



UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ  
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM GEOFÍSICA

TESE DE DOUTORADO

**Aplicação de Técnicas Heurísticas na Solução de  
Problemas da Avaliação de Formação**

DIOGO MAIA RAMOS LOPES

Belém - Pará  
2019

DIOGO MAIA RAMOS LOPES

## **Aplicação de Técnicas Heurísticas na Solução de Problemas da Avaliação de Formação**

Tese apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Geofísica do Instituto de Geociências da Universidade Federal do Pará para obtenção do título de Doutor em Geofísica.

Área de Concentração: Geofísica de Poço

Linha de Pesquisa: Avaliação de Formação

Orientador: Prof. Dr. André José Neves Andrade

Belém - Pará

2019

**Dados Internacionais de Catalogação na Publicação (CIP) de acordo com ISBD  
Sistema de Bibliotecas da Universidade Federal do Pará  
Gerada automaticamente pelo módulo Ficat, mediante os dados fornecidos pelo(a) autor(a)**

---

- L864a      Lopes, Diogo Maia Ramos.  
              Aplicação de técnicas heurísticas na solução de problemas da avaliação de formação / Diogo Maia Ramos  
Lopes. — 2019.  
              180 f. : il. color.
- Orientador(a): Prof. Dr. André José Neves Andrade  
              Tese (Doutorado) - Programa de Pós-Graduação Geofísica, Instituto de Geociências, Universidade Federal  
do Pará, Belém, 2019.
1. Avaliação de formação. 2. Perfil de porosidade. 3. Perfil litológico. 4. Rede neural artificial. 5.  
Inferência fuzzy. I. Título.

CDD 550

---

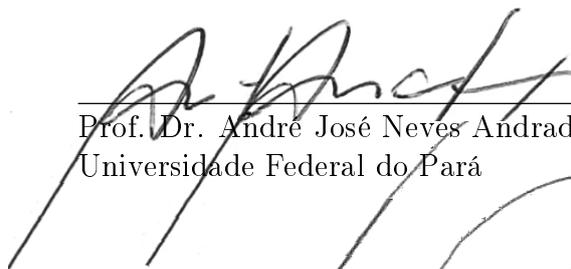
DIOGO MAIA RAMOS LOPES

**Aplicação de Técnicas Heurísticas na Solução de Problemas da  
Avaliação de Formação**

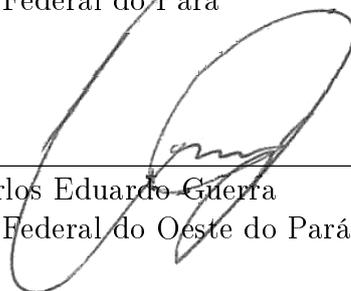
Tese apresentada ao Programa de Pós-Graduação em  
Geofísica do Instituto de Geociências da Universidade  
Federal do Pará para obtenção do título de Doutor em  
Geofísica.

Data de aprovação: 02 de abril de 2019

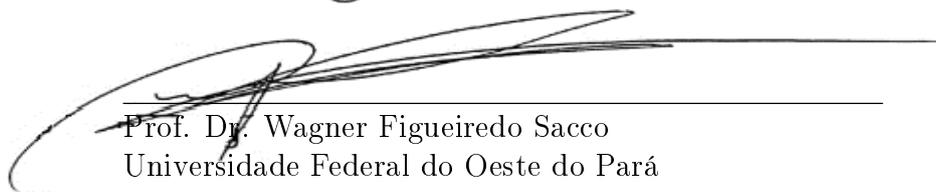
Banca Examinadora:



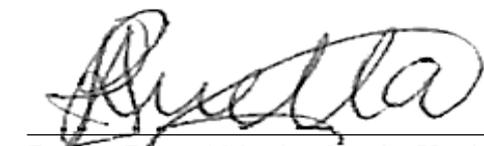
Prof. Dr. André José Neves Andrade (Orientador)  
Universidade Federal do Pará



Prof. Dr. Carlos Eduardo Guerra  
Universidade Federal do Oeste do Pará



Prof. Dr. Wagner Figueiredo Sacco  
Universidade Federal do Oeste do Pará



Profa. Dra. Aldenize Ruela Xavier  
Universidade Federal do Oeste do Pará



Profa. Dra. Ana Carolina Rios Coelho  
Universidade Federal do Oeste do Pará

Aos meus avós paternos e maternos. . .

## AGRADECIMENTOS

À Deus por toda força que tem me dado para conseguir vencer os obstáculos.

À PETROBRÁS (Rede de Geofísica), pelas oportunidades e suporte ofertado ao curso e a minha pesquisa.

Ao prof. Dr. André Andrade pela orientação, ensinamentos, pelo suporte dado a minha pesquisa, pelos cafés.

Aos professores Dr. Michael Holz e MSc Geraldo Girão Nery pela orientação no mestrado e suporte dados a pesquisa.

Aos Meus pais, Antônio Auzemir e Socorro Maia, por todo o apoio e carinho, mesmo não merecendo a maioria das vezes.

Aos meus avós por sempre me apoiarem, levantando a minha auto-estima em situações difíceis.

A toda minha família, meus tios, minhas tias e meus primos por sempre estarem ao meu lado.

Aos Amigos que convivi no laboratório de Geofísica de Poço (PROLOG) durante esses 4 anos de doutorado, Carlos Eduardo Amanajás, Fábio Dionis, André Martins, Thales Almeida, Fabrício da Silva (Dudu).

Aos grandes amigos que contruí durante esses anos de geofísica, Jéssica Lia, Celina Monteiro (Ratinha), Carlos Magnum Benevides, Marcus Mello, Odette Caroline (Dett), Alexsandro Guerra Cerqueiro (Pandinha), Ítalo Campelo (Pato Fitness), Uilli Freitas (Uilibreno), Breno Bahia (Brenuilli), Eduardo Paixão (Castordownloads), Vitor Hugo Serravale (Radesh), Ingrid Rocha, Érico Tenório (Burrinho do Shurek), Luara Pereira (Lua), Naira Coutinho (Nairão, menina do carão), Ildeson Prates, Ronald Ramos alves, Marina Borja (Marinando), Taíla Cristia, Diego Costa, Rygmary Valera (vissinha), Silvia Lorena (vissinha), Ariadne Manfredini (Dine's produções), Juliana Gonçalves (moça da alto estima), Gabriel Silva, Diego Menezes (Macaubas), Laian de Moura Silva (Miau), Caio Matos (Caioso, Harry Potter), Betina Sodrê, Ítalo Santana (Calouro), Cainan Costa, Michel Angelo, Marcus Bity, Artur Benevides, Isis Tourinho, Antônio Rizimar, Carol Sena (Moça dos esquemas), Diego Rogério (Dieguinho só de boa), Natiê Almeida, Caio Perdigão, Jéssica Pena (cocota), João Alves, Nayara Safira (Safira Stone), Renata Sena (Renatinha Furacão Katrina), Rafael Mansano,

Aos meus amigos Karen Santiago, Thiago Paranhos, Lana Laís, Rozane Miranda, Fábio Dias, Mônica Quintela, Johnny Monteiro (Creide), Layana e Renata Miranda pela amizade e pelos momentos de diversão.

As melhores secretárias que eu já conheci até hoje, Maria do Socorro Santos da Silva, Benildes, Elaine, Ana Bentes, Mary Fernandes e Ana Pereira Aragão.

## RESUMO

Esta tese apresenta duas metodologias envolvendo técnicas heurísticas distintas para resolver dois problemas da Avaliação de Formação. O objetivo da primeira é fazer a identificação de litologia e o cálculo da porosidade de camadas reservatórios utilizando o Gráfico Densidade-Neutrônico. Para isso, apresenta-se a Curva de Matriz e utiliza-se a Rede Neural Competitiva Angular para solução de uma das incógnitas do problema. O objetivo da segunda é fazer a identificação de litologia em poço não-testemunhado utilizando Inferência *Fuzzy* com as informações de testemunhos de poços vizinhos no mesmo campo petrolífero. Ambas as técnicas apresentadas mostraram resultados bastante satisfatórios, desempenhando bem as proposições apresentadas no trabalho. Assim, Pode-se dizer que elas são aplicáveis para a solução desses dois problemas clássicos da Avaliação de Formação ao longo do campo petrolífero.

**Palavras-chaves:** Avaliação de formação. Perfil de porosidade. Perfil litológico. Rede neural artificial. Inferência fuzzy.

## ABSTRACT

This thesis presents two methodologies involving different heuristic techniques to solve two problems of Formation Evaluation. The objective of the first one is to make lithology identification and porosity calculation in reservoir layers using Density-Neutron Cross Plot. For this, the Matrix Curve is presented and the Angular Competitive Neural Network is used to solve one of the unknowns of the problem. The objective of the second one is to do the lithology identification in uncored well using Fuzzy Inference with core information of neighboring wells in the same oilfield. Both techniques have shown good results, performing well the proposals presented in this thesis. Thus, it can be said that they are applicable to the solution of these two classic problems of Formation Evaluation along the oilfield.

**Keywords:** Formation evaluation. Porosity log. Lithology log. Artificial neural network. Fuzzy inference.

## LISTA DE FIGURAS

2.1	Bacias Sedimentares Brasileiras . . . . .	3
2.2	Representação da fase inicial de rifteamento que resultará na formação de algumas bacias sedimentares . . . . .	4
2.3	Mapa da Bacia de Campos . . . . .	5
2.4	Carta Estratigráfica da Bacia de Campos . . . . .	7
2.5	Representação da disposição das formações na bacia e a localização dos poços de exploração . . . . .	11
2.6	Mapa da localização do Campo de Namorado . . . . .	12
3.1	Modelo de rocha limpa . . . . .	13
3.2	Modelo de rocha com argila . . . . .	14
3.3	Exemplos de contatos entre grãos . . . . .	15
3.4	Exemplo de seleção de sedimentos indicando maior porosidade quando os grãos são mais bem selecionados. . . . .	16
3.5	Exemplo de uma rocha sendo cimentada, diminuindo a porosidade da rocha. . . . .	17
3.6	Exemplo de uma rocha sendo cimentada, diminuindo a porosidade da rocha. . . . .	17
3.7	Exemplo de uma rocha sendo cimentada, diminuindo a porosidade da rocha. . . . .	18
3.8	Modelo de rocha com argila na constituição evidenciando a porosidade absoluta na rocha. . . . .	19
3.9	Modelo de rocha com argila na constituição evidenciando a porosidade absoluta na rocha. . . . .	19
3.10	Exemplos de alguns tipos de porosidades encontrados em um arenito. . . . .	20
3.11	Distribuição do Folhelho Estrutural dentro do modelo de Rocha. . . . .	23
3.12	Distribuição do Folhelho Laminar dentro do modelo de Rocha. . . . .	24
3.13	Distribuição do Folhelho Disperso dentro do modelo de Rocha. . . . .	24
3.14	Modelo de rocha levando em consideração o conteúdo de argila e diversos fluidos nos poros da rocha. . . . .	25
4.1	Representação esquemática da obtenção do perfil de Raios Gama Natural. . . . .	29
5.1	Ferramenta de densidade compensada. . . . .	31
5.2	Trajectoria do raio gama incidente antes e após a interação com a matéria. . . . .	32
5.3	Reta que representa a calibração da ferramenta de densidade para o calcário com água doce. . . . .	36
5.4	Gráfico Spine & Ribs que indica o efeito do reboco. . . . .	37
6.1	Ferramenta neutrônica com dois detectores. . . . .	41
6.2	Exemplificação de espalhamento elástico nêutron com o núcleo alvo. . . . .	45

6.3	Exemplificação de espalhamento inelástico nêutron com o núcleo alvo. . . .	45
6.4	Arranjo esquemático representando a interação de um feixe nêutron em um material alvo. . . . .	47
6.5	Mudança do nível energético do nêutron ao afastar-se da fonte. . . . .	53
7.1	Esquema de uma ferramenta sônica simples com um transmissor ( $S$ ) e dois receptores ( $R_1$ e $R_2$ ) . . . . .	60
7.2	Trajetória do raio que parte do ponto A ao ponto D, refratado com ângulo crítico $\theta$ no ponto B, percorrendo os caminhos A a B, B a C e C a D. . . .	61
8.1	Gráfico densidade-neutrônico. . . . .	64
8.2	Gráfico Densidade-Neutrônico para vários minerais . . . . .	65
8.3	Gráfico $\phi_D$ x $\phi_N$ evidenciando a reta das litologias limpas, a reta dos folhelhos, a reta de isoporosidade e a reta da isoargilosidade. . . . .	67
9.1	Gráfico sônico-densidade . . . . .	70
9.2	Gráfico neutrônico-densidade . . . . .	71
9.3	Gráfico M-N. Os pontos representam os minerais mais comuns com seus respectivos valores de M-N. . . . .	72
10.1	Componentes de um neurônio biológico. . . . .	76
10.2	Representação de um potencial de ação em um neurônio. . . . .	77
10.3	Neurônio Artificial de <i>McCulloch e Pitts</i> , sendo $\sum$ a soma ponderada das entradas. . . . .	78
10.4	Modelo de um neurônio artificial . . . . .	79
10.5	Transformação a fim produzida pela presença de um limiar de ativação. . .	80
10.6	Função de ativação limiar com inexistência de valor negativo da função. . .	81
10.7	Função de ativação linear do tipo escada (Função sinal) . . . . .	81
10.8	Função de ativação limiar com inexistência de valor nulo da função. . . .	82
10.9	Função de ativação linear do tipo rampa com inexistência de valor negativo da função. . . . .	82
10.10	Função de ativação linear do tipo rampa . . . . .	83
10.11	Função de ativação sigmoidal baseada na função logística. . . . .	83
10.12	Função de ativação sigmoidal baseada na função tangente hiperbólica. . . .	84
10.13	Rede <i>Feedforward</i> de camada única de neurônios. . . . .	85
10.14	Rede <i>Feedforward</i> de Múltiplas Camadas de neurônios. . . . .	85
10.15	Rede recorrente sem neurônios ocultos. . . . .	86
10.16	Rede recorrente com neurônios ocultos. . . . .	86
10.17	Aprendizado Supervisionado. . . . .	88
10.18	Aprendizado Não-supervisionado. . . . .	89
10.19	Exemplificação simples de uma aprendizagem competitiva. . . . .	90

10.20	Interpretação geométrica do processo geométrico de aprendizagem competitiva, onde os pontos pretos representam os vetores correspondentes aos padrões de entrada e as cruces os vetores de pesos sinápticos dos neurônios. (a) Representação do estado inicial da rede (antes da aprendizagem). (b) Representação do estado final da rede (após a aprendizagem). . . . .	91
10.21	Representação da conversão dos dados brutos para dados de entrada da rede competitiva angular. . . . .	93
10.22	Classificação de pontos no plano cartesiano utilizando padrões angulares. . .	93
10.23	Função de Ativação em Redes Competitivas Angulares . . . . .	95
10.24	Arquitetura na forma complexa de uma rede competitiva angular. . . . .	96
11.1	Função de pertinência para classificação <i>crisp</i> de sedimentos clásticos . . .	100
11.2	Função de pertinência para classificação <i>fuzzy</i> de sedimentos clásticos. . . .	100
11.3	União entre os conjuntos A e B . . . . .	101
11.4	Interseção de A e B . . . . .	102
11.5	Complemento do conjunto A . . . . .	102
11.6	Diferenciação de A com relação a B . . . . .	103
11.7	União dos conjuntos <i>fuzzy</i> A e B . . . . .	105
11.8	Interseção dos conjuntos <i>fuzzy</i> A e B . . . . .	105
11.9	Complemento do conjunto <i>fuzzy</i> A . . . . .	105
11.10	Exemplo de Função de Pertinência Triangular (a), Trapezoidal (b), Gaussiana (c) e Sigmoidal (d) . . . . .	107
11.11	Esquema das etapas de inferência <i>fuzzy</i> convencional. . . . .	107
11.12	Exemplificação do Método de Defuzzificação da Média dos Máximos (MOM). . . . .	109
12.1	Modelo Petrofísico Multi-Mineral admitindo-se água doce na constituição. . .	115
12.2	Comportamento da relação da porosidade neutrônica da matriz em função da densidade da matriz Padrão API, $\phi_{nMLS}(\rho_{M'})$ . . . . .	117
12.3	Representação da curva de calibração para calcário que relaciona densidade da matriz em função da respectiva porosidade neutrônica no gráfico densidade-neutrônico. . . . .	118
12.4	Gráfico densidade-neutrônico admitindo-se comportamento linear da porosidade e ponto da água conhecido. . . . .	119
12.5	Representação gráfica da densidade da matriz multi-mineral em função do coeficiente angular da reta da porosidade. . . . .	120
12.6	Apresentação dos perfis utilizados com o seu testemunho correspondente. Cada litologia é diferenciada com uma cor diferente, sendo a Litologia A representada pela cor verde, a Litologia B pela cor vermelha e a Litologia C representada pela cor rosa. . . . .	122

12.7	Gráfico densidade-neutrônico com os pontos em cruces referentes às medidas de densidade e de porosidade neutrônica do intervalo reservatório do poço utilizado e as retas dos três principais minerais comuns em rochas reservatórios. . . . .	123
12.8	Apresentação dos vetores diferença unitários das litologias B e C e o seu correspondente padrão angular no círculo unitário. . . . .	124
12.9	Gráfico densidade-neutrônico com as medidas de densidade e porosidade neutrônica da Litologia A e da Litologia B diferenciadas pelas cores vermelha e rosa, respectivamente. Também são mostrados das retas da Litologia B e da Litologia C adquiridas com a aplicação da rede competitiva angular.	126
12.10	Apresentação da correspondência geológica do zoneamento das camadas reservatórios pela metodologia apresentada e a descrição do testemunho. .	127
12.11	Apresentação da comparação em profundidade do perfil de porosidade do modelo utilizado (curva com a cor preta) com o perfil de porosidade calculado da forma convencional (curva com a cor azul claro) e com a metodologia aqui apresentada (curva com as cores vermelha e rosa). . . . .	129
12.12	Apresentação dos perfis do Campo de Namorado (Bacia de Campos) com o seu testemunho correspondente. Cada litologia é diferenciada com uma cor diferente, sendo a Litologia D representada pela cor vermelha, a Litologia E pela cor rosa. . . . .	130
12.13	Gráfico densidade-neutrônico do poço da Bacia de Campos com os pontos em cruces referentes às medidas de densidade e de porosidade neutrônica do intervalo reservatório do poço utilizado e as retas dos três principais minerais comuns em rochas reservatórios. . . . .	131
12.14	Apresentação dos vetores diferença unitários das litologias D e E e o seu correspondente padrão angular no círculo unitário. . . . .	132
12.15	Gráfico densidade-neutrônico com as medidas de densidade e porosidade neutrônica da Litologia D e da Litologia E diferenciadas pelas cores vermelha e rosa, respectivamente. Também são mostrados das retas da Litologia D e da Litologia E adquiridas com a aplicação da rede competitiva angular.	134
12.16	Apresentação da correspondência geológica do zoneamento das camadas reservatórios pela metodologia apresentada e a descrição do testemunho. .	135
12.17	Apresentação da comparação em profundidade do perfil de porosidade calculado da forma convencional (curva com a cor azul claro) e com a metodologia aqui apresentada (curva com a cor vermelha). . . . .	136
12.18	Apresentação da comparação em profundidade do perfil de porosidade calculado da forma convencional (curva com a cor azul claro) e com a metodologia aqui apresentada (curva com a cor rosa). . . . .	137

13.1 Criação de funções de pertinência relacionadas a uma propriedade física de dados do poço. . . . .	143
13.2 Exemplo de uma função de saída que pode ser usada para o sistema de inferência fuzzy apresentado. É importante notar que j corresponde ao número de litologias que podem ser identificadas. . . . .	143
13.3 Exemplo de uma regra de inferência que utiliza três propriedades físicas e três litologias a serem identificadas. . . . .	145
13.4 Esquema de etapas de inferência <i>Fuzzy</i> utilizadas neste trabalho. . . . .	145
13.5 Seleção das litologias no poço A (poço de referência). Cada litologia é definida por diferentes símbolos e cores. . . . .	146
13.6 Identificação de litologias selecionadas do poço A no gráfico M-N. . . . .	147
13.7 (a) Gráfico Q-Q das medidas de GR da litologia 1. (b) Gráfico Q-Q das medidas de GR da litologia 2. (c) Gráfico Q-Q das medidas de GR da litologia 3. . . . .	148
13.8 (a) Gráfico Q-Q das medidas de M da litologia 1. (b) Gráfico Q-Q das medidas de M da litologia 2. (c) Gráfico Q-Q das medidas de M da litologia 3. . . . .	149
13.9 (a) Gráfico Q-Q das medidas de N da litologia 1. (b) Gráfico Q-Q das medidas de N da litologia 2. (c) Gráfico Q-Q das medidas de N da litologia 3. . . . .	149
13.10 Criação das funções de pertinência relacionadas ao poço A, a partir dos dados do perfil de raios gama natural (GR). . . . .	150
13.11 Criação de funções de pertinência relacionadas ao poço A, a partir dos dados dos parâmetros M. . . . .	150
13.12 Criação das funções de pertinência relacionadas ao poço A, a partir dos dados dos parâmetros N. . . . .	151
13.13 Funções de pertinências relacionadas às variáveis de entrada (GR, parâmetro M e N). . . . .	151
13.14 Função de saída do sistema fuzzy apresentado. . . . .	152
13.15 Apresentação dos perfis do poço B (poço teste). Cada litologia é definida por diferentes símbolos e cores. . . . .	153
13.16 Gráfico M-N das litologias selecionadas do poço B (poço teste) antes da identificação litológica. . . . .	154
13.17 Litologias selecionadas do poço B identificadas no gráfico M-N após da aplicação da técnica. . . . .	155
13.18 Litologias do poço B identificadas em função da profundidade após a aplicação da técnica. . . . .	156

## LISTA DE TABELAS

2.1	Evolução geológica da margem continental leste brasileira . . . . .	6
2.2	Tabela com a quantidade de fluido presente nas rochas (porosidade) e a capacidade que ela tem de permitir movimentação destes (permeabilidade)	10
4.1	Teor de potássio (%) em alguns minerais . . . . .	28
4.2	Tabela com a quantidade de fluido presente nas rochas (porosidade) e a capacidade que ela tem de permitir movimentação destes (permeabilidade)	28
5.1	Representação do número de massa, número atômico e do parâmetro C para alguns elementos químicos. . . . .	33
5.2	Comparação entre a densidade real ( $\rho_{LAB}$ ) e a densidade calculada pela ferramenta de densidade calibrada para matriz calcário ( $\rho_{perfil}$ ). . . . .	34
6.1	Informações sobre a massa e carga elétrica das partículas elementares. . . . .	43
6.2	Informações inerentes às principais fontes químicas utilizadas. . . . .	44
6.3	Classificação dos nêutrons de acordo com o nível energético. . . . .	49
6.4	Representação da Perda máxima de energia para alguns átomos. . . . .	50
6.5	Valores de seção de choque de amortecimento ou espalhamento e de captura de nêutrons para alguns elementos comuns em rochas sedimentares e os valores de números de choques necessários para provocar a termalização de um nêutron rápido. . . . .	52
6.6	Espectro de emissão de raios gama de captura de alguns átomos. . . . .	54
6.7	Valores de índice de hidrogênio de alguns minerais e fluidos comuns em rochas reservatórios. . . . .	56
6.8	Tipos de ferramenta neutrônica e seus respectivos tipos de medida. . . . .	57
9.1	Valores M-N e seus respectivos minerais . . . . .	73
11.1	Escala de classificação <i>crisp</i> para sedimentos clásticos baseados no tamanho da partícula em incremento de potência dois. . . . .	99
12.1	Descrição da litologia do poço utilizado com a densidade da matriz e a sua respectiva porosidade neutrônica e os valores da inclinação das retas da porosidade estimadas pela técnica aqui apresentada para o cálculo da porosidade. . . . .	128
12.2	Descrição da litologia do poço utilizado com a densidade da matriz e a sua respectiva porosidade neutrônica e os valores da inclinação das retas da porosidade estimadas pela técnica aqui apresentada para o cálculo da porosidade. . . . .	136

13.1 Exemplo de uma regra de inferência que utiliza três propriedades físicas e três litologias a serem identificadas. . . . .	144
13.2 Descrição litológica do poço A. . . . .	146
13.3 Informações estatísticas sobre cada uma das propriedades físicas dos intervalos selecionados em profundidade. . . . .	148
13.4 Regras de Inferência utilizadas para identificar litologias. . . . .	152

# SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b>	<b>1</b>
1.1	ROTEIRO DA TESE . . . . .	2
<b>2</b>	<b>BACIA DE CAMPOS</b>	<b>3</b>
2.1	LOCALIZAÇÃO . . . . .	4
2.2	EVOLUÇÃO TECTONO-SEDIMENTAR . . . . .	5
2.2.1	Mega sequência Continental (estágio rifte) . . . . .	5
2.2.2	Mega sequência Transicional (estágio golfo proto-oceano) . . . . .	6
2.2.3	Mega sequência Carbonática Marinha (estágio oceânico) . . . . .	6
2.2.4	Mega sequência Clástica Marinha (estágio oceânico) . . . . .	6
2.3	CARTA ESTRATIGRÁFICA DA BACIA DE CAMPOS . . . . .	6
2.3.1	Fase <i>Rift</i> . . . . .	8
2.3.2	Fase Transicional . . . . .	8
2.3.3	Fase Drifte . . . . .	8
2.4	SISTEMAS PETROLÍFEROS . . . . .	8
2.4.1	Rochas Geradoras . . . . .	9
2.4.2	Migração . . . . .	9
2.4.3	Rochas Reservatórios . . . . .	9
2.4.4	Rochas Selante . . . . .	10
2.4.5	Trapas . . . . .	11
2.5	CAMPO DE NAMORADO . . . . .	11
<b>3</b>	<b>PROPRIEDADES PETROFÍSICAS</b>	<b>13</b>
3.1	POROSIDADE . . . . .	15
3.1.1	Fatores que controlam a magnitude da porosidade . . . . .	15
3.1.1.1	Grau de seleção . . . . .	16
3.1.1.2	Grau de cimentação ou consolidação . . . . .	16
3.1.1.3	Grau de compactação durante a deposição e após . . . . .	17
3.1.1.4	Grau de empacotamento . . . . .	18
3.1.2	Classificação da porosidade na engenharia . . . . .	18
3.1.2.1	Porosidade Absoluta . . . . .	18
3.1.2.2	Porosidade Efetiva . . . . .	19
3.1.3	Classificação geológica da porosidade . . . . .	20
3.1.3.1	Porosidade primária . . . . .	20
3.1.3.2	Porosidade secundária . . . . .	21
3.2	ARGILOSIDADE . . . . .	22
3.2.1	Classificação das rochas pelo teor de argila . . . . .	22

3.2.1.1	Rochas Limpas . . . . .	22
3.2.1.2	Rochas Sujas . . . . .	22
<b>3.2.2</b>	<b>Formas de ocorrência da argila nas rochas reservatório . .</b>	<b>23</b>
3.2.2.1	Folhelho Estrutural . . . . .	23
3.2.2.2	Folhelho Laminar . . . . .	23
3.2.2.3	Folhelho disperso . . . . .	24
3.3	SATURAÇÃO DE FLUIDO . . . . .	24
<b>4</b>	<b>PERFIL DE RAIOS GAMA NATURAL</b>	<b>27</b>
4.1	CALIBRAÇÃO DA FERRAMENTA DE RAIOS GAMA NATURAL . . .	27
4.2	RADIOATIVIDADE NAS ROCHAS . . . . .	27
4.3	INTERPRETAÇÃO DO PERFIL DE RAIOS GAMA NATURAL . . . .	28
<b>4.3.1</b>	<b>Interpretação Qualitativa do Perfil de Raios Gama Natural</b>	<b>29</b>
<b>4.3.2</b>	<b>Interpretação Quantitativa do Perfil de Raios Gama Na-</b>	
<b>tural</b>	<b>. . . . .</b>	<b>29</b>
<b>5</b>	<b>PERFIL DE DENSIDADE</b>	<b>30</b>
5.1	HISTÓRICO . . . . .	31
5.2	PRINCÍPIO DO PERFIL DE DENSIDADE . . . . .	32
5.3	DENSIDADE ELETRÔNICA E CALIBRAÇÃO DA FERRAMENTA DE	
DENSIDADE . . . . .		33
5.4	INTERPRETAÇÃO DO PERFIL DE DENSIDADE . . . . .	36
<b>5.4.1</b>	<b>Efeito Lama/Reboco . . . . .</b>	<b>36</b>
<b>5.4.2</b>	<b>Efeito da Argilosidade . . . . .</b>	<b>38</b>
<b>5.4.3</b>	<b>Efeito do hidrocarboneto . . . . .</b>	<b>39</b>
<b>5.4.4</b>	<b>Efeito da Matriz . . . . .</b>	<b>39</b>
<b>6</b>	<b>PERFIL NEUTRÔNICO</b>	<b>41</b>
6.1	HISTÓRICO . . . . .	42
6.2	PROPRIEDADES DOS NÊUTRONS . . . . .	42
6.3	FONTES DE NÊUTRONS: REAÇÕES NUCLEARES E TRANSMISSO-	
RES DE NÊUTRONS . . . . .		43
<b>6.3.1</b>	<b>Fontes Químicas de Nêutrons . . . . .</b>	<b>43</b>
<b>6.3.2</b>	<b>Fonte: Minirreatores ou de Miniaceleradores de Nêutrons</b>	<b>44</b>
6.4	INTERAÇÕES FUNDAMENTAIS DE NÊUTRONS COM A MATÉRIA	44
6.5	DETECTORES DE NÊUTRONS . . . . .	48
6.6	TRAJETÓRIA DO NÊUTRON DA FONTE À CAPTURA . . . . .	50
<b>6.6.1</b>	<b>Colisão . . . . .</b>	<b>50</b>
<b>6.6.2</b>	<b>Amortecimento ou espalhamento . . . . .</b>	<b>51</b>
<b>6.6.3</b>	<b>Termalização . . . . .</b>	<b>53</b>

6.6.4	Captura ou absorção . . . . .	53
6.7	ÍNDICE DE HIDROGÊNIO E CALIBRAÇÃO DA FERRAMENTA NEUTRÔNICA . . . . .	55
6.8	TIPOS DE FERRAMENTAS NEUTRÔNICAS . . . . .	57
6.9	INTERPRETAÇÃO DO PERFIL NEUTRÔNICO . . . . .	58
6.9.1	Efeito da Lama/Reboco . . . . .	58
6.9.2	Efeito da Argilosidade . . . . .	58
6.9.3	Presença de gás ou hidrocarboneto leve . . . . .	59
6.9.4	Efeito da Matriz . . . . .	59
<b>7</b>	<b>PERFIL SÔNICO</b> . . . . .	<b>60</b>
7.1	PRINCÍPIO DA FERRAMENTA SÔNICA . . . . .	60
7.2	INTERPRETAÇÃO DO PERFIL SÔNICO . . . . .	61
7.2.1	Interpretação Qualitativa do Perfil Sônico . . . . .	61
7.2.2	Interpretação Quantitativa do Perfil Sônico . . . . .	61
<b>8</b>	<b>MÉTODO DENSIDADE-NEUTRÔNICO</b> . . . . .	<b>63</b>
8.1	COMBINAÇÃO DENSIDADE-NEUTRÔNICO . . . . .	63
8.1.1	Gráfico $\rho_B \times \phi_n$ . . . . .	63
8.1.2	Gráfico $\phi_D \times \phi_N$ . . . . .	65
<b>9</b>	<b>GRÁFICO M-N</b> . . . . .	<b>70</b>
9.1	PARÂMETRO M . . . . .	70
9.2	PARÂMETRO N . . . . .	71
9.3	INTERPRETAÇÃO DO GRÁFICO M-N . . . . .	71
<b>10</b>	<b>REDES NEURAIS ARTIFICIAIS</b> . . . . .	<b>74</b>
10.1	HISTÓRICO . . . . .	74
10.2	NEURÔNIOS BIOLÓGICAS . . . . .	75
10.2.1	Comunicação entre Neurônios . . . . .	76
10.3	NEURÔNIOS ARTIFICIAIS . . . . .	77
10.3.1	Modelo de McCulloch-Pitts . . . . .	77
10.3.2	Modelo Geral de Neurônio . . . . .	79
10.4	FUNÇÃO DE ATIVAÇÃO . . . . .	80
10.4.1	Função Limiar . . . . .	81
10.4.2	Função Linear por partes . . . . .	82
10.4.3	Função Sigmóide . . . . .	83
10.5	ARQUITETURA DAS REDES NEURAIS ARTIFICIAIS . . . . .	84
10.5.1	<i>Feedforward</i> de Camada Única . . . . .	84
10.5.2	<i>Feedforward</i> de Camadas Múltiplas . . . . .	85

10.5.3	Arquitetura Recorrente ou Realimentada . . . . .	86
10.6	PROCESSO DE APRENDIZAGEM . . . . .	87
10.6.1	Aprendizado Supervisionado . . . . .	87
10.6.2	Aprendizado Não-supervisionado . . . . .	88
10.7	REDES NEURAIS COMPETITIVAS . . . . .	89
10.7.1	Neurônio Competitivo . . . . .	90
10.8	REDE COMPETITIVA ANGULAR . . . . .	92
10.8.1	Padrão Angular . . . . .	93
10.8.2	Arquitetura Vetorial . . . . .	94
10.8.2.1	Função de Ativação em Redes Competitivas Angulares . . . . .	95
10.8.3	Arquitetura Complexa . . . . .	96
<b>11</b>	<b>INFERÊNCIA FUZZY</b>	<b>98</b>
11.1	TEORIA DO CONJUNTO CLÁSSICO . . . . .	100
11.1.1	Operação em conjuntos clássicos . . . . .	101
11.1.2	Propriedades dos conjuntos clássicos . . . . .	103
11.1.3	Mapeamento de conjuntos clássicos em funções . . . . .	104
11.2	TEORIA DO CONJUNTO FUZZY . . . . .	104
11.2.1	Operação em conjuntos <i>fuzzy</i> . . . . .	104
11.2.2	Propriedades dos conjuntos <i>fuzzy</i> . . . . .	106
11.3	FUNÇÕES DE PERTINÊNCIAS . . . . .	106
11.4	RACIOCÍNIO FUZZY . . . . .	107
11.4.1	Fuzzificação . . . . .	108
11.4.2	Inferência . . . . .	108
11.4.2.1	Inferência <i>Fuzzy</i> de Sugeno . . . . .	108
11.4.2.2	Inferência <i>Fuzzy</i> de Mamdani . . . . .	108
11.4.3	Defuzzificação . . . . .	108
11.4.3.1	Método da média dos máximos (MOM) . . . . .	109
<b>12</b>	<b>ARTIGO I: CARACTERIZAÇÃO FÍSICA DA MATRIZ PARA O CÁLCULO DA POROSIDADE UTILIZANDO REDE NEURAL COMPETITIVA ANGULAR</b>	<b>110</b>
12.1	INTRODUÇÃO . . . . .	112
12.1.1	Relevância . . . . .	113
12.1.2	Objetivo . . . . .	114
12.2	METODOLOGIA . . . . .	114
12.2.1	Modelo De Rocha Multi-Mineral . . . . .	115
12.2.2	Curva de Matriz . . . . .	116
12.2.3	Parâmetros de Porosidade . . . . .	118
12.3	RESULTADOS . . . . .	121

12.3.1 Dado Sintético . . . . .	121
12.3.2 Dado Real . . . . .	130
12.4 CONCLUSÕES . . . . .	137
<b>13 ARTIGO II: IDENTIFICAÇÃO DE LITOLOGIA EM PERFIS GEO- FÍSICOS DE POÇOS POR INFERÊNCIA <i>FUZZY</i></b>	<b>138</b>
13.1 INTRODUÇÃO . . . . .	140
13.1.1 Relevância . . . . .	141
13.1.2 Objetivo . . . . .	141
13.2 METODOLOGIA . . . . .	141
13.3 RESULTADOS . . . . .	146
13.3.1 Poço A (Poço de Referência) . . . . .	146
13.3.2 Poço B (Poço Teste) . . . . .	152
13.4 CONCLUSÕES . . . . .	156
<b>14 CONSIDERAÇÕES FINAIS</b>	<b>157</b>
<b>REFERÊNCIAS</b>	<b>158</b>

# 1 INTRODUÇÃO

A avaliação de formação, entendida como o conjunto de métodos que possibilita a caracterização de um reservatório em termos das suas propriedades petrofísicas, tem como base duas leis empíricas. A primeira delas é conhecida como lei de Archie (Archie et al., 1942) que define o cálculo da saturação de água e a segunda lei, conhecida como equação de Wyllie (Wyllie et al., 1956), define o cálculo da porosidade. Ambas são relações lineares entre uma propriedade física mensurada ao longo da trajetória do poço e as propriedades petrofísicas estimadas em cada ponto de medida.

A simplicidade aparente dessas equações, em muitas situações, leva o não especialista a desconsiderar a imensa ambiguidade presente nas medidas, bem como a impossibilidade do conhecimento direto das constantes envolvidas nessas relações como por exemplo o expoente  $m$  do Archie e o tempo de transito da matriz na equação de Wyllie. Essas são razões para a adoção prática de uma série de premissas ou simplificações que de um ponto de vista teórico e geológico chegam a ser grosseiras. No entanto, sob o ponto de vista da engenharia do petróleo, essas simplificações resultam em estimativas de volume de hidrocarboneto bastante realistas.

A aparente dicotomia entre a geologia e a engenharia demandam na solução dos chamados problemas clássicos que tratam da determinação ou estimativa de propriedades dos materiais constituintes das rochas e das correspondentes propriedades petrofísicas. Nessa tese, aborda-se dois problemas que, em termos teóricos, não possuem solução única e introduz-se partes técnicas computacionais hoje em dia classificadas como técnicas eurísticas da feita que estes processos computacionais baseiam-se em fenômenos naturais.

Esta tese apresenta duas metodologias distintas para resolver dois problemas da Avaliação de Formação. Na primeira (ARTIGO I), adota-se o problema do cálculo da porosidade pelo método densidade neutrônica com a apresentação de uma metodologia baseada na Rede Neural Competitiva Angular (Barros and Andrade, 2013) para a determinação das propriedades físicas da matriz envolvidas neste método de cálculo da porosidade, que são a densidade da matriz e a sua porosidade neutrônica. Na prática usual, esses valores são tomados em tabelas considerando a matriz rochosa constituída por apenas um mineral e nos casos no qual não se dispõe da informação local do testemunho, assume-se uma continuidade geológica puramente qualitativa para a definição dessas propriedades.

A segunda (ARTIGO II) trata do problema de zoneamento do poço ou da identificação da litologia de cada camada, bem como dos seus limites ao longo da extensão da trajetória do poço. Nesta abordagem, adota-se o sistema de inferência *fuzzy* que se responsabiliza pelo transporte da informação geológica obtida em um poço testemunhado para os outros poços não-testemunhados na vizinhança do primeiro.

Cada uma das partes que compõe essa tese é apresentada na forma de um artigo

científico completo contendo a descrição do problema, a apresentação da metodologia e a necessária discussão dos resultados sob dados sintéticos, que satisfazem o modelo petrofísicos e dados reais provenientes de poços perfurados do Campo de Namorado na Bacia de Campos.

## 1.1 ROTEIRO DA TESE

Este trabalho está estruturado na seguinte forma:

No capítulo 1, é feita uma básica introdução a respeito da tese apresentada que foi escrita em cima de dois artigos, tendo, cada um deles, sua metodologia própria;

No capítulos 2, são apresentadas algumas informações básicas sobre o Campo de Namorado, Bacia de Campos, local onde foram coletados os dados reais que serviram de aplicação das metodologias apresentadas;

No capítulo 3, é feita uma breve discussão sobre propriedades petrofísicas, sendo debatido mais precisamente as propriedades adquiridas na Avaliação de Formação;

No capítulo 4, no capítulo 5, no capítulo 6 e no capítulo 7, são apresentados breves resumos sobre os perfis utilizados que são o perfil de raios gama natural, o perfil de densidade, o perfil neutrônico e o perfil sônico, respectivamente;

No capítulo 8 e no capítulo 9, são encontradas informações sobre o Método Densidade-Neutrônico ( $\rho_B \times \phi_n$ ), utilizado no cálculo da porosidade e o gráfico M-N utilizado na identificação de litologia, respectivamente;

No capítulo 10, é apresentado um breve resumo sobre redes neurais, detalhando um pouco sobre a rede competitiva angular que é de grande importância na metodologia do artigo I;

No capítulo 11, são apresentados conceitos básicos sobre o algoritmo *fuzzy* utilizado no artigo II.

No capítulo 12, é apresentado o primeiro artigo (artigo I), cujo o objetivo principal é fazer o cálculo da porosidade. O formato deste capítulo é de um artigo científico, possuindo, contudo, introdução própria, metodologia, resultados e conclusões. A metodologia desenvolvida no artigo I para o cálculo da porosidade utiliza alguns princípios do Gráfico Densidade-Neutrônico, no entanto sem a necessidade de se fazer uma aproximação dos parâmetros da matriz para o mineral principal da rocha, sendo aplicada em dados sintéticos com pouco ruído e em dados do Campo de Namorado (Bacia de Campos);

No capítulo 13, é apresentado o segundo artigo (artigo II), cujo o objetivo principal é fazer a identificação de litologia. O formato deste capítulo, assim como do capítulo 12, também é de um artigo científico. Essa metodologia criada utilizando inferência *fuzzy* para identificação de litologia em poço não-testemunhado é aplicada em dois poços do Campo de Namorado (Bacia de Campos).

No capítulo 14, são apresentadas as considerações finais a respeito da tese apresentada.

## 2 BACIA DE CAMPOS

A Bacia de Campos é classificada como uma bacia de margem continental, bem como inúmeras bacias sedimentares brasileiras, principalmente algumas bacias costeiras. A figura 2.1 representada um mapa do território brasileiro no qual são apresentadas as localizações das principais bacias sedimentares brasileiras.

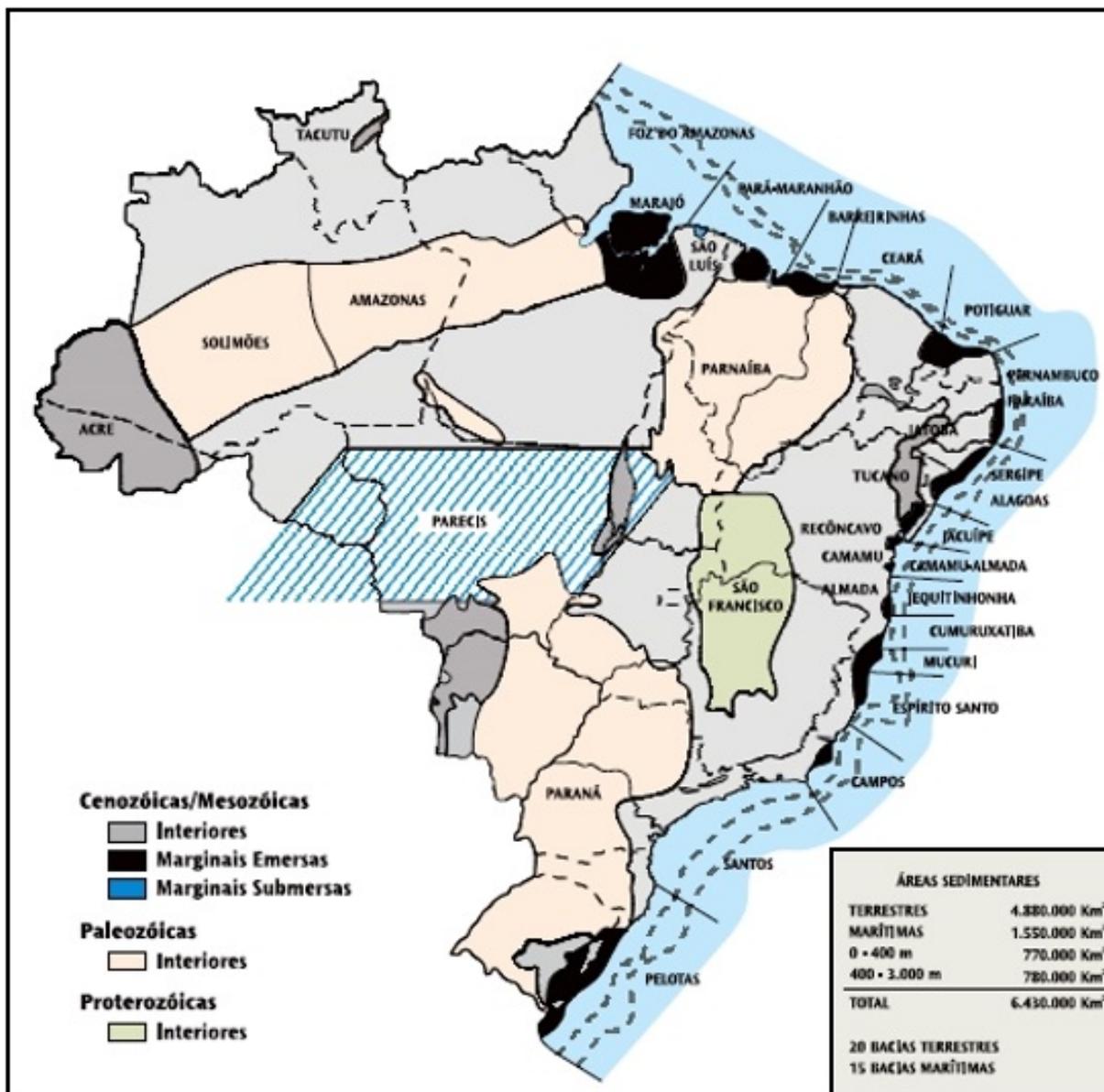


Figura 2.1: Bacias Sedimentares Brasileiras (Ministério do Meio Ambiente (MMA), 2007)

O surgimento da Bacia de Campos está ligado diretamente a várias fases do Ciclo de Wilson. O processo de formação inicia-se após o rompimento de uma placa continental, respectivo adelgaçamento e intrusão de crosta oceânica (rifte). Com a continuação da separação dos continentes (distensão), há a formação de uma margem continental passiva.

De forma mais específica, ela surge com a fragmentação do supercontinente Gondwana (rifteamento), figura 2.2, a partir do final do período Jurássico e a então separação das placas Sul Americana e Africana, que formam o Oceano Atlântico a partir do período Cretáceo Inferior.

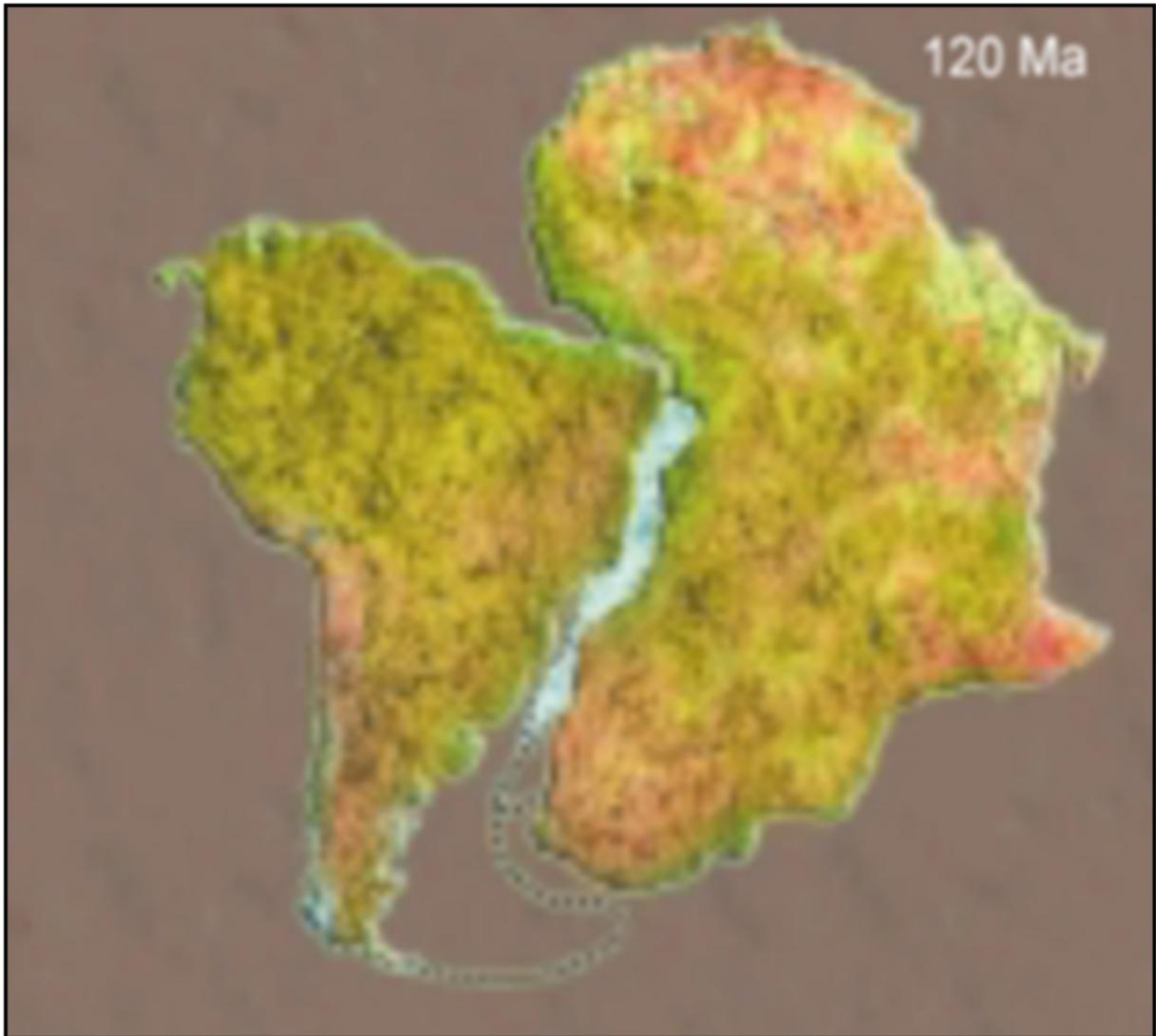


Figura 2.2: Representação da fase inicial de rifteamento que resultará na formação de algumas bacias sedimentares (Rangel and Martins, 1998a)

## 2.1 LOCALIZAÇÃO

A Bacia de Campos situa-se na margem continental sudeste brasileira (margem continental passiva), figura 2.3, limitando-se ao norte pelo Alto de Vitória, que a separa da Bacia do Espírito Santos e ao sul pelo Alto de Cabo Frio, que a separa da Bacia de Santos. Ocupa uma área de aproximadamente  $100.000 \text{ km}^2$ , não possuindo, contudo, diferenças estratigráficas marcantes se comparado às suas vizinhas (Bacia do Espírito Santo e Bacia de Santos).

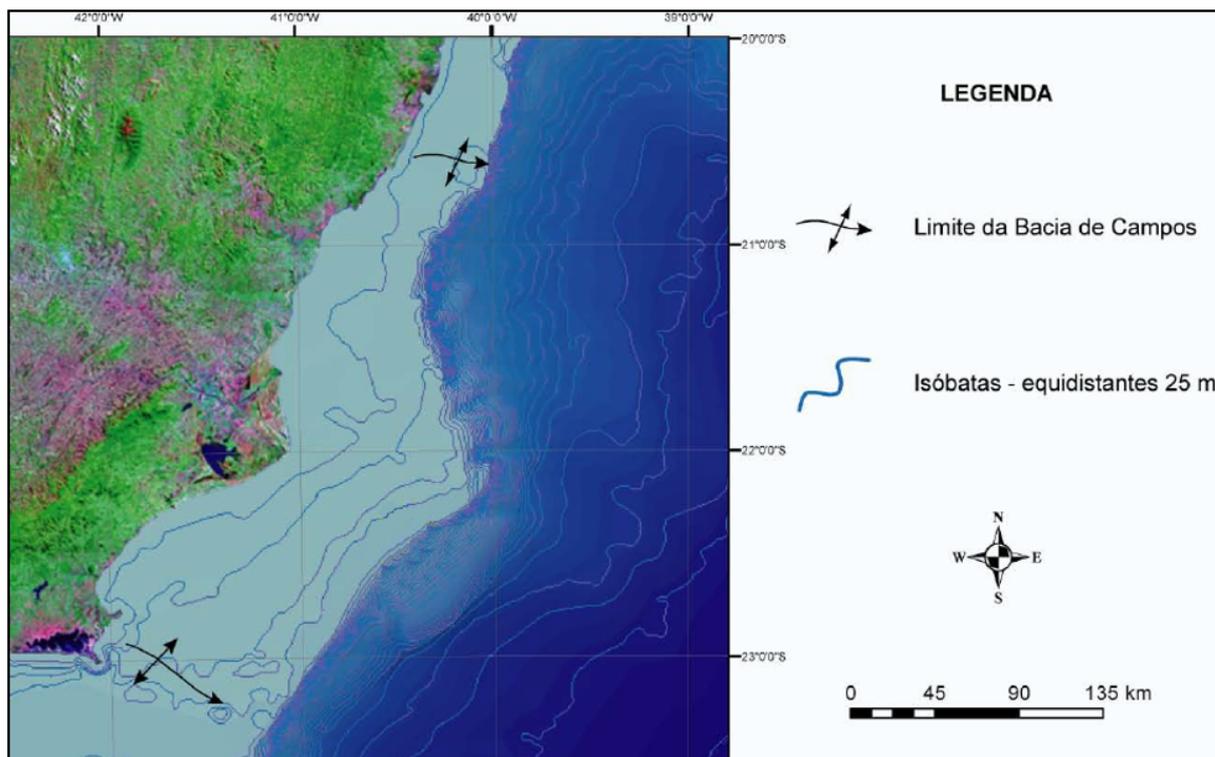


Figura 2.3: Mapa da Bacia de Campos (Barboza, 2005)

## 2.2 EVOLUÇÃO TECTONO-SEDIMENTAR

A evolução tectono-sedimentar da Bacia de Campos se assemelha as demais bacias brasileiras da margem leste, a qual está relacionada ao rompimento do supercontinente Gondwana. O seu preenchimento sedimentar, segundo Asmus (1975), Asmus and Guazelli (1981), Asmus (1982) e Dias et al. (1990), pode ser sistematizado em 4 das grandes megasequências tectonosedimentar: Megasequência continental (estágio rifte), Transicional (estágio golfo protooceano), Carbonática Marinha (estágio oceânico) e Clástica Marinha (estágio oceânico). A tabela 2.1 apresenta a evolução geológica da margem continental leste brasileira.

### 2.2.1 Mega sequência Continental (estágio rifte)

A Bacia de Campos tem a sua origem relacionada à ruptura crustal do supercontinente Gondwana, devido a esforços distensivos no período eocretáceo. Com esses esforços foram produzidos riftes alongados na direção NE-SW, onde desenvolveram-se *horts*, *grábens* e *meiográbens*, limitados tanto por falhas sintéticas quanto falhas antitéticas, orientados segundo aquela direção.

Inicialmente, o seu rifteamento esteve associado a intenso vulcanismo basáltico (Fm. Cabiúnas). Tempos depois, a partir do final do Andar Aratu, foi depositado em lagos (salinos e alcalinos) tectonicamente controlados expressiva quantidade de sedimentos siliciclásticos e carbonáticos (Fm. Lagoa feia).

Tabela 2.1: Evolução geológica da margem continental leste brasileira

<b>Estágio Evolutivo</b>	<b>Fase de Sedimentação</b>	<b>Sequência Sedimentar</b>	<b>Ambiente Deposicional</b>
Oceânico	Drifte	Mar	Marinho regressivo/transgressivo Plataforma rasa
Proto-Oceânico	Transicional	Golfo	Marinho restrito Lagunar
Rifte	Rifte	Lagos	Deltaico-lacustre
Pré-rifte	-	Continente	Fluvio-lacustre-eólico

Fonte: Asmus (1984)

### 2.2.2 Mega sequência Transicional (estágio golfo proto-oceano)

O pacote sedimentar que foi depositado nesse período marca a passagem de sedimentos de origem continental para sedimentos de origem marinha, o qual é caracterizado por uma espessa seção de sedimentos clásticos (conglomerado, lamitos e carbonatos de água rasa - carbonatos nodulares) coberto por um pacote de evaporitos (halita e anidrita), depositados em ambiente lagunar, que é calmo tectonicamente e climaticamente severo (árido a semi-árido). Resumidamente falando essa fase é formada por sedimentos clásticos lacustres, anidrita e halita aptianos, ainda da Fm. Lagoa Feia.

### 2.2.3 Mega sequência Carbonática Marinha (estágio oceânico)

Esta etapa de sedimentação marinha começa pelos calcarenitos oncolíticos e calcilitos albianos da Fm. Macaé.

### 2.2.4 Mega sequência Clástica Marinha (estágio oceânico)

A sedimentação marinha da etapa anterior continua com um conjunto transgressivo-regressivo de arenitos e calcarenitos de plataforma, e pelitos de talude e bacia, do Cenomaniano ao Recente. Os pelitos citados anteriormente pertencem à Fm. Ubatuba, e os expressivos depósitos turbidíticos neles contidos são referidos como Fm. Carapebus.

## 2.3 CARTA ESTRATIGRÁFICA DA BACIA DE CAMPOS

A carta estratigráfica da Bacia de Campos, representada na figura 2.4, pode ser detalhada avaliando suas fases *Rift*, Transicional e Drifte.

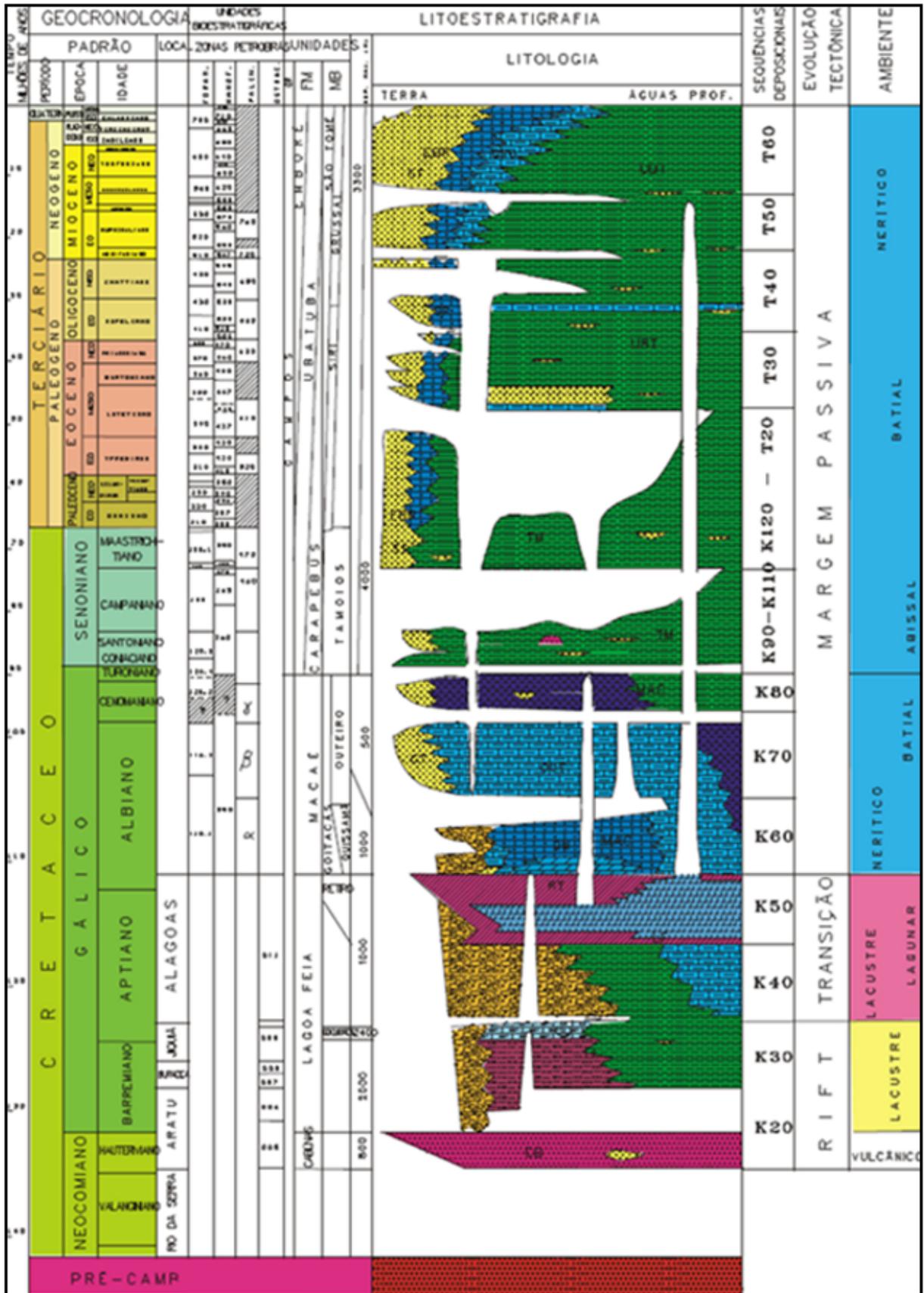


Figura 2.4: Carta Estratigráfica da Bacia de Campos (Rangel and Martins, 1998b)

### 2.3.1 Fase *Rift*

- (i) Neocomiano (Rifte Atlântico Sul), basaltos da Fm. Caiúnas;
- (ii) Barremiano/EoAptiano cgl, coquinas e folhelhos fluviolacustre (Fm. Lagoa Feia).

### 2.3.2 Fase Transicional

- (i) Na base, cgl e folhelho fluvio-lacustre (Fm Lagoa Feia);
- (ii) No topo, Evaporitos do Aptiano (Fm. Lagoa Feia).

### 2.3.3 Fase Drifte

- (i) Eobiano (MbQuissamã) sedimentos predominantemente marinhos;
- (ii) NeoAlbiano ao Cenomaniano (Mb Outeiro) carbonatos de baixa energia, subida relativa NM (Nível do Mar);
- (iii) Senoniano (Fm Carapebus);
- (iv) Terciário (Fm Carapebus) regressivo com pulsos transgressivos.

## 2.4 SISTEMAS PETROLÍFEROS

A bacia de campos possui uma espessura aproximada entre 6 mil metros e 8 e comumente é subdividida em 3 unidades distintas principais, apesar de haver outras unidade, que são a Formação Lagoa feia, a Formação Macaé e a Formação Carapebus.

A formação Lagoa Feia é basicamente a parte inferior da bacia, na qual são encontrados sedimentos tais como conglomerados, coquinas e pelitos fluviolacústres.

A partir da interpretação paleoambiental percebe-se a presença de leques aluviais junto as falhas da borda oeste da bacia e também sistemas fluviais, lacustres e planícies de Sabkhas.

A formação Macaé é basicamente composta por carbonatos depositados em um ambiente marinho raso sendo esses, sobretudo, calcarenito salgáicos intercalados pormicritas. Dolomitos são encontrados também próximos à base da formação. A interpretação paleoambiental indica, nestes carbonatos, um ambiente deposicional restrito durante a sua deposição.

A formação Carapebus é composta por folhelhos bacinais Turonianos a Campanianos truncadas por uma discordância regional. A interpretação paleoambiental indica que esta formação foi originada a partir de um sistema de leques costeiros tipo plataforma/talude/bacia, o qual deu origem aos turbiditos Carapebus.

### 2.4.1 Rochas Geradoras

As principais rochas geradoras de hidrocarboneto da bacia de Campos são os folhelhos calcíferos e as margas da formação Lagoa feia, depositados em ambiente lacustre salobro/salino na fase *rift* da bacia. Elas possuem espessura de no máximo 300 metros com matéria orgânica tipo I (liptinito) e tipo II (vitrinito), ideais para a formação de um hidrocarboneto com elevado teor de carbono. Estas rochas atingiram grau de maturação máximo delas, possibilitando a migração primária do hidrocarboneto no período do terciário.

A partir de dados geoquímicos e sedimentológicos, segundo Guardado et al. (1989a) e Guardado et al. (1989b), e Mello (1988), respectivamente, estas geradoras foram formadas em um ambiente lacustre, apresentando Querogênio tipo I e possuem um teor de carbono orgânico total (COT) variando entre 2% e 6.

### 2.4.2 Migração

O tipo de migração mais importante para a bacia são as janelas de sal, locais sem a presença de evaporitos da Formação Retiro onde falhamentos lístricos levam o óleo da fase rifte até os diferentes reservatórios da fase drifte. A migração também pode ocorrer por contato direto, no caso de reservatórios intercalados ou em contato com a rocha geradora. Outra forma de migração consiste em contato lateral por falha, como exemplo podemos citar os basaltos vesiculares da Formação Cabiúnas em contato lateral com os folhelhos do Jiquiá.

Agência Nacional de Petróleo (ANP) (2015)

### 2.4.3 Rochas Reservatórios

São encontrados diversos tipos de rochas reservatórios na bacia de Campos em diferentes níveis estratigráficos.

Na fase rifte são encontrados basaltos fraturados e vesiculares do Neocomiano da Formação Cabiúnas, produtores nos campos de Badejo e Linguado, e coquinas do Aptiano da Formação Coqueiros, Grupo Lagoa Feia, que são produtoras nos campos de Badejo, Linguado, Pampo e Trilha.

Na fase *sag* encontram-se reservatórios carbonáticos microbiais do andar Alagoas (Aptiano), camada do pré-sal, os quais produzem óleo na região do Parque das Baleias e nos campos gigantes do pré-sal na Bacia de Santos.

Na fase drifte são vistos calcarenitos de alta energia do Albiano da Formação Quissamã, Grupo Macaé, produtores nos campos de Badejo, Garoupa, Congro, dentre outros. Nos campos de Tartaruga Verde e Catuá são encontrados Carbonatos de alta energia em estruturas na forma de "casco de tartaruga" em águas profundas. Carbonatos da Formação Imbetiba de idade Cenomaniano produzem óleo nos campos de Tubarão Martelo e Polvo

nas fácies mais proximais dela. Turbiditos intercalados aos carbonatos do Grupo Macaé, Formação Namorado, produzem óleo no campo de Namorado, Nordeste de Namorado, dentre outros.

