



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

LAURA YESENIA ROSELLON GUZMAN

**CALCULO DA POROSIDADE COM A REDE NEURAL COMPETITIVA  
ANGULAR**

**Belém - Pará**

**2015**

LAURA YESENIA ROSELLON GUZMAN

**CALCULO DA POROSIDADE COM A REDE NEURAL COMPETITIVA  
ANGULAR**

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Geofísica do Instituto de Geociências da Universidade Federal do Pará - UFPA, em cumprimento às exigências para estar apto para a obtenção do título de Mestre em Geofísica.

Orientador: André José Neves Andrade

**Belém - Pará**

**2015**

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação (CIP)  
Biblioteca do Instituto de Geociências/SIBI/UFPA

---

Rosellon Guzman, Laura Yesenia, 1989-  
Cálculo da porosidade com a rede neural competitiva angular / Laura  
Yesenia Rosellon Guzman. – 2015  
64 f. : il. ; 29 cm

Inclui bibliografias

Orientador: André José Neves Andrade  
Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal do Pará, Instituto de  
Geociências, Programa de Pós-Graduação em Geofísica, Belém, 2015.

1. Prospecção - Métodos geofísicos. 2. Perfilagem geofísica de poços. 3.  
Porosidade. 4. Redes neurais (Computação). I. Título.

CDD 22. ed. 622.15

---

LAURA YESENIA ROSELLON GUZMAN

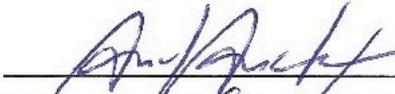
**CALCULO DA POROSIDADE COM A REDE NEURAL  
COMPETITIVA ANGULAR**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Geofísica do Instituto de Geociências da Universidade Federal do Pará - UFPA, em cumprimento às exigências para obtenção de Mestre em Geofísica.

Data de Aprovação: 26 - 10 - 2015

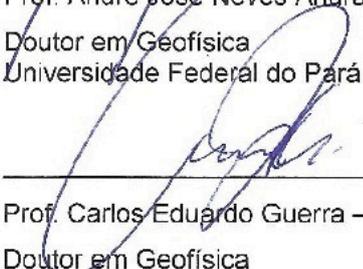
Conceito:

Banca Examinadora



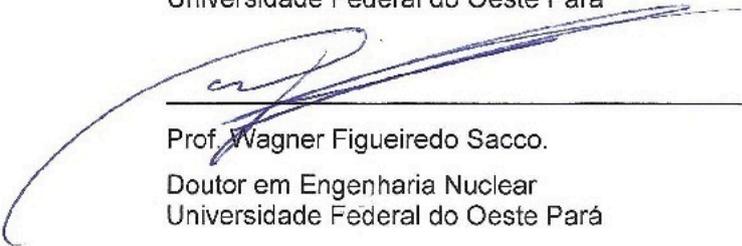
---

Prof. André José Neves Andrade - Orientador  
Doutor em Geofísica  
Universidade Federal do Pará



---

Prof. Carlos Eduardo Guerra – Membro  
Doutor em Geofísica  
Universidade Federal do Oeste Pará



---

Prof. Wagner Figueiredo Sacco.  
Doutor em Engenharia Nuclear  
Universidade Federal do Oeste Pará

## AGRADECIMENTOS

A Deus por ser meu guia dar-me força quando mais precisei.

À coordenação do Curso de Pós-Graduação em Geofísica por dar-me a oportunidade de pertencer a este curso e avançar como profissional.

À minha mãe Lucia Guzman e meu irmão Julio Rosellon pelo seu amor, apoio incondicional em cada uma das minhas decisões.

À minha tia Sixta de la Rosa, minha avó Miriam por serem como outras mães para mim. À minha família em geral, pelo carinho que demonstraram em cada um dos dias que eu estive longe deles.

A meu querido Alberto por cada um dos seus conselhos e por me acompanhar nesta fase da minha vida, naqueles momentos mais alegres e naqueles momentos de dificuldade.

Ao professor André pela confiança que teve em mim, por todo o conhecimento que me transmitiu em cada uma de suas aulas, pelo seu apoio, tempo e paciência no desenvolvimento desta dissertação.

À Lisley Ruiz pelo seu apoio incondicional, todos e cada um dos dias.

Aos meus colegas do PROLOG, por todos o conhecimento e experiências compartilhadas, em especial a Jessica Lia, por sua amizade incondicional e carinho, gostei muito de conhecer uma pessoa como você.

A meu amigo e colega Jarol Garcia pela sua amizade e apoio incondicional durante esta fase de nossas vidas.

À minha amiga Amanda Santos, pessoa que desde o inicio demonstrou ser incondicional e ter um coração grande demais.

A todas as pessoas que não estão citadas que alguma ou outra forma influíram de maneira positiva nesta etapa da minha.

## RESUMO

A porosidade é a propriedade petrofísica que quantifica o volume de fluido presente na constituição da rocha reservatório nas condições originais de subsuperfície. No entanto, o seu cálculo pelo Método Densidade-Neutrônico é extremamente prejudicado no caso de poços não testemunhados, onde não se dispõe do conhecimento das propriedades físicas da matriz (densidade e porosidade neutrônica). Esta dissertação apresenta um método para a viabilização do Método Densidade-Neutrônico em poços não testemunhados, apresentado uma estimativa realista das propriedades físicas da matriz de cada camada reservatório, com a utilização de uma rede neural competitiva angular. Para cada camada de interesse, o treinamento da rede é realizado no Gráfico Densidade-Neutrônico construído com os pontos da camada e a informação da densidade dos grãos (densidade da matriz), obtida na análise de testemunho. Este método é apresentado com dados sintéticos, que satisfazem o modelo petrofísico e dados reais de dois poços testemunhados, do Campo de Namorado, Bacia de Campos.

Palavras-chave: Porosidade. Método densidade-neutrônico. Rede neural competitiva angular.

## **ABSTRACT**

Porosity is the petrophysical property that quantifies the fluid volume in the reservoir rock under for subsurface original condition. However, its calculation by the density-neutron method is extremely difficult in non cored borehole by the lack of the knowledge about the matrix physical properties (density and neutron porosity). This work presents a method for enabling the use of density-neutron Method in non cored boreholes, showing a realistic estimate of the matrix physical properties for each reservoir layer, using a angular competitive neural network. For each layer, network training is performed in the density-neutron plot built with the points of this layer and the information about the grain density (matrix density), obtained in the core analysis. This method is presented with synthetic data, which satisfy the petrophysical model and real data from two cored wells in the Namorado field, Campos basin.

Keywords: Porosity. Density-Neutron method. Angular competitive neural network.

## LISTA DE ILUSTRAÇÕES.

Figura 1- Representação gráfica de modelo petrofísico da rocha. ....	18
Figura 2- Gráfico Densidade-neutrônico. ....	24
Figura 3- Imagem de picnômetros utilizados em diferentes áreas. ....	26
Figura 4- Diagrama do método da lei de Boyle. ....	29
Figura 5- Diagrama do método da lei de Boyle. ....	30
Figura 6- Ilustração da rede neural competitiva. ....	34
Figura 7- Classificação de pontos no plano cartesiano utilizando padrões angulares. .....	37
Figura 8- Arquitetura de uma rede neural competitiva angular (forma complexa). ....	38
Figura 9- Rede neural com os respectivos neurônios de entrada e competitivos. ....	41
Figura 10- Dados sintéticos com poço testemunhado. ....	46
Figura 11-Gráfico M-N e Identificação das fácies correspondentes ao poço para dados sintéticos. ....	47
Figura 12- Gráfico densidade-neutrônico interpretado pelo algoritmo inteligente. ....	48
Figura 13- Gráfico densidade-neutrônico. ....	49
Figura 14- Dados sintéticos. ....	50
Figura 15- Gráfico densidade-neutrônico para um poço II. ....	51
Figura 16-Gráfico densidade-neutrônico interpretado pelo algoritmo inteligente - Dados sintéticos. ....	52
Figura 17- Resultado final da associação da rede neural competitiva angular ao filtro angular. ....	53
Figura 18- Modelamento da porosidade calculada. ....	54
Figura 19- Modelamento da porosidade em diferentes profundidades. ....	55
Figura 20- Poço do campo de namorado na bacia de campos. ....	57
Figura 21- Identificação de fácies para o poço real com dados reais através do Gráfico M-N. ....	58
Figura 22- Gráfico densidade-neutrônico para um poço III- dados reais. ....	59
Figura 23- Modelagem da porosidade calculada através da metodologia descrita. ....	60

## LISTA DE TABELAS.

Tabela 1- Revela a legenda de cores adotadas para representar as fácies de interesse identificadas no poço testemunhado (poço I). .....	45
Tabela 2- Parâmetros de matriz para as fácies de interesse. ....	56
Tabela 3- Valores de porosidade obtidos através da metodologia descrita. ....	56
Tabela 4- Descrição da composição geologia da fácies de interesse.....	58
Tabela 5- Valor para a porosidade estimada para a fácies de interesse. ....	60
Tabela 6- Valor da porosidade calculada através da rede neural competitiva. ....	61

## SUMARIO

<b>1 INTRODUÇÃO</b> .....	12
<b>2 AVALIAÇÃO DE FORMAÇÃO</b> .....	13
<b>2.1 Perfis de porosidade</b> .....	13
2.1.1 Perfil de densidade.....	14
2.1.2 Perfil de porosidade neutrônica.....	15
2.1.3 Perfil sônico.....	16
<b>3 MODELO PETROFÍSICO</b> .....	18
<b>3.1 Porosidade</b> .....	19
<b>3.2 Argilosidade</b> .....	20
<b>3.3 Saturação de fluido</b> .....	21
<b>4 MÉTODOS PARA O CALCULO DA POROSIDADE</b> .....	22
<b>4.1 Método de Wyllie</b> .....	22
<b>4.2 Método densidade-neutrônico</b> .....	22
<b>5 DETERMINAÇÃO DA DENSIDADE DE GRÃO NO LABORATÓRIO</b> .....	26
<b>5.1 Método do picnômetro</b> .....	26
<b>5.2 Método da lei de Boyle</b> .....	28
<b>6 ALGORITMOS INTELIGENTES</b> .....	32
<b>6.1 Rede neural artificial</b> .....	32
6.1.1 Rede neural competitiva.....	34
6.1.1.1 Rede neural competitiva angular - forma complexa.....	36
<b>7 METODOLOGIA</b> .....	39
<b>7.1 Rede Competitiva angular</b> .....	40
7.1.1 Arquitetura da Rede.....	40
7.1.2 Pesos sinápticos.....	42
7.1.2.1 Identificação de fácies no poço não testemunhado.....	43
7.1.2.2 Estimativa da porosidade neutrônica da matriz.....	43
<b>8 RESULTADOS</b> .....	45

<b>8.1 Dados Sintéticos.....</b>	<b>45</b>
<b>8.2 Dado Real.....</b>	<b>57</b>
<b>9 CONCLUSÕES.....</b>	<b>62</b>
<b>REFERÊNCIAS.....</b>	<b>63</b>

## 1 INTRODUÇÃO

A porosidade é a medida da capacidade de armazenamento de fluidos que possui uma rocha, é a principal propriedade petrofísica para a avaliação de um reservatório, podendo ser determinada através dos métodos tradicionais da avaliação de formação utilizando os perfis de porosidade neutrônica, perfis sônicos e perfis de densidade cujas medidas dependem das propriedades físicas das rochas, que devem ser informações confiáveis para a obtenção de valores realistas.

Esta propriedade petrofísica está estritamente relacionada com os cálculos das saturações e quantificação dos reservatórios que são fatores que determinam as estratégias para a exploração do poço. Devido à importância e necessidade do conhecimento da porosidade no estudo de um reservatório, apresenta-se neste trabalho um método para o cálculo da porosidade através de uma rede neural competitiva angular que identifica padrões angulares. O padrão angular é à direção ou ângulo particular que apresentam os vetores em um plano euclidiano, que neste caso seria um gráfico de densidade-neutrônico, os pontos formados pelos valores do perfil de densidade e porosidade neutrônica para cada profundidade forma um agrupamento (em uma mesma litologia), e estes poderiam ser caracterizados como um padrão angular dependendo da sua direção, permitindo um zoneamento do poço e posteriormente a determinação da densidade e da porosidade neutrônica da argila e do mineral principal de cada camada reservatório.

Como resultado, temos um gráfico interpretado por um algoritmo inteligente e a apresentação das diferentes retas de porosidade com diferentes graus de inclinação para as respectivas matrizes.

## 2 AVALIAÇÃO DE FORMAÇÃO

### 2.1 Perfis de porosidade.

Os valores de porosidade podem ser obtidos através do perfil sônico, perfil de densidade e perfil de porosidade neutrônica. Além da porosidade esses perfis são afetados por outros parâmetros, como a litologia, natureza dos fluidos nos poros, e argilosidade. Para mais precisão, a porosidade é obtida da combinação desses perfis onde as leituras das ferramentas que geram esses perfis são determinadas pelas propriedades físicas da formação na vizinhança do poço, sendo possível diferenciar quando as medidas são feitas no fluido e quando são feitas na matriz de uma rocha sedimentar, permitindo relacionar a resposta da ferramenta com a porosidade. As medidas das diferentes propriedades físicas para o cálculo da porosidade nas rochas podem ser expressas através de um arranjo linear, como segue.

$$p = \phi p_w + V_{sh} p_{sh} + (1 - V_{sh} - \phi) p_m \quad (1)$$

Onde  $p$  corresponde a um perfil de porosidade que pode ser o perfil sônico, perfil de porosidade neutrônica ou perfil de densidade,  $\phi$  é a porosidade mensurada pelo perfil,  $p_w$  representa a propriedade física para o fluido;  $V_{sh}$  é o volume de argila,  $p_{sh}$  é a propriedade física para a argila e  $p_m$  é a propriedade física para a matriz. Estas propriedades físicas são registradas em um perfil de porosidade e mensuradas sobre cada material. Embora seja possível a medição das propriedades físicas das rochas, nenhum desses perfis faz a medida direta da porosidade nas rochas.

### 2.1.1 Perfil de densidade.

O perfil de densidade mede a densidade aparente de formação. Seu uso principal é obter um valor para a porosidade total da formação, mas também é útil na detecção de formações de gás e identificação de evaporitos. As medidas apresentadas pelo perfil de densidade para formações que contêm rochas porosas, incluem a densidade da matriz e a densidade do fluido. A relação dos diferentes componentes da rocha com a densidade total pode ser expressa através da equação geral da porosidade (equação1).

A ferramenta de densidade induz radiação à formação e mede a quantidade de radiação que retorna ao sensor. A ferramenta de densidade consiste em uma fonte radiativa geralmente de césio-137 ou cobalto-60. Esta fonte emite feixes monoenergéticos de raio gama de energia média (no intervalo de 0.2 – 2 MeV), dois detectores, localizados a diferentes distâncias, um mais afastado da fonte que outro: Esses detectores são cintilômetros blindados contra a radiação proveniente da fonte, que buscam uma compensação dos efeitos de atenuação da lama sobre o feixe original de radiação.

O modo de ação da ferramenta inicia quando o raio gama entra na formação e submete-se no efeito Compton com a interação dos elétrons dos átomos que compõem a formação (ELLIS, 2008). O efeito Compton reduz a energia do feixe do raio gama original e o dispersa em todas as direções como consequência da interação com os diferentes elementos que compõem as rochas da formação. O fluxo de raio gama que alcança cada um dos detentores é atenuado pela formação, então o grau de atenuação é dependente da densidade de elétrons na formação; concluindo-se que quando há uma alta densidade eletrônica, a atenuação dos raios gama será mais significativa e por tanto haverá um baixo registro de raios gama nos detectores da ferramenta.

A ferramenta de densidade é submetida a processos de calibração com o fim de que os valores registrados no perfil sejam realistas e representem a densidade da formação que se deseja estudar, para isto a ferramenta é inserida em um bloco de rocha calcário padrão que se encontra saturado de água doce (padrão API). A equação de calibração é representada como segue.

$$\rho = 1,0704\rho_e - 0,188 \quad , \quad (2)$$

Onde  $\rho_e$  é a densidade eletrônica, que expressa a quantidade de elétrons por unidade de volume. Depois da calibração tem-se o perfil de densidade em unidades de densidade do calcário, cujo erro para outras matrizes é menor que  $10^{-3} g/cm^3$  (ELLIS,2008).

