



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

KIVIA DO CARMO PALHETA GOMES

**IDENTIFICAÇÃO DE FÁCIES EM PERFIS DE POÇO COM REDE  
NEURAL DIRETA**

Belém - Pará

2015

KIVIA DO CARMO PALHETA GOMES

**IDENTIFICAÇÃO DE FÁCIES EM PERFIS DE POÇO COM REDE  
NEURAL DIRETA**

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 do Grau de Mestre em Geofísica.

Área de concentração: Geofísica de Poço  
Orientador: André José Neves Andrade.

Belém

2015

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

---

Gomes, Kivia do Carmo Palheta, 1979-  
Identificação de fácies em perfis com rede neural direta / Kivia  
do Carmo Gomes Palheta. – 2015  
84 f. : il. ; 29 cm

Inclui bibliografias

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

1. Geofísica. 2. Perfilagem geofísica de poços. I. Título.

CDD 22. ed. 550

---

KIVIA DO CARMO PALHETA GOMES


**IDENTIFICAÇÃO DE FÁCIES EM PERFIS DE POÇO COM REDE  
NEURAL DIRETA.**

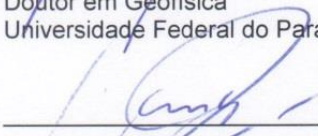
Dissertação de mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Geofísica do Instituto de Geociências da Universidade Federal do Pará - UFPA, em cumprimento às exigências para obtenção de Mestre em Geofísica.

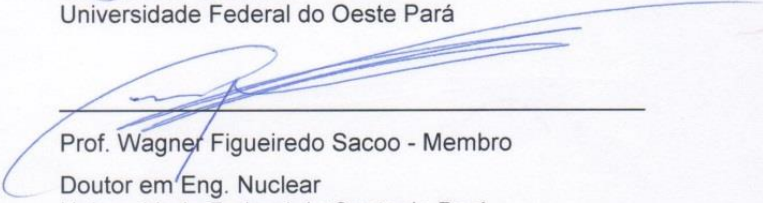
Data de Aprovação: \_\_\_ / \_\_\_ / \_\_\_

Conceito: **Bom**

Banca Examinadora

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

  
\_\_\_\_\_  
Prof. Carlos Eduardo Guerra - Membro  
Doutora em Geofísica  
Universidade Federal do Oeste Pará

  
\_\_\_\_\_  
Prof. Wagner Figueiredo Saco - Membro  
Doutor em Eng. Nuclear  
Universidade Federal do Oeste do Pará

*Aos Meus Pais, José Maria Nascimento Gomes e  
Maria do Carmo Palheta Gomes,  
e minha filha, Júlia Fernanda  
Gomes e Silva, com muito amor e carinho.*

## **AGRADECIMENTOS**

A Deus por sempre iluminar os meus caminhos.

Ao Prof. André José Neves Andrade meu orientador, agradeço a oportunidade e a confiança depositada em mim ao longo desse trabalho.

Aos meus pais, José Maria Nascimento Gomes e Maria do Carmo Palheta Gomes, pelo grande amor, afeto e educação destinados a mim, que me permitiram chegar até aqui.

As minhas irmãs Keila Gomes e Karina Gomes que sempre me incentivaram nessa jornada.

Aos meus amigos do mestrado Jessica Lia dos Santos, Thelson Almeida, Laura e Alberto Tapia.

Todas as pessoas que diretamente ou indiretamente contribuíram para a confecção desse trabalho.

"Há homens que lutam um dia, e são bons; Há outros que lutam um ano, e são melhores; Há aqueles que lutam muitos anos, e são muito bons; Porém há os que lutam toda a vida; "Estes são os imprescindíveis."

Bertold Brecht

## RESUMO

A aplicação das técnicas de testemunhagem é, normalmente, realizada em um número restrito dos poços verticais perfurados em um campo, fazendo com que as descrições das fácies, pela análise de testemunhos, tornem-se rarefeitas e consequentemente não permitindo uma caracterização realista dos reservatórios.

O aumento da produção de hidrocarbonetos em um campo petrolífero é de extrema importância para a indústria do petróleo e profundamente dependente do conhecimento dos reservatórios em função das suas propriedades petrofísicas, que variam em função das fácies geológicas. Uma melhor descrição das fácies pode refletir em estimativas de volumes de hidrocarboneto mais realistas. Neste trabalho é apresentado um algoritmo inteligente capaz de produzir o transporte da informação das fácies produzida pela análise do testemunho para os poços perfilados e não testemunhados de um campo petrolífero, através do projeto de uma rede neural direta treinada para realizar um mapeamento da informação geológica em termos das propriedades físicas registradas nos perfis. O algoritmo inteligente processa o resultado produzido pela rede neural através de um filtro de coerência de profundidade para indicar os limites das camadas ao longo da trajetória do poço.

Para os casos aqui avaliados a algoritmo inteligente apresentou resultados compatíveis com a análise de testemunho e de forma completamente independente da dimensão do conjunto de treinamento.

Palavras-Chave: Geofísica de Poço. Algoritmos Inteligentes. Rede Neural Artificial.



## **ABSTRACT**

The application of coring techniques is usually carried out in a limited number of vertical wells drilled in an oil field, causing the rarefaction of facies descriptions and not allowing a realistic characterization of reservoirs. Increased production of hydrocarbons in an oil field is extremely important for the oil industry and deeply dependent on the knowledge of the reserves in accordance with their petrophysical properties, which vary depending on geological facies. A better description of facies may reflect more realistic estimates of hydrocarbon volumes. This dissertation presents an intelligent algorithm capable of producing the transport of geologic information produced by the facies analysis of cores to the non-cored wells in an oil field, through the design of a direct neural network trained to perform a mapping of geological information in terms of the physical properties registered in the well logs. The intelligent algorithm processes the result produced by the neural network through a depth coherence filter to locate the boundaries of the layers along the well trajectory. For all of our cases the intelligent algorithm presented results compatible with the core analysis and independent of the size of the training set.

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

## LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 01 – Localização do Campo de Namorado na Bacia de Campos RJ.....	28
Figura 02 – Carta Estratigráfica da Bacia de Campos RJ.....	20
Figura 03 –Seção Esquemática Geológica da Bacia de Campos RJ.....	22
Figura 04 - Arcabouço das feições estruturais da seção rift na Bacia de Campos...	23
Figura 05 - Arcabouço estrutural e estratigráfico do topo do reservatório e a divisão do Campo de Namorado em quatro blocos.....	28
Figura 06 – Esquema de deposição dos turbiditos do Arenito Namorado.....	29
Figura 07- Fases de transformação de uma amostra de rocha a lâmina delgada.....	39
Figura 08 – Modelo de rocha.....	42
Figura 09- Mostra os poros e fluidos de uma rocha.....	43
Figura 10 – Arquitetura típica de uma rede neural multicamadas.....	54
Figura 11 – Neurônio biológico.....	55
Figura 12 – Neurônio artificial.....	56
Figura 13 – Função degrau simples.....	57
Figura 14 – Função logística.....	58
Figura 15 – Função tangente hiperbólica.....	59
Figura 16 – Rede neural com três camadas.....	61
Figura 17 – Generalização da rede neural.....	66
Figura 18 – Arquitetura da rede neural.....	69
Figura 19 - Função escada ou função de mapeamento.....	71
Figura 20 - O conjunto de perfis tomado no Poço-A.....	73
Figura 21 - Conjuntos de perfis com as fácies de interesse.....	74
Figura 22 - Perfil de Raios Gama com a função de treinamento da rede neural.....	75
Figura 23 - Conjunto de perfis no Poço-B.....	76

Figura 24 - Perfil de Raios Gama com o resultado da metodologia .....77

Figura 25 - Perfis com as fáceis de interesse.....78

Figura 26 - Perfil de Raio Gama Natural destacando as fáceis de interesse.....79

Figura 27 - Conjunto de perfis adquiridos no poço testemunhado.....80

Figura 28 - Resultado da aplicação da rede com os perfis do poço.....81

## **LISTA DE TABELAS**

Tabela 01 – Descrição das fácies do campo de Namorado.....	33
Tabela 02 – Granulometria das rochas clásticas.....	37
Tabela 03 – Composição das rochas carbonáticas.....	37

## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO.....</b>	<b>15</b>
<b>2</b>	<b>LOCALIZAÇÃO DA ÁREA DE ESTUDO.....</b>	<b>17</b>
<b>3</b>	<b>CONTEXTO GEOLÓGICO REGIONAL.....</b>	<b>18</b>
3.1	BACIA DE CAMPOS.....	18
3.1.1	<b>Arcabouço Estrutural.....</b>	<b>23</b>
3.1.2	<b>Evolução Tectono-sedimentar.....</b>	<b>24</b>
<b>4</b>	<b>CONTEXTO GEOLOGICO LOCAL.....</b>	<b>27</b>
4.1	CAMPO DE NAMORADO.....	27
4.2	FACIOLOGIA DO RESERVATÓRIO DE NAMORADO.....	30
4.2.1	<b>Fácies de Microconglomerados e Arenitos com Seixo.....</b>	<b>30</b>
4.2.2	<b>Fácies Arenitos Maciços.....</b>	<b>30</b>
4.2.3	<b>Fácies de Turbiditos de Bouma de Laminação Espessa.....</b>	<b>31</b>
4.2.4	<b>Fácies de Turbiditos de Bouma de Laminação Delgada.....</b>	<b>31</b>
4.2.5	<b>Fácies de Conglomerado Suportado por Matriz.....</b>	<b>31</b>
4.2.6	<b>Fácies de Slumps.....</b>	<b>32</b>
4.2.7	<b>Fácies de Lमितos.....</b>	<b>32</b>
<b>5</b>	<b>FÁCIES SEDIMENTARES.....</b>	<b>34</b>
5.1	ROCHAS SEDIMENTARES.....	34
5.1.1	<b>Rochas Sedimentares Clásticas.....</b>	<b>35</b>
5.1.2	<b>Rochas Sedimentares Carbonáticas.....</b>	<b>35</b>
5.1.3	<b>Rochas Sedimentares Químicas.....</b>	<b>36</b>
<b>6</b>	<b>MÉTODOS DE IDENTIFICAÇÃO DE FACIES.....</b>	<b>38</b>
6.1	MÉTODOS DIRETOS.....	38
6.1.1	<b>Análise por Difração de Raios-X.....</b>	<b>38</b>
6.1.2	<b>Microscópio Petrográfico e Eletrônico.....</b>	<b>38</b>
6.1.3	<b>Método de Chayes.....</b>	<b>39</b>
6.1.4	<b>Coloração Diferencial.....</b>	<b>40</b>
6.2	MÉTODOS INDIRETOS.....	40
<b>7</b>	<b>MODELO PETROFÍSICO.....</b>	<b>42</b>
7.1	MODELO DE ROCHA.....	42
7.2	PROPRIEDADES PETROFÍSICAS.....	43

7.2.1	Equação da Porosidade.....	43
7.2.2	Equação da Argilosidade.....	45
7.2.3	Equação de Archie.....	45
8	<b>AVALIAÇÃO DE FORMAÇÃO.....</b>	49
8.1	PERFIL DE POÇO.....	49
8.1.1	Perfil de Raios Gama Natural.....	50
8.1.2	Perfil de Porosidade Neutrônica.....	50
8.1.3	Perfil Sônico.....	51
8.1.4	Perfil de Densidade.....	51
8.1.5	Perfil de Resistividade Profunda.....	52
9	<b>REDE NEURAIS MULTICAMADAS.....</b>	53
9.1	NEURÔNIO BIOLÓGICO E ARTIFICIAL.....	54
9.2	FUNÇÃO DE ATIVAÇÃO.....	56
9.3	TREINAMENTO OU APRENDIZADO.....	59
9.4	FASE DE OPERAÇÃO.....	66
10	<b>METODOLOGIA.....</b>	67
10.1	ARQUITETURA DA REDE.....	68
10.2	TREINAMENTO DA REDE.....	69
10.3	CONJUNTO DE TREINAMENTO.....	70
10.4	OPERAÇÃO DA REDE.....	71
11	<b>RESULTADOS.....</b>	72
11.1	DADOS SINTÉTICOS.....	72
11.2	DADOS REAIS.....	77
12	<b>CONCLUSÕES.....</b>	82
	<b>REFERENCIAS.....</b>	83

## 1 INTRODUÇÃO

O aumento da produção de hidrocarbonetos em um campo petrolífero é de extrema importância para a indústria do petróleo e isto implica na realização da mais realista avaliação das propriedades petrofísicas dos reservatórios, que variam segundo as diversas fácies geológicas atravessadas pelo poço (SERRA, 1985). A descrição precisa das fácies reduz significativamente o erro na predição das propriedades petrofísicas com impacto no cálculo dos volumes de hidrocarboneto.

A identificação das fácies atravessadas por um poço petrolífero é uma das mais importantes atividades executadas pelo geofísico de poço e pelo geólogo de petróleo. Este último de modo direto, durante a análise de testemunhos (QI & CARR, 2006), mas a descrição geológica de testemunhos para a identificação das fácies apresenta um alto fator HH (homem/hora). Como na grande maioria dos poços *onshore*, a operação de testemunhagem é rara e a recuperação das amostras de rocha ou testemunhos, durante este tipo de operação, é frequentemente inferior a 100% (ELLIS, 1987). Por outro lado, nos poços *offshore*, normalmente com alto ângulo ou do tipo horizontal, pois constituem a forma mais conveniente para o desenvolvimento dos campos marítimos. Neste caso, a sua geometria não possibilita a realização de operações de testemunhagem (ELLIS, 1987).

Considerando a interpretação qualitativa dos perfis geofísicos mensurados em um poço, apenas em um único caso a identificação de fácies ou da litologia pode ser realizada, como quando o poço atravessa uma camada de rocha homogênea, como um evaporito. Neste caso, o perfil de densidade convencional pode identificar esta fácies pelo seu particular valor de densidade ( $\rho_b = 2.1 \text{ g/cm}^3$ ). Na grande maioria das situações práticas, este tipo de ocorrência é a de pouca importância para a exploração de petróleo.

Apresenta-se nesta dissertação uma abordagem para a solução do problema da identificação das fácies reservatório em um poço não testemunhado, com a utilização de múltiplos perfis geofísicos de poço aberto. A abordagem será através do desenvolvimento de uma estratégia conveniente para o treinamento de uma rede neural direta multicamadas, com o algoritmo da retropropagação do erro para a produção de um mapeamento da informação geológica extraída dos testemunhos obtidos em um poço, em termos das propriedades físicas registradas nos perfis.

Busca-se aqui, utilizar a habilidade e a capacidade de generalização de uma rede neural treinada com o algoritmo da retropropagação do erro para produzir um mapeamento da informação geológica extraída dos testemunhos em termos das medidas de propriedades físicas registradas nos perfis geofísicos de poço aberto e, ainda, possibilitar o transporte da informação geológica obtida em poço testemunhado, tomado como referência, para outros poços perfilados, mas não testemunhados, perfurados nas vizinhanças ou no mesmo cenário geológico do poço de referência.

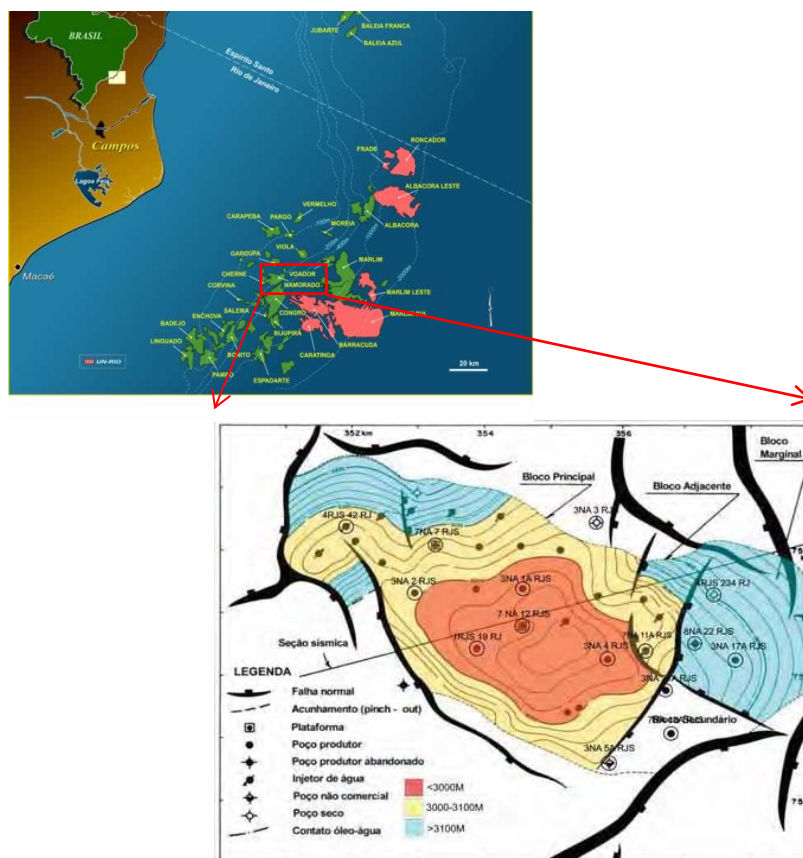
A aplicabilidade desta metodologia foi verificada com a utilização dos perfis de raios gama natural (RG), resistividade profunda (RESt), sônico (DELt), densidade (RHOb) e porosidade neutrônica (PHIN) mensurados em poços offshore, testemunhados e perfurados no Campo de Namorado, Bacia de Campos, Brasil.



## 2 LOCALIZAÇÃO DA ÁREA DE ESTUDO

A área de estudo, o Campo de Namorado, está localizado na porção Central/Norte da Bacia de Campos a 80 km da costa, em cotas batimétricas variáveis de 110 a 250 m na margem continental brasileira, junto ao estado do Rio de Janeiro, entre as latitudes 21° e 23° S (Figura 01). Este campo possui uma área de aproximadamente 200 km<sup>2</sup>, e pertence ao *trend* de acumulações petrolíferas da bacia. A Bacia de Campos está localizada na porção sudeste do Brasil ao longo da costa norte do estado do Rio de Janeiro e da costa sul do Estado do Espírito Santo com uma área de aproximadamente 100.000 km<sup>2</sup>, sendo limitada ao norte pela Bacia do Espírito Santo no Alto de Vitória e a sul, pela Bacia de Santos no Alto de Cabo Frio (MILANI, 2007).

Figura 01 – O Campo de Namorado na Bacia de Campos-RJ é marcado com o quadrado vermelho e em detalhe o contorno do arcabouço estratigráfico e estrutural do mesmo com a localização dos poços.



Fonte: Modificado de Guardado et al. (1989)

### 3 CONTEXTO GEOLÓGICO REGIONAL

#### 3.1 BACIA DE CAMPOS

A Bacia de Campos possui aproximadamente 100.000 km<sup>2</sup>, dos quais cerca de 500 km<sup>2</sup> estão em área emersa. Em seu limite superior, faz fronteira com o estado do Espírito Santo, mais especificamente, com o Alto de Vitória. Na região sul, é separada da Bacia de Santos através do Alto de Cabo Frio. Em aproximadamente 30 anos, já foram perfurados mais de 1.600 poços, representando a maior reserva brasileira, de óleo e gás (WINTER et al., 2007).

A geologia da Bacia de Campos foi descrita por inúmeros autores ao longo das décadas, destacando os trabalhos de Guardado et al. (1990) e Rangel et al. (1994). Dentre os trabalhos mais recentes sobre a evolução sedimentar e o arcabouço estratigráfico, (WINTER ET AL. 2007) dividiram a Bacia de Campos em cinco pacotes principais: Formação Cabiúnas, Grupo Lagoa Feia, Grupo Macaé e Grupo Campos (Figura 2.1), que estão sobrejacentes ao embasamento. O embasamento cristalino é composto por gnaisses pré-cambrianos, pertencentes à Província Proterozóica da Ribeira (CAINELLI et al., 1999).

##### Formação Cabiúnas

A Formação Cabiúnas é constituída por basaltos, diabásios e rochas vulcanoclásticas, decorrentes de derrames que cobriram discordantemente o embasamento pré-cambriano. Através do método K/Ar foi possível datar essa formação, na qual as idades indicam idades entre 130 e 120 Ma (RANGEL et al., 1994).

##### *Grupo Lagoa Feia*

O Grupo Lagoa Feia é subdividido nas formações Itabapoana, Atafona, Coqueiros, Gargaú, Macabu e Retiro.

A *Formação Itabapoana* é formada principalmente por ortoconglomerados polimíticos e arenitos líticos de fandeltas, depositados em ambiente lacustrino e lagunar. O contato basal com a Formação Cabiúnas é discordante assim como o contato superior com as formações Atafona e Coqueiros é discordante angular.

Possui idade entre o Barremiano e Aptiano e ocorre em toda a borda oeste da Bacia de Campos (WINTER et al., 2007).