Ainda se falando da fase drifte, ressalta-se os turbiditos do Cretáceo Superior e Paleógeno, os quais são os responsáveis pela maior parte do óleo produzido na bacia. Também são encontrados arenitos turbidíticos de idade Turoniano ao Maastrichtiano que produzem nos campos de Roncador e Jubarte, de idade Paleoceno-Eoceno que produzem nos campos de Barracuda e Marlim sul, e os de idade Oligo-Miocênico que produzem nos campos de Marlim e Albacora. carbonatos depositados durante o Oligoceno superior do Membro Siri também podem ser mencionados como reservatórios.

A tabela 2.2 representa uma planilha com algumas propriedades petrofísicas dos reservatórios da bacia.

Tabela 2.2: Tabela com a quantidade de fluido presente nas rochas (porosidade) e a capacidade que ela tem de permitir movimentação destes (permeabilidade)

<b>Reservatório</b>	<b>Porosidade (%)</b>	<b>Permeabilidade (mD)</b>
Basalto Neocomiano	Fraturas	Alta
Carbonatos Barremiano (coquinas) do rift	15 – 20	Até 1.000
Carbonatos Albianos	~18	45 (Garoupa)
Turbiditos cretáceo superior	20 – 25	100 a 1.000
Turbiditos Terciários	25 – 31	Até 2.500

Fonte: Agência Nacional de Petróleo (ANP) (2002)

#### 2.4.4 Rochas Selante

As principais rochas selantes encontradas na Bacia de Campos são os folhelhos da Formação Coqueiros (Jiquiá/Aptiano), a camada de sal da Formação Retiro (Aptiano), os carbonatos de baixa energia das Formações Outeiro e Imbetiba (Albo-Cenomaniano) e os folhelhos de baixa energia da Formação Ubatuba (Turoniano - Recente).

### 2.4.5 Trapas

As trapas encontradas na bacia de campos são do tipo estratigráfica, estrutural e mista, formadas devido à tectônica distensiva e à halocinese.

Na fase rifte da bacia, altos de embasamento são bem significativos tanto ao contato lateral dos folhelhos geradores com os basaltos fraturados quanto ao desenvolvimento de coquinas, possibilitando melhores condições de reservatório, além de uma melhor focalização da migração de hidrocarbonetos. Estruturas quaquaversais podem ser esquematizadas tanto ao nível das coquinas quanto ao nível do pré-sal.

Na fase drifte, para os carbonatos do Grupo Macaé, esperam-se principalmente trapas estruturais do tipo tectônica dominó em águas rasas, falhas lítricas com *roll-over* e blocos isolados em águas mais profundas que sofreram escorregamento de regiões mais rasas. Para os arenitos turbidíticos, espera-se falhas lítricas com *roll-over*, estruturas quaquaversais formadas pela movimentação de diápiros de sal, truncamentos contra o flanco de diápiros de sal e pinch-out estratigráfico, compartimentadas ou não por falhas.

Agência Nacional de Petróleo (ANP) (2015)

A figura 2.5 mostra um esquema com os principais *players* de exploração de hidrocarboneto com as suas respectivas formações.

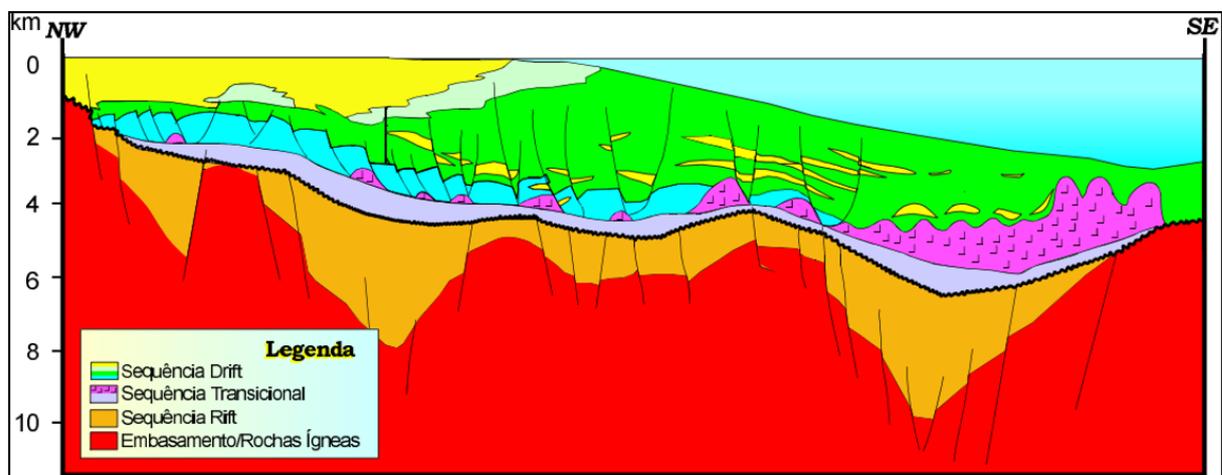


Figura 2.5: Representação da disposição das formações na bacia e a localização dos poços de exploração (Rangel and Martins, 1998a)

## 2.5 CAMPO DE NAMORADO

O Campo de Namorado, descoberto em 1975, está localizado na parte Centro-Norte na zona de acumulação de hidrocarboneto da Bacia de Campos, a cerca de 80 km da costa e sob lâminas de água de 110 metros a 250. A figura 2.6 representa a localização do Campo de Namorado.



Figura 2.6: Mapa da localização do Campo de Namorado (Guardado et al., 2000)

O Campo de Namorado corresponde a Sequência K70 que está inserida na Supersequência *Drift* da Bacia de Campos. Esta Supersequência é composta pelos sedimentos marinhos depositados sob um regime de subsidência térmica associada a tectonismo adiastrófico.

Costa (2015)

Segundo Souza (1997), o sistema turbidítico de Namorado é caracterizado por três sistemas de deposição, os quais representam diferentes fases do reabastecimento do canal turbidítico.

A fase 1 corresponde aos depósitos grossos ligados as correntes turbidíticas de alta densidade, formando ciclos granodescrescentes caracterizados pela associação vertical de sedimentos que variam de microconglomerados e pelas areias grossas a médias maciças.

A fase 2 representa os depósitos de correntes de turbidez de baixa densidade.

A fase 3 corresponde ao sistema de deposição de mar alto, sendo constituída por associação de fácies pelíticas (argila, margas e calcilutitos), representando a sedimentação hemipelágica da bacia.

### 3 PROPRIEDADES PETROFÍSICAS

Petrofísica é uma especialidade que combina conhecimentos de algumas ciências, como geologia do petróleo, geofísica e geologia e outras, para estudar algumas propriedades das rochas e as interações dela com os fluidos que as compõe (água, hidrocarbonetos líquidos e gases). Um especialista em petrofísica normalmente analisa as propriedades físicas e químicas das rochas em subsuperfície, os componentes minerais dela e outras informações inerentes a ela, adquiridas a partir de dados geofísicos de poços e análise de testemunhos, interpretando e convertendo-as em propriedades petrofísicas, através da avaliação de formação, com a finalidade de fazer a qualificação desta rocha em termos da sua funcionalidade como reservatório de hidrocarbonetos.

As propriedades petrofísicas podem ser divididas em dois grupos conhecidos como propriedades petrofísicas estática, objeto de estudo deste trabalho, as quais refletem os volumes relativos dos diversos materiais presentes na constituição da rocha, e propriedades petrofísicas dinâmicas que traduzem as características das rochas relacionadas ao movimento do fluido em seu interior. Para o estudo das propriedades petrofísicas estáticas é importante o conhecimento sobre matriz e poro de uma rocha. Para um modelo de rocha limpa, figura 3.1, matriz é toda a parte maciça da rocha (parte sólida), formada pelos grãos e o cimento dela. O poro, por outro lado, é toda a parte não sólida dela preenchida por algum tipo de fluido.

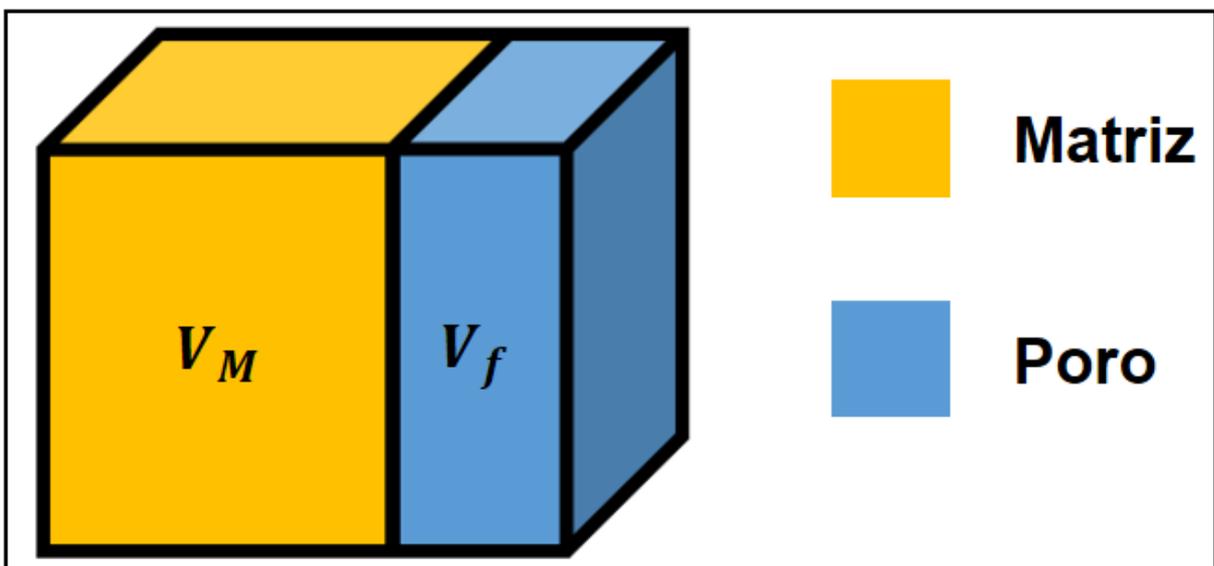


Figura 3.1: Modelo de rocha limpa

A partir do modelo de rocha limpa, figura 3.1, correlaciona-se ela uma equação conhecida como Lei das Misturas, a qual se baseia na linearidade física dos efeitos de cada componente da rocha, ou seja, relaciona os efeitos da parte sólida da rocha (matriz) e da

parte líquida (poro), eq. 3.1,

$$P = \phi_a P_f + (1 - \phi_a) P_M, \quad (3.1)$$

sendo  $P$  a propriedade física que representa a combinação dos efeitos de todos os componentes da rocha,  $P_M$  a propriedade física da parte sólida,  $P_f$  a propriedade física da parte fluida e  $\phi_a$  a propriedade petrofísica conhecida como porosidade que, neste caso, é chamada de porosidade absoluta por levar em consideração toda a parte fluida da rocha, ou seja, o volume total da parte fluida, independente se os poros são interconectados.

A figura 3.1 e a eq. 3.1 representaram um modelo de rocha limpa. No entanto, na natureza é comum a presença de argila na composição das rochas, figura 3.2. Nesse tipo de situação, há uma modificação na eq. 3.1 afim de se levar em consideração o conteúdo de argila na rocha, eq. (3.02),

$$P = \phi_e P_f + (1 - \phi_e - V_{sh}) P_M + V_{sh} P_{sh}, \quad (3.2)$$

sendo  $P_{sh}$  a propriedade física referente aos folhelhos adjacentes a camada de rocha analisada,  $V_{sh}$  o volume de argila na composição da rocha e  $\phi_e$  a porosidade que, nesse caso, é chamada de porosidade efetiva, pois não leva em consideração toda a parte fluida da rocha, utilizando para o cálculo da porosidade somente a parte da rocha que possui poros interconectados. Por isso é feita uma subtração dos efeitos da argila da rocha, pois, apesar de porosa, ela não possui os poros interconectados, implicando em baixo valor de permeabilidade, que é outra propriedade petrofísica que está na classe das propriedades petrofísicas dinâmicas.

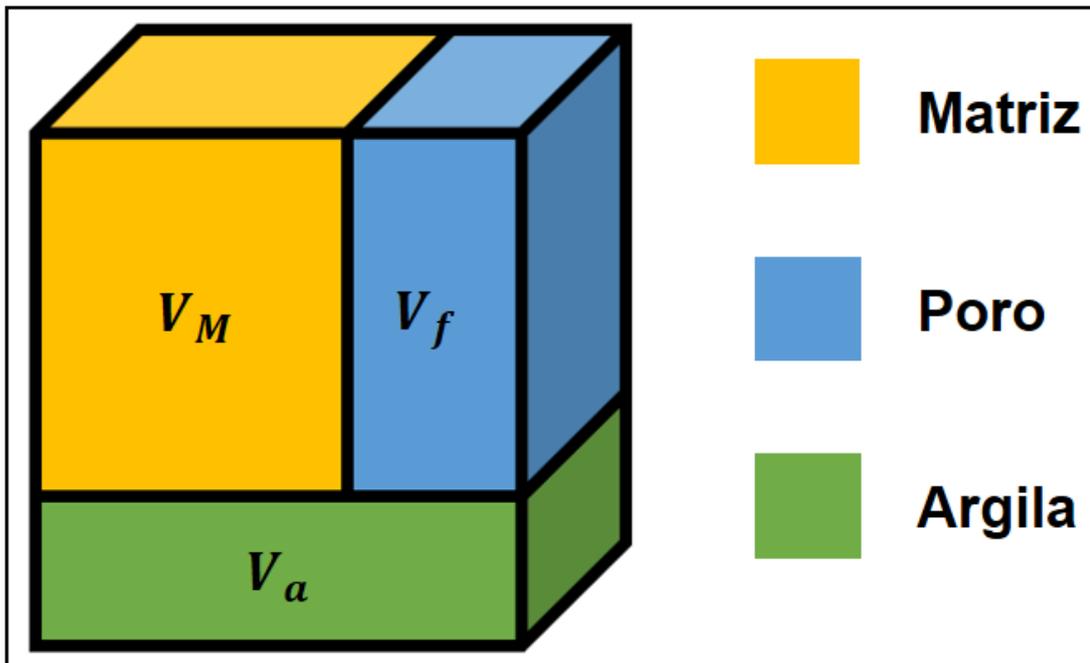


Figura 3.2: Modelo de rocha com argila

A partir da análise do modelo de rochas das figura 3.1 e 3.2, é possível analisar a presença de 3 de propriedades petrofísicas estáticas que são porosidade ( $\phi$ ), argilosidade ( $V_{sh}$ ) e saturação de fluido ( $S_f$ ).

### 3.1 POROSIDADE

Grãos de areia e partículas de material carbonático que compõem reservatórios de arenito e calcário normalmente não se encaixam perfeitamente devido à alta irregularidade na forma dos grão, figura 3.3.

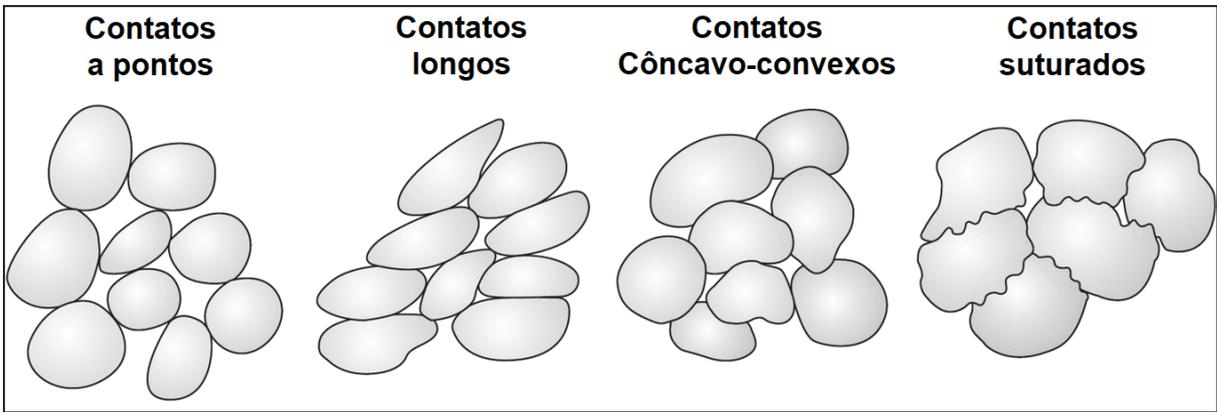


Figura 3.3: Exemplos de contatos entre grãos (Nichols, 2009)

Os espaços criados entre os grãos, os poros ou espaço intersticial, são ocupados por fluidos. A partir destas informações e fazendo uma análise na figura 3.1, define-se porosidade,  $\phi$ , como a capacidade de armazenamento de fluido de uma rocha, representada na eq. 3.3,

$$\phi = \frac{V_f}{V_T} = \frac{V_T - V_M}{V_T} = 1 - \frac{V_M}{V_T} \rightarrow 0 \leq \phi \leq 1, \quad (3.3)$$

sendo  $V_f$  o volume do poro da rocha e  $V_T$  o volume total (*Bulk Volume*) definido em eq. 3.4,

$$V_T = V_f + V_M. \quad (3.4)$$

#### 3.1.1 Fatores que controlam a magnitude da porosidade

A porosidade em rochas reservatórios variam geralmente de 5% à 40, no entanto em reservatórios de hidrocarbonetos frequentemente entre 10% e 20. A porosidade nas rochas sedimentares é influenciada por uma série complexa de fatores deposicionais e pós-deposicionais. Em sedimentos clásticos, pode-se citar como fatores o grau de seleção, o grau de cimentação ou consolidação, o grau de compactação durante a deposição e depois e o grau de empacotamento.

### 3.1.1.1 Grau de seleção

A uniformidade no tamanho dos grãos (grãos bem selecionados) faz com que a porosidade da rocha sedimentar seja maior. Quando partículas de silte e argila, por exemplo, são misturadas com grãos largos de areia, a porosidade será efetivamente reduzida, como pode ser visto na figura 3.4.

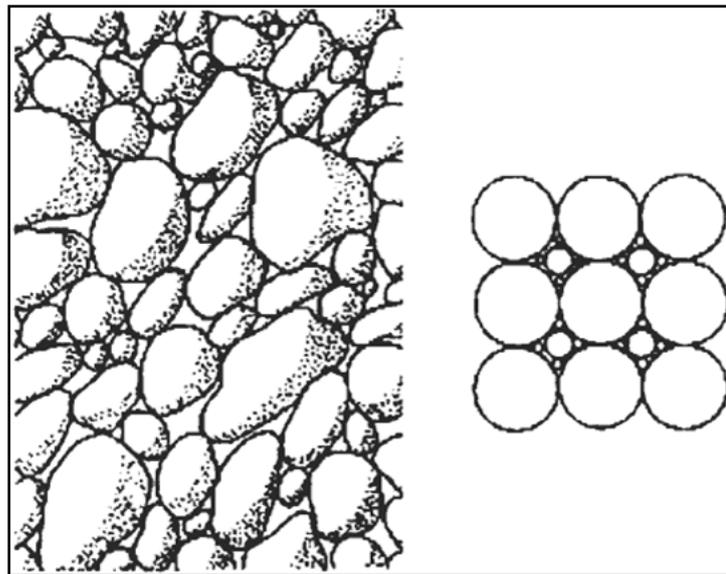


Figura 3.4: Exemplo de seleção de sedimentos indicando maior porosidade quando os grãos são mais bem selecionados (Tiab and Donaldson, 2015).

### 3.1.1.2 Grau de cimentação ou consolidação

Um arenito com alto grau de cimentação, por exemplo, possui baixa porosidade, diferente de uma rocha inconsolidada que já possui porosidade alta. O processo de cimentação ocorre tanto durante a litificação da rocha quanto durante a circulação de água subterrânea, diminuindo o espaço poroso da rocha, como pode ser visto na figura 3.5. Alguns materiais encontrados na natureza que provocam cimentação são carbonato de cálcio, carbonato de magnésio, carbonato de ferro, sulfato de cálcio e dolomita, argilas e outros minerais, incluindo a combinação de alguns deles.

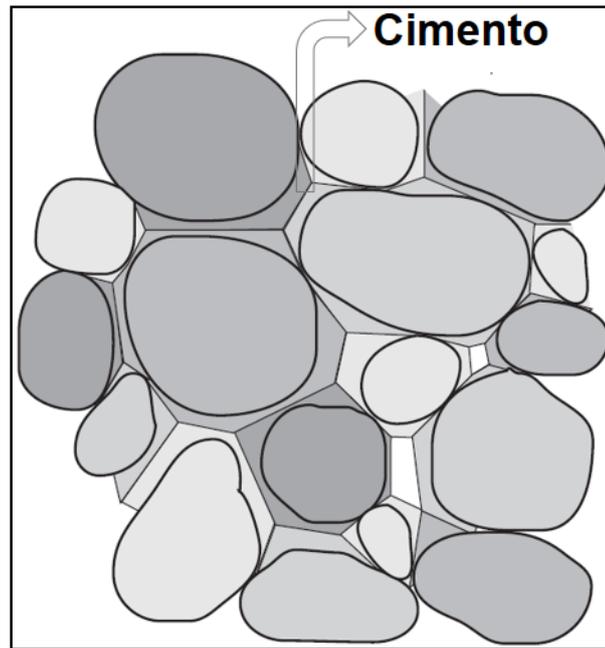


Figura 3.5: Exemplo de uma rocha sendo cimentada, diminuindo a porosidade da rocha (Nichols, 2009).

### 3.1.1.3 Grau de compactação durante a deposição e após

Compactação tende a diminuir o espaço poroso e expulsar o fluido contido na rocha sedimentar a partir da compressão das partículas minerais dela, figura 3.6. Esta expulsão de fluido por compactação somado a um aumento de temperatura é o mecanismo básico para a migração primária do petróleo da rocha geradora (geralmente folhelhos) para a rocha reservatório. A porosidade das rochas sedimentares geralmente são menores quanto maior a profundidade e idade delas. No entanto, isso não é uma regra, uma vez que muitas rochas carbonáticas encontradas na natureza mostraram ter pouca influência da compactação mecânica.

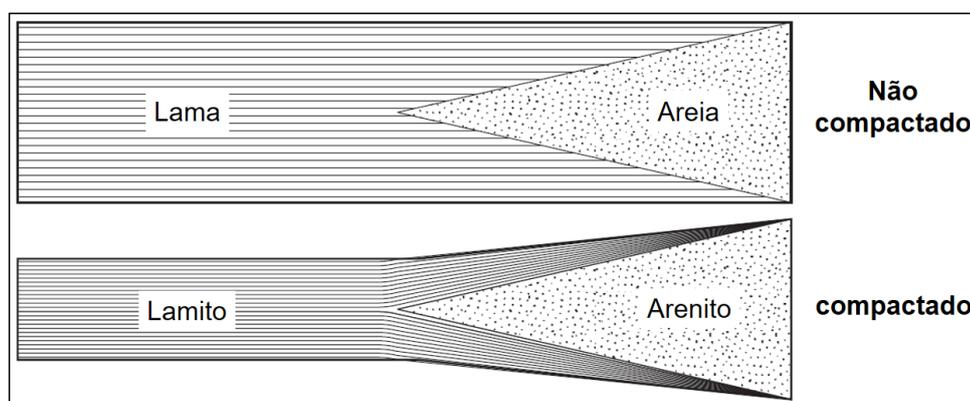


Figura 3.6: Exemplo de uma rocha sendo cimentada, diminuindo a porosidade da rocha (Nichols, 2009).

### 3.1.1.4 Grau de empacotamento

O empacotamento ocorre geralmente junto com a compactação devido a ambos estarem ligados a um aumento de pressão hidrostática. Neste processo, ocorre um rearranjo no sedimento, deixando-os mais próximos, figura 3.7, e conseqüentemente diminuindo o espaço entre eles, processo que faz com que diminua a porosidade da rocha. O empacotamento da rocha pode ocorrer devido a uma deformação plástica que possa ocorrer ligada ao aumento de pressão.

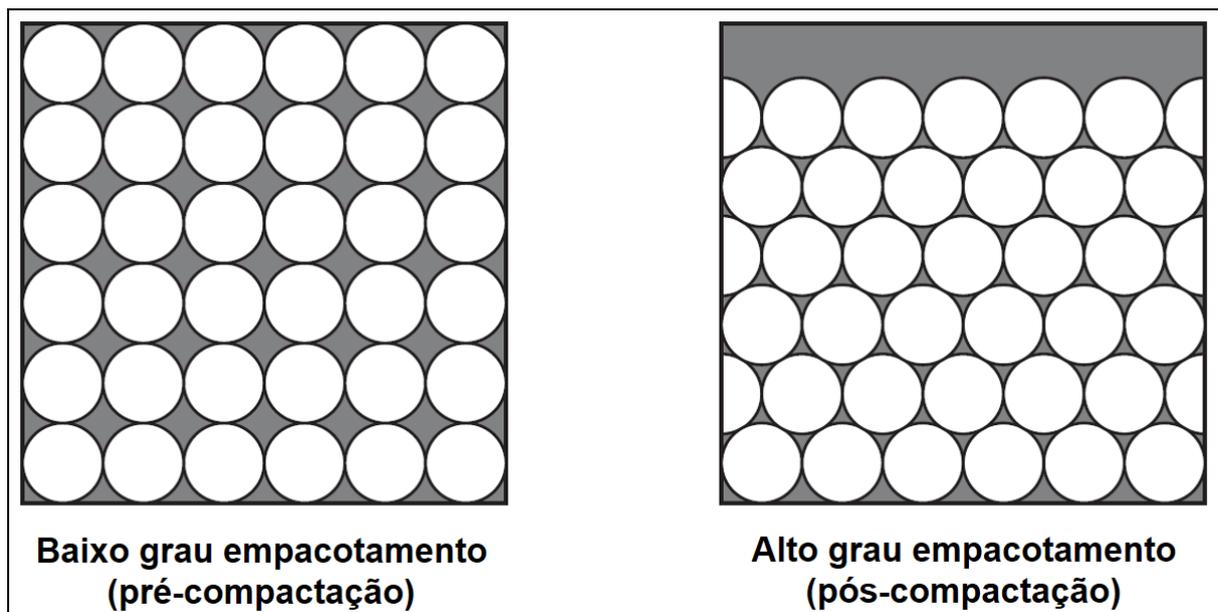


Figura 3.7: Exemplo de uma rocha sendo cimentada, diminuindo a porosidade da rocha (Nichols, 2009).

### 3.1.2 Classificação da porosidade na engenharia

Durante a sedimentação e litificação, alguns espaços porosos que foram desenvolvidos inicialmente podem ficar isolados de outros poros da mesma rocha devido a alguns processos diagenéticos e catagenéticos tais como cimentação e compactação. Por causa disso, alguns poros da rocha ficarão interconectados e outros não, podendo, a partir disso, definir duas outras formas de classificação de porosidade nas rochas sedimentar que são a porosidade absoluta e a porosidade efetiva.

#### 3.1.2.1 Porosidade Absoluta

Porosidade absoluta é a razão do volume de poro total da rocha pelo volume total da rocha. Na porosidade absoluta não há a preocupação se os poros são interconectados ou não. Então, para um modelo de rocha com argila, figura 3.8, ela acaba levando em consideração também os poros da argila que está presente na composição da rocha.

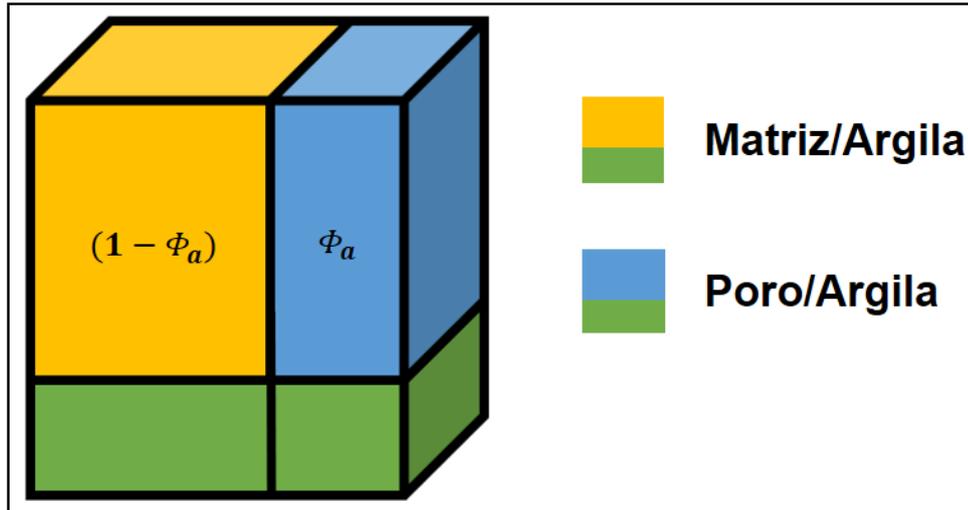


Figura 3.8: Modelo de rocha com argila na constituição evidenciando a porosidade absoluta na rocha.

### 3.1.2.2 Porosidade Efetiva

A porosidade efetiva é afetada por uma porção de fatores litológicos tais como o tipo de argila, constituição e hidratação presente na rocha, cimentação e empacotamento dos grãos, e alguns outros fatores ambientais. A figura 3.9 representa um modelo de rocha com argila no qual é possível perceber onde se encaixa o modelo de porosidade efetiva. Ela é uma porosidade calculada na rocha sem o efeito da argila sobre a medida, devido à argila possuir sua própria porosidade que não é de interesse da indústria do petróleo. O interesse é obter informação da parte porosa da rocha onde se pode haver acumulação de hidrocarboneto.

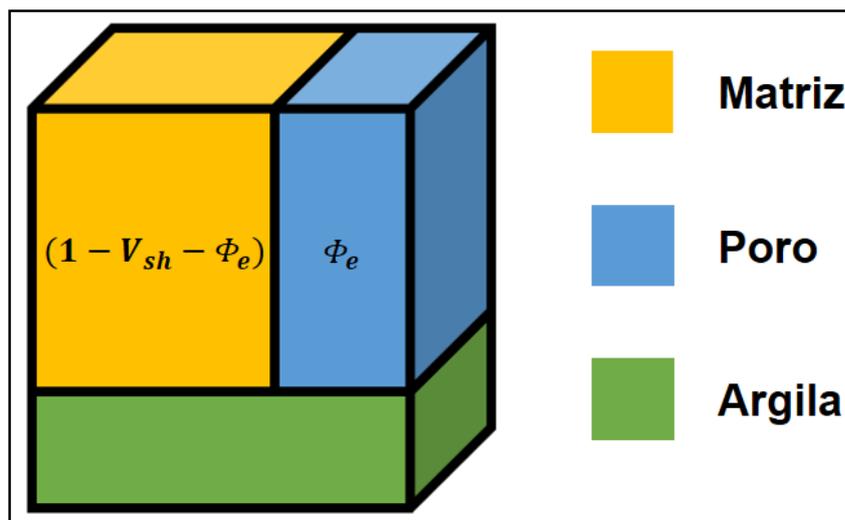


Figura 3.9: Modelo de rocha com argila na constituição evidenciando a porosidade absoluta na rocha.

### 3.1.3 Classificação geológica da porosidade

A porosidade em reservatórios de hidrocarboneto, de forma comum, pode ser classificada como porosidade primária (ou porosidade da matriz) e porosidade secundário (conhecida também por porosidade induzida) levando em consideração a origem, forma de origem, e a distribuição espacial dos poros. A figura 3.10 representa alguns fatores tipos de porosidades relacionados às porosidades primárias e secundárias.

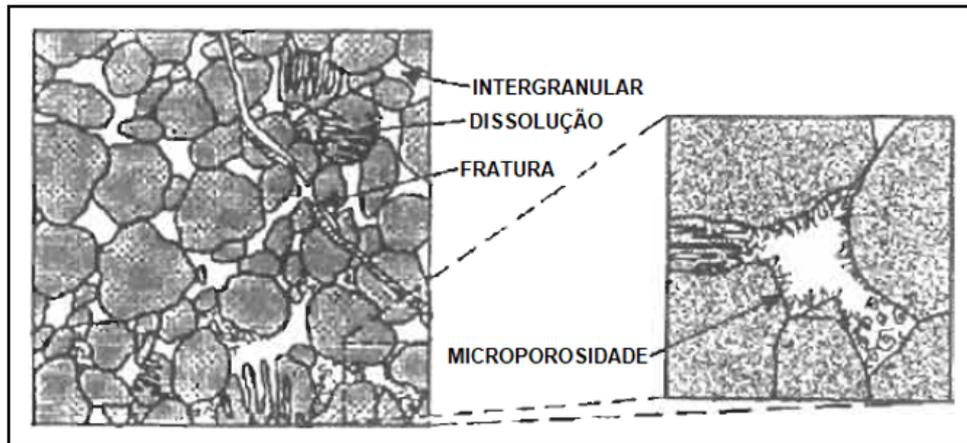


Figura 3.10: Exemplos de alguns tipos de porosidades encontrados em um arenito (Tiab and Donaldson, 2015).

#### 3.1.3.1 Porosidade primária

Porosidade primária é a porosidade presente na constituição da rocha sedimentar resultante dos processos iniciais de deposição e litificação. Ela pode ser especificada ainda mais em porosidade intercrystalina, intergranular, planos de acamamento (*Bedding planes*), e poros sedimentares gerados devido a diversos fatores.

##### (a) Intercristalino

Espaços (poros) entre dos planos de clivagem do cristal, entre os cristais individuais, e entre as redes cristalinas (*crystal lattices*). Muitos desses espaços são poros sub-capilares (possuem menos de 0,002mm de diâmetro). A porosidade encontrada nas redes cristalinas e entre partículas no tamanho da lama (*mud-sized particles*) são chamadas de microporosidade, figura 3.10.

##### (b) Intergranular

Espaços entre grãos, ou seja, todo tipo de espaços intersticiais presentes em todos os tipos de rochas. Este termo reflete a disposição espacial do fluido em relação aos grãos.

## (c) Plano de acamamento

Espaços (poros) de muitas rochas sedimentares são concentradas paralela ao plano de acamamento. A larga geometria de muitos reservatórios de petróleo são controladas pelo plano de acamamento deles. O poros gerados pelo plano de acamamento são conseqüências direta do tipo de sedimento depositado, arranjo e tamanho das partículas e do ambiente deposicional.

(d) Espaços sedimentares diversos (*Miscellaneous sedimentary voids*)

Poros resultantes da acumulação de fragmentos de dentritos de fósseis, resultantes do empacotamento de oolitos, poros criados por organismos vivos no período da deposição e outras formas.

## 3.1.3.2 Porosidade secundária

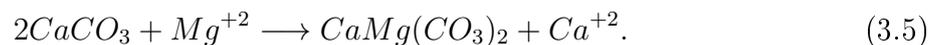
Porosidade secundária é a porosidade incorporado à constituição da rocha como resultante dos processos após a diagênese como catagênese, deformação na crosta e outros. Ela pode ser especificada ainda mais em porosidade de solução, porosidade gerada pela dolomitização, porosidade causada pelo fraturamento e espaços sedimentares secundários devido a diversos fatores. (*Miscellaneous secondary voids*)

## (a) Porosidade de solução

São canais (poros) criados devido à circulação de solução quente nos poros. Os canais podem ser canais pré-existentes, sendo a solução quente um agente causador de um aumento do canal, deixando-o mais largo. Um exemplo disso são canais formado por organismos que são depois aumentados devido à passagem da solução.

## (b) Dolomitização

Dolomitização é um processo no qual um calcário ( $CaCO_3$ ) é transformado em dolomito ( $CaMg(CO_3)_2$ ) seguindo a reação química representada pela eq. 3.5,



Na natureza são encontrados tanto calcários puros quanto dolomitos. Os dolomitos são formados quando há a circulação significativa de cátion de magnésio nos poros de uma rocha calcária. O processo de dolomitização faz com que a porosidade da rocha seja aumentada porque o volume iônico do magnésio é menor do que o do cálcio.

## (c) Porosidade de fraturas

Eventos tectônicos causados por tensões na crosta podem criar fraturas e estrutura de falhas nas rochas sedimentares. Isso faz com que a porosidade nela seja aumentada.

(d) Espaços secundários diversos (*Miscellaneous secondary voids*)

Os espaços secundários podem ocorrer de diversas formas, tais como recifes de sela (*saddle reefs*) que são aberturas nas cristas de anticlinais rigorosamente dobradas; *itches* e *flats* que são aberturas formadas pelo fraturamento de camadas sob falhas moderadas, e espaços causados por brechas e conglomerados de slides submarinos resultantes do movimento da gravidade de material do fundo do mar após litificação parcial.

### 3.2 ARGILOSIDADE

A argilosidade ( $V_{sh}$ ) é uma propriedade petrofísica que indica a quantidade de argila presente na constituição de uma rocha. Observando-se a figura 3.2, consegue-se definir a argilosidade pela eq. 3.6,

$$V_{sh} = \frac{V_a}{V_T} \longrightarrow 0 \leq V_{sh} \leq 1, \quad (3.6)$$

sendo  $V_a$  o volume ocupado pela argila no modelo de rocha e  $V_T$  o volume total dela, expresso na eq. 3.7,

$$V_T = V_f + V_M + V_{sh}. \quad (3.7)$$

A presença da argila nas rochas reservatório é uma preocupação na geofísica de poço porque elas apresentam um comportamento físico, em termos das medidas realizadas no interior do poço, anômalo e não característico, em muitos casos impedindo a sua identificação e separação em relação a matriz e ao fluido. Então, pode-se dizer que a presença dela produz uma contaminação nas medidas, podendo levar a determinação de valores não realistas para as outras propriedades petrofísicas.

#### 3.2.1 Classificação das rochas pelo teor de argila

Em termos da argilosidade, por definição, as rochas reservatório podem ser classificadas como rocha limpas e rochas sujas.

##### 3.2.1.1 Rochas Limpas

São aquelas rochas que apresentam valores pequenos de argilosidade na sua constituição.

##### 3.2.1.2 Rochas Sujas

São aquelas rochas que apresentam altos valores de argilosidade na sua constituição.

### 3.2.2 Formas de ocorrência da argila nas rochas reservatório

As argilas podem ocorrer de 3 formas nas rochas reservatórios que são nas formas de Folhelho Estrutural, Folhelhos Laminar e Folhelho Disperso.

#### 3.2.2.1 Folhelho Estrutural

É um tipo de pré-folhelho que substitui a matriz enquanto que sua porosidade e permeabilidade permanecem constantes. Esse tipo de folhelho participa da matriz da rocha, Figura 3.11, como grãos detriticos, ou seja, neste tipo de ocorrência os grãos de argila, clastos ou pequenas partículas presentes na rocha são encontradas juntamente com grãos do arenito

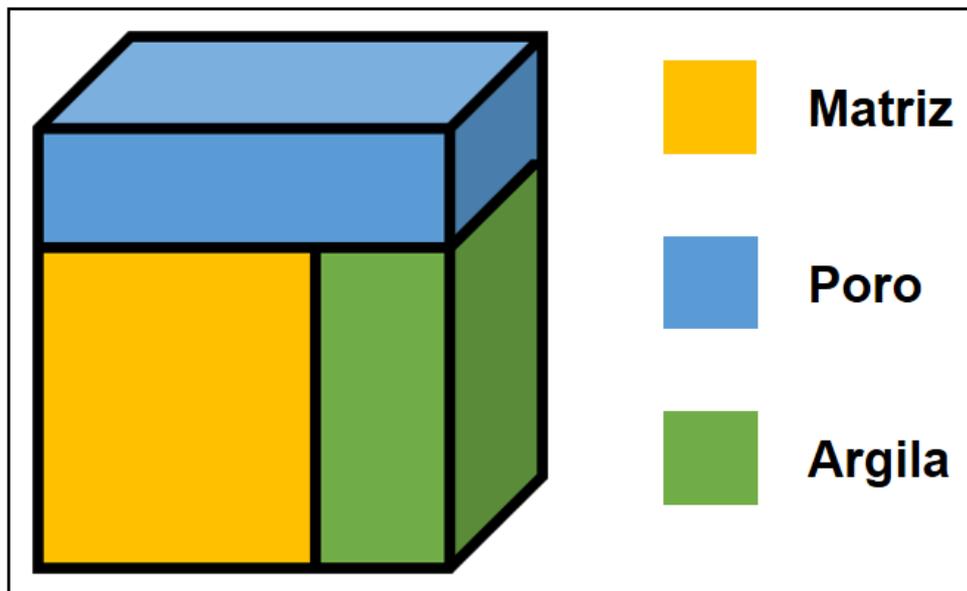


Figura 3.11: Distribuição do Folhelho Estrutural dentro do modelo de Rocha.

#### 3.2.2.2 Folhelho Laminar

Ocorrência na qual o folhelho está Intercalado com as areias, figura 3.12, bloqueando a porosidade e a permeabilidade horizontal e vertical. O conteúdo de argila neste tipo de ocorrência é tolerada em até 30% – 40% para produção.

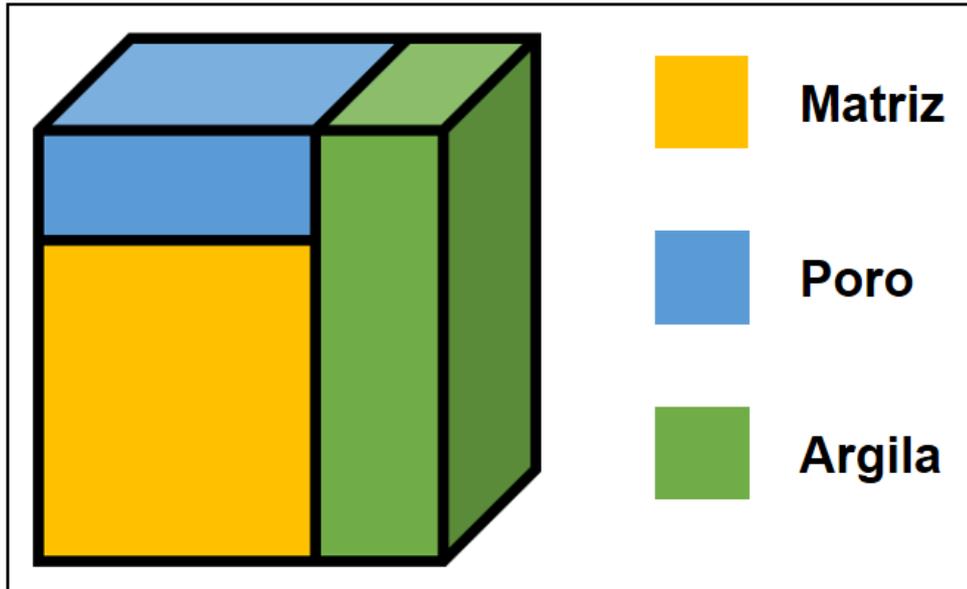


Figura 3.12: Distribuição do Folhelho Laminar dentro do modelo de Rocha.

### 3.2.2.3 Folhelho disperso

Neste tipo de ocorrência, o folhelho preenche os poros (entupindo os poros) bloqueando tanto a porosidade quanto a permeabilidade, figura 3.13. É um tipo de folhelho que substitui a porosidade enquanto a matriz da rocha permanece constante.

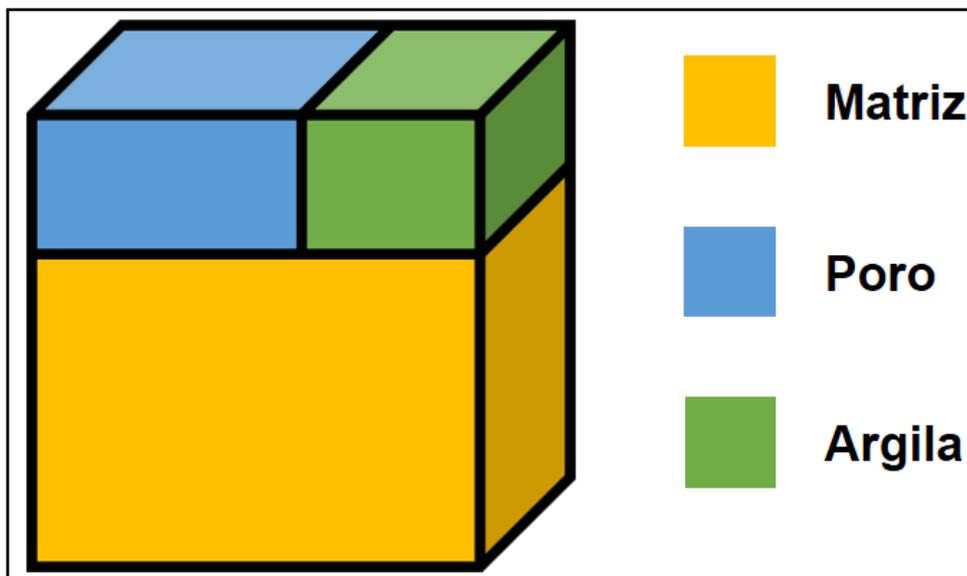


Figura 3.13: Distribuição do Folhelho Disperso dentro do modelo de Rocha.

## 3.3 SATURAÇÃO DE FLUIDO

O conceito de saturação de fluido é determinado pela coexistência de água e hidrocarboneto nos poros da rocha, ou seja, os poros podem estar preenchidos por diversos

fluidos. A figura 3.14 representa um modelo de rocha para esta situação. A saturação de fluido ( $S$ ) é uma propriedade petrofísica que indica a quantidade de um fluido que o pacote rochoso possui, definida pela eq. 3.8,

$$S_i = \frac{V_i}{V_f}, \quad (3.8)$$

sendo  $S_i$  a saturação do fluido de interesse,  $V_i$  o volume do fluido de interesse e  $V_f$  o volume total do poro.

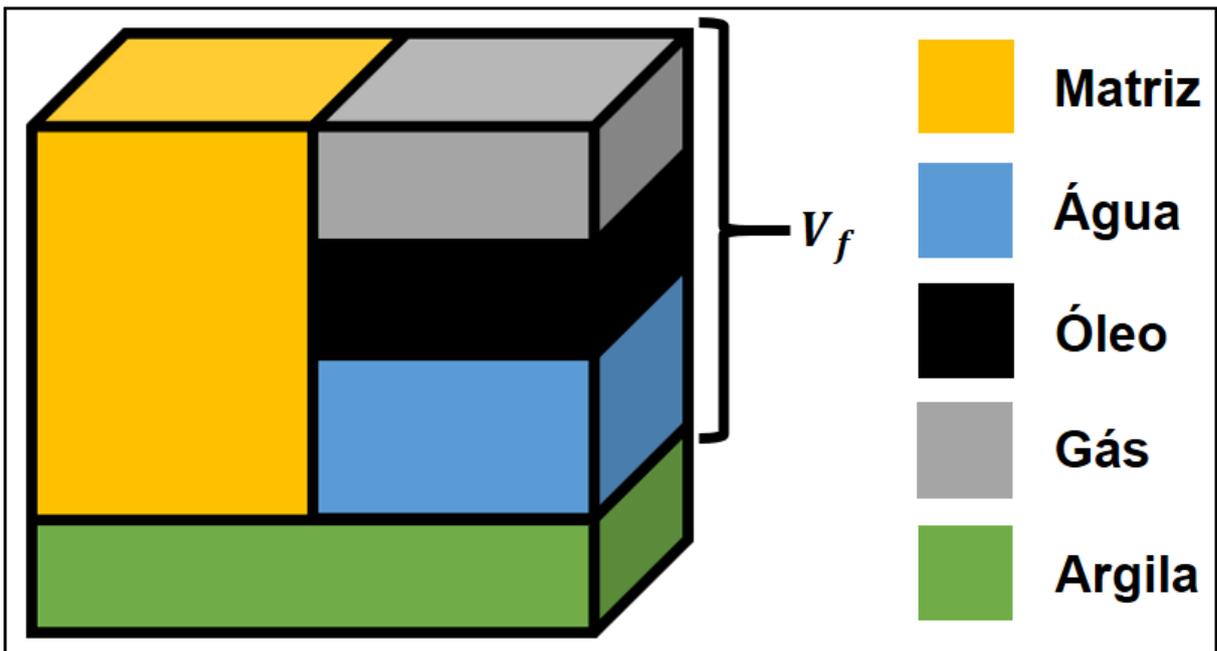


Figura 3.14: Modelo de rocha levando em consideração o conteúdo de argila e diversos fluidos nos poros da rocha.

No modelo de rocha da figura 3.14, realiza-se a discretização dos tipos de fluidos presentes nos poros, representando-se o volume de água por  $V_w$  e o volume de hidrocarboneto por  $V_{hc}$  (óleo e gás). Define-se saturação de água ( $S_w$ ) e saturação de hidrocarboneto ( $S_{hc}$ ) pelas eq. 3.9 e eq. 3.10, respectivamente,

$$S_w = \frac{V_w}{V_f}, \quad (3.9)$$

$$S_{hc} = \frac{V_{hc}}{V_f}. \quad (3.10)$$

$S_w$  e  $S_{hc}$  são relacionados através da eq. 3.11,

$$S_{hc} + S_w = 1. \quad (3.11)$$

A saturação de hidrocarboneto ainda pode ser desmembrada em saturação de óleo ( $S_o$ ) e saturação de gás ( $S_g$ ), eq. 3.12.

$$S_{hc} = S_o + S_g. \quad (3.12)$$

Define-se, então, saturação de óleo ( $S_o$ ) e saturação de gás ( $S_g$ ) pelas eq. 3.13 e eq. 3.14,

$$S_o = \frac{V_o}{V_{hc}}, \quad (3.13)$$

$$S_g = \frac{V_g}{V_{hc}}. \quad (3.14)$$

Importante destacar que nas eq. 3.13 e eq. 3.14 não é utilizado o volume total do poro. É levado em consideração somente a parte que possui hidrocarboneto.

A saturação de óleo é a principal responsável na caracterização de uma rocha reservatório em reservatório de hidrocarboneto e em termos da qualificação do reservatório. Quanto maior a saturação de óleo ou quanto menor a saturação de água, melhor a qualidade do reservatório.

## 4 PERFIL DE RAIOS GAMA NATURAL

O perfil de raios gama é a medida da radioatividade (API) originada pelas rochas localizadas dentro de alguns centímetros da parede do poço.

Radioatividade é a propriedade pela qual os átomos de grande número atômico ( $Z$ ) emitem espontaneamente radiação, devido à instabilidade de seus núcleos. Segundo Sir Isaac Newton, as radiações são essencialmente partículas, enquanto que, para Fresnel e Young, são ondas eletromagnéticas invisíveis, capazes de serem detectadas por seus efeitos ionizantes.

Nery (2013)

Os raios gama são energias eletromagnéticas que interagem com a matéria (rocha) de maneiras distintas (efeitos Fotoelétrico, *Compton* e Produção de Par, por exemplo), indicando quando a rocha é mais ou menos radioativa.

### 4.1 CALIBRAÇÃO DA FERRAMENTA DE RAIOS GAMA NATURAL

As atuais ferramentas de raios gama natural são testadas e calibradas em um poço constituído por rochas artificiais localizado na cidade de *Houston* (USA), segundo o padrão da *American Petroleum Institute* (API).

Monteiro (2013)

### 4.2 RADIOATIVIDADE NAS ROCHAS

Os folhelhos são os tipos de rochas mais naturalmente radioativos conhecidos entre as rochas sedimentares em particular, pela presença de Potássio 40 que ocorre em micas, feldspatos alcalinos e minerais de argila, e devido a sua capacidade em reter íons metálicos como Urânio 238 e Tório 232. As tabelas 4.1 e 4.2 representam o teor de potássio em alguns minerais e rochas, respectivamente.

O Potássio ( ${}_{19}K^{40}$ ) é o responsável principal da radioatividade natural das rochas em virtude da sua alta insolubilidade, da grande quantidade de isótopos radioativos e da energia do pico (1,46 MeV) correspondente a 3,4 Fótons/segundo em média 20.000 ppm.

Feitosa et al. (2000)

Tabela 4.1: Teor de potássio (%) em alguns minerais

<b>Minerais</b>	<b>Média (%)</b>	<b>Limites (%)</b>
Silvita	54	-
Microlina	1,6	-
Carnalita	14,1	-
Ortoclásio	1,4	-
Muscovita	9,8	-
Biotita	-	8,7-5,2
Ilila	-	3,51-8,31
Caolinita	0,63	0-1,49
Montmorilonita	-	0,220-0,60

Tabela 4.2: Tabela com a quantidade de fluido presente nas rochas (porosidade) e a capacidade que ela tem de permitir movimentação destes (permeabilidade)

<b>Rochas</b>	<b>Média (%)</b>	<b>Limites (%)</b>
Arcósio (arenito)	4,6	4,4-5,1
Granito	4,0	2,0-6,0
Folhelho	2,7	1,6-9,0
Basalto	1,3	-
Arenito	1,1	0-5,1
Diabásio	0,75	-
Calcário	0,27	0-0,71
Dolomito	0,07	0,03-0,1

### 4.3 INTERPRETAÇÃO DO PERFIL DE RAIOS GAMA NATURAL

É necessário que haja cuidado na hora de se fazer a interpretação, uma vez que há rochas reservatórios que podem apresentar altos valores de GR, como é o caso dos arenitos arcossianos por possuírem alto teor de feldspato se comparados com arenitos quartzosos. Então podemos dizer que a presença de elementos radioativos em rochas sedimentares importantes na acumulação de hidrocarbonetos (arenitos, calcários, etc.) depende de sua origem deposicional.

### 4.3.1 Interpretação Qualitativa do Perfil de Raios Gama Natural

A partir da análise do perfil de raios gama (GR) é possível se distinguir os folhelhos de outros tipos litológicos (figura 4.1).

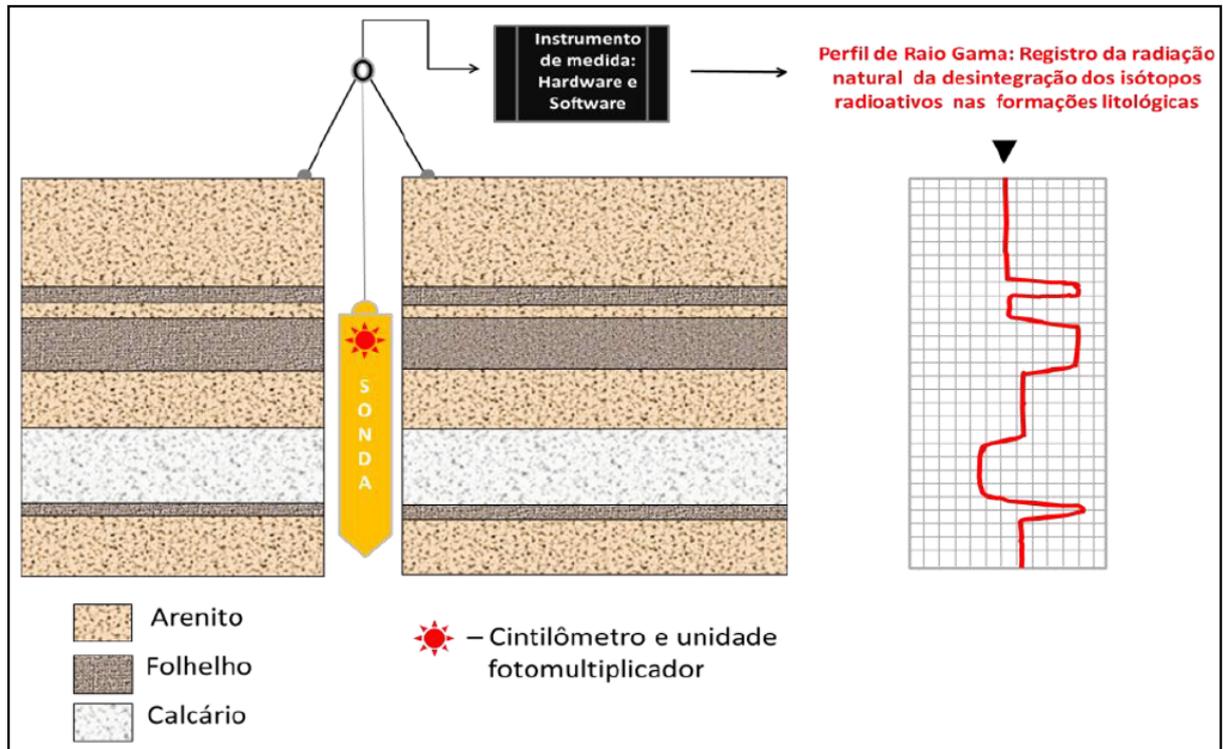


Figura 4.1: Representação esquemática da obtenção do perfil de Raios Gama Natural (Monteiro, 2013).

### 4.3.2 Interpretação Quantitativa do Perfil de Raios Gama Natural

Sabendo-se que o GR indica o teor de argila em uma rocha, é possível utilizá-lo para calcular a argilosidade ( $V_{sh}$ ) dela através da eq. 4.1 (Stieber et al., 1970),

$$V_{sh} = \frac{I_{GR}}{A - (A - 1)I_{GR}} \quad (4.1)$$

sendo  $A$  uma constante pré-determinada igual a 3 quando a rocha for do terciário e 2 quando for mais antiga e  $I_{GR}$  o índice de radioatividade linear calculado a partir da equação 4.2,

$$I_{GR} = \frac{GR - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}}, \quad (4.2)$$

onde  $GR_{max}$  e  $GR_{min}$  são os valores máximos e mínimos lidos respectivamente dentro do intervalo analisado.

## 5 PERFIL DE DENSIDADE

Antes de se falar a respeito de perfil de densidade é importante ressaltar que, embora ele não represente medida de densidade, e sim massa específica, é utilizado o termo densidade por tradição na perfilagem geofísica de poço, a qual traduziu inicialmente o termo *Density Log* para perfil de densidade. *Density* equivale a massa específica em português, enquanto que densidade é vista como *specific gravity* na língua inglesa.

O perfil de densidade é um registro contínuo da densidade total,  $\rho_B$ , (em  $g/cm^3$  ou  $kg/m^3$ ) das rochas atravessadas pelo poço. Para as rochas porosas, a medição inclui tanto a densidade da matriz,  $\rho_M$ , quanto a do fluido,  $\rho_f$ , contido nos poros das rochas, sendo esta relação expressa pela equação do modelo petrofísico, também conhecida como Lei das Misturas, eq. 5.1,

$$\rho_B = (1 - \phi_D)\rho_M + \phi_D\rho_f, \quad (5.1)$$

sendo  $\phi_D$  a porosidade da rocha calculada pela medida de densidade (indicada pelo subscrito D).

A medição da densidade total da rocha a partir do perfil de densidade é feita através do bombardeamento das paredes do poço com feixes monoenergéticos de raios gama de intensidade fixa. A ocorrência de um choque entre fótons de raios gama e a matéria depende diretamente da energia do fóton incidente e de uma propriedade nuclear conhecida por seção de choque (*crosssection*, em  $Barn = 10^{-24}cm$ ). Quanto maior a seção de choque, maior a probabilidade de ocorrência de uma interação. A partir disso, alguns autores conceituam seção de choque como um diâmetro aparente de um núcleo a ser atingido.

A ferramenta utilizada neste perfil é composta por um patim metálico pressionado contra a parede do poço, o qual contém uma fonte de Césio 137, direcionado à formação rochosa, Figura 5.1. A fonte é focalizada, com os feixes de raios gama apontados na direção do reboco e da formação. Há dois detectores (ferramenta do tipo compensada), um perto (SS) e um distante (LS), que ficam localizados no patim metálico com o objetivo de atenuar o efeito da lama/reboco sobre as medidas (compensação). O detector próximo (SS) é mais influenciado pelo reboco (ou lama, se estiver em zonas desmoronadas) enquanto que o detector afastado (LS) é mais afetado pela atenuação produzida pela formação. É feita uma compressão da ferramenta contra a formação por um braço hidráulico, o qual registra uma medida do diâmetro do poço em uma direção (cáliper). Há também, entre a fonte e os detectores, uma blindagem com finalidade de evitar o acoplamento direto entre eles.

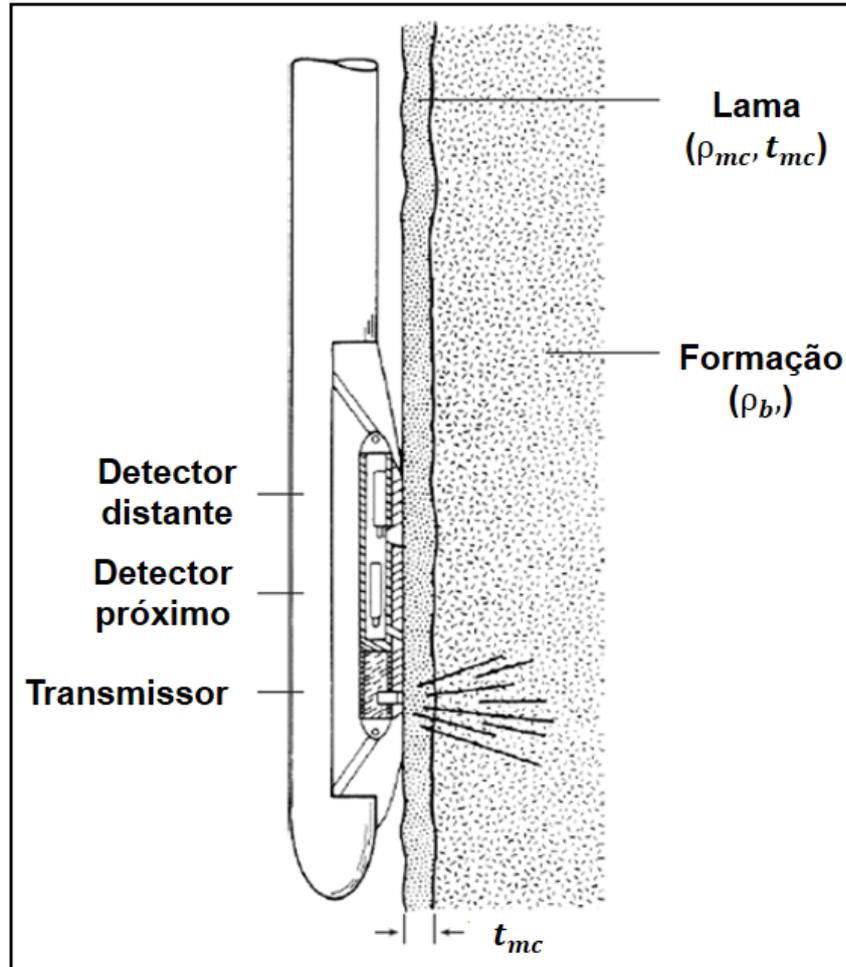


Figura 5.1: Ferramenta de densidade compensada (Ellis and Singer, 2007).

## 5.1 HISTÓRICO

A primeira ferramenta de densidade foi desenvolvida nos anos 50 (1950-1960). Ela tinha a finalidade de medir a densidade aparente da formação (*bulk density*),  $\rho_B$ , servindo de auxílio na interpretação geofísica gravimétrica.

No início da década de 60 (1960-1970), a medida de densidade,  $\rho_B$ , passou a ser utilizada para calcular a porosidade da formação a partir da equação do modelo petrofísico (Lei das misturas). No final desta mesma década, foram desenvolvidas ferramentas com dois detectores, Ferramenta de Densidade Compensada (*Compensated Formation Density*, FDC), afim de corrigir efeitos do poço como Lama e reboco.

Já no início da década de 80 (1980-1990), foi desenvolvida a ferramenta de Litodensidade (*Lithodensity Tool*, LDT), que, além da densidade aparente da formação, mede o índice de absorção fotoelétrica,  $\rho_e$ .

## 5.2 PRINCÍPIO DO PERFIL DE DENSIDADE

A medida adquirida a partir da ferramenta de densidade está diretamente ligada à atenuação de raios gama. As paredes do poço são bombardeadas com feixes monoenergéticos de raios gama de intensidade fixa, os quais, ao saírem da fonte, chocam-se com os elétrons da lama, do reboco e da formação por efeito *Compton*. A intensidade de feixes emitidos (fluxos de fótons de raios gama) vai diminuindo devido à interação dela com a matéria rocha (mais precisamente com os elétrons livres da rocha), na qual parte de sua energia é absorvida e dispersa. A eq. 5.2 representa a diminuição da intensidade do feixe de energia medida pelo sensor,

$$I = I_0 e^{-\mu x \rho_e}, \quad (5.2)$$

sendo  $I$  a intensidade do feixe radioativo no sensor (fluxo final de fótons ou fluxo de fótons calculada após a interação),  $I_0$  a intensidade do feixe radioativo transmitida (fluxo inicial de fótons),  $\mu$  o coeficiente de absorção de massa do material alvo que, neste caso, é a rocha (ligada ao efeito Compton),  $x$  a espessura e  $\rho_e$  a densidade eletrônica do meio (número de elétron/ $cm^3$ ).

Já a energia de raios gama defletida após a interação dele com a matéria, Figura 5.2, está representada na eq. 5.3,

$$E_\gamma = \frac{E_{\gamma_0}}{1 + \frac{E_{\gamma_0}}{m_0 c^2} (1 - \cos \theta)}, \quad (5.3)$$

sendo  $m_0$  a massa de repouso do elétrons ( $9,112 \times 10^{-28}g$ ),  $c$  a velocidade do fóton de raios gama que é equivalente a velocidade da luz (aproximadamente  $3 \times 10^{10}cm/s$ ),  $\theta$  o ângulo de colisão,  $E_{\gamma_0}$  a energia inicial do fóton e  $E_\gamma$  a energia final do fóton. Importante dizer que o produto  $m_0 c^2$  tem valor 0,511 MeV.

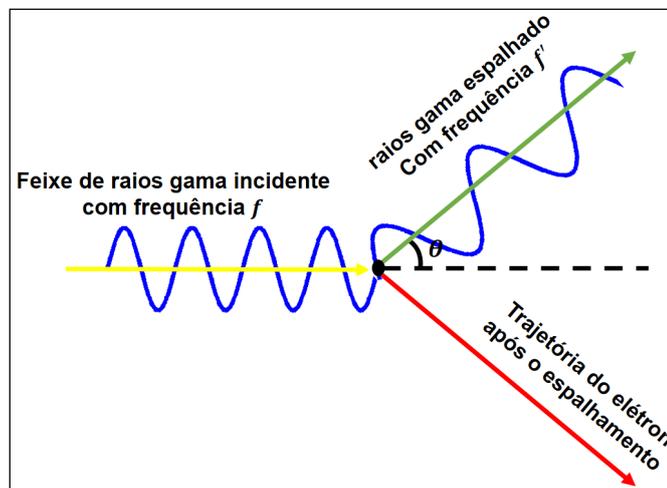


Figura 5.2: Trajetória do raio gama incidente antes e após a interação com a matéria.

