



UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS
FACULDADE DE GEOFÍSICA
TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

CEZAR GOMES CARNEIRO

**DETERMINAÇÃO DA POROSIDADE COM ALGORITMO
INTELIGENTE**

**Belém - Pará
2011**

Cezar Gomes Carneiro

**DETERMINAÇÃO DA POROSIDADE COM ALGORITMO
INTELIGENTE**

Trabalho de Conclusão de Curso
apresentado à Faculdade de Geofísica do
Instituto de Geociências da Universidade
Federal do Pará - UFPA, em cumprimento
às exigências para obtenção de Bacharel
em Geofísica.

Orientador: Dr. André José Neves Andrade

**Belém - Pará
2011**

Dados Internacionais de Catalogação-na-Publicação (CIP)
Biblioteca Geólogo Raimundo Montenegro Garcia de Montalvão

C289d Carneiro, Cezar Gomes

Determinação da porosidade com algoritmo inteligente /
Cezar Gomes Carneiro; Orientador: André José Neves
Andrade – 2011

37 f. : il.

Trabalho de Conclusão de Curso (graduação em
Geofísica) – Universidade Federal do Pará, Instituto de
Geociências, Faculdade de Geofísica, Belém, 2011.

1. Perfilagem geofísica de poço. 2. Algoritmos
Inteligentes. 3. Rede Neural Artificial. I. Andrade, André José
Neves *orient.* II. Universidade Federal do Pará. III. Título.

CDD 20 ed.: 622.15

Cezar Gomes Carneiro

DETERMINAÇÃO DA POROSIDADE COM ALGORITMO INTELIGENTE

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado à Faculdade de Geofísica do Instituto de Geociências da Universidade Federal do Pará - UFPA, em cumprimento às exigências para obtenção de Bacharel em Geofísica.

Data de Aprovação: ___ / ___ / ___

Conceito:

Banca Examinadora

André José Neves Andrade – Orientador
Doutor em Geofísica
Universidade Federal do Pará

José Gouvêa Luiz – Membro
Doutor em Geofísica
Universidade Federal do Pará

Carolina Barros da Silva – Membro
Mestre em Geofísica
Universidade Federal do Pará

Ao meu avô, Raimundo Carneiro.

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente a Deus, que fez com que minhas escolhas me levassem a mais esta vitória.

À minha mãe, Carmen Silvia, a qual deu todo o suporte, apoio e por todo o sacrifício empenhado na minha educação.

À minha tia e segunda mãe, Clarinda Carneiro, que contribuiu diretamente na minha formação.

À minha família em geral, a qual serve de base e dá apoio a todas as minhas escolhas.

À Camila Cruz, pelo apoio incondicional, amizade e dedicação.

Às secretarias Ana, Benildes, Socorro e Bela, pela amizade e carinho.

À Carolina Barros, pela amizade e contribuição nesse trabalho.

Aos amigos Alberto, Thiago, Antonio Rizimar, Isis, Cristiano, Rafaela, Josafat, Jonathan, Adriane, Daniel, Felipe, Mateus, Cássio, que me acolheram, me fizeram parte da turma e que tenho uma eterna amizade.

Aos professores da faculdade de geofísica pelos ensinamentos que serão úteis para a vida.

Ao meu orientador, Prof^o André José Neves Andrade, por todos os ensinamentos, apoio e confiança.

Ao Convênio MCT/UFPA/ANP/PRH-06 e a PETROBRAS (Rede de Geofísica) pelo apoio a este trabalho.

RESUMO

A porosidade expressa o volume de fluido em uma rocha sedimentar, definindo a sua capacidade de armazenamento de fluido e a sua qualidade como rocha reservatório. A determinação de valores realistas para a porosidade impacta diretamente sobre o cálculo da saturação de água e, conseqüentemente, na avaliação das reservas de hidrocarboneto. Um dos métodos mais difundidos para o cálculo da porosidade utiliza a associação dos perfis de densidade e porosidade neutrônica para produzir valores de porosidade corrigidos da argilosidade. Os pontos, de uma mesma profundidade, destes perfis lançados como coordenadas em um gráfico apresentam característicos padrões angulares, que podem ser convenientemente interpretados por um algoritmo inteligente, como a rede neural artificial competitiva angular, que a partir do reconhecimento destes padrões angulares realiza o zoneamento do poço, em termos do mineral principal de cada camada, possibilitando o cálculo da porosidade com os valores convenientes das propriedades físicas para cada litologia. A avaliação desta metodologia foi realizada com perfis de porosidade e resultados da análise de testemunhos de poços do Campo de Namorado, na Bacia de Campos, Brasil.

Palavras-Chave: Perfilagem geofísica de poço. Algoritmos Inteligentes. Rede Neural Artificial.

ABSTRACT

Porosity expresses the volume of fluid in a sedimentary rock, setting the storage capacity of fluid and its quality as a reservoir rock. The determination of realistic porosity values has a direct impact on the calculation of water saturation and, consequently, the evaluation of hydrocarbon reserves. A popular method for porosity calculation uses the combination of density and neutron porosity logs, producing porosity values corrected for shale content. The points of same depth of those logs represented as coordinates in a graph exhibit characteristic angular pattern, which can be conveniently interpreted by an intelligent algorithm, as the competitive angular neural network, which can recognize those angular patterns producing the log zonation and enabling porosity calculation using convenient values of physical properties for each lithology. The evaluation of this methodology was performed using porosity logs and core analysis results from boreholes drilled in Namorado Field, Campos Basin, Brazil.

Keywords: Wireline logging. Intelligent algorithms. Artificial neural networks.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Gráfico densidade-neutrônico.	20
Figura 2 – Arquitetura da rede competitiva mínimo angular	24
Figura 3 – Função de ativação.	25
Fonte: Do autor.	30
Figura 5 – Dados sintéticos. Gráfico densidade-neutrônico interpretado pelo algoritmo inteligente.	31
Figura 6 – Dados sintéticos. Resultados do zoneamento e cálculo da porosidade.	32
Figura 7 – Perfis reais. Poço do Campo de Namorado. Bacia de Campos.	33
Figura 8 – Dados reais. Gráfico densidade-neutrônico interpretado pelo algoritmo inteligente. A classificação está de acordo com a descrição dos testemunhos.	34
Figura 9 – Dados reais. Zoneamento e cálculo da porosidade realizado pelo algoritmo inteligente. Figura 9-A – Perfis de porosidade.	35

LISTA DE TABELAS

Tabela 1- Pontos de matriz.....	27
---------------------------------	----

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	11
2 GEOFÍSICA DE POÇO	13
2.1 PERFIL DE POÇO	13
2.2 PERFIS DE POROSIDADE.....	13
2.2.1 Perfil de Densidade	14
2.2.2 Perfil de Porosidade Neutrônica	15
3 POROSIDADE	17
3.1 MÉTODO DENSIDADE-NEUTRÔNICO.....	18
3.2 LIMITAÇÕES DO MÉTODO DENSIDADE-NEUTRÔNICO.....	20
4 ALGORITMOS INTELIGENTES	22
4.1 REDES NEURAS ARTIFICIAIS	22
4.2 REDE NEURAL MÍNIMO ANGULAR	23
5 METODOLOGIA	26
5.1 ZONEAMENTO E CÁLCULO DA POROSIDADE	27
6 RESULTADOS	29
7 CONCLUSÕES	36
REFERÊNCIAS	37

1 INTRODUÇÃO

A porosidade expressa à fração do volume de uma rocha reservatório que é totalmente preenchida por fluido. Em termos da caracterização petrofísica de um reservatório, a porosidade é uma das mais importantes propriedades, pois determina a sua capacidade de armazenamento de fluidos e tem impacto direto sobre o cálculo das saturações e, conseqüentemente, sobre a quantificação das reservas de hidrocarbonetos, que é determinante para o estabelecimento das estratégias de exploração de um poço.

Os métodos tradicionais da avaliação de formação para o cálculo da porosidade utilizam os perfis de porosidade (densidade, sônico e porosidade neutrônica), com base em um modelo de rocha reservatório, segundo o qual as medidas registradas nos perfis de porosidade são influenciadas pelas propriedades físicas de cada constituinte da rocha, proporcionalmente aos seus respectivos volumes relativos. Assim, o cálculo de valores realistas da porosidade requer, necessariamente, informações confiáveis sobre as propriedades físicas mensuradas pelos perfis de porosidade na matriz, no fluido e na argila, que, se não convenientemente consideradas, induzem a obtenção de valores profundamente otimistas para a porosidade.

O método densidade-neutrônico (LOG..., 1987) é um dos mais difundidos métodos para o cálculo da porosidade, tomando a associação dos perfis de densidade e porosidade neutrônica, para produzir uma primeira estimativa para a porosidade corrigida para o efeito da argilosidade sobre estes perfis. A apresentação no Gráfico Densidade-Neutrônico, dos pontos formados pelos valores do par de perfis para cada profundidade de uma mesma litologia forma um agrupamento, que pode ser caracterizado como um padrão angular. Um conjunto de pontos no plano apresenta um padrão angular, quando estão dispostos, aproximadamente, próximos à direção de um único vetor.