A *Formação Atafona* está representada por siltitos, arenitos e folhelhos lacustres (conhecidos como folhelho Buracica), com intercalações de delgadas camadas carbonáticas, que ocorrem nas porções sul e central principalmente. O contato inferior e superior é discordante sobre a Formação Cabiúnas ou Formação Itabapoana, e sobre a Formação Coqueiros respectivamente. A idade de deposição é tida como Andar Barremiano (WINTER et al., 2007).

A *Formação Coqueiros* é formada por coquinas de até 400 metros de espessura depositados em ambiente lacustre. Constitui um depósito de carapaças e pelecípodes associados a altos estruturais, representando reservatórios. Estão intercalados com folhelhos ricos em matéria orgânica (WINTER et al., 2007).

A *Formação Gargaú* ocorre principalmente nas porções sul e centro da Bacia de Campos, sendo caracterizada por folhelhos, siltitos e margas, intercalados por arenitos e calcilutitos, depositados em ambiente costeiro raso, com eventuais aportes de clastos. O contato inferior com a Formação Gargaú é discordante assim como o contato superior com a Formação Retiro, porém, o contato lateral é gradacional da Formação Macabu para os arenitos conglomeráticos da Formação Itabapoana. A idade de deposição é tida como do Aptiano (WINTER et al., 2007).

A *Formação Macabu* é constituída por estromatólitos e laminitos microbiais, localmente dolomitizados e/ou silicificados, com raras intercalações de estratos arenosos e folhelhos. Esses sedimentos carbonáticos ocorrem principalmente na porção central e sul da Bacia de Campos, foram depositados em ambiente árido e raso, e possuem idade aptiana (WINTER et al., 2007).

A *Formação Retiro* é formada por evaporitos, compostos por anidritas e halitas do Aptiano Superior, conhecida como camada de sal (WINTER et al., 2007).

### *Grupo Macaé*

O Grupo Macaé é subdividido nas formações Quissamã, Outeiro, Goitacás e Imbetiba, e Membro Búzios.

A *Formação Quissamã* e o *Membro Búzios* são formados por estratos de dolomitos que apresentam porosidade devido a brechas, vugs, grutas e cavernas, e à medida que se avança para as porções mais distais, os estratos são mais

delgados e restritos à base da Formação Quissamã. O Membro Búzios é representado por carbonatos da Formação Quissamã que sofreu diagênese precoce. Ambos são datados como Albiano Inferior (WINTER et al., 2007).

A *Formação Outeiro* possui calcilutitos com calcisferulídeos e foraminíferos, margas e conglomerados. A deposição ocorreu em um ambiente de periplataforma (GUARDADO et al., 1990).

A *Formação Goitacás* é composta por conglomerados polimíticos e arenitos mal selecionados, com associação de margas e calcilutitos (WINTER et al., 2007).

A *Formação Imbetiba* é representada por margas, que ocorrem em toda a bacia, e, mais raramente, por arenitos erráticos turbidíticos. Também há a ocorrência de sedimentos arenosos de fandelta. Através de métodos palinológicos, sua idade foi definida como Cenomaniano (WINTER et al., 2007).

#### *Grupo Campos*

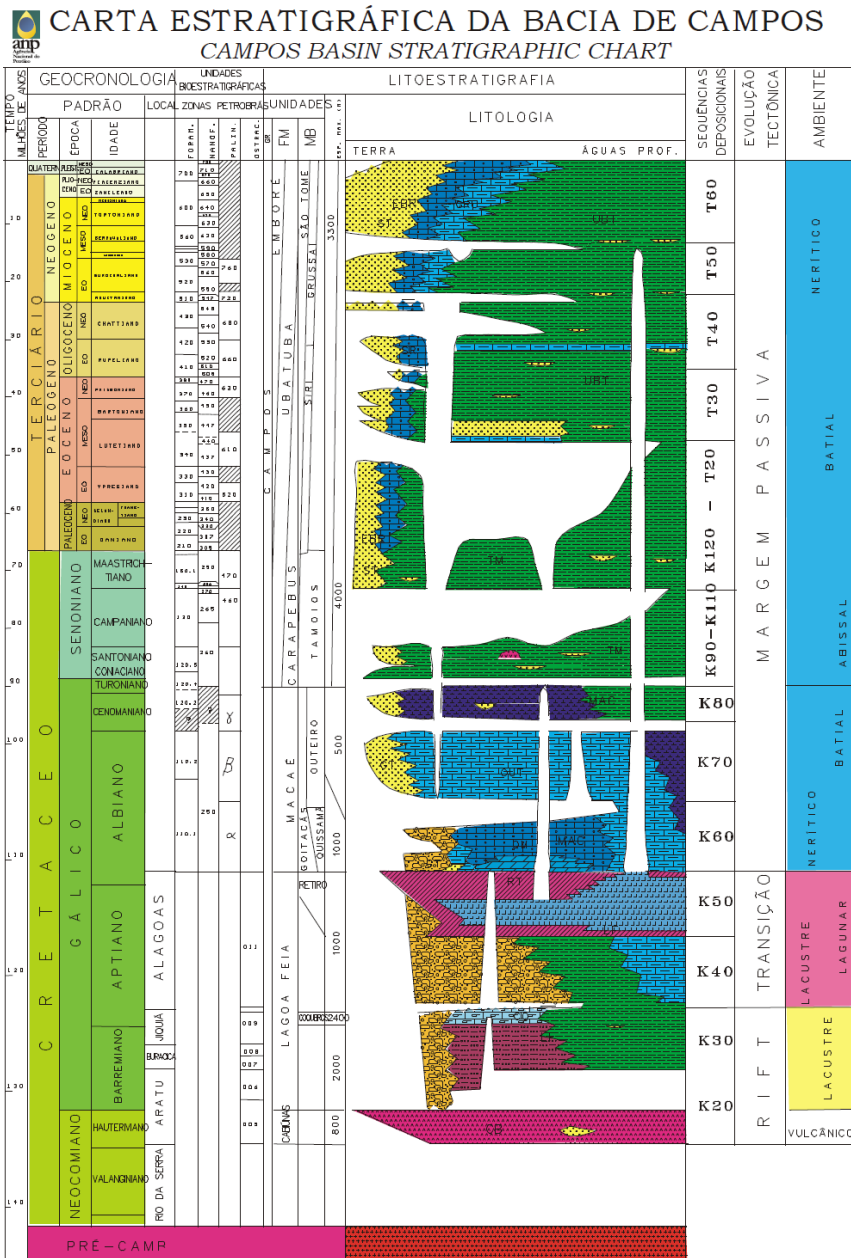
O Grupo Campos é subdividido nas formações Emboré, Carapebus e Ubatuba.

A *Formação Emboré* é representada por arenitos e carbonatos impuros de idade turoniana ao recente, depositados em ambiente flúvio-deltaico e plataformar. Há ocorrências dos sedimentos finos da Formação Ubatuba na Emboré, representada pelos membros São Tomé, Siri e Grussai (RANGEL et al., 1994).

A *Formação Carapebus* é caracterizada por arenitos finos, devido a correntes de turbidez, e conglomerados. Sua deposição também ocorreu no Turoniano (RANGEL et al., 1994).

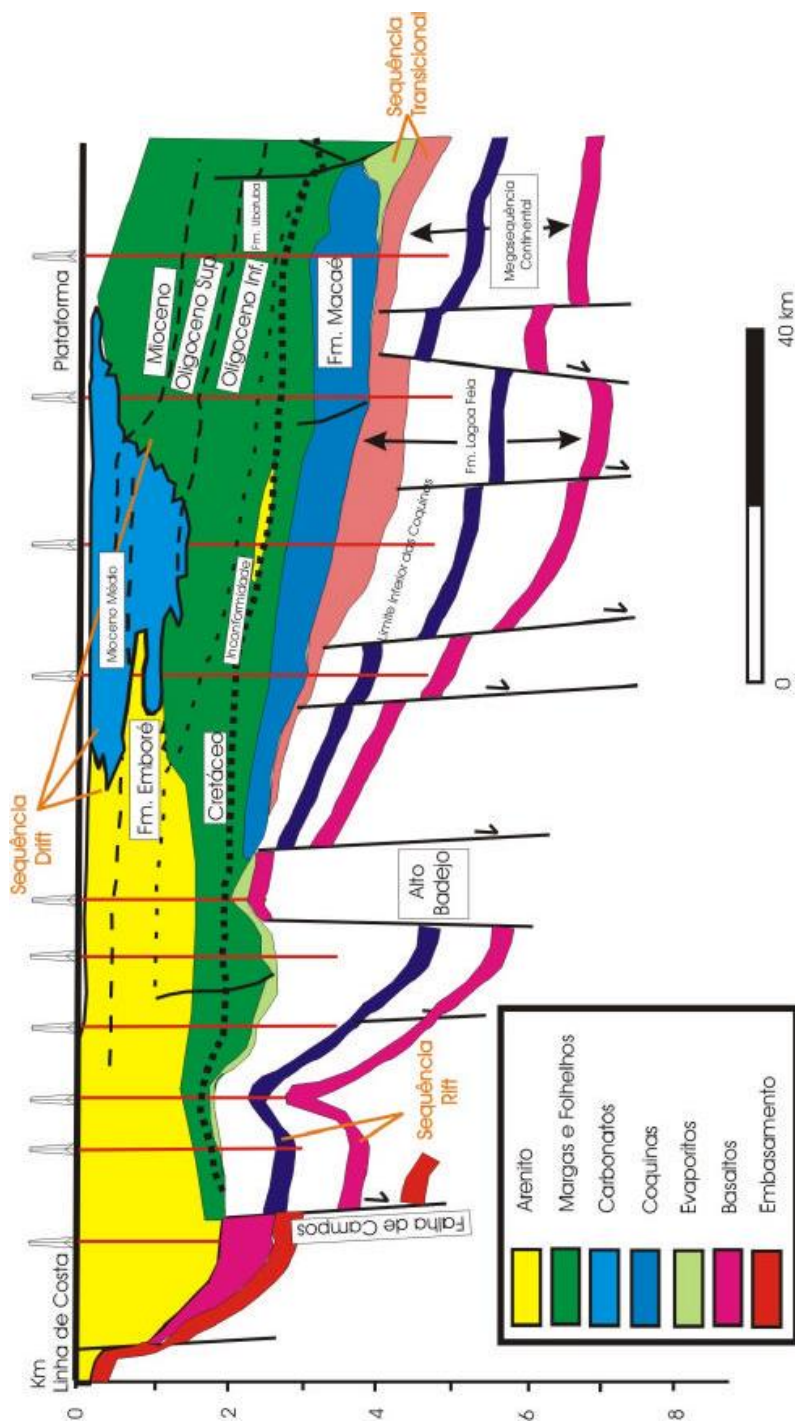
A *Formação Ubatuba* é composta por folhelhos, argilitos, margas, calcilutitos e diamictitos, depositados em ambiente marinho batial e abissal do Turoniano ao recente. O contato com o Grupo Macaé é discordante e interdigita-se com sedimentos clásticos e carbonáticos da Formação Emboré (RANGEL et al., 1994).

Figura 02 : – Carta estratigráfica da Bacia de Campos



Fonte: (WINTER et al, 2004)

Figura 03 – Seção Esquemática Geológica da Bacia de Campos, representando as principais formações estratigráficas da bacia

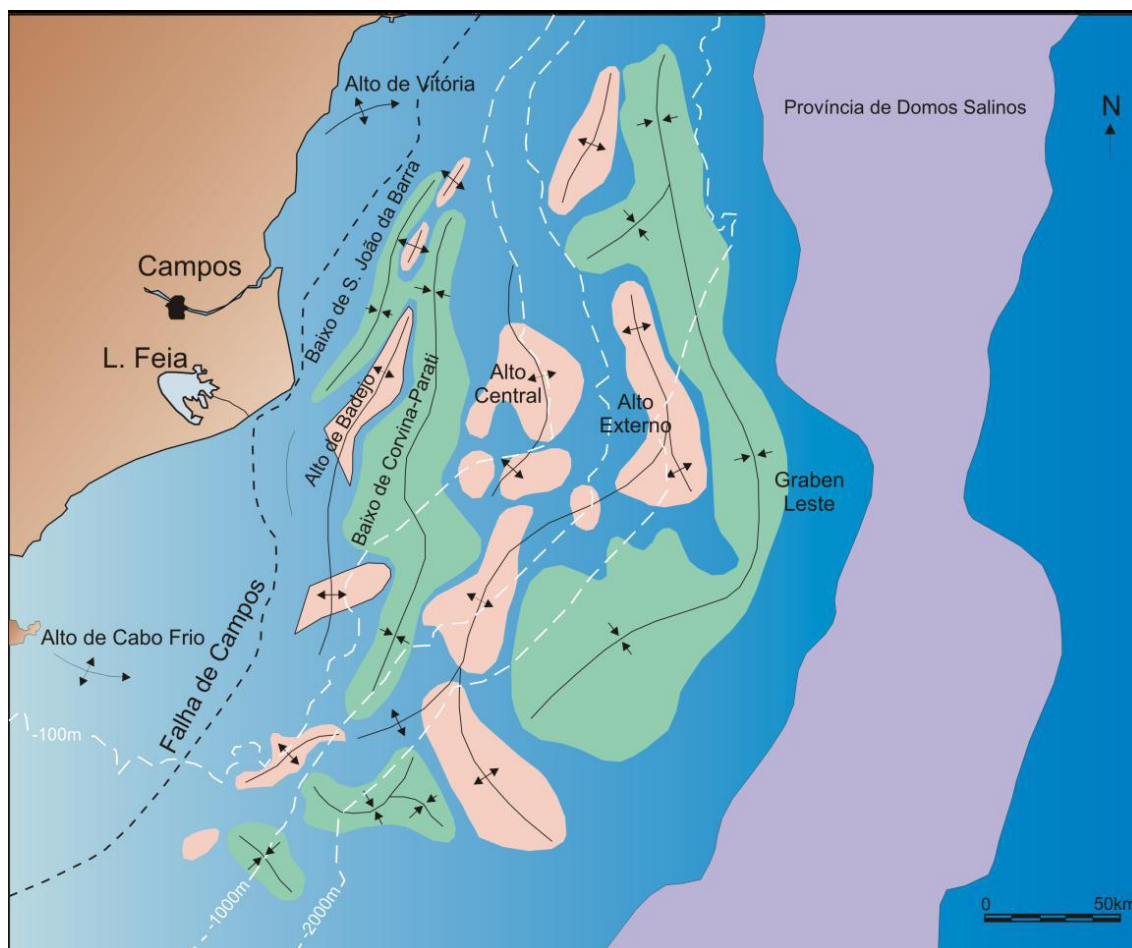


Fonte:( DIAS et al. ,1990).

### 3.1.1 Arcabouço Estrutural

A Bacia de Campos possui dois estilos estruturais principais, típicos de bacias de margem divergente: (1) falhas normais de alto ângulo envolvendo a crosta continental, basaltos e sedimentos do pré-sal da fase rifte, e (2) falhas normais lítricas normais e as estruturas formadas por halocinese em sedimentos pós-sal (GUARDADO et al., 1990). A fase rifte (Figura 04) é representada por uma série de estruturas extensionais de alto ângulo do Cretáceo Inferior: horsts e grabéns relacionados ao rompimento do supercontinente Gondwana (GUARDADO et al., 1990). Esta fase também influenciou a deposição do Grupo Lagoa Feia, através das falhas extensionais. A maioria das falhas se tornou inativa com o desenvolvimento da discordância pré-Alagoas. São raros os caso de reativação (GUARDADO et al., 1990).

Figura 04: Arcabouço das feições estruturais da seção rift na Bacia de Campos



Fonte: (RANGEL, 1998).

O segundo estilo estrutural está relacionado com o soterramento da bacia. Após o Aptiano, a bacia se deslocou para leste vagarosamente com um diferencial de compactação que desencadeou a halocinese e, conseqüentemente, o desenvolvimento de falhas de crescimento e anticlinais, que criaram duas situações: (1) próxima a costa – o movimento distensivo da bacia mais a sedimentação empurram o sal para o fundo da bacia; (2) em água profundas – devido à contração do pacote salino em movimento, é gerado um contexto compressivo. Como resultado da movimentação do sal tem-se feições como almofadas, diápiros e anticlinais. Estes últimos atuaram como importantes controladores da deposição de fácies reservatório e como estruturas de trapeamento para a acumulação de hidrocarbonetos (GUARDADO et al., 1990).

### **3.1.2 Evolução Tectono-Sedimentar**

A evolução da Bacia de Campos segue o modelo proposto para a formação das bacias de margem continental atlântica, que admite um estiramento litosférico e afinamento da crosta e litosfera, durante a fase rifte, e posteriormente, uma fase de subsidência termal associada ao resfriamento da anomalia térmica da astenosfera (CAINELLI et al., 1999).

Rangel et al. (1994) afirmam que a evolução tectono-sedimentar da bacia a torna singular em termos de potencial petrolífero. A acumulação de enorme volume de hidrocarbonetos é devido a alguns fatores, como o baixo grau de afinamento crustal, reativação das fontes de sedimentos, intensa tectônica adiastrófica e as variações globais no nível do mar no Neocretáceo e Terciário.

A evolução da Bacia de Campos foi dividida de maneira diferente por vários autores, o presente trabalho adota a proposta de Cainelli et al (1999). O autor destaca que as principais fases evolutivas são: pré-rifte, sin-rifte, continental, transicional e margem continental passiva, que são agrupadas em megasequências, e são separadas por discordâncias angulares e erosivas de caráter regional.

Há aproximadamente 140 milhões de anos (Eo-Cretáceo) a história geológica da Bacia de Campos foi iniciada, estando relacionada ao rompimento do



supercontinente Gondwana e a evolução do Oceano Atlântico (GUARDADO et al., 2003).

A megasequência pré-rifte é marcada pela fase intracratônica do Supercontinente Gondwana, na qual se formaram depressões amplas e suaves que foram preenchidas por sedimentos de águas rasas.

A megasequência continental corresponde ao rift principal causado pelo movimento divergente das placas africana e sul-americana no fim do Jurássico/começo do Cretáceo. A primeira fase da megasequência é marcada por falhas sintéticas normais e por um evento vulcânico, com ocorrência de basaltos toleíticos, entre 120 e 130 Ma. A segunda fase da megasequência continental marinha é caracterizada pela deposição de sedimentos correspondente ao Grupo Lagoa Feia. As bordas proximais do rift foram dominadas por conglomerados e arenitos de leque aluvial, com ocorrência freqüente de clastos vulcânicos. Na porção central, foram depositados sedimentos finos de ambiente lacustre, na qual o ambiente anóxico também permitiu a deposição de folhelhos negros, a principal rocha geradora de hidrocarbonetos da Bacia de Campos, associado a deposição de carbonatos.

Na megasequência transicional ocorre à transição entre a megasequência continental e marinha. A sucessão litológica se inicia no começo do Aptiano e termina com a deposição de evaporitos no fim do Aptiano para o começo do Albiano, na qual os sedimentos também pertencem ao Grupo Lagoa Feia. E é marcada pela cessão do estiramento e riftiamento da crosta continental.

A primeira sucessão litológica corresponde a sequência terrígena, composta por conglomerados e folhelhos depositados em ambiente de leques aluviais e sabkhas, e também é possível evidenciar a presença de fósseis como Ostracóides e Palinomorfos. A segunda sequência é associada a um clima quente e árido, que favoreceu a deposição de dolomitos e anidritos nas margens da bacia, e halita e sais potássicos na porção central. Nesta sequência se formaram os domos de sal, que são importantes trapas para o óleo.

A megasequência marinha possui o maior aporte sedimentar comparada com as anteriores, com tipos litológicos variados, e é dividida em três sequências principais, da base para o topo: carbonática nerítica, hemipelágica e de oceano profundo. A passagem da megasequência transicional para marinha ocorreu de forma gradacional, com poucas discordâncias regionais.

Esta primeira sequência foi alvo de estudo de Azevedo (2004), e é caracterizada por alta energia e carbonatos de água rasa, depositados em plataforma/rampa (base do Grupo Macaé). O autor considera que o lineamento formado pelo Alto de Florianópolis e a Dorsal de São Paulo condicionaram uma barreira restritiva à circulação de água entre o Atlântico Sul Meridional e Atlântico Sul.

A sequência hemipelágica foi depositada entre o Cenomaniano Superior e Tunomaniano inferior e corresponde à porção superior do Grupo Macaé, com espessura máxima de 400 metros e o topo é marcado por discordâncias. Também houve a deposição de turbiditos, compostos por arenitos médios, que possuem espessura máxima de 150 metros. A base do Grupo Campos é composta por folhelhos e margas, com presença de foraminíferos, que atestam que esta unidade marcou em definitivo a fase oceânica.

A sequência de oceano profundo ocorreu no Terciário e apresenta uma modificação no estilo sedimentar, evidenciada pelo padrão progradante das unidades. É composta por folhelhos e areias de leques submarinos, correspondente as formações Ubatuba e Carapebús, respectivamente.