Partindo-se do conhecimento de que o efeito *Compton* é diretamente proporcional a densidade eletrônica (número de elétron/ $cm^3$ ) e a densidade eletrônica é diretamente proporcional a densidade da formação, pode-se dizer que o perfil de densidade responde diretamente a densidade da formação e inversamente à porosidade. Para isso, é necessário que a fonte radioativa tenha valor acima de 75 keV para favorecer a ocorrência do efeito *Compton*, valor abaixo de 1,02 MeV para evitar que haja efeito de produção de par e o detector deve ser blindado, a fim de evitar o efeito fotoelétrico. O perfil de densidade está ligado ao efeito fotoelétrico. Os outros tipos formas de interação de raios gama com a matéria devem ser desprezados.

### 5.3 DENSIDADE ELETRÔNICA E CALIBRAÇÃO DA FERRAMENTA DE DENSIDADE

O conceito de densidade eletrônica,  $\rho_e$  (número de elétron/ $cm^3$ ), foi dito na seção 5.2. A eq. 5.4 representa uma entre densidade eletrônica e a densidade calculada em laboratório,

$$\rho_e = \frac{2Z}{A} \rho_{LAB}, \quad (5.4)$$

sendo  $Z$  o número atômico (número de próton/átomo-g ou número de elétron/átomo-g) e  $A$  o número de massa (g/átomo-g). Cria-se um parâmetro  $C$  (número próton/g ou número de elétron/g) a partir da eq. 5.4, representado pela eq. 5.5 e cujos valores de alguns componentes litológicos nas rochas são colocados na tabela 5.1.

Tabela 5.1: Representação do número de massa, número atômico e do parâmetro  $C$  para alguns elementos químicos.

<b>Elemento</b>	<b>A</b>	<b>Z</b>	<b>C</b>
H	1,008	1	1,9841
C	12,001	6	0,9991
O	16,000	8	1,0000
Na	22,990	11	0,9569
Mg	24,320	12	0,9868
Al	26,980	13	0,9637
Si	28,090	14	0,9968
S	32,070	16	0,9978
Cl	35,460	17	0,9585
K	39,100	19	0,9719
Ca	40,080	20	0,9980

Fonte: Nery (2013)

Importante ressaltar que, a partir da tabela 5.1, percebe-se que os componentes litológicos mais comuns possuem valores de aproximados de uma unidade para  $C$ ,

$$C = \frac{2Z}{A}. \quad (5.5)$$

No entanto, há o caso do hidrogênio que possui um valor muito distante de 1, aproximadamente 2. Devido à discrepância do valor do hidrogênio, faz-se necessário uma calibração na ferramenta (retirar o efeito  $Z/A$ ) a fim de se obter um valor mais realístico de densidade a partir do perfil de densidade. Os três principais minerais mais comuns são quartzo (arenito), calcita (calcário) e dolomita (dolomito). No entanto, escolhe-se calibrar a ferramenta para o calcário porque ele, comparado com as outras duas litologias, possui um valor mais próximo de densidade eletrônica e densidade do laboratório (diminuir o erro da ferramenta minimizando o efeito  $Z/A$ ), visto na tabela 5.02, e também, no caso real, o calcário possui menos chances de ter argila na sua constituição, comparado com arenito e dolomito.

Tabela 5.2: Comparação entre a densidade real ( $\rho_{LAB}$ ) e a densidade calculada pela ferramenta de densidade calibrada para matriz calcário ( $\rho_{perfil}$ ).

Componente	$\rho_{LAB}$ ( $g/cm^3$ )	$C = \frac{2 \sum Z's}{P.M}$	$\rho_e = C\rho_{LAB}$	$\rho_{perfil}$ ( $g/cm^3$ )
Quartzo ( $SiO_2$ )	2,654	0,9985	2,650	2,648
Calcita ( $CaCO_3$ )	2,710	0,9991	2,708	2,710
Dolomita ( $CaCO_3MgCO$ )	2,870	0,9977	2,863	2,876
Anidrita ( $CaSO_4$ )	2,960	0,9990	2,957	2,977
Silvita ( $KCl$ )	1,984	0,9160	1,916	1,863
Halita ( $NaCl$ )	2,165	2,0740	2,074	2,032
Gipsita ( $CaSO_4 \cdot 2H_2O$ )	2,320	1,0222	2,372	2,351
Água Doce ( $H_2O$ )	1,000	1,1101	1,110	1,000
Água Salgada (200.000 ppm)	1,146	1,0797	1,237	1,135
Óleo ( $n < CH_4 >$ )	0,850	1,1407	0,970	0,850
Gás ( $C_{1,1}H_{4,2}$ )	$\rho_{gás}$	1,238	1,238 ( $\rho_{gás}$ )	1,325 ( $\rho_{metano}$ ) - 0,188

Fonte: Nery (2013)

A calibração da ferramenta para o calcário com água doce inicia-se substituindo na eq. 5.1 informações referentes ao mineral calcita (o subscrito LS é para indicar que a rocha utilizada é calcário, *Limestone* em inglês), impressa na eq. (5.06),

$$\rho_B = (1 - \phi_D)\rho_{MLS} + \phi_D\rho_w, \quad (5.6)$$

sendo  $\rho_{MLS}$  a densidade da matriz, que neste caso é o calcário (densidade da calcita),  $\rho_w$  a densidade da água doce e  $\rho_B$  a densidade calculada pelo perfil ( $\rho_{perfil}$ ). Substituindo-se devidamente eq. 5.4 e eq. 5.5 em eq. 5.6, chega-se a uma expressão que relaciona a densidade eletrônica do mineral, que neste caso é a calcita (litologia é o calcário), eq. 5.7,

$$\rho_{eLS} = (1 - \phi_D)\rho_{MLS}C_{LS} + \phi_D\rho_wC_w, \quad (5.7)$$

sendo  $\rho_{MLS}$  a densidade eletrônica da matriz, que neste caso é o calcário,  $C_{LS}$  e  $C_w$  os fatores calculados a partir da eq. 5.5 para o calcário e para a água, respectivamente.

O sistema linear montado a partir das eq. 5.6 e eq. 5.7 é resolvido multiplicando-se a primeira equação por  $(\rho_wC_w - \rho_{MLS}C_{LS})$  e a segunda por  $(\rho_w - \rho_{MLS})$  e em seguida fazendo-se o cociente entre os resultados obtidos para a primeira e a segunda equação (A finalidade é eliminar  $\phi_D$  da equação final). Após isso, isola-se  $\rho_B$  afim de se chegar na eq. 5.8,

$$\rho_B = \frac{\rho_{MLS} - \rho_w}{\rho_{MLS} - \rho_wC_w} \rho_{eLS} - \frac{\rho_{MLS}(C_{LS} - C_w)}{\rho_{MLS}C_{LS} - \rho_wC_w}. \quad (5.8)$$

Substituindo os valores  $\rho_{MLS}, \rho_w, C_{LS}$  e  $C_w$  encontrados na tabela 5.1 e na tabela 5.2, chega-se a expressão que representa a densidade total calculada para o perfil de densidade calibrada para a matriz de calcário com água doce, eq. 5.9,

$$\rho_B = 1,0704\rho_{eLS} - 0,1883, \quad (5.9)$$

sendo  $\rho_{eLS}$  a densidade eletrônica do calcário.

A reta representada pela eq. 5.9 pode ser vista na figura 5.3. Ainda na figura 5.3, pode-se verificar os pontos referentes à água e ao calcário. A última coluna da tabela 5.2 são valores calculados pela eq. 5.9, ou seja, valores de densidade calculados pela calibração do perfil para o calcário.

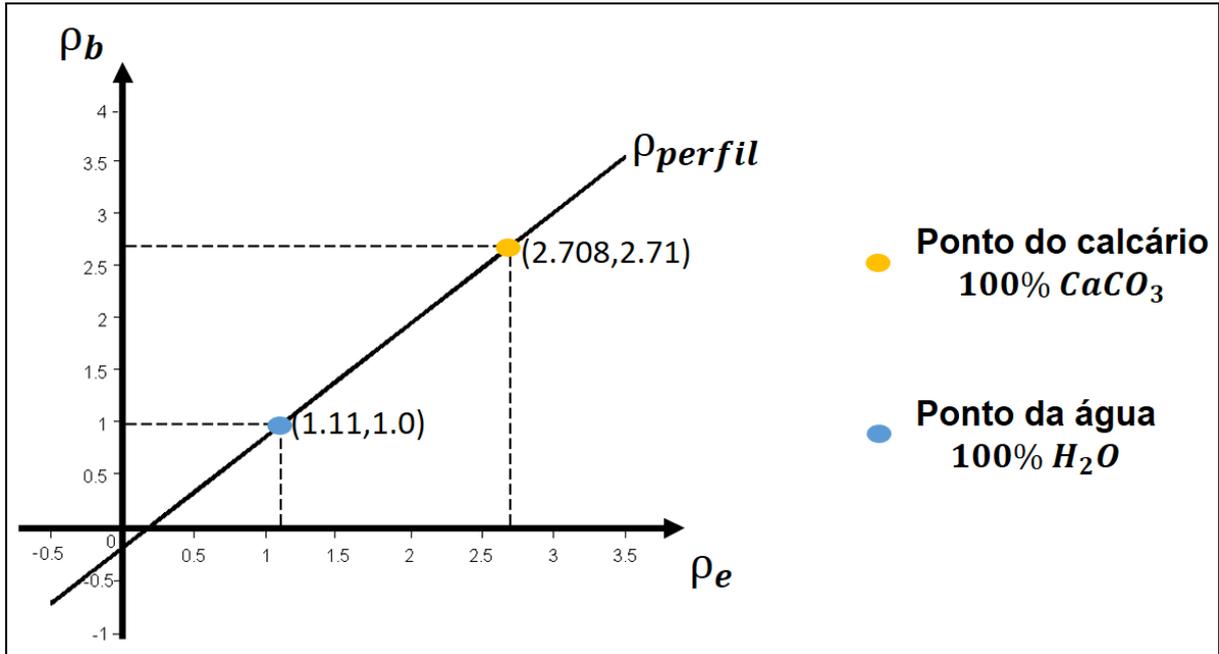


Figura 5.3: Reta que representa a calibração da ferramenta de densidade para o calcário com água doce.

#### 5.4 INTERPRETAÇÃO DO PERFIL DE DENSIDADE

Isolando-se  $\phi_D$  na eq. 5.1, chega-se na expressão que representa a porosidade, porosidade total, em função da densidade dos constituintes de rocha, eq. 5.10,

$$\rho_D = \frac{\rho_M - \rho_B}{\rho_M - \rho_f}. \quad (5.10)$$

Na tabela 5.2, são mostrados valores da densidade da matriz ( $\rho_M$ ) e da densidade do fluido ( $\rho_f$ ) dos principais constituintes de rocha de interesse no estudo do perfil de densidade, que são arenito, calcário, dolomito, água salgada e água doce.

##### 5.4.1 Efeito Lama/Reboco

O efeito da Lama/reboco é o problema inerente a ferramenta de densidade mais significativo a ser considerado, sendo necessário uma correção a fim de se livrar deste efeito. Sabe-se que na ferramenta compensada há dois receptores, que realizam duas medidas. O mais próxima é mais influenciado pelo reboco enquanto que o mais distante pela formação. Lembrando que uma rocha é caracterizada pela  $\rho_B$  (densidade) e  $Z_B$  (média do número atômico dos constituintes) dela. O reboco introduz os parâmetros  $\rho_{mc}$  (densidade da lama),  $Z_{mc}$  (média do número atômico dos constituintes da lama) e  $t_{mc}$  (espessura do reboco que é calculada pelo cáliper).

O reboco terá um efeito mais intenso quanto maior for  $Z_{mc}$ , uma vez que possui um maior coeficiente de absorção de massa. Para minimizar o efeito  $Z_{mc}$  e  $t_{mc}$ , é confeccionado

um algoritmo conhecido por Spine & Ribs, representado pela figura 5.4.

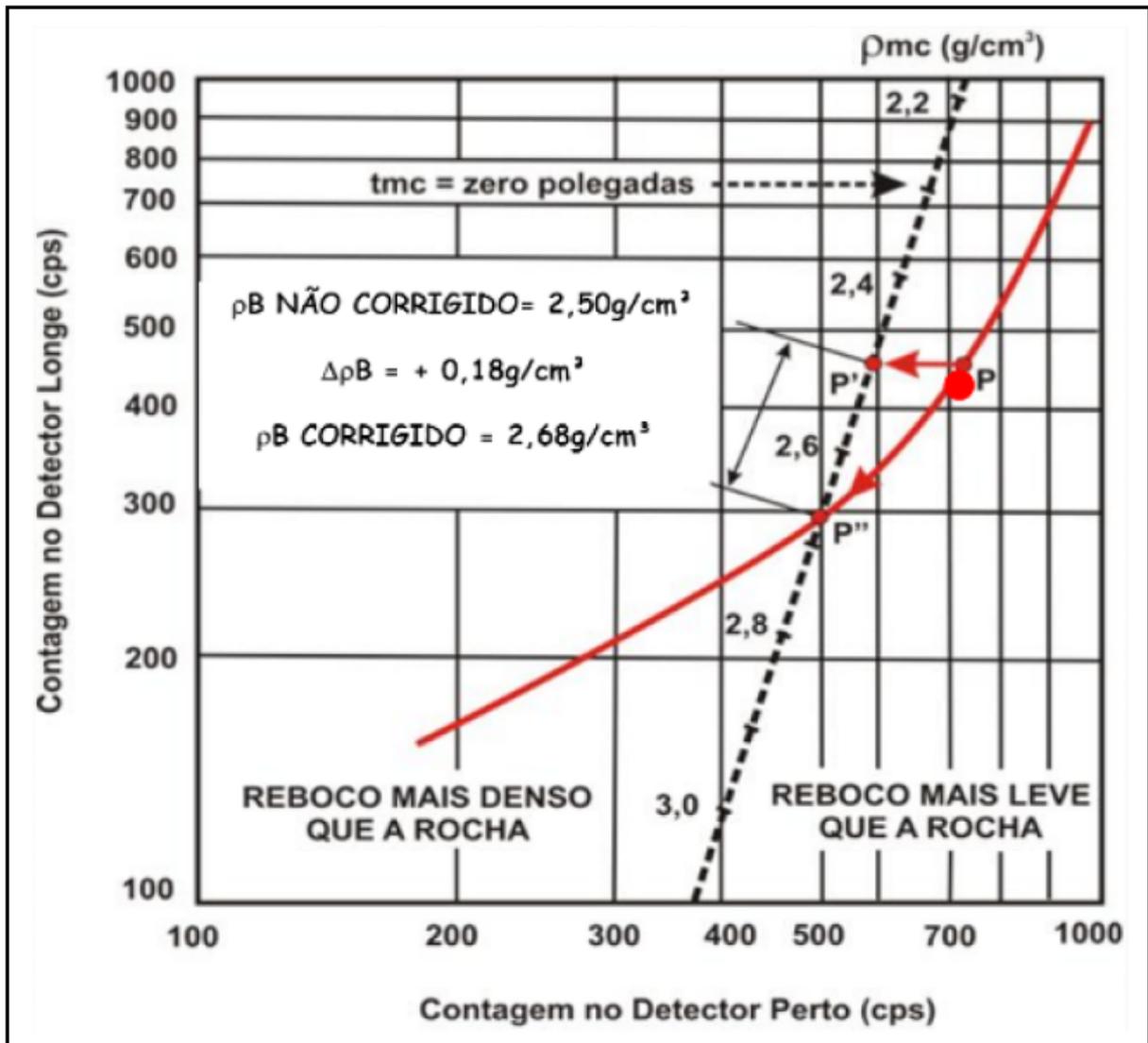


Figura 5.4: Gráfico Spine & Ribs que indica o efeito do reboco (Nery, 2013).

Para criação da ferramenta, foram selecionados dois blocos metálicos, um de alumínio (Al) e o outro de magnésio (Mg). Os blocos simulam a formação rochosa. Na primeira parte da experiência a ferramenta de densidade compensada é colocada em contato com os blocos metálicos. Importante notar que neste primeiro caso não há reboco ( $t_{mc}$  é nulo). A partir das medidas feitas pelo receptor próximo e distante para o alumínio e para o magnésio, é montada uma reta, na qual o eixo das abscissas é representado pelas medidas do receptor mais próximo da fonte e o eixo das ordenadas pelo receptor mais distante, ver figura 5.4.

Na segunda parte da experiência, é colocada uma placa de borracha entre a ferramenta de densidade compensada e as placas de alumínio e magnésio, simulando um reboco. Em seguida é feito as medidas no receptor próximo e no distante. A espessura ( $t_{mc}$ ) da placa de borracha é aumentada gradativamente e novas medidas são feitas na ferramenta.

Percebe-se que as contagens nos receptores vai aumentando. Isso é devido à densidade da borracha ser menor (material mais leve) do que a dos outros materiais envolvidos. É possível notar, então, que cada detector mostrará diferentes razões de crescimento. Esta diferença,  $\delta\rho_B$ , serve de base do algoritmo de correção da leitura de  $\rho_B$ .

Ressalta-se que o registro de  $\delta\rho_B$  é obrigatório. Ele serve como um controle de qualidade da ferramenta de densidade. A interpretação de  $\delta\rho_B$  é feita levando-se em consideração a densidade do reboco e da formação. Quando o reboco é menos denso do que a formação, a curva  $\delta\rho_B$  deverá mostrar valores positivos de leitura. Caso contrário, apareceram valores negativos de na curva de  $\delta\rho_B$ .

#### 5.4.2 Efeito da Argilosidade

A presença de argila na composição da rocha reservatório tende a afetar diretamente a leitura do perfil de densidade. Densidade do folhelho bastante variável devida a sua composição que também é variável (60% argilominerais de diversas natureza e 40% de outros minerais). Quanto menor a densidade (mais leve, mas com excesso de água), maior a tendência em diminuir o valor da densidade ( $\rho_B$ ) calculado a partir do perfil de densidade. O modelo petrofísico (Leis das Misturas) levando em consideração o volume de argila da rocha está representado na eq. 5.11,

$$\rho_B = (1 - \phi_{DC} - V_{sh})\rho_M + \phi_{DC}\rho_f + V_{sh}\rho_{sh}. \quad (5.11)$$

Isolando-se  $\phi_{DC}$  na eq. 5.11, chega-se na expressão que representa a porosidade da rocha a partir da medida de densidade corrigido pelo efeito produzido pela presença da argila na constituição da rocha, também conhecida como porosidade efetiva ( $\phi_{eD}$ ), eq. 5.12,

$$\phi_{eD} = \phi_{DC} = \frac{\rho_M - \rho_B}{\rho_M - \rho_f} - V_{sh} \frac{\rho_{sh} - \rho_B}{\rho_M - \rho_f}, \quad (5.12)$$

Sendo  $\rho_{sh}$  a densidade aparente dos folhelhos adjacentes. A eq. 5.12 pode ser reescrita na forma da eq. 5.13,

$$\phi_{eD} = \phi_D - V_{sh}\phi_{Dsh}, \quad (5.13)$$

Sendo  $\phi_D$  a porosidade calculada sem extrair o efeito causado devido ao conteúdo de argila na rocha (porosidade absoluta ou porosidade total),  $\phi_{Dsh}$  a porosidade aparente dos folhelhos adjacentes e  $V_{sh}$  a argilosidade da rocha.

### 5.4.3 Efeito do hidrocarboneto

Sabe-se que, em situações mais comuns no campo petrolífero, não há apenas um fluido na constituição da rocha, mas sim uma combinação deles. Afim de se obter um valor mais realístico para a porosidade da rocha a partir do perfil de densidade, utiliza-se na eq. 5.10 ou na eq. 5.12, a eq. 5.14,

$$\rho_f = S_{xo}\rho_{Mf} - (1 - S_{xo})\rho_{hc}, \quad (5.14)$$

sendo  $S_{xo}$  a saturação da água ( $S_w$ ),  $\rho_{Mf}$  a densidade da água (doce ou salgada) e  $\rho_{hc}$  a densidade do hidrocarboneto.

Este erro ocorre porque, no caso real, não se sabe exatamente qual a proporção de água e de hidrocarboneto nos poros das rochas. Partindo-se da Lei de Archie, por exemplo, nota-se que para calcular a saturação de água (sabendo a saturação de água automaticamente se sabe a saturação de hidrocarboneto), necessita-se da porosidade e vice e versa. Uma variável depende da outra.

### 5.4.4 Efeito da Matriz

O tipo de matriz da rocha é um outro problema na interpretação deste perfil. Em situações comuns, não existe uma litologia única. Geralmente as rochas são uma misturas de vários tipos de minerais de diferentes constituição. Uma rocha pode ter uma porcentagem maior de quartzo em sua composição sendo considerada um arenito, no entanto pode haver a presença de outros minerais de outras composições químicas nesta rocha. Esta situação afeta diretamente o perfil de densidade. Neste caso,  $\rho_M$  não será o valor da densidade do quartzo, por exemplo, mas sim um valor que leva em consideração a densidade de cada um dos minerais constituindo da camada de rocha. A densidade da matriz,  $\rho_M$ , levando em consideração o volume relativo,  $V_M$ , de cada mineral presente na rocha está representada na eq. 5.15,

$$\rho_M = \sum_{i=1}^n V_{M_i}\rho_{M_i}, \quad (5.15)$$

Sendo  $V_{M_i}$  o volume relativo do mineral  $i$  de densidade  $\rho_{M_i}$  na camada de rocha e  $n$  o número de minerais constituintes da rocha. A partir da eq. 5.15, define-se o volume total da rocha,  $V_M$ , representado pela eq. 5.16,

$$V_M = \sum_{i=1}^n V_{M_i}. \quad (5.16)$$

Na avaliação de formação, contudo, o volume da matriz é comumente representado pela eq. 5.17,

$$V_M = (1 - \phi - V_{sh}). \quad (5.17)$$

## 6 PERFIL NEUTRÔNICO

O perfil neutrônico é um perfil de porosidade conhecida como porosidade neutrônica,  $\phi_n$ , que é uma medida adquirida principalmente através da sensibilidade dos átomos de hidrogênio da formação (índice de hidrogênio) com os nêutrons emitidos pela ferramenta neutrônica. O principal uso desta ferramenta é calcular a porosidade da formação.

Para rochas porosas, a medição inclui tanto o índice de hidrogênio da matriz,  $HI_M$ , quanto o do fluido,  $HI_f$ , contido nos poros das rochas, sendo esta relação expressa pela equação do modelo petrofísico, também conhecida como Lei das Misturas, eq. 6.1,

$$HI_{perfil} = (1 - \phi_n)HI_M + \phi_nHI_f, \quad (6.1)$$

sendo  $\phi_n$  a porosidade neutrônica da rocha (indicada pelo subscrito n).

Para a obtenção das medidas para criação do perfil neutrônico é necessário que haja uma fonte de nêutrons e dois ou mais receptores, figura 6.1. A fonte emite nêutrons rápidos (0,1 MeV) que penetram nas camadas adjacentes ao poço. A partir das contínuas e múltiplas colisões elásticas, os nêutrons vão perdendo parte de sua energia injetada inicialmente, sendo essa dependente da massa relativa ou da seção de choque do núcleo com o qual o nêutron colide. O hidrogênio, objeto de estudo deste perfil, possui uma seção de choque relativamente grande e massa pequena, sendo bastante eficiente no processo de redução da energia dos nêutrons rápidos (quantidade máxima de perda ocorre quando o núcleo da rocha tem massa praticamente igual a massa do nêutron, como do átomo de hidrogênio).

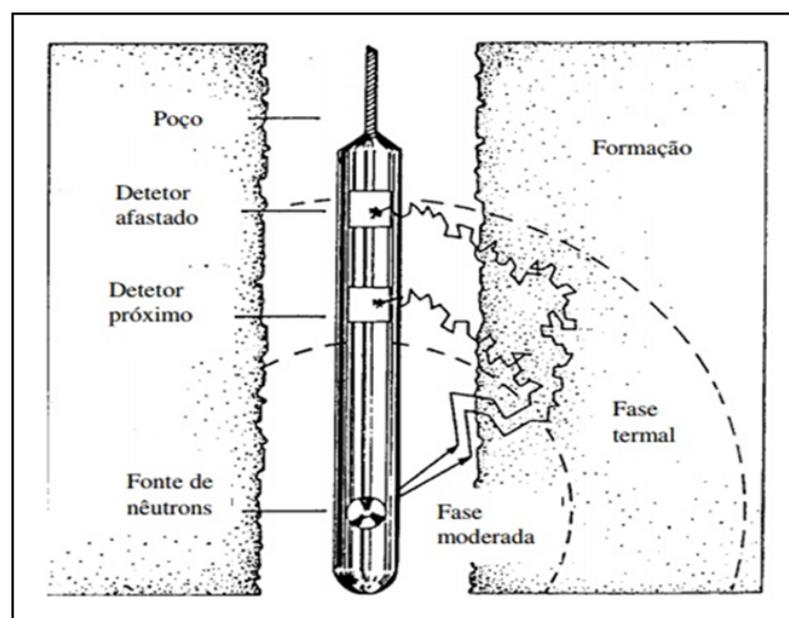


Figura 6.1: Ferramenta neutrônica com dois detectores (Ellis and Singer, 2007).

## 6.1 HISTÓRICO

A utilização de nêutrons na perfilagem geofísica de poço começaram a ser executadas há muitos anos atrás. O perfil de neutrônico apareceu primeiramente em 1940. A ferramenta inicial consistia de uma fonte isotópica, mais frequentemente de plutônio-berílio, e apenas um receptor. Com o passar dos anos foram criadas variações nas ferramentas para registrar tanto nêutrons termais quanto epitermais.

As primeiras ferramentas não registravam nêutrons diretamente. Elas registravam raios gama emitidos quando átomos de hidrogênio e cloro capturam nêutrons termais.

A ferramenta neutrônica foi criada com a finalidade de determinar a porosidade da formação. No entanto, sabe-se que o que é medido é uma outra propriedade, que foi chamada de porosidade neutrônica. A ferramenta necessita de uma calibração para o seu funcionamento. Convencionalmente, ela é calibrada para uma matriz de calcário. Estando calibrada a ferramenta, a porosidade da formação será igual à porosidade neutrônica desde que a formação seja de matriz calcário.

Com o passar dos anos, foram descobertas novas aplicações dos nêutrons nas ferramentas de perfilagem. Atualmente, Além das ferramentas de perfilagem que utilizam nêutrons para determinar a quantidade de hidrogênio da formação, há ferramentas que analisam a taxa de absorção de nêutrons emitidos através de pulsos de nêutrons.

Atualmente, também há ferramentas que produzem uma análise química limitada da formação, conhecida como ferramenta de espectroscopia de raios gama, através da detecção dos raios gama de nêutrons induzidos.

## 6.2 PROPRIEDADES DOS NÊUTRONS

Diferente dos raios gama naturais,  ${}_0\gamma^0$ , que são energias eletromagnéticas (radiações), os nêutrons,  ${}_0n^1$ , são partículas subatômicas elementares não ionizantes encontradas no núcleo do átomo (não são encontrados livres na natureza), com meia-vida entre 10 minutos e 30 e com massa igual a do átomo de hidrogênio,  ${}_1H^1$ , ou igual a do próton,  ${}_1p^1$ , outra partícula subatômica elementar também encontrada no núcleo do átomo, mas com carga elétrica positiva.

A forma de decaimento radioativo do nêutrons está representada na eq. 6.2,



Sendo  $\Delta E$  a energia de diferença de massa de valor 0,75 MeV e  ${}_1e^0$  e uma partícula subatômica elementar de carga negativa chamada de elétron. Na tabela 6.1 são apresentadas informações referentes às partículas elementares do átomo como massa e carga elétrica.

Como os nêutrons são partículas sem carga elétrica (partícula neutra), eles conse-

Tabela 6.1: Informações sobre a massa e carga elétrica das partículas elementares.

Partícula	Massa (kg)	Carga Elétrica (C)
Elétron	$9,1085 \times 10^{-31}$	$-1,6 \times 10^{-19}$
Próton	$1,673 \times 10^{-27}$	$+1,6 \times 10^{-19}$
Nêutron	$1,675 \times 10^{-27}$	0

Fonte: Nery (2013)

guem penetrar a matéria profundamente, atingindo até mesmo os núcleos dos elementos constituintes da rocha, onde interagem elástica e inelasticamente com eles.

### 6.3 FONTES DE NÊUTRONS: REAÇÕES NUCLEARES E TRANSMISSORES DE NÊUTRONS

Sabe-se que os nêutrons não são encontrados livres na natureza, estando confinado, basicamente, ao núcleo dos átomos. Devido a isso, é necessário aplicar algumas técnicas para criá-los. Na perfilagem são utilizadas dois tipos de fontes radioativas radioativas de nêutrons que são Fontes Químicas e Fontes Minirreatores ou Miniaceleradores.

#### 6.3.1 Fontes Químicas de Nêutrons

É o resultado da junção de um material radioativo, que geralmente são o rádio ( ${}_{88}\text{Ra}^{226}$ ), o Plutônio ( ${}_{94}\text{Pu}^{239}$ ) ou o Amerício ( ${}_{95}\text{Am}^{245}$ ), com o Berílio ( ${}_{4}\text{Be}^9$ ), sendo esse com fraco poder de retenção sobre o elétrons da camada mais externa dele.

Nesta reação, As partículas Alfa,  ${}_{2}\alpha^4$ , similar ao átomo de Hélio,  ${}_{2}\text{He}^4$ , produzidas a partir do Rádio, Plutônio ou Armênio chocam-se com os núcleos de Berílio, fazendo com que seja expulso um fluxo de nêutron com energia variável, quase sempre 4,5 MeV. A energia da partícula alfa é diretamente proporcional a energia dos nêutrons expulsos, o que implica em dizer que quanto maior a energia das partículas alfa, maior será a energia do nêutrons expulsos do átomo. A reação de expulsão dos nêutrons do átomo está representada na eq. 6.3



A tabela 6.2 mostra algumas informações a respeito das principais fontes químicas utilizadas. Uma curiosidade importante a respeito delas é que essas, eventualmente, poderão emitir um pequeno ruído de raios gama de baixa energia, não causando, contudo, danos que possam comprometer a interpretação final do perfil.

Tabela 6.2: Informações inerentes às principais fontes químicas utilizadas.

<b>Elemento</b>	<b>Atividade (Curies)</b>	<b>Fluxo (nêutrons/s)</b>	<b>Energia (MeV)</b>	<b>Meia-Vida (anos)</b>
Rádio ( ${}_{88}\text{Ra}^{226}$ )	0,3	$4,5 \times 10^6$	1 a 13 (Média 4,5)	1620
Plutônio ( ${}_{94}\text{Pu}^{239}$ )	5	$8,5 \times 10^6$	4,5	24320
Amerício ( ${}_{95}\text{Am}^{245}$ )	16	4 ou $10 \times 10^6$	4,5	458

Fonte: Nery (2013)

### 6.3.2 Fonte: Minirreatores ou de Miniaceleradores de Nêutrons

É o resultado da reação causada pelo uso de miniaceleradores de partículas no Deutério ( ${}_{1}H^2$ ) e no Trítio ( ${}_{1}H^3$ ), isótopos do hidrogênio ( ${}_{1}H^1$ ), tendo como resultado a emissão de partícula alfa e partícula de nêutron, eq. 6.4,



Essa reação é capaz de emitir fluxo na ordem de  $10^8$  nêutrons/s e energia aproximadamente de 14 MeV.

## 6.4 INTERAÇÕES FUNDAMENTAIS DE NÊUTRONS COM A MATÉRIA

Há basicamente três formas de interação de nêutron com o núcleo constituinte da matéria que são espalhamento elástico, espalhamento inelástico, nos quais o nêutron interage com o núcleo, no entanto continua livre modificando a energia cinética (velocidade) e direção da trajetória dele, e ainda absorção.

No caso do espalhamento elástico, figura 6.2, as partículas de nêutron e o núcleo, ao ocorrer o choque entre eles, permanecem no estado fundamental deles (sem excitação), porém o núcleo adquire uma velocidade de recuo. Em outras palavras, após se chocar com o núcleo, o nêutron muda de direção e transfere parte da energia dele ao núcleo que ganha velocidade de recuo, não ocorrendo, contudo, uma excitação do núcleo atingido.

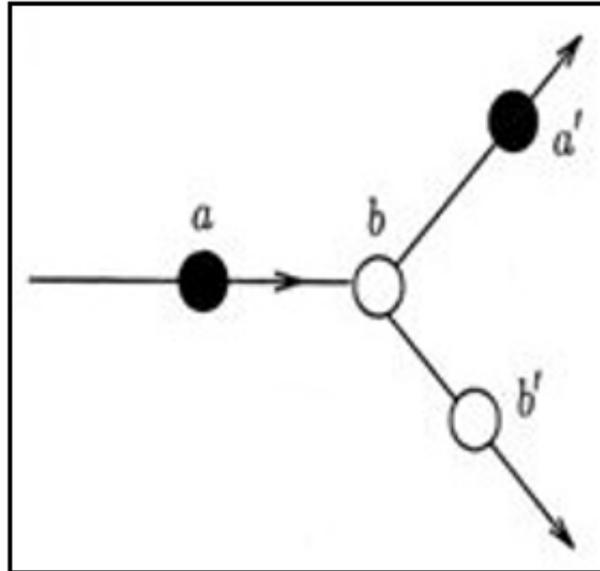


Figura 6.2: Exemplificação de espalhamento elástico nêutron com o núcleo alvo.

O espalhamento inelástico ocorre de forma similar ao espalhamento elástico, isto é, as partículas de nêutron se chocam com um núcleo transferindo parte da energia cinética dela a ele. No entanto, a diferença é que, neste caso, há a presença de excitação no núcleo atingido, figura 6.3. Estando o núcleo em estado excitado, não há conservação da energia cinética (energia do nêutron é transferida para excitação do núcleo).

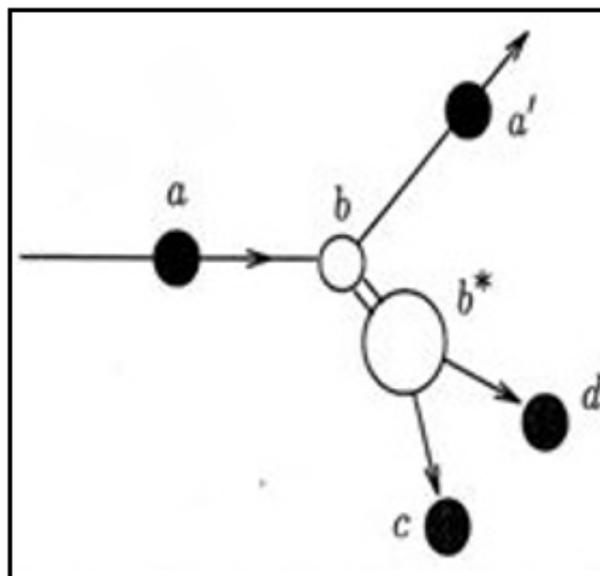


Figura 6.3: Exemplificação de espalhamento inelástico nêutron com o núcleo alvo.

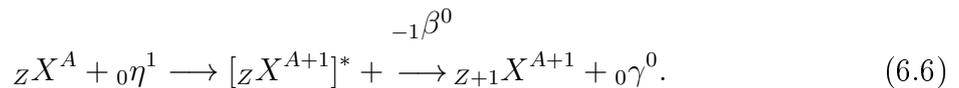
Já a interação por absorção, em que o nêutron deixa de ser livre e forma com o núcleo um sistema composto, pode ser da forma de captura radioativa, reação ou fissão.

A captura radioativa é um tipo de reação nuclear no qual o núcleo de um isótopo  ${}_Z X^A$  qualquer, ao invés de expulsar o nêutron incidente, faz a sua captura formando um núcleo composto em estado excitado, e o excesso de energia deixado devido à excitação é

transmitido na forma de radiação gama ( $\gamma$ ), eq. 6.5,

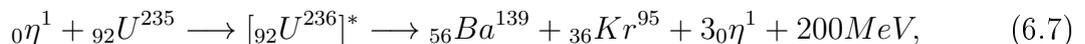


A ocorrência deste tipo de reação é muito comum em nêutrons de baixa energia e ela é o mecanismo principal de produção de radioisótopos em reatores, nos quais o radioisótopo (isótopo radioativo) formado emite uma partícula beta ( $\beta$ ), eq. 6.6,



Já a reação se dá quando há a emissão de partículas do núcleo, a qual provoca uma mudança na estrutura do núcleo atingido pelo nêutron incidente. Pode ser citado como exemplo deste tipo de reação nuclear a reação (n,p), a reação (n,n'p), a reação (n, $\alpha$ ), a reação (n,2n), dentre outras, por exemplo.

A fissão ocorre quando o nuclídeo formado pela absorção do nêutron apresenta grande instabilidade de massa. Na busca pela estabilidade, o núcleo instável, geralmente urânio (U), fissiona-se em dois fragmentos menores X e Y, fazendo a emissão de novos nêutrons e raios gama ( $\gamma$ ) com energia consideravelmente alta (faixa de 200 MeV), sendo esta reação representada na eq. 6.7,



sendo *Ba* e *Kr* os átomos de bário e criptônio, respectivamente.

A probabilidade de ocorrência destes tipos de interações depende diretamente do nível de energia do nêutron incidente e da natureza do núcleo que sofre a colisão. No entanto, é importante ter conhecimento a respeito dos fatores que influenciam a velocidade de desenvolvimento de uma reação nuclear que são número e energia do nêutron incidente e a natureza do núcleo envolvida no choque. A variável que relaciona estes parâmetros com velocidade é chamada de Seção de choque.

No capítulo 5, foi apenas citado um pouco sobre seção de choque. Lá o alvo de estudo era radiação gama. Falava-se da dependência da interação da radiação gama com a seção de choque do material. O alvo de estudo deste capítulo é a interação de nêutrons. Então será discutido seção de choque nêutron-núcleo, embora o princípio de ambas seja o mesmo.

Seção de choque nêutron-núcleo é uma grandeza que relaciona a probabilidade de interação entre nêutrons e o núcleo atingido. Quanto maior a seção de choque do núcleo, maior a probabilidade de interação com nêutrons e quanto maior a área de secção transversal do núcleo alvo, maior a chance do nêutron em atingi-lo, porém a área de secção transversal possui uma importância secundária se comparada com seção a seção de choque.

Seção de choque nêutron-núcleo ( $\sigma$ ) é uma grandeza que quantifica a probabilidade de interação entre o nêutron e o núcleo alvo. Quanto maior a seção de choque do núcleo, maior a probabilidade de interação com nêutrons e quanto maior a área de seção transversal do núcleo alvo, maior a chance do nêutron em atingi-lo. No entanto, a área real apresentada pelo núcleo tem uma importância secundária na determinação da seção de choque para as reações nucleares. A energia do nêutron incidente e a energia do núcleo alvo são parâmetros que possuem maior importância na determinação dos valores da seção de choque. A unidade de seção de choque é o barn (b), definido por  $10^{-24} \text{ cm}^2$ . (BARROS, 2011).

Barros (2011)

Considerando uma lamina de um material qualquer, figura 6.4 de espessura ( $\Delta X$ , cm) exposta a um feixe de nêutrons que o atravessa com intensidade  $I$  (número de nêutrons que atravessa a seção transversal do material por segundo,  $n \text{ cm}^{-2} \text{ s}^{-1}$ ) a qual sofre atenuação devido à interação de nêutrons com o núcleo do material. Pode-se representar a taxa de interação ( $\Delta\eta$ ), considerando o alvo por inteiro, pela eq.6.8,

$$\Delta\eta = \sigma I A N \Delta X, \quad (6.8)$$

sendo  $\sigma$  a seção de choque microscópica do material,  $N$  o número de partículas por unidade de volume ( $\text{cm}^{-3}$ ) e  $A$  a área de seção transversal do material alvo ( $\text{cm}^2$ )

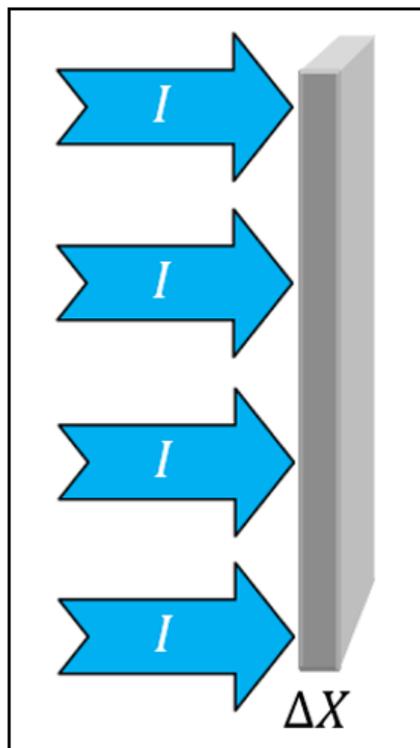


Figura 6.4: Arranjo esquemático representando a interação de um feixe nêutron em um material alvo.

Sabendo que o produto  $I \cdot A$  corresponde ao  $n^\circ$  de nêutrons incidente por unidade de

tempo (s) e fazendo-se o limite de  $\Delta X$  tendendo a zero na eq. 6.8, pode-se chegar na expressão representada pela eq. 6.9,

$$-\frac{d\eta}{\eta} = \sigma N dX, \quad (6.9)$$

A seção de choque, sigma, representada na eq. 6.9 na verdade é um somatório das seções de choque microscópicas,  $\sigma_T$  (seção de choque total), para cada reação individual no material. O produto dela com N é definido como seção de choque macroscópica (área aparente que o material apresenta ao choque (interação) com os fótons do feixe dos raios gama),  $\Sigma$ , eq. 6.10,

$$\Sigma = \sigma_T N = \sigma_T \frac{N_a}{M} \rho = \sigma_T \frac{Z}{A} N_a \rho, \quad (6.10)$$

sendo  $N_a$  o número de Avogadro ( $6,02 \times 10^{23} \text{ mol}^{-1}$ ), M o peso molecular, A a massa atômica, Z o número atômico e  $\rho$  a densidade do material. A partir da eq. 6.10 é feita a extração do coeficiente de absorção de massa, k, expresso pela eq. 6.11,

$$k = \sigma_T \frac{Z}{A} N_a. \quad (6.11)$$

Resolvendo-se a equação diferencial expressa por eq. 6.9 e fazendo as devidas substituições da eq. 6.10 e eq. 6.11 nela, chega-se na eq. 6.12,

$$\eta = \eta_0 e^{-\rho k X}, \quad (6.12)$$

sendo  $\eta$  o número de nêutrons transmitidos a uma distância X do material e  $\eta_0$  o número de nêutrons de feixe incidente.

## 6.5 DETECTORES DE NÊUTRONS

A detecção de nêutrons é feita basicamente em duas etapas. Primeiramente, os nêutrons reagem com um material que produz partículas carregadas com uma certa energia. Em seguida, estas partículas carregadas são detectadas devido à habilidade de ionização delas. A partir disso, pode-se dizer que a maioria dos detectores de nêutrons consistem de um material alvo que fazem esta conversão, acoplado com um detector convencional, tais como um contador proporcional ou um cintilador, que calculam a medida. Devido ao fato de a seção de choque (*cross section*) para interações de nêutrons na maioria dos materiais ser uma função que depende fortemente da energia do nêutron, várias técnicas foram e ainda são desenvolvidas com o intuito de detectar certos níveis de energia. A tabela 6.3 mostra a classificação dos nêutrons de acordo com o nível energético dele. Na perfilação geofísica de poço, por exemplo, o maior interesse é nêutrons nas faixas epitermais e termiais.

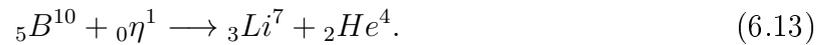
Tabela 6.3: Classificação dos nêutrons de acordo com o nível energético.

<b>Nêutron</b>	<b>Energia (MeV)</b>
Rápido	$E > 0,1$
Epitermal	$0,1 > E > 0,025$
Termal	$E < 0,025$

Fonte: Nery (2013)

Detectores de nêutrons devem satisfazer certos critérios, tais como possuir seção de choque larga para interação, possuir núcleo alvo com alta abundancia isotópica e, principalmente, possuir núcleos que liberem alta energia após a reação de absorção de nêutrons para facilitar a detecção dela por meios convencionais. Os elementos  ${}_5B^{10}$ ,  ${}_3Li^6$  e  ${}_2He^3$  satisfazem as condições citadas.

A reação de absorção do  ${}_5B^{10}$ , reação (n, $\alpha$ ) com seção de choque de 3840b para nêutrons térmicos e integral de ressonância (nêutrons epitérmicos) de 1720b, está representada na eq. 6.13,



Enquanto que a do  ${}_3Li^6$ , reação (n, $\alpha$ ) com seção de choque de 94b para nêutrons térmicos, na eq. 6.14,



E a do  ${}_2He^3$ , reação (n,p) com seção de choque de 5330b para nêutrons térmicos, na eq. 6.15,



Na perfilagem geofísica de poço, são utilizados detectores de  ${}_2He^3$  para detectar nêutrons epitermais e detectores de  ${}_3Li^6$  para nêutrons termiais. Os detectores de nêutrons epitermais possuem um revestimento de Cádmiom com a finalidade de eliminar a penetração de nêutrons termiais.

## 6.6 TRAJETÓRIA DO NÊUTRON DA FONTE À CAPTURA

Um nêutron tem uma vida relativamente curta. Considera-se como início de sua existência o instante em que ele sai da fonte como um nêutron rápido. E sua morte, como sendo o momento em que ele é absorvido ou capturado por um núcleo do meio. Ao longo da trajetória fonte-captura, um nêutron passa pelas seguintes fases: colisão, amortecimento, termalização e captura ou absorção.

Nery (2013)

### 6.6.1 Colisão

A cada choque com um núcleo de um material qualquer, o nêutron perde parte de sua energia (energia cinética) ou velocidade. Esta perda relativa de energia depende da energia inicial no nêutron, do ângulo de choque nêutron-núcleo e da massa do núcleo atingido. A partir destas informações, pode-se dizer que cada elemento possui um percentual de perda máxima de energia, obedecendo, esse, a relação expressa pela eq. 6.16,

$$PME = \frac{4M}{(1 + M)^2}, \quad (6.16)$$

Sendo PME a perda máxima de energia (energia fracional máxima perdida) e M a massa do núcleo colidido em unidade de massa atômica. Percebe-se na eq. 6.16 que PME é proporcional à massa do átomo colidido. A partir dela, percebe-se que a perda mais significativa de energia ocorre quando um nêutron colide com um átomo de hidrogênio, uma vez que ambos possuem a mesma massa atômica. Então, a máxima quantidade de energia perdida depende diretamente da presença de hidrogênio (concentração de hidrogênio) no material valor. A tabela 6.4 representa alguns elementos químicos e os percentuais máximos de perdas de energia relativos a cada um deles após a colisão com nêutrons.

Tabela 6.4: Representação da Perda máxima de energia para alguns átomos.

<b>Elemento</b>	<b>Massa Atômica</b>	<b>PME</b>
Hidrogênio	1	100%
Carbono	12	28%
Oxigênio	16	22%
Silício	28	13%
Chumbo	207	2%

Fonte: Nery (2013)

### 6.6.2 Amortecimento ou espalhamento

Dois são os fatores relevantes no amortecimento energético dos nêutrons rápidos. Um deles é a perda de energia sofrida pelo nêutron em choques com os núcleos de uma dada espécie. O outro, é a probabilidade do nêutron entrar realmente em colisão com os mesmos.

Nery (2013)

Há uma grandeza, conhecida como *Slowing Down Power*,  $S$ , que representa a combinação destes dois fatores, expressa na eq. 6.17,

$$S = n\sigma_x\Delta X, \quad (6.17)$$

sendo  $n$  a densidade (quantidade/volume),  $\sigma_x$  a seção de choque do elemento  $x$  qualquer e  $\Delta X$  a perda média de energia observada durante a colisão. Para um caso de uma mistura de dois elementos, por exemplo, sendo que um deles apresenta um alto valor de PME, o efeito provocado por ele poderá ser pequeno caso o produto  $n\sigma_x$  seja pequeno.

Na tabela 6.5 são apresentados valores de seção de choque de amortecimento ou espalhamento e de captura de nêutrons para alguns elementos comuns em rochas sedimentares e os valores de números de choques necessários para provocar a termalização de um nêutron rápido.

Pode-se perceber, através da tabela 6.5, a grande influência do hidrogênio no espalhamento de nêutrons (necessita de poucas colisões para reduzir a energia incidente de 2 MeV a 0,025 eV). Então, Quanto maior a proporção de hidrogênio ( $n\sigma_H$  maior) na rocha, maior a porosidade dela, uma vez que os poros estão cheios de hidrogênio. Quando  $n\sigma_H$  possui valor relativamente grande, a proporção dos outros elementos tornam-se insignificantes se comparados, mas não podendo ser ignorados.

No que se refere ao choque e amortecimento de nêutrons, configura-se que tal tarefa é realizada preferencialmente pelos núcleos de hidrogênio. Essa é a razão principal pela qual se fala (quando o assunto é perfil neutrônico) do índice de hidrogênio (HI) no lugar de porosidade.

Nery (2013)

Na seção 6.7 é detalhada algumas informações referentes ao índice de hidrogênio.

Após diversos choques de amortecimentos, os nêutrons ficarão distribuídos nas rochas em zonas concêntricas, partindo-se da fonte, e provavelmente com o mesmo nível energético para distâncias radiais iguais, Figura 6.05. Dependendo da distância com a fonte, o nêutron possuirá um nível de energia que permite classifica-los. Os nêutrons mais próximos a fonte são classificados como nêutrons rápidos. Com o aumento da distância radial da fonte, ele vai perdendo energia, passando pelos níveis epitermais, na faixa de 100 eV, até os níveis termais, na faixa de 0,025 eV.

Tabela 6.5: Valores de seção de choque de amortecimento ou espalhamento e de captura de nêutrons para alguns elementos comuns em rochas sedimentares e os valores de números de choques necessários para provocar a termalização de um nêutron rápido.

Elemento	Seção de choque	Seção de choque	Número de choques necessários para reduzir de 2 MeV a 0,025 eV
	Espalhamento (Barns)	Captura (Barns)	
${}^1_1H$	20,0	0,3	18
${}^4_2Be$	6,1	0,009	87
${}^5_3B$	3,0	700,0	105
${}^6_6C$	4,8	0,0032	115
${}^7_7N$	10,0	1,89	130
${}^8_8O$	4,1	0,002	150
${}^{11}_{11}Na$	3,5	0,505	215
${}^{12}_{12}Mg$	3,6	0,4	227
${}^{13}_{13}Al$	1,5	0,23	251
${}^{14}_{14}Si$	1,7	0,13	261
${}^{16}_{16}S$	1,5	0,53	297
${}^{17}_{17}Cl$	10,0	31,6	329
${}^{19}_{19}K$	1,5	2,2	362
${}^{20}_{20}Ca$	9,5	0,43	371
${}^{26}_{26}Fe$	11,0	2,5	514
${}^{48}_{48}Cd$	5,3	2.500	1.028
${}^{56}_{56}Ba$	8,0	1,25	1.252

Fonte: Nery (2013)

A distância entre fonte e receptor é escolhida com base no nível energético que se deseja registrar. Caso seja de interesse registrar nêutrons termiais, por exemplo, é necessário que se coloque uma distância fonte-receptor maior do que se o interesse fosse registrar nêutrons epitermais.

Um pequeno problema de interpretação decorrerá com o aumento da distância, uma vez que, quanto mais afastado da fonte mais os nêutrons são amortecidos (ou absorvidos), por outros elementos constituintes das rochas bombardeadas (Ca, Mg, Si) e não somente pelo hidrogênio. É o denominado efeito matricial sobre a resposta dos perfis neutrônicos.

Nery (2013)

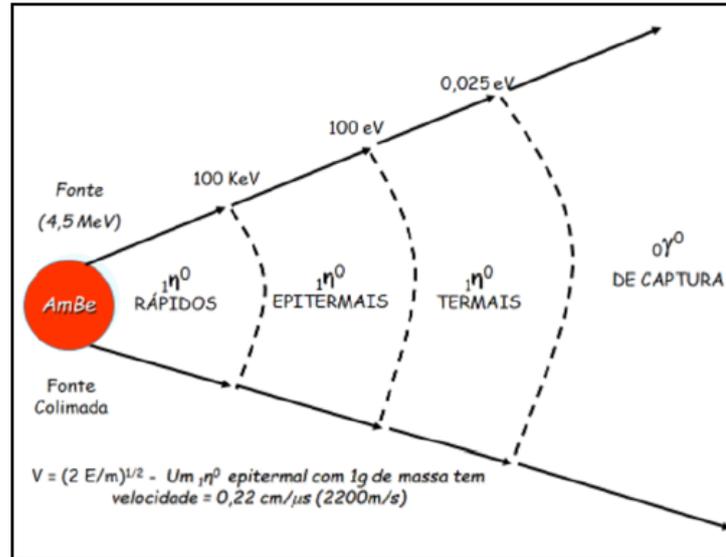


Figura 6.5: Mudança do nível energético do nêutron ao afastar-se da fonte (Nery, 2013).

### 6.6.3 Termalização

Após os nêutrons emitidos adquirirem um nível energético igual ao do meio ambiente, 0,025 eV, devido aos inúmeros choques dele com os núcleos do meio atravessado, ainda assim ocorrem colisões afastando-se ainda mais da fonte, porém sem grandes mudanças de nível energético (invariabilidade energética) com distâncias percorridas ainda menores também.

Após contínuas emissões de nêutrons da fonte, a população de nêutrons rápidos estará aumentando, assim como, conseqüentemente, a dos nêutrons termais que é a etapa final dos nêutrons rápidos após inúmeras colisões. É então estabelecido um equilíbrio devido aos núcleos absorverem ou capturarem nêutrons termais e ainda dispersá-los naturalmente. O equilíbrio é finalmente atingido quando o número de nêutrons rápidos emitidos pela fonte em um certo intervalo de tempo é igual ao número total de nêutrons capturados pelos elementos da rocha em igual período.

Esta situação ocorre durante a operação de perfilagem de poço. Quando o bombardeio de nêutrons a partir da fonte é cessado, o meio fica com um número finito de nêutrons, os quais continuarão o processo de interação, durante um certo período de tempo. Mesmo após a emissão de nêutrons da fonte ser cessado, depois de um longo período, a ferramenta ainda pode ser sensibilizada pelos nêutrons termais. Essa sensibilização pode afetar outras ferramentas radioativas a serem aplicada posteriormente. Por este motivo, a ferramenta neutrônica deve ser a última ferramenta radioativa utilizada durante a perfilagem.

### 6.6.4 Captura ou absorção

A captura de nêutrons termalizados se dá pela incorporação dele a um núcleo qualquer (não obrigatoriamente o hidrogênio). Uma porção pequena da massa do nêutron é con-

vertida em energia adicional ao núcleo, excitando-o. Esta excitação ocorre em um período relativamente pequeno, podendo, contudo, ser considerada nula caso não haja a liberação de energia em forma de raios gama de captura. Esta liberação de raios gama de captura, levando em consideração o nível energético e quantidade dele, depende das propriedades dos elementos envolvidos na colisão. A partir desta informação, pode-se dizer que cada elemento o seu próprio espectro de emissão que os diferencia dos demais, visto na tabela 6.06.

Tabela 6.6: Espectro de emissão de raios gama de captura de alguns átomos.

<b>Elemento</b>	<b>Energia emitida pelo raios gama de captura (MeV)</b>
${}^1_1H$	2,23
${}^6_6C$	4,05 - 4,95
${}^8_8O$	6,09
${}^{12}_{12}Mg$	3,92 - 8,16
${}^{13}_{13}Al$	3,02 - 7,72
${}^{14}_{14}Si$	4,95 - 6,4
${}^{16}_{16}S$	4,84 - 5,43
${}^{17}_{17}Cl$	7,42 - 7,77
${}^{20}_{20}Ca$	5,89 - 6,42

Fonte: Nery (2013)

Os raios gama de captura emitidos, assim como os raios gama naturais que possuem níveis energéticos diferentes deles, interagem com a formação, podendo ser detectados por receptores um pouco mais afastados da fonte, porém dentro da zona de termalização (para distâncias muito elevadas, os raios gama de captura podem ser absorvidos completamente pela formação). A contagem de raios gama de captura será proporcional ao número de nêutrons termais espalhados na vizinhança do detector. A partir deste princípio foi criado um outro tipo de perfil geofísico de poço chamado de Gama de Espectrometria Induzida, que tem por objetivo determinar de forma mais precisa a litologia da formação em função da possibilidade de se identificar a principal composição química delas.

## 6.7 ÍNDICE DE HIDROGÊNIO E CALIBRAÇÃO DA FERRAMENTA NEUTRÔNICA

Antes de se falar em índice de hidrogênio, é importante saber a definição de concentração de hidrogênio por unidade de massa de um material,  $(C_H)_{massa}$ , a qual pode ser definida como a massa do átomo de hidrogênio de um material (peso do hidrogênio na molécula do fluido) dividido pela massa de total de todos os elementos dele (peso molecular do fluido), eq. 6.18,

$$(C_H)_{massa} = \frac{n_H A_H}{\sum_{i=1}^N (n_i A_i + n_H A_H)}, \quad (6.18)$$

sendo  $n_H$  o número de átomos de hidrogênio na molécula do material,  $A_H$  a massa atômica do hidrogênio do material,  $n_i$  o número de átomos  $i$  na molécula do material e  $A_i$  a massa atômica do elemento  $i$ .

Para o cálculo do índice de hidrogênio, é necessário o conhecimento da concentração de hidrogênio por unidade de volume de um material ( $(C_H)_{volume}$ ) que é relacionada com a concentração de hidrogênio por unidade de massa pela eq. 6.19,

$$(C_H)_{volume} = \rho_M (C_H)_{massa}, \quad (6.19)$$

sendo  $\rho_B$  a densidade do material. Conhecendo-se isso, define-se Índice de hidrogênio de um material como uma concentração parcial de átomos de hidrogênio por unidade de volume do fluido analisado,  $(C_H)_{volumede\ fluido}$ , pela concentração parcial de hidrogênio por unidade de volume de água,  $(C_H)_{volumedegua}$ , eq. 6.20,

$$HI = \frac{(C_H)_{volumede\ fluido}}{(C_H)_{volumedegua}} \quad (6.20)$$

Fazendo-se as devidas substituições das eq. 6.18 e 6.19 em eq. 6.20 e admitindo-se água doce ( $\rho_w$  igual a  $1g/cm^3$ ) no material, chega-se a expressão para o índice de hidrogênio de um material, eq. 6.21.

$$HI = \frac{\rho_B (C_H)_{massa}}{\rho_w (C_H)_{massadegua}} = \frac{\rho_B \frac{n_H A_H}{\sum_{i=1}^N (n_i A_i + n_H A_H)}}{1x \frac{2x1}{1x16 + 2x1}} = 9 \frac{n_H A_H}{\sum_{i=1}^N (n_i A_i + n_H A_H)} \rho_M \quad (6.21)$$

Na tabela 6.7 são comparados valores de índice de hidrogênio de alguns minerais e fluidos comuns em rochas reservatórios.

Tabela 6.7: Valores de índice de hidrogênio de alguns minerais e fluidos comuns em rochas reservatórios.

Componente	$A_i$	$n_i$	$n_H$	$\rho_b$ (g/cm <sup>3</sup> )	$HI = 9 \frac{n_H A_H}{\sum_{i=1}^N n_i A_i + n_H A_H} \rho_M$
Quartzo ( $SiO_2$ )	28;16	1;2	0	2,648	0
Calcita ( $CaCO_3$ )	40;12;16	1;1;3	0	2,710	0
Dolomita ( $CaMg(CO_3)_2$ )	40;12;16;24	1;1;2;6	0	2,876	0
Anidrita ( $CaSO_4$ )	40;32;16	1;1;4	0	2,977	0
Silvita ( $KCl$ )	39;35	1;1	0	1,863	0
Halita ( $NaCl$ )	23;35	1;1	0	2,032	0
Gipsita ( $CaSO_4 \cdot 2H_2O$ )	40;32;16	1;1;6	4	2,351	0,4855
Água Doce ( $H_2O$ )	16	1	2	1,000	1
Óleo ( $n < CH_4 >$ )	12	1	2	0,850	1,003
Metano ( $CH_4$ )	12	1	4	$\rho_M$	$2,25\rho_M$
Gás ( $C_{1,1}H_{4,2}$ )	12	1,1	4,2	$\rho_{gas}$	$2,17\rho_{gas}$

A calibração da ferramenta para o calcário com água doce inicia-se a partir da eq. 6.22 e eq. 6.23, respectivamente,

$$HI = (1 - \phi)HI_M + \phi HI_f \quad (6.22)$$

$$\rho_B = (1 - \phi)\rho_M + \phi\rho_f. \quad (6.23)$$

Percebe-se que a eq. 6.22 e a eq. 6.23 representam um sistema linear. O primeiro passo é eliminar a porosidade  $\phi$  das equações. Multiplica-se a eq. 6.22 por  $(\rho_f - \rho_M)$  e a eq. 6.23 por  $(HI_f - HI_M)$  e em seguida é feita uma subtração entre elas, chegando-se na eq. 6.24,

$$HI(\rho_f - \rho_M) - \rho_B(HI_f - HI_M) = HI_M(\rho_f - \rho_M) - \rho_M(HI_f - HI_M). \quad (6.24)$$

Como foi escolhido calcário com água doce para a calibração da ferramenta, sabe-se que o maior valor encontrado para o índice de hidrogênio em uma rocha calcária pura é 1

(índice de hidrogênio da água) e o menor valor encontrado é 0 (rocha com 100% de matriz calcário). Com isso, pode-se dizer que a porosidade neutrônica é o próprio valor do índice de hidrogênio calibrado para o calcário com água doce ( $\rho_B$  igual ao valor da densidade do calcário e  $\rho_f$  a densidade da água doce), eq. 6.25,

$$\phi_n = HI_{calibrado}. \quad (6.25)$$

Substituí-se os valores referentes ao calcário e água doce encontrados na eq. 6.24 com a finalidade de se chegar na eq. 6.26,

$$\phi_{nM} = HI_M + \left( \frac{\rho_{calcita} - \rho_M}{\rho_{gadoce} - \rho_M} \right) (1 - HI_M). \quad (6.26)$$

A eq. 6.26 representa a porosidade neutrônica registrada no perfil expressa em unidade de porosidade do calcário. A partir dela é possível obter valores da porosidade neutrônica de alguns minerais comuns em rochas reservatórios.

## 6.8 TIPOS DE FERRAMENTAS NEUTRÔNICAS

As ferramentas neutrônicas são compostas por uma fonte de nêutrons e de um, dois ou 4 detectores. São emitidos nêutrons rápidos a partir da fonte que penetram a formação adjacente ao poço. Após sucessivas e inúmeras colisões elásticas, os nêutrons perdem parte da sua energia. A depender do tipo de ferramenta utilizada, ela fará a detecção de um certo tipo de medida, como pode ser visto na tabela 6.8.

Tabela 6.8: Tipos de ferramenta neutrônica e seus respectivos tipos de medida.

<b>Ferramenta</b>	<b>Abreviação</b>	<b>Detecção</b>
Neutrônico Omnidirecional	GNT	Raios Gama de Captura
Neutrônico Epitermal (SideWall)	CNP	Nêutrons Epitermais
Neutrônico Compensado	CNL	Nêutrons Termais
Duplo Neutrônico	CNT-G	Nêutrons Epitermais e Termais

Fonte: Nery (2013)

Ferramenta Omnidirecional (GNT) não se utiliza mais, uma vez que o fluxo de nêutron, antes mesmo de atingir as rochas, eram absorvido pela lama e ou reboco, não sendo considerada uma ferramenta precisa. Ela consiste de uma ferramenta do tipo mandril

portando uma fonte omnidirecional.

Ferramenta Epitermal (*Sidewall*) consiste de fonte e detector unidirecionais montados sobre um patin pressionado contra a parede do poço. São detectados nêutrons na faixa de 0,025 eV que penetram no detector, promovendo um pulso que é captado.

Ferramenta Neutrônica Compensada é uma ferramenta do tipo mandril que atua descentralizada. Ela consiste de uma fonte de nêutrons mais potentes do que das ferramentas Omnidirecional e Epitermal e dois detectores espaçados de 38cm e 63,5cm da fonte, proporcionando duas profundidades de investigação diferentes (Reboco e Rocha).

A Ferramenta Duplo Neutrônico é uma combinação das ferramentas Epitermal e Termal, utilizando uma fonte e dois pares de detectores epitermais e termal.

## 6.9 INTERPRETAÇÃO DO PERFIL NEUTRÔNICO

Para se fazer uma melhor interpretação do perfil neutrônico é necessário levar em consideração alguns efeitos que afetam a ferramenta diretamente como o efeito da lama/reboco, a argilosidade e a presença de hidrocarboneto,

### 6.9.1 Efeito da Lama/Reboco

Quanto maior o desmoronamento no poço, maior a probabilidade que haja lama/reboco entre a sapata e a parede do poço. Isso implica diretamente na medida de porosidade neutrônica, uma vez que, havendo mais lama/reboco, haverá uma maior quantidade de hidrogênio (concentração/volume) em torno do detector, fazendo com que os nêutrons incidentes interajam com os núcleos da lama em vez de interagir com o núcleo da formação.

### 6.9.2 Efeito da Argilosidade

A presença de argila nas camadas implica em alto teor de água adsorvida (água está presente na estrutura das argilas), fazendo com que o valor de porosidade neutrônica medido seja maior nas rochas argilosas do que nas rochas limpas (adquire-se uma medida otimista). A medida acaba sendo influenciada tanto pelo hidrogênio presente no fluido no espaço de poro quanto pelo hidrogênio presente na água da argila.

Sabe-se, contudo, que a presença de argila não interfere na porosidade real da rochas. Ela interfere nas medidas geofísicas de poço, possibilitando que a ferramenta erre na hora do cálculo da porosidade da camada.  $\phi_{eN}$  representa a porosidade efetiva (porosidade compensada pelo efeito da argilosidade) calculada utilizando-se medidas de porosidade neutrônica, eq. 6.27,

$$\phi_{eN} = \phi_N - V_{sh}\phi_{Nsh}, \quad (6.27)$$

sendo  $\phi_N$  a porosidade calculada sem extrair os efeitos causados pelo conteúdo de argila da

rocha (porosidade absoluta ou porosidade total),  $\phi_{Nsh}$  a porosidade aparente dos folhelhos adjacentes e  $V_{sh}$  a argilosidade.

