



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

RENATA DE SENA SANTOS

**IDENTIFICAÇÃO DE FÁCIES EM PERFIS DE POÇO COM  
ALGORITMO INTELIGENTE.**

Belém - Pará

2014

RENATA DE SENA SANTOS

**IDENTIFICAÇÃO DE FÁCIES EM PERFIS DE POÇO COM  
ALGORITMO INTELIGENTE.**

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 obtenção de Mestre em Geofísica.

Orientador: André José Neves Andrade.

Belém - Pará

2014

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

---

Santos, Renata de Sena, 1987-  
Identificação de fácies em perfis de poço  
com algoritmo inteligente. / Renata de Sena Santos. – 2014.

Orientador: André José Neves Andrade.  
Dissertação (Mestrado): – Universidade Federal do  
Pará, Instituto de Geociências, Programa de  
Pós-Graduação em Geofísica, Belém, 2014.

1. Perfilagem geofísica de poços - Processamento  
de dados. 2. Algoritmos. 3. Redes neurais (Computação).  
I. Título.

CDD 22. ed. 622.18282

---

RENATA DE SENA SANTOS

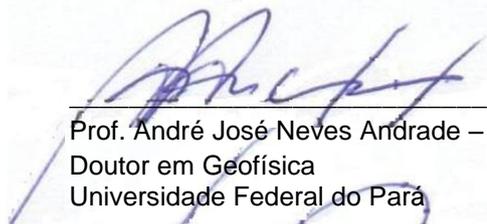
**IDENTIFICAÇÃO DE FÁCIES EM PERFIS DE POÇO COM  
ALGORITMO INTELIGENTE.**

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 obtenção de Mestre em Geofísica.

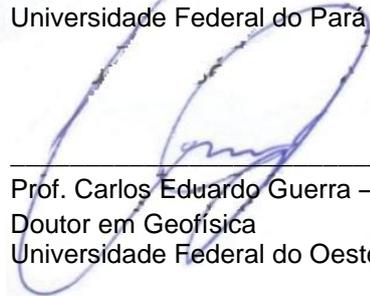
Data de Aprovação: 17 / 02 /2014

Conceito: Excelente

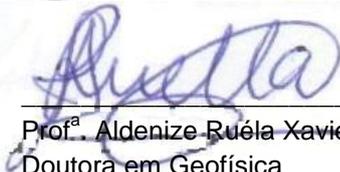
Banca Examinadora



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



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



Prof.<sup>a</sup> Aldenize Ruéla Xavier – Membro  
Doutora em Geofísica  
Universidade Federal do Oeste do Pará

## **AGRADECIMENTOS**

A Deus por abençoar minhas escolhas.

Aos meus pais, Renato Marcos e Neli de Sena Santos, exemplos de vida e de conduta, pelo apoio incondicional e incentivo, que foram imprescindíveis para a minha formação.

Ao meu irmão, Renato de Sena Santos, por seu apoio.

Aos queridos amigos que me acolheram nesta nova etapa e a todos os amigos da geofísica, que fizeram parte desta fase da minha vida. À amizade que construímos ao longo dessa etapa continue ao longo de nossas vidas.

A CAPES pelo suporte dado através da minha bolsa de mestrado.

À PETROBRAS pelo apoio ofertado ao curso de Geofísica.

Ao laboratório Prolog e a estrutura oferecida pelo CPGf.

Ao meu orientador da graduação Prof. Carlos Eduardo Guerra, por me guiar nos primeiros passos acadêmico.

Ao meu orientador, Prof. André José Neves Andrade, por todos os ensinamentos e paciência.

A todas as pessoas que me ajudaram, direta ou indiretamente, minha sincera gratidão. Muito obrigada.

## RESUMO

A identificação de fácies em um poço não testemunhado é um dos problemas clássicos da avaliação de formação. Neste trabalho este problema é tratado em dois passos, no primeiro produz-se a codificação da informação geológica ou da descrição das fácies atravessadas em um poço testemunhado em termos das suas propriedades físicas registradas nos perfis geofísicos e traduzidas pelos parâmetros L e K, que são obtidos a partir dos perfis de porosidade (densidade, sônico e porosidade neutrônica) e pela argilosidade (Vsh) calculada pelo perfil de raio gama natural. Estes três parâmetros são convenientemente representados na forma do Gráfico Vsh-L-K. No segundo passo é realizada a interpretação computacional do Gráfico Vsh-L-K por um algoritmo inteligente construído com base na rede neural competitiva angular generalizada, que é especializada na classificação de padrões angulares ou agrupamento de pontos no espaço n-dimensional que possuem uma envoltória aproximadamente elipsoidal. Os parâmetros operacionais do algoritmo inteligente, como a arquitetura da rede neural e pesos sinápticos são obtidos em um Gráfico Vsh-L-K, construído e interpretado com as informações de um poço testemunhado. Assim, a aplicação deste algoritmo inteligente é capaz de identificar e classificar as camadas presentes em um poço não testemunhado, em termos das fácies identificadas no poço testemunhado ou em termos do mineral principal, quando ausentes no poço testemunhado. Esta metodologia é apresentada com dados sintéticos e com perfis de poços testemunhados do Campo de Namorado, na Bacia de Campos, localizada na plataforma continental do Rio de Janeiro, Brasil.

Palavras-chave: Geofísica de poço; Identificação litológica; Rede neural competitiva.

## ABSTRACT

Facies identification in an uncored borehole is a classic problem in formation evaluation. In this study, this problem is treated as the extraction of geological information or facies descriptions from a cored borehole in terms of their physical properties registered in well logs and perform their encoding through the parameters L and K calculated from porosity logs, and shaliness calculated using the natural gamma ray log to construct the Vsh-L-K plot. For interpretation is presented an intelligent algorithm based on the competitive generalized angular neural network, built for angular pattern classification or data clustering in n-dimensional space that have an approximately ellipsoidal envelope, which are the characteristics of clusters in the Vsh-L-K plot and make your visual interpretation extremely complex. The application of intelligent algorithm is able to identify and classify the layers present in uncored boreholes, in terms of the facies identified in the cored borehole or in terms of its main mineral, when it is absent in the cored borehole. This methodology is presented with synthetic data and well logs from cored boreholes in Namorado oil field, in the Campos Basin, located on the continental shelf of Rio de Janeiro, Brazil.

Keywords: Wireline logging; Lithological identification; Competitive neural network.

## LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Gráfico L-K. ....	24
Figura 2 – Gráfico Vsh-L-K. O quadrado em preto representa o ponto de referência (centro de gravidade) indicativo da fácies A e as cruzes em azul mostram os pontos no intervalo de profundidade de ocorrência da fácies A. ....	26
Figura 3 – Arquitetura da rede competitiva angular generalizada. ....	30
Figura 4 – Função de ativação. ....	32
Figura 5 - Perfis com a análise de testemunho do poço I. RG é o perfil de raios gama natural. Rhob é o perfil de densidade. Phin é o perfil de porosidade neutrônica e Delt é o perfil sônico. ....	35
Figura 6 – Gráfico L-K para o poço I. Os círculos em preto marcam os pontos de referência e os quadrados em branco, o centro das fácies. ....	36
Figura 7 – Gráfico Vsh-L-K para o poço I. Os quadrados em preto representam os pontos de referência indicativos das fácies. ....	37
Figura 8 - Perfis com a análise de testemunho do poço II. RG é o perfil de raios gama natural. Rhob é o perfil de densidade. Phin é o perfil de porosidade neutrônica e Delt é o perfil sônico. ....	39
Figura 9 – Gráfico Vsh-L-K para o poço II. Os quadrados em preto representam os pontos de referência indicativos das fácies. ....	41
Figura 10 – Fácies identificadas no poço II. 10-A – Perfil de raios gama natural. 10-B – Fácies identificadas. 10-C – Análise de testemunho. ....	43
Figura 11 - Perfis com a análise de testemunho do poço RI. RG é o perfil de raios gama natural. Rhob é o perfil de densidade. Phin é o perfil de porosidade neutrônica e Delt é o perfil sônico. ....	45
Figura 12 – Gráfico Vsh-L-K para o poço RI. Os quadrados em preto representam os pontos de referência indicativos das fácies. ....	46

Figura 13 - Perfis com a análise de testemunho do poço RII. RG é o perfil de raios gama natural. Rhob é o perfil de densidade. Phin é o perfil de porosidade neutrônica e Delt é o perfil sônico.....	48
Figura 14 – Gráfico Vsh-L-K para o poço RII. Os quadrados em preto representam os pontos de referência indicativos das fácies. ....	49
Figura 15 – Gráfico L-K para o poço RII. Os círculos em preto marcam os pontos de referência e os quadrados pretos, o centro das fácies.....	50
Figura 16 – Fácies identificadas no poço RII. 16-A – Perfil de raios gama natural. 16-B – Fácies identificadas. 16-C – Análise de testemunho. ....	52

## LISTA DE TABELA

Tabela 1 - Valores de L e K para alguns minerais.....	23
Tabela 2 - Fácies descritas no poço I. ....	34
Tabela 3 - Fácies descritas no poço II. ....	40
Tabela 4 - Fácies descritas no poço RI. ....	44
Tabela 5 - Fácies descritas no poço RII. ....	47

## SUMÁRIO

<b>1 INTRODUÇÃO</b> .....	11
<b>2 FÁCIES SEDIMENTARES</b> .....	14
<b>2.1 Métodos Diretos Para a Descrição de Fácies</b> .....	15
<b>2.2 Testemunhos</b> .....	15
<b>3 PERFIS DE POÇO</b> .....	17
<b>3.1 Perfis de Porosidade</b> .....	18
3.1.1 Perfil de Densidade .....	18
3.1.2 Perfil de Porosidade Neutrônica.....	19
3.1.3 Perfil Sônico .....	20
<b>4 GRÁFICO Vsh-L-K</b> .....	22
<b>5 ALGORITMOS INTELIGENTES</b> .....	27
<b>5.1 Redes Neurais Competitivas</b> .....	27
<b>5.2 Rede Competitiva Angular Generalizada</b> .....	28
<b>6 METODOLOGIA</b> .....	33
<b>7 RESULTADOS</b> .....	44
<b>7.1 Dados Reais</b> .....	44
<b>8 CONCLUSÃO</b> .....	53
<b>REFERÊNCIAS</b> .....	54

## 1 INTRODUÇÃO

O termo fácies é um amplo conceito geológico, que engloba um conjunto de características macro e microscópicas, tal que possibilita diferenciar uma camada rochosa das demais, na sua vizinhança (SELLEY, 1976).

Para a Geologia do Petróleo, este termo é referido como fácies sedimentar enfatizando o ambiente e o processo deposicional responsável pela gênese da camada rochosa. A informação sobre as fácies atravessadas por um poço petrolífero pode auxiliar na interpretação do sistema deposicional, na identificação de camadas guia para a realização da correlação estratigráfica e em algumas situações, na identificação de armadilhas estratigráficas (SUGUIO, 1980).

Para a Avaliação de Formação a característica de maior importância na descrição de fácies é a indicação da litologia das camadas reservatório (ELLIS; SINGER, 2008), que auxiliam na interpretação qualitativa dos perfis e na estimativa das variações das propriedades petrofísicas estáticas (porosidade, argilosidade e saturação de água).

A análise geológica de testemunhos é o procedimento convencional para a descrição das rochas atravessadas por um poço em termos dos conceitos de fácies. Apesar da sua grande importância para o modelamento e a caracterização de reservatórios, a aplicabilidade desta informação é limitada, em função da pequena quantidade de poços testemunhados em um campo petrolífero e, em alguns casos, pela impossibilidade tecnológica de execução das operações de testemunhagem, como no caso dos poços de alto ângulo de desvio e poços horizontais.

Na Avaliação de Formação, a partir da associação da informação proveniente dos vários perfis registrados em um poço, foram desenvolvidos alguns métodos gráficos e numéricos visando à produção de uma estimativa realista sobre a litologia das diversas camadas perfiladas no poço (CRAIN, 1986).

Um dos métodos mais difundidos é o Gráfico M-N (BURKE; CAMPBELL JR.; SCHIMIDT, 1969), que utiliza os perfis de porosidade (densidade, sônico e porosidade neutrônica) para realizar a estimativa da litologia através da identificação do mineral principal de cada rocha. O Gráfico M-N é construído sob a hipótese da ocorrência de uma maior qualidade das medidas registradas no perfil de densidade em relação aos perfis de porosidade neutrônica e sônico. No Gráfico

M-N a estimativa do mineral principal considera que a formulação dos parâmetros M e N produzam uma atenuação dos efeitos da porosidade e da argilosidade sobre estes perfis. Observa-se que a informação sobre o mineral principal é simplista em relação ao conteúdo de informação geológica presente na descrição da fácies. No entanto, o Gráfico M-N é o método mais popular para realizar a extração de uma informação de caráter geológico das medidas das propriedades físicas registradas nos perfis.

Em muitas situações práticas, o perfil de densidade pode não ser o registro de melhor qualidade. Nestes casos, se o perfil sônico é de boa qualidade pode-se utilizar o Gráfico L-K, onde o parâmetro L é constituído a partir da associação do perfil de densidade com o perfil sônico e o parâmetro K, a partir da combinação do perfil de porosidade neutrônica com o perfil sônico. No entanto, em semelhança ao Gráfico M-N, este gráfico ainda considera a ausência de argilosidade na constituição das rochas para a estimativa do mineral principal.

Apresenta-se nesta dissertação o Gráfico Vsh-L-K, construído a partir da inserção do perfil de argilosidade aos parâmetros L e K. A adição da informação da argilosidade ao Gráfico L-K que identifica o mineral principal busca produzir uma melhor aproximação da litologia e do posicionamento em profundidade das diversas camadas atravessadas pelo poço. O Gráfico Vsh-L-K produz um mapeamento eficiente da informação qualitativa sobre as fácies descritas na análise de testemunho de um poço testemunhado, em termos das propriedades físicas registradas nos perfis de porosidade adquiridas neste mesmo poço. A incorporação da informação das fácies descritas em um poço testemunhado possibilita que o Gráfico Vsh-L-K realize o transporte desta informação para outros poços não testemunhados do mesmo campo petrolífero.

O Gráfico Vsh-L-K é um gráfico tridimensional e como qualquer método gráfico é sujeito à possibilidade da ocorrência de uma grande quantidade de erros de interpretação visual.