## 4 CONTEXTO GEOLÓGICO LOCAL

### 4.1 CAMPO DE NAMORADO

O Campo de Namorado foi descoberto em 1975 com a perfuração do poço pioneiro 1-RJS-19 e a produção foi iniciada em 1979, e foi considerado um marco para a exploração petrolífera nacional, pois foi o primeiro campo gigante da plataforma continental brasileira, com o volume de óleo estimado em 669 milhões de barris. A sua área foi coberta por levantamento 3D e grande número de poços foram testemunhados (GUARDADO et al, 1990).

O principal reservatório do campo, também chamado de Arenito Namorado, é composto por arenitos arcoseanos turbidíticos, correlacionados à Formação Outeiro do Grupo Macaé, dentro do intervalo de tempo do Albiano superior/Cenomaniano na Bacia de Campos. O Arenito Namorado se formou durante a megasequência marinha transgressiva (GUARDADO et al, 1990).

Os arenitos arcoseanos estão intercalados com espessos pacotes de margas e lentes de calcilutitos. De acordo com Souza Jr (1997), o reservatório possui excelente característica petrofísicas: porosidade média de 26% e permeabilidade média de 400 md.

Menezes et al. (1990) destacam as principais características do campo:

Área: 23 km<sup>2</sup>;

Limite inferior: carbonatos do Grupo Macaé;

Limite superior: folhelhos e margas do Grupo Macaé;

Limites laterais: norte e sul por pinchout, sudeste, nordeste e sudoeste por falhas; direção principal de ocorrência: NW-SE;

Espessuras: média de 60 metros, variando de 5 a 130 metros;

Largura: média de quatro quilômetros, variando de dois a seis;

Comprimento: mínimo de 9 quilômetros e máximos de 14;

Geometria interna: heterogênea de baixo grau;

Estruturas primárias: predominantemente arenito maciço;

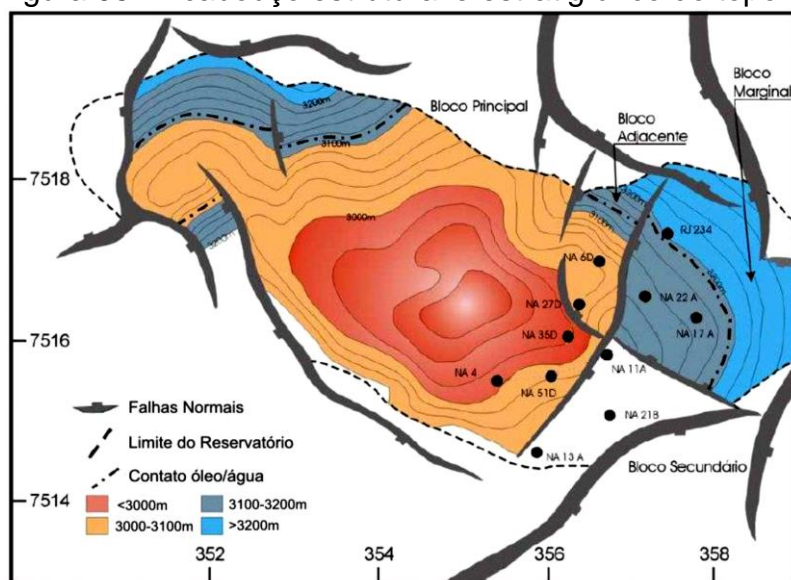
Constituição: arenitos arcósios;

Textura: granulometria fina a grossa, dominando o tamanho médio. A seleção no geral é regular, variando de boa a má. O grau de arredondamento e esfericidade é, no geral, baixo.

O Campo de Namorado foi subdividido em quatro blocos principais, delimitados por falhas normais (Figura 05). O bloco principal está localizado na parte central do campo, e apresenta predomínio de arenito maciço com textura fina a grossa, baixa a moderada seleção de grãos e baixo grau de arredondamento e esfericidade.

A trapa de óleo pode ser estratigráfica e/ou estrutural, apresentando uma estrutura ao longo da direção NW-SE, na qual há acumulação de hidrocarbonetos. A migração e acumulação de hidrocarbonetos são fortemente influenciadas pela tectônica halocinética (CRUZ, 2003).

Figura 05: Arcabouço estrutural e estratigráfico do topo do reservatório.



Fonte: Guardado et al. (1990).

A topografia do campo é caracterizada por depressões topográficas, geradas por escavações dos cânions, na qual estes são condutos para o transporte dos sedimentos da plataforma até o talude através de correntes de turbidez.

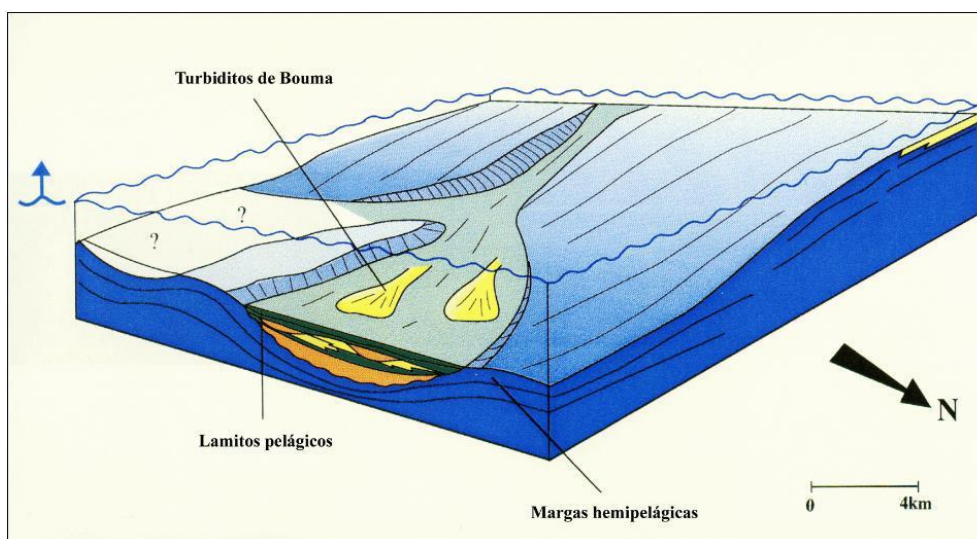
Barboza (2005) destaca que o Campo de Namorado foi depositado em um complexo de canais, que foram esculpidos provavelmente por fluxos hiperpicnais. Também contribuiu para a formação dos canais complexos a halocinese, que criou zonas de falhas, nas quais os complexos de canais se encaixaram.

Além dessas características, o arenito contém zonas na qual a porosidade foi alterada devido à cimentação carbonática, que prejudica o fluxo do fluido, criando complexidade alta e heterogeneidade dentro do arenito que originalmente era maciço e homogêneo.

Carvalho et al. (1995) estudaram detalhadamente a cimentação nos arenitos turbidíticos, e identificou quatro fácies através de testemunhos e perfis de densidade e resistividade. As fácies identificadas são: (1) massivamente cimentada, na qual há indicações que os íons de calcita foram derivados de alteração bacteriana de matéria orgânica em folhelhos e mármore; (2) parcialmente cimentada, composta principalmente por calcita e ocorre na margem das zonas cimentadas; (3) porosidade primária preservada por um soterramento tardio, na qual a cimentação e dissolução não estão muito presentes; (4) intraclástica, ocorre principalmente em depósitos proximais de canais com intraclastos de argila compactados e silicificados, o que resultou em reservatório de baixa resistividade e alta heterogeneidade.

A Figura 06 abaixo mostra a seqüência de deposição dos turbiditos associada ao aumento do nível do mar e subsidência térmica da bacia: seqüências sedimentares com espessuras variando entre 90 e 180m formaram o sistema turbidítico do Arenito Namorado, formado por calcilutitos e margas que se alternam com debris-flow e slumps. Imediatamente acima, houve a deposição rápida de um pacote argilo-siltoso, correspondente a uma superfície transgressiva e a uma superfície de inundação máxima. A deposição vertical indica aumento da lâmina d'água e diminuição do volume de depósitos gravitacionais ao longo do tempo (BARBOZA et al., 2003).

Figura 06 – Esquema de deposição dos turbiditos do Arenito Namorado



Fonte: Barboza *et al.* (2003).

Os arenitos formadores do reservatório estão localizados no Membro Outeiro da Formação Macaé e, segundo Barboza *et al.* (2003), estão associados a depósitos turbidíticos marinhos relacionados à primeira importante transgressão marinha sobre os carbonatos de plataforma de idade Albiana. Assim, pode-se dizer que fatores estratigráficos e estruturais favoreceram a acumulação do óleo do Campo de Namorado.

A tectônica pós-rift da bacia, causadora dos falhamentos halocinéticos, controlou a sedimentação da bacia, migração e acúmulo de hidrocarbonetos. A instabilidade gravitacional (tectônica adiastrófica) dos evaporitos Aptianos e os diápiros de sal associados às falhas lítricas sin-deposicionais são responsáveis por proporcionar condições adequadas às acumulações. A geometria deste reservatório é condicionada pelas falhas existentes, e é importante citar que os corpos turbidíticos do Campo de Namorado encontram-se encaixados nestes falhamentos (CRUZ, 2003).

## 4.2 FACIOLOGIA DO RESERVATÓRIO DE NAMORADO

Os critérios de análise e interpretação das fácies de um depósito turbidítico, baseiam-se nos processos de transporte e no mecanismo de deposição, através de interpretações descritivas e genéricas (CRUZ, 2003).

Em seguida, será sumarizado o conjunto de fácies e subfácies descrito por Souza Jr. (1997) e Cruz (2003) da base para o topo:

### 4.2.1 Fácies de microconglomerados e arenitos com seixos

Esta fácies corresponde a fácies de canal, dividindo-se em duas subfácies, a primeira constituída por microconglomerados poligenéticos, e a segunda de granulometria grossa a média, constituída por arenitos com seixo e matriz arenosa. Geneticamente, estas fácies correspondem aos depósitos residuais de canal ou escorregamentos gerados pela corrente de turbidez de alta densidade.

### 4.2.2 Fácies arenitos maciços

Esta fácies constitui a principal rocha reservatório do Campo de Namorado, composta por arenito arcoseano representando uma fácies de canal, bem

selecionado e sem matriz argilosa. A granulometria varia de muito grossa a fina, apresentando ocasionalmente na base do corpo grânulos e seixos milimétricos. A espessura desta sequência varia entre 60 cm e 2,0 m. Esta fácies corresponde ao fluxo turbidítico de alta densidade, sendo o mecanismo de deposição a sedimentação instantânea.

#### **4.2.3 Fácies de turbiditos de Bouma de laminação espessa**

Esta fácies corresponde à fácies de canal, apresentando um intervalo de Bouma sobre os corpos mais grossos que representa a principal característica desta fácies. Granulometricamente este corpo apresenta areias médias, variando entre finas a grossas, com uma base erosiva e uma espessura variando entre 50 cm e 2,0 m. Esta fácies representa uma deposição de corrente de turbidez com baixa densidade, caracterizada pela presença de pequenos canais de baixa profundidade associados aos depósitos de inundação.

#### **4.2.4 Fácies de turbiditos de Bouma de laminação delgada**

Esta fácies é formada por corpos de areias finas alternados com corpos de argila laminados e bioturbados. Está ligada às correntes de turbidez com densidades muito baixas, associadas aos depósitos de transbordamento de canal e eventualmente depósitos de *crevasse splay*, representando um estágio avançado do sistema turbidítico.

A sub-fácies mais proximal tem por característica uma granulometria fina a média com espessura 3.0 m. A sub-fácies mais distal caracteriza-se por uma razão areia/argila muito baixa.

#### **4.2.5 Fácies de conglomerado suportado por matriz**

Na parte basal do reservatório, os depósitos de fluxo de detritos são muito abundantes, representando uma fácies de canal, sendo a quantidade, tamanho e natureza dos elementos bastante variados. Duas sub-fácies foram reconhecidas em função da natureza dos elementos imersos na matriz argilosa: siliciclástica e carbonática.

#### 4.2.6 Fácies de slumps

As fácies de *slumps* apresentam uma espessura que varia entre 30 cm e 2.5 m, constituindo-se de sedimentos finos como calcilutitos, margas, argilas e areias finas. Estas estão associadas aos escorregamentos de comportamento elástico, que envolvem um movimento de massa coesivo dos sedimentos, sendo o plano basal de cisalhamento relacionado à instabilidade da borda do canal.

#### 4.2.7 Fácies de lamitos

Os depósitos de lamitos identificados se caracterizam pela alternância entre silte, argila, margas e calcilutitos muito bioturbados, representando uma fácies de transbordamento. A espessura destes corpos varia entre 30 cm e 7,0m. Os calcilutitos e as margas são normalmente ricos em calci-esferulitos e foraminíferos planctônicos, tendo uma característica essencialmente hemipelágica muito bioturbada.

A partir da análise qualitativa das informações oriundas dos testemunhos, as 20 litofácies originais, definidas pela Petrobras e extraídas do conjunto de dados do Campo de Namorado, cedido pela ANP ( tabela 01). As cinco classes são referentes a: Arenito (A), Arenito Argiloso (AA), Arenito Cimentado (AC), Carbonato (C) e Folhelho (F), conforme mostra a Tabela. As fáceis de número 8 e 12 serão as utilizadas nesse trabalho.



Tabela 01-Descrição das 20 litofácies

Eletofácies- classificação adotada	Litofácies	Classificação da Petrobras Denominação
Arenito (A)	4	Conglomerados Residuais
	6	Arenito Grosso
	7	Arenito Médio Laminado
	8	Arenito Médio Gradado ou Maciço
Arenito Argiloso (AA)	3	Diamictito Arenoso Lamoso
	10	Arenito/Folhelho Interestratificado
	11	Arenito/Folhelho, finamente estratificado
	15	Interlaminado Arenoso, Bioturbado
	22	Siltito Argiloso/Arenito
Arenito Cimentado (AC)	9	Arenito Médio Cimentado
	21	Arenito Cimentado, com Feições de Escorregamento
Carbonato (C)	1	Interlaminado Lamoso Deformado
	2	Conglomerados e Brechas Carbonáticas
	13	Interlaminado Siltito Argiloso
	17	Marga Bioturbada
	18	Ritmito
Folhelho (F)	12	Siltito Argiloso Estratificado
	14	Folhelho Radioativo
	16	Interlaminado de Siltito e Folhelho Deformado
	20	Folhelho Siltico, com níveis de Marga Bioturbada

Fonte : modificado de Henrique Rosa et al. (2008)

## 5 FÁCIES SEDIMENTARES

O termo fácies corresponde à expressão em latim para aparência ou aspecto. No sentido geológico, refere-se aos aspectos litológicos, biológicos, estruturais e mesmo metamórficos, refletindo o ambiente deposicional, que possibilitam a diferenciação entre duas camadas de rochas sedimentares (SUGUIO, 1980).

A definição das fácies possibilita que um conjunto de rochas sedimentares seja reconhecido e diferenciado das outras rochas na vizinhança, incluindo-se no termo fácies, ainda a geometria, a composição química, as estruturas sedimentares, o padrão de paleocorrentes e a eventual presença de fósseis. A composição mineralógica define a sensibilidade da rocha à ação dos fluidos intersticiais (reações de dissolução e precipitação durante a diagênese), a textura e a gênese atuam diretamente sobre a porosidade e a permeabilidade, ao mesmo tempo em que a permeabilidade também é influenciada pelas estruturas sedimentares formadas.

A identificação das fácies é, geralmente, realizada a partir de identificação de características geológicas particulares diretamente sobre amostras de rocha provenientes, principalmente, de testemunhos ou, em alguns casos de afloramentos análogos ao reservatório (SUGUIO, 1980).

A identificação das fácies reservatório atravessadas por um poço é de extrema importância para a exploração de petróleo, uma vez que as variações das fácies controlam as variações das propriedades petrofísicas, que definem a qualidade do reservatório, reduzindo assim o risco exploratório.

### 5.1 ROCHAS SEDIMENTARES

As rochas sedimentares são constituídas de detritos de rochas pré-existentes. Essas rochas ao serem erodidas são transportadas através da água, vento ou gelo pela ação da gravidade até a sua sedimentação em depressões da crosta terrestre, denominadas bacias sedimentares. Após a deposição, os sedimentos são litificados e convertidos em rochas por um processo chamado diagênese. A diagênese inclui a compactação dos sedimentos e expulsão da água, precipitação de minerais nos poros causando a cimentação e um amplo conjunto de reações químicas à baixa temperatura e pressão entre soluções aquosas e as rochas. Ao final do processo da

diagênese têm-se a formação das rochas sedimentares, que são basicamente divididas em: clásticas, carbonáticas e químicas.

### **5.1.1 Rochas sedimentares clásticas**

As rochas clásticas provêm de sedimentos produzidos por ação mecânica também chamados de detríticos, originários de processos nitidamente físicos de fragmentação ou quebra de rochas. Os sedimentos, assim considerados, podem variar em tamanho, desde partículas extremamente pequenas, até grandes blocos de rochas. Esse material está sujeito a ser transportado do local de intemperização até o ponto de acumulação através da água, ventos e geleiras. Existem diversos tipos de rochas sedimentares clásticas como, por exemplo, o arenito e o folhelho.

O arenito é uma rocha sedimentar originada da litificação e compactação de grãos predominantemente de quartzo depositado em ambiente continental, nos rios e lagos ou em ambientes marinhos, nas praias, deltas ou nas seqüências turbidíticas do talude continental.

O folhelho é um nome empregado para designar uma rocha argilosa com fissilidade, que é uma propriedade inerente a esses sedimentos de separarem-se em planos, cujas distâncias são essencialmente iguais aos diâmetros dos seus componentes (SUGUIO, 1980). Os folhelhos geralmente derivam de ambientes marinhos ou de água doce. Os folhelhos de origem marinha são caracterizados pela ocorrência de argilominerais do grupo da illita e da clorita, em contraposição aos de água doce, que são ricos em esmectita.

Podem-se classificar as rochas sedimentares de acordo com características específicas, as rochas sedimentares clásticas têm classificação baseada principalmente com relação ao tamanho do grão, como mostrado na Tabela 02.

### **5.1.2 Rochas sedimentares carbonáticas**

As rochas carbonáticas apresentam como composição primária os carbonatos, têm origem biológica ou mais propriamente biodetrítica, formando-se em ambientes marinhos pela deposição de conchas e esqueletos de organismos (corais, briozoários, etc.). Essas conchas e esqueletos são preservados como fósseis mais e menos fragmentados, perfeitamente reconhecíveis nas rochas pouco ou não

metamorfizadas. Os principais tipos de rochas carbonáticas são o calcário, composto predominantemente por calcita ( $\text{CaCO}_3$ ) e o dolomito, composto pelo mineral dolomita ( $\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$ ). As rochas sedimentares carbonáticas podem ser classificadas principalmente com base na composição do precipitado químico que as compõem, como apresentado na Tabela 03.

O calcário é um termo empregado para caracterizar um grupo de rochas que contem quantidades acima de 50% de carbonatos. Este tipo de rocha é formado a partir da dissolução de antigas conchas e esqueletos que se precipitam e depositam-se em ambiente de mar raso.

O dolomito é o carbonato duplo de cálcio e magnésio, ( $\text{CaCO}_3 \cdot \text{MgCO}_3$ ), correspondendo a um teor teórico de cerca de 54% de carbonato de cálcio e 45,5% de carbonato de magnésio. A origem do dolomito constitui um grande enigma geológico. Sua origem pode ter sido secundária, por meio da substituição do cálcio pelo magnésio presente em compostos hidrotermais junto aos fluidos vindos de grandes profundidades, através de falhas geológicas profundas, ou da interação microbial em ambientes hipersalinos; ou ainda, de misturas de água doce e salgada.

### **5.1.3 Rochas sedimentares químicas**

As rochas químicas se originam da precipitação de substâncias contidas em solução nas águas dos mares ou lagoas salgadas, ou por precipitação de substâncias solúveis transportadas pelas águas, após saturação.

O evaporito ou depósito salino é uma rocha sedimentar formada pela cristalização e precipitação química de sais dissolvidos em meio aquoso, devido ao processo de evaporação. Seu ambiente de formação são as bacias fechadas sujeitas a evaporação intensa e seu precipitado gera depósitos de carbonatos, sulfetos, boratos e cloretos. Os evaporitos costumam estar associados a ambientes altamente produtivos em matéria orgânica. No registro geológico, é conhecida a associação de campos gigantes de petróleo e seqüências espessas de evaporitos. Os três tipos principais de evaporitos são halita (sal comum), anidrita e gipsita.

Tabela 02 – Granulometria das rochas clásticas.

<b>Intervalo granulométrico (mm)</b>	<b>Tamanho do grão</b>	<b>Nome da Rocha</b>
>256 a 2,0	Granulo, seixo, calhau e matacão	Conglomerado ou brecha
2,0 a 0,062	Areia	Arenito
0,062 a 0,004	Silte	Siltito
<0,004	Argila	Argilito

Fonte: Peroni (2003)

Tabela 3 – Composição das rochas carbonáticas.