### 6.9.3 Presença de gás ou hidrocarboneto leve

A presença de gás ou hidrocarboneto leve implica em uma menor densidade de hidrogênio, fazendo com que a ferramenta neutrônica leia valores baixos de porosidade neutrônica. Importante ressaltar que, neste caso, ao mesmo tempo que esta ferramenta lê valores baixos, a ferramenta de densidade estará lendo valores altos. Com isso, as duas ferramentas se complementam, ajudando-se a identificar a presença de gás em uma camada reservatório.

Assim como na ferramenta de densidade, a mistura de diferentes tipos de fluidos, como água e hidrocarboneto, por exemplo, afetam diretamente nas medidas de porosidade. Pode-se utilizar a eq. 5.14 também com as medidas de porosidade neutrônica a fim de se calcular um valor mais realístico da porosidade da rocha.

### 6.9.4 Efeito da Matriz

O tipo de matriz da rocha, assim como no perfil de densidade, é um outro problema na interpretação deste perfil. Sabendo-se que a camada de rocha não possui litologia única, ou seja, o pacote de rocha é uma mistura de vários tipos de minerais, define-se a porosidade neutrônica da matriz,  $\phi_{nM}$ , pela eq. 6.28,

$$\phi_{nM} = \sum_{i=1}^N (V_{M_i} \phi_{nM_i}), \quad (6.28)$$

sendo  $V_{M_i}$  e  $\phi_{nM_i}$  o volume relativo e a porosidade neutrônica de cada mineral constituinte da camada de rocha analisada.

## 7 PERFIL SÔNICO

Perfil sônico, também conhecido como perfil acústico, é um tipo de perfil geofísico de poço que determina as velocidades sísmicas das formações rochosas atravessadas pelo poço. Nesse tipo de perfil, é levado em consideração o tempo em que uma onda acústica gasta para percorrer um determinado espaço de formação, conhecido como Tempo de Trânsito.

### 7.1 PRINCÍPIO DA FERRAMENTA SÔNICA

O princípio básico do perfil sônico requer que haja um transmissor de energia acústica de frequência constante ultrasônica baixa e 2 receptores. A onda acústica transmitida atinge os 2 receptores localizados numa distância fixa e conhecida (figura 7.1). O Tempo de Trânsito ( $\Delta T$ ) é o tempo de percurso através da interface da parede do poço que uma onda acústica leva entre os 2 receptores após sofrer o fenômeno da refração com o ângulo crítico.

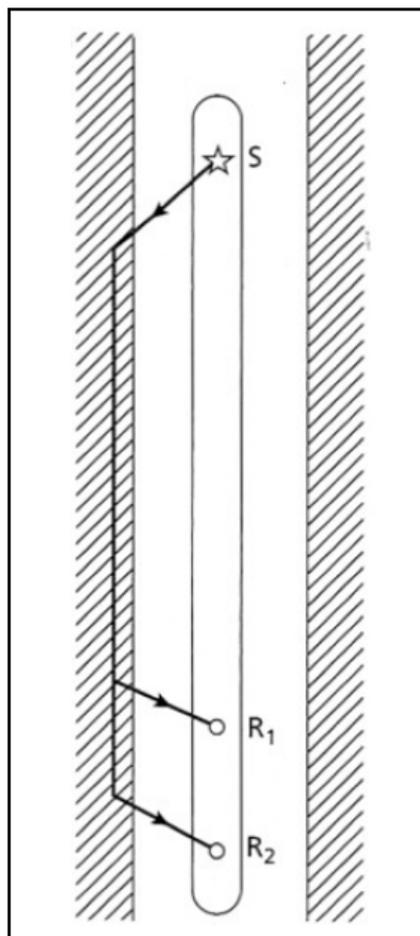


Figura 7.1: Esquema de uma ferramenta sônica simples com um transmissor ( $S$ ) e dois receptores ( $R_1$  e  $R_2$ ) (Kearey et al., 2009).

Sabe-se que devido ao fenômeno da refração com o ângulo crítico, a onda viaja através da interface (figura 7.2), motivo pelo qual ela é detectada entre os dois receptores .

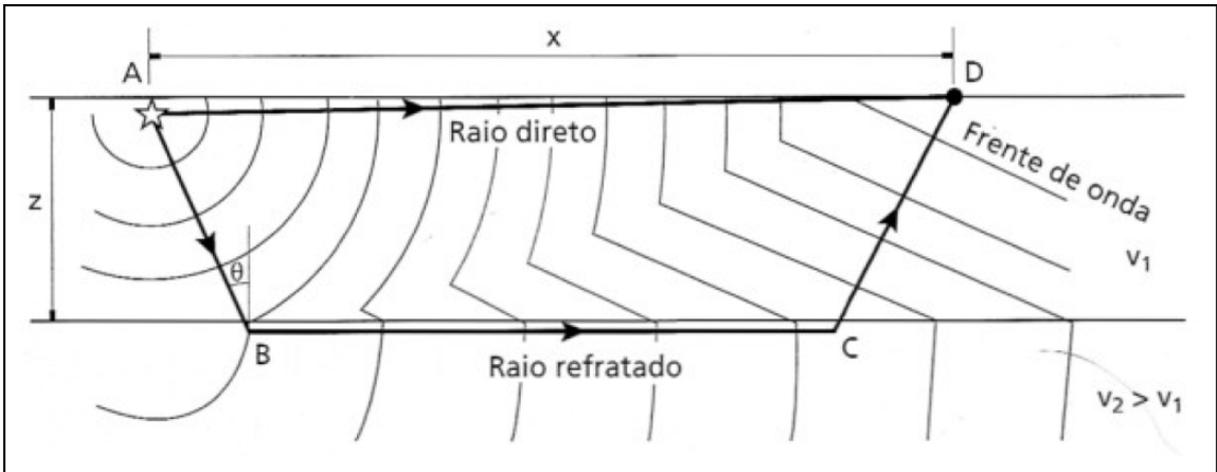


Figura 7.2: Trajetória do raio que parte do ponto A ao ponto D, refratado com ângulo crítico  $\theta$  no ponto B, percorrendo os caminhos A a B, B a C e C a D. (Kearey et al., 2009).

## 7.2 INTERPRETAÇÃO DO PERFIL SÔNICO

A principal utilidade das medidas de Tempo de Trânsito é utilizá-la na equação de wyllie para o cálculo da porosidade da formação. Também é comum verificar essas medidas auxiliando na calibração de dados sísmicos.

### 7.2.1 Interpretação Qualitativa do Perfil Sônico

Partindo-se do princípio de que as ondas mecânicas se propagam mais rápido nos sólidos de que no líquido e mais rápido nos líquidos do que nos gases, conclui-se que para duas rochas iguais o tempo de trânsito vai ser maior na rocha que contiver mais líquido em seus poros (maior porosidade).

### 7.2.2 Interpretação Quantitativa do Perfil Sônico

A equação conhecida como equação de *Wyllie*, relaciona a porosidade com o tempo de trânsito da rocha, 7.1,

$$\Delta T = \phi_S \Delta T_f + (1 - \phi_S) \Delta T_M, \quad (7.1)$$

sendo  $\Delta T_M$  o tempo de trânsito da matriz da rocha,  $\Delta T_f$  o tempo de trânsito no fluido ou na combinação dos mesmos no poro,  $\phi_S$  a porosidade (o subscripto S indica que o perfil sônico foi utilizado para o cálculo da porosidade) e  $\Delta T$  o tempo de trânsito lido pelo sensor.

É importante saber que essa equação, proposta por *Wyllie* experimentalmente, somente calcula a porosidade nas condições que a rocha esteja saturada em água ( $S_w = 1$  ou  $\Delta T_f = \Delta T_w = 189\mu s/pe$ ), compactada, com porosidade intergranular e sem a presença de argila ( $V_{SH} = 0$ ). A eq. 7.1 é comumente reescrita na eq. 7.2,

$$\phi_S = \frac{\Delta T - \Delta T_M}{\Delta T_f - \Delta T_M}. \quad (7.2)$$

A eq. 7.2 não calcula a porosidade levando-se em consideração o conteúdo de argila do pacote rochoso. Nessa situação mais abrangente, pode-se fazer o cálculo da porosidade utilizando a eq. 7.3,

$$\phi_{eS} = \phi_S - V_{sh}\phi_{Ssh}, \quad (7.3)$$

onde  $\phi_{Ssh}$  é uma porosidade aparente dos folhelhos calculada a partir do perfil sônico para os folhelhos adjacentes e  $V_{sh}$  é o volume de argila na rocha.  $\phi_{Ssh}$  é expresso por, eq. 7.4,

$$\phi_{Ssh} = \frac{\Delta T_{sh} - \Delta T_M}{\Delta T_f - \Delta T_M}, \quad (7.4)$$

sendo  $\Delta T_{sh}$  o tempo de trânsito dos folhelhos adjacentes.

## 8 MÉTODO DENSIDADE-NEUTRÔNICO

Ferramentas específicas foram desenvolvidas pela Geofísica de poço com a finalidade de calcular a porosidade. Elas são sensitivas tanto para a matriz da rocha quanto para o fluido que preenche os poros. No entanto, as ferramentas de porosidade não refletem somente a porosidade da rocha, elas são afetadas pelo tipo de rocha, o conteúdo de argila e o tipo de fluido constituinte. Diversas técnicas foram desenvolvidas para o cálculo da porosidade, porém elas não respondem diretamente a porosidade da rocha (embora a ferramenta neutrônica tenha sido criada prometendo isso). As técnicas clássicas utilizam o perfil de densidade, o perfil neutrônico e o perfil sônico.

### 8.1 COMBINAÇÃO DENSIDADE-NEUTRÔNICO

Comumente, costuma-se fazer uma combinação das medidas adquiridas pelas ferramentas de porosidade com a finalidade de encontrar valores melhores (mais realístico) de porosidade. O Método Densidade-Neutrônico, uma técnica muito comum no campo petrolífero, por analogia do nome, combina medidas de densidade com medidas de porosidade neutrônica.

A combinação do perfil de densidade com o perfil neutrônico pode ser feita de duas formas. A primeira é executada utilizando a densidade total (densidade aparente),  $\rho_B$ , e a porosidade neutrônica,  $\phi_n$ . Na segunda, usa-se a porosidade neutrônica calculada através das medidas de porosidade neutrônica,  $\phi_N$ , e a porosidade calculada a partir das medidas de densidade,  $\phi_D$ , na equação da lei das misturas assumindo-se que  $\rho_M$  e  $\rho_f$  são conhecidos. A medida de porosidade neutrônica utilizada está calibrada para o calcário. Uma outra informação importante a respeito destas ferramentas é que a leitura de uma é inversamente proporcional a leitura da outra, ou seja, quando uma possui um valor alto, a outra tem um valor pequeno.

#### 8.1.1 Gráfico $\rho_B$ x $\phi_n$

Para a criação do gráfico  $\rho_B$  x  $\phi_n$ , normalmente se coloca as medidas de porosidade neutrônica no eixo das abscissas e a medida de densidade no eixo das ordenadas.

Antes da criação deste gráfico, assume-se que a matriz da rocha é monomineral (mineral único) com água doce como fluido intersticial e com argilosidade nula ( $V_{sh}$ ). Partindo-se destas premissas são criadas algumas retas de porosidade, sendo cada uma referente a um tipo de mineral. Cada reta do gráfico  $\rho_B$  x  $\phi_n$  se inicia em um ponto cuja porosidade é nula, ou seja, um ponto representativo da matriz da rocha ( $S_w$  é nulo). A partir do ponto inicial é traçado uma reta com as medidas de densidade e porosidade neutrônica lidas pelas ferramentas geofísicas. Quanto mais os pontos da reta se afastam do ponto

inicial, mais aumenta a porosidade e o volume da matriz diminui.

As retas são traçadas a partir do conhecimento dos pontos de água e pontos de matriz dos principais minerais constituintes de rocha. O calcário, por exemplo, tem ponto de matriz para  $\rho_B$  e  $\phi_n$  igual a  $2,71\text{g}/\text{cm}^3$  (densidade,  $\rho_M$ , da calcita) e 0 (porosidade neutrônica,  $\phi_n$ , da calcita com a ferramenta calibrada para calcário), respectivamente e ponto de água para  $\rho_B$  e  $\phi_n$  igual a  $1\text{g}/\text{cm}^3$  (densidade,  $\rho_w$ , da água doce) e 1 (porosidade neutrônica,  $\phi_{nw}$ , da água com a ferramenta calibrada para calcário). A partir do conhecimento destes dois pontos, traça-se uma reta que os ligam, vista na figura 8.1.

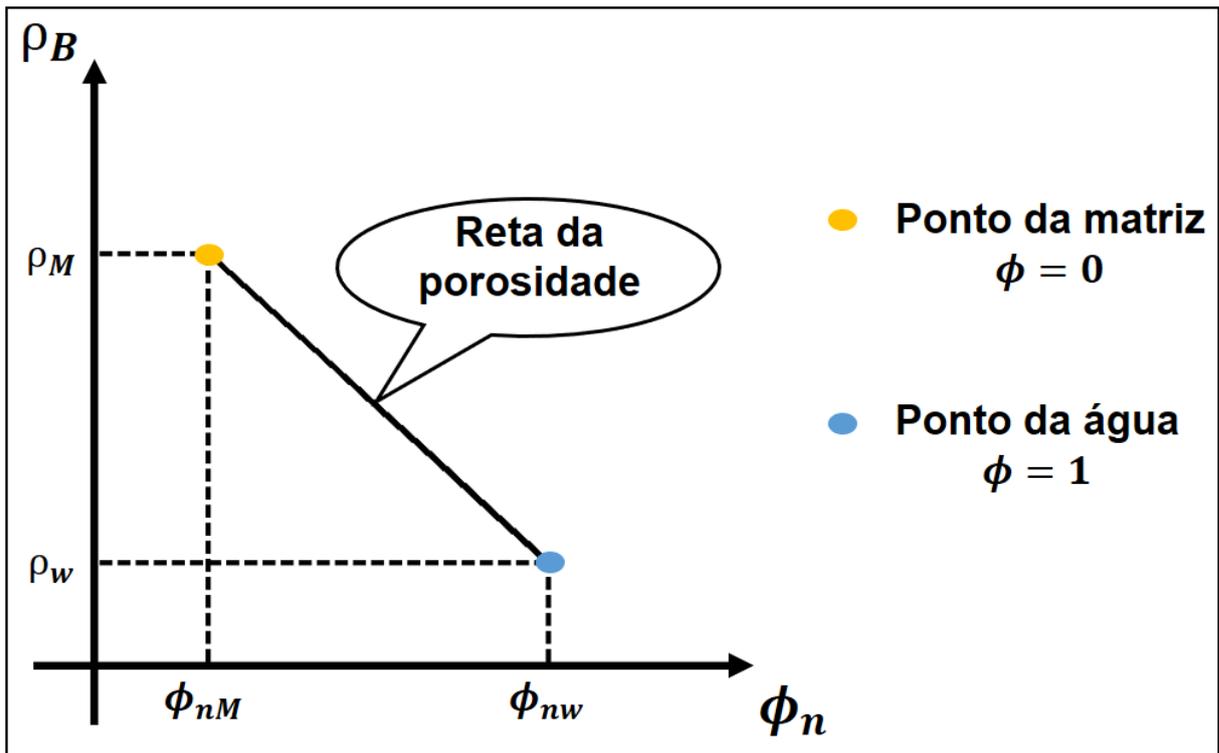


Figura 8.1: Gráfico densidade-neutrônico.

A figura 8.2 mostra, em conjunto, as retas para outros minerais comuns constituintes de rochas criadas analogamente como foi criada a reta da calcita. No entanto, percebe-se que o eixo das ordenadas está invertido, ou seja, os valores de densidade estão diminuindo de baixo para cima, fazendo com que seja apresentado uma reta crescente em vez de decrescente como na figura 8.1.

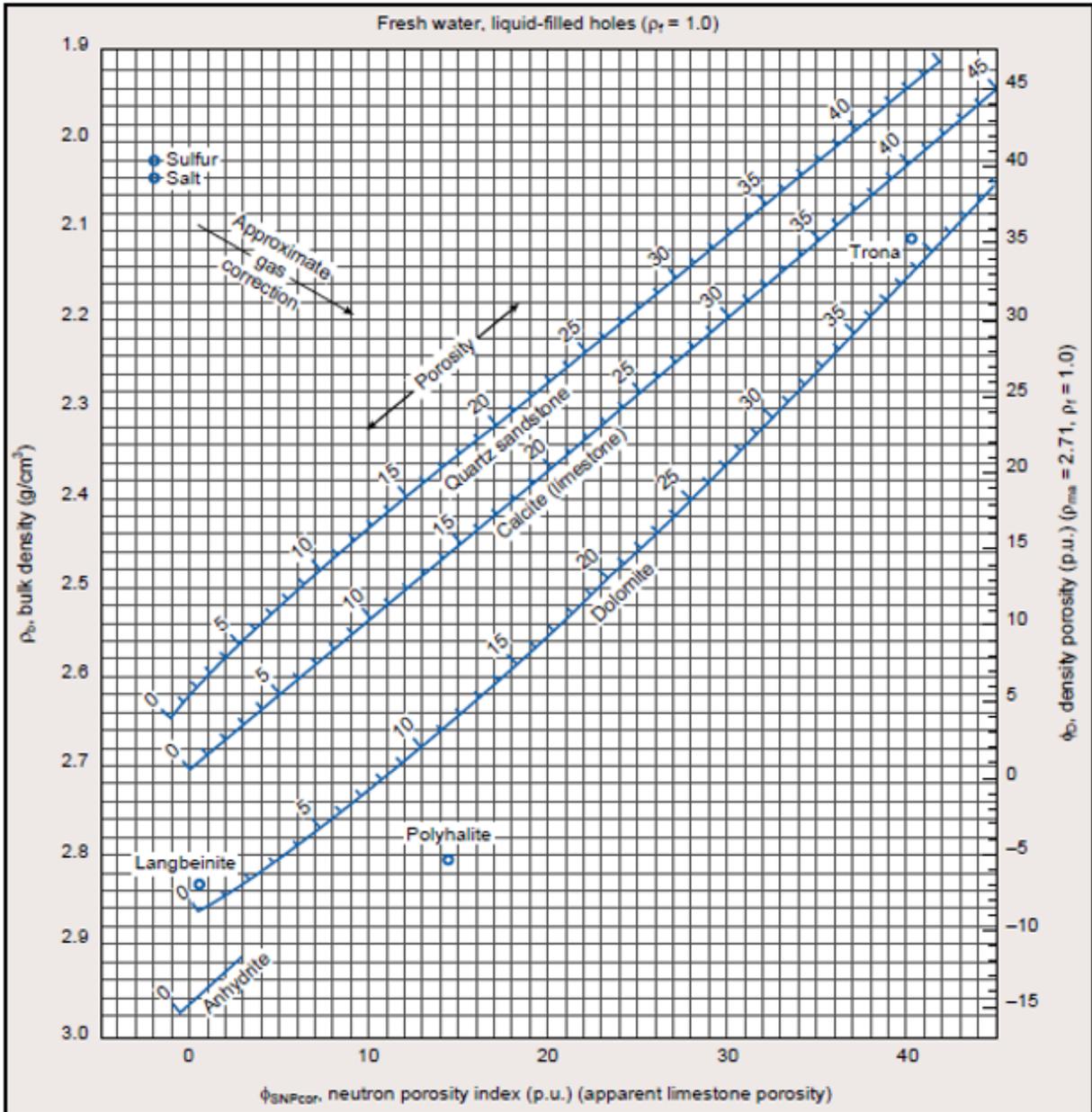


Figura 8.2: Gráfico Densidade-Neutrônico para vários minerais (Ellis and Singer, 2007).

Para interpretação do gráfico da figura 8.2 não há a necessidade de seguir as premissas iniciais de criação dele. Os pontos em profundidade de litologia aproximadamente monominerais com água doce e argilosidade nula ficarão alinhados próximos à reta correspondente a ele. Para os casos que não seguem as premissas iniciais, os pontos de  $\rho_B$  e  $\phi_n$  poderão ficar dispersos no gráfico, podendo ficar até mesmo bastante afastados da reta referente ao mineral principal dele.

### 8.1.2 Gráfico $\phi_D$ x $\phi_N$

Para a criação do gráfico  $\phi_D$  x  $\phi_D$ , coloca-se as medidas de porosidade calculada a partir da equação do modelo petrofísico, eq. 3.1, utilizando as medidas de porosidade

neutrônica ( $\phi_N$ ) no eixo das abscissas e utilizando as medidas de densidade ( $\phi_D$ ) no eixo das ordenadas

O ponto de origem do gráfico  $\phi_D$  x  $\phi_D$  é um ponto cuja porosidade é nula, ou seja, um ponto representativo da matriz da rocha. A partir da origem é traçado uma reta, conhecida como a reta das litologias limpas, com as medidas de densidade e porosidade neutrônica, eq. 8.1,

$$\phi_D = \phi_D. \quad (8.1)$$

Quanto mais os pontos da reta se afastam da origem, mais aumenta a porosidade. O ponto máximo representados por  $\phi_D$  (igual a uma unidade) e  $\phi_N$  (igual a uma unidade) indica um ponto máximo de porosidade quando a saturação de água é 100%. Importante lembrar que os pontos desta reta indicam a porosidade efetiva (litologias limpas), isto é, consideram o volume de argila ( $V_{sh}$ ) nulo.

Da mesma forma como foi criada a Reta das Litologias Limpas, cria-se a Reta dos Folhelhos (reta na qual a porosidade efetiva é nula), eq. 8.2,

$$\phi_D = \frac{\phi_{Dsh}}{\phi_{Nsh}} \phi_n. \quad (8.2)$$

É traçado uma reta da origem até um ponto de folhelho ( $\phi_{Nsh}, \phi_{Dsh}$ ) que pode ser visto como uma média ponderada dos folhelhos soto e sobrepostos à camada de interesse. Deslocando-se um ponto na reta de folhelho da origem até o ponto ( $\phi_{Nsh}, \phi_{Dsh}$ ) faz com que o volume da matriz vá diminuindo, enquanto que o volume de folhelho vai aumentando. No entanto, nesta reta, a porosidade efetiva se mantém sempre nula.

Cria-se em seguida uma reta paralela à Reta das Litologias Limpas, conhecida como Reta das Isoargilosidades, eq. 8.3,

$$\phi_D = \phi_N + V_{sh}(\phi_{Dsh} - \phi_{Nsh}). \quad (8.3)$$

Como o próprio nome já diz, isoargilosidade, qualquer ponto escolhido desta reta possuirá um volume de argila constante,  $V_{shND}$ , variando apenas os valores de porosidade. Isolando  $V_{sh}$  na eq. 8.3, chega-se a expressão para  $V_{shND}$ , eq. 8.4,

$$V_{shND} = \frac{\phi_N - \phi_D}{\phi_{Nsh} - \phi_{Dsh}}. \quad (8.4)$$

Cria-se, por último, uma reta paralela à reta dos folhelhos, conhecida como Reta das Isoporosidades, eq. 8.5,

$$\phi_D = \frac{\phi_{Dsh}}{\phi_{Nsh}} \phi_N + \phi \left(1 - \frac{\phi_{Dsh}}{\phi_{Nsh}}\right), \quad (8.5)$$

onde, isolando  $\phi$ , chega-se a expressão para o cálculo da porosidade, eq. 8.6,

$$\phi_e = \frac{\phi_D \phi_{Nsh} - \phi_N \phi_{Dsh}}{\phi_{Nsh} - \phi_{Dsh}}. \quad (8.6)$$

A figura 8.3 representa um gráfico com as retas das litologias limpas, das isoporosidades, dos folhelhos e das isoargilosidades.

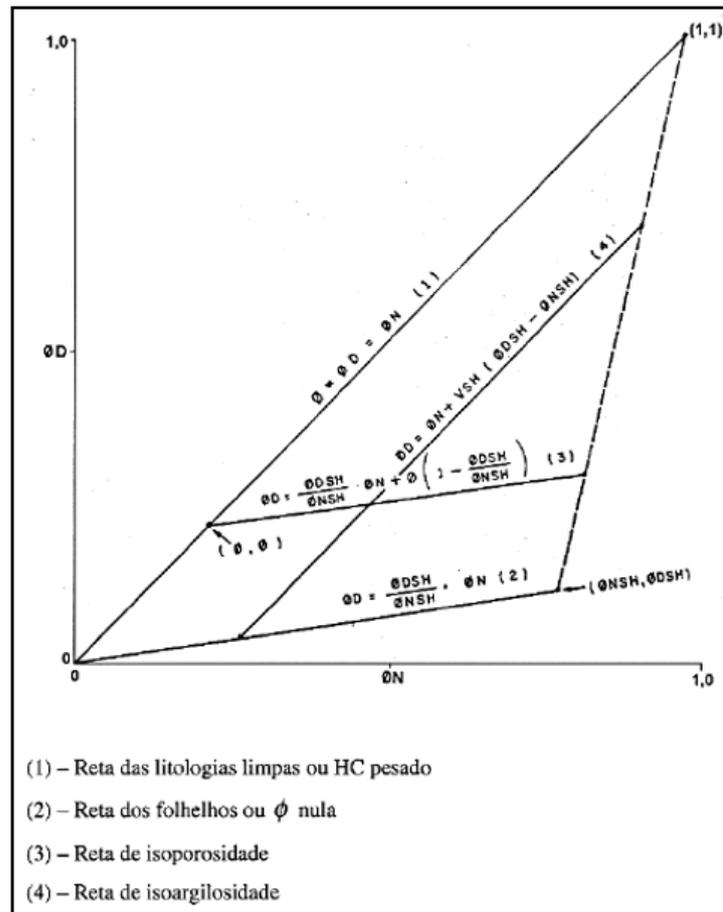


Figura 8.3: Gráfico  $\phi_D \times \phi_N$  evidenciando a reta das litologias limpas, a reta dos folhelhos, a reta de isoporosidade e a reta da isoargilosidade (Lima, 2000).

Por outro lado, pode-se chegar na equação da porosidade, eq. 8.6, de forma analítica, a partir das equações dos modelos petrofísicos para o perfil de densidade e neutrônico diretamente levando-se em consideração o conteúdo de argila da rocha, eq. 8.7 e eq. 8.8, respectivamente,

$$\rho_B = \phi_e \rho_w + V_{sh} \rho_{sh} + (1 - \phi_e - V_{sh}) \rho_{Me} \quad (8.7)$$

$$\phi_n = \phi_e \phi_{nw} + V_{sh} \phi_{nsh} + (1 - \phi_e - V_{sh}) \phi_{nM}. \quad (8.8)$$

Isola-se  $\phi_e$  na eq. 8.7 e na eq. 8.8, chegando-se nas expressões representadas pela eq. 8.9 e pela eq. 8.10, respectivamente,

$$\phi_e = \frac{\rho_B - \rho_M}{\rho_w - \rho_M} + \left( \frac{\rho_M - \rho_{sh}}{\rho_w - \rho_M} \right) V_{sh} e \quad (8.9)$$

$$\phi_e = \frac{\phi_n - \phi_{nM}}{\phi_{nw} - \phi_{nM}} + \left( \frac{\phi_{nM} - \phi_{nsh}}{\phi_{nw} - \phi_{nM}} \right) V_{sh}. \quad (8.10)$$

A eq. 8.9 e a eq. 8.10 podem ser reescritas na forma da eq. 8.11 e eq. 8.12, respectivamente,

$$\phi_e = \phi_D + \phi_{Dsh} V_{sh} e \quad (8.11)$$

$$\phi_e = \phi_N + \phi_{Nsh} V_{sh}. \quad (8.12)$$

sendo  $\phi_D$ ,  $\phi_{Dsh}$ ,  $\phi_N$  e  $\phi_{Nsh}$  representados pela eq. 8.13, eq. 8.14, eq. 8.15 e eq. 8.16, respectivamente,

$$\phi_D = \frac{\rho_B - \rho_M}{\rho_w - \rho_M}, \quad (8.13)$$

$$\phi_{Dsh} = \frac{\rho_M - \rho_{sh}}{\rho_w - \rho_M}, \quad (8.14)$$

$$\phi_N = \frac{\phi_n - \phi_{nM}}{\phi_{nw} - \phi_{nM}} e \quad (8.15)$$

$$\phi_{Nsh} = \frac{\phi_{nM} - \phi_{nsh}}{\phi_{nw} - \phi_{nM}}. \quad (8.16)$$

Multiplica-se a eq. 8.11 por  $\phi_{Nsh}$  e a eq. 8.12 por  $\phi_{Dsh}$ , chegando-se nas expressões representadas pela eq. 8.17 e pela eq. 8.18, respectivamente,

$$\phi_e \phi_{Nsh} = \phi_D \phi_{Nsh} + \phi_{Dsh} \phi_{Nsh} V_{sh} e \quad (8.17)$$

$$\phi_e \phi_{Dsh} = \phi_N \phi_{Dsh} + \phi_{Nsh} \phi_{Dsh} V_{sh}. \quad (8.18)$$

Fazendo-se a subtração da eq. 8.17 pela eq. 8.18, chega-se a eq. 8.19,

$$(\phi_{Nsh} - \phi_{Dsh}) \phi_e = \phi_D \phi_{Nsh} - \phi_N \phi_{Dsh}. \quad (8.19)$$

Isolando-se o  $\phi_e$  na eq. 8.19, chega-se de novo da expressão da porosidade representadas pela eq. 8.6. Na eq. 8.6,  $\phi_e$  é a porosidade corrigida pelo efeito da argilosidade,  $\phi_D$  e  $\phi_N$  são valores de porosidade total calculados a partir dos perfis de densidade e neutrônico, respectivamente, e  $\phi_{Dsh}$  e  $\phi_{Nsh}$  valores da porosidade aparente do folhelho adjacentes calculados a partir dos perfis de densidade e neutrônico, respectivamente, cuja a obtenção

é feita através da leitura da densidade e porosidade neutrônica defronte a uma camada espessa de folhelho, considerando-se que a matriz do folhelho tenha igual valor da matriz da camada encaixante.

## 9 GRÁFICO M-N

É um método para a interpretação de litologias em perfis pela identificação do mineral principal de cada camada. O gráfico M-N (Burke et al., 1969) utiliza os dados dos perfis de densidade, sônico e neutrônico para a obtenção dos parâmetros M e N com a finalidade de atenuar os efeitos da porosidade das três medidas (sônico, densidade e porosidade neutrônica) e enfatizar os efeitos da matriz (dedução dos parâmetros da matriz), levando-se em conta que cada mineral possui uma propriedade física única.

### 9.1 PARÂMETRO M

Para a construção do parâmetro M são utilizadas informações dos dados de perfil sônico com informações do perfil de densidade. Montando-se a reta  $\Delta T - \rho_B$  (reta decrescente), figura 9.1, M é a inclinação da mesma com o sinal trocado, multiplicado por um fator de escala, representado pela eq. 9.1,

$$M = (-1) \left( \frac{\Delta T_M - \Delta T_w}{\rho_M - \rho_w} \right) 0,01, \quad (9.1)$$

sendo  $\Delta T_w$  e  $\Delta T_M$ , respectivamente, os tempos de trânsito da água e da matriz e  $\rho_w$  e  $\rho_M$  as densidades da água e da matriz. 0,01 é usado como escala para que M fique aproximadamente com a mesma magnitude de N.

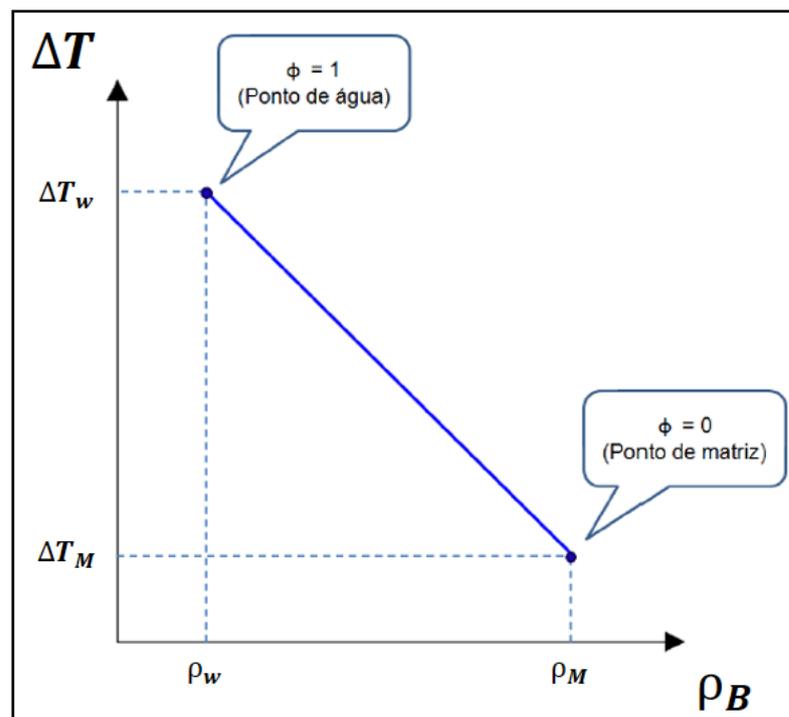


Figura 9.1: Gráfico sônico-densidade

## 9.2 PARÂMETRO N

De forma similar à construção do parâmetro M, é construído o parâmetro N, usando-se os dados do perfil de porosidade neutrônica em vez do perfil sônico, figura 9.2. Similarmente a construção do parâmetro M, monta-se uma reta  $\Phi_n - \rho_B$  (reta decrescente), N é a inclinação dessa reta com o sinal trocado, representado pela equação 9.2,

$$N = (-1)\left(\frac{\Phi_{nM} - \Phi_{nw}}{\rho_M - \rho_w}\right), \quad (9.2)$$

sendo  $\Phi_{nw}$  e  $\Phi_{nM}$ , respectivamente, as porosidades neutrônicas da água e da matriz.

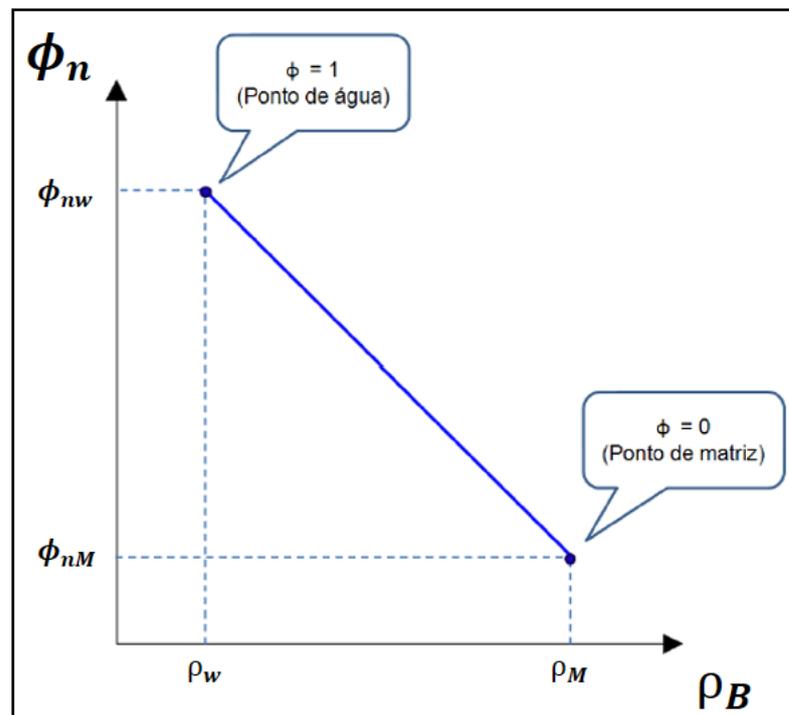


Figura 9.2: Gráfico neutrônico-densidade

## 9.3 INTERPRETAÇÃO DO GRÁFICO M-N

Cada ponto mostrado no gráfico M-N, figura 9.3, representa um tipo de mineral diferente, ou seja, cada mineral possui o seu próprio valor de M e N. É importante ressaltar que a posição de M-N é independente da porosidade, caso a rocha seja isenta de argiloidade, com o fluido de formação com características próximas dos valores utilizados na construção de M-N e isenta de porosidade secundária. Na Tabela 9.1, estão representados alguns minerais e argilominerais com seus respectivos valores de M-N.

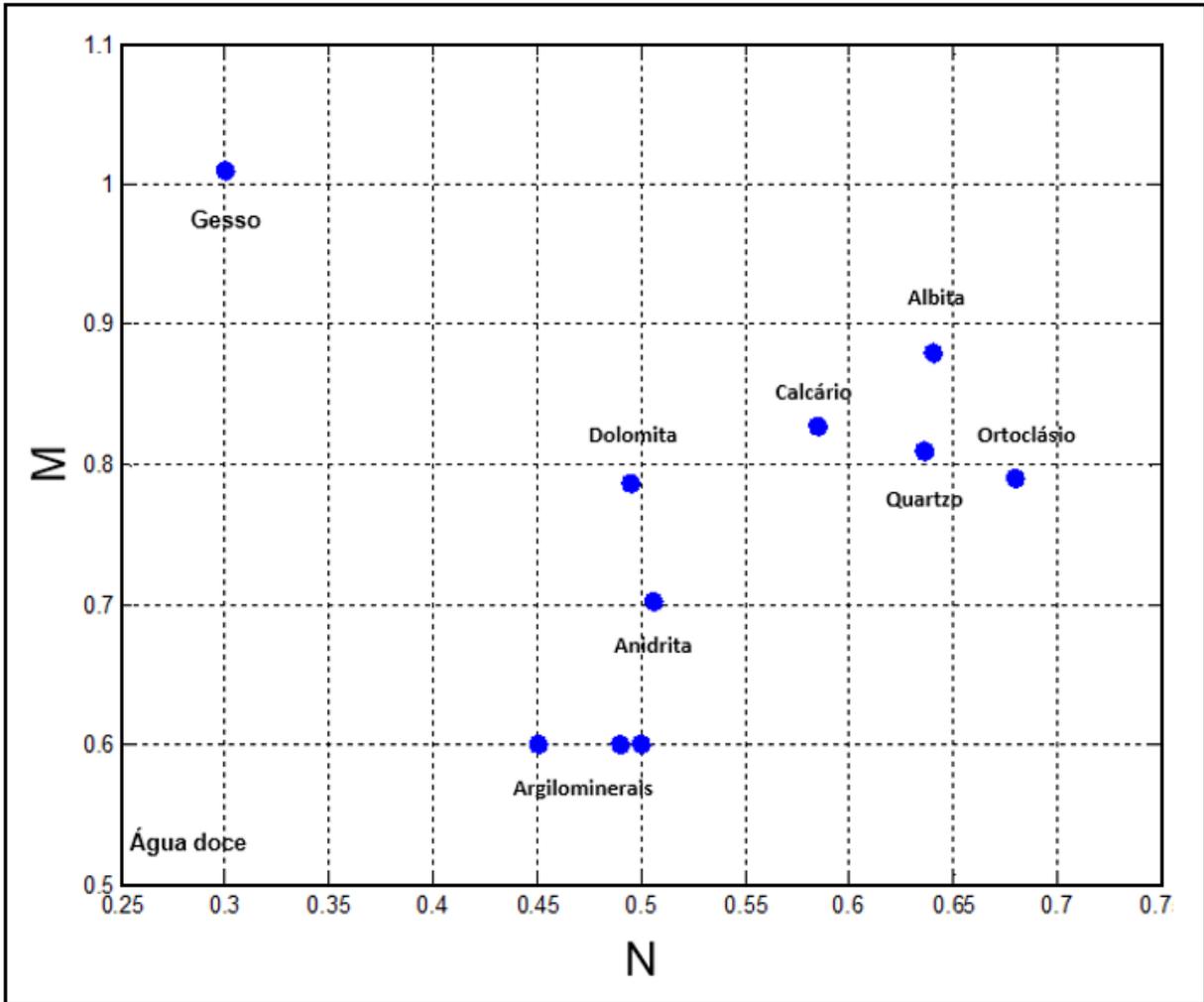


Figura 9.3: Gráfico M-N. Os pontos representam os minerais mais comuns com seus respectivos valores de M-N.

Quando se trabalha com o gráfico M-N a partir dos valores dos perfis, verifica-se que há pontos próximos entre si e em muitos casos próximos aos pontos de M e N de minerais já conhecidos. Nesse caso, é feita uma aproximação, ou seja, admite-se que esses pontos próximos possuem a mesma litologia.

Tabela 9.1: Valores M-N e seus respectivos minerais

<b>Mineral</b>	<b>Composição</b>	<b>M</b>	<b>N</b>	<b><math>\rho_B</math></b>	<b><math>\phi_n</math></b>	<b><math>\Delta T</math></b>
Quartzo	$SiO_2$	0.81	0.64	2,65	-0,05	55,5
Calcita	$CaCO_3$	0.83	0.59	2,71	0,00	47,0
Dolomita	$CaMg(CO_3)_2$	0.78	0.49	2,86	0,05	43,6
Ortoclásio	$KAlSi_3O_8$	0.79	0.68	2,55	-0,05	66,5
Albita	$NaAlSi_3O_8$	0.88	0.64	2,62	-0,04	46,4
Anidrita	$CaSO_4$	0.70	0.50	2,96	0,02	51,8
Gesso	$CaSO_4 \cdot 2H_2O$	1.01	0.30	2,32	0,604	55,7
<b>Argilominerais</b>						
	Ilita	0.60	0.49	2,53	0,25	97,2
	Caolinita	0.60	0.45	2,42	0,36	103,8
	Smectita	0.60	0.50	2,12	0,44	121,8

Fonte: Burke et al. (1969)

## 10 REDES NEURAIS ARTIFICIAIS

Redes Neurais Artificiais, também conhecidas como RNAs ou somente por Redes Neurais, são modelos computacionais que têm inspiração no cérebro humano, mais precisamente no funcionamento de um neurônio, e que têm a capacidade de aquisição e manutenção de informações.

Redes Neurais Artificiais, especificamente falando, são sistemas paralelos distribuídos, sendo constituídas por neurônios artificiais cuja finalidade é calcular determinadas funções matemáticas, geralmente funções não-lineares. Estes neurônios artificiais são organizados em uma ou mais camadas, sendo essas interligadas por um vasto número de conexões, geralmente unidirecionais. Em grande parte dos modelos, estas conexões são associadas a pesos cuja finalidade é armazenar o conhecimento adquirido pelo modelo e ponderar a entrada recebida por cada neurônio da rede.

É evidente que uma rede neural extrai seu poder computacional através, primeiro, de sua estrutura maciçamente paralelamente distribuída e segundo de sua habilidade de aprender e portanto de generalizar. A generalização se refere ao fato de a rede neural produzir saídas adequadas para entradas que não estavam presentes durante o treinamento (aprendizagem). Estas duas capacidades de processamento de informações tornam possível para as redes neurais resolver problemas complexos (de grande escala) que são atualmente intratáveis. Na prática, contudo, as redes neurais não podem fornecer uma solução trabalhando individualmente. Em vez disso, elas precisam ser integradas em uma abordagem consistente de engenharia de sistemas. Especificamente, um problema complexo de interesse é decomposto em um número de tarefas relativamente simples, e atribui-se a redes neurais um subconjunto de tarefas que coincidem com as suas capacidades inerentes. Entretanto, é importante reconhecer que nós temos um longo caminho a percorrer antes de construirmos (se porventura conseguirmos) uma arquitetura computacional que mimetize um cérebro humano.

Haykin (2007)

### 10.1 HISTÓRICO

As primeiras pesquisas que mencionam Redes Neurais Artificiais datam de 1943, com artigos publicados por McCulloch and Pitts (1943). No artigo *A Logical Calculus of the Ideas Immanent in Nervous Activity*, eles desenvolvem procedimentos matemáticos que se assemelham ao funcionamento de neurônios biológicos. No entanto, não há aplicação da metodologia apresentada, sendo apenas um modelo conceitual. Importante ressaltar que o modelo de rede desenvolvido por eles não tem a capacidade de aprender.

Hebb (1949), através de seu livro *The Organization of Behavior*, deu um passo importante no desenvolvimento das redes neurais artificiais, criando um modelo de aprendizado

da rede através da modificação de pesos. É de conhecimento de todos que os organismos, ao decorrer do tempo, aprendendo tarefas funcionais diferentes. Com isso a conectividade do cérebro é continuamente modificada. No modelo proposto por Hebb são criados agrupamentos neurais para essas modificações.

Nos anos 50, apareceram implementações de RNAs através de circuitos analógicos e, naquela época, acreditou-se que o caminho para o entendimento da inteligência humana havia sido descoberto. Rochester et al. (1956) desenvolveu uma simulação em computador do neurônio de McCulloch and Pitts (1943), com regra de treinamento Hebbiana.

Pelli Neto (2006)

Rosenblatt (1958) descreveu uma topologia de RNA constituída por uma estrutura de ligação entre os nós e, o mais importante, englobando um algoritmo para treinar a rede de modo a executar determinados tipos de funções. O novo modelo, criado pela equipe liderada por ele e Charles Wightman, o Perceptron, com sinapses ajustáveis, se prestaria ao treinamento de certos tipos de padrões.

Schmitt (2009)

Nos anos 60, Widrow and Hoff (1960) apresentaram uma regra de aprendizado baseada no gradiente descendente para minimização do erro da rede, a qual eles denominaram Regra Delta, sendo essa ainda muito utilizada atualmente.

Estudos e aplicações de redes neurais ficaram praticamente adormecidos durante a década de 70. Isso ocorreu devido às pesquisas de dois cientistas importantes na época, Minsky and Papert (1969), que defendiam a existência de algumas tarefas que a rede perceptron não era capaz de executar, uma vez que ela só resolve problemas linearmente separáveis. Minsky e Papert, no entanto, descreveram que qualquer limitação de rede perceptron de camada única poderia ser resolvida na versão de múltiplas camadas.

Nos anos 80, o interesse pela área retornou, devido, em grande parte, ao surgimento de novos modelos de RNAs, como o proposto por Hopfield (1982) e Kohonen (1982). McClelland et al. (1986) desenvolve o algoritmo de *backpropagation*, ou retropropagação do erro. Foi proposta a sua utilização para a aprendizagem de máquina, e ficou demonstrado como implementar o algoritmo em sistemas computacionais. Além disso, nesta mesma época, ocorreu o surgimento de computadores mais rápidos e poderosos, facilitando a implementação das RNAs. Os engenheiros da computação forneceram os artefatos que tornaram possíveis as aplicações da inteligência artificial.

Pelli Neto (2006)

## 10.2 NEURÔNIOS BIOLÓGICAS

No cérebro humano existem aproximadamente 1011 neurônios que podem ser de diversos tipos. Uma representação básica de um tipo comum de neurônio é apresentada na figura 10.1. Um neurônio possui um corpo celular denominado Soma e diversas ramificações denominadas de dendritos cuja finalidade é receber informações (impulsos nervosos) oriundos de outros neurônios e conduzi-los até as extremidades do corpo celular onde

a informação é processada e novos impulsos são transmitidos. Há também um tipo de ramificação, geralmente única, denominada axônio cuja finalidade é transmitir sinal do corpo celular até suas extremidades, as quais estão conectadas com as extremidades dos dendritos de outros neurônios por sinapses. As redes neurais biológicas são nada mais do que a conexão de vários neurônios através das sinapses.

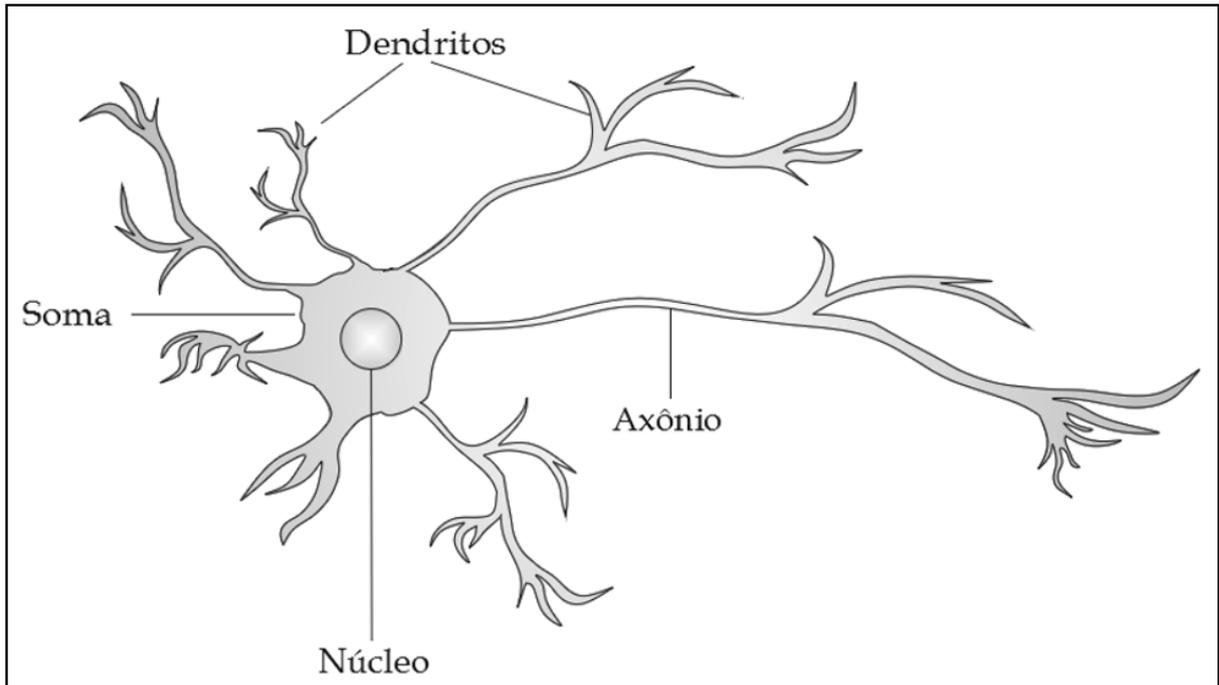


Figura 10.1: Componentes de um neurônio biológico.

### 10.2.1 Comunicação entre Neurônios

Uma das funções básicas executadas por um neurônio é a combinação de sinal recebidos dos neurônios anteriores, conectados em grande parte aos dendritos. Caso as combinações dos sinais recebidos esteja acima do limiar de excitação do neurônio, um impulso elétrico é produzido e propagado através do axônio para o neurônio seguinte. Devido diferentes concentrações de potássio (interna à célula) e de sódio (externa à célula) pode sempre ser medida uma diferença de potencial (em volts) entre o interior e o exterior do neurônio. A concentração de íons de potássio dentro da célula cria um potencial elétrico negativo em torno de  $-70\text{mV}$  em relação ao meio externo quando o neurônio se encontra em repouso. Para que a célula dispare, produzindo um potencial de ação (impulso nervoso), é preciso que os impulsos recebidos pelo neurônio através das sinapses reduzam esse nível de potencial até o valor de limiar. Quando esse limiar é atingido, o fluxo de sódio e de potássio é invertido, e o interior da célula torna-se, subitamente, positivo em relação ao exterior. Essa inversão de polaridade faz com que o impulso nervoso se propague pelo axônio até suas conexões sinápticas com os neurônios posteriores (figura 10.2). Quando o impulso chega ao terminal de um axônio, os canais controlados por tensão se abrem. Isso libera as molé-

culas neurotransmissoras para dentro da clave sináptica (região entre a membrana pré-sináptica e a membrana pós-sináptica), e o processo continua no neurônio seguinte. O tipo de neurotransmissor (há em torno de 100 tipos diferentes de neurotransmissores) liberado determinará a polarização ou a despolarização do corpo do neurônio seguinte, podendo as sinapses serem excitatórias ou inibitórias.

Braga and Ludermir (2007)

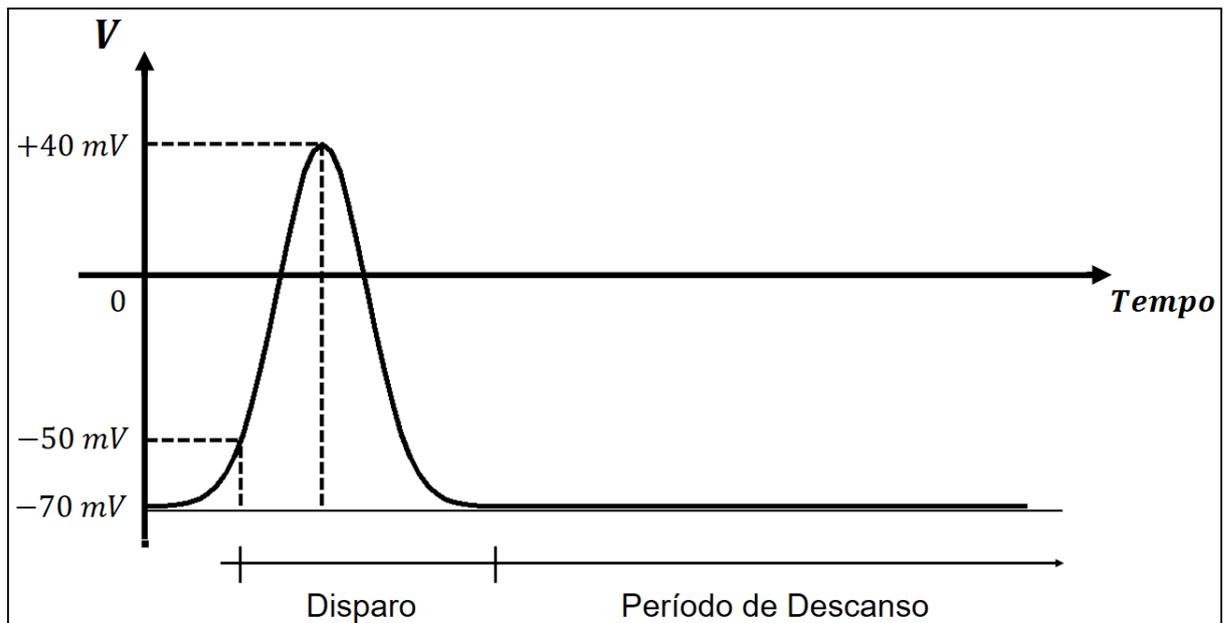


Figura 10.2: Representação de um potencial de ação em um neurônio.

### 10.3 NEURÔNIOS ARTIFICIAIS

A construção de um sistema de redes neurais artificiais é inspirada no sistema nervoso, mais precisamente em neurônios biológicos. No entanto, vale ressaltar que atualmente as Redes Neurais Artificiais estão bem distantes das Redes Neurais Naturais. O primeiro modelo proposto por McCulloch and Pitts (1943) é mais simples do que os Modelo geral de Neurônio utilizado atualmente, uma vez que o primeiro buscava ser mais fiel a realidade biológica. O modelo atual não tem preocupação em se aproximar muito da biologia.

#### 10.3.1 Modelo de McCulloch-Pitts

O modelo de Neurônio Artificial proposto por McCulloch and Pitts (1943), figura 10.3, é um modelo com  $n$  terminais de entrada, os quais recebem os valores  $x_1, x_2, x_3, \dots, x_n$  e apenas uma saída  $y$ , sendo essa uma saída binária. Comparando-se com a biologia, os  $n$  terminais de entrada representam os dendritos, os valores  $x_1, x_2, x_3, \dots, x_n$  representam as ativações de neurônios anteriores e  $y$  representa o axônio. Sabe-se que no modelo biológico ocorrem as sinapses nervosas que no modelo artificial são representadas nos terminais de entrada do neurônio por pesos acoplados  $w_1, w_2, w_3, \dots, w_n$ , podendo ser valores positivos

ou negativos, dependendo da condição de a sinapse ser inibitória ou excitatória. O efeito de uma sinapse particular  $i$  no neurônio pós sináptico, por exemplo, é dado por  $x_i w_i$ .

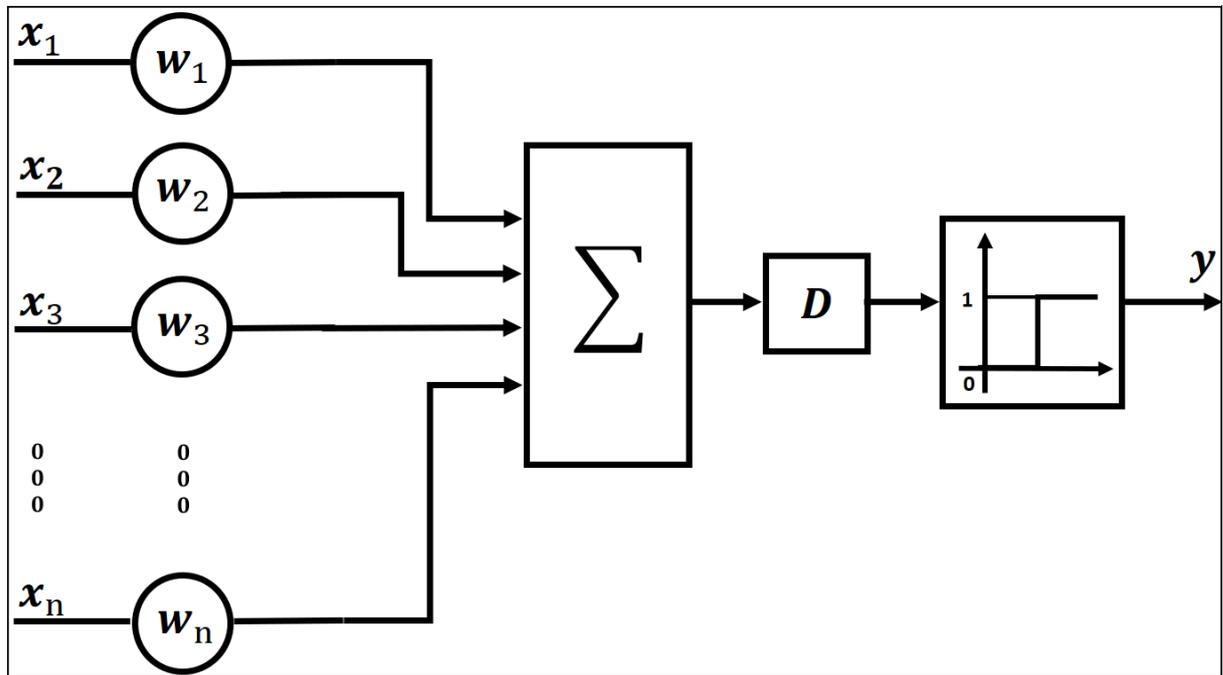


Figura 10.3: Neurônio Artificial de *McCulloch e Pitts*, sendo  $\Sigma$  a soma ponderada das entradas.

As entradas  $x_i$  e  $w_i$  são combinadas através de uma soma ponderada, produzindo o que se conhece por entrada efetiva ou saída do combinador linear, representado pela eq. 10.1,

$$\text{entrada}_{efetiva} = \sum_{i=1}^n (w_i x_i). \quad (10.1)$$

O resultado na entrada efetiva pode sofrer um retardo  $D$  (Podendo ser desprezado em alguns casos), servindo de argumento para uma função que será conhecida como função de transferência ou função de ativação.

*McCulloch* e *Pitts* simplificaram seu modelo considerando que os neurônios em cada camada da rede disparam sincronicamente, isto é, que todos os neurônios são avaliados ao mesmo tempo. Em sistemas biológicos, sabe-se que não existe um mecanismo para sincronizar as ações dos neurônios, nem há restrição para que as suas saídas sejam ativadas em tempos discretos como no modelo MCP. Sabe-se também que o valor da próxima saída dos neurônios biológicos depende enormemente das ativações dos estados anteriores, já que até mesmo os neurotransmissores liberados anteriormente levam algum tempo para se recombinarem, influenciando assim as ativações seguintes.

Braga and Ludermir (2007)

### 10.3.2 Modelo Geral de Neurônio

O Modelo Geral de Neurônio, representado pela Figura 10.4, é nada mais que uma generalização do modelo de McCulloch e Pitts.

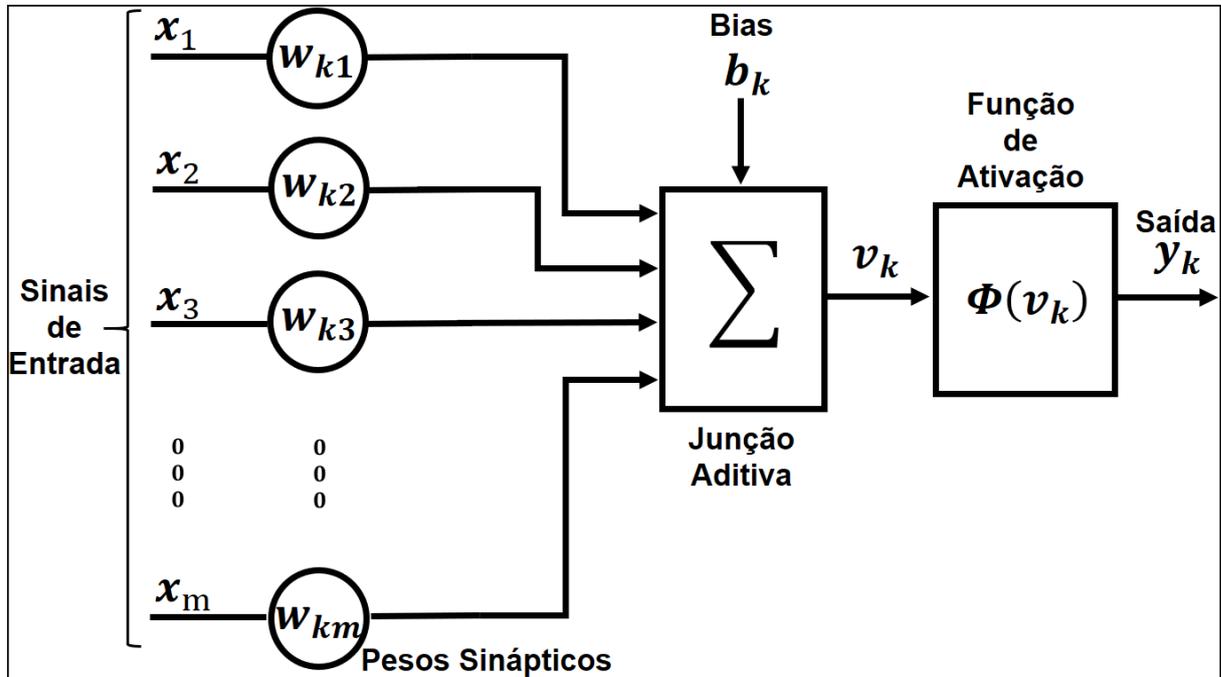


Figura 10.4: Modelo de um neurônio artificial

Neste modelo, assim como no modelo de McCulloch e Pitts, um sinal de entrada  $x_i$  qualquer conectado a um neurônio  $k$  é multiplicado pelo peso sináptico  $w_{kj}$  correspondente. Como foi dito anteriormente, diferente do modelo biológico, no modelo artificial, o peso sináptico  $w_{kj}$  pode admitir tanto valores positivos quanto negativos, dependendo se a sinapse é inibitória ou excitatória. Ocorre uma combinação linear  $u_k$  através de um operador somatório  $\sum$ , o qual soma os sinais de entradas  $x_j$  ponderados pelos respectivos pesos sinápticos  $w_{kj}$ , representado pela eq. 10.2,

$$u_k = \sum_{j=1}^m (w_{kj}x_j). \quad (10.2)$$

No modelo neural representado pela Figura 10.04 é incluído um bias  $b_k$ , também conhecido por limiar de ativação, com a finalidade de aumentar ou diminuir a entrada líquida da função de ativação, dependendo se ele é positivo ou negativo.

O bias ( $b_k$ ) é um parâmetro externo ao neurônio, que tem como função evitar o surgimento de erros quando os dados de entrada são nulos. Possui o efeito de transladar a função de ativação em torno da origem. Considerando-se duas entradas, um neurônio sem o bias ( $b_k = 0$ ) é como uma equação da reta sem o termo independente, ou seja, sempre passará pela origem.

A figura 10.5 representa uma reta que relaciona a saída do combinador linear  $u_k$  no eixo das abscissas e o campo local induzido ou potencial de ativação ( $v_k$ ) no eixo das ordenadas para valores de  $b_k$  positivos, nulos e negativos. A eq. 10.3 representa uma relação do potencial de ativação ( $v_k$ ) com a saída do combinador linear ( $u_k$ ),

$$v_k = u_k + b_k. \quad (10.3)$$

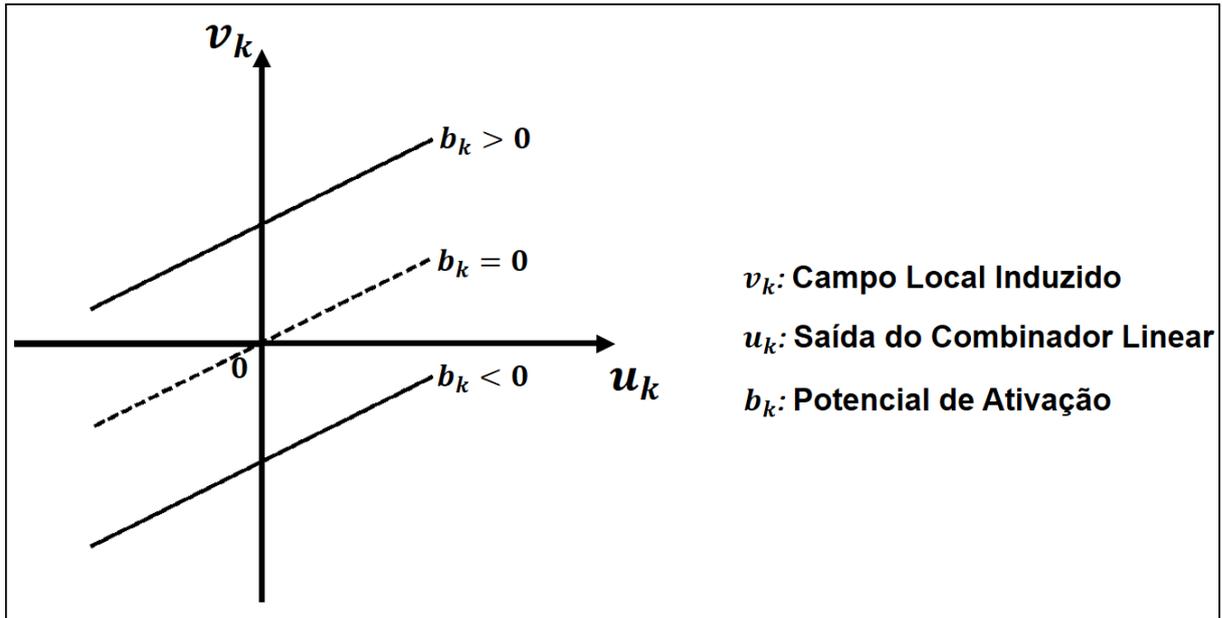


Figura 10.5: Transformação a fim produzida pela presença de um limiar de ativação.

