

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS CURSO DE GRADUAÇÃO EM GEOLOGIA



# ANÁLISE PETROFÍSICA DE RESERVATÓRIOS

Autora: Ana Carolina Ribeiro e Silva Stevanato Orientador: Prof. Dr. Alexandre Campane Vidal Co-orientadora: Dr<sup>a</sup> Juliana Finoto Bueno

Campinas, Dezembro de 2011.



UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS CURSO DE GRADUAÇÃO EM GEOLOGIA



# ANÁLISE PETROFÍSICA DE RESERVATÓRIOS

#### Ana Carolina Ribeiro e Silva Stevanato

Trabalho de Conclusão de Curso do Instituto de Geociências da Universidade Estadual de Campinas (UNICAMP), sob a orientação do Prof. Dr. Alexandre Campane Vidal e co-orientação da Dr<sup>a</sup>. Juliana Finoto Bueno, como exigência para a obtenção do título de Bacharel em Geologia.

Campinas, Dezembro de 2011.

#### Agradecimentos

Primeiramente, agradeço a toda a minha família, que me deu apoio durante toda a minha vida e me ensinaram a lutar pelos meus objetivos.

Agradeço ao Felipe, pela compreensão e força nesta fase final da minha graduação.

Agradeço ao meu orientador Prof. Dr. Alexandre Campane Vidal e minha coorientadora Dr<sup>a</sup> Juliana Finoto Bueno, por todos os ensinamentos, incentivo, amizade e confiança depositados.

Ao Professor Pedro, que foi meu primeiro orientador e me deu grade apoio durante a minha iniciação científica, que contribuiu muito para a minha formação acadêmica.

Ao pessoal do CARMOD: Michelle e Paola.

À minha amiga-vizinha Carol, que considero uma grande amiga.

E meu muito obrigado a todo o pessoal da geologia e geografia da turma de 2007. Em especial, ao Francisco, Lídia e Nathália, pela amizade e inúmeros trabalhos realizados juntos.

#### Resumo

Este trabalho consiste na utilização de perfis geofísicos para a caracterização petrofísica do reservatório do Campo de Namorado. O Campo de Namorado está localizado na porção central da Bacia de Campos e é composto por arenitos turbidíticos depositados durante Albiano-Cenomaniano, pertencentes ao Grupo Macaé.

Foram selecionados três poços (NA02, NA44D e NA12) com dados de perfis de raios gama, porosidade neutrão, densidade, sônico e resistividade e descrições de testemunho.

O intervalo do reservatório foi identificado em cada poço e correlacionado, de maneira a se entender o ciclo de deposições. Para este mesmo intervalo, foi proposta a classificação de três eletrofácies utilizando estatística multivariada: (0) não-reservatório, (1) reservatório e (2) possível reservatório.

A partir da classificação, foi possível calcular os principais parâmetros petrofísicos para as eletrofácies 1 e 2: densidade e intervalo de tempo da matriz, porosidades derivadas de diferentes perfis, volume de argila e areia, resistividade de água da formação, saturação da água; analisar os principais cimentos e estimar o contato óleo/água.

Palavras-chave: Campo de Namorado, análise petrofísica e método KNN.

### Sumário

Capítul	o 1 – Introdução	1
1.1.	Aspectos Gerais	1
1.2.	Justificativa e Objetivos	1
1.3.	Dados Obtidos e Área de Estudo	1
1.4.	Métodos	3
Capítul	o 2 – Contexto Geológico	6
2.1.	Bacia de Campos	6
2.2.	Sistema Petrolífero da Bacia de Campos	. 13
2.3.	Campo de Namorado	. 13
Capítul	o 3 – Fundamentação Teórica	17
3.1.	Perfilagem Geofísica	. 17
3.1.1	1. Perfil de Raios Gama (GR)	. 17
3.1.2	2. Perfil de Densidade (RHOB)	. 19
3.1.3	3. Perfil Sônico (DT)	. 21
3.1.4	4. Perfil de Porosidade Neutrão (NPHI)	. 23
3.1.5	5. Perfil de Resistividade (ILD)	. 25
Capítul	o 4 – Resultados e Discussão	28
4.1	Correlação de Poços	. 28
4.1.1	1 Introdução	. 28
4.1.2	2 Resultados	. 28
4.2	Determinação de Eletrofácies	. 33
4.2.1	1 Introdução	. 33
4.2.2	2 Resultados	. 34
4.3	Caracterização Petrofísica	. 49
4.3.1	1 Introdução	. 49
4.3.2	2 Resultados	. 50
Capítul	o 5 - Conclusões	62
Referêr	ncias Bibliográficas	64

## Índice de Figuras e Tabelas

Figura 1.1: Mapa de localização da Bacia de Campos, destaque para o Campo de Namorado				
(modificado de Bizzi et al., 2003)				
Figura 1.2: Localização dos poços utilizados (adaptado de Bueno et al., 2011) Figura 1.3: Etapas do trabalho				
destaque: o Grupo Macaé, alvo do estudo9				
Figura 2.2:Arcabouço das feições estruturais da seção rift na Bacia de Campos (Rangel, 1998).				
Figura 2.3: Arcabouço estrutural e estratigráfico do topo do reservatório e a divisão do Campo				
de Namorado em quatro blocos (Guardado et al., 1990)15				
Figura 2.4: Modelo paleogeográfico do Campo de Namorado no Albiano/Turoniano (Guardado ot al. 1990)				
Figure 3.1: Porfil de raios gama e perfil espectral de raios gama e algumas respectas típicas de				
diferentes litelegios (Eente: Bider, 2002)				
alterentes litologias (Fonte: Rider, 2002).				
Figura 3.2: Aigumas respostas tipicas para o pertil de densidade (Fonte: Rider, 2002)				
Figura 3.3: A variedade de velocidades e o intervalo de tempo de transito das principais				
litologias (Fonte: Rider, 2002)				
Figura 3.4: Algumas repostas tipicas do perfil neutrao (Fonte: Rider, 2002)				
Figura 3.5: Perfil de resistividade e algumas respostas típicas (Fonte: Rider, 2002)				
Figura 4.1: Topo e Base (em rosa) do Arenito Namorado para o Poço NA02				
Figura 4.2: Correlação dos poços, datum: topo				
Figura 4.3:Sequência das unidades dos reservatório interpretadas por Barboza (2005) a partir				
de dados sísimicos. A) Sequência 1; B) Sequência 2; C) Sequência 3				
Figura 4.4: Comparação entre os dados de testemunho (fácies P) e o resultado do método KNN				
(fácies KNN) para o poço NA02. Em cinza, as porções não-testemunhadas				
Figura 4.5: Comparação entre os dados de testemunho (fácies P) e o resultado do método KNN				
(fácies KNN) para o poço NA44D. Em cinza, as porções não-testemunhadas				
Figura 4.6: Comparação entre os dados de testemunho (fácies P) e o resultado do método KNN				
(fácies KNN) para o poço NA12. Em cinza, as porções não-testemunhadas				
Figura 4.7: Comparação entre os perfis geofísicos e classificação dos testemunhos (fácies P) e				
do método KNN (fácies KNN) para o poço NA02. Em cinza, as porções não-testemunhadas 38				
Figura 4.8: Comparação entre os perfis geofísicos e classificação dos testemunhos (fácies P) e				
do método KNN (fácies KNN) para o poço NA44D. Em cinza, as porções não-testemunhadas.				
Sigure 4.0. Comparenção entre os portis geofícioses e eleccificação dos testemunhos (fécies D) -				
rigura 4.9. Comparação entre os periis geonsicos e classificação dos testemunnos (tácles P) e				
uo metodo kiviv (lacles kiviv) para o poço IVA 12. Em cinza, as porções nao-testemunhadas39				
rigura 4.10. Histogramas dos periis geofísicos para a eletrofácies 0				
Figura 4.11: Histogramas dos pertis geotisicos para a eletrofacies 1				

Figura 4.12: Histogramas dos perfis geofísicos para a eletrofácies 2	42
Figura 4.13: Gráficos de dispersão de perfis de raios gama x sônico	44
Figura 4.14: Gráficos de dispersão de perfis de raios gama x porosidade neutrão	45
Figura 4.15: Gráficos de dispersão de perfis de raios gama x densidade	46
Figura 4.16: Gráficos de dispersão de perfis raios gama x sônico	46
Figura 4.17: Gráficos de dispersão de perfis de densidade x sônico	47
Figura 4.18: Gráficos de dispersão de perfis de densidade x porosidade neutrão	48
Figura 4.19: Perfis de densidade da matriz, raios gama e resultado do método KNN	53
Figura 4.20: Volume de argila (cinza) para os poços NA02, NA44D e NA12. Em amarelo, o	
volume de areia, e em azul, porosidade	54
Figura 4.21: Gráfico dos perfis de porosidade neutrão e sônico para o poço NA02. Neste gráf	fico
é possível identificar a distribuição da argila Não entendi	56
Figura 4.22: Gráfico dos perfis porosidade neutrão e densidade para o poço NA44D	56
Figura 4.23: Gráfico dos perfis de porosidade neutrão e sônico para o poço NA12	57
Figura 4.24: Pickett plots para o poço NA02	58
Figura 4.25: Pickett plots para o poço NA12	58
Figura 4.26: Pickett plots para o poço NA44D	59
Figura 4.27: Gráfico de saturação da água x profundidade para o poço NA02	60
Figura 4.28: Gráfico de saturação da água x profundidade para o poço NA44D	60
Figura 4.29: Gráfico de saturação da água x profundidade para o poço NA012	61
Tabela 3.1: Densidade de litologias comuns (Rider, 2002)	20
Tabela 3.2: Intervalo de tempo de trânsito da matriz para algumas litologias e minerais	
(modificado de Schlumberger, 1987)	23
Tabela 4.1: Topo e base do reservatório para os poços utilizados, em metros	28
Tabela 4.2: Descrição e classificação dos dados de testemunho dos poços NA02 e NA12	33
Tabela 4.3: Eletrofácies para o Campo de Namorado	34
Tabela 4.4: Resumos dos perfis de raios gama, densidade, sônico e porosidade neutrão para	a a
eletrofácies 0	40
Tabela 4.5: Resumos dos perfis de raios gama, densidade, sônico e porosidade neutrão para	i a
eletrofácies 1	41
Tabela 4.6: Resumos dos perfis de raios gama, densidade, sônico e porosidade neutrão para	i a
eletrofácies 2	42
Tabela 4.7: Médias de densidade e tempo de trânsito e porosidades para a eletrofácies 1	51
Tabela 4.8: Médias de densidade e tempo de trânsito e porosidades para a eletrofácies 2	51
Tabela 4.9: Valores máximos e mínimos, média, mediana e desvio padrão da porosidade	
efetiva	52
Tabela 4.10: Médias do volume de folhelho e volume de areia para as eletrofácies 1 e 2	55
Tabela 4.11: Médias de saturação da água e óleo	59

### Capítulo 1 – Introdução

#### 1.1. Aspectos Gerais

A indústria de exploração de petróleo tem desenvolvido nas últimas décadas ferramentas e técnicas, que de forma direta ou indiretamente, auxiliam na caracterização geológica de reservatórios. Durante a fase de exploração, são perfurados poços horizontais e direcionais, com os quais é possível a obtenção de informações de perfis elétricos e radioativos. Esses perfis, juntamente com a descrição de testemunhos, são de extrema importância para a elaboração das características petrofísicas de um reservatório, que posteriormente auxiliam na construção do modelo geológico e matemático (modelo de distribuição de porosidade, permeabilidade, saturação de óleo, entre outros).

