



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

THALES LUIZ PINHEIRO DE ALMEIDA

**CÁLCULO DA POROSIDADE
- IDENTIFICAÇÃO DO ARGILOMINERAL**

**Belém - Pará
2017**



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

THALES LUIZ PINHEIRO DE ALMEIDA

**CÁLCULO DA POROSIDADE
- IDENTIFICAÇÃO DO ARGILOMINERAL**

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
2017

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

Almeida, Thales Luiz Pinheiro de, 1992 -
Cálculo da porosidade identificação do argilomineral
/ Thales Luiz Pinheiro de Almeida. – 2017.

53 f. : il. ; 30 cm

Inclui bibliografias

Orientador: André José Neves Andrade

Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal do
Pará, Instituto de Geociências, Programa de Pós-
Graduação em Geofísica, Belém, 2017.

1. Perfilagem geofísica de poços. 2. Porosidade. 3.
Redes neurais (Computação). I. Título.

CDD 22. ed. 622.15

THALES LUIZ PINHEIRO DE ALMEIDA

**CÁLCULO DA POROSIDADE
- IDENTIFICAÇÃO DO ARGILOMINERAL**

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.

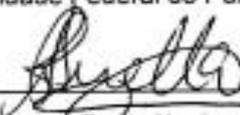
Data de Aprovação: 20/04/2017

Conceito: Excelente

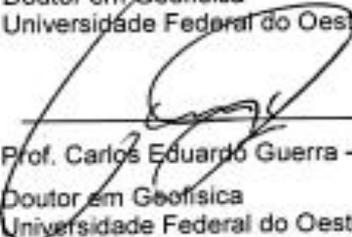
Banca Examinadora



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



Prof. Aldeniza Ruela Xavier – Membro
Doutor em Geofísica
Universidade Federal do Oeste do Pará



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

AGRADECIMENTOS

À Deus pela oportunidade de vivenciar e completar mais esta etapa em minha vida acadêmica.

Aos meus familiares, em especial meus pais Luiz e Conceição Almeida, pelo cuidado, atenção e sustento em todos os sentidos. Pelos exemplos de vida de cada um, os quais me motivaram a sonhar com conclusão da minha pós-graduação.

À Nilce Silva, pelo companheirismo e auxílio durante todo o desenvolvimento desde trabalho.

Ao meu professor e orientador Dr. André José Neves Andrade pela atenção e auxílio durante o desenvolvimento do projeto.

Aos amigos de laboratório. Em especial, agradeço à Diogo Lopes por compartilhar de todos momentos de estudos e dificuldades ao longo do curso.

Aos professores do Programa de Pós-graduação em Geofísica pelos anos de estudos e de profundo aprendizado na área de geociências.

À PETROBRÁS pelo apoio oferecido ao Laboratório de Processamento de Dados Geofísicos de Poço (PROLOG).

RESUMO

Na prática cotidiana da Avaliação de Formação é comum a adoção de hipóteses ou premissas simplificadoras sobre as propriedades físicas dos materiais constituintes da rocha reservatório para possibilitar o cálculo da porosidade. O conhecimento das propriedades físicas do argilomineral na rocha reservatório é fundamental para o cálculo da porosidade. Nesta dissertação advoga-se que as propriedades físicas do argilomineral presente na constituição da rocha reservatório são diferentes das médias das propriedades físicas dos folhelhos próximos. Geologicamente, o argilomineral é um dos materiais constituintes da rocha folhelho e admitir que as propriedades físicas dos folhelhos sejam iguais as propriedades físicas do argilomineral na rocha reservatório significa desconsiderar todos os demais constituintes e assumir uma continuidade sedimentar, que devido a inúmeros processos pós-deposicionais pode não ocorrer. Nesta dissertação, aplicamos a rede competitiva angular ao Gráfico Densidade-Neutrônico, para mostrar que se uma rocha reservatório e um folhelho, presente na bacia, são constituídos pelo mesmo argilomineral, eles apresentarão o mesmo padrão angular. Esta metodologia é apresentada com dados sintéticos e avaliada com perfis e análise de testemunho de poços do Campo de Namorado, na Bacia de Campos, Brasil.

Palavras-chave: Geofísica de Poço. Porosidade. Argilosidade.

ABSTRACT

In the daily practice of Formation Evaluation it is common the adoption of simplifying hypotheses or premises about the physical properties of the reservoir rock constituent materials to allow the porosity calculation. The knowledge of the physical properties of the clay in the reservoir rock is fundamental for porosity calculation. In this work it is argued that the physical properties of the clay mineral in the reservoir rock are different from the mean physical properties of the nearby shale layers. Geologically, the clay is one of the constituent materials of shale rock and to admit that the physical properties of the shale are equal to the physical properties of the clay in the reservoir rock means to disregard all the other constituents and to assume a sedimentary continuity that due to numerous postpositional processes may not occur. In this work, we apply the angular competitive neural network to the Density-Neutron Plot to show that if a reservoir rock and a shale present in the basin have the same clay, they have the same angular pattern. This methodology is presented with synthetic data and evaluated with actual well logs and core analysis from borehole drilled in the Namorado's field, in the Campos Basin, Brazil.

Keywords: Well logging. Porosity. Shale volume.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 - Estruturas de lâminas tetraedrais e lâminas octaedrais.....	12
Figura 2 - Estrutura laminar dos argilominerais.....	13
Figura 3 - Esquema representativo de turbiditos.....	14
Figura 4 - Afloramento de ritmo.....	15
Figura 5 - Esquema da ferramenta de densidade.....	16
Figura 6 - Esquema representativo da trajetória do nêutron da ferramenta de porosidade neutrônica.....	19
Figura 7 - Níveis energéticos para nêutron emitido da ferramenta de porosidade neutrônica.....	20
Figura 8 - Representação do modelo petrofísico.....	22
Figura 9 - Gráfico $\varnothing D \times \varnothing N$	24
Figura 10 - Arquitetura da rede neural competitiva.....	28
Figura 11 - Dados de entrada para a rede competitiva angular.....	30
Figura 12 - Esquema para padrão linear A e para padrão arbitrário B	31
Figura 13 – Arquitetura da rede competitiva angular.....	32
Figura 14 – Fluxograma da metodologia.....	35
Figura 15 - Perfil de Raio gama natural, densidade e porosidade neutrônica acompanhados das litologias referentes.....	37
Figura 16 – Gráfico densidade-neutrônico com os pontos perfilados.....	38
Figura 17 – Vetores diferença unitários e padrão angular da camada reservatório inseridos no círculo unitário.....	39
Figura 18 – Vetores diferença unitários do folhelho com caulinita e o padrão angular do reservatório inseridos no círculo unitário.....	40
Figura 19 - Vetores diferença unitários do folhelho com illita e o padrão angular do reservatório inseridos no círculo unitário.....	41
Figura 20 - Vetores diferença unitários do folhelho com esmectita e padrão angular do reservatório no círculo unitário.....	42

Figura 21 – Identificação da esmectita como argilomineral mais adequado para o cálculo da porosidade no reservatório.....	42
Figura 22 – Ajuste linear dos dados do poço perfilado.....	43
Figura 23 – Perfil de raio gama do poço ao lado do gráfico com porosidades da camada reservatório.....	44
Figura 24 – Dado real testemunhado e perfilado com raio gama, densidade e porosidade neutrônica.....	45
Figura 25 – Gráfico densidade-neutrônico com os pontos perfilados e litologia identificada pelo testemunho.....	46
Figura 26 – Gráfico densidade-neutrônico cortado pra $\emptyset D < \emptyset N$ e reamostrado....	47
Figura 27 – Vetores diferença unitários e padrão angular da camada reservatório inseridos no círculo unitário.....	48
Figura 28 – Vetores diferença unitários do primeiro folhelho e padrão angular da camada reservatório inseridos no círculo unitário.....	49
Figura 29 – Vetores diferença unitários do segundo folhelho e padrão angular da camada reservatório inseridos no círculo unitário.....	50
Figura 30 – Gráfico densidade-neutrônico cortado pra $\emptyset D < \emptyset N$ com a identificação do folhelho/argilomineral mais adequado ao padrão angular do reservatório.....	50
Figura 31 – Perfil de raio gama do poço ao lado do gráfico com porosidades da camada reservatório.....	51

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	10
2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	12
2.1 ARGILAS E ARGILOMINERAIS	12
2.2 PERFIL DE DENSIDADE	15
2.3 PERFIL DE POROSIDADE NEUTRÔNICA	18
2.4 MODELO PETROFÍSICO	21
2.5 MÉTODO $\phi_D \times \phi_N$	23
3 REDES NEURAIS	27
3.1 REDE NEURAL COMPETITIVA	28
3.1.1 rede neural competitiva angular	29
4 METODOLOGIA	33
4.1 IDENTIFICAÇÃO DO ARGILOMINERAL	33
5 RESULTADOS	36
5.1 DADOS SINTÉTICOS	36
5.2 DADOS REAIS	45
6 CONCLUSÕES	52
REFERÊNCIAS	53

1 INTRODUÇÃO

Na avaliação de formação de um poço petrolífero perfilado diversos intervêm nesse processo, como o argilomineral, os minerais e os fluidos presentes na constituição da rocha reservatório. Assim, as indisponibilidades destas informações levam a adoção de um conjunto de premissas simplificadoras para o cálculo das propriedades petrofísicas. No caso do cálculo da porosidade, muitas vezes se utiliza a premissa das propriedades físicas médias dos folhelhos adjacentes como uma aproximação das propriedades físicas das argilas presentes na rocha reservatório.

Este tipo de abordagem assume uma continuidade deposicional, ou seja, a rocha fonte que gerou a argila incorporada a rocha reservatório é a mesma dos folhelhos. Em muitas situações práticas esse processo geológico ocorre na natureza, no entanto, tem-se que considerar que este não é o caso geral, pois processos pós-deposicionais podem eventualmente colocar justapostas camadas geológicas com gênese completamente diferente.

Esta dissertação apresenta um método para a identificação do argilomineral, predominante em volume, na constituição de uma rocha reservatório, de forma independente das propriedades dos folhelhos adjacentes.

Nesta dissertação advoga-se a tese de que os registros dos perfis de densidade e porosidade-neutrônica, representados no gráfico densidade-neutrônico, podem indicar a natureza do argilomineral em função dos valores registrados frente as diversas camadas de folhelho atravessadas pelo poço e do conhecimento a priori dos principais argilominerais que ocorrem no campo petrolífero. Admite-se que os pontos de uma camada reservatório marcados no gráfico densidade-neutrônico gerem vetores diferença unitários que possuem uma direção preferencial. Esta direção preferencial é ligeiramente diferente da bissetriz do gráfico densidade-neutrônico em função da presença de um particular argilomineral. Assim, a construção de vetores diferença unitários obtidos a partir dos pontos marcados no gráfico densidade-neutrônico para cada camada de folhelho, apresentará a mesma direção preferencial identificada nos pontos do reservatório para camada de folhelho constituída pelo mesmo argilomineral presente no reservatório. Em outras palavras, camadas reservatórios e folhelho constituído pelo mesmo argilomineral apresentaram uma mesma direção preferencial dos seus respectivos vetores diferença unitários.

A direção preferencial é entendida como a direção do maior número de vetores diferença unitários. Para a determinação da direção preferencial adotou-se a rede competitiva angular, assumindo que a direção preferencial se confunda com o padrão angular dos vetores diferença unitários.

A rede competitiva angular é uma metodologia computacional que busca a identificação de padrões angulares no plano cartesiano, como o plano formado pelos vetores diferença unitários originados dos pontos marcados no gráfico densidade-neutrônico.

Nesta dissertação apresentamos a identificação do argilomineral, através de uma relação angular verificada na rede competitiva angular (realizada com base na matriz diferença global dos vários pontos do gráfico densidade-neutrônico), o cálculo da porosidade pela forma convencional e com o argilomineral identificado e a aplicação feita para dados sintéticos (que satisfazem o modelo petrofísico) e dados reais de um poço do campo de Namorado na bacia de Campos, Brasil.

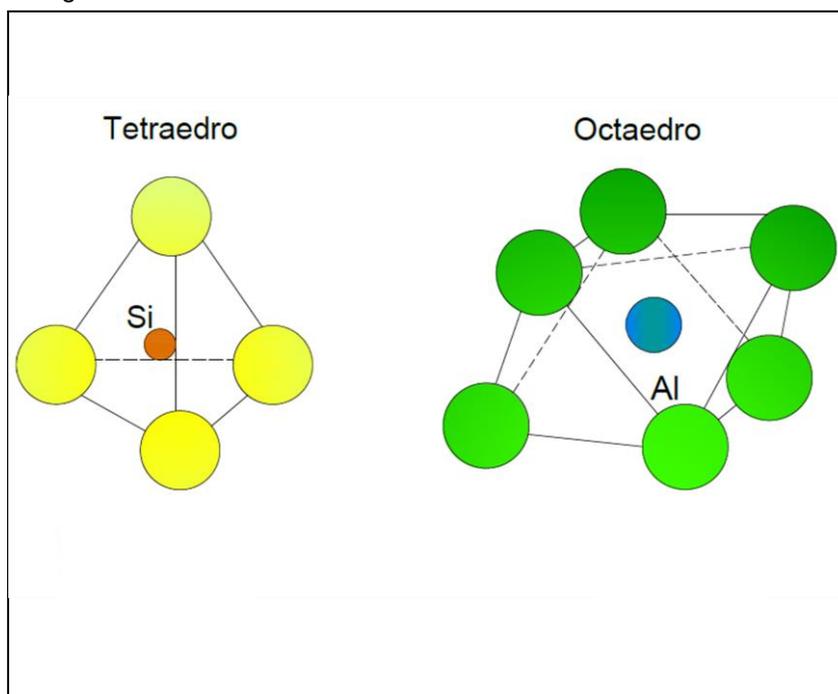
2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

2.1 ARGILAS E ARGILOMINERAIS

Argilominerais são conhecidos como minerais secundários, mais especificamente, filossilicatos secundários formados do intemperismo de minerais primários (quartzo, feldspato e mica) e até mesmo de outros minerais secundários pré-existentis.

Também chamados de minerais neoformados ou de neoformação (SILVA, 2013), os argilominerais são silicatos de alumínio hidratados (sujeitos a substituição), podendo conter pequenas quantidades de elementos alcalinos (*K*, *Na* e *Li*) e alcalinos terrosos (*Ca* e *Mg*) com estruturas acamadadas (Figura 1) formadas por lâminas tetraedrais ou de *Si* e *O* ou de *Al* e oxidrilas, unidas a lâminas octaedrais, onde ambas as estruturas apresentam-se em arranjos hexagonais que exercem grande influência nas propriedades da rocha (textura, permeabilidade, etc).

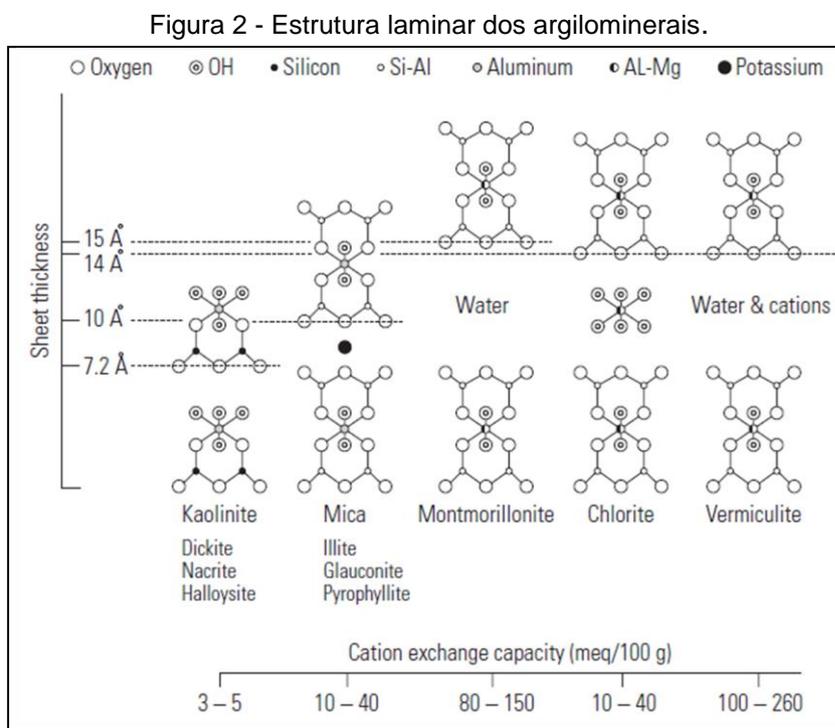
Figura 1 - Estruturas de lâminas tetraedrais e lâminas octaedrais.



