

**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**

# **Livros Grátis**

<http://www.livrosgratis.com.br>

Milhares de livros grátis para download.

# **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
<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 de reservas.....	27
2.3 Perfil GR.....	29
2.4 Perfil PHIN.....	32
2.5 Perfil PHID.....	38
<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
<b>CAPÍTULO 4. DESCRIÇÃO DA AREA ESTUDADA .....</b>	<b>54</b>
4.1 Bacia de Campos.....	54
4.1.1 Campo de Namorado.....	57
<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
<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
<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.

## CAPITULO 1. INTRODUÇÃO

A atividade de exploração de petróleo demanda alto risco e grandes investimentos. Proposta de 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 e hidrocarbonetos, dentre eles o petróleo. A análise de testemunhos permite medidas diretas de muitos parâmetros petrofísicos sob condições iniciais “in-situ” dos testemunhos, o que possibilita o cálculo acurado de reservas. No entanto, este trabalho é consideravelmente caro. Para eliminar esse 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 aplicação geológica de perfis geofísicos de poços tem como principal objetivo propiciar um melhor conhecimento petrofísico dos reservatórios. As principais características do reservatório tais como, porosidade, litologia, argilosidade, permeabilidade, densidade e a presença de fluido, podem ser inferidas indiretamente a partir de medições feitas através de sensores que percorrem os poços.

Critérios mais sofisticados de otimização têm sido adotados para aumentar a exatidão dos métodos de análise, dentre as quais sobressai a regressão baseada na Lógica *Fuzzy*. Sua aplicação é uma alternativa bastante eficiente para o problema de caracterização de parâmetros petrofísicos em reservatórios complexos.

Assim, os conjuntos *Fuzzy* e a Lógica *Fuzzy* provêm a base para geração de técnicas poderosas para solução de problemas, com uma vasta aplicabilidade, especialmente nas áreas de controle de qualidade e tomada de decisão. A utilidade da Lógica *Fuzzy* deriva da sua habilidade em inferir conclusões e gerar respostas baseadas em informações vagas,

ambíguas e qualitativamente incompletas e imprecisas. Neste aspecto, os sistemas baseados na lógica *Fuzzy* têm habilidade de raciocínio de forma semelhante á dos humanos. Seu comportamento é representado de maneira muito simples, levando à construção de sistemas compreensíveis e de fácil manutenção. A característica especial da Lógica *Fuzzy* (também referida como lógica nebulosa e, em alguns casos conhecida por teoria das possibilidades) é a de representar de forma inovadora o manuseio de informações imprecisas, de forma muito distinta da Teoria das Probabilidades. A Lógica *Fuzzy* possui um método interessante de compreensão e tradução de expressões verbais, ações cotidianas de funcionamento racional, vagas, imprecisas e qualitativas, típicas da comunicação humana, em valores numéricos. Essa simulação do real faz com que os computadores possam entender a experiência humana.

A metodologia *fuzzy* a ser utilizada neste trabalho foi originalmente proposta por Bezdek (1980), como aperfeiçoamento dos métodos de agrupamento já existentes. Ela é uma técnica numérica excludente de seleção e agrupamento de dados que apresentam certo grau de similaridade entre si, e cumprem certos padrões definidos. No caso da geociência, dizemos que cada dado no espaço de  $n$  dimensões pertence a uma fácies, cujo grau de similaridade é especificado por uma matriz de partição ou “membership grade”. O agrupamento se processa a partir de um número ótimo de grupos (fácies), criteriosamente selecionado. Foi adotado o critério de mínimo valor da medida de “Validade *Fuzzy*”, proposta por Fukuyama & Sugeno (1989). 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-argilosa da bacia do Mar do Norte. Estas duas metodologias são utilizadas atualmente, e mostram bons resultados, especialmente quando se tem reservatórios com pouca heterogeneidade, em casos de reservatórios com elevada variação faciológica, a regra *Fuzzy* tem comprovado ser uma boa metodologia. Isto foi mostrado em diversos trabalhos, na qual esta metodologia foi baseada, aportando uma nova abordagem que são os “Controladores *Fuzzy*

Paramétricos”, o quais na atualidade são aplicados em áreas da indústria da automatização e eletrônica.

### **1.1 Objetivos Gerais**

Verificar a confiabilidade do uso das curvas de Raios Gama, Resistividade, Sônico e Porosidade (PHIN E RHOB) na avaliação petrofísica de formações geológicas, utilizando, para isso, dados públicos de poços do Campo de Namorado (Bacia de Campos - RJ), procurando, assim, viabilizar a utilização deste procedimento no re-processamento de dados de poço, e atividades exploratórias de custo reduzido.

### **1.2 Objetivos Específicos**

Pesquisar a possibilidade de aplicar Regra *Fuzzy* para ajustar a porosidade utilizando os perfis PHIN e RHOB e posteriormente fazer uma estimativa da permeabilidade para ser comparadas com outros métodos identificando a efetividade e o aporte desta técnica. Os poços utilizados na execução desta pesquisa são provenientes do Campo Petrolífero de Namorado, situado na Bacia de Campos.

## **CAPÍTULO 2. PERFILAGEM EM POÇO ABERTO**

### **2.1 Fundamentos de Perfilagem**

A perfuração de um poço é feita na última etapa de prospecção do petróleo. Não obstante os avançados métodos geofísicos e geológicos atuais podem sugerir as mais promissoras locações, é somente a perfuração do poço que vai revelar se os prognósticos serão ou não confirmados (Gomes, 2003).

Muitas vezes, durante a perfuração de um poço, se torna difícil a constatação da presença de hidrocarbonatos nas camadas atravessadas. Torna-se necessário também identificar os vários tipos de rochas perfuradas, localizar aquelas que possam conter hidrocarbonetos e avaliar o significado comercial destas, se presentes. Os resultados obtidos através destes procedimentos se constituem numa avaliação de formação (Salomão, 2003).

Para que uma avaliação de formação possa ser adequada, ela deve ser iniciada desde os primeiros metros perfurados. Daí divide-se a avaliação em duas etapas distintas (Nery, 1990):

#### **A - Avaliação Exploratória ou Geológica**

##### **i) Durante a perfuração do poço**

- Amostra de calha
- Testemunhos
- "kicks" de água ou gás
- Anomalias em detectores de gás
- Measurement While Drilling ("MWD")

##### **ii) Após a perfuração do poço**

- Teste de formação em poço aberto
- Teste de formação a cabo
- Amostragem lateral
- Perfilagem elétrica, acústica e radioativa

#### **B – Avaliação Exploratória ou de Produção**

- Teste de formação em poço revestido
- Teste de produção (longa duração).

Na realidade, os métodos de avaliação exploratória baseiam-se principalmente na perfilagem de poços e nos testes de formação, ambos em poço aberto (sem revestimento) (Nery, 1990; Salomão, 2003).

### **2.1.1 Perfilagem de poço**

De um modo geral, as rochas se classificam de acordo com suas características mineralógicas (silicatos, carbonatos e sulfatos), litológicas (densidade, textura, cor, dureza), paleontológicas (tipo e conteúdo fóssil), físicas, etc. Torna-se desta maneira essencial, durante uma perfuração, a coleta de amostras das rochas atravessadas pelo poço, para análises mais diretas daquelas características. Assim, amostras de calha devem ser coletadas em todo poço perfurado, para a prospecção de minerais, água ou petróleo.

Dependendo da profundidade, do tempo da perfuração, da pressão de bombeio do fluido de perfuração (lama) e de outras variáveis, tais amostras não representam, na maioria das vezes, as profundidades referidas pelo sondador. Para uma perfeita coerência nas profundidades, operações onerosas e demoradas de testemunhas se fazem necessárias (Gomes, 2003).

Ao geólogo, interessa a profundidade no sentido vertical, para com ela expressar suas determinações e análises das propriedades das rochas. As representações gráficas existentes entre as profundidade e qualquer uma das propriedades acima mencionadas é denominada de perfil (Nery 1990).

Assim, o perfil de um poço é a imagem visual, em relação a profundidade, de uma ou mais características ou propriedades das rochas atravessadas por um poço.

No referente aos perfis não manuais de poços, as rochas são distinguidas em função de suas propriedades elétricas (resistividade elétrica ou potencial eletroquímico natural), acústicas (velocidade de propagação ou tempo de trânsito das ondas sonoras) e

radioativas (radioatividade natural ou induzida). Tais perfis são obtidos através do deslocamento contínuo de um sensor de perfuração (sonda) dentro de um poço.

Qualquer que seja o tipo de perfil empregado na avaliação de um poço, ele não fornece propriedades que se possa utilizar diretamente na avaliação do potencial econômico das camadas, como porosidade, permeabilidade, saturação de fluido, etc. Na realidade, tais propriedades são inferidas a partir de parâmetros registrados em forma de medições elétricas, acústicas e radiativas (ver Tabela 2.1.1). Convém lembrar que, algumas vezes, os perfis são os únicos meios de se obter “in place” tais propriedades das rochas (Nery, 1990; Salomão, 2003).

PERFIL	PARAMETRO(S) MEDIDO(S)	PROPRIEDADE(S) DERIVADA(S)
Potencial Espontâneo	Potencial elétrico natural gerado dentro dos poços.	Salinidade das águas de formação litologia, argilosidade, permeabilidade.
Elétrico Indução Lateroperfil, múltipla-resistividades	Resistividade das regiões mais afastadas das paredes dos poços	Resistividade de grandes volumes de rocha.
Microresistividades	Resistividade das regiões mais próximas as paredes dos poços.	Resistividade de pequenos volumes de rocha.
Raios Gama Convencional	Conteúdo total es U, Th, K, das formações	Litologia, argilosidade, geração de hidrocarbonetos.
Raios Gama Naturais	Conteúdo parcial e total de U, Th, e K, das formações.	Litologia, Argilosidade.
Sônico	Tempo de propagação de uma onda acústica ao longo das paredes do poço	Porosidade, velocidade, constantes elásticas das rochas.
Litodensidade	Efeito fotoelétrico das rochas	Litologia, Porosidade.
Densidade	Quantidade de elétrons por unidade de volume da rocha.	Porosidade, densidade da rocha.
Neutrônicos	Quantidade do elemento hidrogênio por unidade de volume de rocha	Porosidade, presença de hidrocarbonetos leves nas rochas.
Caliper	Diâmetro do poço	Dureza das rochas.
Dipmeter	Resistividade em vários pontos localizados em um plano horizontal da ferramenta	Mergulho e direção das camadas, estratigrafia e estruturação das camadas.

**Tabela 2.1.1.** Correspondência entre os parâmetros medidos pelos perfis mais utilizados e as propriedades das rochas derivadas a partir dos mesmos (adaptado de Nery, 1990).

### 2.1.2 Perfis em Poço Aberto

Em termos de exploração de hidrocarbonetos as medidas de perfilagem são, freqüentemente, realizadas a poço aberto. O termo poço aberto é aplicado por que estes perfis são obtidos em poços não revestidos (Asquith & Gibson, 1982). Na Figura 2.1 se observa a distribuição esquemática de invasão num poço aberto.

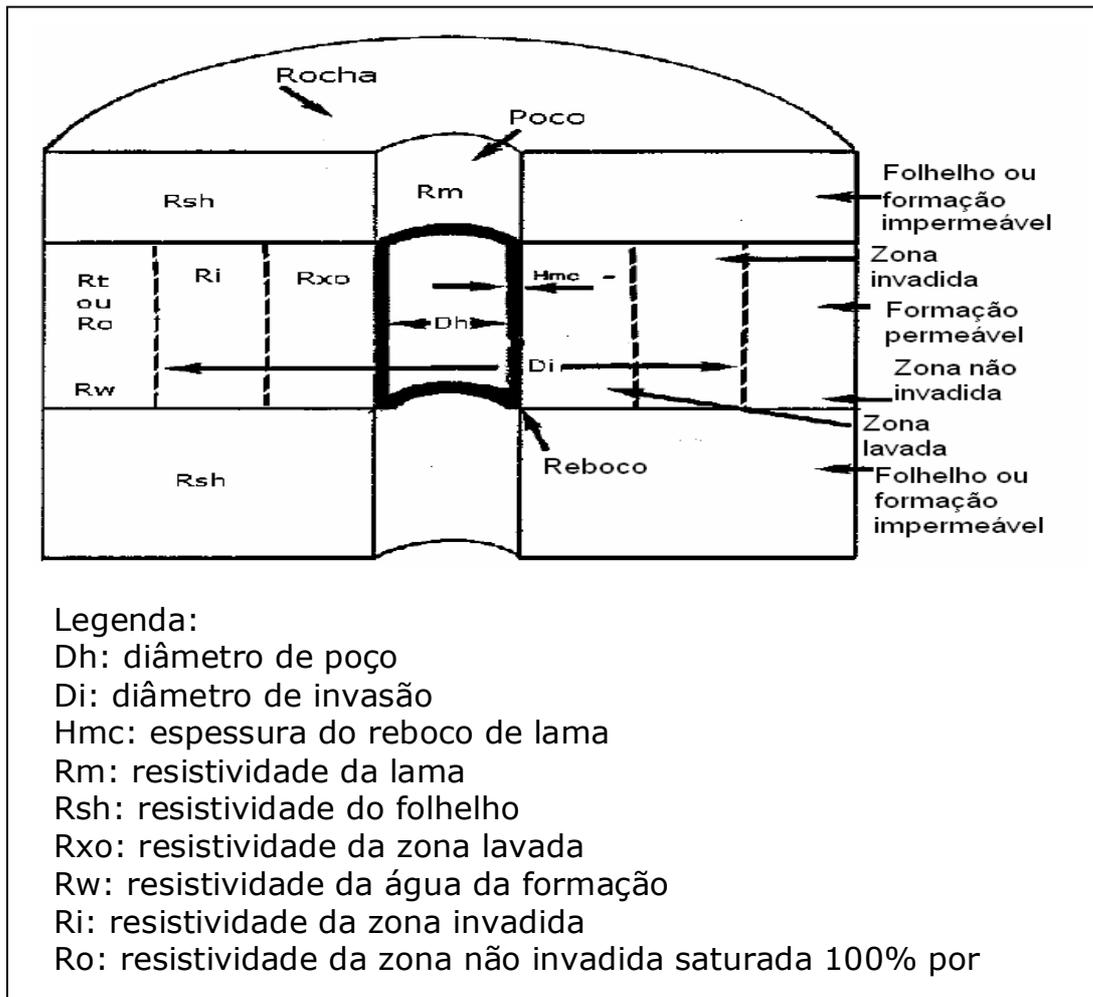


Figura 2.1. Diagrama esquemático de invasão de poço aberto (adaptado de Lemos, 2004).

### 2.1.3 Aplicações Principais dos Perfis

Resumidamente são estes os principais usos dos perfis na atualidade (Nery, 1990):

-Qualitativos: Correlação poço a poço, identificação litológica, identificação do tipo de fluido das camadas, identificação das fraturas das rochas, calibre dos poços perfurados,

permeabilidade das camadas, qualidade das cimentações dos revestimentos dos poços, Identificação de camadas de evaporitos, controle de intervalos canhoneados para a produção de hidrocarbonetos.

-Quantitativos: Cálculo dos seguintes parâmetros: porosidades, saturações de fluidos, fluidos móveis, espessuras, permeabilidades, resistividades, densidades, velocidades sônicas, constantes elásticas das rochas, percentual de misturas litológicas, conteúdo radioativo, volume de argila das rochas, reservas de reservatórios e controle de profundidades perfuradas.

## **2.2 Propriedades Fundamentais das Rochas**

A acumulação e produção de óleo e água estão intimamente ligadas às propriedades das rochas reservatório e aos seus processos de fluxo. Diante dessa premissa, torna-se de considerável importância científica e prática o conhecimento de parâmetros como porosidade, permeabilidade e saturação de água das rochas sedimentares (Silva, 2003).

### **2.2.1 Generalidades**

Três grandes grupos de rochas são encontrados nas bacias sedimentares (Nery, 1990):

-Terrígenas ou Siliciclásticas, são rochas resultantes de material erodido fora da bacia de sedimentação e transportados como fragmentos sólidos.

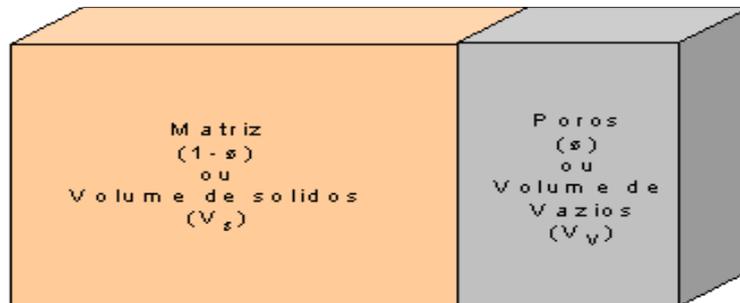
-Carbonatos, são rochas bioconstruídas ou resultantes do retrabalhamento de substâncias precipitadas na própria bacia.

-Evaporitos, são depósitos químicos resultantes da evaporação de salmouras em condições de intensa restrição ambiental.

Para efeito de trabalho com os perfis, a rocha sedimentar será dividida em duas partes somente (ver Figura 2.2):

- A Matriz englobando o arcabouço, o cimento e a matriz propriamente dita. Isto é, tudo aquilo sólido dentro de uma rocha, e

- Os poros, que representa tudo aquilo que é vazio na rocha, ou tudo que possa ser preenchido por fluidos (Nery 1990).



**Figura 2.2.** Modelo Teórico das Rochas sob o ponto de vista da perfilagem.

### 2.2.2 Porosidade

É uma propriedade importante das rochas, pois mede a sua capacidade de armazenamento de fluidos.

Genericamente, é definida como a relação entre o volume de espaços vazios ( $V_v$ ) de uma rocha e o volume total ( $V_t = V_s + V_v$ ) da mesma, definida na Figura 2.2, isto é expresso em forma de percentual (Silva, 2001).

Com relação às rochas reservatório, tem-se a considerar dois tipos: porosidade absoluta e porosidade efetiva. E com relação a sua origem, de uma forma geral, a porosidade é função de dois fatores: primários que originam a porosidade primária, adquirida durante a deposição; e secundários, que geram a porosidade secundária ou pós-deposicional, resultante de processos geológicos subseqüentes à conversão dos sedimentos em rochas (Chicourel, 1959).

#### 2.2.2.1 Porosidade Absoluta

Simbolizada por  $\phi$ , a porosidade total ou absoluta é definida como a relação entre o volume de vazios de uma rocha (poros, canais, fissuras, “vugs”), sejam eles interconectados ou não, e o volume total da mesma (Figura 2.3).

A porosidade absoluta é o valor desejável nos cálculos de interpretações dos perfis, embora, conforme será visto no próximo item, a porosidade efetiva a mais importante comercialmente (Nery, 1990).

Na forma de equação:

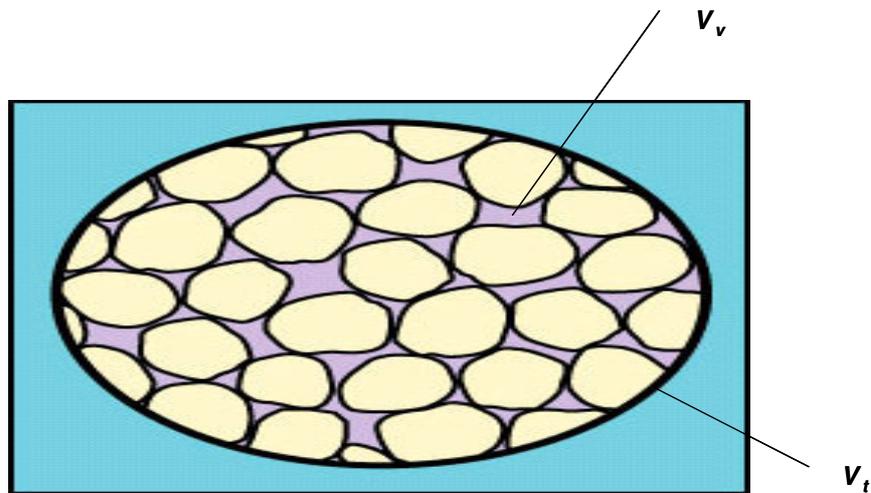
$$\phi_t = \frac{V_v}{V_t} \quad (2.1)$$

em que:

$\phi_t$  → porosidade total ou absoluta,

$V_v$  → volume de vazios,

$V_t$  → volume total.



**Figura 2.3.** Espaço intersticial numa rocha clástica.

A determinação da porosidade absoluta tem aplicação direta no estudo de reservatórios apenas para o cálculo de reservas. Isso porque uma rocha pode apresentar uma porosidade total considerável, sem, contudo, haver intercomunicação de poros, o que impossibilita a migração do fluido presente no reservatório (Gomes, 2003; Suguio, 1973).

### 2.2.2.2 Porosidade Efetiva

A porosidade efetiva ( $\phi_e$ ) representa o espaço ocupado por fluidos que podem ser deslocados através do meio poroso, visto que relaciona os espaços vazios interconectados de uma rocha com o seu volume total. Este é o valor quantitativo desejável no tocante à engenharia de reservatório (Gomes, 2003).

A porosidade efetiva é caracterizada pela fórmula:

$$\phi_e = \frac{V_i}{V_t}, \quad (2.2)$$

em que:

$\phi_e$  → porosidade efetiva,

$V_i$  → volume de poros interconectados,

$V_t$  → volume total.

Rochas com materiais granulares, pobre a moderadamente cimentados, apresentam valores aproximadamente iguais, de  $\phi_t$  e  $\phi_e$ , já as rochas altamente cimentadas (p.ex.: calcários) geralmente apresentam grandes diferenças entre os valores de porosidade total e efetiva.

### 2.2.2.3 Porosidade Primária

Também chamada de porosidade original, é aquela que se desenvolveu durante a deposição do material detrítico ou orgânico. Os fatores que controlam, primordialmente, a porosidade primária são:

- Tamanho dos grãos,
- Empacotamento,
- Seleção,

- Angulosidade,
- Compactação, e
- Grau de cimentação.
- Conteúdo de Argila.

Estes fatores afetam principalmente a porosidade nos terrígenos (Nery, 1990).

Em areias bem distribuídas e não compactadas, a porosidade pode chegar, em média, a 47,6%. Para areias limpas, misturadas e muito bem distribuídas, pode chegar a 43%. Para areias de grão médio a grosso, mal distribuído, a porosidade chega a aproximadamente 25,9%. As areias de grãos finos, entretanto, mantém uma porosidade de aproximadamente 30% independente da distribuição (Welex, 1984).

A porosidade intergranular de um arenito e as porosidades intercristalinas e oolíticas de alguns calcários são exemplos de porosidade primária (Silva, 2003).

#### **2.2.2.4 Porosidade Secundária**

Resulta como consequência da ação de agentes geológicos logo após o processo de formação da rocha. Esses fatores podem contribuir para o aumento ou diminuição da porosidade. Contribuindo para sua diminuição, pode-se citar a cimentação e compactação do arenito devido ao seu próprio peso; e para o aumento, o desenvolvimento de fraturas encontradas em arenitos, folhelhos e calcários, e a dissolução de dolomitas pelas águas terrestres (lixiviação), que cria cavernas. Pela sua natureza quebradiça e composição química, os carbonatos são excelentes exemplos de porosidade secundária ou induzida (efeitos químicos) (Welex, 1984; Nery, 1990).

#### **2.2.2.5 Porosidade em Rochas Reservatório**

Entende-se por rocha reservatório, a rocha permo-porosa capaz de acumular uma quantidade comercial de óleo e/ou gás. A maioria desses depósitos ocorre em reservatórios de rochas sedimentares clásticas e não clásticas, principalmente arenitos e calcários. Todavia, outros tipos de rocha podem apresentar altos valores de porosidade, a ponto de serem consideradas importantes como reservatórios. Geralmente nestes casos é intersticial (como resultado de efeitos secundários), mas pode também ser devido à presença de fraturas (Suguio, 1973).

Quaisquer arenitos, calcários e dolomitos porosos e permeáveis constituem rochas armazenadoras potenciais. As percentagens de rochas reservatórios, considerando-os tipos litológicos de reservatórios de petróleo no mundo inteiro, são: 59% de arenitos, 40% de calcários e dolomitos, e 1% de outras rochas fraturadas. Eventualmente, o petróleo pode ser armazenado até em folhelhos e rochas cristalinas fraturadas. O petróleo do primeiro poço produtor comercial brasileiro, perfurado em janeiro de 1939, em Lobato (BA), proveio de rochas gnáissicas fraturadas.

#### a. Arenitos

Arenitos são as mais freqüentes rochas reservatório em todo o mundo, possuem propriedades de porosidade e permeabilidade em média maior que qualquer outra rocha. Podem ser espessos – chegando a várias centenas de metros de espessura – e apresentar grande continuidade lateral. Apresentam porosidade do tipo intergranular e por fraturas (Suguio, 1973)

Estudos mostram que os arenitos praticamente não sofrem nenhuma ação pós-deposição, a não ser a cimentação, entretanto; alguns são lixiviados, de modo que seus poros podem ser maiores que os seus maiores grãos.

O arenito é uma rocha competente e quebradiça, e está sujeito a fissuras como qualquer outra rocha de competência comparável. Suas dimensões dependem das condições de sua sedimentação. Os mais extensos foram depositados devido a transgressões marinhas. Todavia, a maioria se apresenta em forma lenticular.

#### b. Calcários

Calcários são rochas carbonatadas, assim como dolomitos e outras rochas intermediárias entre esses dois tipos. A porosidade de um reservatório carbonatado pode ser tanto lateral como vertical, contudo, os poros podem ser maiores que os de arenitos, dando à rocha uma permeabilidade. Embora possam apresentar porosidades primária e secundária, devido à deposição de calcita e dolomita das soluções e à recristalização. Esse fenômeno reduz a porosidade original das rochas carbonatadas, e as mesmas quase sempre apresentam porosidade secundária (Welex, 1984).

### c. Outras rochas

Sabe-se que os maiores e melhores reservatórios de óleo e gás do mundo são rochas Areníticas e Calcárias. Contudo, outros tipos de rochas também podem apresentar porosidade e permeabilidade suficientes para ser localmente importantes como reservatórios. Normalmente nestes casos, a porosidade é intersticial e, principalmente, devida à presença de fraturas (Suguio, 1973).

São exemplos deste tipo de reservatório:

- Conglomerados e brechas,
- Folhelhos fraturados,
- Siltes,
- Arcósios, e,
- Rochas ígneas e metamórficas fraturadas.

### **2.2.2.6 Métodos de Determinação**

Vários são os métodos utilizados em laboratório para a determinação da porosidade de rochas consolidadas, usando pequenas amostras e cálculos estatísticos. Estes métodos consistem, geralmente, na medida física de dois dos três parâmetros: volume total, volume de sólido ou volume de vazios. Em perfis, medições de porosidade podem ser obtidas através de métodos acústicos e/ou radioativos (Nery, 1990; Silva, 2003).

#### a. Método direto

A medição direta em laboratório para o cálculo do volume total é utilizada quando o testemunho tem forma geométrica definida. Esse método mede o volume total da amostra e o volume de sólidos; o volume poroso é obtido pela diferença entre as medidas.

#### b. Bomba de mercúrio

A bomba de mercúrio destina-se a medir o volume total e o volume de vazios de testemunhos consolidados. O volume total da amostra é imerso em mercúrio, que não deve invadir o espaço poroso espontaneamente, e é medido o volume deslocado. A seguir é aplicada pressão para que o mercúrio invada o espaço poroso. A porosidade é

obtida partir da determinação do volume de mercúrio que invadiu a amostra. Este método fornece também informações quanto ao tamanho das gargantas.

c. Método do picnômetro

Este método mede o volume total de um corpo sólido. Consiste em medir o volume deslocado de mercúrio ao se mergulhar uma amostra no mesmo.

d. Método de embebição

A amostra é imersa num fluido molhante sob vácuo por longo tempo. O fluido invade espontaneamente a amostra preenchendo todo espaço poroso. A amostra é pesada antes e depois da embebição, e como a densidade do fluido é conhecida, pode-se calcular o volume poroso.

### **2.2.3 Permeabilidade**

Representada por  $k$ , a permeabilidade de uma rocha está ligada à porosidade e é definida como a condutividade de um fluido, isto é, a capacidade de se deixar atravessar por fluidos. Diz-se que uma rocha é bem permeável quando os fluidos se deslocam com facilidade, e pouco permeável quando ocorre o contrário (Gomes, 2003).

O movimento do fluido só é possível através dos poros interconectados. Note-se que a razão de descarga de fluidos através de uma seção transversal depende, além da rocha em si, da natureza do fluido e do gradiente de pressão hidrostática.

O conhecimento quantitativo da permeabilidade é de fundamental importância para se estimar a produção de um poço, avaliar o comportamento do mesmo e executar estudos de simulação de reservatório. No entanto, é um dos parâmetros mais difíceis de se mensurar quantitativamente. As medições de permeabilidade em testemunho obtidas em laboratório são constantemente utilizadas, no entanto elas têm a desvantagem de serem pontuais e descontínuas.

O fluxo de um fluido em um meio poroso é expresso pela lei de Darcy, cuja equação é largamente empregada em Engenharia de Petróleo. Darcy concluiu que a vazão de um fluido através de uma rocha varia direta e proporcionalmente à pressão aplicada, e inversa e proporcionalmente à viscosidade do fluido. Assim, a intensidade do fluxo

aumenta à medida que se exerce mais pressão, ou diminui a viscosidade  $\left(Q \propto \frac{P}{\mu}\right)$ . Esta proporcionalidade foi simbolizada por  $k$ , sendo uma característica do meio poroso (Salomão, 2003).

Na forma de equação para um poroso linear, tem-se:

$$k = \frac{Q \cdot \mu}{A} \cdot \frac{L}{(P_1 - P_2)}, \quad (2.3)$$

em que:

$Q$  → vazão de fluido (cm<sup>3</sup>/seg.),

$A$  → área da secção transversal (cm<sup>2</sup>),

$p_1$  → pressão no reservatório (atm),

$p_2$  → pressão no poço (atm),

$\mu$  → Viscosidade (cp),

$L$  → Comprimento do meio poroso (cm).

$k$  → Permeabilidade de meio poroso (Darcy).

A razão  $\frac{L}{(P_1 - P_2)}$ , corresponde à queda de pressão do fluido por unidade de comprimento no sentido do fluxo.

A equação de Darcy é válida sob certas condições ou hipóteses:

- fluido satura 100% do meio,
- fluxo isotérmico, laminar e estacionário (permanente),
- fluido incompressível, homogêneo e de viscosidade invariável com a pressão,
- meio poroso homogêneo e não reagente com o fluido percolante.

Matematicamente, um arenito com 1 D (um Darcy) de permeabilidade é definido como um arenito no qual a vazão de 1 cm<sup>3</sup> de um fluido com viscosidade de 1 centipoise

(viscosidade da água à aproximadamente 15.5°C) escoam em 1 cm de arenito através de uma seção transversal de 1cm<sup>2</sup>, no intervalo de 1 segundo, com a diferença de pressão através do comprimento de 1 atm. Rochas reservatório dotadas de permeabilidade média da ordem 1 D são raras, por isso é usual o emprego de milidarcies (1 milésimo de Darcy ou 1mD) como unidade prática de permeabilidade. Para ilustrar a importância da permeabilidade como um dos parâmetros essenciais na produção de petróleo, supomos que em um poço cuja rocha reservatório tem a espessura de 3 m e com 1 D de permeabilidade. Seria possível se ter produção de cerca de 150 barris óleo/dia, com a pressão no interior deste poço sendo de apenas 1kg/cm<sup>2</sup> inferior à existente na rocha reservatório (Monteiro, 1972). A permeabilidade ainda pode ser consideravelmente incrementada pela presença de fraturas, que contribuem de 0,5-1,5% na porosidade, e controlam completamente o fluido (Welex, 1984).

Assim como a porosidade, a permeabilidade é afetada pela forma, variação do arranjo, uniformidade e grau de cimentação dos grãos. Os poros interconectados formam condutores por onde os fluidos escoam. Se os diâmetros destes condutos são reduzidos ou se são tortuosos, os fluidos terão maior dificuldade de se deslocarem. Diferente da porosidade, a permeabilidade é afetada pelo tamanho dos grãos. Grãos maiores deixam espaços vazios maiores por onde os fluidos passam mais facilmente, o que não ocorre com grãos muito pequenos que deixam poros com pequenas dimensões (Gomes, 2003).

### **2.2.3.1 Permeabilidade Absoluta, Efetiva e Relativa**

A permeabilidade é dita absoluta quando um único fluido ( $S_w=100\%$ ), preenche o espaço poroso. A permeabilidade absoluta é independente do fluido, mas é dependente do tamanho das gargantas dos poros. A permeabilidade absoluta é normalmente aplicável para estudos de aquíferos (Smith & Cobb, 2001).

No caso de haver mais de um fluido presente nos poros, a permeabilidade a cada um dos fluidos é dita efetiva. Essencialmente  $k_{efetiva} < k_{absoluta}$ , visto que um dos fluidos molha a parte sólida da rocha e reduz a seção hidráulica disponível para passagem do outro fluido. A permeabilidade efetiva então depende da saturação do fluido. Aplicações da lei de Darcy para determinação da vazão ( $Q$ ) ou índices de injeção utilizam permeabilidade efetiva. Como, normalmente, em um reservatório de petróleo pode ter-se mais de uma fase fluida escoando simultaneamente – água, óleo e gás - deve-se levar em conta as relações de

permeabilidade relativa de cada fase, a qual é a relação entre permeabilidade efetiva a um determinado fluido e uma permeabilidade base que pode ser a permeabilidade absoluta ou a permeabilidade efetiva do óleo medida no ponto de saturação de água irreduzível. Para se entender melhor essa relação, a Figura 2.4. mostra um sistema de  $k_{relativa}$  com H<sub>2</sub>O ( $k_{rw}$ ) e óleo ( $k_{ro}$ ), o qual ilustra as mudanças de permeabilidade ocorridas nas fases óleo e água, à medida que a saturação de água do meio poroso se altera (Abib & Farias, 1959; Branco *et al.*, 1987; Smith & Cobb, 2001; Craig, 1980; Gómez, 2003).

.

.

**Figura 2.4.** Curva de permeabilidade relativa em função da saturação de um sistema de produção num reservatório contendo óleo e água (adaptado de Gomes, 2003).

O esquema de  $k_{relativa} \times Saturação$  da Figura 2.4 mostra porque, em princípio, à baixas saturações de água, um poço produz somente petróleo. Com o transcorrer do tempo, e com o aumento da saturação de água, começa a produzir água/óleo. E à medida que se esgota o reservatório, a saturação de água aumenta até alcançar uma saturação máxima acompanhada de uma saturação mínima de óleo (óleo residual) onde só vai se ter água fluindo.

As curvas de permeabilidade relativa são diferentes para diferentes sistemas rochosos, assim como suas saturações críticas (Hilchie, 1982).

A determinação dos valores das permeabilidades relativas aos diversos fluidos existentes no meio poroso, assim como os fatores que as influenciam, são muito importantes no estudo da previsão do comportamento dos reservatórios e nos problemas de injeção (Abib & Farias, 1959).

### **2.2.3.2 Métodos de Determinação de permeabilidade**

A determinação da permeabilidade é baseada principalmente em testes de formação e medidas de laboratório efetuadas em amostras obtidas de testemunhos, e, por isso, mais dispendioso e com disponibilidade mais restrita (Preda *et al.*, 1996).

Em poços não-testemunhados, a permeabilidade pode ser estimada matematicamente, estabelecendo-se por regressão linear multivariada equações preditivas da permeabilidade em poços testemunhados para os quais estão disponíveis os dados de perfis e as medidas petrofísicas. Posteriormente essas equações serão aplicadas aos poços não testemunhados. Embora de aplicação subjetiva, e resultando em um estimador estatisticamente tendencioso, quando o principal objetivo for a predição de valores extremos, esses valores altos e baixos poderão ser ajustados pela atribuição de pesos diferenciados na regressão.

Na elaboração de um modelo de regressão linear é necessário se determinar as variáveis preditivas mais importantes para o modelo e que resulte em maior coeficiente de correção múltipla. Como a permeabilidade freqüentemente se apresenta com distribuição logarítmica normal, é comum aplicar-se uma transformação logarítmica para aproximá-la de uma normal (Preda *et al.*, 1996).

Em perfis, a permeabilidade é quase sempre um dado mais qualitativo do que quantitativo. Entretanto, em casos especiais, a permeabilidade pode ser calculada quantitativamente em camadas que apresentam uma zona de transição entre o óleo e a água. Neste caso, a estimativa de permeabilidade utilizando dados de perfis geofísicos de poços, tem maior cobertura espacial e continuidade, já que a perfilagem registra dados a cada 20 cm, acumulando grande quantidade de informação e fornecendo valores com maior representatividade (Silva, 2003).

A comparação entre a permeabilidade de testemunho e as permeabilidades computadas a partir de perfis, deve ser feita levando-se em conta as seguintes considerações:

- As amostras normalmente são alteradas durante o processo de extração o que pode fazer com que os valores de permeabilidades medidos em laboratório não sejam representativos da permeabilidade *in situ* (Craig, 1980).

- Possíveis desajustes de profundidade das amostras em relação aos perfis podem causar desajustes aparentes entre a permeabilidade de laboratório e a permeabilidade estimada a partir de perfis (Welex, 1984).

-Em laboratório, as amostras são ensaiadas, geralmente, em condições de pressão e temperatura diferentes do ambientes no qual elas foram retiradas.

-Seleção e representatividade estatística das amostras tomadas em testemunho.

## **2.2.4 Propriedades Físicas**

### **2.2.4.1 Importância**

As propriedades físicas importantes para a avaliação das formações e/ou interpretação dos perfis são: Propriedades Elétricas, Propriedades Radioativas e Propriedades Acústicas.

A seguir serão explicadas duas destas propriedades: radioativas e elétricas. A primeira será realizada em forma detalhada, porque foi utilizada para elaboração deste trabalho representado por três perfis radioativos: PHIN (Perfil Neutrônico), PHID (Perfil densidade) e GR (Perfil de Raios Gama). Eles foram utilizados para cálculo de porosidade e permeabilidade.

A segunda propriedade (elétrica) é mencionada brevemente para o entendimento da lei de Archie, cuja equação utiliza porosidade, para calcular  $S_w$ , (saturação de água) imprescindível na avaliação de formações e cálculo de reservas.