Como uma forma de possibilitar a extração de informação do Gráfico Vsh-L-K e atenuar os possíveis erros de interpretação visual, apresenta-se nesta dissertação um algoritmo inteligente construído sobre uma rede neural artificial denominada como rede competitiva angular generalizada. O conceito de algoritmo inteligente envolve um conjunto de métodos numéricos, como as redes neurais

artificiais, a inferência fuzzy e a computação evolutiva e são largamente utilizados na engenharia e na geofísica (NIKRAVESH, 2004; HAYKIN, 2005).

A rede competitiva angular generalizada é especializada para a identificação de padrões angulares ou agrupamento de pontos no espaço n-dimensional que possuem uma envoltória aproximadamente elipsoidal. Este tipo de padrão, na maioria das vezes, é identificado erroneamente sob o critério de distância Euclidiana. Os pontos oriundos dos perfis que populam o Gráfico Vsh-L-K apresentam este padrão angular. Assim, a rede competitiva angular generalizada é desenvolvida para o reconhecimento destes padrões angulares, realizando a interpretação do Gráfico Vsh-L-K.

A metodologia apresentada nesta dissertação é apresentada com a utilização de dados sintéticos e avaliada com perfis e análise de testemunho de poços do Campo de Namorado, na Bacia de Campos, Brasil.

## 2 FÁCIES SEDIMENTARES

O termo fácies é derivado do latim “facies”, significando a aparência ou o aspecto externo de um objeto qualquer. Na sedimentologia, o termo fácies corresponde à caracterização global de uma unidade estratigráfica (camada sedimentar) (WELLER, 1958). A fácies se refere a uma soma de características geológicas (composição mineralógica, a granulometria, a presença de estruturas sedimentares e a descrição dos fósseis); físicas (cor, dureza, refração a luz polarizada) e químicas (reações conhecidas dos minerais carbonáticos com ácidos) de uma unidade sedimentar, que a individualiza em relação às camadas adjacentes (MENDES, 1984; MIDDLETON, 1973 apud NICHOLS, 2009).

Uma das mais importantes características geológicas envolvida no conceito de fácies é a gênese da camada com informação sobre a rocha fonte e o ambiente sedimentar, expressando o cenário geológico em que a rocha foi formada. As fácies sedimentares podem receber diferentes nomes dependendo da característica a ser ressaltada. O termo litofácies é utilizado quando o objetivo é ressaltar somente os aspectos litológicos de um conjunto de estratos, correlacionando as condições físicas e químicas de sua deposição. Enquanto biofácies é o termo utilizado quando se deseja somente tratar da datação das camadas em relação ao seu conteúdo fossilífero.

As rochas sedimentares têm suas propriedades geológicas primárias (textura, composição mineralógica, estruturas sedimentares, morfologia e estratigrafia), bem como as suas propriedades petrofísicas, como a porosidade e a argilosidade, geralmente determinadas pela sua gênese (fonte dos sedimentos, transporte e ambiente deposicional), as quais são importantes para a caracterização de um sistema petrolífero. De modo geral, as características elencadas para a descrição de uma fácies permanecem lateralmente constantes, contemplando a simultaneidade da formação de uma camada por uma vasta área no interior da bacia sedimentar.

A descrição e identificação das fácies ajudam a reconstituir o ambiente geológico em que os sedimentos foram depositados, com a capacidade de elaborar mapas extremamente úteis para a determinação de um sistema petrolífero. Deste modo, a descrição das fácies em alguns poucos pontos de observação (afloramentos ou testemunhos) permitem o conhecimento de toda a camada bem

como a previsibilidade do seu comportamento em termos da caracterização de reservatórios.

É importante observar que para o caso das bacias submersas, a correlação das fácies pelos poços testemunhados é a única forma de se produzir diretamente o mapeamento geológico de uma camada, ou seja, a determinação da sua continuidade lateral, bem como a possibilidade de identificação de possíveis ocorrências de barreiras ao escoamento de fluidos. Na ausência de um número representativo de poços testemunhados que possibilite o mapeamento de uma camada reservatório, a correlação de perfis geofísicos pode ser uma alternativa para o mapeamento de um reservatório petrolífero.

## **2.1 Métodos Diretos Para a Descrição de Fácies**

O método direto ou geológico para a descrição de fácies, no caso geral, é realizado sobre amostras de mão e medidas da atitude das camadas realizadas diretamente nos afloramentos, nos quais o geólogo adquire as informações necessárias para compor o elenco de características que determinam uma fácies, como a cor, a textura, a granulometria, o grau de seleção, a litologia, o tipo de acamamento, o conteúdo fossilífero, a geometria e a direção das paleocorrentes, apresentando como resultado o possível ambiente no qual a camada foi formada.

## **2.2 Testemunhos**

Para o caso das bacias submersas ou marítimas, nas quais não é possível à descrição das fácies diretamente nos afloramentos, a única possibilidade de descrição das fácies é através dos testemunhos.

O testemunho é uma amostra praticamente indeformada da rocha em subsuperfície obtida em uma complexa operação de perfuração, denominada testemunhagem. A operação de testemunhagem é uma atividade especial do processo de perfuração de um poço, na qual são acoplados à coluna de perfuração, uma broca especial e um amostrador. O testemunho possui a forma cilíndrica, com diâmetro e comprimento dependentes do tipo de amostrador. Os

testemunhos são levados ao laboratório, onde ocorrem a descrição das fácies e os ensaios petrofísicos (core analysis).

Existem grandes variações de pressão e temperatura entre a posição original da rocha testemunhada e a superfície, que associadas à ação mecânica do amostrador produzem alterações na estrutura original da rocha, que podem prejudicar os ensaios petrofísicos. Para a realização da descrição das fácies nos testemunhos tem-se que considerar o fator de recuperação, ou a fração do volume de rocha perfurada que efetivamente chega à superfície. Em alguns casos a fração perdida da rocha durante a operação pode prejudicar a interpretação geológica.

As limitações da utilização dos testemunhos para a realização do mapeamento geológico se traduzem pelos seguintes fatores:

- i. Quando o número de poços testemunhados em um campo petrolífero é relativamente pequeno em relação ao número total de poços.
- ii. A localização dos poços testemunhados, na maioria dos casos, é determinada pela necessidade de novas informações para a análise de testemunho e não para o mapeamento geológico.
- iii. Em alguns casos, como o dos poços de alto ângulo de desvio e os poços horizontais, muito comuns na exploração de bacias marítimas, existe a impossibilidade tecnológica de execução das operações de testemunhagem.

### 3 PERFIS DE POÇO

O termo perfilagem de poço é a tradução francesa de *carottage électrique* (medição elétrica), criado em 1927 pelos irmãos Schlumberger, tratava-se de um registro de características elétricas da formação rochosa atravessada por um poço (ELLIS, 2008).

Hoje a perfilagem é uma das atividades da Geofísica de Poço que trata do conjunto de técnicas e métodos operacionais envolvidos na aquisição das medidas de propriedades físicas das rochas no interior do poço. A perfilagem acendeu a partir da necessidade da indústria do petróleo de avaliar comercialmente as acumulações de hidrocarbonetos em subsuperfície. O seu objetivo é interpretar as medidas das propriedades físicas realizadas no interior do poço em termos das propriedades petrofísicas (porosidade, saturação de fluido, argilidade e permeabilidade) que qualificam os reservatórios de hidrocarboneto.

O perfil de poço é a representação gráfica entre a profundidade e o registro das variações das propriedades físicas mensuradas no interior do poço, realizados por ferramentas de perfilagem, em um deslocamento ascensional e contínuo, consistindo no resultado final da operação de perfilagem. As técnicas usadas são de três características distintas: elétrica, nuclear, e acústica.

A leitura de um perfil exige o conhecimento de alguns formatos, no qual geralmente são padronizados. As medidas são registradas na forma digital e armazenadas na forma de arquivo ASCII, normatizado pela API (American Petroleum Institute). O perfil, normalmente é composto por duas partes principais, o cabeçalho e as curvas. Sendo classificados em função da sua aplicação, em litológicos, de porosidade e de saturação.

A interpretação do perfil requer a síntese do registro da resposta física da ferramenta, conhecimento geológico, e das medidas auxiliares para extrair o máximo de informações sobre a subsuperfície. Geralmente, o problema do perfil de poço está na interpretação a ser dada a tais curvas, as quais dependem de inúmeros fatores que vão desde a qualidade dos equipamentos de aquisição e registro, do ambiente onde os sensores estão imersos e até a qualificação do intérprete (NERY, 2004).

### 3.1 Perfis de Porosidade

Os perfis de porosidade representam um conjunto de perfis utilizados isoladamente ou em associações dois a dois para o cálculo da porosidade. Em termos das suas popularidades em relação ao cálculo da porosidade, são classicamente identificados como os perfis de porosidade: o perfil de densidade, o perfil sônico e o perfil de porosidade neutrônica.

Os perfis de porosidade seguem a equação geral, que podem ser expressa na forma,

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

Na equação 1, o termo  $p$  representa a medida registrada em qualquer dos três perfis de porosidade. O termo  $\phi p_w$  representa a parcela da água para a medida registrada, o termo  $V_{sh} p_{sh}$  representa a parcela da argila.

O interesse dessa dissertação sobre os perfis de porosidade recai especificamente sobre a última parcela da equação 1, que representa a contribuição da matriz para o valor registrado no perfil e que mostra a possibilidade de enfatizar essa informação para a determinação das fácies atravessadas pelo poço.

#### 3.1.1 Perfil de Densidade

O perfil de densidade exibe a variação da densidade das rochas ao longo da profundidade do poço.

A ferramenta de densidade não responde diretamente à densidade da rocha, mas sim à sua densidade eletrônica (número de elétrons por unidade de volume da rocha). O modelo mais simples da ferramenta de densidade apresenta, uma fonte de raios gama, geralmente o cério ( $C^{137}$ ) que emite um feixe monoenergético com energia de 662 KeV e dois cintilômetros, responsáveis pela mensuração do fluxo de raio gama que retornam da formação. A posição dos cintilômetros, um próximo e outro distante da fonte, são propositalmente alocados de modo a reduzir os efeitos da atenuação do fluxo de raios gama produzidos pela lama e o reboco. Os

feixes emitidos pela ferramenta entram em contato com a formação, chocando-se com os elétrons segundo o efeito Compton. A atenuação do fluxo de raio gama é devido à densidade eletrônica, sendo necessária uma correção realizada internamente pela ferramenta, calibrando-a em uma rocha padrão (calcário saturado com água doce). O perfil de densidade medido em poços diferentes somente poderá ser comparado, se para os dois casos foi utilizada a mesma rocha de calibração.

O perfil de densidade é, normalmente, apresentado junto ao perfil de porosidade neutrônica possibilitando a correta interpretação da invasão do filtrado e da presença de gás em função do comportamento relativo e dos cruzamentos das duas curvas.

### 3.1.2 Perfil de Porosidade Neutrônica

A ferramenta de porosidade neutrônica foi o primeiro dispositivo nuclear usado para estimar diretamente a porosidade no interior do poço.

Os nêutrons são partículas sem carga elétrica (neutras) e com massa similar ao núcleo de hidrogênio, elas penetram profundamente na matéria e interagem com os núcleos dos seus elementos constituintes, através de choques elásticos ou inelásticos, que produzem o desvio da trajetória original dos nêutrons, com a consequente redução da sua energia, até um nível energético no qual os nêutrons são absorvidos pela matéria.

Como o fluxo de nêutron é atenuado principalmente pelo núcleo do elemento químico hidrogênio, que ocorre na constituição da rocha, na forma de água de formação ou de hidrocarboneto. Assim, assumindo que o valor da atenuação do fluxo original de nêutrons pela rocha seja predominantemente determinado pela quantidade de átomos de hidrogênio, que são proporcionais ao volume de fluido na rocha e conseqüentemente, a medida desta atenuação seria uma boa aproximação da porosidade original na rocha.

As ferramentas de porosidade neutrônica são formadas por uma fonte de nêutrons e dois detectores. A fonte emite nêutrons rápidos, que penetram nas camadas em frente à parede do poço. Através das múltiplas colisões elásticas, os nêutrons perdem energia, em relação àquela com a qual foram injetados. A

redução de energia está sujeita ao tamanho do núcleo com o qual o nêutron se choca. A maior redução ocorre no choque entre massas iguais ou no choque do nêutron com o núcleo de hidrogênio. Assim, a seção de choque, ou a probabilidade de ocorrência do choque para o hidrogênio é muito alta.

Os dois principais problemas da ferramenta de porosidade neutrônica são as ocorrências de argila e gás, isoladamente ou em conjunto na constituição da rocha reservatório. O hidrogênio presente na constituição das argilas induz a uma medida otimista da porosidade, que não tem correspondência com a rocha real. A presença de gás, que provoca a redução da quantidade de hidrogênio, induz a uma medida pessimista da porosidade, sem estar relacionado a uma redução real do volume relativo de fluidos na rocha.

Além do efeito da porosidade, esta ferramenta é sensibilizada pelo tipo de matriz (minerais) na constituição da rocha. A associação do perfil de porosidade neutrônica com o perfil de densidade possibilita a identificação simultânea da porosidade e do mineral principal na formação.

### 3.1.3 Perfil Sônico

A ferramenta sônica foi projetada para realizar a medição das variações dos tempos de propagação de ondas acústicas em uma rocha sedimentar.

A ferramenta é composta por um ou mais conjuntos formados por um transmissor (fonte acústica) e dois receptores, um localizado próximo da fonte e o outro mais afastado dela. O transmissor é um transdutor, que transforma uma corrente elétrica em vibrações mecânicas (pulso acústico). Os dois receptores são estrategicamente posicionados de modo a atenuar o tempo de propagação das ondas compressoriais (onda P) na lama e realizar uma medida mais precisa do tempo de trânsito. Para atenuar os ruídos causados pela lama, antes da descida da ferramenta no poço é realizada uma calibração, determinando o valor mínimo de amplitude da primeira onda P, conhecido como salto de ciclo.

No início dos anos 50, através dos experimentos de Wyllie e outros, na Gulf Oil Co (ELLIS, 2008), constataram que o tempo de propagação de uma onda acústica (tempo médio) em uma rocha sedimentar podia ser expresso como uma combinação linear do tempo de trânsito em cada um de seus constituintes e seus

respectivos volumes relativos. A partir disso, a ferramenta acústica deixou de auxiliar somente a sísmica de reflexão e passou a integrar definitivamente a geofísica de poço.