Fonte: (SILVA, 2013).

Estas estruturas podem formar minerais com uma lâmina de tetraedral ligada a uma lâmina octaedral (minerais 1:1) ou minerais com duas lâminas tetraedrais ligadas a uma lâmina octaedral (minerais 2:1), além de poder ocorrer uma

substituição isomórfica do Si por Al^{+3} , Fe^{+2} e Fe^{+3} no tetraedro e entre o Al e o Fe^{+2} , Fe^{+3} , Ti^{+4} , Cr^{+3} , Mn^{+2} , Zn^{+2} , Li^{+2} e Mg^{+2} no octaedro. Tal substituição isomórfica, nos argilominerais (Figura 2), é uma das responsáveis pela importante habilidade de absorver íons em sua superfície, principalmente cátions, segundo Silva (2013).



Fonte: (ELLIS; SINGER, 1987).

Argilas são primordialmente minerais presentes em uma fração granulométrica específica ($< 2 \mu m$), ou seja, geologicamente a argila está associada ao tamanho dos grãos, essencialmente. No entanto, é comum na literatura referir-se às argilas como sendo os argilominerais, o que é justificável, pois uma grande porcentagem de minerais da fração argila são justamente argilominerais.

Os folhelhos são rochas sedimentares compostas predominantemente por argilominerais em relação a uma matriz mineral. Ou seja, o volume de argilominerais é muito maior do que a matriz, o que faz as suas características físicas diferirem das dos demais tipos de rocha, devido ao arranjo molecular laminar dos argilominerais.

Considerando que as argilas (argilominerais) são uma importante parcela das rochas reservatórios, tendo em vista o modelo petrofísico que as divide em *matriz*, *poro* e *argila*, existem algumas considerações que devem ser feitas para uma melhor compreensão: Devem-se levar em conta os diferentes mecanismos de deposição presentes em cada ambiente sedimentar. Estes mecanismos podem acarretar na

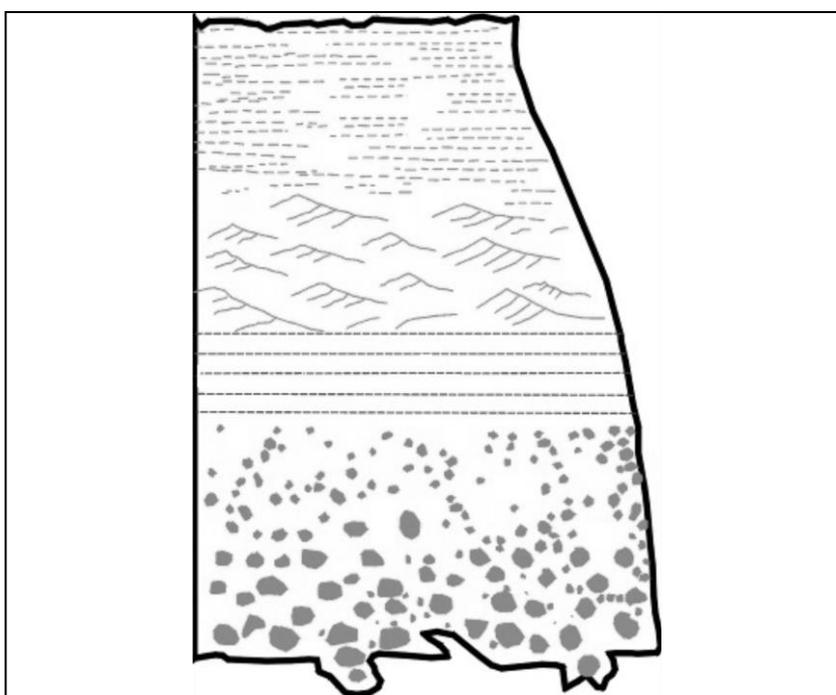
presença de argila em rochas reservatórios, tanto pré-diagênese quanto pós-diagênese. Tendo em vista que existem condições de sedimentação que favorecem a precipitação de mineral de tamanho argila.

Rochas reservatórios com argilas na pré-diagênese podem ocorrer de diversas formas, dependendo da deposição sedimentar. Entretanto, é necessário ter em mente que os arenitos e calcários (conhecidos reservatórios de hidrocarbonetos) e as argilas são geralmente depositados em momentos e circunstâncias deposicionais diferentes, como a própria energia do agente transportador.

As argilas necessitam de ambientes de deposição com uma energia bem baixa do agente transportador, pois estas são lentamente depositadas através da suspensão em águas calmas. Enquanto arenitos e calcários podem ser depositados nos mesmos ambientes sedimentares em que as argilas se depositam, mas é necessária uma variação da energia do fluxo do agente transportador.

Existem condições de deposição em que é possível observar os grãos e os clastos se depositam juntamente com os menores sedimentos (Argilas). A exemplo disto, podemos observar as correntes de turbidez submarinas ou correntes de densidade que geram fluxos hiperpicnais concentrados, acarretando em sequências de estratos tanto arenosos quanto pelágicos, denominadas de turbiditos (Figura 3).

Figura 3 - Esquema representativo de turbiditos.



Fonte: Do autor.

Há momentos em que uma alternância (ciclicidade) de deposição entre areias e argilas que está ligada a eventos naturais como enchentes, estações do ano e variação do nível de maré. Este tipo de deposição gera camadas alternadas destes dois sedimentos e tem como resultados rochas denominadas de ritmitos (Figura 4).

Figura 4 - Afloramento de ritmito.



Fonte: Do autor.

A presença de argilas em rochas reservatórios pós-diagênese se deve a sobreposição de camadas sedimentares distintas. Isto ocorre quando, em um determinado tempo geológico há a geração de um reservatório (arenito, por exemplo) e sobre este são depositadas camadas argilosas.

Quando a deposição é gradativa há naturalmente uma zona em que o reservatório apresentará argilas (comumente se diz que esta zona corresponde à parte "suja" do reservatório), até que haja ou apenas folhelhos ou apenas o reservatório, mas quando o reservatório já está formado, há ainda algumas possibilidades para que o mesmo apresente argila.

2.2 PERFIL DE DENSIDADE

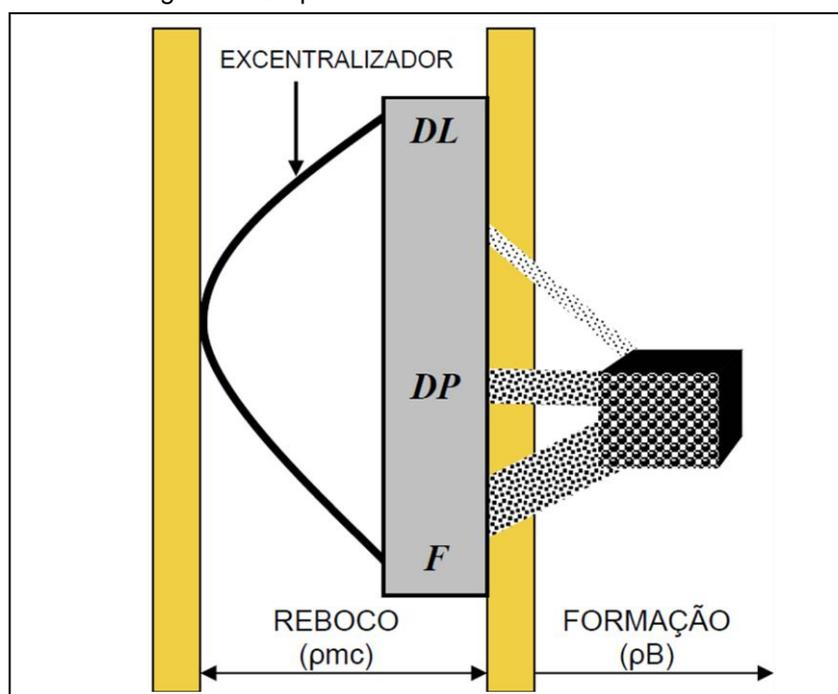
O perfil de densidade é responsável pelo registro das densidades das camadas (g/cm^3 ou kg/m^3) em subsuperfície, no qual existe uma relação entre a

participação volumétrica de cada elemento constituinte e a densidade total da rocha ("Bulk Density" = ρB), de acordo com Nery (2013).

O método utilizado para a medição consiste em um "bombardeio" das camadas por feixes monoenergético de raio gama, oriundos de uma fonte radioativa de Cs^{137} contida em um patim metálico pressionado na parede do poço (Figura 5), direcionados com uma energia da ordem de 0,662 MeV. A medição ocorre através de detectores (SS - Short Spacing; e LS - Long Spacing) em função do choque dos raios gama com a matéria das camadas em subsuperfície. Tendo em vista que há uma blindagem entre a fonte e os detectores para evitar acoplamento direto entre eles.

A probabilidade de choque entre os feixes monoenergéticos e os átomos das camadas do poço é chamada de *seção de choque* (Barn = 10^{-24} cm^2 , unidade correspondente) e depende das propriedades nucleares do material envolvido e da energia dos fótons emitidos. Quanto maior a seção de choque, maior a probabilidade de uma interação ocorrer. Sendo assim, a seção de choque (cross section) pode ser entendida como o diâmetro aparente de um núcleo a ser atingido.

Figura 5 - Esquema da ferramenta de densidade.



Fonte: (NERY, 2013).

Os raios gama emitidos pela fonte radioativa transpassam um meio qualquer e por fim interagem com os átomos e os elétrons orbitais de seus constituintes de

três modos diferentes: Efeito Fotoelétrico (Colisão entre um fóton de baixa energia e um átomo), Efeito Produção de par (Colisão entre um fóton de alta energia nas proximidades do núcleo) e Efeito Compton (Colisão entre um fóton de média energia e um átomo qualquer).

O Efeito Compton é a interação preferencial entre os raios gama e as rochas, pelo fato de se usar uma fonte de CS^{137} , dentro de um nível energético compatível. Onde a interação é dada pela eq. (1):

$$I_f = I_i e^{-\mu x \rho_e} \quad (1)$$

Onde I_f = Fluxo final dos fótons; I_i = Fluxo inicial dos fótons; μ = Coeficiente de absorção de massa do material alvo; x = Espessura; e ρ_e = Densidade eletrônica do material (número de elétrons/ cm^3). Sendo que a densidade eletrônica (ρ_e) é a quantidade de elétrons por volume. Levando em consideração a constante de Avogrado ($6,02 \times 10^{23}$ átomos/átomograma), o número atômico Z, a massa atômica e a densidade.

Como o Efeito Compton é diretamente proporcional ao número de elétrons por unidade de volume de material (Densidade eletrônica) e como o número de elétrons por unidade de volume é proporcional à densidade das formações em si, é possível deduzir que este perfil responde diretamente à densidade da formação e inversamente á porosidade, mas para esta relação ser verdadeira é preciso tomar algumas providências operacionais: A fonte radioativa deve ter energia suficientemente alta ($\geq 0,662 MeV$) para favorecer o Efeito Compton, a fonte radioativa deve ter energia suficientemente baixa ($\leq 1,02 MeV$) para não favorecer o Efeito Produção de Par e o detector deve ser blindado para evitar o Efeito Fotoelétrico. Como resultado, se tem uma função inversa da densidade eletrônica média do material investigado.

O perfil de densidade tem como principais problemas o Efeito Lama/Reboco, Efeito dos Hidrocarbonetos e o Efeito Argilosidade. Sendo que cada um necessita de uma ação específica para ser sanado.

O Efeito Lama/Reboco ocorre devido os fótons que saem da fonte e rapidamente interagem com a lama/reboco, sendo que alguns deles dispersam e não retornam ao poço onde estão os detectores. Para se eliminar este problema, deve-se utilizar diferentes espaçamentos entre os sensores para se obter diferentes profundidades de investigação, além da utilização de alguns filtros, daí a

necessidade dos dois detectores, um perto (SS) e outro longe (LS), e de um registro do perfil Cáliper para um controle de qualidade da curva.

O Efeito Hidrocarboneto é um erro intencional. Este erro proposital decorre por não se saber, antecipadamente, qual a proporção real dos fluidos (água e/ou hidrocarbonetos) nas camadas. Sendo assim, adota-se ρ_f sempre igual a 1,0 g/cm³ (poço perfurado com lama doce) e 1,1 g/cm³ (poço perfurado com lama salgada).

S_w ou S_{xo} são calculados com ϕ e este é calculado em função da proporção dos fluídos presentes na camada. A interpretação de cada um dos três termos é um processo que carrega este erro. Entretanto, devido à aproximação entre os valores das densidades do óleo e da água, pode-se concluir que o erro na estimativa da porosidade não é tão grande. A correção é dada através do intérprete que deve atribuir valores aos parâmetros de forma realista.

O efeito argilosidade, por sua vez, afeta as leituras do perfil de Densidade. Quanto maior for o volume de argila na formação, menor será o valor de ρ_B em comparação a mesma litologia.

Isto ocorre devido a influência dos argilominerais na medição da densidade da rocha. Os mesmos irão fazer com que a densidade da rocha seja menor do que se uma rocha fosse limpa, pelo fato do argilomineral constituir a rocha e ser menos denso que a matriz.

As consequências disto podem ser observadas ao se determinar a porosidade, pois a argila está ocupando um espaço na rocha que seria da matriz, mantendo o poro "preservado", e se a densidade cai pode-se interpretar que houve um aumento na porosidade quando, na verdade, ocorre apenas a presença de argila. Daí a necessidade de se considerar adequadamente a argilosidade.

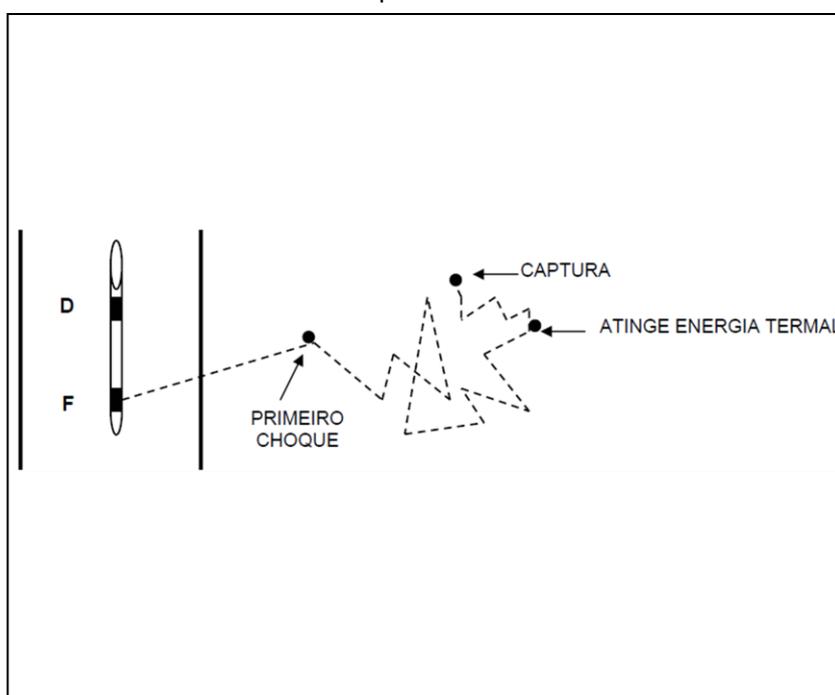
2.3 PERFIL DE POROSIDADE NEUTRÔNICA

O perfil neutrônico registra a radioatividade induzida artificialmente, por meio de um bombardeio das rochas com nêutrons de alta energia ou velocidade, a partir de fontes (química os reatores) utilizadas pelas ferramentas neutrônicas. Os nêutrons são partículas destituídas de carga elétrica, bem diferentes dos Raios Gama, utilizados pelo perfil de densidade, que são energia. Por serem neutras elas podem penetrar profundamente na matéria e interagir elasticamente ou inelasticamente com os núcleos dos elementos que compõem as rochas,

diferentemente do perfil de densidade onde a interação é na eletrosfera dos elementos.