<b>Mineral</b>	<b>Litologia</b>
Calcita ( $\text{CaCO}_3$ )	Calcário
Dolomita ( $\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$ )	Dolomito

Fonte: Peroni (2003)

## 6 MÉTODOS DE IDENTIFICAÇÃO DE FÁCIES

Os métodos de identificação de fácies podem ser divididos em dois tipos principais, os métodos diretos, que são realizados por geólogos, em laboratório, diretamente sobre as amostras provenientes de testemunhos ou de afloramentos e os métodos indiretos, onde a identificação é estimada a partir da interpretação das medidas geofísicas de poço.

### 6.1 MÉTODOS DIRETOS

A amostragem ou testemunhagem das rochas é um procedimento realizado durante as operações de perfuração de um poço petrolífero, pelo qual é recolhida uma fração da rocha *in situ*. Assim, durante a amostragem devem ser tomadas todas as precauções para assegurar que as amostras não sofram alterações físicas e químicas no tempo entre a colheita e a sua análise no laboratório. A identificação manual de fácies de um reservatório de petróleo é um processo intensivo que envolve o gasto de uma quantidade considerável de tempo por parte de um especialista experiente, dentre as técnicas de identificação manual de fácies podemos citar algumas como a análise por difração de raios-X, microscópio petrográfico e eletrônico, método de Chayes e coloração diferencial.

#### 6.1.1 Análise por Difração de Raios-X

A análise por difração de raios-X é o método para a determinação do arranjo atômico dos minerais a razão Si/O é alterada nos cristais de silicato mostrando as mudanças no seu arranjo atômico. A distância interplanar define o grupo estrutural ao qual pertence o argilomineral. Espaçamentos cerca de 7, 10 e 14 angstrom são característicos de caulinita, mica, e montmorillonita, respectivamente.

#### 6.1.2 Microscópio Petrográfico e Eletrônico

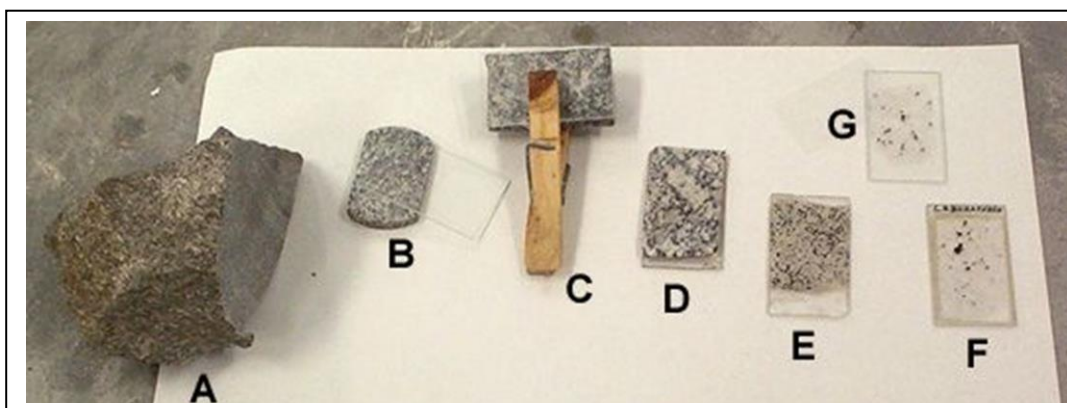
Para os microscópios de luz transmitida, as amostras têm que ser o mais transparente possível. Assim, as rochas são cortadas numa fatia muito fina que é colada sobre uma lâmina de vidro. Este conjunto é depois desgastado com

equipamento próprio de modo a que a espessura da lâmina de rocha não ultrapasse os 0.03 mm, pois só assim se garante a transparência. Uma lâmina delgada demora cerca 6 horas para ser feita por um técnico experimentado (Figura 1).

As amostras de rochas para serem estudadas com microscópios de luz refletida são polidas de modo a que a sua superfície reflita o mais possível a luz que vai incidir sobre elas. Este método é usado para identificação mineralógica através das propriedades óticas e cristalográficas.

Os minerais de argilas como caulinita, dicktita, haloista, hidromicas são minerais que possuem formas características que podemos reconhecer sob microscópio eletrônico. O aumento utilizado é da ordem de 15 000 a 75 000 vezes o tamanho natural.

Figura 07 – Fases de transformação de uma amostra de rocha a lâmina delgada. A- Amostra de mão de onde foi cortado um fragmento. B- Fragmento de rocha (cerca de 0,5 cm de espessura) e lâmina de vidro onde vai ser colada o fragmento. C- Colagem do fragmento na lamina de vidro. D- Amostra já colada na lamina de vidro. E- Amostra depois de ser desgastada. F- Lâmina delgada já finalizada, depois de polida e com lamela de vidro já colada. G- Lâmina polida já finalizada



Fonte: Brilha e Henriques (2001)

### 6.1.3 Método de Chayes

Um método que consiste na medida do diâmetro do campo visual do microscópio e a contagem do número de grãos “cortados” pelas linhas de referência do microscópio, e, em seguida, divide-se o dobro do diâmetro pelo número de grãos.

Este processo é repetido várias vezes até que se tenha um número de grãos “cortados” estatisticamente significativos. Deste modo, calcula-se a granulometria média da seção delgada pela fórmula.

$$\text{Granulometria média} = \frac{\sum 2d/n}{N}$$

Onde  $n$  é o número de grãos “cortados” pelas linhas de referência;  $d$ , o diâmetro do campo visual do microscópio; e  $N$ , o número total de campos visuais submetidos à contagem. É apropriado para estudos sedimentológicos em que se deseja ter idéias gerais sobre a distribuição granulométrica, por exemplo, para análises faciológicas; e fornece a granulometria média, mas não deve ser utilizado para determinação do grau de seleção ou dos tamanhos das partículas (CHAYES, 1956).

#### **6.1.4 Coloração Diferencial**

Certos minerais podem ser coloridos quando utilizado corantes orgânicos, como a benzidina, verde-malaquita e azul de metileno. O efeito da coloração deve-se a reações ácido-básicas e ao mecanismo de oxirredução. A absorção do azul de metileno pode ser utilizada como uma medida da capacidade de troca iônica dos minerais de argila.

## **6.2 MÉTODOS INDIRETOS**

A identificação indireta de fácies é normalmente realizada a partir da interpretação de um conjunto de perfis corridos em um poço. Considera-se que as características geológicas que levam à determinação de uma fácies reflitam um conjunto de propriedades físicas registradas nos perfis de tal forma que a conveniente interpretação destas medidas possibilite a identificação das fácies (SERRA, 1985).

No cotidiano do desenvolvimento de um campo petrolífero, as fácies são primariamente identificadas e nomeadas através dos métodos diretos. Assim, é



comum a realização de uma correspondência em profundidade destas fácies identificadas com os perfis, possibilitando a sua identificação nos vários poços não testemunhados. A correspondência, em profundidade, dos testemunhos com os perfis na interpretação visual ou qualitativa deve atentar para a ocorrência de ruído nos dados, que pode ser extremamente danosa à identificação das fácies.

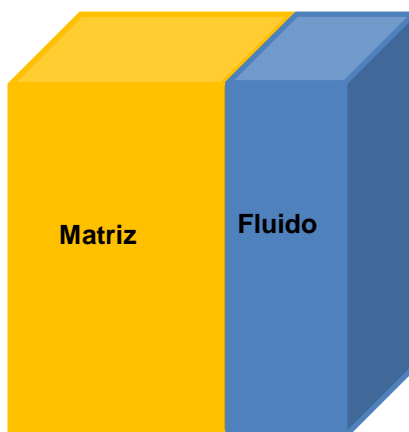
## 7 MODELO PETROFÍSICO

Após a perfuração de uma fase do poço, são descidas várias ferramentas com a finalidade de medir algumas propriedades físicas das rochas, esse processo é conhecido como perfilagem de poço. As interpretações destas medidas permitem a obtenção de informações importantes a respeito das formações atravessadas pelo poço, como a litologia, espessura das camadas e principalmente sobre as propriedades petrofísicas, que permitem a identificação e a qualificação produtiva dos reservatórios de hidrocarbonetos (LUTHI, 2001).

### 7.1 MODELO DE ROCHA

Uma rocha sedimentar é constituída basicamente por matriz e poros. A matriz corresponde à porção sólida da rocha, e é geralmente formada por minerais não condutivos. O poro é o local armazenador do fluido, e a ocorrência da condutividade da rocha, dá-se justamente devido a presença de fluidos condutivos nestes espaços vazios ou poros como na figura 09. Na avaliação de formação é adotado o modelo que considera a rocha constituída por apenas três materiais: minerais (que recebe o nome de matriz), argila e fluidos (água de formação, água doce, óleo e gás) Figura 08. Sobre este modelo de rocha são definidas as propriedades petrofísicas.

Figura 08 – Modelo de rocha



Fonte: Elaborada pela Autora

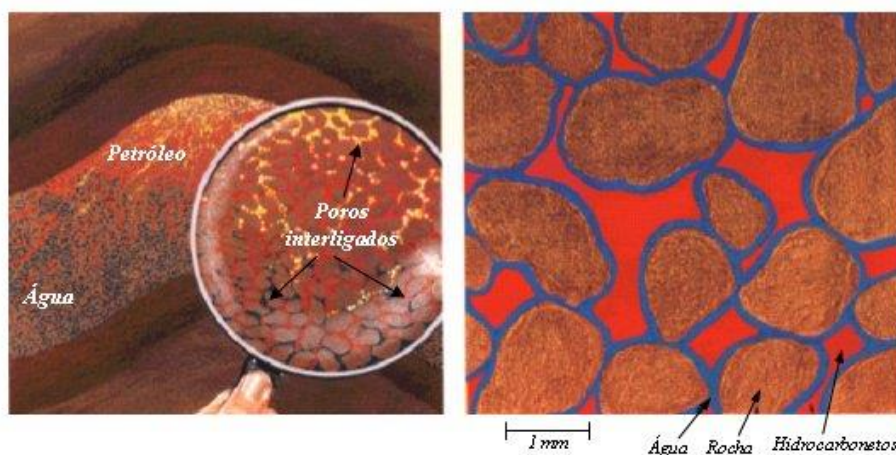
## 7.2 PROPRIEDADES PETROFÍSICAS

Propriedades petrofísicas são propriedades das rochas sedimentares através das quais é possível o estabelecimento de uma escala quantitativa da qualidade produtiva de um reservatório de hidrocarbonetos. Didaticamente as propriedades petrofísicas podem ser agrupadas em duas classes:

Propriedades estáticas - são aquelas relacionadas aos volumes dos materiais em uma rocha sedimentar, como a porosidade, a saturação de fluido e a argilosidade.

Propriedades dinâmicas - são aquelas relacionadas ao fluxo de fluido em um meio poroso, neste caso, a permeabilidade é a propriedade de maior interesse para a geofísica de poço.

Figura 09- mostra os poros e fluidos de uma rocha.



Fonte: Mundo do petróleo

### 7.2.1 Equação da Porosidade

O cálculo da porosidade das rochas atravessadas por um poço, com a utilização dos perfis de porosidade, implica necessariamente no conhecimento das propriedades físicas da matriz, do fluido e da argila (LUTHI, 2001).

A porosidade ( $\phi$ ) é a propriedade petrofísica que expressa a capacidade de armazenamento de fluido de uma rocha reservatório. Em termos do modelo de

rocha, a porosidade é definida pela expressão  $\phi = \frac{V_f}{V_t}$ , razão entre o volume de fluido ( $V_f$ ) e o volume total ( $V_t$ ). Por construção transforma-se na equação 1, onde  $V_m$  é o volume da matriz.

$$V_t = V_m + V_f = 1 \quad (1)$$

A porosidade das rochas sedimentares é uma função extremamente complexa de vários fatores deposicionais e pós-deposicionais, entre eles a forma e o arranjo dos grãos ou partículas, a razão de soterramento, profundidade, compressibilidade do fluido intersticial, tipo dos sedimentos acima e abaixo (podem impedir o fluxo de fluido), grau de seleção e tipo de fluido percolante (determina a ocorrência e o tipo da cimentação).

A porosidade pode ser classificada como:

- *Porosidade primária ou deposicional*: é aquela adquirida pela rocha durante a deposição ou bioconstrução, ou seja, é originada na formação das rochas e é caracterizada pelos espaços aleatórios entre os grãos agrupados das rochas (porosidade intergranular), como no caso dos arenitos ou dos carbonatos (SUGUIO, 1973).
- *Porosidade secundária ou pós-deposicional*: é adquirida após a diagênese das rochas reservatórios. Nesse período, essas rochas são submetidas a esforços mecânicos, podendo resultar no aparecimento de fraturas ou falhas (porosidade de fraturas), fraturas essas que podem aparecer em arenitos, folhelho e carbonato.

A porosidade de uma rocha pode ser obtida indiretamente através dos perfis sônicos, densidade e porosidade neutrônica; de forma indireta ou diretamente, através do porosímetro ou da bomba de mercúrio, em laboratório.

### 7.2.2 Equação da Argilosidade

A argilosidade é a fração do volume total da rocha sedimentar composta por argila. A designação geológica para argila classifica granulometricamente um material sedimentar. Para a geofísica de poço a argila pode ser constituída pela fração silte, finíssimos grão de sílica ou propriamente os argilominerais. Independente da sua forma, constituição química e distribuição pelo arcabouço rochoso ou pelo poro, a argilosidade representa a soma global de todas essas frações volumétricas. Para a produção de petróleo, a argilosidade avalia a existência de possíveis barreiras ao escoamento oferecidas pela presença da argila nos poros.

Sabendo-se que o perfil de Raios Gama reflete a proporção de folhelho ou argila de uma camada, pode-se utilizá-lo com um indicador do teor de folhelho ou argilosidade das rochas. Assumindo que toda a radioatividade em uma rocha reservatório é unicamente devida a fração, em volume, da argila presente na constituição da rocha, pode-se admitir uma relação volumétrica linear entre o conteúdo radioativo, medido pela ferramenta de raios gama natural em UAPI e a argilosidade, na forma

$$V_{sh} = \frac{RG - RG_{min}}{RG_{máx} - RG_{min}} \quad (2)$$

Onde,  $V_{sh}$  é a argilosidade,  $RG$  é o valor lido no perfil,  $RG_{min}$  é o valor da radiação gama frente a uma zona limpa de rocha reservatório e  $RG_{máx}$  é o valor lido frente as camadas adjacentes de folhelho.

O método de cálculo da argilosidade pelo perfil de raios gama natural admite que as propriedades físicas dos folhelhos adjacentes à camada reservatório sejam boas aproximações para as propriedades da argila no interior da rocha reservatório.

### 7.2.3 Equação de Archie

A resistividade ( $R_t$ ) de uma rocha contendo água e óleo é diretamente proporcional à sua resistividade somente com água ( $R_o$ ) e inversamente proporcional à quantidade da água ( $S_w$ ). Caso a rocha tenha somente água ( $S_w = 1$ ) condutiva

(salgada), a resistividade ( $R_o$ ) será baixa. Caso tenha água resistiva (doce), ( $R_o$ ) será alta. A substituição parcial da água por hidrocarboneto aumenta a resistividade da rocha de modo inversamente proporcional à quantidade deste. Entretanto, esse aumento será bem mais significativo (resguardadas as mesmas proporções volumétricas de água e óleo), caso seja em uma rocha com água doce, portanto, naturalmente mais resistiva. (GIRÃO 2004)

Archie em 1942, desenvolveu uma lei que possibilita o cálculo da saturação de água em uma rocha reservatório desde que seja uma rocha limpa (isenta de argila e/ou outros minerais condutivos), e tenha-se o conhecimento da resistividade da rocha, resistividade da água de formação e da porosidade. A relevância da Lei de Archie é de possibilitar a transformação de uma interpretação qualitativa dos dados geofísicos de poços para uma avaliação quantitativa dos volumes de hidrocarbonetos em subsuperfície. Fazendo experimentos Archie verificou que ( $R_o$ ) varia na razão direta da resistividade da água ( $R_w$ ) e na razão inversa da porosidade ( $\phi$ .)

$$R_o \propto R_w \propto \frac{1}{\phi} \quad (3)$$

A partir dessa equação Archie define o parâmetro do fator de formação na forma.

$$F = \frac{R_o}{R_w} \propto \frac{1}{\phi} \quad (4)$$

Assim quando a porosidade for igual a 1 ( ou 100%)  $R_o = R_w$  e  $F = 1$ .

A relação entre o fator de formação ( $F$ ) e a porosidade foi obtida empiricamente com a introdução de duas constantes: o coeficiente litológico ( $a$ ), que avalia as diferenças litológicas das rochas reservatórios, e o coeficiente de cimentação ( $m$ ), que corresponde ao expoente de cimentação que considera a tortuosidade ou a complexidade da rede formada pelos poros interconectados. O coeficiente litológico e o coeficiente de cimentação aparecem exclusivamente em função da aproximação linear da relação em escala logarítmica existente entre o fator de formação e a porosidade, que permite escrever:

$$\log F = \log a - m \log \phi \quad (5)$$

A expressão final fica, então na forma:

$$F = \frac{R_o}{R_w} = \frac{a}{\phi^m} \quad (6)$$

Quando se realiza uma aproximação numérica para a relação entre duas grandezas físicas, a realidade física destas aproximações somente é possível a partir da interpretação das constantes ou coeficientes da relação aproximada em termos das características do problema que envolve as grandezas relacionadas. Normalmente, quando se estima a aproximação da relação entre duas grandezas com base em medidas, a caracterização das constantes é realizada em função das características das amostras do material utilizado.

Archie verificou que o coeficiente linear da reta que aproxima a relação entre a porosidade e o fator de formação varia para os diferentes tipos de rocha reservatório, mesmo tendo-se rochas saturadas com água de mesmo  $R_w$  e rochas de mesma porosidade. Constatou-se assim a dependência desta constante com o tipo de rocha, ou litologia. Essa dependência é a responsável pela denominação da constante ( $a$ ) como coeficiente litológico. Considerando que a condução elétrica nas rochas sedimentares é exclusivamente eletrolítica, Archie observou que rochas com mesma litologia, mesma porosidade, saturadas com água de mesma resistividade produziam valores diferentes para o fator de formação. Assim, foi conceituada a propriedade denominada como tortuosidade, representada pelo parâmetro  $m$ , que corresponde a dificuldade que a rocha oferece ao deslocamento dos íons ao longo das ligações dos poros interconectados.

Para determinação da resistividade de uma rocha 100% saturada com água temos, a partir da Equação (5).

$$R_o = \frac{a \cdot R_w}{\phi^m} \quad (7)$$

A fração ou porcentagem do volume de poros ocupados com água é definida como saturação de água ( $S_w$ ). Os poros de uma rocha permoporosa saturam-se com 100% de fluidos. Somente com a presença de água ( $S_w = 1$ ) ou de uma mistura de água e hidrocarboneto ( $S_w = 1 - S_{hc}$ ), sendo que  $S_{hc}$  é a saturação de hidrocarboneto.

Se uma rocha contém gás, óleo e/ou água misturados em seus poros, a resistividade dessa rocha aumentará consideravelmente devido à capacidade isolante da fração hidrocarboneto. Quanto maior for a quantidade de hidrocarboneto (ou menor a quantidade de água), maior a dificuldade da corrente elétrica em atravessar certo volume de rocha. Assim, a resistividade da rocha  $R_t$  será proporcional à resistividade da rocha saturada com água e inversamente proporcional à saturação de água.

Archie buscou uma aproximação da relação entre a razão da resistividade da rocha com/sem hidrocarboneto, com a saturação de água, então observou que a relação linear em escala logarítmica destas grandezas mantém-se constante e independente das seguintes parcelas:  $R_w$ ,  $\phi$ ,  $R_o$ , e  $R_{hc}$ . Assim, Archie denominou e interpretou esta constante como Constante de Saturação, definindo seu valor como sendo 2, com base em seus experimentos. Esta lei, obtida empiricamente por Archie, pode ser expressa na forma:

$$R_t = \frac{R_o}{S_w^2} \quad (8)$$

Finalmente combinando as equações (7) e (8), obtem-se a equação final da Lei de Archie.

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

Na Equação (9)  $S_w$  é a saturação da água,  $R_t$  é a resistividade da formação, medida pelos perfis de resistividade (Laterolog ou Indução) na região não afetada pelos efeitos da invasão do filtrado da lama de perfuração e corrigida pelos efeitos do



poço.  $\emptyset$  é a porosidade;  $R_w$  é a resistividade da água de formação na temperatura da formação;  $m$  é o expoente de cimentação;  $a$  é o fator de tortuosidade e 2 é o expoente de saturação.