O pulso acústico percorre a fração sólida com maior velocidade do que na fração fluida, deste modo, o aumento do tempo de trânsito medido em uma rocha reservatório se deve ao aumento do volume da fração de fluidos na sua constituição ou da sua porosidade. Em função da dependência do tempo de trânsito com o volume dos materiais, o perfil sônico é sensibilizado pela matriz, que caracteriza o particular conjunto de minerais que a formam.

#### 4 GRÁFICO Vsh-L-K

O Gráfico Vsh-L-K é um gráfico tridimensional, construído a partir da adição de um eixo representativo da argilosidade, perpendicular ao plano do Gráfico L-K. Em muitas situações, a argilosidade presente na constituição das rochas sedimentares é a responsável pela ocorrência da ambiguidade na interpretação do Gráfico L-K. A argilosidade produz um deslocamento dos pontos em relação à posição do mineral principal em razão da sua influência sobre as medidas registradas nos perfis de porosidade. Deste modo, o eixo representativo da argilosidade pode ser utilizado para atenuar a ocorrência de ambiguidade na identificação dos minerais principais das camadas atravessadas pelo poço.

Assim como o Gráfico M-N (BURKE; CAMPBELL JR.; SCHIMIDT, 1969), o Gráfico L-K é um dos vários métodos desenvolvidos para a identificação de litologias, que buscam enfatizar o efeito do arcabouço sólido (matriz) da rocha sobre as medidas realizadas pelas ferramentas de porosidade (densidade, sônico e porosidade neutrônica) e assim, possibilitar a extração de informações sobre a litologia, de maneira relativamente independente do efeito da porosidade sobre estas medidas (ELLIS, 2008). Em muitos casos como, por exemplo, nos poços de grandes diâmetros ou com desmoronamentos; poços perfurados com lama de alta densidade, ou nos casos de ocorrência de camadas com alta permeabilidade e consequente formação de reboco com grande espessura, o perfil de densidade pode necessitar de grandes correções, que induzem dificuldades para a interpretação do Gráfico M-N. Na ocorrência de qualquer um desses eventos pode-se adotar o Gráfico L-K para a determinação do mineral principal a partir da premissa da melhor qualidade do perfil sônico, que não é afetado pela ocorrência destes eventos.

O Gráfico L-K adota uma combinação particular dos registros do perfil sônico com as medidas do perfil de densidade para definir o parâmetro L, como apresentado na equação 2, que para uma matriz particular, pode ser interpretado como a inclinação da reta de porosidade no gráfico sônico-densidade. A mesma interpretação do gráfico sônico-neutrônico leva a definição do parâmetro K, como apresentado na equação 3. A constante multiplicativa em ambas as equações é apenas um fator de escala para tornar os valores de L e K semelhantes aos valores

dos parâmetros M e N, calculados com as unidades usuais dos perfis de porosidade.

$$L = \frac{\rho_m - \rho_w}{(\Delta t_w - \Delta t_m)} 100 \quad (2)$$

$$K = \frac{\phi_{Nw} - \phi_{Nm}}{(\Delta t_w - \Delta t_m)} 100 \quad (3)$$

Nas equações 2 e 3, os termos  $\rho_m$ ,  $\rho_w$  significam, respectivamente, densidade da matriz e densidade da água doce. E os termos  $\phi_{Nw}$ ,  $\phi_{Nm}$  são as porosidade neutrônica da água doce e a porosidade neutrônica da matriz, enquanto  $\Delta t_w$  e  $\Delta t_m$  são os tempo de trânsito na água doce e o tempo de trânsito na matriz.

A substituição dos valores tabelados das propriedades físicas mensuradas pelas ferramentas de porosidade para os principais minerais na constituição das rochas sedimentares resulta em pares ordenados  $(L, K)$  que definem os pontos chamados como pontos de referência.

A Tabela 1 apresenta os valores de L e K para alguns minerais principais.

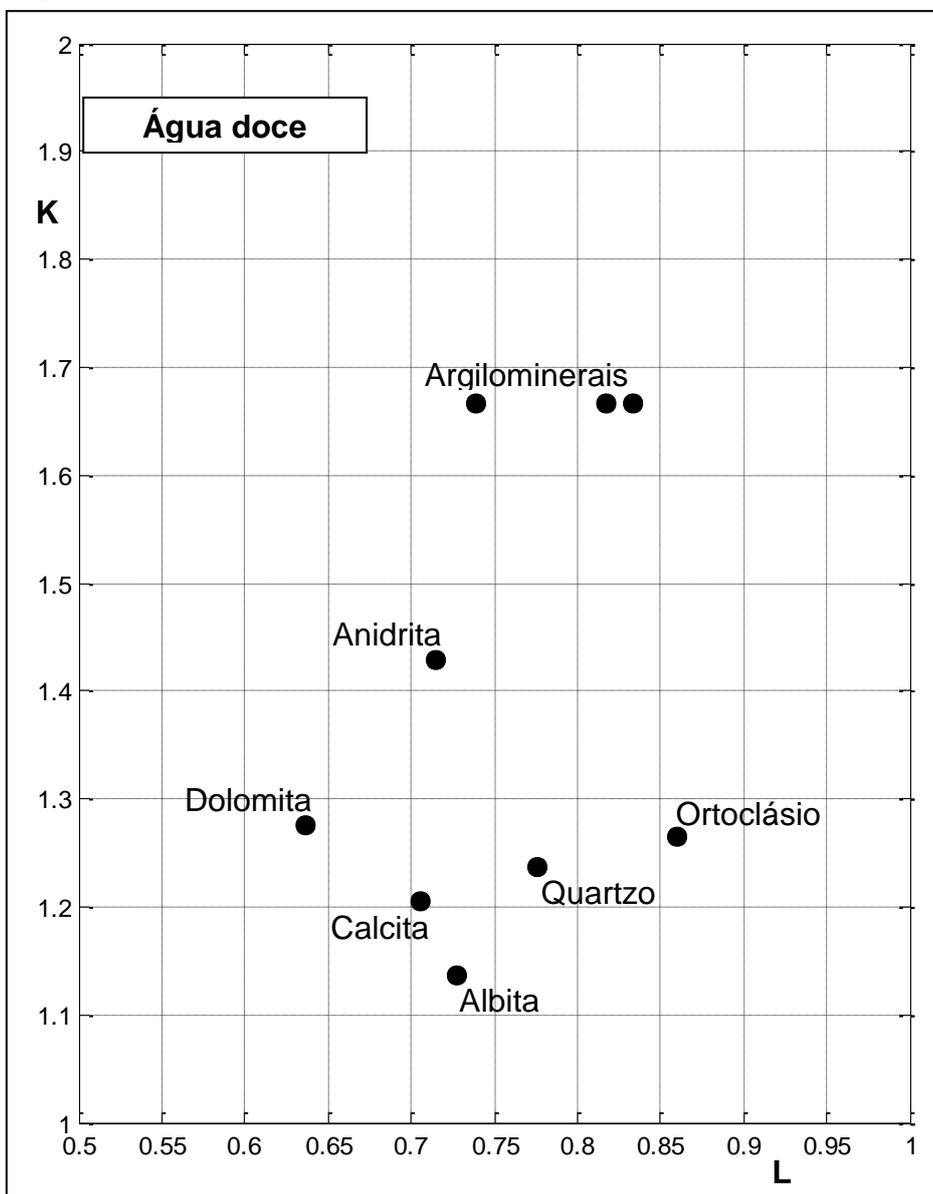
Tabela 1 - Valores de L e K para alguns minerais.

<b>Mineral</b>	<b>Densidade</b>	<b>Porosidade neutrônica</b>	<b>Tempo de trânsito</b>	<b>L</b>	<b>K</b>
Quartzo	2,65	-0,04	55,5	0,78	1,24
Calcita	2,71	0,00	47,0	0,70	1,20
Dolomita	2,86	0,07	43,5	0,64	1,28
Ortoclásio	2,55	-0,05	66,5	0,86	1,26
Albita	2,62	-0,04	46,4	0,73	1,14
Anidrita	2,96	0,02	51,8	0,71	1,43
<b>Argilomineral</b>					
Caulinita	2,42	0,36	103,8	0,75	1,66
Ilita	2,53	0,25	97,2	0,82	1,66
Esmectita	2,12	0,44	121,8	0,83	1,66

Fonte: Da autora.

O Gráfico L-K com os pontos de referência de alguns minerais principais é mostrado na Figura 1.

Figura 1 – Gráfico L-K.



Fonte: Da autora.

Substituindo nas equações 2 e 3 os valores das propriedades da matriz pelos valores registrados nos correspondentes perfis para cada profundidade, obtêm-se as coordenadas de cada ponto a ser classificado no Gráfico L-K. Admite-

se, que pontos de uma mesma litologia se agrupem nas proximidades do ponto de referência determinado pelas propriedades físicas do mineral principal desta litologia. Para o Gráfico L-K a forma aproximada de um grupo de pontos de mesma litologia é uma elipse e o conceito de padrão angular é utilizado para promover a classificação litológica.

A argilosidade ( $V_{sh}$ ) deve ser obtida de forma independente dos perfis de porosidade. Neste trabalho, adota-se o perfil de raios gama natural para o cálculo da argilosidade, segundo a expressão:

$$V_{sh} = \frac{GR - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}} \quad (4)$$

Na equação 4,  $GR$  é o valor do perfil de raios gama natural na profundidade onde deseja-se avaliar a argilosidade. O  $GR_{min}$  representa o valor do perfil de raios gama natural assumido para a rocha limpa e  $GR_{max}$ , o valor assumido para o folhelho.

O Gráfico Vsh-L-K é construído para um conjunto de poços testemunhados de um campo petrolífero. Nas rochas reservatório é pouco provável a constituição da matriz por um único mineral e a argilosidade apresenta grandes variações de volume, de associações de argilominerais e de formas de ocorrência. Assim, o Gráfico Vsh-L-K somente pode ser utilizado para o mapeamento das fácies previamente identificadas no conjunto de poços testemunhados.

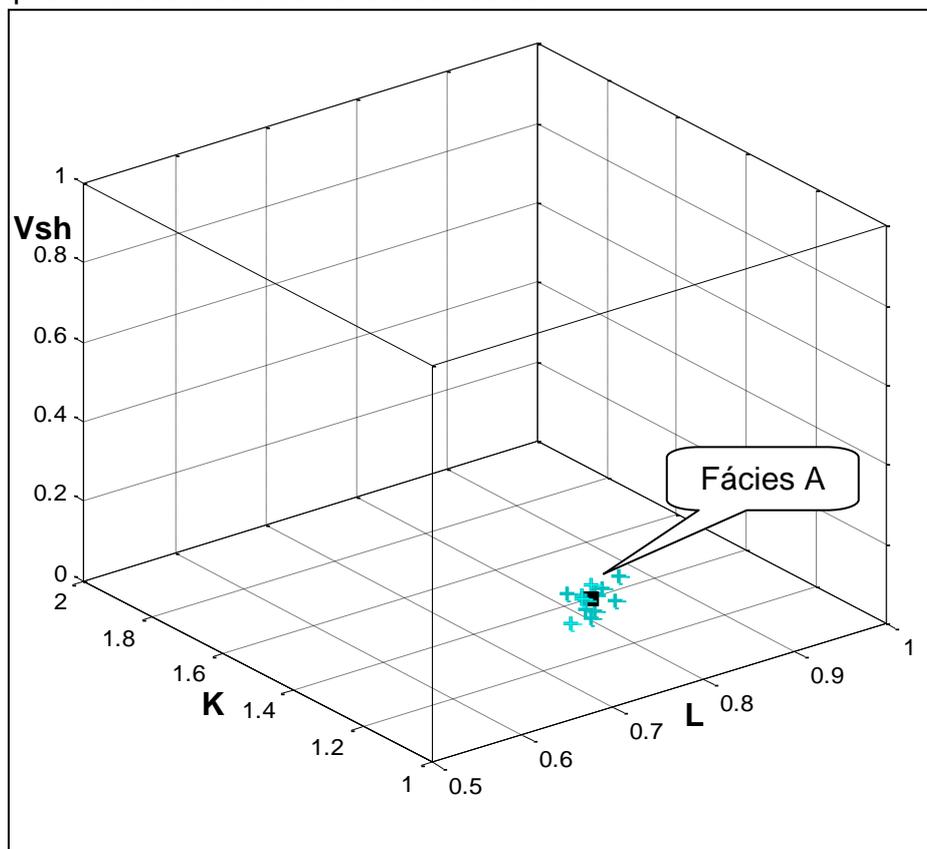
As coordenadas de um ponto de referência no Gráfico Vsh-L-K, representativo de uma fácies, são obtidas pela media aritmética dos valores de  $V_{sh}$ , L e K calculados no intervalo de profundidades de ocorrência da fácies, como definido na análise de testemunho. No Gráfico Vsh-L-K o ponto de referência mostra o centro de gravidade dos pontos de uma mesma fácies.

Na Interpretação do Gráfico Vsh-L-K adota-se o conceito de padrão angular para a realização da identificação das fácies em um poço não testemunhado.

A Figura 2 mostra o Gráfico Vsh-L-K, com o quadrado em preto como um ponto de referência representativo de uma fácies hipotética, denominada como fácies A. As cruces em azul representam os pontos de coordenadas definidas pelos

valores de  $V_{sh}$ , L e K calculados no intervalo de profundidades de ocorrência da fácies A.

Figura 2 – Gráfico Vsh-L-K. O quadrado em preto representa o ponto de referência (centro de gravidade) indicativo da fácies A e as cruzes em azul mostram os pontos no intervalo de profundidade de ocorrência da fácies A.



Fonte: Da autora.

## 5 ALGORITMOS INTELIGENTES

Sob a denominação de algoritmos inteligentes são agrupadas várias técnicas computacionais, como as redes neurais artificiais, a computação evolutiva, e a inferência fuzzy, que compartilham uma característica importante para a solução de problemas de engenharia, que é a capacidade de operar e encontrar uma solução aceitável para esses problemas, que apresentam condições severas de imprecisão, incerteza e parcialidade da informação contida nos dados mensurados.

A aplicabilidade dos algoritmos inteligentes ocorre na solução de problemas em que o número de variáveis intervenientes é muito grande ou desconhecido. De tal modo, que a determinação de um modelo físico-matemático para o problema, muitas vezes, somente é possível em uma forma de grandes simplificações que na maioria dos casos não representa uma solução realística para o problema. Para um grande número de problemas de engenharia e da geofísica de poço que envolve uma mistura de propriedades de diferentes naturezas (propriedades física e petrofísicas), não possibilitam a existência do modelo físico-matemático e a solução através de relações empíricas não envolvem todas as medidas disponíveis.