Apresenta-se aqui um algoritmo inteligente, que se responsabiliza pela obtenção de valores realistas para a porosidade, a partir identificação dos padrões angulares no Gráfico densidade-neutrônico, que possibilita o zoneamento do poço, com a determinação da densidade e da porosidade neutrônica da argila e do mineral principal de cada camada reservatório.

Os algoritmos inteligentes formam uma grande classe de técnicas computacionais, como as redes neurais artificiais, a computação evolutiva, e a inferência *fuzzy*, principalmente utilizados para a realização de análise e interpretação de grandes massas de dados. Os algoritmos inteligentes são ferramentas poderosas aplicados a vários campos da ciência e da engenharia, transformando dados em informação e informação em conhecimento (NIKRAVESH, 2004).

O método proposto para a interpretação do Gráfico densidade-neutrônico é baseado em uma rede neural artificial, do tipo competitiva, com treinamento não supervisionado, denominada como rede competitiva mínimo angular. Esta rede é uma variante da rede competitiva angular (BARROS; ANDRADE, 2008), que é especializada para a solução de problemas de identificação de padrões angulares.

A apresentação desta metodologia foi realizada através de dados sintéticos que satisfazem a equação geral dos perfis de porosidade e na sua avaliação foram utilizados perfis de porosidade convencionais registrados em poços do Campo de Namorado, na Bacia de Campos.

2 GEOFÍSICA DE POÇO

É o conjunto das técnicas de aquisição, processamento e interpretação das propriedades físicas mensuradas no interior de um poço, com o objetivo de identificar, quantificar e produzir um modelo geológico de uma acumulação de fluidos em subsuperfície e o seu perfil de produção.

2.1 PERFIL DE POÇO

Os perfis geofísicos são importantes ferramentas do petrofísico, porque a partir da sua interpretação estimam-se as propriedades petrofísicas e delas são estabelecidas relações que permitem a análise entre poços de um mesmo campo petrolífero.

A análise desses perfis pode ser realizada de duas formas: qualitativa e quantitativa. A primeira análise é feita basicamente com evidências visuais das variações das propriedades físicas com a profundidade podendo distinguir diferentes litologias, diferentes fluidos nas camadas atravessadas por um poço. Enquanto que a segunda análise é realizada através de cálculos numéricos, nos quais podemos determinar as propriedades petrofísicas das litologias como: saturação fluida, volumes de hidrocarbonetos móveis, porosidade, permeabilidade, entre outras.

A interpretação de perfis de poços tem como principais objetivos a identificação de reservatórios de hidrocarbonetos nas formações atravessadas pelo poço, estimar a profundidade destes reservatórios e o volume de hidrocarboneto e identificar o tipo de hidrocarboneto, se é óleo ou gás.

2.2 PERFIS DE POROSIDADE

Os perfis de porosidade são adquiridos através das ferramentas que medem determinadas propriedades físicas nas rochas, nas quais são interpretadas de maneira a nos dar informações que podemos inferir sobre a porosidade e cada ferramenta mede diferentes propriedades físicas, que são sensíveis a matriz e ao poro de rocha, como:

1. Ferramenta de densidade (ρ_b); cujo parâmetro medido é a densidade da formação. É um parâmetro diretamente associado à densidade da matriz da rocha e a porosidade

2. Ferramenta de porosidade neutrônica (ϕ_n), na qual é sensível a presença de hidrogênio, ou seja, mede a concentração relativa de hidrogênio, associada diretamente a presença de hidrocarboneto e água, logo diretamente associada a porosidade

3. Ferramenta sônica (Δt), que mede o tempo de trânsito de uma onda compressional no interior da formação

2.2.1 Perfil de Densidade

O perfil de densidade é a medida das variações das densidades das rochas atravessadas por um poço. No caso de rochas que possuam porosidade, essa medição realizada pelo perfil inclui todo material constituinte da rocha, tanto a matriz da rocha, como a do fluido contido no espaço poroso. Sabe-se que a variação do fluxo de raios gama que atravessa a matéria, pode ser relacionada com a densidade eletrônica, se a interação predominante for o Efeito Compton. No poço, uma medida do transporte dos raios gama pode ser usada para determinar a densidade da rocha próxima à parede do poço. Com alguma informação sobre a composição do material, litologia e fluido pode-se determinar a porosidade da rocha.

A fonte de raios gama, normalmente utilizada nas ferramentas de densidade é o céscio (C^{137}), que é pressionada contra a parede do poço, emitindo raios gama com uma energia aproximada de 662 KeV, bem abaixo do limite para a ocorrência do efeito de Produção de Par.

A fonte de raios gama que está localizada no interior da ferramenta gera um intenso fluxo de raios que vão afetar as rochas próximas à parede do poço. Um cintilômetro, montado na mesa ferramenta e protegido da radiação direta da fonte, é responsável por registrar o fluxo de raios gama difundido pela formação. O registro observado é representativo da densidade da formação, devido ao fato de ele poder ser relacionado com a quantidade de raios gama que foram desviados de sua trajetória original no interior da formação, ou seja, quanto menor o fluxo de raios gama detectados, maior é o número de elétrons (densidade eletrônica)

responsáveis pela mudança na trajetória dos raios gama pelo efeito Compton, e isso implica necessariamente em um maior número de átomos por unidade de volume.

No entanto, a ferramenta de densidade não corresponde diretamente à densidade da rocha, mas sim ao número de elétrons por unidade de volume da mesma, ou seja, a densidade eletrônica. Então, uma correção é aplicada internamente, calibrando-se a ferramenta para o calcário ($\rho_{cac} = 2,71 \text{ g/cm}^3$) saturado com água doce.

As ferramentas de densidade possuem, no mínimo, dois detectores de NaI(Tl) protegidos da radiação direta proveniente da fonte. O detector próximo é mais influenciado pelo reboco ou lama, se estiver em zonas desmornadas, do que o detector afastado, mais afetado pela formação. Com estas duas medidas, em diferentes profundidades de investigação, acrescida da medida da espessura do reboco com a curva do caliper, a ferramenta realiza correções internas, ou compensações no valor da densidade, apresentando os valores realistas da densidade das rochas atravessadas pelo poço.

2.2.2 Perfil de Porosidade Neutrônica

Os nêutrons são partículas destituídas de carga elétrica, com massa quase idêntica à do núcleo de hidrogênio. Sendo partículas neutras, eles podem penetrar profundamente na matéria, atingindo os núcleos dos elementos que compõem a rocha, onde interagem elástica ou inelasticamente com eles. A ferramenta de perfilagem neutrônica foi a primeira ferramenta nuclear a ser utilizada para obter-se uma estimativa direta da porosidade da formação.

O princípio ferramental baseia-se no fato que o hidrogênio apresenta uma seção de choque relativamente grande e massa pequena, sendo bastante eficiente no processo de redução da energia dos nêutrons rápidos. Uma medida da distribuição espacial dos nêutrons epitermais, resultantes da interação dos nêutrons com a formação, dá uma noção do conteúdo de hidrogênio presente. Como este hidrogênio, que está presente na composição da água ou do hidrocarboneto está no interior do espaço poroso da formação, isto faz com que esta medida esteja diretamente relacionada ao valor da porosidade.

As ferramentas neutrônicas convencionais são constituídas por uma fonte de nêutrons e dois ou mais pares de detectores. As principais fontes em uso são constituídas por uma fonte de nêutrons, e foram projetadas para a emissão de nêutrons rápidos com energia maior que 0,1 MeV. A fonte emite nêutrons rápidos, os quais penetram nas camadas adjacentes ao poço. Através das sucessivas e múltiplas colisões elásticas, os nêutrons perdem parte da energia com que foram injetados. Esta perda de energia depende da massa relativa ou seção de choque do núcleo com o qual o nêutron colide. A maior quantidade de perda energética ocorre, justamente, quando os nêutrons se chocam com núcleos de massa praticamente igual à sua, portanto, com o núcleo de hidrogênio.

3 POROSIDADE

A porosidade expressa à fração do volume de uma rocha reservatório que é totalmente preenchida com fluido. E pode ser definida pela razão entre o volume de espaços preenchido com fluido e o volume total de uma rocha reservatório.

Para efeito da caracterização de reservatórios de hidrocarboneto, a porosidade é uma das mais importantes propriedades, pois define a sua capacidade de armazenamento de fluidos e tem impacto direto sobre o cálculo das saturações de fluidos e, conseqüentemente, sobre a quantificação de reservas, o que é determinante para o estabelecimento das estratégias de exploração de um poço.