### **2.2.4.2 Propriedades Radioativas**

#### **2.2.4.2.1 Fundamentos de Geofísica Nuclear**

O conhecimento de alguns princípios da geofísica nuclear é um pré-requisito básico para o estudo dos perfis radioativos. Sem eles, interpretações errôneas podem ser realizadas devido ao desconhecimento dos erros e limitações inerentes a tais ferramentas exploratórias.

#### **2.2.4.2.2 Características das Radiações**

Basicamente, um átomo consiste de nêutrons de massa igual a 1 U.M.A (unidade de massa atômica) e nenhuma carga elétrica; prótons de massa igual a 1 U.M.A (unidade de massa atômica) e uma carga positiva, e, finalmente, de elétrons orbitais com uma massa

da ordem de 1/1840 de um próton e uma carga negativa. O número de massa (A), é o número de prótons e nêutrons existentes no núcleo, ao passo que o número atômico (Z) indica a quantidade de prótons do núcleo, ou de elétrons da eletrôfera, no caso do átomo neutro.

Chama-se de isótopo aos diferentes estados de um elemento qualquer onde se observam valores diferentes de “A” (devido a uma mudança no número de nêutrons), enquanto “Z” permanece inalterado. Para ilustrar, o urânio natural consiste de 3 isótopos com pesos atômicos 234, 235 e 238. Apenas o  $U^{235}$  é radioativo.

O termo “nuclide” refere-se a cada uma das possíveis combinações de nêutrons e prótons. Alguns isótopos são estáveis, isto é, eles não mudam suas estruturas atômicas ou seu estado energético. Por outro lado, os isótopos instáveis naturalmente trocam de estrutura e emitem energia em forma de radiações, transformando-se em elementos diferentes. De quase 1400 “nuclides” conhecidos hoje em dia, 1130 deles são estáveis e apenas 65 ocorrem naturalmente. A maior parte da energia liberada por estes núcleos, durante sua fase de desestabilização temporária, consiste de: partícula ou raios alfa, de natureza positiva; partículas ou raios beta, de natureza negativa; e energia eletromagnética denominada de raios gama.

Raios alfa – possuem 4 vezes a massa de próton. Devido a sua grande massa, atravessa apenas algumas folhas de papel. A massa é igual à do núcleo de Hélio:



onde  ${}_{+2}\alpha^4$  representa uma partícula alfa.

Raios beta – são elétrons de pequena massa, sendo, portanto, facilmente desviados pelos campos magnéticos. Podem penetrar vários milímetros em alumínio. A massa é igual a de um elétron orbital.

Raios gama – não são desviados pelos campos magnéticos por não possuírem carga. São radiações eletromagnéticas similares as ondas de luz e de rádio, tendo um pequeno

comprimento de onda, cerca de 0,1 Å. Penetra espessos materiais e são absorvidos apenas por várias polegadas de chumbo.

Destas radiações, apenas a gama é detectada pelos materiais normais de perfuração, devido a sua alta capacidade de penetração em material denso. São também utilizados nêutrons produzidos artificialmente, com alta capacidade de penetração, mas que são amortecidos (ou termalizados) por materiais hidrogenados.

Como os raios gama possuem características tanto de partículas quanto de ondas de alta frequência, o termo "fóton" é também utilizado para descrever sua energia. A energia emitida por cada isótopo radioativo é característica dos núcleos dos átomos emissores. É exatamente por esta característica que se realiza o reconhecimento e determinações dos raios GAMA pelos equipamentos de análise de espectros.

A energia da radiação é medida em elétrons-volt (eV) ou seus múltiplos kiloeletron-volt (KeV) e milhões de eletron-volt (MeV). Por definição, 1 eV é a energia equivalente a variação de energia de um elétron quando submetido a um diferencial de potencial igual a 1 V.

A amplitude de um pulso elétrico recebido por um detector de radiação qualquer é função da energia (ou velocidade) do fóton que nele penetra. A intensidade da radiação está relacionada com o número de pulsos detectado por unidade de tempo.

#### **2.2.4.3 Propriedades Elétricas**

Em 1942 foi publicado o mais influente trabalho de Gus Archie onde foram feitos experimentos com arenitos limpos oriundo de intervalos da Costa do Golfo.

Conforme observado nos parágrafos anteriores, uma rocha sedimentar se constitui de matriz e poros, sendo a matriz (ou porção sólida) geralmente formada de minerais não condutores de eletricidade, tais como: silicatos, óxidos, carbonatos, etc. Conseqüentemente, a condutividade de uma rocha é devida a presença de fluidos condutivos (soluções eletrolíticas compostas de Na<sup>+</sup> e Cl<sup>-</sup>) nos espaços vazios ou poros. Uma rocha se torna mais (ou menos) condutora de corrente elétrica, na dependência da

interconexão de seus poros e da maior (ou menor) concentração iônica de fluidos condutivos. A presença de fluidos isolantes, tais como água doce, óleo e/ou gás, torna a rocha ainda menos condutiva, ou seja, mais resistiva (Archie G, 1950).

Existem raramente, outros minerais dentro dos sedimentos que são bons condutores de eletricidade: pirita, galena, magnetita, etc. De um modo geral, eles ocorrem dispersos ou descontínuos nas rochas e em pequena quantidade, tendo portanto pouca participação nas propriedades elétricas das mesmas. Por outro lado as argilas, por serem volumetricamente mais importantes e por apresentarem elevada quantidade de cátions em sua superfície externa, influenciam na condutividade das rochas argilosas (Clavier, 1976).

Condutores metálicos conduzem a corrente elétrica através de transferência de elétrons, enquanto que nas rochas ela é transmitida por meio de movimentação iônica, isto é, eletroliticamente (Nery, 1990).

A resistência elétrica (inversa da condutância elétrica) é definida como a propriedade que tem uma substância de impedir a passagem da corrente elétrica. A condutância é por sua vez a propriedade de permitir ou facilitar o fluxo elétrico.

A resistência ( $r$ ) de um condutor é diretamente proporcional ao comprimento ( $L$ ), a ser percorrida pela corrente elétrica, e inversamente proporcional à área ( $A$ ) atravessada.

Isto é:

$$r \propto \frac{L}{A} \quad (2.4)$$

A constante introduzida nesta proporcionalidade ( $R$ ) é denominada de Resistência Específica ou Resistividade,

$$r = R \frac{L}{A} \quad \therefore \quad R = r \frac{A}{L} \quad (2.5)$$

Como a unidade de resistência é o Ohm, a unidade de resistividade será, portanto, Ohm . m<sup>2</sup> / m ou Ohm-m.

As resistividades das formações geralmente variam entre 0.2 a 1000 Ohm.m. Resistividades acima de 1000 Ohm.m são raras nas rochas permeáveis.

Na técnica de perfilagem se utiliza também o termo condutividade, o qual é o inverso da resistividade ;  $C=1/R$ , sendo sua unidade:

Mho.m/m<sup>2</sup> ou mho /m, ou ainda Siemens / metro.

Como esta unidade é relativamente grande para as condutividades observadas nas rochas, se utiliza o submúltiplo milimho/m ou milisiemens/m.

Finalizando, a corrente elétrica se desloca em um fio condutor devido ao maior ou menor movimento de seus elétrons; em uma rocha, devido a maior ou menor movimentação dos íons existentes em seus poros.

#### **2.2.4.3.1 Salinidade e temperatura**

Foi explicado anteriormente que em uma rocha a condução de corrente elétrica é feita de forma eletrolítica. O material que conduz a corrente é a água entre os poros contendo maior ou menor quantidade de sais ou íons dissolvidos.

Os íons, que são na realidade os responsáveis pela condução, resultam de dissociação dos sais na água intersticial das rochas (água de formação ). O mais abundante deles é o cloreto de sódio. Na água, o NaCl dissocia-se em Na<sup>+</sup> e Cl<sup>-</sup>.

É o movimento desses íons positivos e negativos, sob a influência de um potencial elétrico, que permite a solução salina conduzir eletricidade. Desde que cada íon conduz uma quantidade finita de cargas elétricas, subtende-se que quanto mais íons houver em uma solução, maior será a sua condutividade, ou menor a sua resistividade.

Assim, o primeiro e mais importante conceito na interpretação de perfis, considerando-se os demais fatores equilibrados, é a quantidade de sais dissolvidos. Desta forma um arenito, com água intersticial de elevado teor salino, apresentará maior condutividade (ou menos resistividade) do que uma areia semelhante, porém com água de menor salinidade.

Para qualquer concentração de sais, a temperatura da solução é também de grande importância. Foi observado que a condutividade eletrolítica resulta do movimento dos íons energizados. Para efeito ilustrativo, estes íons podem ser considerados como pequeníssimas esferas. Mesmo assim, a resistência à fricção não é desprezível. Como consequência de tal atrito, a viscosidade da água modifica-se consideravelmente com a temperatura. A viscosidade de uma solução aquosa diminui à medida que a sua temperatura aumenta, ficando seus íons capacitados a movimentos cada vez mais rápidos. Conseqüentemente, em temperaturas elevadas as soluções eletrolíticas apresentam maiores condutividades do que em temperaturas mais baixas.

Em síntese, tem-se que para uma mesma quantidade de NaCl, quanto maior a temperatura da solução, menor a resistividade ou maior a condutividade.

#### **2.2.4.3.2 Fator de Formação**

Imaginemos para fins de desenvolvimento deste conceito, uma rocha como se fosse uma caixa cheia de água de resistividade igual a  $R_w$ . Em termos de porosidade, esta caixa será 100%, isto é,  $\phi = 1$ .

Ao se colocar grãos de sílica (isolante) dentro de caixa (ou rocha), verificamos que a resistividade da mesma ( $R_o$ ) aumentará proporcionalmente ao número de grãos, enquanto que diminui, também proporcionalmente sua porosidade ( $\phi$ ) ou o volume de líquido condutivo. Em outras palavras,  $R_o$  varia na razão direta da resistividade da água ( $R_w$ ) e inversa da porosidade ( $\phi$ ).

Isto é análogo ao experimento feito por Archie (1942) onde foram feitas medidas da porosidade e resistividade elétrica, de amostras saturadas com salmoura (de 20 a 100,000 ppm NaCl), e notou-se que a resistividade de cada rocha saturada ( $R_o$ ) variava

na razão direta da resistividade da salmoura ( $R_w$ ). Esta proporcionalidade foi chamada de fator de formação :

$$R_0 \propto R_w ,$$

$$R_0 = FR_w , \quad (2.6)$$

Posteriormente, Archie (1942) esboçou o fator de formação ( $F$ ) versus a porosidade ( $\phi$ ) em escala logarítmica em ambos eixos (Log-Log) encontrando com a intersecção da reta com o eixo  $\phi=0\%$  um coeficiente  $a$ , denominado litológico. Para vários ensaios, ele verificou que  $F$  era diretamente proporcional a  $a$  e inversamente proporcional a  $\phi$  :

$$F = \frac{a}{\phi^m} , \quad (2.7)$$

em que  $m$  foi denominado coeficiente de cimentação, com inclinação negativa e valores variando de 1,8 a 2,0.

Archie considerou depois uma saturação parcial de hidrocarbonetos. No caso em que a rocha contenha gás, óleo, e/ou água misturados em seus poros, a resistividade dessa rocha ( $R_t$ ) aumenta consideravelmente devido a capacidade isolante da fração hidrocarboneto. Quanto maior for a quantidade isolante (ou menor quantidade de água condutiva) maior a dificuldade da corrente elétrica para atravessar um certo volume dessa rocha.

Em todo caso vejamos uma rocha contendo somente água salgada nos poros. Uma substituição parcial dessa água por óleo aumentará a resistividade dessa mesma rocha. Tem-se então um segundo fator proposto por Archie ( $I$ ) que ressalta a proporcionalidade de  $R_t$  com  $R_o$

$$R_t \propto R_o ,$$

$$R_t = IR_o , \quad (2.8)$$

Levando em conta as enormes dificuldades para os experimentos de saturações parciais, ele conclui também graficamente usando sempre escala Log – Log, que :

$$I = \frac{1}{S_w^n} , \quad (2.9)$$

onde  $I$  é inversamente proporcional a saturação de água. Isto quer dizer que diminuindo a saturação de água ou aumentando a de óleo, aumentamos a resistividade resultante. O parâmetro  $n$  foi chamado de expoente de saturação.

Substituindo (2.7) e (2.9) em (2.8) temos finalmente a lei de Archie :

$$R_t = \frac{aR_w}{\phi^m S_w^n} , \quad (2.10)$$

Os valores mais comuns para  $a$  e  $m$  são:  $0.62 < a < 0.81$  e  $2 < m < 2.15$  para rochas terrígenas, ou  $a = 1$  e  $m = 2$  para rochas carbonáticas. O valor usual de  $n$  é 2. Porém, medidas de laboratório devem ser feitas para maior exatidão (Nery, 1990).

Portanto, para a determinação da saturação de água em um reservatório contendo hidrocarbonetos, três parâmetros precisam ser encontrados. O parâmetro  $R_w$  pode ser obtido através do perfil de potencial espontâneo das rochas (SP), embora seja preferível recuperar a água do reservatório e analisar em laboratório.  $R_t$  pode ser obtido através de leituras diretas nos perfis elétricos convencionais ou indutivos, e a porosidade pode ser obtida por perfil sônico, perfil de densidade ou perfil neutrônico.

Os parâmetros  $a$ ,  $m$  e  $n$  podem ser obtidos em laboratório, via correlação de campos e poços ou dos próprios perfis.

### **2.2.5 Aplicação do resultado das medidas petrofísicas na estimativa de reservas**

A importância do cálculo da porosidade é um fator relevante para o cálculo de reservas e análise dos reservatórios. Diminuir o erro e aumentar ao máximo a exatidão deste cálculo, leva a resultados mais válidos. A sobre ou sub-estimativa das quantidades de fluidos que se encontram num intervalo analisado pode levar a decisões erradas e conseqüentes prejuízos.

Utilizando o método volumétrico para cálculo de reservas, temos:

$$N = \frac{V_r \cdot \phi \cdot (1 - S_{wc})}{B_{oi}}, \quad (2.11)$$

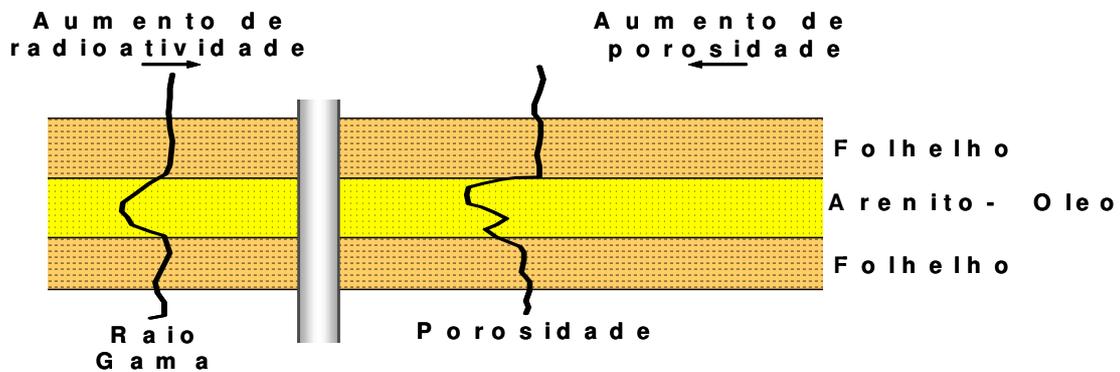
em que:

- $N$  → volume original de óleo (condições padrão),
- $V_r$  → volume rocha do reservatório,
- $\phi$  → porosidade da rocha,
- $S_{wc}$  → saturação de água conata,
- $B_{oi}$  → fator volume de formação inicial do óleo.

Este método de cálculo do volume original pode ser usado tanto para reservatório líquido quanto para reservatório de gás. Na obtenção das informações utilizadas na Equação (2.11) o volume total da rocha reservatório é obtido por meio da sísmica de reflexão, porosidade média da rocha e saturações dos fluidos podem ser obtidos por meio de interpretação de perfis geofísicos ou ensaios de laboratório, e o fator volume de formação do fluido, se obtém por meio da análise de pressão, volume e temperatura (Gomes, 2003; Silva, 2003).

No caso do cálculo da saturação média via perfis ele é feito utilizando a lei de Archie (Equação 2.10) para o caso de arenitos limpos. Vamos supor que se fez uma perfilagem em um poço qualquer e que se extrapolou os valores de porosidade sobreestimada para o intervalo produtor do mesmo. Isto conduz a uma inferência elevada de fluidos, assumindo neste caso que o resultado da interpretação dos perfis determinou que o fluido é óleo (perfis GR, ILD.etc.), Ter-se-a-então, uma estimativa errada de  $S_w$  (lei de Archie), e além disso, o problema aumenta ao substituir este valor na Equação (2.11), juntamente com a

porosidade sobreestimada. Isto resulta no final em um volume de hidrocarbonetos errado (Silva, 2003).



**Figura 2.5.** Curvas do perfil GR e de porosidade, e a tendência do comportamento destes em diferentes ambientes litológicos.

### 2.3 Perfil GR

O perfil de raios gama (GR) é a medida da radiação ou radiatividade natural da rocha. A radioatividade natural é produto do decaimento espontâneo de certos radioisótopos, isto é, certos isótopos instáveis em processo de desintegração pela emissão espontânea de radiação (partículas  $\alpha$  ou  $\beta$ , e raios  $\gamma$ ) e calor, resultam na transformação desse átomo em outro. O estado atômico resultante ao final do processo de decaimento é um isotrópico estável (Hearst & Nelson)

Normalmente, as emissões  $\alpha$ ,  $\beta$ , e  $\gamma$  são simultâneas, entretanto, partículas  $\alpha$  e  $\beta$  não tem capacidade de penetração suficiente para serem detectadas pelas ferramentas de perfilagem. Já os raios  $\gamma$  têm um alto poder de penetração e podem ser detectados e registrados pelas ferramentas nas condições do poço (Serra, 1984).

As partículas  $\alpha$  são de natureza positiva possuindo 4 vezes a massa do próton. As partículas  $\beta$  são de natureza negativa e são elétrons de pequena massa e os raios  $\gamma$  são ondas eletromagnéticas que não possuem carga. A radiação  $\gamma$  pode ser considerada como uma onda eletromagnética similar a luz visível, ou como uma partícula ou fóton. Tem frequência entre  $10^{19}$  e  $10^{21}$  Hz, penetrando espessos materiais e é absorvido apenas por várias polegadas de chumbo (Serra, 1984; Nery, 1990).

Os raios gama são radiações eletromagnéticas emitidas por um núcleo durante o decaimento radioativo, o que, para o mesmo núcleo atômico corresponde à transição de um estado a outro de menor energia, com emissão de um ou mais fótons de energia total igual a  $h\nu$ , que corresponde à diferença entre as energias dos dois estados (Brock, 1986).

As três famílias de radionuclídeos comuns na crosta terrestre são  $^{40}\text{K}$ , e as séries  $^{238}\text{U}/^{235}\text{U}$  e  $^{232}\text{Th}$ . Esses elementos radioativos estão presentes originalmente em rochas ígneas, que por sua vez estarão presentes nas aberturas da estrutura das argilas, e conseqüentemente, estarão compondo as estruturas dos folhelhos resultantes. Pela baixa permeabilidade dos folhelhos, esses elementos serão “lavados” (Welex, 1984; Desbrandes, 1985; Brock, 1986).

Cristais de quartzo têm alto grau de organização estrutural, o que impede a presença de elementos radiativos na sua estrutura. Em vista disso, arenitos “limpos” e carbonatos apresentam baixos níveis de radiação, enquanto que argilas e folhelhos têm alta concentração de material radioativo. Por esse motivo, a curva de raios gama diferencia rochas reservatório em potencial dos folhelhos (Asquith & Gibson, 1982).

Os folhelhos são as rochas que apresentam os mais altos valores de radioatividade, depois dos evaporitos potásicos. Das demais rochas sedimentares importantes para acumulação de hidrocarbonetos. (calcários, dolomitos e arenitos), a presença ou não de elementos radioativos depende bastante de sua origem deposicional. Os arenitos apresentam algumas vezes contaminação por argila, indicando elevada radioatividade (Nery, 1990).

O perfil de raios gama, além da identificação litológica e correlação de zonas, é utilizado na determinação do volume de argila da formação. Assim, é possível calcular matematicamente o volume de argila pelo índice de raios gama (Asquith & Gibson, 1982).

A principal vantagem desse perfil reside no fato de ser possível a sua realização por dentro de tubulações (poços revestidos), tornando-se muito útil em trabalhos de completação e restauração dos poços. Os raios gama, de nível energético médio, perdem somente a metade de sua intensidade após haver penetrado cerca de  $\frac{1}{2}$  polegada em

ção. O perfil raios gama é usado também para detecção e validação de minerais radioativos, tais como Urânio, Tório, etc. (Nery, 1990).

O índice de raios gama pode ser obtido pela equação a seguir (ver também Figura 2.6.):

$$I_{GR} = \frac{GR_{\log} - GR_{\min}}{GR_{\max} - GR_{\min}}, \quad (2.6)$$

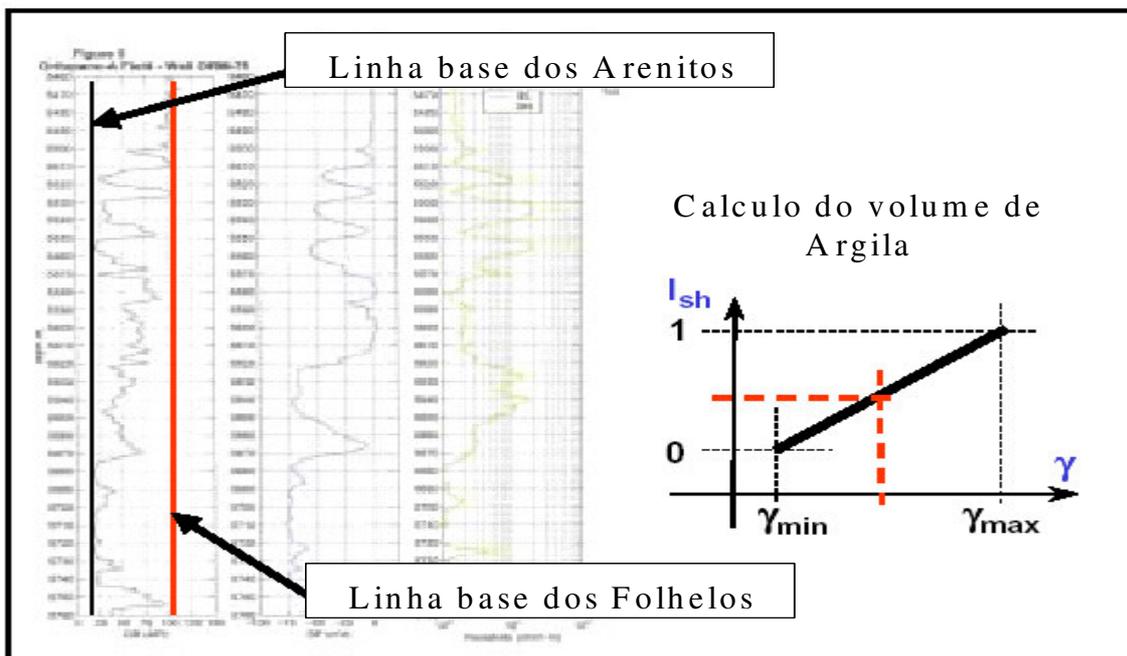
em que :

$I_{GR}$  → índice de raios gama,

$GR_{\log}$  → valor de GR lido da formação

$GR_{\min}$  → valor mínimo de GR (areia limpa),

$GR_{\max}$  → valor Maximo de GR (folhelho).



**Figura 2.6.** Linhas base dos arenitos e folhelhos da curva do perfil GR (adaptado de aulas, Silva, 2003).

## 2.4 Perfil PHIN

O nêutron é uma partícula neutra destituída de carga elétrica que tem aproximadamente a mesma massa de um próton (massa quase idêntica a do átomo de hidrogênio),  $1,6746 \cdot 10^{-24}$ g, cerca de 1.840 vezes maior que a massa do elétron. Os nêutrons são produzidos somente pela transmutação de um nuclídeo em outro. Diferente do raio gama ou de uma partícula carregada, que reagem com os elétrons orbitais em um meio, o nêutron interage quase exclusivamente com os núcleos atômicos. Conseqüentemente, as interações neutrônicas na matéria são mais raras do que gama ou de partículas carregadas (Hearst & Nelson, 1985).

Sendo os nêutrons partículas neutras elas podem penetrar profundamente na matéria, atingindo os núcleos dos elementos que compõem uma rocha, onde interagem elástica ou inelasticamente com eles. Quando estudamos o perfil de Raios Gama, verificamos que o mesmo consiste no registro de radioatividade natural das rochas. Nestes tipos de perfis o processo é um pouco diferente, porque a radioatividade medida é produzida artificialmente, por meio de um bombardeio das rochas com nêutrons de alta energia ou velocidade (Nery, 1990).

Os Nêutrons se classificam de acordo com o nível de energia em rápidos, quando sua energia esta acima de 0,1 MeV, epitermal com a energia entre 0,1 MeV e 0,025 eV e termal quando ele se encontra em equilíbrio térmico com meio ambiente, apresentando uma energia cinética media na ordem de 0,025 eV a 20°C, em um meio não absorvedor. Os nêutrons rápidos interagem com os núcleos dos elementos componentes da matéria de três modos distintos; (1) absorção, captura ou ainda reação (acompanha emissão imediata de prótons, partículas beta e raios gama); (2) espalhamento elástico onde o nêutron colide contra o núcleo da formação, mas não transfere energia potencial ao núcleo. A única energia transmitida durante o espalhamento e a energia cinética (de movimento) a qual é transmitida ao núcleo atingido; (3) O espalhamento inelástico pode acontecer unicamente quando o nêutron tem alta energia. Nesta interação a energia cinética não e conservada porque o núcleo atingido é deixado em estado excitado (Welex, 1984; Nery, 1990).

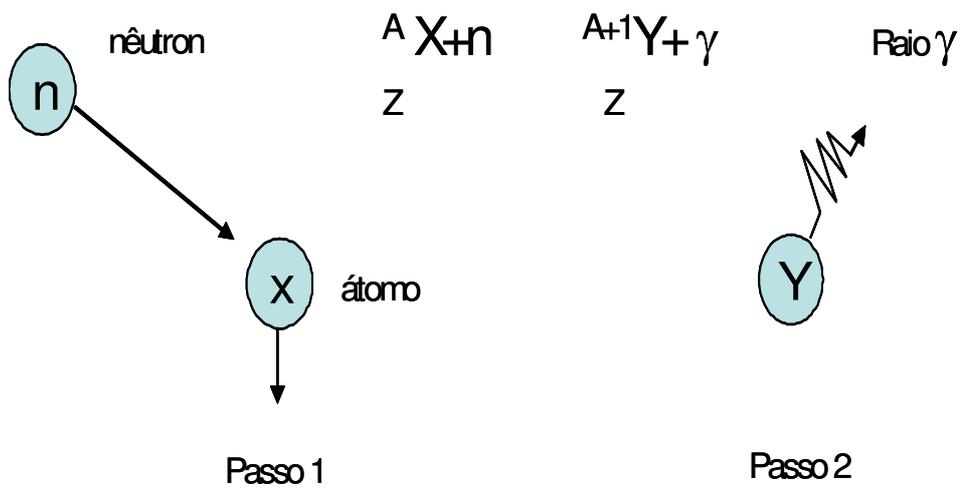
Como consequência dos espalhamentos elásticos e inelásticos, os nêutrons atingem uma energia média que coexistem em equilíbrio termal com os núcleos da formação. Então, acontece uma série de colisões e a energia é reduzida a uma milionésima parte do um por cento da energia original. Os nêutrons termais continuam se espalhando elasticamente com os núcleos da formação. Finalmente cada um é capturado por um dos núcleos, que ficam após captura em estado excitado, e na maioria dos casos emite instantaneamente radiação gama de “captura” cuja energia identifica o núcleo emissor (ver Figuras 2.7, 2.8, 2.9) (Welex, 1984).

No modo de absorção, o processo mais importante é aquele que determina o desaparecimento dos nêutrons provenientes da fonte, isto é, a reação de captura de nêutrons termais. As seções de choque normais de captura (Probabilidade de captura) dos nêutrons termais ao contrário que as de espalhamento elástico e inelástico, dependem muito da natureza do núcleo. Um núcleo de cloro, por exemplo, tem 100.000 vezes maior probabilidade de capturar um nêutron termal do que um núcleo de oxigênio.

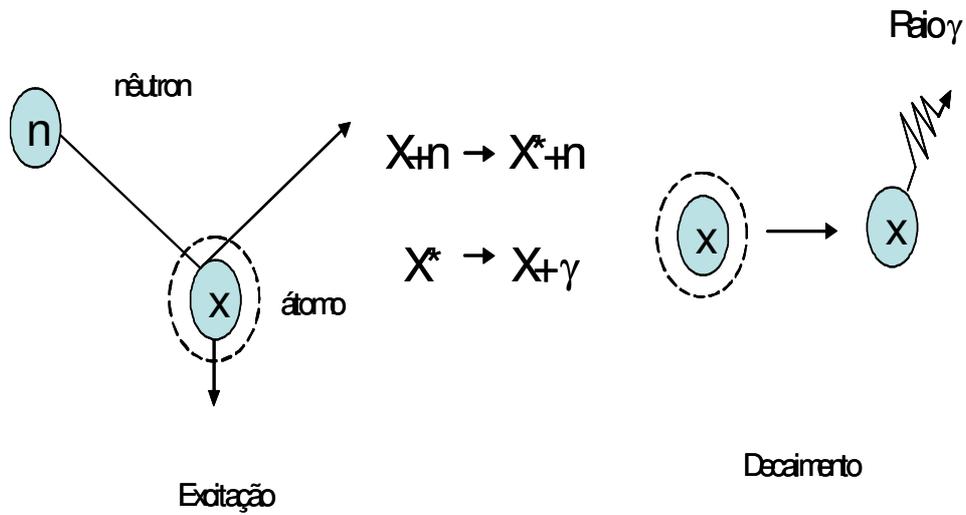
Tem-se a seguinte:

$$FN \propto \frac{1}{IH}, \quad (2.13)$$

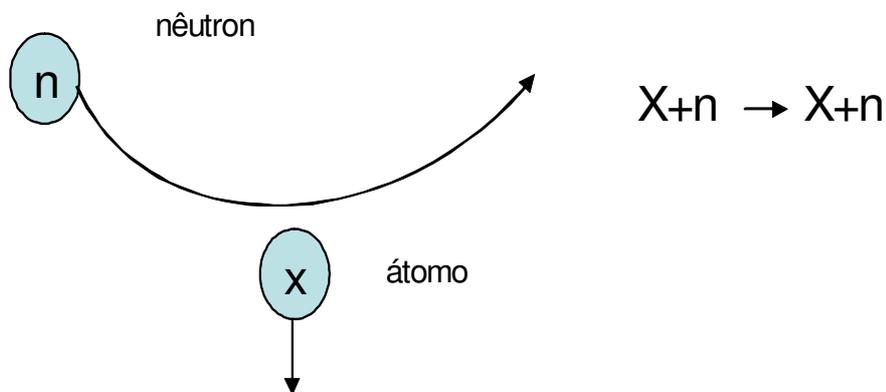
em que  $IH$  é o índice de hidrogênio e  $FN$  é o fluxo neutrônico. Esta equação mostra que  $FN$  é inversamente proporcional a  $IH$ , considerando que  $IH$  está relacionado com a quantidade de fluido no poro,  $FN$  é também inversamente proporcional à porosidade. Uma elevada quantidade de nêutrons indica baixo índice de hidrogênio e conseqüentemente, baixa porosidade. No entanto esta relação de porosidade é somente aproximada, posto que existem distintos tipos de fluidos na formação que podem conter quantidades distintas de hidrogênio; por exemplo, nos folhelhos, nem todo o hidrogênio se encontra no espaço dos poros (Welex, 1984).



**Figura 2.7.** Efeito de captura do nêutron, o qual deixa em estado excitado o átomo emitindo neste processo raios gama de captura.



**Figura 2.8.** Interação inelástica do nêutron com o átomo resultando no final em um processo de decaimento com emissão de raio gama.



**Figura 2.9.** Interação elástica do nêutron sem transferência de energia potencial ao núcleo e sem emissão de raio gama.

Existem três tipos de fontes de nêutrons: fissão espontânea, misturas de  $\alpha$ -emissores como berílio e geradores de nêutrons. Na perfilagem a, fonte mais comum são os  $\alpha$ -emissores. Para se construir uma fonte tipo  $\alpha$ -emissores, basta colocar um material radioativo, tipo Plutônio ou Amerício, em contato com um elemento que tenha seus nêutrons fracamente unidos, como o Berílio. As partículas alfa produzidas pelo Pu (Plutônio, 24,320 anos) ou Am (Amerício, 458 anos) colidindo com os núcleos de Berílio (Be) expulsam do mesmo alguns nêutrons. A reação da mistura produz um nêutron e três partículas  $\alpha$  ou um núcleo  $^{12}\text{C}$ . Os nêutrons produzidos são emitidos continuamente, e tem entre 1 e 12 Mev de energia, sendo a maioria abaixo de 4,5 MeV. Esses nêutrons “rápidos” (de alta energia) sofrem sucessivas colisões com os núcleos de vários átomos da formação e dos fluidos, a energia é perdida durante as colisões e, em consequência disso, os nêutrons se tornam “lentos” ou “termais”. Esses nêutrons lentos são então capturados por átomos, os quais emitem raios gama de captura (Desbrantes, 1985; Nery 1990).

A quantidade de energia perdida durante uma colisão elástica pode ser definida como:

$$FE = \frac{4m}{(1+m)^2}, \quad (2.14)$$

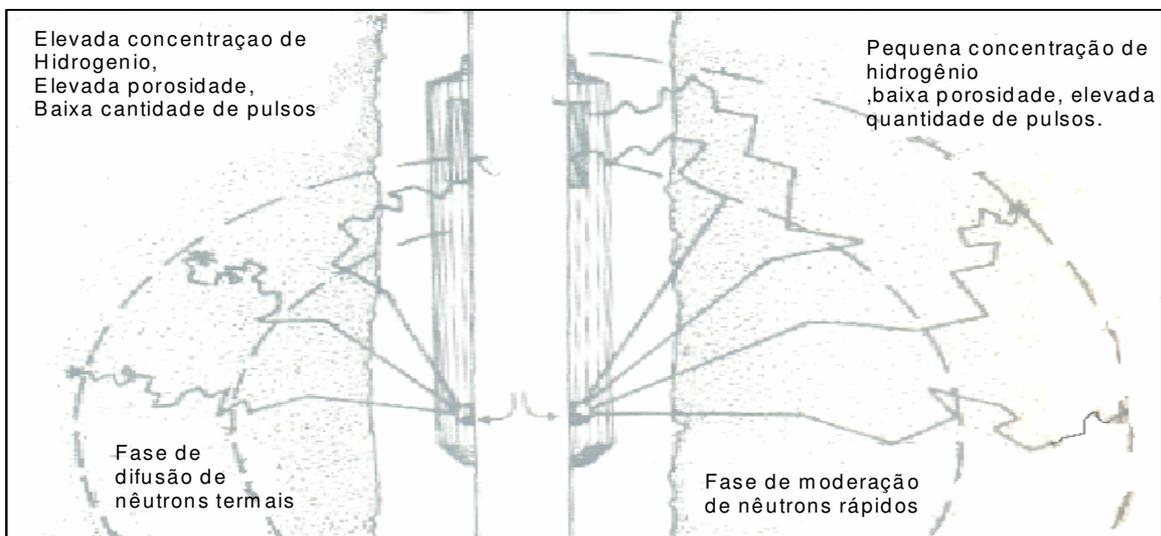
em que:

$FE$  → energia fracional perdida,

$m$  → massa do núcleo colidido em unidade de massa atômica (u.m.a).

De uma maneira geral,  $FE$  é proporcional à massa do átomo colidido observa-se que à medida que aumenta a massa do núcleo colidido, a energia fracional perdida diminui. Por esse princípio, a perda mais significativa de energia ocorre quando um nêutron colide com um átomo de hidrogênio (elemento com menor massa do núcleo), visto que este tem praticamente a mesma massa de um nêutron, sendo assim, a máxima quantidade de energia perdida é uma função da concentração de hidrogênio (Brock, 1986).

A distância percorrida pelo nêutron varia com a quantidade de hidrogênio presente, como mostrado na Figura 2.10. Se o hidrogênio, numa formação, está presente nos fluidos que preenchem os poros, essa distância é função da porosidade. Para poros preenchidos com óleo ou água, a distância percorrida é pequena. No entanto, ela é grande para baixas porosidades ou para formações contendo gás (Desbrantes, 1985).



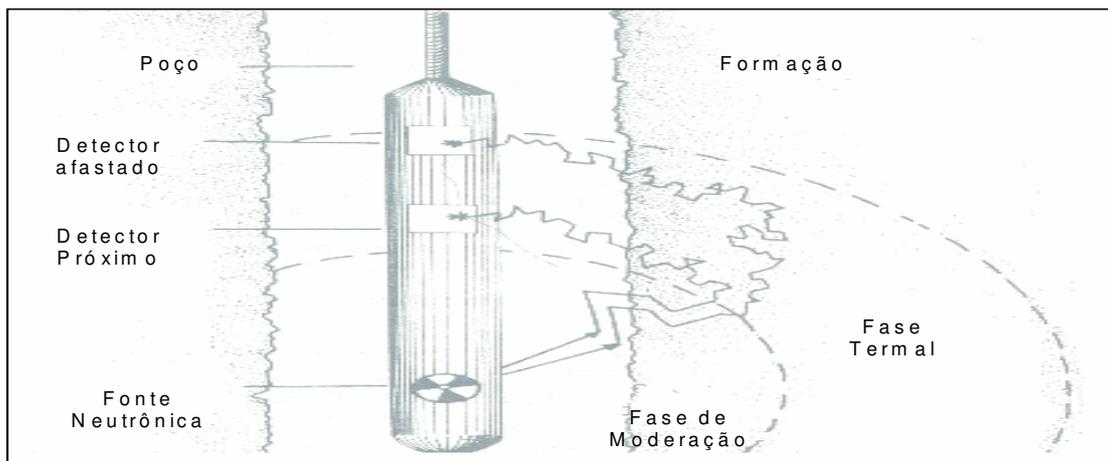
**Figura 2.10.** Ferramenta neutrônica hipotética de um só detector em ambiente de poço (Welex, 1984).