### 5.1 Redes Neurais Competitivas

A rede neural artificial foi projetada a partir do fascínio que a complexidade do cérebro humano desperta no Homem. O seu projeto adapta as técnicas computacionais na forma de um modelamento matemático inspirado na morfologia do neurônio biológico. Analogamente têm-se os neurônios representados por unidades processadoras e as conexões entre eles, as sinapses, representadas por vetores ou matrizes denominados como pesos sinápticos. Os sinais eletroquímicos de entrada nos dendritos e de saída no axônio são representados por vetores de entrada e números reais de saída. É comum a utilização da nomenclatura biológica no processamento das redes neurais artificiais (HAYKIN, 2005).

A disposição dos neurônios no cérebro humano é representada no plano e denominada como arquitetura da rede, que mostra o conjunto de neurônios agrupados em camadas que são completamente interconectadas entre si.

O aprendizado do cérebro para a realização de tarefas é simulado pelo treinamento da rede neural, ou simplesmente o ajuste dos pesos sinápticos de toda a rede, de forma que o sinal de saída a um dado de entrada satisfaça as condições impostas pela resposta desejada.

Existem dois tipos de treinamento, o supervisionado e o não supervisionado. No treinamento supervisionado, para cada dado de entrada é apresentado uma resposta conhecida ou parte dela à camada de saída. No treinamento não supervisionado a rede trabalha na organização e na classificação dos dados de entrada (padrões enviados a rede) segundo critérios pré-estabelecidos.

A rede neural competitiva (KOHONEN, 1989) é um tipo de rede neural artificial desenvolvida para o reconhecimento de padrões presentes nos dados de entrada. Com a utilização de um treinamento não supervisionado, a partir de um conjunto de critérios pré-estabelecidos são definidos os pesos sinápticos que determinam um único neurônio vencedor para cada dado de entrada. A rede competitiva realiza a extração de características comuns presentes nos dados de entrada; permitindo a sua classificação em função destas características. Neste tipo de rede neural, cada neurônio competitivo representa uma possível classe e a saída da rede é representada pelo sinal não nulo de um único neurônio competitivo (neurônio vencedor), que explicita a classe a qual pertence o dado de entrada.

As redes neurais competitivas podem ser modificadas ou adaptadas para restringir as similaridades nos dados de entrada à solução de problemas específicos, para os quais se determina a melhor maneira de classificação. A partir deste pressuposto, desenvolveram várias redes competitivas, tais como: rede competitiva angular, rede competitiva mínimo angular, e a rede apresentada nesta dissertação, à rede competitiva angular generalizada.

## **5.2 Rede Competitiva Angular Generalizada**

A rede competitiva angular (BARROS; ANDRADE, 2013) é um tipo de rede competitiva, que busca extrair relações angulares presentes nos dados de entrada. Esta rede opera apenas no plano, tal que aos pontos são associados vetores e representados como números complexos. O treinamento da rede competitiva angular busca determinar as coordenadas dos centros de gravidades das

particulares elipses formadas pelos agrupamentos dos pontos de entrada. Estas coordenadas formam o conjunto de pesos sinápticos e cada neurônio competitivo representa um centro de gravidade. Na fase de operação, a rede competitiva angular realiza a classificação dos pontos de entrada em relação aos centros determinados no treinamento, segundo o critério do menor ângulo entre os vetores representativos de um ponto de entrada e o centro de gravidade da classe na qual o ponto foi classificado.

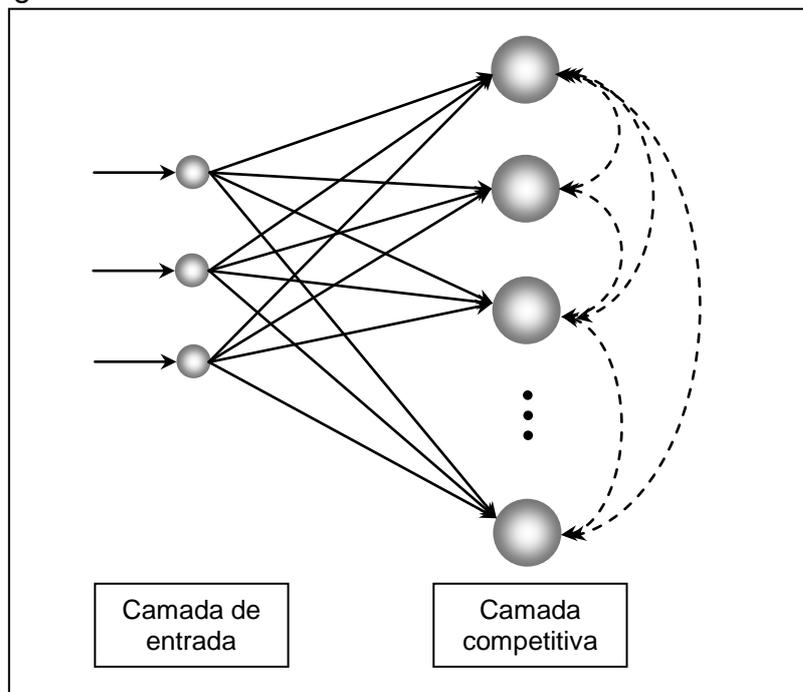
A rede competitiva angular generalizada é uma ampliação dos conceitos e critérios de treinamento definidos na rede competitiva angular para o espaço  $n$ -dimensional.

A principal utilização da rede competitiva angular na geofísica de poço foi o de realizar a classificação de pontos calculados a partir de alguns perfis no plano como o caso do Gráfico M-N que envolve os três perfis de porosidade, ou no caso do Gráfico densidade-neutrônico, envolvendo dois perfis. Uma aplicação mais geral para a solução dos problemas tratados com a rede competitiva angular requer necessariamente a consideração da informação produzida por outros perfis. Assim, a dimensionalidade do problema implica em uma rede apta a operar no espaço  $n$ -dimensional, com a possibilidade de produzir soluções mais realistas para situações mais complexas.

A apresentação da rede competitiva angular generalizada inicia-se com a descrição da sua arquitetura. Na qual, o número de neurônios na sua camada de entrada define a dimensão do espaço dos dados de entrada. O número de neurônios competitivos indica o número de classes previamente identificadas e nas quais se deseja classificar os dados de entrada a partir de um treinamento não supervisionado.

A Figura 3 mostra um exemplo da arquitetura da rede competitiva angular generalizada, para a classificação de pontos distribuídos no espaço tridimensional.

Figura 3 – Arquitetura da rede competitiva angular generalizada.



Fonte: Da autora.

Os dados de entrada ou os pontos no espaço n-dimensional a serem classificados são associados a vetores posição ( $x_i$ ) e para cada vetor é calculado o seu vetor unitário ( $\bar{x}_i$ ), ou

$$x_i = (x_1, x_2, x_3, \dots, x_n) \rightarrow \bar{x}_i = \frac{x_i}{|x_i|}, \quad i = 1, 2 \dots N \quad (5)$$

Na equação 5, N é o número de pontos no conjunto de dados de entrada. O termo  $|x_i|$  representa o módulo de um vetor posição.

Cada neurônio da camada de entrada recebe um componente unitário do vetor posição de um ponto no Gráfico Vsh-L-K calculado para cada valor de profundidade.

Cada neurônio competitivo representa uma classe das M classes previamente estabelecida, ou um ponto de referência no espaço n-dimensional. O vetor de pesos sinápticos ( $\bar{w}_j$ ) que liga cada neurônio competitivo à camada de

entrada é constituído pelos componentes associados às coordenadas do unitário do vetor posição ( $w_j$ ) correspondentes ao ponto de referência  $j$ , ou

$$w_j = (w_1, w_2, w_3, \dots, w_n) \rightarrow \bar{w}_j = \frac{w_j}{|w_j|}, \quad j = 1, 2, \dots, M \quad (6)$$

O potencial de entrada ( $u_j$ ) de cada neurônio competitivo é tomado como o produto interno entre o vetor de entrada e cada um dos vetores associados aos neurônios competitivos (pesos sinápticos), ou

$$u_j = \bar{x}_i \cdot \bar{w}_j = |\bar{x}_i| |\bar{w}_j| \cos \theta = \cos \theta \quad (7)$$

Na equação 7,  $\theta$  é o ângulo entre os vetores de entrada e o vetor representativo de cada neurônio competitivo.

O sinal de saída ( $y$ ) de um neurônio competitivo angular resulta da avaliação da função de ativação ( $f$ ) pelo o potencial de entrada, ou

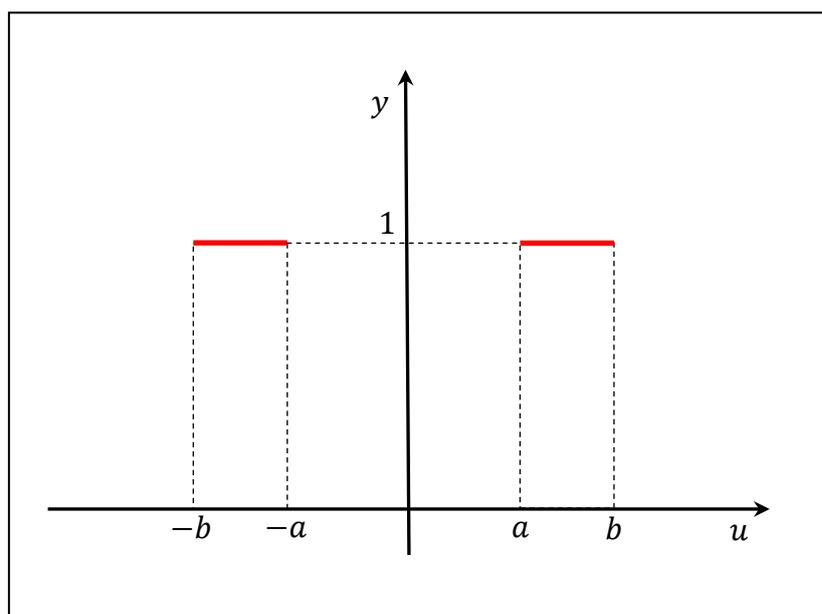
$$y_j = f(u_j) \quad (8)$$

A função de ativação é tomada como uma função do tipo caixa, ou como apresentada na equação 9. Os valores das constantes  $a$  e  $b$ , que definem os limites de classificação e são característicos do problema a ser resolvido.

$$f(u_j) = \begin{cases} 1, & a \leq u_j \leq b \\ 1, & -a \geq u_j \geq -b \\ 0, & \text{outros casos} \end{cases} \quad (9)$$

A Figura 4 mostra o gráfico da função de ativação de cada neurônio competitivo.

Figura 4 – Função de ativação.



Fonte: Da autora.

A função de ativação, correspondente à particular característica angular de interesse para a solução do problema. Para o caso de uma relação angular, que busca a proximidade angular entre pontos no plano, tem-se que o ângulo formado pelos seus vetores posição é próximo de zero, ou o seu cosseno próximo de um.

A regra de competição utilizada para a determinação do neurônio vencedor estabelece como o neurônio vencedor, aquele que possui o maior valor para o cosseno do ângulo, ou seja, o maior produto interno.

## 6 METODOLOGIA

O zoneamento do poço ou a interpretação qualitativa do número de fácies em um intervalo identificado como rocha reservatório através, exclusivamente, da análise visual do comportamento geométrico do perfil é, na maioria dos casos, extremamente difícil. O uso do conjunto das características elencadas pelo geólogo, quando da descrição das fácies não apresenta uma relação direta e determinística com os perfis geofísicos de poço, por não se traduzirem em propriedades físicas registradas pelas ferramentas de perfilagem.

Uma forma de contornar a identificação de fácies no perfil é a de codificar os valores registrados na forma do Gráfico Vsh-L-K. As informações mineralógicas, de interesse para o zoneamento do poço, presentes nos perfis de densidade, tempo de trânsito e porosidade neutrônica são enfatizados no Gráfico Vsh-L-K. No entanto, a interpretação visual deste gráfico, na maioria dos casos é complexa. Nesta dissertação apresenta-se uma rede neural competitiva capaz de interpretar o Gráfico Vsh-L-K de modo a localizar a informação sobre cada uma das fácies no intervalo de rocha reservatório do perfil e classificá-las de um modo geologicamente realista.

A solução para o problema de identificação de fácies admite as seguintes premissas:

- i. O Gráfico Vsh-L-K é capaz de reter e transportar as características físicas de cada uma das fácies identificadas em um poço testemunhado para outros poços na sua vizinhança.
- ii. As propriedades físicas de cada uma das fácies representam as diferenças geológicas estabelecidas nas análises de testemunhos.
- iii. A rede competitiva angular generalizada é capaz de capturar as características físicas explicitadas no Gráfico Vsh-L-K e transportá-las para a interpretação de poços não testemunhados.

A metodologia apresentada nesta dissertação é dividida nas seguintes etapas:

1. A identificação de fácies no poço testemunhado corresponde à construção do Gráfico Vsh-L-K com os pontos de referência das fácies.
2. Construção do vetor de pesos sinápticos da rede competitiva angular generalizada, que será utilizada para a interpretação do Gráfico Vsh-L-K

contendo os pontos  $(L, K, V_{sh})$  calculados ao longo da profundidade de um poço não testemunhado. Esta etapa corresponde à identificação das fácies de interesse nos poços vizinhos.

Será utilizado um conjunto de perfis sintéticos de porosidade para apresentar e discutir a metodologia aqui desenvolvida.

O modelo para a geração dos perfis sintéticos segue a equação 1, para os perfis de porosidade e a equação 4 para o perfil de raio gama natural. As propriedades petrofísicas, porosidade ( $\phi$ ), argilosidade ( $V_{sh}$ ) são tomadas como valores aleatórios nos intervalos  $[0,05 \ 0,20]$  e  $[0,0 \ 0,10]$  respectivamente.

A Figura 5 mostra um conjunto de perfis sintéticos para um poço testemunhado, denominado como poço I para um intervalo perfilado de profundidades que representa o topo de uma camada selante (1.000 m) a base de uma camada reservatório (1.012 m).

O perfil de raios gama natural é apresentado na Figura 5-A; o perfil de densidade ( $R_{hob}$ ), na Figura 5-B; o perfil de porosidade neutrônica ( $Phin$ ), na Figura 5-C e o perfil sônico ( $\Delta t$ ), na Figura 5-D. A Figura 5-E mostra o zoneamento do intervalo perfilado do poço I, com a descrição das fácies produzidas na análise de testemunho e descritas na Tabela 2.