A determinação indireta da porosidade com a utilização dos perfis geofísicos de poço não é uma atividade trivial quando se considera a grande variabilidade da composição mineralógica e do arranjo geométrico dos grãos que constituem as rochas sedimentares. Na maioria dos casos de estimativas de porosidade, um único perfil de porosidade não é suficiente para realizar estimativas realistas ou confiáveis da porosidade, devido às inúmeras formas possíveis de interação entre a propriedade física medida pela ferramenta e a rocha, assim é comum a utilização de mais de um perfil para sua determinação.

Os gráficos de porosidade são utilizados para a determinação simultânea da porosidade e da litologia e podem ser resumidos pela associação de dois perfis de porosidade representados em cada um dos eixos do plano Cartesiano, no qual é realizada a solução do sistema de equações gerais dos perfis de porosidade para cada litologia.

O cálculo da porosidade com o método densidade-neutrônico envolve a solução de um sistema linear, com duas equações, baseadas nas equações dos perfis de densidade e porosidade neutrônica, com duas incógnitas, a porosidade e a argilosidade. O impedimento para uma simples solução numérica é o desconhecimento das constantes, que representam as propriedades físicas da matriz e da argila, nas duas equações. Assim, na prática tem-se um sistema subdeterminado, com duas equações e seis incógnitas, quatro propriedades físicas, densidade e porosidade neutrônica da matriz e da argila, a argilosidade e a

porosidade. A sua solução deste sistema ocorre na forma gráfica, com a necessidade de informação a priori sobre a litologia.

O objetivo desta metodologia é produzir estimativas para as densidades e porosidades neutrônicas da matriz e da argila, independente da existência de quaisquer informações a priori, como ocorre na maioria dos casos de avaliação de formação de poços não testemunhados.

3.1 MÉTODO DENSIDADE-NEUTRÔNICO

O método densidade-neutrônico (LOG..., 1987) é um dos mais difundidos métodos, que utilizam a associação de dois perfis de porosidade, no caso, o perfil de densidade e o perfil de porosidade neutrônica para o cálculo simultâneo da porosidade e da argilosidade.

Tomando-se a equação geral dos perfis de porosidade escrita para cada perfil, na forma de um sistema de equações lineares,

$$\begin{cases} \rho_b = \phi\rho_w + V_{sh}\rho_{sh} + (1 - \phi - V_{sh})\rho_m \\ \phi_n = \phi\phi_w + V_{sh}\phi_{sh} + (1 - \phi - V_{sh})\phi_m \end{cases} \quad (1)$$

Na equação 1, ρ_b é o valor registrado no perfil de densidade; ϕ_n é o valor registrado no perfil de porosidade neutrônica; ϕ é a porosidade, corrigida para o efeito da argilosidade (V_{sh}). Os termos, ρ_m , ρ_{sh} e ρ_w representam as densidades da matriz, da argila e da água. Os termos, ϕ_m , ϕ_{sh} e ϕ_w representam as porosidades neutrônicas da matriz, da argila e da água.

A solução clássica para a porosidade é dada por

$$\phi = \frac{\phi_D\phi_{N_{sh}} - \phi_N\phi_{D_{sh}}}{\phi_{N_{sh}} - \phi_{D_{sh}}} \quad (2)$$

Na equação 2, os termos ϕ_D e ϕ_N são os valores de porosidade calculados pelos perfis de densidade e porosidade neutrônica, considerando a rocha limpa ($V_{sh} = 0$), na forma,

$$\phi_D = \frac{\rho_m - \rho_b}{\rho_m - \rho_w} \text{ e } \phi_N = \frac{\phi_m - \phi_n}{\phi_m - \phi_w} \quad (3)$$

Os termos $\phi_{D_{sh}}$ e $\phi_{N_{sh}}$ são os valores de porosidade calculados pelos perfis de densidade e porosidade neutrônica para a argila, na forma,

$$\phi_{D_{sh}} = \frac{\rho_m - \rho_{sh}}{\rho_m - \rho_w} \text{ e } \phi_{N_{sh}} = \frac{\phi_m - \phi_{sh}}{\phi_m - \phi_w} \quad (4)$$

O gráfico $\rho_b - \phi_n$ é construído considerando apenas três matrizes de rocha reservatório, com minerais principais: quartzo para o arenito, calcita para o calcário e dolomita.

Para se criar o gráfico $\rho_b - \phi_n$ considera-se a rocha limpa, ou seja, com valores de $V_{sh} = 0$, logo:

$$\begin{cases} \rho_b = \phi \rho_w + (1 - \phi) \rho_m \\ \phi_n = \phi \phi_w + (1 - \phi) \phi_m \end{cases} \quad (5)$$

Então, considerando a equação (3), tem-se:

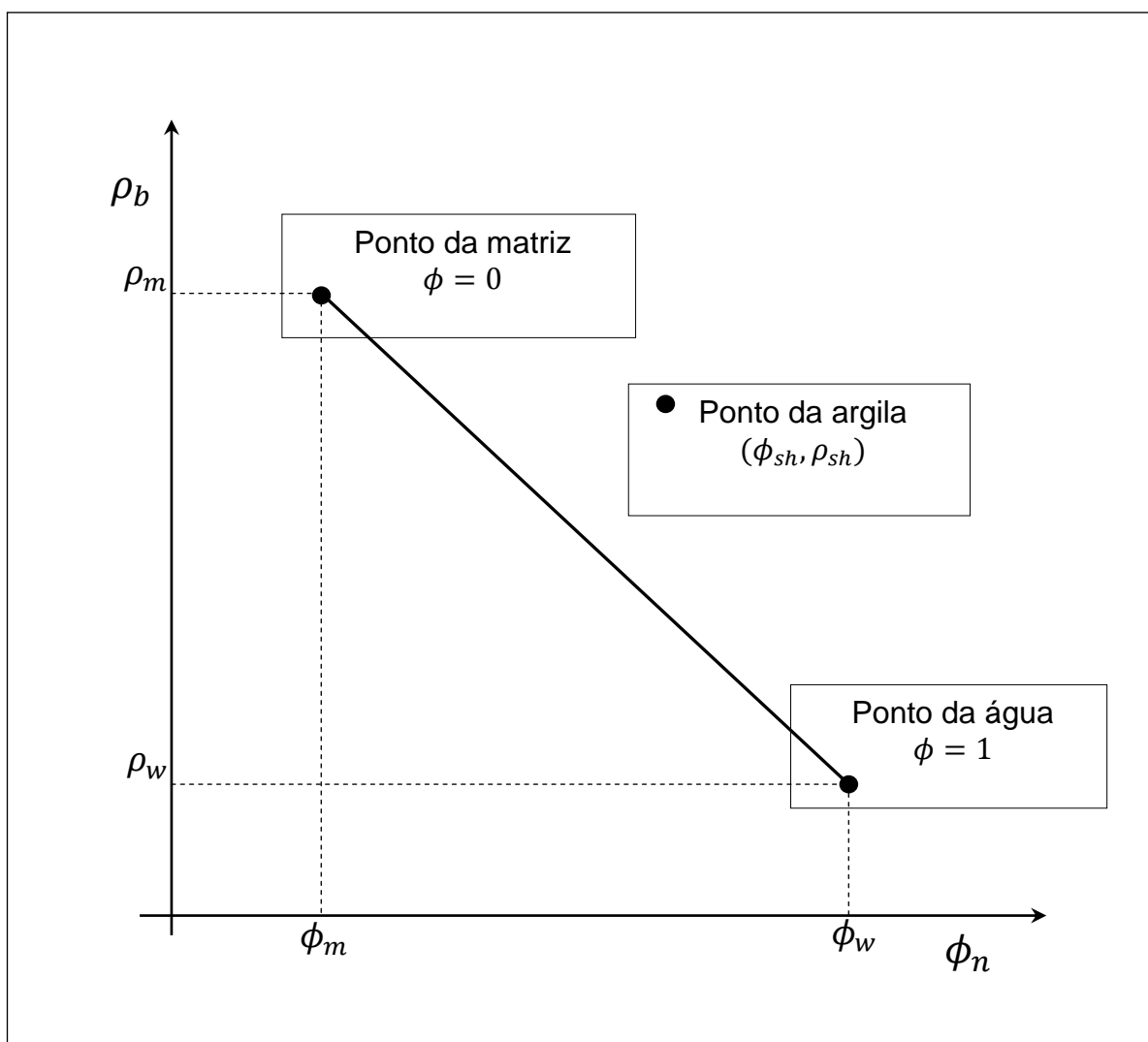
$$(\rho_m - \rho_b)(\phi_m - \phi_w) = (\rho_m - \rho_w)(\phi_m - \phi_n) \quad (6)$$

A solução do sistema de equações (1) é obtida separadamente para cada uma das litologias características das rochas reservatórios e é escrita na forma:

$$\rho_b = \left[\frac{\rho_w - \rho_m}{\phi_w - \phi_m} \right] \phi_n - \left[\frac{\rho_w \phi_m - \phi_w \rho_m}{\phi_m - \phi_w} \right] + \rho_m \quad (7)$$

Considerando a água doce como fluido intersticial, podem-se traçar retas de porosidade unindo o ponto da água ao ponto de matriz para cada mineral principal na constituição as rochas reservatório. O ponto da argila é determinado pelos pares ordenados formados pelos perfis de densidade e porosidade neutrônica registrados frentes aos folhelhos adjacentes às camadas reservatório. Pontos de litologia limpa alinham-se nas proximidades da reta construída a partir do seu mineral principal, distribuindo-se de acordo com a sua porosidade. Pontos de litologia suja, ou seja, com a presença de argila, são deslocados na direção do ponto da argila.