## 8 AVALIAÇÃO DE FORMAÇÃO

É o conjunto de técnicas e métodos para a interpretação das propriedades petrofísicas das camadas rochosas atravessadas por um poço, a partir das medidas das propriedades físicas realizadas na operação de perfilagem e registradas nos perfis geofísicos. O principal objetivo da avaliação de formação é produzir uma estimativa da variação das propriedades petrofísicas a partir de medidas das propriedades físicas das rochas ao longo do poço, de modo a possibilitar a qualificação de reservatórios e a quantificação realística de reservas. A porosidade e a saturação de água são as propriedades petrofísicas que determinam a qualificação de um reservatório, sendo definidas a partir de um modelo de rocha, com volume unitário, constituído por três materiais: a matriz (minerais), fluido (água de formação e hidrocarboneto) e a argila. A porosidade é definida como a fração do volume da rocha que é preenchida por fluido, ou considerando o volume unitário da rocha, a porosidade é igual ao volume de fluido. A saturação de hidrocarboneto ou saturação de óleo é definida pela razão entre o volume de óleo e a porosidade, enquanto a saturação de água define a fração da porosidade ocupada pela água de formação. Assim, o cálculo da saturação é diretamente impactado pela estimativa da porosidade.

### 8.1 PERFIL DE POÇO

Um perfil de poço é a representação gráfica, em relação à profundidade, das variações de uma ou mais propriedades físicas das rochas atravessadas pelo poço. Os perfis são obtidos pelo deslocamento ascensional e contínuo de uma ou mais ferramentas de perfilagem no interior de um poço. A sua principal utilização é a identificação dos vários tipos de rochas perfuradas para obter a localização daquelas que podem conter hidrocarbonetos e avaliar o seu significado comercial.

No que se refere aos parâmetros medidos pelos perfis geofísicos de poço, as rochas são distinguidas em função das variações de suas propriedades elétricas

(resistividade elétrica e permissividade elétrica), acústicas (velocidade de propagação da onda elástica) e radioativas (radioatividade natural ou induzida). Qualquer que seja a ferramenta empregada para a qualificação de um reservatório, as propriedades de interesse (propriedades petrofísicas) não são fornecidas diretamente, na realidade, elas são inferidas a partir dos valores registrados nos perfis. Na grande maioria das vezes os perfis geofísicos de poço são o único meio de se quantificar *in situ* os volumes originais de hidrocarbonetos.

### **8.1.1 Perfil de Raios Gama Natural**

É a representação gráfica das variações da radiação gama natural emitida pelas formações ao longo da profundidade do poço. Essa radiação é detectada quando os minerais constituintes das rochas contêm quantidades suficientes de isótopos do potássio ( $K^{40}$ ), do urânio ( $U^{238}$ ) e do tório ( $Th^{232}$ ). As rochas selantes, como os folhelhos, normalmente possuem maiores quantidades de elementos radioativos e emitem uma maior quantidade de radiação gama que as rochas reservatório, como o arenito, a dolomita ou o calcário. Em particular, alguns arenitos e carbonatos também podem apresentar altos valores de radiação gama natural devido à presença anômala de material radioativo. O perfil de raios gama (*RG* ou *GR*) é projetado para registrar aproximadamente a radiação presente nos primeiros 30 cm de rochas nas vizinhanças da parede do poço. Esta radiação é diretamente relacionada à proporção de folhelho ou argila presente em uma camada. Esta característica permite utilizá-lo com um indicador do teor de folhelho ou da argilosidade das rochas reservatório. Em particular, o perfil de raio gama é útil na distinção das litologias das rochas reservatório (arenitos e carbonatos) em relação aos folhelhos.

### **8.1.2 Perfil de Porosidade Neutrônica**

Existem vários tipos de perfis neutrônicos que se diferenciam entre si pelo método utilizado na detecção de nêutrons. Os nêutrons são partículas destituídas de carga elétrica com sua massa quase igual ao núcleo do átomo de hidrogênio. Sendo partículas neutras, elas podem penetrar profundamente na matéria, interagindo elástica ou inelasticamente com os núcleos dos elementos, que constituem as

rochas. Os perfis neutrônicos medem a atenuação de um fluxo original de nêutrons injetados na formação por meio de bombardeio com nêutrons de alta energia ou velocidade. Os nêutrons interagem principalmente com o hidrogênio presente nos poros e, assim produzem uma aproximação da porosidade de uma rocha. O elemento hidrogênio é encontrado na água intersticial e também nos hidrocarbonetos, preenchendo os espaços porosos das rochas. Alguns óleos, a depender de sua densidade, têm aproximadamente a mesma concentração de hidrogênio por unidade de volume que a água. Uma avaliação do conteúdo de hidrogênio é uma aproximação bastante razoável da porosidade.

### **8.1.3 Perfil Sônico**

A velocidade do som varia segundo o meio em que suas ondas se propagam. Ela é maior nos sólidos, que nos líquidos e gases. Velocidade de propagação maior significa tempo de trânsito menor. Assim, o tempo gasto pelo som para percorrer uma mesma distância fixa nos sólidos é bem menor que nos líquidos e nos gases. Para meios multifásicos, a velocidade de propagação do som pode ser estimada por uma média das velocidades de propagação em cada material, ponderada pelos seus respectivos volumes.

Conhecendo-se a litologia, que determina o tempo de trânsito na matriz e o fluido intersticial, que determina o tempo de trânsito no poro, o perfil sônico mostra uma relação direta entre o tempo de trânsito medido no poço e a porosidade das rochas. Considerando duas rochas de mesma litologia, aquela que contiver maior volume de fluido em seus poros (maior porosidade) apresentará um maior tempo de trânsito, que uma rocha com menos fluidos (menor porosidade).

### **8.1.4 Perfil de Densidade**

O perfil de densidade é um registro contínuo das variações das densidades das formações atravessadas por um poço. A ferramenta de densidade não responde diretamente à densidade da formação, mas sim ao número de elétrons por unidade de volume (densidade eletrônica). A calibração das medidas para uma litologia conhecida, normalmente o calcário, resulta na densidade da rocha. Para o caso das rochas reservatório, as medições realizadas por essa ferramenta incluem a

densidade da matriz (característica de cada litologia) e a densidade dos fluidos no espaço poroso.

Na aplicação do perfil de densidade, raios gama emitidos por uma fonte as fontes de raios gama utilizada é geralmente Césio ( $Cs^{137}$ ), que interagem com os elétrons dos átomos da formação. Esta interação pode ser de três modos diferentes: efeito fotoelétrico, efeito Compton e produção do par elétron-pósitron. Para a geofísica de poço, entretanto consideramos apenas o efeito Compton e o fotoelétrico, já que a produção do par necessita de elevada energia.

A identificação da litologia e o cálculo da porosidade são as principais informações que podem ser adquiridas pela interpretação do perfil de densidade.

### **8.1.5 Perfil de Resistividade Profunda**

O perfil de resistividade fornece uma medida aproximada da resistividade das rochas nas proximidades da parede do poço, através da injeção de corrente elétrica e medição da diferença de potencial produzida. A injeção de corrente pode ser realizada por indução ou por contato galvânico. O perfil de resistividade pode ser utilizado para correlações geológicas e para a determinação da resistividade verdadeira das rochas quando as camadas são bastante espessas.

A resistividade das rochas dependerá da sua porosidade, da natureza dos fluidos contidos nos seus poros e da quantidade de sal neles dissolvidos. Em se tratando dos fluidos os hidrocarbonetos apresentam uma alta resistividade, enquanto as águas da formação (água salgada) são boas condutoras. Esta grande diferença de resistividades de rochas preenchidas por hidrocarbonetos e aquelas preenchidas por água da formação, torna o perfil resistividade muito importante na avaliação da formação para a identificação de zonas armazenadoras de hidrocarbonetos. Outros fatores além da porosidade afetam o perfil resistividade, dificultando sua interpretação, como a litologia, quando uma pequena variação (como, por exemplo, de silte para argila pura) produz uma grande variação nos valores de resistividade.

## 9 REDE NEURAIS ARTIFICIAIS

Uma rede neural é uma estrutura de processamento de informação paralela e distribuída, que consiste de elementos processadores (que possuem memória local e efetuam operações com as informações locais) ou neurônios artificiais agrupados na forma de camadas que por sua vez, são intensamente interconectadas. Cada elemento processador possui um único caminho de saída para uma dada informação processada, que pode se conectar a vários outros neurônios artificiais através de seus respectivos caminhos de entrada. O sinal de saída de um neurônio é completamente local; isto é, ele depende somente dos valores dos sinais de entrada e dos valores armazenados na sua memória local, ou sinapses (HECHT-NIELSEN,1987).

A idéia original das redes neurais artificiais é a de simular através de algoritmos algumas características similares àquelas observadas no funcionamento do cérebro humano (HAYKIN, 2001), destacando-se:

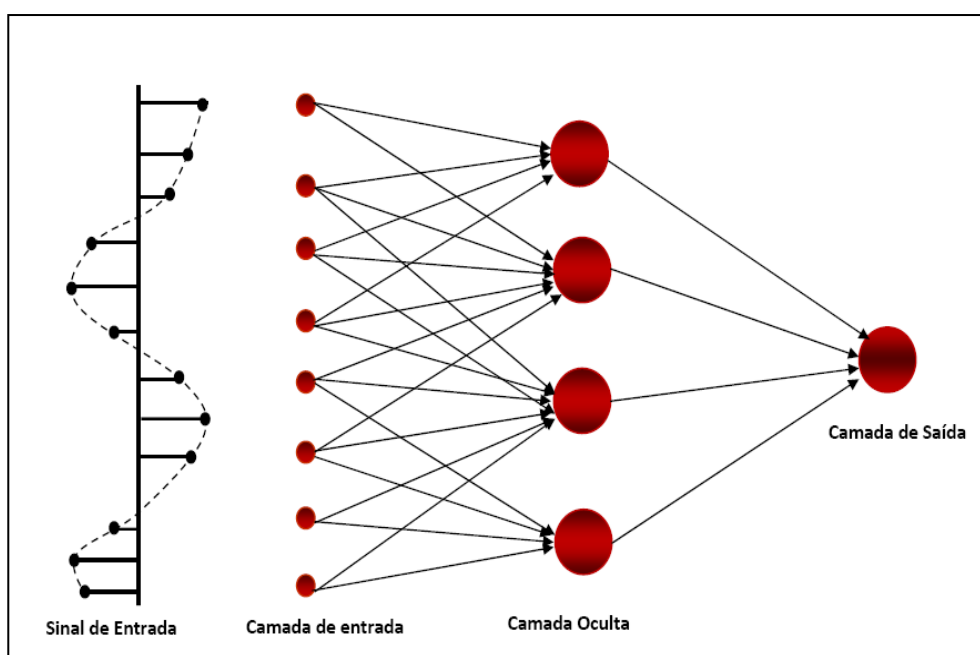
1. O conhecimento é adquirido pela rede neural, como no cérebro humano, através de um processo de aprendizado.
2. Os pesos existentes nas conexões sinápticas entre os neurônios artificiais, em analogia às sinapses nos neurônios biológicos, são responsáveis pela memória local ou pelo conhecimento aprendido.
3. Em semelhança ao cérebro humano, a capacidade de generalização baseada no conhecimento aprendido. Isto significa que uma rede neural consegue produzir saídas adequadas para entradas não observadas no seu processo de treinamento.

As redes neurais multicamadas são representadas por uma particular disposição dos neurônios, ou arquitetura, que consiste de um número de neurônios organizados em grupos ou camadas dispostas na direção de propagação do sinal de entrada, como mostrado na Figura 10. Neste tipo de rede encontramos três tipos de camadas, a camada de entrada, que recebe os dados de entrada e os propaga para o interior da rede. As camadas ocultas situam-se entre a camada de entrada e a de saída e possibilitam o processamento e o aprendizado da rede, extraíndo progressivamente as características estatisticamente significantes dos dados de entrada. A última camada é a de saída, onde é produzido o sinal de saída da rede para o seu exterior.

De um modo geral, uma rede neural multicamadas possui como principais características:

1. O modelo de cada neurônio ou elemento processador da rede possui uma função de ativação não linear. A função sigmoideal é a função mais utilizada.
2. A rede possui pelos menos uma camada oculta.
3. A rede possui um alto grau de conectividade entre as camadas, traduzido pela dimensão da matriz de pesos sinápticos.

Figura 10 – Arquitetura típica de uma rede neural artificial



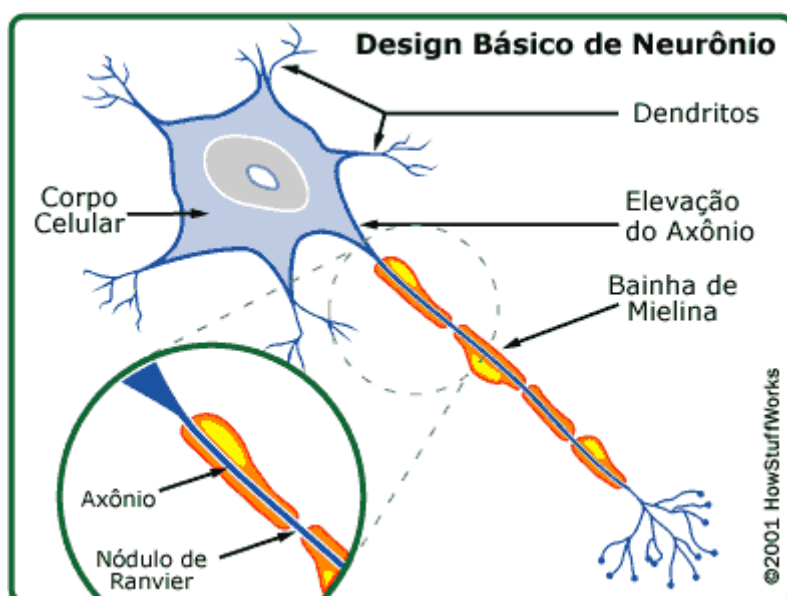
Fonte: Elaborada pela Autora

## 9.1 NEURÔNIO BIOLÓGICO E ARTIFICIAL

O neurônio é a unidade básica do cérebro, isoladamente pode ser considerado como uma unidade de processamento, que aceita e combina estímulos de natureza eletroquímica proveniente de vários outros neurônios em seu corpo ou núcleo para produzir um único estímulo de saída, que é transmitido a outros neurônios. A intensidade dos estímulos que um neurônio recebe em seus dendritos (entradas) depende da proximidade física com os axônios (saída) de cada um dos neurônios emissores de estímulos. O axônio conecta-se aos dendritos de outros neurônios através de ligações chamadas sinapses. As sinapses liberam substâncias

químicas chamadas de neurotransmissores em função da intensidade do pulso eletroquímico a ser transmitido para que uma conexão seja realizada. Assim, as sinapses se responsabilizam pela conexão de um particular grupo de neurônios, que simultaneamente se responsabilizam por uma particular atividade cerebral ou pela solução de um problema específico, na Figura 12 podemos analisar a estrutura de um neurônio biológico.

Figura 11 – Neurônio biológico.

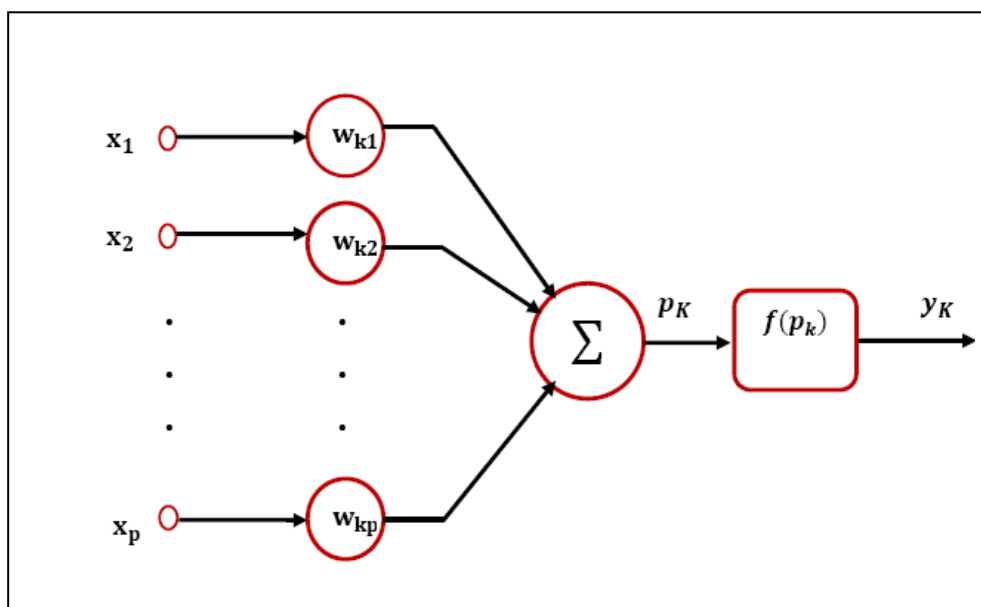


Fonte: <http://saude.hsw.uol.com.br/>

O neurônio artificial é a unidade de processamento fundamental das redes neurais artificiais e foi projetado para imitar as características morfológicas de um neurônio biológico. O neurônio artificial mostrado na Figura 4 possui várias entradas ( $x_1, x_2 \dots x_p$ ) que representam os estímulos do sistema ou as saídas de outros neurônios. A cada conexão é associada um peso ( $w_{k1}, w_{k2} \dots w_{kp}$ ) representando a intensidade da ligação ou sinapse. No interior do núcleo é produzida uma combinação linear ( $\Sigma$ ) das entradas pelos respectivos pesos, gerando um valor de potencial ( $p_k$ ), que é aplicado à função de ativação ( $f(p_k)$ ) para a produção do sinal de saída ( $y_k$ ). A variação do sinal de saída classifica o neurônio artificial como:

1. Neurônio binário. O sinal de saída é discreto no conjunto  $\{0,1\}$  ou no conjunto  $\{-1,1\}$ .
2. Neurônio contínuo. O sinal de saída varia continuamente no intervalo  $[0,1]$  ou no intervalo  $[-1,1]$ .

Figura 12 – Neurônio artificial.



Fonte: Elaborada pelo Autora

## 9.2 FUNÇÃO DE ATIVAÇÃO

Uma função de ativação define a saída de um neurônio artificial baseada em seu nível de atividade ou potencial.

A função de ativação característica de um neurônio binário é a função degrau simples mostrada na Figura 5.

### 1- Função Degrau

É definida através da expressão:

$$f(p) = \begin{cases} 1, & p \geq 0 \\ -1, & p < 0 \end{cases}$$



Para o neurônio contínuo, a função sigmóide, que é uma função contínua, suave e crescente, é a função de ativação mais utilizada na construção das redes neurais artificiais. Ela pode aparecer em duas formas, como:

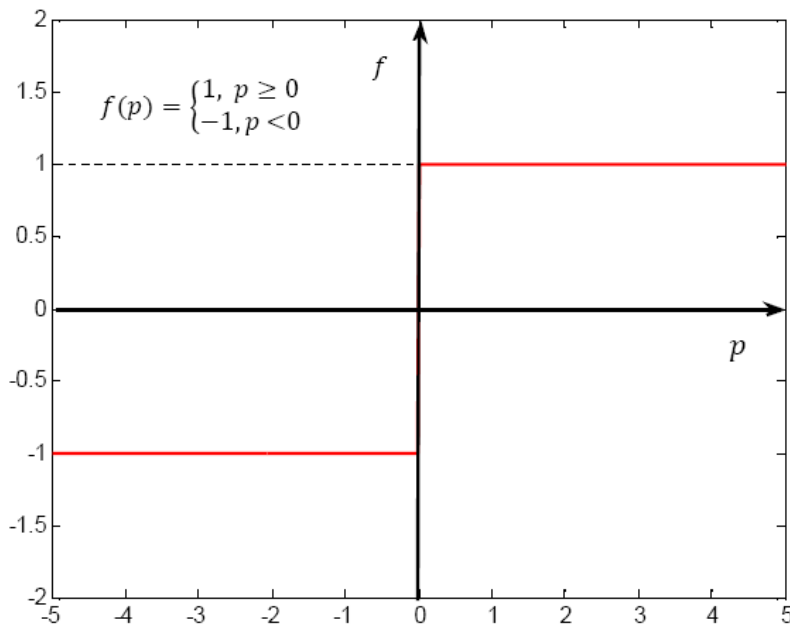
1- Função logística

É definida através da expressão:

$$y = f(p) = \frac{1}{1+e^{-ap}} \quad (10)$$

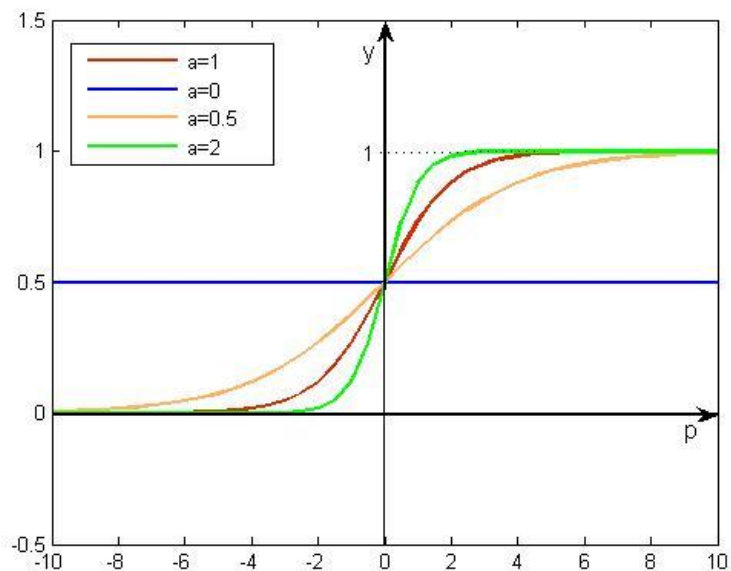
Onde  $a$  é o parâmetro de gradiente da curva, e  $p$  é o potencial. A função logística pode assumir qualquer valor do intervalo fechado  $[0,1]$  como mostra a Figura 14.