### 2.1.2 Perfil de porosidade neutrônica.

O perfil de porosidade neutrônica é sensível principalmente à quantidade de átomos de hidrogênio na formação. A ferramenta de neutrônica foi o primeiro dispositivo nuclear que foi usado para obter uma estimativa da porosidade de formação, e opera injetando nêutrons com alta energia na formação. A ferramenta de porosidade neutrônica é construída com uma fonte contínua de nêutrons rápidos cuja mistura química é de amerício-berílio e dois detectores de nêutrons epitermais posicionados de modo a atenuar os efeitos da lama sobre o fluxo de nêutrons rápidos.

Os nêutrons injetados pela fonte são submetidos à dispersão na formação, perdendo energia e produzindo raios gama de alta energia. A interação entre os nêutrons com os átomos de hidrogênio ocorre de uma forma mais eficiente, pois os átomos de hidrogênio possuem a característica de ter uma seção de choque grande e massa pequena, causando que os nêutrons rápidos percam energia (ELLIS, 2008). Em consequência a quantidade de hidrogênio estará relacionada como a quantidade de fluido no poro da rocha, o que leva a que seja proporcional à porosidade, mesmo que a matriz e o tipo de fluido tenham influência sobre as medidas. A ferramenta de porosidade neutrônica é calibrada com a ferramenta de densidade em uma rocha calcária padrão preenchida de água doce. A equação de calibração é apresentada na forma.

$$\phi_n = 1,5848 - 0,585\rho \quad , \quad (3)$$

Na equação 3,  $\phi_n$  é a porosidade neutrônica registrada no perfil, geralmente se expressa em unidades de porosidade do calcário e  $\rho$  é o valor registrado no

perfil de densidade. Somente nos termos desta calibração a equação 3 pode ser utilizada para representar o perfil de porosidade neutrônica (ELLIS, 2008).

Existem diferentes situações que podem conduzir a leituras de perfis de porosidade errôneas como o efeito que o gás produz, pois o mesmo possui pouca quantidade de oxigênio e as leituras da porosidade neutrônica ao atravessar uma camada de gás serão muito baixas o que conduzirá à depreciação da porosidade dessa formação. No caso do folhelho, que é formado por argilas, este pode incrementar o índice de oxigênio, pois as argilas possuem quantidades de moléculas de água ligadas em suas superfícies, sobreestimando o valor para a porosidade da formação.

### 2.1.3 Perfil sônico.

A ferramenta sônica é composta por um tubo metálico onde é encontrado um transmissor e dois receptores, um deles mais perto do receptor que o outro. Esse arranjo é projetado a tomar o tempo de propagação da onda (ELLIS, 2008).

A ferramenta de aquisição do perfil sônico mede o tempo que requer um pulso acústico em propagar-se desde um transmissor através da lama, ao longo do poço e novamente através da lama e finalmente até um conjunto de receptores localizados na ferramenta. Esse tempo medido equivale ao tempo de viagem acumulado através dos diversos meios atravessados.

O tempo de propagação da onda acústica compressional medida ao longo do arranjo de receptores, é chamado tempo de trânsito ( $\Delta t$ ), porque é o tempo que requer uma onda acústica compressional para percorrer 1m ou 1ft.

As ondas acústicas podem propagar-se através de um meio sólido de diferentes formas, como ondas compressionais (que são de nosso interesse) e como ondas de corte. As ondas compressionais passam através das rochas de formações que contém água, óleo ou gás, e tem tempos de trânsito maiores do que aquelas ondas que atravessam as rochas sem porosidade. Essa mudança no tempo de trânsito está relacionado ao fluido presente no espaço poroso da rocha, que é uma função da porosidade. A relação do tempo de trânsito das ondas com a porosidade

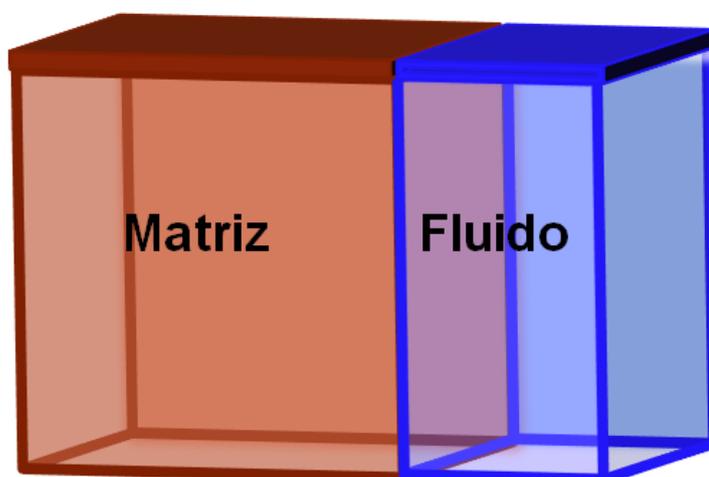
da rocha de uma formação determinada pode ser expressa através da combinação linear mostrada na equação 1.

O tempo de trânsito ( $\Delta t$ ) é obtido pela subtração dos tempos de propagação registrados no receptor mais afastado e no receptor mais próximo da fonte. O tempo de trânsito é dependente da litologia e da porosidade, antes dos trabalhos de Wyllie não existia um envolvimento entre a física na propagação das ondas e qualquer propriedade petrofísica. Graças a este autor se justificou a dependência da velocidade de propagação com a porosidade (WYLLIE, 1956).

### 3 MODELO PETROFÍSICO.

O modelo petrofísico de rocha é um dos modelos de rocha adotados pela geofísica de poço que considera a rocha sedimentar constituída por dois materiais (figura 1): Matriz e Poro, A matriz é composta pelos diferentes tipos de minerais presentes na rocha, ou seja, a fração sólida presente nela. O poro representa o espaço vazio dentro da formação da rocha, que pode ser preenchido por fluidos tais como água, óleo ou gás. (GIRÃO, 2004).

Figura 1- Representação gráfica de modelo petrofísico da rocha.



Fonte: Da autora.

As propriedades petrofísicas de uma rocha reservatório são determinadas a partir da avaliação de formação para produzir a qualificação do reservatório. As propriedades petrofísicas permitem identificar e definir as características de uma rocha sedimentar para a caracterização de um reservatório de fluido seja óleo, gás ou água doce, além de possibilitar a construção de uma escala de qualidade para definir as estratégias de exploração. Algumas das propriedades petrofísicas adotadas nesta metodologia são: porosidade, argilosidade e saturação de fluido.

### 3.1 Porosidade.

A porosidade pode definir-se como a porcentagem de espaço vazio no volume total da rocha, e é uma medida da quantidade de fluidos que uma rocha pode reter, ou seja, a porosidade expressa a capacidade de armazenamento de fluido de uma rocha reservatório. Em termos geológicos, a porosidade é classificada segundo o processo de formação da rocha sedimentar, como porosidade primária ou secundária. Quando durante a deposição de sedimentos são criados espaços que são geralmente intergranulares ou intercristalinos, é chamada porosidade primária. Dizemos que é porosidade secundária quando a rocha sedimentar é gerada após da litificação da rocha e é causada por processos geológicos pós deposicionais. (DAJNOV, 1982). Em termos do modelo petrofísico da rocha, a porosidade é uma grandeza adimensional que pode ser definida como.

$$\phi = \frac{V_p}{V_t}, \quad (4)$$

Onde  $V_t = V_m + V_p = 1$  e  $V_m$  é o volume de matriz.

Segundo a avaliação de formação, a porosidade pode ser classificada em porosidade total e porosidade efetiva. A porosidade total leva em conta todos os espaços vazios entre as partes sólidas da rocha sem importar se eles se encontram interconectados. Já porosidade efetiva considera somente os poros que estão interconectados, que permitem a passagem de fluido e corrente elétrica. A porosidade efetiva exclui o volume ocupado pela água absorvida pela argila (clay bound water), segundo estudos de perfis elétricos (ELLIS, 2008). Quando se quer saber a qualidade do reservatório, a caracterização da porosidade é muito importante. Esta pode ser determinada indiretamente através dos dados de três perfis: perfil de densidade, perfil de porosidade neutrônica e perfil sônico, que são representados através da equação geral de um perfil qualquer para um volume unitário de rocha, como foi mostrado na equação 1.

Seguindo a equação geral dos perfis podemos expressar as equações dos perfis densidade, porosidade neutrônica e perfil sônico como:

$$\rho_b = \phi \rho_w + V_{sh} \rho_{sh} + (1 - \phi - V_{sh}) \rho_m, \quad (5)$$

$$\phi_n = \phi \phi_w + V_{sh} \phi_{sh} + (1 - \phi - V_{sh}) \phi_m, \quad (6)$$

$$\Delta t = \phi \Delta t_w + V_{sh} \Delta t_{sh} + (1 - \phi - V_{sh}) \Delta t_m, \quad (7)$$

onde  $\rho_b$  é o valor registrado no perfil de densidade,  $\phi$  é a porosidade corrigida pelo efeito da argilosidade ( $V_{sh}$ ),  $\rho_w$ ,  $\rho_{sh}$ ,  $\rho_m$  densidade da água, argila e matriz respectivamente.

Para o caso do perfil de porosidade neutrônica  $\phi_n$  é o valor registrado no perfil de porosidade neutrônica,  $\phi_w$  é a porosidade neutrônica da água,  $\phi_{sh}$  é a porosidade neutrônica da argila e  $\phi_m$  é a porosidade neutrônica da matriz.

Para a equação (7) correspondente ao perfil sônico,  $\Delta t$  é o valor do perfil sônico,  $\Delta t_w$ ,  $\Delta t_{sh}$ ,  $\Delta t_m$  tempo de trânsito da água, argila e matriz.

### 3.2 Argilosidade.

Dada a importância das propriedades físicas para o cálculo da porosidade e outras propriedades petrofísicas, é importante levar em conta aqueles fatores que afetam estas medições nos diferentes perfis de porosidade, como é o caso da argilosidade. O volume de argila  $V_{sh}$  ou Argilosidade de uma formação é um fator que define a qualidade de um reservatório. A argila apresenta um comportamento físico anômalo e não característico que algumas vezes impede a identificação e separação destas da matriz e do fluido.

A Argilosidade pode ser mensurada através do método de raios gama, onde se assume que toda a radioatividade em uma rocha reservatório é devida exclusivamente à fração de argila na rocha, considerando-se uma relação volumétrica linear entre a Argilosidade e o conteúdo radioativo que é medido pela ferramenta de raio gama natural, como segue:

$$V_{sh} = \frac{RG - RG_{\min}}{RG_{\max} - RG_{\min}}, \quad (8)$$

sendo  $RG$  o valor lido no perfil de raio gama,  $RG_{\min}$  o valor da radiação gama frente a uma zona limpa de rocha reservatório e  $RG_{\max}$  o valor lido frente às camadas adjacentes de folhelho. Este método assume que as propriedades físicas dos folhelhos adjacentes à camada reservatório são boas aproximações para as propriedades da argila no interior da rocha reservatório.

### 3.3 Saturação de fluido.

Em 1942, Archie realizou experimentos onde foi possível a determinação da saturação de água em uma rocha reservatório como o arenito com a única condição de que ela seja livre de argilominerais, o que levou a considerar a água de formação como o único material condutor presente na rocha. Com estes experimentos, Archie conseguiu relacionar as propriedades petrofísicas com a medida de uma das propriedades físicas como é a resistividade expressa na seguinte equação

$$R_t = \frac{a \cdot R_w}{\phi^m \cdot S_w^2}, \quad (9)$$

onde  $R_t$  é a resistividade da formação, o termo  $a$  representa o coeficiente litológico,  $R_w$  representa a resistividade da água, o termo  $\phi$  representa a porosidade,  $S_w$  corresponde à saturação de água e  $m$  corresponde ao expoente de cimentação, que indica a complexidade da rede formada pelos poros interconectados.

Com a medida da resistividade da rocha, da resistividade da água de formação e da porosidade, é possível calcular a saturação de água, o que transforma a avaliação qualitativa de dados geofísicos de poço em uma avaliação quantitativa dos volumes de hidrocarboneto em subsuperfície. (ARCHIE, 1942).

## 4 MÉTODOS PARA O CALCULO DA POROSIDADE.

### 4.1 Método de Wyllie.

A equação de tempo médio foi criado em 1956 por Wyllie e colaboradores. Esta equação que relaciona empiricamente o tempo de trânsito com a porosidade (equação 9), sendo a rocha composta por matriz e poros onde  $\Delta t$  depende da contribuição volumétrica de cada uma dessas porções. Para resolver esta equação, requer-se a determinação da resposta sônica  $\Delta t$  para uma profundidade de interesse, além da resposta associada com a matriz  $\Delta t_m$  e a estimação do tempo de trânsito no intervalo de fluido  $\Delta t_f$  (WYLLIE, 1956), como segue na equação 9.

$$\phi = \frac{\Delta t - \Delta t_m}{\Delta t_f - \Delta t_m}, \quad (10)$$

A utilização do método de Wyllie para o cálculo da porosidade depende de que a matriz seja somente de arenito, cuja rocha esteja saturada 100% com água. Além disso, tem que ser uma rocha compactada com porosidade intergranular e sem presença de argila. Se um desses fatores é modificado, o modelo também se modifica, sendo necessária a correção da equação anterior(WYLLIE, 1956).

### 4.2 Método densidade-neutrônico.

O gráfico de densidade neutrônico foi o principal método utilizado para a determinação da formação da litologia antes do desenvolvimento das medidas do efeito fotoelétrico. É uma das ferramentas mais antigas para a interpretação quantitativa, mas ainda é muito usada para a identificação da matriz. O método densidade-neutrônico é uma combinação dos perfis de densidade e porosidade neutrônica, para estimar a porosidade corrigida pelo efeito da argila sobre estes perfis. Quando se plota a densidade e a porosidade neutrônica, os resultado dão diferentes retas de porosidade para os minerais principais que constituem os diferentes tipos de rochas (ELLIS, 2008).O gráfico densidade neutrônico aproveita as diferenças da densidade da matriz entre os minerais que compõem os diferentes tipos de rochas.