Figura 1 – Gráfico densidade-neutrônico.



Fonte: Do autor

3.2 LIMITAÇÕES DO MÉTODO DENSIDADE-NEUTRÔNICO

Tomando como base o sistema de equações gerais dos perfis de porosidade e a necessidade de informação a priori sobre o fluido intersticial e a matriz da rocha para resolver o sistema. Na prática, tem-se um sistema linear com duas equações e seis incógnitas e devido ao fato de o gráfico $\rho_b - \phi_n$ ser construído a partir dos minerais principais de cada rocha reservatório (quartzo para o arenito, calcita para o calcário e dolomita). Assumindo a água doce como aproximação da densidade e porosidade neutônica do fluido que fica entre as densidade e porosidade

neutrônica da água salgada e do hidrocarboneto. O desconhecimento do mineral principal leva a valores não realistas da porosidade.

A solução do sistema (5) pode ser obtida na forma gráfica. A Figura 1 mostra a forma de solução gráfica do sistema linear apresentado na equação 1, através do Gráfico densidade-neutrônico.

4 ALGORITMOS INTELIGENTES

Sob a denominação geral de algoritmos inteligentes encontra-se um grande grupo de métodos computacionais, como os sistemas especialistas, a inferência fuzzy, as redes neurais artificiais e os algoritmos evolutivos, que inserem flexibilidade e capacidade de processamento da informação para solução de problemas da vida real. A principal característica dos algoritmos inteligentes é a sua capacidade de operar e encontrar uma solução aceitável para um dado problema, em condições severas de imprecisão, incerteza e parcialidade da informação, além de apresentar uma grande tolerabilidade a falhas e robustez, principalmente para o caso da solução de problemas de decisão. Em outras palavras, os algoritmos inteligentes apresentam uma oportunidade para a solução de problemas que envolvem a ambiguidade do pensamento e as incertezas da vida real, (NIKRAVESH, 2004).

4.1 REDES NEURAS ARTIFICIAIS

As redes neurais artificiais são técnicas computacionais cujas propriedades são inspiradas em um modelo simplificado do funcionamento do cérebro dos mamíferos, cuja principal característica é a aquisição de conhecimento através da experiência. Assim, as redes neurais artificiais podem extrair, armazenar e utilizar a informação experimental, o que as difere completamente de um algoritmo sequencial, uma vez que a informação em uma rede neural não é armazenada em um local predefinido, mas sim distribuída por toda a sua arquitetura.

Uma rede neural é composta por um conjunto de elementos processadores não lineares, denominados neurônios, que são dispostos em um arranjo fixo, ou camada. As diversas camadas são interligadas por um conjunto de pesos sinápticos. Toda esta estrutura é conhecida como arquitetura. A forma como a informação propaga-se através das camadas e a arquitetura define as características da rede neural.

O aspecto das redes neurais aqui explorado é o da capacidade de reconhecimento de padrões ou de extração de características comuns e estatisticamente relevantes presentes nos dados de entrada. Uma rede neural com estas características é conhecida como rede neural competitiva. A sua arquitetura

mais comum é composta por duas camadas: a camada de entrada e a camada competitiva. Os neurônios competitivos são forçados a competir entre si, de modo que apenas um neurônio (neurônio vencedor) esteja ativo ou produza um sinal de saída não-nulo a cada apresentação de um dado de entrada.

Uma rede neural competitiva é caracterizada por um treinamento não supervisionado, onde a partir de um conjunto de critérios é estabelecida a forma de atualização dos pesos sinápticos, que determina a existência de um único neurônio vencedor na camada competitiva. Esta característica busca possibilitar a extração de características estatisticamente relevantes presentes nos dados de entrada. Neste tipo de rede os dados de entrada são tratados de forma a explicitar propriedades comuns presentes em seu conjunto. Diferente de outra arquitetura de rede neural artificial, o resultado útil de uma rede competitiva pode ser a posição na camada competitiva ou o conjunto de pesos do neurônio vencedor.

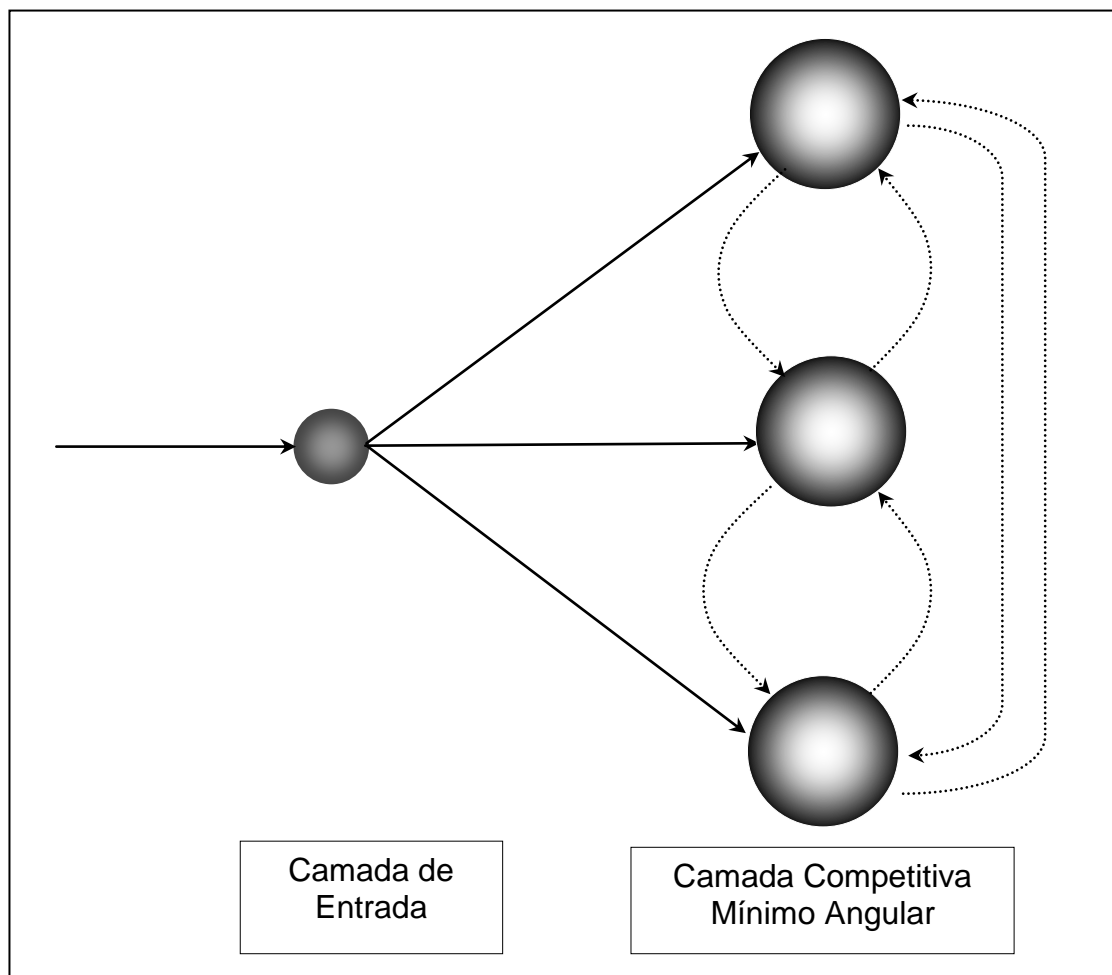
4.2 REDE NEURAL MÍNIMO ANGULAR

A rede competitiva mínimo angular é derivada da arquitetura e das estratégias de treinamento e operação apresentados pela Rede Competitiva Angular (BARROS; ANDRADE, 2008). A rede competitiva angular é um particular tipo de rede competitiva desenvolvida para realizar a extração de possíveis relações angulares porventura existentes nos dados de entrada. O caso típico de relação angular é denominado como padrão angular, definido como uma disposição particular apresentada pelos dados de entrada, quando formam agrupamentos aproximadamente próximos à direção de um vetor. A identificação destes vetores particulares possibilita a classificação dos agrupamentos.

No caso bidimensional, cada dado de entrada é um ponto do plano ao qual está associado um vetor posição, transformado para o seu vetor unitário, que é representado na forma de um número complexo. Assim, as operações vetoriais são substituídas pelas operações aritméticas dos números complexos.

A arquitetura da rede competitiva mínimo angular é mostrada na Figura 2.