Os nêutrons são partículas não ionizantes de massa igual ao hidrogênio que podem ser classificados, de acordo com seu nível energético (Figura 6), de três formas: Rápido ($> 0,1$ MeV), Epitermal (entre $0,1$ MeV e $0,025$ eV) e Termal (na ordem de $0,025$ eV e 20°C). Podem interagir com a matéria (núcleo dos elementos presentes na rocha) de várias formas, podendo ser absorvido (acompanhado de emissão de prótons ou partículas alfa), mudando de direção transferindo parte de sua energia para o núcleo atingido e dissipando sua energia cinética ao deixar em estado de excitação um núcleo atingido.

Figura 6 - Esquema representativo da trajetória do nêutron da ferramenta de porosidade neutrônica.



Fonte: (NERY, 2013).

A probabilidade de ocorrer qualquer uma dessas interações depende do nível de energia do nêutron e a velocidade com que uma reação nuclear se desenvolve depende do número e da energia do nêutron e do número e tipo do núcleo envolvido. Sendo que a variável que controla essa velocidade é conhecida como seção de choque.

As ferramentas neutrônicas são constituídas de uma fonte de nêutrons e de um, dois ou quatro detectores. A partir da fonte são emitidos nêutrons rápidos que bombardeiam as camadas adjacentes ao poço onde ocorrem várias colisões

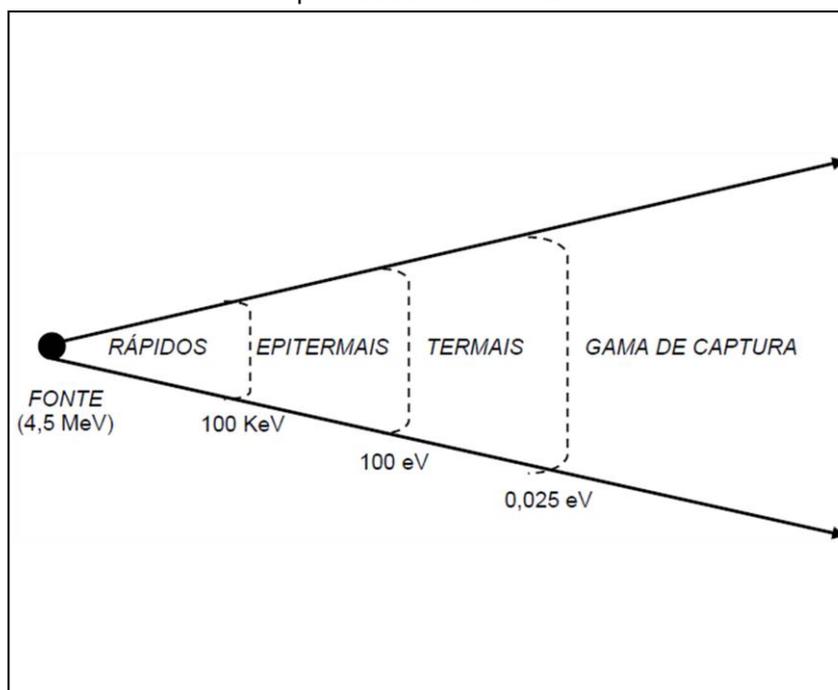
elásticas com os átomos do meio, fazendo com que os nêutrons percam parte de sua energia inicial a depender da seção de choque dos núcleos atingidos. Sendo que as perdas máximas de energia (P.M.E) ocorrem quando os nêutrons se chocam com núcleos que possuem massa parecida com as suas, como é o caso do hidrogênio. A perda máxima de energia é dada pela eq. (2):

$$P.M.E. = \frac{4 \times M}{(1 + M)^2} \quad (2)$$

Onde M representa a massa do elemento em questão.

Entretanto, não é necessariamente o hidrogênio que irá absorver os nêutrons a partir do momento em que eles atingem a mesma energia termal do ambiente (0,025 eV) e difundem de forma errática (Figura 7) sem perderem mais energia. Qualquer núcleo pode desempenhar este papel de forma a ficar excitado ao ponto de emitir raios gama de alta energia, com o objetivo de retornar à estabilidade molecular e por sua vez, o nível energético a ser detectado depende do tipo de ferramenta utilizada.

Figura 7 - Níveis energéticos para nêutron emitido da ferramenta de porosidade neurônica.



Fonte: (NERY, 2013).

A distância entre a fonte e o receptor é determinada de acordo com o nível de energia que se deseja registrar. Entretanto, quanto mais afastados mais os nêutrons são amortecidos e a população dos nêutrons termais é função das fases de

amortecimento e termalização. Assim, qualquer elemento que afete estas fases irá afetar o índice de hidrogênio ou a porosidade calculada do perfil.

Os hidrogênios presentes no meio exercem grande influência sobre as medidas da ferramenta de porosidade neutrônica. Eles podem estar presentes de forma livre nas moléculas de água, nas estruturas cristalinas, nos hidrocarbonetos e nos argilominerais preenchendo os poros das rochas.

É necessária uma compreensão das limitações da ferramenta neutrônica em si e de todas as outras ferramentas de porosidade, para ser possível uma combinação de informações com o objetivo de minimizar erros, e dentre estas combinações, uma das melhores é justamente a do perfil neutrônico com o perfil de densidade, que tem como um ponto forte a capacidade de identificação de hidrocarbonetos leves (gás) nas rochas reservatórios.

Caso haja argila dentro de uma camada, devido a grande quantidade de água comumente absorvida pela argila, será observado uma maior porosidade em comparação com rochas limpas. Exatamente o oposto do que ocorre com hidrocarbonetos leves. Além da própria presença das hidroxilas na constituição dos argilominerais que, devido à presença de hidrogênio, irão gerar uma ótima seção eficaz para os nêutrons, aumentando o amortecimento e absorção dos nêutrons.

Entretanto, a presença dos folhelhos para o perfil neutrônico em si, não exerce uma influência significativa para ser necessária uma correção, como é o caso do perfil de densidade. Todavia, o perfil neutrônico é utilizado segundo a calibração do perfil de densidade. Assim, se o perfil de densidade está sendo afetado pela argilosidade, o perfil neutrônico será prejudicado juntamente com o primeiro se não houver uma calibração adequada.

2.4 MODELO PETROFÍSICO

Os perfis geofísicos utilizados neste trabalho são baseados em um modelo de rocha em que a mesma é dividida exclusivamente entre *Matriz*, *Argila* e *Porosidade*. Este modelo é perfeitamente aplicável em rochas reservatório de hidrocarbonetos, que consistem no principal foco dos perfis de porosidade.

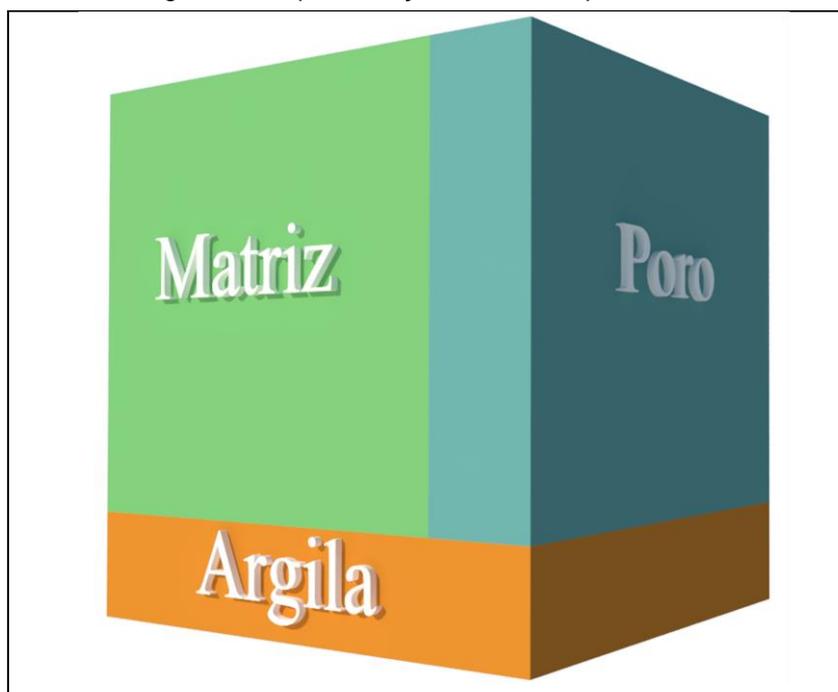
As principais rochas reservatório estudadas são as rochas sedimentares, a exemplo das siliciclásticas e carbonáticas. Sendo que cada uma delas apresenta as

suas próprias especificidades que, inclusive, determinaram se as mesmas serão ou não possíveis reservatórios.

Todavia, as rochas sedimentares apresentam algumas características gerais como a sua organização mineralógica que é dividida entre arcabouço (grãos responsáveis pela sustentação estrutural da rocha), matriz (representava por todo material de granulação fina ou menor) e o cimento (constituente da rocha precipitado quimicamente nos poros, responsável por agregar os grãos).

O modelo petrofísico (Figura 8), basicamente divide a rocha entre matriz, argila e poro. Além de prevê uma rocha em que a matriz mais a argila correspondem a todo o material sólido constituinte da estrutura da rocha, independentemente de sua origem; e o poro corresponde a todo e qualquer espaço vazio que possa haver na rocha e que, por sua vez, possa ser preenchido por fluídos como a água e os hidrocarbonetos. Sendo assim, compreende-se a rocha como um volume unitário onde a matriz tem como volume $(1 - \phi_e - V_{sh})$, sendo "1" o volume total da rocha, " ϕ_e " consiste na porosidade efetiva (volume de fluído) e V_{sh} corresponde ao volume de argila, segundo Nery, 2013.

Figura 8 - Representação do modelo petrofísico.



Fonte: Do autor.

Através dos perfis de porosidade é possível calcular o valor de " ϕ ", utilizando a eq. (3), eq. (4) e a eq. (5):

$$\Delta t = (\phi)\Delta t_w + V_{sh}\Delta t_{sh} + (1 - \phi - V_{sh})\Delta t_m \quad (3)$$

$$\rho = (\phi)\rho_w + V_{sh}\rho_{sh} + (1 - \phi - V_{sh})\rho_m \quad (4)$$

$$\phi_n = (\phi)\phi_w + V_{sh}\phi_{sh} + (1 - \phi - V_{sh})\phi_m \quad (5)$$

Onde Δt , ρ e ϕ_n correspondem aos valores do perfil sônico, densidade e porosidade neutrônica, respectivamente; Δt_w , ρ_w e ϕ_w correspondem aos valores dos perfis de porosidade na água; Δt_{sh} , ρ_{sh} e ϕ_{sh} correspondem aos valores dos perfis de porosidade com folhelhos; V_{sh} corresponde ao volume de folhelho; e ϕ corresponde a porosidade da rocha. Observa-se que quanto maior a porosidade, maiores serão os valores registrados no perfil sônico, menores no perfil de densidade e de porosidade neutrônico.

É possível calcular através do modelo petrofísico tanto a porosidade como as demais propriedades físicas das rochas reservatório. Além de ser base para o desenvolvimento da Lei de Archie (ELLIS; SINGER, 1987), apresentada pela eq. (6), que é utilizada na etapa de avaliação de formação, através da interpretação quantitativa de dados geofísicos com relação ao volume de hidrocarbonetos.

$$R_t = \frac{aR_w}{\phi^m S_w^2} \quad (6)$$

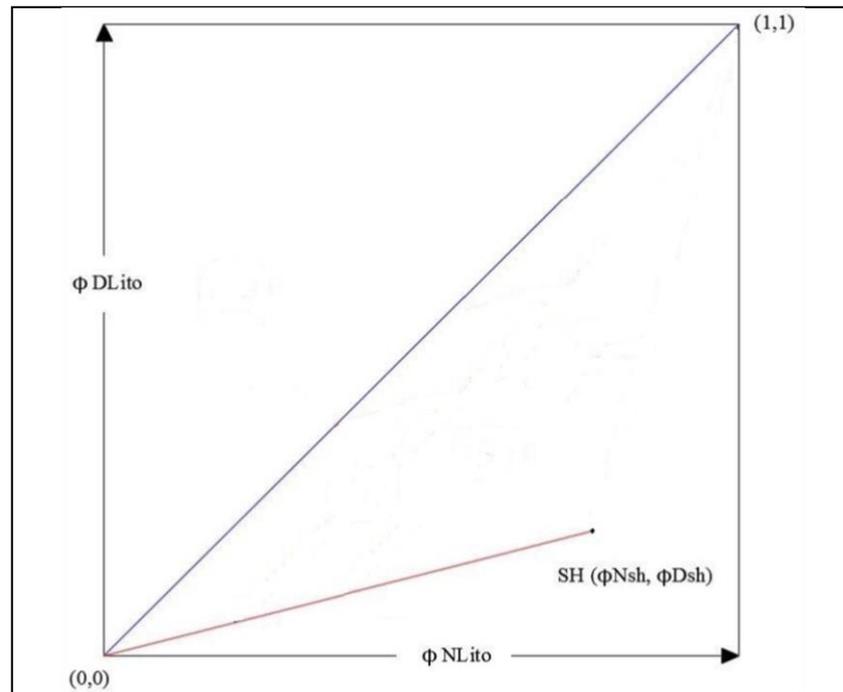
Onde R_t é a resistividade da formação, ϕ é a porosidade e R_w é a resistividade estimada para a água na formação. Além dos valores empíricos para a compactação da rocha (m) e o coeficiente litológico (a).

2.5 MÉTODO ϕ_D x ϕ_N

Para os fins deste trabalho é utilizado o método do gráfico ϕ_D x ϕ_N , o qual consiste em uma apresentação matemática do método densidade-neutrônico para uma melhor compreensão da porosidade da rocha, como se pode observar na figura 9.

A porosidade pode ser calculada isoladamente pelo perfil de densidade ou pelo perfil de porosidade neutrônica e pode ser expressa segundo o modelo petrofísico na forma geral (eq. 7):

$$\phi = \frac{\rho - \rho_M}{\rho_w - \rho_M} - V_{sh} \frac{\rho_{sh} - \rho_M}{\rho_w - \rho_M} \quad (7)$$

Figura 9 - Gráfico $\phi_D \times \phi_N$.

Fonte: Do autor.

Onde ϕ é a porosidade estimada; p é a propriedade física registrada no perfil; p_M é a propriedade da matriz; p_W é a propriedade da água doce; V_{SH} é a argilosidade; p_{SH} é a propriedade física da fração argila constituinte da rocha reservatório.

O método densidade-neutrônico parte da definição de dois tipos de porosidade aparente. A porosidade aparente da rocha calculada pelo perfil de densidade é dada na forma:

$$\phi_D = \frac{\rho - \rho_M}{\rho_W - \rho_M} \quad (8)$$

A porosidade aparente da rocha calculada pelo perfil de porosidade neutrônica é dada por:

$$\phi_N = \frac{\phi_n - \phi_{nM}}{\phi_{nW} - \phi_{nM}} \quad (9)$$

A segunda porosidade aparente tratada pelo método densidade-neutrônico é a porosidade aparente da argila. Assim, para o perfil de densidade tem-se a porosidade aparente da argila denominada como $\phi_{D_{SH}}$ e expressa na forma:

$$\phi_{D_{SH}} = \frac{\rho_{sh} - \rho_M}{\rho_W - \rho_M} \quad (10)$$

Para o perfil de porosidade neutrônica tem-se a porosidade aparente da argila ($\phi_{N_{sh}}$) definida na forma:

$$\phi_{Nsh} = \frac{\phi_{nsh} - \phi_{nM}}{\phi_{nW} - \phi_{nM}} \quad (11)$$

A reta *azul* é a reta das litologias limpas, expressa pela eq. (12):

$$\phi_D = \phi_N \quad (12)$$

Os pontos que apresentem um mesmo valor de porosidade dentro deste gráfico são orientados segundo a equação das isoporosidades, que é definida pela eq. (13):

$$\phi_D = \frac{\phi_{Dsh}}{\phi_{Nsh}} \phi_N + \phi \left(1 - \frac{\phi_{Dsh}}{\phi_{Nsh}} \right) \quad (13)$$

A reta *vermelha* é conhecida como a reta dos folhelhos e expressa pela eq. (14):

$$\phi_D = \frac{\phi_{Dsh}}{\phi_{Nsh}} \phi_N \quad (14)$$

Todos os pontos que venham a apresentar os mesmos valores de argilosidade são regidos pela equação das isoargilosidades, eq. (15):

$$\phi_D = \phi_N + V_{sh}(\phi_{Dsh} + \phi_{Nsh}) \quad (15)$$

No gráfico $\phi_D \times \phi_N$, a origem (onde ϕ é zero) representa a própria matriz da rocha (o ponto na origem). O eixo da ordenada e o eixo da abscissa, bem como a bissetriz, estão escalados em valores de porosidade, aumentando à medida que se afastam da origem.