Uma função conhecida como função de ativação ( $\phi$ ) é utilizada a fim de restringir a amplitude de saída de um neurônio. A função de ativação é também referida como função restritiva já que restringe (limita) o intervalo permissível de amplitude do sinal de saída a um valor finito. Tipicamente, o intervalo normalizado da amplitude da saída de um neurônio é escrito como o intervalo unitário fechado  $[0,1]$  ou alternativamente  $[-1,1]$ .

Haykin (2007)

A saída  $y_k$  é uma relação da função de ativação com relação ao potencial de ativação, representada pela eq. 10.4,

$$y_k = \phi(v_k). \quad (10.4)$$

#### 10.4 FUNÇÃO DE ATIVAÇÃO

A Função de Ativação, representada por  $\phi(v_k)$ , é um tipo de função responsável por gerar a saída ( $y_k$ ) do neurônio artificial a partir dos valores do potencial de ativação ( $v_k$ ). Em outras palavras, é uma função que processa um conjunto de dados de entrada recebido o transforma em estado de ativação. Neste capítulo será apresentado 3 tipos de funções

de ativação comumente utilizadas que são Função Limiar, Função Linear por Partes e Função Sigmóide.

#### 10.4.1 Função Limiar

Este tipo de função de ativação pode ser representado pela eq. 10.5, eq. 10.6 e eq. 10.7, respectivamente,

$$\phi(v_k) = \begin{cases} 1, & v_k \geq 0 \\ 0, & v_k < 0 \end{cases}, \quad (10.5)$$

$$\phi(v_k) = \begin{cases} 1, & v_k > 0 \\ 0, & v_k = 0 \text{ e} \\ -1, & v_k < 0 \end{cases} \quad (10.6)$$

$$\phi(v_k) = \begin{cases} 1, & v_k \geq 0 \\ -1, & v_k < 0 \end{cases}. \quad (10.7)$$

sendo essas representadas pelas figuras 10.6, 10.7 e 10.8, respectivamente. Esse tipo de função também é conhecida como função degrau.

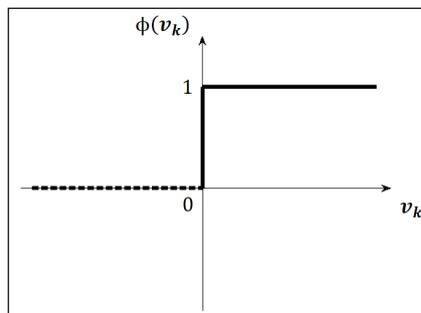


Figura 10.6: Função de ativação limiar com inexistência de valor negativo da função.

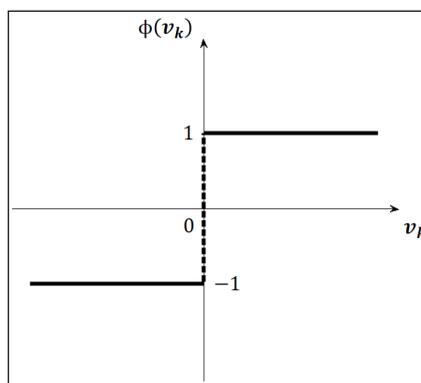


Figura 10.7: Função de ativação linear do tipo escada (Função sinal)

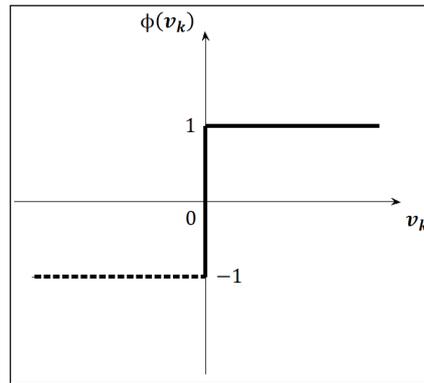


Figura 10.8: Função de ativação limiar com inexistência de valor nulo da função.

#### 10.4.2 Função Linear por partes

Este tipo de função de ativação pode ser representado pela eq. 10.8 e eq. 10.9 respectivamente,

$$\phi(v_k) = \begin{cases} 1, & v_k \geq +\frac{1}{2} \\ v_k, & +\frac{1}{2} > v_k > -\frac{1}{2} \\ 0, & v_k \leq -\frac{1}{2} \end{cases} \quad (10.8)$$

$$\phi(v_k) = \begin{cases} 1, & v_k \geq +1 \\ v_k, & +1 > v_k > -1 \\ -1, & v_k \leq -1 \end{cases} \quad (10.9)$$

sendo essas representadas pelas figuras 10.9 e 10.10, respectivamente.

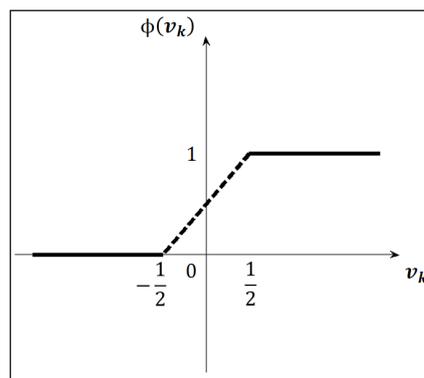


Figura 10.9: Função de ativação linear do tipo rampa com inexistência de valor negativo da função.

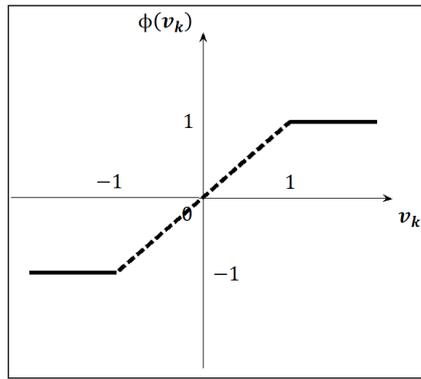


Figura 10.10: Função de ativação linear do tipo rampa

### 10.4.3 Função Sigmóide

Este tipo de função, cujo gráfico tem a forma de s, pode ser representada, por exemplo, pela Função Logística, eq. 10.10, e pela função Tangente hiperbólica, eq. 10.11, respectivamente,

$$\phi(v_k) = \frac{1}{1 + e^{-\alpha v_k}} \quad (10.10)$$

$$\phi(v_k) = \tanh(\alpha v_k) = \frac{e^{\alpha v_k} - e^{-\alpha v_k}}{e^{\alpha v_k} + e^{-\alpha v_k}} = \frac{e^{-\alpha v_k}(e^{2\alpha v_k} - 1)}{e^{-\alpha v_k}(e^{2\alpha v_k} + 1)} = \frac{e^{2\alpha v_k} - 1}{e^{2\alpha v_k} + 1}, \quad (10.11)$$

Sendo importante ressaltar que o que diferencia ambas as equações é que o intervalo de  $g(v_k)$  na eq. 10.10 está entre 0 e 1 no eixo das ordenadas e na eq. 10.11 está entre -1 e 1. A figura 10.11 e a figura 10.12 representam o gráfico das funções Logística, eq. 10.10, e Tangente hiperbólica, eq. 10.10, respectivamente. Note que a inclinação das curvas depende do valor do parâmetro  $\alpha$  das equações. Quanto maior o valor de  $\alpha$  maior a inclinação da curva.

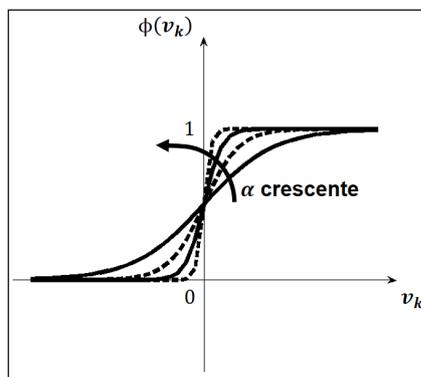


Figura 10.11: Função de ativação sigmoide baseada na função logística.

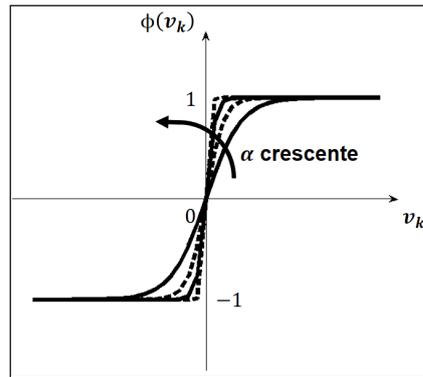


Figura 10.12: Função de ativação sigmoideal baseada na função tangente hiperbólica.

## 10.5 ARQUITETURA DAS REDES NEURAIS ARTIFICIAIS

Independente da função de ativação escolhida, neurônios individuais possuem capacidade computacional limitada. No entanto, um conjunto de neurônios artificiais conectados na forma de uma rede (neural) é capaz de resolver problemas de complexidade elevada.

Braga and Ludermir (2007)

No geral, existem três tipos de camadas em uma rede neural artificial: uma camada de entrada, uma camada intermediária, e uma camada de saída. Contudo, existem arquiteturas de redes que não possuem camadas intermediárias e existem outras que possuem diversas camadas intermediárias.

A arquitetura de uma rede é definida como a forma pela qual uma rede neural está estruturada. De forma geral, podemos citar três classes de redes neurais diferentes: As Redes *Feedforward* de Camada Única, As Redes *Feedforward* de Múltiplas Camadas e as Redes Recorrentes. O termo *feedforward* se refere ao fato de a propagação do sinal ocorrer apenas da entrada para a saída (sentido positivo), ou seja, alimentada adiante ou acíclica.

### 10.5.1 *Feedforward* de Camada Única

Esse é o caso mais simples de arquitetura de rede, representado pela figura 10.13. Nele, há somente uma camada de entrada nós de fonte e uma camada de saída. O termo "camada única" se deve ao fato de não haver uma camada intermediária, sendo camada de saída de nós computacionais a própria saída do neurônio.

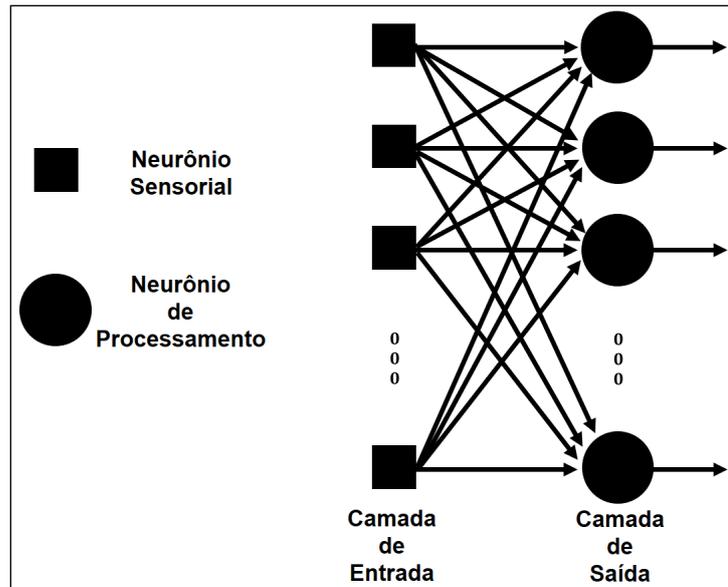


Figura 10.13: Rede *Feedforward* de camada única de neurônios.

### 10.5.2 *Feedforward* de Camadas Múltiplas

Diferente do caso *Feedforward* de Camada Única que não haviam camadas intermediárias, nas redes *Feedforward* de Camadas Múltiplas, representada pela figura 10.14, há a existência de uma ou mais camadas intermediárias ou camadas escondidas. Nesta rede, uma camada intermediária é utilizada como camada entrada para a próxima camada e os nós computacionais das camadas ocultas ou camadas escondidas são chamados de neurônios ocultos ou unidades ocultas.

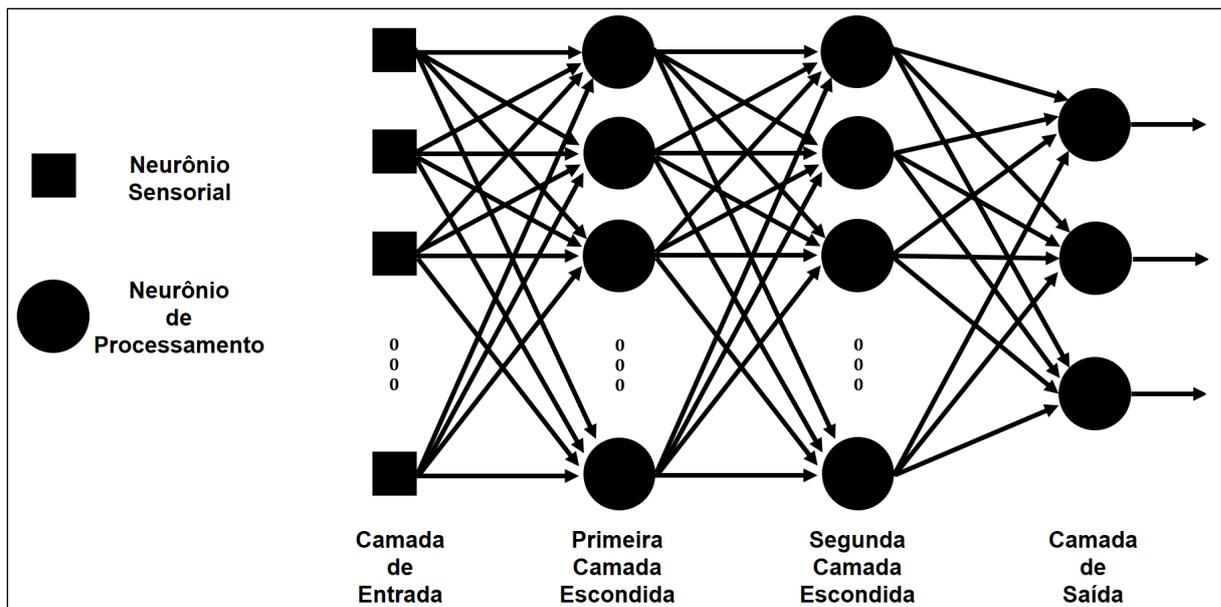


Figura 10.14: Rede *Feedforward* de Múltiplas Camadas de neurônios.

### 10.5.3 Arquitetura Recorrente ou Realimentada

Uma Rede Neural Recorrente se distingue de uma Rede Neural *Feedforward* pelo fato de a primeira existir pelo menos um laço de realimentação, ou seja, um neurônio de saída alimentando seu sinal de saída de volta para os outros neurônios. Esse tipo de arquitetura pode ser de camada única (sem camadas ocultas), representado pela figura 10.15 ou de múltiplas camadas (uma ou várias camadas ocultas), representado pela Figura 10.16.

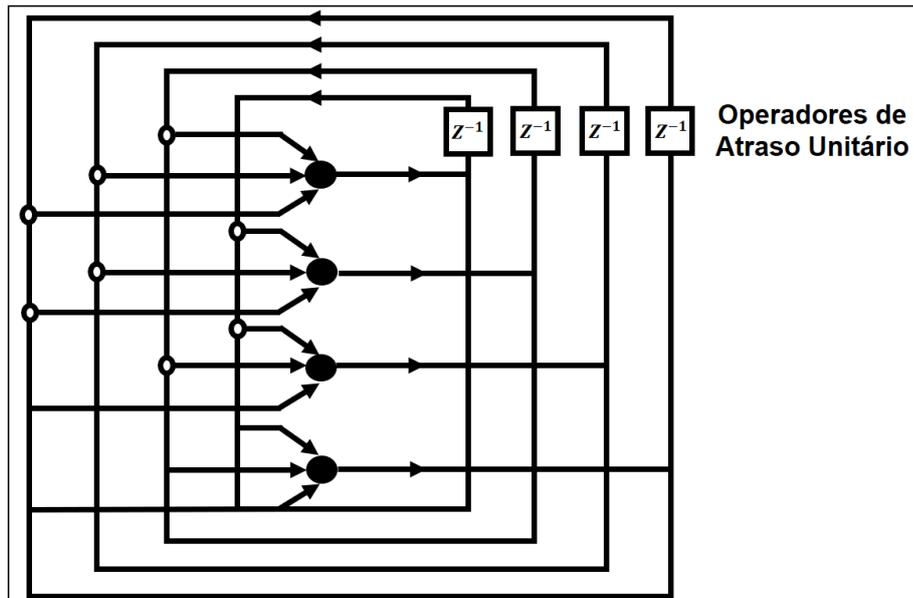


Figura 10.15: Rede recorrente sem neurônios ocultos.

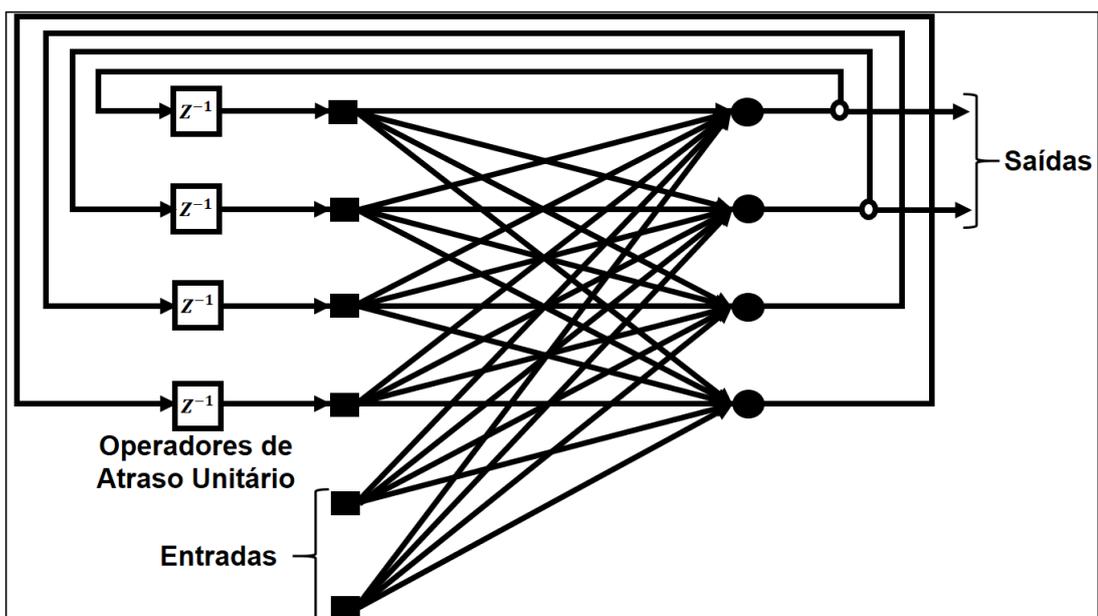


Figura 10.16: Rede recorrente com neurônios ocultos.

## 10.6 PROCESSO DE APRENDIZAGEM

Uma propriedade de grande importância em uma rede neural é a habilidade de aprender a partir de seu ambiente com o intuito de melhorar o seu desempenho. Esta melhora de desempenho se dá através de um processo iterativo de ajustes aplicado a seus pesos sinápticos e níveis de bias, denominada aprendizagem. Em outras palavras, serão encontrados valores mais eficientes para os pesos sinápticos e para o bias na aprendizagem da rede. A cada processo de aprendizagem, a rede neural se torna mais instruída, fazendo com que vá atingindo uma solução mais generalizada para uma classe de problemas.

Genericamente falando, o valor de um vetor de pesos  $w(t+1)$  em um instante  $t+1$  pode ser relacionado como mostrado na eq. 10.12,

$$w(t+1) = w(t) + \delta w(t+1), \quad (10.12)$$

sendo  $w(t)$  e  $w(t+1)$  valores dos pesos sinápticos nos instantes  $t$  e  $t+1$ , respectivamente, e  $\delta w(t)$  o ajuste aplicado aos pesos sinápticos.

Um conjunto preestabelecido de regras bem-definidas para a solução de um problema de aprendizagem é denominado um algoritmo de aprendizagem. Como se pode esperar, não há um algoritmo de aprendizagem único para o projeto de redes neurais. Em vez disso, temos um “conjunto de ferramentas” representado por uma variedade de algoritmos de aprendizagem, cada qual oferecendo vantagens específicas. Basicamente, os algoritmos de aprendizagem diferem entre si pela forma como é formulado o ajuste de um peso sináptico de um neurônio.

Haykin (2001)

Falando em termos da eq. 10.12 os algoritmos de aprendizado são diferenciados, basicamente, pela forma como  $\delta w(t)$  é calculado. Os diversos algoritmos de treinamento de redes neurais diferentes podem ser agrupados em dois grupos principais denominados aprendizado supervisionado e aprendizado não-supervisionado.

### 10.6.1 Aprendizado Supervisionado

No aprendizado supervisionado, há a existência de um agente externo, denominado supervisor ou professor externo, que tem por finalidade indicar uma resposta à rede para um certo tipo de padrão de entrada. Mais precisamente falando, o supervisor é um agente que, conhecendo a resposta de um meio, por exemplo, estimula as entradas da rede através de padrões de entrada e observa a saída calculada, comparando-a com a resposta do meio. A figura 10.17 representa um esquema de funcionamento do Aprendizado Supervisionado. O modelo da rede vai sendo atualizado, com ajustes nos parâmetros da rede, até a saída se aproximar da resposta do meio, a qual já é conhecida desde o início. Quando o erro entre a saída da rede neural e a resposta conhecida do meio for minimizado, até uma condição que a resposta da rede seja considerada satisfatória, pode-se considerar a rede

neural como uma rede treinada.

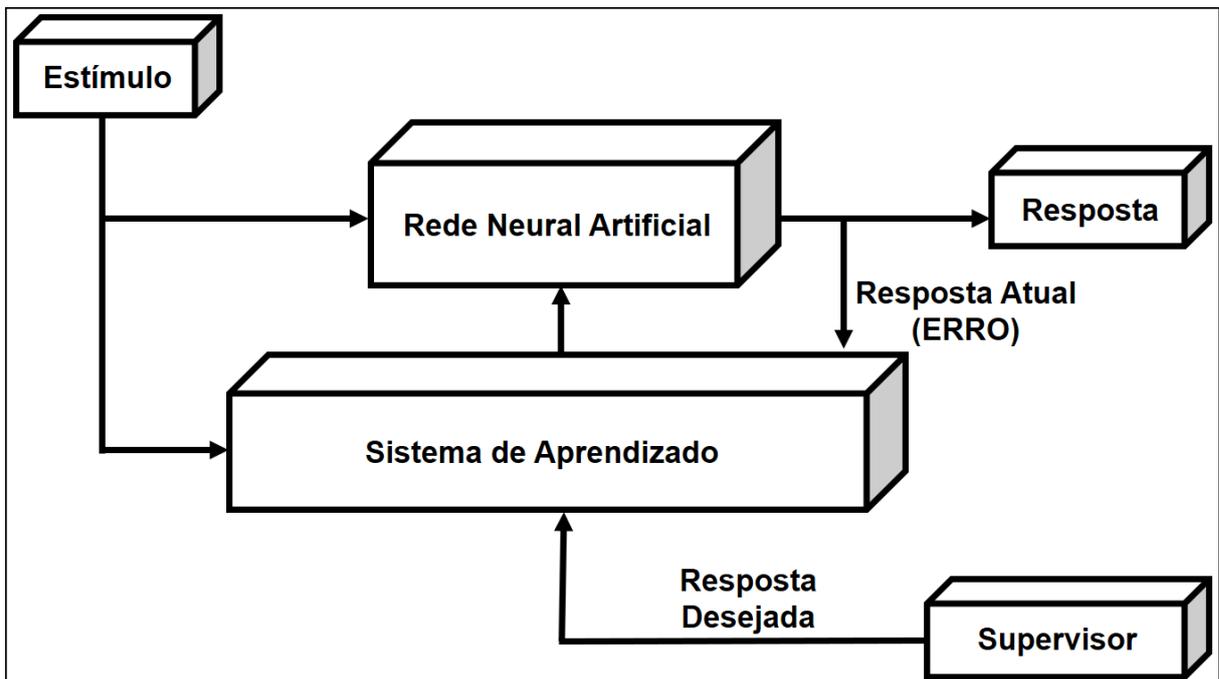


Figura 10.17: Aprendizado Supervisionado.

### 10.6.2 Aprendizado Não-supervisionado

No aprendizado não-supervisionado, diferente do aprendizado supervisionado, não há a presença de um supervisor ou professor no treinamento da rede devido a não haver padrões de saída (não se tem conhecimento prévio das possíveis respostas do meio à excitação). O treinamento da rede é feito no próprio dado de entrada, onde são criadas classes para características semelhantes. Para isso é essencial que os dados de entrada tenham boa regularidade e redundância. Caso um dado selecionado, por exemplo, não se assemelhe a nenhuma já determinada anteriormente, o sistema criará uma nova classe para que esse padrão de entrada. A figura 10.18 representa um esquema de funcionamento do Aprendizado Não-supervisionado.

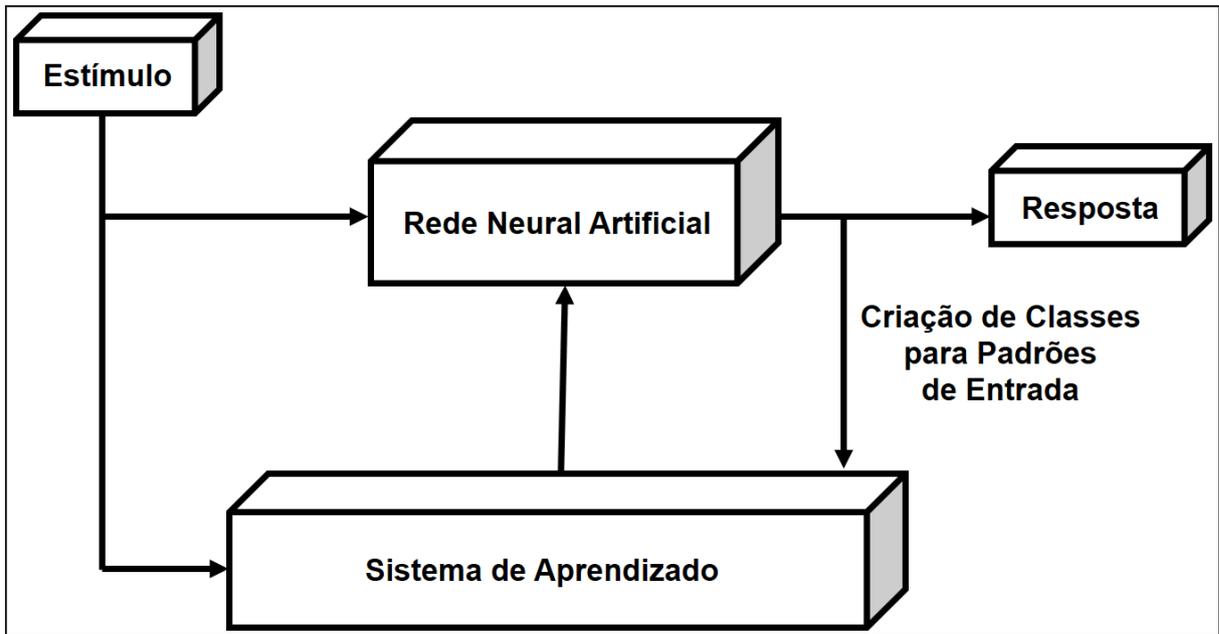


Figura 10.18: Aprendizado Não-supervisionado.

## 10.7 REDES NEURAIIS COMPETITIVAS

A rede neural competitiva é um caso particular de uma rede de aprendizagem não-supervisionada, sendo desenvolvida para reconhecer padrões presentes em dados de entrada na rede. Neste tipo de rede, a partir de padrões de entrada, há uma disputa entre as unidades de saída para decidir qual será ativada, ou seja, as unidades de saída competem entre si para decidir qual será a vencedora, a qual terá sua saída ativada.

Uma forma bem simples de aprendizagem competitiva é apresentada na figura 10.19, onde há uma única camada de neurônio de saída e cada neurônio de saída está conectado diretamente aos nós de entrada. Neste tipo de rede pode haver ainda as conexões de realimentação entre os neurônios as quais tem por finalidade realizar inibição lateral, em que cada neurônio inibi o neurônio ao qual está lateralmente conectado. Vale ressaltar que as conexões sinápticas apresentadas na figura 10.19 são todas excitatórias.

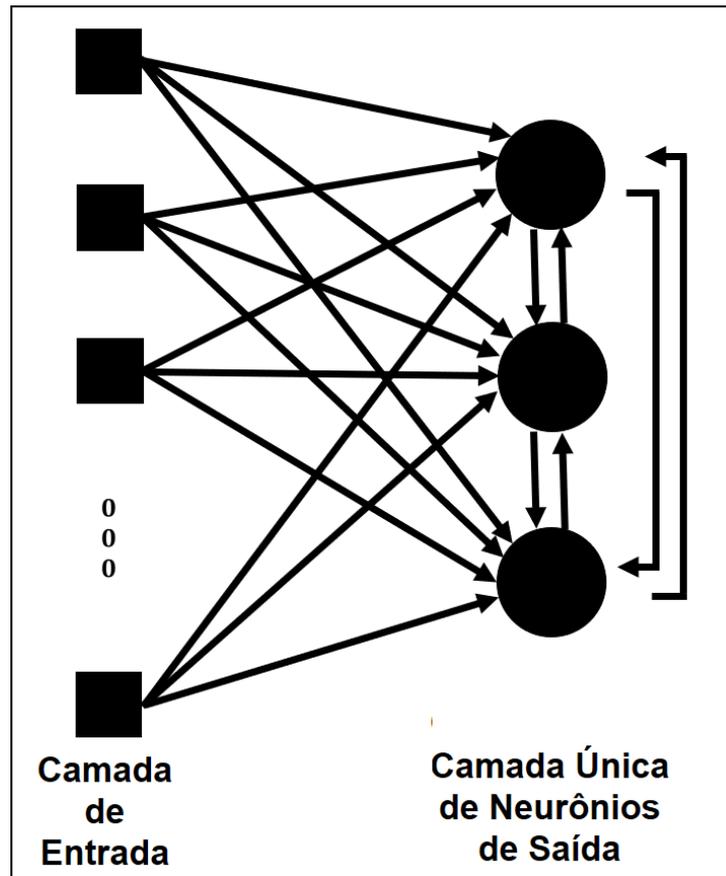


Figura 10.19: Exemplificação simples de uma aprendizagem competitiva.

### 10.7.1 Neurônio Competitivo

Para que um neurônio  $k$  seja o neurônio vencedor na competição é necessário que seu campo local induzido  $v_k$  para um padrão de entrada específico  $x$  seja maior do que todos os neurônios da rede. Com a finalidade de ressaltar o sinal de saída  $y_k$  do neurônio vencedor  $k$  é dado a ele um valor unitário e para os demais neurônios que perderam a competição é dado um valor zero, representado pela eq. 10.13,

$$y_k = \begin{cases} 1, & \text{se } v_k > v_j \text{ para todos os } j, j \neq k \\ 0, & \text{caso contrário} \end{cases}, \quad (10.13)$$

sendo  $v_k$  a ação combinada de todas as entradas diretas realimentadas pelo neurônio  $k$ .

Considerando-se  $w_{kj}$  o peso sináptico, o qual faz a conexão entre o nó de entrada  $j$  e o neurônio  $k$  e que para cada neurônio seja alocado uma quantidade fixa de peso sináptico, sendo todos os pesos positivos, distribuída entre seus nós de entrada, tendo como consequência a eq. 10.14,

$$\sum_j w_{kj} = 1, \text{ para todo } k. \quad (10.14)$$

Na regra de aprendizagem competitiva padrão é aplicada uma variação  $\Delta w_{kj}$  a qual é aplicada ao peso sináptico  $w_{kj}$ , representada pela eq. 10.15,

$$y_k = \begin{cases} \eta(x_j - w_{kj}), & \text{se o neurônio } k \text{ vencer a competição} \\ 0, & \text{se o neurônio } k \text{ perder a competição} \end{cases} \quad (10.15)$$

sendo  $\eta$  um parâmetro conhecido com taxa de aprendizagem. A consequência dessa regra ou o seu efeito global é o deslocamento do vetor de peso sináptico  $w_k$  do neurônio vencedor  $k$  em direção ao padrão de entrada  $x$ .

No caso geral, o treinamento de uma rede neural competitiva pode ser interpretado como uma movimentação contínua dos pesos associados as ligações sinápticas do neurônio vencedor na direção do centro de gravidade da nuvem ou padrão de entrada, que este particular neurônio representa ou é capaz de identificar ou classificar.

Barros (2007)

Na Figura 10.20a é mostrado três agrupamentos naturais de estímulos, representados por pontos pretos, e também é mostrado o estado inicial da rede, representado por cruzes, o qual pode existir antes do aprendizado competitivo. Após o aprendizado competitivo, representado pela figura 10.20b, é observado um deslocamento de cada vetor peso sináptico (representado por cruzes) para o centro de gravidade dos agrupamentos de padrões de entrada (representados por pontos pretos) correspondentes a eles.

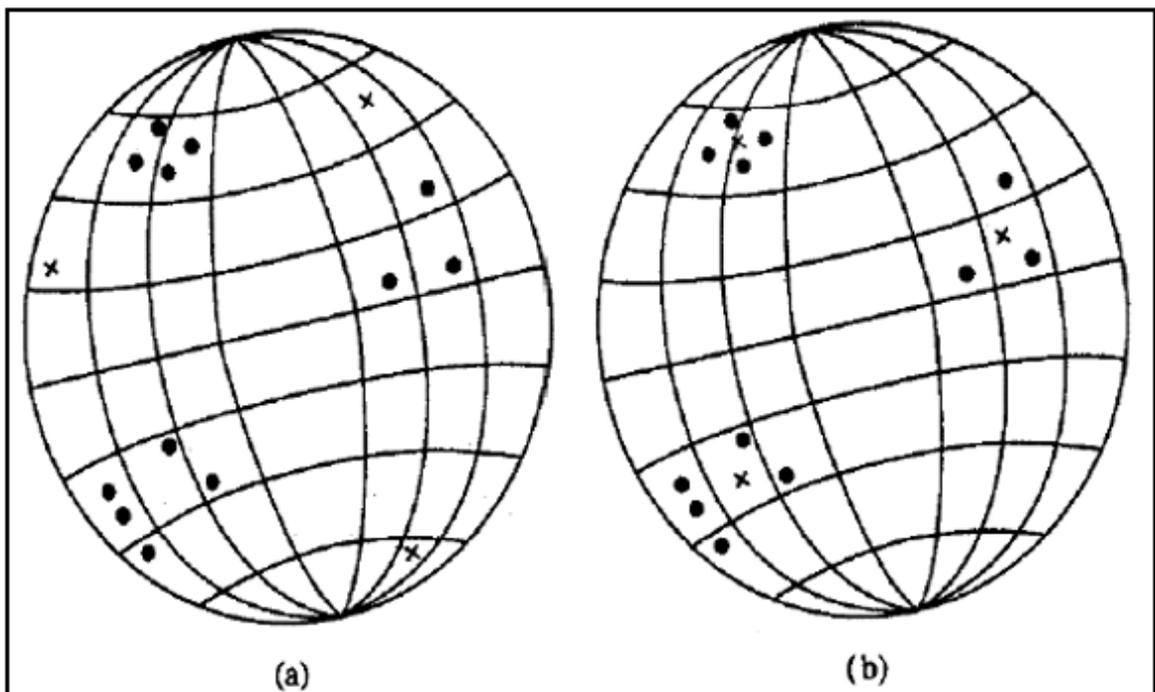


Figura 10.20: Interpretação geométrica do processo geométrico de aprendizagem competitiva, onde os pontos pretos representam os vetores correspondentes aos padrões de entrada e as cruzes os vetores de pesos sinápticos dos neurônios. (a) Representação do estado inicial da rede (antes da aprendizagem). (b) Representação do estado final da rede (após a aprendizagem) (Haykin, 2001).

## 10.8 REDE COMPETITIVA ANGULAR

A rede neural competitiva baseada na Regra de Kohonen (1982) tem por finalidade capturar relações estatisticamente relevantes contida nos dados de entrada. Em situações em que os dados de entrada são pontos no plano, a rede Kohonen vai em busca dos centros de gravidades das nuvens dos pontos existentes nos dados, observado na figura 10.20b. A rede Kohonen trata, no entanto, de relações de distâncias entre os pontos equivalentes aos dados de entrada e os pontos dos valores de pesos sinápticos correspondentes, determinados após a fase de treinamento.

As redes competitivas, em geral, são indicadas quando se busca a determinação das posições relativas dos pontos nos dados de entrada. No entanto, esta rede não é adequada quando se busca estabelecer padrões angulares presentes no dado de entrada. Para suprir essa limitação das redes competitivas, foi criada a Rede Competitiva Angular (Barros and Andrade, 2013), modelo de rede neural que encontra padrões angulares estatisticamente relevantes no espaço Euclidiano n-dimensional.

Importante ressaltar que a rede competitiva angular foi projetada para ser usada somente com vetores posição unitárias (vetor de comprimento 1 o qual representa a posição de um ponto P no espaço Euclidiano n-dimensional em relação a um ponto de referência).

A forma mais adequada para se armazenar as coordenadas do vetor diferença (dados de entrada da rede competitiva angular) em uma única posição de uma matriz é representar essas por meio de números complexos (Almeida, 2017). Denomina-se, para isso, Matriz de Diferença Global (*MDG*), eq. 10.16,

$$MRD = \begin{bmatrix} d_{11} & \cdots & d_{1i} & \cdots & d_{1n} \\ \vdots & \vdots & d_{ji} & \vdots & \vdots \\ d_{m1} & \cdots & d_{mi} & \cdots & d_{mn} \end{bmatrix}, \quad (10.16)$$

na qual o número de pontos de treinamento são representados pelas linhas da matriz e o número de pontos a serem processados pelas colunas, sendo a cada instante uma única coluna apresentada a camada de entrada para ser trabalhada pela rede. Cada ponto da matriz está representado na eq. 10.17,

$$d_{ji} = (x_j - x_i) + i(y_j - y_i), \quad (10.17)$$

e é mostrado na figura 10.21.

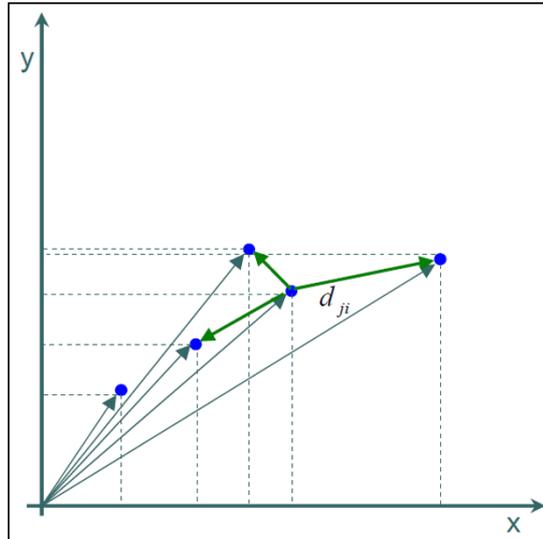


Figura 10.21: Representação da conversão dos dados brutos para dados de entrada da rede competitiva angular (Barros, 2007).

De forma resumida, a Rede Competitiva Angular é um modelo de rede neural não supervisionada do tipo competitiva cuja especialidade é determinar características angulares estatisticamente relevantes que eventualmente podem existir em conjuntos de dados de entrada.

### 10.8.1 Padrão Angular

Entende-se como Padrão Angular um ângulo ou direção que relaciona diversos vetores no espaço Euclidiano  $n$ -dimensional, o qual pode ser usado para classificá-los. A medida deste ângulo particular pode ser feita em relação a um eixo ortogonal (padrão linear), figura 10.22 ou a um vetor de referência qualquer (padrão arbitrário).

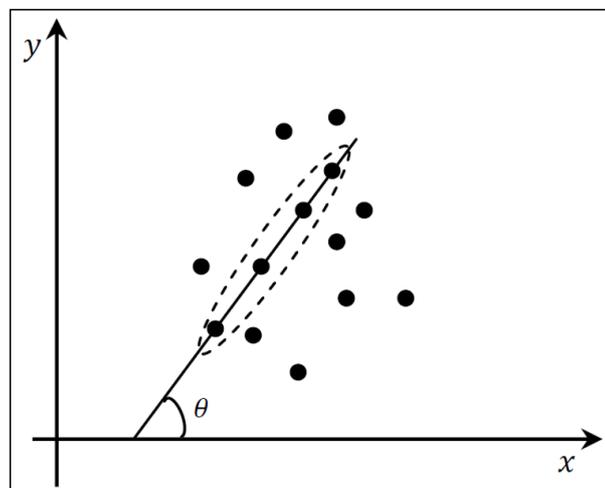


Figura 10.22: Classificação de pontos no plano cartesiano utilizando padrões angulares (Barros, 2011).

No conceito de Padrão Angular, a Proximidade Angular é entendida como um critério com a finalidade de promover a classificação dos pontos espalhados no espaço Euclidiano n-dimensional. Considerando a situação em que a classificação de um grupo (*cluster*) formados por pontos espalhados no plano cartesiano não podem ser envolvidos por uma circunferência como é feito na rede neural competitiva, se os *clusters* forem envolvidos por elipses, o padrão angular para classificar cada *cluster* é a direção do eixo maior ou do diâmetro transversal. A figura 10.22 apresenta um exemplo dessa classificação no plano cartesiano.

### 10.8.2 Arquitetura Vetorial

A arquitetura da rede competitiva angular é a mesma arquitetura da rede neural competitiva convencional, representada na figura 10.19. A primeira camada, conhecida como camada de entrada, é composta por n unidades sensoriais, os quais recebem o vetor de coordenadas  $\vec{x}_i$ , sendo este um vetor unitário mostrado na eq. 10.18,

$$x_i = (x_1, x_2, x_3, \dots, x_n) \longrightarrow \vec{x}_i = \frac{x_i}{|x_i|} \longrightarrow i = 1, 2, 3, \dots, n, \quad (10.18)$$

que representa o ponto final P de um vetor de entrada arbitrário. A camada de entrada é a camada que faz a leitura dos dados de entrada e em seguida transfere as informações para o interior da rede. Não há qualquer tipo de processamento nesta camada.

A segunda camada, também conhecida como camada competitiva angular, é composta pelos neurônios competitivos angulares, os quais estão conectados lateralmente com a camada de entrada e recebem informações dos neurônios da primeira camada a partir de conexões *feedforward* entre eles. Na camada competitiva angular é realizado um somatório dos dados recebidos através das conexões *feedforward*, o qual resulta em um valor conhecido como Potencial de Entrada. Cada neurônio competitivo possuirá o seu potencial de entrada. No entanto, o neurônio vencedor será aquele que no final da competição possuir o maior potencial de entrada. A eq. 10.19,

$$u_j = x_i w_j^T, \quad (10.19)$$

representa a operação de soma que ocorre na camada competitiva angular em função do Potencial de Entrada ( $u_j$ ) do neurônio  $j$ , sendo  $x_i$  um vetor de entrada onde n corresponde ao número de vetores de entrada,  $w_j^T$  a transposta do vetor de pesos sinápticos  $w_j$  onde  $k$  corresponde ao número de neurônios na camada competitiva. O vetor pesos sinápticos unitário é representado pela eq. 10.20,

$$w_j = (w_1, w_2, w_3, \dots, w_k) \longrightarrow \vec{w}_j = \frac{w_j}{|w_j|} \longrightarrow j = 1, 2, 3, \dots, k. \quad (10.20)$$

Por construção todos os vetores envolvidos tem a mesma dimensão e magnitude uni-

tária, isto é,  $|x_i| = |w_j| = 1$ . A partir dessa informação conclui-se que o Potencial de Entrada ( $u_j$ ) é o produto interno entre o vetor de entrada e o vetor peso sinápticos, ambos normalizados, sendo esta relação representada pela eq. 10.21,

$$u_i = \vec{x}_i \cdot \text{vec}w_j \cos\theta = \cos\theta, \quad (10.21)$$

sendo  $\theta$  o menor ângulo entre o vetor de entrada e o vetor peso sináptico.

A saída ( $y_j$ ) do neurônio angular  $j$  é determinada pela avaliação do potencial de entrada ( $u_j$ ) em uma Função de Ativação ( $f$ ), representada na eq. 10.22,

$$y_j = f(u_j). \quad (10.22)$$

#### 10.8.2.1 Função de Ativação em Redes Competitivas Angulares

Em um conjunto discreto ( $[0,1]$ ), a Função de Ativação define a saída de um neurônio angular. A Função de ativação na Rede Competitiva Angular é tomada como uma função caixa representada pela eq. 10.23,

$$f(u_j) = \begin{cases} 1, & -U \leq u_j \leq -L \text{ ou } L \leq u_j \leq U \\ 0, & \text{Caso contrário} \end{cases} \quad (10.23)$$

sendo  $L$  e  $U$  os valores que servem para definir os intervalos em que o potencial de entrada ( $u_j$ ) produz uma saída diferente de zero de um neurônio angular. A figura 10.23 é uma representação da função caixa correspondente a eq. 10.23.

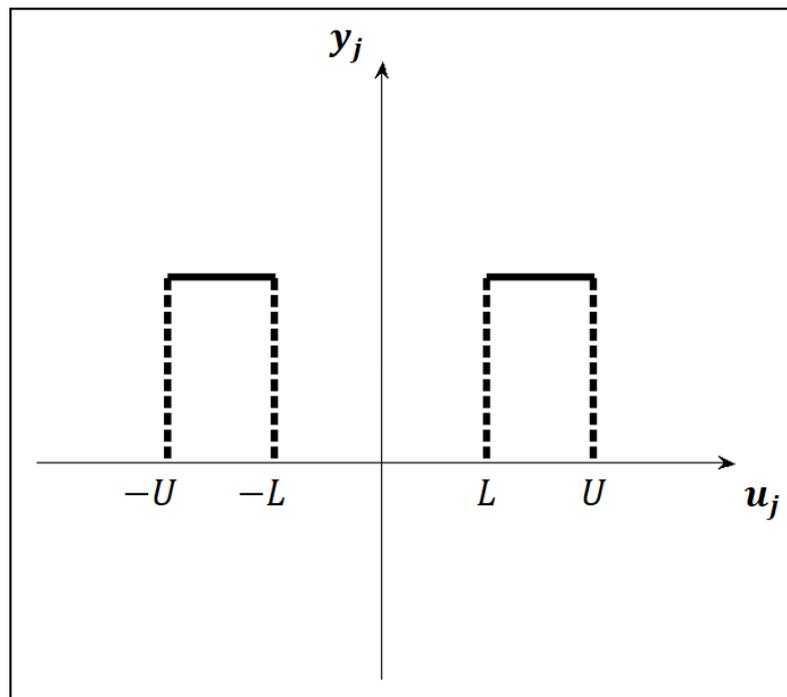


Figura 10.23: Função de Ativação em Redes Competitivas Angulares

A Função de Ativação tem grande importância na solução do problema de interesse. No caso de redes competitivas angulares, o ângulo formado pelos seus vetores posição é próximo de zero, ou seja, o cosseno no ângulo entre o vetor de entrada e o peso sináptico é aproximadamente 1 ( $\cos\theta \cong 1$ ). O neurônio vencedor ( $N_y$ ), contudo, será o maior valor para o cosseno do ângulo, ou seja, o maior produto interno, representado pela eq. 10.24,

$$N_y = \max(y_j). \quad (10.24)$$

### 10.8.3 Arquitetura Complexa

Em problemas envolvendo plano cartesiano, pode ser feita uma simplificação da arquitetura da rede competitiva angular fazendo uma associação do plano cartesiano para o plano complexo. Deste modo um vetor arbitrário de entrada  $x_k$ , representado pela eq. 10.25,

$$x_k = x_x \vec{i} + x_y \vec{j}, k = 1, 2, 3, \dots, n, \quad (10.25)$$

pode ser escrito na forma de um número complexo, representado pela eq. 10.26,

$$x_k = x_x + i x_y, i = 1, 2, 3, \dots, n, \quad (10.26)$$

sendo  $\vec{i}$  e  $\vec{j}$  vetores unitários na direção ortogonal,  $n$  o número do dado de entrada e  $i = \sqrt{-1}$ . Como consequência o número de neurônios de entrada na camada de entrada são reduzidos a um. No entanto, o número de neurônios angulares permanece constante, só havendo redução no número de conexões *feedforward*. A figura 10.24 é uma representação da arquitetura complexa.

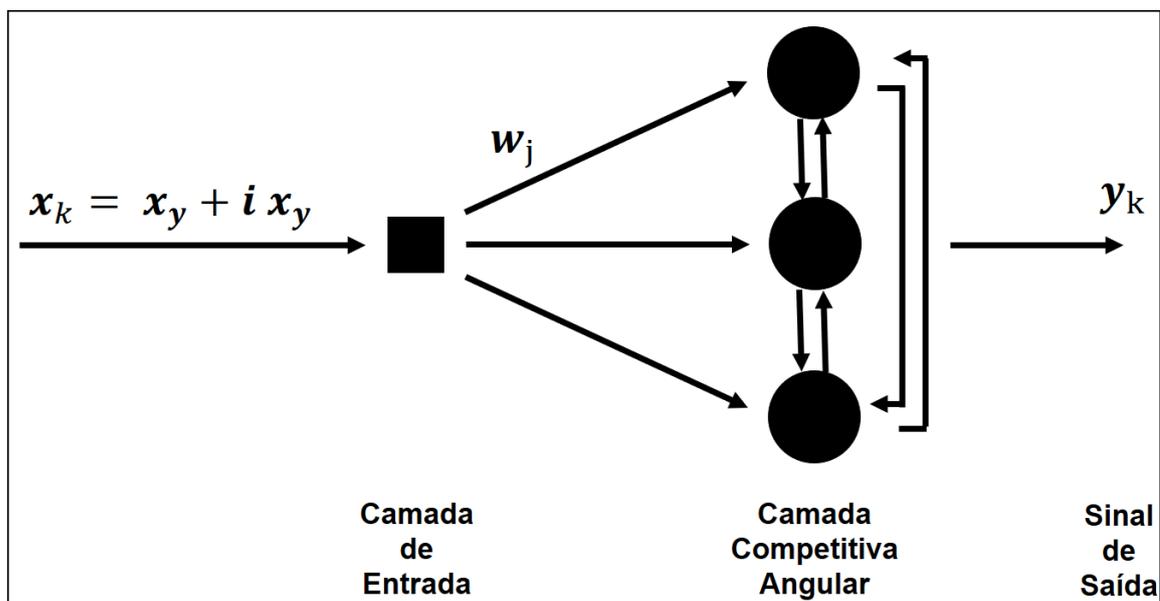


Figura 10.24: Arquitetura na forma complexa de uma rede competitiva angular.

Por construção todos os números complexos envolvidos tem magnitude 1, isto é,  $|x_k| = |w_j| = 1$ . Com isso conclui-se que o Potencial de Entrada ( $u_k$ ) é a parte real do produto entre o número complexo de entrada unitário ( $x_k$ ) e o peso sinápticos complexo unitário ( $w_j$ ), sendo esta relação representada pela eq. 10.27,

$$u_k = \text{real}(x_k w_j) = \cos\theta \quad (10.27)$$

sendo  $k$  o número de neurônios na camada competitiva angular,  $\theta$  o menor ângulo entre o número de entrada unitário e o peso sináptico unitário no plano complexo. O pesos sinápticos complexo unitário ( $w_j$ ) é representado pela eq. 10.28,

$$w_j = w_x + iw_y, j = 1, 2, 3, \dots, k. \quad (10.28)$$

A saída ( $y_j$ ) do neurônio angular  $j$  não sofre modificação na arquitetura complexa e continua sendo determinada através da avaliação do potencial de entrada ( $u_k$ ) em uma Função de Ativação ( $f$ ), representada na eq. 10.22. Também é importante ressaltar que não há modificação na função de ativação, sendo esta a mesma utilizada na arquitetura vetorial.

## 11 INFERÊNCIA *FUZZY*

A lógica *fuzzy* surge da ideia de se mapear variáveis que não têm equivalência matemática definida (Weber and Klein, 2003). *Fuzzy*, em inglês, significa incerto, duvidoso, nebuloso e expressa valores com graus de certeza, de associação ou valores de pertinência intermediários entre os valores extremos de verdadeiro e falso do cálculo proposicional clássico (bivalente).

A lógica *fuzzy* é baseada na teoria dos conjuntos *fuzzy* utilizadas quando os dados envolvidos no problema ou o raciocínio dele é aproximado, impreciso e/ou incerto. O conceito de lógica *fuzzy* é utilizado para a solução de problemas que envolvem a transformação de uma informação não quantificada (variável linguística) em linguagem matemática (variável numérica). Diferente da lógica clássica, onde uma afirmação é verdadeira ou falsa exclusivamente, a lógica *fuzzy* considera níveis ou graus de verdade ou falsidade de uma informação.

Em outras palavras, na lógica clássica a informação verdadeira ou falsa pode ser matematicamente escrita ou codificada, atribuindo-se o valor 0 (zero) para a informação falsa e 1 (um) para a informação verdadeira. Na lógica *fuzzy* são atribuídos valores contínuos no intervalo  $[0,1]$  admitindo-se níveis entre a informação completamente falsa e a informação completamente verdadeira.

Podemos verificar exemplos na geologia em que uma classificação granulométrica utilizando a lógica clássica resultaria na seguinte sequência decrescente do tamanho do grão: cascalho, areia, silte e argila. Uma classificação granulométrica considerando a lógica *fuzzy* admitiria níveis de transição entre cada classe, como por exemplo a sequência granodrecrescente: cascalho, areia grossa, areia média, areia fina, silte, argila. Na figura 11.1 e na figura 11.2, são mostrados exemplos de funções de pertinência de sedimentos clásticos para o caso *crisp* (lógica clássica ou booleana) e *fuzzy*, criadas a partir dos dados da tabela 11.1. Nota-se na Figura 11.1 que pela lógica clássica um sedimento de tamanho 2mm será classificado areia e um outro com tamanho 2,0001mm cascalho. Trocando-se a função de pertinência *crisp* pela *fuzzy*, 11.2, verifica-se que para sedimentos com tamanho 1mm é areia com grau de pertinência 0,9 e com tamanho de 3mm é areia com grau 0,2.

Tabela 11.1: Escala de classificação *crisp* para sedimentos clásticos baseados no tamanho da partícula em incremento de potência dois.

Potência de 2	Tamanho do grão	Classificação
12	4096	Cascalho
11	2048	
10	1024	
9	512	
8	256	
7	128	
6	64	
5	32	
4	16	
3	8	
2	4	
1	2	
0	1	
-1	$\frac{1}{2}$ 0,5	
-2	$\frac{1}{4}$ 0,25	
-3	$\frac{1}{8}$ 0,125	
-4	$\frac{1}{16}$ 0,0625	Silte
-5	$\frac{1}{32}$ 0,0313	
-6	$\frac{1}{64}$ 0,0156	
-7	$\frac{1}{128}$ 0,0078	
-8	$\frac{1}{258}$ 0,0039	Argila
-9	$\frac{1}{512}$ 0,0019	
-10	$\frac{1}{1024}$ 0,00098	
-11	$\frac{1}{2048}$ 0,00049	

Fonte: Saggaf and Nebrija (2003)

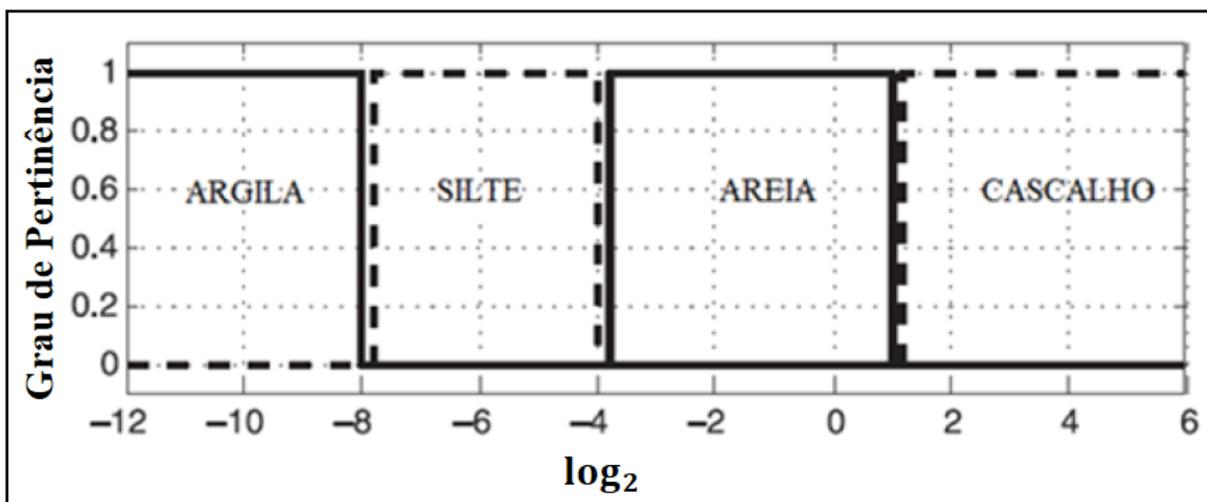


Figura 11.1: Função de pertinência para classificação *crisp* de sedimentos clásticos (Saggaf and Nebrija, 2003).

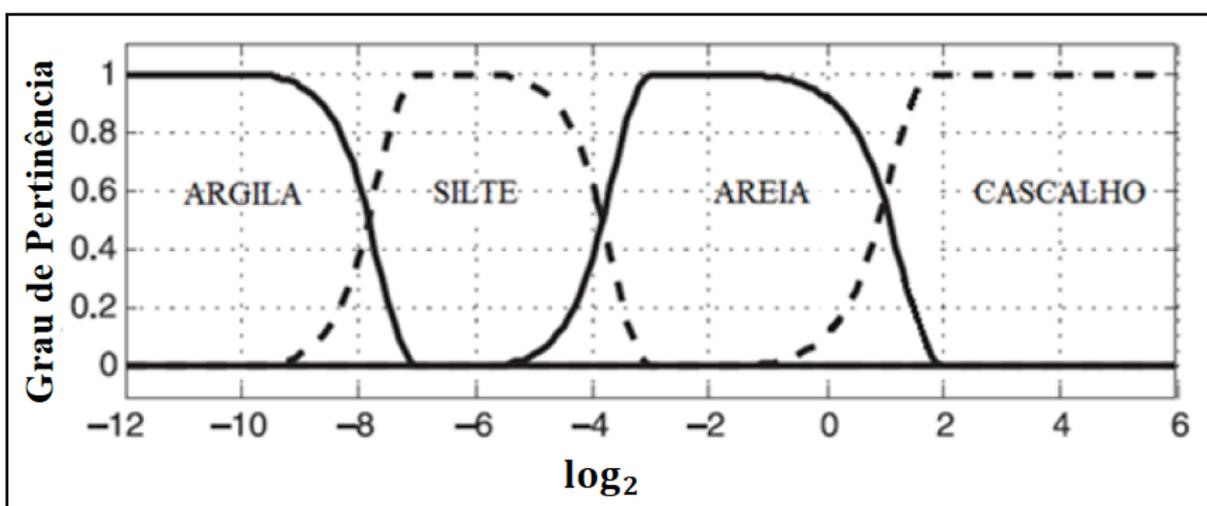


Figura 11.2: Função de pertinência para classificação *fuzzy* de sedimentos clásticos (Saggaf and Nebrija, 2003).

## 11.1 TEORIA DO CONJUNTO CLÁSSICO

Na teoria clássica dos conjuntos, um subconjunto  $A$  de um conjunto  $S$  é definido como um mapeamento dos elementos de  $S$  nos elementos do conjunto  $0,1$ . Esse mapeamento é usualmente expresso por pares ordenados, em que o primeiro elemento do par é representativo de um dos elementos do conjunto  $S$ , e o segundo, um elemento do conjunto  $0,1$ . Esses valores  $1$  e  $0$  representam, respectivamente, a pertinência e a não-pertinência de um elemento de  $S$  em  $A$  (ou a verdade e a falsidade da afirmação de que um elemento de  $S$  pertence a  $A$ ).

Oliveira Jr et al. (2007)

Seja um universo  $X$  qualquer e um elemento particular a ele,  $x \in X$ , o grau de pertinência,  $\mu_a(x)$ , com respeito a um conjunto  $X$  é caracterizado por:

$$\mu_a(x) = \begin{cases} 1, & \text{se } x \in X \\ 0, & \text{se } x \notin X \end{cases} \quad (11.1)$$

### 11.1.1 Operação em conjuntos clássicos

Sejam  $A$  e  $B$  dois conjuntos no universo  $X$ :

- A união entre esses 2 conjuntos, denotada pela eq. ??,

$$A \cup B = x | x \in A \text{ ou } x \in B, \quad (11.2)$$

representa todos aqueles elementos que residem no conjunto  $A$ , no conjunto  $B$ , ou em ambos os conjuntos  $A$  e  $B$ . A figura 11.3 representa a seguinte operação de união em termos do diagrama de *Venn*.

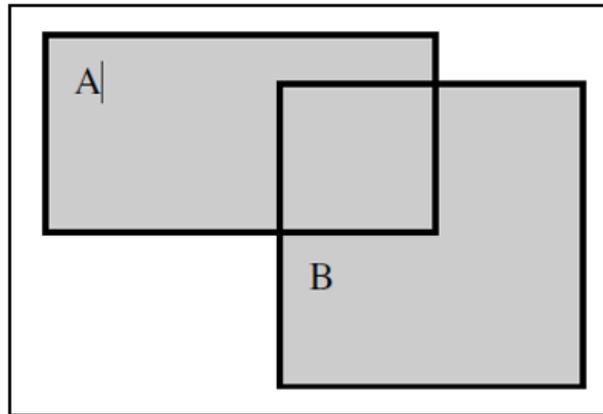


Figura 11.3: União entre os conjuntos  $A$  e  $B$  (Ross et al., 2004).

- A interseção de  $A$  e  $B$ , denotada pela eq. 11.3,

$$A \cap B = x | x \in A \text{ e } x \in B \quad (11.3)$$

representa todos os elementos do universo  $X$  que residem simultaneamente nos conjuntos  $A$  e  $B$ . A figura 11.04 representa a seguinte operação de interseção em termos do diagrama de *Venn*.

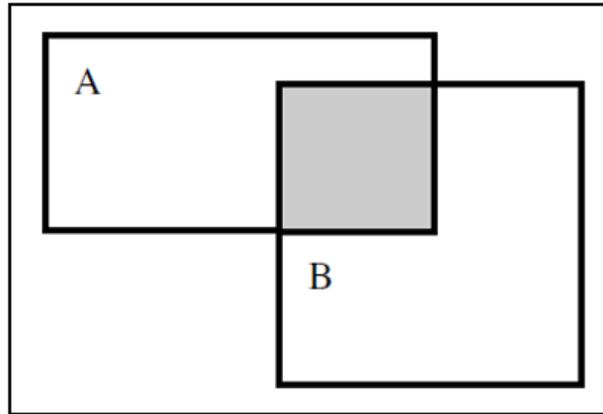


Figura 11.4: Interseção de A e B (Ross et al., 2004).

- O complemento de um conjunto A, denotado pela eq. 11.4,

$$\bar{A} = \{x | x \notin A, x \in B\}, \quad (11.4)$$

é definido como a coleção de todos os elementos no universo que não residem no conjunto A. A seguinte operação é representada pela figura 11.5, em termos do diagrama de Venn.

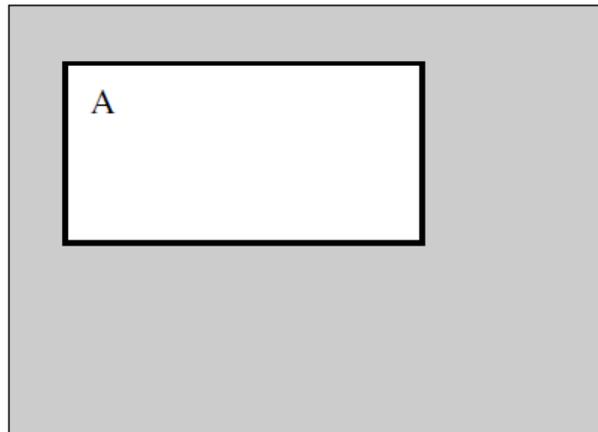


Figura 11.5: Complemento do conjunto A (Ross et al., 2004).

- A diferença de um conjunto A com relação a um conjunto B, denotado pela eq. 11.5,

$$A|B = \{x | x \in A \text{ e } x \notin B\} \quad (11.5)$$

é definido como a coleção de todos os elementos no universo que residem em A, mas não residem em B simultaneamente. A seguinte operação é representada pela figura 11.6, em termos do diagrama de Venn.

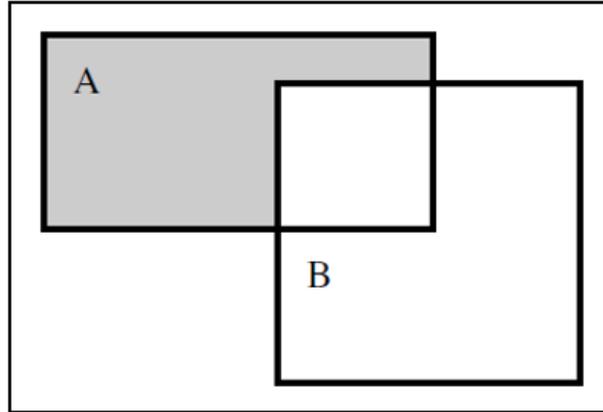


Figura 11.6: Diferenciação de A com relação a B (Ross et al., 2004).