A ferramenta neutrônica (PHIN) mede basicamente a concentração de hidrogênio que há na formação, como resultado da contagem de nêutrons térmicos. Este hidrogênio esta

presente na água, óleo e gás. Em geral se mede a quantidade de fluido que há na formação, os fluidos contém percentagens de hidrogênio muito maiores que a rocha matriz e esta informação é utilizada para determinar a porosidade da formação (Asquith & Gibson, 1982; Welex, 1984; Nery, 1990).

Quando os poros são preenchidos com gás em maior quantidade do que óleo e água, haverá uma redução no valor da porosidade neutrônica. Isso ocorre porque a concentração de hidrogênio no gás é menor do que na água ou no óleo. Esse efeito é conhecido como Efeito do Gás (Asquith & Gibson, 1982).

Inicialmente, as ferramentas neutrônicas apresentavam um transmissor e um receptor, o *Sidewall Neutron Log* (SNL). As ferramentas atuais apresentam um transmissor e dois receptores, como é o caso do *Compensated Neutron Log* (CNL) que tem a configuração mostrada na Figura 2.11.



**Figura 2.11.** Fluxos hipotéticos dos nêutrons em uma ferramenta dual de porosidade neutrônica (Welex, 1984).

A vantagem do CNL (a Figura 2.12 mostra como este perfil é apresentado) sobre o SNL é que o primeiro não é afetado pelas irregularidades do poço. Ambos os perfis são registrados em unidades de porosidade aparente de calcário, arenito ou dolomita. Assim, se uma formação é composta de calcário e o perfil neutrônico é registrado na unidade de porosidade aparente do calcário, então, a porosidade aparente é igual a porosidade verdadeira. Contudo, se a formação é composta de arenito ou dolomita, a porosidade

aparente do calcário deve ser corrigida para porosidade verdadeira com o uso de uma carta de correção apropriada (Asquith & Gibson, 1982).

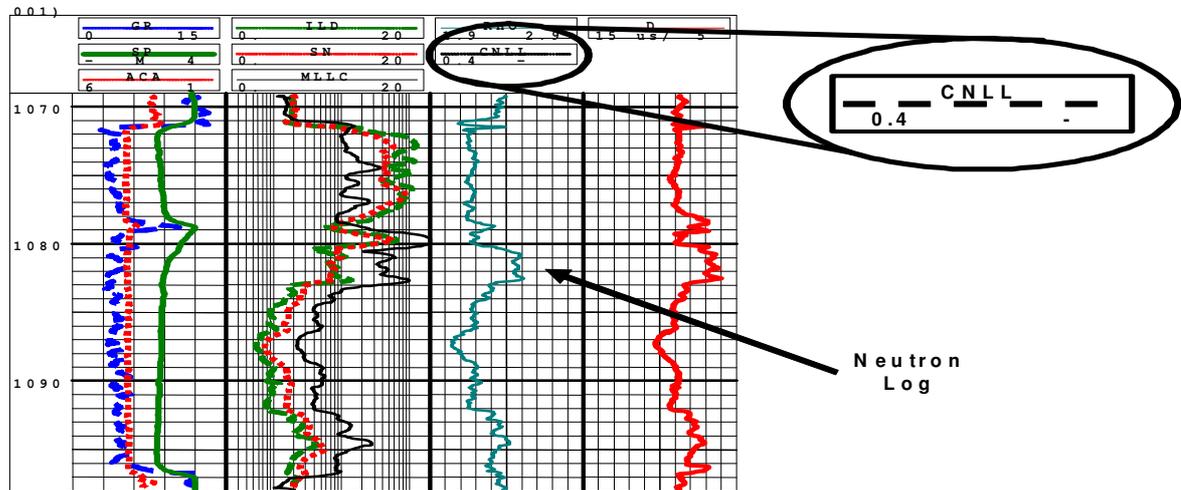


Figura 2.12. Apresentação característica do perfil PHIN (Adaptado das aulas Silva, 2003)

## 2.5 Perfil PHID

Nos anos recentes as perfilagens nucleares que medem a densidade das camadas profundas do subsolo tornaram-se muito importantes para os engenheiros de petróleo e para os analistas de perfis. As porosidades deduzidas dos registros de densidade podem ser combinadas com medidas de resistividade e porosidade neutrônica, facilitando o cálculo da saturação de água nas formações. Outras combinações de dados provenientes da perfilagem de densidade com os dados do sônico e porosidade neutrônica, podem servir para determinar as litologias das formações e para detectar saturações de gás significativas. Em algumas áreas o registro de densidade é usado sem informações suplementares (outros perfis), podendo proporcionar dados suficientes como para fazer avaliações de zonas de interesse (Welex, 1984).

A Perfilagem de Densidade (RHOB) consiste na detecção de raios gama atenuados, provenientes de uma fonte radiativa (Cobalto-60 ou Césio-137) situada na ferramenta de perfilagem como mostra a Figura 2.13 (Serra, 1984; Welex, 1984).

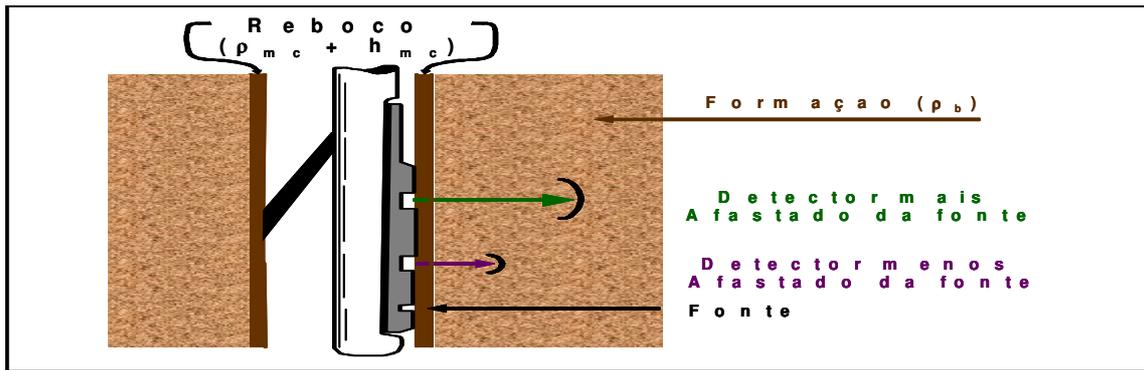


Figura 2.13. Esquema de Ferramenta de densidade com dois detectores.

Os raios gama provenientes da fonte passam através da parede exterior das ferramentas, e da parede do poço e penetram na formação. Parte desta radiação se espalha dentro da mesma e quantifica-se por meio de um ou mais detectores situados nas ferramentas. Pode-se então relacionar a atenuação observada entre a fonte e o detector com a densidade da formação. A Equação (2.15) relaciona a quantidade real contada de pulsos no detector com a densidade total RHOB ( $\rho_b$ ) (Welex, 1984; Nery, 1990).

$$C = I_o e^{-\mu_m x(SD) \rho_b} \quad , \quad (2.15)$$

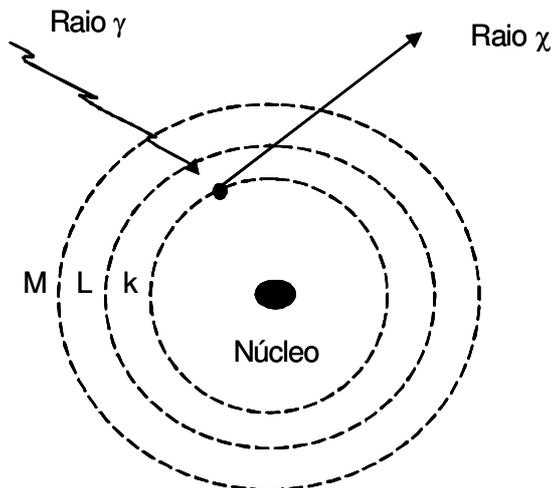
Nesta expressão,  $I_o$  é um valor representativo da intensidade da fonte;  $\mu_m$  é o coeficiente de atenuação de massa da zona onde passa o raio detectado ou coeficiente de absorção e  $x(SD)$  é um fator geométrico que depende da trajetória fonte-detector percorrida pelo raio gama até ser detectado pela ferramenta (Nery, 1990; Welex, 1984).

Esta equação, mostra que a quantidade de pulsos diminuirá exponencialmente com o aumento do coeficiente de atenuação ou a densidade da formação do poço ( $\rho_b$ ) aumente, também quando aumente a distância da fonte detector. A variável  $\mu_m$  corresponde à soma de três termos correspondentes aos a três de interação dos raios gama com a matéria, isto e: efeito fotoelétrico, produção de pares e espalhamento Compton:

$$\mu_m = \mu_{foto} + \mu_{par} + \mu_{compton} \quad , \quad (2.16)$$

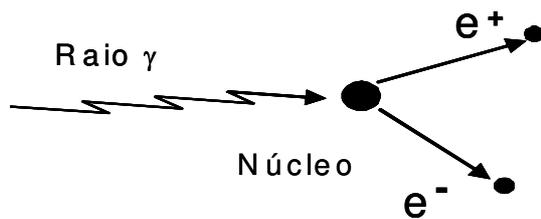
Os raios gama são partículas que não tem massa e que se movem à velocidade da luz. Estes raios gama, ou fótons colidem com a matéria e sofrem os três tipos de interação descritos acima (Serra, 1984). A seguir explicamos em que consiste cada um deles.

Efeito Fotoelétrico ( $\mu_{foto}$ ) - Implica na atenuação dos raios gama pelo efeito de absorção fotoelétrica, conforme mostrado na Figura 2.14. Neste processo o raio gama é eliminado da formação e a energia é transferida a um elétron de um elemento da formação, o qual é deslocado de sua órbita normal emitindo raio x. Isto ocorre primariamente com raios gama de energia menor que 0,5 milhões de elétrôn volts (MeV). O efeito fotoelétrico é elevado quando a energia do raio gama é baixa e quando o número atômico é elevado (Nery, 1990; Welex, 1984; Shlumberger, 1985).



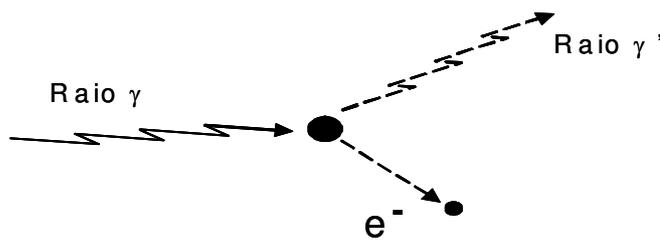
**Figura 2.14** Efeito fotoelétrico com uma energia menor de 100 KeV. O raio gama é atenuado pelo átomo e o elétron muda de camada eletrônica correspondente emitindo raio x ao voltar ao seu estado normal (adaptado do Shlumberger, 1995).

Produção de Pares ( $\mu_{par}$ ):- O raio gama colide com o núcleo o qual produz um par pósitron – elétron como é mostrado na Figura 2.15. Isto requer uma radiação gama de alta energia (Nery, 1990; Welex, 1984; Shlumberger, 1985).



**Figura 2.15.** 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 Shlumberger , 1985).

Efeito Compton ( $\mu_{compton}$ ) - Está relacionado com a atenuação causada pelo espalhamento Compton como e observado na Figura 2.16. O raio gama não desaparece mas perde energia e muda de direção ao ser defletido pelo elétron durante seu percurso (Nery, 1990; Welex, 1984; Shlumberger , 1985).



**Figura 2.16.** Efeito Compton, o raio gama é espalhado perdendo energia pela colisão com um elétron, o qual é deslocado (adaptado do Schlumberger , 1985).

Destes três processos apenas o efeito Compton não depende em grande escala dos elementos específicos do meio, isto é, ele é o mesmo para todos os elementos que se encontram normalmente na formação e nos poços. Por outro lado,  $\mu_{foto}$  e  $\mu_{par}$  estão fortemente relacionados com o número atômico  $Z$  dos átomos presentes e manifestam dependência da energia do raio gama (Welex, 1984).

O espalhamento Compton é o tipo principal de reação para medidas de densidade. Ela inicia quando um fóton incidente colide com um elétron mais externo de um átomo, e sua energia ( $h\nu$ ) se divide em energia cinética do elétron ejetado desse átomo e um fóton espalhado numa direção fazendo um ângulo  $\theta$  com a direção incidente original. O efeito Compton é a forma preferencial de interação entre os raios gama (de níveis energéticos

na ordem de 0.6 a 1,3 MeV) e as rochas. Daí a preferência pela fonte de Césio-137 de 0,667 MeV e de 33 anos de meia vida (Serra, 1984, Nery, 1990).

A ferramenta de densidade possui um emissor e dois receptores localizados a distâncias fixas. Os raios gama espalhados que chegam aos detectores são contados como um indicador de densidade da formação.

O número de colisões é função direta do número de elétrons na formação; este, por sua vez corresponde à densidade eletrônica ( $\rho_e$ ) que pode ser relacionada com a densidade volumétrica ( $\rho_b$ ) da formação pela relação abaixo:

$$\rho_e = 2\rho_b \frac{\sum Z_i}{M}, \quad (2.17)$$

em que:

$\rho_e$  → densidade eletrônica,

$\rho_b$  → densidade volumétrica,

$M$  → peso molecular,

$\sum Z_i$  → somatória dos números atômicos de todos os átomos que constituem as moléculas do composto.

O valor  $\rho_b$  no perfil corresponde à soma das densidades de todas as partes componentes da formação, isto é, matriz e fluidos presentes nos poros. O perfil é utilizado para identificar minerais evaporíticos, detectar zonas de gás, determinar a densidade de hidrocarbonetos e avaliar reservatórios areno-argilosos e litológicas complexas. A profundidade de investigação da sonda diminui à medida que aumenta a densidade da rocha (Asquith & Gibson, 1982; Brock, 1986).

A densidade volumétrica (mostrada como RHOB na Figura 2.17) de uma formação pode ser convertida em porosidade usando a Equação (2.18), a seguir, onde a densidade do fluido e a densidade da matriz devem ser conhecidas (Brock, 1986).

$$\phi_{densidade} = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f}, \quad (2.18)$$

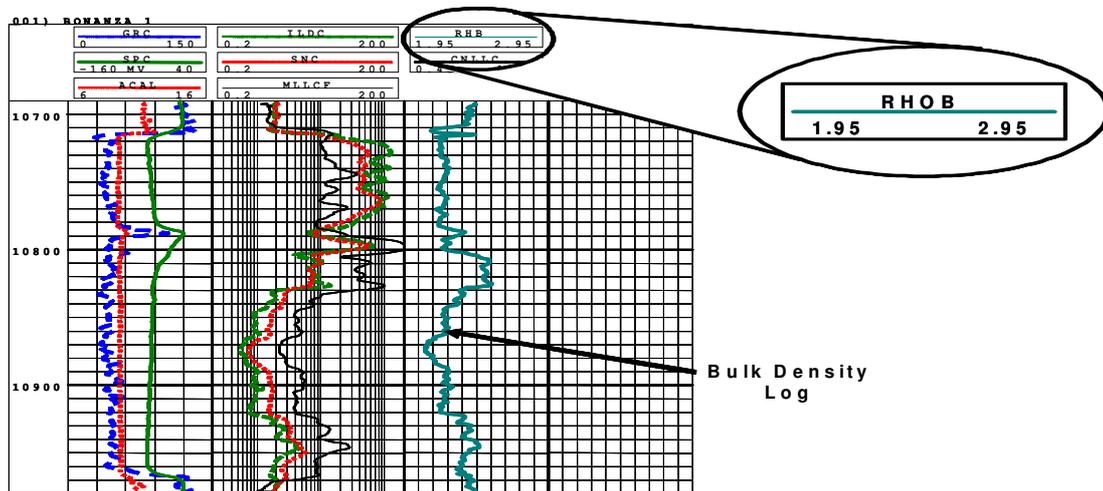
em que:

$\phi_{densidade}$  → porosidade derivada do perfil de densidade,

$\rho_b$  → densidade volumétrica da formação,

$\rho_f$  → densidade do fluido

$\rho_{ma}$  → densidade da matriz.



**Figura 2.17.** Apresentação do perfil PHID, neste caso o valor mostrado de o RHO B, mediante o qual obtemos PHID aplicando a Equação (2.18) (adaptado notas de aula, Silva, 2003).

### CAPÍTULO 3. FUNDAMENTOS TEÓRICOS DA REGRA FUZZY

A lógica *Fuzzy* é um super conjunto da lógica “booleana” tradicional que estende esta lógica incluindo o conceito de parcialmente verdadeiro, ou seja, valores entre o completamente verdadeiro (1) e o completamente falso (0). Esta variação é representada por um conjunto nebuloso, através de uma função que gera um número dentro do intervalo (0, 1).

Isto pode ser obtido através dos conjuntos *Fuzzy*, onde inicialmente definimos as variáveis lingüísticas, que no caso deste exemplo poderia ser a variável *idade*, e depois definimos os conjuntos nebulosos associados a esta variável (*Fuzzy sets*), tais como: jovem, adulto e idoso. Uma variável *Fuzzy* não resultaria em uma única resposta determinística, mas em um conjunto de respostas, sendo que cada posição deste conjunto é o valor para cada termo nebuloso da variável. Por exemplo, uma pessoa com 33 anos seria { 0.07 ; 1.0 ; 0.0 }, ou seja, ainda é pouco jovem (0.07), totalmente mediana (1.0) e não é idosa (0.0).

Os sistemas especialistas *Fuzzy* utilizam um conjunto de regras do tipo “If-Then”, baseadas em variáveis nebulosas. Primeiramente as variáveis de entrada sofrem um processo de *Fuzzificação*, ou seja, os conjuntos nebulosos das variáveis lingüísticas de entrada são ativados. Terminado este processo efetua-se a inferência sobre o conjunto de regras nebulosas obtendo os valores dos termos das variáveis de saída. Finalmente, as variáveis de saída sofrem um processo de *defuzzificação*. Este processo consiste em converter os dados nebulosos para valores numéricos precisos. Para isto são utilizadas várias técnicas, tais como valor máximo, média dos máximos, média local dos máximos, centro de gravidade, ponto central da área e o centro da média. Estes métodos citados anteriormente referem-se ao modelo nebuloso denominado Mamdani. Também existe um outro método chamado Takagi-Sugeno que se diferencia do primeiro pelo processo de *defuzzificação* empregado. Portanto, um sistema *Fuzzy* deve oferecer ao usuário a capacidade de: (i) definir as variáveis e conjuntos nebulosos; (ii) definir regras If-Then e operadores lógicos (*And*, *Or*) que manipulem as variáveis nebulosas; (iii) realizar inferências usando as regras; (iv) oferecer diferentes métodos de *defuzzificação* das variáveis de saída.

### 3.2 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 possam ser correlacionada por uma seqüência *Fuzzy* descrita numa matriz de partição  $U$ , satisfazendo as seguintes condições:

$$\mu_{ik} \in [0,1], \text{ onde } 1 \leq i \leq c \text{ e } 1 \leq k \leq n; \quad (3.1)$$

$$\sum_{i=1}^c \mu_{ik} = 1; \quad (3.2)$$

$$0 \leq \sum_{k=1}^n \mu_{ik} \leq n; \quad (3.3)$$

e que  $c$  é o número de grupos selecionados e  $n$  é o número de dados. A condição dada pela Equação (3.1) significa que os dados pertencem a vários grupos, com diferentes graus de pertinência. Já as condições dadas pelas equações (3.2) e (3.3) requerem apenas que o grau total da matriz de partição para cada dado seja normalizado a 1, e não podem pertencer a mais grupos do que o número total existente.

A localização de um grupo é representada pelo seu valor central  $v_{ij}$  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 Euclideana,  $d_{ik}$ , a dissimilaridade entre os pontos em um grupo e seu valor central, que de acordo com Bezdek & Pal (1992), é dada por:

$$d_{ik} = \|x_k - v_i\| = \left[ \sum_{j=1}^p (x_{kj} - v_{ij})^2 \right]^{1/2} \quad (3.4)$$

A partição fuzzy, de acordo com este critério, é feita minimizando o seguinte funcional ou função objetiva, na forma:

$$F(\mu, v) = \sum_{i=1}^c \sum_{k=1}^n (\mu_{ik})^m (d_{ik})^2 ; \quad (3.5)$$

e resulta em :

$$U_{ik} = \left[ \frac{1}{\|x_k - v_i\|^2} \right]^{\frac{1}{m-1}} \left[ \sum_{j=1}^c \frac{1}{\|x_k - v_j\|^2} \right]^{-1} , \quad (3.6)$$

tal que:

$$v_i = \frac{1}{\sum_{k=1}^n (U_{ik})^m} \sum_{k=1}^n (U_{ik})^m x_k , \quad \text{para } 1 < i < c . \quad (3.7)$$

O sistema descrito pelas Equações (3.4)-(3.6) não pode ser resolvido 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 tal problema é o algoritmo ISODATA, proposto por Bezdek (1980) onde, para cada  $m \in (0,$

$\infty$ ), resolve-se iterativamente as condições necessárias dadas pelas Equações (3.1), (3.2) e (3.3), e ao mesmo tempo converge para um ótimo local da Equação (3.5).

Fukuyama & Sugeno (1989) propuseram para a determinação de  $c$  ótimo a seguinte medida de validade fuzzy,

$$S(c) = \sum_{k=1}^n \sum_{i=1}^c (\mu_{ik})^m (\|x_k - v_i\| - |v_i - \bar{x}|)^2, \quad (3.8)$$

Em que  $x_k$  é o  $k$ -ésimo vetor de dados,  $v_i$  é o vetor valor central do  $i$ -ésimo grupo e  $\bar{x}$  é a média do dado. Os dois termos entre parênteses representam a variância dos dados dentro de cada grupo e a variância dos grupos, respectivamente. Assim, o número ótimo de grupos é determinado como o mínimo do funcional  $S(c)$  quando  $c$  cresce.

### 3.2 Algoritmo ISODATA

O algoritmo ISODATA pode ser condensado em 6 passos básicos:

PASSO 1: Seleciona-se o número ótimo de grupos  $c$  ( $2 \leq c \leq n$ ) de acordo com a Equação (3.8), 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  $I = 0$ ;

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

PASSO 4: De posse dos valores de  $c$ ,  $m$  e da matriz  $\mu_{ik} = U^{(I-1)}$ , calcula-se os centros de cada grupo usando a Equação (3.7);

PASSO 5: Calcula-se a nova matriz de partição *Fuzzy*  $U^{(I)}$  através da equação (3.6), usando os valores dos centros dos grupos do PASSO 4.

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

$$\varepsilon = \|U^{(I)} - U^{(I-1)}\|, \quad (3.9)$$

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

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

se  $\Delta \leq \varepsilon \rightarrow$  FIM

### 3.3 Controladores Fuzzy Paramétricos

#### 3.3.1 Operações clássicas

É importante conceituar as operações clássicas entre conjuntos ordinários ao domínio dos conjuntos difusos. Ainda que haja inúmeras maneiras de se implantar tal extensão, mostraremos brevemente apenas as definições mais freqüentes utilizadas neste contexto (GODOY, M, 2001).

Sejam A e B subconjuntos de X. Sua união é um subconjunto difuso  $A \cup B$ , definido por:

$$(A \cup B)(x) = \max(A(x), B(x)) = A(x) \vee B(x), \forall x \in X, \quad (3.10)$$

em que “ $\vee$ ” é utilizado para representar uma disjunção lógica.

$$(A \cap B)(x) = \min(A(x), B(x)) = A(x) \wedge B(x), \forall x \in X, \quad (3.11)$$

onde “ $\wedge$ ” é utilizado para representar uma conjunção lógica.

#### 3.3.2 Princípios Básicos dos Controladores Fuzzy Paramétricos.

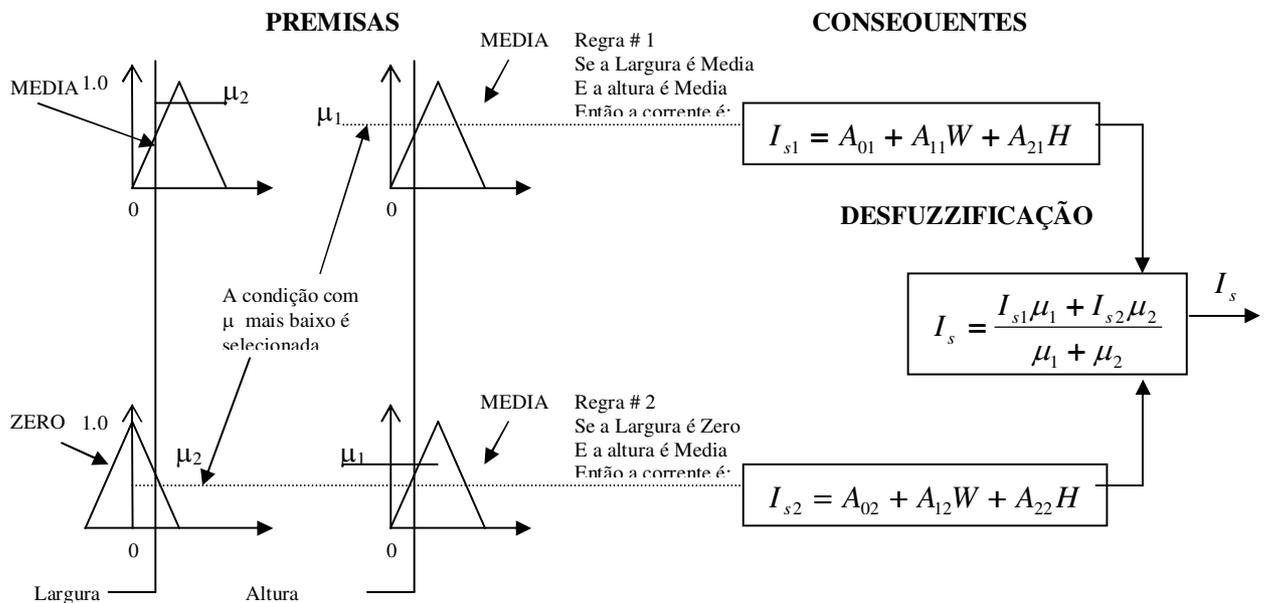
A forma paramétrica das regras Fuzzy foi mencionada como sendo a segunda estrutura de controle fuzzy. O formato genérico de uma regra na forma paramétrica é:

$$SE S_1=S_1^i \text{ e } S_2=S_2^i \text{ então } V_{out}^i = a_o^i + a_1^i s_1 + a_2^i s_2 + \dots + a_p^i s_p \quad (3.12)$$

onde  $S_i$  é uma variável de entrada,  $S_j^i$  é uma função de pertinência lingüística *Fuzzy*, e o conjunto de coeficientes  $a_j^i$  é os conjunto de parâmetros a ser identificado (GODOY, 2001). Os princípios desse algoritmo de identificação de sistemas estão ilustrados na Figura 3.1 A idéia por trás dessa abordagem é combinar uma descrição global baseada em regras com aproximações lineares locais por médio de um modelo de regressão linear correspondente a um modelo linear de entrada e saída que se usaria para descrever o sistema localmente. Em outras palavras, é uma abordagem híbrida que combina um

método fuzzy baseado em regras e um método matemático: os antecedentes (SE) definem os trechos superpostos relacionados à transferência de entrada e saída, e os conseqüentes (ENTÃO) definem aproximações lineares para estes trechos. O exemplo 1 (Extraído de GODOY, M., 2001) mostra que a porção da premissa das regras *Fuzzy* é idêntica à abordagem baseada em regras, mas os conseqüentes são descritos por equações matemáticas. Abaixo estão mostrados dois exemplos de regras no método paramétrico, onde os pulsos de corrente de um retificador trifásico são observados em um equipamento, e são formadas regras empíricas, baseadas na largura ( W ) e altura ( H ) desses pulsos, as quais contribuem para o valor da corrente eficaz (  $I_s$  ).

### Exemplo



**Figura 3.1.** Princípios do algoritmo paramétrico *Fuzzy* (Modificado de Godoy, 2001).

Regra 1:

SE largura ( W ) = média E altura ( H ) = baixa

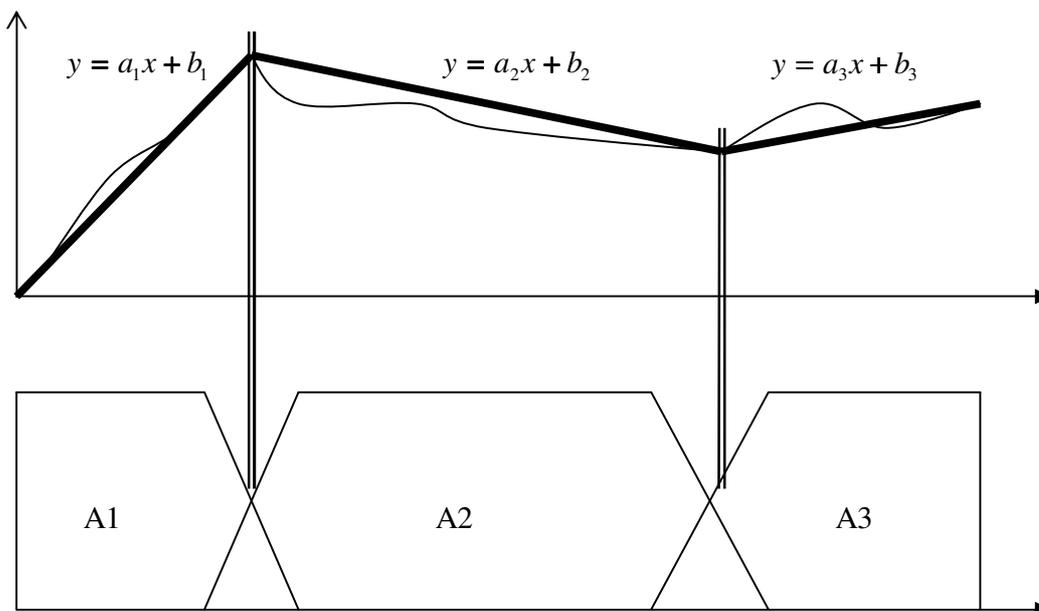
ENTÃO corrente RMS  $I_s = A_{01} + A_{11}L + A_{21}H$

Regra 2:

SE largura ( W ) = baixa E altura ( H ) = media

ENTÃO corrente RMS  $I_s = A_{02} + A_{12}L + A_{22}H$

No exemplo 1 os consequentes são funções lineares das variáveis de entrada W e H, e os parâmetros  $A_{ij}$  são coeficientes constantes. Os coeficientes  $A_{ij}$  podem ser determinados por análise de regressão linear baseadas em procedimentos estatísticos, e depois ajustados por simulação. No método paramétrico, os coeficientes da equação linear  $A_{ij}$  são treinados por dados de exemplos. Isso é comparável à fase de aprendizagem de uma rede neural, onde os dados de entrada e a saída desejada correspondente são apresentados à rede de modo a estabelecer-se os pesos sinápticos (GODOY, 2001).



**Figura 3.2.** Descrição local linear através de um modelo fuzzy paramétrico (Modificado de Godoy, 2001).

### 3.3.3 Estabelecendo as funções de pertinência

As funções de pertinência podem ser funções do tipo gaussianas definida como:

$$\mu_{A_{ij}}(x) = \exp\left(-\left[\frac{x - v_{ij}}{\sigma_{ij}}\right]^2\right), \quad (3.13)$$

onde :

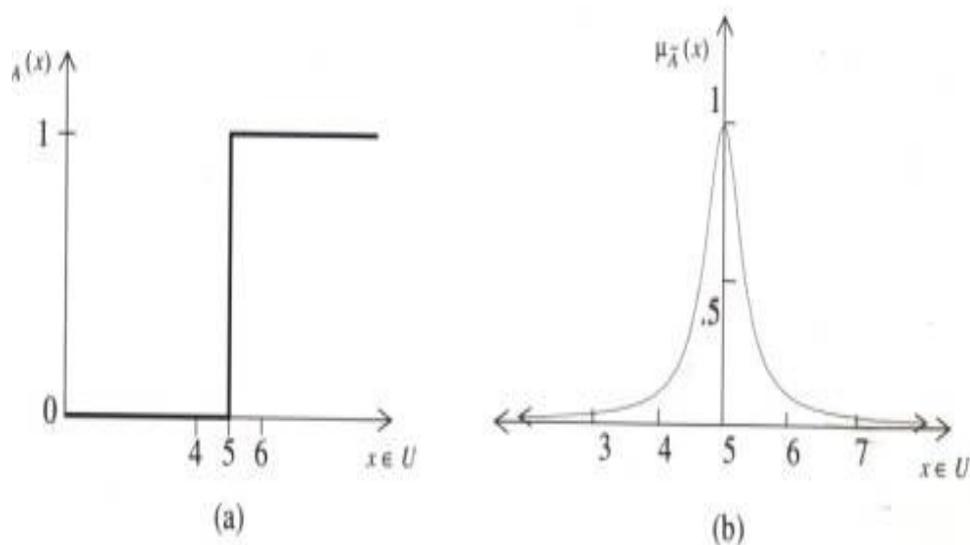
$\mu_A(x)$  → Função Gaussiana (utilizada para encontrar o grau pertinência),

$x$  → Dado utilizado (valor no perfil utilizado),

$v_{ij}$  → Valor central definido com a matriz center,

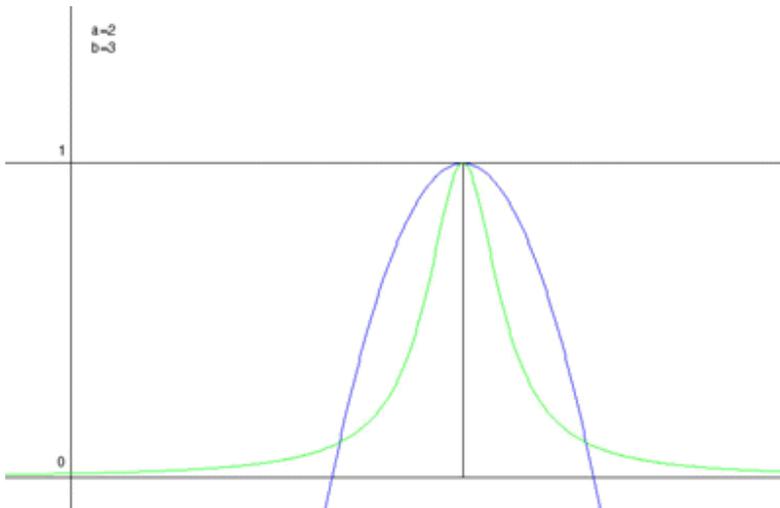
$\sigma_{ij}$  → Desvio Padrão.

com as coordenadas centrais do grupo  $v_{ij}$  e os parâmetros  $\sigma_{ij}$  controlando, respectivamente, a média e amplitude (variância) das funções de pertinência. Outros tipos de funções tais como a triangular o trapezoidal, podem também ser consideradas (Finol, 2001).



**Figura 3.3** Comparação da função crisp com função *Fuzzy* de tipo Gaussiana

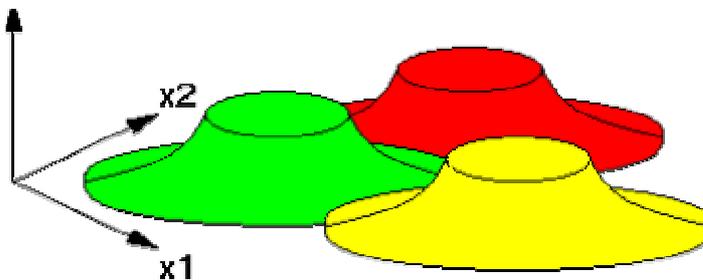
Na Figura 3.3 (a) mostramos uma função “crisp”, que muda abruptamente de valor em um certo ponto, e na Figura 3.3 (b) podemos observar uma função *Fuzzy* do tipo Gaussiana a com uma distribuição mais suave e com melhor efeito de centralização (não troca abruptamente).



**Figura 3.4** Comparação de função parabólica com função gaussiana.

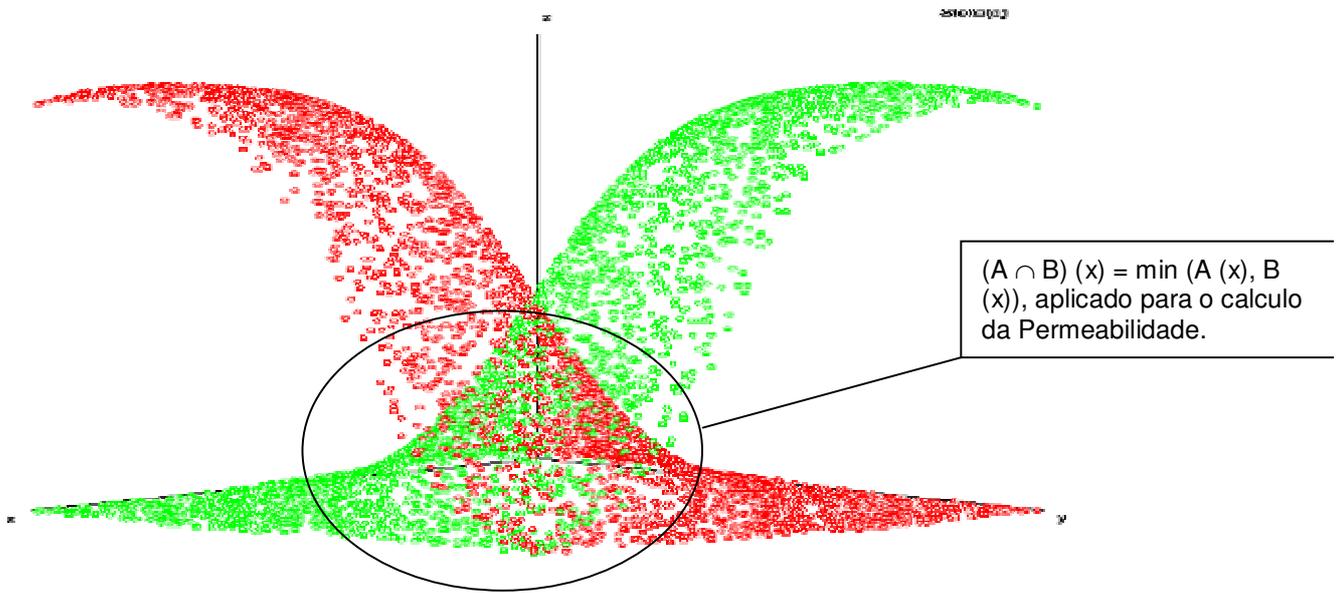
A curva azul da Figura 3.4 representa uma função parabólica e a verde representa uma função Gaussiana. Ambas curvas tem o mesmo centro e a mesma variância. Note que a função Gaussiana nunca alcança o valor zero. A Figura 3.5 mostra a distribuição dos grupos no caso de duas variáveis lingüísticas.