Ao seguirmos do ponto da matriz, percorrendo a bissetriz, em direção ao ponto da água (onde a porosidade é 1), observamos uma diminuição no volume de matriz e o aumento no volume de água até atingir o seu máximo. Logo, a reta *azul* é onde cairão todos os pontos, obrigatoriamente, todos os pontos contenham água ou um fluido de densidade parecida com a dela.

Ao marcar no gráfico os pontos referentes às camadas dos folhelhos e ao unir esses pontos com a origem, tem-se então a reta dos folhelhos, também chamada da reta das porosidades nulas (reta *vermelha*) para cada tipo de argilomineral presentes no campo petrolífero. Ou seja, no deslocamento de um ponto ao longo desta reta, desde a origem até o ponto SH, observa-se a diminuição do volume de matriz enquanto nota-se um aumento no volume de folhelho.

A argilosidade (volume de folhelho) podem ser calculada a partir da eq. (16):

$$V_{shND} = \frac{\phi_N - \phi_D}{\phi_{Nsh} - \phi_{Dsh}} \quad (16)$$

Fato completamente diferente ocorre com a reta 2, que corresponde a reta paralela a dos folhelhos, pois os pontos que se deslocem ao longo dela apresentaram diferentes valores de argilosidade, também definido pela eq. (16), para um mesmo valor de porosidade, que por sua vez pode ser definida pela eq. (17):

$$\phi_e = \frac{\phi_D \phi_{Nsh} - \phi_N \phi_{Dsh}}{\phi_{Nsh} - \phi_{Dsh}} \quad (17)$$

A região abaixo da bissetriz representa todo e qualquer tipo de litologia que pode ter sua argilosidade e porosidade calculada, de acordo com as equações apresentadas anteriormente. Tendo em vista que apresentam argilas em sua constituição e quanto maior a presença de argilas mais a rocha se deslocará para baixo da bissetriz.

A região acima da bissetriz, por sua vez, representa qualquer litologia que em há a presença de hidrocarbonetos. E quanto maior o volume de hidrocarboneto, a rocha se distanciará cada vez mais para cima da reta da bissetriz.

3 REDES NEURAIS

Entre os métodos computacionais existem os algoritmos inteligentes denominados de redes neurais, que apresentam a capacidade de operar de forma flexível no processamento de informações para solucionar problemas com grande imprecisão, onde o número de variáveis por vezes é muito grande ou desconhecido, impossibilitando uma solução por modelos físico-matemáticos convencionais sem aplicação de simplificações, que podem vir a comprometer o compromisso com uma solução realística.

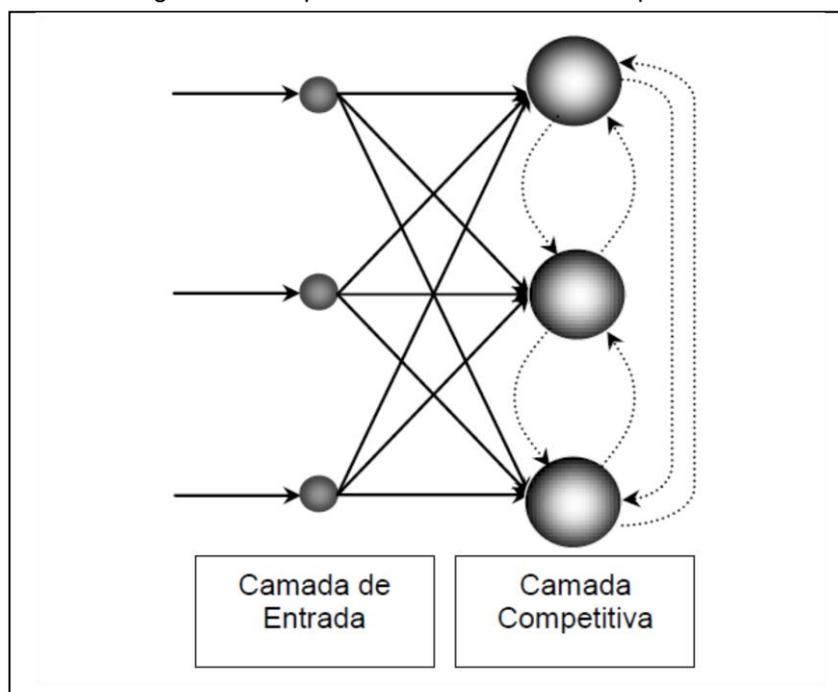
A rede neural foi desenvolvida baseada na complexidade e no funcionamento do cérebro animal. Ela consiste em uma adaptação computacional, por meio de um modelo matemático, inspirada na morfologia dos neurônios biológicos de tal modo que é comum a utilização de nomenclaturas biológicas no processamento de redes neurais artificiais (HAYKIN, 2001).

Várias analogias aos neurônios biológicos são feitas neste modelo, como o próprio neurônio sendo representados por unidades de processamento não lineares e dispostos em arranjos fixos (camadas de entrada e camadas de saída)

As suas sinapses, que consistem as conexões entre os neurônios, são representadas por conjuntos de valores em matrizes e vetores denominados de pesos sinápticos; os sinais eletroquímicos que estimulam (através dos dendritos) e são emitidos (por meio do axônio) pelos próprios neurônios são representados por vetores de entrada e números reais de saída.

A disposição dos neurônios no cérebro animal e toda esta estrutura é apresentada na forma da arquitetura da rede neural artificial (Figura 10), que consiste em um conjunto de neurônios agrupados em camadas e totalmente interligados entre si; e até mesmo o aprendizado do cérebro é simulado no modelo através do treinamento da rede neural, que consiste nos ajustes aos pesos sinápticos da rede como um todo de tal modo que o sinal de saída seja satisfatório para uma condição de resposta pré-estabelecida.

Figura 10 - Arquitetura da rede neural competitiva.



Fonte: (SILVA, 2011).

3.1 REDE NEURAL COMPETITIVA

A rede neural competitiva (KOHONEN, 1989) tem como principal característica a identificação e extração de padrões presentes nos dados de entrada para a formação de classes ou conjuntos, segundo critérios pré-estabelecidos, ajustando os pesos sinápticos de modo a determinar um único neurônio (unidade de processamento) vencedor para cada dado de entrada e expressando no dado de saída um número não nulo que representa a classe ao qual o dado de entrada pertence, identificada pelo neurônio vencedor.

A forma matemática de se descrever a operação de um neurônio é dada pela eq. (18):

$$\bar{U} = \bar{W} \cdot \bar{X} \quad (18)$$

Onde \bar{X} corresponde ao vetor de entrada, \bar{W} é a matriz e \bar{U} o potencial de ativação, utilizado para se determinar a função de ativação \bar{Y} , expressa pela eq. (19):

$$\bar{Y} = f(\bar{U}) \quad (19)$$

Sendo que o treinamento da rede neural competitiva consiste na atualização dos pesos sinápticos, de modo a produzir um valor de saída igual a 1 (um) para o

único neurônio competidor vencedor e um valor de saída igual a 0 (zero) para os demais neurônios competitivos (os inativos). Assim, para um neurônio k ser o neurônio vencedor, é necessário que o seu potencial de ativação (\bar{U}_k) para um determinado vetor de entrada \bar{X} , seja o maior possível dentre um conjunto de diversos valores de potencial de ativação de entrada na camada competitiva. Sendo possível generalizar a operação de um neurônio pela eq. (20):

$$\bar{U}_i = \sum_{j=1}^N \bar{W}_{ij} \cdot \bar{X}_j \quad (20)$$

Onde j representa um neurônio em uma cada com N neurônios.

Para a regra de competição expressa pela eq. (21):

$$\bar{U}_k > \bar{U}_i \quad (21)$$

Para todo o neurônio, onde $i \neq k$. De forma que o valor de saída pode ser expresso segundo a eq. (22):

$$\bar{Y}_k = \begin{cases} 1, & \text{Se } \bar{U}_k > \bar{U}_i \\ 0, & \text{Outros casos} \end{cases} \quad (22)$$

As redes neurais competitivas podem apresentar diversas modificações, sempre com o objetivo de estabelecer diferentes critérios para o dado de entrada no intuito de se obter o resultado desejado, através da melhor maneira de se classificar um dado de entrada qualquer. Sendo assim, desenvolveu-se diversas variações para a rede competitiva e entre estas a rede competitiva angular.

3.1.1 rede neural competitiva angular

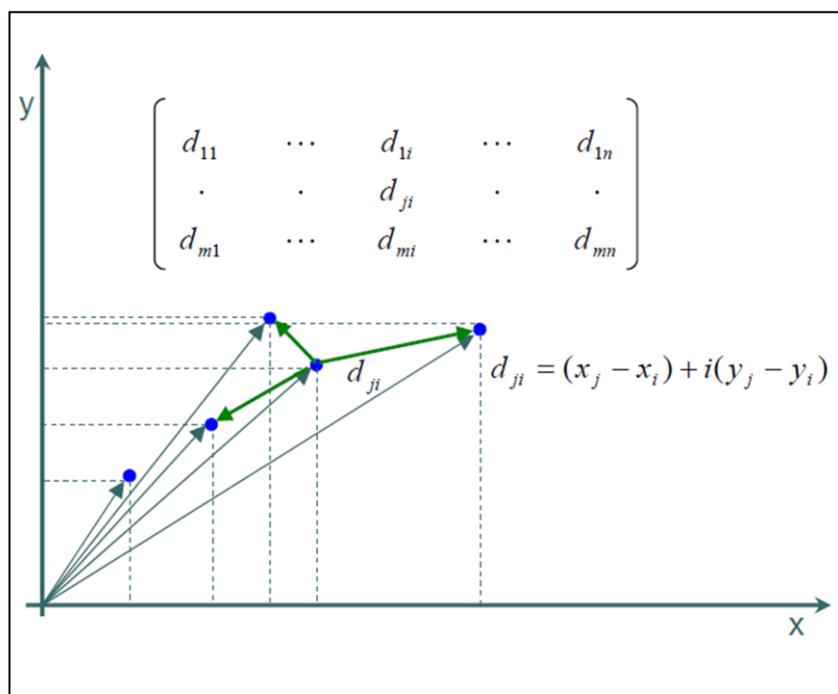
A rede neural competitiva é treinada pela regra de Kohonen (1989), onde os pesos sinápticos são atualizados continuamente por meio de uma relação de distância entre os valores de um dado pré-existente e os pesos sinápticos.

Isto é, tendo um volume de dados (gráfico densidade-neutrônico, por exemplo), é realizada uma operação onde todos os pontos (vetores) são subtraídos entre si (relação de distância), gerando um segundo conjunto de vetores, chamados de vetores diferença que por sua vez consistem nos dados de entrada da rede competitiva angular.

A forma mais adequada para se armazenar as coordenadas do vetor diferença em uma única posição de uma matriz é representar estas coordenadas por meio de números complexos. De modo que o número de linhas desta matriz,

chamada de matriz de diferença global, é igual ao número de pontos de treinamento e o número de colunas corresponde ao número de pontos a serem processados (Figura 11), sendo que a cada instante uma única coluna é apresentada a camada de entrada para ser trabalhada pela rede.

Figura 11 - Dados de entrada para a rede competitiva angular.

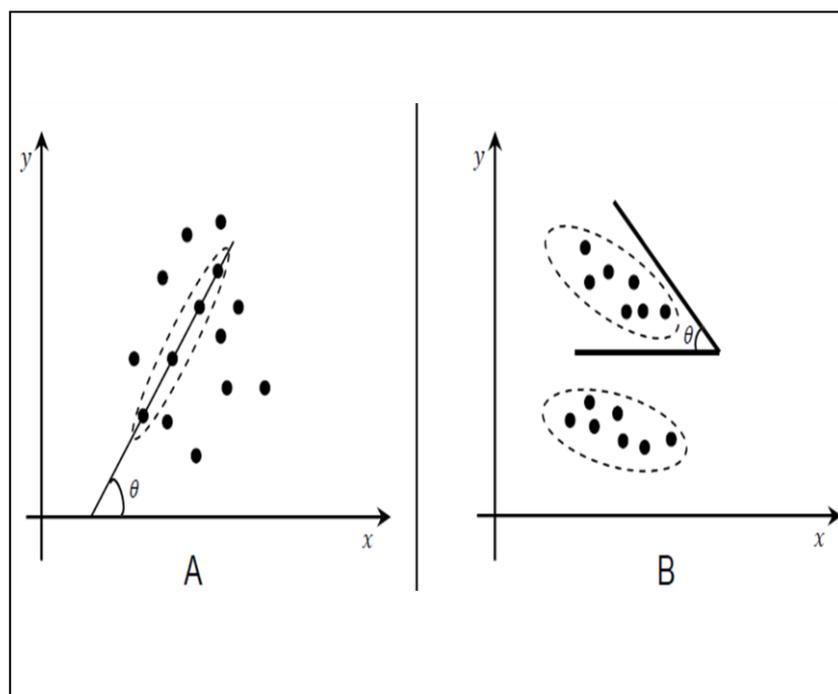


Fonte: (SILVA, 2007).

A rede neural competitiva angular visa a identificação de padrões dos dados de entrada baseada nos ângulos do plano cartesiano, que sejam estatisticamente relevantes. Onde os vetores dos dados de entrada são classificados de acordo com os padrões angulares (Figura 12) identificados, que por sua vez podem ser tanto padrões lineares quanto padrões arbitrários, segundo SILVA (2011).

O treinamento das redes competitivas angulares visa a identificação das coordenadas dos centros de gravidade das elipses que representam as nuvens de amostras dos dados de entrada. Tais coordenadas correspondem aos pesos sinápticos e os centros de gravidade correspondem aos neurônios competitivos. Sendo realizada a classificação dos pontos em relação ao centro de gravidade segundo o critério do menor ângulo entre os vetores que representam os pontos de entrada e o centro de gravidade ao qual eles são classificados.

Figura 12 - Esquema para padrão linear **A** e para padrão arbitrário **B**.



Fonte: (SILVA, 2007).

As redes neurais competitivas angulares operam utilizando vetores unitários para representar a posição de um ponto qualquer no espaço. Sendo que no caso bidimensional (plano cartesiano), a representação é realizada através de números complexos, onde temos uma parte real e uma parte imaginária representando os dois eixos do plano. Esta abordagem utilizando números complexos favorece o trabalho computacional, tendo em vista que haverá uma considerável redução dos espaços de armazenamento dos dados.