Figura 13 – Função degrau simples.



Fonte: Elaborada pela Autora

Figura 14 – Função logística.



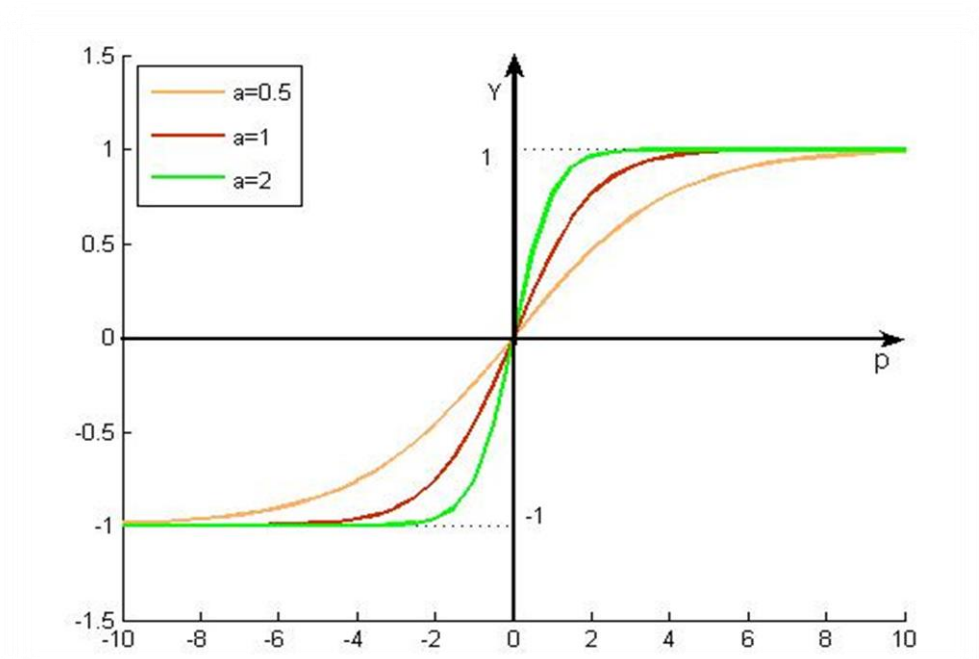
Fonte: Elaborada pela Autora

## 2- Função tangente hiperbólica

Produzindo valores de saída no intervalo fechado  $[-1,1]$  e permitindo a existência dos valores negativos é destacada na Figura 7, e definida pela expressão:

$$y = f(p) = \frac{1 - e^{-ap}}{1 + e^{-ap}} \quad (10)$$

Figura 15 – Função tangente hiperbólica.



Fonte: Elaborada pela Autora

### 9.3 TREINAMENTO OU APRENDIZADO

A maioria dos modelos de redes neurais possui alguma regra de treinamento, em que os pesos de suas conexões são ajustados de acordo com os padrões apresentados, ou seja, elas aprendem através de exemplos (HAYKIN, 2001). Sendo assim a rede neural é capaz de extrair regras básicas a partir de dados reais

O objetivo do treinamento de uma rede neural artificial é fazer com que a aplicação de um conjunto de entradas produza um conjunto de saídas desejado, ou no mínimo um conjunto de saídas consistentes. O treinamento é realizado pela aplicação seqüencial dos vetores de entradas, enquanto os pesos da rede são ajustados convergindo para determinados valores.

Na rede neural multicamada é utilizada a Regra do Delta, ou a aprendizagem é realizada a partir de um processo contínuo de redução do erro existente entre a resposta atual de um neurônio a um estímulo e a sua correspondente resposta desejada (HAYKIN, 2001) e expressa na forma

$$w_{if}(t+1) = w_{if}(t) + \Delta w_{if}(t) \quad (12)$$

Onde o parâmetro  $\Delta w_{if}(t)$  designado pela expressão

$$\Delta W_{ij}(t) = -n \frac{\partial E(t)}{\partial W_{ij}} \quad (13)$$

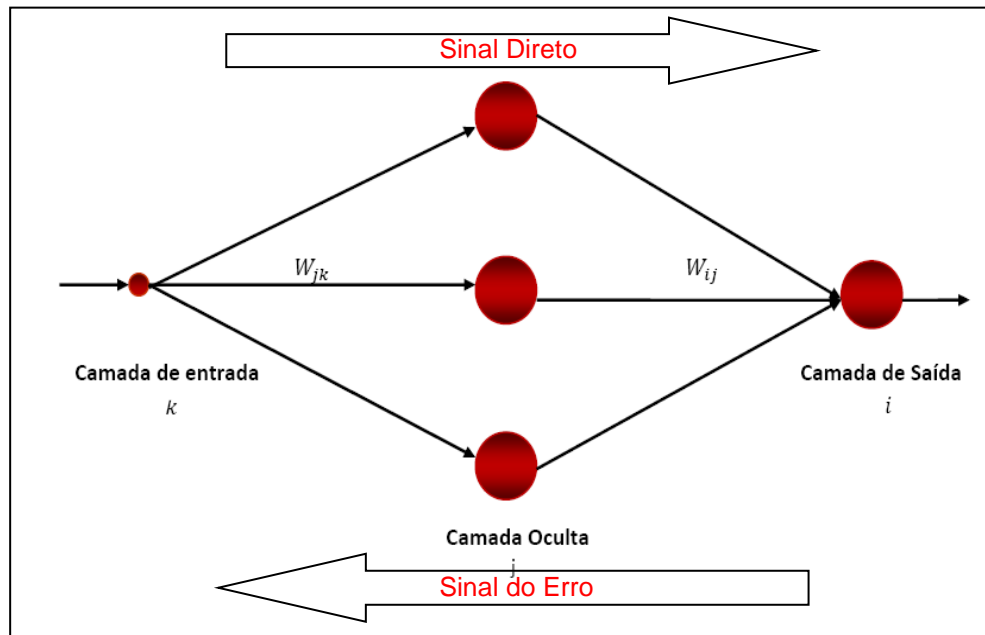
O parâmetro de aprendizagem ( $n$ ) na equação 13, é constante e responsável pela velocidade do aprendizado. O sinal negativo significa a tomada da direção decrescente do gradiente no espaço dos pesos sinápticos.

A retropropagação do erro tornou-se um algoritmo muito utilizado no processo de aprendizagem de redes neurais principalmente em redes neurais multicamadas com uma ou mais camadas escondidas. Basicamente, o algoritmo de retropropagação consiste em dois passos computacionais: o processamento direto e o processamento reverso. No processamento direto, uma entrada é aplicada à rede neural e seu efeito é propagado pela rede, camada a camada.

Durante o processamento direto, os pesos sinápticos da rede permanecem fixos. No processamento reverso, um sinal de erro calculado na saída da rede é propagado no sentido reverso, camada a camada. Ao final deste processo, os pesos sinápticos são ajustados de acordo com a regra do Delta. O algoritmo de retropropagação do erro é considerado terminado quando estabelece valores para parâmetros livres, de forma que a derivada primeira da superfície de erro é próxima de zero ou de um número positivo muito pequeno, e a soma das funções que efetuam uma medida do erro em cada neurônio é próxima de zero ou de um número positivo muito pequeno

A seguir, apresentamos em detalhe o algoritmo de retropropagação admitindo uma rede neural direta com três camadas: uma camada de entrada, uma camada oculta e uma camada de saída como mostrado na Figura 16.

Figura 16 – Rede neural com três camadas.



Fonte: Elaborada pela Autora

O valor do sinal direto (de saída) do neurônio  $i$  ( $S_i(t)$ ), pertencente à camada de saída da rede no instante  $t$ , isto é, na  $t$ -ésima apresentação de um mesmo par estímulo resposta ou na apresentação do  $t$ -ésimo par estímulo resposta, é mostrado a seguir

$$S_i(t) = f(p_i(t)) = \frac{1}{1 + e^{-p_i(t)}} \quad (14)$$

Assim a expressão para o potencial de ativação, considerando-se um número  $N$  de conexões com o neurônio  $i$  fica da seguinte forma:

$$P_i = \sum_{j=1}^N W_{ij} S_j \quad (15)$$

Como o neurônio  $i$  representa um neurônio arbitrário pertencente à camada de saída da rede, o seu estado  $S_i(t)$  pode ser interpretado como um exemplo do sinal direto que se propagou pela rede desde a camada de entrada. Do mesmo modo, os sinais diretos dos neurônios situados na camada oculta e que se conectam ao neurônio  $i$  serão designados por  $S_j(t)$ .

O sinal inverso ou o sinal de erro,  $e_i$  (erro local), calculado no neurônio  $i$  da camada de saída da rede, será dado por

$$e_i(t) = D_i - S_i(t) \quad (16)$$

Na equação acima  $D_i$  representa a resposta desejada para o neurônio  $i$ .

A partir da equação anterior a função objeto ou função erro global é definida. Esta equação é característica do algoritmo de retro-propagação do erro para a camada de saída, supondo-se que apenas um único par estímulo-resposta seja apresentado à rede na forma

$$E(t) = \frac{1}{2} \sum_{i=1}^M e_i^2(t) \quad (17)$$

Interpreta-se essa equação como sendo a soma quadrática de todos os erros locais dos  $M$  neurônios que compõem a camada de saída da rede no instante de tempo  $t$ . Ela é a função dos pesos sinápticos  $W_{ij}$ , ou seja, dos parâmetros livres da rede.

O algoritmo de aprendizagem de retro-propagação do erro tem como objetivo básico o ajuste dos parâmetros livres da rede, de modo a promover uma minimização da função objeto  $E(t)$ . Assim de acordo com as equações 14 e 15 torna-se necessário considerar somente o ajuste sobre os valores dos pesos sinápticos, os quais serão calculados de acordo com os respectivos erros a cada instante de tempo. O ajuste sobre o peso sináptico  $W_{ij}$ , que representa a conexão entre o neurônio  $i$  da camada de saída e o neurônio  $j$  da camada oculta, no instante  $t$ , a partir da regra do Delta expressa na equação 12.

Para a determinação de  $\Delta W_{ij}(t)$  torna-se necessário o cálculo da derivada parcial mostrada na equação 13. Para isto será utilizada a regra da cadeia do cálculo infinitesimal, obtendo

$$\frac{\partial E(t)}{\partial W_{ij}} = \frac{\partial E(t)}{\partial e_i(t)} \frac{\partial e_i(t)}{\partial S_i(t)} \frac{\partial S_i(t)}{\partial P_i(t)} \frac{\partial P_i(t)}{\partial W_{ij}(t)} \quad (18)$$

Desenvolvemos separadamente os termos da equação 18. Iniciamos com a diferenciação da equação 6 em relação à  $e_i(t)$

$$\frac{\partial E(t)}{\partial e_i(t)} = e_i(t) \quad (19)$$

Diferenciando ambos os lados da equação 16 em relação à  $S_i(t)$  e observando que a resposta desejada é constante durante todo o período de aprendizagem, temos que

$$\frac{\partial e_i(t)}{\partial S_i(t)} = -1 \quad (20)$$

Para a determinação do próximo termo, deriva-se a equação 3 em relação ao parâmetro  $P_i(t)$

$$\frac{\partial S_i(t)}{\partial P_i(t)} = f'(P_i(t)) = -\frac{e^{-P_i(t)}}{(1 + e^{-P_i(t)})^2} \quad (21)$$

O termo  $f'(P_i(t))$ , na equação 21, representa a derivada da função de ativação em relação ao potencial de ativação do neurônio  $i$  no instante  $t$ . Diferenciando o último termo da equação 15 em relação ao peso sináptico  $W_{ij}(t)$ , obtemos

$$\frac{\partial P_i(t)}{\partial W_{ij}(t)} = S_j(t) \quad (22)$$

Para finalizarmos, substituímos as equações 19, 20, 21 e 22 na equação 18 obtendo

$$\frac{\partial E(t)}{\partial W_{ij}} = -e_i(t)f'(P_i(t))S_j(t) \quad (23)$$

Com isto a equação 13 será reescrita na forma

$$\Delta W_{ij}(t) = \eta e_i(t)f'(P_i(t))S_j(t) \quad (24)$$

Logo, para os neurônios localizados na camada de saída da rede, obtemos o sinal inverso e calculamos as modificações nos pesos sinápticos utilizando a equação 24.

Será considerado agora o caso dos neurônios localizados na camada oculta. É claro que não existe uma resposta desejada pré-especificada para estes

neurônios e, portanto a determinação do sinal inverso não pode mais ser realizada utilizando-se a equação 16. O cálculo do sinal inverso para um neurônio  $j$ , localizado em uma camada oculta, será realizado de forma recursiva, em função dos sinais inversos de todos os neurônios da camada imediatamente anterior. A primeira camada para a qual se calcula o sinal inverso é a camada de saída da rede e assim, sucessivamente, até a camada de entrada.

Para a determinação da correção  $\Delta W_{jk}(t)$  a ser aplicada ao peso sináptico  $W_{jk}(t)$  utilizaremos a equação 13. O peso sináptico  $W_{jk}(t)$  representa a conexão entre o neurônio  $j$  da camada oculta e o neurônio  $k$  da camada de entrada, no tempo  $t$ . Reescrevemos a equação 13 mostrando os novos índices, na forma

$$\Delta W_{jk} = -n \frac{\partial E(t)}{\partial W_{jk}} \quad (25)$$

A quantidade  $E(t)$ , para um neurônio  $j$  da camada oculta, será definida na forma

$$E(t) = \frac{1}{2} \sum_i^M e_i^2 = \frac{1}{2} \sum_i^M \left[ D_i - \frac{1}{1 + e^{-p_i(t)}} \right]^2 \quad (26)$$

Na equação 26, o índice  $i$  representa um neurônio pertencente à camada de saída da rede. A derivada parcial à direita da equação 14, a partir da regra da cadeia, pode ser escrita na forma

$$\frac{\partial E(t)}{\partial W_{jk}(t)} = \frac{\partial E(t)}{\partial S_j(t)} \frac{\partial S_j(t)}{\partial P_j(t)} \frac{\partial P_j(t)}{\partial W_{jk}(t)} \quad (27)$$

Discutiremos cada termo da equação 27, começando pelo termo  $\frac{\partial E(t)}{\partial S_j(t)}$ , para o qual aplicaremos a regra da cadeia na equação 15, obtendo o resultado parcial

$$\frac{\partial E(t)}{\partial S_j(t)} = \sum_i^M e_i(t) \frac{\partial e_i(t)}{\partial S_j(t)} \quad (28)$$

Utilizando novamente a regra da cadeia, a equação 28 pode ser desenvolvida para



$$\frac{\partial E(t)}{\partial S_j(t)} = \sum_i^M e_i(t) \frac{\partial e_i(t)}{\partial P_i(t)} \frac{\partial P_i(t)}{\partial S_j(t)} \quad (29)$$

Derivando a equação 16 em relação ao potencial, temos

$$\frac{\partial e_i(t)}{\partial P_i(t)} = -f'(P_i(t)) \quad (30)$$

Derivando a equação 15 em função de  $S_j(t)$  chegamos ao seguinte resultado

$$\frac{\partial P_i(t)}{\partial S_j(t)} = W_{ij}(t) \quad (31)$$

Com isto a equação 30 fica escrita na seguinte forma

$$\frac{\partial E(t)}{\partial S_j(t)} = - \sum_i^M e_i(t) f'(P_i(t)) W_{ij}(t) \quad (32)$$

A equação 22, escrita agora para o neurônio  $j$  da camada oculta, é dada por

$$\frac{\partial P_j(t)}{\partial W_{jk}(t)} = S_k(t) \quad (33)$$

E a equação 21 fica na forma,

$$\frac{\partial S_j(t)}{\partial P_j(t)} = f'(P_j(t)) \quad (34)$$

A equação 27 pode então, ser escrita na forma final

$$\frac{\partial E(t)}{\partial W_{kj}(t)} = -S_k(t) f'(P_j(t)) \sum_i^M e_i(t) f'(P_i(t)) W_{ij}(t) \quad (35)$$

A correção do peso sináptico  $W_{ij}$  de todas as camadas intermediárias ou ocultas será então escrita na forma

$$\Delta W_{jk}(t) = n S_k(t) f'(P_j(t)) \sum_i^M e_i(t) f'(P_i(t)) W_{ij}(t) \quad (36)$$

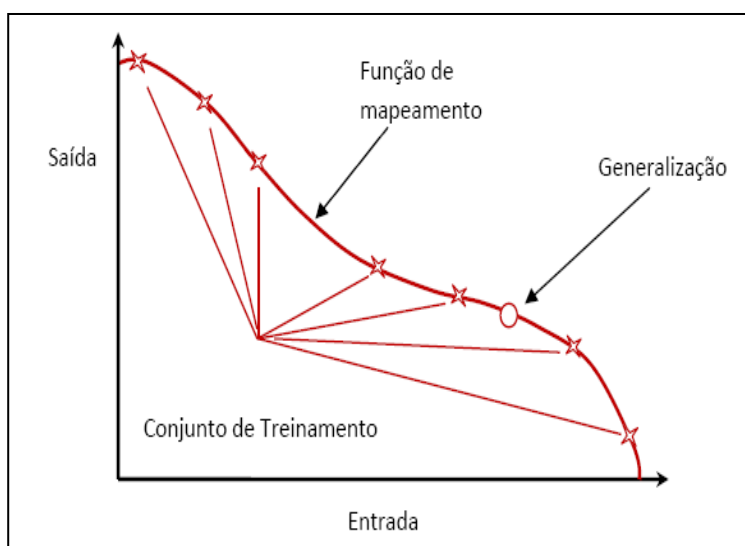
#### 9.4 FASE DE OPERAÇÃO

A fase de operação refere-se à maneira como a rede neural artificial processa os estímulos apresentados na sua camada de entrada e cria uma resposta em sua camada de saída.

A generalização é a principal característica de uma rede neural na fase de operação e responsável pela sua capacidade de solucionar problemas. A operação da rede pode ter influência de três fatores: O tamanho do conjunto de treinamento, a arquitetura da rede e a complexidade do problema tratado.

O que se espera de uma rede neural treinada é que ela tenha a capacidade de fazer uma generalização como mostra a Figuras 17, que apresenta o mapeamento do conjunto (espaço) de estímulos (entradas) no conjunto de saída.

Figura 17 – Generalização da rede neural.



Fonte: Elaborada pela Autora

## 10 METODOLOGIA

A identificação de fácies é uma das fundamentais atividades realizadas na indústria do petróleo, de modo a estabelecer o sistema petrolífero e consequentemente as estratégias de exploração e produção do campo. Tradicionalmente, a descrição geológica ou a identificação de fácies provém da observação direta do testemunho. Na grande maioria dos poços *onshore*, a operação de testemunhagem é rara e a recuperação das amostras de rocha é frequentemente inferior a 100% (ELLIS, 1987). Além disso, descrição geológica de testemunhos para a identificação das facies apresenta um alto fator HH (homem/hora). Por outro lado, a grande maioria dos poços *offshore*, são do tipo horizontal, que é o componente fundamental o conveniente desenvolvimento dos campos marítimos e não permite a realização de operações de testemunhagem (SAGAFF e NEBRIJA, 2000).

Quando uma camada de rocha sedimentar não possui porosidade ou é constituída por um único material homogêneo, a identificação da fácies através da interpretação dos perfis geofísicos de poço aberto é imediata, como por exemplo, considere o caso de uma rocha evaporítica, como a halita (NaCl). Neste caso, o perfil de densidade é suficiente para diagnosticar presença deste mineral, a partir de seu valor característico de densidade ( $2,1 \text{ g/cm}^3$ ). Infelizmente, os evaporitos não têm interesse como rocha reservatório. As rochas reservatório, importantes para a exploração de fluidos em subsuperfície, apresentam, na grande maioria dos casos, uma constituição mineralógica bastante complexa, como no caso dos arenitos, que na grande maioria das ocorrências, não é composto exclusivamente por quartzo, mas por variadas combinações de quartzo, argilominerais, calcita e outros minerais.