Figura 2 – Arquitetura da rede competitiva mínimo angular.



Fonte: Do autor

A rede competitiva mínimo angular utiliza a estratégia de operação da rede competitiva angular buscando classificar pontos no plano em relação às classes representadas por vetores de referência. Um ponto, representado por seu vetor posição, é classificado em uma classe representada pelo vetor de referência (vetor posição) que forma o menor ângulo entre eles.

Cada neurônio competitivo produz como sinal de saída que é o resultado da avaliação da sua função de ativação para potencial de entrada de cada elemento do vetor de entrada.

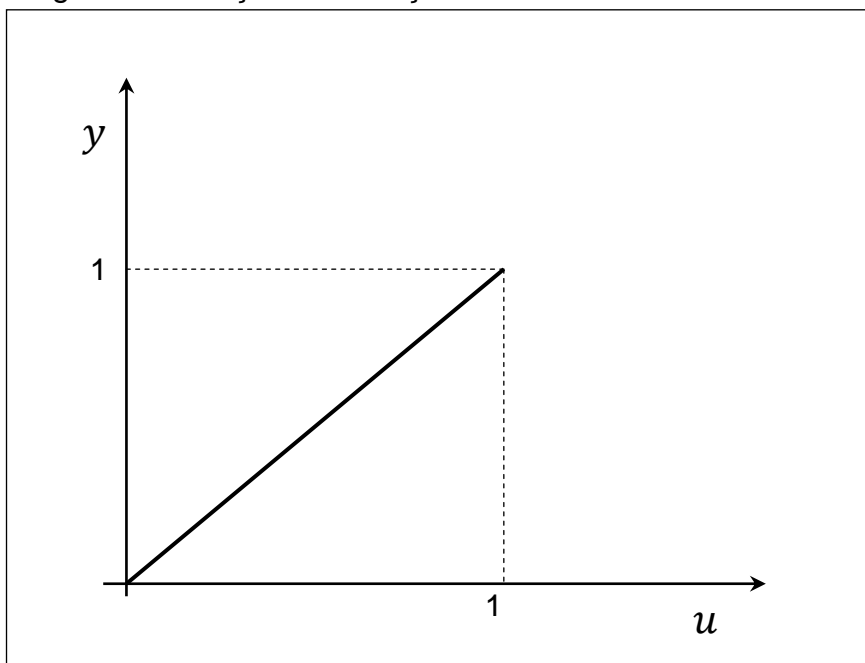
O potencial de entrada (u_j) é definido na forma:

$$u_j = \text{real}(x_i \bar{w}_j) = \cos(\theta) \quad (8)$$

Na equação 8, o potencial de entrada é o produto interno de dois vetores, escrito na forma complexa, que o resultado é o cosseno do ângulo entre eles. O termo x_i é um elemento do vetor de entrada, escrito como um número complexo. Neste caso, o plano cartesiano é interpretado como o plano complexo. O termo \bar{w}_j é o conjugado complexo de um elemento do vetor de pesos sinápticos. O vetor de pesos sinápticos é formado pelos vetores de referência, escritos na forma complexa, que representam as possíveis classes.

A função de ativação é uma característica intrínseca dos algoritmos inteligentes. A função de ativação de cada neurônio competitivo determina o seu sinal de saída (y_j). Para efeito de classificação, a função de ativação é tomada como uma função afim do potencial de entrada, como mostrado na Figura 3.

Figura 3 – Função de ativação.



Fonte: Do Autor

A competição entre os neurônios é governada pelas regras de competição. Para a realização de uma classificação com base na proximidade entre pontos, a regra de competição estabelece como neurônio vencedor, aquele com o maior valor de sinal de saída.

5 METODOLOGIA

O Gráfico Densidade-Neutrônico é construído considerando apenas três matrizes de rocha reservatório, com os minerais principais: quartzo para o arenito, calcita para o calcário e dolomita.

A matriz é o conjunto de minerais constituintes do arcabouço da rocha reservatório. Para o cálculo da porosidade, a matriz é caracterizada pelo conjunto de propriedades físicas mensuradas pelas ferramentas de porosidade, que, normalmente, são obtidas, quando possível, por meio de medidas diretas sobre amostras de testemunhos. Uma medida comum na análise de testemunho é a densidade do grão, no entanto medidas do tempo de trânsito e da porosidade neutrônica são raras. No caso da ausência de medidas diretas, é comum, na avaliação de formação, a adoção das propriedades do mineral principal para a caracterização da matriz.

Para a argila, a variabilidade na sua composição química resulta em uma grande variação das suas propriedades físicas, de tal modo, que é raro o estabelecimento de valores constantes a partir do seu principal componente. Normalmente, são raros os testemunhos nas camadas de folhelho e não é prática comum, a separação da fração argila das rochas reservatório na análise de testemunho. Para o cálculo da porosidade, é comumente assumido o conjunto de valores dos perfis, medidos nas camadas de folhelho adjacentes às camadas reservatório, para o estabelecimento das propriedades físicas da argila. Neste caso, prevalece a premissa de que a argila no folhelho é geologicamente semelhante à argila presente na constituição da rocha reservatório.

A caracterização física do fluido no poro, em termos de medidas diretas é bastante complexa, em função da ausência de amostras não contaminada e pelo desconhecimento, a priori, da sua composição, tanto química, quanto em termos dos volumes relativos de água de formação e de hidrocarboneto. Para o cálculo da porosidade é prática comum a adoção das propriedades físicas da água doce, para a caracterização do fluido no poro. As propriedades físicas destes minerais formam os pontos de matriz, como mostrado na Tabela 1.

Tabela 1- Pontos de matriz

Mineral	ρ_b	ϕ_n
Quartzo	2,65	-0,05
Calcita	2,71	0
Dolomita	2,87	0,05

As direções das retas de porosidade determinam as direções dos vetores de referência, tomados como os vetores unitários dos vetores formados pela subtração do vetor posição do ponto de cada matriz pelo vetor posição do ponto da água.

Um ponto do perfil, no Gráfico Densidade-Neutrônico, é representado pelo par ordenado (ϕ_n, ρ_b) formado pelos valores dos perfis de porosidade neutrônica e densidade para uma mesma profundidade. A partir dos pontos do perfil é construído o vetor complexo de entrada, que é formado pelos vetores unitários da subtração do vetor posição de um ponto do perfil pelo vetor posição do ponto da água, de acordo com a figura 1.

O algoritmo inteligente para a interpretação do Gráfico Densidade-Neutrônico é composto por duas redes competitivas mínimo angular e opera em dois passos.

5.1 ZONEAMENTO E CÁLCULO DA POROSIDADE

A primeira atividade é a determinação de um vetor de referência para representar a argila. Uma rede competitiva mínimo angular é construída com um neurônio de entrada e três neurônios competitivos, representando cada uma das matrizes (figura 2). A operação da rede competitiva mínimo angular realiza uma primeira classificação dos pontos do perfil. Para a definição do ponto de argila são considerados apenas os pontos do perfil classificados como dolomita. O ponto da argila é tomado como o ponto do perfil correspondente ao elemento do vetor de entrada mais afastado do vetor de referência que representa a dolomita. O vetor correspondente ao ponto de argila é transformado em vetor de referência para a segunda rede.

Para o cálculo da porosidade esta classificação não é satisfatória por não produzir o zoneamento do poço, em termos das matrizes década camada.

Uma segunda rede competitiva mínimo angular é construída com a mesma arquitetura da primeira, mas com o potencial de entrada escrito na forma,

$$u_j = \text{real}(x_i \alpha \bar{w}_j) = \cos(\theta) \quad (9)$$

O parâmetro α , na equação 9, busca o prevalecimento da continuidade geológica em profundidade. Assim, ele altera a possibilidade de um neurônio vencer a competição por um ponto do perfil, em função do número de vezes em que ele venceria a competição para outros pontos situados na vizinhança em profundidade deste ponto.

O cálculo da porosidade é realizado após a determinação das litologias corretas em profundidade atravessadas por um poço. Na qual é o algoritmo inteligente estima os parâmetros envolvidos na solução numérica da equação densidade-neutrônico, com a aplicação da rede neural mínimo angular. A rede retira os valores das densidades e porosidades neurônicas dos perfis, necessárias para a solução numérica agora com suas posições melhores definidas no poço. Esses valores são atribuídos a equação 2, na qual é a clássica para o cálculo de ϕ .

6 RESULTADOS

Considera-se um caso com dados sintéticos de um intervalo de um poço testemunhado, que atravessa uma sequência de camadas, com o folhelho, no topo, e seguida pelo arenito, calcário e dolomita, na base. A Figura 4 mostra os perfis de raios gama natural, o perfil de densidade e o perfil de porosidade neutrônica. Para efeito de avaliação do algoritmo inteligente, a Figura 4 mostra também o zoneamento do poço e o perfil de porosidade adotado para o modelamento dos perfis sintéticos.