A análise petrofísica visa à determinação de alguns parâmetros como porosidade, compressibilidade da rocha, saturação de água e óleo, permeabilidade, entre outros.

#### 1.2. Justificativa e Objetivos

A caracterização petrofísica utilizando perfis geoelétricos é de grande importância para a descoberta de novos reservatórios de hidrocarbonetos e visa diminuir o grau de incerteza e os riscos associados à exploração de petróleo e gás. Assim como é importante para a fase inicial de desenvolvimento de um campo de petróleo, auxiliando na definição da melhor estratégia de desenvolvimento através da caracterização geológica.

Os principais objetivos deste trabalho são: a correlação estratigráfica entre os poços NA02, NA12 e NA44D para compreensão da distribuição dos arenitos nos ciclos deposicionais do Arenito Namorado, a determinação de eletrofácies através de perfis geofísicos e descrição de testemunhos, e a caracterização petrofísica das eletrofácies de rochas reservatório e possível reservatório para os três poços escolhidos.

#### 1.3. Dados Obtidos e Área de Estudo

Os poços utilizados foram perfurados no Campo de Namorado (Figura 1.1), localizado na porção centro-oeste da - Bacia de Campos, entre o Campo de Garoupa na plataforma continental e o Campo de Marlim no talude. O principal reservatório é composto por arenitos turbidíticos do Cretáceo, chamado de Arenito Namorado, com profundidade entre 2.980 e 3.080 metros (Guardado, 1990).



Figura 1.1: Mapa de localização da Bacia de Campos, destaque para o Campo de Namorado (modificado de Bizzi et al., 2003).

Os dados dos poços foram cedidos pela Petrobras e estão liberados pela Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). Constam da base de dados os perfis de raios gama (GR), densidade (RHOB), sônico (DT), porosidade neutrão (NPHI) e resistividade (ILD) no formato \*LAS, e a descrição dos testemunhos.

Foram escolhidos três poços: NA02, NA44D e NA12 (figura 1.2). Os poços NA02 e NA12 foram selecionados por serem os poços com maior volume de descrição de testemunhos em comparação aos demais, e o poço NA44D por estar próximo dos dois escolhidos, para a realização da correlação estratigráfica.



Figura 1.2: Localização dos poços utilizados (adaptado de Bueno et al., 2011).

#### 1.4. Métodos

O presente estudo consistiu de cinco etapas principais (Figura 1.3).

Na primeira etapa do trabalho foi realizada revisão bibliográfica sobre o Campo de Namorado, a caracterização petrofísica através de perfis de poços e os principais aspectos que podem afetar a porosidade e a permeabilidade em reservatórios siliciclásticos.

A segunda etapa de trabalho consistiu na determinação dos poços utilizados e seus respectivos topos e bases para os intervalos referentes ao Arenito Namorado. O intervalo do reservatório do Arenito Namorado é facilmente identificado, através do perfil de raios-gama, por folhelhos no topo e carbonatos na base que apresentam um contraste considerável em relação ao arenito Namorado. Nesta etapa, também foi realizada uma correlação de poços para compreender os intervalos deposicionais das rochas reservatório.

A terceira etapa consistiu na determinação de eletrofácies no intervalo do reservatório de Namorado, para tal, foram utilizados os seguintes procedimentos:

- Análise dos testemunhos, com agrupamentos de quinze fácies em três classes principais: não-reservatório, reservatório e possível reservatório;
- Aplicação do método estatístico multivariado K-ésimo vizinho mais próximo (KNN) utilizando o poço RJS19, próximo aos poços NA02, NA44D e NA12, para o treinamento do algoritmo, e aplicação deste treinamento nos três poços. Os resultados obtidos foram três eletrofácies: 0 (não-reservatório), 1 (reservatório) e 2 (possível reservatório);
- Validação das três eletrofácies baseada nos perfis geofísicos em comparação a descrição de testemunhos.

O método KNN é supervisionado, ou seja, utiliza informações originais, advindas das descrições de testemunhos, são pré-estabelecidas para o mapeamento de fácies. O algoritmo foi treinado e aplicado nos poços através do software estatístico *R*.

Após a determinação das eletrofácies, foi realizada a quarta etapa: estatística básica, que é composta por histograma e valores de máximo, mínimos, média, mediana e desvio padrão de cada eletrofácies, e gráficos de dispersão utilizando os perfis de raios gama, densidade e porosidade neutrão e sônico para as eletrofácies de reservatório e possível reservatório. Através dos histogramas e gráficos de dispersão foi possível analisar a distribuição dos dados e as características das eletrofácies e, de acordo com Rider (2002), um grupo de números em particular pode ser mostrado para representar uma determinada litologia. Para esta etapa foi utilizado o software *Minitab*.

A última etapa consistiu na caracterização petrofísica das eletrofácies reservatório e possível reservatório para os poços NA02, NA44D e NA12 utilizando o software *PowerLog*, que é um programa desenvolvido especialmente para a análise petrofísica e consistiu no cálculo de volume de argila, porosidades, densidade da matriz, tempo de trânsito da matriz e saturação da água.



Figura 1.3: Segunda a quinta etapas do trabalho.

#### 2.1. 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) dividiu 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 a medida que se avança para as porções mais distais, os estratos são mais delgados e restritos a 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-deltáico e plataformal. 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).

Ma     GEOCRONOLOGIA     VOLUCE UPOSICIONAL     DISCORDANCIAS     LITOESTRATIGRAFIA     SI       Ma     FINIXXX     ÉPOCA     IDADE     DISCORDANCIAS     GRUPO     FORMAÇÃO     MEMBRO     SI     SI     GRUPO     FORMAÇÃO     MEMBRO     SI     SI<	ESPESSURA WANNA (R) DODP	8EQÜÉNCIAS NBO N50 N40 N30 N20
Ma restance ÉPOCA IDADE ES INTRACIONAL DISCONCIANCINO GRUPO FORMAÇÃO MEMBRO PLEISTO CENO DISCONCIANO O PLEISTO CENO DIPERIOR PLEISTO CENO DISCONCIANO O PLEISTO CENO DIPERIOR PLEISTO CENO DISCONCIANO O PLEISTO CENO DIPERIOR PLEISTO CENO DIPERIOR PL	41000 E	N80 N50 N40 N30 N20
	4000 1324 1 (620	N80 N50 N40 N30 N20
Image: state of the state o	4050 1324 1 1620	N50 N40 N30 N20
	1324 1 (620	N40 N30 N20
- 0 <td>1324</td> <td>N30 N20</td>	1324	N30 N20
20- -<	1324	N10
	1324	1410
	11.11	580
	R	E09
	P	E74 E72
EADTONIAND +	1	E60
	11	0
	1111	10-E5
		ŭ
	2940	E30
		0E20
- BI GANIAND		ū
70- WAASTRECHTIAND		K130
		do
	500	KIG
	1-	K90
SU- TURONIANO E C		BE W
	0	K82- K84
	50	K70
		3
	1050	K60
	500	K48 K46
120- B APDINO		
	2400	K38
	2000	K36
CABIÚNAS	650	K30
S BLAND RID		
JURAS- NEO TINO DOM JOAD		
542 FMBASAMENTO		<u>.</u>

Figura 2.1: Coluna Estratigráfica da Bacia de Campos (modificado de Winter et al., 2007). Em destaque: o Grupo Macaé, alvo do estudo.

#### 2.1.1. 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 lístricas normais e as estruturas formadas por halocinese em sedimentos pós-sal (Guardado *et al.*, 1990).

A fase rifte (Figura 2.2) 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 (*op. cit.*).



Figura 2.2: Arcabouço das feições estruturais da seção rift na Bacia de Campos (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 a 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 (*op. cit.*).

#### 2.1.2. 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) afirma 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.

#### 2.2. Sistema Petrolífero da Bacia de Campos

No sistema petrolífero da Bacia de Campos, as rochas geradoras são os folhelhos calcíferos do Grupo Lagoa Feia, depositados em ambiente lacustre salino. Possuem elevado potencial gerador, com teor de carbono orgânico que pode chegar a 9%, com querogênio do tipo I, e espessura máxima de 300 metros. A maturação ideal e expulsão ocorreram durante o terciário e saturaram as rocha-reservatórios de litologias diversas e posicionadas em diferentes horizontes estratigráficos (Bizzi *et al.*, 2003).

Em geral, os óleos da Bacia de Campos possuem densidade entre 14º e 32º API, constituindo misturas de petróleos biodegradados e não-biodegradado. Essas misturas foram conseqüências sucessivas de pulsos de migração secundária ao longo do tempo (Bruhn *et al.*, 2009).

A migração secundária para a seção pós-sal ocorreu por falhas lístricas normais, que funcionaram como dutos para o transporte do hidrocarboneto até níveis estratigráficos mais elevados. Já as trapas são de caráter misto estratigráfico-estrutural que se desenvolveram associadas à evolução da halocinese sinsedimentar da Bacia (*op. cit.*).

As principais rocha-reservatórios da bacia são: turbiditos arenosos da Formação Carapebus (campos de Marlim, Albacora, Roncador, Barracuda e Marimbá), carbonatos do Grupo Macaé (campos de Garoupa, Bonito, Bicudo, Linguado e Pampo), arenitos do Albo-Cenomaniano (campos de Namorado e Cherne), basaltos fraturados da Formação Cabiúnas (Campo de Badejo) e as coquinas do Grupo Lagoa Feia (Campo de Trilha) (Bizzi *et al.*, 2003).