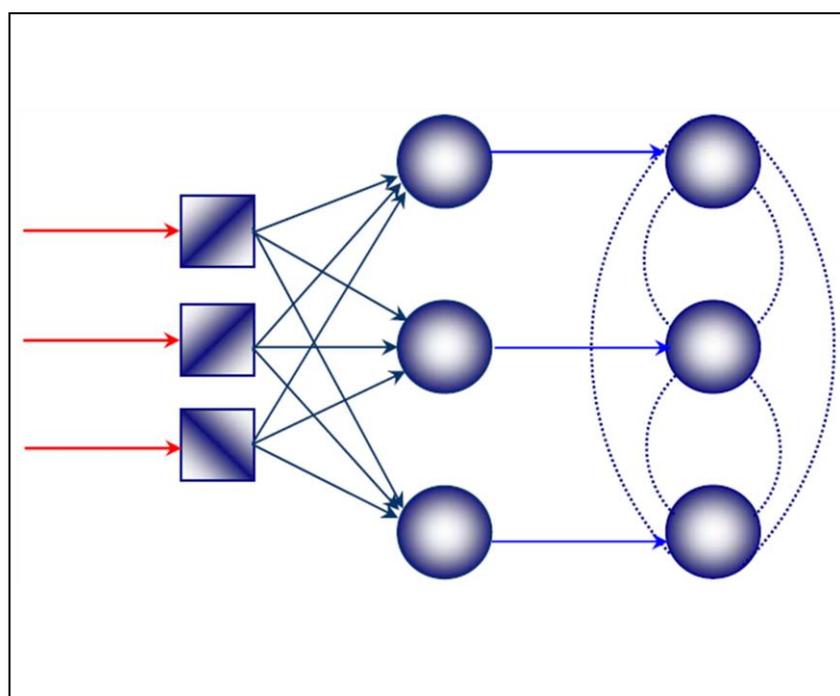
A arquitetura da rede neural competitiva angular para o caso bidimensional se diferencia da arquitetura de uma rede neural competitiva convencional, pois a primeira consiste em 3 (três) camadas de neurônios (Figura 13) que apresentam os mesmos números de unidades de processamento.

A camada inicial corresponde aos neurônios sensoriais responsáveis em receber os dados de entrada, que são introduzidos na forma de números complexos, e transmiti-los a segunda camada, servindo como uma ligação do exterior com o interior da rede, graças a interligação direta com os diversos neurônios da segunda camada. Esta ligação direta entre um neurônio de entrada e um neurônio competitivo seletivo (pertencente a segunda camada) corresponde a um peso sináptico na forma de números complexos.

A segunda camada consiste em uma camada de neurônios seletivos que têm como papel principal identificar as relações angulares presentes no dado de entrada, entregues a eles pelos neurônios da camada de entrada que se comunicam com a segunda camada inteira de forma independente, ou seja, como se os demais neurônios iniciais não existissem.

Cada neurônio seletivo produz como sinal de saída uma avaliação da função de ativação para o seu potencial de entrada, correspondente a característica angular de interesse.

Figura 13 – Arquitetura da rede competitiva angular.



Fonte: (SILVA, 2007).

A terceira camada tem como objetivo identificar os centros de gravidade por meio de seus neurônios competitivos angulares, lateralmente conectados entre si. Identificando os menores ângulos unitários que por sua vez aproximam ao máximo os dados de entrada aos centros e gravidade e seus pontos mais próximos, de acordo com padrões lineares ou arbitrários, definidos de acordo com a função de ativação utilizada para satisfazer o sistema.

4 METODOLOGIA

Nesta dissertação busca-se apresentar um Método que atenua a premissa de similaridade entre os argilominerais da rocha reservatório e dos folhelhos adjacentes, na busca de um cálculo mais realista para a porosidade pelo Método densidade-neutrônico. Assim apresenta-se uma forma de identificar o tipo de argilomineral presente na constituição da rocha reservatório em função dos argilominerais presentes nas camadas de folhelho atravessadas pelo poço, ao longo de toda a sua trajetória. Neste caso, admite-se que a similaridade entre os argilominerais presentes em um folhelho e os do reservatório, independe da proximidade das camadas ao longo do poço.

O argilomineral predominante na rocha reservatório é essencial para as medidas de densidade (ρ_{sh}) e a porosidade neutrônica (ϕ_{sh}) necessários ao cálculo da porosidade pelo Método densidade-neutrônico, como tratada pela definição de porosidade aparente da argila e definida pela eq. 10 e pela eq. 11 para os perfis de densidade e porosidade neutrônica respectivamente.

Geologicamente tem-se uma maior consistência entre a premissa adotada no cálculo da porosidade e os fenômenos deposicionais, uma vez que as propriedades físicas do argilomineral depende exclusivamente da sua constituição geoquímica e independe da continuidade deposicional das camadas reservatório e dos folhelhos.

4.1 IDENTIFICAÇÃO DO ARGILOMINERAL

A metodologia apresentada nesta dissertação consiste em a partir dos perfis de densidade e porosidade-neutrônica realizar o cálculo da porosidade. Isto se dá através da do Método densidade-neutrônico, onde a porosidade calculada a partir do perfil de densidade e a porosidade calculada a partir do perfil de porosidade-neutrônica são os pares ordenados do gráfico $\phi_D \times \phi_N$. Assim, para cada ponto registrados nos perfis geofísicos, há um ponto (par ordenado) no gráfico $\phi_D \times \phi_N$.

Deve-se ter em mente que quando realizado pelo Método densidade-neutrônico, normalmente se utiliza os valores médios da densidade e da porosidade neutrônica medidos frente a camada reservatório e seus folhelhos adjacentes. Este procedimento não necessariamente implica na adoção da premissa de que o

argilomineral predominante nas camadas de folhelho é o mesmo que compõe a fração argila da rocha reservatório.

Considerando o gráfico, tem-se que o desvio dos pontos em relação a bissetriz ocorre em função da argilosidade e fundamentalmente do tipo de argilomineral presente. Assim, nesta dissertação apresenta-se um Método para a identificação da inclinação predominante ou do padrão angular estabelecido pelos pontos da camada reservatório disposto no gráfico.

A identificação do argilomineral ocorre através de uma rede competitiva angular que usa uma matriz de diferença global, gerada a partir de todos os pontos do gráfico $\phi_D \times \phi_N$ subtraídos entre si, como dados de entrada. Os vetores oriundos das diferenças entre todos os pontos do gráfico $\phi_D \times \phi_N$ apresentam uma determinada angulação em relação a origem do gráfico. Assim, a rede competitiva angular busca o padrão angular destes vetores diferença, para cada camada.

A rede busca identificar o padrão angular de uma camada, então todos os vetores diferença unitários são inseridos no círculo unitário, limitado apenas ao primeiro quadrante para evitar cálculos desnecessário (tendo em vista que a matriz de entrada é simétrica).

Neste círculo, cada grau representa um neurônio competidor e a concorrência entre eles ocorre ao se verificar qual neurônio encontrará mais vetores diferença unitários com a sua mesma angulação. Assim é identificado o padrão angular de uma camada.

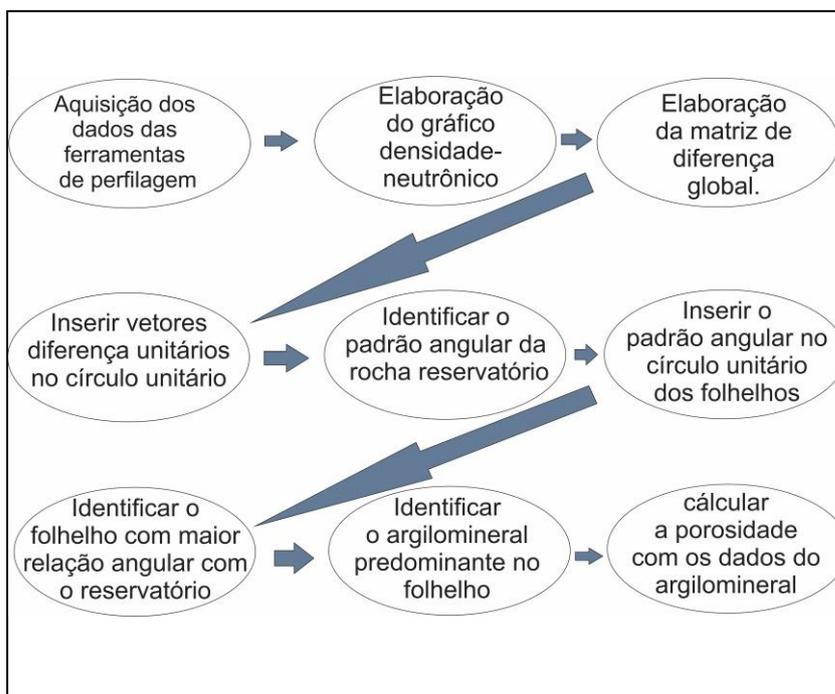
Considerando a dependência da direção do maior número de vetores ou padrão angular descrito pela camada reservatório no gráfico $\phi_D \times \phi_N$ como dependente do argilomineral constituinte da mesma. Assim, este padrão passa a ter relação com o argilomineral do reservatório.

O próximo passo metodologia em questão, como pode ser visto na figura 14, consiste em identificar o padrão angular da rocha reservatório e comparar com todos os vetores diferença unitários de todos os folhelhos registrados e identificados no poço.

Isto é feito para se identificar qual dos folhelhos apresenta uma melhor relação (angular) com a rocha reservatório e assim identificarmos o argilomineral predominante no folhelho em questão, que por sua vez seria o argilomineral que teria uma melhor relação/associação com a rocha reservatório. Em outras palavras, a identificação do argilomineral se dá pela maior semelhança entre o padrão angular

identificado na camada reservatório e os padrões angulares identificados nas camadas de folhelho.

Figura 14 – Fluxograma da metodologia.



Fonte: Do autor.

Para cada camada reservatório determina-se o seu argilomineral predominante e procede-se ao cálculo da porosidade adotando-se os valores apropriados para os parâmetros da argila.

5 RESULTADOS

A metodologia escolhida foi primeiramente aplicada para dados sintéticos, no intuito de fazer uma verificação mais precisa da eficácia da mesma na identificação de argilominerais (Tabela 1), antes de utilizá-la em dados reais.

Tabela 1 – Propriedades petrofísicas dos argilominerais.

Argilomineral	DEN (g/cm^3)	PHIN (%)	Calcita (%)		Quartzo (%)		Dolomito (%)	
			\emptyset_N	\emptyset_D	\emptyset_N	\emptyset_D	\emptyset_N	\emptyset_D
Caulinita	2.42	0.361	0.361	0.169	0.391	0.139	0.327	0.236
Ilita	2.52	0.250	0.250	0.111	0.285	0.078	0.210	0.182
Esmectita	2.12	0.440	0.440	0.345	0.466	0.321	0.410	0.397

Fonte: Do autor

5.1 DADOS SINTÉTICOS

Foi elaborado um modelo sintético (Figura 18) constituído de quatro camadas planas e horizontais, sem descontinuidades, no interior de um poço perfilado pelas ferramentas de raio gama natural, densidade e porosidade neutrônica. Onde cada um dos perfis é apresentado juntamente com as medidas de profundidade, para facilitar as correlações. Sendo a seção de interesse de 1000 a 1012 metros de profundidade no interior do poço.

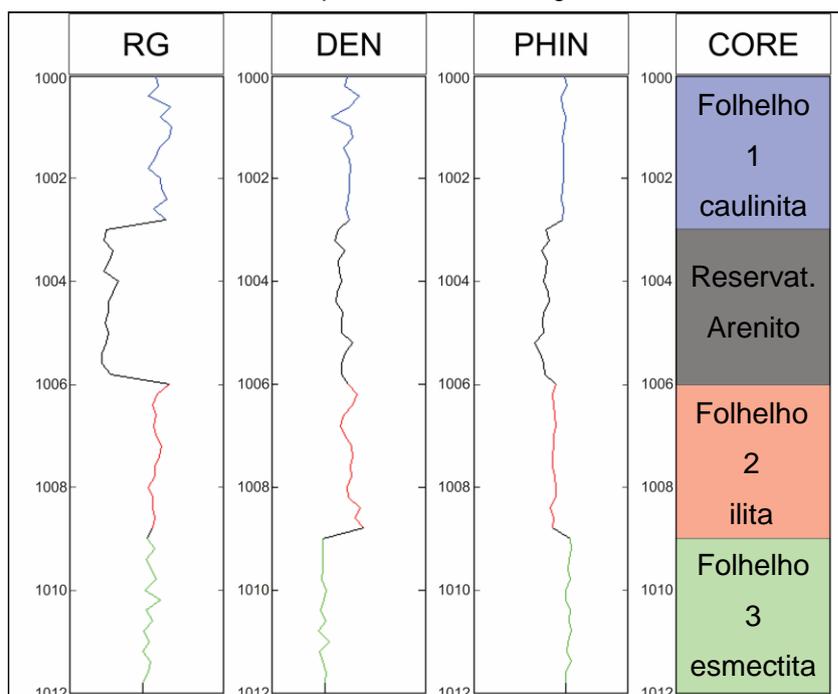
O perfil de raio gama natural se trata de um perfil capaz de distinguir litologias, tanto que o mesmo apresenta claramente a presença de pelo menos três camadas, onde a primeira (de 1000 a 1003 metros) e a terceira (supostamente de 1006 a 1012 metros) apresentam uma radiação maior do que a segunda camada (de 1003 a 1006 metros) pelo fato das duas apresentarem concentrações maiores de minerais radioativos, geralmente ligados as argilas.

Somando as informações retiradas do perfil de raio gama natural com as informações obtidas pelo perfil de densidade é possível notar que no intervalo da terceira camada identificada no primeiro perfil (1006 a 1012 metros) há uma quebra na tendência da curva na profundidade de 1009 metros, possibilitando uma interpretação de uma quarta camada tão radioativa quanto a primeira e a terceira, mas com uma densidade menor do que as demais.

O emprego do perfil de porosidade neutrônica auxilia na distinção das quatro camadas ao apresentar uma curva com quebras justamente nas profundidades apontadas previamente pelos dos primeiros perfis geofísicos.

De acordo com a análise dos perfis e a confirmação no testemunho presente na última coluna, é certo afirmar que este perfil sintético é composto de quatro camadas onde a primeira, terceira e quarta camada são folhelhos nos quais predomina a caulinita, illita e esmectita, respectivamente. Já a segunda camada, corresponde ao reservatório (arenito).

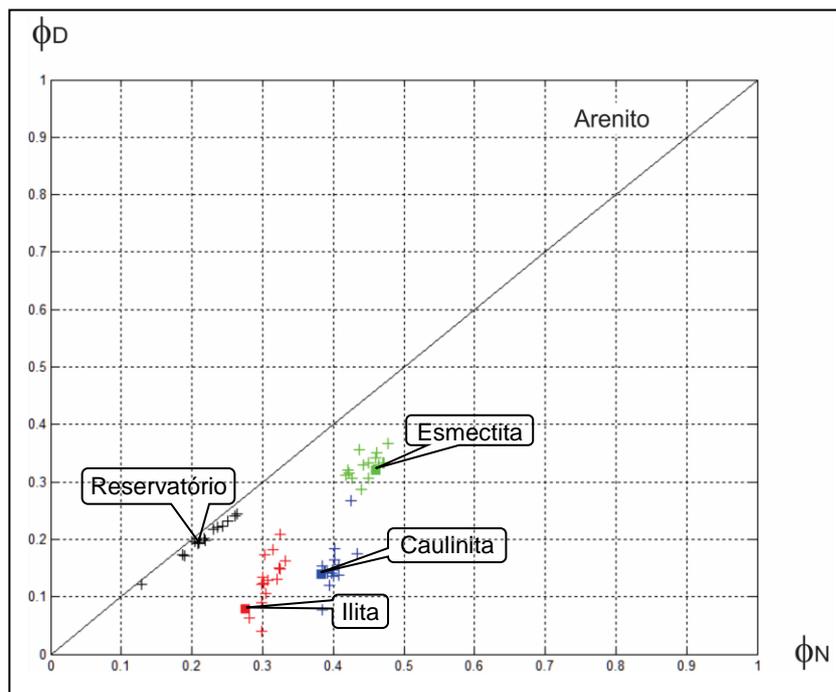
Figura 15 - Perfil de Raio gama natural, densidade e porosidade neutrônica acompanhados das litologias referentes.



Fonte: Do autor.

Através dos dados sintéticos e tomando por base o arenito, foi possível elaborar o gráfico densidade-neutrônico (Figura 16), no qual foram inseridos todos os pontos de medida nas profundidades de 1000 a 1012 metros, diferenciando as litologias e/ou argilominerais por cores, de modo a facilitar a identificação das camadas de folhelho e da camada reservatório no gráfico.

Figura 16 – Gráfico densidade-neutrônico com os pontos perfilados.