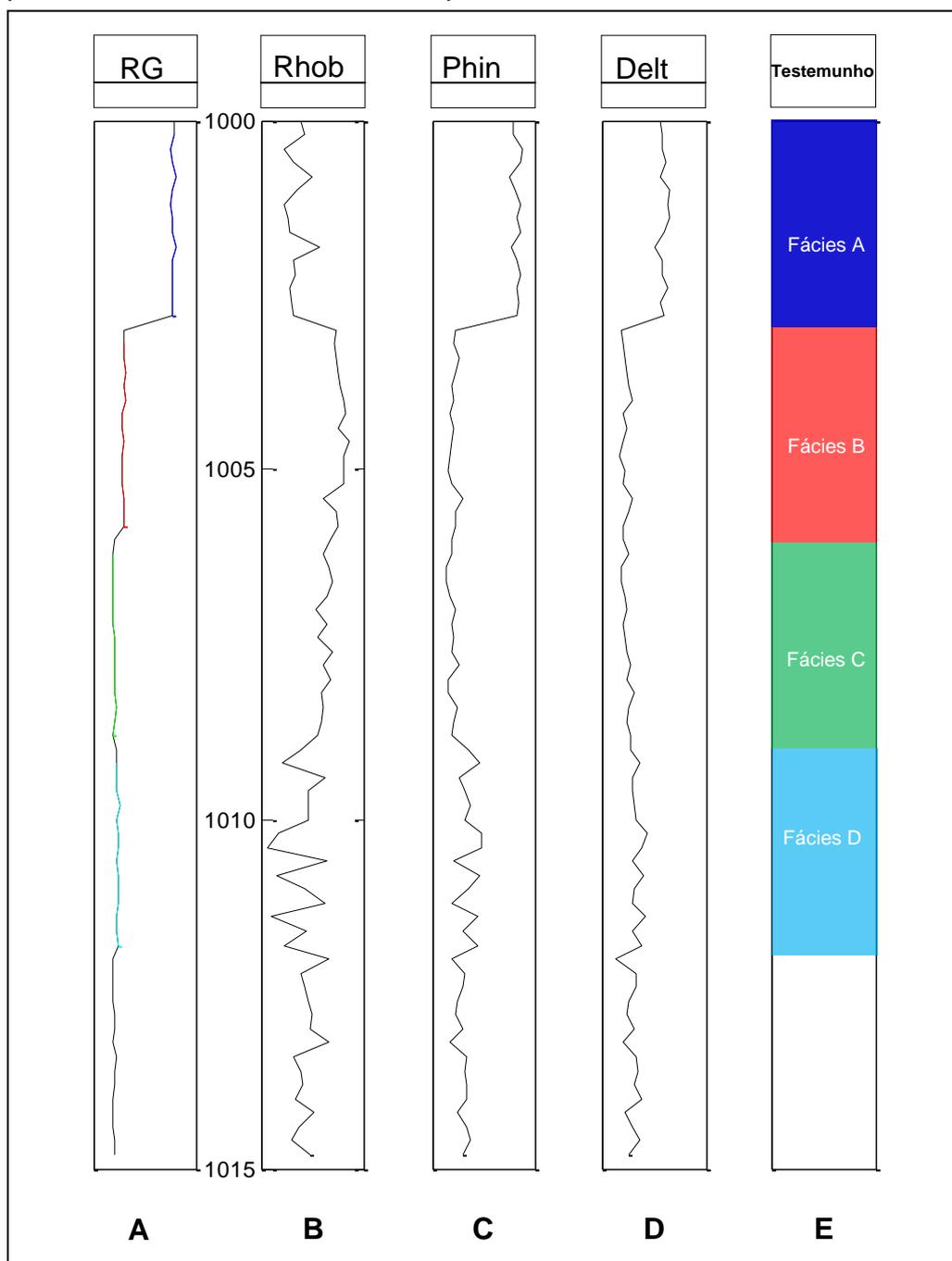
A interpretação qualitativa deste trecho de perfil não permite a individualização das camadas reservatório indicadas na análise de testemunho.

Tabela 2 - Fácies descritas no poço I.

FÁCIES	DESCRIÇÃO
A	Folhelho.
B	Arenito grosseiro com matriz argilosa e marcas de retrabalhamento.
C	Arenito médio, bem selecionado, com marcas de ondas.
D	Arenito fino, maciço, com lamina de argila.

Fonte: Da autora.

Figura 5 - Perfis com a análise de testemunho do poço I. RG é o perfil de raios gama natural. Rhob é o perfil de densidade. Phin é o perfil de porosidade neutrônica e Delt é o perfil sônico.

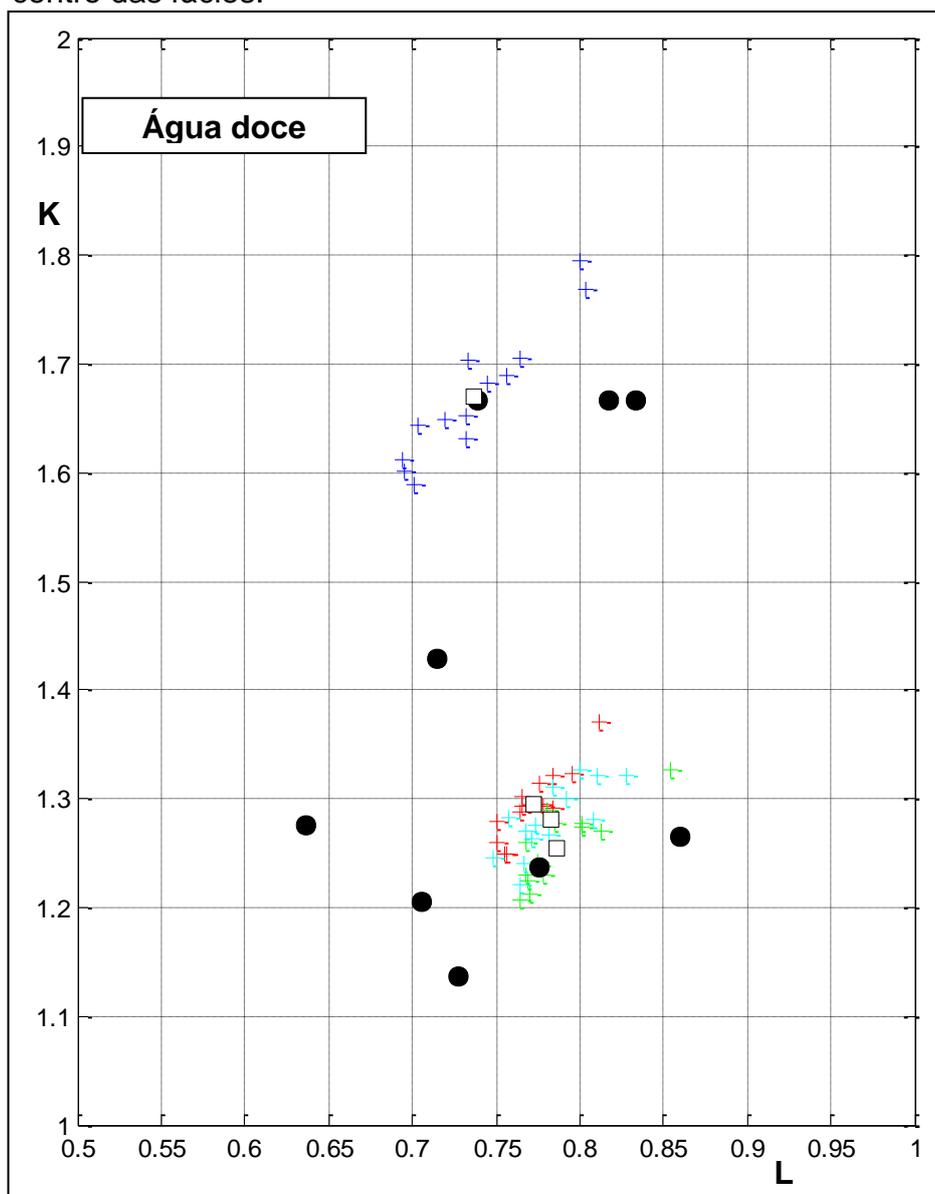


Fonte: Da autora.

A partir dos perfis de porosidade do poço I e com a aplicação das equações 2, 3 e 4 obtêm-se os pontos no Gráfico Vsh-L-K para o poço testemunhado. A Figura 6 mostra o Gráfico L-K, com as fácies destacadas. As cruzeiros em azul

escuro representam à fácies A, em vermelho, a fácies B, em verde, a fácies C e em azul claro está representada a fácies D. Observa-se a dificuldade para a determinação dos centros das fácies (quadrados brancos) sem o auxílio da análise de testemunho.

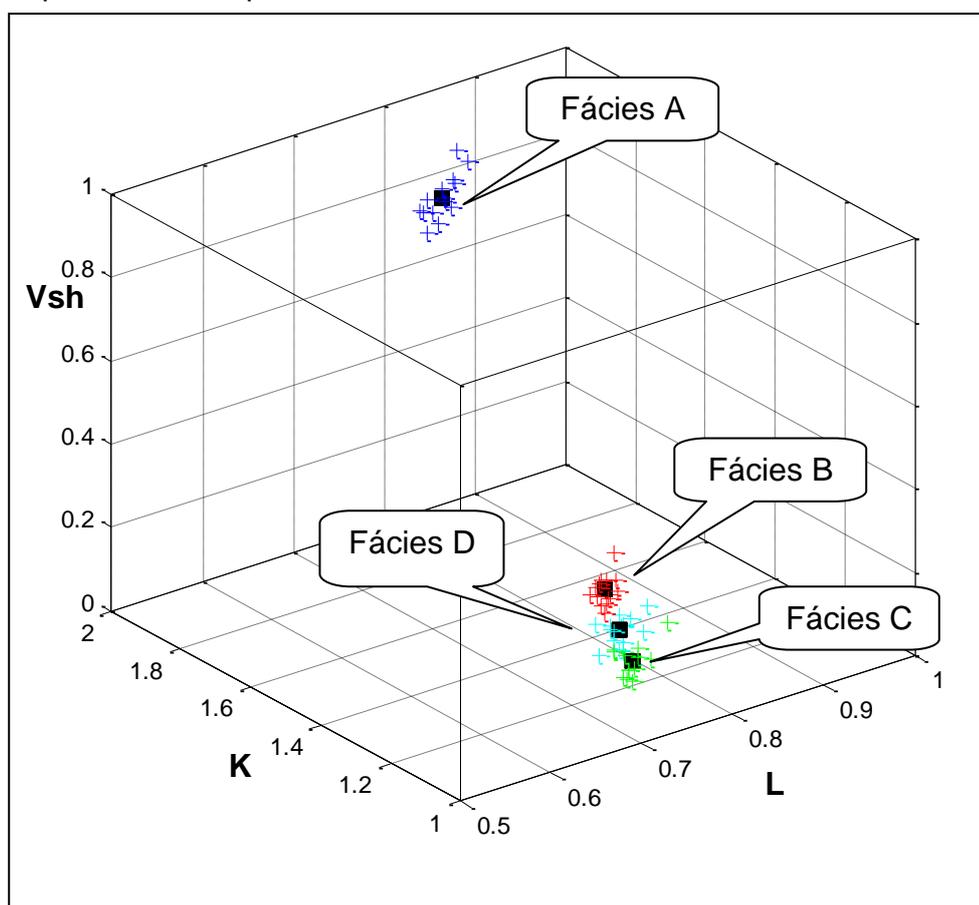
Figura 6 – Gráfico L-K para o poço I. Os círculos em preto marcam os pontos de referência e os quadrados em branco, o centro das fácies.



Fonte: Da autora.

A Figura 7 mostra o Gráfico Vsh-L-K para o poço I, destacando as fácies de interesse. Observa-se, que a determinação dos centros das fácies poderia ser obtida, mesmo sem a análise de testemunho, mostrando que a ambiguidade vista no Gráfico L-K é reduzida na interpretação do Gráfico Vsh-L-K.

Figura 7 – Gráfico Vsh-L-K para o poço I. Os quadrados em preto representam os pontos de referência indicativos das fácies.



Fonte: Da autora.

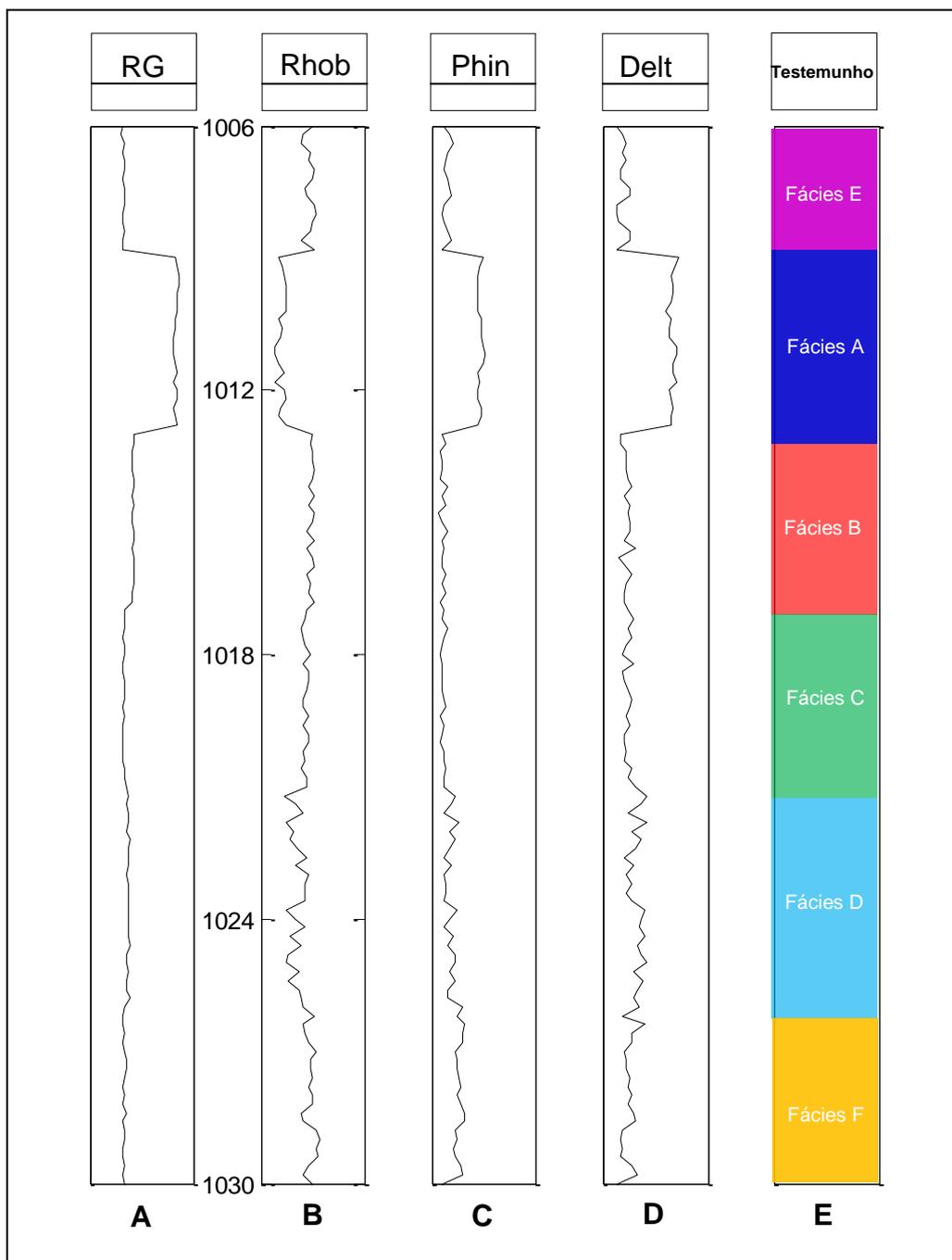
Uma vez construído o Gráfico Vsh-L-K contendo os pontos de referência (quadrados pretos) das fácies de interesse, procede-se ao transporte da informação geológica adquirida no poço testemunhado para os outros poços não testemunhados na sua vizinhança.