Grau de Pertinência



**Figura 3.5** Visualização da aplicação de 2 variáveis vs o grau de pertinência com aplicação de 3 grupos.

Supondo que se trabalhe com 3 variáveis conforme mostrado na Figura 3.6, e com dois grupos, a visualização da distribuição gaussiana utilizada juntamente com a técnica dos mínimos pode ser visualizada nesta figura 3.b.



**Figura 3.6** Visualização da distribuição Gaussiana com 3 variáveis lingüísticas e 2 grupos e o efeito da aplicação da técnica dos mínimos.

Observa-se que os pontos utilizados são aqueles que pertencem à interseção de ambas funções projetadas no espaço  $R^3$ , como mostra a Figura 3.6, e que neste caso são os valores centrais dentro do círculo.

## CAPÍTULO 4. DESCRIÇÃO DA ÁREA ESTUDADA.

### 4.1 Bacia de Campos

A Bacia de Campos é uma bacia marítima, típica de margem divergente. Foi intensamente estudada, se tornando um dos maiores patrimônios petrolíferos da plataforma continental brasileira. Estende-se ao longo do litoral do estado do Rio de Janeiro e ocupa uma área aproximada de 100.000 km<sup>2</sup>, dos quais apenas 500 km<sup>2</sup> são em área emersa. Está situada entre os paralelos 23°2' e 21°4' (S) e os meridianos 41°41' e 39°57' (W), e é limitada a oeste pela costa batimétrica de 3.400m. Para o norte, a bacia é parcialmente isolada da Bacia do Espírito Santo (na região de águas profundas) pelo Alto de Vitória, um bloco elevado de embasamento, que coincide com a terminação oeste da Cadeia de Vitória-Trindade, um importante lineamento oceânico daquela área.



Figuras 4.2 Campos da Bacia de Campos (www.petrobras.com.br)

A PETROBRAS tem 39 campos de petróleo na Bacia de Campos, que garante mais de 80% da produção nacional. Esses campos contém reserva de óleo equivalente da ordem de 9,7 bilhões de barris ([www.petrobras.com.br](http://www.petrobras.com.br)).

Em águas ultraprofundas, não existe uma separação efetiva entre as bacias de Campos e do Espírito Santo. Para o sul, o Arco de Cabo Frio limita a Bacia de Campos, e aquela região comportou-se como um foco de persistente magmatismo durante a história evolutiva da bacia. Naquela área, sedimentos turonianos a campanianos ocorrem intercalados a rochas vulcanoclásticas, basaltos e diques de diabásio de 90 a 80 Ma de idade (Milani *et al.*, 2000).

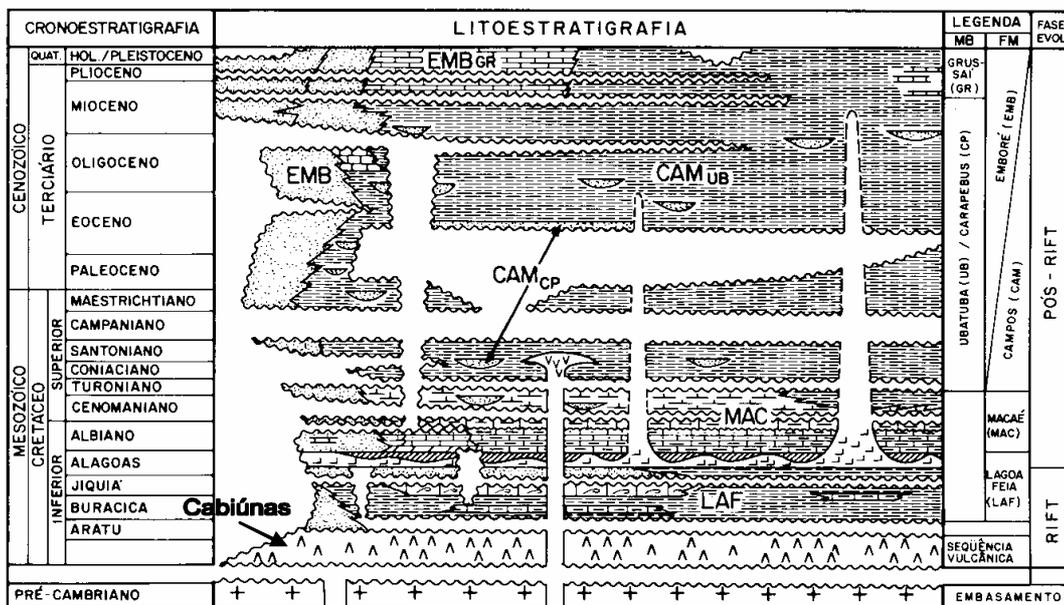


Figura 4.3. Coluna estratigráfica da Bacia de Campos (extraído de Lemos, 2004)

Posteriormente, durante o Albiano, com o pequeno influxo de clásticos e as condições marinhas prevalecendo na bacia, instalou-se uma ampla plataforma carbonática informalmente conhecida como “Macaé Água Rasa”, a qual compreende espesso leitos de calcarenito e calcirudito que, localmente, aparecem completamente dolomitizados. No final do período Albo-Cenomiano, a seção carbonática foi “afogada” devido à rápida elevação do nível do mar; e a aceleração do processo de halocinese, causada pelo aumento da taxa de basculamento, gerou estruturas associadas à falhas de crescimento.

Essa etapa caracterizou uma fase transgressiva de sedimentação, quando se depositaram calcilitos, margas e folhelhos de água profunda conhecidos como Seção Bota. Controlados por uma topografia de fundo irregular, sedimentos clásticos grosseiros, formando leques turbidíticos acanalados, denominados Arenito Namorado, foram depositados por amplas áreas da bacia. Essa seqüência compõe a Formação Macaé que, nas áreas mais proximais, é constituída por conglomerados e arenitos pobremente selecionados (Milani *et al.*, 2000).

Este evento persistiu até o Cretáceo Superior, onde o Grupo Campos recobre discordantemente a Formação Macaé, e representa o preenchimento desta bacia marginal durante a fase final de subsistência térmica e basculamento do substrato para leste. O pacote é representado por sedimentos proximais, areno-conglomerático-carbonático (Formação Emborê) que gradam para folhelhos nas porções distais (Formação Ubatuba). A Formação Ubatuba compreende milhares de metros de espessura de folhelhos e margas, com arenitos turbidíticos intercalados, que correspondem ao Membro Carapebus.

Inquestionavelmente, a rocha geradora de hidrocarbonetos da Bacia de Campos é formada pelos folhelhos orgânicos lacustres da seção pré-sal da Formação Lagoa Feia. A análise dos "plays" indica que os principais reservatórios da bacia são arenitos turbidíticos de idade cretácea/terciária, seguidos de calcarenitos albianos e coquinas barremitanas.

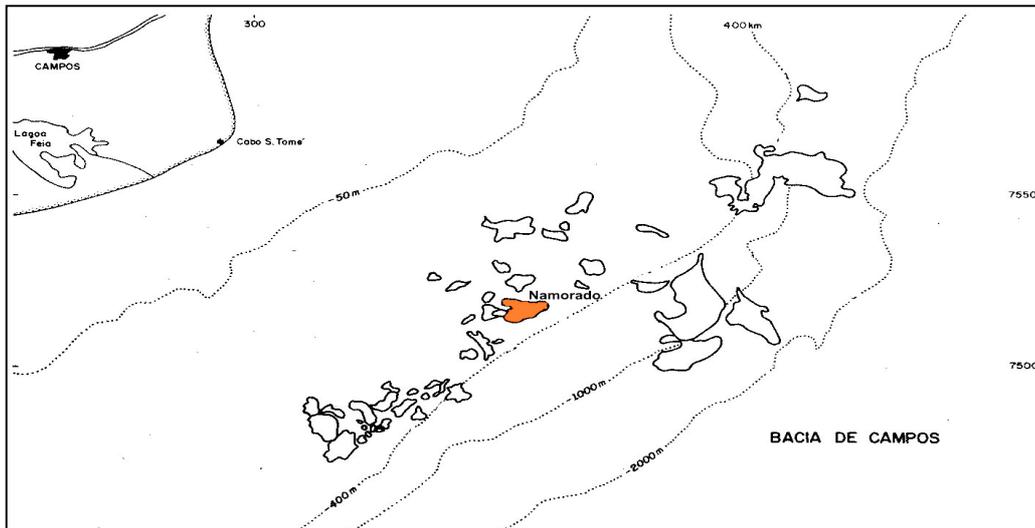
De acordo com o contexto geológico e estratégico, e em termos de tecnologia de produção de petróleo, a Bacia de Campos pode ser dividida em três compartimentos: proximal, intermediário e distal. O comportamento proximal se localiza entre a linha da costa e a lâmina d'água de aproximadamente 100 m. O intermediário, entre as cotas batimétricas de 100 e 2.000 m, aproximadamente. E o distal, acima de 2.000 m até a região com muralhas de sal mais contínuas, que se localizam em torno de 3.000 m (Schlumberger, 1998).

Na Bacia de Campos existem dezenas de campos produtores de petróleo, destacando-se entre eles o Campo de Namorado.

#### 4.1.1 Campo de Namorado

O campo de Namorado (Figura 4.3) foi o primeiro gigante da plataforma continental brasileira, cuja descoberta se deu em novembro de 1975 pelo poço pioneiro denominado 1-RJS-19. Encontra-se no compartimento intermediário da Bacia de Campos, isto é, na porção central-norte do “trend” de acumulações petrolíferas, a 80 km da costa, em cotas batimétricas variando entre 110 e 250 m (Meneses & Adams, 1990).

Localizado na seção conhecida informalmente como “Bota”, o principal reservatório deste campo é o arenito Namorado (Figuras 4.4), de origem turbidítica e idade cenomiana inferior. Essa unidade sedimentar compõe a porção da formação Macaé e, na área do campo, ocorre a profundidades variáveis entre 2900 e 3400 m (Meneses & Adams, 1980).



**Figura 4.4.** Localização do Campo de Namorado (extraído de Lemos 2004).

Segundo Meneses & Adams (1990), esse reservatório tem como principais características:

- área com fechamento do tipo misto de 23 km<sup>3</sup>,
- geometria externa – lenticular / tabular,
- limite inferior – carbonatos da formação Macaé,
- limite superior – folhelhos e margas da formação Macaé,
- limites laterais – norte e sul, por pinchout e sudeste, noroeste e sudoeste, por

- falhas,
- direção principal de ocorrência de noroeste a sudeste,
  - espessura media de 60 m , variando entre cinco e 130 m,
  - largura media de 4 km, variando de dois a seis,
  - comprimento mínimo de nove e Maximo de 14 km, com comunicação de pressão,
  - geometria interna heterogênea de baixo grau,
  - estruturas primárias dominantes de arenitos maciços,
  - constituição de arenitos arcósios,
  - textura de granulometria desde fina a grosseira e com tamanho médio dominante,
  - seleção variando de boa a má, sendo em média regular,
  - grau de arredondamento e esfericidade geralmente baixo.

Os fluidos acumulados na área do Campo de Namorado possuem vários níveis de trapecamento, tanto de natureza estrutural, como estratigráfica (Meneses & Adams, 1990).

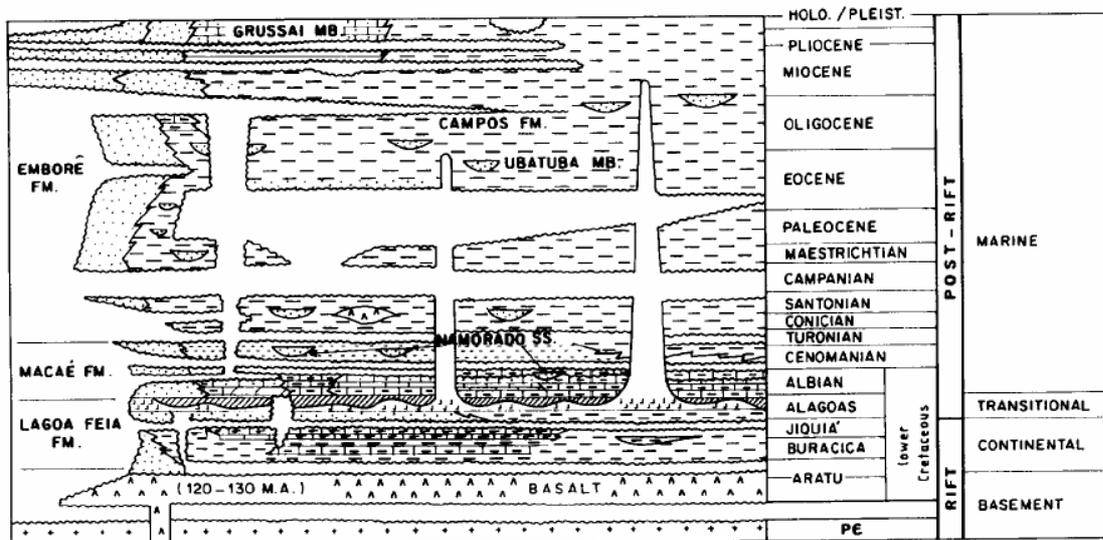


Figura 4.5. Coluna estratigráfica da Bacia de Campos destacando-se a posição dos turbiditos "Arenito Namorado".

## **CAPÍTULO 5. METODOLOGIA UTILIZADA**

### **5.1 Meios Materiais**

Foram utilizados dados de perfis de poços do Campo de Namorado da Bacia de Campos do Estado de Rio de Janeiro cujas áreas já foram descritas no capítulo anterior.

O detalhamento da obtenção dos dados, características e localização dos poços são apresentados a seguir.

#### **5.1.1 Dados dos Poços de Namorado**

Como dados de entrada para aplicação da regra fuzzy foram utilizados todos os poços onde se tem medidas petrofísicas dos testemunhos (porosidade e permeabilidade), para gerar funções aplicáveis a todo o campo.

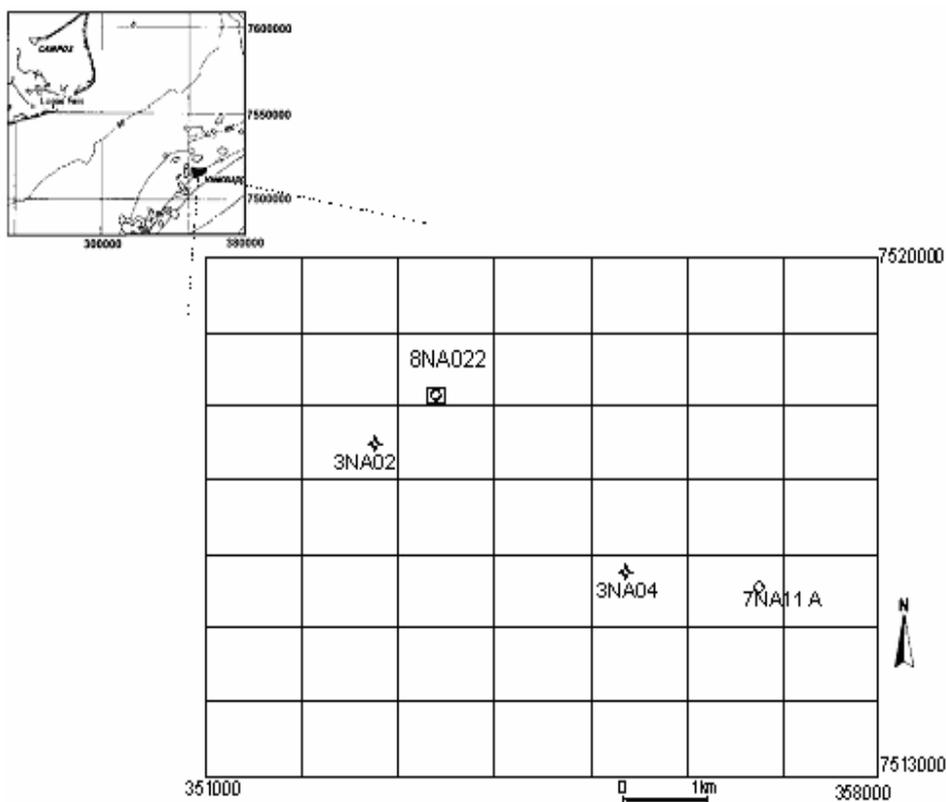
Logo após este cálculo, foi analisado um conjunto de 4 poços verticais do Campo de Namorado, na Bacia de Campos, que ocupam a região central do reservatório, através da suíte de cinco perfis para os 3 primeiros poços (Raios Gama, Sônico, Resistividade, Densidade e Porosidade Neutrônica), e quatro 4 perfis para o último poço analisado (Raios Gama, Resistividade, Densidade e Porosidade Neutrônica).

Os dados foram fornecidos pela Agência Nacional de Petróleo (ANP) através do Campo Escola de Namorado, que corresponde a um banco de dados de 56 poços verticais, disponível para as universidades com o objetivo de desenvolver programas de ensino e pesquisa.

Os dados geofísicos são compostos pelos perfis de raios gama ou GR, presente em 55 poços; resistividade ou ILD, presente em todos os poços; sônico ou DT, presente em 18 poços; densidade ou RHOB, presente em todos os poços e porosidade neutrônica ou NPHI, presente em 54 poços. A escolha dos poços a serem analisados foi baseada segundo a quantidade dos testemunhos (os que apresentam maior número), e pelo grau de representatividade destes (grau de correlação existente das medidas). A Tabela 5.1 apresenta as identificações e características gerais, quanto que a Figura 5.1 mostra um mapa de localização dos poços.

Nome do poço	Intervalo de perfilagem (m)	Lamina d'água (m)	Resultado do Poço	Profundid. Total (m)	Início da Perfuração	Término da Perfuração
3NA_0002	2975-3200	154	Extensão produtor de óleo	3250	23/nov/76	29/dez/76
3NA_0004	2950-3150	211	Extensão produtor de óleo	3200	15/jun/77	03/ago/77
7NA_0011A	3000-3200	220	Descobridor de nova jazida c/ óleo	3425	22/jul/83	14/set/83
8NA_0022	3140-3270	229	Subcomercial	3405	02/set/84	22/out/84

**Tabela 5.1.** Descrição geral dos poços de Namorado estudados (fonte : [www.bdep.gov.br](http://www.bdep.gov.br)).



**Figura 5.1.** Mapa de localização dos poços no Campo de Namorado (adaptado de Lemos 2004).

## 5.2 Cálculo de Porosidade

Os seguintes passos foram seguidos para calcular a porosidade:

(1) Carregar dados do campo do namorado e selecionar os valores de porosidade neutrônica ( $\phi_N$ ) e densidade ( $\rho_b$ ) que correspondem aos pontos testemunhados para porosidade ( $\phi_C$ ). Esta seleção objetiva a análise e teste do algoritmo:

(2) Calcular  $\phi_d$  para todos os pontos que foram selecionados

$$\phi_d = (2,65 - \rho_b)/1,65 \quad (5.1)$$

(3) Calcular  $\phi_{MED}$  (ponderado) entre os perfis  $\phi_N$  e  $\phi_d$ , obedecendo aos seguintes critérios:

Se  $\phi_N > 1,2 * \phi_d \rightarrow$  Folhelho,

$$\phi_{MED} = (2*\phi_d + \phi_N)/3; \quad (5.2)$$

Se  $\phi_N < \phi_d \rightarrow$  Gás,

$$\phi_{MED} = \sqrt{(\phi_N^2 + \phi_d^2)}/2 \quad (5.3)$$

Do contrário:

$$\phi_{MED} = (\phi_N + \phi_d)/2 \rightarrow \text{Arenitos Limpos.} \quad (5.4)$$

4) Gerar 3 matrizes  $\phi_N$  com  $\phi_C$ ,  $\phi_d$  com  $\phi_C$  e  $\phi_{MED}$  com  $\phi_C$  nos quais os dados tenham sido filtrados, assumindo uma dispersão de 5 Pu.

5) Aplicar regra fuzzy com a função intrínseca do MATLAB, isoladamente para as 3 matrizes :

$$[Center, U, Funcao\_Obj] = fcm(Data, c);$$

Os dados de saída são: **Center** (matriz correspondente aos centros dos grupos), **U** (matriz “Membership Grade”, denominada matriz do grau de pertinência) e **Funcao\_Obj** (função objetiva). Os dados de entrada são: **Data** (matriz cujas colunas são  $\phi_{MED}$  ou  $\phi_N$  ou  $\phi_d$  e  $\phi_c$ ), **c** e o número ótimo de grupos (MB, B, M, ..., A, MA, etc.) neste caso, adotou-se o valor de 3.

6) Aplicar interpolação linear para ajustar os pontos correspondentes ao grupo definido:

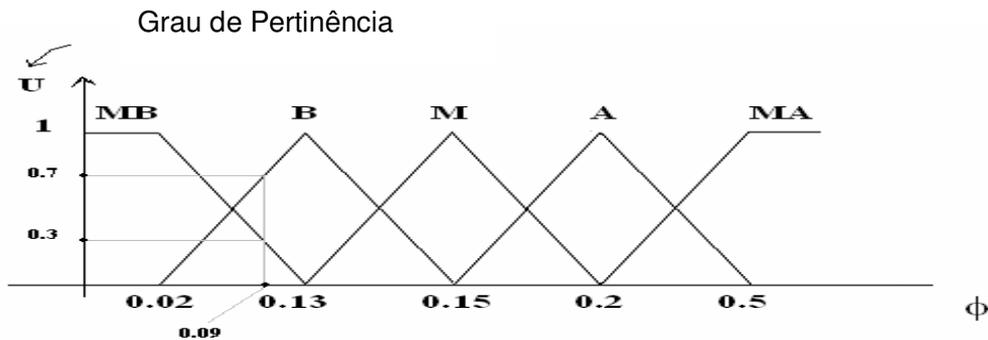
$$\phi_c = a_0 + a_1 * \phi_{MED} \text{--- equação linear} \quad (5.5)$$

7) Aplicar inversão dos dados para determinar  $a_0$  e  $a_1$ , para cada grupo ( $1 \leq g \leq 5$ ), como por exemplo, para o caso linear abaixo (Descrição da equação (5.2e) matricialmente para cálculo dos valores  $a_0$  e  $a_1$ , mediante inversão) :

$$\begin{bmatrix} \phi_{C1}^{(g)} \\ \phi_{C2}^{(g)} \\ \phi_{C3}^{(g)} \\ \cdot \\ \cdot \\ \cdot \\ \phi_{Cn}^{(g)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & \phi_{P1}^{(g)} \\ 1 & \phi_{P2}^{(g)} \\ 1 & \phi_{P3}^{(g)} \\ \cdot & \cdot \\ \cdot & \cdot \\ \cdot & \cdot \\ 1 & \phi_{Pn}^{(g)} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} a_0 \\ a_1 \end{bmatrix} \quad (5.6)$$

8) Levando em conta a distribuição dos centros e ordem dos grupos definidos, além do grau de pertinência, calculamos para o primeiro caso o  $\phi_{MED}$  dos novos dados a carregar (Poços do Campo do Namorado). Carregamos também os valores de  $\phi_N$  o  $\phi_d$  para os outros casos distribuindo-os correspondentemente ao seu valor lingüístico (Figura 5.2) conforme definido anteriormente. Já calculados  $a_0$  e  $a_1$ , e definidos os pontos nos grupos

correspondentes, construímos as curvas de ajuste para  $\phi_{AJUST}$  com PHIN, com PHID e com PHIM.



**Figura 5.2.** 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  $\phi_{MED}$ ,  $\phi_N$  e  $\phi_u$ , 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 máximos).

### 5.3 Cálculo Permeabilidade

Para calcular a permeabilidade foi feito o seguinte:

1)Carregar dados de permeabilidade e porosidade ( $\phi_C$ ) nos pontos testemunhados, e também o valor de  $V_{sh}$  calculado do “coregamma” correspondente aos intervalos, com a seguinte fórmula:

$$V_{sh} = (GR - Grmin) / (GRmin - Grmax) , \quad (5.7)$$

2)Selecionar os 400 primeiros pontos para formar a matriz de entrada :

$$data_k = [k \ V_{sh} \ \log \phi_C]$$

2) Aplicar regra fuzzy com a função intrínseca do MATLAB específica para a utilização da matriz carregada anteriormente.

$$[Center, U, Funcao\_Obj] = fcm(Datak, c);$$

Os dados de saída são: **Center** (matriz correspondente aos centros dos grupos), **U** (matriz “Membership Grade”, denominada matriz do grau de pertinência) e **Funcao\_Obj** (função objetiva). Os dados de entrada são: **Data** (matriz cujas colunas são  $K_c$ ,  $V_{sh}$  e  $\text{Log}\phi_c$ ), **c** e o número ótimo de grupos (MB, B, M, A, MA, etc.), neste caso, igual a 5.

3) Encontrar o desvio padrão para cada um dos 5 grupos tanto para porosidade da amostra como para  $V_{sh}$ :

$$\sigma = \sqrt{\sum_{i=1}^N (x_i - v_i)^2 / N}, \quad (5.8)$$

4) Aplicar interpolação linear para ajustar os pontos correspondentes ao grupo definido:

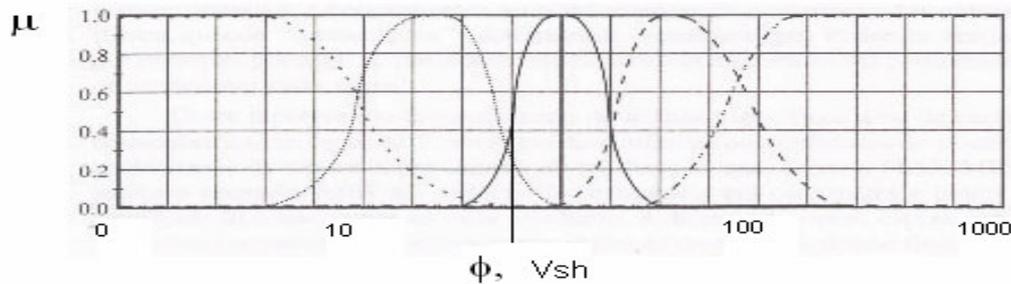
$$\text{Log } K_c = b_0 + b_1 * V_{sh} + b_3 * \text{log } \phi_c \text{ --- equação linear.} \quad (5.9)$$

5) Aplicar inversão dos dados para determinar  $b_0$ ,  $b_1$  e  $b_2$ , para cada grupo ( $1 \leq g \leq 5$ ). por exemplo, para o caso linear abaixo (descrição da equação (5.9) matricialmente para cálculo dos valores  $b_0$ ,  $b_1$  e  $b_2$ , mediante inversão.):

$$\begin{bmatrix} \log k_{C1}^{(g)} \\ \log k_{C2}^{(g)} \\ \log k_{C3}^{(g)} \\ \cdot \\ \cdot \\ \log k_{Cn}^{(g)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & V_{sh}^{(g)}_{C1} & \log \phi_{C1}^{(g)} \\ 1 & V_{sh}^{(g)}_{C3} & \log \phi_{C3}^{(g)} \\ 1 & V_{sh}^{(g)}_{C4} & \log \phi_{C4}^{(g)} \\ \cdot & \cdot & \cdot \\ \cdot & \cdot & \cdot \\ 1 & V_{sh}^{(g)}_{Cn} & \log \phi_{Cn}^{(g)} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} b_0 \\ b_1 \\ b_2 \end{bmatrix} \quad (5.10)$$

6) Aplicamos os valores  $b_0$ ,  $b_1$  e  $b_2$  encontrados via inversão para formar as funções correspondentes (equação (5.9)). Os dados para este caso são  $V_{sh}$  calculado com o perfil GR e o PHIFUZZY, feito para cada poço.

7) Com a técnica dos “mínimos” que foi explicada no Capítulo 3, junto com uma distribuição gaussiana para 5 grupos (Equação (3.13)) e com a utilização dos Controladores Fuzzy Paramétricos, carregamos os dados reais dos poços aplicando o cálculo utilizando o valor da porosidade ajustada com o método de grau de pertinência (Figura 5.2), e calculamos a permeabilidade como se poderá visualizar quando explicarmos a elaboração dos programas.



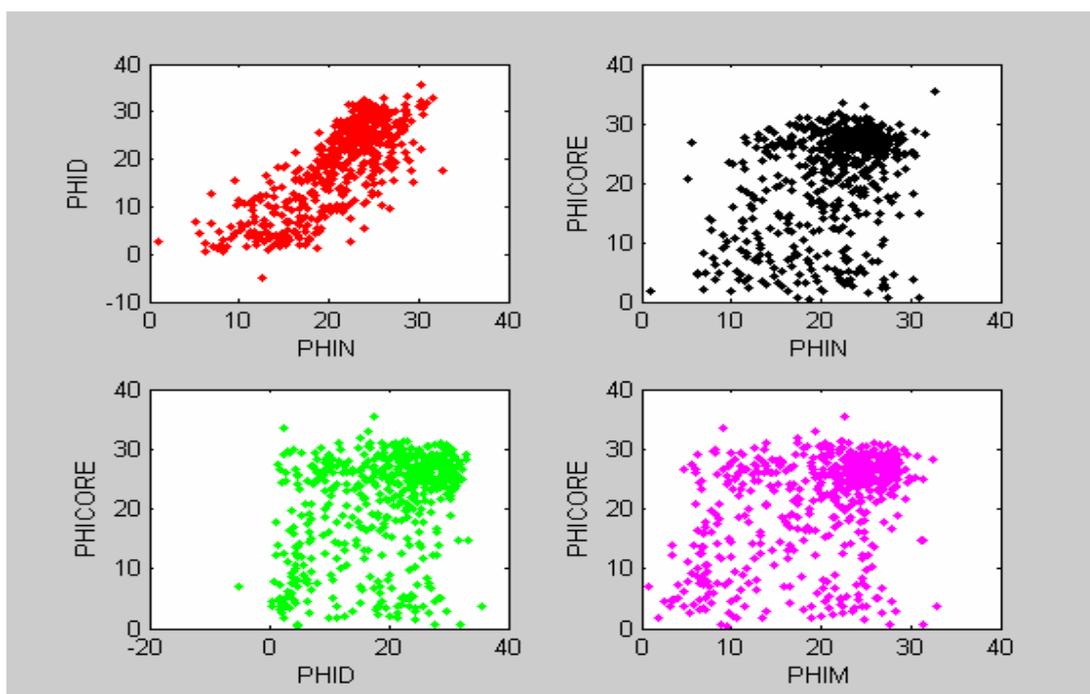
**Figura 5.3** Os valores do gráfico exemplificam o comportamento das funções gaussianas correspondentes a cada grupo o qual define mediante a técnica dos controladores fuzzy paramétricos, a correspondência a cada  $\phi$  e  $V_{sh}$ .

8) São feitos cálculos da permeabilidade com as porosidades encontradas com os perfis PHIN, PHID e PHIM.

## CAPÍTULO 6. RESULTADOS

### 6.1 Seleção de Valores Representativos para todo o Campo

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  $\phi_N$  e RHOB (usado para o cálculo de  $\phi_d$  de acordo com a equação (5.1)) do campo de Namorado, apenas nos pontos amostrados e, conseqüentemente,  $\phi_{MED}$ . Como segundo passo, mostramos a distribuição dos pontos  $\phi_N$  vs  $\phi_d$ ,  $\phi_N$  vs  $\phi_C$ ,  $\phi_d$  vs  $\phi_C$  e  $\phi_{MED}$  vs  $\phi_C$  (ver Figura 6.1) para visualizar a dispersão dos dados e efetuar uma seleção daqueles mais representativos.



**Figura 6.1.** Distribuição dos pontos  $\phi_N$  vs  $\phi_d$ ,  $\phi_N$  vs  $\phi_C$ ,  $\phi_d$  vs  $\phi_C$  e  $\phi_{MED}$  vs  $\phi_C$

Para isso aplicamos um filtro nestas quatro distribuições de forma que os dados tenham uma diferença máxima de 5.0 PU (unidades de porosidade) para obter um melhor comportamento e distribuição (ver Figura. 6.2). Com este filtro geramos três matrizes:

1. Da distribuição  $\phi_N$  vs  $\phi_C$  gera-se a matriz  $\phi_N$  (filtrado) vs  $\phi_C$  (filtrado);
2. Da distribuição  $\phi_d$  vs  $\phi_C$  gera-se a matriz  $\phi_d$  (filtrado) vs  $\phi_C$  (filtrado) ;
3. Da distribuição  $\phi_{MED}$  vs  $\phi_C$  gera-se a matriz  $\phi_{MED}$  (filtrado) vs  $\phi_C$  (filtrado) .

O objetivo deste processo é um melhor ajuste, trabalhando separadamente com as três matrizes geradas.

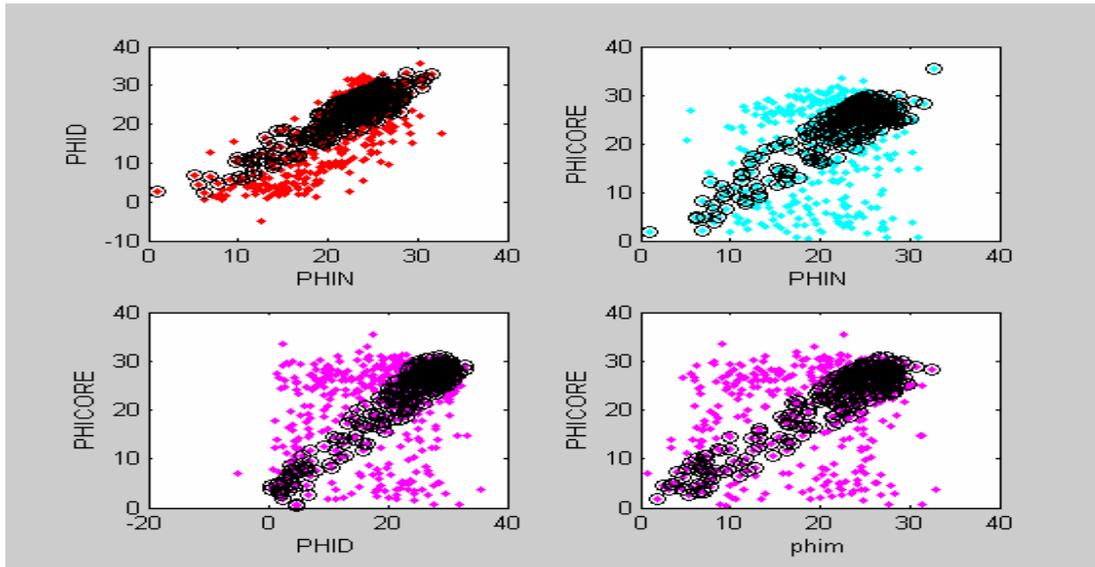


Figura 6.2. Distribuição do filtrado nos pontos  $\phi_N$  vs  $\phi_d$ ,  $\phi_N$  vs  $\phi_C$ ,  $\phi_d$  vs  $\phi_C$  e  $\phi_{MED}$  vs  $\phi_C$

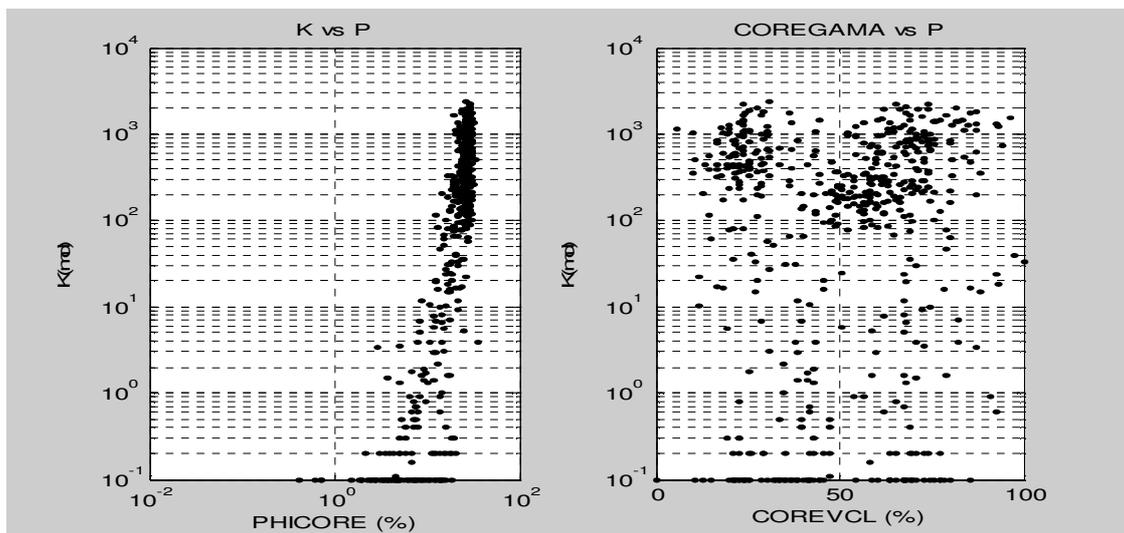
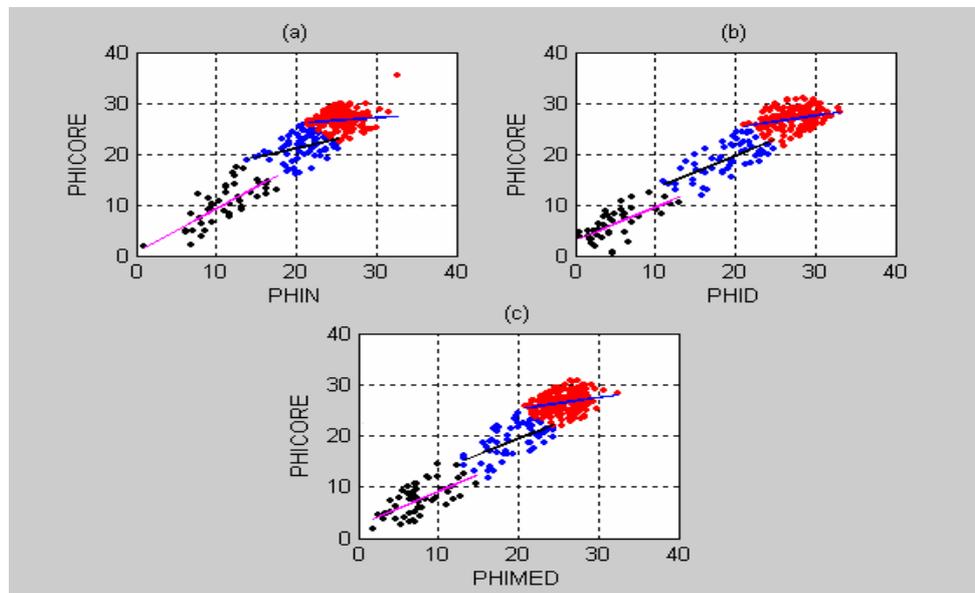


Figura 6.3. (a) Gráfico bi-logarítmico dos dados de permeabilidade com a porosidade da amostra; (b) Gráfico semi-logarítmico da permeabilidade com o volume de argila.