A identificação de fácies através da interpretação de perfis é uma tarefa complexa, onde se assume que fácies iguais apresentem semelhantes propriedades físicas e consequentemente, apresentem semelhantes respostas dos perfis geofísicos (SERRA, 1985).

Neste capítulo apresenta-se uma solução computacional para o problema da identificação de fácies reservatório em um poço não testemunhado, com a utilização de múltiplos perfis geofísicos de poço aberto, na forma de um problema de decisão, através do desenvolvimento de uma estratégia conveniente para o treinamento de uma rede neural direta multicamadas, com a utilização do algoritmo da

retropropagação do erro, para a produção de um mapeamento da informação geológica extraída do testemunho em termos das propriedades físicas registradas nos perfis.

A questão pertinente que se impõem à rede neural é determinar como diferentes fácies apresentam diferentes propriedades físicas registradas nos perfis ou que, fácies iguais apresentem respostas semelhantes. A resposta a esta questão é não trivial. A abordagem para responder a esta questão, adotada neste trabalho, é a de apresentar uma rede neural treinada em um poço testemunhado onde tem se a descrição das fácies de interesse e as correspondentes respostas dos perfis. Deste modo, busca-se uma codificação conveniente que produza o mapeamento da informação geológica extraída do testemunho em termos das propriedades físicas registradas nos perfis.

## 10.1 ARQUITETURA DA REDE

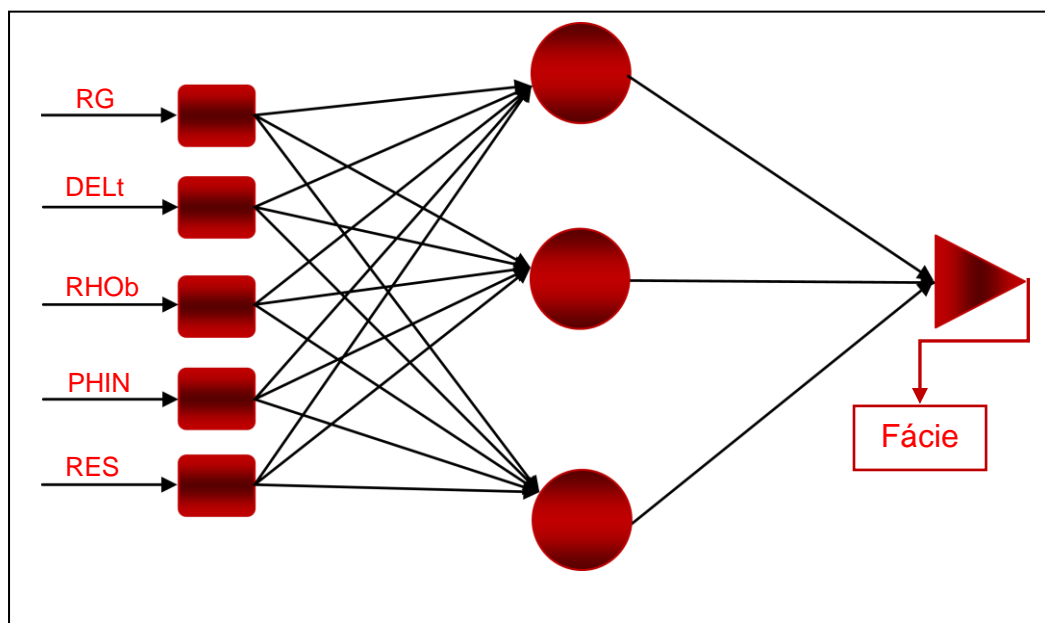
O projeto da rede neural utilizada neste trabalho envolve três estágios:

- 1- A definição do número de camadas e do modo de interconexão entre elas.
- 2- A definição do número de neurônios em cada camada e as suas respectivas funções de ativação.
- 3- A definição de um conveniente conjunto de treinamento.

Este trabalho adota uma arquitetura de rede neural com três camadas. A primeira camada possui um número de neurônios igual ao número de perfis a serem utilizados, assumindo que foram efetuadas todas as correlações ambientais. A segunda camada é composta por 15 neurônios processadores, com a função sigmoide como função de ativação. A camada de saída é composta por um único neurônio com uma função linear como função de ativação.

A arquitetura da rede neural aqui utilizada é mostrada na Figura-18.

Figura 18 – Arquitetura da rede neural.



Fonte: Elaborada pela Autora

## 10.2 TREINAMENTO DA REDE

O treinamento da rede utilizada neste trabalho tem como base a capacidade da rede neural treinada com algoritmo de retropropagação do erro ser capaz de produzir a aproximação de uma função qualquer (HAYKIN 2001)

Deste modo, o treinamento da rede envolve a escolha de uma função conveniente que produza um mapeamento da informação geológica em termos das propriedades físicas registradas no perfil. A função de mapeamento representa a função ( $y$ ) que será estabelecida pelo treinamento da rede em função dos perfis ( $p_i$ ) utilizados como dados de entrada e que pode ser rescrita na forma,

$$y = f(p_1, p_2, p_3, \dots) \quad (37)$$

Neste trabalho adotou-se como função do tipo escada como a função de mapeamento. Espera-se, assim, que seja possível a determinação das espessuras das diversas ocorrências das fácies reservatório de interesse identificadas no poço testemunhado, cujos perfis serão utilizados para o treinamento da rede. Admite-se, ainda, que o processamento da rede neural seja suficientemente robusto, para de forma independente da espessura da camada das fácies de treinamento, que

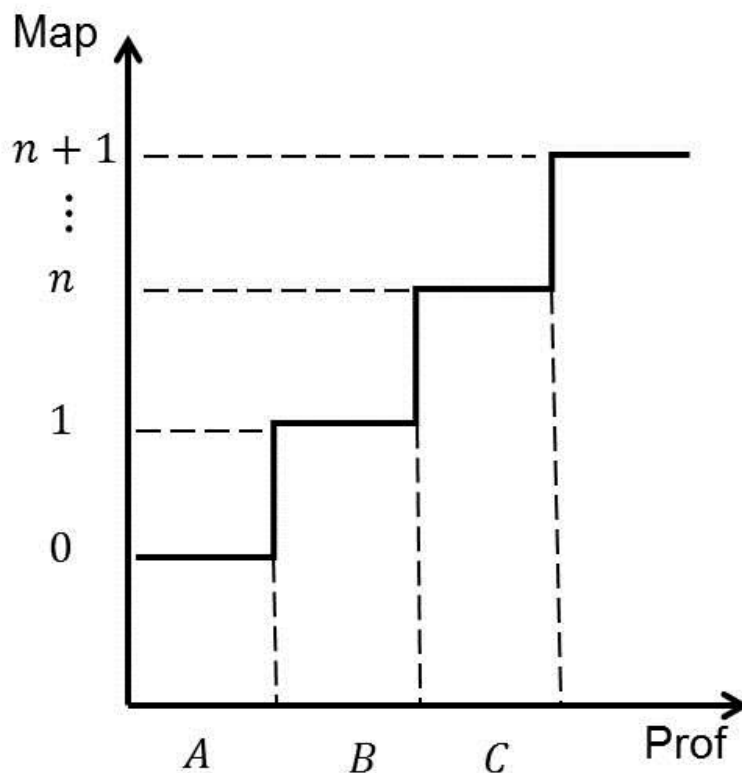
definem o número de pontos no conjunto de treinamento, a rede neural treinada seja capaz de corretamente identificar estas fácies nos outros poços, independentemente das suas espessuras.

### 10.3 CONJUNTO DE TREINAMENTO

O conjunto de treinamento adotado neste trabalho possui as seguintes características:

- O conjunto de estímulos é formado por um trecho em profundidade para todos os perfis, tal que contenha os intervalos testemunhados das fácies de interesse, na forma de uma matriz em que cada linha corresponda a um tipo perfil e cada coluna corresponda aos valores das propriedades físicas mensuradas em cada ponto de profundidade do poço, no intervalo de profundidades adotado.
- O conjunto de respostas desejadas é formado pela função escada ou função de mapeamento, que apresenta um valor constante para cada intervalo de profundidade de ocorrência das fácies de interesses. A figura 19 mostra um exemplo da função de mapeamento.

Figura 19- Função escada ou função de mapeamento



Fonte: Elaborada pela Autora

#### 10.4 OPERAÇÃO DA REDE

A operação da rede neural trata da sua aplicação com dados de entrada, ou perfis medidos em outro poço não testemunhado. Em outras palavras, trata do estabelecimento de uma função resposta semelhante à função de mapeamento a partir da aplicação dos novos dados de entrada. O poço teste ou não testemunhado, obrigatoriamente deve possuir, no mínimo, os perfis utilizados para o treinamento da rede que são os dados de entrada. Caso o poço teste não possua o conjunto de perfis usado no treinamento a rede neural não poderá ser aplicada para a identificação das fácies de interesse.

## 11 RESULTADOS

A aplicação e a avaliação da rede neural apresentada neste trabalho serão feitas em dois casos. O primeiro utilizando dados sintéticos e o segundo utilizando dados reais de dois poços testemunhados e perfurados na Bacia de Campos.

Os dados de entrada da rede, nos dois casos, são: Perfil de raios gama natural (RG), perfil de resistividade profunda (RES), perfil Sônico (DELt), perfil de densidade (RHOb) e o perfil de porosidade neutrônica (PHIN). O poço denominado como Poço-A é tomado como poço de referência e utilizado para o treinamento da rede. O poço denominado como poço -B é tomado como poço de teste e utilizado na fase de operação da rede. Observe que a informação geológica do testemunho é utilizada na metodologia apresentada neste trabalho apenas quando é feito o treinamento da rede, utilizando os perfis do poço-A. A informação geológica produzida pela análise de testemunho do poço-B é utilizada apenas para a validação da identificação das fácies de interesse produzida pela rede neural.

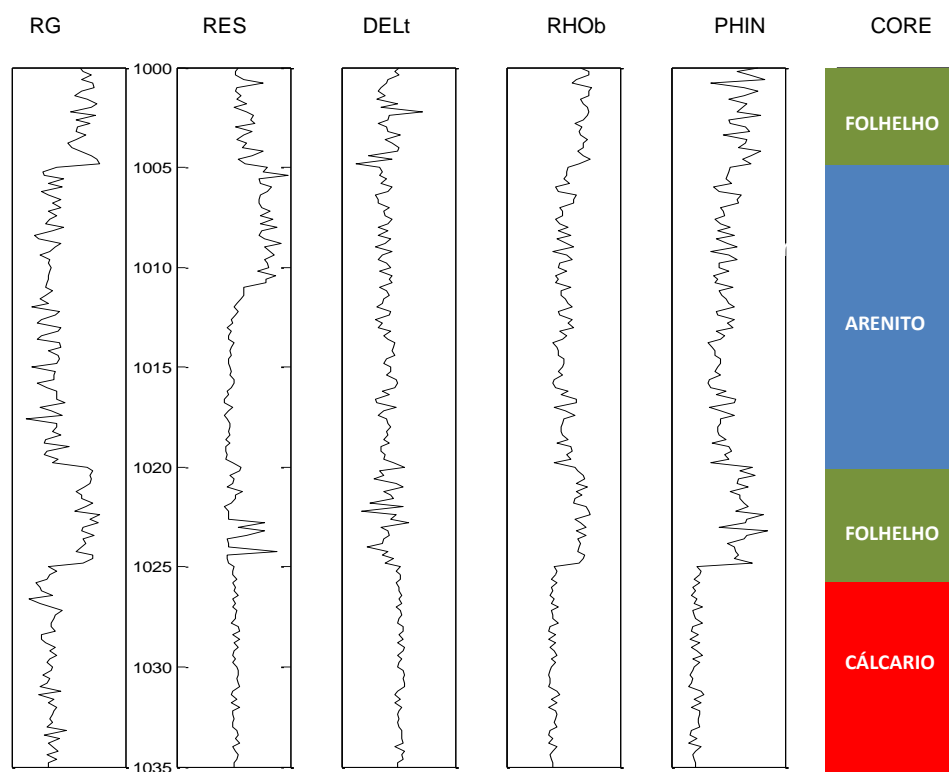
### 11.1 DADOS SINTÉTICOS

A Figura 20 apresenta o conjunto de perfis tomado no Poço-A. A primeira trilha apresenta o perfil de raios gama natural (RG), na segunda aparece o perfil de resistividade profunda (RES) e sucessivamente nas trilhas seguintes aparecem os perfis de porosidade (perfil de densidade (RHOb), perfil Sônico (DELt), e o perfil de porosidade neutrônica (PHIN). Na sexta trilha aparece a descrição do testemunho.

Este poço atravessa uma sequência de folhelho, arenito reservatório, folhelho e carbonato. As fácies de interesse são: O arenito reservatório e o calcário que aparecem destacados nas cores azul e vermelho, sucessivamente, como mostrado na Figura 21.

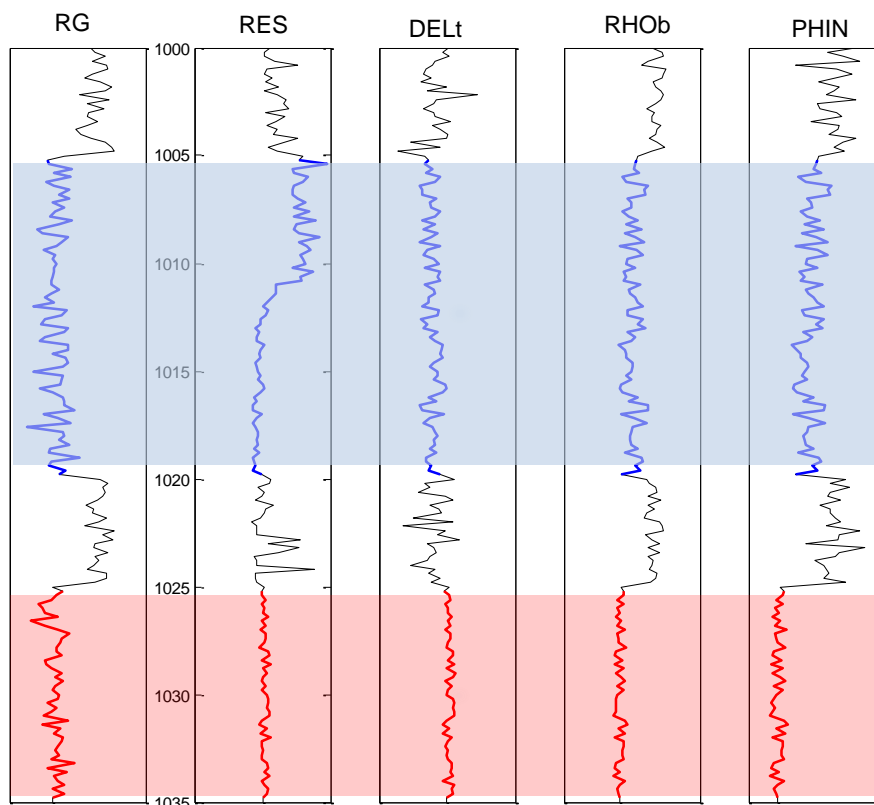


Figura 20 - Conjunto de perfis no Poço-A



Fonte: Elaborada pela Autora

Figura 21 – Perfis com a fácies de referência

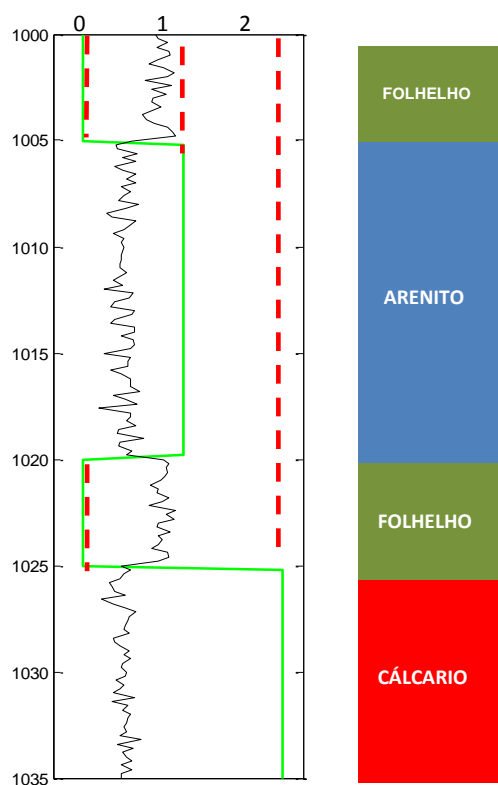


Fonte: Elaborada pela Autora

A figura 22 mostra a função de mapeamento das fácies utilizada para o treinamento da rede neural. A fácies arenito reservatório é associado o valor 1, a fácies calcário é associado o valor 2 e para todas as outras fácies ou camadas presentes neste intervalo testemunhado do poço-A é endereçado o valor 0.

A extensão em profundidade de cada fácies na função de mapeamento é determinada pela análise de testemunho.

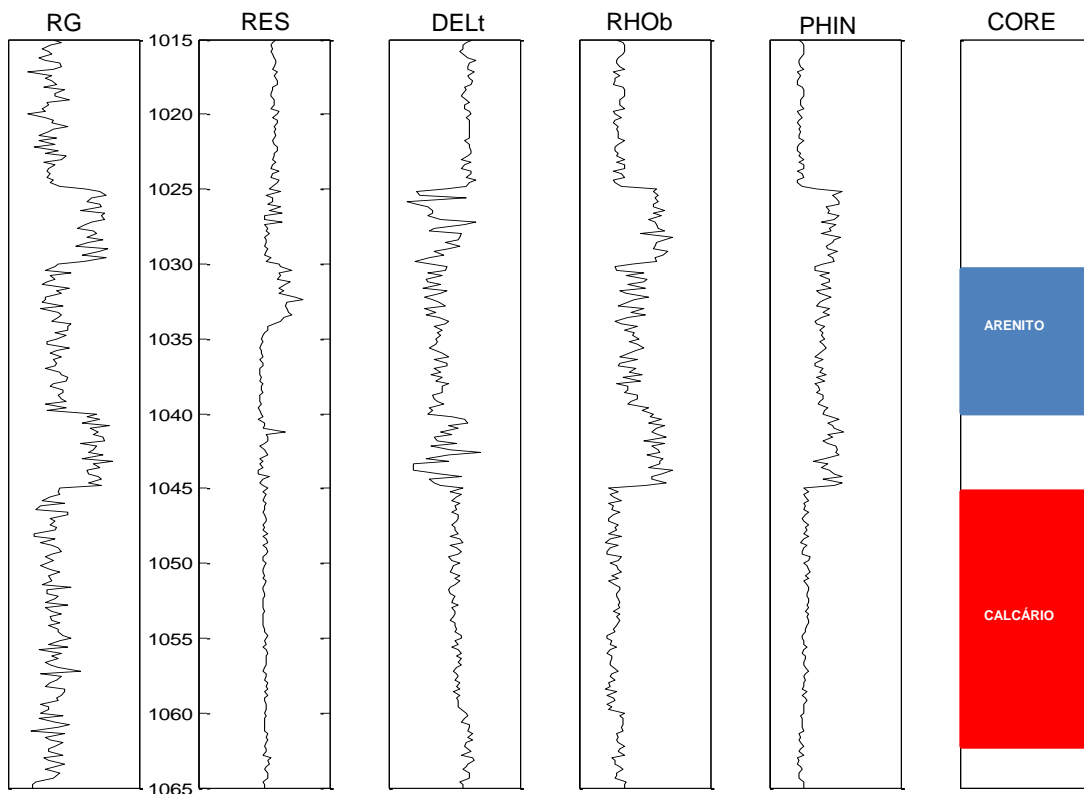
Figura 22 - Função de mapeamento das fácies utilizada para o treinamento da rede neural



Fonte: Elaborada pela Autora

A Figura 23 apresenta o conjunto de perfis tomado no Poço-B. A primeira trilha apresenta o perfil de raios gama natural (RG), na segunda aparece o perfil de resistividade profunda (RES) e sucessivamente nas trilhas seguintes aparecem os perfis de porosidade (perfil de densidade (RHOb), perfil Sônico (DELt), e o perfil de porosidade neutrônica (PHIN). Na sexta trilha aparece a descrição do testemunho.