### 11.1.2 Propriedades dos conjuntos clássicos

É importante o conhecimento de certas propriedades de conjuntos porque elas influenciam na manipulação algébrica dos mesmos. Algumas propriedades de conjuntos clássicos, que também possuem similaridade com as de conjunto *fuzzy*, serão mostradas a seguir:

- Propriedade da comutatividade, representado pela eq. 11.6:

$$A \cup B = B \cup A; A \cap B = B \cap A. \quad (11.6)$$

- Propriedade da associatividade, representado pela eq. 11.7:

$$A \cup (B \cap C) = (A \cup B) \cap C; A \cap (B \cup C) = (A \cap B) \cup C. \quad (11.7)$$

- Propriedade da distributividade, representado pela eq. 11.8:

$$A \cup (B \cap C) = (A \cup B) \cap (A \cup C); A \cap (B \cup C) = (A \cap B) \cup (A \cap C). \quad (11.8)$$

- Propriedade da idempotência, representado pela eq. 11.9:

$$A \cup A = A; A \cap A = A. \quad (11.9)$$

- Propriedade da identidade, representado pela eq. 11.10:

$$A \cup \phi = A; A \cap X = A; A \cap \phi = \phi; A \cup X = X. \quad (11.10)$$

- Propriedade da transitividade, representado pela eq. 11.11:

$$\text{Se } A \subseteq B \text{ e } B \subseteq C, \text{ Entao } A \subseteq C. \quad (11.11)$$

- Propriedade da involução, representado pela eq. 11.12:

$$\bar{\bar{A}} = A. \quad (11.12)$$

### 11.1.3 Mapeamento de conjuntos clássicos em funções

Seja  $A$  e  $B$  dois conjuntos no universo  $X$ :

- A união desses dois conjuntos em termos de pertinências teóricas é representado pela equação 11.13 (o símbolo  $\vee$  representa o operador máximo):

$$A \cup B \longrightarrow X_{A \cup B}(x) = X_A(x) \vee X_B(x) = \max(X_A(x), X_B(x)). \quad (11.13)$$

- A interseção desses dois conjuntos em termos de pertinências teóricas é representado pela equação 11.14 (o símbolo  $\wedge$  representa o operador mínimo):

$$A \cap B \longrightarrow X_{A \cap B}(x) = X_A(x) \wedge X_B(x) = \min(X_A(x), X_B(x)). \quad (11.14)$$

- A complementação de um único conjunto, dito  $A$ , é representado pela equação 11.15:

$$\bar{A} \longrightarrow X_{\bar{A}}(x) = 1 - X_A(x). \quad (11.15)$$

- Para dois conjuntos em um mesmo universo, ditos  $A$  e  $B$ , se um conjunto ( $A$ , por exemplo) é contido no outro ( $B$ , por exemplo), então  $A$  e  $B$  obedecem a propriedade representada pela equação 11.16:

$$A \subseteq B \longrightarrow X_A(x) \leq X_B(x). \quad (11.16)$$

## 11.2 TEORIA DO CONJUNTO *FUZZY*

Um conjunto *fuzzy*  $A$  é caracterizado pelo par  $(x, \mu_A(x))$ , no qual  $x$  é a variável, contínua ou discreta, do universo em estudo, e  $\mu_A$  é uma função cuja imagem está contida em  $[0,1]$ .

Oliveira Jr et al. (2007)

### 11.2.1 Operação em conjuntos *fuzzy*

Seja três conjuntos *fuzzy*  $\underline{A}$ ,  $\underline{B}$  e  $\underline{C}$ . Para um dado elemento  $x$  do universo  $X$ , a seguinte operação de pertinência teórica para as operações de conjuntos teóricos de união, interseção e complemento são definidas por  $\underline{A}$ ,  $\underline{B}$  e  $\underline{C}$  em  $X$ :

- Operação de união definida pela eq. 11.17,

$$\mu_{\underline{A} \cup \underline{B}}(x) = \mu_{\underline{A}}(x) \vee \mu_{\underline{B}}(x) \quad (11.17)$$

está representada pela figura 11.7, em termos do diagrama de Venn.

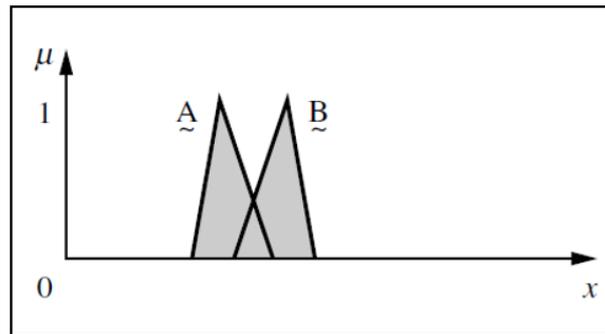


Figura 11.7: União dos conjuntos *fuzzy* A e B (Ross et al., 2004).

- Operação de interseção definida pela eq. 11.18,

$$\mu_{\underline{A} \cap \underline{B}}(x) = \mu_{\underline{A}}(x) \wedge \mu_{\underline{B}}(x), \quad (11.18)$$

está representada pela figura 11.8, em termos do diagrama de Venn.

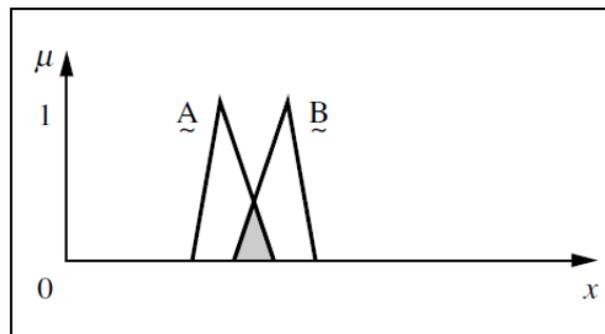


Figura 11.8: Interseção dos conjuntos *fuzzy* A e B (Ross et al., 2004).

- Complemento definido pela eq. 11.19,

$$\mu_{\overline{\underline{A}}}(x) = 1 - \mu_{\underline{A}}(x), \quad (11.19)$$

está representada pela figura ??, em termos do diagrama de Venn.

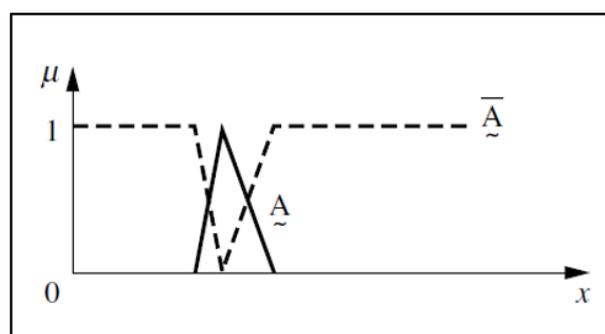


Figura 11.9: Complemento do conjunto *fuzzy* A (Ross et al., 2004).

### 11.2.2 Propriedades dos conjuntos *fuzzy*

Pelo fato de os valores de pertinência do conjunto clássico serem um subconjunto do intervalo  $[0,1]$ , conjunto clássico pode ser entendido como um caso especial do conjunto *fuzzy*, possuindo, contudo, as mesmas propriedades. A seguir estão são listadas as seguintes propriedades dos conjuntos *fuzzy*:

- Propriedade da comutatividade, representado pela eq. 11.20:

$$A \cup B = B \cup A; A \cap B = B \cap A \quad (11.20)$$

- Propriedade da associatividade, representado pela eq. 11.21:

$$A \cup (B \cap C) = (A \cup B) \cap C; A \cap (B \cup C) = (A \cap B) \cup C. \quad (11.21)$$

- Propriedade da distributividade, representado pela eq. 11.22:

$$A \cup (B \cap C) = (A \cup B) \cap (A \cup C); A \cap (B \cup C) = (A \cap B) \cup (A \cap C). \quad (11.22)$$

- Propriedade da idempotência, representado pela eq. 11.23:

$$A \cup A = A; A \cap A = A. \quad (11.23)$$

- Propriedade da identidade, representado pela eq. 11.24:

$$A \cup \phi = A; A \cap X = A; A \cap \phi = \phi; A \cup X = X. \quad (11.24)$$

- Propriedade da transitividade, representado pela eq. 11.25:

$$\text{Se } A \subseteq B \text{ e } B \subseteq C, \text{ Entao } A \subseteq C. \quad (11.25)$$

- Propriedade da involução, representado pela eq. 11.26:

$$\bar{\bar{A}} = A. \quad (11.26)$$

### 11.3 FUNÇÕES DE PERTINÊNCIAS

Na lógica *fuzzy*, variáveis linguísticas são transformadas em conjuntos *fuzzy*. Cada conjunto *fuzzy* possui sua função de pertinência característica, ou seja, as funções de pertinências são as formas de representação dos conjuntos *fuzzy*. Dependendo do tipo de problema e variáveis em estudo, elas podem assumir formas distintas, como função de pertinência do tipo Triangular, Trapezoidal, Gaussiana e Sigmoidal vistos na figura 11.10.

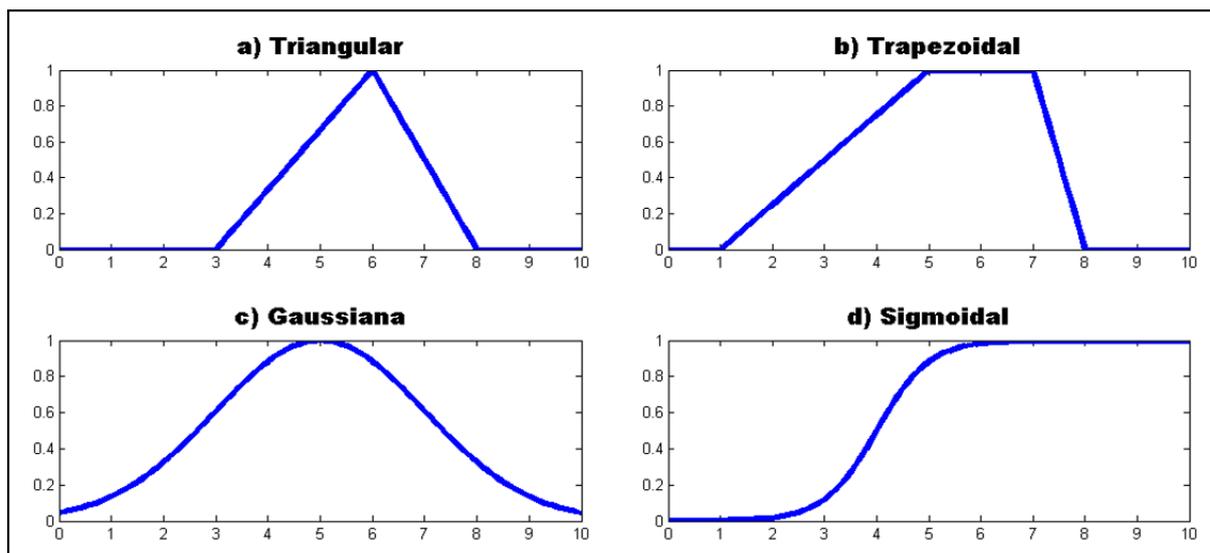


Figura 11.10: Exemplo de Função de Pertinência Triangular (a), Trapezoidal (b), Gaussiana (c) e Sigmoidal (d).

É importante que haja atenção na hora da escolha da função de pertinência, uma vez que, dependendo do problema a ser resolvido, algumas delas acabam sendo mais precisas do que outras. Em outras palavras, algumas funções de pertinências representam melhor certos problemas do que outras.

#### 11.4 RACIOCÍNIO FUZZY

O raciocínio *fuzzy* convencional é dividido basicamente em 3 etapas: Fuzzificação, Inferência e a Defuzzificação, representado na pela figura 11.11.

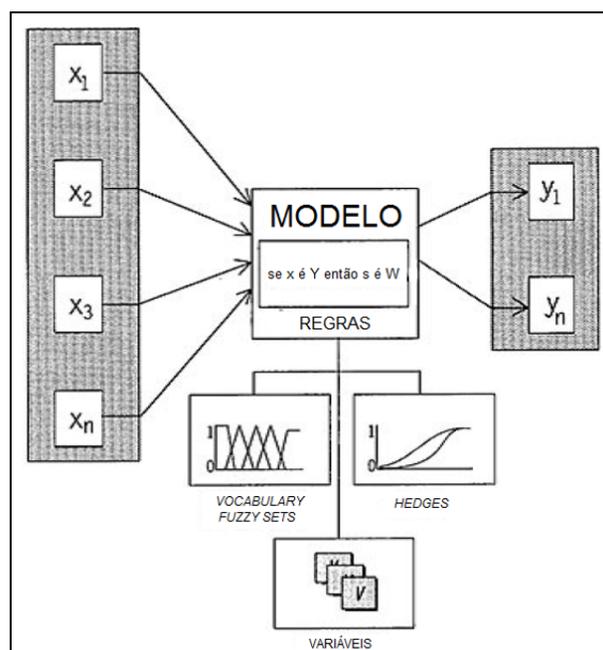


Figura 11.11: Esquema das etapas de inferência *fuzzy* convencional. (Cox, 1994)

### 11.4.1 Fuzzificação

Etapa no processo do raciocínio *fuzzy* na qual é feita a modelagem matemática das informações de entrada através da criação de conjuntos *fuzzy* referente às mesmas. Nesta etapa são criadas as funções de pertinências para as variáveis de entrada. Em outras palavras, a fuzzificação vai ser nada mais que uma conversão dos dados geofísicos de poço para o domínio *fuzzy*, através da criação das funções de pertinências.

### 11.4.2 Inferência

A inferência *fuzzy* é a etapa na qual os conjuntos são avaliados nas funções de pertinências criadas na etapa de fuzzificação, para descobrir o grau de pertinência entre os mesmos. Esse processo envolve basicamente função de pertinência, operadores da lógica e as regras SE-ENTÃO. São conhecidos dois tipos de sistemas de inferência *fuzzy* que são do tipo Mamdani e do tipo Sugeno.

#### 11.4.2.1 Inferência *Fuzzy* de Sugeno

Este método consiste, especificamente, em se obter as contribuições individuais  $u_i$  de cada uma das regras ativadas (disparadas). Em seguida pondera-se (combina-se) todas as contribuições individuais produzindo-se a resposta final  $u$ . Deste modo, a saída numérica é calculada pela soma das saídas das regras, ponderada pelo grau de ativação (disparo) de cada uma  $\mu_i$ .

Zimmermann (2011)

#### 11.4.2.2 Inferência *Fuzzy* de Mamdani

Este método, conhecido também como inferência MIN-MAX, é o mais utilizado devido sua implementação ser simples e eficaz. Chama-se MIN-TERMO a qualquer produto (operação E ou interseção) de  $n$  variáveis booleanas distintas. Da mesma forma, chama-se MAX-TERMO a qualquer soma (operação OU ou união) de  $n$  variáveis booleanas distintas.

Weber and Klein (2003)

Neste trabalho foi usado a Inferência *Fuzzy* de Mamdani.

### 11.4.3 Defuzzificação

Defuzzificação é uma etapa contrária à fuzzificação que transforma o dado nebuloso em dado quantitativo. Um exemplo típico é dado pelo fato em que um aluno recebe a notícia do professor que sua nota foi “ótima”, e imagina ter sido 9 ou maior. A defuzzificação tem um impacto significativo no desempenho no controlador *fuzzy*. Portanto existem diversos métodos para a defuzzificação, mas o importante é escolher

o método que melhor se adequar ao problema.

Kohagura (2007)

### 11.4.3.1 Método da média dos máximos (MOM)

Uma técnica utilizada para a defuzzificação é a aplicação do método da media dos máximos. O operador *fuzzy* Máximo assemelha-se à operação Booleana “OU” (união), sendo as evidências combinadas segundo a função  $m = \max(m_a, m_b, m_c, \dots)$ , onde  $m_a$ ,  $m_b$  e  $m_c$  correspondem aos valores dos membros *fuzzy* das evidências dos valores de pertinência. Nessa operação o valor de saída para um dado ponto será o maior valor de entrada dos planos de informação. O operador *fuzzy* Máximo é o mais otimista entre operadores *fuzzy*, sendo indicado para situações onde a existência de apenas uma evidência é suficiente para indicar regiões potenciais à ocorrência de determinada evidência, em outras palavras no método de medida dos máximos, o valor numérico de saída corresponde ao ponto do universo de discurso que corresponde a media dos pontos de máximos local da função de pertinência de saída, produzido pelo processo de inferência.

Tapia (2015)

Em outras palavras, este método basicamente calcula a coordenada das abscissas da média dos máximos quando a função de saída do sistema *fuzzy* possui mais de um valor máximo, eq. 11.27,

$$z^* = \frac{a + b}{2}, \quad (11.27)$$

sendo  $z^*$  a coordenada das abscissas da média dos máximos,  $a$  e  $b$  duas média, como visto na figura 11.12,

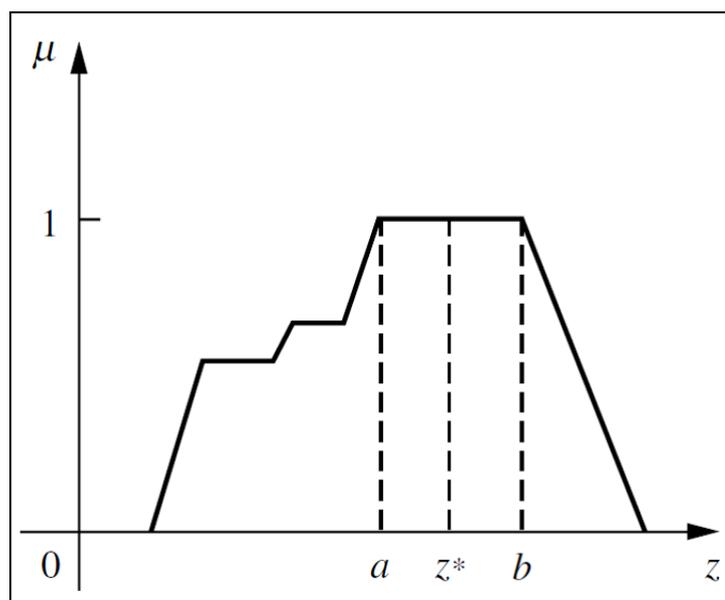


Figura 11.12: Exemplificação do Método de Defuzzificação da Média dos Máximos (MOM) (Cox, 1994).

# 12 ARTIGO I: CARACTERIZAÇÃO FÍSICA DA MATRIZ PARA O CÁLCULO DA POROSIDADE UTILIZANDO REDE NEURAL COMPETITIVA ANGULAR

## RESUMO

A porosidade é a propriedade petrofísica que traduz o volume de fluido por unidade de volume de rocha. Nestes termos, a sua mais realística determinação é fundamental para a estimativa de reservas de hidrocarbonetos e para a definição das estratégias de exploração do poço. O objetivo deste trabalho é apresentar uma metodologia que possibilita a determinação, exclusivamente a partir dos dados registrados nos perfis, dos chamados parâmetros de porosidade, que são os valores dos perfis mensurados em uma rocha constituída exclusivamente pela matriz e independente do número de minerais e das argilas presentes na constituição da fração sólida da rocha. A metodologia aqui desenvolvida para a determinação dos parâmetros de porosidade da matriz se baseia em um novo modelo de rocha, no método densidade-neutrônico e nas equações de calibração dos perfis de densidade e de porosidade neutrônica. O equacionamento algébrico leva a um sistema sobredeterminado, ou mais incógnitas do que equações. Neste trabalho, apresentamos uma forma de solucionar o problema com a determinação de uma das incógnitas envolvidas a partir do lançamento dos pontos com pares ordenados na forma (densidade, porosidade neutrônica) no gráfico densidade-neutrônico, que é então interpretado por uma rede competitiva angular. E qualitativamente, os resultados do desenvolvimento desse trabalho mostram uma qualidade superior ao método convencional, evidenciando que essa possa futuramente ser bastante utilizada na indústria.

**Palavras-chaves:** Perfilagem geofísica de poço. Avaliação de formação. Perfil de porosidade. Perfil litológico. Rede neural artificial.

## ABSTRACT

Porosity is a petrophysical property that reflects the volume of fluid per volume unit of rock. In these terms, the more realistic determination of it is essential for the estimation of hydrocarbon reserves and for the definition of well exploitation strategies. The objective of this work is to present a methodology that allows the determination, exclusively from the data recorded on well logs, known by porosity parameters, which are the values of logs measured in a rock constituted exclusively by the matrix and independent of the minerals number and clays present in the constitution of the rock solid fraction. For this, a technique is created based on a new model of rock, the density-neutron cross plot and the calibration equations of density and neutron porosity logs. The algebraic equation leads to an overdetermined system, in other words, more equations than unknowns. In this work, a way of solving the problem is shown by the determination of one of the unknowns involved from the launch of the points with ordered pairs in the form (density, neutron porosity) in the density-neutron cross plot, which is interpreted by an angular competitive neural network. Qualitatively, the results of the development of this work show a higher quality than the conventional method, showing that this may, in future, be used in the industry.

**Keywords:** Geophysical well logging. Formation evaluation. Porosity log. Lithology log. Artificial neural network.

## 12.1 INTRODUÇÃO

A avaliação de formação ou o cálculo do volume do hidrocarboneto *in place* de um trecho de poço recém-perfurado necessita de diversas informações que são características exclusivas dos reservatórios de um particular campo petrolífero. As informações necessárias, fornecidas durante a operação de perfilagem, refletem as características geológicas das camadas reservatórios e auxiliam na sua qualificação como um reservatório de hidrocarboneto e a quantificação realística da reserva.

A qualificação de um reservatório de hidrocarboneto é auxiliada pela interpretação de propriedades petrofísicas de camadas de rochas atravessadas por um poço. Essas propriedades são adquiridas na etapa de avaliação de formação, na qual propriedades físicas medidas no poço durante a operação de perfilagem são convertidas em propriedades petrofísicas para uma futura interpretação.

Uma das propriedades petrofísicas de grande importância na qualificação de um reservatório de hidrocarboneto é a porosidade, propriedade que indica diretamente o volume de fluido por unidade de volume de rocha. Nesses termos, a sua mais realística determinação é fundamental para a estimativa de reservas de hidrocarbonetos e para a definição das estratégias de exploração do poço.

Na geofísica de poço, foram desenvolvidas várias ferramentas, cujas propriedades mensuradas são sensibilizadas pelo volume de fluido. Essas propriedades expressam as características de volume do material rochoso. As ferramentas clássicas de porosidade são a sônica, a densidade e a porosidade neutrônica. Em termos práticos é trivial perceber a relação entre o volume de rocha investigado pela ferramenta com a sua densidade. A mesma relação não é especificamente trivial quando se trata da propagação de uma onda mecânica, como no caso da ferramenta sônica, ou da atenuação de um fluxo artificial de nêutrons, que é o caso da ferramenta de porosidade neutrônica.

Na Avaliação de Formação, foram apresentados inúmeros métodos para a estimativa da porosidade em termos das medidas das ferramentas clássicas. A maioria desses trabalhos tem como base os experimentos laboratoriais de Wyllie et al. (1956) que utilizando as medidas de tempo de transito estabeleceu uma relação do tempo de transito na rocha em função dos tempos de transito em cada um de seus constituintes e dos seus volumes relativos. O trabalho original de Wyllie considerou apenas rochas isentas de argilosidade e constituídas por um único mineral e água doce. A extensão natural do trabalho de Wyllie para a realidade geológica das rochas recebe o nome de modelo petrofísico, no qual é considerado a presença de vários minerais e da argila na constituição rochosa.

O modelo petrofísico, representado por uma equação chamada lei das misturas, relaciona os efeitos das propriedades físicas dos constituintes da rocha (matriz, fluido e argila) e os seus respectivos volumes relativos como uma combinação linear entre eles. Assim, para se calcular valores realistas ou não errôneas (valores otimistas e pessimistas) de po-

rosidade é necessário que haja informações confiáveis sobre as propriedades físicas para a matriz, para o fluido e para a argila mensuradas encontradas nos perfis de porosidade.

### 12.1.1 Relevância

Para um modelo de rocha descrito pela geofísica de poço, matriz é a parte sólida da rocha formada por um conjunto de minerais formadores do arcabouço da rocha reservatório. Para o cálculo da porosidade, a propriedade física da matriz é definida pela combinação linear da propriedade física mensurada por uma ferramenta de porosidade para cada mineral constituinte da rocha e o seu respectivo volume relativo. Sabe-se que a constituição mineralógica de uma rocha sedimentar é imprevisível. Nas rochas siliciclásticas (arenito), por exemplo, a constituição depende diretamente da rocha fonte e dos processos sin-deposicionais e pós-deposicionais. Já em rochas carbonáticas (calcário e dolomito) varia diretamente em função da atividade química das soluções percolantes ao longo do tempo geológico e também dos processos pós-deposicionais.

Na avaliação de Formação, devido à impossibilidade prática da medição específica das propriedades físicas da matriz em um poço causada pela inexistência de uma rocha constituída totalmente por matriz e/ou pelo desconhecimento de todos os seus minerais formadores, utiliza-se por simplificação a substituição da propriedade física da matriz pela propriedade física do mineral principal da rocha, ou seja, aquele que apresenta maior volume relativo na constituição da matriz. Para a aplicação dessa simplificação é necessário que haja um conhecimento prévio da variação litológica em função da profundidade (Testemunhos de poços podem ajudar) que nem sempre é possível na prática. Por cauda disso foram criadas técnicas para o cálculo da porosidade para tentar contornar a ausência de informação sobre a matriz da rocha.

Uma técnica bastante utilizada no cálculo da porosidade é a combinação de das medidas de densidade e porosidade neutrônica, criando a partir delas o Gráfico Densidade-Neutrônico ( $\rho_B x \phi_n$ ). Esse gráfico, criado em laboratório a partir de medidas de densidade e porosidade neutrônica de alguns dos principais minerais comuns em rochas reservatórios, auxilia na determinação do mineral principal de uma camada de rocha sedimentar para se calcular a porosidade dela. No entanto, essa aproximação, que pode ser feita de forma visual e/ou aproximação a reta da litologia indicada, em muitos casos pode ser considerada errada possibilitando que a resposta final (porosidade) esteja um pouco longe da realidade. Por isso, há a necessidade de se utilizar novas técnicas com a finalidade de melhorar a determinação das propriedades físicas da matriz para se obter valores mais realísticos da porosidade.

### 12.1.2 Objetivo

O objetivo desta tese é apresentar uma nova técnica de cálculo da porosidade utilizando o Gráfico Densidade-Neutrônico ( $\rho_B x \phi_n$ ) na qual não há a necessidade de se fazer uma aproximação dos parâmetros da matriz para o valor do mineral principal da camada de rocha analisada.

Para isso, é criada uma equação de calibração da ferramenta neutrônica com a ferramenta de densidade. Essa equação fornece o valor da porosidade neutrônica de um certo tipo de mineral a partir da informação do seu valor de densidade. O método de Regressão Linear (Mínimos Quadrados) e/ou a Rede Neural Competitiva Angular, bem como a equação de calibração da ferramenta neutrônica, são utilizados diretamente para o cálculo da porosidade.

## 12.2 METODOLOGIA

Pode-se dizer que um dos grandes interesses na indústria do petróleo é o cálculo da porosidade em rochas reservatórios. Existem, contudo, inúmeras técnicas que tem por finalidade calculá-la, tais como técnicas laboratoriais (feitas em laboratórios de petrofísica) e técnicas que utilizam medidas encontradas em perfis geofísicas de poços (dados medidos a partir de ferramentas geofísicas de poços), objeto de estudo deste trabalho.

Um método comumente utilizado para o cálculo da porosidade através de dados geofísicos de poços é o método densidade-neutrônico. No entanto, como qualquer outra técnica, ele possui as suas limitações. Pode-se citar como principal a identificação da matriz da rocha no gráfico densidade-neutrônico em casos de litologias complexas, informação essencial para se calcular a porosidade utilizando a equação que representa o modelo de rocha, também conhecida como Lei das Misturas.

A metodologia apresentada neste trabalho é uma solução ao problema do não conhecimento dos parâmetros da matriz (densidade e porosidade neutrônica) no método densidade-neutrônico, calculando-se a porosidade sem a necessidade de se fazer uma aproximação ao mineral principal da camada de rocha analisada.

O desenvolvimento deste trabalho divide-se basicamente em 4 etapas:

- (i) Primeiramente, apresenta-se o modelo de rocha multi-mineral;
- (ii) Em seguida, a curva de matriz densidade-neutrônico é apresentada;
- (iii) Na terceira etapa, define-se a densidade da matriz multi-mineral e porosidade neutrônica multi-mineral em função do coeficiente angular da reta da porosidade do gráfico densidade-neutrônico;

- (iv) Por fim, aplica-se a equação definida na etapa anterior em dados geofísicos de poços, utilizando a Rede Neural Competitiva Angular com a finalidade de resolver a incógnita da função, para assim se fazer o cálculo da porosidade.

### 12.2.1 Modelo De Rocha Multi-Mineral

Na maioria das situações geológicas reais, as propriedades físicas da matriz das rochas sedimentares são desconhecidas devido a quase não ocorrência de rochas limpas na natureza (modelo monomineral com um tipo de fluido conhecido). Além disso, é comum haver a presença de argilas na constituição das rochas sedimentares que é uma outra componente que possui propriedades físicas próprias e acaba afetando na definição das propriedades físicas da matriz. A figura 12.1 apresenta um modelo petrofísico de rocha composta por múltiplos minerais e argila. Sabe-se que as argilas possuem parte maciça e parte fluida que estão embutidas no modelo petrofísico multi-mineral. Admite-se água doce na constituição deste modelo de rocha.

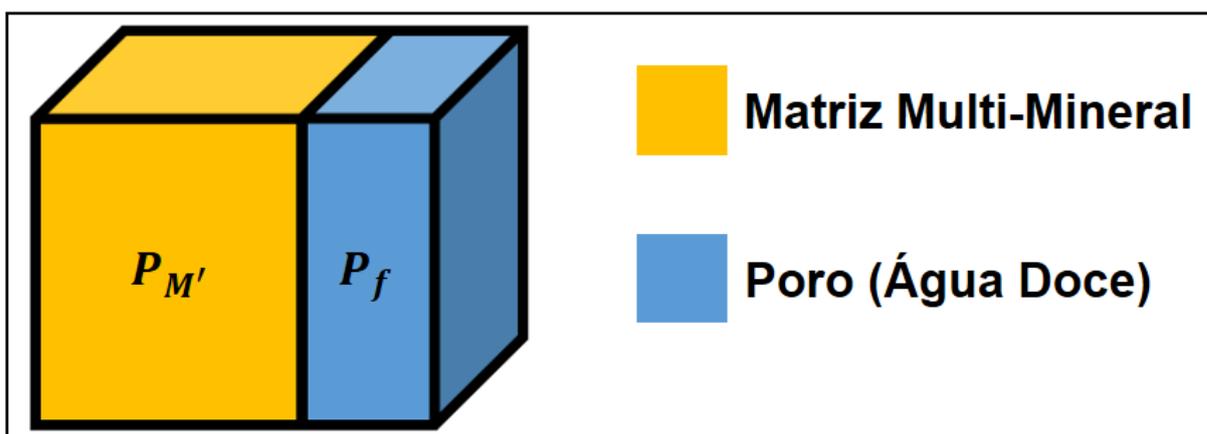


Figura 12.1: Modelo Petrofísico Multi-Mineral admitindo-se água doce na constituição.

A partir do modelo encontrado na figura 12.1, cria-se ele uma equação conhecida como equação geral do modelo petrofísico, a qual se baseia na linearidade física dos efeitos de cada componente da rocha (combinação linear entre eles), ou seja, relaciona os efeitos da parte sólida da rocha (matriz multi-mineral) e da parte fluida (poro composto por água doce), eq. 12.1,

$$P = \phi P_w + (1 - \phi) P_{M'}, \quad (12.1)$$

sendo  $P$  a propriedade física que representa a combinação dos efeitos de todos os componentes da rocha,  $P_{M'}$  a propriedade física da matriz multi-mineral,  $P_w$  a propriedade física da água doce e  $\phi$  a porosidade que representa o volume de fluido na constituição da rocha.

### 12.2.2 Curva de Matriz

O equacionamento da curva de matriz parte da equação de calibração da ferramenta de densidade padrão API na forma,

$$\rho_B = \phi\rho_w + (1 - \phi)\rho_{cal}, \quad (12.2)$$

sendo  $\rho_{cal}$  a densidade da rocha de calibração, no caso o calcário ou  $\rho_{cal} = 2.71g/cm^3$ .

A medida da ferramenta de Porosidade neutrônica segue a equação do modelo de rocha na forma,

$$\phi_n = \phi\phi_{nw} + (1 - \phi)\phi_{nM'}, \quad (12.3)$$

sendo  $\phi_{nM'}$  o parâmetro da porosidade neutrônica da matriz multi-mineral.

A calibração do perfil de porosidade neutrônica permite escrever,

$$\frac{\rho_B - \rho_{cal}}{\rho_w - \rho_{cal}} = \frac{\phi_n - \phi_{nM'}}{\phi_{nw} - \phi_{nM'}}. \quad (12.4)$$

Assim, a equação da reta de porosidade no gráfico densidade-neutrônico fica na forma:

$$\rho_B = \frac{\rho_w - \rho_{cal}}{\phi_{nw} - \phi_{nM'}}\phi_n + \frac{\rho_{cal}\phi_{nw} - \rho_w\phi_{nM'}}{\phi_{nw} - \phi_{nM'}}. \quad (12.5)$$

Observe que na equação da reta de porosidade calibrado com a densidade do calcário, eq. 12.5, a quantidade  $\phi_{nM'}$  é desconhecida e não é possível a sua solução porque ela é dependente dos valores de  $\rho_B$  e  $\phi_n$  que são registrados no perfis ao longo da camada, que além de serem contaminados por ruído teríamos um sistema de n equações onde n é o número de pontos e uma incógnita.

A determinação da curva da matriz está relacionada ao termo independente (coeficiente linear) da equação da reta de porosidade calibrado com a densidade do calcário, eq. (13.05). Geometricamente, poderia se interpretar que cada par  $(\phi_n, \rho_B)$  produzisse um ponto na curva de porosidade a partir da intersecção da reta de porosidade passando por ele. Da condição de calibração do perfil neutrônico, se  $\rho_B$  mede da densidade da matriz, isso implica que  $\phi_n$  seja nulo, ou seja,

$$\text{se } \rho_B = \rho_{M'} \text{ então } \phi_n = 0. \quad (12.6)$$

Assim,

$$\phi_{nMLS} = \left( \frac{\rho_{cal} - \rho_{M'}}{\rho_w - \rho_{M'}} \right) \phi_{nw}, \quad (12.7)$$

sendo  $\phi_{nMLS}$  a porosidade neutrônica da matriz calibrada para calcário, a qual o subscrito LS indica a rocha calcário (LS é a sigla em inglês para *Limestone*).

Sabe-se que os valores da densidade da calcita e da densidade da água doce são  $2,71g/cm^3$  e  $1g/cm^3$ , respectivamente e o valor da porosidade neutrônica da água doce é 1. Utiliza-se esses valores na eq. 12.7 para se chegar na porosidade neutrônica da matriz em função da densidade da matriz, calibrada para calcário puro, eq. 12.8,

$$\phi_{nMLS} = \frac{2,71 - \rho_{M'}}{1 - \rho_{M'}}. \quad (12.8)$$

A curva da matriz, eq. 12.8, é uma hipérbole na qual se leva em consideração apenas o tramo superior produzidos pelos valores de porosidade neutrônica entre  $[0,1]$ . A figura 12.2 representa graficamente o comportamento da curva da matriz,  $\phi_{nMLS}(\rho_{M'})$ . Percebe-se que a curva atravessa o eixo das ordenadas no ponto da matriz calcário ( $\rho_M = 2,71g/cm^3$ ).

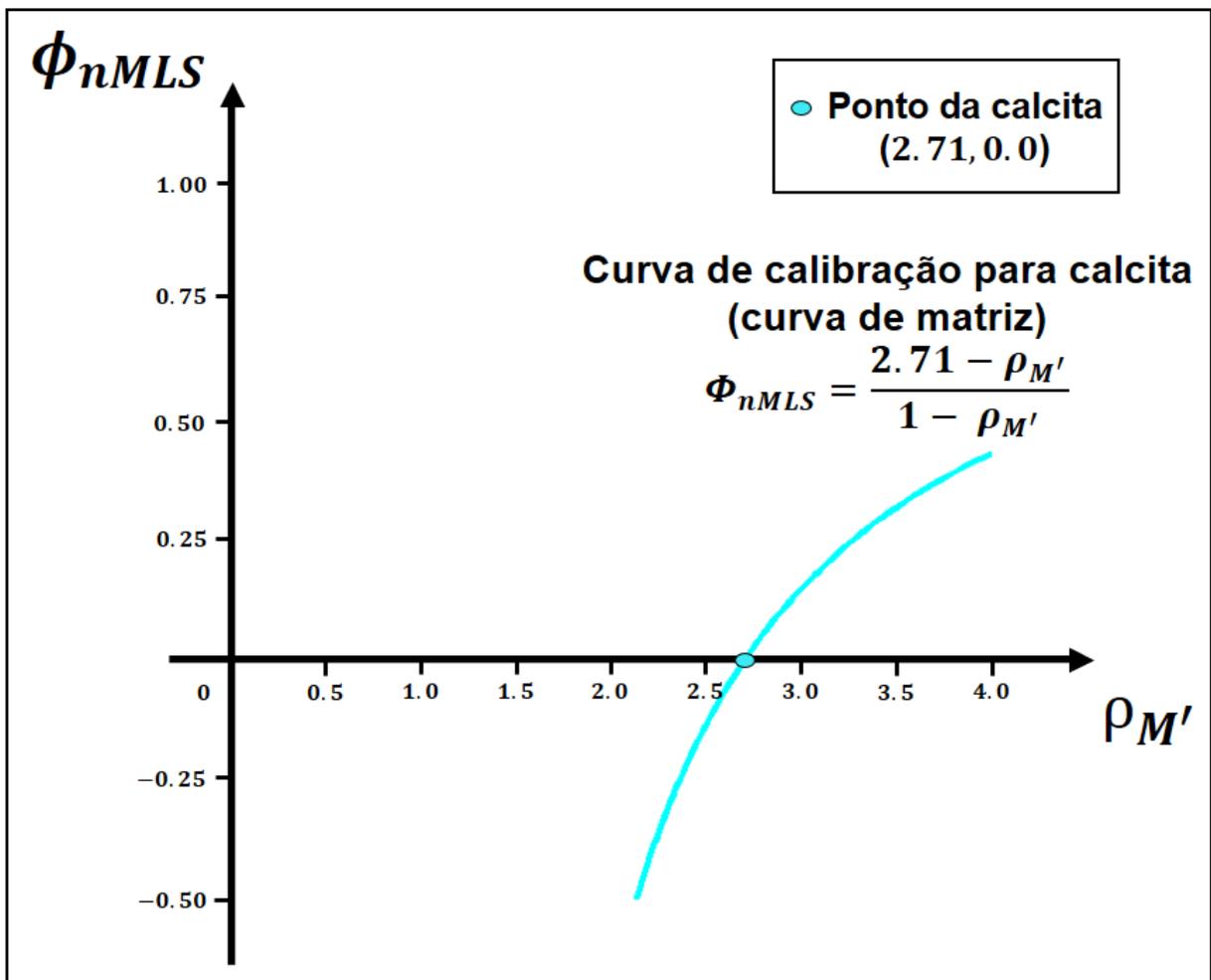


Figura 12.2: Comportamento da relação da porosidade neutrônica da matriz em função da densidade da matriz Padrão API,  $\phi_{nMLS}(\rho_{M'})$ .

A eq. 12.8 é então representada no gráfico densidade-neutrônico, figura 12.3. Percebe-se que a função curva de matriz intercepta os pontos de matriz pura de três minerais comuns em rochas reservatórios que são arenito (100% quartzo), calcário (100% calcita) e dolomito (100% dolomita), mostrando uma confiabilidade na função em estimar os

parâmetros da matriz em rochas.

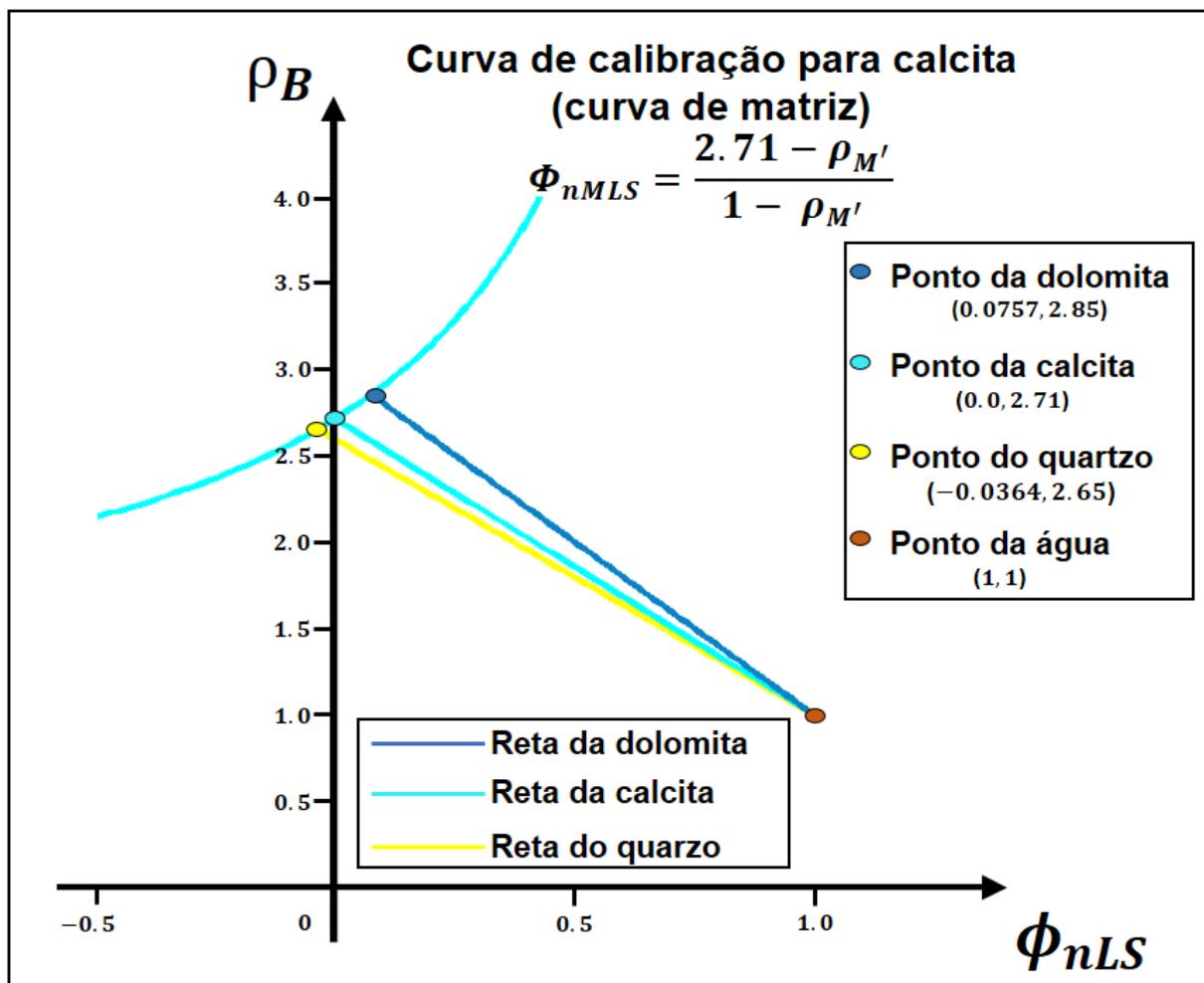


Figura 12.3: Representação da curva de calibração para calcário que relaciona densidade da matriz em função da respectiva porosidade neutônica no gráfico densidade-neutrônico.

A figura 12.2 e a figura 12.3 representam a calibração comum na indústria do petróleo hoje em dia, conhecida como padrão API. Contudo, pode-se calibrar a ferramenta neutônica para outros tipos de minerais comuns em rochas como dolomita e quartzo.

### 12.2.3 Parâmetros de Porosidade

Primeiramente, para a determinação dos parâmetros de porosidade, considera-se uns valores registrados nos perfis de densidade e porosidade neutônica em um trecho do poço interpretado como rocha reservatório. A opção primária para a escolha do intervalo reservatório vem da interpretação visual ou qualitativa do perfil de raios gama natural.

Selecionado o intervalo, observa-se que cada ponto em profundidade fica caracterizado por um par ordenado ( $\phi_n, \rho_B$ ) no gráfico densidade-neutrônico. Pelos critérios de interpretação do gráfico, esses pontos não se espalham pelo plano, mas sim se aproximam da reta de porosidade da matriz correspondente. Como observado na figura 13.03, a intersecção

da reta de porosidade para uma determinada matriz com a curva de matriz define um ponto cujas coordenadas são  $(\phi_{nM'}, \rho_{M'})$  ou os parâmetros da matriz.

Considerando que a matriz é desconhecida (12.4), ou seja, os seus parâmetros são a incógnita do problema é difícil o traçado da reta de porosidade. Deste modo, adota-se a rede neural competitiva angular que se encarrega de determinar as direções predominantes nos pontos no gráfico densidade-neutrônico. Interpreta-se cada direção estimada pela rede como a direção de uma reta de porosidade de uma particular litologia, assim o número de direções definidos pela rede neural indica o número de litologias presentes no intervalo de rocha reservatório mensurado pelas ferramentas de porosidade. Neste caso, não se tem nenhuma informação de caráter geológico sobre o litotipo rochoso, mas tão somente os valores dos parâmetros de porosidade da matriz.

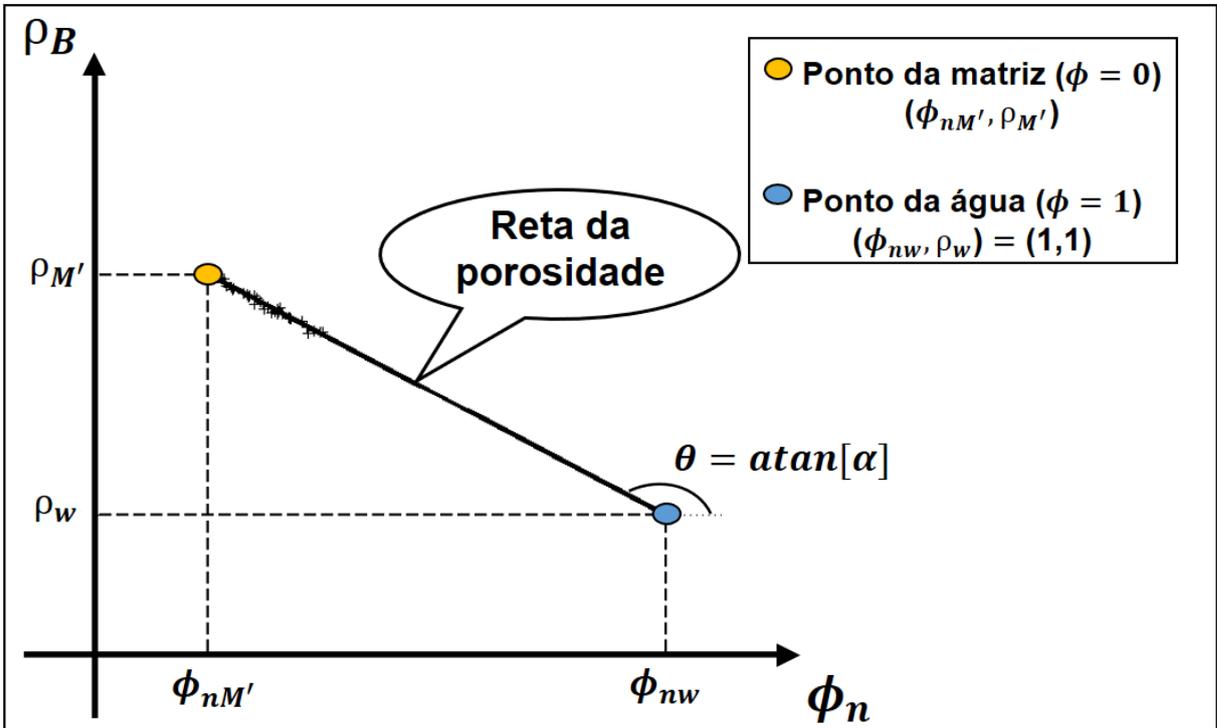


Figura 12.4: Gráfico densidade-neutrônico admitindo-se comportamento linear da porosidade e ponto da água conhecido.

Conhecendo-se o ponto da água e o ponto da matriz (figura 12.4), apresenta-se a equação da reta da porosidade, eq. 12.9,

$$\rho_B = \frac{\rho_w - \rho_{M'}}{\phi_{nw} - \phi_{nM'}} \phi_n + \frac{\rho_{M'} \phi_{nw} - \rho_w \phi_{nM'}}{\phi_{nw} - \phi_{nM'}} = \alpha \phi_n + \beta, \quad (12.9)$$

sendo  $\alpha$  o coeficiente angular da reta da porosidade,

$$\alpha = \frac{\rho_w - \rho_{M'}}{\phi_{nw} - \phi_{nM'}}, \quad (12.10)$$

e  $\beta$  o coeficiente linear,

$$\beta = \frac{\rho_{M'}\phi_{nw} - \rho_w\phi_{nM'}}{\phi_{nw} - \phi_{nM'}} \quad (12.11)$$

Substituindo o valor de  $\phi_{nM'}$  por  $\phi_{nMLS}$ , que é a curva de matriz, eq. 12.8, e os valores de densidade e porosidade neutrônica da água doce ( $(\phi_{nw}, \rho_w) = (1, 1)$ ) na equação da reta da porosidade, eq. 12.9, pode-se chegar na expressão da densidade da matriz em função do coeficiente angular da reta da porosidade, eq. 12.12, na forma,

$$\rho_{M'}(\alpha_{LS}) = 1 \pm \sqrt{-1,71\alpha_{LS}}. \quad (12.12)$$

Uma observação importante a respeito da eq. 12.12 é que a raiz dela não será um número complexo, pois  $\alpha$  é um número negativo devido à reta da porosidade ser decrescente. Outra observação é a respeito da duplicidade de soluções, sendo ambas representadas na figura 12.5. Como não existe densidade negativa, elimina-se a solução negativa da eq. 12.12, chegando-se na equação mais exata para o cálculo da densidade da matriz multi-mineral em função do coeficiente angular da reta da porosidade, eq.

$$\rho_{M'}(\alpha_{LS}) = 1 + \sqrt{-1,71\alpha_{LS}}. \quad (12.13)$$

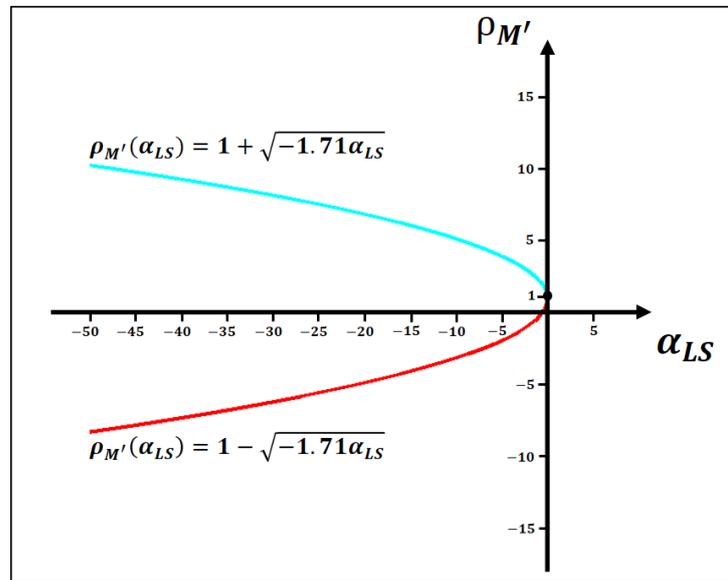


Figura 12.5: Representação gráfica da densidade da matriz multi-mineral em função do coeficiente angular da reta da porosidade.

Obtendo-se a medida da densidade da matriz, fazendo a substituição do valor encontrado na equação de calibração da ferramenta neutrônica para o calcário, eq. 12.8, automaticamente se obtém a medida de porosidade neutrônica da matriz, eq. 12.14,

$$\phi_{nM'}(\alpha_{LS}) = 1 + \frac{\sqrt{-1,71\alpha_{LS}}}{\alpha_{LS}}. \quad (12.14)$$

## 12.3 RESULTADOS

O método densidade-neutrônico, normalmente, é aplicado as camadas reservatórios interpretadas pelo perfil de raios gama natural, na situação de término da operação de perfuração e, se disponível na análise do testemunho ou correlação geológica das fácies reservatórios na avaliação de formação completa realizada nos escritórios das empresas de petróleo. Nesse ponto, observa-se que a ocorrência de um erro de interpretação dos zoneamento das camadas no intervalo reservatório pode comprometer enormemente os resultados da porosidade.

Essa tese trata, então, o problema completo do cálculo da porosidade realizando o zoneamento do intervalo reservatório e a determinação dos parâmetros de porosidade de cada uma das camadas reservatórios identificadas. Infelizmente, o método não produz uma identificação faciológica, mas sim uma diferenciação entre camadas diferentes com propriedades físicas diferentes. A identificação litológica deverá ser realizada em um outro procedimento, mantendo-se inalterado os intervalos de ocorrência de cada camada ao longo da trajetória do poço.

Nessa tese de doutorado, apresenta-se exemplos com dados sintéticos e dados reais de modo a ilustrar o método apresentado e embasar a avaliação da sua aplicabilidade no mundo real da avaliação de formação na indústria do petróleo.

### 12.3.1 Dado Sintético

Adotou-se um modelo geológico clássico de um intervalo reservatório precedido e sucedido por uma camada de folhelho. O intervalo reservatório é constituído por duas camadas com matrizes diferentes. A camada mais rasa (camada B) poderia ser classificada como um calcarenito, com a matriz mineral constituída por 60% de quartzo e 40% de calcita. Na sequência, encontra-se uma camada calcáridolomítica, com matriz mineral constituída por 80% calcita e 20% dolomita. Este intervalo foi perfilado com as ferramentas de raios gama natural, densidade e porosidade neutrônica que são apresentadas na figura 12.6, onde a quarta trilha mostra a descrição do testemunho.

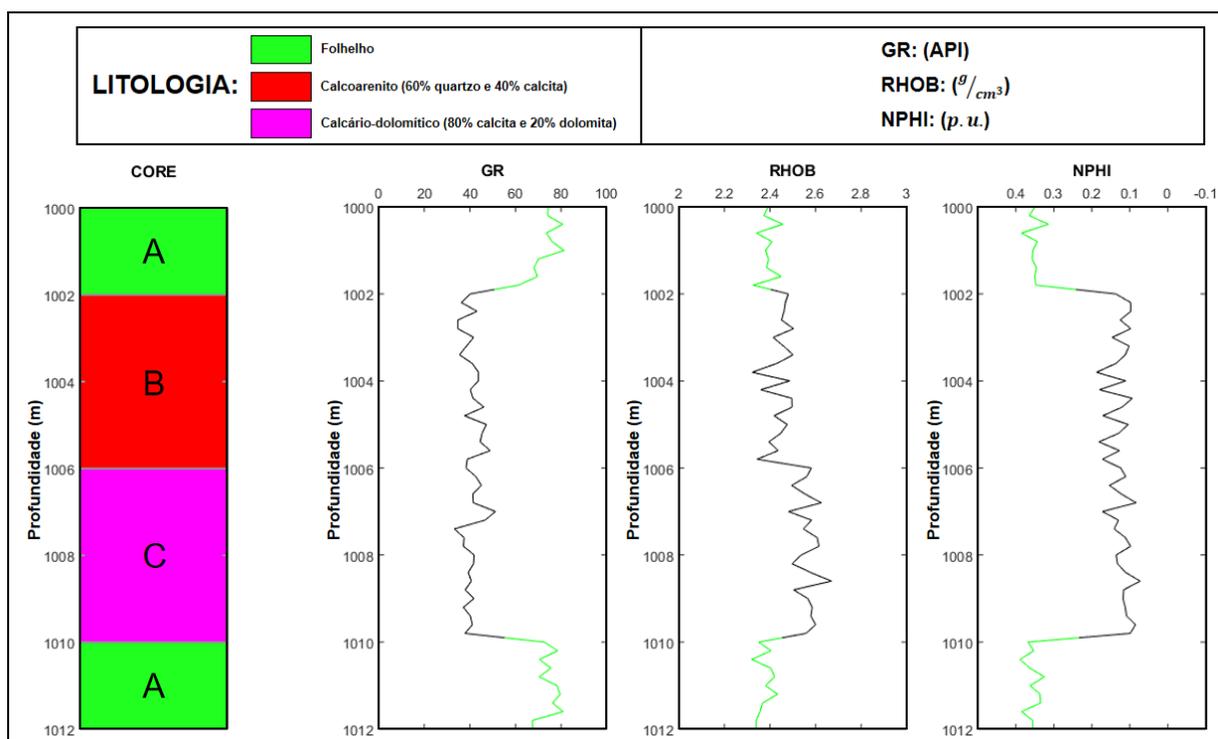


Figura 12.6: Apresentação dos perfis utilizados com o seu testemunho correspondente. Cada litologia é diferenciada com uma cor diferente, sendo a Litologia A representada pela cor verde, a Litologia B pela cor vermelha e a Litologia C representada pela cor rosa.

A interpretação qualitativa do perfil de raios gama natural, trilha 1 da figura 12.6, indica a ocorrência de um intervalo reservatório nas profundidades de 1002 à 1010.8. Este intervalo lido nos perfis de densidade e porosidade neutrônica é apresentado na figura 12.7 como as cruces em preto, que é o gráfico densidade neutrônica. Nesta figura, mostra-se ainda as retas de porosidade correspondente aos 3 principais minerais. A reta na cor amarela representa a reta da matriz quartzo, na cor azul claro a matriz calcita e verde a matriz dolomítica. Vários autores, Nery (2013) e Crain (1986), preconizam a possibilidade de uma interpretação litológica do gráfico densidade-neutrônico. Neste caso, observa-se que os pontos do perfil se distribuem nas proximidades da matriz calcário, sendo um indicativo da sua ocorrência no intervalo reservatório. Nada mais é possível ser interpretado com respeito ao quartzo e a dolomita. Em termos qualitativos, o gráfico da figura 12.7 indica uma única camada com matriz calcita.

A figura 12.7 apresenta ainda a curva de matriz apresentada nesta tese como a linha na cor azul clara que intercepta as retas de porosidade de cada mineral exatamente no ponto dos parâmetros da matriz. O ponto de matriz calcita é mostrado pelo círculo na cor azul claro, litologia que se assumiu como mineral principal.

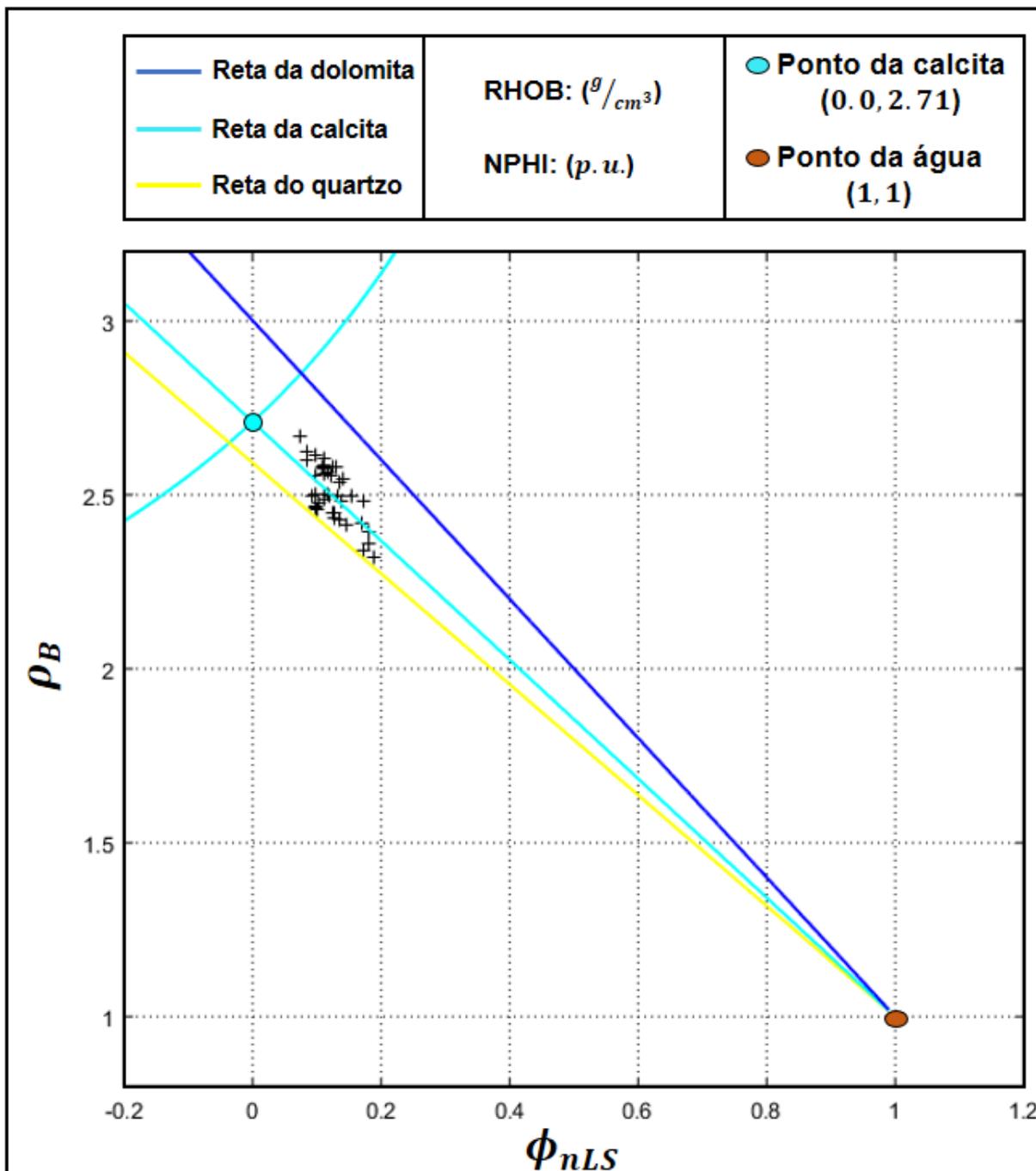


Figura 12.7: Gráfico densidade-neutrônico com os pontos em cruzes referentes às medidas de densidade e de porosidade neutônica do intervalo reservatório do poço utilizado e as retas dos três principais minerais comuns em rochas reservatórios.

O vetor de entrada da rede competitiva angular é construído a partir da diferença vetorial entre cada ponto do gráfico densidade-neutrônico (gerados a partir dos perfis) e o ponto da água doce. A forma unitária destes vetores de entrada é apresentada na figura 12.8 pelos círculos em preto distribuídos sobre a linha do círculo unitário, onde se representou apenas o seu segundo quadrante pela linha na cor rosa. Este seguimento do círculo unitário mostrado na figura 12.8 é amostrado a cada 0.25 radianos. Cada ponto

amostrado no círculo unitário representa um neurônio competitivo e o seu par ordenado é tomado como os pesos sinápticos da rede angular que conectam a camada de entrada com a camada competitiva.

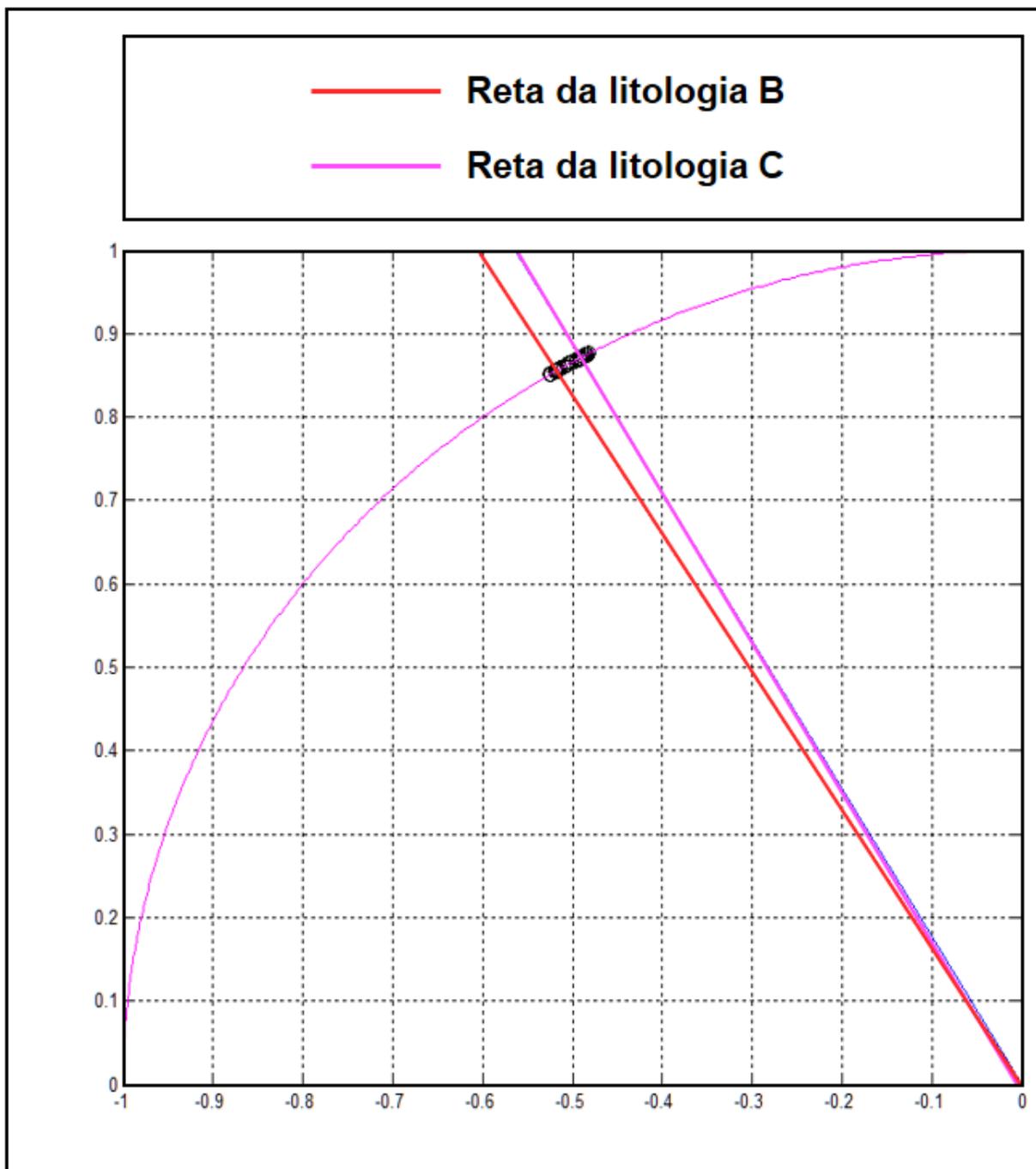


Figura 12.8: Apresentação dos vetores diferença unitários das litologias B e C e o seu correspondente padrão angular no círculo unitário.