Fonte: Do autor.

A bissetriz presente no gráfico densidade-neutrônico tem como papel delimitar as litologias no que diz respeito a presença de argila. Sendo as rochas sujas (com a presença de argila) localizadas abaixo da bissetriz e as rochas limpas (sem a presença de argila) localizadas ao longo e acima da reta.

Os pontos referentes à rocha reservatório são representados pelas cruces pretas e os pontos associados aos folhelhos são representados pelas cruces azuis, vermelhas e verdes, a depender do seu argilomineral predominante. Os quadrados azul, vermelho e verde, representam os pares (ϕ_D, ϕ_N) dos argilomineral: caulinita, ilita e esmectita, respectivamente.

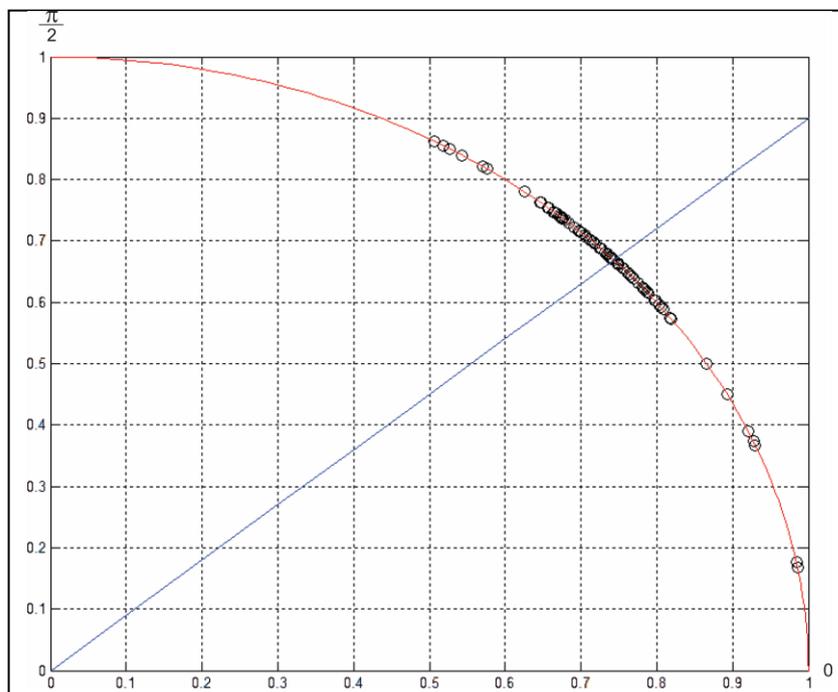
De acordo com o método densidade-neutrônico e a figura 15, é possível notar que o reservatório não corresponde a uma camada de rocha livre de argilas. Assim, o problema no qual é aplicado a rede competitiva angular é a identificação do argilomineral predominante na camada de rocha reservatório de acordo com os argilominerais presentes no campo.

Os pontos do arenito não estão posicionados sobre a bissetriz do gráfico densidade-neutrônico, pois não correspondem a uma rocha monomineral, justamente pelo mesmo apresentar uma parcela de argila em sua constituição, como já previsto ao se tomar por base o modelo petrofísico exposto anteriormente.

A partir dos dados da camada de reservatório foi elaborado um círculo unitário

(Figura 17), limitado ao primeiro quadrante, onde foram postos todos os vetores diferença unitários da camada reservatório, de acordo com os pares do plano complexo (gráfico densidade-neutrônico).

Figura 17 – Vetores diferença unitários e padrão angular da camada reservatório inseridos no círculo unitário.



Fonte: Do autor.

Através dos vetores diferença unitários foi possível realizar a competição para verificar o padrão angular (representado pela reta azul), ou seja, o ângulo que mais se repetiu ao se inserir todos os vetores diferença unitários no gráfico.

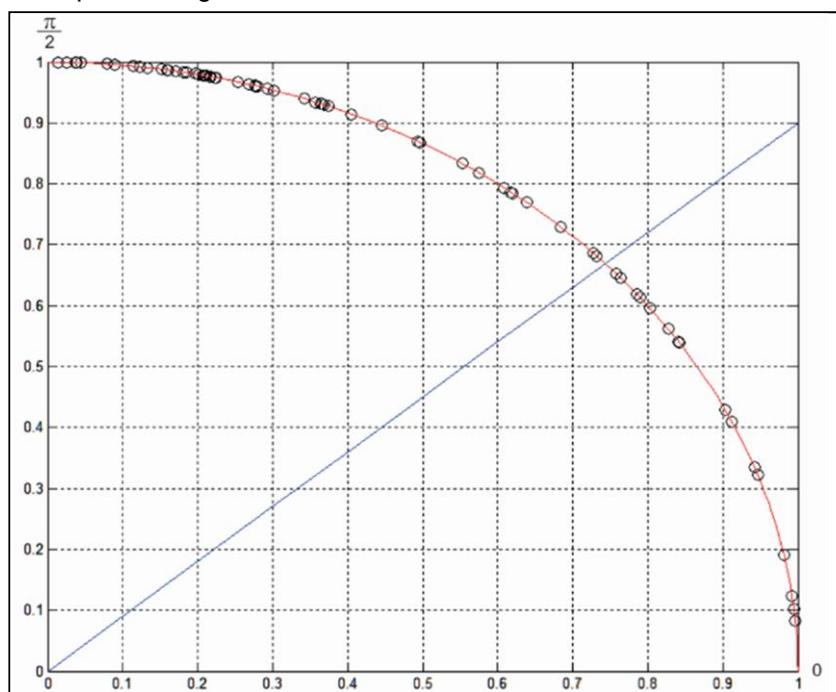
O ângulo de $41^{\circ} 15'$ é importante para a identificação de uma correlação angular presente entre o argilomineral no reservatório e o presente em um dos folhelhos adjacentes, pois o mesmo está associado ao padrão angular da rocha reservatório, que por sua vez, não poderia ter um ângulo de 45° justamente por apresentar argilas em sua constituição e estas desviam o padrão angular para baixo da bissetriz.

Para a metodologia utilizada, deve-se observar uma correlação entre o padrão angular do reservatório e o folhelho, se os dois apresentarem o mesmo argilomineral. Isto é, quanto mais pontos de um folhelho se aproximarem do padrão angular do reservatório, mais adequada seria a utilização do seu argilomineral como aquele presente no último, devido as suas correlações angulares.

Visando a identificação do argilomineral presente no reservatório, foi elaborada uma rede para cada um dos folhelhos adjacentes, onde cada vetor diferença unitário dos folhelhos foi alocado em um círculo unitário e sobre este foi posta a reta associada ao padrão angular identificado a partir da rocha reservatório.

Considerando os pontos do primeiro folhelho (azul), onde predomina a caulinita, juntamente com a reta que representa o ângulo de maior ocorrência dos pontos do reservatório, nota-se que não há uma correlação satisfatória (Figura 18). Isto é, os pontos do folhelho não apresentam o mesmo padrão angular do reservatório. Assim, é provável que o argilomineral em questão não corresponda ao do reservatório.

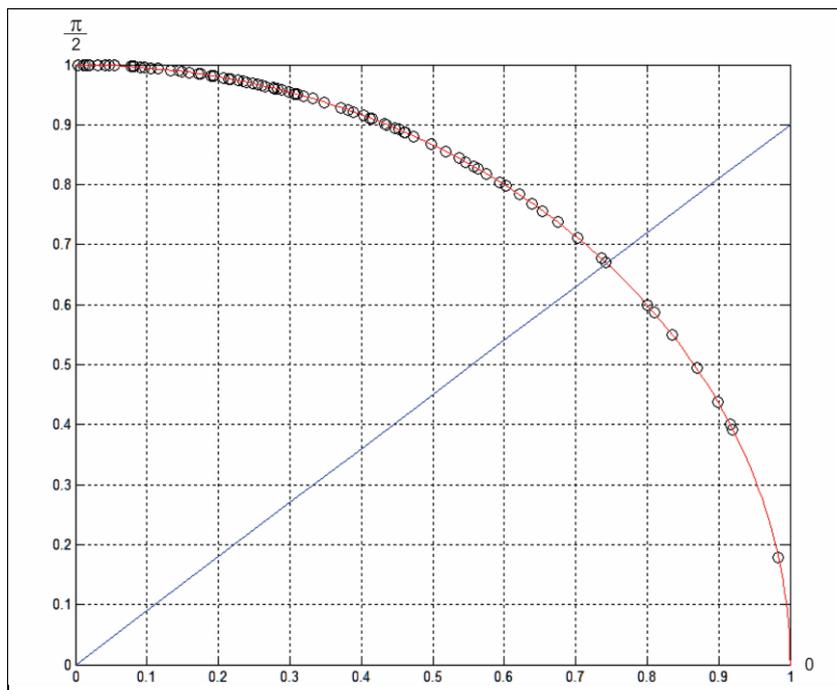
Figura 18 – Vetores diferença unitários do folhelho com caulinita e o padrão angular do reservatório inseridos no círculo unitário.



Fonte: Do autor.

O mesmo processo realizado no primeiro folhelho é aplicado para o segundo (vermelho), como está representado na figura 19, onde também não se obtém uma correlação angular satisfatória entre o mesmo e o reservatório, o que possibilita a conclusão que o argilomineral presente no reservatório não se trata da illita.

Figura 19 - Vetores diferença unitários do folhelho com ilita e o padrão angular do reservatório inseridos no círculo unitário.

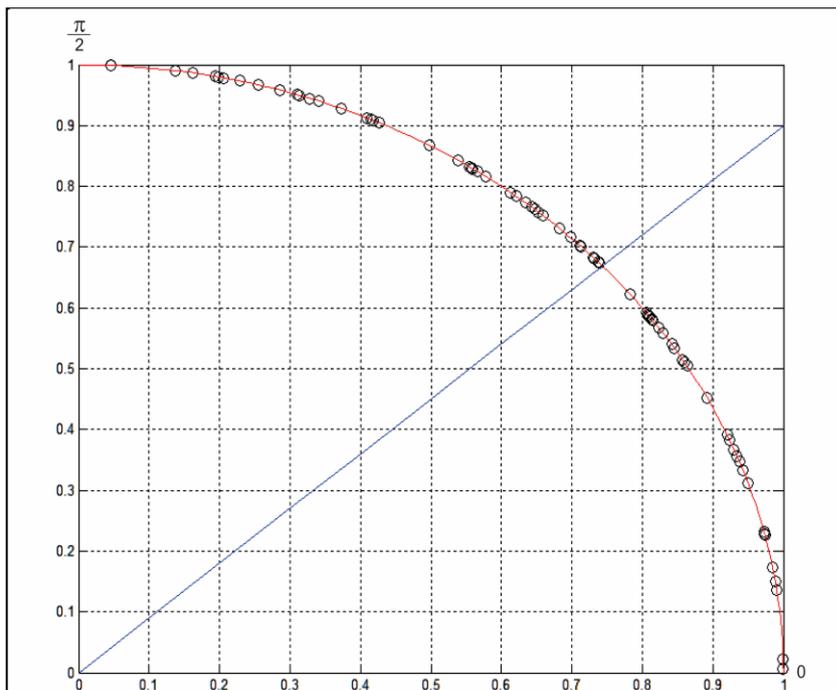


Fonte: Do autor.

Da mesma forma que os pontos referentes aos vetores diferença dos folhelhos adjacentes com caulinita e ilita foram apresentados no círculo unitário, os vetores diferença associados ao folhelho com esmectita como argilomineral principal foram postos no círculo unitário juntamente com o padrão angular da camada de arenito.

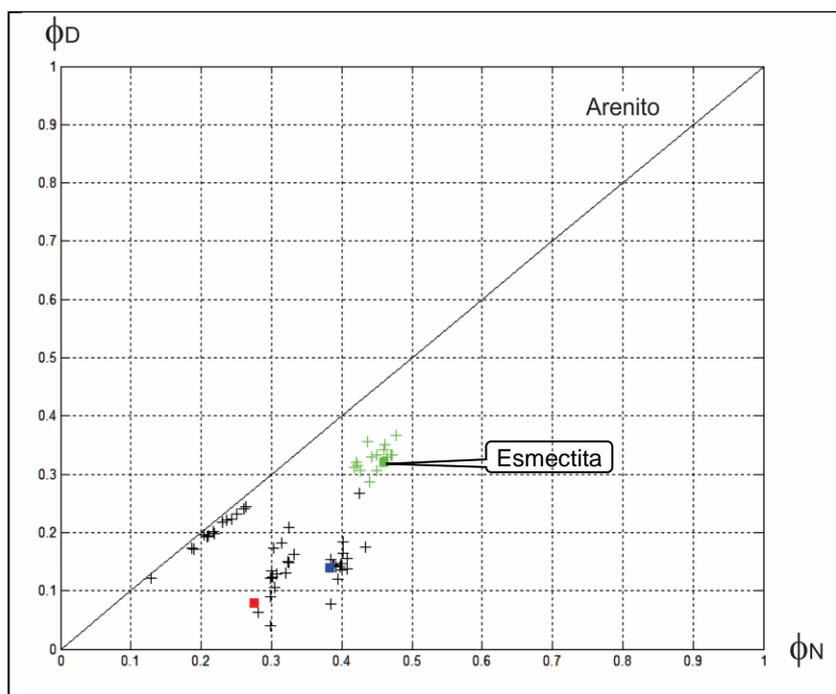
Como mostra a figura 20, o terceiro folhelho apresenta uma correlação angular significativa com o padrão angular do reservatório (reta azul), diferentemente dos demais folhelhos. Assim, segundo a rede competitiva angular, é provável que o argilomineral presente no reservatório seja o mesmo presente no terceiro folhelho (esmectita), representado pela cor verde (Figura 21), já que tanto o arenito quanto o folhelho com esmectita apresentam uma grande representatividade de pontos sobre ou próximos a uma reta associada a um mesmo padrão angular.

Figura 20 - Vetores diferença unitários do folhelho com esmectita e padrão angular do reservatório no círculo unitário.



Fonte: Do autor.

Figura 21 – Identificação da esmectita como argilomineral mais adequado para o cálculo da porosidade no reservatório.



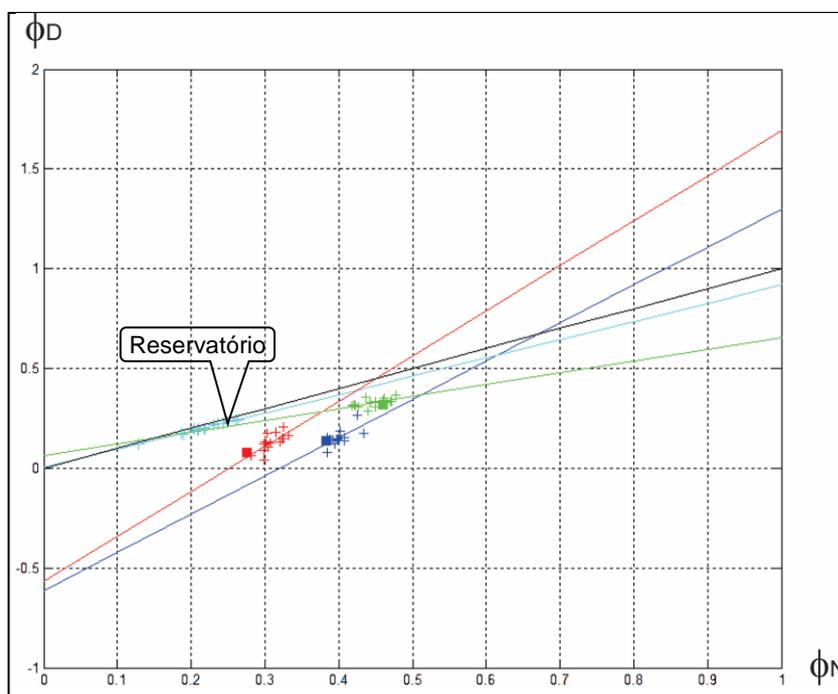
Fonte: Do autor.

Na figura 22 foi aplicado um ajuste linear ao gráfico densidade-neutrônico, no qual todos os pontos do poço foram levados em consideração, incluindo possíveis

erros, que podem não ser facilmente determinados para um grande volume de dados, acarretando em falhas para o próprio ajuste linear.