O método densidade-neutrônico utiliza como sistema de equações lineares, as equações dos perfis de densidade e porosidade neutrônica, que foram detalhadas no capítulo 3 e que correspondem às equações 5 e 6 respectivamente, com o fim de obter uma expressão para a porosidade

$$\rho_b = \phi \rho_w + V_{sh} \rho_{sh} + (1 - \phi - V_{sh}) \rho_m,$$

$$\phi_n = \phi \phi_w + V_{sh} \phi_{sh} + (1 - \phi - V_{sh}) \phi_m,$$

A seguir resolve-se equação 5 correspondente à equação do perfil de densidade como segue:

$$\rho_b = \rho_w \phi + \rho_{sh} V_{sh} + \rho_m - \phi \rho_m - V_{sh} \rho_m$$

Dividindo por  $(\rho_w - \rho_m)$

$$\frac{(\rho_b - \rho_m)}{(\rho_w - \rho_m)} = \frac{\phi(\rho_w - \rho_m) + V_{sh}(\rho_{sh} - \rho_m)}{(\rho_w - \rho_m)}$$

Sendo  $\phi_D = \frac{\rho_b - \rho_m}{\rho_w - \rho_m}$  e  $\phi_{Dsh} = \frac{\rho_{sh} - \rho_m}{\rho_w - \rho_m}$  que correspondem aos valores da porosidade da rocha e da argila calculados pelo perfil de densidade.

$$\phi_D = \phi + \phi_{Dsh} V_{sh} \tag{11}$$

Do mesmo modo que a equação 5, é resolvida a equação 6, que corresponde à equação do perfil de porosidade neutrônica como segue,

$$\phi_n = \phi_w \phi + \phi_{sh} V_{sh} + \phi_m - \phi \phi_m - \phi_m V_{sh}$$

Dividindo por  $(\phi_w - \phi_m)$

$$\frac{(\phi_n - \phi_m)}{(\phi_w - \phi_m)} = \frac{\phi(\phi_w - \phi_m) + V_{sh}(\phi_{sh} - \phi_m)}{(\phi_w - \phi_m)}$$

Sendo que  $\phi_N = \frac{(\phi_n - \phi_m)}{(\phi_w - \phi_m)}$  e  $\phi_{Nsh} = \frac{(\phi_{sh} - \phi_m)}{(\phi_w - \phi_m)}$  são valores da porosidade da rocha e da argila calculados pelo perfil de porosidade neutrônica

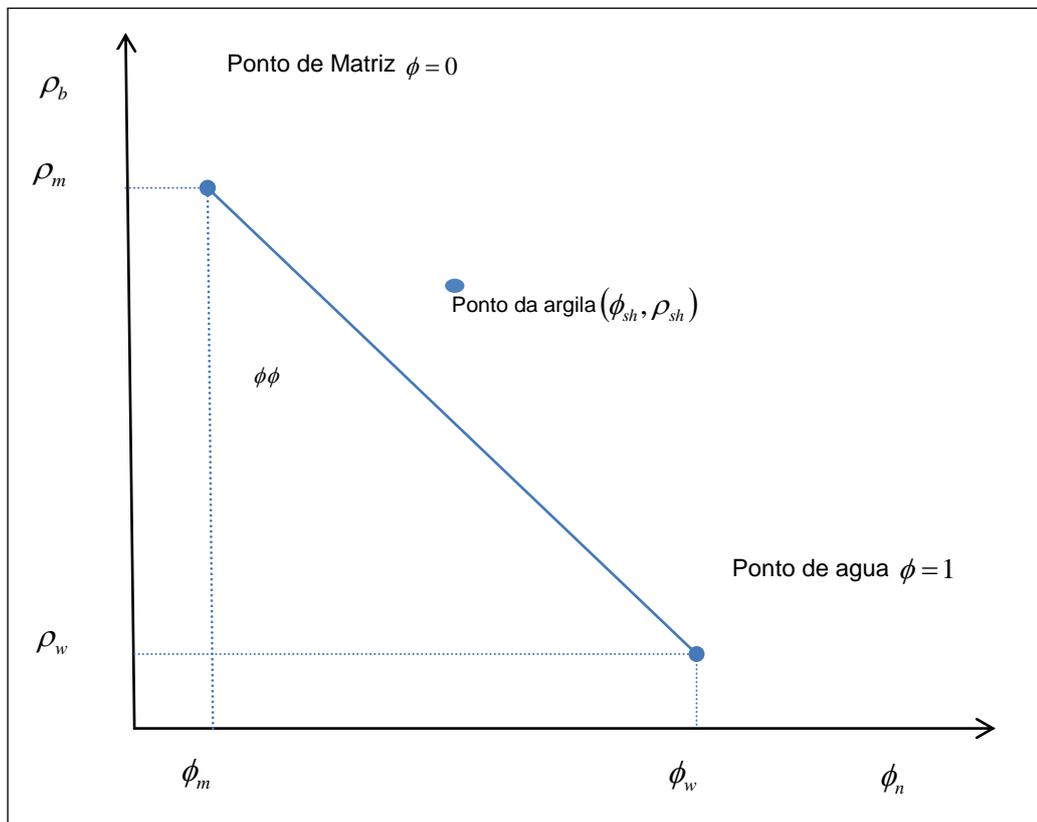
$$\phi_N = \phi + V_{sh}\phi_{Nsh} \quad (12)$$

Eliminando o termo  $V_{sh}$  das equações 10 e 11, e igualando-as obtemos a expressão para a porosidade, onde se pode verificar que é uma variável adimensional.

$$\phi = \frac{\phi_D\phi_{Nsh} - \phi_N\phi_{Dsh}}{\phi_{Nsh} - \phi_{Dsh}}, \quad (13)$$

A figura 2 mostra uma solução gráfica do sistema linear na equação 13, onde são traçadas retas da porosidade unindo o ponto da água com o ponto de matriz, considerando água doce como fluido intersticial.

Figura 2-Gráfico densidade-neutrônico.



Fonte: Da autora

O ponto de argila é determinado pelo par ordenado  $(\phi_{sh}, \rho_{sh})$  do perfil de porosidade neutrica e densidade já que esses pontos foram registrados frente aos folhelhos adjacentes às camadas reservatório. Os pontos correspondentes à litologia limpa se alinharão na vizinhança da reta do mineral principal cuja distribuição

depende de sua porosidade. Aqueles pontos que não pertencem à litologia serão distribuídos na direção do ponto da argila.

O gráfico densidade-neutrônico é construído a partir dos minerais principais de cada rocha reservatório, que neste caso é assumido como quartzo para o arenito, calcita para calcário e dolomita. Dentro das limitações do método densidade-neutrônico pode existir o caso em que haja uma combinação de minerais na rocha reservatório, ou seja, que a matriz não seja monomineral e possua mais de um mineral na sua composição, e que os pontos correspondentes à litologia se alinhem no meio das duas retas correspondentes aos dois minerais, caso seja uma rocha reservatório composta por dois minerais diferentes. Nesta situação é difícil fazer a identificação correta dos pontos que pertencem à litologia, já que eles não se encontraram na vizinhança de uma reta em particular.

## 5 DETERMINAÇÃO DA DENSIDADE DE GRÃO NO LABORATÓRIO.

A densidade é uma propriedade fundamental dos materiais constituintes das rochas, sendo afetada pela ocorrência de espaços vazios entre eles. No estudo dos materiais porosos tais como as rochas são admitidos diferentes tipos de densidade. Fundamentalmente distingue-se dois tipos: densidade aparente, que considera o volume total da rocha, incluindo o espaço vazio entre os grãos que a compõem, e a densidade de grão que considera apenas o volume do conjunto de grãos que compõe a rocha, sem considerar o espaço vazio entre os grãos (GEALY, 1971). Existem diferentes métodos para o cálculo da densidade do grão como o método do picnômetro e o método da lei de Boyle.

### 5.1 Método do picnômetro.

O picnômetro é um recipiente de vidro com fundo chato, equipado com uma rolha também de vidro, através da qual passa um canal capilar, que baseado no Princípio de Arquimedes permite obter o volume com precisão. É utilizado para determinar a densidade dos líquidos e especialmente determinar o volume e densidade dos grãos de uma amostra sólida (GEALY, 1971).

Figura 3- Imagem de picnômetros utilizados em diferentes áreas.



Fonte: Sampaio (2007).

Os picnômetros usados em diferentes áreas têm diferentes formas, volumes e normas de uso, dependendo de sua aplicação (figura 3) (NAWARATNE, 2011). Durante a medição é importante verificar que o processo de pesagem das amostras seja feito com uma temperatura constante e não haja ar preso dentro do picnômetro, para resultados com maior precisão.

Para calcular a densidade de grão através do método do picnômetro, devem seguir-se os seguintes passos, primeiro encher o picnômetro com água destilada preferivelmente, em seguida pesar o picnômetro com a água contida nele ( $W_1$ ). Em seguida, a amostra de rocha é transferida ao picnômetro, sendo agitada de tal maneira a conseguir a suspensão homogênea. Coloca-se o picnômetro em uma bomba de vácuo com o objetivo de retirar todo o ar. Após este procedimento é pesado o conjunto formado pelo picnômetro cheio de água mais a fração de rocha dentro ( $W_2$ ). A amostra de rocha é submetida a processos de esquentamento para retirar a água absorvida, deixando só a água molecular. Posteriormente, a fração de rocha é localizada em um dessecador e pesada novamente, e assim é obtido o peso seco da rocha ( $W_{dry}$ ) (GEALY, 1971).

Para o cálculo da densidade de grão, é necessário determinar o volume da água deslocada  $V_d$  no momento em que foi posicionada a fração de rocha dentro do picnômetro, que é definida pela equação,

$$V_d = W_2 - W_1 \quad , \quad (14)$$

onde  $W_1$  é o peso do picnômetro cheio de água destilada e  $W_2$  é o peso do picnômetro com a água e a fração de rocha dentro. Tendo o volume de água deslocada  $V_d$  é possível obter o volume de grão  $V_g$  que é a fração do volume total de uma rocha que leva em conta só a parte sólida, excluindo os sólidos dissolvidos na água intersticial, sendo expresso como segue.

$$V_g = \frac{V_d}{\rho_w} \quad , \quad (15)$$

Sendo  $\rho_w$  a densidade da água. Para finalmente determinar a densidade de grão, segundo a expressão.

$$\rho_g = \frac{W_{dry}}{V_g}, \quad (16)$$

Onde  $W_{dry}$  refere-se ao peso seco da roca.

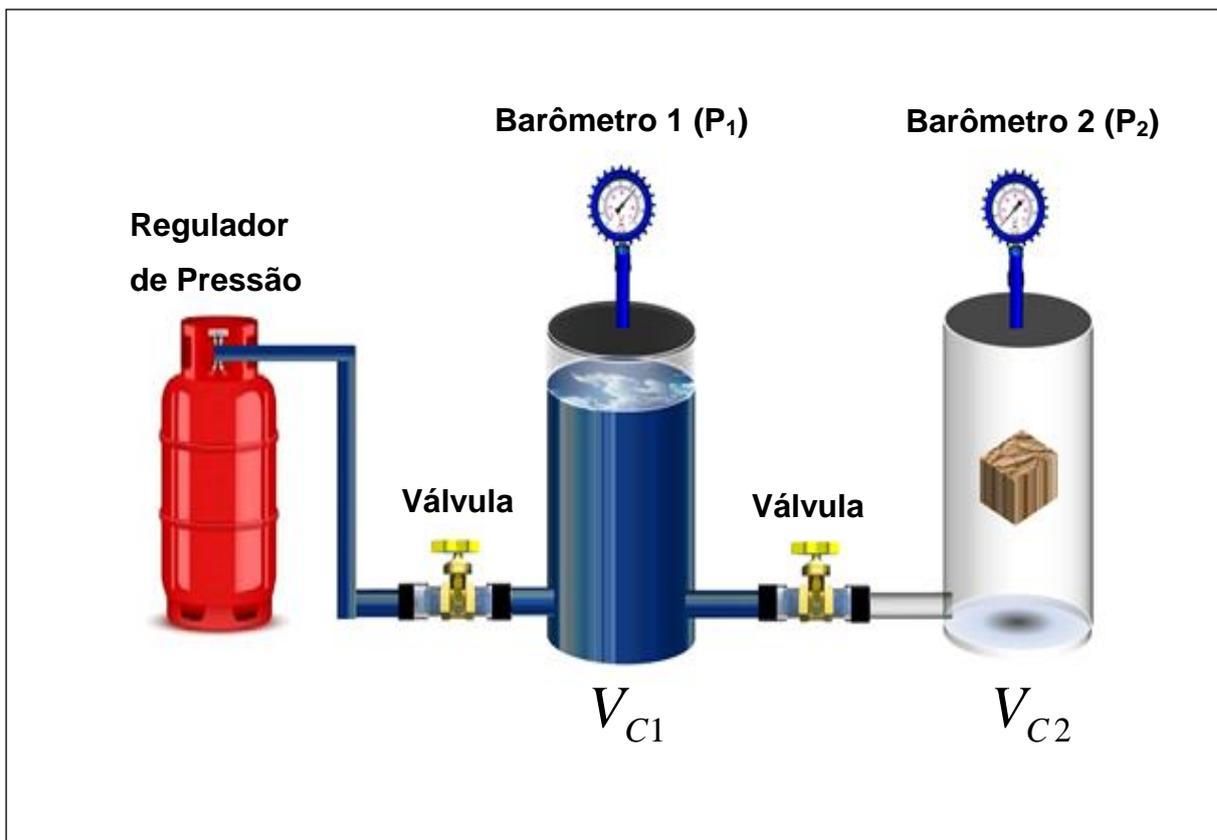
## 5.2 Método da lei de Boyle.

Em 1662, Robert Boyle descobriu que em um processo isotérmico, a pressão exercida sob um gás em um recipiente fechado é inversamente proporcional ao volume do gás. Este é o princípio utilizado para determinar a densidade de grão através do método da Lei de Boyle.

O método da Lei de Boyle envolve a injeção e descompressão de um gás, que pode ser Hélio, Dióxido de Carbono ou nitrogênio dentro dos poros de uma amostra de rocha seca no vazio. O esquema do método da Lei de Boyle consiste em duas células com volume determinado  $V_{C1}$  e  $V_{C2}$  que estão conectadas através de uma válvula. Enquanto a válvula que conecta as duas células está fechada (figura 4), é aplicada uma pressão ( $P_1$ ) com temperatura constante na célula 1, o gás se expande e ocupa todo o volume da célula 1 ( $V_{C1}$ ). A amostra de rocha seca é colocada na célula 2. Em seguida como mostra a figura 5, é aberta a válvula que conecta as duas células permitindo a expansão do gás de forma isotérmica para a célula 2, alcançando um volume de equilíbrio  $V_f$  com uma pressão  $P_2$  medida através de um barômetro (CASTELLANOS, 2009).

Na Figura 4,apresenta-se o esquema do Método da Lei de Boyle, mostrando-se um regulador de pressão vermelho que contem o gás que será usado para ser injetado isotermicamente na célula1 através de uma válvula, cuja pressão  $P_1$  será medida através do barômetro 1.

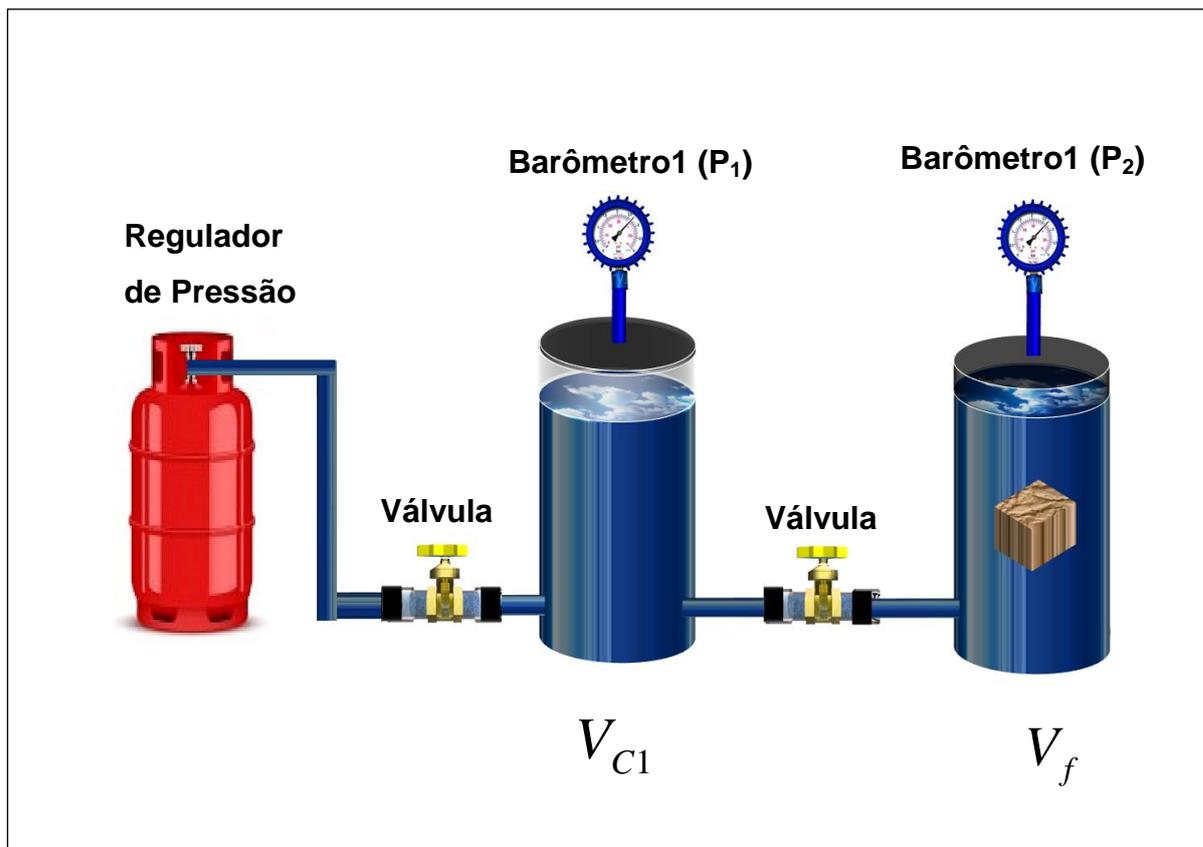
Figura 4- Diagrama do método da lei de Boyle.