Realiza-se a apresentação de todos os vetores diferença unitários de entrada na rede competitiva angular. A cada entrada ocorre a competição angular e é definido o neurônio competitivo vencedor. Ao final, tem-se um pequeno conjunto de neurônios ativos ou que foram vencedores para um vetor qualquer de entrada. Estes neurônios são preservados

e se elimina da camada competitiva todos os demais neurônios. Essa segunda camada competitiva é forçada a uma nova competição que difere da competição angular tradicional por impedir que um neurônio com peso sináptico ou par ordenado igual a um vetor de entrada vença a competição. Com esta restrição, os pares ordenados dos neurônios vencedores são apresentados a rede angular como vetores de entrada. Este procedimento faz com que apenas os neurônios com os maiores números de vezes em que venceram a competição sejam conservados. Na prática o número de neurônios vencedores nesta etapa, na maioria dos casos, representa o número de camadas diferentes presentes no intervalo reservatório.

A figura 12.8 mostra o resultado da aplicação da rede competitiva angular aos pontos do perfil apresentado na figura 12.7. A Linha em vermelho indica a ocorrência de uma camada e a linha azul de outra, assim a rede interpretou a ocorrência de duas camadas reservatórios diferentes entre si e com matrizes diferentes entre si e diferentes da calcita. A inclinação de cada linha de matriz na figura 12.8 corresponde a inclinação da reta de porosidade destas respectivas matrizes no gráfico densidade-neutrônico.

A figura 12.9 mostra a sobreposição das retas de porosidade interpretadas pela rede competitiva angular mostrando a ocorrência de duas camadas. As cruces representativas dos pontos do intervalo perfilado mudam de cor segundo o neurônio que deu origem a inclinação da sua respectiva reta de porosidade. Assim, as cruces rosas correspondem a uma camada geológica cujos parâmetros da matriz são representados pelo par ordenado do ponto de intersecção entre a sua correspondente reta de porosidade e a curva de matriz. Na figura 12.9, os pontos dos parâmetros de cada matriz são mostrados pelos círculos sobre a curva de matriz nas cores correspondentes a cada camada.

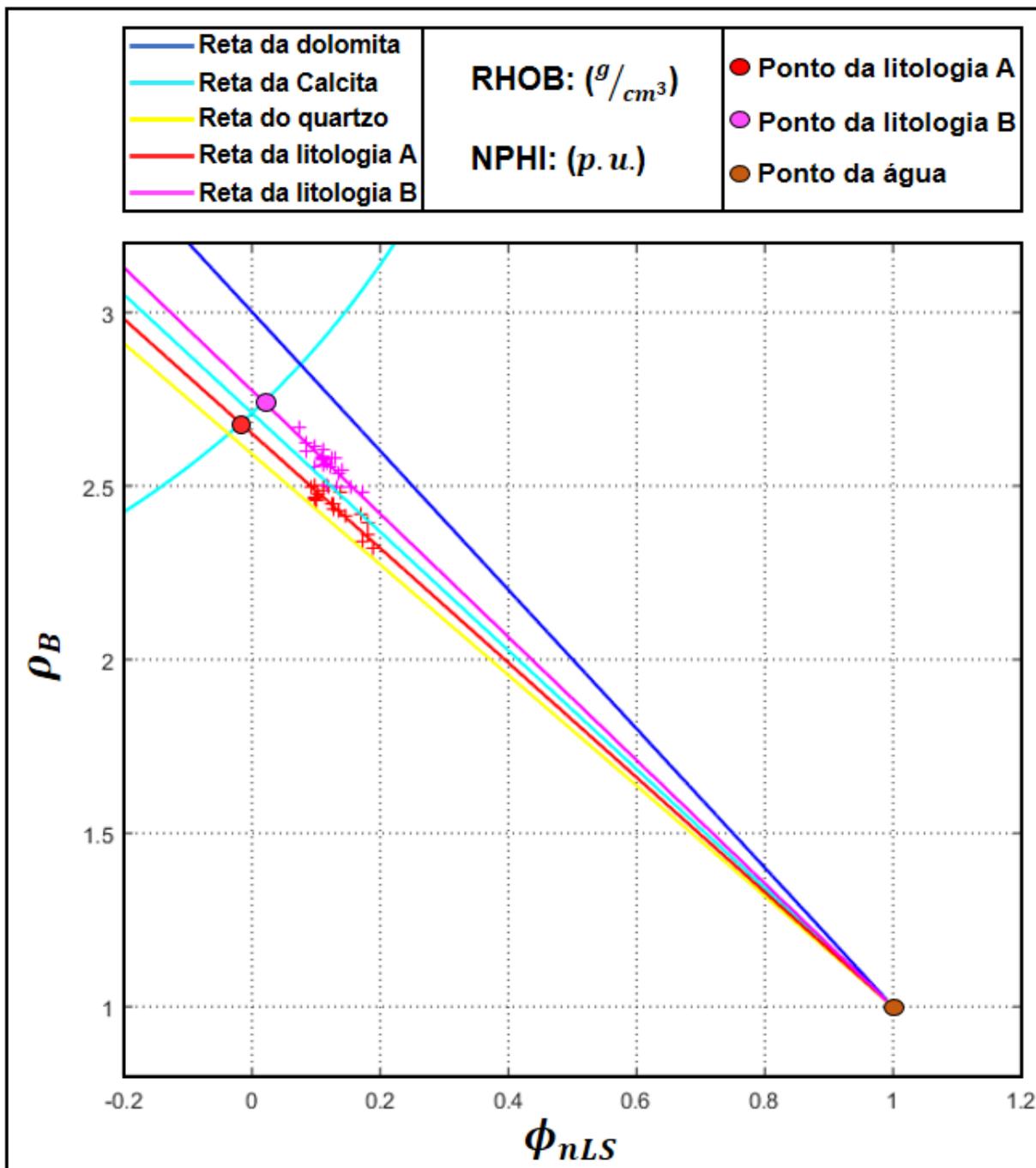


Figura 12.9: Gráfico densidade-neutrônico com as medidas de densidade e porosidade neutônica da Litologia A e da Litologia B diferenciadas pelas cores vermelha e rosa, respectivamente. Também são mostrados das retas da Litologia B e da Litologia C adquiridas com a aplicação da rede competitiva angular.

Na figura 12.10, mostra-se a correspondência geológica do zoneamento das camadas reservatórios pela metodologia apresentada e a descrição do testemunho. Na trilha 1, mostra-se a descrição do testemunho, na trilha 2 a interpretação qualitativa do perfil de raios gama natural com a única camada reservatório representada na cor preta, Na trilha 3, mostra-se o zoneamento produzido pela metodologia apresentada nesta tese e na trilha 4 as litologias identificadas em função da profundidade para efeito de avaliação. É importante

observar que a solução do problema do cálculo da porosidade apresentado nesta tese foca os dois problemas envolvidos no cálculo da porosidade que são uma aproximação mais realista do valor das propriedades físicas da matriz e exatamente o intervalo em que a rocha constituída por esta matriz ocorre ao longo da profundidade do poço.

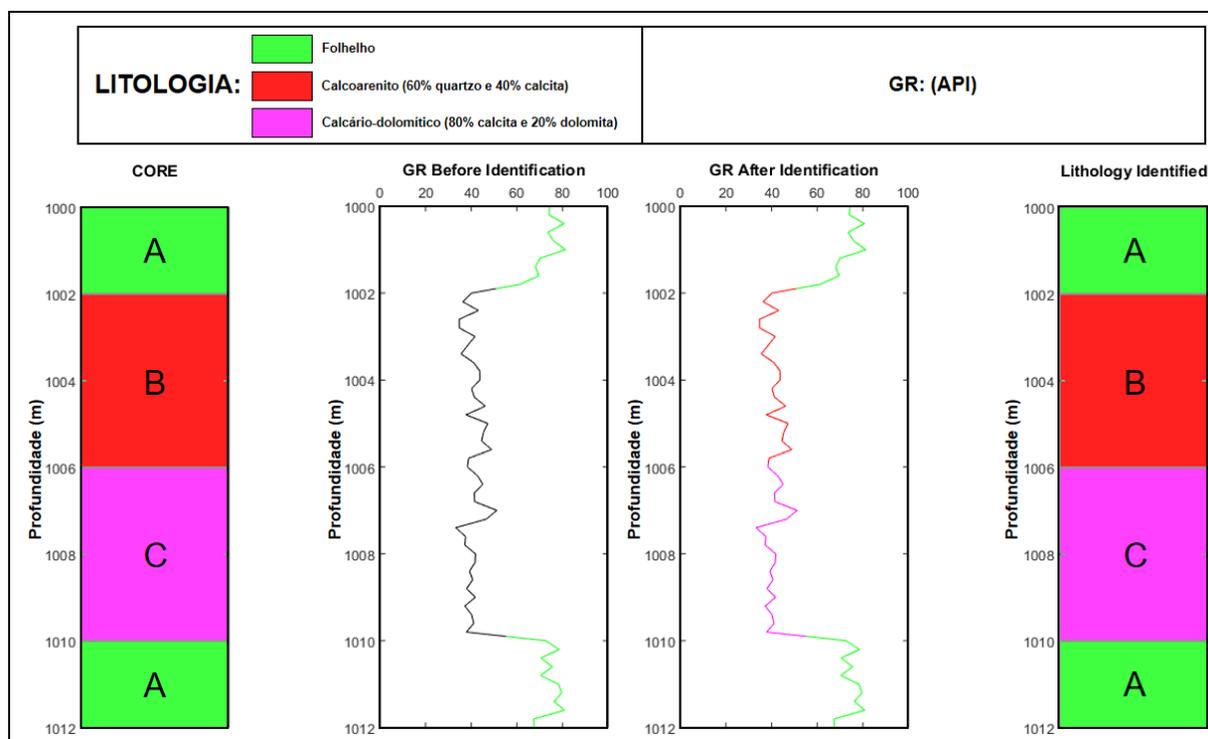


Figura 12.10: Apresentação da correspondência geológica do zoneamento das camadas reservatórios pela metodologia apresentada e a descrição do testemunho.

A tabela 12.1 mostra a comparação entre os parâmetros de matriz adotados no modelamento e os correspondentes parâmetros obtidos pela metodologia aqui apresentada. Em uma análise superficial da tabela 12.1, observa-se que o erro é da ordem dos centésimos de milésimo.

A figura 12.11 mostra o cálculo da porosidade. Na trilha 1 da figura 12.11, reproduz-se o intervalo perfilado a partir do perfil de raios gama natural. As porosidades são calculadas apenas para os pontos do perfil identificados como reservatório. Obviamente, realiza-se uma interpretação qualitativa do perfil de raios gama natural a fim de delimitar os intervalos de ocorrência das rochas reservatórios e evitar um cálculo não realista e desnecessário para efeito de avaliação de formação nos intervalos de folhelho. A trilha 2 da figura 12.11 mostra a comparação entre a curva de porosidade adotada no modelamento dos perfis de densidade e porosidade neutrônica através do modelo de rocha adotado nesta metodologia e representada pela linha em preto. A linha em azul claro representa o resultado do método densidade-neutrônico adotando-se a interpretação qualitativa do gráfico densidade-neutrônico mostrado na figura 12.7, que sugere a matriz calcita. As vermelha e azul escuro, em frente aos correspondentes intervalos de profundidade de ocorrência mos-

Tabela 12.1: Descrição da litologia do poço utilizado com a densidade da matriz e a sua respectiva porosidade neutrônica e os valores da inclinação das retas da porosidade estimadas pela técnica aqui apresentada para o cálculo da porosidade.

Litologia	Descrição	Modelo		Estimado		
		$\rho_{M'}$ (g/cm <sup>3</sup> )	$\Phi_{nM'}$	$\alpha$ (g/cm <sup>3</sup> )	$\rho_{M'}$ (g/cm <sup>3</sup> )	$\Phi_{nM'}$
B	60% quartzo e 40% calcita	2.6740	-0.0215	-1.6511	2.6803	-0.0177
C	80% calcita e 20% dolomita	2.7380	0.0161	-1.7784	2.7421	0.0184
Calcário	100% calcita	2.71	0	-	-	-

tram a distribuição dos valores de porosidade calculados por esta metodologia ao longo da trajetória do poço. Para cada camada foi adotado os correspondentes parâmetros de matriz quando da utilização do método densidade-neutrônico.

A trilha 3 da figura 12.11 mostra o erro amostral entre as porosidades calculadas e a porosidade adotada no modelamento. Observa-se que a aplicação da metodologia aqui desenvolvida produz erros amostrais menores que a metodologia convencional. Mesmo em dados sintéticos não se espera obter uma excelente coincidência entre a porosidade do modelo e a porosidade calculada, pois para tornar o modelo suficientemente realista, considera-se a ocorrência de ruído inerente a operação de perfilagem e a presença de argila. Observa-se que o ruído produz um deslocamento aleatório do ponto perfilado em relação à reta de porosidade enquanto que a argilosidade induz um deslocamento na direção nordeste. Isto evita a coincidência entre a curva do modelo e a curva calculada para a porosidade.

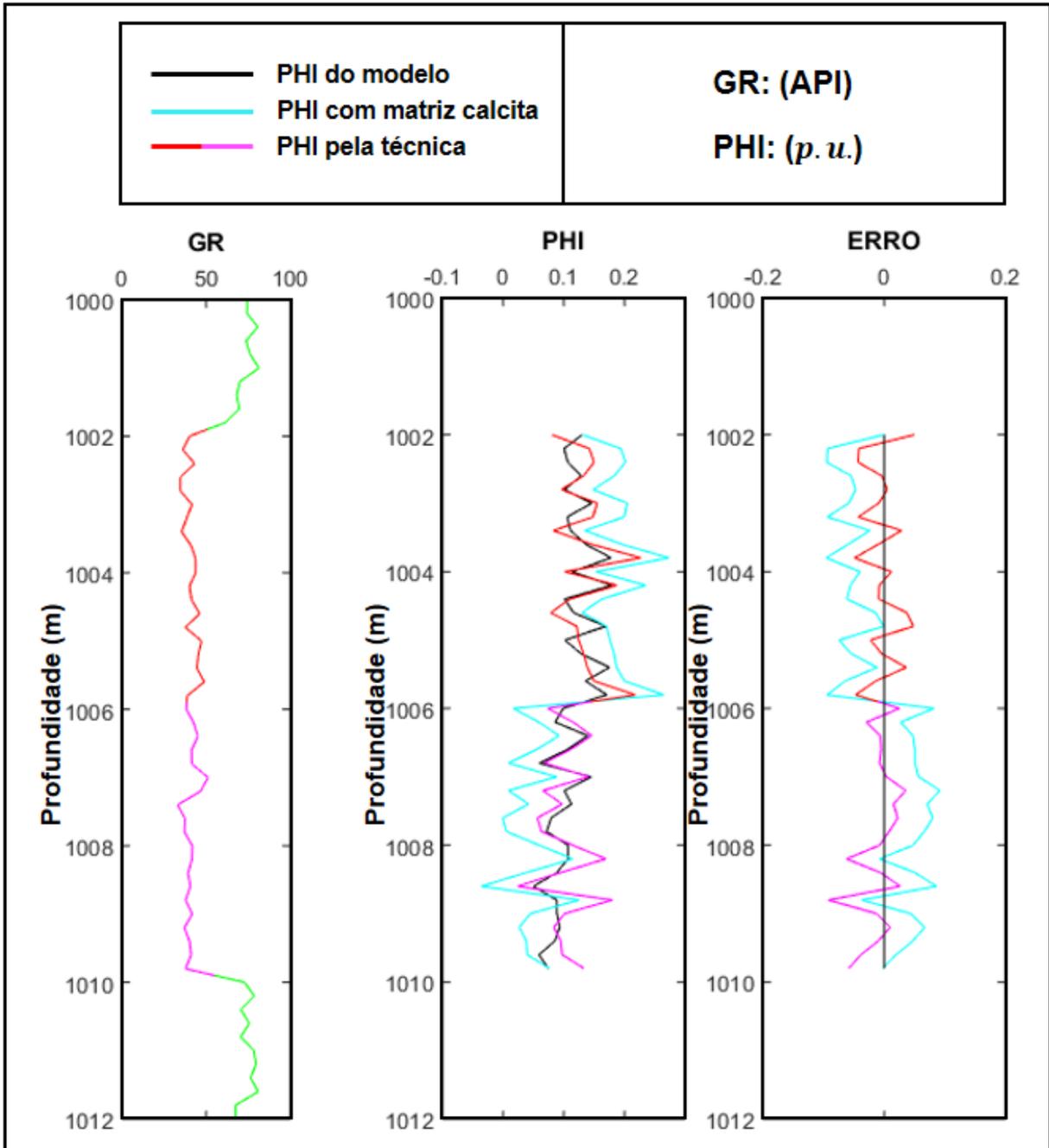


Figura 12.11: Apresentação da comparação em profundidade do perfil de porosidade do modelo utilizado (curva com a cor preta) com o perfil de porosidade calculado da forma convencional (curva com a cor azul claro) e com a metodologia aqui apresentada (curva com as cores vermelha e rosa).

### 12.3.2 Dado Real

A metodologia deste trabalho foi aplicada nos dados de um poço selecionado do Campo de Namorado (Bacia de Campos). O intervalo reservatório é constituído por duas camadas com matrizes diferentes, assumindo-se que essa região seja isenta de testemunho. A camada mais rasa (camada D) é classificada como arenito e a mais profunda como Ritmito. Este intervalo foi perfilado com as ferramentas de raios gama natural (trilha 2), densidade (trilha 3) e porosidade neutrônica (trilha 4) que são apresentadas na figura 12.12, onde a trilha 1 mostra a descrição do testemunho.

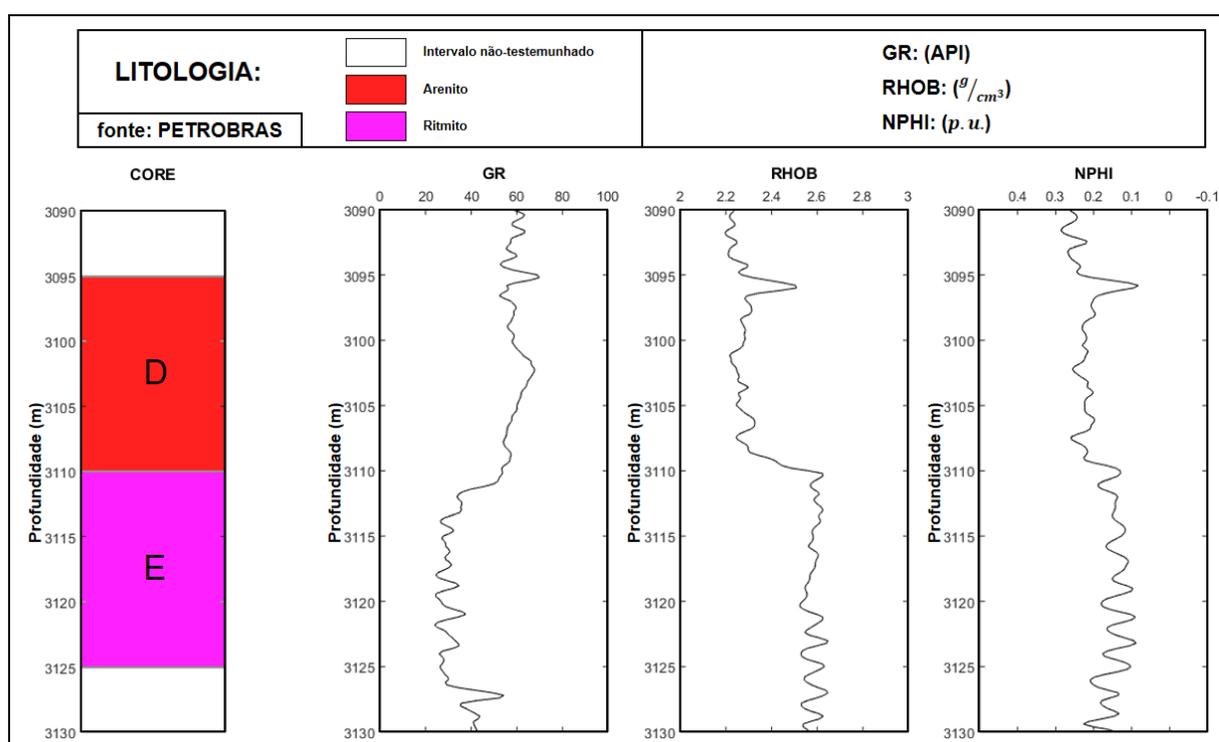


Figura 12.12: Apresentação dos perfis de Campo do Namorado (Bacia de Campos) com o seu testemunho correspondente. Cada litologia é diferenciada com uma cor diferente, sendo a Litologia D representada pela cor vermelha, a Litologia E pela cor rosa.

A identificação da litologia a partir da trilha 1 da figura 12.12 ajuda na localização do intervalo para aplicação da técnica. Este intervalo lido nos perfis de densidade e porosidade neutrônica é apresentado na figura 12.13 como as cruces em preto, que é o gráfico densidade neutrônica. Nesta figura, mostra-se ainda as retas de porosidade correspondente aos 3 principais minerais. A reta na cor amarela representa a reta da matriz quartzo, na cor azul claro a matriz calcita e azul escuro a matriz dolomítica. Uma possível interpretação litológica desse gráfico seria assumir que a matriz seja calcita, uma vez que se observa que os pontos do perfil se distribuem nas proximidades da reta da matriz calcário, sendo um indicativo da sua ocorrência no intervalo reservatório. Nada mais é possível ser interpretado com respeito ao quartzo e a dolomita. Em termos qualitativos, o gráfico da figura 12.13 indica uma única camada com matriz calcita.

A figura 12.13 apresenta ainda a curva de matriz apresentada nesta tese como a linha na cor azul clara que intercepta as retas de porosidade de cada mineral exatamente no ponto dos parâmetros da matriz. O ponto de matriz calcita é mostrado pelo círculo na cor azul claro, litologia que se assumiu como mineral principal.

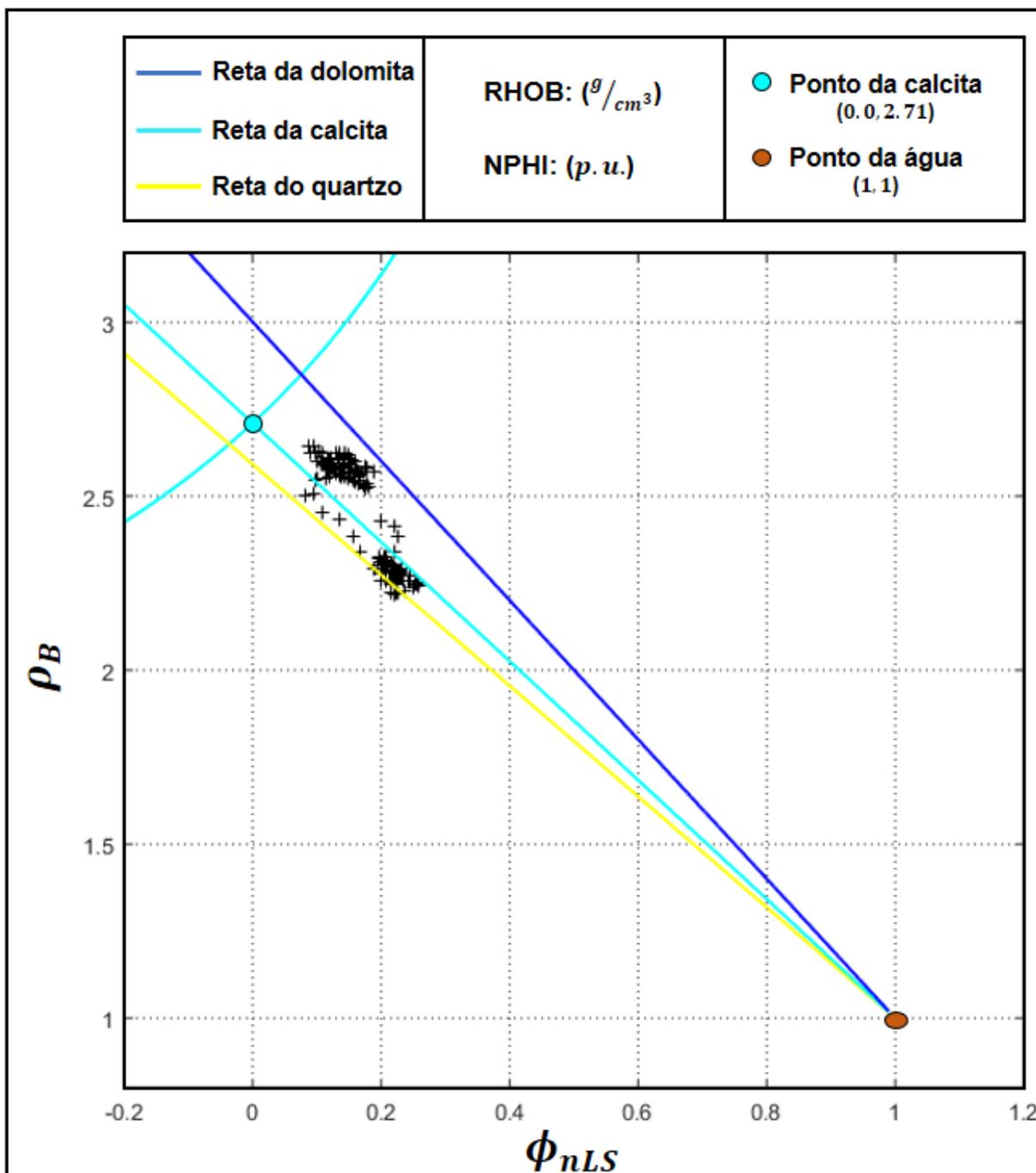


Figura 12.13: Gráfico densidade-neutrônico do poço da Bacia de Campos com os pontos em cruzes referentes às medidas de densidade e de porosidade neutrons do intervalo reservatório do poço utilizado e as retas dos três principais minerais comuns em rochas reservatórios.

O vetor de entrada da rede competitiva angular é construído a partir da diferença

vetorial entre cada ponto do gráfico densidade-neutrônico (gerados a partir dos perfis) e o ponto da água doce. A forma unitária destes vetores de entrada é apresentada na figura 12.14 pelos círculos em preto distribuídos sobre a linha do círculo unitário, onde se representou apenas o seu segundo quadrante pela linha na cor preta. Este segmento do círculo unitário mostrado na figura 12.14 é amostrado a cada 0.25 radianos. Cada ponto amostrado no círculo unitário representa um neurônio competitivo e o seu par ordenado é tomado como os pesos sinápticos da rede angular que conectam a camada de entrada com a camada competitiva.

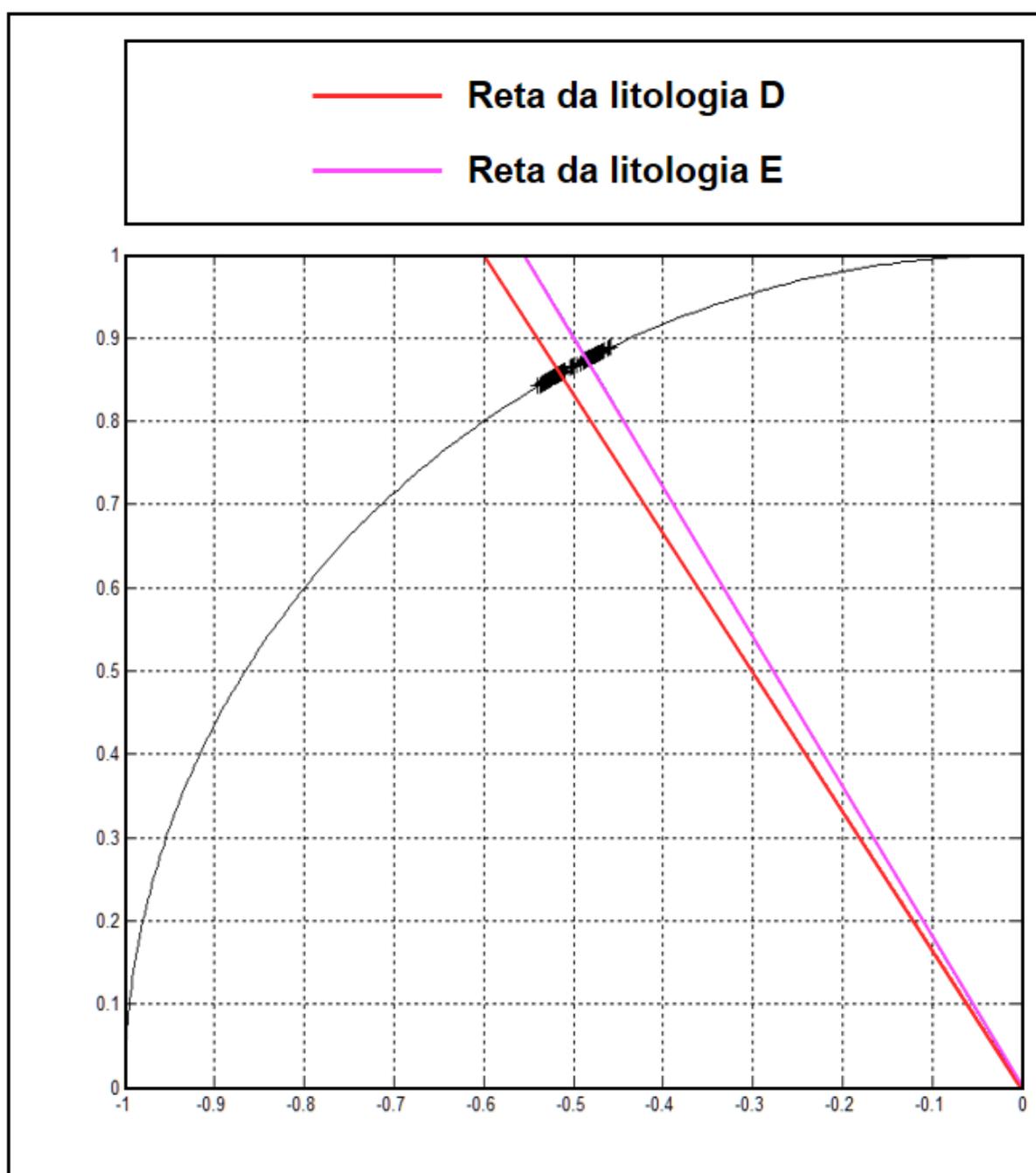


Figura 12.14: Apresentação dos vetores diferença unitários das litologias D e E e o seu correspondente padrão angular no círculo unitário.

A figura 12.14 mostra o resultado da aplicação da rede competitiva angular aos pontos do gráfico apresentado na figura 12.13. A Linha em vermelho indica a ocorrência de uma camada e a linha rosa de outra, assim a rede interpretou a ocorrência de duas camadas reservatórios diferentes entre si e com matrizes diferentes entre si e diferentes da calcita. A inclinação de cada linha de matriz na figura 12.14 corresponde a inclinação da reta de porosidade destas respectivas matrizes no gráfico densidade-neutrônico.

A figura 12.15 mostra a sobreposição das retas de porosidade interpretadas pela rede competitiva angular mostrando a ocorrência de duas camadas. As cruces representativas dos pontos do intervalo perfilado mudam de cor segundo o neurônio que deu origem a inclinação da sua respectiva reta de porosidade. Assim, as cruces em azul, por exemplo, correspondem a uma camada geológica cujos parâmetros da matriz são representados pelo par ordenado do ponto de intersecção entre a sua correspondente reta de porosidade e a curva de matriz. Na figura 12.15, os pontos dos parâmetros de cada matriz são mostrados pelos círculos sobre a curva de matriz nas cores correspondentes a cada camada.

Na figura 12.16, mostra-se a correspondência geológica do zoneamento das camadas reservatórios pela metodologia apresentada e a descrição do testemunho. Na trilha 1 da figura 12.16, mostra-se a descrição do testemunho, na trilha 2 apresenta-se o perfil de raios gama natural antes da aplicação da técnica. Na trilha 3, mostra-se o zoneamento produzido pela metodologia apresentada nesta tese em função das medidas de raios gama natural e na trilha 4 as litologias identificadas em função da profundidade para efeito de avaliação. É importante observar que a solução do problema do cálculo da porosidade apresentado nesta tese foca os dois problemas envolvidos no cálculo da porosidade que são uma aproximação mais realista do valor das propriedades físicas da matriz e exatamente o intervalo em que a rocha constituída por esta matriz ocorre ao longo da profundidade do poço.

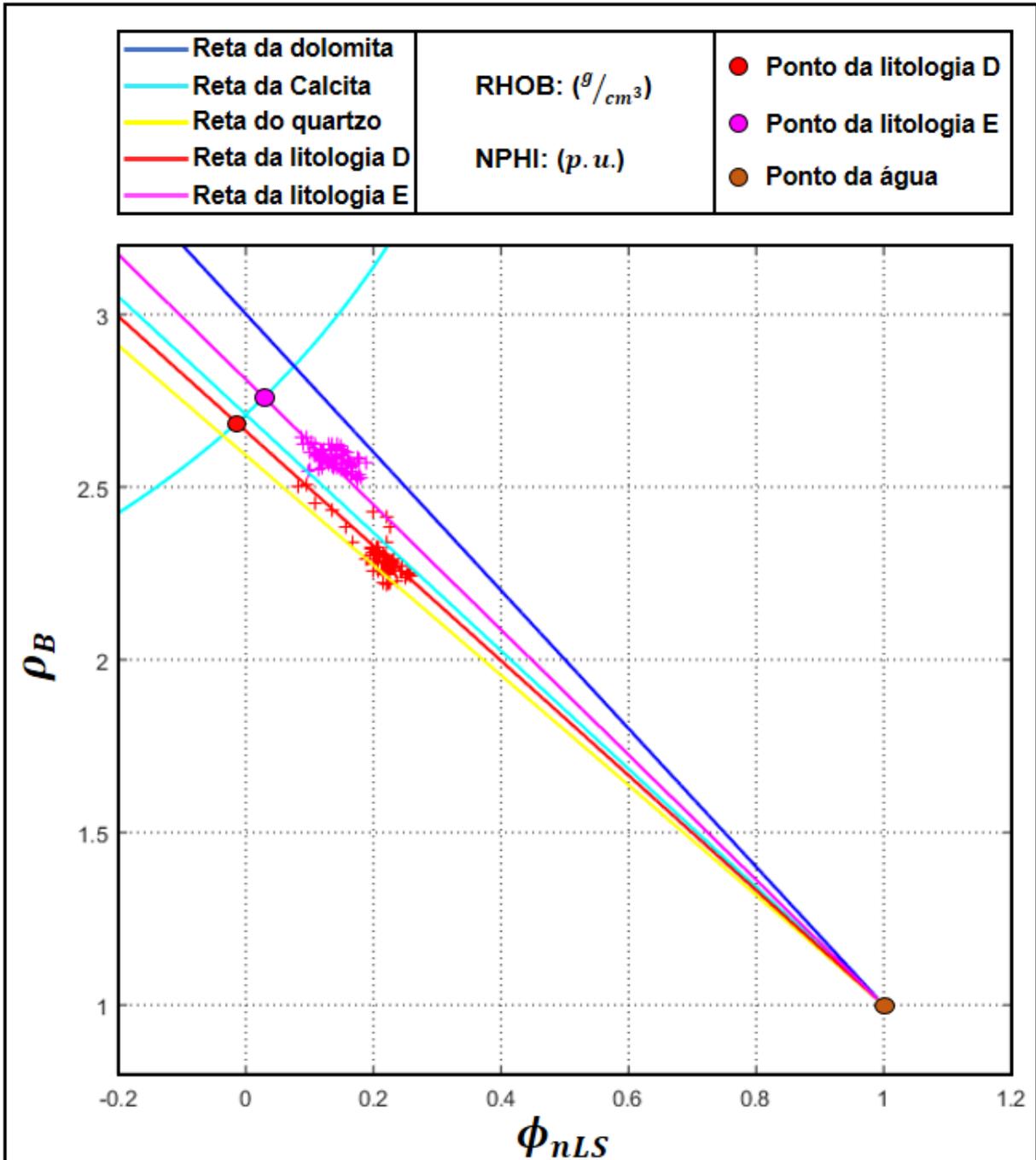


Figura 12.15: Gráfico densidade-neutrônico com as medidas de densidade e porosidade neutrônica da Litologia D e da Litologia E diferenciadas pelas cores vermelha e rosa, respectivamente. Também são mostrados das retas da Litologia D e da Litologia E adquiridas com a aplicação da rede competitiva angular.

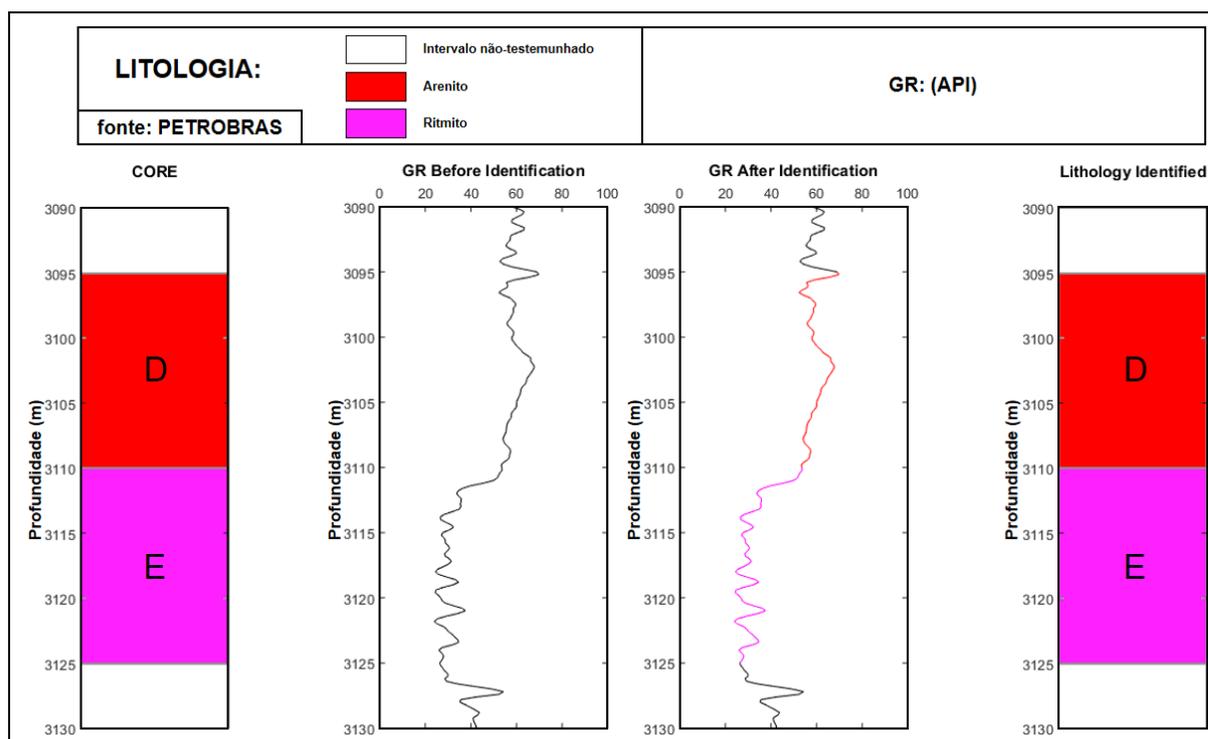


Figura 12.16: Apresentação da correspondência geológica do zoneamento das camadas reservatórios pela metodologia apresentada e a descrição do testemunho.

A tabela 12.2 mostra a comparação entre os parâmetros de matriz adotados no modelamento e os correspondentes parâmetros obtidos pela metodologia aqui apresentada. Em uma análise superficial da tabela 12.2, observa-se que o erro é da ordem dos centésimos de milésimo.

A figura 12.17 mostra o cálculo da porosidade da camada de arenito identificada na figura 12.16 e a figura 12.18 o cálculo da porosidade da camada de ritmito. Na trilha 1 de cada figura é representado o intervalo perfilado a partir do perfil de raios gama natural com as litologias identificadas. As porosidades são calculadas apenas para os pontos do perfil identificados como reservatório. A trilha 2 de cada uma dessas figuras mostra a comparação entre a curva de porosidade criada pela técnica apresentada e com uma aproximação feita pela técnica convencional (neste caso, aproximação para uma matriz calcita). A trilha 2 da figura 12.17 é uma comparação entre as curvas de porosidade admitindo matriz calcita (cor azul claro) e a curva utilizando a técnica (cor vermelha) na camada. A trilha 2 da figura 12.18 é uma comparação entre as curvas de porosidade admitindo matriz calcita (cor azul claro) e a curva utilizando a técnica (cor rosa).

Tabela 12.2: Descrição da litologia do poço utilizado com a densidade da matriz e a sua respectiva porosidade neutrônica e os valores da inclinação das retas da porosidade estimadas pela técnica aqui apresentada para o cálculo da porosidade.

Litologia	Descrição	Modelo		Estimado		
		$\rho_{M'}$ ( $g/cm^3$ )	$\Phi_{nM'}$	$\alpha$ ( $g/cm^3$ )	$\rho_{M'}$ ( $g/cm^3$ )	$\Phi_{nM'}$
D	Arenito	-	-	-1.6623	2,6860	-0,0142
E	Ritmito	-	-	-1.8115	2,7600	0,0284
Calcário	100% calcita	2,71	0	-	-	-

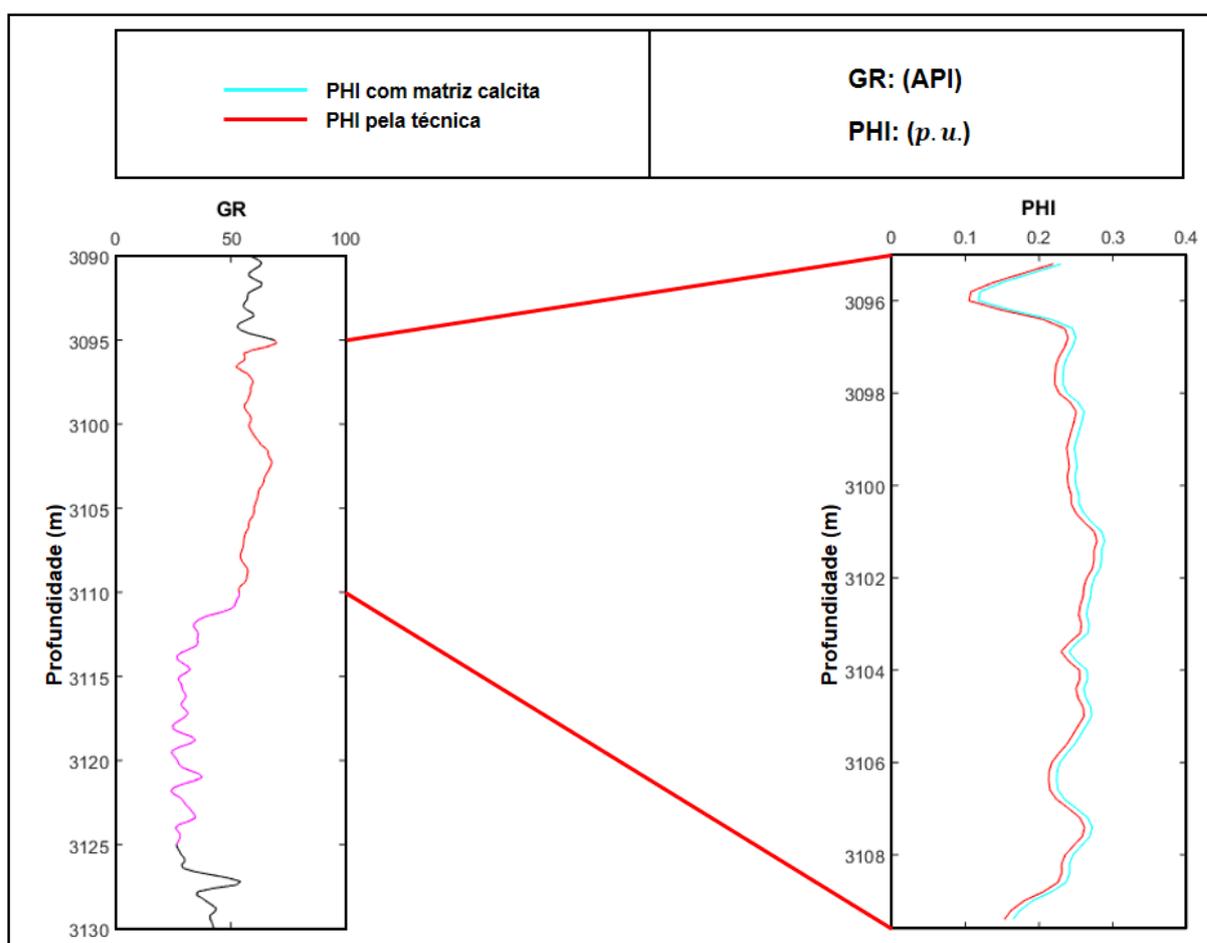


Figura 12.17: Apresentação da comparação em profundidade do perfil de porosidade calculado da forma convencional (curva com a cor azul claro) e com a metodologia aqui apresentada (curva com a cor vermelha).

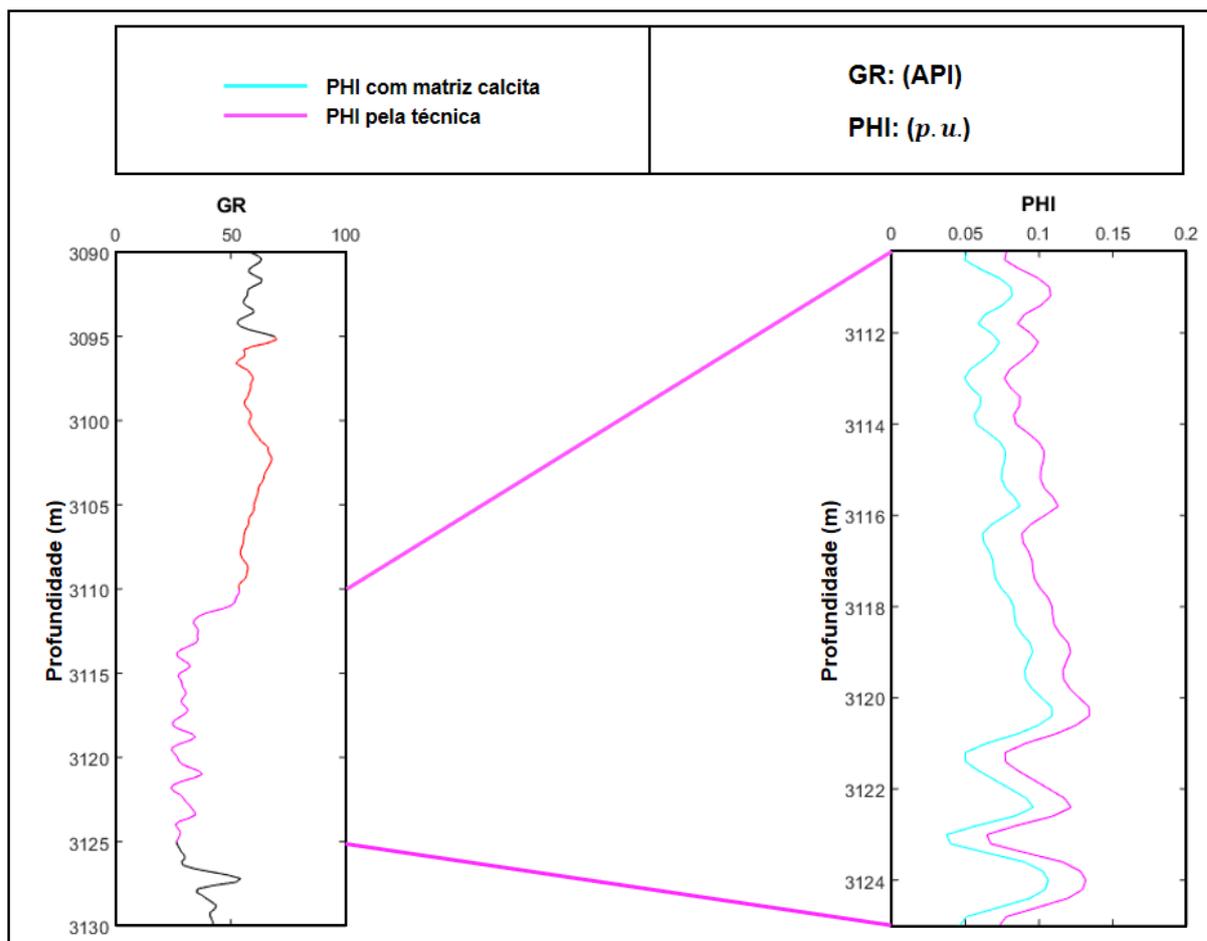


Figura 12.18: Apresentação da comparação em profundidade do perfil de porosidade calculado da forma convencional (curva com a cor azul claro) e com a metodologia aqui apresentada (curva com a cor rosa).

## 12.4 CONCLUSÕES

A importância da propriedade petrofísica porosidade e a realidade do seu valor estimado na avaliação de formação transcende a geofísica de poço e impacta diretamente sobre as estratégias gerenciais de exploração do poço, na sua avaliação econômica e finalmente sobre os valores das ações das empresas de petróleo nas bolsas de valores mundiais. A porosidade reflete o volume de fluido presente na rocha e impacta diretamente sobre as estimativas de saturação de óleo. Por mais cuidado que se tenha na estimativa da saturação, na prática eles são ineficazes se o cálculo da porosidade não for realista.

Assim, ocupou-se de melhorar o procedimento convencional para o cálculo da porosidade pelo método densidade-neutrônico apenas em termos de uma estimativa mais realista para as propriedades físicas da matriz. E qualitativamente, os resultados do desenvolvimento desse trabalho mostram uma qualidade superior ao método convencional, evidenciando que essa possa futuramente ser bastante utilizada na indústria.

## 13 ARTIGO II: IDENTIFICAÇÃO DE LITOLOGIA EM PERFIS GEOFÍSICOS DE POÇOS POR INFERÊNCIA *FUZZY*

### RESUMO

O objetivo deste trabalho é apresentar um sistema de inferência fuzzy com a finalidade de identificar litologias a partir de perfis geofísicos de poços e amostras de testemunhos de um poço específico e transportar essas informações para poços não-testemunhados próximos no mesmo campo petrolífero. As variáveis de entrada neste sistema de inferência são perfil de raios gama natural (GR) e perfis de porosidade (densidade, neutrônico e sônico) usados para obter os parâmetros M e N do gráfico M-N a fim de reduzir o número de variáveis usadas e obter intervalos numéricos mais discretos para as variáveis. A base de dados deste sistema de inferência é construída a partir da informação de testemunho com evidência da presença de litologias reconhecidas. A resposta deste sistema de inferência (saída) é a indicação, ao longo da profundidade do poço não-testemunhados, de onde as litologias ocorrem. A metodologia proposta foi aplicada a dados reais de dois poços registrados no Campo de Namorado (Bacia de Campos, Rio de Janeiro). Em geral, o sistema obteve 97% de precisão, chegando à conclusão de que a metodologia apresentada é aplicável ao mapeamento de uma camada reservatório (arenito, por exemplo) ao longo do campo petrolífero, mesmo em cenários geológicos complexos com pequenas variações de espessura e profundidade da camada de interesse.

**Palavras-chaves:** Perfilagem geofísica de poço. Perfil de porosidade. Perfil litológico. Correlação. Inferência fuzzy.

## ABSTRACT

The purpose of this work is to present a fuzzy inference system in order to identify lithologies from wireline logs and core data from a specific borehole and transport this information to nearby uncored wells in the same oilfield. Input variables in this inference system are natural gamma ray log (GR) and porosity logs (density, neutron porosity and sonic) used to obtain M and N parameters from M-N plot in order to reduce the number of variables used and obtaining more discrete numerical intervals for the variables. The database of this inference system is built from the core information with evidence of the presence of recognised lithologies. The response of this inference system (output) is indicated along the depth of uncored boreholes where the lithologies occurring. The proposed methodology was applied to real well log data recorded in two boreholes in the Campo de Namorado (Bacia de Campos, Rio de Janeiro). In general, the system obtained 97% of accuracy, getting the conclusion that the methodology presented is applicable to the mapping of one reservoir layer (sandstone, for example) along oilfield, even at complex geologic scenarios which cause the thickness variations and of the depth of the layer of interest.

**Keywords:** Geophysical well logging. Porosity log. Lithology log. Correlation. Fuzzy inference.

## 13.1 INTRODUÇÃO

A avaliação da formação precisa de várias informações, que são características particulares de cada reservatório em um campo petrolífero, para produzir uma estimativa realista do volume de hidrocarbonetos. Essas informações, comumente, não são fornecidas pelos próprios perfis geofísicos de poços, mas refletem as características geológicas das camadas do reservatório, que determinam sua qualificação como reservatório de hidrocarbonetos. Parte importante dessas informações geológicas sobre a rocha do reservatório pode ser resumida pelo conceito de litologias (Selley et al., 1976) e geralmente são produzidas por análise de testemunho.

Na maioria das situações de exploração de petróleo no mar (*offshore*) não se dispõe do apoio geológico dos levantamentos de campo, pela ausência de afloramentos e alto custo operacional. Normalmente nos campos marítimos são perfurados alguns poços chaves, dos quais são retirados testemunhos para suprir as informações geológicas necessárias à avaliação de formação e ao aumento do conhecimento estratigráfico do campo.

Como muitos poços em campos de petróleo não são testemunhados, acaba-se utilizando alguns algoritmos inteligentes com a finalidade de se fazer a identificação de camadas litológicas em profundidade. Na literatura, é muito comum encontrar trabalhos utilizando redes neurais artificiais e inferência *fuzzy* para resolver este tipo de problema. Por exemplo, Bosch et al. (2013) aplicaram inferência *fuzzy* em *Application to the KTB Project Data set (Germany)* com a finalidade de identificar litologia em dados geofísicos de poços.

Hsieh et al. (2005) fizeram um sistema de inferência *fuzzy* para identificar formações litológicas de água subterrânea a partir de perfis geofísicos de poços. Esse estudo hidrogeológico utilizou como dados de entrada alguns perfis convencionais na indústria do petróleo que são perfil de raios gama natural, perfis elétricos e o perfil sônico compensado. Foram utilizadas 5 funções de pertinência trapezoidais, sendo cada uma indicativa de um termo linguístico descrito no trabalho.

Jia (2012) fez identificação de litologia utilizando algoritmo ANFIS, *Adaptive Network-based Fuzzy Inference Systems* (Jang, 1993). Esse algoritmo é uma combinação de redes neurais artificiais com inferência *fuzzy*. Assim como na inferência *fuzzy* convencional, são criadas funções de pertinências que definem cada intervalo em profundidade do poço e funções de pertinências de saída que representam cada litologia identificada. A rede neural artificial combinada com a inferência *fuzzy* tem por finalidade melhorar os parâmetros de ajuste das funções. Neste trabalho, ele utilizou perfis de resistividade, perfil de potencial espontâneo e o perfil de raios gama natural para identificar os intervalos de lamito, arenito, e arenito argiloso em profundidade.

### 13.1.1 Relevância

Saggaf and Nebrija (2003) também utilizaram inferência *fuzzy*. O objetivo deles é inferir a litologia e fácies deposicionais a partir de perfis. No artigo, eles definem a forma de criação das funções de pertinências que definem cada fácies identificadas em profundidade do poço. Elas são criadas a partir da interpretação visual dos histogramas das medidas de propriedades físicas de cada intervalo de fácies de poço. Com isso, o intérprete tem a liberdade de escolher o tipo de função de pertinência que, na opinião dele, representa as medidas de propriedades físicas daquele intervalo do poço.

Este trabalho define uma forma diferente de criação das funções de pertinências definidos por Saggaf and Nebrija (2003), sem a necessidade de se fazer uma interpretação visual dos histogramas dos dados. Elas são definidas a partir da análise estatística dos dados do intervalo de poço, sendo cada propriedade física do intervalo litológico representado por uma função gaussiana. Para isso, calcula-se o desvio padrão e a média para cada propriedade física medida no poço.

No entanto, sabe-se que para uma função gaussiana representar bem um conjunto de dados é preciso que ele corresponda a uma distribuição normal e seja unimodal. Então, para se aplicar a técnica é necessário testar a normalidade e a unimodalidade do conjunto de dados para que ele seja aplicável na metodologia. Caso ele se afaste demais de uma distribuição normal, a função gaussiana pode ser descartada.

### 13.1.2 Objetivo

O objetivo desse trabalho é apresentar uma metodologia computacional baseada na inferência *fuzzy*. A partir da informação de litologias obtidas em um poço testemunhado, o método aqui apresentado realiza o reconhecimento dessas mesmas litologias em poços não testemunhados a partir da junção das informações iniciais com os perfis geofísicos de poços. Este método apresenta um Sistema de Inferência *Fuzzy* que permite incorporar a informação geológica disponível nos poços testemunhados e transportá-la para poços não testemunhados determinando a continuidade lateral das litologias.

## 13.2 METODOLOGIA

Informações geológicas adquiridas em poços testemunhados podem ser usadas na correlação realista entre as principais características de uma camada e as propriedades físicas mensuradas e registradas pelos perfis geofísicos. Assim pode-se estabelecer uma correlação entre a descrição das litologias e os perfis de raios gama natural e porosidades (densidade, neutrônico e sônico), estes últimos codificados segundo os parâmetros M e N (Burke et al., 1969).

A construção de um sistema de inferência *fuzzy* para a identificação de litologias em um poço não testemunhado considera:

- (i) A existência de correlação entre propriedades físicas e características geológicas;
- (ii) A correlação entre propriedades físicas e características geológicas estabelecida em um poço testemunhado é similar a correlação presente nos poços não testemunhados;
- (iii) As medidas de cada propriedade física em um intervalo de poços devem ter uma distribuição normal unimodal para garantir maior precisão na técnica empregada.

A metodologia deste trabalho está dividida em 4 etapas:

Etapa 1: É realizado o reconhecimento do intervalo em profundidade de ocorrência das litologias em um poço testemunhado, sendo selecionados os pontos em profundidade nesse intervalo no perfil de raios gama (Ellis and Singer, 2007) e criado o gráfico M-N (Burke et al., 1969).

Passo 2: É necessário criar as funções de pertinências (Zadeh, 1965) que caracterizam cada litologia de poço. Eles podem ser criados com base nos histogramas construídos com os dados de cada propriedade física selecionada (Saggaf and Nebrija, 2003). Sabe-se que dados discretos são bem representados por funções gaussianas na distribuição normal. Neste artigo, eles são gerados com base na função de densidade de probabilidade. O problema é que a função densidade de probabilidade é diretamente afetada pela normalidade da distribuição. Por isso, há a necessidade de se saber se a distribuição é normal e unimodal. Então, este passo começa com a descoberta da moda de cada propriedade física por um intervalo do poço analisado. Em seguida, é aplicado o teste de Shapiro and Wilk (1965) para descobrir se cada intervalo corresponde a uma distribuição normal. Também é usado o gráfico Q-Q (Wilk and Gnanadesikan, 1968) para verificar visualmente a normalidade. Após comprovar a unimodalidade e a normalidade de cada intervalo do poço, calcula-se o desvio padrão e a média ou esperança dos mesmos que serão utilizados para gerar a função densidade de probabilidade. A figura 13.1 mostra como criar funções de pertinências. Observe que na trilha um é selecionado os intervalos em profundidade. A é a propriedade física analisada. A segunda faixa representa apenas o desvio padrão e a média usada para criar a função gaussiana mostrada na trilha 3. A trilha 4 mostra as funções de pertinências para cada intervalo com base na função gaussiana na trilha 3. Finalmente, a trilha 5 representa todas as funções de pertinências criadas no mesmo universo.

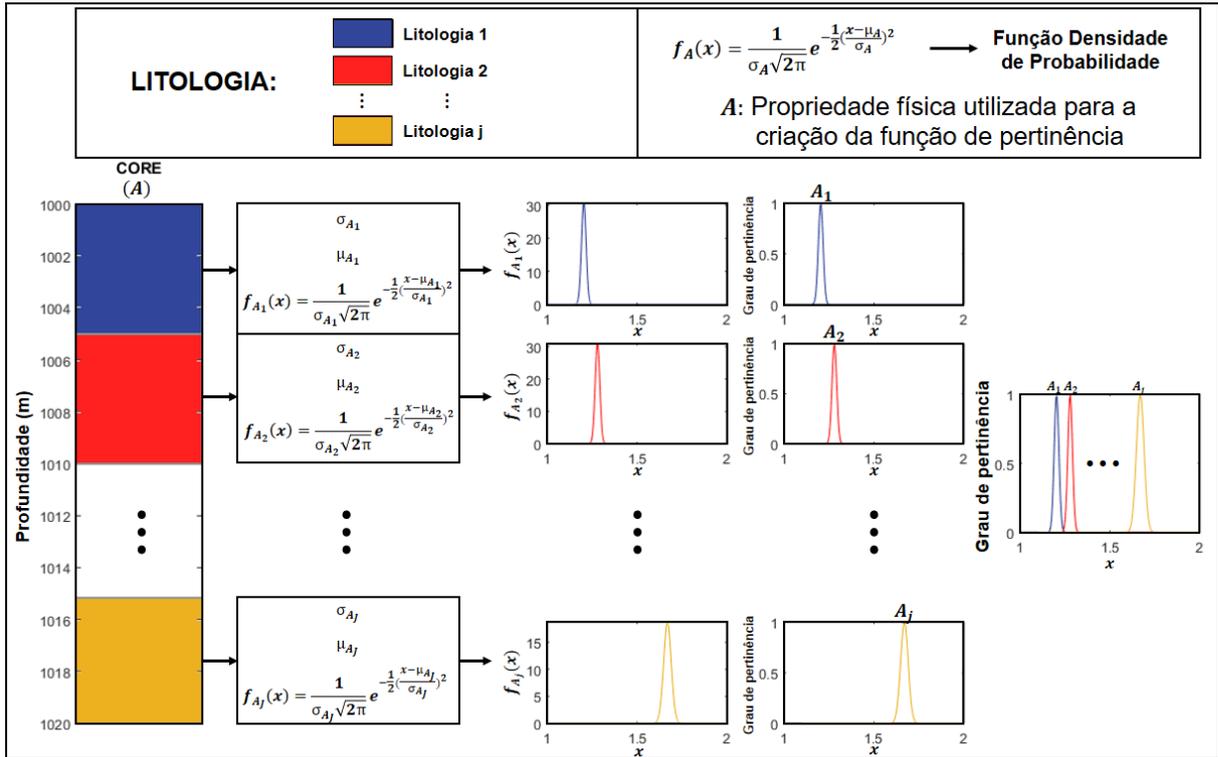


Figura 13.1: Criação de funções de pertinência relacionadas a uma propriedade física de dados do poço.

Passo 3: As funções de saída do sistema *fuzzy* são criadas (figura 13.2). Neste trabalho, elas são definidas como funções triangulares e cada uma delas,  $j$ , representa cada litologia do poço.

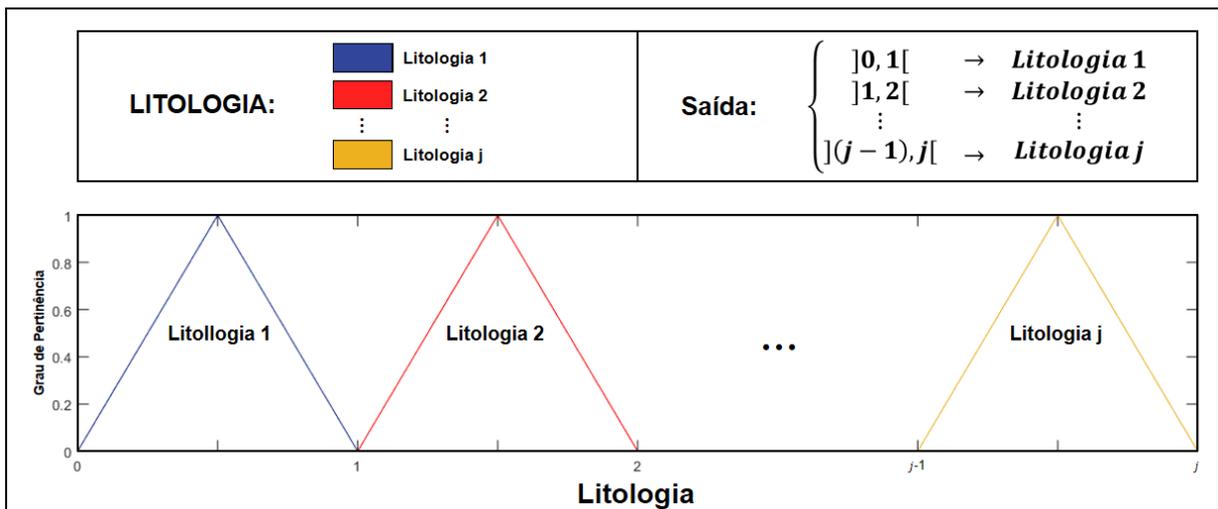


Figura 13.2: Exemplo de uma função de saída que pode ser usada para o sistema de inferência fuzzy apresentado. É importante notar que  $j$  corresponde ao número de litologias que podem ser identificadas.

Etapa 4: Regras de inferência *fuzzy* (Mamdani, 1974) são criadas para um dado de poço de referência. É utilizado o operador AND (E), que corresponde à operação MIN, nas regras de implicações entre duas propriedades físicas. Após a aplicação, as áreas são geradas nos triângulos criados como saídas do sistema de inferência na etapa anterior. Sabe-se que cada triângulo corresponde a uma certa litologia. Várias áreas são geradas devido à aplicação de inúmeras regras de inferência. No final, todas as áreas são somadas, um tipo de agregação chamada SUM (Dubois and Prade, 1985). A saída do programa é a média da coordenada de abscissa dos pontos com o maior grau de pertinência, a defuzzificação do tipo MON (Sugeno, 1985; Lee, 1990);.