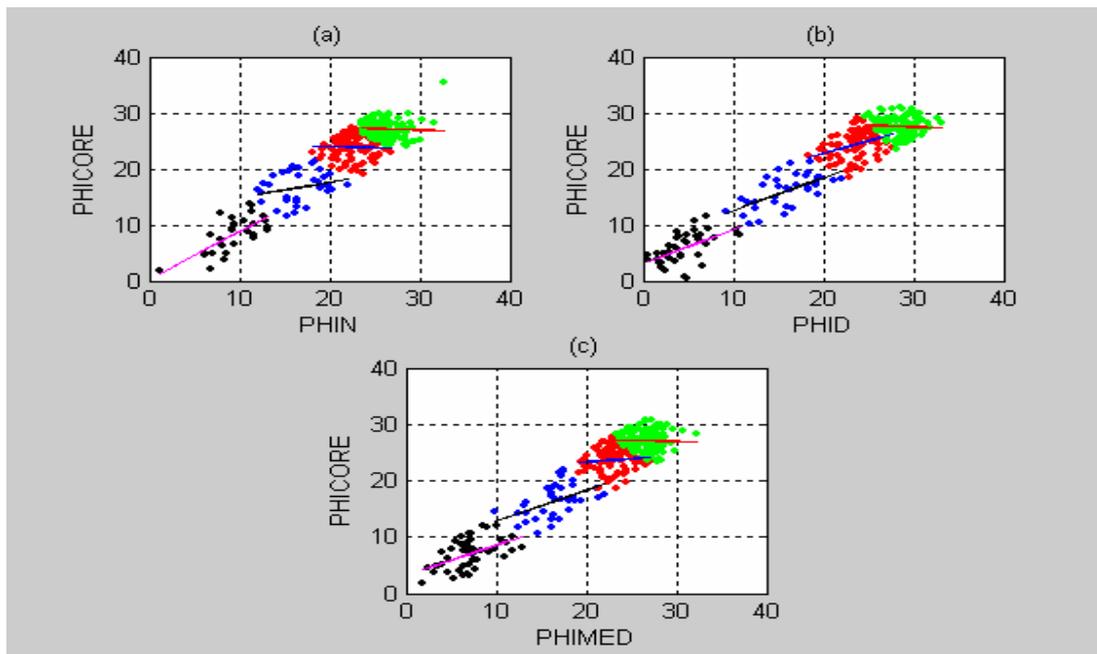
Para trabalhar com a permeabilidade carregamos primeiramente os dados deste parâmetro nos 15 poços amostrados (ver anexos). A matriz resultante tem dimensões (m, 3), sendo 'm' o número de dados e '3' o número de colunas, sendo que cada uma delas vai representar a seguinte informação das amostras: permeabilidade ( $k_c$ ), perfil "core-gama" (transformado em  $V_{sh}$  com a equação (5.7)) e porosidade ( $\phi_c$ ). Estes dados foram fornecidos pela Agência Nacional do Petróleo (ANP) através do Campo Escola de Namorado. Neste caso, os dados foram utilizados sem qualquer filtragem como se mostra na Figura 6.3.

## 6.2 Seleção do número de Grupos

A seguir, para o cálculo da porosidade, aplicamos a regra *fuzzy* em cada uma das três matrizes calculadas, levando em conta um número ótimo de grupos (definido pelo teste feito com três, quatro, cinco e seis grupos) para qualificar os pontos. O máximo valor da matriz "membership grade" determinará o máximo grau de pertinência de um dado a um grupo, o qual é representado pelos valores centrais na sua distribuição (Figura 5.2).



**Figura 6.4.** Distribuição aplicada via regra *fuzzy* com três grupos e cálculo 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  $\phi_C$ .



**Figura 6.5.** Distribuição aplicada via regra *fuzzy* com quatro grupos e cálculo da função linear para cada um deles nos três casos estudados (a)  $\phi_N$  vs  $\phi_C$ , (b)  $\phi_d$  vs  $\phi_C$  e (c)  $\phi_{MED}$  vs  $\phi_C$ .

Para cada grupo aplica-se uma linha de tendência, calculando os valores  $a_0$  e  $a_1$  (Figuras 6.4 e 6.5) correspondente a cada grupo. Isto é feito para o cálculo da porosidade, mediante inversão da matriz de padrões (equação (5.6)).

Os resultados, aplicando três e quatro grupos, são mostrados nas figuras anteriores. Foi escolhido como ideal três grupos, porque as retas mostraram melhor linearidade e representatividade com os dados, assim como inclinações positivas, como observamos nos gráficos 6.4 e 6.5.

Após dos cálculos dos valores  $a_0$  e  $a_1$ , generalizamos a análise para cada poço do mesmo campo. Como passo seguinte, a partir da matriz  $(\phi_N \text{ (filtrado)} , \phi_C \text{ (filtrado)})$ , carregamos somente o perfil  $\phi_N$  do poço e calculamos  $\phi_{fuzzy}$ . Isto foi feito com a técnica dos máximos (conforme explicado no Capítulo 5) para o cálculo da porosidade. Desta maneira trabalhamos analogamente com a matriz  $(\phi_d \text{ (filtrado)} , \phi_C \text{ (filtrado)})$  e a matriz  $(\phi_{MED} \text{ (filtrado)} , \phi_C \text{ (filtrado)})$ . Como resultado, obtemos um perfil que mostra  $\phi_N$  ou  $\phi_d$  ou  $\phi_{MED}$  com  $\phi_{fuzzy}$  e os pontos onde foram coletados testemunhos.

Com a análise dos resultados preliminares, foi aplicado o ajuste linear para os três casos estudados. O primeiro foi feito só com o perfil  $\phi_N$ , o segundo com o perfil  $\phi_d$  e o terceiro com ambos, para o cálculo do  $\phi_{MED}$ .

Nestas figuras, podemos observar a distribuição dos casos estudados aplicando a regra fuzzy, e a aplicação da função linear para cada um dos grupos. O ajuste melhora devido à filtragem dos dados, os quais levam em conta os dados mais representativos.

Nas três matrizes nomeadas, as quais se aplicou a regra *Fuzzy* com três grupos, obteve-se inclinações positivas das funções em cada um dos grupos, mostrando um sentido lógico da informação trabalhada. No caso 'a' ( $\phi_N$  vs  $\phi_C$ ), os dados mostraram maior dispersão em comparação com os outros casos. Para os outros casos, não se obteve pontos com alto grau de isolamento, motivando a consideração de todos os pontos no ajuste, como observamos na Figura 6.4.

Pode-se observar que a aplicação de um número ótimo com três grupos tem boas características na distribuição do ajuste da função linear, sendo efetivamente calculada quando se têm grupos separados (cluster) e visualmente identificados. Sendo que isto não acontece quando trabalhamos com quatro grupos (Figura 6.5).

Para o cálculo da permeabilidade não foi feita nenhuma filtragem porque as distribuições mostraram boa linearidade como se mostra na Figura 6.3. A regra *Fuzzy* trabalhou com cinco grupos, utilizando os 'controladores *Fuzzy* paramétricos' que inclui a técnica de desfuzzificação através dos mínimos. Esta metodologia é adequada quando se trabalha com matrizes com mais de duas colunas.

### **6.3 Obtenção das Porosidades Ajustadas e Permeabilidade dos Poços**

Foram aplicados os resultados obtidos da regra fuzzy em 4 poços: NA02, NA04, NA011, NA022, já que se conta com boa informação dos dados petrofísicos (testemunhos) nos intervalos estudados, os quais mostram uma relação linear com a perfilagem.

A seleção destes poços foi baseada também nas características apresentadas utilizando resultados preliminares, e a relação apresentada com os dados reais (amostra e perfis) para uma melhor visualização dos resultados finais.

A seguir será apresentados cada poço com sua respectiva descrição, com dados tais como intervalos perfilados e intervalos completados. Logo após serão mostrados nas Figura 6.6 - 6.21 os perfis dos poços utilizados neste trabalho, relacionando o perfil, as amostras e o ajuste feito com a regra fuzzy para o cálculo da porosidade e da permeabilidade. Finalmente se integrarão os resultados de todos os perfis utilizados.

### **6.3.1 Poço NA02:**

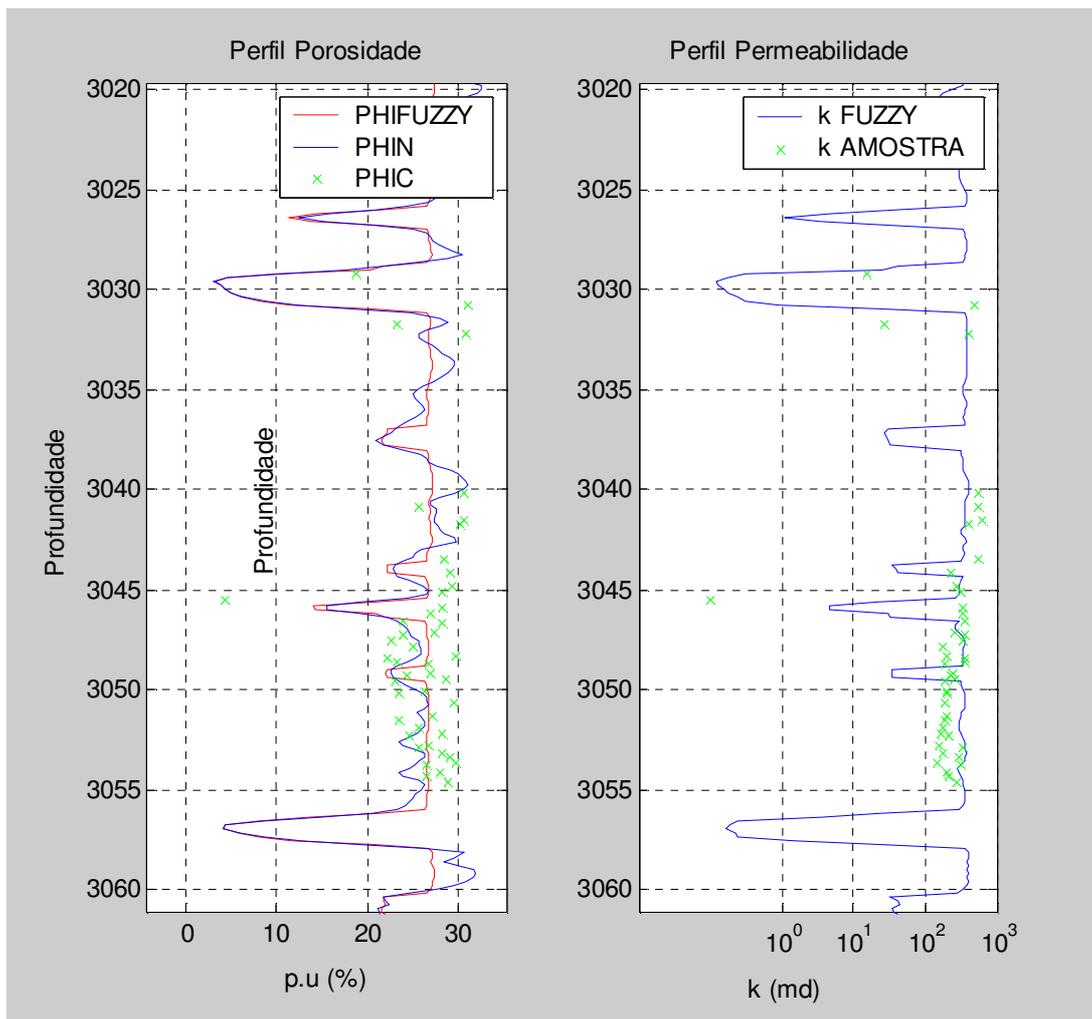
A profundidade da perfilagem deste poço foi de 2975 a 3200 m, os perfis utilizados foram: DT, GR, ILD, PHIN, RHOB. O intervalo da completação é de 3038 a 3044m. As amostras apresentam uma porosidade média de 26,5 PU, permeabilidade máxima de 602 md e mínima de 229 md.

#### a) Cálculo com Porosidade Neutrônica (PHIN)

O valor médio das porosidades no intervalo completado (3038 - 3044m) é 27,8 PU, correspondente à medida do perfil neutrônico e 26,8 PU da porosidade ajustada via regra *Fuzzy*.

A permeabilidade máxima calculada no intervalo completado e de 398 md e a mínima e de 31,6 md. A curvas *Fuzzy* apresentam bom ajuste com as amostras.

Mostra-se também uma boa medida do perfil neutrônico relacionado à medida direta da porosidade e também no cálculo da permeabilidade em relação às amostras (Figura 6.6). Isto permite extrapolar as funções do perfil ajustado e o cálculo da permeabilidade para outros pontos no poço.

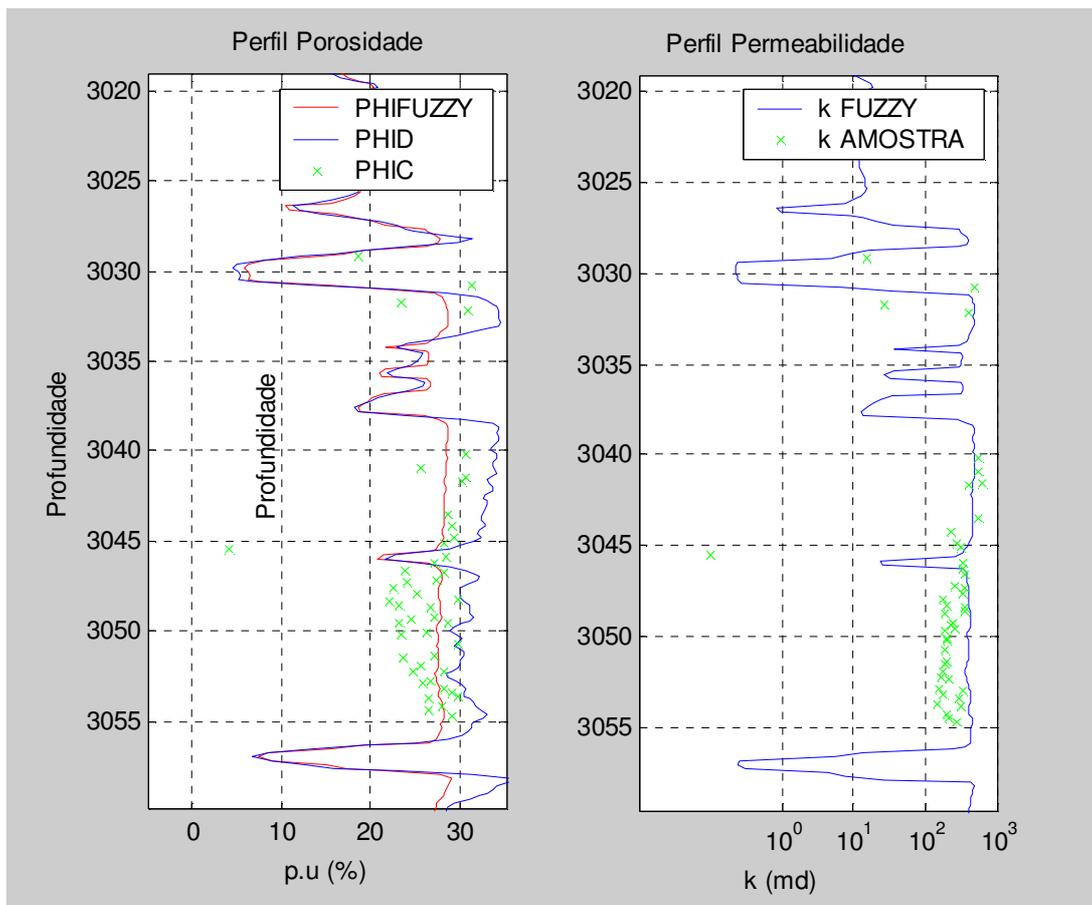


**Figura 6.6.** Perfis de porosidade PHIN, PHIFUZZY e pontos de porosidade amostrados (PHIC); Perfil de permeabilidade K FUZZY e pontos de permeabilidade da amostra (Poço NA02).

b) Cálculo com Porosidade Densidade (PHID)

Para este perfil, o valor médio das porosidades no intervalo completado (3038 - 3044m) é 32,8 PU e 28,1 PU de porosidade ajustada via regra fuzzy. A permeabilidade máxima calculada neste intervalo é de 295 md e a mínima de 20 md.

As curvas também apresentaram bom ajuste no intervalo amostrado, onde se encontra a zona produtora. A permeabilidade resultante foi ajustada com as permeabilidades medidas das amostras, resultando, conseqüentemente, em boas qualidades nas medidas com este perfil.

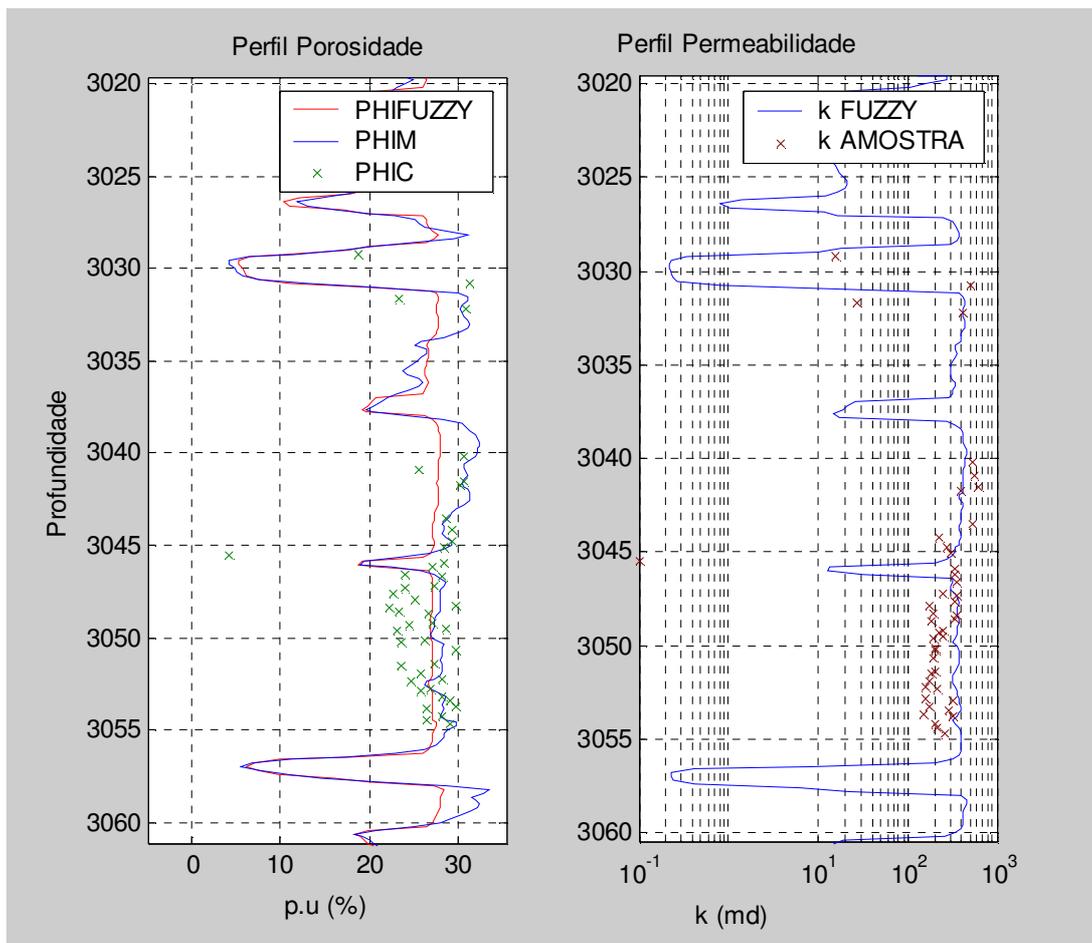


**Figura 6.7.** Perfis de porosidade PHID, PHIFUZZY e pontos de porosidade amostrados (PHIC); Perfil de permeabilidade K FUZZY e pontos de permeabilidade da amostra (Poço NA02).

O perfil PHID mostra bom ajuste com PHIFUZZY (Figura 6.7), percorrendo as porosidades medidas das amostras. Este ajuste permitiu obter o cálculo de permeabilidades com valores bastante próximas daquelas medidas nos testemunhos.

#### c) Cálculo com Porosidade Média (PHIM)

O valor médio das porosidades no intervalo completado é 28,3 PU, correspondente aos valores medidos dos perfis neutrônico e densidade, e de 27,1 PU para a porosidade ajustada via regra fuzzy.



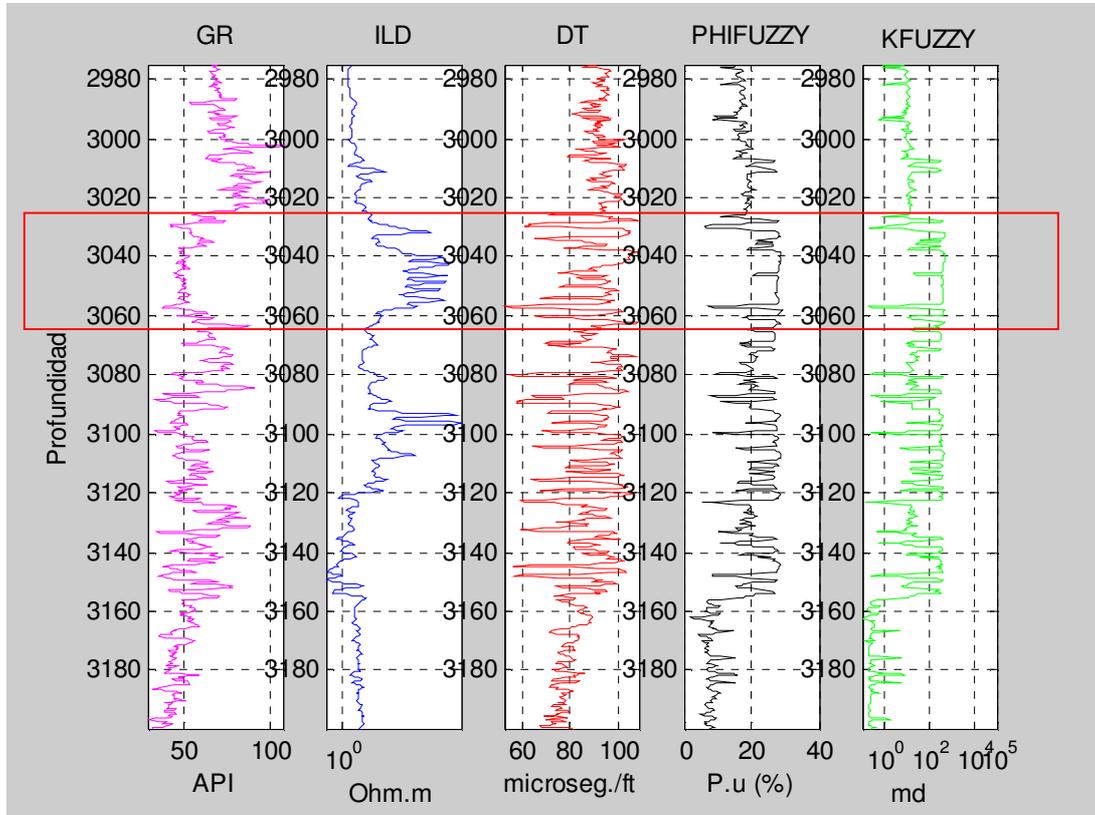
**Figura 6.8.** PHIM, PHIFUZZY e pontos de porosidade amostrados (PHIC); Perfil de permeabilidade K FUZZY e pontos de permeabilidade da amostra (direita).

A permeabilidade máxima calculada no intervalo completado foi de 442 md e a mínima de 282 md.

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. O resultado indica uma porosidade e permeabilidade alta no intervalo produtor.

A falta de variabilidade observada nas curvas para o caso das porosidades *Fuzzy*, e atribuída a que as funções calculadas foram feitas só com dados lineares, isto foi feito

como se falou anteriormente, utilizando dados que tenham como diferença um Máximo de 5 P.u, estas então foi a razão pela qual a porosidade não apresenta muita variabilidade



**Figura 6.9.** Apresentação dos perfis corridos no poço e localização do intervalo produtor (retângulo vermelho).

Integrando os demais perfis de poço, e mostrando o intervalo completado dentro do retângulo vermelho (Figura 6.9), 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 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 localização 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.

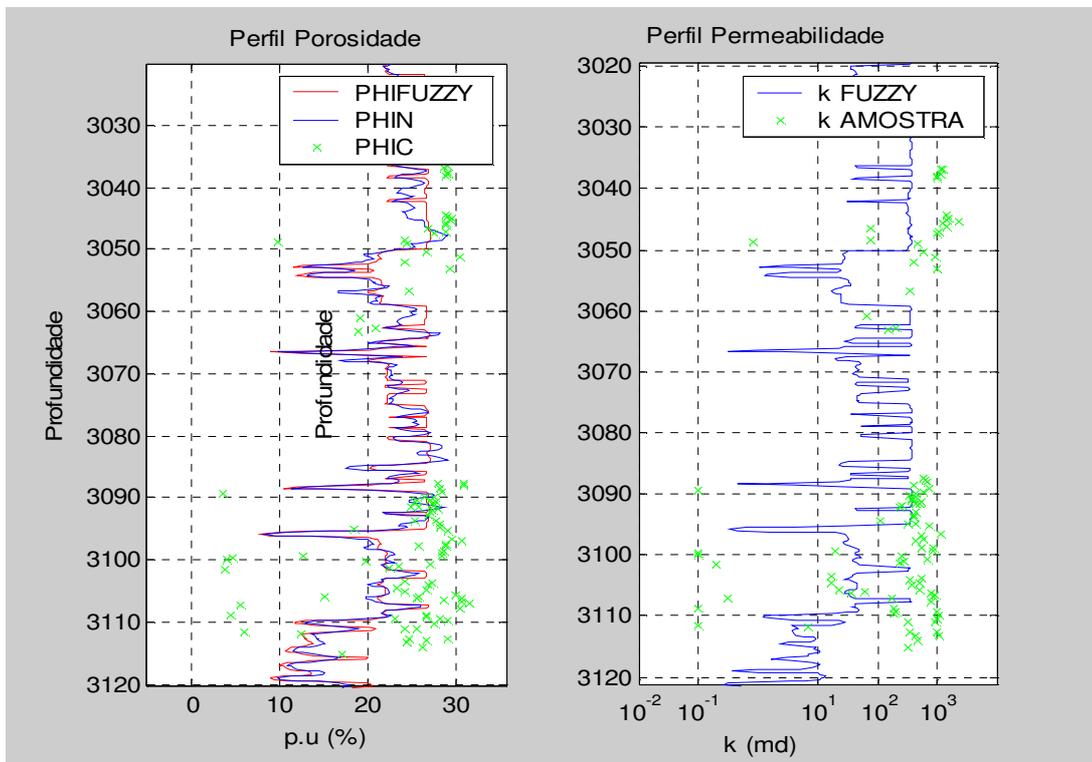
### 6.3.2 Poço NA04:

O intervalo perfilado neste poço variou de 2950 a 3150 m. Os perfis utilizados foram: DT, GR, ILD, PHIN, RHOB. Este poço não conta com informação do intervalo completado, como no poço NA02. As informações principais foram descritas na Tabela 5.1.

#### a) Cálculo com Porosidade Neutrônica (PHIN)

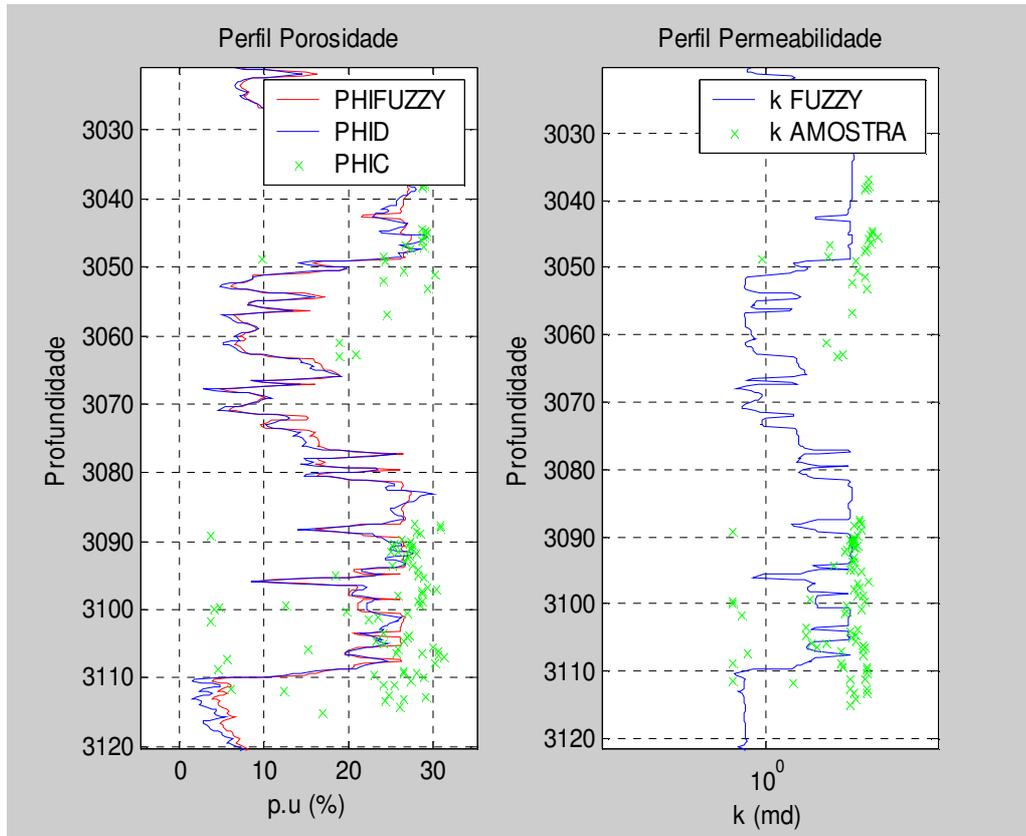
Os perfis mostram possivelmente a existência de uma elevada heterogeneidade litológica no intervalo medido. Neste caso, a resposta do perfil PHIN consegue acompanhar a maioria das medidas diretas.

A permeabilidade das amostras tem também uma elevada diferença, o qual dificulta a obtenção de uma curva resposta adequada do perfil, no entanto o resultado apresenta uma curva percorrendo a maiorias dos pontos.



**Figura 6.10.** Perfis de porosidade PHIN, PHIFUZZY e pontos de porosidade amostrados (PHIC); Perfil de permeabilidade K FUZZY e pontos de permeabilidade da amostra (Poço NA04).

b) Cálculo com Porosidade Densidade (PHID)

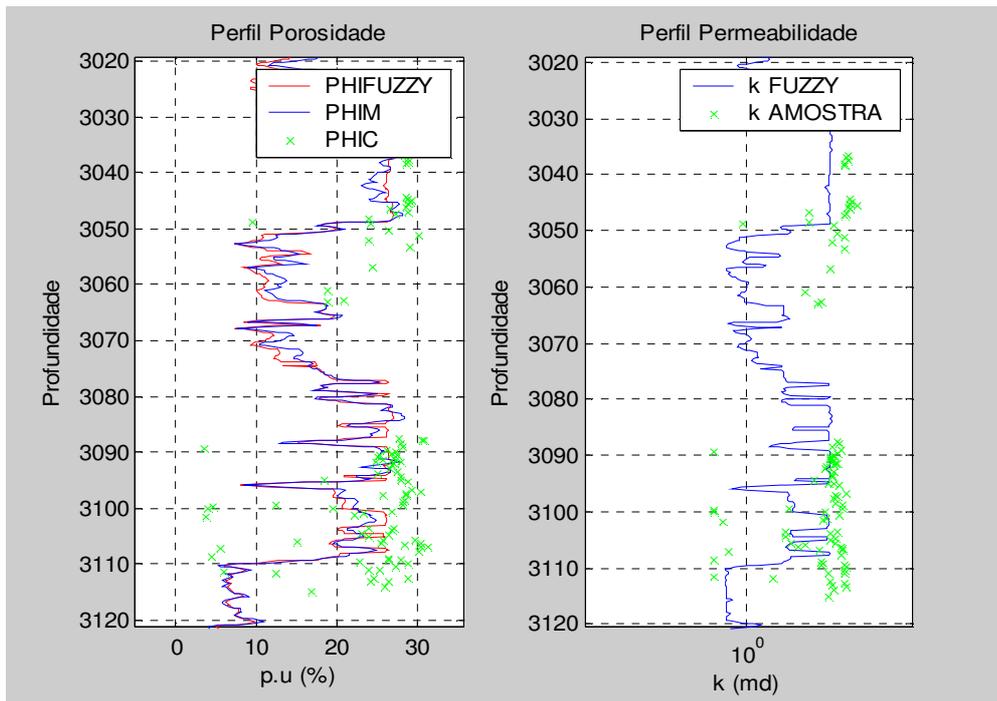


**Figura 6.11.** Perfis de porosidade PHID, PHIFUZZY e pontos de porosidade amostrados (PHIC); Perfil de permeabilidade K FUZZY e pontos de permeabilidade da amostra (Poço NA04).

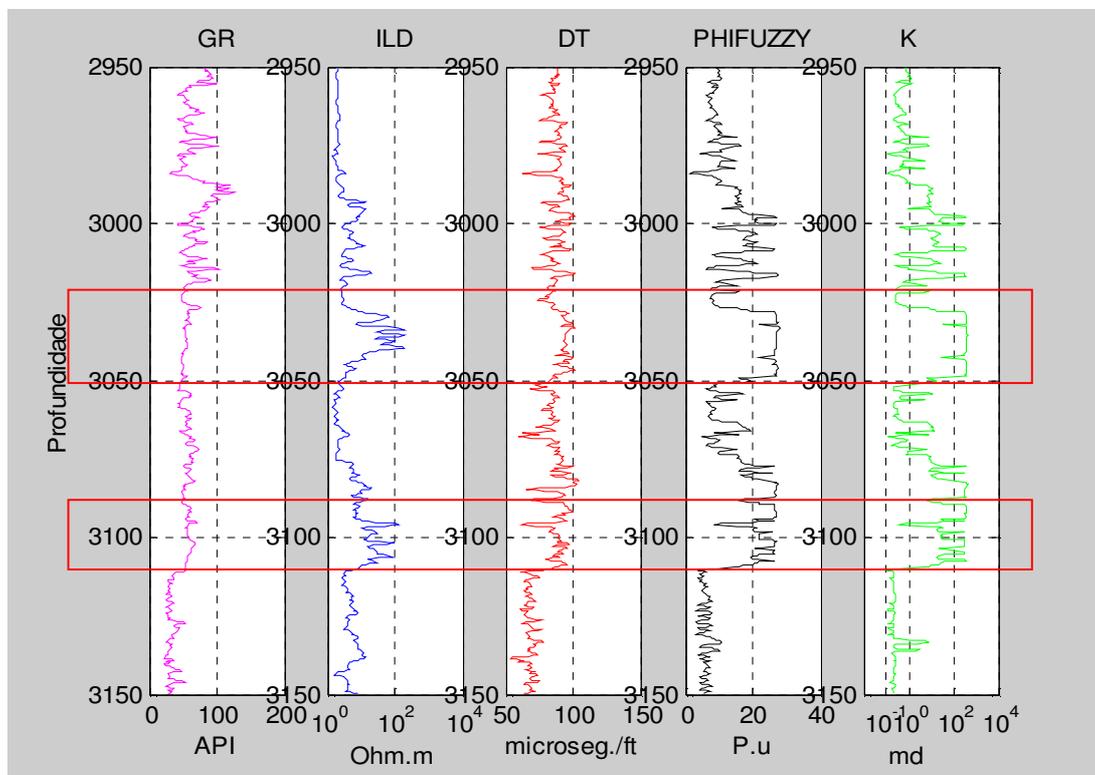
O perfil PHID da Figura 6.11 tem características semelhantes à curva do perfil PHIN. As possíveis heterogeneidades litológicas das formações influenciaram no ajuste das medidas indiretas (perfis) com as medidas diretas (amostras).

a) Cálculo com Porosidade Média (PHIM)

A combinação dos perfis PHIN e PHID (Figura 6.12) pode ser tomada para avaliação deste poço, já que estes perfis mostraram comportamentos semelhantes em relação às amostras. De igual modo, o mesmo efeito foi mostrado na permeabilidade.



**Figura 6.12.** Perfis de porosidade PHIM, PHIFUZZY e pontos de porosidade amostrados (PHIC); Perfil de permeabilidade K FUZZY e pontos de permeabilidade da amostra (Poço NA04).



**Figura 6.13.** Apresentação dos perfis corridos no poço.

Integrando os demais perfis de poço, pode se mostrar possíveis intervalos potenciais para estudo e análise. No primeiro retângulo vermelho da Figura 6.13, se pode inferir pelo perfil de raios gama, um baixo índice de radioatividade, indicando a possibilidade de ser um arenito limpo. A partir do perfil ILD, tem-se um valor elevado de resistividade numa parte indicando possivelmente uma zona de óleo, e abaixo dele, uma possível zona de transição água – óleo. O perfil sônico e porosidade Fuzzy mostram valores elevados de porosidade e permeabilidade, definindo, possivelmente, uma potencial rocha reservatório.