É critério do petrofísico, atendendo as condições geológicas locais (estruturais e estratigráficas), estabelecer a quais poços não testemunhados são

realistas o procedimento de transporte da informação geológica contida no Gráfico Vsh-L-K.

A Figura 8 mostra os perfis sintéticos para um poço não testemunhado (poço II) considerado como perfurado nas vizinhanças do poço de referência (poço I). A Figura 8-A mostra o perfil de raio gama natural. O perfil de densidade ( $R_{hob}$ ) está na Figura 8-B; o perfil de porosidade neutrônica ( $Phin$ ), na Figura 8-C e o perfil sônico ( $Delt$ ), na Figura 8-D. Para efeito de verificação da metodologia aqui apresentada, a Figura 8-E mostra a distribuição em profundidade das fácies adotadas no modelamento dos perfis do poço II. Observa-se neste intervalo do poço II a ocorrência de duas fácies não descritas no poço I.

Figura 8 - Perfis com a análise de testemunho do poço II. RG é o perfil de raios gama natural. Rhob é o perfil de densidade. Phin é o perfil de porosidade neutrônica e Delt é o perfil sônico.



Fonte: Da autora.

A descrição das fácies do poço II, obtida durante a análise de testemunho é apresentada na Tabela 3. Enfatiza-se que a informação das fácies presentes no

poço II é utilizada apenas como validação da interpretação do Gráfico Vsh-L-K realizada pela rede competitiva angular generalizada.

Tabela 3 - Fácies descritas no poço II.

<b>FÁCIES</b>	<b>DESCRIÇÃO</b>
A	Folhelho.
B	Arenito grosseiro com matriz argilosa e marcas de retrabalhamento.
C	Arenito médio, bem selecionado, com marcas de ondas.
D	Arenito fino, maciço, com lamina de argila.
E	Marga.
F	Calcário altamente dolomitizado.

Fonte: Da autora.

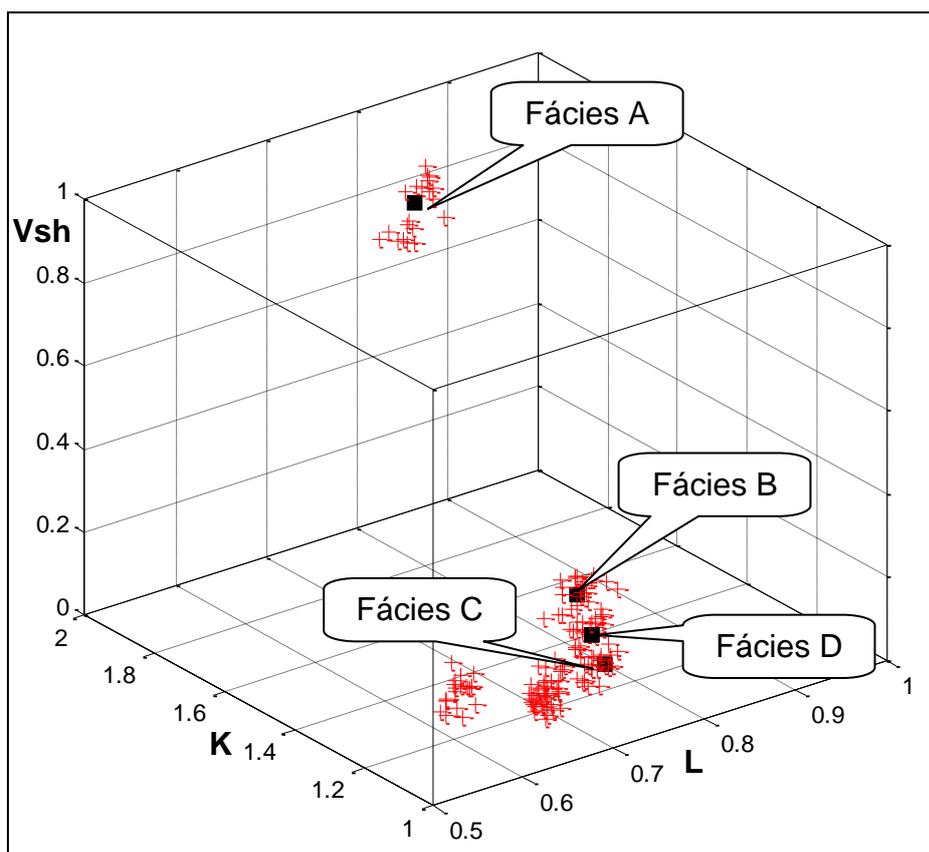
O transporte da informação geológica adquirida no poço testemunhado ocorre com o lançamento dos pontos calculados pelas equações 2, 3 e 4 com os perfis do poço não testemunhado no Gráfico Vsh-L-K, como apresentado na Figura 9. As cruzes em vermelho são os pontos calculados com os perfis do poço II.

A interpretação do Gráfico Vsh-L-K, mostrado na Figura 9, será realizada por um algoritmo inteligente baseado na rede competitiva angular generalizada. A sua camada de entrada é constituída por três neurônios de entrada, tal que cada um recebe uma das coordenadas de cada ponto do Gráfico Vsh-L-K.

Na prática é rara a possibilidade de identificação das fácies de interesse através da interpretação visual de um determinado intervalo nos perfis do poço não testemunhado. Com uma escolha arbitrária de um intervalo como na perfilagem durante a perfuração (LWD), como por exemplo, o trecho de um poço horizontal ou de alto ângulo armazenado na memória da ferramenta. Pode ocorrer a presença de fácies não descritas no poço testemunhado. Como cada neurônio competitivo

representa uma fácies (classe), a camada competitiva é formada por um número de neurônios competitivos igual ao número de fácies descritas no poço testemunhado mais os seis minerais mostrados na Tabela 1. Para os minerais a coordenada representativa da argilosidade é tomada como nula.

Figura 9 – Gráfico Vsh-L-K para o poço II. Os quadrados em preto representam os pontos de referência indicativos das fácies.



Fonte: Da autora.

A interpretação visual do Gráfico Vsh-L-K contendo os pontos calculados com os perfis registrados no poço II permite associá-los aos pontos de referência (quadrados pretos) das fácies descritas no poço I. Ainda, permite a interpretação da ocorrência no poço II de duas novas fácies (agrupamentos de pontos) não descritas no poço I.

Para a interpretação do Gráfico Vsh-L-K mostrado na Figura 9, a camada competitiva é constituída por dez neurônios. Em cada neurônio competitivo é

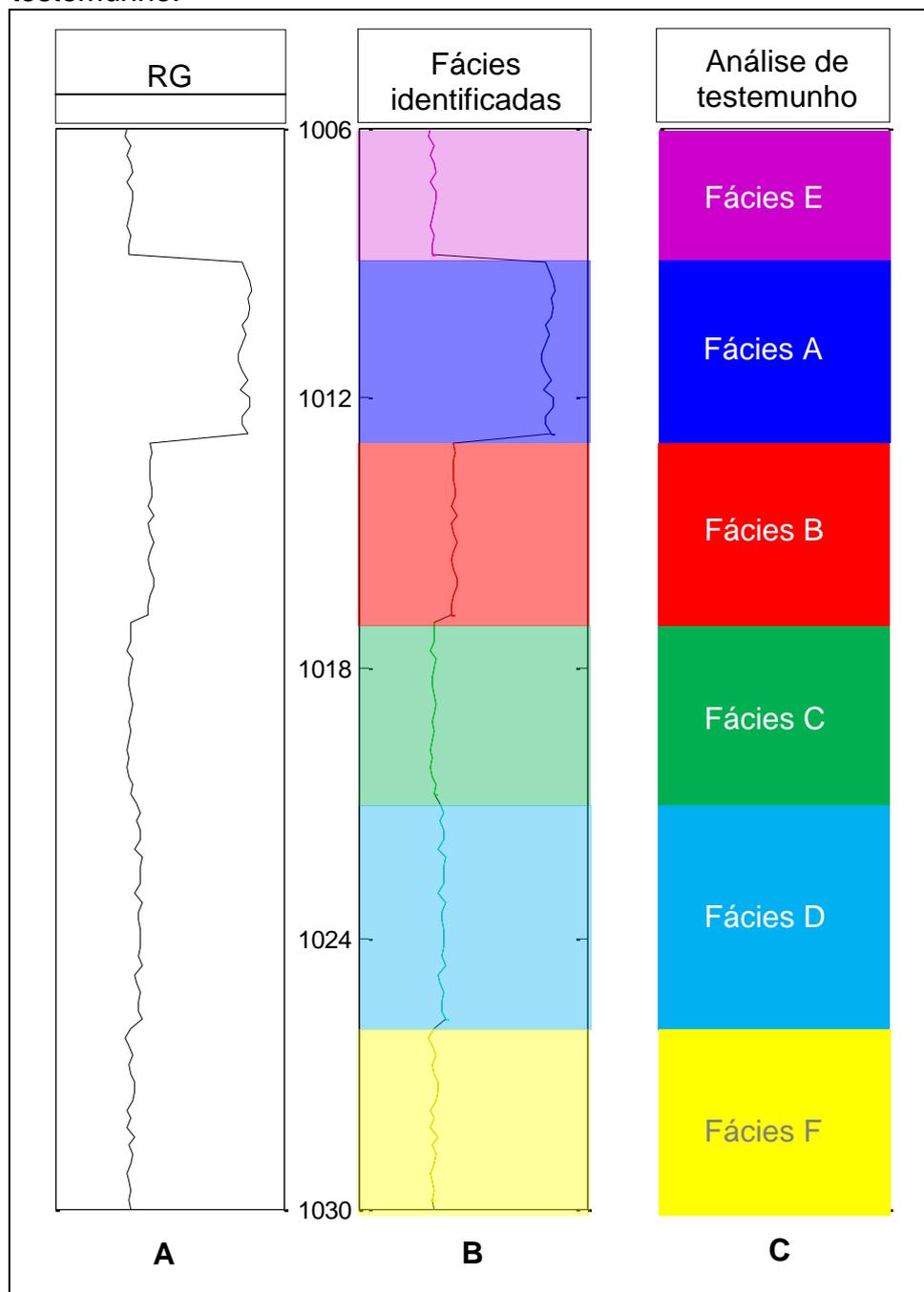
avaliada a função de ativação com o potencial de entrada, mostrado na equação 7. A disposição dos vetores envolvidos no Gráfico Vsh-L-K leva a simplificação da função de ativação, adotando-se os valores para  $a = 0,95$  e  $b = 1,00$ , definidos de forma empírica, na forma:

$$f(u_j) = \begin{cases} 1, & a \leq u_j \leq b \\ 0, & \text{outros casos} \end{cases} \quad (10)$$

A Figura 10 mostra os resultados da operação da rede competitiva angular generalizada. A Figura 10-A mostra o perfil de raios gama natural do poço II. Na Figura 10-B são apresentados os resultados da identificação das fácies e na Figura 10-C a análise de testemunho, como mostrada na Figura 8-E.

Observa-se, na grande maioria dos casos, que a relação angular promove uma melhor classificação dos pontos no Gráfico Vsh-L-K, que a relação de distância (distância Euclidiana), pois problemas relacionados às calibrações das ferramentas, às correções das medidas e a ocorrência de ruído, muitas das vezes alteram estas relações de distância, que são normalmente admitidas nas interpretações dos gráficos de identificação litológica (Gráfico M-N), construídos a partir dos perfis de porosidade.

Figura 10 – Fácies identificadas no poço II. 10-A – Perfil de raios gama natural. 10-B – Fácies identificadas. 10-C – Análise de testemunho.



Fonte: Da autora.

## 7 RESULTADOS

A aplicação da metodologia desenvolvida nesta dissertação a dados de poços reais, utiliza os perfis de dois poços testemunhados e perfurados no Campo de Namorado, na Bacia de Campos, que está localizada na plataforma continental do Rio de Janeiro, Brasil.

A utilização dos poços testemunhados tem como objetivo validar a codificação e o transporte da informação geológica possibilitados pelo Gráfico Vsh-L-K e avaliar a sua interpretação através do processamento do algoritmo inteligente apresentado em função da performance da rede competitiva angular generalizada.

### 7.1 Dados Reais

Consideram-se, para efeito de avaliação da metodologia apresentada, dois poços testemunhados e relativamente próximos, perfurados no campo de Namorado. O poço que será utilizado como o de referência para a identificação das fácies é denominado como poço RI. As fácies tomadas como de referência neste poço estão descritas na Tabela 4.

Tabela 4 - Fácies descritas no poço RI.