#### 2.3. 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 (*op. cit.*).

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) destacas 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: dominantemente 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 2.3). 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 2.3: Arcabouço estrutural e estratigráfico do topo do reservatório e a divisão do Campo de Namorado em quatro blocos (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 (Figura 2.4).



Figura 2.4: Modelo paleogeográfico do Campo de Namorado no Albiano/Turoniano (Guardado et al, 1990).

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) estudou detalhadamente a cimentação nos arenitos turbiditicos, 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 mármores; (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.

#### 3.1. Perfilagem Geofísica

Perfis geofísicos são registros de propriedades radioativas, elétricas e acústicas em função da profundidade, típicas de cada litologia. A obtenção de informações sobre o tipo litológico, por exemplo: a composição mineral e textura, podem ser obtidas através de amostragem direta (testemunho) ou indireta (perfis geoelétricos), sendo que o ideal é a utilização desses dois tipos de informação (Rider, 2000).

Os principais tipos de perfis são: de resistividade, de indução, potencial espontâneo, sônico, de temperatura, magnética, gravimétrica e radiométrica. No presente trabalho serão descritos apenas os perfis geofísicos utilizados.

Keary *et al* (2009) lista as propriedades geológicas que podem ser obtidas por perfilagem de poços: espessura e litologia da formação, porosidade, permeabilidade, saturação da água, saturação de hidrocarboneto, mergulho das camadas e temperatura.

As técnicas de perfilagem são amplamente empregadas na investigação de poços perfurados para a exploração de hidrocarbonetos, pois fornecem importantes propriedades das rochas reservatório. Também são utilizadas na exploração hidrogeológica, geotécnica e na prospecção mineral.

#### 3.1.1. Perfil de Raios Gama (GR)

O perfil de raios gama (*gama ray log*, GR) mede a radioatividade natural emitida pelos elementos instáveis <sup>238</sup>U, <sup>232</sup>Th e <sup>40</sup>K, enquanto que o perfil espectral de raios gama mede os três elementos radioativos separadamente. Segundo Rider (2002), os raios gama são detectados por cintilômetros, câmara de ionização ou, mais raramente, por um contador Geiger-Müller, na qual estes instrumentos medem a radiação dentro de uns poucos decímetros da parede de um poço. A radioatividade medida geralmente é expressa por <sup>o</sup>API, definidas de acordo com um poço teste da Universidade de Houston.

A distinção dos diferentes tipos de rochas depende da quantidade de elementos radioativos (Figura 3.1). As rochas ígneas e metamórficas são mais radioativas do que as rochas sedimentares. As rochas com argilas são naturalmente mais radioativas que as demais rochas sedimentares devido à presença de Potássio,

que está presente em minerais como illita, micas e feldspato potássicos, e Urânio e Tório. Esses últimos dois elementos são considerados elementos traço, não tendo grande importância na gênese das rochas, porém dissoluções, migrações e precipitações podem ocasionar uma redistribuição destes elementos com o tempo. Portanto, as argilas e folhelhos apresentarão maior ou menor conteúdo de Urânio e/ou Tório dependendo do ambiente deposição e/ou modificações diagenéticas (Nery, 1990).



Figura 3.1: Perfil de raios gama e perfil espectral de raios gama e algumas respostas típicas de diferentes litologias (Fonte: Rider, 2002).

Um arenito sem a presença de argila ("limpo"), ao contrário, possui a resposta do perfil de mediana a baixa. As rochas que possuem menor radioatividade, e consequentemente menor resposta no perfil, são calcários, evaporitos (halita, anidrita, gipsita, entre outros) e carvão.

Porém, é preciso ter cautela com picos muito anômalos no perfil de raios gama, que significam alta radioatividade, mas não necessariamente provinda de folhelhos. Alguns exemplos são sais potássicos, folhelhos negros e arenitos arcósios. Perfis espectrais são utilizados para identificar mais facilmente essas anomalias.

O perfil de raios gama é utilizado principalmente na correlação de poços, identificação geral de litologia (presença de argila), avaliação quantitativa da presença de argila e na interpretação de sequências sedimentares. O perfil espectral pode ser usado adicionalmente para derivar a quantidade de minerais radioativos e auxiliar na identificação de litologia.

Uma aplicação importante é o cálculo do volume de folhelho em reservatórios porosos. Segundo Rider (2002), o volume de folhelho pode ser utilizado para corrigir as porosidades aparentes encontradas nos perfis de densidade, sônico e neutrão. O primeiro passo é calcular o índice de raios gama (equação 3.1):

$$I_{GR} = \frac{GR_{log} - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}}$$
(3.1)

Onde:  $I_{GR}$  = índice de raios gama

GR<sub>log</sub> = raio gama lido na formação

GR<sub>min</sub> = raios gama mínimo (arenito "limpo" ou carbonato)

GR<sub>max</sub> = raios gama máximo (folhelho)

Definido o valor de  $I_{GR}$  é possível calcular o volume de folhelho ( $V_{sh}$ ), que possui duas equações diferentes: para arenitos consolidados, rochas antigas, (equação 3.2) ou inconsolidado, rochas do Terciário (equação 3.3) (Asquith, 1999).

$$V_{sh} = 0.33 \times \left[2^{(2 \times I_{GR})} - 1,0\right]$$
(3.2)

$$V_{sh} = 0,083 \times \left[2^{(3,7 \times I_{GR})} - 1,0\right]$$
(3.3)

#### 3.1.2. Perfil de Densidade (RHOB)

O perfil de densidade da formação (*density log*, RHOB) é um registro contínuo de toda a formação (*bulk density*,  $\rho_b$ ). Geologicamente, essa densidade é uma função da densidade dos minerais formadores da rocha, ou seja, a matriz, e o fluido alojado nos poros.

O valor de densidade é determinado através da colisão de raios gama artificiais, utilizando uma fonte de <sup>60</sup>Co ou <sup>137</sup>Cs, com os elétrons da formação, criando o fenômeno conhecido como espalhamento de Compton. A densidade da formação é estimada com a medição da radiação gama que retorna para o detector, já que a quantidade de radiação gama dependerá da abundância de elétrons presentes, que por sua vez, é função da densidade de formação (Keary *et al*, 2009). A unidade de medida é utilizada é de massa por volume, geralmente expressa em g/cm<sup>3</sup>.

Para a maioria das litologias, a densidade raramente é utilizada como fator

diagnóstico sem a consideração de outros perfis devido aos efeitos causados pela composição e textura. O folhelho, por exemplo, pode ter densidade de 1,8 a 2,7 g/cm<sup>3</sup>, a diferença entre um folhelho pouco consolidado e um folhelho compacto. A Tabela 3.1 demonstra a variação de algumas densidades típicas para as litologias mais comuns, e a Figura 3.2 demonstra as respostas para outras litologias.

Litologia	Densidade (g/cm <sup>3</sup> )	Matriz (g/cm³)
Folhelho	1,8 – 2,75	Variada (ex. 2,65 – 2,7)
Arenito	1,9 – 2,65	2,65
Calcário	2,2 – 2,71	2,71
Dolomito	2,3 – 2,87	2,87

Tabela 3.1: Densidade de litologias comuns (Rider, 2002).



Figura 3.2: Algumas respostas típicas para o perfil de densidade (Fonte: Rider, 2002).

Rider (2002) listou os fatores que causam essa variação de densidade: a compactação, que causa aumento da densidade; a idade, no geral rochas mais antigas são mais densas; a composição, por exemplo, o aumento no conteúdo de carbonato na rocha causa aumento na densidade de um folhelho.

O fluido possui densidade de acordo com a sua composição, por exemplo, um fluido com lama e salmoura possui densidade de 1,1 g/cm<sup>3</sup>, lama com água doce, 1,0 g/cm<sup>3</sup>, e gás, 0,7 g/cm<sup>3</sup>.

A porosidade ( $\phi_{den}$ ) pode ser estimada somente com o conhecimento da litologia da formação e o fluido envolvido (equação 3.4) (Rider, 2002).

$$\phi_{\rm den} = \frac{\rho_{\rm ma} - \rho_{\rm b}}{\rho_{\rm ma} - \rho_{\rm f}} \tag{3.4}$$

Onde:  $\rho_{ma}$  = densidade da matriz

 $\rho_{\text{b}}$  = densidade de toda a formação

 $\rho_f$  = densidade de fluidos nos poros

Além de estimar a porosidade, o perfil de densidade é aplicado para a determinação da litologia, sendo útil na identificação de certo minerais (por exemplo, pirita), da impedância acústica, combinado com o perfil sônico, e identificação de zonas com gás, combinado com o perfil de porosidade neutrão.

Também é utilizado no cálculo do volume de argila ( $V_{sh}$ ) caso a formação seja radioativa, a equação tradicional de  $V_{sh}$  não pode ser aplicada, sendo usada a equação demonstrada abaixo (Ellis *et al.*, 2008).

$$V_{sh} = \text{RHOB} \times GR - \frac{GR_{min}}{RHOB \times GR_{max}} - GR_{min}$$
(3.5)

#### 3.1.3. Perfil Sônico (DT)

O perfil sônico (*sonic log*, DT), ou perfil acústico, fornece o intervalo de tempo de trânsito da formação, ou seja, é a medida da capacidade da formação de transmitir ondas de som. Esta informação pode auxiliar na interpretação sísmica ao correlacionar velocidades da sísmica com as velocidades do perfil, com isso ajustando o tempo-profundidade.

Este perfil tem como princípio básico uma fonte que emite pulsos, que são difundidos pela formação, e ativam os receptores acústicos, geralmente dois e distanciados cerca de 300 mm, que registram os sinais recebidos. A fonte gera pulsos ultrassônicos a uma freqüência de 20-40 kHz. A unidade de medida é expressa em microssegundos por pé de formação, apresentada geralmente na escala de 140-40 µs/ft (Keary *et al*, 2009).

Qualitativamente, o perfil sônico é utilizado para calcular a porosidade, e também auxilia na interpretação sísmica, fornecendo os intervalos de velocidade e o perfil de velocidade e pode ser calibrado com a seção sísmica citou isso anteriormente. Qualitativamente, o perfil é sensível a mudanças texturais tanto em arenitos quanto em folhelhos, ajuda a identificar a litologia e pode auxiliar na indicação da presença de falhas e fraturas.

A identificação de rochas sedimentares através deste perfil é raramente utilizada, pois há muita variação na velocidade dentro de cada formação. Entretanto, é possível associar altas velocidades com carbonatos, velocidades médias com arenitos e folhelhos, e baixas velocidades com folhelhos (Figura 3.3).



