY e pontos de permeabilidade da amostra.....   | 76 |
| <b>Figura 6.11.</b> Perfis de porosidade PHID, PHIFUZZY e pontos de porosidade amostrados (PHIC); Perfil de permeabilidade K FUZZY e pontos de permeabilidade da amostra.....   | 77 |
| <b>Figura 6.12.</b> Perfis de porosidade PHIM, PHIFUZZY e pontos de porosidade amostrados (PHIC); Perfil de permeabilidade K FUZZY e pontos de permeabilidade da amostra.....   | 78 |
| <b>Figura 6.13.</b> Apresentação dos perfis corridos no poço.....   | 78 |
| <b>Figura 6.14.</b> Perfis de porosidade PHIN, PHIFUZZY e pontos de porosidade amostrados (PHIC); Perfil de permeabilidade K FUZZY e pontos de permeabilidade   | 80 |

da amostra.

|   |    |
|---|----|
| <b>Figura 6.15.</b> Perfis de porosidade PHID, PHIFUZZY e pontos de porosidade amostrados (PHIC); Perfil de permeabilidade K FUZZY e pontos de permeabilidade da amostra.....   | 82 |
| <b>Figura 6.16.</b> Perfis de porosidade PHIM, PHIFUZZY e pontos de porosidade amostrados (PHIC); Perfil de permeabilidade K FUZZY e pontos de permeabilidade da amostra.....   | 82 |
| <b>Figura 6.17.</b> Apresentação dos perfis corridos no poço.....   | 83 |
| <b>Figura 6.18.</b> Perfis de porosidade PHIN, PHIFUZZY e pontos de porosidade amostrados (PHIC); Perfil de permeabilidade K FUZZY e pontos de permeabilidade da amostra.....   | 84 |
| <b>Figura 6.19.</b> Perfis de porosidade PHID, PHIFUZZY e pontos de porosidade amostrados (PHIC); Perfil de permeabilidade K FUZZY e pontos de permeabilidade da amostra.....   | 85 |
| <b>Figura 6.20.</b> Perfis de porosidade PHIM, PHIFUZZY e pontos de porosidade amostrados (PHIC); Perfil de permeabilidade K FUZZY e pontos de permeabilidade da amostra.....   | 86 |
| <b>Figura 6.21.</b> Apresentação dos perfis corridos no poço.....   | 87 |
| <b>Figura 6.22.</b> Gráfico log-log dos dados de permeabilidade e porosidade da amostra dos poços utilizados nesta comparação usando uma mínima filtragem; Gráfico semi-logarítmico da permeabilidade e volume de argila nos poços mencionados anteriormente..... | 88 |
| <b>Figura 6.23.</b> Pontos do Poço NA02, com ajuste da função exponencial : $y = 0.2742 e^{0.2509 x}$ com valor de $R^2 = 0.677$ .....  | 90 |
| <b>Figura 6.24.</b> Pontos do Poço NA04, com ajuste da função exponencial : $y = 0.0758 e^{0.3224 x}$ com valor de $R^2 = 0.8385$ .....   | 90 |
| <b>Figura 6.25.</b> Pontos do Poço NA011, com ajuste da função exponencial : $y = 0.0219 e^{0.3594 x}$ com valor de $R^2 = 0.8473$ .....  | 91 |
| <b>Figura 6.26.</b> Pontos do Poço NA022, com ajuste da função exponencial : $y = 0.066 e^{0.3482 x}$ com valor de $R^2 = 0.7328$ .....   | 91 |
| <b>Figura 6.27.</b> Perfis permeabilidade e porosidade do Poço NA02.....  | 94 |
| <b>Figura 6.28.</b> Perfis permeabilidade e porosidade do Poço NA04.....  | 94 |
| <b>Figura 6.29.</b> Perfis permeabilidade e porosidade do Poço NA011.....   | 95 |
| <b>Figura 6.30.</b> Perfis permeabilidade e porosidade do Poço NA022.....   | 96 |

## INDICE DE TABELAS

|  |    |
|--|----|
| <b>Tabela 2.1.1.</b> Correspondência entre os parâmetros medidos pelos perfis mais utilizados e as propriedades das rochas derivadas a partir dos mesmos (adaptado de Nery, 1990)..... | 6  |
| <b>Tabela 5.1.</b> Descrição geral dos poços de Namorado estudados (fonte : <a href="http://www.bdep.gov.br">www.bdep.gov.br</a> ).....  | 60 |

## (i) RESUMO

Os perfis de poços têm grande aplicação na localização e avaliação de hidrocarbonetos. Neste trabalho são calculadas porosidades do Campo Escola de Namorado na Bacia de Campos, com o auxílio da regra *Fuzzy*. Isto é feito segmentando, conjuntamente, os perfis de porosidade neutrônica (PHIN) e de densidade (PHID) em grupos com a melhor relação de linearidade interna. O agrupamento se processa a partir de um número ótimo de grupos (fácies), eficientemente selecionado por um critério de mínimo valor da medida de “Validade *Fuzzy*”. Como primeiro passo, selecionamos os perfis PHIN e PHID apenas nas profundidades testemunhadas, filtrando-os previamente, visando selecionar deste conjunto apenas os valores de PHIN e seus correspondentes valores de PHID e de porosidade de testemunhos (PHIC) que diferem de no máximo 5 Pu (unidades de Porosidade). Um valor convencional médio de porosidade (PHIM), combinando PHIN e PHID, é calculado de acordo com as características litológicas e de fluidos previamente conhecidos para cada profundidade. Finalmente, um algoritmo de inversão é proposto para indicar a melhor curva que ajuste linearmente PHIC e PHIN, PHIC e PHID, PHIC e PHIM, e que ao mesmo tempo determine os valores das constantes a serem extrapoladas para o cálculo de porosidade de todo o campo (porosidades ajustadas). No caso da permeabilidade, são utilizados os valores de testemunhos e “core gamma” para gerar juntamente com PHIC conjuntos com maior grau de linearidade via regra *Fuzzy*, para elaboração das funções correspondentes as quais vai gerar constantes para ser extrapoladas em cada poço com as porosidades ajustadas também via regra *Fuzzy*. Este processo é repetido para cada poço. Os resultados do cálculo feito com a regra *Fuzzy* mostra boas características tanto para a porosidade quanto para permeabilidade. Estes resultados foram comparados com outras metodologias de cálculo, evidenciando as boas qualidades da regra *Fuzzy* na determinação dos parâmetros petrofísicos das rochas reservatório.

## (ii) 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 neutron ( $\phi_N$ ) and density ( $\phi_d$ ) porosities logs jointly 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  $\phi_N$  and  $\phi_d$  values only at that depths where cores exist. To prevent picking measurements errors a previous data filtering is performed by selecting only the  $\phi_N$  and their correspondent  $\phi_d$  values that exhibit a maximum discrepancy with core porosity ( $\phi_C$ ) around 5pu (porosity unit). A conventional average porosity  $\phi_{MED}$ , mixing  $\phi_N$  and  $\phi_d$ , 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  $\phi_C$  vs.  $\phi_{MED}$ ,  $\phi_C$  vs.  $\phi_D$  and  $\phi_C$  vs.  $\phi_N$ , and at the same time determines the values of the constants to be extrapolated in order to calculate the porosity of the whole field (adjusted porosity). To calculate permeability we use the values of the cores an core gamma, to generate jointly with  $\phi_C$ , 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.