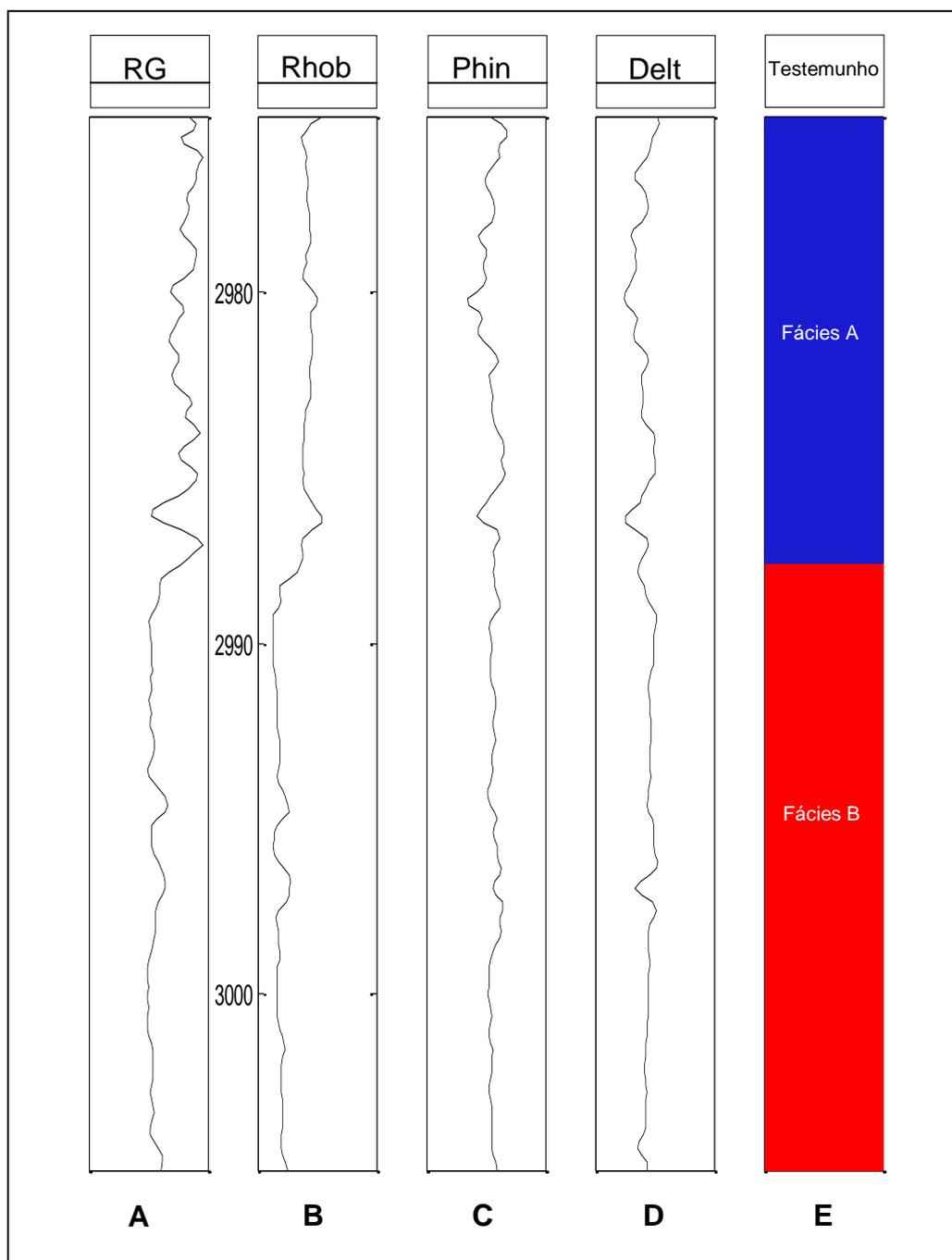
<b>FÁCIES</b>	<b>DESCRIÇÃO</b>
A	Interlaminado siltito e folhelho com níveis de margas bioturbado.
B	Arenito médio maciço bem graduado.

Fonte: Petrobras.

Os perfis do poço RI são mostrados na Figura 11. A Figura 11-A mostra o perfil de raios gama natural, a Figura 11-B mostra o perfil de densidade e as Figuras 11-C e 11-D mostram os perfis de porosidade neutrônica e sônica,

respectivamente. Na Figura 11-E está o zoneamento deste intervalo de profundidades do poço RI construído segundo a descrição do testemunho.

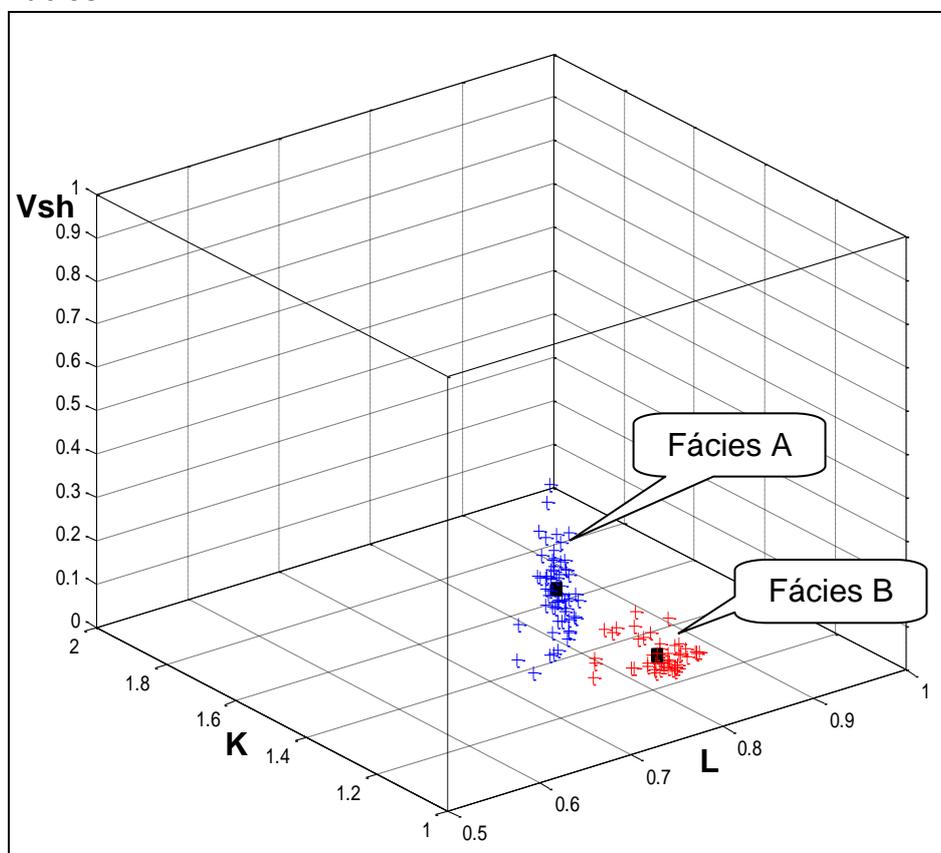
Figura 11 - Perfis com a análise de testemunho do poço RI. RG é o perfil de raios gama natural. Rhob é o perfil de densidade. Phin é o perfil de porosidade neutrônica e Delt é o perfil sônico.



Fonte: Da autora.

A Figura 12 mostra o Gráfico Vsh-L-K construído a partir dos perfis do poço de referência. Na medida que escolheu-se uma fácies selante e uma fácies reservatório como as fácies de interesse, elas formam agrupamentos bastante distintos no Gráfico Vsh-L-K. As cruces azuis representam a fácies A e as cruces vermelhas mostram o agrupamento de pontos da fácies B. Os quadrados pretos representam os centros de gravidade aproximados de cada um dos agrupamentos. Estes pontos particulares do Gráfico Vsh-L-K são os valores dos pesos sinápticos entre a camada de entrada e cada um dos neurônios representativos das fácies A e B na rede competitiva angular generalizada.

Figura 12 – Gráfico Vsh-L-K para o poço RI. Os quadrados em preto representam os pontos de referência indicativos das fácies.



Fonte: Da autora.

O poço que será utilizado como o poço de teste, onde serão procuradas as fácies de referência identificadas no poço RI é denominado como poço RII. Neste

poço, a descrição de testemunho é mostrada na Tabela 5. Comparando as descrições das fácies nas Tabelas 4 e 5 é visível a semelhança em termos de mineralogia e efeitos de diagenéticos nas camadas dos dois poços.

Tabela 5 - Fácies descritas no poço RII.

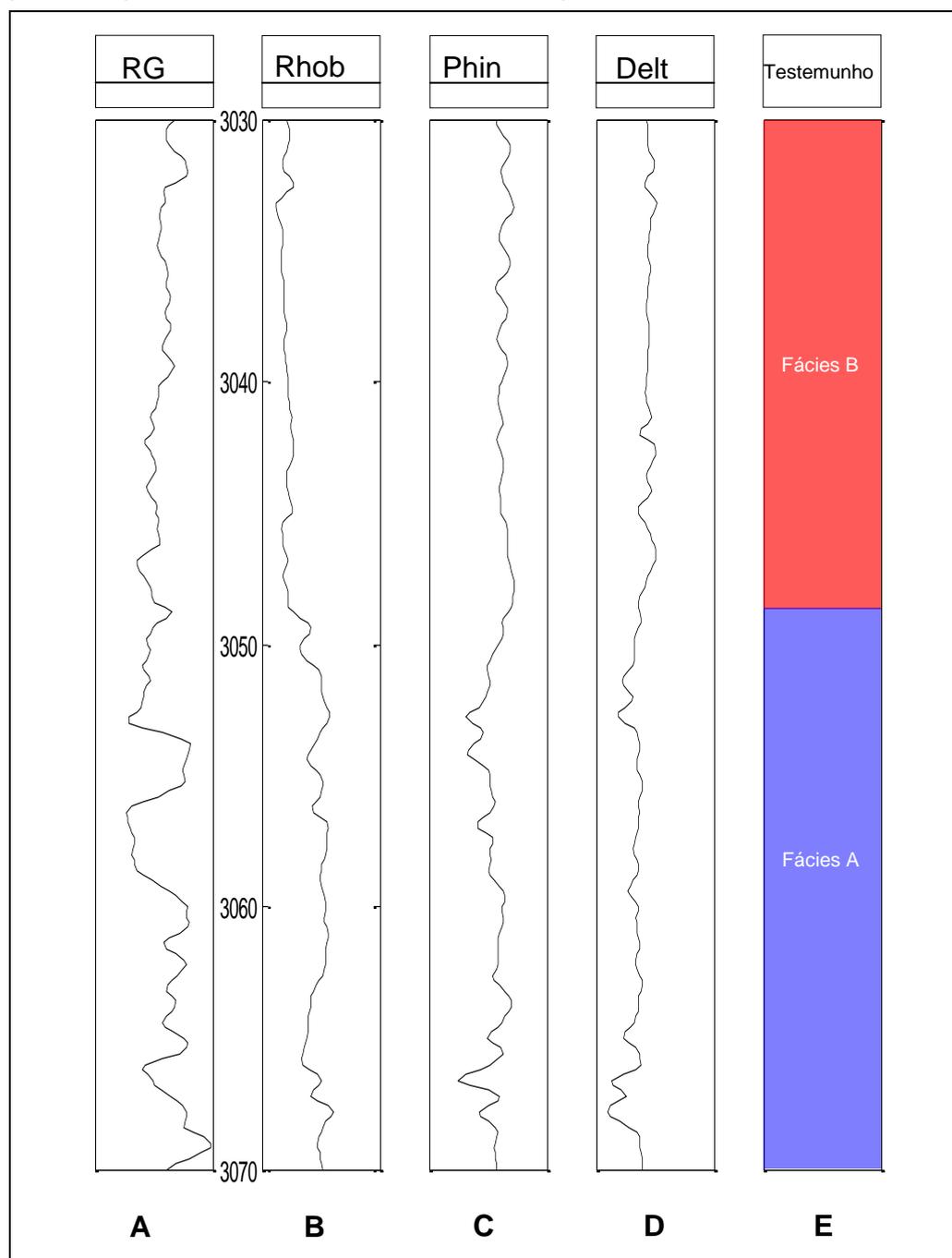
<b>FÁCIES</b>	<b>DESCRIÇÃO</b>
A	Interlaminado siltito argiloso, marga e folhelho bioturbado.
B	Arenito médio graduado.

Fonte: Petrobras.

A Figura 13 mostra o conjunto de perfis mensurados no intervalo de profundidades de 3030 a 3070 metros. A Figura 13-A mostra o perfil de raios gama natural, a Figura 13-B mostra o perfil de densidade e as Figuras 13-C e 13-D mostram os perfis de porosidade neutrônica e sônico, respectivamente. Na Figura 13-E está o zoneamento deste intervalo de profundidades do poço RII construído segundo a Tabela 5.

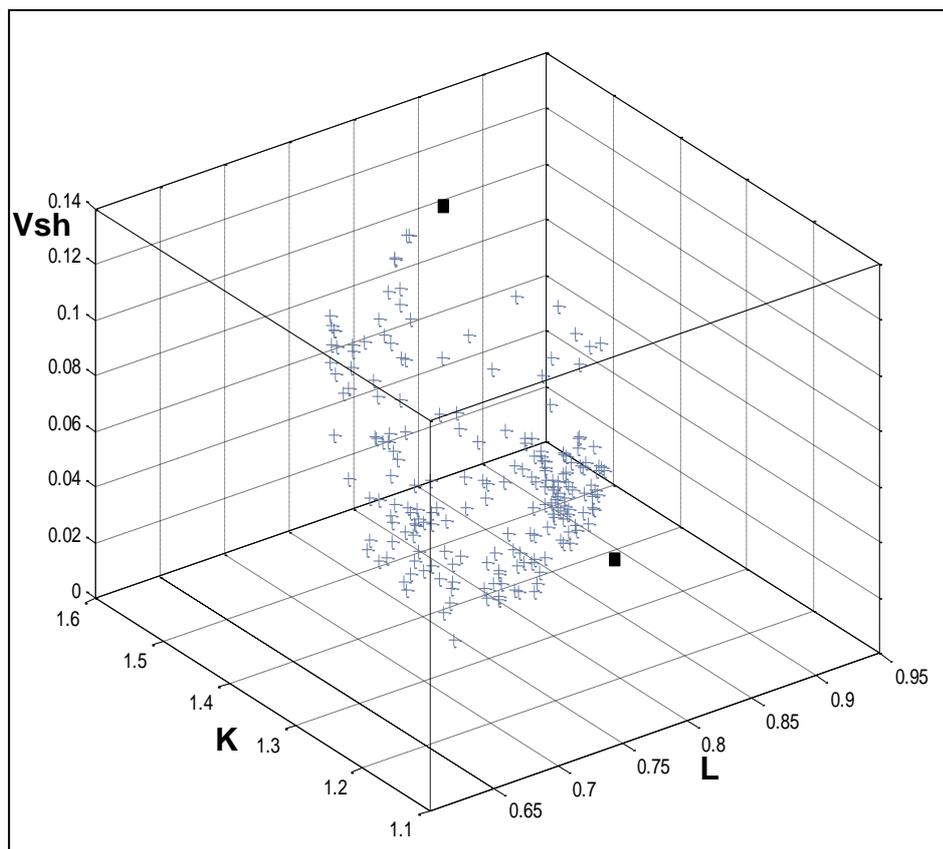
O Gráfico Vsh-L-K para o poço RII é apresentado na Figura 14. As cruzes azuis representam os pontos calculados com os perfis no intervalo de profundidades mostrado na Figura 13. Observa-se a dificuldade da interpretação visual da Figura 14 em função dos pontos representativos das fácies de referência, que estão mostrados na forma dos quadrados pretos. No entanto, observa-se alguma similaridade entre as fácies descritas nos dois poços.