Figura 3.3: A variedade de velocidades e o intervalo de tempo de trânsito das principais litologias (Fonte: Rider, 2002).

A porosidade derivada do perfil sônico ( $\phi_{sonic}$ ) em arenitos consolidados e carbonatos com porosidade intergranular ou porosidade intercristalina, é calculada através da equação de Wyllie (1958) *apud* Asquith (1999) (equação 3.6):

$$\phi_{\text{sonic}} = \frac{\Delta t_{\log} - \Delta t_{\text{ma}}}{\Delta t_{f} - \Delta t_{\text{ma}}}$$
(3.6)

Onde:  $\Delta t_{ma}$  = intervalo do tempo de trânsito da matriz

 $\Delta t_{log}$  = intervalo do tempo de trânsito da formação

 $\Delta t_f$  = intervalo do tempo de transito do fluido

Se a rocha for inconsolidada, um fator de compactação ( $C_{p}$ ) é adicionado à equação de Wyllie, como demonstrado abaixo (equações 7 e 8):

$$\phi_{\text{sonic}} = \left(\frac{\Delta t_{\log} - \Delta t_{\text{ma}}}{\Delta t_{\text{f}} - \Delta t_{\text{ma}}}\right) \times \frac{1}{C_{\text{p}}}$$
(3.7)

$$C_p = \frac{\Delta t_{sh} \times C}{100} \tag{3.8}$$

Onde: C<sub>p</sub> = fator de compactação

 $\Delta t_{sh}$  = intervalo de trânsito para folhelho adjacente

C = uma constante que normalmente é 1,0

Assim como no cálculo de porosidade através do perfil de densidade, é necessário conhecer o intervalo de trânsito da matriz e do fluido, e se for necessário aplicar o fator de correção, ou seja, o intervalo de trânsito para o folhelho adjacente, para calcular a porosidade sônica. A Tabela 3.2 mostra os principais valores do intervalo de trânsito da matriz para as principais litologias.

Tabela 3.2: Intervalo de tempo de trânsito da matriz para algumas litologias e minerais (modificado de Schlumberger, 1987).

Litologia	∆t <sub>ma</sub> (µs/ft)
Arenitos (compactados)	55,5 - 51
Quartzo	55,1
Calcários	53 – 47,6
Calcita	46,5
Dolomito	45 – 38,5
Dolomita	40
Folhelho	167 – 62,5

#### 3.1.4. Perfil de Porosidade Neutrão (NPHI)

O perfil neutrão (*neutron log*, NPHI) utiliza uma fonte de nêutrons que possui pequena quantidade de substância radioativa, como Pu-Be, e um cintilômetro a uma distância fixa. Elementos não radioativos são bombardeados com nêutrons e, como resultado da captura de nêutrons pelos núcleos, eles são estimulados, emitindo raios gama que colidem com o cintilômetro. A intensidade da radiação é controlada pela distância que ela percorreu desde o ponto de captura do nêutron. Essa distância depende principalmente da concentração de íons de hidrogênio, que quanto mais alta, mais próxima do poço é a captura de nêutrons e maior o nível de radiação (Keary *et al*, 2009).

O perfil mede o índice de hidrogênio e, conseqüentemente, o conteúdo de água da formação, podendo haver H na estrutura cristalina dos minerais ou poros livre de água. A unidade de medida é a porcentagem do índice de hidrogênio na formação, e os valores geralmente variam de -15 a 40.

A aplicação é destinada a determinação da porosidade e também comum ótimo discriminador da zona de gás, juntamente com o perfil sônico. Pode ser usado geologicamente para identificar evaporitos, minerais hidratados e rochas vulcânicas.

Nery (1990) ressalta que é preciso considerar alguns fatores para interpretar corretamente a porosidade através do perfil neutrão: (1) a zona de gás ou hidrocarboneto possui baixa porosidade, porém a densidade é alta; (2) a argila possui água adsorvida, portanto, folhelhos apresentam maior porosidade que arenitos limpos; (3) a presença de lama entre a zapata e a parede do poço em torno do detector, maior a quantidade de hidrogênio e menor a resposta proveniente das formações. Se utilizado para a identificação de rochas ígneas, estas apresentam alta porosidade neutrão, alta densidade e baixo raio gama. A Figura 3.4 mostra alguns valores.

O cálculo da porosidade média (PHIM) é obtido através do registro de densidade (RHOB) e porosidade neutrão (NPHI) (equação 3.9, Asquith, 1999):

$$PHIM = \sqrt{\frac{RHOB^2 + NPHI^2}{2}}$$
(3.9)

Os valores de porosidade efetiva (PHIE) podem ser calculados com base nos valores de PHIM e  $V_{sh}$  através da equação 3.10 (Schlumberger, 1987):

$$PHIE = \phi_{n-d} \times (1 - V_{sh}) \tag{3.10}$$



Figura 3.4: Algumas repostas típicas do perfil neutrão (Fonte: Rider, 2002).

#### 3.1.5. Perfil de Resistividade (ILD)

O perfil de resistividade (*resistivity log*, ILD) é um perfil elétrico que mede a resistividade da formação, ou seja, sua resistência à passagem do fluxo de uma corrente elétrica. A mensuração de resistividade da formação é um dos métodos introdutórios de identificação do fluido no reservatório e no cálculo de saturação de água, S<sub>w</sub> (Nery, 1990).

Keary *et al* (2009) afirma que para os perfis de resistividade são usados diferentes arranjos de eletrodos para gerar informações sobre diferentes zonas ao redor do poço. Dispositivos comutadores permitem a conexão de diferentes conjuntos de eletrodos, de modo que vários tipos de perfil de resistividade podem ser medidos durante uma única passagem de sonda. A densidade e resistividade da corrente em

uma região homogênea do poço são obtidas a partir da diferença de potencial entre os eletrodos.

Os hidrocarbonetos são maus condutores e causam o aumento na resistividade medida da rocha. Se os poros são preenchidos por água, ao contrário, a resistividade é menor. Os valores de resistividade também dependem da litologia e da granulometria (Figura 3.5).

A medida de resistividade determina as zonas de hidrocarboneto e de água, indica as zonas permeáveis e determina a porosidade da resistividade. Porém, as ferramentas de resistividade somente funcionam em buracos de poços que contém lamas condutivas, na qual essas lamas são misturadas com água salgada.



Figura 3.5: Perfil de resistividade e algumas respostas típicas (Fonte: Rider, 2002).

Para calcular a saturação da água  $(S_w)$ , é preciso conhecer a resistividade da água, porosidade e o valor para o expoente de cimentação, utiliza-se equação de Archie (equação 3.11 e 3.12):

$$S_w = \left(\frac{F \times R_w}{R_t}\right)^{1/n} \tag{3.11}$$

$$F = \frac{a}{\phi^m} \tag{3.12}$$

Onde: F = fator de formação

a = fator de tortuosidade

m = fator de cimentação

R<sub>w</sub> = resistividade da matriz e água nos poros

Rt = resistividade da matriz, água nos poros e hidrocarbonetos

n = expoente de saturação

Os limites normais de a, m e n foram obtidos experimentalmente: 0,62 < a < 1,0; 2,0 < m < 3,0 e 1,5 < n < 3,0 (Asquith, 1999).

#### 3.1 Correlação de Poços

#### 3.1.1 Introdução

O conhecimento do arcabouço geológico é essencial para o estudo de reservatórios, seja nas etapas iniciais de caracterização de reservatório, seja nas etapas posteriores de produção.

A correlação dos poços utilizados neste trabalho foi realizada em três etapas. A primeira etapa foi a definição do topo e base do reservatório com auxílio dos perfis de raios gama, densidade e porosidade neutrão.

A etapa intermediária foi a interpretação dos perfis geofísicos utilizados anteriormente em duas classes com base em atributos litológicos: reservatório e não reservatório.

Posteriormente à descrição individual de cada poço, realizou-se a correlação entre os poços para a identificação da continuidade lateral das rochas reservatório e não reservatório, que serviu de base para a compreensão da geologia local. Na correção, utilizou-se enfoque no seqüenciamento vertical das fácies para o topo das camadas, que enfoca as relações essencialmente temporais.

#### 3.1.2 Resultados

O intervalo do reservatório é facilmente identificado no topo por um marco radioativo, composto por folhelhos radioativos (maior resposta de raios gama) com cerca de 20 metros de espessura (Barboza, 2005), e na base ocorre à transição de arenito para carbonato, ou seja, a resposta do perfil de raios gama diminui e a de densidade, aumenta. O exemplo do poço NA02 pode ser observado na figura 4.1, e as profundidades do topo e base para cada poço na tabela 4.1.

Poço	Торо	Base
NA02	3002,40	3122,88
NA44D	2970,74	3090,52
NA12	2964,31	3094,93

Tabela 4.1: Topo e base do reservatório para os poços utilizados, em metros.



Figura 4.1: Topo e Base (em rosa) do Arenito Namorado para o Poço NA02.

Na porção interpretada como reservatório as rochas foram classificadas em reservatório e não-reservatório. As rochas pertencentes à classe reservatório foram definidas principalmente com base no cruzamento dos perfis de densidade (à direita) e porosidade neutrão (à esquerda).

As rochas não-reservatório correspondem a margas, folhelhos, siltitos, diamictitos e arenitos cimentados. Já as rochas reservatório são arenitos sem cimentação.

A correlação dos poços foi realizada para os poços NA02, NA44D e NA12, na direção NE-SW (figura 4.2), sendo o datum o topo do reservatório, escolhido por ser facilmente identificado em todos os poços.


Figura 4.2: Correlação dos poços, datum: topo.

De forma geral, é possível observar 3 intervalos de deposição de rocha reservatório. O primeiro intervalo corresponde a primeira grande transgressão marinha, depositado sobre a plataforma carbonática, Formação Quissamã, pertencente a parte inferior do Grupo Macaé. A segunda e terceira sequências correspondem à fase final de deposição dos turbiditos Cenomaniano – Turoniano da bacia, com os maiores espessuras de turbiditos para o topo da sequência.

Barboza (2005) classificou as rochas reservatório como pertencentes à associação de fácies L2, interpretadas como depósitos de correntes de turbidez de alta densidade, preenchendo canais turbidíticos ou compondo lobos.