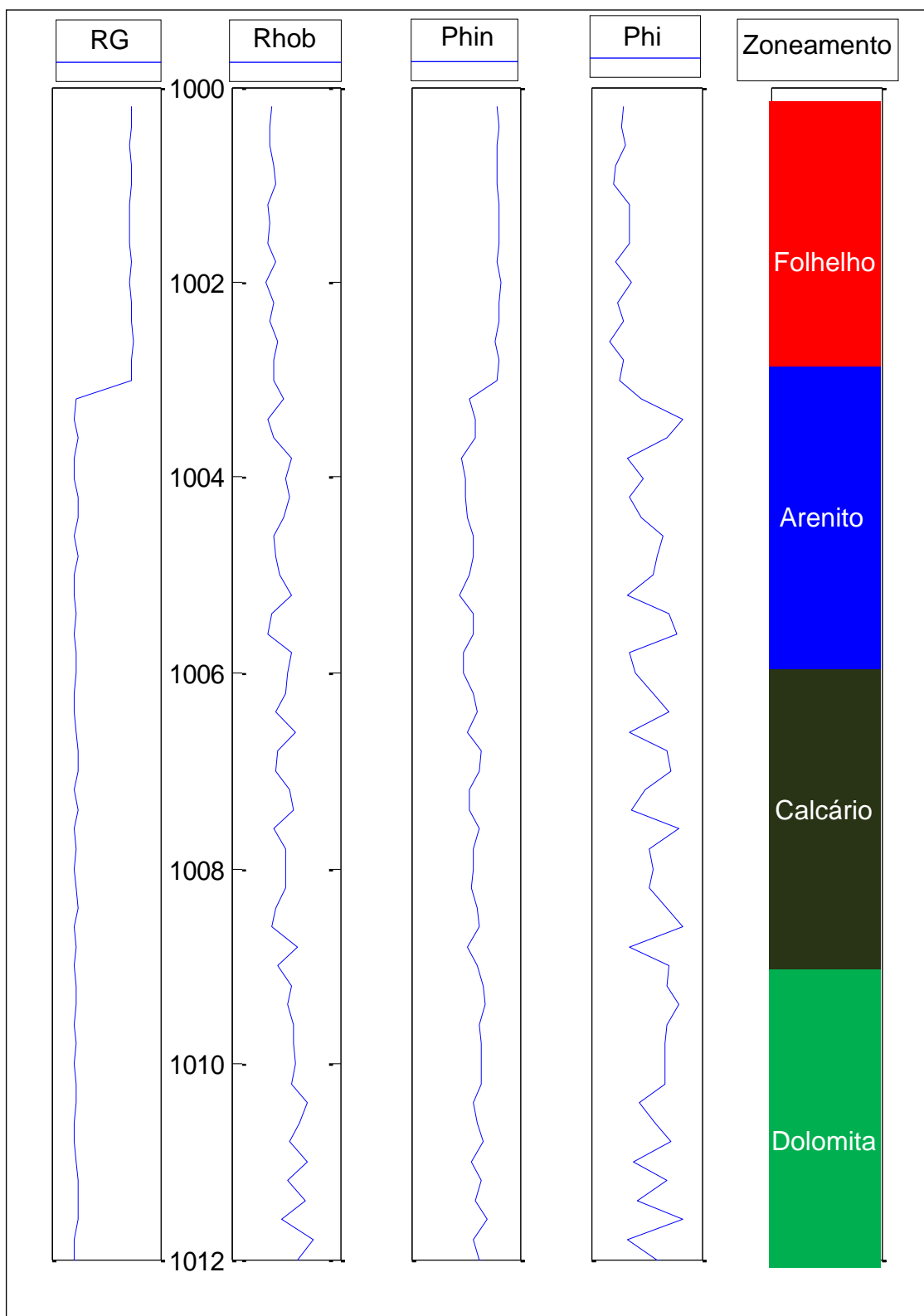
A Figura 5 mostra o Gráfico Densidade-Neutrônico interpretado pelo algoritmo inteligente. São apresentadas as retas de porosidade para cada uma das matrizes consideradas. A escala de cores utilizada para representar cada reta é a mesma adotada para o zoneamento. As cruzes representam os pontos do perfil e a sua cor mostra a classificação realizada pela interpretação do algoritmo inteligente. A estrela em preto mostra o par ordenado (ϕ_{sh}, ρ_{sh}) utilizados na equação 4.

A Figura 6 mostra os resultados para o zoneamento e cálculo da porosidade. A Figura 6-A mostra a comparação entre a porosidade do modelo e a porosidade calculada. A Figura 6-B mostra a comparação com a porosidade calculada sem considerar o zoneamento e as propriedades adequadas para as matrizes.

Os resultados da aplicação do algoritmo inteligente para a interpretação do Gráfico densidade-neutrônico com perfis reais são apresentados nas Figuras 7, 8 e 9.

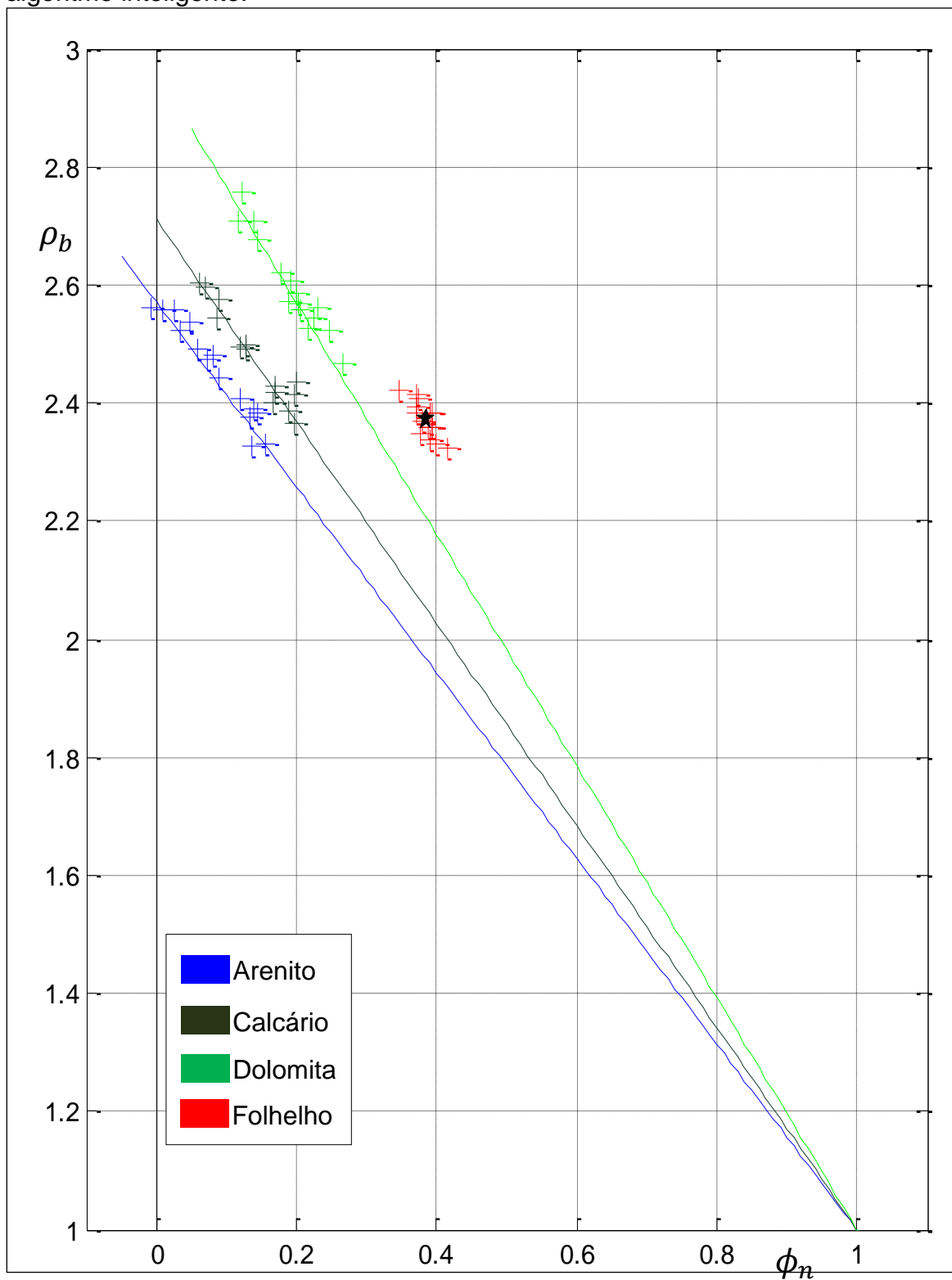
A Figura 9-A mostra o perfil de porosidade calculado pelo algoritmo inteligente em azul e em verde a porosidade calculada com a interpretação visual e ausência de informação sobre a matriz.