A tabela 13.1 representa um exemplo hipotético das regras de inferência usadas neste trabalho. É possível perceber que, se o número de litologias a serem identificadas e/ou o número de propriedades físicas a serem usadas aumentar, o número de regras de inferência também aumenta. A figura 13.3 mostra esquematicamente este exemplo da operação da inferência *fuzzy* apresentada. Podemos perceber nesta figura que existem 3 litologias, porque os intervalos dos intervalos de saída estão entre 0 e 3. Também podemos ver que existem três propriedades físicas A, B e C. Neste trabalho, essas propriedades são medidas de GR e Parâmetro M e N do gráfico MN.

Tabela 13.1: Exemplo de uma regra de inferência que utiliza três propriedades físicas e três litologias a serem identificadas.

<b>Regra</b>	<b>Implicação</b>	<b>Operador</b>	<b>Implicação</b>	<b>Saída</b>
1	Se A é Litologia 1	AND	Se B é Litologia 1	Litologia 1
2	Se A é Litologia 2	AND	Se B é Litologia 2	Litologia 2
3	Se A é Litologia 3	AND	Se B é Litologia 3	Litologia 3
4	Se A é Litologia 1	AND	Se C é Litologia 1	Litologia 1
5	Se A é Litologia 2	AND	Se C é Litologia 2	Litologia 2
6	Se A é Litologia 3	AND	Se C é Litologia 3	Litologia 3
7	Se B é Litologia 1	AND	Se C é Litologia 1	Litologia 1
8	Se B é Litologia 2	AND	Se C é Litologia 2	Litologia 2
9	Se B é Litologia 3	AND	Se C é Litologia 3	Litologia 3

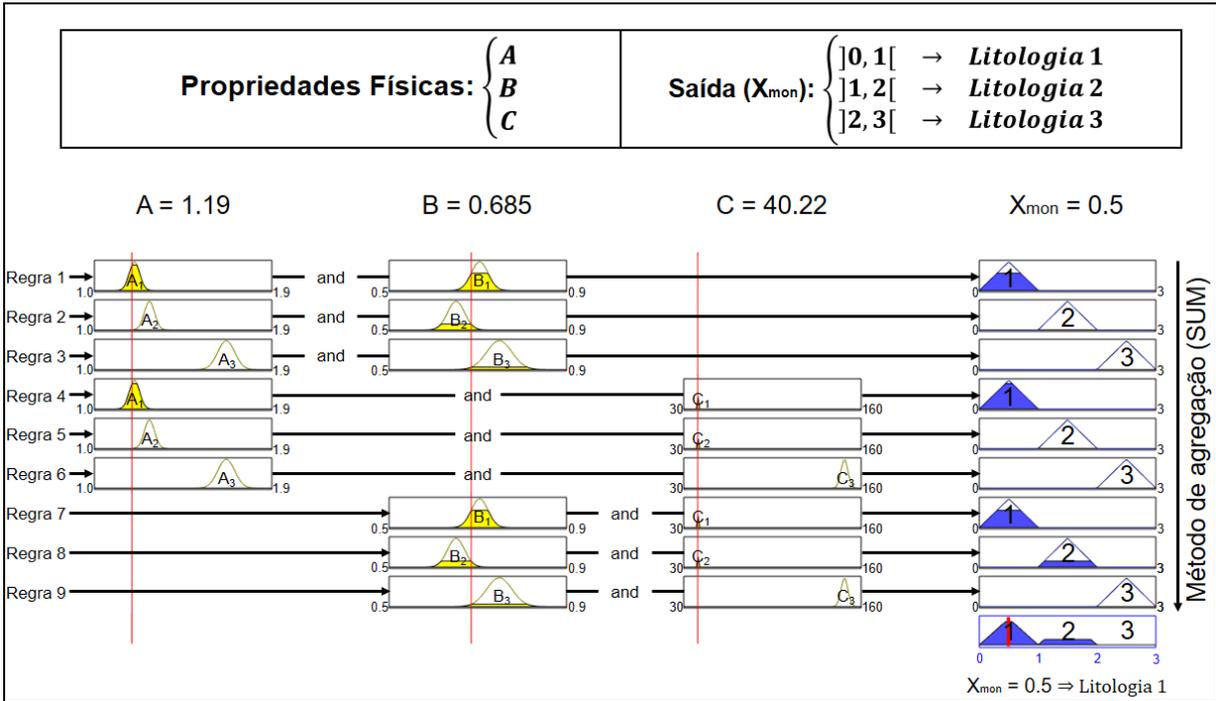


Figura 13.3: Exemplo de uma regra de inferência que utiliza três propriedades físicas e três litologias a serem identificadas.

A figura 13.4 representa um esquema da Inferência *Fuzzy* usada aqui. As saídas, adquiridas com defuzzificação (Método MON), possuem informações sobre as LITOLOGIAS correspondentes ao ponto de profundidade analisado. O algoritmo *fuzzy* analisa cada ponto de profundidade e mostra a litologia correspondente.

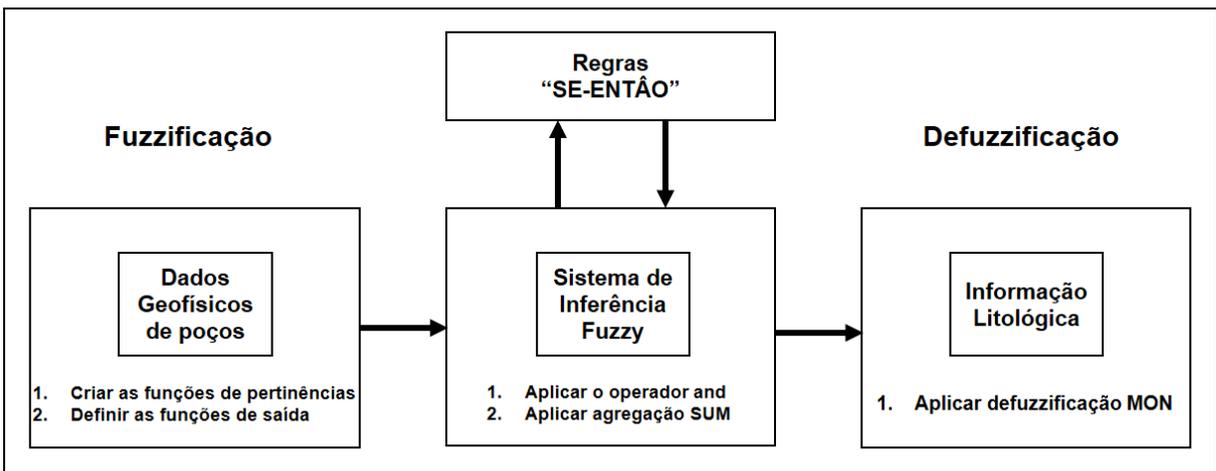


Figura 13.4: Esquema de etapas de inferência *Fuzzy* utilizadas neste trabalho.

### 13.3 RESULTADOS

A metodologia deste trabalho foi aplicada em dois poços do campo de Namorado (Bacia de Campos, Brasil), poço A (poço de referência) e poço B (poço de teste). A informação de testemunho do poço de teste (Poço B) não é usada pelo sistema fuzzy e serve apenas para validação de resultados.

#### 13.3.1 Poço A (Poço de Referência)

A figura 13.5 representa o conjunto de perfis do poço de referência (poço A). A primeira trilha representa a descrição do testemunho (descrição da litologia), mostrada na tabela 13.2. A segunda trilha representa o perfil de raios gama (GR), a terceira o perfil de densidade (RHOB), a quarta o perfil neutrônico (NPFI) e a quinta o perfil sônico (DT).

Tabela 13.2: Descrição litológica do poço A.

Litologia	Descrição
1	Marga
2	Arenito
3	Ritmito

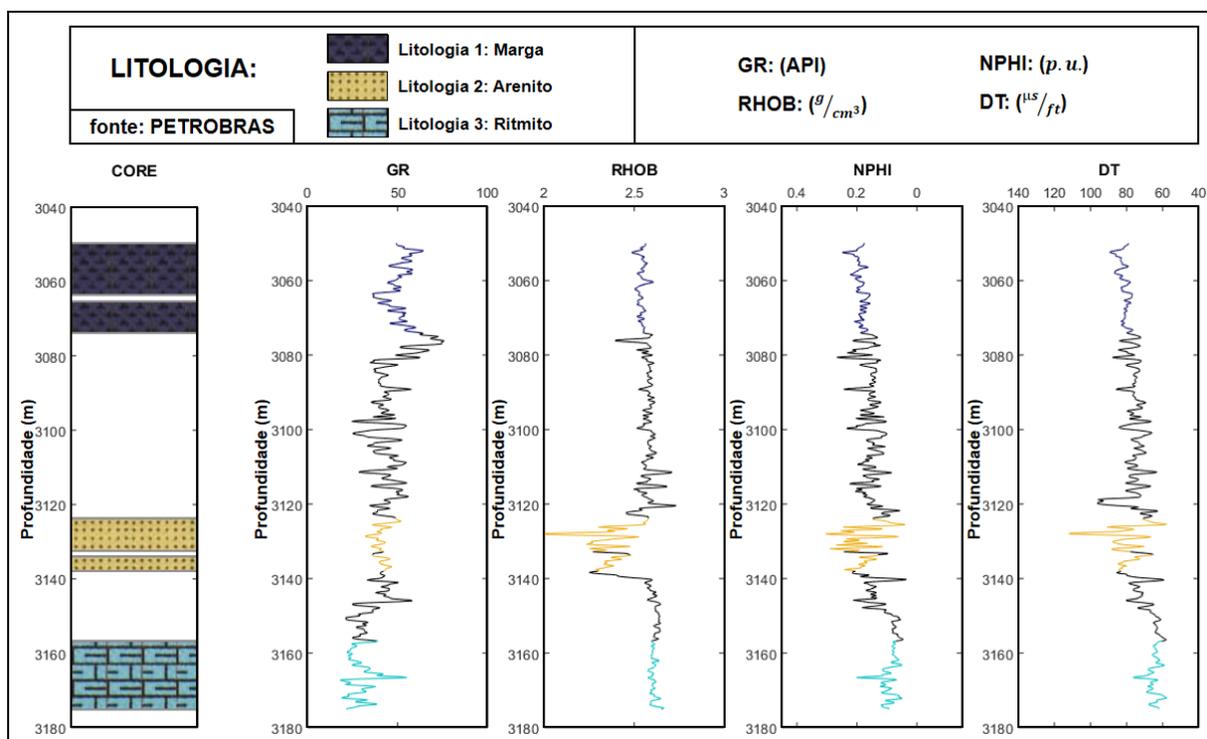


Figura 13.5: Seleção das litologias no poço A (poço de referência). Cada litologia é definida por diferentes símbolos e cores.

A figura 13.6 representa o gráfico M-N referente às litologias selecionadas no poço A. Percebe-se que cada litologia é identificada por uma cor diferente.

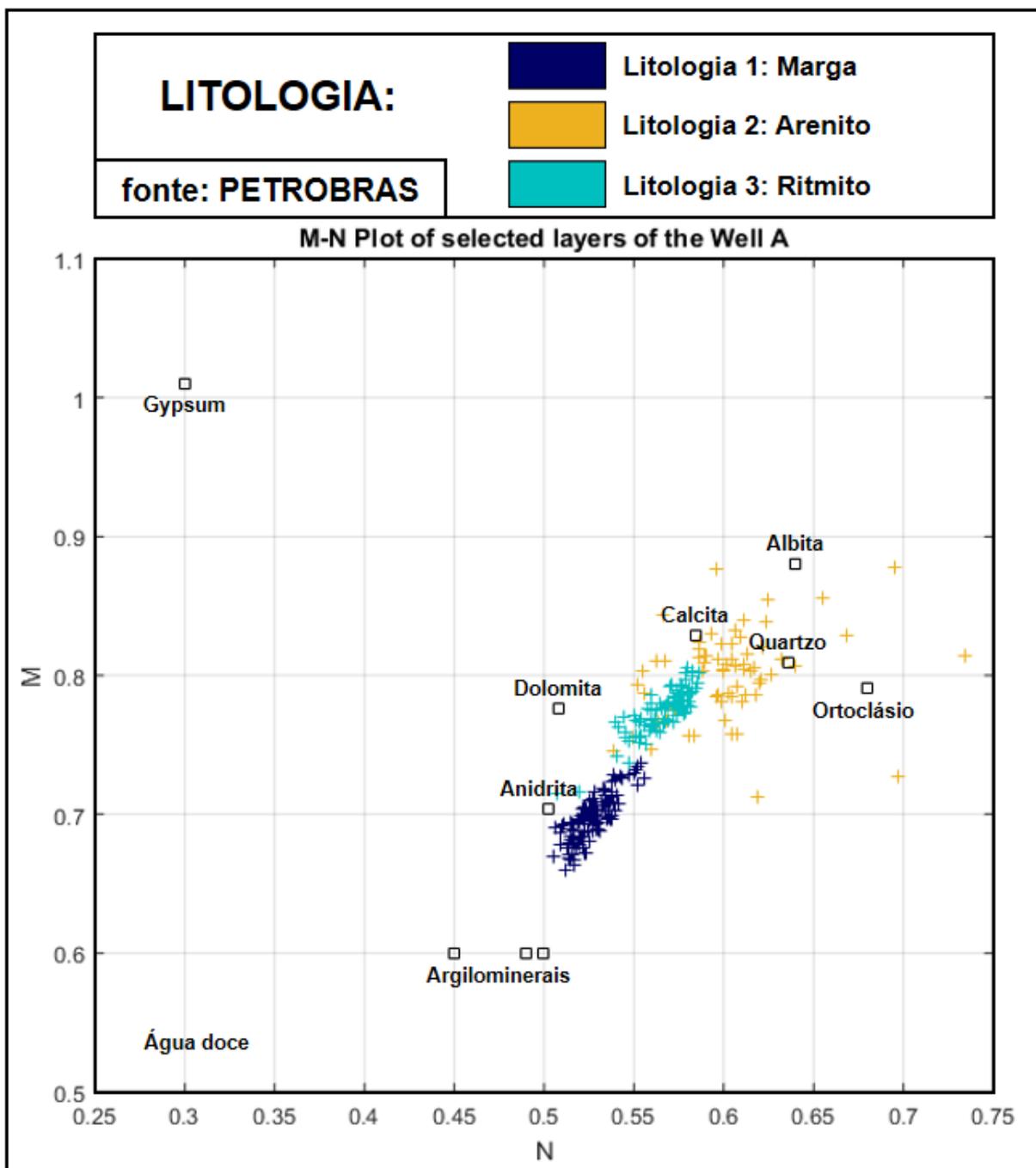


Figura 13.6: Identificação de litologias selecionadas do poço A no gráfico M-N.

Na tabela 13.3, existem informações estatísticas sobre os parâmetros GR, M e N dos intervalos selecionados em profundidade. W e P-value podem mostrar se a distribuição é normal. Se o valor de P for maior que 0,05, é uma situação de distribuição normal. Percebe-se que, em GR da litologia 1 e litologia 3, no parâmetro M da litologia 3, e no parâmetro N da litologia 1, litologia 2 e litologia 3, o valor P é menor que 0,05, o que mostra que, nesses casos, a distribuição não é normal. Através da análise da figura 13.7a,

figura 13.7c, figura 13.8c, figura 13.9a, figura 13.9b e figura 13.9c, nota-se que a maioria dos pontos está próxima a reta. Assim, supõe-se que estes sejam casos de distribuição normal (aproximadamente). Com isso, podemos criar gaussianos para representar cada medida de propriedades físicas de intervalos selecionados em profundidade. É importante enfatizar que outros tipos de medidas podem ser usados para a metodologia criada, como o perfil de SP e perfil de indução, por exemplo. Foram escolhidas medidas de raios gama naturais, pois são quase sempre coletadas em todos os poços registrados e registros de porosidade, pois podem ser convertidos em parâmetros M e N, tendo a vantagem de ter três medidas de poço convertidas em duas, ou seja, reduzir a número de variáveis.

Tabela 13.3: Informações estatísticas sobre cada uma das propriedades físicas dos intervalos selecionados em profundidade.

	Nº de medidas	Mínimo	Máximo	Média	Mediana	Moda	Desvio Padrão	W	P-valor
<b>Medida de GR (API)</b>									
<b>Litologia 1</b>	118	35.9336	64.2866	51.1289	51.4219	46	6.0424	0.97555	0.02986
<b>Litologia 2</b>	67	32.0586	52.0742	41.4110	41.1523	40.3086	4.2200	0.98262	0.4726
<b>Litologia 3</b>	91	18.1741	55.1250	28.7076	26.8945	30.7109	6.9522	0.90234	$4.64 \times 10^{-6}$
<b>Medida do parâmetro M</b>									
<b>Litologia 1</b>	118	0.6596	0.7367	0.6973	0.6972	0.6596	0.0164	0.98635	0.2816
<b>Litologia 2</b>	67	0.7129	0.8780	0.8004	0.8044	0.7129	0.0314	0.97790	0.2774
<b>Litologia 3</b>	91	0.7155	0.8054	0.7746	0.7764	0.7155	0.0164	0.94518	0.0007916
<b>Medida do parâmetro N</b>									
<b>Litologia 1</b>	118	0.5050	0.5553	0.5267	0.5261	0.5050	0.0106	0.97399	0.02161
<b>Litologia 2</b>	67	0.5389	0.7339	0.6030	0.6012	0.5389	0.0337	0.89495	$3.566 \times 10^{-5}$
<b>Litologia 3</b>	91	0.5069	0.5865	0.5664	0.5694	0.5069	0.0142	0.89967	$3.515 \times 10^{-6}$

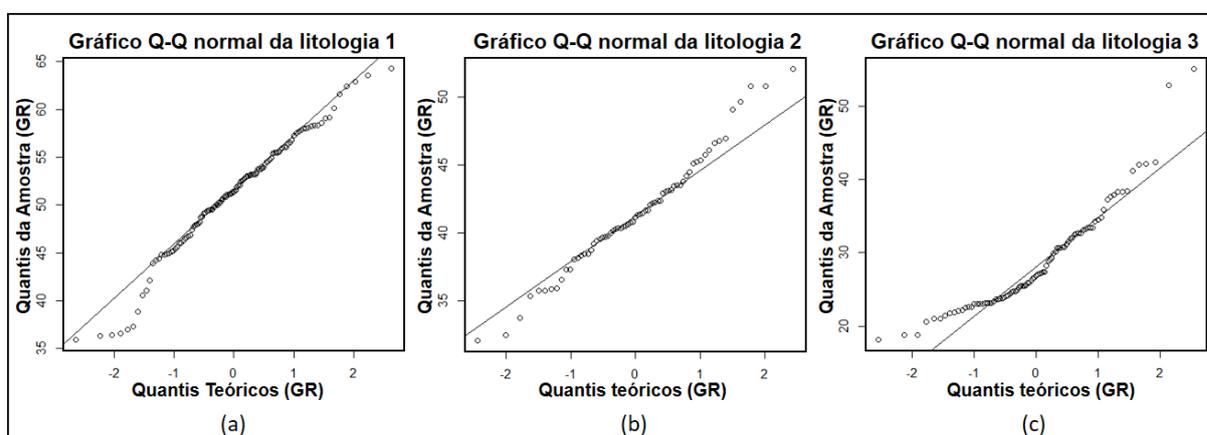


Figura 13.7: (a) Gráfico Q-Q das medidas de GR da litologia 1. (b) Gráfico Q-Q das medidas de GR da litologia 2. (c) Gráfico Q-Q das medidas de GR da litologia 3.

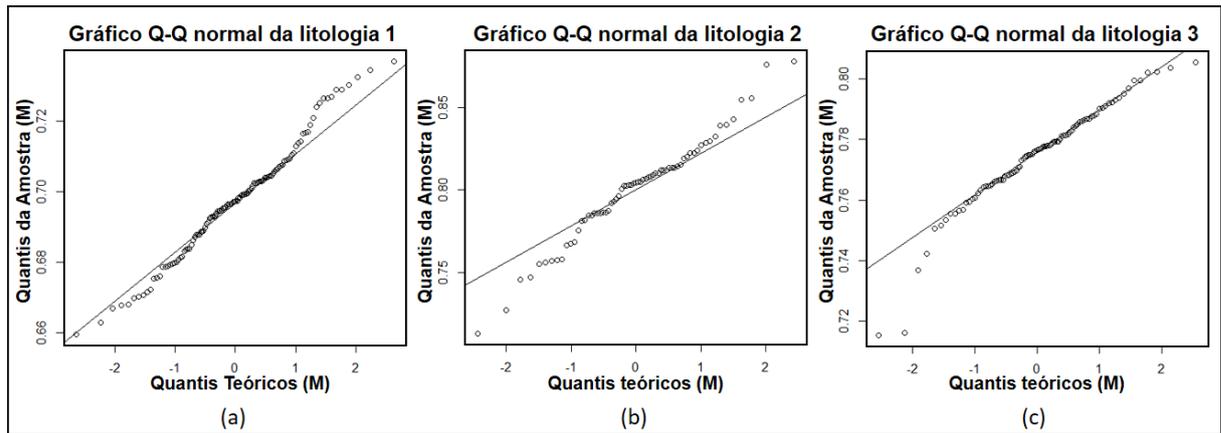


Figura 13.8: (a) Gráfico Q-Q das medidas de M da litologia 1. (b) Gráfico Q-Q das medidas de M da litologia 2. (c) Gráfico Q-Q das medidas de M da litologia 3.

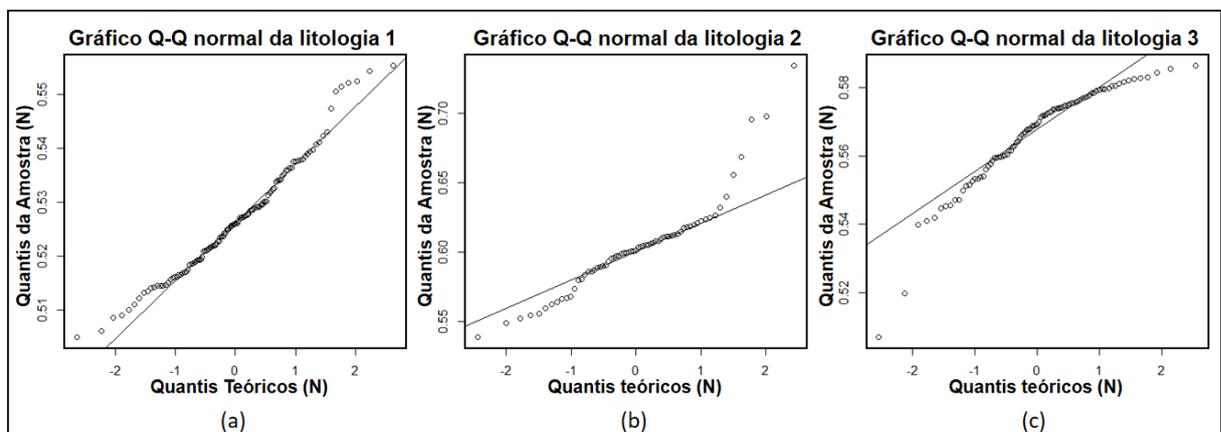


Figura 13.9: (a) Gráfico Q-Q das medidas de N da litologia 1. (b) Gráfico Q-Q das medidas de N da litologia 2. (c) Gráfico Q-Q das medidas de N da litologia 3.

As figuras 13.10, 13.11 e 13.12 são semelhantes à figura 13.1. Elas, respectivamente, mostram como as funções de pertinências a partir dos dados de registros de raios gama naturais (GR) e os dados dos parâmetros M e N para cada litologia do poço A são criadas.

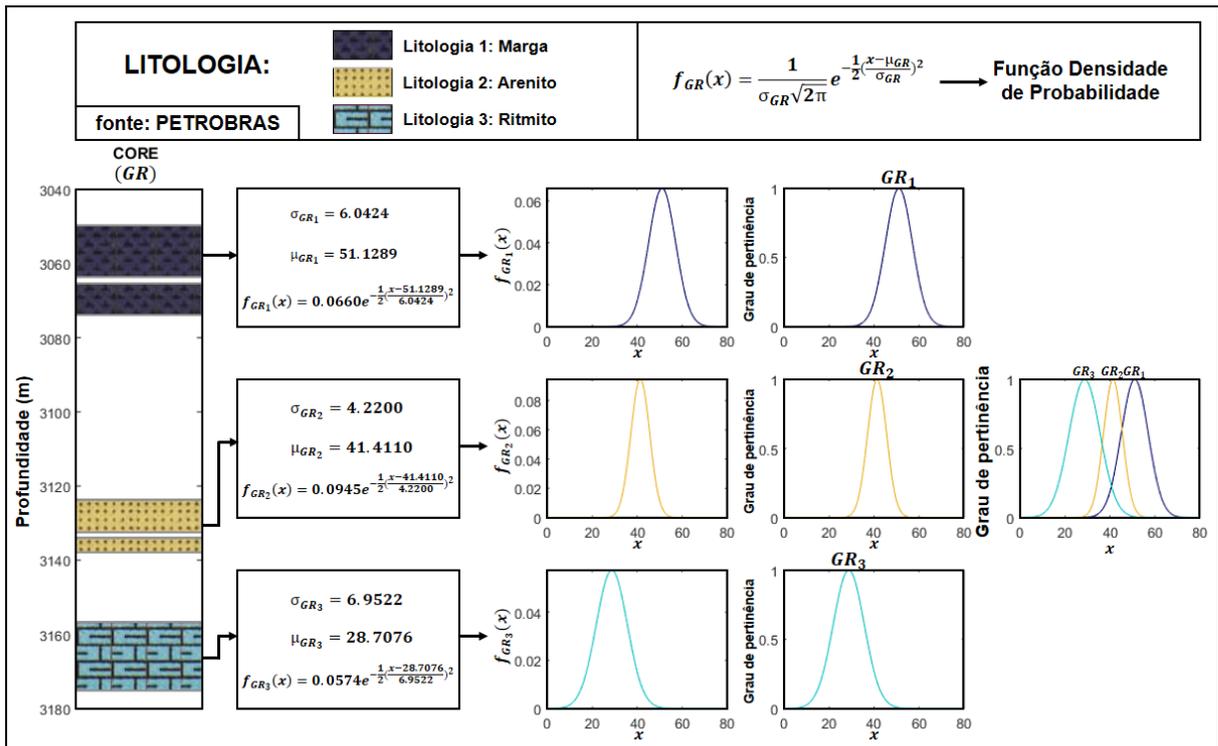


Figura 13.10: Criação das funções de pertinência relacionadas ao poço A, a partir dos dados do perfil de raios gama natural (GR).

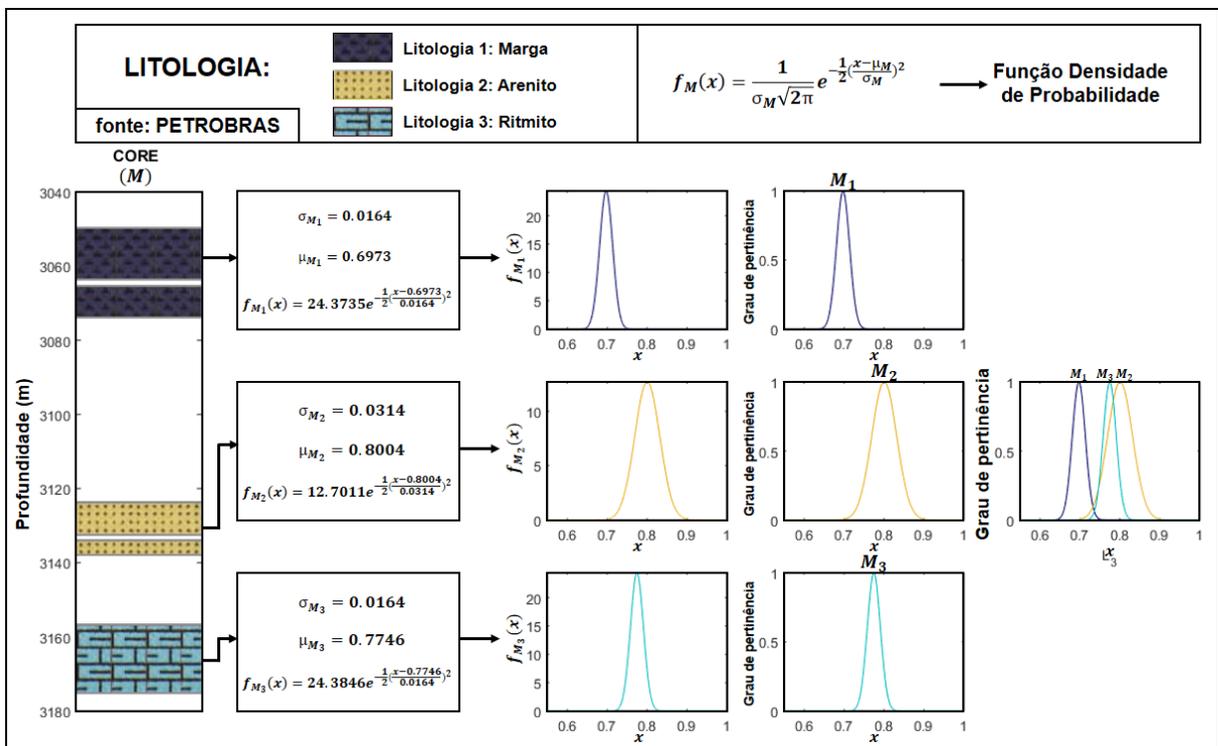


Figura 13.11: Criação de funções de pertinência relacionadas ao poço A, a partir dos dados dos parâmetros M.

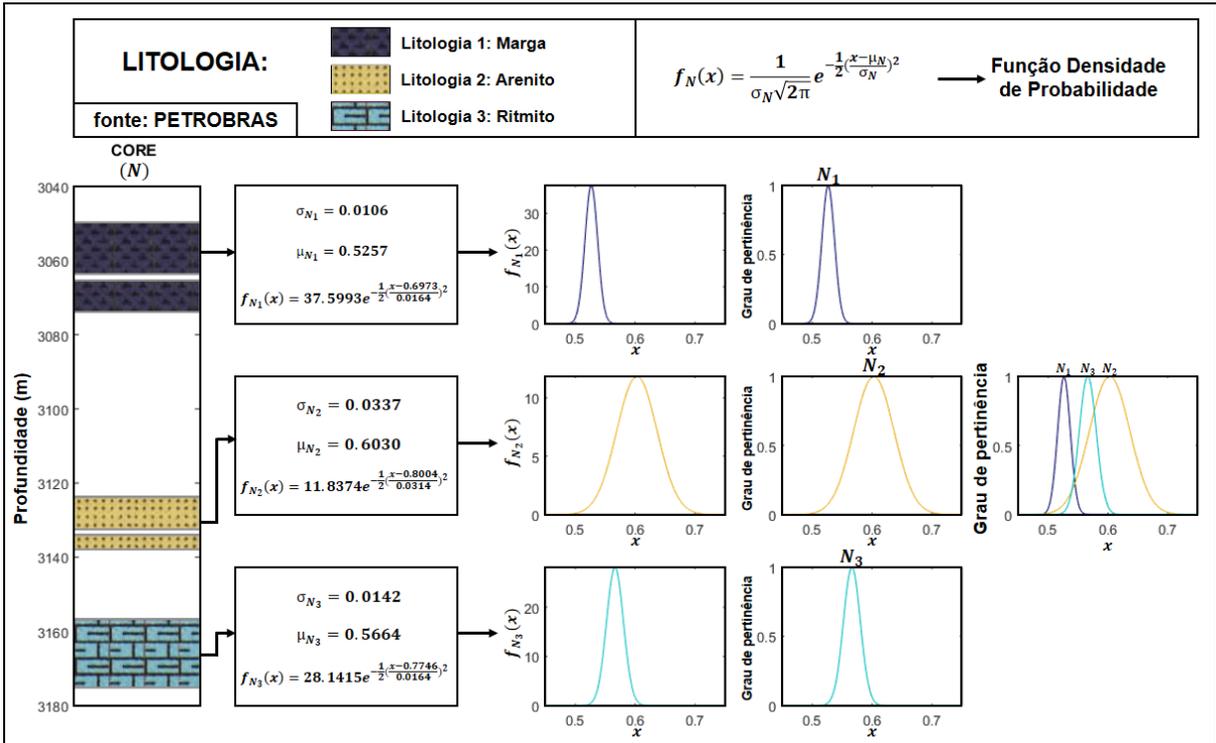


Figura 13.12: Criação das funções de pertinência relacionadas ao poço A, a partir dos dados dos parâmetros N.

A figura 13.13 representa as funções de pertinências relacionadas às variáveis de entrada (GR, parâmetro M e N) do sistema fuzzy aplicado.

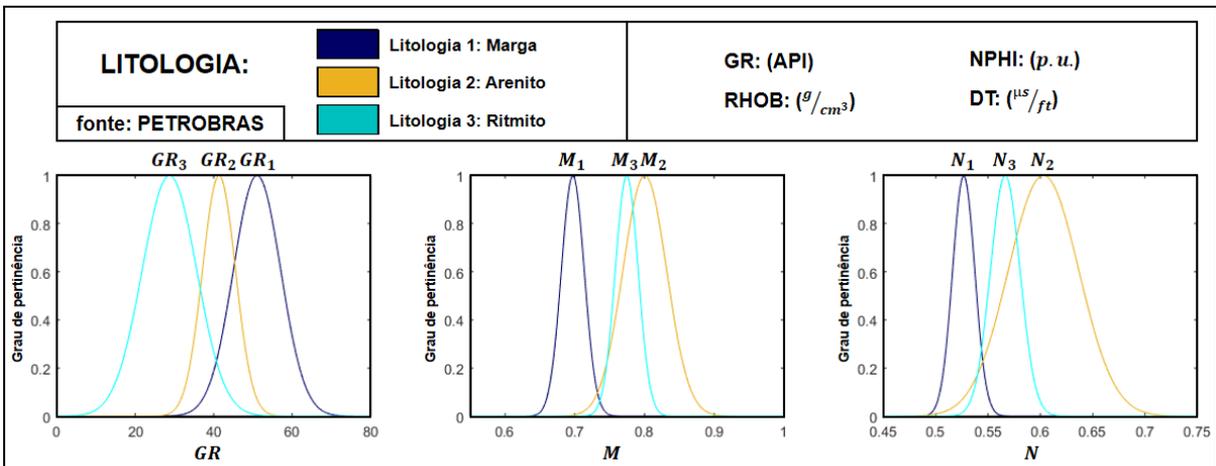


Figura 13.13: Funções de pertinências relacionadas às variáveis de entrada (GR, parâmetro M e N).

A figura 13.14 representa a função de saída do sistema fuzzy usado. Percebe-se que cada uma das funções triangulares representa cada litologia encontrada no poço. O intervalo de abscissa entre 0 e 1 representa litologia 1, entre 1 e 2 litologia 2 e entre 2 e 3 litologia 3.

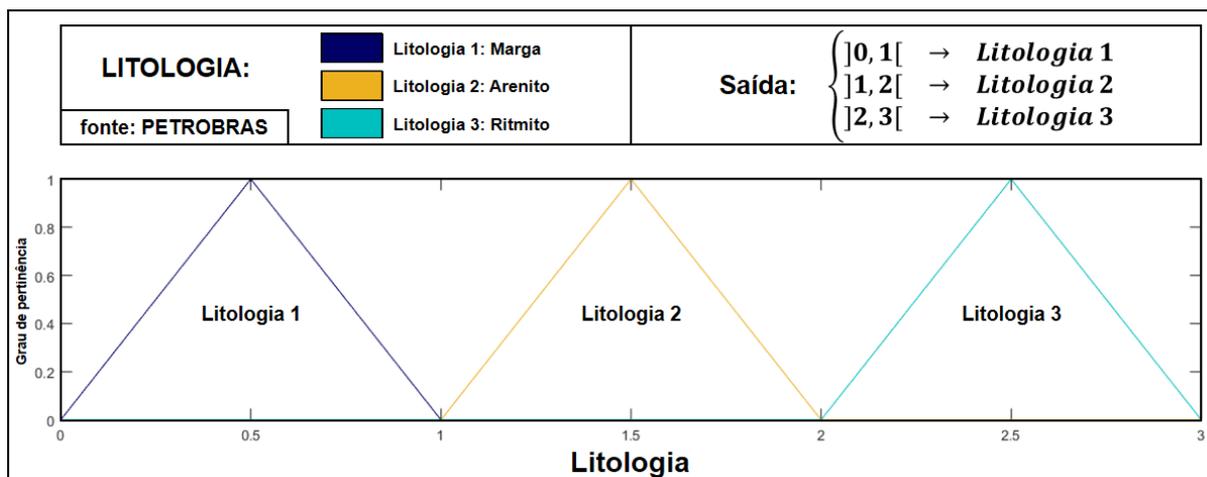


Figura 13.14: Função de saída do sistema fuzzy apresentado.

As seguintes regras de inferência, tabela 13.4, foram definidas e utilizadas na identificação litológica:

Tabela 13.4: Regras de Inferência utilizadas para identificar litologias.

Regra	Implicação 1	Operador	Implicação 2	Saída
1	Se M é litologia 1	AND	Se N é litologia 1	Litologia 1
2	Se M é litologia 2	AND	Se N é litologia 2	Litologia 2
3	Se M é litologia 3	AND	Se N é litologia 3	Litologia 3
4	Se GR é litologia 1	AND	Se M é litologia 1	Litologia 1
5	Se GR é litologia 2	AND	Se M é litologia 2	Litologia 2
6	Se GR é litologia 3	AND	Se M é litologia 3	Litologia 3
7	Se GR é litologia 1	AND	Se N é litologia 1	Litologia 1
8	Se GR é litologia 2	AND	Se N é litologia 2	Litologia 2
9	Se GR é litologia 3	AND	Se N é litologia 3	Litologia 3

Este sistema de inferência *fuzzy* quando aplicado em dados de poço resulta em valores numéricos entre 0 e 3 (método de defuzzificação do tipo SUM). Cada ponto de profundidade está localizado em um intervalo entre 0 e 3, que representa cada litologia do poço.

### 13.3.2 Poço B (Poço Teste)

Na Figura 18.11, é mostrado o conjunto de perfis do poço B (poço teste). É importante ressaltar que o poço B é testemunhado, mas partimos do pressuposto que não para provar a metodologia utilizada no trabalho. As mesmas litologias selecionadas no poço A são apresentadas no poço B.

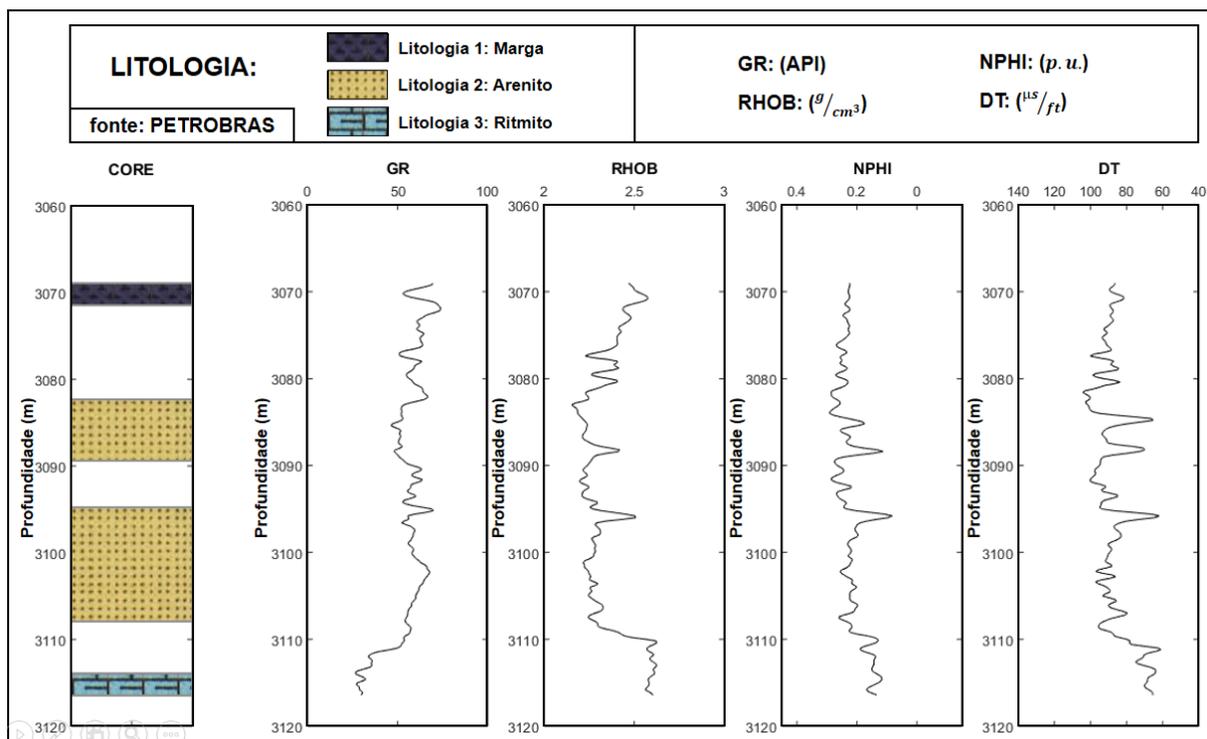


Figura 13.15: Apresentação dos perfis do poço B (poço teste). Cada litologia é definida por diferentes símbolos e cores.

A figura 13.16 representa o gráfico M-N criado a partir dos perfis de porosidade das litologias selecionadas no poço B, sendo cada litologia identificada por uma cor diferente.

As regras de inferência descritas foram aplicadas em todos os pontos das litologias selecionadas do poço B em função da profundidade. A figura 13.17 representa o gráfico M-N do poço B após a identificação litológica. Percebe-se que cada litologia é representada por uma cor diferente. A figura 13.18 representa as litologias do poço B identificadas em profundidade, sendo a primeira trilha a informação sobre os intervalos testemunhados, a segunda o perfil de raios gama natural (GR) antes da identificação, a terceira o perfil de raios gama natural (GR) após identificação e a quarta as litologias identificadas em profundidade pelo sistema de inferência proposto.

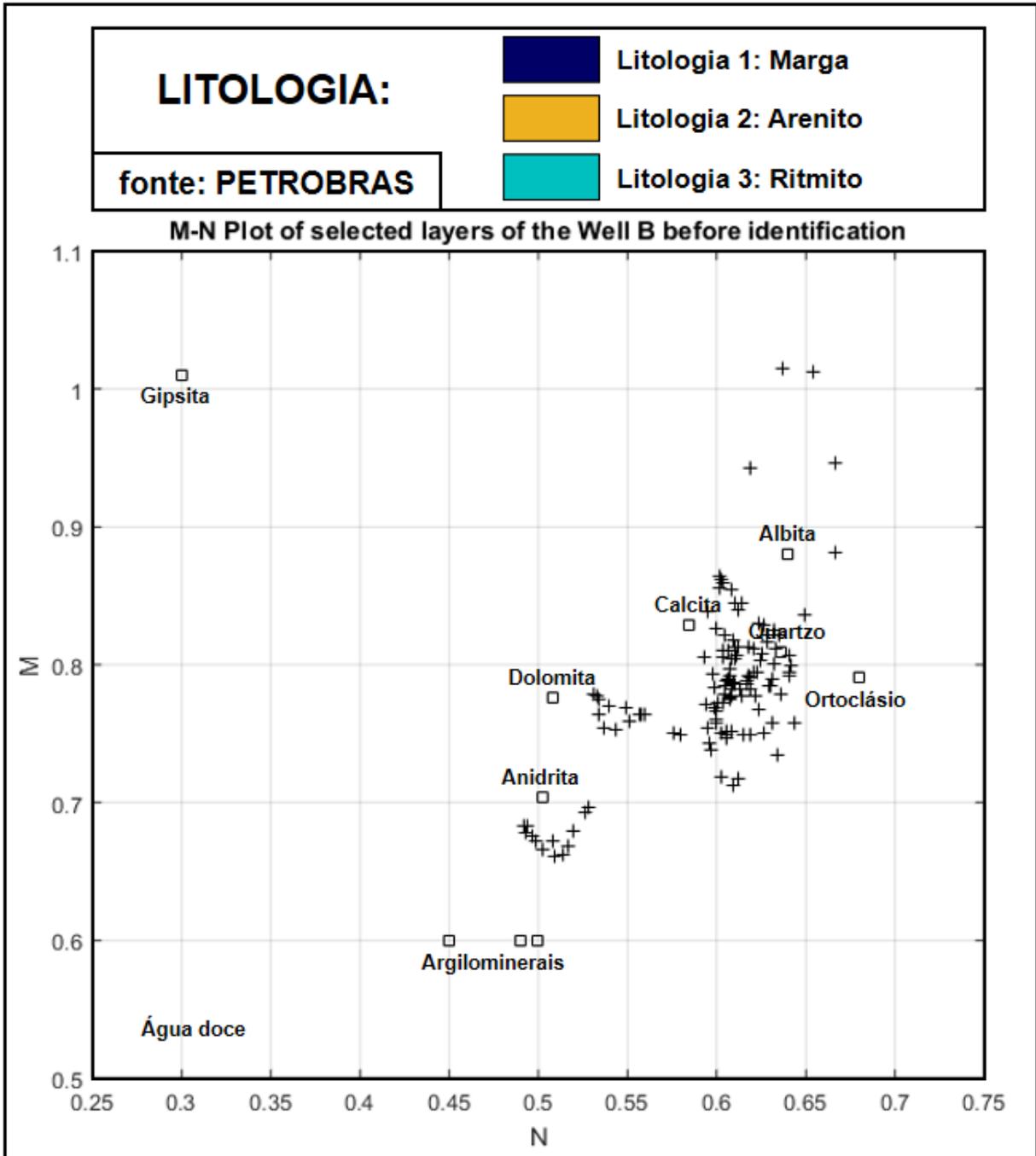


Figura 13.16: Gráfico M-N das litologias selecionadas do poço B (poço teste) antes da identificação litológica.

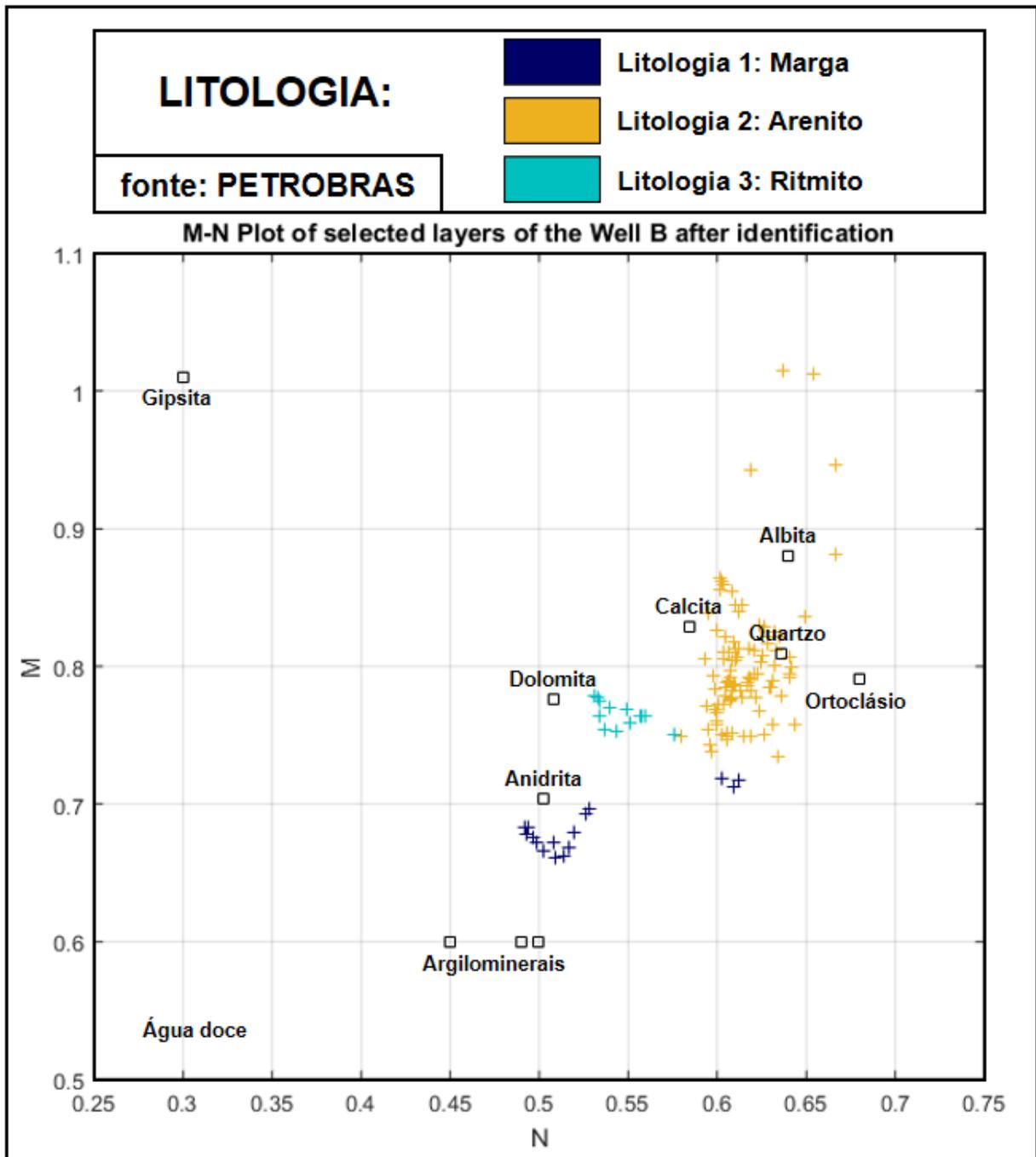


Figura 13.17: Litologias selecionadas do poço B identificadas no gráfico M-N após da aplicação da técnica.

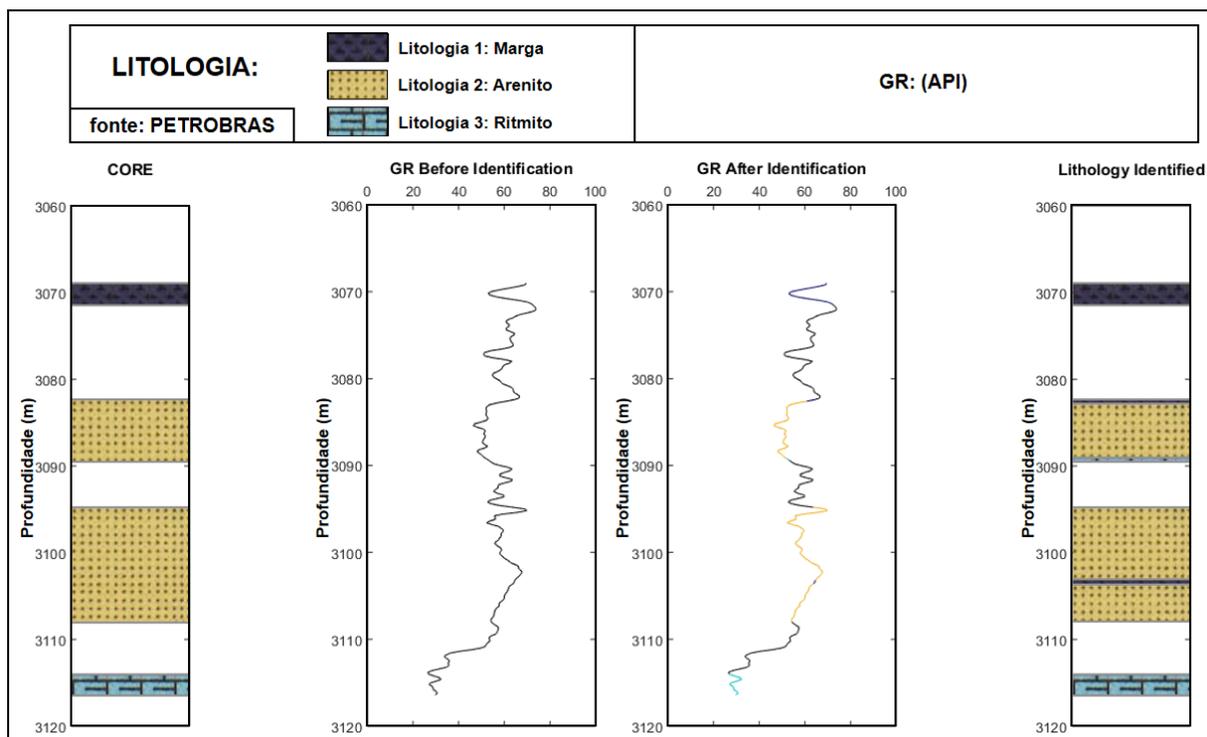


Figura 13.18: Litologias do poço B identificadas em função da profundidade após a aplicação da técnica.

#### 13.4 CONCLUSÕES

Foi apresentado um sistema de inferência *fuzzy* para a identificação de litologias diretamente nas medidas de perfis geofísicos de um poço não-testemunhado. O sistema de inferência constrói seu banco de dados em torno dos perfis registrados em um poço testemunhado, onde as litologias são identificadas na análise do testemunho.

O sistema de inferência *fuzzy* apresentado aqui obteve 100% de precisão quando aplicado em intervalos de margas e ritmitos. Quando foi aplicado em intervalos de arenito, tem 96% de precisão. Em geral, o sistema obteve 97% de precisão, chegando à conclusão de que a metodologia apresentada é aplicável ao mapeamento de uma camada de reservatório (arenito, por exemplo) ao longo do campo petrolífero, mesmo em cenários geológicos complexos que causam variações de espessura e profundidade da litologia de interesse.

Pode-se notar que uma desvantagem da técnica é que, para ser aplicada, é necessário que os dois poços, poço de referência e o poço teste, tenham os mesmos tipos de perfis. Outra desvantagem é que o sistema de inferência criado sempre identificará uma das litologias selecionadas no poço de referência, ou seja, se o poço de teste tiver um intervalo em profundidade com uma litologia não encontrada no poço de referência, esse intervalo será erroneamente classificado como uma litologia encontrada no poço de referência.

## 14 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste trabalho, foi mostrado dois métodos utilizando técnicas heurísticas para resolver dois problemas da Avaliação de Formação. O primeiro método, o qual utiliza Rede Neural Competitiva Angular, resolve dois problemas que são a identificação de litologia e o cálculo da porosidade de camadas reservatórios. A segunda, a qual utiliza Inferência *Fuzzy*, faz a identificação de litologia em poço não-testemunhado utilizando na técnica informações de testemunho de poços vizinhos.

Ambas as técnicas apresentadas mostraram resultados bastante satisfatórios, desempenhando bem as proposições apresentadas no trabalho. Assim, Pode-se dizer que elas são aplicáveis para a solução desses dois problemas clássicos da Avaliação de Formação ao longo do campo petrolífero.

## REFERÊNCIAS

- Agência Nacional de Petróleo (ANP), 2002, Quarta rodada de licitações.
- Agência Nacional de Petróleo (ANP), 2015, Décima terceira rodada de licitações.
- Archie, G. E., et al., 1942, The electrical resistivity log as an aid in determining some reservoir characteristics: Transactions of the AIME, **146**, 54–62.
- Asmus, H., 1984, Geologia da margem continental brasileira.
- Asmus, H. E., 1975, Controle estrutural da deposição mesosóica nas bacias de margem continental brasileira: Revista Brasileira de Geociências, v. 5, no. 3, 160–175.
- Asmus, H. E., 1982, Significado geotectônico das feições estruturais das bacias marginais brasileiras e áreas adjacentes: In: 32o CONGRESSO BRASILEIRO DE GEOLOGIA, Anais... Salvador, SBG, v. 4, 1547–1557.
- Asmus, H. E., and W. Guazelli, 1981, Descrição sumária das estruturas da margem continental brasileira e das Áreas oceânicas e continentais adjacentes - hipóteses sobre o tectonismo causador e implicações para os prognósticos do potencial de recursos minerais: Projeto REMAC, CENPES, 9, 269p.
- Barboza, E. G., 2005, Análise estratigráfica do campo de namorado (bacia de campos) com base na interpretação sísmica tridimensional: Tese (Doutorado em Geociências) - Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Programa de Pós-Graduação em Geociências, Porto Alegre, 235p.
- Barros, C., and A. Andrade, 2013, Determination of water saturation by angular competitive neural network: Journal of Petroleum Science and Engineering, **102**, 47–56.
- Barros, C. S., 2007, Interpretação do gráfico de hingle através de rede competitiva angular: Master's thesis, Universidade Federal do Pará, Instituto de Geociências, Programa de Pós-graduação em Geofísica.
- Barros, C. S., 2011, Solução da equação de archie com algoritmos inteligentes: PhD thesis, Universidade Federal do Pará, Instituto de Geociências, Programa de Pós-graduação em Geofísica.
- Bosch, D., J. Ledo, and P. Queralt, 2013, Fuzzy logic determination of lithologies from well log data: application to the ktb project data set (germany): Surveys in Geophysics, **34**, 413–439.
- Braga, Antônio Pádua, C. A. P. L. F., and T. B. Ludermir, 2007, Redes neurais artificiais: teoria e aplicações: LTC Editora Rio de Janeiro, Brazil:.
- Burke, J., R. Campbell Jr, and A. Schmidt, 1969, The litho-porosity cross plot a method of determining rock characteristics for computation of log data: Presented at the SPE Illinois Basin Regional Meeting, Society of Petroleum Engineers.
- Costa, J. L. S., 2015, Reconhecimentos de fácies em perfis com rede neural competitiva: Master's thesis, Universidade Federal do Pará, Instituto de Geociências, Programa de Pós-graduação em Geofísica.

- Cox, E., 1994, *The fuzzy systems handbook: A practitioner's guide to building*.
- Crain, E. R., 1986, *Log analysis handbook*.
- Dubois, D., and H. Prade, 1985, A review of fuzzy set aggregation connectives: *Information sciences*, **36**, 85–121.
- Ellis, D. V., and J. M. Singer, 2007, *Well logging for earth scientists*: Springer, **692**.
- Feitosa, F., J. Manoel Filho, E. Feitosa, and J. Ddemétrio, 2000, *Hidrogeologia: conceitos e aplicações 2 ed*: Fortaleza: CPRM/REFO, LABHID-UFPE, 391p.
- Guardado, L., L. Gamboa, and C. Lucchesi, 1989a, Petroleum geology of the campos basin, brazil, a model for a producing atlantic type basin: part 1.
- Guardado, L., L. Gamboa, and C. Lucchesi, 1989b, Petroleum geology of the campos basin, brazil, a model for a producing atlantic type basin: part 2.
- Guardado, L. R., A. R. Spadini, J. S. L. Brandão, and M. R. Mello, 2000, *Aapg memoir 73*, chapter 22: Petroleum system of the campos basin, brazil.
- Haykin, S., 2001, *Redes neurais: Princípios e prática*. 2001.
- Haykin, S., 2007, *Redes neurais: princípios e prática*: Bookman Editora.
- Hebb, D. O., 1949, *The organization of behavior; a neuropsychological theory*.: A Wiley Book in Clinical Psychology., 62–78.
- Hopfield, J. J., 1982, Neural networks and physical systems with emergent collective computational abilities: *Proceedings of the national academy of sciences*, **79**, 2554–2558.
- Hsieh, B.-Z., C. Lewis, and Z.-S. Lin, 2005, Lithology identification of aquifers from geophysical well logs and fuzzy logic analysis: Shui-lin area, taiwan: *Computers & Geosciences*, **31**, 263–275.
- Jang, J. S. R., 1993, Anfis: adaptive-network-based fuzzy inference system: *IEEE transactions on systems, man, and cybernetics*, **23**, 665–685.
- Jia, H., 2012, The application of adaptive neuro-fuzzy inference system in lithology identification: 2012 IEEE Fifth International Conference on Advanced Computational Intelligence (ICACI), IEEE, 966–968.
- Kearey, P., M. Brooks, and I. Hill, 2009, *Geofísica de exploração: Oficina de textos*.
- Kohagura, T., 2007, *Lógica fuzzy e suas aplicações: Monografia (Graduação em Ciência da Computação)*, Departamento de Computação da Universidade Estadual de Londrina, Londrina-PR.
- Kohonen, T., 1982, Self-organized formation of topologically correct feature maps: *Biological cybernetics*, **43**, 59–69.
- Lee, C.-C., 1990, Fuzzy logic in control systems: fuzzy logic controller. ii: *IEEE Transactions on systems, man, and cybernetics*, **20**, 419–435.
- Lima, K. T. P., 2000, *Determinação automática da porosidade e zoneamento de perfis através de rede neural artificial competitiva*: Master's thesis, Universidade Federal do Pará, Instituto de Geociências, Programa de Pós-graduação em Geofísica.

- Mamdani, E. H., 1974, Application of fuzzy algorithms for control of simple dynamic plant: Proceedings of the institution of electrical engineers, IET, 1585–1588.
- McClelland, J. L., et al., 1986, Parallel distributed processing: Explorations in the Microstructure of Cognition, **2**, 216–271.
- McCulloch, W. S., and W. Pitts, 1943, A logical calculus of the ideas immanent in nervous activity: The bulletin of mathematical biophysics, **5**, 115–133.
- Mello, M. R., 1988, Geochemical and molecular studies of the depositional environments of source rocks and their derived oils from the brazilian marginal basins: PhD thesis, University of Bristol.
- Ministério do Meio Ambiente (MMA), 2007, Especificações e normas técnicas para elaboração de cartas de sensibilidade ambiental para derramamentos de Óleo: Ministério do Meio Ambiente, Secretaria de Mudanças Climáticas e Qualidade Ambiental, Gerência de Qualidade Costeira e do Ar, 107p.
- Minsky, M., and S. Papert, 1969, An introduction to computational geometry: Cambridge tiass., HIT.
- Monteiro, C. S., 2013, Interpretação de perfis geofísicos de poços para exploração de água subterrânea utilizando a lógica paraconsistente anotada de anotação com dois valores – lpa2v:: Trabalho de Conclusão de Curso, Universidade Federal do Pará, Instituto de Geociência, Faculdade de Geofísica.
- Nery, G. G., 2013, Perfilagem geofísica em poço aberto: fundamentos básicos com ênfase em petróleo: INCTGP/CNPq-SBGf.
- Nichols, G., 2009, Sedimentology and stratigraphy: John Wiley & Sons.
- Oliveira Jr, H. A., A. M. Caldeira, M. A. Machado, R. Souza, and R. Tanscheit, 2007, Inteligência computacional aplicada a administração, economia e engenharia em matlab: Rio de Janeiro, Thompson.
- Pelli Neto, A., 2006, Redes neurais artificiais aplicadas às avaliações em massa estudo de caso para a cidade de belo horizonte / MG: Master's thesis, Universidade Federal de Minas Gerais, Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica.
- Rangel, H. D., and C. C. Martins, 1998a, Principais compartimentos exploratórios, bacia de campos: In: (ed.) Searching For Oil and Gas in the Land of Giants. Rio de Janeiro, Schlumberger, 32–40.
- Rangel, H. D., and C. C. Martins, 1998b, Principais compartimentos exploratórios, bacia de campos: In: (ed.) Searching For Oil and Gas in the Land of Giants. Rio de Janeiro, Schlumberger, 32–40.
- Rochester, N., J. Holland, L. Haibt, and W. Duda, 1956, Tests on a cell assembly theory of the action of the brain, using a large digital computer: IRE Transactions on information Theory, **2**, 80–93.
- Rosenblatt, F., 1958, The perceptron: a probabilistic model for information storage and organization in the brain.: Psychological review, **65**, 386.

- Ross, T. J., et al., 2004, Fuzzy logic with engineering applications: Wiley Online Library, **2**.
- Saggaf, M., and E. L. Nebrija, 2003, A fuzzy logic approach for the estimation of facies from wire-line logs: AAPG bulletin, **87**, 1223–1240.
- Schmitt, P., 2009, Redes neurais artificiais aplicadas na classificação litológica das formações palermo e rio bonito na jazida do leão - RS, com base em perfis geofísicos: Master's thesis, Universidade do Vale do Rio dos Sinos, Unidade Acadêmica de Pesquisa e Pós-graduação, Programa de Pós-graduação em Geologia.
- Selley, R. C., et al., 1976, An introduction to sedimentology: Academic press London, **408**.
- Shapiro, S. S., and M. B. Wilk, 1965, An analysis of variance test for normality (complete samples): Biometrika, **52**, 591–611.
- Souza, O. G., 1997, Stratigraphie sequentielle et modelisation probabiliste des reservoirs d'un cone-sous marin profond (champ de namorado, bresil) integration des donnees geologiques et geophysiques: PhD thesis, Paris 6.
- Stieber, S., et al., 1970, Pulsed neutron capture log evaluation-louisiana gulf coast: Presented at the Fall Meeting of the Society of Petroleum Engineers of AIME, Society of Petroleum Engineers.
- Sugeno, M., 1985, An introductory survey of fuzzy control: Information sciences, **36**, 59–83.
- Tapia, A. J. R., 2015, Zoneamento de poços através da inferência *Fuzzy*: Master's thesis, Universidade Federal do Pará, Instituto de Geociências, Programa de Pós-graduação em Geofísica.
- Tiab, D., and E. C. Donaldson, 2015, Petrophysics: theory and practice of measuring reservoir rock and fluid transport properties: Gulf professional publishing.
- Weber, L., and P. A. T. Klein, 2003, Aplicação da lógica fuzzy em software e hardware: Editora da ULBRA.
- Widrow, B., and M. E. Hoff, 1960, Adaptive switching circuits: Technical report, Stanford Univ Ca Stanford Electronics Labs.
- Wilk, M. B., and R. Gnanadesikan, 1968, Probability plotting methods for the analysis for the analysis of data: Biometrika, **55**, 1–17.
- Wyllie, M. R. J., A. R. Gregory, and L. W. Gardner, 1956, Elastic wave velocities in heterogeneous and porous media: Geophysics, **21**, 41–70.
- Zadeh, L. A., 1965, Fuzzy sets: Information and control, **8**, 338–353.
- Zimmermann, H. J., 2011, Fuzzy set theory—and its applications: Springer Science & Business Media.