O mesmo autor utilizou dados de sísmica e dados de testemunho, e também identificou três sequências (figura 4.3). A primeira sequência possui geometria de canal confinado, associado a um forte controle estrutural. O preenchimento ocorre diretamente sobre um canal mapeado sobre a porção inferior do Grupo Macaé, de NW para SE. O rebaixamento do nível do mar juntamente com fluxos hiperpicnais oriundos de inundações catastróficas podem ter tido um papel importante na geração de correntes de turbidez, que provocaram instabilidades nas porções mais proximais da bacia e na captação de depósitos através do desenvolvimento de calhas profundas. As descritas são principalmente conglomerados, litologias arenitos macicos, interlaminados arenosos, interlaminados argilosos, apresentando sequências completas de gradação normal em alguns casos.

A segunda sequência possui geometria deposicional na forma de lobos, onde um se situa mais a montante e outro mais a juzante, havendo um depósito de canal entre os dois. Essas características demonstram um caráter progradacional. A litologia encontrada é composta por interlaminados arenosos e argilosos, sendo esta última associada as porções distais do sistema.

A última sequência apresenta o mesmo comportamento em termos deposicionais, porém com maior espraiamento que as outras sequências, e se depositou discordantemente em uma superfície erosiva. Essa erosão eliminou parte do registro do Albiano superior e Cenomaniano inferior (cerca de 2,4 Ma). As fácies predominantes são arenosas e interlaminadas, havendo a ausência de fácies conglomeráticas. Acima desta sequência houve um evento de afogamento, caracterizado pela deposição de folhelhos radioativos.



Figura 4.3:Sequência das unidades dos reservatório interpretadas por Barboza (2005) a partir de dados sísimicos. A) Sequência 1; B) Sequência 2; C) Sequência 3.

Souza Jr. (1997) reconhece no Campo de Namorado três sistemas de deposição: (1) sistemas de canais, composto em sua maioria por depósitos turbidíticos ligados a correntes de alta densidade; (2) sistema de canal-dique, que corresponde à fase inicial do abandono onde predominam as alternâncias de areia fina e lamito com raras intercalações de fluxos de detritos e escorregamentos; (3) o sistema argilomargoso que representa a sedimentação hemipelágica da bacia.

A correlação de poços permitiu a visualização 2D das sequências de deposições de rochas reservatório. O sistema como um todo foi depositado em um complexo de canais a partir de fluxos hiperpicnais. A sequência 1 foi depositada por canais, ocorrendo em todos os poços com espessura semelhante. A sequência 2 é mais espessa no poço NA02 e menos no poço NA44D. Provavelmente, o episódio erosivo foi mais ameno no poço NA02 e mais severo no NA44D, sendo o NA12 com espessura intermediária entre os dois. A sequência 3 é mais espessa no poço NA02 e vai diminuindo em sentido aos poços NA44D e NA12, indicando uma possível diferença na localização dos poços no canal principal e nas poções intermediárias, com uma deposição menos espessa de arenitos.

# 3.2 Determinação de Eletrofácies

# 3.2.1 Introdução

Nos testemunhos dos poços NA02, NA44 e NA12 foram descritas quinze fácies diferentes que foram separados em três classes: reservatório, possível reservatório e não-reservatório (tabela 4.2). Porém, os dados de testemunho possuem porções sem descrição, assim, foi necessária a aplicação de estatística multivariada supervisionada para determinar as classes das porções não testemunhadas.

Fácies	Descrição	Classe
2	Conglomerados e brechas carbonáticas	Não-reservatório
3	Diamectito arenoso lamoso	Não-reservatório
4	Conglomerados residuais	Possível reservatório
5	Arenitos conglomeráticos	Não-reservatório
6	Arenito grosso, amalgado	Reservatório
7	Arenito médio a fino laminado	Possível reservatório
8	Arenito médio gradado ou maciço	Reservatório
9	Arenito médio cimentado	Não-reservatório
10	Arenito/folhelho estratificado	Possível reservatório
11	Arenito/folhelho finamente estratificado	Possível reservatório
12	Siltito argiloso estratificado	Não-reservatório
13	Interlaminado siltito argiloso e marga	Não-reservatório
15	Interlaminado arenoso bioturbado	Não-reservatório
17	Marga bioturbada	Não-reservatório
21	Arenito cimentado, com feições de escorregamento	Não-reservatório

Tabela 4.2: Descrição e classificação dos dados de testemunho dos poços NA02 e NA12.

A estatística multivariada é uma ferramenta poderosa que permite o uso de mais de uma variável e é amplamente utilizada em dados geológicos, por exemplo, em dados de litologia e dados geoquímicos (Davis, 1986). A abordagem pode ser supervisionada ou não. No presente trabalho foi adotada a abordagem supervisionada, que consiste no pré-estabelecimento de informações advindas de descrições de testemunho para a orientação na determinação das classes nas amostras desconhecidas.

O método estatístico empregado foi o k-ésimo vizinho mais próximo (*k-nearest neighbor*, KNN), e é o método não-paramétrico mais comum aplicado a problemas de classificação. O método consiste na classificação de cada ponto "w" através dos "k" pontos do conjunto de treino que se encontram mais próximos a w, chamados de

vizinhos. O ponto "w" será então classificado de acordo com os seus vizinhos mais freqüentes. Geralmente o valor de k é pequeno para evitar que pontos muito distantes tenham influência sobre o ponto w (Hechenbichler *et al.*, 2004).

Sancevero (2008) comparou os métodos k-média, regressão por principais componentes (PCR) e k-ésimo vizinho mais próximo para determinar fácies em porções não-testemunhadas de um poço do Campo de Namorado a partir de perfis geofísicos, e chegou à conclusão de que o KNN é o melhor método para reproduzir a heterogeneidade no tipo de rochas presentes.

As variáveis utilizadas foram os perfis de raios gama, densidade e de porosidade neutrão. Antes da aplicação do método, as variáveis foram normalizadas. A normalização consiste na subtração da média e divisão pelo desvio padrão para todas as amostras de cada variável, e é utilizada para dar melhor efeito de comparação entre as variáveis, já que estas possuem diferentes unidades e intervalo.

O treinamento do algoritmo foi realizado através do poço RJS19 para os poços NA02 e NA12, e estes serviram de treinamento para o poço NA44D. Em seguida, o método KNN foi aplicado para os três vizinhos mais próximos (k = 3). O resultado final foi a obtenção de três eletrofácies, que correspondem as três classes estabelecidas no começo (Tabela 4.3).

Eletrofácies	Classe
0	Não reservatório
1	Reservatório
2	Possível Reservatório

Tabela 4.3: Eletrofácies para o Campo de Namorado.

O termo eletrofácies é utilizado na associação de "fácies litológicas" através de perfis geofísicos, representando intervalos em profundidade, que exibem respostas mais constantes dos valores das propriedades medidas nos perfis (Rosa, 2006).

A eletrofácies 0 representa as porções de rocha não-reservatório, representada principalmente por rochas com grandes porções de argila e arenitos cimentados. A eletrofácies 1 corresponde aos arenitos não cimentados. A eletrofácies 2 é composta por arenitos com níveis de argila significativos em relação à eletrofácies 1.

## 3.2.2 Resultados

O poço NA02 apresentou um intervalo de 136,22 metros para o Arenito Namorado. Ao todo, cinco fácies (8, 9, 10, 15 e 21) foram classificadas nas três

eletrofácies, dos quais 54,16% representam fácies 0, 34,89% fácies 1 e 10,95% fácies, em um total de 639 amostras (Figura 4.4).



Figura 4.4: Comparação entre os dados de testemunho (fácies P) e o resultado do método KNN (fácies KNN) para o poço NA02. Em cinza, as porções não-testemunhadas.

No poço NA44D (Figura 4.5) foram classificadas 607 amostras, totalizando 121,2 metros de reservatório, dos quais 64,42% são correspondestes a eletrofácies 0, 30,31% eletrofácies 1 e 5,27% eletrofácies 2.



Figura 4.5: Comparação entre os dados de testemunho (fácies P) e o resultado do método KNN (fácies KNN) para o poço NA44D. Em cinza, as porções não-testemunhadas.

O poço NA12 apresentou um intervalo de 124,49 metros para a porção reservatório, totalizando 682 amostras. Quinze fácies (tabela 4.1) foram classificadas nas três eletrofácies, sendo 55,86% fácies 0, 26,55% fácies 1 e 17,59% fácies 2 (Figura 4.6).



Figura 4.6: Comparação entre os dados de testemunho (fácies P) e o resultado do método KNN (fácies KNN) para o poço NA12. Em cinza, as porções não-testemunhadas.

Pode-se observar que a parte superior do poço NA02 ficou muito bem caracterizada, a parte inferior do poço NA44D ficou semelhante à porção testemunhada, assim como a parte superior e intermediária do poço NA12. Porém, algumas pequenas partes possuem diferenças entre o testemunho e o resultado do método KNN, isso ocorre principalmente com a maior frequência da eletrofácies 2 na nova classificação em relação a classificação feita nos testemunhos.

A eletrofácies 2 possui valores intermediários entre a eletrofácies 0 e 1, porém o algoritmo possui dificuldades em diferenciar essa classe intermediária das demais, por isso, essa eletrofácies foi classificada muito mais vezes utilizando o método multivariado KNN. De modo a conferir os resultados, foi feita uma comparação entre a classificação de testemunho, a nova classificação, perfil de raios gama, porosidade neutrão e densidade. O exemplo do poço NA02 pode ser observado na figura abaixo entre as profundidades 3075 e 3100 metros (Figura 4.7).



Figura 4.7: Comparação entre os perfis geofísicos e classificação dos testemunhos (fácies P) e do método KNN (fácies KNN) para o poço NA02. Em cinza, as porções não-testemunhadas.

O comportamento dos perfis geofísicos demonstra que é esperado folhelho na porção superior e intermediária, intercalado com arenito não cimentado e cimentado (maior resposta de RHOB), e na porção inferior espera-se a intercalação de arenitos não cimentados e cimentados. O resultado do método KNN foi bastante satisfatório e consegue identificar duas eletrofácies: 0, correspondente aos folhelhos e arenitos cimentados, e 1, arenito reservatório.

No poço NA44D, entre as profundidades 3290 e 3300, a porção não testemunhada é interpretada como arenito cimentado na parte superior e folhelho segundo os perfis geofísicos e são corretamente representadas pela eletrofácies 0 (Figura 4.8). A eletrofácies 2 está presente devido à diminuição de raios gama e densidade.



Figura 4.8: Comparação entre os perfis geofísicos e classificação dos testemunhos (fácies P) e do método KNN (fácies KNN) para o poço NA44D. Em cinza, as porções não-testemunhadas.