Fonte: Da autora.

Na figura 5 mostra-se uma segunda etapa do método da Lei de Boyle, onde é aberta a válvula que separa as duas células, descomprimindo-se o gás contido na célula 1 com  $P_1$ , enchendo o volume da célula que contém a amostra de rocha, permitindo a medição da pressão  $P_2$  através do barômetro 2.

Figura 5- Diagrama do método da lei de Boyle.



Fonte: da autora.

Para o cálculo da densidade do grão, o volume  $V_f$  pode ser determinado a partir da Lei de Boyle como segue,

$$V_f = \frac{P_1 * V_{c1}}{P_2} \quad , \quad (17)$$

O volume final também pode ser expresso como mostra a equação 18.

$$V_f = V_{c1} + V_{c2} - V_g \quad , \quad (8)$$

Sendo  $V_f$  definido pela soma dos volumes da célula 1 e a célula 2, menos o volume do grão e  $V_g$  o volume do grão. Da equação anterior define-se o volume total como a soma dos volumes conhecidos da célula 1 e a célula 2.

$$V_t = V_{C1} + V_{C2} , \quad (19)$$

Com isso, obtemos a seguinte expressão para o volume de grão,

$$V_g = V_t - V_f , \quad (20)$$

A partir do cálculo do volume de grão  $V_g$  e do peso seco da amostra  $W_{dry}$  que é obtido experimentalmente no laboratório como foi descrito no método do picnômetro de rocha é possível determinar a densidade de grão  $\rho_g$ , usando a equação 16 (CRAIN, 1986).

## 6 ALGORITMOS INTELIGENTES.

Algoritmos inteligentes são os diferentes métodos computacionais que tratam com dados numéricos. Possuem componentes de reconhecimento de padrões, apresentam adaptação computacional, tolerabilidade à falha, alta velocidade computacional, são menos propensos a erros provenientes de fontes de informação ruidosa. São considerados algoritmos inteligentes: as redes neurais artificiais e inferência fuzzy, algoritmo genético, entre outros. Todos tratam com dados numéricos, reconhecimentos de padrões e possuem uma significativa diferença em relação aos métodos tradicionais (KONAR, 2005).

### 6.1 Rede neural artificial.

A busca atual de novos modelos de computação baseados em redes neurais artificiais está motivada pelo desejo de resolver problemas cotidianos ou da natureza através do desenvolvimento de métodos computacionais onde não seja requerido o uso de regras específicas para que o método resolva o problema, senão que sem indicar explicitamente as regras que eles devem seguir, os métodos possam extrair as características relevantes de um conjunto de dados de entrada e realizar um processo de reconhecimento de padrões através da aprendizagem de diferentes exemplos, como é especificamente o caso das redes neurais artificiais (YEGNANARAYANA, 2005).

Ainda que o funcionamento dos neurônios biológicos do cérebro e suas interconexões neurais não sejam completamente compreendidos, a rede neural é inspirada nesta estrutura tomando algumas de suas características. A rede neural artificial pode ser considerada como um modelo da rede neural biológica que consta de um conjunto de neurônios artificiais, que são unidades de processamento interconectadas umas com outras através dos chamados pesos sinápticos, Os neurônios artificiais são capazes de receber  $N$  valores de entrada, os pesos para cada valor e emitir uma sinal de saída correspondente ao valor de ativação, que é definido como uma soma ponderada dos pesos correspondente aos valores de entrada.

As redes neurais artificiais são úteis somente quando os neurônios estão dispostos de uma forma adequada para assim realizar o reconhecimento de padrões. Por causa disso, elas estão organizadas em camadas de neurônios. Os neurônios de cada camada são similares, pois cada um deles tem uma mesma dinâmica de ativação e possuem um sinal de saída. As conexões entre os diferentes neurônios podem ser conexões entre diferentes camadas ou conexões entre neurônios da mesma camada. Todas estas conexões são realizadas através dos pesos sinápticos. Toda esta estrutura é conhecida como a arquitetura da rede neural artificial.

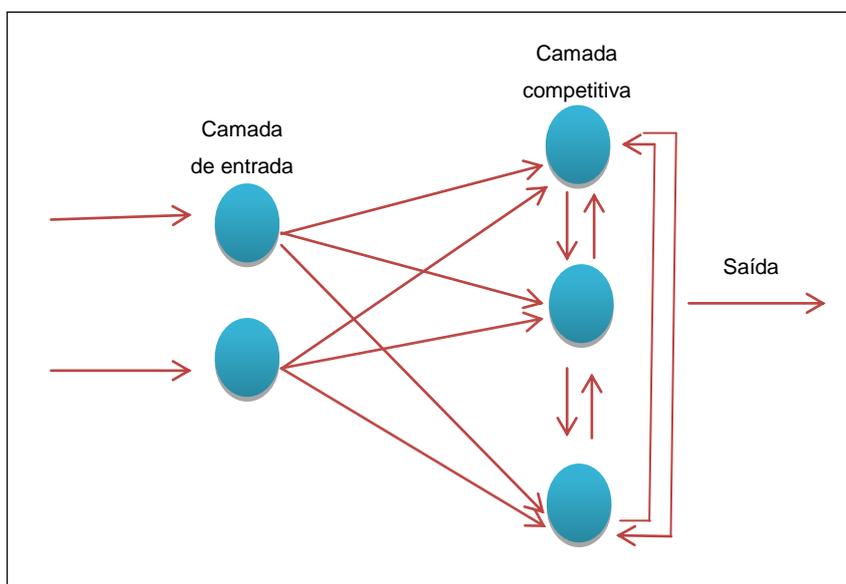
A aprendizagem de uma rede neural é definida pela determinação do valor dos pesos sinápticos. Existem dois tipos de aprendizagem: supervisionada e não supervisionada. Na aprendizagem supervisionada, tem-se conhecimento da resposta ou parte da resposta para cada dado de entrada. Este tipo de aprendizagem pode ser usado para a aprendizagem estrutural ou temporal. A aprendizagem estrutural está relacionada com a captura dos pesos sinápticos em função de um padrão de entrada e um padrão de saída dado. A aprendizagem temporal está relacionada com a captura dos pesos sinápticos em relação aos padrões vizinhos em uma sequência de padrões. (YEGNANARAYANA, 2005).

A aprendizagem não supervisionada descobre padrões em um conjunto de dados e os organiza. Neste tipo de aprendizagem não é conhecida a resposta para o dado de entrada, e são apresentados somente os padrões de entrada à rede neural. A aprendizagem não supervisionada usa informações locais como os sinais ou valores de ativação dos neurônios tanto da camada de entrada quanto a camada competitiva, com o fim de atualizar os pesos sinápticos. Este tipo de aprendizagem é utilizada pela rede neural competitiva explicada a seguir.

### 6.1.1 Rede neural competitiva.

A arquitetura de uma rede neural competitiva consiste em duas camadas de neurônios artificiais. Na primeira camada encontram-se os neurônios de entrada, encarregados de receber os dados de entrada, cujo sinal será encaminhado através de seus pesos sinápticos a cada um dos neurônios da segunda camada, nomeada camada competitiva. Os neurônios competitivos por sua vez, se encontram conectados entre si. Tais conexões fazem que resulte em um tipo de competitivo, onde o neurônio vencedor será aquele que produza um sinal de saída não nulo para cada dado de entrada (figura 6).

Figura 6- Ilustração da rede neural competitiva.



Fonte: Da autora.

Existem diferentes opções para as funções de saída na camada competitiva que poderiam ser usadas para a realização do reconhecimento de padrões, por exemplo. Se as funções de saída são lineares, a rede armazena um padrão de entrada temporal. Este tipo de funções de saída é utilizada teoricamente, mas na prática tem pouca utilidade. Agora se se trata de funções não lineares, a rede poderia ser usada para realizar agrupamentos dos dados de entrada sem a necessidade de supervisão, ou seja, seria uma rede neural de tipo não supervisionada, cujo sinal de saída seria diferente de zero. Esse sinal de saída seria obtido através do neurônio vencedor (KONAR, 2005). No caso de agrupamentos, o número de neurônios competitivos corresponde ao número de possíveis grupos que

os dados de entrada podem formar. Assim cada neurônio competitivo pode ser identificado como um grupo (YEGNANARAYANA, 2005), e desta forma cada padrão de entrada estará relacionado com um neurônio competitivo em particular, através dos pesos sinápticos (HAYKIN,1999). Deste modo, se dá a denominada competição entre os neurônios na camada competitiva onde é determinado que um único neurônio competitivo será o vencedor da competição.

Existem diferentes tipos de redes neurais competitivas, mas neste trabalho é estudada a rede neural competitiva que segue a regra de Kohonen. Esta regra consiste em que o neurônio competitivo com valor de pesos sináptico mais semelhante ao padrão de entrada vence a competição manifestando-se em um sinal de saída diferente de zero (KOHONEN, 1989).

O paragrafo anterior pode ser explicado com o método em que a rede neural competitiva funciona após de um processo de aprendizagem competitivo. A rede neural competitiva funciona representando todos os padrões de entrada através de vetores em um espaço euclidiano, que posteriormente serão localizados segundo o grupo que pertençam, ou seja, cada vetor de entrada estará relacionado com um neurônio competitivo através dos pesos sinápticos, os pesos sinápticos representam as coordenadas de um ponto no plano próximo ao centro de gravidade do grupo, Esta fase de agrupamento depende da distância euclidiana entre o valor de pesos sinápticos e o vetor de entrada. O neurônio competitivo com menor distância euclidiana vence a competição, ou seja, o neurônio com sinal de saída mais próximo ao vetor de entrada.

Segundo o comportamento da rede neural competitiva, estes agrupamentos podem ser representados através de uma circunferência com a premissa de que os pesos sinápticos serão as coordenadas dos pontos de referência de cada grupo representado por cada neurônio competitivo.

Dentro das limitações da rede competitiva, encontra-se o caso em que os agrupamentos dos dados não possam ser representados através de uma circunferência. Uma possível solução poderia ser o uso de uma rede neural competitiva angular como é explicada a seguir, e que é utilizada nesta metodologia.

### 6.1.1.1 Rede neural competitiva angular - forma complexa.

A rede neural competitiva angular é um tipo de rede competitiva que reconhece padrões angulares no espaço euclidiano de n-dimensões. Esta rede associa o plano cartesiano com o plano complexo e está projetada para trabalhar só com vetores de posição unitários, ou seja, cada dado de entrada está associado a um vetor posição transformado para seu vetor unitário que é representado na forma de um número complexo, por exemplo, um vetor de entrada arbitrário,

$$x_k = x_x \vec{i} + x_y \vec{j}, \quad (21)$$

Onde  $\vec{i}$  e  $\vec{j}$  são os vetores unitários na direção ortogonal, podendo ser escrito como um numero complexo da forma.

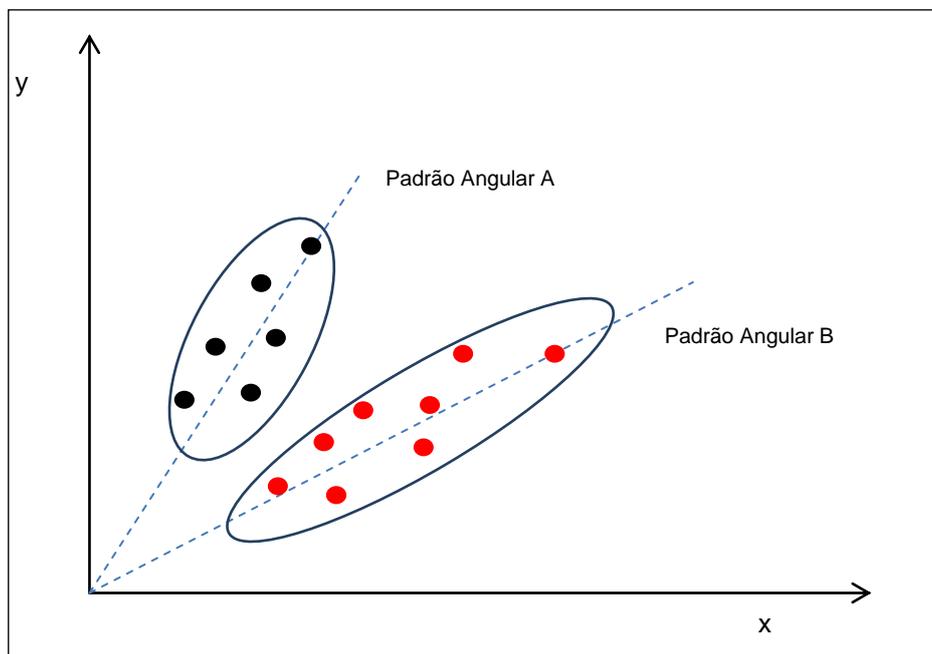
$$x_k = x_x + ix_y, \quad (22)$$

Sendo  $i = \sqrt{-1}$ . Com esta associação, o número de neurônios na camada de entrada é reduzido a um, o numero de neurônios na camada competitiva angular permanece igual, e o numero de conexões entre os neurônios na camada de entrada e os neurônios na camada competitiva angular são reduzidos.

Na rede neural competitiva angular, o padrão angular refere-se à direção ou angulo particular que apresentam os vetores dos dados de entrada no espaço euclidiano de n-dimensões, quando formam agrupamentos próximos do vetor de referencia, cuja identificação permite a classificação dos diferentes agrupamentos formados (BARROS, 2008).

A rede neural competitiva angular é usada para o caso em que seja necessária a classificação de pontos em um plano cartesiano e que não podem ser envolvidos por uma circunferência como é feito na rede neural competitiva. Esses agrupamentos podem ser envolvidos por uma elipse, onde o padrão angular tomaria em conta a proximidade angular na direção do eixo maior ou diâmetro transversal como é ilustrado na figura 7.

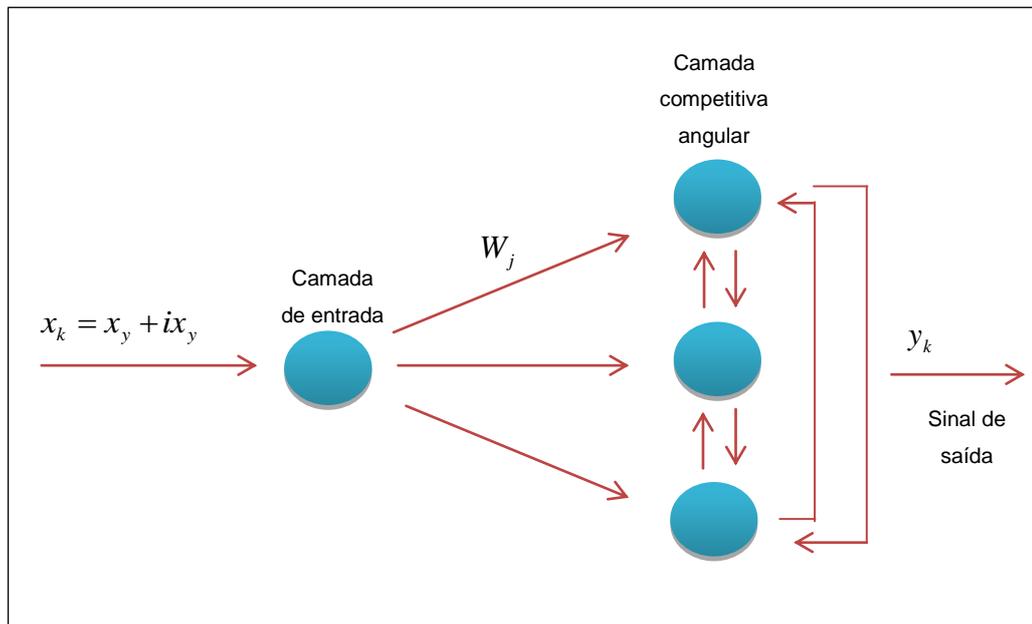
Figura 7- Classificação de pontos no plano cartesiano utilizando padrões angulares.