Figura 23 - o conjunto de perfis tomado no Poço-B

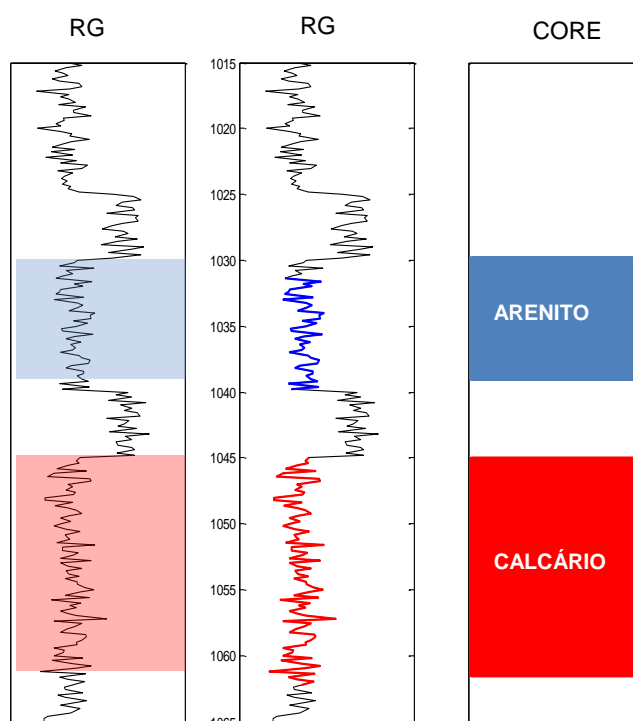


Fonte: Elaborada pela Autora

A figura 24 apresenta o resultado da metodologia apresentada neste trabalho. Os perfis mostrados na figura 23 são apresentados à rede neural que produz a identificação das fácies mostradas na figura 15, que utiliza apenas o perfil de raios gama natural como referência. Na figura 24 a primeira trilha mostra o perfil de raios gama natural original. A segunda trilha mostra a superposição das fácies de interesse identificadas. Na cor azul aparece destacado a fácies arenito reservatório e na cor vermelha a fácies calcário. A terceira trilha mostra a análise de testemunho para efeito de verificação da performance da rede neural tanto na identificação corretas das fácies quanto na definição das espessuras das camadas. É importante

observar que a diferença de espessura entre as fáceis utilizadas no treinamento e na operação da rede não influenciam no resultado final.

Figura 24 – Perfil de raios gama com o resultado da metodologia



Fonte: Elaborada pela Autora

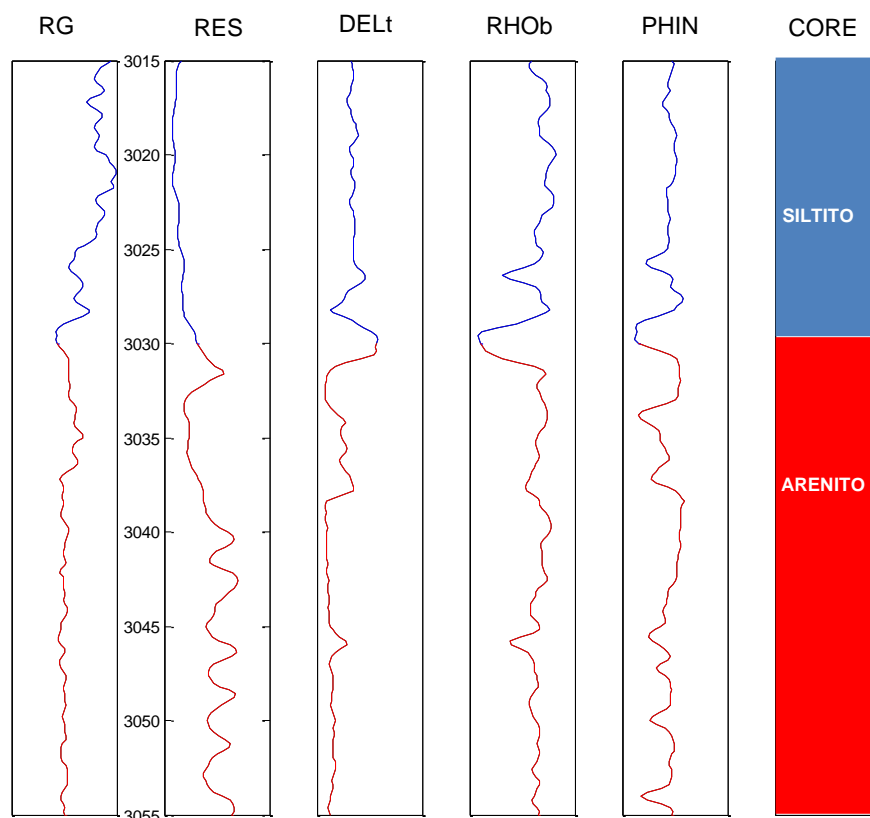
## 11.2 DADOS REAIS

Uma aplicação da metodologia apresentada nesse trabalho utilizando dados reais inicia com a escolha das fácies de interesse em um poço testemunhado, de modo a produzir o treinamento da rede neural.

A figura 25 mostra o conjunto de perfis adquiridos no poço testemunhado, denominado como poço C. A primeira trilha apresenta o perfil de raios gama natural (RG), na segunda aparece o perfil de resistividade profunda (RES) e sucessivamente nas trilhas seguintes aparecem os perfis de porosidade (perfil de densidade (RHOb), perfil Sônico (DELt), e o perfil de porosidade neutrônica (PHIN)). Estão destacadas nas cores azul e vermelho as fácies de interesse. Nas

profundidades de 3015m a 3030m aparece o siltito argiloso e nas profundidades de 3030m a 3055m aparece o arenito argiloso.

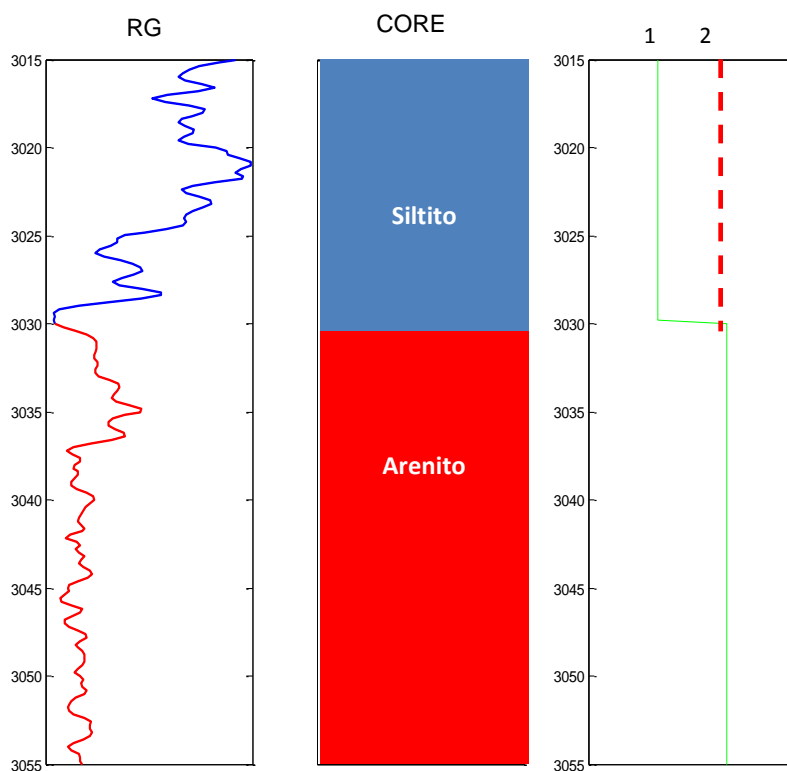
Figura 25 – O conjunto de perfis adquiridos no poço testemunhado



Fonte: Elaborada pela Autora

A figura 26 reproduz na primeira trilha o perfil de raio gama com as fáceis de interesse destacadas apenas, em uma escala horizontal diferente. Na segunda trilha aparece a descrição do testemunho e a terceira trilha mostra a função de mapeamento. Para a aplicação da rede a dados reais é necessário não codificar as outras fáceis que por ventura apareçam no poço de referência e não sejam de interesse para efeito de identificação nos outros poços. Esta é uma forma razoável de convivência com o ruído presente nos dados. Assim valores diferentes dos valores da função de mapeamento são descartados.

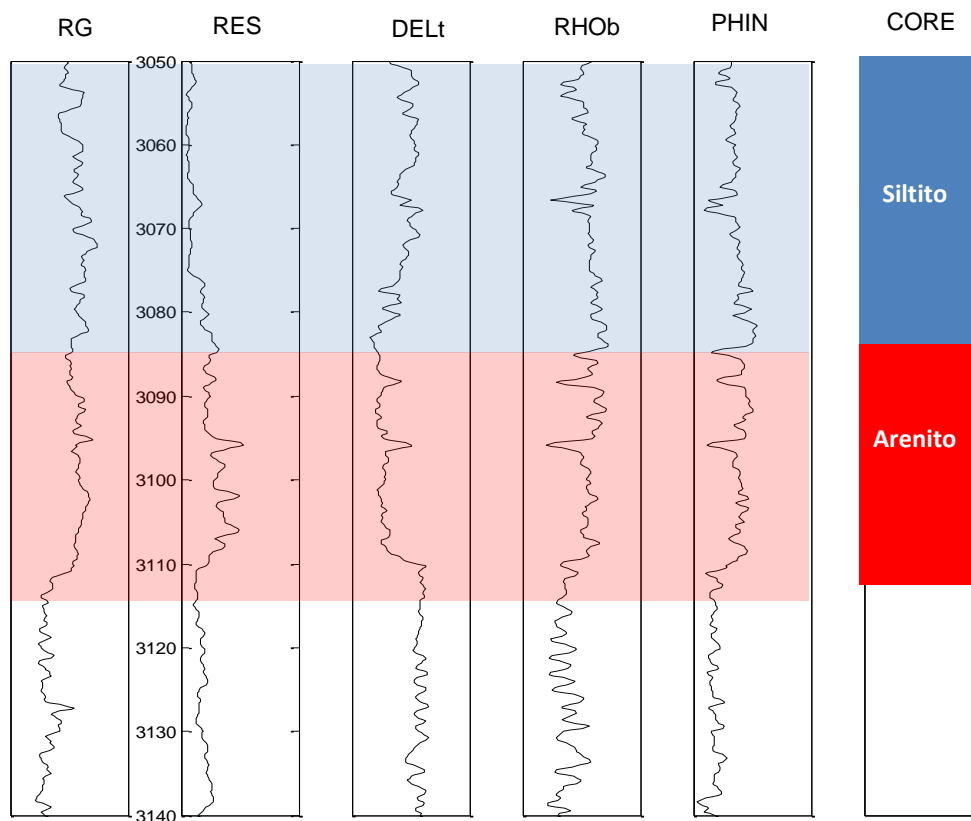
Figura 26 - Perfil de raio gama com as fácies de interesse destacadas



Fonte: Elaborada pela Autora

A figura 27 mostra o conjunto de perfis adquiridos no poço testemunhado, denominado como poço D (Poço de teste). A primeira trilha apresenta o perfil de raios gama natural (RG), na segunda aparece o perfil de resistividade profunda (RES) e sucessivamente nas trilhas seguintes aparecem os perfis de porosidade (perfil de densidade (RHOb), perfil Sônico (DELt), e o perfil de porosidade neutrônica (PHIN)). Na sexta trilha aparece a descrição do testemunho, e mostra uma sequência de fácies composta por siltito argiloso das profundidades de 3050m a 3085m. Uma camada de arenito argiloso das profundidades de 3085m até 3110m. E fácies ritmito nas profundidades de 3110m a 3140m.

Figura 27 - O conjunto de perfis adquiridos no poço testemunhado

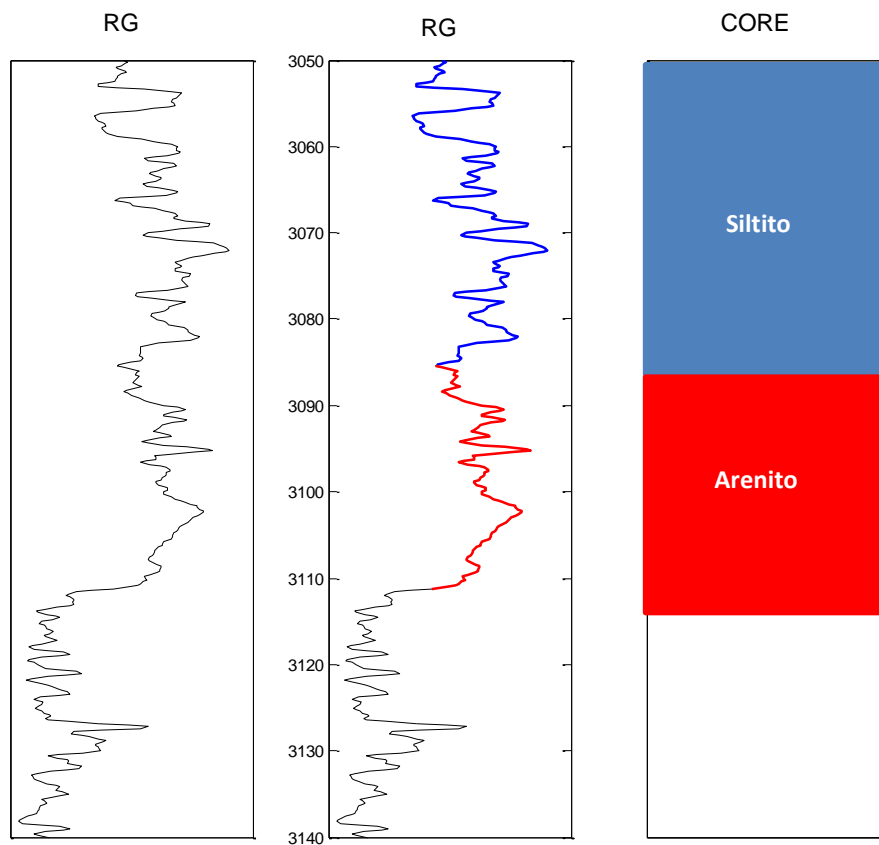


Fonte: Elaborada pela Autora

A figura 28 mostra o resultado da aplicação da rede com os perfis do poço D como dados de entrada. A primeira trilha mostra o perfil de raios gama natural do poço D apresentado em uma escala horizontal diferente. Na segunda trilha aparece o perfil de raio gama com as fácies identificadas sobrepostas. A cor azul representa o siltito e a cor vermelha representa o arenito. A terceira trilha reproduz a análise de testemunho, apenas para verificação da consistência da identificação de fácies de interesse produzidas pela rede neural.



Figura 28 -Resultado da aplicação da rede com os perfis do poço



Fonte: Elaborada pela Autora

## 12 CONCLUSÕES

A importância para a geofísica de poço do conhecimento das fácies atravessadas pelos poços reside na importância da dependência entre as fácies e as propriedades físicas registradas nos perfis, que conduzem a uma avaliação de formação mais realista.

Para a sedimentologia, principal produto da avaliação geológica dos testemunhos é a descrição de fácies, que é fundamental para a produção da carta estratigráfica de uma bacia sedimentar e para a produção do modelo geológico do sistema petrolífero. No entanto, estas importantes atividades para a exploração do petróleo são restritas aos poços testemunhados. A ausência e ou a dispersão de poços testemunhados ao longo da área superficial de um reservatório implicam na impossibilidade da utilização direta das informações geológica produzidas nesses poços.

Este trabalho mostra, a possibilidade da utilização de uma rede neural treinada com o algoritmo da retropropagação do erro de produzir um mapeamento da informação geológica extraída dos testemunhos em termo das medidas das propriedades físicas registradas nos perfis geofísicos, assim a utilização da rede neural pode possibilitar o transporte da informação geológica obtida em poço testemunhado para outros poços não testemunhados, perfurados nas vizinhanças do poço de referência. Para os casos aqui avaliados a rede neural apresentou resultados compatíveis com a análise de testemunho e de forma completamente independente da dimensão do conjunto de treinamento.

## REFERÊNCIAS

ANDRADE, A. **Aplicação de redes neuronais artificiais ao tratamento e interpretação de perfis geofísicos de poço aberto**. 1997. 145f. Tese (Doutorado em Geofísica) – Centro de Geociências, Universidade Federal do Pará, Belém, 1997.

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

AZEVEDO, R. L.; MILWARD, J. G.; VIVIERS, M.C. Geo-história da Bacia deCampos, Brasil: do Albiano ao Maastrichtiano. **Revista Brasileira de Geociências**, v. 17, n. 2, p.139-146, jun. 1987.

BACOCOLI, G.; MORAIES, R.G.; CAMPOS, O.A.J. The Namorado oil field: a Major Oil Discovery in the Campos Basin, Brazil. In: GIANT oil and gas fields of the decade: 1968-1978. Tulsa: American Association of Petroleum Geologists, 1980. p. 329-338. (AAPG Memoir, 30).

BARBOZA, E.G.; TOMAZELLI, L.J.; VIANA, A.R. Análise preliminar da geometria deposicional dos tubiditos do Campo de Namorado, Bacia de Campos, RJ. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE P&D EM PETRÓLEO E GÁS, 2., 2003, Rio de Janeiro. **Anais...** Rio de Janeiro: ABPG, 2003. v. 1.

BARROS, C. **Solução da equação de Archie com algoritmos inteligentes**. 2011. 83f. Tese (Doutorado) – Centro de Geociências, Universidade Federal do Pará, Belém, 2011.

CAINELLI, C.; MOHRIAK, W. U. Geology of Atlantic Eastern Brazilian Basins. In: AAPG International Conference & Exhibition, 1998, Rio de Janeiro, RJ. Rio de Janeiro: [s.n.], 1998.

CRUZ, M. M. **Aplicação de Perfilagem Geofísica e Sísmica na Caracterização da Faciologia do Reservatório de Namorado**. 2003. 107f. Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal Fluminense, Rio de Janeiro, 2003.

DIAS, J. L.; OLIVEIRA, J.Q.; DE VIEIRA, J.C. Sedimentological and stratigraphic analysis of the Lagoa Feia Formation, rift phase of Campos Basin, offshore, Brazil. **Revista Brasileira de Geociências**, v. 18, n. 3, p. 252-260, set. 1988.

DIAS, J. L.; SCARTON, J. C.; ESTEVES, F. R.; CARMINATTI, M.; GUARDADO, L.R. Aspectos da evolução tectono-sedimentar e a ocorrência de hidrocarbonetos na Bacia de Campos. In: RAJA GABAGLIA; L.R., MILANI, E.J. **Origem e evolução das Bacias Sedimentares Brasileiras**. Rio de Janeiro: PETROBRAS, 1990. p. 330-360.

DIAS-BRITO, D.: A Bacia de Campos no Meso-Cretáceo: uma contribuição a paleoceanografia do Atlântico Sul primitivo. **Revista Brasileira de Geociências**, v. 17, n. 2, p. 162-167, jun. 1987.

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

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

GUARDADO, L.R.; LUCCHESI, C.F.; MARTINS, C.C. Exploração em águas profundas na Bacia de Campos, histórico, resultados e perspectivas. In. SIMPÓSIO DE GEOLOGIA DO SUDESTE, 1., 1989, Rio de Janeiro, RJ. **Boletim de Resumos...** Rio de Janeiro: SBG. Núcleo Rio de Janeiro, 1989. p.19.

GUARDADO, L. R.; SPADINI, A. R. Evolução deposicional e distribuição da fácies do Macaé Inferior (Eo-Meso-Albiano, Bacia de Campos). **Boletim de Geociências Petrobrás**, v. 1, n. 2, n. 237-239, ago./dez.1987.

GUARDADO, L. R.; SPADINI A. R.; BRANDÃO, J. S. L.; MELLO, M. R. Petroleum System of the Campos Basin, Brazil. In: MELLO M. R.; KATZ B. J. (Ed.). **Petroleum systems of South Atlantic margins**. **data ?** p. 317-324. (AAPG Memoir 73).

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

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

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

MILANI, E.J.; THOMAZ FILHO, A. Sedimentary basins of South America. In: CORDANI, U.G.; MILANI, E.J.; THOMAZ FILHO, A.; CAMPOS, D.A. (Ed.). **Tectonic evolution of South America**. Rio de Janeiro: [s.n.], 2000. 31st International Geological Congress, p. 389-452.

QI, L.; CARR, T. R. **Neural network prediction of carbonate lithofacies from well logs, Big Bow and Sand Arroyo Creek fields, Southwest Kansas** [artigo científico]. Disponível em: <[www.elsevier.com/locate/cageo](http://www.elsevier.com/locate/cageo)> Acesso em 14 fev 2006.

RANGEL, H. D., MARTINS, F. A. L., ESTEVES, F. R., FEIJO, F. J., "Bacia de Campos". **Boletim de Geociências da PETROBRAS**, v.8, n. 1, p. 203-217, 1994.

SAGGAF, M.M.; NEBRIJA, E. L. Estimation of Missing Logs by Regularized Neural Networks. **APPG Bulletin**, 8. V .87, p.1377-1389, 2003.

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

SERRA, O. **Fundamentals of well log interpretation**. [S.l.]: Schlumberger. 1984. V. 1. The Acquisition of Logging Data.

SERRA, O. **Sedimentary environments from Wireline logs**. [S.l.]: Schlumberger. 1985.

SOUZA JR., O. G. **Stratigraphie Séquentielle et Modélisation Probabiliste dès Réservoirs Tubidíques**. Tese (D.Sc.) - Universidade Paris VI, França, 1997.

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

WINTER, W. R.; JAHNERT, R. J.; FRANÇA, A. B. **Boletim de Geociências Petrobras**. Rio de Janeiro, v. 15, n. 2, p. 511-529, maio/nov, 2007.