A reta preta corresponde no gráfico densidade-neutrônico ao indicador de litologias limpas (acima da reta) e litologias sujas (abaixo da reta). Os valores e a reta ajustada referente ao reservatório estão assinalados pela coloração azul claro, os folhelhos seguem o mesmo padrão já exposto nas primeiras figuras: cruces e reta vermelha para o folhelho com a illita como argilomineral predominante; cruces e reta azul escuro para o folhelho com caulinita como argilomineral predominante; e cruces e reta verde para o folhelho com esmectita como argilomineral predominante. Considerando o quadrado vermelho, azul escuro e verde como os valores puros dos argilominerais illita, caulinita e esmectita, respectivamente.

Figura 22 – Ajuste linear dos dados do poço perfilado.



Fonte: Do autor.

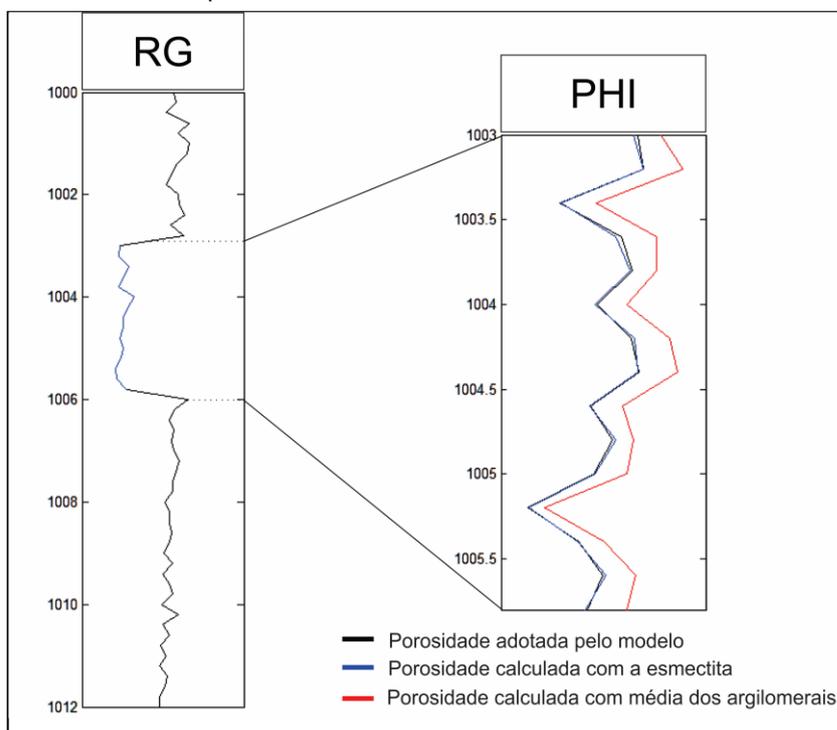
Não é possível notar qualquer tipo de relação entre as retas referentes aos folhelhos e a reta associada ao reservatório, muito menos um padrão angular que auxilie a identificar qual poderia ser o argilomineral mais adequado a camada reservatório.

Assim, verifica-se que regressão linear, ajuste por mínimos quadrados ou aos algoritmos lineares não apresentam a mesma sensibilidade que a rede competitiva angular para se identificar um padrão ou mesmo manter uma coerência física ou

considerar de forma inteligente apenas os dados que apresentem uma relação lógica com os demais. Sendo a rede angular, para este problema estabelecido, a mais adequada por minimizar erros oriundos do próprio dado e oferecer um relação físico-matemática entre os folhelhos e o reservatório, respeitando a geologia das litologias em questão.

Ao utilizarmos os valores de densidade e porosidade neutrônica referentes ao argilomineral esmectita para o cálculo da porosidade específica (eq. 17) na camada de reservatório, segundo o método densidade-neutrônico, e o inserir na figura 23 juntamente com a porosidade adotada no modelo e a porosidade calculada a partir da média das porosidades dos folhelhos, é possível notar que a porosidade específica calculada a partir da esmectita se aproxima consideravelmente da porosidade adotada no modelo.

Figura 23 – Perfil de raio gama do poço ao lado do gráfico com porosidades da camada reservatório.



Fonte: Do autor.

Mesmo que a porosidade calculada a partir da média das argilas apresente uma coerência, no que diz respeito a curva seguir o mesmo comportamento da porosidade adotada pelo modelo, nota-se uma maior aproximação entre os valores de porosidade calculada de acordo com o argilomineral identificado pela rede e os valores adotados pelo modelo.

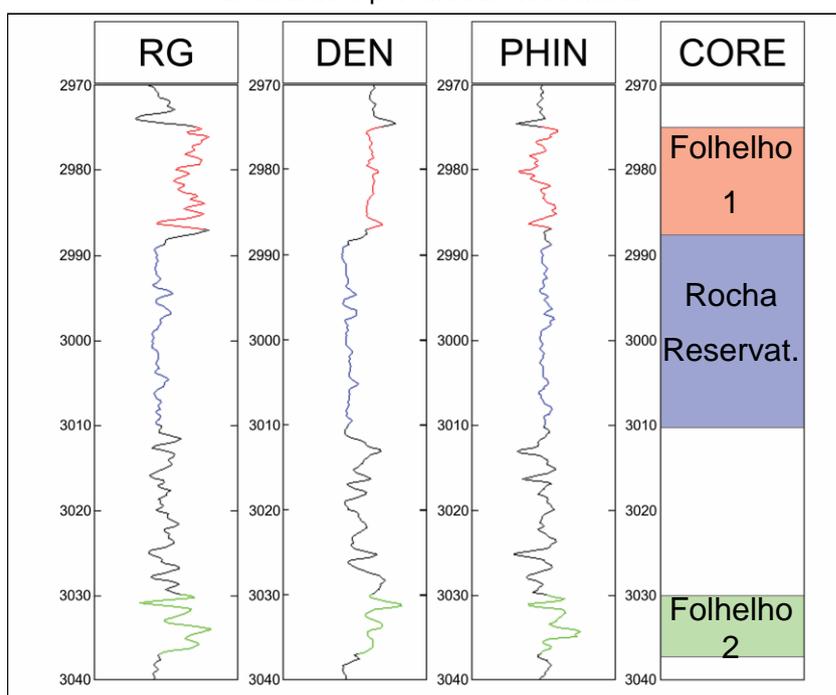
De acordo com a rede angular e a figura 23 é possível concluir que a utilização dos dados de densidade e porosidade neutrônica do folhelho com esmectita é adequada ao cálculo da porosidade do reservatório, pois com este argilomineral se obtém valores otimistas e realistas para a avaliação de formação.

5.2 DADOS REAIS

A aplicação da rede neural competitiva angular para a identificação do argilomineral em dados reais foi realizada em um poço localizado na bacia de Campos, no litoral norte do Estado do Rio de Janeiro e a sul do Estado do Espírito Santo, limitada a norte pelo Arco de Vitória e, a sul pelo Arco de Cabo Frio.

Na figura 24 pode-se ver os registros do poço perfilado pela ferramenta de raio gama, densidade e porosidade neutrônica, acompanhados do testemunho do poço, para a seção de 2970 metros a 3040 metros de profundidade.

Figura 24 – Dado real testemunhado e perfilado com raio gama, densidade e porosidade neutrônica.



Fonte: Do autor.

A análise dos 3 perfis possibilita a identificação de pelo menos 3 camadas, mas no que diz respeito a espessura da cada uma das camadas, optou-se por atribuir apenas às espessuras que são observadas no testemunho, onde também é possível identificar 3 camadas de rochas sedimentares.

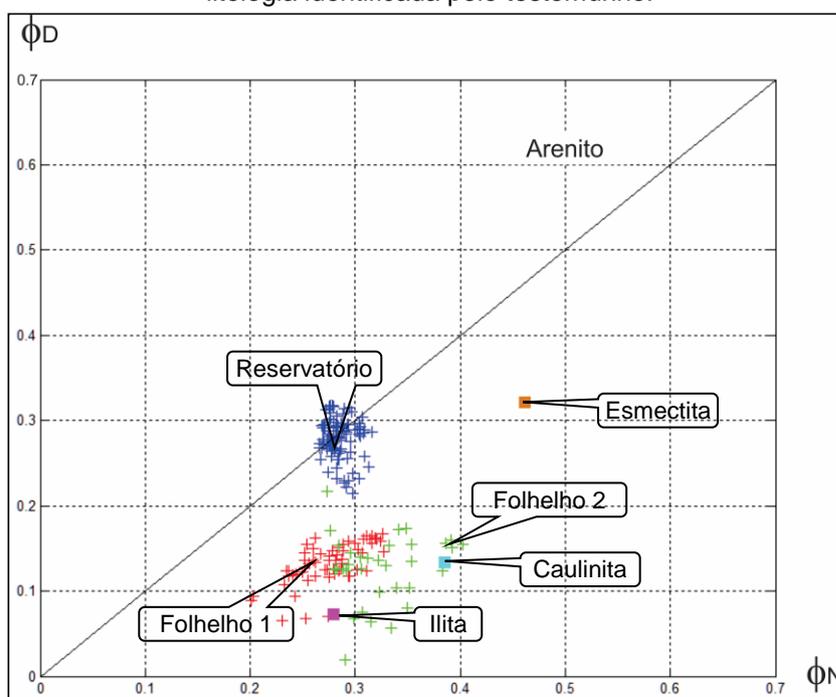
A primeira e a terceira camada são identificadas no testemunho pela cor vermelha e verde, respectivamente, consistem em folhelhos. A segunda camada, assinalada pela cor azul, corresponde aos arenitos Namorado (rocha reservatório).

Utilizando os dados do perfil de densidade e do perfil de porosidade neutrônica, foi elaborado o gráfico densidade-neutrônico para os dados reais (Figura 25), onde são inseridos todos os pares (ϕ_D, ϕ_N) para cada uma das litologias em suas devidas profundidades, mesmo o dado que apresentando considerável ruído.

Juntamente com os pontos referentes as litologias, foram postos os pontos referentes aos 3 argilominerais tidos como os mais comuns: caulinita, illita e esmectita. Além de se traçar a reta da bissetriz que determina os pontos livres de argilosidade, que para o caso deste gráfico seria um arenito limpo.

É possível notar que diferentemente do dado sintético, os pontos referentes a camada reservatório (azul) estão posicionados tanto abaixo quanto acima da bissetriz. Isto é, a rocha reservatório tanto apresenta argilas quanto hidrocarbonetos.

Figura 25 – Gráfico densidade-neutrônico com os pontos perfilados e litologia identificada pelo testemunho.



Fonte: Do autor.

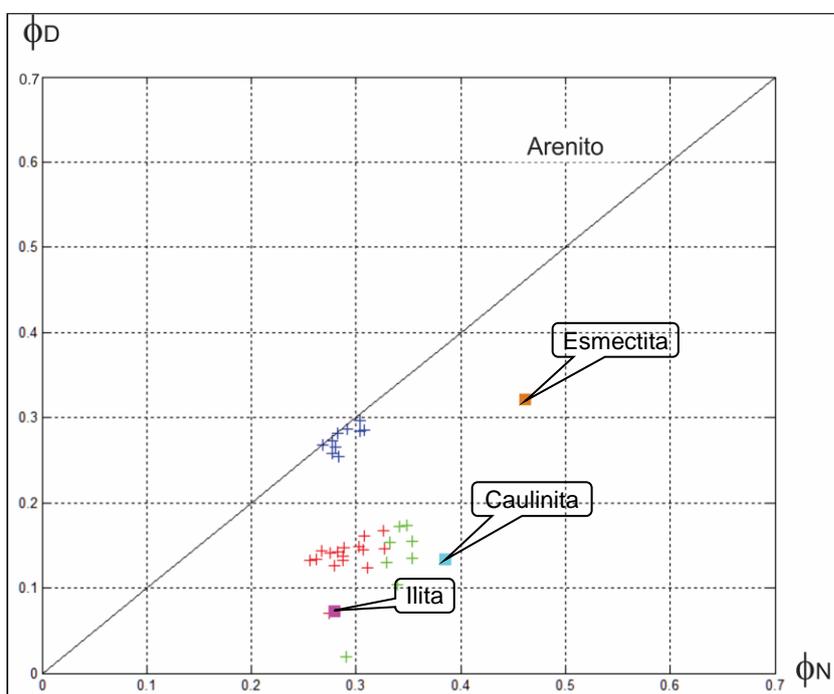
No intuito de eliminar os efeitos do hidrocarboneto no gráfico densidade-neutrônico, visto que o ideal para a identificação das argilas seria uma rocha na qual o fluído no poro consiste basicamente de água, foi aplicado um corte nos dados a serem colocados no gráfico (Figura 26).

O corte consiste em eliminar todo o ponto o qual seu respectivo par (ϕ_D, ϕ_N) apresente a condição de $\phi_D > \phi_N$. Isso garante uma maior segurança de que os dados não apresentem hidrocarbonetos, já que o método densidade-neutrônico prever que todo o ponto acima da bissetriz (obrigatoriamente, $\phi_D > \phi_N$) apresentam hidrocarboneto.

Outra observação que pode ser feita, tanto antes quanto após o corte em todo $\phi_D > \phi_N$, é que os pontos associados aos folhelhos estão consideravelmente afastados dos pontos dos argilominerais mais comuns. Isto provavelmente deve-se ao fato dos folhelhos apresentarem em sua constituição outros minerais além dos argilosos, como o quartzo, que justificaria o deslocamento dos pontos do folhelho para cima. Além do fato de que o arenito, agora livre da influência de hidrocarbonetos e com apenas água em seus poros, também sofre um deslocamento para baixo da bissetriz, o que confirma a presença de argilas em sua constituição. Justificando a aplicação desta metodologia de identificação do argilomineral.

Outro corte realizado nos dados consiste em um corte amostral, onde é realizado uma amostragem que permita uma melhor visualização dos dados. Além de facilitar o trabalho computacional sem prejudicar o desempenho do método, sendo puramente um tratamento estatístico no dado.

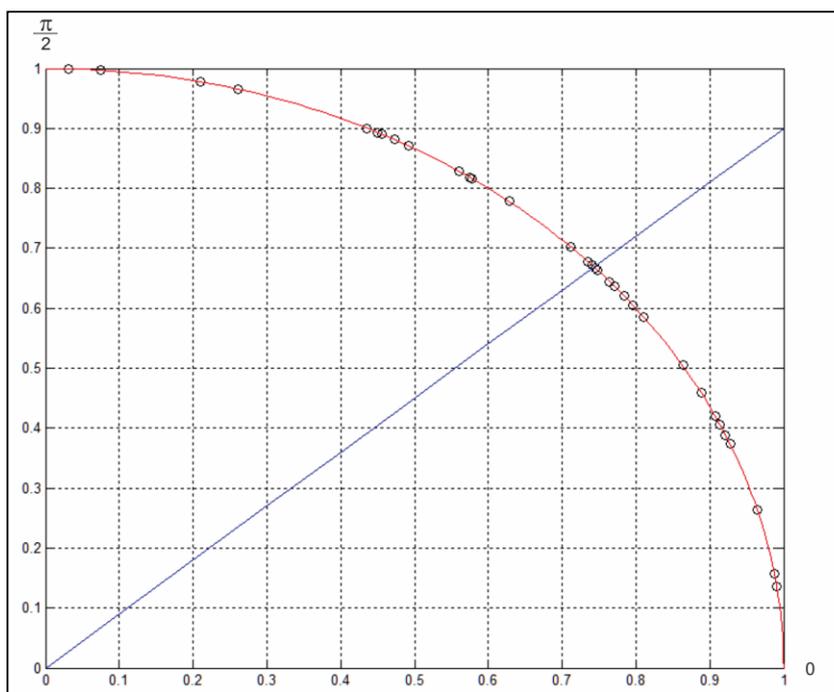
Figura 26 – Gráfico densidade-neutrônico cortado pra $\phi_D < \phi_N$ e reamostrado.



Fonte: Do autor.