Fonte: Da autora.

A arquitetura da rede neural competitiva angular (figura 8) está constituída da mesma forma que a arquitetura da rede neural competitiva, sendo composta de duas camadas: uma camada de entrada que está formada por N unidades sensoriais que recebem os dados de entrada e a camada competitiva angular onde se encontram os neurônios competitivos angulares que representam as M classes ou pontos de referencia. Cada um destes neurônios competitivos estão ligados através do vetor de pesos sinápticos. Na rede neural competitiva angular pode associar o plano cartesiano ao plano complexo, onde um vetor pode ser rescrito como um número complexo fazendo que o número de neurônios de entrada na camada de entrada seja reduzido a um, permanecendo igual o numero de neurônios angulares e reduzindo o numero de conexões representadas pelos pesos sinápticos (BARROS, 2008).

Figura 8- Arquitetura de uma rede neural competitiva angular (forma complexa).



Fonte: Da autora.

Cada neurônio competitivo produz um sinal de saída que é o resultado da competição entre todos os neurônios na camada competitiva angular. O potencial de saída de cada neurônio está definido pelo produto interno dos vetores  $(x_i)$  que representa o vetor de entrada e  $(\bar{w}_j)$  que é o conjugado complexo de um elemento do vetor de pesos sinápticos.

$$y_k = \text{real}(x_k \cdot \bar{w}_j) = |x_k| |\bar{w}_j| \cos\theta = \cos\theta, \quad (23)$$

O vetor de pesos sinápticos é formado pelos vetores de referência, escritos na forma complexa, que representam as possíveis classes ou grupos através das quais a rede neural competitiva angular busca classificar os pontos no plano.

A regra de competição para a rede neural competitiva angular é governada pela regra de Kohonen da mesma forma que na rede competitiva, neste caso o neurônio que possua o maior valor para o cosseno será o neurônio vencedor,

$$N_y = \max(y_i), \quad (24)$$

## 7 METODOLOGIA.

O método densidade-neutrônico para o cálculo da porosidade, com base na associação dos perfis de densidade e porosidade neutrônica é um dos métodos mais utilizados na indústria do petróleo (LUTHI, 2001). A principal limitação desse método se deve às formas convencionais de estimativa dos parâmetros da matriz (densidade e porosidade neutrônica) utilizados. Muitos autores advogam à utilização direta do gráfico densidade-neutrônico para a identificação da matriz (GIRÃO, 2004). Outros autores são favoráveis à utilização do gráfico M-N (CRAIN, 1986). Independente da forma utilizada, é clara a imprecisão desses métodos no caso de litologias complexas.

Outra abordagem para o cálculo da porosidade é aquela realizada no laboratório de petrofísica onde são realizadas medidas diretas da porosidade em algumas amostras que são posteriormente calibradas para as condições ou, escala do poço, a partir da realização da correlação da profundidade das amostras com o perfil de densidade. Este procedimento tem bons resultados apenas para as camadas de litologia simples e exigem a testemunhagem do poço para a obtenção das amostras (DARLING,2005).

A metodologia apresentada nesta dissertação busca apresentar um método para a obtenção dos parâmetros da matriz (densidade e porosidade neutrônica) a partir da integração da informação sobre a densidade dos grãos obtida no laboratório e a estimativa da porosidade neutrônica obtida pela interpretação do gráfico densidade-neutrônico realizada pela rede neural competitiva angular.

## 7.1 Rede Competitiva angular.

A descrição da rede competitiva angular construída para interpretar o gráfico densidade-neutrônico será realizada na seguinte ordem:

Apresenta-se inicialmente a arquitetura da rede e em seguida, a determinação dos seus pesos sinápticos e finalmente apresenta-se a operação da rede competitiva angular.

### 7.1.1 Arquitetura da Rede.

A arquitetura da rede competitiva angular para a interpretação do gráfico densidade-neutrônico é composta por duas camadas. A camada de entrada é formada por dois neurônios que recebem o par ordenado do vetor unitário de cada ponto em profundidade dos perfis porosidade neutrônica e densidade (figura 9). Alternativamente, será utilizada a forma complexa da rede competitiva angular. Neste caso a camada de entrada é formada por um único neurônio que recebe um número complexo unitário derivado de cada ponto em profundidade dos perfis densidade e porosidade neutrônica.

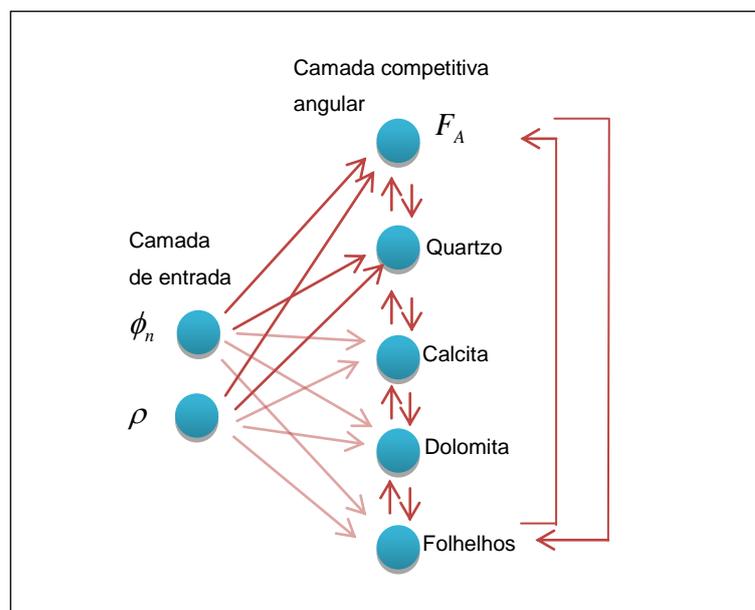
Nesta dissertação, será adotada a arquitetura complexa da rede neural competitiva angular, na qual cada vetor unitário complexo de entrada é escrito na forma,

$$x_i = \phi_{wpi} - j\rho_{wpi} , \quad j = \sqrt{-1} \text{ e } i = 1, 2, 3, \dots, N, \quad (25)$$

Onde,  $\phi_{wpi} = \phi_{pi} - \phi_w$  e  $\rho_{wpi} = \rho_{pi} - \rho_w$

Na equação 25 o termo  $x_i$  representa o número complexo unitário de entrada na rede competitiva angular, que é formado pela subtração dos vetores posição  $(\phi_{pi}, \rho_{pi})$  de um ponto qualquer ao longo da profundidade do poço no gráfico densidade-neutrônico e o vetor posição que representa o ponto da água  $(\phi_w, \rho_w)$ .

Figura 9- Rede neural com os respectivos neurônios de entrada e competitivos.



Fonte: Da autora.

A camada competitiva é formada por um número de neurônios que depende do número de fácies em que se deseja calcular a porosidade. Pode-se realizar um cálculo da porosidade envolvendo várias camadas de diferentes fácies em uma única operação da rede competitiva angular. Um exemplo dessa forma de utilização da rede competitiva angular é mostrado no capítulo de resultados com dados sintéticos. Outra forma de operação da rede competitiva angular para interpretar o gráfico densidade-neutrônico é utilizar apenas uma fácies em cada operação da rede. Um exemplo desse tipo de operação é apresentado no capítulo de resultados com dados reais.

Independente da forma de operação a camada competitiva é formada por três classes de neurônios competitivos. A primeira representa os neurônios competitivos das fácies de modo que, para cada fácies é associado um único neurônio. Os neurônios fixos que representam as três litologias (arenito, calcita, dolomita) presente no gráfico densidade-neutrônico e com um único neurônio associado às camadas de folhelho.

### 7.1.2 Pesos sinápticos.

Na forma utilizada nesta dissertação, o treinamento da rede competitiva angular é realizado de forma empírica, com a atribuição do número complexo que representa o peso sináptico entre o neurônio de entrada e cada um dos neurônios competitivos.

Para os neurônios competitivos que representam as fâcies de interesse, os pesos sinápticos atribuídos a cada neurônio são obtidos na forma,

$$w_{f_i} = w_{\phi_i} - jw_{\rho_i}, \quad j = \sqrt{-1} \text{ e } i = 1, 2, 3, \dots, N \quad (26)$$

Onde,  $w_{\phi_i} = \phi_{mi} - \phi_w$  e  $w_{\rho_i} = \rho_{mi} - \rho_w$

Na equação 26, o termo  $w_{f_i}$  representa peso sináptico que liga o neurônio de entrada ao neurônio competitivo representativo da fâcie  $f_i$ , na forma de um número complexo unitário, formado pela subtração dos vetores posição  $(\phi_{mi}, \rho_{mi})$  do ponto do centro de gravidade da nuvem de pontos da fâcie  $f_i$  no gráfico densidade-neutrônico e o vetor posição que representa o ponto da água  $(\phi_w, \rho_w)$ .

Os neurônios fixos possuem como pesos sinápticos os números unitários associados aos vetores direção de cada uma das retas traçadas no gráfico densidade-neutrônico.

O peso sináptico associado ao neurônio representativo do folhelho é obtido de forma idêntica aos neurônios representativos das fâcies, substituindo-se na equação 26, o ponto do centro de gravidade da nuvem pelo ponto do centro de gravidade da nuvem identificada como folhelho.

### 7.1.3 Operação da rede neural competitiva angular.

A operação da rede competitiva angular é tratada de forma diferente para cada um dos casos abordados nesta dissertação.

#### 7.1.3.1 Identificação de fácies no poço não testemunhado.

A regra de competição estabelece que o neurônio vencedor após da apresentação de cada ponto ao longo da profundidade do poço é aquele com o maior valor de saída. Isto permite identificar a fácies de interesse bem como identificar as camadas próximas das litologias fixas do gráfico densidade-neutrônico. Deste modo em um poço não testemunhado tem-se a definição dos pontos pertencentes a cada litologia. Um exemplo desse procedimento é apresentado no capítulo de resultado com dados sintéticos.

#### 7.3.1.2 Estimativa da porosidade neutrônica da matriz.

Neste caso, cada número complexo que representa os valores do conjunto de entrada da rede neural, ou os pontos da fácies de interesse são tomados como os pesos sinápticos de uma nova rede neural competitiva angular que possui um numero de neurônios competitivos igual ao número de pontos da fácies.

A regra de competição, que determina o neurônio vencedor após a apresentação de cada elemento da entrada estabelece como o neurônio vencedor aquele que satisfaz a inequação

$$N_k \Rightarrow y_k = \max\{y_i\} < 1, \quad (27)$$

onde,  $N_k$  é o neurônio vencedor,  $y_k$  é a saída do neurônio vencedor,  $y_i$  é o conjunto de saída dos demais neurônios competitivos.

Após a apresentação de todos os elementos do conjunto de entrada, toma-se como a direção da reta que representa a matriz da fácies de interesse no gráfico densidade-neutrônico aquela que passa pelo ponto da água e possui a inclinação ( $a$ ) dada pela seguinte expressão

$$a = \frac{\text{Im}\{N_k\}}{\text{Re}\{N_k\}} = \frac{\rho_{wpk}}{\phi_{wpk}}, \quad (28)$$

Uma vez identificada a reta para cada fácies no gráfico densidade-neutrônico é trivial a obtenção do valor da porosidade neutrônica da matriz. Entrando-se no gráfico com o valor da densidade do grão medido no laboratório e lendo-se diretamente o ponto no eixo da porosidade neutrônica da interseção da reta paralela pela densidade com a reta da fácies. Outra forma de aplicação é quando em um mesmo poço testemunhado deseja-se calcular a porosidade para as diversas ocorrências de uma mesma fácies, que eventualmente não foram testemunhados. Um exemplo desta operação é apresentado no capítulo de resultados com dados reais.

## 8 RESULTADOS.

Neste capítulo são apresentados dois exemplos, escolhidos aleatoriamente, da operação da rede neural competitiva angular para a interpretação do gráfico densidade-neutrônico e determinação da porosidade neutrônica da matriz, de modo a produzir um cálculo mais realista da porosidade pelo método densidade-neutrônico.

### 8.1 Dados Sintéticos.

A aplicação da rede neural competitiva angular com dados sintéticos busca avaliar o seu comportamento para produzir o transporte da informação geológica obtida em um poço testemunhado para outros poços não testemunhados do mesmo campo. Deste modo, são apresentados dois conjuntos de perfis, o primeiro refere-se ao poço testemunhado, onde se realizou a identificação geológica das fácies de interesse e a determinação da densidade dos grãos, sobre amostras levadas a um laboratório de petrofísica.

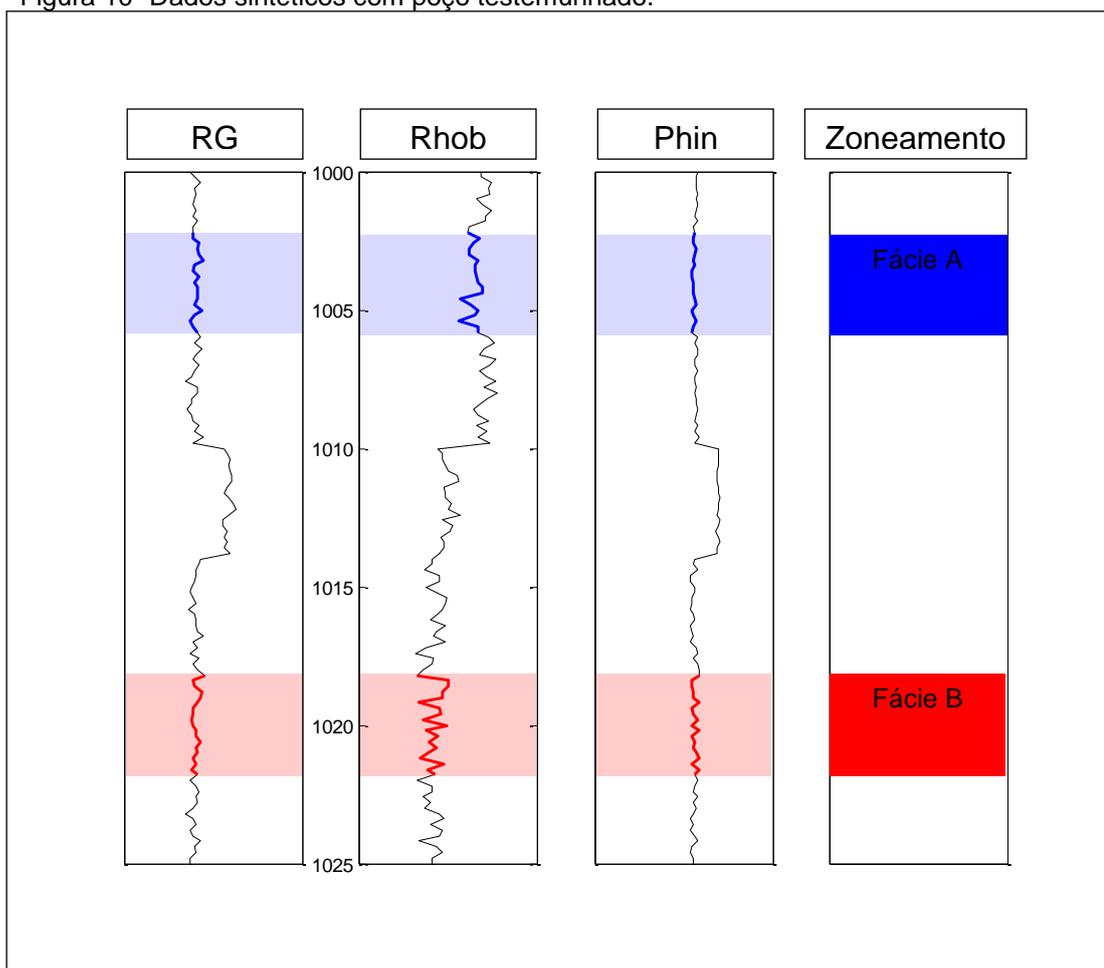
A figura 10 apresenta o conjunto de perfis do poço testemunhado. A primeira trilha mostra o perfil de raio gama natural, a segunda trilha mostra o perfil de densidade e a terceira trilha corresponde ao perfil de porosidade neutrônica. Na quarta trilha é apresentado o zoneamento do poço com a identificação dos intervalos de profundidades das fácies de interesse, que estão marcadas pela faixa azul, que representa a fácies A e a faixa vermelha, que representa a fácies B. A descrição geológica das fácies de interesse é apresentada na tabela 1.