Pelo segundo retângulo vermelho da Figura 6.13 mostra as mesmas características litológicas do primeiro retângulo, com valores elevados de resistividade, porosidades e permeabilidades, o que, conseqüentemente, determina uma rocha reservatório em potencial, porém de menor dimensão.

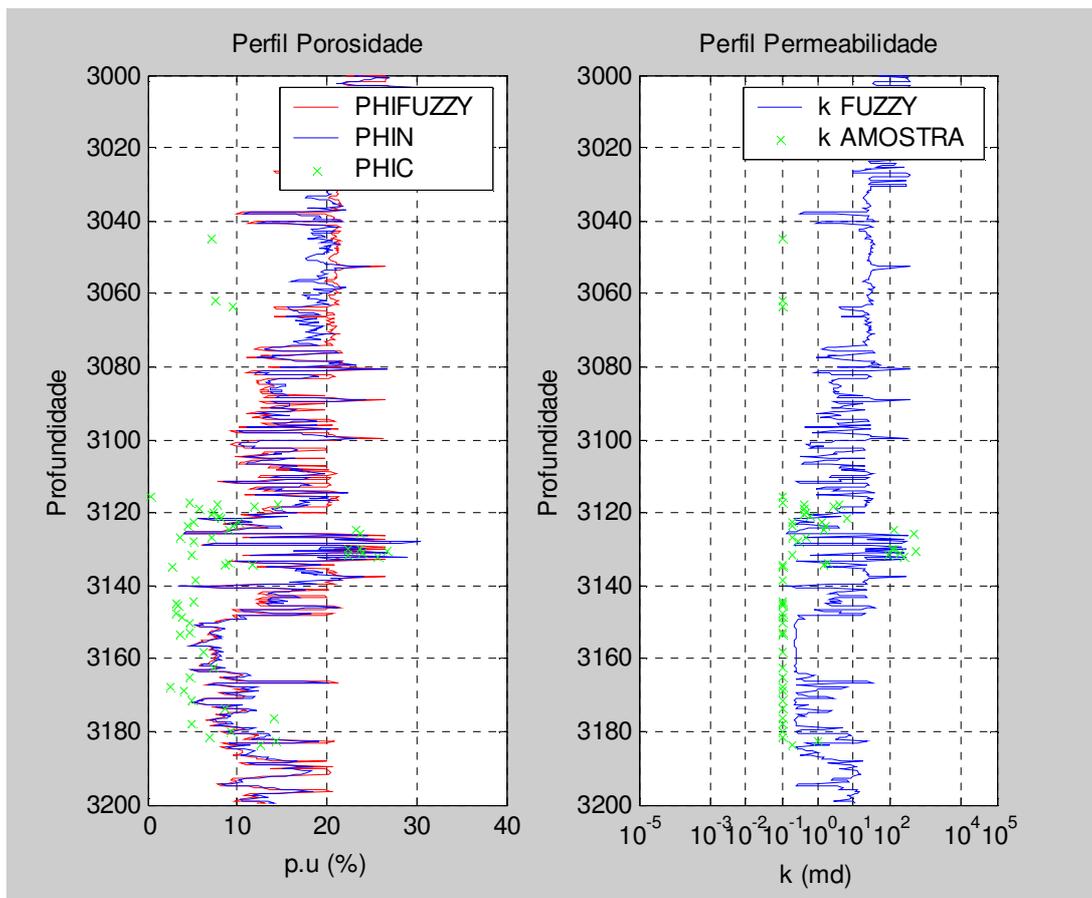
### **6.3.3 Poço NA011:**

O intervalo na perfilagem deste poço foi de 3000 a 3200 m, e os perfis utilizados foram: DT, GR, ILD, PHIN, RHOB. O intervalo da completação foi de 3126 a 3139 m. As amostras dos testemunhos apresentam uma porosidade média de 15 PU, uma permeabilidade máxima de 467 md., e mínima de 0,1 md. Parte das amostras se encontra dentro do intervalo completado.

#### **a) Cálculo com Porosidade Neutrônica (PHIN)**

O valor médio das porosidades no intervalo completado (3126 - 3139 m.) é 19,8 PU, correspondente à medida com o perfil neutrônico, e porosidade de 21,3 PU para aquela obtida através do ajuste realizado via regra fuzzy.

A permeabilidade máxima calculada no intervalo completado foi de 309 md e a mínima de 0,251 md. Tem-se uma elevada variação nos valores da permeabilidade, valores que concordam com as medidas das amostras. Isto pode ser um indicativo de zonas com características litológicas diferentes no intervalo produtor. As curvas conseguem se ajustar somente em alguns pontos com os valores reais.

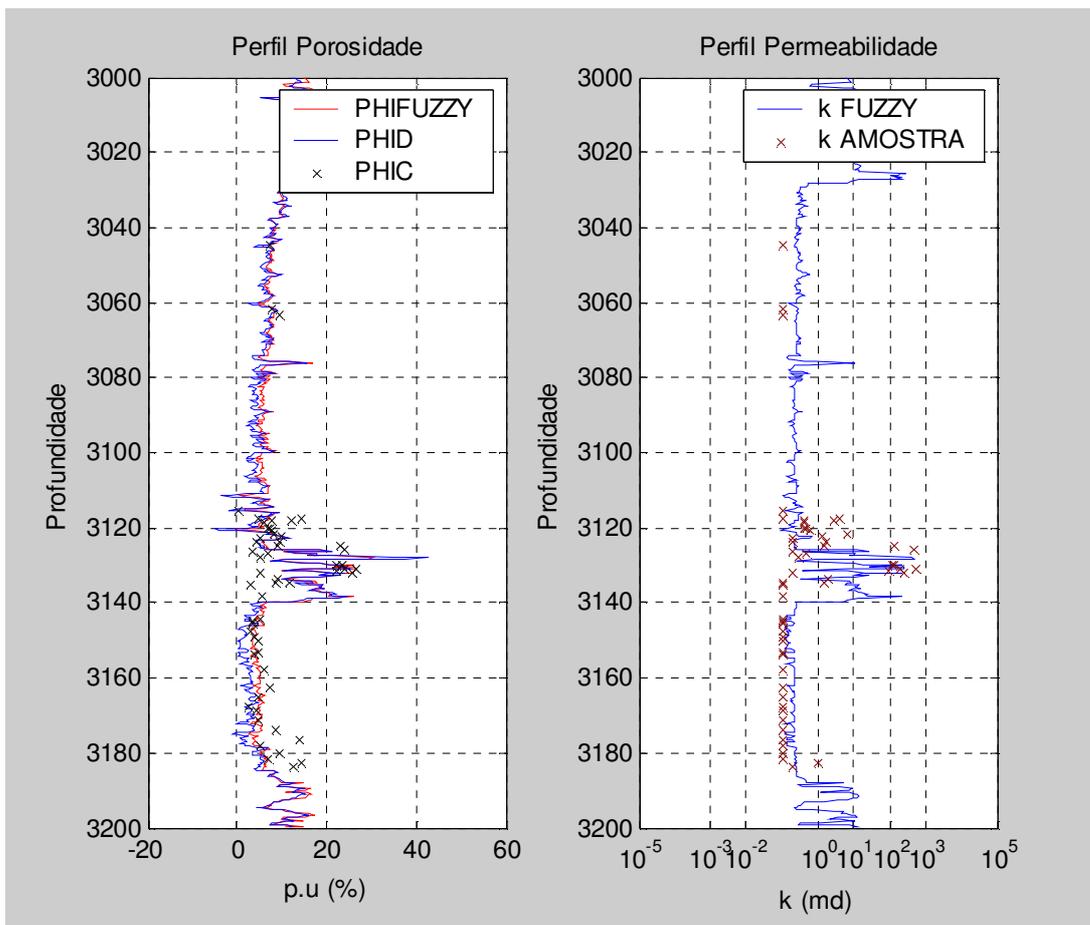


**Figura 6.14.** Perfis de porosidade PHIN, PHIFUZZY e pontos de porosidade amostrados (PHIC); Perfil de permeabilidade K FUZZY e pontos de permeabilidade da amostra (Poço NA011).

Os valores do perfil neutrônico não conseguem acompanhar a medida direta por diversas causas, já que ele sobre-estima a porosidade. Este motivo pode ser explicado, possivelmente, pela presença de argila, a qual apresenta um nível elevado de hidrogênio. No entanto a permeabilidade consegue obter valores próximos aos reais.

**b) Cálculo com Porosidade Densidade (PHID)**

A média das porosidades no intervalo completado (3126 - 3139 m.) foi de 19,7 PU, correspondente às medidas realizadas com o perfil neutrônico; e 19,32 PU de porosidade ajustada via regra fuzzy. A permeabilidade máxima calculada no intervalo completado foi de 457 md e a mínima de 0,25 md.



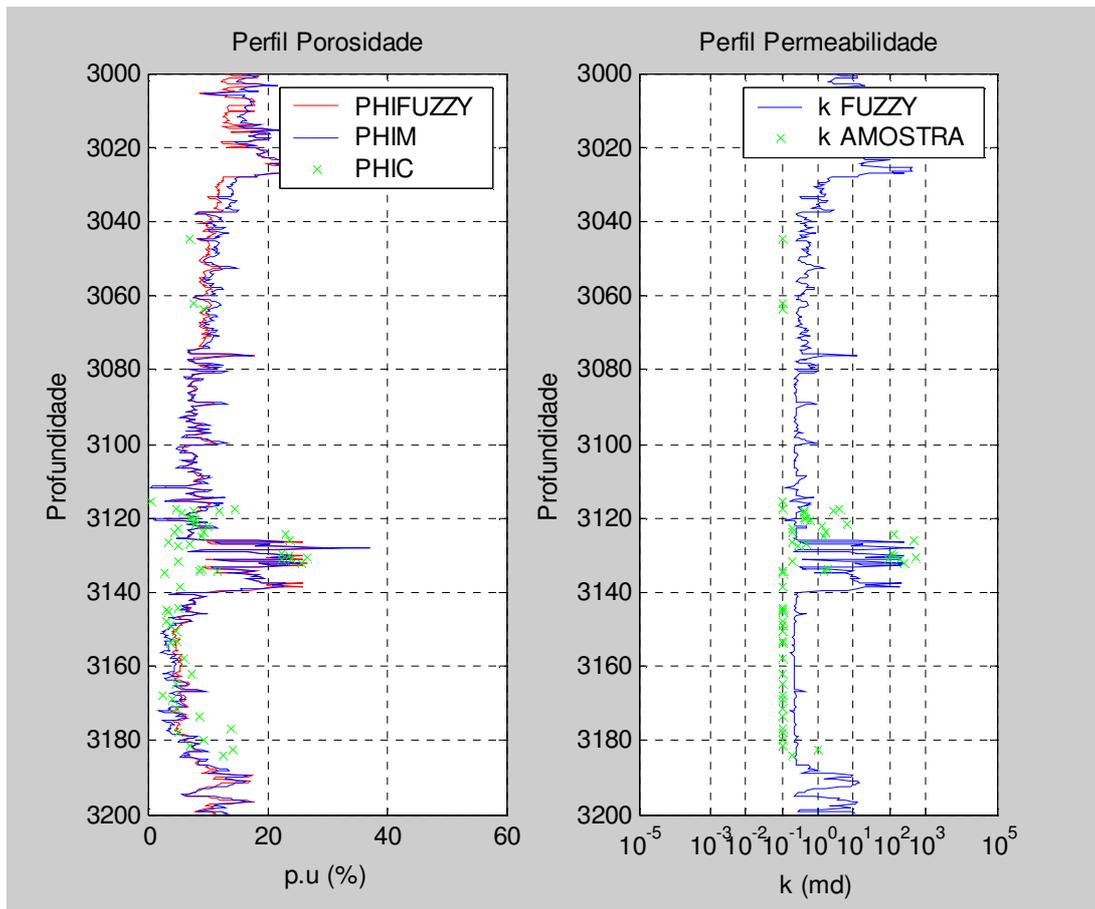
**Figura 6.15.** Perfis de porosidade PHID, PHIFUZZY e pontos de porosidade amostrados (PHIC); Perfil de permeabilidade K FUZZY e pontos de permeabilidade da amostra (Poço NA011).

Na Figura 6.15, as curvas de porosidade apresentam boas características de ajuste no intervalo amostrado, que tem parte destas dentro do intervalo completado. A curva de permeabilidade resultante percorre com maior exatidão os valores das permeabilidades medidas das amostras, outorgando conseqüentemente, maior precisão usando o perfil PHID em comparação com PHIN. Neste caso, o PHIFUZZY conseguiu se ajustar quase totalmente com as amostras, obtendo um perfil de permeabilidade com melhores características e melhor linearidade com as medidas das amostras. Como foi dito anteriormente, as boas características representativas da curva PHID vai enfatizar a validade do perfil ajustado (PHIFUZZY) com seu respectivo cálculo de permeabilidade (KFUZZY) para todo o intervalo completado, podendo-se utilizar estes perfis para outros intervalos do poço.

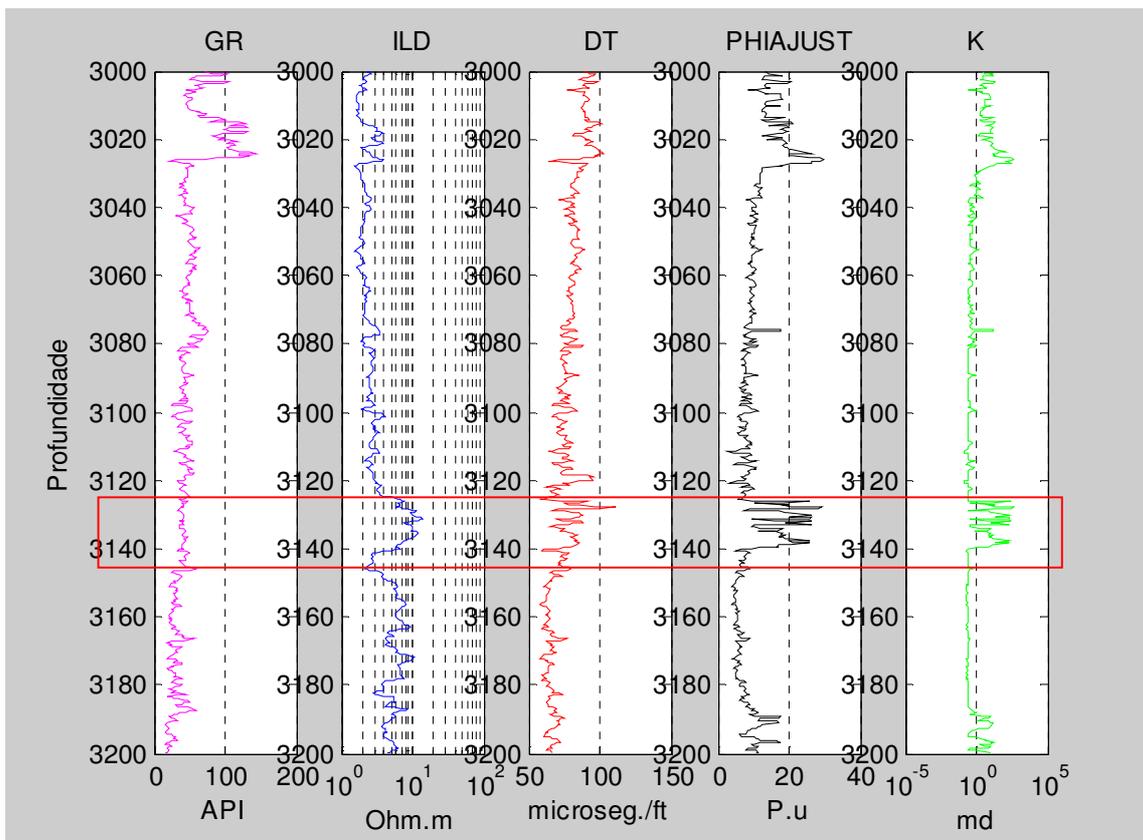
c) Cálculo com Porosidade Média (PHIM)

O valor médio das porosidades no intervalo completado (3126 a 3139 m.) foi de 17,8 PU, correspondente ao perfil neutrônico e densidade, e de 18,1 PU de porosidade ajustada via regra fuzzy. A permeabilidade máxima calculada no intervalo completado foi de 457 md e a mínima de 0,316 md.

A partir dos resultados anteriores, se observou que o perfil PHID teve melhor ajuste no intervalo completado (3126 – 3139 m) com os dados medidos diretamente, em comparação com o perfil PHIN. Considerando o perfil PHID, o qual não indica a exclusão do perfil PHIN, pode-se trabalhar com o perfil PHID ou PHIM, já que os valores das medidas do perfil médio resultam muito próximos do perfil densidade.



**Figura 6.16.** Perfis de porosidade PHIM, PHIFUZZY e pontos de porosidade amostrados (PHIC); Perfil de permeabilidade K FUZZY e pontos de permeabilidade da amostra (Poço NA011).



**Figura 6.17.** Apresentação dos perfis corridos no poço (Poço NA011).

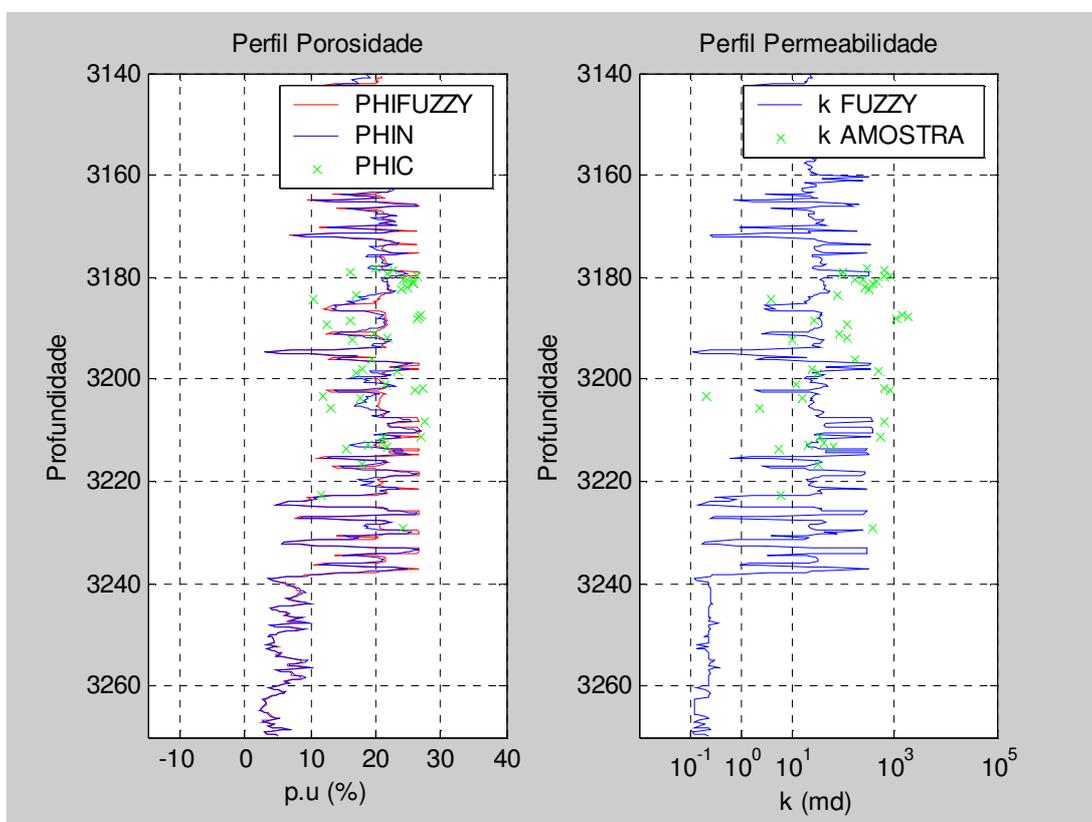
Considerando uma análise conjunta com os demais perfis de poço, pode se dizer que no intervalo completado (3126-1329) dentro do retângulo vermelho (Figura 6.17) os valores do perfil raios gama tem um baixo índice de radioatividade (arenito limpo). Pelo perfil ILD, se tem um valor elevado de resistividades, indicando possivelmente uma zona com presença de hidrocarbonetos. Do perfil sônico e porosidade Fuzzy se tem valores elevados de porosidade e permeabilidade, definindo um potencial reservatório de óleo. Estas características foram determinantes para definir este intervalo como produtor.

#### 6.3.4 Poço NA022:

Para este poço, o intervalo perfilado foi de 3140 a 3270 m, sendo os perfis utilizados: GR, ILD, PHIN, RHOB. Não se obteve os dados do intervalo completado para analisar o efeito do ajuste da porosidade e cálculo da permeabilidade com as medidas das amostras. As amostras apresentam uma porosidade média de 19 PU, uma permeabilidade máxima de 1819 md e mínima de 0,19 md. Tem-se também um alto grau de variabilidade nas medidas da permeabilidade das amostras.

a) Cálculo com Porosidade Neutrônica (PHIN)

A análise foi feita somente no intervalo amostrado para encontrar a relação das medidas indiretas com as diretas. Tomando como ponto de referência a profundidade de 3175 até 3215 m, onde se tem boa quantidade de medidas diretas, a porosidade média foi de 16,5 PU nas amostras, e 17,5 PU para os valores obtidos via regra fuzzy. A permeabilidade máxima calculada via regra Fuzzy nesses pontos amostrados alcança 331 md e a mínima de 0,12 md.

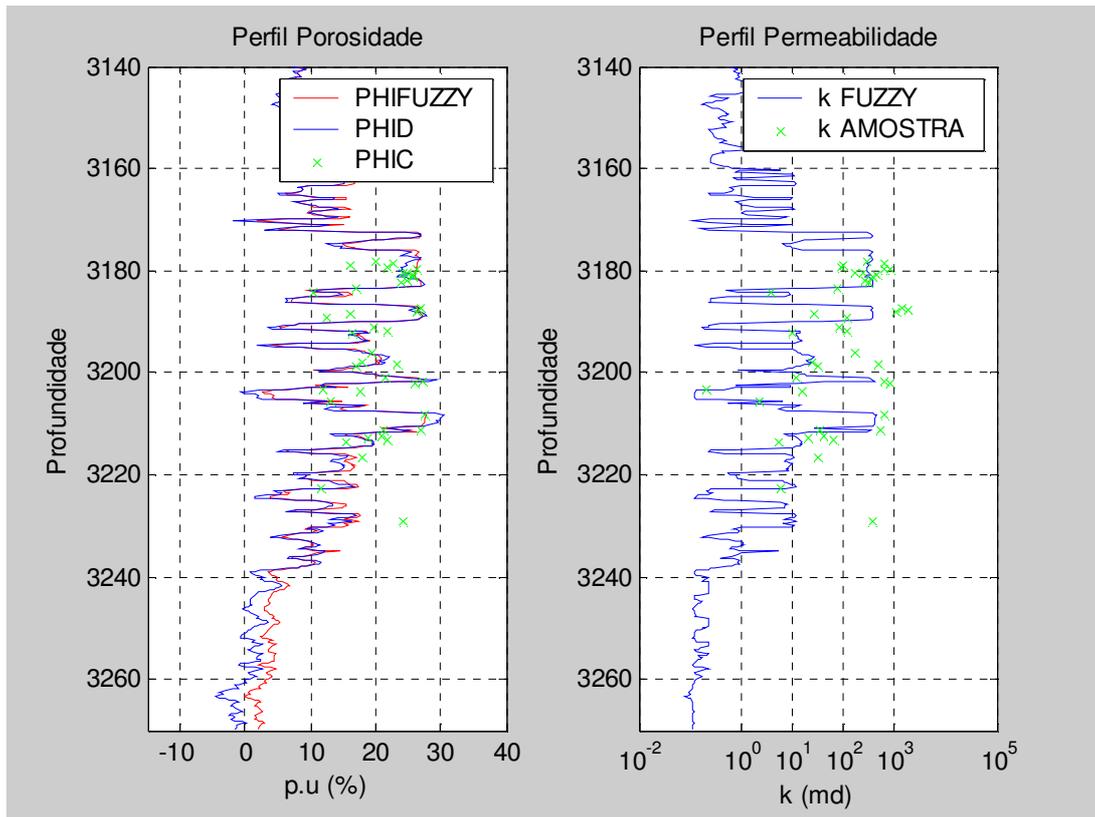


**Figura 6.18.** Perfis de porosidade PHIN, PHIFUZZY e pontos de porosidade amostrados (PHIC); Perfil de permeabilidade K FUZZY e pontos de permeabilidade da amostra (Poço NA022).

b) Cálculo com Porosidade Densidade (PHID)

Tomando como ponto de referência o intervalo 3175 - 3215 m, o qual conta com uma razoável quantidade de medidas diretas, a porosidade média é de 15 PU para PHID (porosidade densidade) e de 16,5 PU para PHIFUZZY (porosidade ajustada). A permeabilidade máxima para KFUZZY nesses pontos amostrados é 416 md e a mínima

de 0,11 md. Existe uma alta complexidade e variabilidade nos dados reais do intervalo analisado, decorrendo possivelmente dos efeitos litológicos, dificultando assim tanto a análise quanto o ajuste do perfil. Mesmo assim, o perfil PHID, tem um melhor ajuste nos pontos que com as medidas diretas do perfil PHIN.



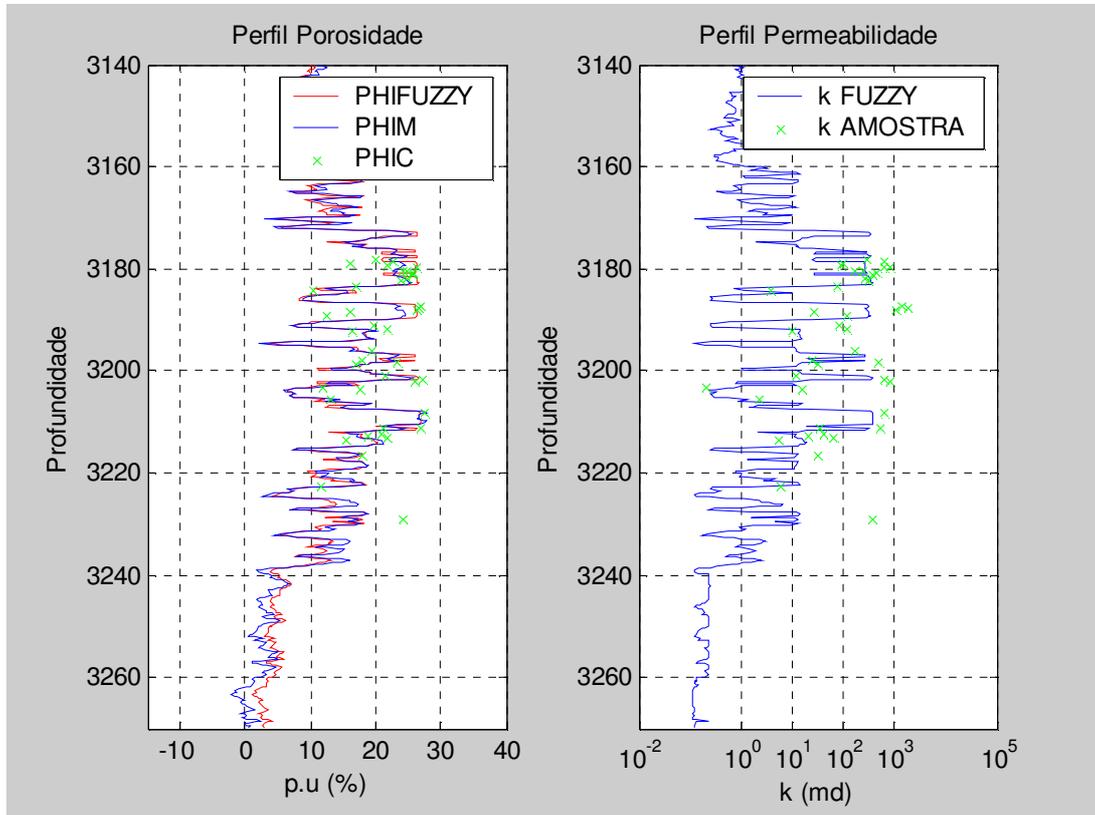
**Figura 6.19.** Perfis de porosidade PHID, PHIFUZZY e pontos de porosidade amostrados (PHIC); Perfil de permeabilidade K FUZZY e pontos de permeabilidade da amostra (Poço NA022).

Observa-se da Figura 6.19 que a curva PHID tem mais pontos coincidentes nas suas medidas com as amostras, tendo-se também o mesmo efeito resultante na permeabilidade.

#### c) Cálculo com Porosidade Média (PHIM)

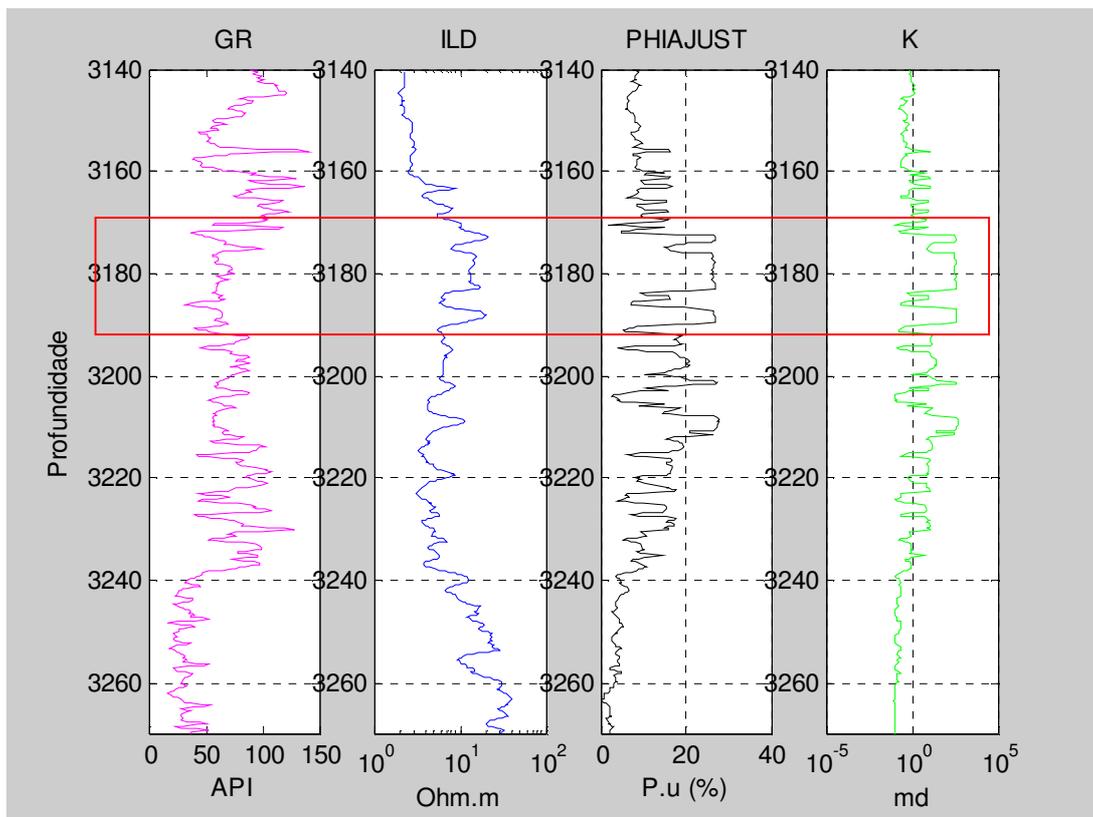
A análise só foi feita também no intervalo amostrado anteriormente para encontrar uma relação definida entre as medidas indiretas com as diretas. Tomando novamente como base o intervalo de 3175 a 3215 m, temos que a porosidade média (onde existe uma boa quantidade de medidas diretas a partir das amostras) é de 16,8 PU para porosidade PHIM

e de 17,7 PU para a porosidade ajustada. A permeabilidade máxima do KFUZZY nesses pontos amostrados é 339 md e a mínima de 0,11 md.



**Figura 6.20.** Perfis de porosidade PHIM, PHIFUZZY e pontos de porosidade amostrados (PHIC); Perfil de permeabilidade K FUZZY e pontos de permeabilidade da amostra (Poço NA022).

Como consequência dos resultados anteriores, temos que o perfil PHID conseguiu as melhores características nos resultados obtidos (PHIFUZZY e K FUZZY). No entanto este fato não descarta a utilização da curva PHIN para cálculo do perfil PHIM o qual também apresenta bons resultados.



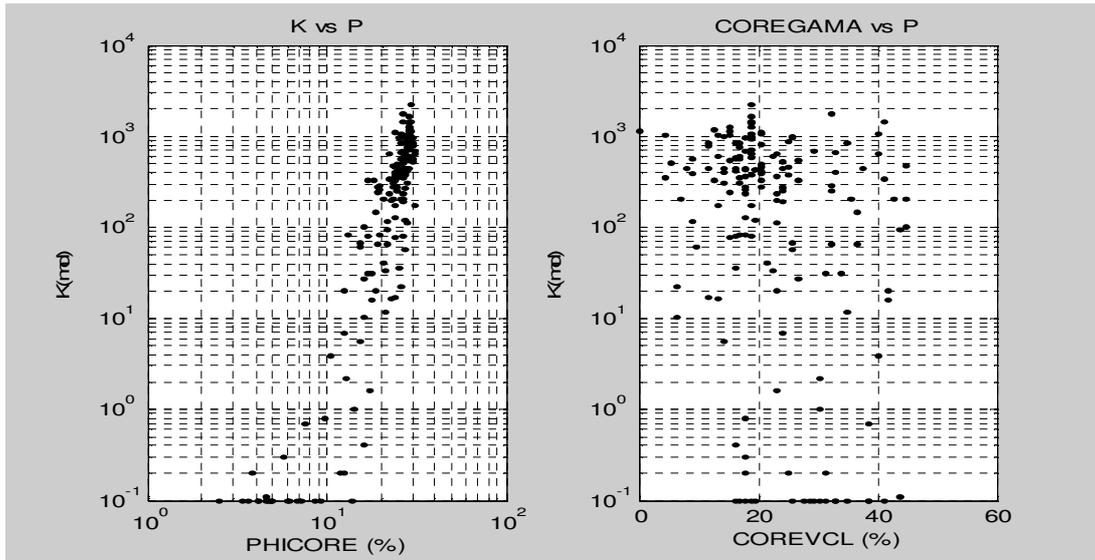
**Figura 6.21.** Apresentação dos perfis corridos no poço (Poço NA022).

A partir dos demais perfis de poços, pode-se notar possíveis intervalos de interesse para efeito de estudo e análise. No retângulo vermelho da Figura 6.21, podemos inferir pelo perfil raios gama, um valor médio de radioatividade, identificado como um arenito com presença de argila. No perfil ILD, tem-se valores elevados de resistividades, indicando possivelmente uma zona de óleo. O perfil de porosidade Fuzzy mostra valores elevados de porosidade e permeabilidade, características que definem uma possível rocha reservatório.

#### 6.4 Comparação com outros Métodos

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), que utilizou determinados parâmetros na seqüência areno-argilosas da bacia do Mar do Norte.

Nesta comparação, foram utilizados os dados dos poços mostrados na Tabela 5.1, fazendo de maneira preliminar uma filtragem dos pontos que apresentam menor correlação, para obter uma matriz inicial geradora das funções Fuzzy. A mudança obtida nesta nova distribuição de dados, após realizada a filtragem, pode ser observada comparando as Figuras 6.3 e 6.22 (para K vs P, e COREGAMA vs P).



**Figura 6.22.** 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.

#### 6.4.1 Determinação de Permeabilidade por Regressão não Linear

A partir dos dados oferecidos pela ANP, foram confeccionados gráficos de dispersão de permeabilidade versus porosidade, utilizando a informação de 15 poços. Em seguida, nesses gráficos foi adicionada uma linha de tendência para obter uma curva que represente o melhor ajuste. Essa curva pode se comportar em forma linear, logarítmica, potencial ou exponencial e a escolha da melhor curva será feita com base no coeficiente  $R^2$  (o qual é obtido automaticamente como pelo software *STATISTICA* indicativo do ajuste da curva). Esse coeficiente de determinação indica o quão representativa é a curva de ajuste, deste modo, se o valor de  $R^2$  for próximo de 0 a curva será pouco representativa, e quanto mais próximo de 1 será maior a confiabilidade. Essa curva de tendência mostrará o comportamento que relaciona a porosidade e a permeabilidade para cada poço (Lima, 2004).

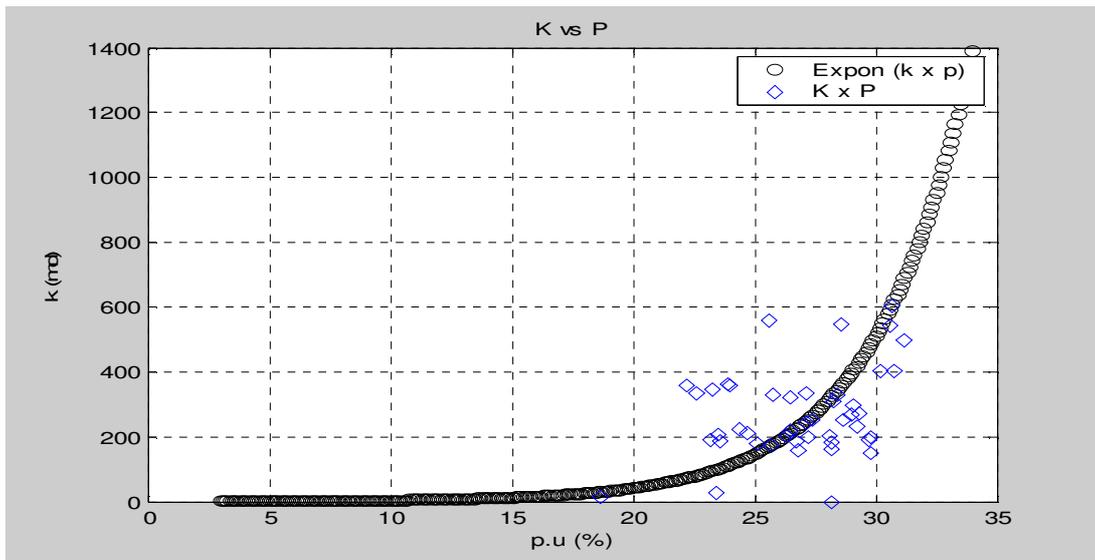
Para o campo de Namorado observou-se que, na maioria dos poços, o valor de  $R^2$  era maior nas curvas do tipo exponencial.