Outro exemplo é observado no poço NA12, entre profundidades 3075 e 3090

metros aproximadamente (Figura 4.9).



Figura 4.9: Comparação entre os perfis geofísicos e classificação dos testemunhos (fácies P) e do método KNN (fácies KNN) para o poço NA12. Em cinza, as porções não-testemunhadas.

O perfil com as fácies testemunhadas está muito semelhante com o resultado estatístico multivariado. A porção superior na qual o testemunho indica uma fina camada de reservatório entre não reservatório se difere da interpretação dos perfis geofísicos, pois esta indica um arenito cimentado. Essa interpretação é corretamente representada pela fácies 0 no resultado do método KNN, ou seja, este método conseguiu uma classificação satisfatória comparada com os perfis geofísicos mesmo se diferenciando dos dados de testemunho. Provavelmente a cimentação não foi constatada a olho nu ou com lupa nos testemunhos, sendo preciso a confecção de lâminas delgadas para a confirmação.

A porção não testemunhada, na parte inferior do exemplo, trata-se de um arenito reservatório de acordo com os perfis geofísicos e o resultado KNN confirma isso, classificando essa parte como eletrofácies 1.

Assim, pode-se constatar que a previsão feita pelos perfis geofísicos se concretizou com exatidão nos exemplos acima, mostrando que o método KNN foi eficaz para a classificação de litologia, conseguindo expressar muito bem a heterogeneidade das rochas.

## 3.2.3 Análise Estatística das Eletrofácies

Após a classificação dos dados através do método KNN, foram confeccionados histogramas e gráficos de dispersão dos perfis de raios gama, densidade, porosidade neutrão e tempo de trânsito. Como o poço NA44D não possui dados de perfil sônico, para os histogramas de DT foram utilizados somente os dados dos outros poços, e não foram feitos gráfico de dispersão que utilize a variável DT para este poço.

## 4.1.3.1. Histogramas

Os histogramas constituem importantes ferramentas de estimativa da função densidade de probabilidade na etapa inicial da análise de um conjunto amostral (Rosa, 2006).

Para a fácies de rochas não-reservatório foram confeccionados histogramas (Figura 4.10) e uma tabela com máximo, mínimo, média e desvio padrão de cada perfil geofísico (Tabela 4.4).



Figura 4.10: Histogramas dos perfis geofísicos para a eletrofácies 0.

2.16

2.24

2.32 2.40 RHOB 2.48

2.56

Tabela 4.4: Resumos dos perfis de raios gama, densidade, sônico e porosidade neutrão para a eletrofácies 0.

	Eletrofácies 0 – Não-reservatório						
	Máximo Mínimo Média Mediana Des Padr						
GR (º API)	101,83	34,90	66,15	64,4	14,6		
RHOB (g/cm³)	2,62	2,11	2,39	2,4	0,01		
DT (µs/ft)	122,41	52,55	86,75	88,00	10,53		
NPHI (%)	34,22	2,41	22,01	22,80	5,0		

25

20

NPHI

De maneira geral, os histogramas da eletrofácies 0 apresentam distribuição normal e o histograma de perfil de densidade apresenta distribuição bimodal. A distribuição é assimétrica, com a mediana maior que a média para os histogramas de DT e NPHI e a média maior que a mediana para os histogramas de GR. Para o RHOB, a média e mediana podem ser consideradas iguais.

Os resultados para a fácies de rochas reservatório podem ser observados na Figura 4.11 e Tabela 4.5.



Figura 4.11: Histogramas dos perfis geofísicos para a eletrofácies 1.

Tabela 4.5: Resumos dos perfis de raios gama, densidade, sônico e porosidade neutrão para a eletrofácies 1.

	Eletrofácies 1 - Reservatório						
	Máximo Mínimo Média Mediana P						
GR (º API)	85,28	33,40	56,45	56,90	8,80		
RHOB (g/cm³)	2,50	2,05	2,17	2,16	0,1		
DT (µs/ft)	116,56	56,13	94,12	95,28	9,57		
NPHI (%)	34,90	6,89	26,20	26,30	3,5		

A distribuição dos histogramas é assimétrica, com mediana maior que a média para todas as variáveis, com exceção de RHOB, na qual a média é maior que a mediana. Os histogramas de RHOB e NPHI apresentam pequenas faixas de valores isolados da grande maioria.

Também foram confeccionados histogramas e uma tabela com o resumo estatístico para e eletrofácies de possíveis reservatórios (Figura 4.12 e Tabela 4.6).



Figura 4.12: Histogramas dos perfis geofísicos para a eletrofácies 2.

	Eletrofácies 2 – Possível Reservatório							
	Máximo Mínimo Média Mediana							
GR (º API)	91,83	41,68	68,79	68,35	9,67			
RHOB (g/cm³)	2,50	2,07	2,21	2,20	0,070			
DT (µs/ft)	113,75	69,25	92,23	93,01	6,86			
NPHI (%)	34,62	11,23	26,48	26,68	3,61			

Tabela 4.6: Resumos dos perfis de raios gama, densidade, sônico e porosidade neutrão para a eletrofácies 2.

O histograma de DT possui distribuição levemente assimétrica, com valores muito próximos da média e mediana. O histograma de DT tem pequenas faixas de

valores isolados da grande maioria, assim como os demais. Os histogramas de GR, NPHI e RHOB apresentam distribuição assimétrica mais acentuada.

A análise dos histogramas demonstra que a eletrofácies 2 possui a maior média de porosidade neutrão, seguida pela eletrofácies 1. Isso ocorre devido a algumas amostras com porosidade menores que 12% que condicionaram uma média menor para a eletrofácies1, ou pelo fato da eletrofácies 2 ser constituída por um arenito argiloso cuja resposta à porosidade neutrão é maior devido ao maior conteúdo de argila presente. A eletrofácies 0 apesar de ter a pior média, ainda sim possui porosidade muito alta para uma eletrofácies de rochas não-reservatório. Essa alta porosidade pode ser explicada pelo "efeito folhelho", causado pela estrutura da argila que possui água, e similarmente ao que ocorre com a eletrofácies 2, vai haver uma maior resposta de porosidade neutrão.

Em relação ao perfil sônico, a eletrofácies 1 possui a maior média e a eletrofácies 0, a menor.

Valores de densidade maiores que 2,4 g/cm<sup>3</sup> referem-se a rochas cimentadas (Rosa, 2006). A eletrofácies 0 é a classe que possui alta freqüência para valores acima de 2,4 g/cm<sup>3</sup> que, como esperado, rochas cimentadas são não-reservatórios. As demais eletrofácies apresentam pequena freqüência para valores acima de 2,4 g/cm<sup>3</sup>, que nos gráficos de dispersão corresponderam a pontos dispersos.

A eletrofácies de rochas não-reservatório apresenta a distribuição de raios gama com altos e baixos valores. Isso pode ser explicado pela presença de arenitos cimentados nessa eletrofácies, que possuem os valores mais baixos de raios gama, e siltitos argilosos e outras fácies argilosas, que possuem os maiores valores de raios gama. Diferentemente, a eletrofácies de rochas reservatório possui valor médio de 56,45°API, evidenciando a presença de arenito com pouca argila. A eletrofácies 2 é uma classe intermediária, possuindo arenitos com maior conteúdo de argila que a eletrofácies 1, porém muito menos que a eletrofácies 0. Os altos valores de raios gama devem-se provavelmente à composição arcoseana do reservatório (Blaquez *et al.*, 2006), que interfere na resposta de raios gama.

#### 4.1.3.2. Gráficos de Dispersão

Gráfico de dispersão (*crossplot*) é uma correlação entre dois diferentes conjuntos de dados em relação aos eixos ortogonais x e y, na qual o resultado define a relação existente entre as duas variáveis e ainda pode definir os campos que representam o limite superior e inferior de cada uma das variáveis (Davis, 1986).

De acordo com Rider (2000), existem três tipos de gráficos de dispersão para

os quais se podem realizar correlações: (1) entre perfis compatíveis, que são os perfis que medem o mesmo tipo de parâmetro como, por exemplo, a porosidade; (2) entre perfis incompatíveis, que medem diferentes parâmetros como, por exemplo, raios gama e porosidade neutrão; e (3) entre perfis e dados de testemunho ou petrofísicos medidos em laboratório, por exemplo, valores de porosidade de plugues e os extraídos de perfil de nêutrons.

Neste estudo foram utilizados os gráficos do tipo (1) e (2). Como a fácies 0 representa rochas não-reservatório, esta não foi utilizada para os gráficos de dispersão.

Os primeiros gráficos de dispersão são de perfil de raios gama x sônico (Figura 4.13).



Figura 4.13: Gráficos de dispersão de perfis de raios gama x sônico.

Os gráficos de dispersão de GR x DT demonstram que as duas eletrofácies possuem valores distintos para a variável GR, sendo possível observar com facilidade o agrupamento de cada eletrofácies. Também há a presença de pontos dispersos, que, de maneira geral, são separados pelo perfil de raios gama, na qual os pontos da eletrofácies 1 possuem menores valores de raios gama que os pontos da eletrofácies 2. Isso demonstra que a variável DT não é uma boa discriminante, pois não é possível agrupar os dados somente com esta variável.

A Figura 4.14 corresponde aos gráficos de dispersão dos perfis de raios gama e porosidade neutrão.



Figura 4.14: Gráficos de dispersão de perfis de raios gama x porosidade neutrão.

Novamente os gráficos de dispersão GR x NPHI demonstram que GR é a melhor variável para agrupar o grupo. Os dados possuem valores muito semelhantes de NPHI e, assim, essa variável não é uma boa discriminante.

A Figura 4.15 demonstra os gráficos de dispersão de GR x RHOB. Os dados da eletrofácies 1 e 2 apresentam valores muito semelhantes de RHOB, variando principalmente entre 2,05 e 2,35 g/cm<sup>3</sup>, com poucos pontos dispersos acima de 2,4 g/cm<sup>3</sup>. RHOB não é uma boa variável discriminante.



Figura 4.15: Gráficos de dispersão de perfis de raios gama x densidade.

Os gráficos de dispersão de NPHI (na figura está GR, verificar) x DT podem ser observados na Figura 4.16.

Ao oposto dos gráficos anteriores na qual era possível definir os grupos referentes às eletrofácies, este gráfico apresenta somente uma grande área com os pontos dispersos ou uma área aglomerada. Isto indica que o cruzamento dos perfis NPHI e DT é o que apresenta a pior discriminação de classes litológicas. O poço NA12 apresenta correlação negativa mais clara que o poço NA02, cujos dados encontram-se mais dispersos.