Tabela 1-Revela a legenda de cores adotadas para representar as fácies de interesse identificadas no poço testemunhado (poço I).

Fácies	Composição	Descrição
A	Quartzo - 30% Dolomita - 70%	Dolomita quartzosa
B	Quartzo - 85% Dolomita - 15%	Arenito com cimento dolomítico

Fonte: Da autora.

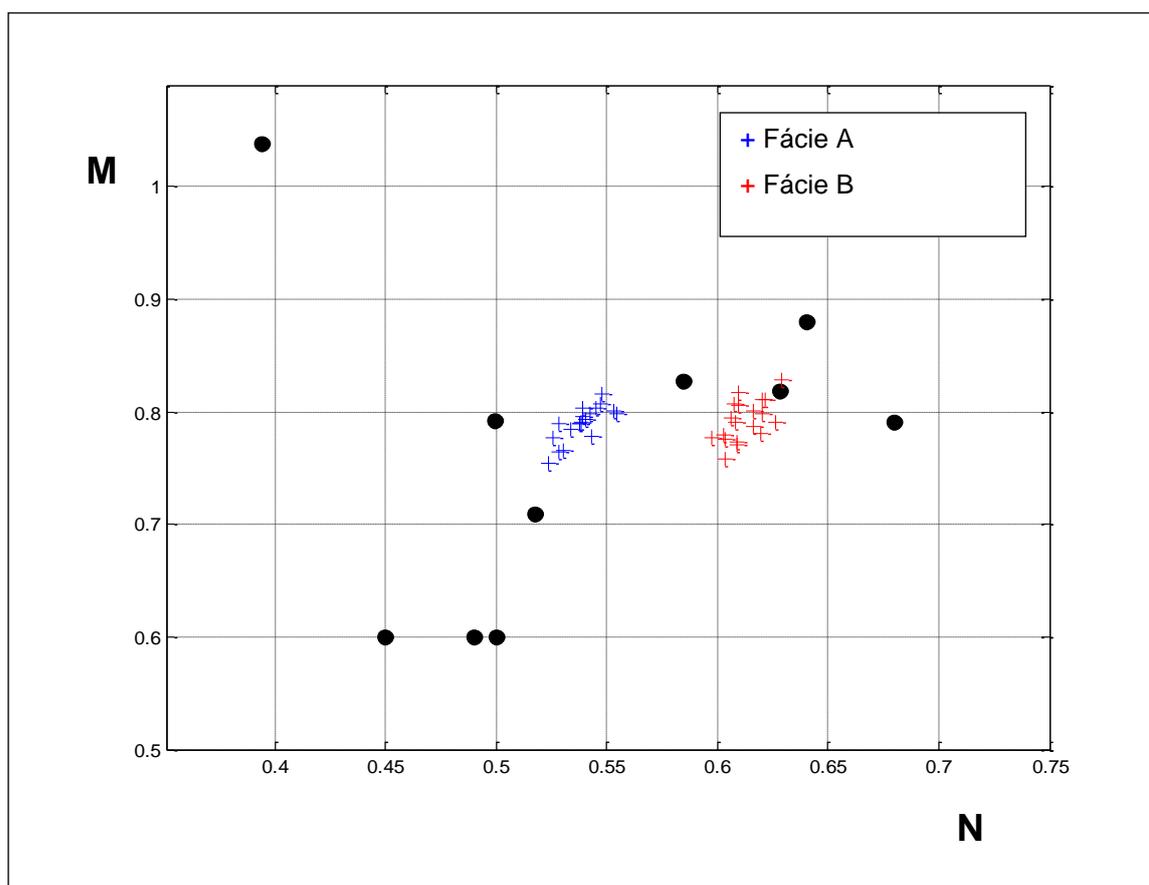
Figura 10- Dados sintéticos com poço testemunhado.



Fonte: Da autora.

A figura 11 apresenta o Gráfico M-N para o poço testemunhado, com o fim de realizar a identificação litológica das camadas de interesse. Este procedimento é normalmente adotado na avaliação de formação para a identificação da matriz e utilização da densidade e porosidade neutrônica da matriz no cálculo da porosidade. Na figura 11, os círculos pretos representam os pontos fixos correspondentes a dez minerais, as cruzes de cores azuis e vermelhas são pares ordenados M e N pertencentes às Fácies A e B. A interpretação visual do gráfico M-N não permite a identificação do mineral principal em nenhum dos dois casos.

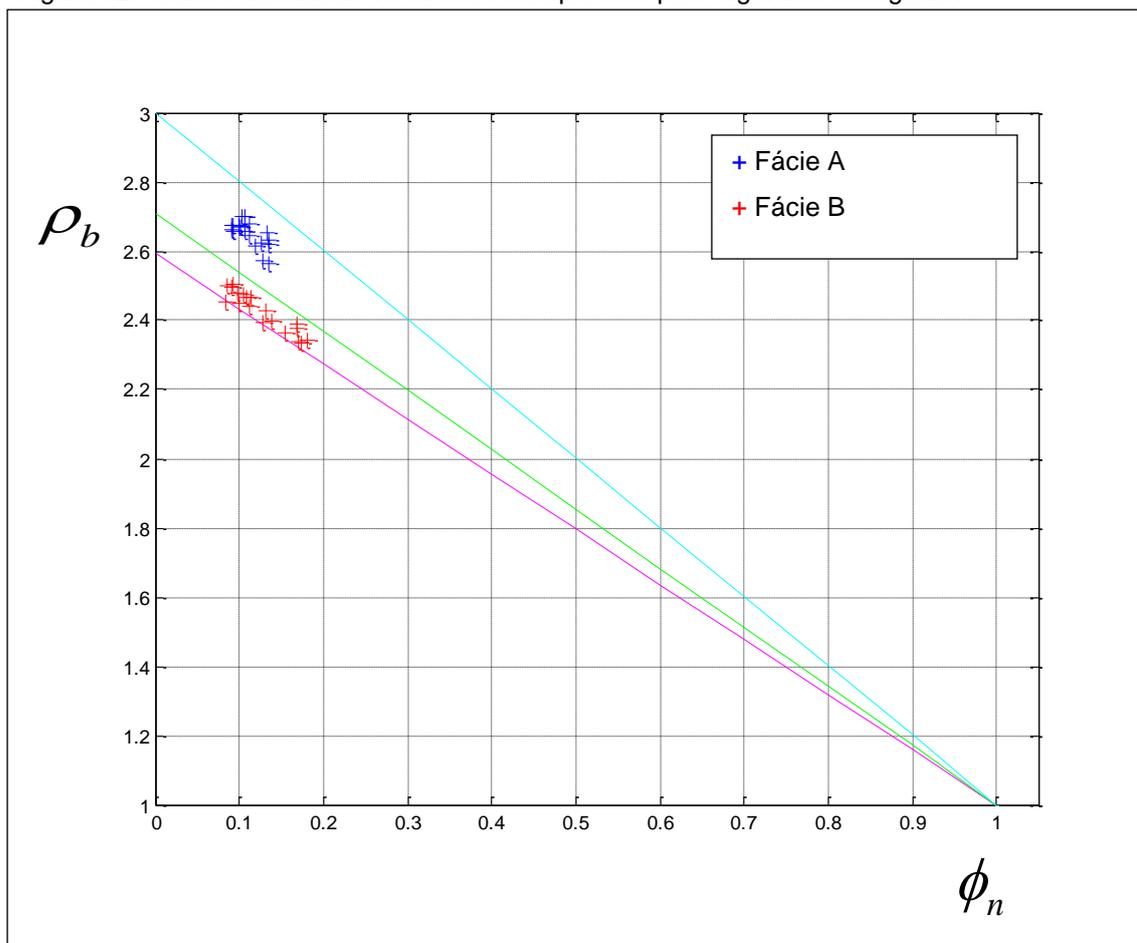
Figura 11- Gráfico M-N e Identificação das fácies correspondentes ao poço para dados sintéticos.



Fonte: Da autora

A figura 12 mostra o Gráfico densidade-neutrônico com as respectivas retas de porosidade correspondentes a cada uma das matrizes consideradas, definidas como quartzo para a reta rosa, calcita para a reta verde e dolomita para a reta azul. As cruzes azuis e vermelhas alinhadas nas proximidades das retas de porosidades representam a fácies A e B respectivamente.

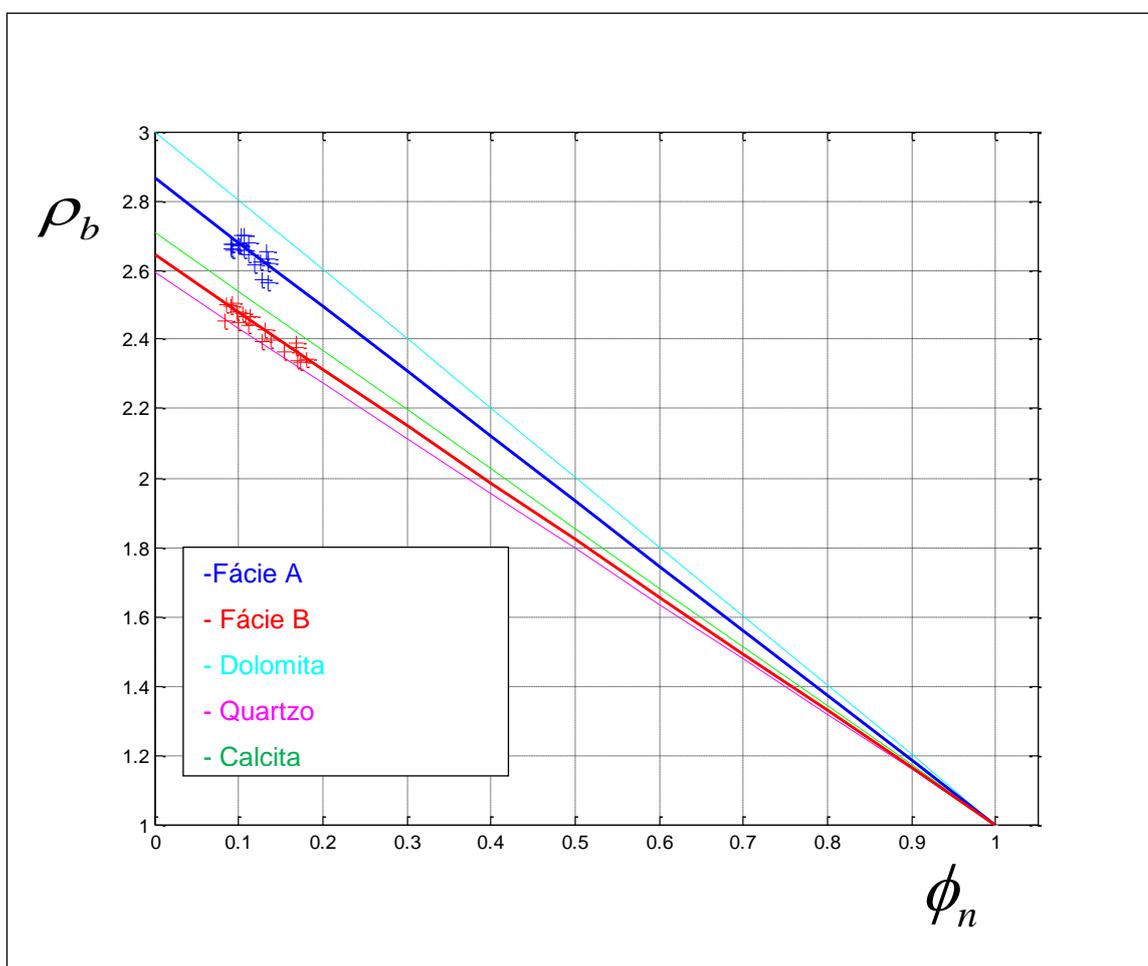
Figura 12- Gráfico densidade-neutrônico interpretado pelo algoritmo inteligente.



Fonte: Da autora

Afigura 13 mostra o Gráfico densidade-neutrônico interpretado pela rede neural competitiva angular, que calculou o centro de gravidade dos pontos que representam as fácies A e B, e assim se obteve um ponto médio para a densidade de matriz e para a porosidade neutrônica da matriz, com isso foi possível o traçado das retas associadas a cada fácies de interesse, que vão desde o ponto da água até o ponto de matriz (não identificado nesta figura) para cada uma das fácies, essas retas são representadas pelas cores azul e vermelha para a fácies A e fácies B respectivamente.

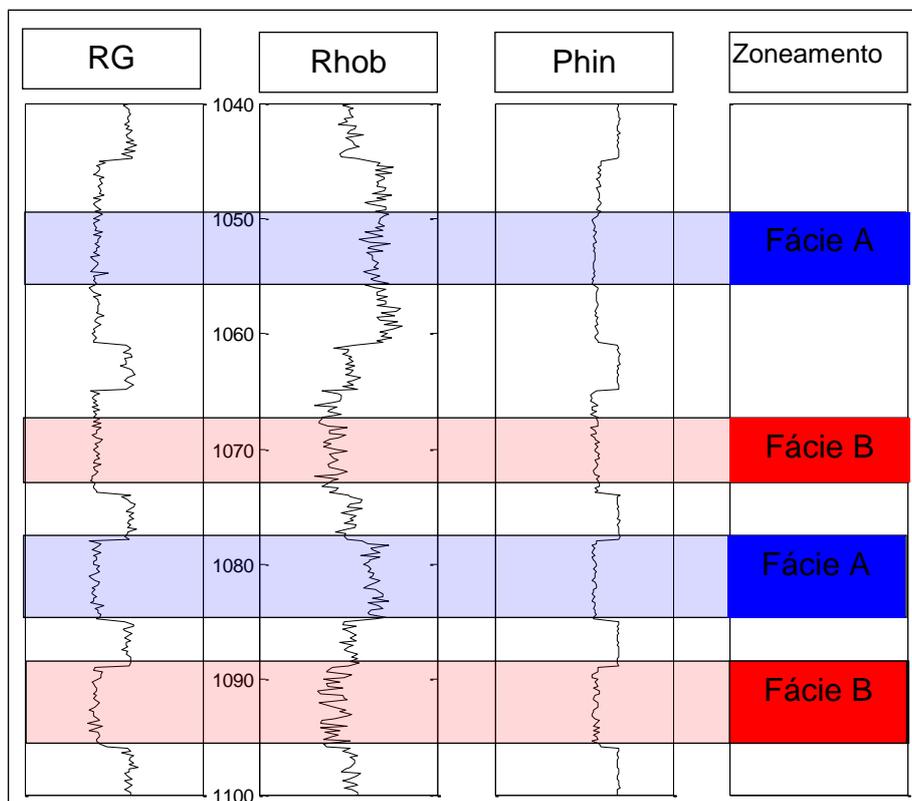
Figura 13- Gráfico densidade-neutrônico.



Fonte: Da autora.

Os vetores unitários das retas correspondentes às fácies de interesse formam o conjunto de pesos sinápticos da rede neural competitiva angular, que pode ser utilizada para a identificação das fácies de interesse em um poço não testemunhado. A figura 14 mostra os perfis registrados para um poço II ou poço não testemunhado, chamado poço de teste, a primeira trilha representa o perfil de raio gama natural, a segunda trilha mostra o perfil de densidade e a terceira trilha representa o perfil de porosidade neutrônica. A quarta trilha mostra o zoneamento do poço onde a faixa azul representa a fácie A e a faixa vermelha representa a fácie B, que será utilizado apenas para validar a identificação das fácies produzida pela rede competitiva angular.