Nesta etapa os poços NA01, NA07, NA37, NA40, NA42, NA47, NA48 e NA53 foram descartados por não serem representativos, já que não apresentavam quantidades suficientes de “*plugs*” (amostras tomadas em testemunhos) e com isso os valores de  $R^2$  foram muito baixos. Já os poços NA02, NA04, NA11, NA12, NA22, NA44 e NA234 foram considerados no trabalho de Lima (2004) (no qual ela fez um estudo da estimativa de permeabilidade a partir de perfis geofísicos no campo de Namorado) como “poços chaves”, pois eles satisfazem as seguintes condições: representatividade dentro do campo, disponibilidade de um conjunto apropriado de perfis, existência de testemunho e análise de laboratório, além de apresentar altos valores de  $R^2$ .

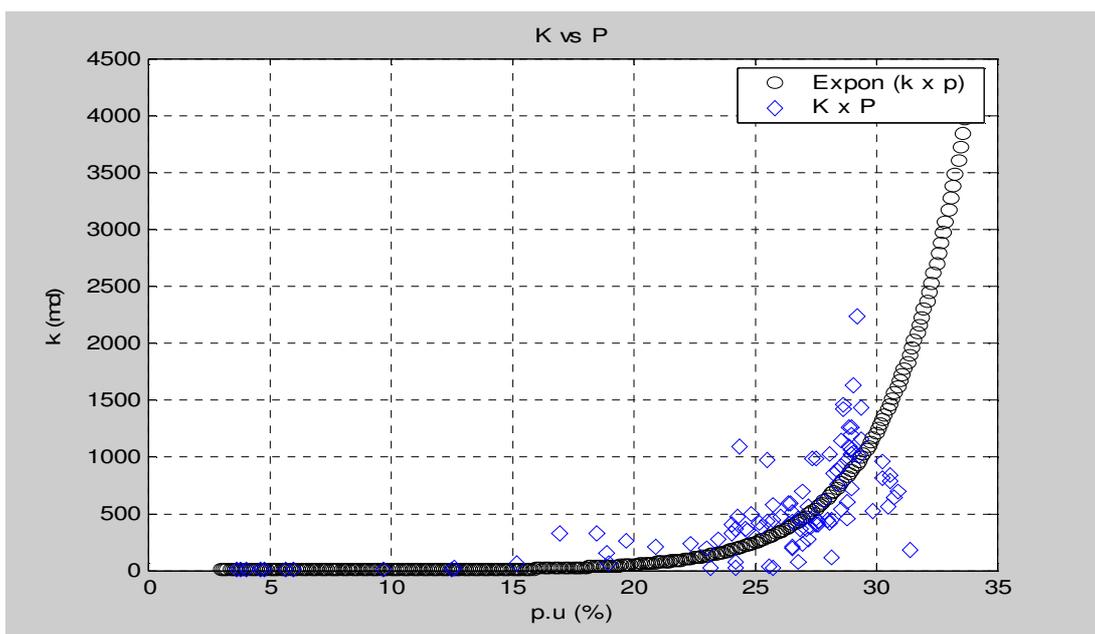
Para efeito de comparação com nosso método, a matriz inicial terá informação dos dados das amostras obtidas a partir dos “poços chaves”, considerados no trabalho de Lima (2004), mas as comparações somente foram feitas trabalhando com os poços NA02, NA04, NA11 e NA22, por terem a maior quantidade de amostras. Podemos ressaltar que tais poços também foram utilizados na apresentação dos resultados finais neste trabalho.

Na continuação destas análises são apresentados os gráficos de dispersão (Figuras 6.24 até 6.26) dos poços nos quais foi aplicada a comparação destas metodologias.

Na Figura 6.23, observa-se a existência de uma boa correlação entre a permeabilidade e porosidade, sendo usada uma curva exponencial no ajuste, mostrando um coeficiente médio de  $R^2$ .

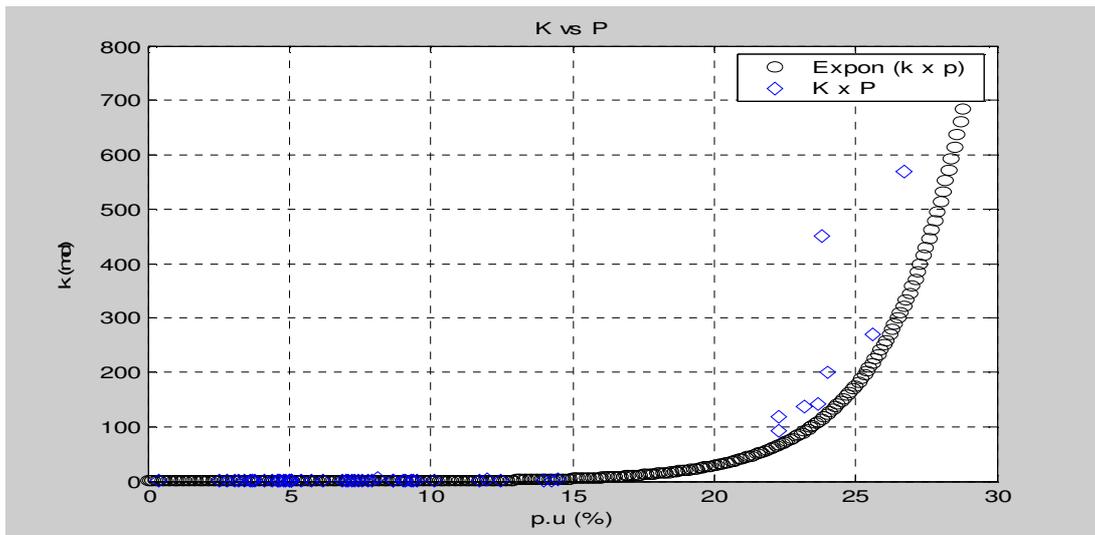


**Figura 6.23.** Pontos do Poço NA02, com ajuste da função exponencial :  $y = 0.2742 e^{0.2509 x}$  com valor de  $R^2 = 0.677$ .



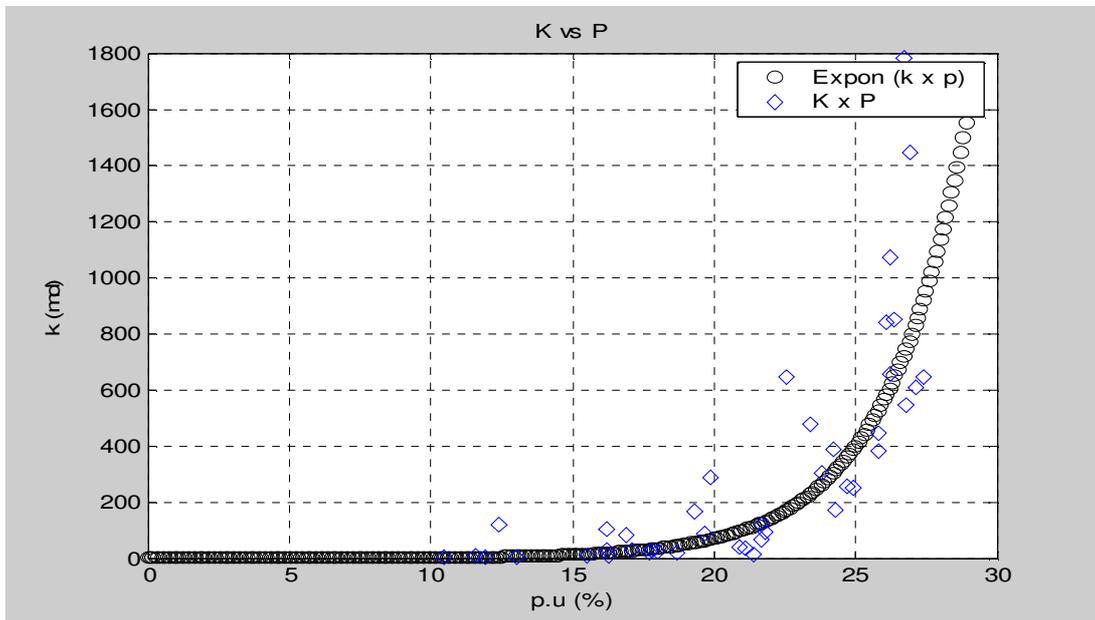
**Figura 6.24.** Pontos do Poço NA04, com ajuste da função exponencial :  $y = 0.0758 e^{0.3224 x}$  com valor de  $R^2 = 0.8385$ .

A Figura 6.24 mostra um alto valor de  $R^2$ , o qual indica um elevado grau de representatividade da função exponencial.



**Figura 6.25.** Pontos do Poço NA011, com ajuste da função exponencial :  $y = 0.0219 e^{0.3594 x}$  com valor de  $R^2 = 0.8473$ .

A Figura 6.25, similar à Figura 6.24, mostra um alto valor de  $R^2$ , o qual indica também um elevado grau de representatividade da curva exponencial.



**Figura 6.26.** Pontos do Poço NA022, com ajuste da função exponencial :  $y = 0.066 e^{0.3482 x}$  com valor de  $R^2 = 0.7328$ .

Observa-se na Figura 6.26 que existe uma boa correlação entre a permeabilidade e a porosidade, sendo o ajuste realizado com a curva exponencial, mostrando assim, um coeficiente médio de  $R^2$ .

#### **6.4.2 Estimativa da Permeabilidade através da Fórmula de Yan Jun (estudo de caso da Bacia do Mar do Norte).**

Esta metodologia teve como objetivo determinar através de perfis, parâmetros como: porosidade, volume de folhelho, conteúdo de argila e permeabilidade, sendo o estudo realizado na Bacia do Mar do Norte.

O trabalho de Jun *et al.* (2000) considerou os parâmetros  $V_{sh}$  (volume de folhelho) e  $\phi$  com determinados valores fixos que não foram utilizados neste trabalho, por serem utilizados especificamente para outra Bacia nomeada anteriormente. Portanto, torna-se mais confiável para nosso caso, o cálculo do volume de folhelho e porosidade através dos dados pertencentes à Bacia de Campos.

O  $V_{sh}$  pode ser calculado através da informação do perfil de Raio Gama (GR) (Equação 6.1) o qual é um indicador de tipo litológico, diferenciando os folhelhos dos demais tipos litológicos. Como o perfil de Raio Gama foi obtido ao longo de todo o poço e as medidas feitas a cada 20 cm, foi necessário descobrir os valores máximos e mínimos do perfil GR. A partir desses valores foi possível calcular para todos os poços os valores de  $V_{sh}$  de acordo com a profundidade e seu respectivo valor de perfil de Raio Gama:

$$V_{sh} = \frac{GR - GR_{\min}}{GR_{\max} - GR_{\min}} . \quad (6.1)$$

Como já foi dito, o trabalho de Jun *et al.* (2000) foi realizado para um estudo de caso específico. Sendo assim, achamos conveniente substituir os parâmetros da fórmula de permeabilidade obtidas com os dados provenientes da Bacia do Mar do Norte por parâmetros obtidos da Bacia de Campos, para se ter uma resposta mais adequada:

$$K = a \frac{\phi^b}{V_{sh}^c} . \quad (6.2)$$

Esses novos parâmetros  $a$ ,  $b$  e  $c$  (Equação 6.2) foram calculados levando-se os valores de  $Vsh$  e  $\phi$  ao programa *STATISTICA*, que através de uma regressão não linear chegou a definir estes valores ( $a=201\ 767\ 000$ ,  $b=10,24078$ ,  $c=0,004118$ ) (Lima, 2004).

Sendo assim, a permeabilidade será calculada de acordo com a seguinte fórmula:

$$K = 2,01 \times 10^8 \frac{\phi^{10,24078}}{Vsh^{0,004118}} \quad (6.3)$$

Para a estimativa da porosidade foi utilizado PHIM, valor calculado anteriormente, combinando PHIN e PHID.

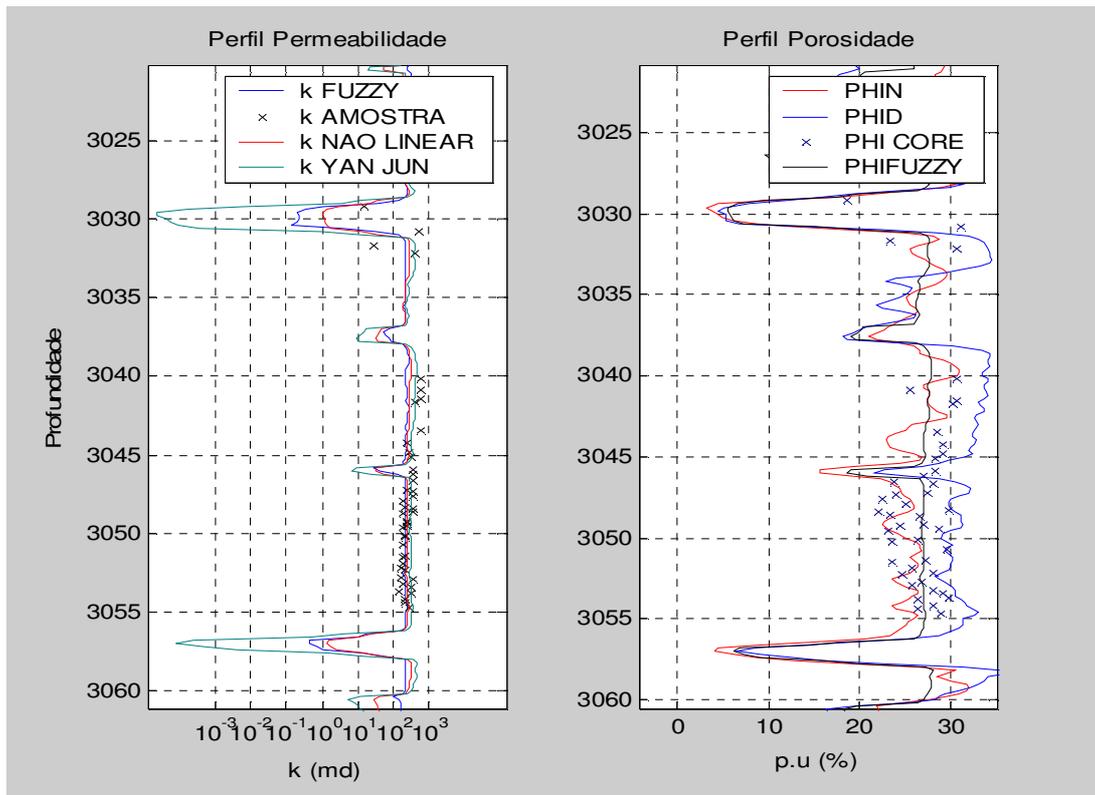
#### 6.4.3 Comparação das Metodologias

A partir dos gráficos das Figuras (6.23 – 6.26) correspondente ao método não linear, se obteve as seguintes funções exponenciais  $y = 0.2742 e^{0.2509 x}$ ,  $y = 0.0758 e^{0.3224 x}$ ,  $y = 0.0219 e^{0.3594 x}$  e  $y = 0.066 e^{0.3482 x}$  para os poços NA02, NA04, NA011 e NA022, respectivamente, onde 'y' representa a permeabilidade e 'x' o valor de PHIM calculado com os perfis PHIN e PHID dos poços.

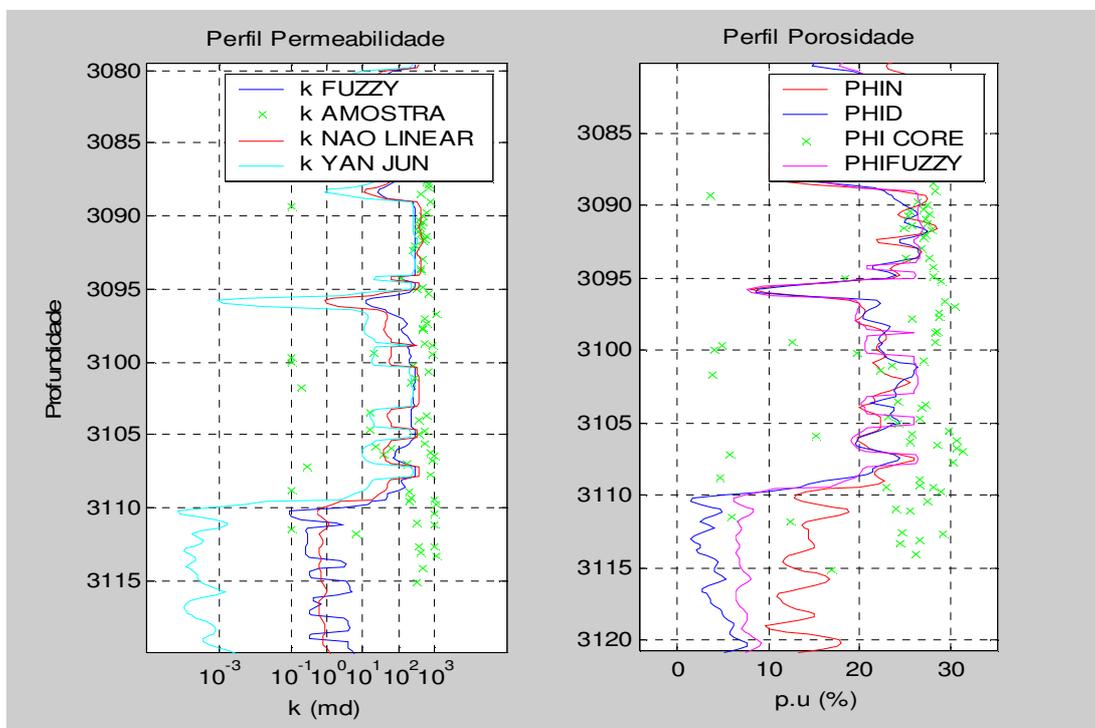
Na Equação (6.3) de Jun (2000),  $\phi$  corresponde ao PHIM e  $Vsh$  é a percentagem em volume de folhelho, calculado com o perfil GR.

Serão mostrados, além destas comparações, os perfis de porosidade PHIN, PHID e PHIFUZZY (calculado com o PHIM).

Observa-se no perfil de permeabilidade da Figura 6.27 que o método exponencial mostra similaridade com o método *Fuzzy*, sendo isto um bom indicativo dos resultados da metodologia aplicada neste trabalho. O método de Jun (2000) mostra similaridade entre as curvas, apenas nos pontos amostrados.



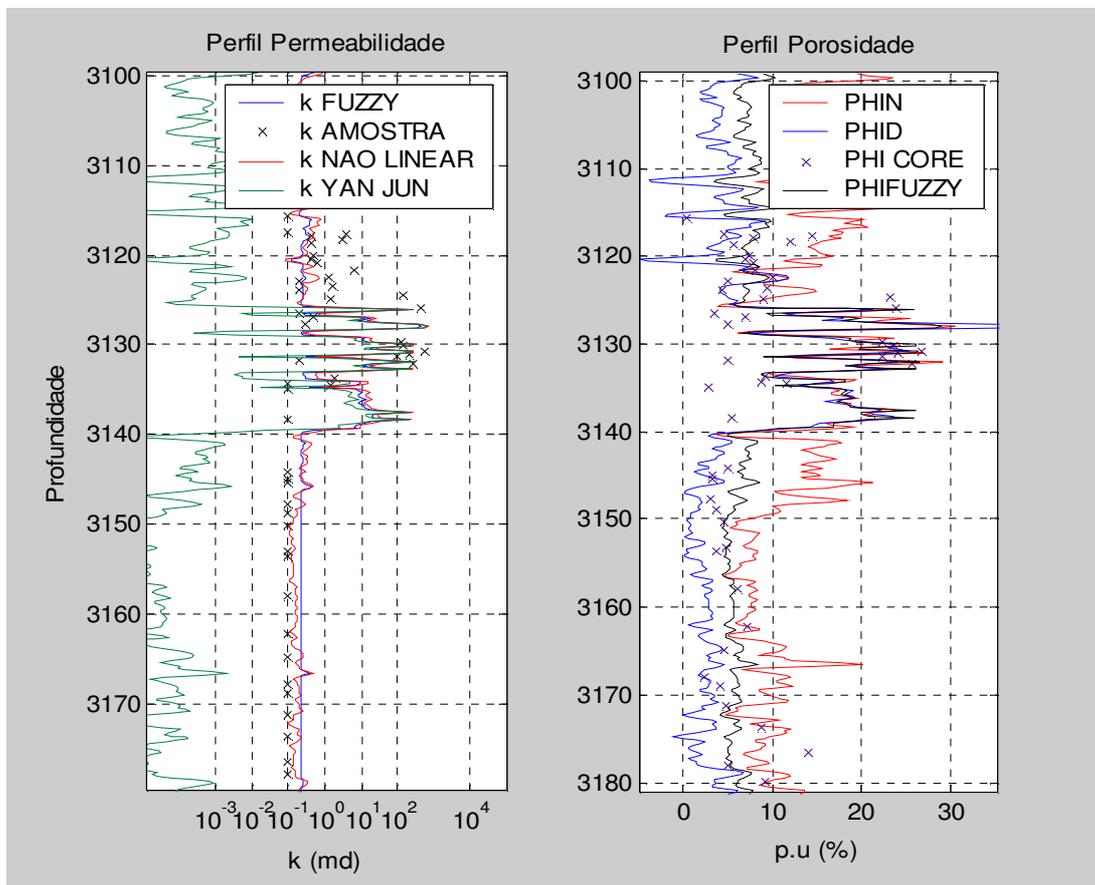
**Figura 6.27.** Perfis permeabilidade e porosidade do Poço NA02.



**Figura 6.28.** Perfis permeabilidade e porosidade do Poço NA04.

Na Figura 6.28, o perfil de permeabilidade obtido com o método exponencial mostra similaridade com o método *fuzzy*, ajustando-se na maioria de pontos amostrados, indicando também bons resultados na metodologia aplicada para este trabalho. O método de Jun (2000) apresenta similaridade com as outras curvas, apenas em alguns intervalos como se observa nesta figura.

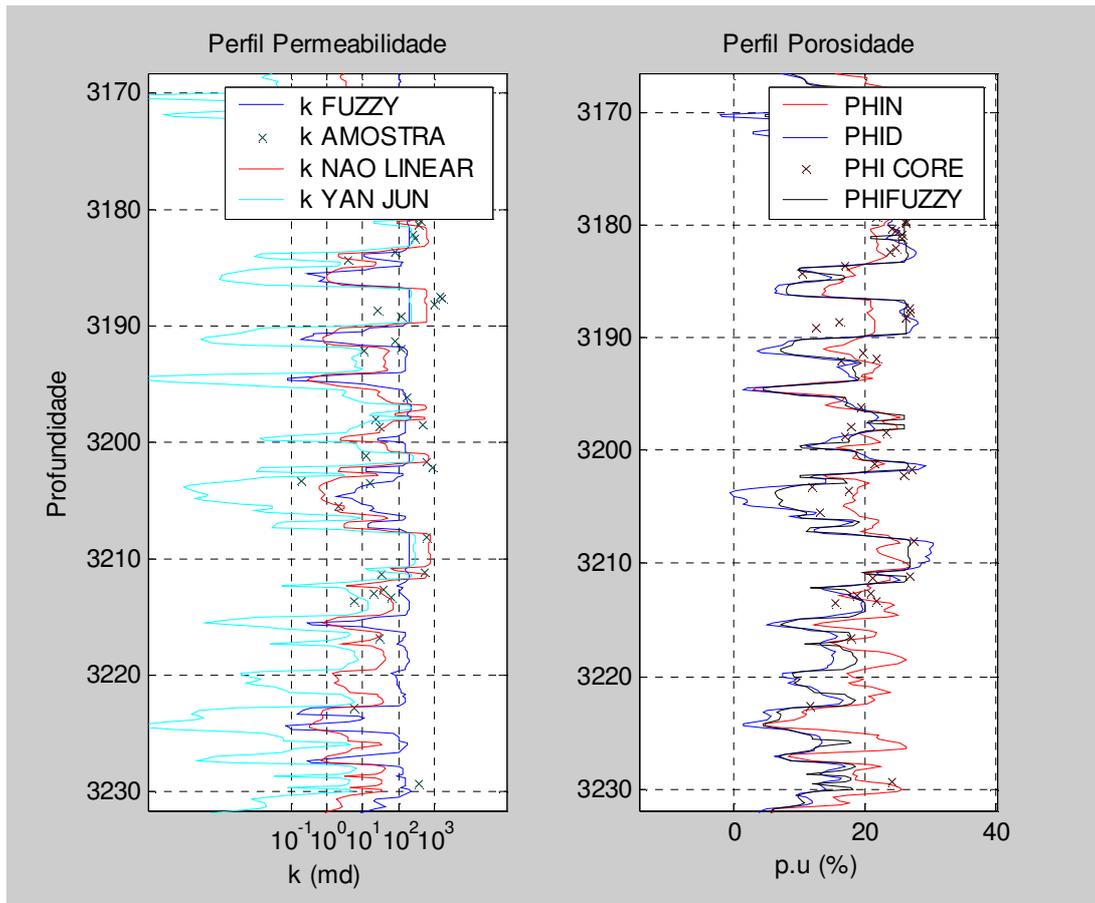
É importante notar a complexidade das medidas de permeabilidade destas amostras, as quais tem muita heterogeneidade, o que dificulta a obtenção de uma função representativa para todos os métodos.



**Figura 6.29.** Perfis permeabilidade e porosidade do Poço NA011.

Na Figura 6.29 do perfil de permeabilidade, o método exponencial mostra similaridade com o método *Fuzzy*, ajustando-se também com a maioria dos pontos amostrados, refletindo desta maneira, um bom resultado.

Na Figura 6.30, o comportamento das três curvas para ambos os perfis (metodologias em comparação) tem um certo grau de similaridade, sendo o exponencial e o *fuzzy* os mais parecidos, percorrendo a maioria dos pontos amostrados. Para o caso da curva de Jun (2000), isto não ocorre.



**Figura 6.30.** Perfis permeabilidade e porosidade do Poço NA022.

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.

## CAPÍTULO 7. CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

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.

No caso do perfil  $\phi_d$ , analisando os perfis dos poços, ele se relaciona mais com a porosidade medida nas amostras devido a presença de certos fatores como por exemplo formações com baixo índice de hidrogênio, quer dizer formações secas sem fluidos, para o qual  $\phi_N$  não consegue às vezes qualquer relação; ou com formações com gás para o qual  $\phi_d$  detecta levando neste caso valores próximos aos medidos in situ.

Notamos que  $\phi_d$  e  $\phi_{MED}$  são os principais indicadores da porosidade ajustada levando em conta a comparação e correlação feita com as porosidades médias das amostras.

A aplicação das funções calculadas com a regra *Fuzzy* nos perfis do poço segue tendência de ajuste orientada aos perfis físicos medidos ( $\phi_N$ ,  $\phi_d$ ). Mas isto não se deve tanto às amostras, como se observa nos intervalos correspondentes nos perfis, onde certos dados em alguns intervalos não cruzam nem mostram qualquer relação com as amostras. Isto se deve, sim, à existência de uma diferença muito elevada entre o perfil do poço ( $\phi_N$ ,  $\phi_d$ ,  $\phi_{MED}$ ) e a porosidade ( $\phi_c$ ) do testemunho, para o qual os coeficientes calculados não tem efeito, já que estes foram calculados via inversão de matrizes filtradas com dados representativos com diferença máxima de 5 P.u. Neste caso obtivemos como resultado coeficientes que se ajustam valores pertos aos perfis físicos do poço. Como se explicou anteriormente isto ocorre porque as funções foram elaboradas com matrizes que unem dados de todo o campo, mas só nos intervalos testemunhados. Estes dados foram também depurados de forma a mostrar o maior grau de linearidade possível. Isto resultou em funções que descrevem a tendência e a relação entre os  $\phi_N$ ,  $\phi_d$ ,  $\phi_{MED}$  dos poços com

as porosidades de testemunhos , mas que se aplicam efetivamente em situações com diferenças menores ( $\leq 5$ ).

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, dos coeficientes obtidos, os quais representam uma distribuição linear com dados que tem diferenças de 5 P.u. Ademais, alguns pontos relacionados aos folhelhos não tem seus correspondentes valores nos testemunhos, e ficarão obviamente prejudicados.

E importante levar em conta que para o caso da permeabilidade (distribuição permeabilidade vs core-gama), assim como para as leituras dos perfis, devemos considerar características litológicas complexas na Bacia de Campos como, por exemplo , o caso dos arenitos radioativos, que afeta sensivelmente a relação de *Vsh* com a permeabilidade, como é observado na Figura 6.3.

As comparações feitas com as outras metodologias (regressão não linear e metodologia de Yan Jun) permitiram mostrar que a regra *Fuzzy* é uma alternativa muito interessante e efetiva para extrapolar o cálculo da porosidade e permeabilidade nos intervalos em estudo. Pode se concluir desta comparação feita com estes 2 métodos, que a regra *Fuzzy* obtém valores validos, acompanhando em maior grau ao método não linear. É bom lembrar que a regra *Fuzzy* pode integrar mais tipos de perfis no trabalho de análise, podendo obter, assim, uma curva mais representativa.

Uma aplicação integrada com outros perfis e, logicamente, a elaboração de uma nova metodologia de trabalho, seria uma alternativa para estudos futuros usando a obtenção de resultados mais precisos e detalhados (maior quantidade de parâmetros e características do reservatório) das áreas estudadas.

Como recomendações para futuros trabalhos, sugere-se fazer um estudo aplicando regra *Fuzzy*, reconhecendo e aplicando funções de pertinência correspondentes a diferentes

litologias, para obter curvas tanto de porosidade e permeabilidade mais representativas (fazer um reconhecimento de padrões segundo as características litológicas). Isto pode ser feito integrando mais perfis tal como resistividade, potencial espontâneo e perfil sônico, como forma de minimizar as possíveis ambigüidades observadas nas relações de porosidade e volume de folhelho com permeabilidades.

Recomenda-se também incluir novas áreas de estudo relacionadas a tomada de decisões na engenharia de petróleo e reservatórios, levando em conta a capacidade e variabilidade de aplicação da regra *Fuzzy*. Isto se deve ao fato de que a regra *Fuzzy* está sendo bastante explorada e aplicada em áreas de exploração e produção com sucesso em assuntos específicos tais como elaboração de controladores *Fuzzy* para sistemas de separação e bombeio submarino e aplicação de sistemas *Fuzzy* para selecionamento de poços de petróleo para fraturamento hidráulico.

Como recomendação final, propomos um estudo aprofundado do parâmetro litológico ( $a$ ) e do fator de cimentação ( $m$ ) da equação de Archie (1950) e suas relações com a permeabilidade. Este estudo é bastante promissor tendo visto que o fator ou expoente de cimentação, por possuir fortes vínculos com a tortuosidade das formações geológicas, estará obviamente relacionado ao tamanho e distribuição dos poros. Esta observação encontra amparo nos perfis de Ressonância magnética Nuclear (NMR) que já fazem uso do fator de cimentação como um indicador de permeabilidade.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABIB, O & FARIAS, L.C.C. Métodos indiretos de obtenção de permeabilidade relativa – Considerações. **B. Tec. PETROBRAS**, Rio de Janeiro,3:136-145,1959.

ARCHIE, G.E.; Introduction to Petrophysics of Reservoir Rocks. **Bull. Amer. Assoc. Petrol. Geolog.**;34(5): 943-961, 1950.

ASQUITH,G. & GIBSON, C. **Basic Well Log Analysis for Geologists**. Oklahoma: AAPG, 1982 (216p).

BEZDEK, J. C., A convergence theorem for the fuzzy ISODATA clustering algorithm. **IEEE Transactions on Pattern Analysis and Machine Intelligence**, v2, p 1-8, 1980.

BEZDEK, J. C. and PAL, S. K., **Fuzzy Models for Pattern Recognition Method. IEEE Press**, New York, 539pp., 1992

BEZDEK, J. C, EHRLICH, R. & FULL, W. FCM: The fuzzy c-means clustering algorithm. **Computers & Geosciences Vol. 10 N°2-3**, 1984 : 191-203

BRANCO, C.C.M.; BONET,L. Dano de Formação: mecanismos de prevenção. **Bol. Tec. PETROBRAS**, Rio de Janeiro, 30(4): 191-199, out/dez, 1987.

BROCK, J.G. **Applied open hole log anaysis**. V.2, Texas: Gulf Publisshing Company, 1986 (284p).

CHICOUREL, V. Diversos métodos de determinação da porosidade em laboratório – Estudo Comparativo. **Bol. Tec. PETROBRAS**, 3:107-119, dez, 1959.

CRAIG F.F., Jr.: **The Reservoir Engineering Aspects of Waterflooding**. Monograph Series, SPE, Dallas, Texas (1971)3.

LIMA, J.A. **Estimativa da permeabilidade a partir de perfis geofísicos de poços no campo de Namorado – Bacia de Campos –RJ**. Monografia submetida ao curso de graduação em geologia da Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2004 (98p)

DESBRANDES R. **Encyclopedia of well logging**. Texas : Gulf Publishing Company, 1985 (284p).

FINOL, J., GUO, Y.K., JING, X.D. Permeability prediction in shaly formations: The fuzzy modeling approach. **Spec, Paper, Geophysics vol 67, N° 3**, 2002: 817-829.

FINOL, J., GUO, Y.K., JING, X.D., 2000. A rule based fuzzy model for the prediction of petrophysical rock parameters. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, 29, 2001: 97-113

FUKUYAMA, Y. And SUGENO, M., A new method of choosing the number of clusters for fuzzy c-means method. **Proc. 5th Fuzzy System Symposium, p 247- 250.**, 1989.

GODOY, M. S, **Controle e Modelagem Fuzzy**. Cap. 10, 2001 (182p)

GOMEZ, J.A.T. **Engenharia de Reservatórios. Notas de aula**. LENEP. / UENF, 2003

HEARST, J.R. & NELSON, P.H. **Well logging for physical properties**. New York: McGrawHill Book Company, 1985 (571p).

HILCHIE D.W. **Applied openhole log interpretation**. Colorado: Colorado Golden, 1982 (340p)

JUN, Y., LIU, E., Li X. y., 2000. **Determining Reservoir Parameters from Log and Core data : a cause study from the north sea Edinburgh university**. British Geological Survey, Scotland, UK.

LEMOS, R.S. **Estudo Sobre a Viabilidade do Cálculo da Porosidade com Base em um Conjunto Reduzido de perfis e sua Aplicação na Bacia de Almada/BA**. Tese apresentada para obtenção do título de Mestre em Engenharia de Reservatório e de

Exploração da Universidade Estadual do Norte Fluminense Darcy Ribeiro, 2004 (123p)2004.

MENESES, S.X. & ADAMS, T. **Ocorrência de resistividades anômalas no Campo de Namorado**, Bacia de Campos. Bol. Geoci. PETROBRAS, RJ, 4(2): 183-188, abr/jun, 1990.

MONTEIRO, N.R. Aplicação de computadores digitais na simulação de reservatórios de petróleo. **Bol. Tec. PETROBRAS**, RJ, 15(4) : 355-374, 1972

NERY, G.G. **Perfilagem Geofísica em Poço Aberto**. Curso engenharia de petróleo, CEN-NOR. PETROBRAS / SEDES / CEN-NOR, 1990.

PREDA, W.N.; PEREIRA, I.E.M.; RAMOS, E.M.; ALVES, A.C. Caracterização dos reservatórios da Fm. Paracuru no Campo de Curimã, Bacia do Ceara. **Bol. Geoci. PETROBRAS**, RJ; 10(1/4): 45-54, 1996

SALOMÃO, M. **Avaliação de formações. Notas de aula**. LENEP/UENF, 2003

SCHLUMBERGER, **Searching for oil and gas in the land of giants** – Special edition on Brasil. Schlumberger, Argentina, 1998.

SCHLUMBERGER, **Avaliação das formações no Brasil – WEC Brasil**. Schlumberger, Brasil, 1985.

SERRA, O.; **Fundamentals of well-log interpretation**. V.1, Amsterdam: Elsevier Science Publishers B. V., 1984 (423p)

SILVA, J.C. **Perfilagem de poço II – Well logging processing and interpretation, Notas de aula**. DEGEL/UFRJ, 2003.

SUGUIO, Rochas sedimentares. Sao Paulo: Ed. Edgard Blucher – EDUSP , 1973 (481p).

SMITH, J.T & COBB, W.M. **Waterflooding**. Reinhold Publishing Corporation, Dallas – Texas (2002)

WELEX. ***Introduccion al perfilaje***. 2ª Edição, Neuquen: Welex Training System, 1984 (302p).