Figura 4 – Dados sintéticos



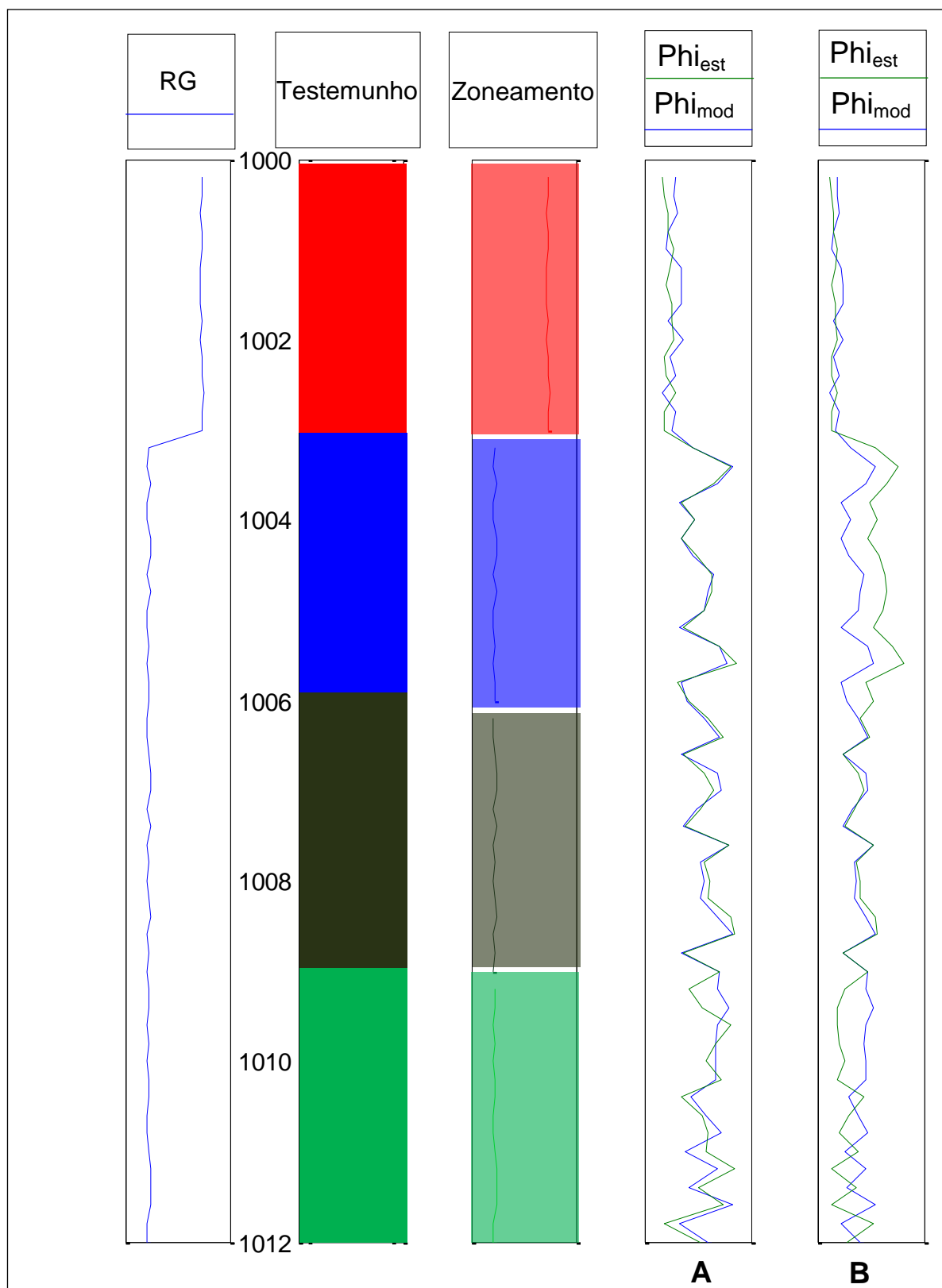
Fonte: Do autor.

Figura 5 – Dados sintéticos. Gráfico densidade-neutrônico interpretado pelo algoritmo inteligente.



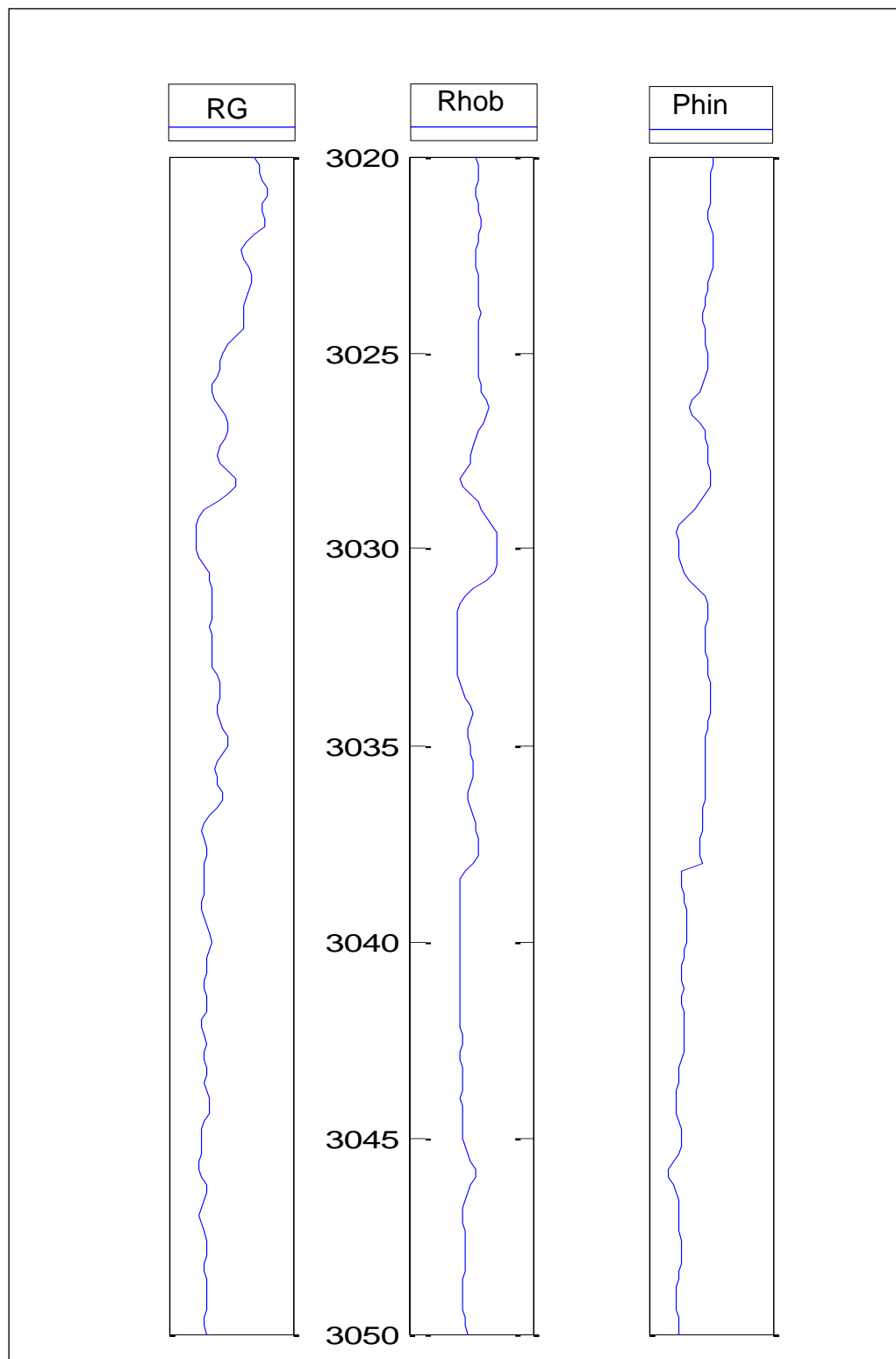
Fonte: Do autor

Figura 6 – Dados sintéticos. Resultados do zoneamento e cálculo da porosidade.