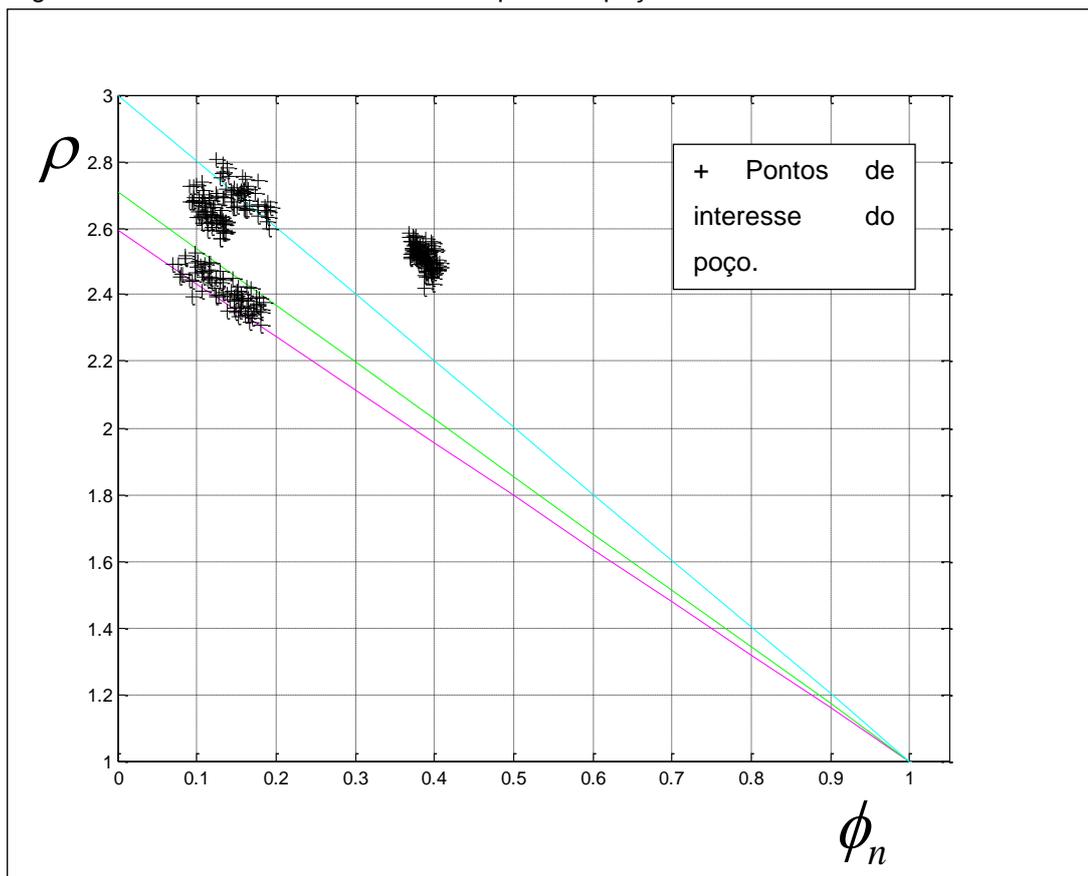
Figura 14- Dados sintéticos.



Fonte: Da autora.

Na figura 15 apresenta-se o Gráfico densidade-neutrônico, onde são mostrados os diferentes pontos para o poço II representados pelas cruzes pretas e as retas correspondentes à porosidade para as diferentes matrizes, definidas como: quartzo, calcita e dolomita. Note-se a dificuldade para a interpretação visual, onde não é possível fazer uma identificação realista das fácies de interesse.

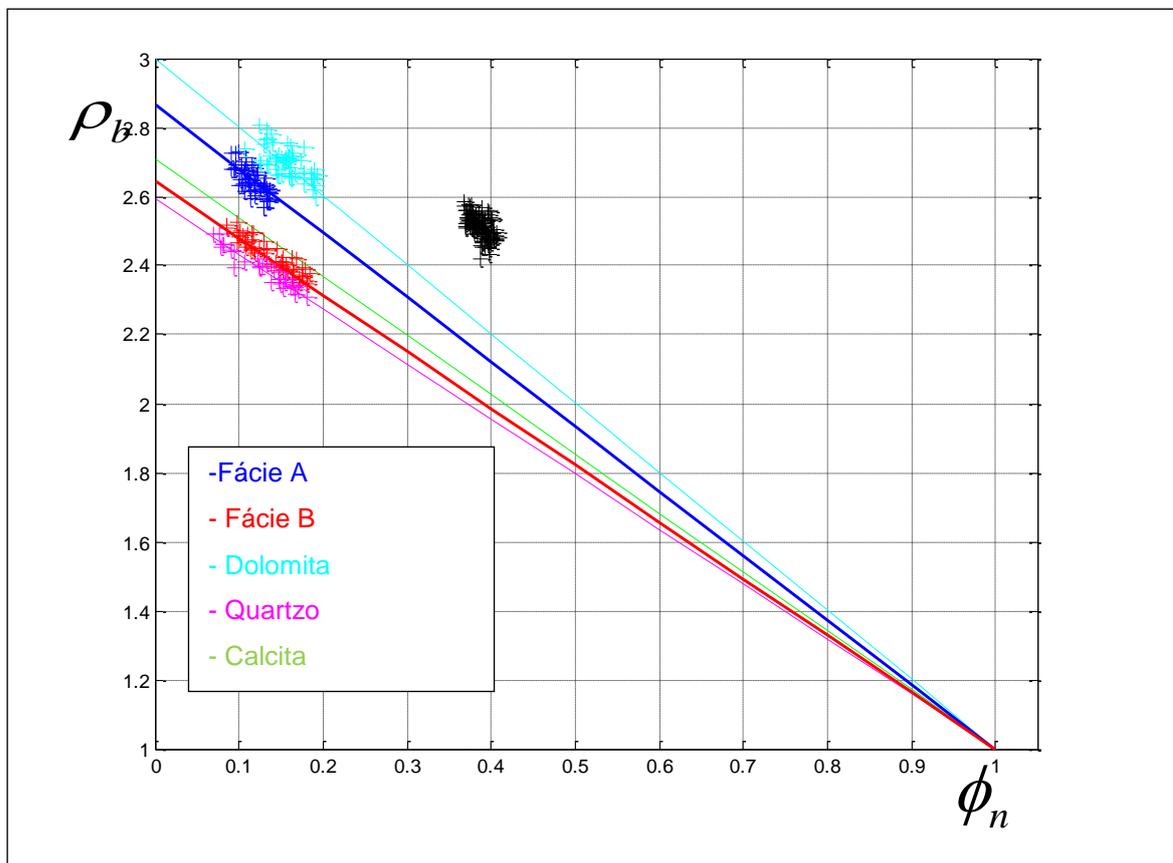
Figura 15- Gráfico densidade-neutrônico para um poço II.



Fonte: Da autora.

A figura 16 apresenta o Gráfico densidade-neutrônico do poço II interpretado pela rede competitiva angular, que permitiu identificar as fácies de interesse que ocorrem no poço II.

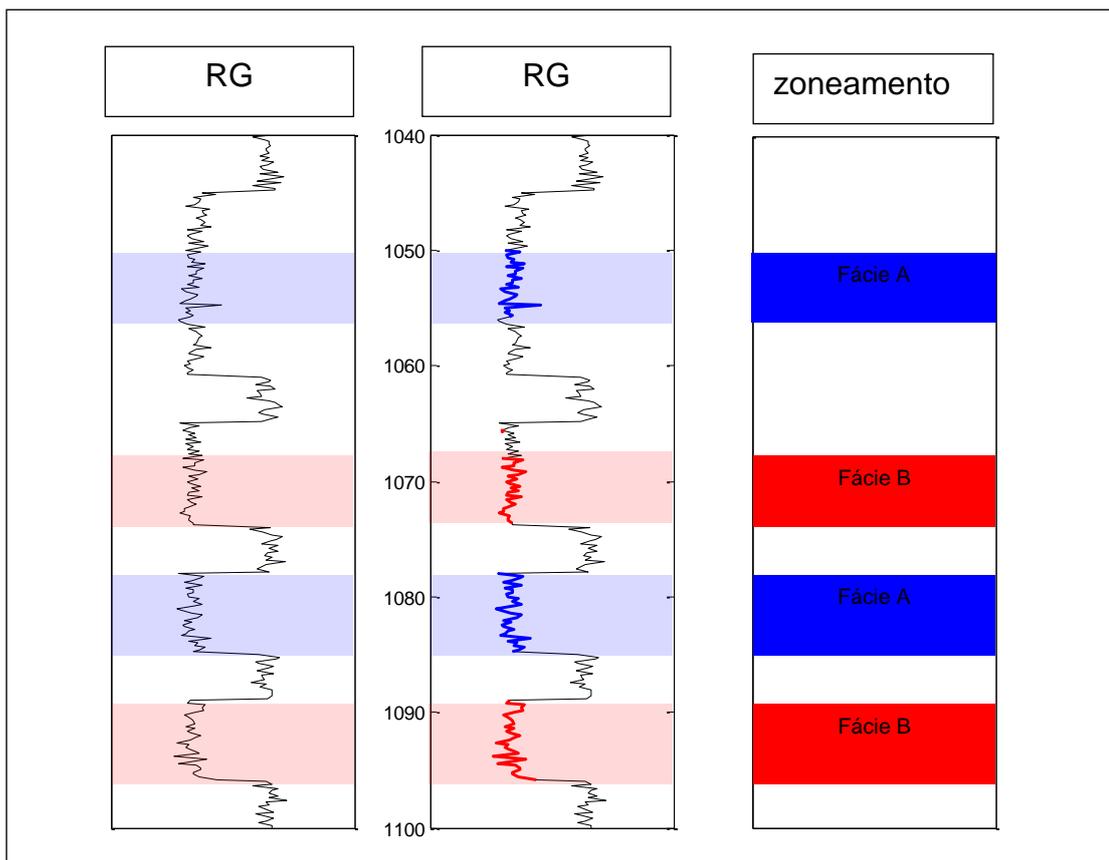
Figura 16- Gráfico densidade-neutrônico interpretado pelo algoritmo inteligente - Dados sintéticos.



Fonte: Da autora

A figura 17 mostra o resultado final da identificação das fácies de interesse realizada pela rede neural competitiva angular. A primeira trilha mostra o perfil de raio gama natural do poço II, a segunda trilha mostra o mesmo perfil com os intervalos de profundidade identificados para as fácies A e B marcados pelas cores azuis e vermelhas, respectivamente.

Figura 17- Resultado final da associação da rede neural competitiva angular ao filtro angular.

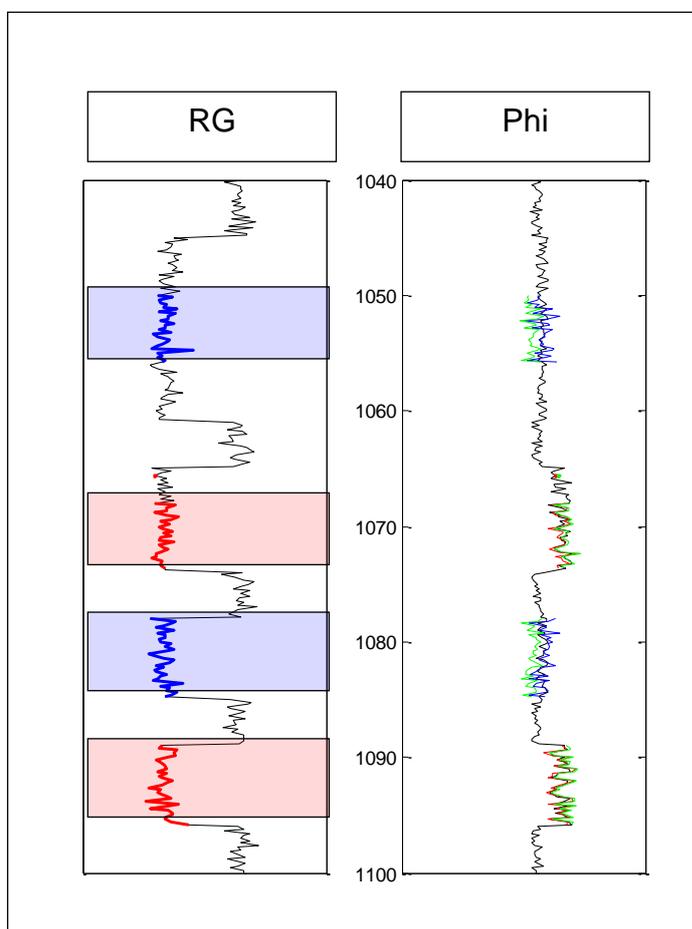


Fonte: Da autora

A figura 18 mostra o resultado do cálculo da porosidade utilizando as densidades e porosidades neutrônicas de cada uma das fácies de interesse. A primeira trilha mostra o perfil de raio gama, com os intervalos de profundidades de ocorrência de cada fácies marcados nas cores correspondentes.

A segunda trilha mostra o perfil de porosidade adotado para o modelamento dos perfis do poço II, através do modelo petrofísico, na cor preta. Nas profundidades de cada fácies é apresentada pela linha na cor correspondente, a porosidade calculada pelos parâmetros da matriz e na cor verde a porosidade calculada assumindo-se para fins de comparação a matriz como sendo a calcita.

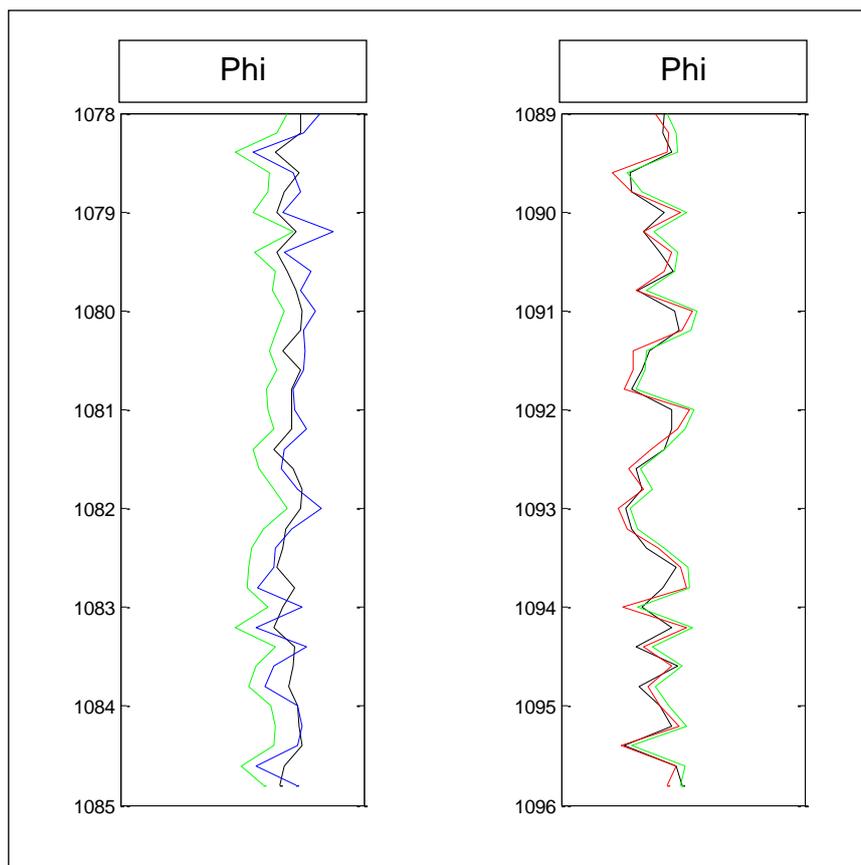
Figura 18- Modelamento da porosidade calculada.



Fonte: Da autora.

A figura 19 mostra as camadas mais profundas de ocorrência das fácies de interesse no poço II. Nas profundidades de cada fácies é apresentada pela linha na cor correspondente a porosidade calculada pelos parâmetros da matriz e na cor verde a porosidade calculada assumindo-se para fins de comparação a matriz como sendo a calcita. A cor preta representa a porosidade adotada no modelamento.