[WWW.PETROBRAS.COM.BR](http://WWW.PETROBRAS.COM.BR)

[WWW.BDEP.GOV.BR](http://WWW.BDEP.GOV.BR)

**ANEXO I**

**POÇO NA02**



**CAMPO ESCOLA DE NAMORADO**

Obs	Poço	Amostra	Profund	PermH	PermV	PorosH	PorosV	DensidH	DensidV
33	NA2	4874	3029,2	15,5	18,5	18,7	17,4		
34	NA2	4875	3030,8	499,3	70,5	31,2	28,5		
35	NA2	4876	3031,7	26,8	37,7	23,4	24,1		
36	NA2	4877	3032,2	404,2	152,2	30,8	30,5		
37	NA2	4878	3035,7		1,6		25,7		
38	NA2		3040,2	540,8	206,3	30,6			
39	NA2		3040,9	559,4	74,2	25,6			
40	NA2		3041,5	605,2	232,2	30,7			
41	NA2		3041,7	401,3	421,5	30,2			
42	NA2		3043,5	545,2	499,7	28,6			
43	NA2		3044,2	231,2	311,5	29,2			
44	NA2		3044,8	273,6	287,6	29,3			
45	NA2		3045,1	310,7	299,0	28,3			
46	NA2		3045,5	0,1	0,1	4,2			
47	NA2		3045,9	330,6	428,1	28,4			
48	NA2		3046,2	331,7	335,3	27,1			
49	NA2	4885	3046,6	361,2	369,6	23,9	25,1		
50	NA2		3046,7		320,8	28,2			
51	NA2		3047,2	252,8	203,4	27,4			
52	NA2	4886	3047,3	358,6	325,8	24,0	23,4		
53	NA2	4887	3047,6	334,4	238,9	22,6	22,6		
54	NA2		3047,9	179,6	156,6	25,1			
55	NA2		3048,3	197,7	125,1	29,8			
56	NA2	4888	3048,4	358,5	198,2	22,2	23,7		
57	NA2	4889	3048,6	344,4	732,9	23,3	25,7		
58	NA2		3048,7	187,8	149,8	26,7			
59	NA2		3049,2	244,4	137,2	27,1			
60	NA2	4890	3049,3	224,8	174,1	24,4	23,6		
61	NA2		3049,5	251,8	272,4	28,7			
62	NA2	4891	3049,6	191,3	187,0	23,2	23,2		
63	NA2		3050,1	202,4	218,7	26,3			
64	NA2	4892	3050,2	206,8	293,8	23,5	23,8		
65	NA2		3050,7	191,1	247,3	29,7			
66	NA2		3051,4	200,3	170,1	27,2			
67	NA2	4893	3051,5	184,4	162,9	23,6	23,5		
68	NA2		3051,9	174,7	173,9	25,7			
69	NA2		3052,2	163,0	140,5	28,2			
70	NA2	4894	3052,3	212,4	241,1	24,7	26,1		
71	NA2		3052,8	157,0	156,3	26,8			
72	NA2	4895	3052,9	328,3	202,0	25,8	25,8		
73	NA2		3053,2	180,2	198,7	28,2			
74	NA2	4896	3053,4	296,5	331,4	29,1	28,3		
75	NA2		3053,7	151,1	175,2	29,8			

POÇO NA04



CAMPO ESCOLA DE NAMORADO

Obs	Poço	Amostra	Profund	PermH	PermV	PorosH	PorosV	DensidH	DensidV
80	NA4		3036,7	1252,3	889,1	29,0			
81	NA4		3036,9	1134,1	1102,8	28,6			
82	NA4		3037,6	1189,6		29,0			
83	NA4	4889	3037,9		39,6		22,9		
84	NA4		3038,0	1020,8	1276	29,0			
85	NA4		3038,3	971,0	1389,8	28,8			
86	NA4		3043,2	1656,9	2051,0	29,3			
87	NA4		3044,4	1455,2	1293,8	28,7			
88	NA4		3044,8	1629,2	527,6	29,1			
89	NA4		3045,1	1433,5	1975,8	29,4			
90	NA4		3045,4	2226,5	1927,0	29,2			
91	NA4		3045,7	1251,2	1320,8	28,9			
92	NA4		3045,9	1499,5	1448,7				
93	NA4		3046,2	1410,5	628,3	28,7			
94	NA4	4900	3046,6	78,7	77,6	26,8	24,5		
95	NA4		3047,1	1083,3	897,8	28,9			
96	NA4		3047,4	982,8	1188,5	27,5			
97	NA4	4901	3048,4	76,6	70,4	24,2	24,8		
98	NA4	4902	3048,8	0,8	0,7	9,7	10,1		
99	NA4	4903	3049,1	462,8	264,7	24,3	23,8		
100	NA4	4904	3050,4	585,6	635,5	26,5	28,6		
101	NA4	4905	3051,2	950,2	882,3	30,3	31,1		
102	NA4	4906	3052,1	400,1	480,6	24,1	24,2		
103	NA4	4907	3053,2	1003,9	877,9	29,3	27,0		
104	NA4	4923	3056,8	360,6	82,5	24,6	21,6		
105	NA4	4924	3061,0	65,4	26,8	19,0	18,7		
106	NA4	4925	3062,8	202,7	175,9	20,9	21,4		
107	NA4	4926	3063,1	147,2	168,5	18,9	22,1		
108	NA4		3086,8	1321,2	655,8				
109	NA4		3087,5	246,2	451,0				
110	NA4	4927	3087,6	605,9	425,6	27,9	27,6		
111	NA4		3087,8	644,1	594,7	30,8			
112	NA4		3088,0	686,7	435,8	30,9			
113	NA4		3088,4	569,6	869,9				
114	NA4	4928	3088,5	410,5	499,2	28,1	28,8		
115	NA4		3089,0	759,4	605,7	28,4			
116	NA4		3089,3	0,1	0,1	3,7			
117	NA4	4929	3089,8	581,4	482,8	26,4	26,6		
118	NA4		3090,0	449,9	0,1	27,5			
119	NA4		3090,3	356,5	457,4	27,1			
120	NA4	4930	3090,4	433,7	371,3	25,5	25,6		
121	NA4		3090,6	426,8	355,5	27,6			
122	NA4	4931	3090,7	375,0	446,7	25,3	25,4		



### CAMPO ESCOLA DE NAMORADO

Obs	Poço	Amostra	Profund	PermH	PermV	PorosH	PorosV	DensidH	DensidV
123	NA4		3091,0	380,8	385,4	27,3	27,3		
124	NA4		3091,3	396,0	511,2	27,5			
125	NA4	4932	3091,4	567,0	457,5	25,8	25,2		
126	NA4	4933	3091,6	499,3	352,0	24,9	25,5		
127	NA4		3091,7	447,2	462,8	28,0			
128	NA4		3092,0	265,1	340,8	27,2			
129	NA4		3092,3	233,1	439,6	27,0			
130	NA4		3093,0	451,7	244,8	26,8			
131	NA4		3093,6	402,3	220,7	27,6			
132	NA4	4934	3093,7	413,1	508,3	25,2	24,8		
133	NA4		3094,3	112,3	298,2	28,2			
134	NA4		3094,9	438,8	775,7	28,2			
135	NA4		3095,0	326,9		18,5			
136	NA4		3095,3	712,3	0,1	29,0			
137	NA4		3096,7	1152,8	877,1	29,4			
138	NA4		3097,0	554,1	407,2	30,5			
139	NA4		3097,4	597,5	570,8	28,8			
140	NA4		3097,7	451,8	456,9	28,8			
141	NA4	4935	3097,8	446,6	388,8	25,8	25,7		
142	NA4		3098,7	536,7	220,1	28,6			
143	NA4	4936	3098,8	852,3	306,1	28,3	27,1		
144	NA4		3099,0	1244,8	42,9				
145	NA4		3099,4	19,8	1,3	12,6			
146	NA4	4937	3099,5	872,1	670,9	28,4	27,7		
147	NA4		3099,7	0,1	0,1	4,8			
148	NA4		3100,0	0,1	0,1	4,1			
149	NA4		3100,2	255,1		19,7			
150	NA4		3100,7	690,4	360,6	27,0			
151	NA4	4938	3100,8		325,1		23,8		
152	NA4		3101,1	274,7	345,1	23,5			
153	NA4		3101,4	231,1		22,4			
154	NA4	4939	3101,7	0,2	2,1	3,8	8,8		
155	NA4	4940	3103,5	16,7	14,9	24,2	26,4		
156	NA4		3103,7	560,0	663,1	27,2			
157	NA4		3104,0	356,8	646,6	26,9			
158	NA4	4941	3104,6	16,4	12,7	23,2	24,3		
159	NA4		3104,7	502,0	883,8	26,6			
160	NA4		3105,0	361,4	660,5	24,2			
161	NA4		3105,6	518,5	41,6	29,9			
162	NA4	4942	3105,8	22,5	18,5	25,8	26,4		
163	NA4		3105,9	61,2	0,7	15,2			
164	NA4		3106,2	783,6		30,6			
165	NA4	4943	3106,3	36,0	30,8	25,6			



### CAMPO ESCOLA DE NAMORADO

Obs	Poço	Amostra	Profund	PermH	PermV	PorosH	PorosV	DensidH	DensidV
166	NA4		3106,5	916,5	793,8	28,6			
167	NA4		3106,8	830,6	1062,9	30,6			
168	NA4	4944	3107,0	172,4	63,9	31,4	30,7		
169	NA4		3107,2	0,3	0,1	5,7			
170	NA4		3017,7	807,8	807,8	30,3			
171	NA4		3108,8	0,1	0,1	4,6			
172	NA4	4945	3108,9	189,7	181,2	26,6	26,4		
173	NA4	4946	3109,3	206,1	185,7	26,6	27		
174	NA4		3109,4	1024,0	896,2	28,1			
175	NA4	4947	3109,5	195,8	205,5	23,0	24,1		
176	NA4		3109,8	1065,0	641,7	29,0			
177	NA4		3110,4	985,9		27,4			
178	NA4	4948	3111,0	327,4	180,1	24,1	19,5		
179	NA4		3111,1	961,5		25,5			
180	NA4		3111,5	0,1	0,1	6,0			
181	NA4	4949	3111,6		362,9		23,2		
182	NA4		3111,8	6,8	34,7	12,5			
183	NA4	4950	3112,6	348,4	360,1	24,7	25,3		
184	NA4		3112,7	1036,7	1050,9	29,1			
185	NA4	4951	3113,1	428,6	355,5	26,6	26,4		
186	NA4		3113,3	1088,1	842,1	24,4			
187	NA4	4952	3114,1	461,5	453,8	26,1	24,7		
188	NA4		3115,1	328,5		17,0			

POÇO NA011



CAMPO ESCOLA DE NAMORADO

Obs	Poço	Amostra	Profund	PermH	PermV	PorosH	PorosV	DensidH	DensidV
219	NA11A	3012	3044,8	0,1		7,2		2,68	
220	NA11A	3013	3061,8	0,1		7,6		2,68	
221	NA11A	3014	3063,4	0,1		9,4		2,69	
222	NA11A	3015	3115,7	0,1		0,4		2,78	
223	NA11A	2436	3117,4	0,1	0,1	4,6	4,4	2,66	2,66
224	NA11A	2437	3117,6	3,9	4,9	14,5	14,9	2,65	2,64
225	NA11A	2438	3117,9	0,4	0,2	7,8	7,8	2,65	2,65
226	NA11A	2439	3118,3	2,9	3,1	12,0	12,8	2,64	2,65
227	NA11A	2440	3118,7	0,4	0,4	5,8	5,7	2,65	2,65
228	NA11A	2441	3120,0	0,5	0,4	7,4	7,5	2,66	2,66
229	NA11A	2442	3120,4	0,4	0,4	7,1	6,8	2,66	2,67
230	NA11A	2443	3120,8	0,6	0,5	7,9	8,6	2,65	2,65
231	NA11A	2444	3121,6	6,8	0,1	8,1	2,1	2,66	2,66
232	NA11A	2445	3122,4	1,3	36,0	10,1	19,4	2,65	2,64
233	NA11A	2446	3122,8	0,2	30,0	5,1	22,2	2,67	2,64
234	NA11A	2447	3123,6	1,7	4,0	9,5	15,9	2,65	2,64
235	NA11A	2448	3123,9	0,2	0,2	4,4	3,9	2,66	2,66
236	NA11A	2449	3124,6	138,0	127,0	23,2	23,2	2,63	2,63
237	NA11A	2450	3124,9	1,4	13,9	9,0	17,0	2,66	2,65
238	NA11A	2451	3125,9	450,0	2,0	23,8	11,6	2,64	2,65
239	NA11A	2452	3126,6	0,2	0,1	3,6	3,0	2,68	2,67
240	NA11A	2453	3126,9	0,5	0,7	7,0	8,3	2,64	2,65
241	NA11A	2454	3127,7	0,3	0,4	5,1	7,7	2,68	2,67
242	NA11A	2621	3129,8	118,0	480,0	22,3	26,2	2,61	2,61
243	NA11A	2622	3130,2	142,0	187,0	23,7	24,5	2,61	2,61
244	NA11A	2623	3130,8	570,0	780,0	26,7	27,3	2,61	2,60
245	NA11A	2624	3131,1	200,0	57,0	24,0	21,1	2,60	2,63
246	NA11A	2625	3131,4	93,0	61,0	22,3	20,6	2,63	2,62
247	NA11A	2626	3131,8	0,2	1,3	5,0	17,0	2,65	2,64
248	NA11A	2627	3132,2	270,0	300,0	25,6	25,5	2,61	2,60
249	NA11A	2628	3133,8	1,9	1,9	9,1	12,2	2,64	2,63
250	NA11A	3106	3134,4	0,1		8,7		2,68	2,68
251	NA11A	2629	3134,5	1,4	1,5	11,7	12,6	2,63	2,63
252	NA11A	2630	3134,9	0,1	0,1	2,8	3,3	2,67	2,66
253	NA11A	2631	3138,4	0,1	0,1	5,4	5,0	2,69	2,69
254	NA11A	2632	3144,2	0,1	0,1	5,1	5,1	2,70	2,69
255	NA11A	2633	3144,9	0,1	0,1	3,2	3,5	2,67	2,68
256	NA11A	2634	3145,3	0,1	0,1	3,4	3,5	2,67	2,67
257	NA11A	2636	3147,7	0,1	0,1	3,1	2,6	2,67	2,67
258	NA11A	2637	3148,9	0,1	0,1	3,8	1,9	2,63	2,63
259	NA11A	2638	3150,3	0,1	0,1	4,6	5,1	2,67	2,67
260	NA11A	2639	3153,1	0,1	0,1	4,8	5,0	2,65	2,67
261	NA11A	2640	3153,7	0,1	0,1	3,7	4,0	2,64	2,65



## CAMPO ESCOLA DE NAMORADO

Obs	Poço	Amostra	Profund	PermH	PermV	PorosH	PorosV	DensidH	DensidV
262	NA11A	2641	3158,0	0,1	0,1	6,2	4,3	2,65	2,63
263	NA11A	2642	3162,3	0,1	0,1	7,3	8,7	2,69	2,68
264	NA11A	2643	3164,9	0,1	0,1	4,7	5,5	2,63	2,64
265	NA11A	2644	3167,9	0,1	0,1	2,5	5,1	2,62	2,63
266	NA11A	2645	3168,9	0,1	0,1	4,1	4,1	2,67	2,68
267	NA11A	2646	3171,3	0,1	0,1	4,9	5,4	2,67	2,67
268	NA11A	2647	3173,8	0,1	0,1	8,7	9,7	2,68	2,68
269	NA11A	2653	3176,5	0,1	0,1	14,0	12,1	2,65	2,67
270	NA11A	2648	3178,0	0,1	0,1	5,0	6,2	2,68	2,67
271	NA11A	2649	3179,9	0,1	0,1	9,3	8,5	2,71	2,71
272	NA11A	2650	3181,4	0,1	0,4	6,9	8,5	2,70	2,70
273	NA11A	2651	3182,5	1,0	0,4	14,3	10,8	2,65	2,64
274	NA11A	2652	3183,9	0,2	0,1	12,5	12,2	2,69	2,69

POÇO NA022

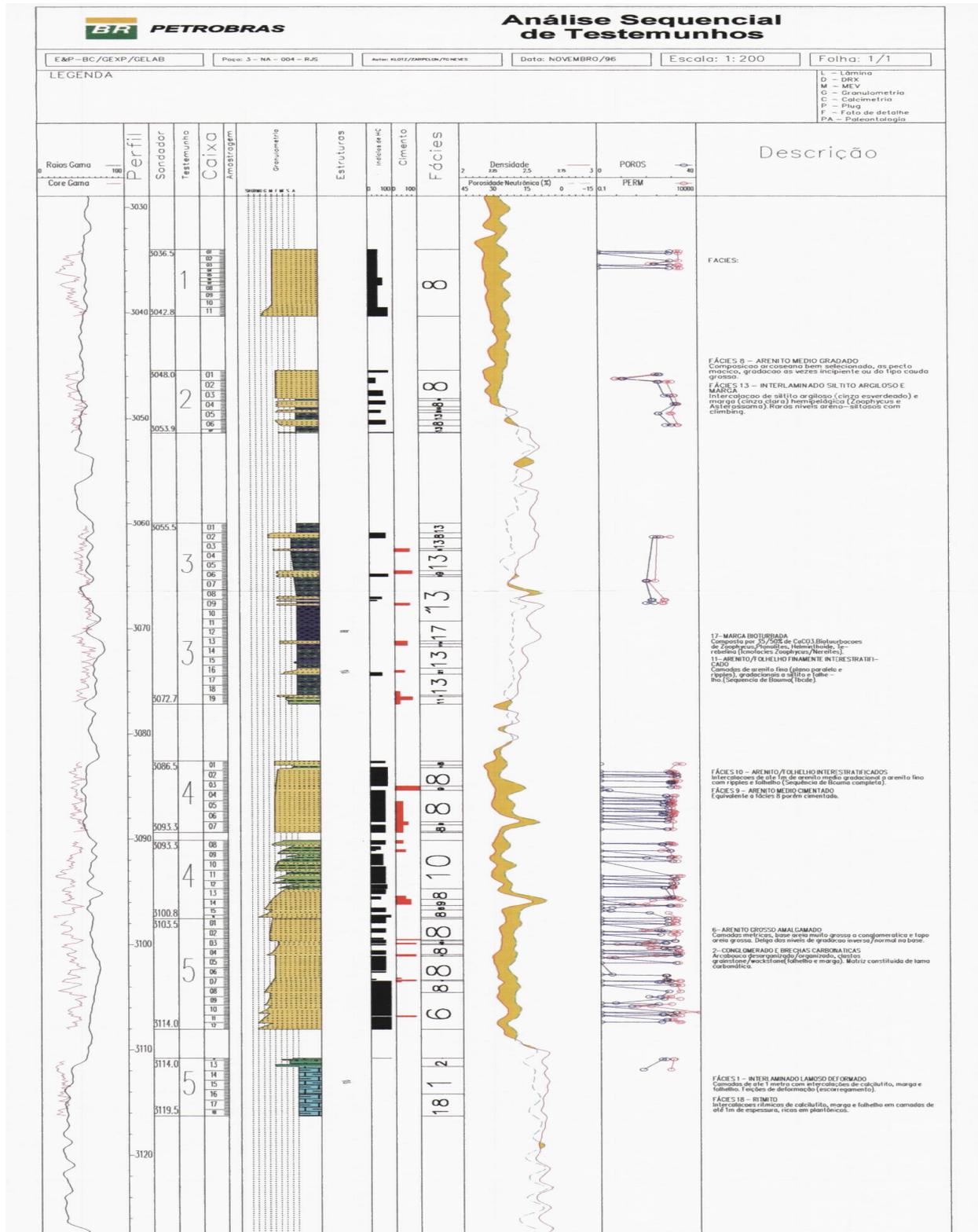


CAMPO ESCOLA DE NAMORADO

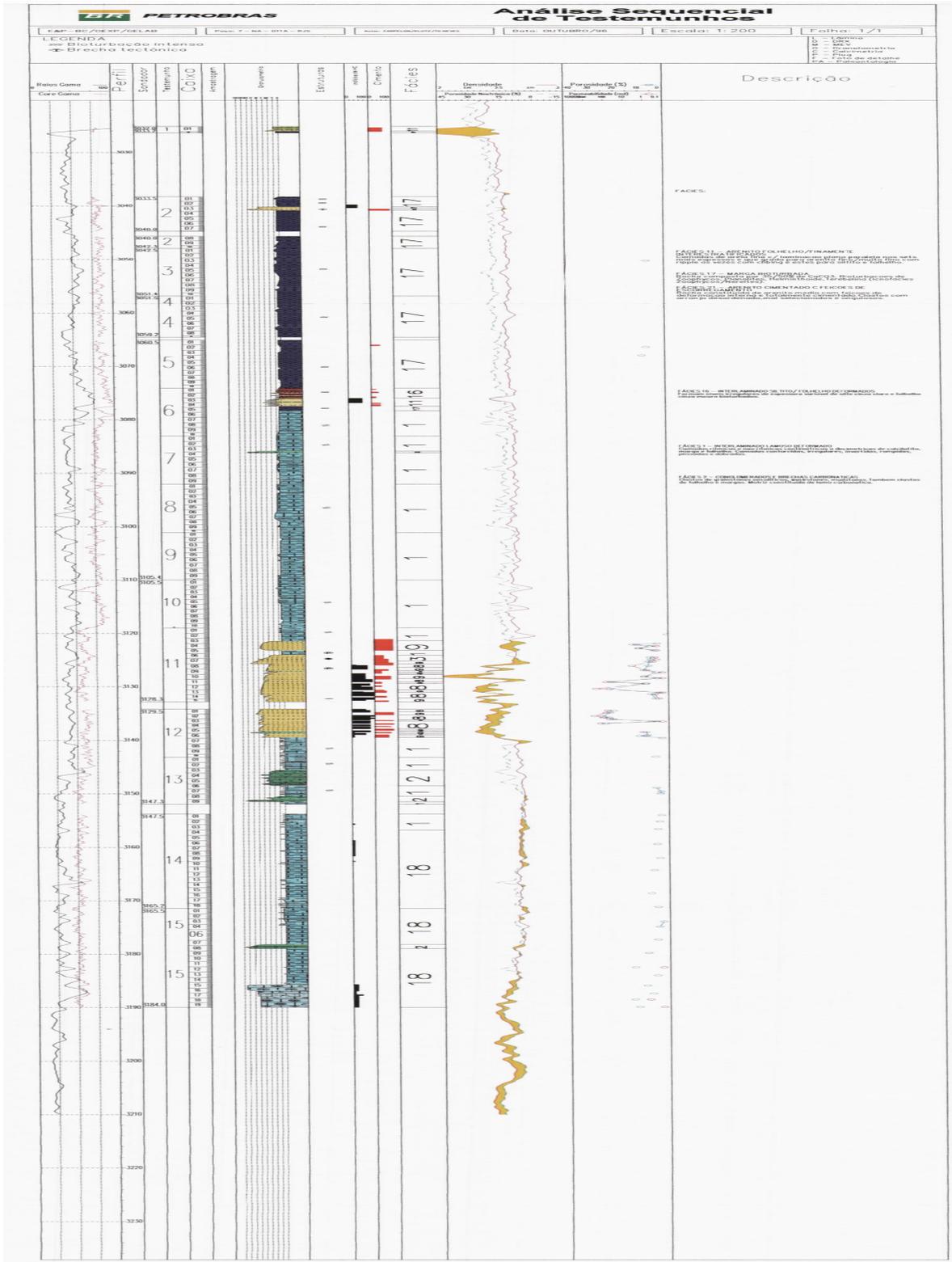
Obs	Poço	Amostra	Profund	PermH	PermV	PorosH	PorosV	DensidH	DensidV
371	NA22		3178,1	289,0		19,9			
372	NA22		3178,4	646,7		22,6			
373	NA22		3178,8	101,0	112,6	16,2	26,8		
374	NA22		3179,3	93,8		21,8			
375	NA22		3179,6	850		26,4			
376	NA22		3179,9	657,6	583,0	26,2	26,5		
377	NA22		3180,3	171,0		24,3			
378	NA22		3180,6	248,0		24,9			
379	NA22		3180,9	443,5	181,5	25,8	24,7		
380	NA22		3181,3	384,2		25,8			
381	NA22		3182,1	253,7		24,7			
382	NA22		3182,4	301,7		23,8			
383	NA22		3183,2		3,5		14,3		
384	NA22		3183,6	79,3		16,9			
385	NA22		3184,3	3,8		10,5			
386	NA22		3187,4	1443,4		26,9			
387	NA22		3187,7	1781,4		26,7			
388	NA22		3188,2	1072,6		26,2			
389	NA22		3188,6	27,3		16,2			
390	NA22		3189,1	116,6		12,4			
391	NA22		3191,3	84,8		19,7			
392	NA22		3191,9	117,5		21,7			
393	NA22		3192,1	10,4	3,5	16,3	16,2		
394	NA22		3196,1	168,1		19,3			
395	NA22		3197,9	24,6		18,0			
396	NA22		3198,4	476,5		23,4			
397	NA22		3198,7	30,9		17,1			
398	NA22		3201,1	11,9		21,4			
399	NA22		3201,6	608,3		27,1			
400	NA22		3201,9		379,8		26,1		
401	NA22		3202,2	841,3		26,1			
402	NA22		3203,2	0,2	0,1	11,9	12,5		
403	NA22		3203,5	16,1		17,7			
404	NA22		3204,9		1027,9		28,2		
405	NA22		3205,4	2,2		13,0			
406	NA22		3208,1	646,4		27,4			
407	NA22		3211,1	544,6	1053,4	26,8	28,7		
408	NA22		3211,3	33,5		21,1			
409	NA22		3212,6	40,5	44,0	20,9	21,1		
410	NA22		3212,9	20,3		18,7			
411	NA22		3213,3	65,2		21,7			
412	NA22		3213,6	5,6	0,2	15,5	11,5		
413	NA22		3216,7	30,8		17,8			



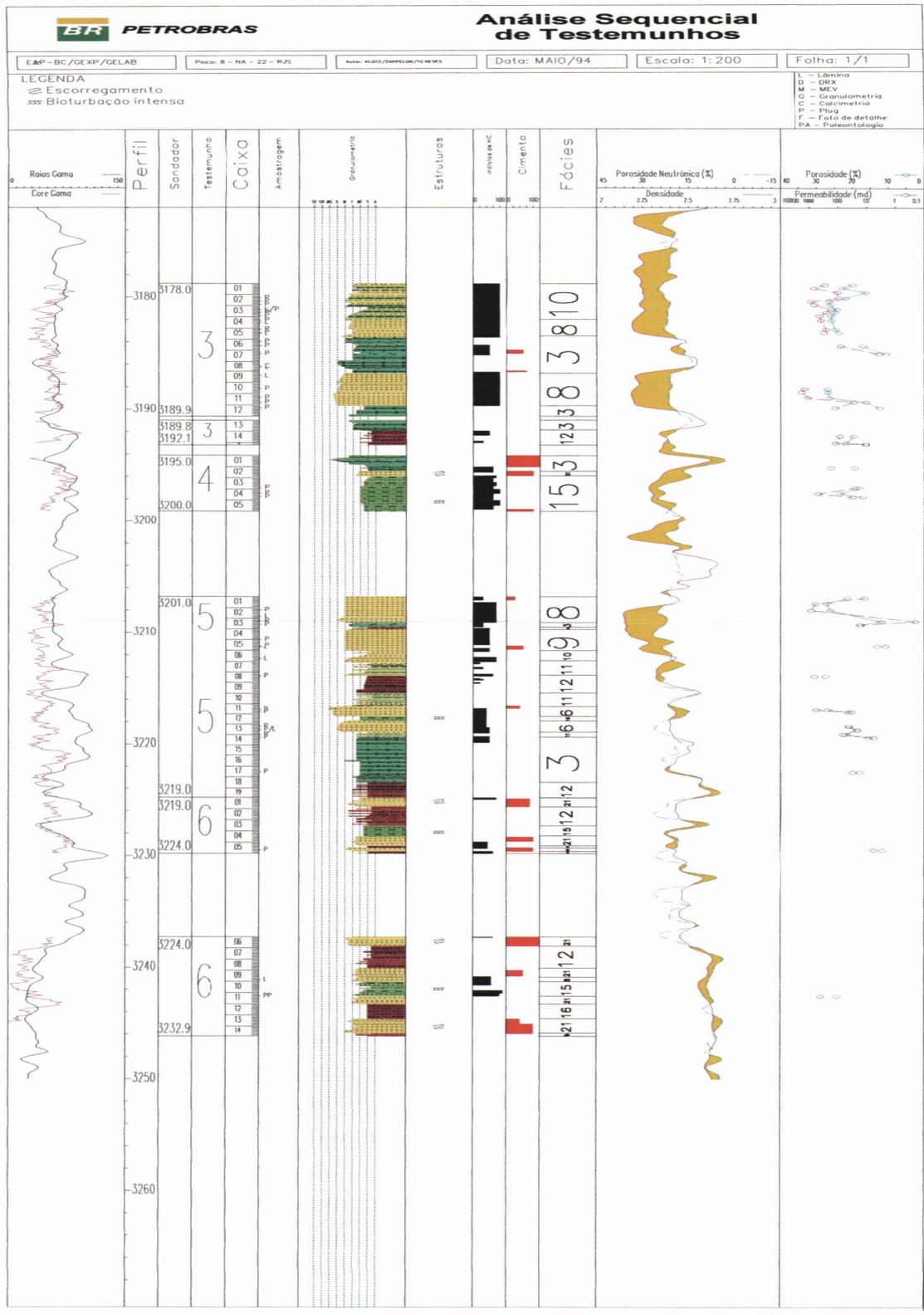
# POÇO NA04



POÇO NA011



POÇO NA022



## ANEXO III

### Elaboração do Programa

#### i) Porosidade :

A seguir mostramos a metodologia na forma de linguagem matlab para cálculo da porosidade, primeiramente exemplificando o cálculo com um só perfil, por exemplo PHIN, e de forma análoga para os outros caso (PHID e PHIM).

a) Carregamos e identificamos a dimensão [ndados, nperfiles] da matriz de dados de entrada, onde nperfiles é igual a 2, PHIN e PHIC (previamente filtrados).

```
load data.m;  
[ndados,nn]=size(data);
```

b) Aplicamos função de fuzzificação com o comando “fcm” do matlab, conforme explicada anteriormente na metodologia:

```
[center,U,objFcn] = fcm(data,3);
```

c) Encontramos o valor máximo de cada coluna da matriz dos graus de pertinência com seu respectivo índice, além de ordenar em ordem crescente.

```
[UMAX,maxU] = max(U);  
[C,ind]=sort(center(:,1));
```

d) Segundo graus de pertinência máximos, agrupamos respectivamente os dados em 3 grupos como foi selecionado, formando, neste caso, 3 funções lineares descritas na equação (x) para logo após fazer inversão encontrando os valores a1, a2 e a3.

```
for i=1:ndados;  
    g=find(ind == maxU(i));  
    if(g==1);k1=k1+1;pc1(k1)=data(i,2);A1(k1,1)=1.0;A1(k1,2)=data(i,1);end;  
    if(g==2);k2=k2+1;pc2(k2)=data(i,2);A2(k2,1)=1.0;A2(k2,2)=data(i,1);end;  
    if(g==3);k3=k3+1;pc3(k3)=data(i,2);A3(k3,1)=1.0;A3(k3,2)=data(i,1);end;  
end;
```

```

a1=pinv(A1)*pc1';
a2=pinv(A2)*pc2';
a3=pinv(A3)*pc3';

```

e) Aplicamos as funções lineares para cada grupo com os coeficientes encontrados pela inversão para visualizar a linearidade desta para cada grupo.

```

pp1=a1(1)+a1(2)*A1(:,2);
pp2=a2(1)+a2(2)*A2(:,2);
pp3=a3(1)+a3(2)*A3(:,2);

```

f) Carregamos os dados reais do poço (análogo neste caso para os demais poços também) dimensionando também e identificado a profundidade e PHIN.

```

load poros1.m;
perfil=poros1;
[ndados,nn]=size(perfil);
depth=perfil(:,1);
phin=perfil(:,5);

```

g) Aplicamos valores centrais encontrados para todo o campo; anteriormente como saída do comando “fcm” para identificar os dados com seus respectivos grupos para aplicação dos coeficientes e obtenção da porosidade final e ajustada (phia)

```

for i=1:ndados;
    if(phin(i) <= C(1));phia(i)=a1(1)+a1(2)*phin(i);end;
    if(phin(i) > C(1) & phin(i) <= C(2));
        v1=(C(2)-phin(i))/(C(2)-C(1));
        v2=(phin(i)-C(1))/(C(2)-C(1));
        if(v1 >= v2);phia(i)=a1(1)+a1(2)*phin(i);
            else;phia(i)=a2(1)+a2(2)*phin(i);end;
    end;

```

```

if(phin(i) > C(3));phia(i)=a3(1)+a3(2)*phin(i);end;
end;

```

## ii) Permeabilidade

a) Mostramos a metodologia a seguir na linguagem matlab para cálculo da permeabilidade. Encontram-se primeiramente os valores para todo o campo e extrapola depois para cada poço, segundo o caso em estudo (PHIN, PHID, PHIM), exemplificando o cálculo com um só perfil (neste caso PHIN). A metodologia é análoga para os outros casos (PHID e PHIM).

```

load datak.m;
[ndados,nn]=size(datak);

```

b) Aplicamos a função de fuzzificação (*fcm*) do matlab, a qual foi explicada anteriormente:

```

[center,U,objFcn] = fcm(datak,5);

```

c) Encontramos os valores máximos da matriz de pertinência e a seguir encontramos os valores para cada grupo onde os índices são os máximos (definimos grupos).

```

maxU0= max(U);
index1=find(U10(1,:)==maxU0);
.
.
index5=find(U10(5,:)==maxU0);

```

d) Encontramos o desvio Padrão para Vcl e logphic, respectivamente, para cada grupo.

```

for i=1:length(index1);

```

```

    som1=som1+(datak(index1(i),2)-center10(1,2))^2;
    som2=som2+(datak(index1(i),3)-center10(1,3))^2;
end;
sig1(1)=sqrt(som1/length(index1));
sig2(1)=sqrt(som2/length(index1));
som1=0.0;
som2=0.0;
.
.
for i=1:length(index5);
    som1=som1+(datak(index5(i),2)-center10(5,2))^2;
    som2=som2+(datak(index5(i),3)-center10(5,3))^2;
end;
sig1(5)=sqrt(som1/length(index5));
sig2(5)=sqrt(som2/length(index5));

```

e) Definimos os valores correspondentes a cada grupo encontrados no passo C, formando a função linear da equação (5.9). A seguir, aplicamos inversão dos dados encontrando os coeficientes  $b_1, b_2, \dots, b_5$ .

```

for i=1:length(index1);
y1(i)=datak(index1(i),1);B1(i,1)=1.0;B1(i,2)=datak(index1(i),2);B1(i,3)=datak(index1(i),3);
end;
.
.
for i=1:length(index5);
y5(i)=datak(index5(i),1);B5(i,1)=1.0;B5(i,2)=datak(index5(i),2);B5(i,3)=datak(index5(i),3);
end;
b1=pinv(B1)*y1';
.
.
b5=pinv(B5)*y5';

```

f) Nesta etapa de defuzzificação e validação trabalha-se com os dados selecionados para treinamento.

```
for i=1:o-400;
    vsh(i)=PERMI(400+i,2);
    phic(i)=PERMI(400+i,3);
    permi(i)=exp(PERMI(400+i,1));
end;
```

g) Calculamos as funções de permeabilidade com os dados de treinamento  $V_{sh}$  anterior e  $phic$ , aplicando 5 funções ( 5 grupos) com seus respectivos coeficientes .

```
for j=1:o-400;
    x(j)=j-1;
    V(1)=b1(1)+b1(2)*vcl(j)+b1(3)*phic(j);
    .
    .
    V(5)=b5(1)+b5(2)*vcl(j)+b5(3)*phic(j);
```

h) Aplica-se uma distribuição gaussiana como função de pertinência.

```
for i=1:5;
    P(1,i)=exp(-((vcl(j)-center10(i,2))/sig1(i))^2);
    P(2,i)=exp(-((phic(j)-center10(i,3))/sig2(i))^2);
end;
```

i) Aplica-se uma média levando em conta a técnica dos mínimos e dos Controladores Fuzzy Paramétricos que outorga uma validação para o dado aplicado, neste caso a permeabilidade resultante.

```
Pmin=min(P)/sum(min(P));
Kperm(j)=exp(Pmin*V');
```

j) Carregamos os dados reais do poço (análogo neste caso para os demais poços também) dimensionando também e identificado a profundidade e  $V_{sh}$  calculado do perfil  $GR$ .

```
load poros1.m;
perfil=poros1;
[ndados,nn]=size(perfil);
a=min(perfil(:,3));
b=max(perfil(:,3));
Vsh=((perfil(:,3)-a)/(b-a));
```

k) Calculamos a permeabilidade com o valor  $V_{sh}$  carregado anteriormente e  $PHIFUZZY$  calculado, aplicando 5 funções para cada grupo.

```
for j=1:ndados;
Val(1)=b1(1)+b1(2)*vsh(j)+b1(3)*phia(j);
.
.
Val(5)=b5(1)+b5(2)*vsh(j)+b5(3)*phia(j);
```

l) Encontram-se as funções de pertinência como resultado da distribuição gaussiana dos dados de treinamento, para cada valor do poço em estudo.

```
for i=1:5;
    Pa1(1,i)=exp(-((vcla1(j)-center10(i,2))/sig1(i))^2);
    Pa1(2,i)=exp(-((philoga1(j)-center10(i,3))/sig2(i))^2);
end;
```

m) Aplica-se a técnica dos mínimos e Controladores Fuzzy Paramétricos para calcular a permeabilidade final.

```
Pminal=min(Pa1)/sum(min(Pa1));
Kperma1(j)=exp(Pminal*Val'); ----- Permeabilidade final.
end;
```



# Livros Grátis

( <http://www.livrosgratis.com.br> )

Milhares de Livros para Download:

[Baixar livros de Administração](#)

[Baixar livros de Agronomia](#)

[Baixar livros de Arquitetura](#)

[Baixar livros de Artes](#)

[Baixar livros de Astronomia](#)

[Baixar livros de Biologia Geral](#)

[Baixar livros de Ciência da Computação](#)

[Baixar livros de Ciência da Informação](#)

[Baixar livros de Ciência Política](#)

[Baixar livros de Ciências da Saúde](#)

[Baixar livros de Comunicação](#)

[Baixar livros do Conselho Nacional de Educação - CNE](#)

[Baixar livros de Defesa civil](#)

[Baixar livros de Direito](#)

[Baixar livros de Direitos humanos](#)

[Baixar livros de Economia](#)

[Baixar livros de Economia Doméstica](#)

[Baixar livros de Educação](#)

[Baixar livros de Educação - Trânsito](#)

[Baixar livros de Educação Física](#)

[Baixar livros de Engenharia Aeroespacial](#)

[Baixar livros de Farmácia](#)

[Baixar livros de Filosofia](#)

[Baixar livros de Física](#)

[Baixar livros de Geociências](#)

[Baixar livros de Geografia](#)

[Baixar livros de História](#)

[Baixar livros de Línguas](#)

[Baixar livros de Literatura](#)  
[Baixar livros de Literatura de Cordel](#)  
[Baixar livros de Literatura Infantil](#)  
[Baixar livros de Matemática](#)  
[Baixar livros de Medicina](#)  
[Baixar livros de Medicina Veterinária](#)  
[Baixar livros de Meio Ambiente](#)  
[Baixar livros de Meteorologia](#)  
[Baixar Monografias e TCC](#)  
[Baixar livros Multidisciplinar](#)  
[Baixar livros de Música](#)  
[Baixar livros de Psicologia](#)  
[Baixar livros de Química](#)  
[Baixar livros de Saúde Coletiva](#)  
[Baixar livros de Serviço Social](#)  
[Baixar livros de Sociologia](#)  
[Baixar livros de Teologia](#)  
[Baixar livros de Trabalho](#)  
[Baixar livros de Turismo](#)