Utilizando os dados do gráfico densidade-neutrônico foram postos todos os vetores diferença unitários da camada reservatório em um círculo unitário (Figura 27) limitado ao primeiro quadrante, de acordo com os pares do plano complexo no gráfico densidade-neutrônico. A partir dos vetores diferença foi possível identificar o padrão angular da rocha reservatório, assinalado pela reta azul, com base na competição realizada por cada neurônio da rede competitiva angular.

Figura 27 – Vetores diferença unitários e padrão angular da camada reservatório inseridos no círculo unitário.

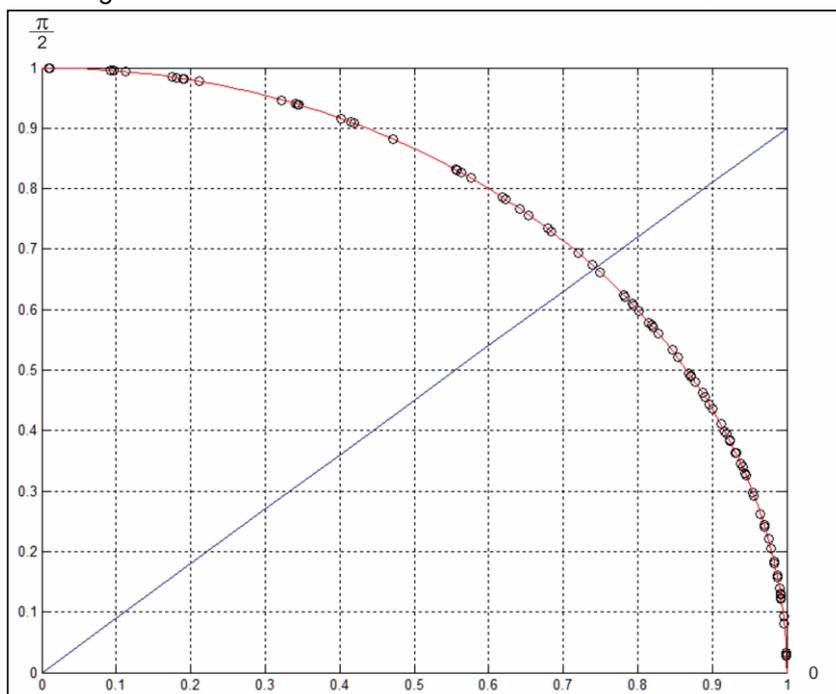


Fonte: Do autor.

O padrão angular identificado está associado ao ângulo de $41^{\circ} 15'$ e está ligado aos vetores diferença unitários que mais se repetiram durante a competição e, por tanto, carrega consigo uma informação que servirá para correlacionar o reservatório com seus folhelhos adjacentes, na tentativa de se obter uma estimativa mais realista da argilosidade presente na rocha reservatório.

Os pontos referentes ao primeiro folhelho no gráfico densidade-neutrônico foram utilizados para o cálculo dos seus vetores diferença unitários, os quais foram postos no círculo unitário como a camada reservatório (Figura 28). Entretanto, ao invés de se calcular o padrão angular do folhelho vermelho com a rede neural angular é posto o padrão angular da rocha reservatório sobre o círculo unitário do folhelho para verificar se existe uma relação angular entre a rocha selante e a rocha reservatório.

Figura 28 – Vetores diferença unitários do primeiro folhelho e padrão angular da camada reservatório inseridos no círculo unitário.



Fonte: Do autor.

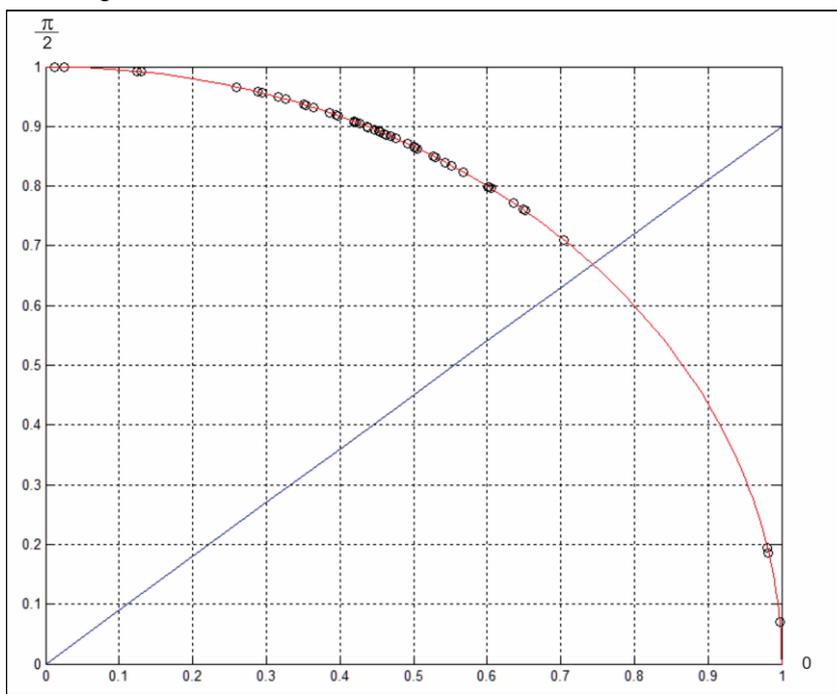
É possível notar que existe uma certa relação entre o padrão angular do reservatório e os vetores diferença unitários do folhelho vermelho, o que viabiliza a conclusão de que o argilomineral predominante (que exerce maior influência sobre o folhelho) pode ser usado como uma boa aproximação da argila presente na constituição da rocha reservatório.

Semelhante ao processo aplicado ao folhelho vermelho, os dados referentes ao segundo folhelho (o mais profundo) também foram utilizados para a construção dos seus vetores diferença unitário, após o corte de todo $\phi_D > \phi_N$ realizado no dado.

Após a elaboração da matriz de vetores diferença unitários, os mesmos foram postos sobre o círculo unitário limitado ao primeiro quadrante (Figura 29) juntamente com a reta que representa o padrão angular da rocha reservatório, no intuito de verificar se os valores do folhelho verde apresentam qualquer tipo de correlação com os dados da camada reservatório.

Diferentemente do folhelho vermelho, nota-se que os pontos do segundo folhelho no círculo unitário não apresentam afinidade com o padrão angular do arenito, levando a crer que os minerais da rocha selante e os minerais que do reservatório não apresentam qualquer relação (angular) satisfatória para possibilitar a identificação do argilomineral da rocha reservatório como sendo o mesmo argilomineral que predominar sobre os demais minerais do folhelho mais profundo.

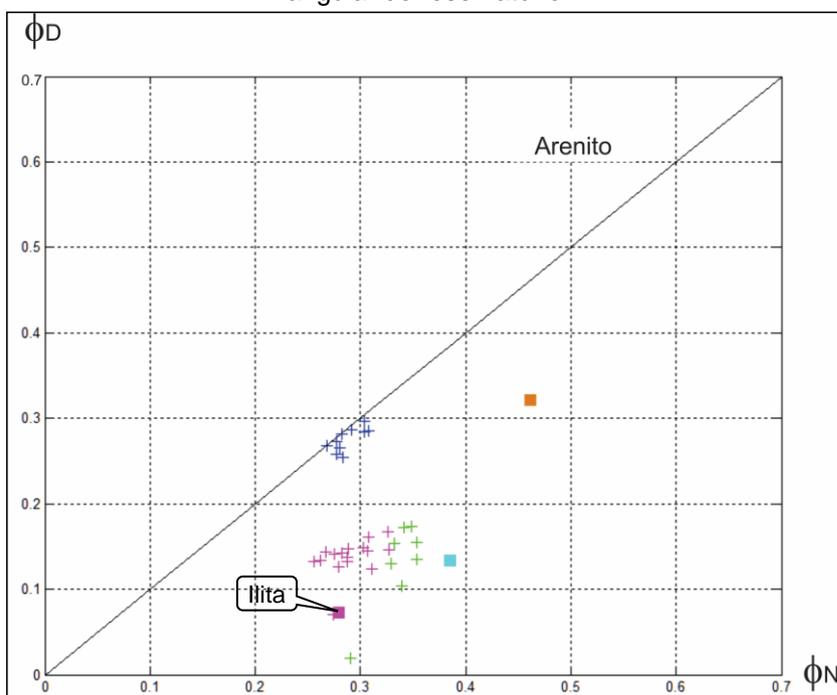
Figura 29 – Vetores diferença unitários do segundo folhelho e padrão angular da camada reservatório inseridos no círculo unitário.



Fonte: Do autor.

Baseado nas conclusões das figuras 28 e 29, é possível afirmar que dentre os folhelhos adjacentes, o que apresentou uma relação angular do arenito Namorado foi o primeiro, identificado na figura 30 pela cor roxa como seu argilomineral (ilita).

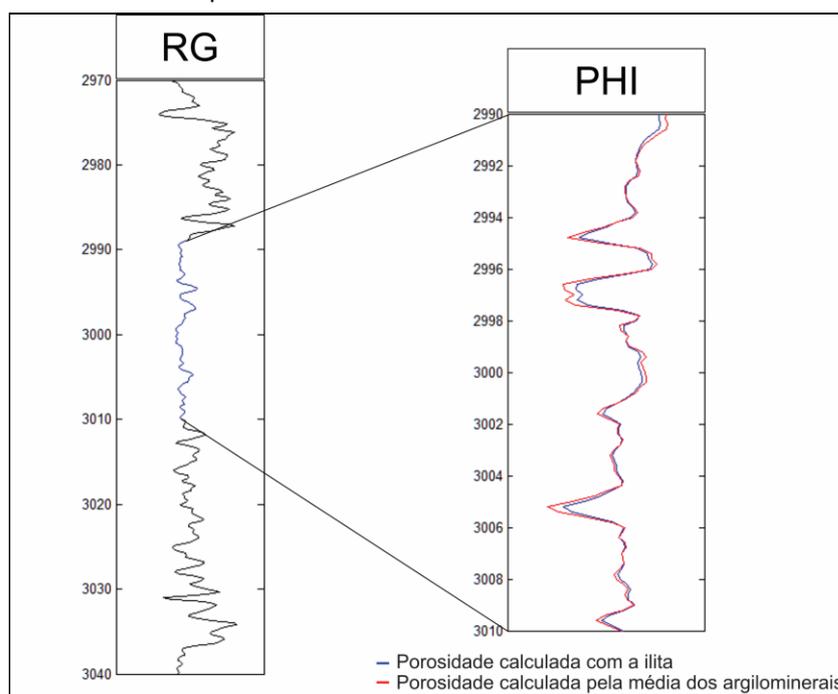
Figura 30 – Gráfico densidade-neutrônico cortado pra $\phi_D < \phi_N$ com a identificação do folhelho/argilomineral mais adequado ao padrão angular do reservatório.



Fonte: Do autor.

Tendo em mãos os valores de densidade e porosidade neutrônica do argilomineral presente na rocha reservatório, identificado pela rede competitiva angular com base nos folhelhos adjacentes, é possível elaborar o perfil com a porosidade específica da camada reservatório (2990 a 3010 metros de profundidade), segundo a eq. 17. Sendo que o perfil de porosidade apresenta duas curvas: uma em vermelho e outra em azul (Figura 31).

Figura 31 – Perfil de raio gama do poço ao lado do gráfico com porosidades da camada reservatório.



Fonte: Do autor.

A curva vermelha corresponde à porosidade calculada a partir da média das argilas. Observa-se uma semelhança com a curva em azul, calculada a partir da illita (argilomineral identificado pela rede neural). Provavelmente isto ocorre devido ao ruído que faz com que a nuvem dos folhelhos seja bem grande e puxa a sua média para um ponto próximo da illita (a melhor aproximação), o que não é comum de ocorrer. Além do fato da camada apresentar uma concentração de hidrocarbonetos, forçando a uma “perda” de dados ao realizar o corte de $\phi_D > \phi_N$.

A curva calculada a partir da illita apresenta um compromisso com maior com a realidade, já que está baseada em uma relação estatística menos sensível a ruídos que qualquer ajuste linear. Além de apresentar a mesma tendência que a porosidade calculada a partir da média, mostrando que a identificação e utilização da illita para o cálculo da porosidade é adequado e satisfatório.

6 CONCLUSÕES

A premissa simplificadora sobre o tipo de argilomineral presente na rocha reservatório, como normalmente adotado na avaliação de formação para o cálculo da porosidade, não tem uma robusta justificativa geológica, pois desconsidera a ocorrência de eventos pós-deposicionais, bem como não tem uma justificativa física, pois as propriedades físicas do folhelho mesmo que predominantemente determinada pelo argilomineral não garante a igualdade entre eles. Assim, apresentou-se um método que possibilita a identificação do argilomineral presente na constituição da rocha reservatório e independente das propriedades dos folhelhos adjacentes, considerando as diversas camadas de folhelho atravessadas pelo poço e os argilominerais presentes no campo petrolífero. Deste modo, evita-se erros grosseiros no cálculo da porosidade pela consideração errônea das propriedades físicas da argila.

Este método, mesmo demonstrando resultados razoáveis carece de estudos adicionais com a utilização de dados de outras bacias onde os folhelhos adjacentes sejam constituídos por argilominerais diferentes daquele presente na rocha reservatório. No caso real apresentado, verificou-se que o argilomineral presente na rocha reservatório é o mesmo que compõem os folhelhos adjacentes e observa-se uma pequena diferença entre os valores de porosidade calculados pelo método convencional e o aqui apresentado. Isso garante a qualidade do método em produzir valores realistas para a porosidade, pois sem a constatação da identidade do argilomineral não se tem garantias sobre a qualidade dos valores calculados para a porosidade.

REFERÊNCIAS

- SILVA, Alexandre Paiva da. *Minerais secundários. Paraíba*, maio de 2013. (Notas de Aula).
- ALMEIDA, T. L. P. *Identificação de fácies em perfis com algoritmo heurístico*. 2015 21f. Dissertação (Mestrado) - Programa de Pós-Graduação em Geofísica, Instituto de Geociências, Universidade Federal do Pará, Belém, 2015.
- BARROS, C.; ANDRADE, A. Determination of water saturation by intelligent algorithm. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. v. 102, p. 47–56, Feb. 2013.
- ELLIS, D. V.; SINGER, J. M. *Well logging for earth scientists*. 2. ed. New York: Springer. 2008.
- HAYKIN, S. *Redes neurais: princípios e práticas*. São Paulo: Bookman, 2001.
- HILLIER, S. Clay mineralogy. In: MIDDLETON, G.V.; CHURCH, M.J.; CONIGLIO, M.; HARDIE, L.A.; LONGSTAFFE, F.J. (eds.). *Encyclopaedia of sediments and sedimentary rocks*. Dordrecht.: Kluwer Academic Publishers, 2003. p. 139-142.
- KOHONEN, T. *Self-organization and associative memory*. Berlim: Springer- Verlag, 1989. 312p.
- LOPES, D. M. R. *Identificação de fácies em perfis geofísicos de poços por inferência fuzzy*. 2015 48f. Dissertação (Mestrado). Universidade Federal da Bahia, Salvador, 2015.
- NERY, G. G. *Perfilagem geofísica em poço aberto: fundamentos básicos com ênfase em petróleo*. Rio de Janeiro: SBGF, 2013. 222 p.
- SANTOS, R. S. *Identificação de fácies em perfis de poço com algoritmo inteligente*. 2014. 27f. Dissertação (Mestrado) - Programa de Pós-Graduação em Geofísica, Instituto de Geociências, Universidade Federal do Pará, Belém, 2014.
- SILVA, C. B. *Interpretação do gráfico de Hingle através de rede competitiva angular*. 2007. 32f. Dissertação (Mestrado) - Programa de Pós-Graduação em Geofísica, Instituto de Geociências, Universidade Federal do Pará, Belém, 2007.
- SILVA, C. B. *Solução da equação de Archie com algoritmos inteligentes*. 2011. 83f. Tese (Doutorado) – Programa de Pós-Graduação em Geofísica, Instituto de Geociências, Universidade Federal do Pará, Belém, 2011.
- TAYLOR, R. K. *The engineering geology of clay mineral: swelling, shrinking and mudrock breakdown*. Durham. UK.:South Road, 1985. 236 p.