Figura 19- Modelamento da porosidade em diferentes profundidades.



Fonte: Da autora.

A tabela 2 mostra a comparação dos valores da porosidade neutrônica adotados no modelamento e os valores da porosidade neutrônica estimados pela metodologia desenvolvida nesta dissertação para cada uma das fácies de interesse.

Tabela 2-Parâmetros de matriz para as fácies de interesse.

Fácies	Parâmetros da Matriz	Modelo	Estimativa
A	Densidade ( $g/cm^3$ )	2,79	
	Porosidade Neutrônica	0,0421	0,0416
B	Densidade ( $g/cm^3$ )	2,68	
	Porosidade Neutrônica	-0,0196	-0,0228

Fonte: Da autora.

A tabela 3 mostra a comparação das porosidades medias adotada no modelo e a porosidades medias estimada por esta metodologia para as camadas mostradas na figura 19 nomeadas como fácies A e B.

Tabela 3-Valores de porosidade obtidos através da metodologia descrita.

Fácies	Porosidade Média	Modelo	Estimativa
A		0,0792	
	Matriz calcário		0,0387
	Matriz da Fácies		0,0833
B		0,1542	
	Matriz calcário		0,1700
	Matriz da Fácies		0,1547

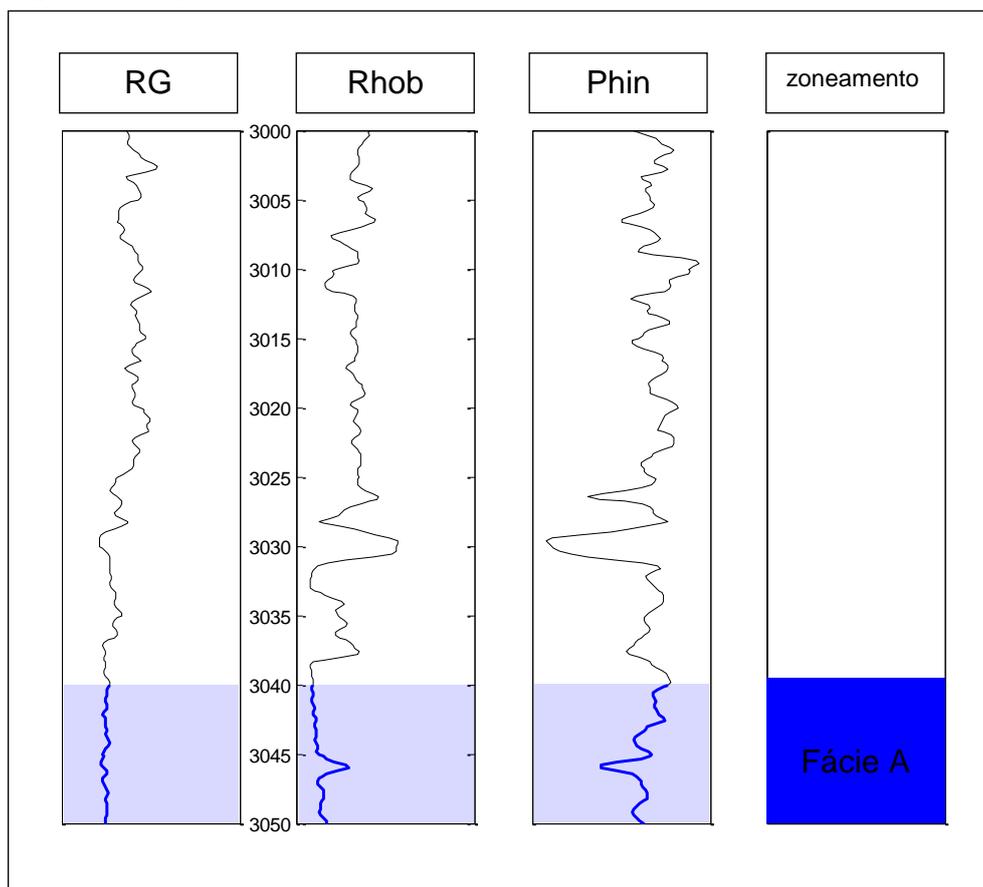
Fonte: Da autora.

## 8.2 Dado Real.

Para o tratamento com dados reais apresenta-se exclusivamente a metodologia para o cálculo da porosidade pelo método densidade-neutrônico com os valores estimados da porosidade neutrônica a partir da rede neural competitiva angular e do conhecimento da densidade dos grãos.

A figura 20 apresenta os perfis de um poço do campo de Namorado, localizado na bacia de Campos. A primeira trilha representa o perfil de raio gama, a segunda trilha mostra o perfil de densidade e a terceira trilha mostra o perfil de densidade neutrônica. A quarta trilha apresenta o zoneamento da fácies de interesse.

Figura 20- Poço do campo de namorado na bacia de campos.



Fonte: Da autora.

A descrição geológica desta fácies é apresentada na tabela 4.

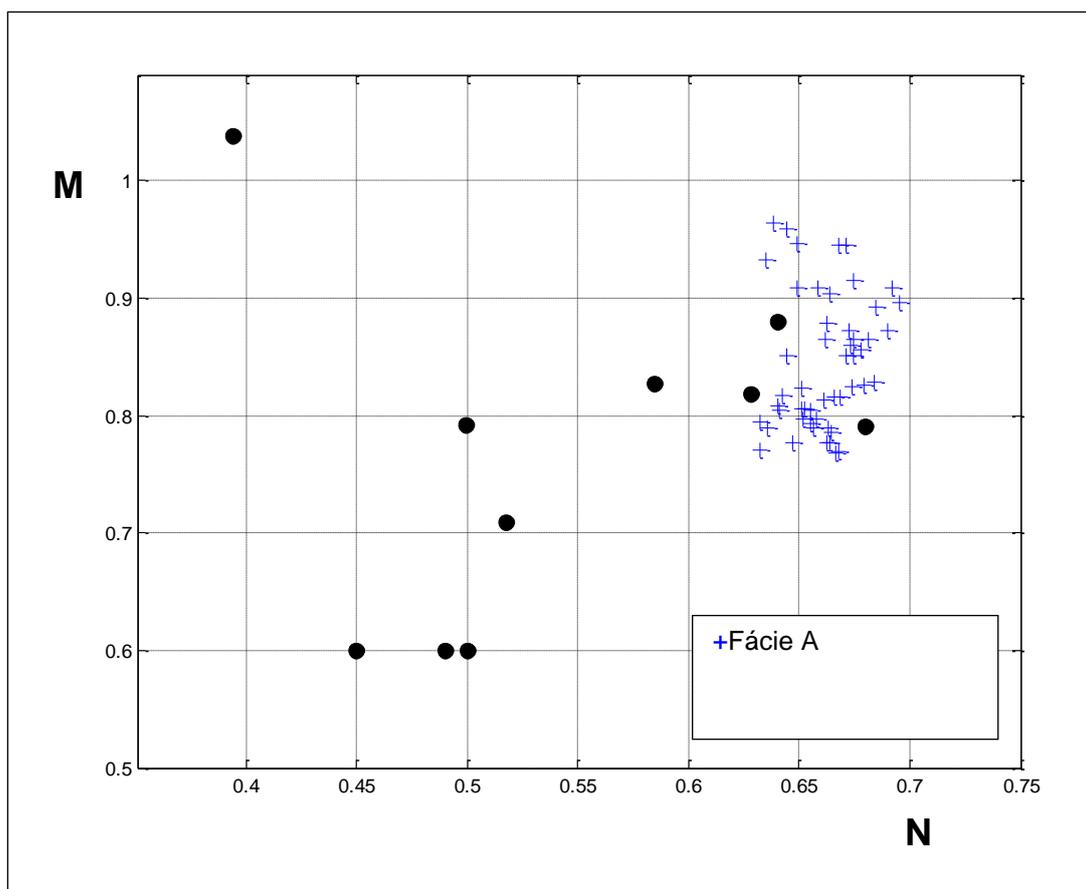
Tabela 4. Descrição da composição geologia da fácies de interesse.

Fácies	Composição	Descrição
A	Quartzo - 70% Feldspato - 30%	Arenito arcossiano

Fonte: Da autora.

Na figura 21 apresenta-se o Gráfico M-N para o poço real, cujos círculos pretos representam os pontos fixos correspondentes aos minerais, as cruzes de cor azul representam os pares ordenados M e N pertencentes à fácies de interesse. A interpretação visual do gráfico M-N não permite a identificação do mineral principal desta fácies.

Figura 21-Identificação de fácies para o poço real com dados reais através do Gráfico M-N.



Fonte: Da autora.



A tabela 5 apresenta a porosidade neutrônica da fácies de interesse estimada por esta metodologia.

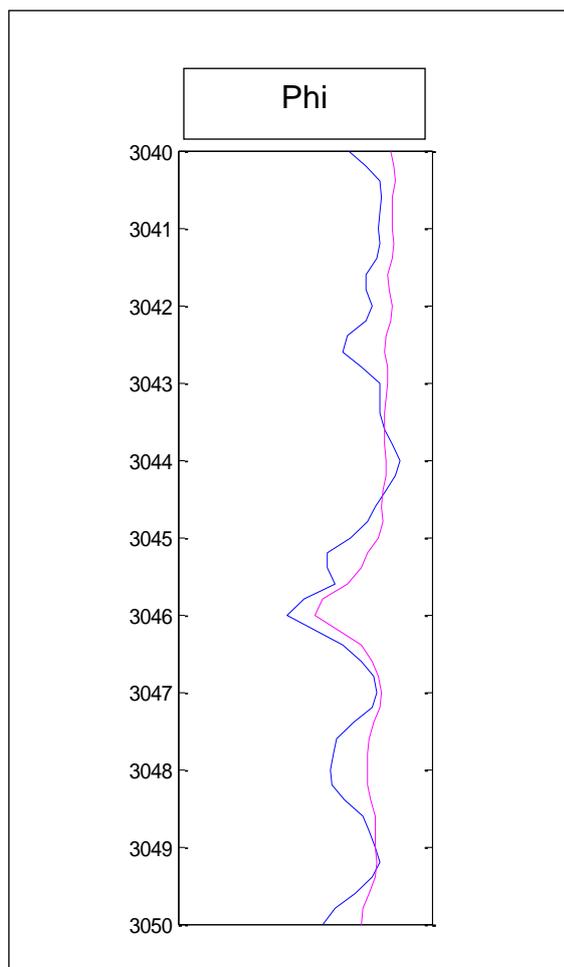
Tabela 5- Valor para a porosidade estimada para a fácies de interesse.

Fácies	Parâmetros da Matriz	Laboratório	Estimativa
A	Densidade ( $g/cm^3$ )	2,58	
	Porosidade Neutrônica		-0,0408

Fonte: Da autora.

A Figura 23 mostra a comparação entre a porosidade calculada pelo método densidade-neutrônico em duas situações na cor magenta é apresentada a porosidade calculada, assumindo a matriz da fácies de interesse como arenito. A linha em azul apresenta a porosidade calculada com a porosidade neutrônica estimada por esta metodologia.

Figura 23-Modelagem da porosidade calculada através da metodologia descrita.



Fonte: Da autora.

A tabela 6 mostra a comparação entre as porosidades medias no intervalo de profundidade de ocorrência da fácies de interesse considerando a matriz como arenito e assumindo os valores estimados para a porosidade neutrônica da fácies.

Tabela 6- Valor da porosidade calculada através da rede neural competitiva.

Fácies	Porosidade Média	
A	Matriz arenito	Matriz da Fácies
	0,3129	0,2860

Fonte: Da autora.

## 9 CONCLUSÕES.

A metodologia anteriormente descrita e aplicada para o zoneamento das camadas atravessadas pelo poço e o posterior cálculo da porosidade utilizando dados sintéticos para a criação de perfis de poço mostrou-se bastante eficiente, pois foram obtidos valores de porosidades semelhantes aos valores exatos. Ainda que o método densidade-neutrônico não seja o método mais apropriado para o zoneamento litológico das camadas atravessadas pelo poço, foi feita uma ótima estimativa para o ponto médio da densidade de matriz, o que permitiu obter uma aproximação da porosidade neutrônica. Estes valores foram indispensáveis para o cálculo da porosidade em cada uma das fácies de interesse.

Do mesmo modo, a metodologia foi aplicada para o zoneamento nas camadas atravessadas em um poço localizado no campo de Namorado, na bacia de Campos, Brasil. Onde foi identificada uma fácies de interesse para a qual foi medida a densidade média através de métodos diretos no laboratório. Este valor foi usado por esta metodologia que permitiu estimar um valor para a porosidade neutrônica por meio da análise do gráfico densidade-neutrônico. E a partir destes dados foi possível a obtenção de um valor para a porosidade da fácies de interesse razoavelmente semelhante ao valor teórico da porosidade para um arenito.

Com isto é demonstrada a veracidade da metodologia aplicada, mostrando sua aplicabilidade quando é desconhecida a informação da análise de testemunho que se apresentam em poços horizontais e poços não testemunhados.

## REFERÊNCIAS.

ARCHIE, G.E. The electrical resistivity log as an aid in determining some reservoir characteristics. **Trans. Am. Inst. Min. Metal. Pet. Eng. Inc.**, v.146, p. 54-62. 1942.

BARROS, C.; ANDRADE, A. Determination of water saturation by intelligent algorithm. In: SIMBGF, 3., 2008, Belém. **Resumos expandidos**. Belém: SBGf, 2008. 1 CD-ROM.

CASTELLANOS, D. **Universidad Industrial de Santander**: construcción de una herramienta computacional para la caracterización petrofísica de yacimientos mediante el análisis de registros e integración con datos de pruebas de laboratorio. 2009. 315 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia de petróleo) – Universidad Industrial de Santander, Facultad de Ingenierías fisicoquímicas, Bucaramanga, 2009.

CRAIN, E.R. **The Log analysis handbook**: quantitative log analysis methods, Tulsa: Pennwell Books. 1986. v.1. 684p.

DAJNOV, V.N. **Petróleo y gas en las rocas**: métodos geofísicos para determinar sus propiedades colectoras y de saturación. 1 ed. Espanha: Reverté, 1982. p. 7-9.

DARLING, T. **Well information evaluation**. Gulf drilling guides. Oxford, UK: Elsevier, 2005.

ELLIS, D.V; SINGER, J.M. **Well logging for earth scientists**. 2.ed. New York, USA: Springer, 2008.p. 598 – 648.

GEALY, E.L. Saturated bulk density, grain density and porosity of sediment cores from the western equatorial pacific: leg 7, glomar challenger. In: WINTERER, E.L, et.al. Initial reports of the deep sea drilling project. Washington, USA. [s.n],1971. v. 7. p.1081-1104.

GIRÃO, G. N. **Notações de sala de aula**. 2004. Disponível em: <<http://geraldogirao.com/index.htm>>. Acesso em: 20 dez. 2013.

HAYKIN, S. **Neural networks**: a comprehensive foundation. 2nd ed. New Jersey, USA: Prentice Hall, 1999.

KOHONEN, T. **Self-organization and associative memory**. Berlin: Springer-Verlag, 1989. 312 p.

KONAR, A. **Computational Intelligence**: principles, techniques and applications. New York, USA: Springer, 2005. 271p.

LUTHI, S. M. **Geological Well Logs** – their use in reservoir modeling. Local: Springer. 2001. 340 p.

NAWARATNE, S.W. Devising simple and easy ways of determining the specific gravity of gemstones and other minerals. **Journal of the Geological Society of Srilanka**,v. 14, p 97-102. 2011.

SAMPAIO, J.; DA SILVA, F. Determinação das densidades de sólidos e de polpa. In: SAMPAIO, J.; FRANÇA, S.; BRAGA, P. **Tratamento de mineiros**: práticas laboratoriais. Rio de Janeiro. 2007. 40p.

WYLLIE, M.R.J.; GREGORY, A.R.; GARDNER, L.W. Elastic waves velocities in heterogeneous and porous media. **Geophysics**, v.21, n.1, 41–70, 1956.

YEGNANARAYANA, B. **Artificial neural network**. New Delhi, India: Prentice-Hall, 2005. p. 29-222.