Figura 13 - Perfis com a análise de testemunho do poço RII. RG é o perfil de raios gama natural. Rhob é o perfil de densidade. Phin é o perfil de porosidade neutrônica e Delt é o perfil sônico. Testemunho é o perfil de testemunho.



Fonte: Da autora.

Figura 14 – Gráfico Vsh-L-K para o poço RII. Os quadrados em preto representam os pontos de referência indicativos das fácies.



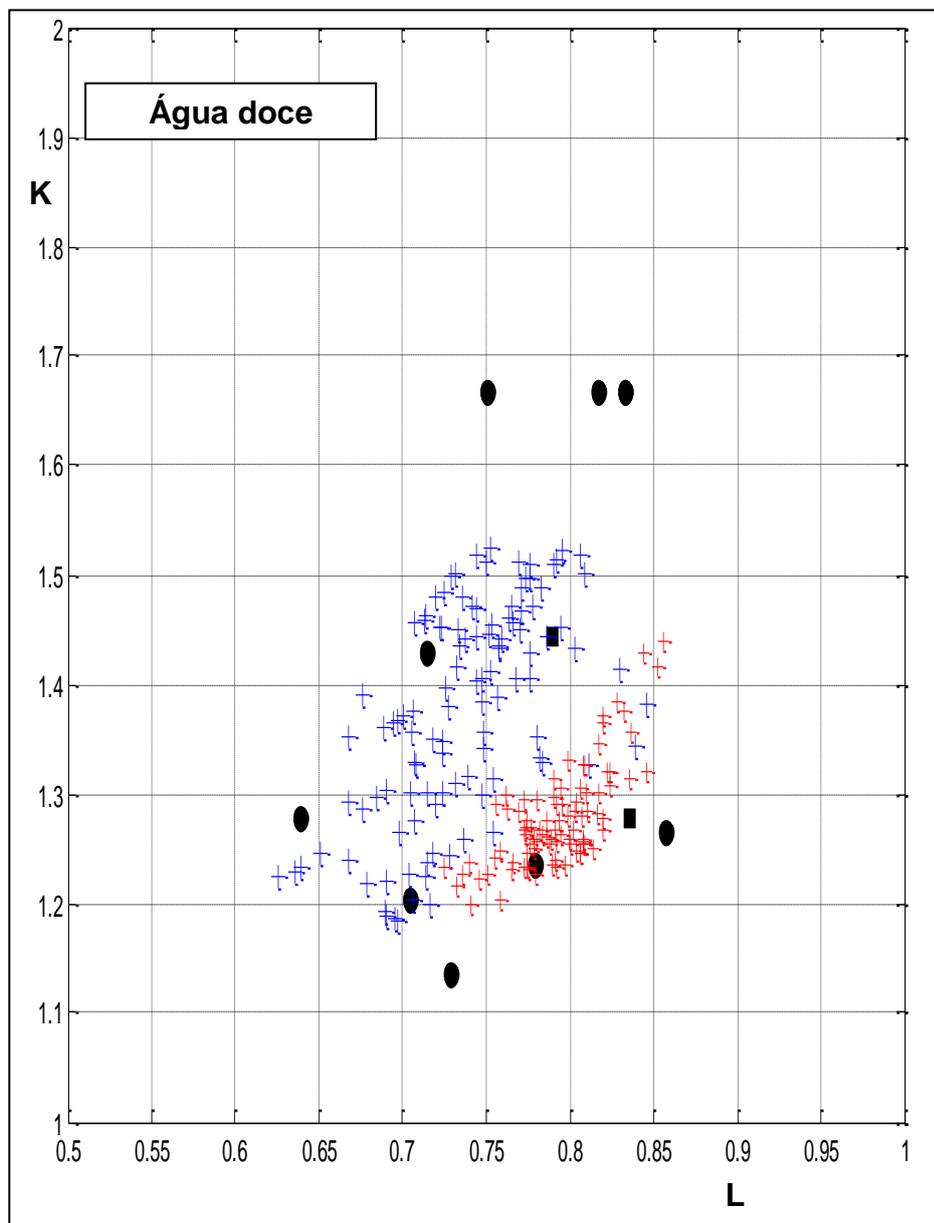
Fonte: Da autora.

A rede neural competitiva angular generalizada é construída a partir dos pesos sinápticos definidos pelas coordenadas dos pontos de referência das fácies e dos pontos fixos do Gráfico L-K. Na Figura 14 não são mostrados os pontos fixos, mas a sua interpretação visual não indica a presença de pontos com argilosidade nula. A semelhança notada na descrição geológica das fácies pode ser estendida à semelhança entre as propriedades físicas.

A Figura 15 apresenta os resultados da interpretação do Gráfico Vsh-L-K (Figura 14) produzidos pela rede neural competitiva angular generalizada. Estes resultados são visualizados no Gráfico L-K, com as cruzes em azul mostrando os pontos do poço RII classificados como a fácies de referência A e as cruzes em vermelho mostram os pontos classificados como a fácies B. Como pode ser visto

na Figura 15, a argilosidade e o conteúdo de ruído nos dados reais produzem um grande espalhamento dos pontos no plano L-K.

Figura 15 – Gráfico L-K para o poço RII. Os círculos em preto marcam os pontos de referência e os quadrados pretos, o centro das fácies.

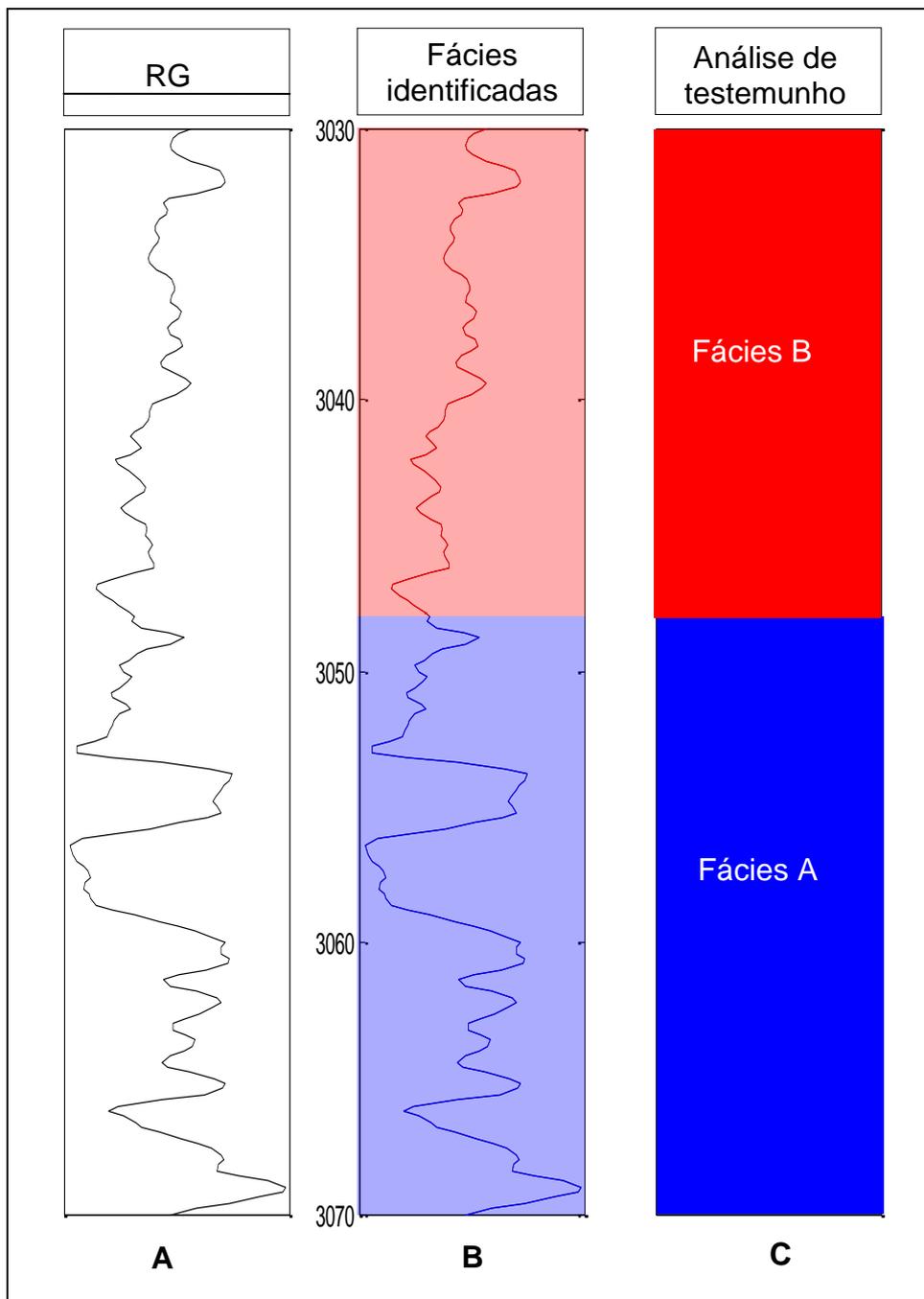


Fonte: Da autora.

Observa-se então, o efeito de redução da ambiguidade na interpretação do Gráfico L-K pela utilização do Gráfico Vsh-L-K.

A representação das fácies identificadas no poço RII no Gráfico L-K não possibilita a visualização do zoneamento do poço RII. A associação das fácies às profundidades das correspondentes camadas é apresentada na Figura 16, que mostra na Figura 16-A o perfil de raios gama natural do poço RII como referência. Na figura 16-B é mostrado o zoneamento do poço RII produzido pela rede competitiva angular generalizada quando interpreta o Gráfico Vsh-L-K do poço RII.

Figura 16 – Fácies identificadas no poço RII. 16-A – Perfil de raios gama natural. 16-B – Fácies identificadas. 16-C – Análise de testemunho.



Fonte: Da autora.

## 8 CONCLUSÃO

A identificação de fácies em poços não testemunhados e utilizando apenas os dados da perfilagem de poço é um problema de extrema complexidade, com grande ambiguidade e em muitos casos pode não apresentar uma solução realista. A metodologia aqui apresentada baseou-se em duas premissas: A primeira considera que o Gráfico Vsh-L-K representa uma eficiente codificação da informação qualitativa geológica, ou a descrição das fácies em um poço testemunhado em termos das propriedades físicas mensuradas nos perfis geofísicos. Na segunda premissa, toma-se que a correspondência definida no Gráfico Vsh-L-K pode ser transportada para poços não testemunhados. Nos resultados pode-se avaliar a realidade destas premissas.

Enquanto se mostrou as qualidades do Gráfico Vsh-L-K tem-se que considerar o fundamental papel exercido pela rede neural competitiva angular generalizada para a interpretação ou a extração da informação contida no Gráfico Vsh-L-K em termos de conhecimento das fácies sedimentares presentes no poço não testemunhado.

A rede neural competitiva angular generalizada apresentada neste trabalho possui um amplo espectro de aplicações não se restringindo ao exemplo aqui discutido.

Para este problema de identificação de fácies em perfis a solução apresentada neste trabalho é extremamente realista, não implicando, no entanto, que se tenha alcançado a sua solução definitiva. Considerando eficiente a abordagem desenvolvida nesta dissertação, propõe-se a sua extensão para o caso n-dimensional envolvendo um maior conteúdo de informação geológica presente em um maior número de perfis utilizados para a identificação de fácies.

## REFERÊNCIAS

BARROS, C.; ANDRADE, A. Determination of water saturation by intelligent algorithm. **Journal of Petroleum Science and Engineering**. Volume 102, February 2013, Pages 47–56.

BURKE, J. A.; CAMPBELL JR, R.L.; SCHIMIDT, A.W. The Litho-porosity cross plot: a method of determining rock characteristics for computation of log data. In: SPE ILLINOIS BASIN REGIONAL MEETING, 1969, Evansville, Indiana. Illinois Basin. Evansville, Indiana: Society of Petroleum Engineers, 1969. p. 187- 198.

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

ELLIS, D.V; SINGER, J.M. **Well Logging for Earth Scientists**. 2.ed. Berlin, Springer-Verlag. 2008.

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

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

MENDES, J.C. **Elementos de estratigrafia**, Rio de Janeiro:T.A. Queiroz Editor, 1984. v. 12

MIDDLETON, G. V.; HAMPTON, M. A. **Sedimentary gravity flows: mechanics of flow and deposition**. In: Turbidites and Deep Water Sedimentation. Short course Notes, American Geophysical Institute – Society of the Economic Paleontologists and mineralogists. 1973.

NERY, G. G. **Perfilagem geofísica em poço aberto**. Salvador: [s.n.], 1990.

NICHOLS, G. **Sedimentology and stratigraphy**, 2 ed. Wiley-Blackwell, 2009.

NIKRAVESH, M. Soft computed based computational intelligent for reservoir characterization. **Expert Systems with Applications**, v. 26, p.19-38.2004.

SELLEY, R.C. **An introduction to sedimentology**. Londres, Academic Press. 1976.

SUGUIO, K. **Rochas sedimentares: propriedades, gênese e Importância econômica**. São Paulo, SP: Edgard Bucher, EDUSP. 1980.

WELLER, J.M. Stratigraphic facies differentiation and nomenclature. **Am. Ass. Petrol. Geologists, Bull.**, 40, p.17-50.1958.