Figura 4.16: Gráficos de dispersão de perfis raios gama x sônico.

Os gráficos de dispersão de RHOB x DT correspondem a Figura 4.17. O gráfico de dispersão tem comportamento diferente em cada poço. No poço NA02 os dados estão mais espalhados, principalmente os referentes à variável DT, que contém muito pontos dispersos. No poço NA12, os dados estão mais concentrados entre 2,1 e 2,35 g/cm<sup>3</sup> e 80 e 110 µs/ft, porém, ainda sim aparecem pontos dispersos. Neste mesmo poço, é mais clara a correlação negativa entre os dois perfis.



Figura 4.17: Gráficos de dispersão de perfis de densidade x sônico.

Por fim, os gráficos de RHOB x NPHI estão representados na Figura 4.18. Semelhante aos dois gráficos anteriores, os dados de cruzamento das duas varáveis estão mais dispersos no poço NA02, enquanto que no poço NA12 os dados estão mais agrupados. E a correlação negativa é mais perceptível no poço NA12.

Os valores de RHOB e DT para as duas eletrofácies são muito semelhantes, não sendo essas duas variáveis discriminantes.



Figura 4.18: Gráficos de dispersão de perfis de densidade x porosidade neutrão.

A questão abordada anteriormente, de que a eletrofácies 2 é intermediária a eletrofácies 0 e 1, fica mais clara com os gráficos de dispersão. As variáveis RHOB, NPHI e DT não são boas discriminantes, apresentando os dados das eletrofácies 1 e 2 desordenados. Porém a variável GR é a melhor discriminante, agrupando com distinção os dados da eletrofácies 1 e 2, ainda que ocorra alguns pontos dispersos das duas eletrofácies.

De acordo com as classes pré-estabelecidas, a eletrofácies 1 é composta principalmente por arenitos. Enquanto a eletrofácies 2 é composta por arenitos médios a finos laminados, conglomerados residuais e arenito argilosos. Portanto, os dados da classe de possível reservatório apresentam valores de RHOB, DT e NPHI parecidos com a classe de reservatórios, e somente o GR diferencia com maior precisão as duas eletrofácies, pois as litologias são diferentes e a classe de possível reservatório possui maior conteúdo de argila.

Outro fator importante é que o poço NA12 e NA44 são mais argilosos que o poço NA02. Isto é perceptível pela diferença de aproximadamente 10 °API entre os valores máximos e mínimos de raios gama para as eletrofácies nos poços NA02 e NA12. Deste modo, as características petrofísicas das eletrofácies podem variar de poço para poço e por isso serão aqui analisadas separadamente.

# 3.3 Caracterização Petrofísica

## 3.3.1 Introdução

A petrofísica é o estudo das propriedades das rochas e suas interações com fluidos (gases, óleo e soluções aquosas). Porosidade e permeabilidade são as propriedades petrofísicas principais para o estudo de reservatórios de petróleo (Tiab, 2004).

A porosidade está relacionada com a capacidade de uma rocha armazenar fluidos e é definida como a relação entre o volume de vazios e o volume total da mesma (equação 4.1).

$$\emptyset = \frac{V_v}{V_t} \tag{4.1}$$

Onde:  $\emptyset$  = porosidade

 $V_v$  = volume de vazios  $V_t$  = volume total

A porosidade é chamada de absoluta quando corresponde ao volume total de vazio. E efetiva quando o volume total é relacionado com o volume total de poros conectados entre si (Ellis *et al.*, 2008). Para os estudos de reservatórios de petróleo, este último tipo de porosidade é o mais importante, pois se o óleo e o gás ocupam espaços não conectados, estes não podem ser produzidos.

Os fatores que podem afetar a magnitude da porosidade são processos diagenéticos (cimentação, compactação, etc), heterogeneidade no tamanho, seleção e arranjo dos grãos,

A permeabilidade é a capacidade do meio poroso em conduzir fluidos, podendo ser absoluta (fluido em uma única fase líquida) ou efetiva (dois ou mais fluidos). A unidade utilizada é Darcy (D), na qual a permeabilidade é calculada utilizando a lei de Darcy com dados de laboratório em geral (Ellis *et al.*, 2008)

Outros parâmetros importantes para o detalhamento de reservatórios são a saturação da água (S<sub>w</sub>), volume de argila (V<sub>sh</sub>), pressão capilar, entre outros.

Assim como a análise estatística, a caracterização petrofísica foi realizada somente para as eletrofácies 1 e 2.

Inicialmente, foram calculadas a densidade da matriz ( $\rho_{ma}$ ) e o tempo de trânsito da matriz ( $\Delta t_{ma}$ ).

O volume de argila (V<sub>sh</sub>) foi calculado através da equação 3.1 considerando os valores máximos e mínimos de raios gama para cada poço. O volume de areia (V<sub>areia</sub>) foi estimado utilizando o volume de argila, através da seguinte equação:

$$V_{areia} = 1 - V_{sh} \tag{4.2}$$

As porosidades foram calculadas a partir do perfil de densidade (PHIND, equação 3.7) e perfil sônico (PHINS, equação 3.4), a porosidade média (PHIM) foi calculada utilizando o perfil de porosidade neutrão e densidade (equação 3.9) e para a porosidade efetiva (PHIE) utilizou-se os valores de PHIM e o volume de argila (equação 3.10).

A resistividade da água (R<sub>w</sub>) é calculada através do *Pickett Plot*, que é um tipo de gráfico de dispersão de porosidade (eixo y) e resistividade (eixo x), ambos em escala logarítmica. É útil para a determinação dos parâmetros: fator de cimentação (a), expoente de cimentação (m) e expoente de saturação (n), utilizados para o cálculo de saturação da água.

No *Pickett Plot*, Hearst (1985) explica que a linha de saturação  $S_w = 1$  é definida através de uma linha reta de noroeste para sudeste nos menores valores plotados no gráfico. A inclinação da linha determina m, e o espalhamento das outras linhas de saturação reflete o valor de n.

Definida a resistividade da água, foi determinada a saturação da mesma  $(S_w)$ , que é a fração do volume poroso preenchido por água, utilizando a equação de Archie (3.11) ou Simandoux (4.3) abaixo:

$$s_{W} = \left(\frac{0.4 \times R_{W}}{\emptyset^{2}}\right) \times \left[-\frac{V_{sh}}{R_{sh}} + \sqrt{\left(\frac{V_{sh}}{R_{sh}}\right)^{2} + \frac{5\emptyset^{2}}{R_{t} \times R_{W}}}\right]$$
(4.3)

Onde:  $\emptyset$  = porosidade

R<sub>sh</sub> = resistividade do folhelho adjacente

R<sub>t</sub> = resistividade da formação verdadeira

A saturação de óleo e gás é aqui generalizada em saturação de hidrocarbonetos ( $S_h$ , equação 4.4), devido à falta de dados para calculá-las separadamente.

$$S_w = 1 - S_h \tag{4.4}$$

#### 3.3.2 Resultados

As médias dos resultados para densidade da matriz, tempo de trânsito da matriz e porosidades podem ser observados nas tabelas 4.7 e 4.8.

	Eletrofácies 1 - Reservatório						
	ρ <sub>ma</sub>	<b>∆t</b> <sub>ma</sub>	PHIND	PHINS	PHIM	PHIE	
Poço NA02	2,65	53,46	31,6%	29,6%	29,3%	29,3%	
Poço NA44D	2,65	-	28,7%	-	26,6%	24,9%	
Poço NA12	2,67	53,81	29,1%	30,5%	28,4%	26%	

Tabela 4.7: Médias de densidade e tempo de trânsito e porosidades para a eletrofácies 1.

Tabela 4.8: Médias de densidade e tempo de trânsito e porosidades para a eletrofácies 2.

	Eletrofácies 2 – Possível Reservatório							
	${oldsymbol{ ho}}_{ma}$	Δt <sub>ma</sub>	PHIND	PHINS	PHIM	PHIE		
Poço NA02	2,69	53,58	30,5%	29,1%	29,7%	27,1%		
Poço NA44D	2,68	-	25,3%	-	23,7%	19,3%		
Poço NA12	2,68	53,54	28,5%	29,6%	27,4%	19,9%		

As diferenças de porosidade entre PHIND e PHINS são em decorrência das diferenças de propriedades medidas pelo registro, na qual a primeira porosidade é calculada indiretamente através do registro de densidade e a segunda através do tempo de trânsito. De acordo com Asquith (1999) a presença de argila pode alterar a leitura de porosidade pelas ferramentas, que registrarão altas porosidades, com exceção do perfil de densidade. Porém, o conteúdo de argila não alterou a leitura de porosidade para os poços escolhidos, principalmente para a eletrofácies 2 que apresenta os maiores volumes de argila, já que o PHIND e PHINS possuem valores muito semelhantes.

PHIND e PHINS são muito altas e semelhantes para as duas eletrofácies, com exceção do poço NA44D que possui os menores valores.

A porosidade média (PHIM) é calculada utilizando o perfil de porosidade neutrão, que pode ter a sua leitura alterada devido à presença de água ou óleo (Souza, 2005). Em geral, os valores de PHIM são menores que PHIND, indicando que os poros estão preenchidos por óleo.

A porosidade efetiva apresenta os menores valores de porosidade, isto porque este parâmetro mede somente os poros conectados, na qual o volume de argila e cimentação interferem nos resultados. A eletrofácies 1 apresenta os melhores valores de PHIE, superiores a 24%. A eletrofácies 2 apresenta um excelente valor de porosidade efetiva para o poço NA02 (27,1%), porém os valores dos outros dois poços não são tão bons (menores que 20%). Isto ocorre devido a valores baixos de porosidade que alteram a média, como demonstrado pela tabela 4.9.

	PHIE						
	I	Eletrofácies	1	Eletrofácies 2			
	Poço	Poço	Poço	Poço	Poço	Poço	
	NA02	NA44D	NA12	NA02	NA44D	NA12	
Máximo	36%	33,3%	30,4%	34,7%	31,5%	28,1%	
Mínimo	13,5%	16,3%	15,8%	15,2%	8,7%	5,3%	
Média	29,3%	24,9%	26%	27,1%	19,3%	19,9%	
Mediana	29,3%	25,1%	26,1%	26,9%	18,9%	20,5%	
Desvio Padrão	0,03	0,03	0,03	0,04	0,06	0,05	

Tabela 4.9: Valores máximos e mínimos, média, mediana e desvio padrão da porosidade efetiva.