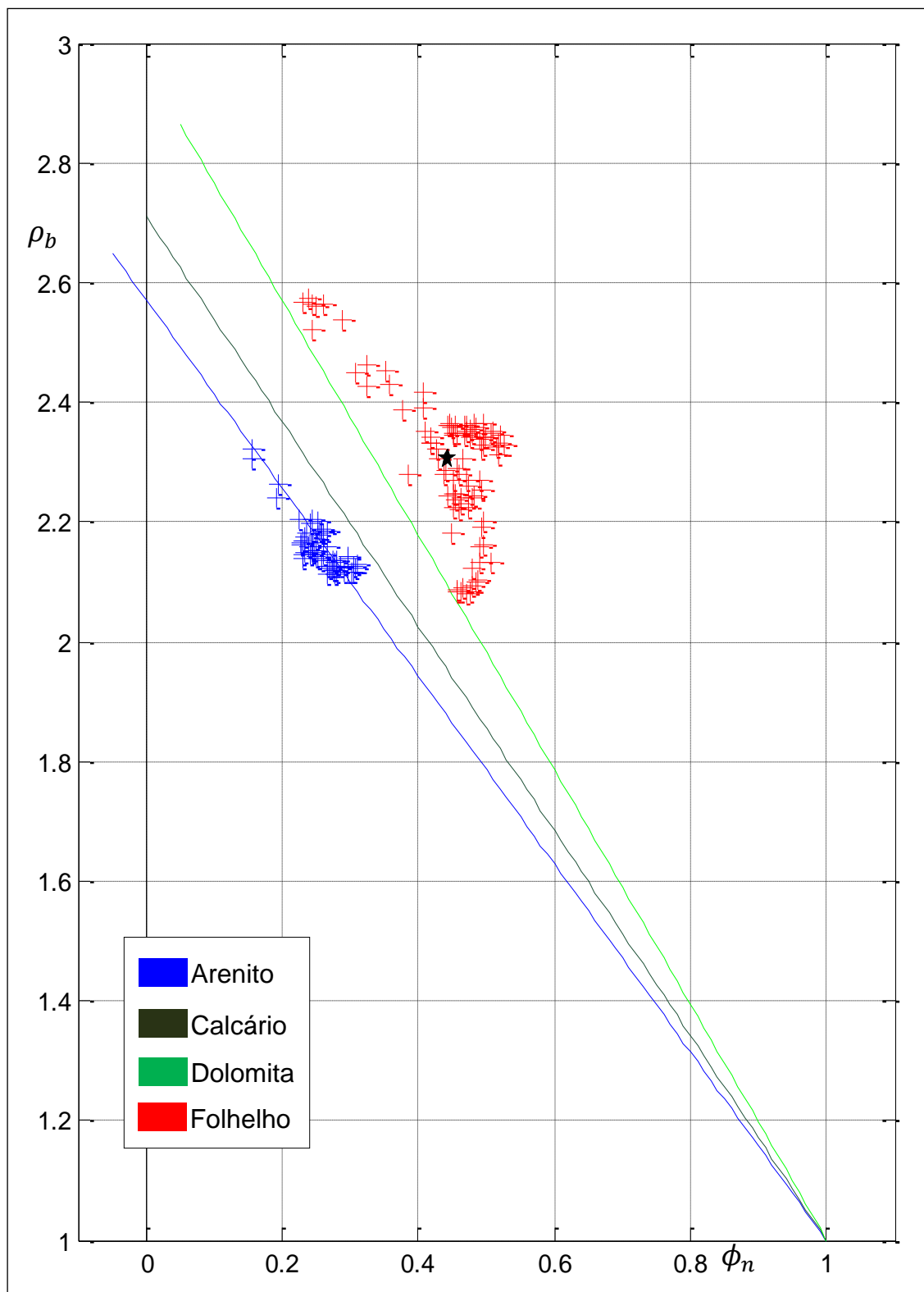
Fonte: Do Autor

Figura 7 – Perfis reais. Poço do Campo de Namorado. Bacia de Campos.



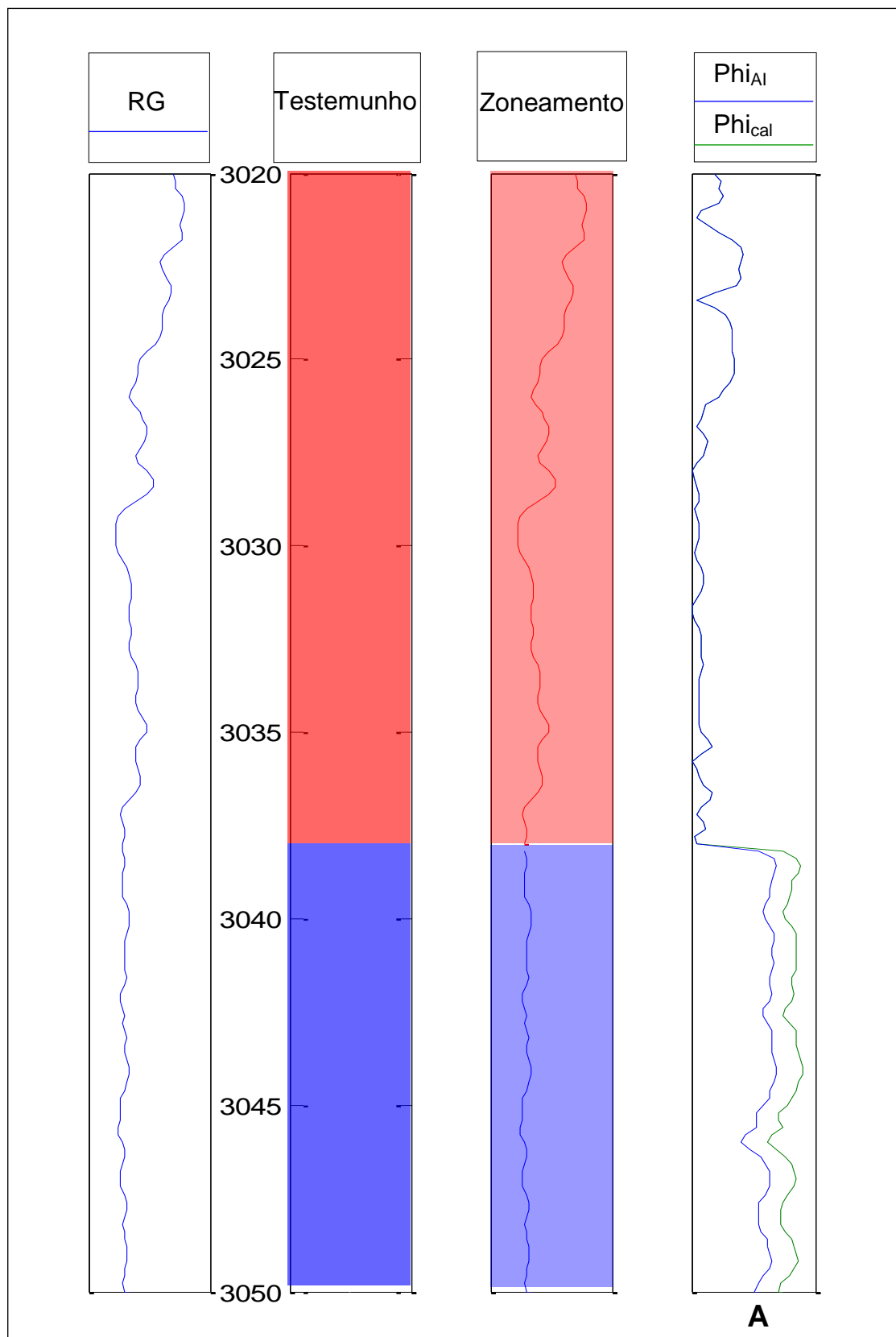
Fonte: Do Autor

Figura 8 – Dados reais. Gráfico densidade-neutrônico interpretado pelo algoritmo inteligente. A classificação está de acordo com a descrição dos testemunhos.



Fonte: Do Autor

Figura 9 – Dados reais. Zoneamento e cálculo da porosidade realizado pelo algoritmo inteligente. Figura 9-A – Perfis de porosidade.



Fonte: Do Autor

7 CONCLUSÕES

A aplicação da metodologia apresentada, utilizando a rede neural mínimo angular para realizar o zoneamento litológico das camadas atravessadas pelo poço e o cálculo da porosidade com a melhor estimativa do mineral principal, a partir da interpretação automática do gráfico de densidade-neutrônico, eliminando a necessidade da realização de uma interpretação visual deste gráfico, mostrou-se bastante eficiente, produzindo valores para a porosidade muito semelhantes aos valores exatos, adotados nos modelos sintéticos e valores realistas, quando aplicada a dados reais.

A situação prática de interesse para a aplicação desta metodologia ocorre quando não se dispõe de informações da análise de testemunho, como no caso dos poços horizontais que não são testemunhados.

A limitação deste método está na consideração de que a rocha reservatório pode ser somente caracterizada pelo seu mineral principal, o que será tratado em trabalhos futuros.

REFERÊNCIAS

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

ELLIS, D. V. **Well logging for earth scientists**. USA: Elsevier, 1987.

HAYKIN, S. **Redes neurais: princípios e práticas**. São Paulo: Bookman, 2001.

HECHT-NIELSEN, R. Kolmogorov's mapping neural network existence theorem. In: IEEE INTERNATIONAL CONFERENCE ON NEURAL NETWORKS, 1., 1987, New York. **Resumos**. New York, 1987. v. 3, p. 11-14.

LOG interpretation principles/applications. Houston-Texas: Schlumberger Ltda, 1987.

LUTHI, S. **Geological well logs: their use in reservoir modeling**. [S.l.]: Springer, 2001

NIKRAVESH, M. Soft computed based computational intelligent for reservoir characterization. **Expert systems with applications**. v: 26, n.1, p. 19-38. 2004.