A avaliação de porosidade é uma etapa importante para demonstrar o potencial do reservatório e as diferenças das eletrofácies, na qual o algoritmo KNN conseguiu separá-las de maneira correta, ou seja, e eletrofácies 1 (reservatório) possui os melhores valores de porosidade no geral.

O tempo de trânsito da matriz é muito semelhante entre as duas eletrofácies, na qual a eletrofácies 1 apresenta a maior diferença de 0,35. Os valores estão dentro do aceito para arenitos compactados, entre 55,5 e 51 µs/ft (Rider, 2002).

A densidade da matriz é diferente para as duas eletrofácies. A eletrofácies 1 possui densidade média da matriz de 2,65 g/cm<sup>3</sup> e 2,67 g/cm<sup>3</sup> muito próximas de 2,65 g/cm<sup>3</sup>, a densidade do quartzo. Enquanto a eletrofácies 2 possui densidade média da matriz de 2,69 g/cm<sup>3</sup> e 2,68 g/cm<sup>3</sup>. A densidade da matriz em perfil pode ser observada na figura 4.19.

Segundo Rider (2002), mudanças abruptas na densidade geralmente indicam mudanças secundárias ou diagenéticas. Por se tratar de um reservatório composto por arenitos principalmente, valores maiores que a densidade do quartzo significam cimentação.



Figura 4.19: Perfis de densidade da matriz, raios gama e resultado do método KNN.

Os perfis de densidade da matriz demonstram que há várias porções no reservatório que possuem densidade maior que 2,65 g/cm<sup>3</sup>. E, em geral, estas porções

são arenitos cimentados e foram corretamente representadas pela fácies 0, o que mais uma vez mostra a eficiência do método multivariado utilizado. Destaque para o poço NA44D, que apresenta maiores porções de cimentação que os demais.

A determinação do volume de argila para um reservatório é muito importante, pois a argila pode afetar a estimativa de reservas e a produtividade. A presença de argilominerais em arenitos pode afetar a determinação da saturação, porosidade e permeabilidade.

As médias do volume de argila e volume de areia para as duas eletrofácies podem ser observadas na Tabela 4.10, e o volume de argila para todos os poços na Figura 4.20.



Figura 4.20: Volume de argila (cinza) para os poços NA02, NA44D e NA12. Em amarelo, o volume de areia, e em azul, porosidade.

	Eletrof	ácies 1	Eletrofácies 2		
	$V_{sh}$	<b>V</b> <sub>areia</sub>	$V_{sh}$	V <sub>areia</sub>	
Poço NA02	3,2%	96,8%	15,5%	84,5%	
Poço NA44D	10,8%	89,2%	14,2%	85,8%	
Poço NA12	12,3%	87,7%	30,4%	69,6%	

Tabela 4.10: Médias do volume de folhelho e volume de areia para as eletrofácies 1 e 2.

Os resultados demonstram que a eletrofácies 1 possui os menores volume de argila em relação à eletrofácies 2, assim como o poço NA02 possui o menor volume de argila. Estes valores podem ser considerados muito bons, pois o volume de areia supera 80% em praticamente todos os poços, com ressalva da eletrofácies 2 no poço NA12.

Através dos perfis, é possível observar que todos os poços possuem porções com mais de 80% areia, sendo que o poço NA02 possui três porções, o NA44D possui 2 porções e NA02, uma porção. Segundo Souza Jr. (1997) o intervalo de reservatório possui três sequência deposicionais, classificadas como sequência basal, intermediária e do topo.

Nos perfis, os valares de porosidade até o valor zero foram coloridos de azul. Uma relação importante é que os níveis com maior argila vão apresentar menores valores de porosidade do que as porções com maior volume de areia. Outra informação importante que é obtida através deste perfil é a variação na magnitude da cimentação. A cimentação corresponde as curvas formadas da esquerda para a direita, na qual aparece pequenas entradas do areia (amarelo) na porosidade (azul), isto porque a cimentação e porosidade são parâmetros inversamente proporcionais.

A cimentação, em geral, é mais acentuada em maiores profundidades, próximas ao contato óleo/água (NA02 = 3.108,52 metros; NA44D = 3.283,61; NA12 = 3.123,08 metros), onde a atuação da diagênese foi maior, gerando cimentação e, conseqüentemente, diminuição da porosidade. Destaque para o poço NA44D, na qual a cimentação é maior que nos demais.

O tipo de cimentação pode ser estimado através de gráficos de NPHI x DT, NPHI x RHOB e RHOB x DT. Estes perfis separados dificilmente são utilizados para identificar litologia, porém juntos formam uma ferramenta poderosa para identificação de litologia além de estimar a porosidade (Rider, 2002)

Um fator importante para se utilizar este tipo de gráfico é ter conhecimento de qual equipamento foi utilizado para se obter o perfil de porosidade neutrão, pois os equipamentos influenciam nas posições das retas que identificam arenito (SS), calcita (LS) e dolomita (DOL).

Para os poços NA02 e NA12 foram feitos gráficos de NPHI x DT (Figura 4.21 e Figura 4.23) e para o poço NA44D NPHI x DT (Figura 4.22), com eletrofácies como terceira variável.



Figura 4.21: Gráfico dos perfis de porosidade neutrão e sônico para o poço NA02.

A Figura 4.21 demonstra que a eletrofácies 1 possui arenitos limpos, arenitos com cimentação de calcita, arenitos com cimentação de calcita e arenitos com cimentação de dolomita. Também é possível estimar o tipo de argila pela sua distribuição, no caso, trata-se de uma argila dispersa.



Figura 4.22: Gráfico dos perfis porosidade neutrão e densidade para o poço NA44D.

A Figura 4.22 demonstra que há arenitos limpos, correspondentes a eletrofácies 1 principalmente, e cimentação de calcita predominantemente para o poço NA44D. Também há presença de gás, como indicado pela flecha.



Figura 4.23: Gráfico dos perfis de porosidade neutrão e sônico para o poço NA12.

No poço NA12, há o predomínio de arenitos cimentados por calcita, e em menor quantidade, arenitos limpos e arenitos com cimentação de dolomita.

Carvalho *et al.* (1995) estudou turbiditos do Cretáceo (Arenito Namorado e Formação Carapebus) na Bacia de Campos, e chegou a conclusão que a distribuições de porosidade e permeabilidade destes reservatórios são controladas pela cimentação carbonática em profundidades rasas abaixo do nível do mar, compactação e silicificação de argilas intraclastos. Além disso, a cimentação carbonática afeta o fator de recuperação e a produção de óleo, por isso é tão importante identificar as zonas cimentadas.

Segundo o autor, os principais constituintes diagenéticos são: calcita, dolomita, sílica, caolinita e outros constituintes. A calcita ocorre com maior freqüência, demonstrando uma vasta variedade textural e composicional; e a dolomita pode atingir o volume de até 17%, sendo menos importante que a calcita, e com quatro diferentes texturas. A distribuição e cimentação dos cimentos carbonáticos foi essencialmente controlada pela distribuição de fontes carbonáticas e por processos bacterianos iniciais.

As fácies de arenitos maciços sem cimentação correspondem ao melhor reservatório e possuem porosidade preservada devido à combinação de saturação por hidrocarbonetos, que inibiu a cimentação por quartzo e/ou argilas e albitização, e subsidência tardia (Carvalho *et al.*, 1995).

A saturação da água foi calculada utilizando os valores sugeridos por Asquith (1999) para arenitos consolidados: m = 2, a = 0,81 e n = 2. Apesar de ser possível estimar o parâmetro m através do *pickett plot*, este não foi calculado devido ao volume limitado de dados, com exceção da eletrofácies 1 no poço NA02, que possui maior volume de dados e m = 2,1. Blaquez *et al.* (2006) calculou o parâmetro m utilizando o

conceito de Fator de Formação definido por Archie e obteve o valor de 2,15.

Asquith (1999) afirma que a presença de folhelhos em um reservatório pode causar valores errôneos para a saturação da água. Por isso, para o cálculo da saturação da água, foi utilizada a equação de Archie para os volumes de argila menor que 18% e equação de Simandoux para os volumes maiores que este valor.

Como as eletrofácies apresentam características distintas, foram necessários *pickett plots* para cada eletrofácies e poço (Figura 4.24, Figura 4.25 Figura 4.26), determinado o R<sub>w</sub>. Os resultados podem ser observados na Tabela 4.11



Figura 4.24: Pickett plots para o poço NA02.







Figura 4.26: Pickett plots para o poço NA12.

	Eletrofá	cies 1	Eletrofácies 2		
	S <sub>w</sub>	S <sub>h</sub>	S <sub>w</sub>	S <sub>h</sub>	
Poço NA02	23,9%	76.1%	24,2%	75,8%	
Poço NA44D	24,7%	75,3%	26,2%	73,8%	
Poço NA12	36,4%	63.6%	25,6%	74.4%	

Tabela 4.11: Médias de saturação da água e óleo.

Os resultados demonstram a saturação da água para as duas eletrofácies entre 24 e 26% aproximadamente, com exceção da eletrofácies 1 no poço NA12 que apresenta um valor superior a 35%.

Não há valores "bons" ou "ruins" para a saturação de água, o julgamento destes valores deve ser avaliado de acordo com o conhecimento e experiência local (Halliburton, 2001).

Estes valores são próximos dos calculados por Souza (2005), nas qual as principais porções variam entre 21 e 28%, enquanto outras possuem valores superiores a 30%, chegando até a saturação máxima (100%). Em geral, os resultados calculados apresentam uma boa saturação de hidrocarbonetos, demonstrando o potencial do reservatório.

A determinação da profundidade do contato óleo/água é feita através de dados da pressão capilar, que é diferença de pressão entre dois fluidos imiscíveis, e saturação da água, na qual o contato é medido pelo peso do fluido em uma coluna de fluidos (Tiab *et al.*, 2004)

Outra maneira de se estimar o contato devido à ausência de dados de pressão capilar é utilizar o gráfico de saturação da água e profundidade para arenitos (eletrofácies 1), na qual a profundidade do primeiro ponto mais próximo da linha  $S_w = 100\%$  corresponde ao contato óleo/água (figuras 4.27 a 4.29). (Ellis *et al.*, 2008).



Figura 4.27: Gráfico de saturação da água x profundidade para o poço NA02.



Figura 4.28: Gráfico de saturação da água x profundidade para o poço NA44D.



Figura 4.29: Gráfico de saturação da água x profundidade para o poço NA012.

Os gráficos demonstram que o contato óleo/água para o poço NA02 encontrase na profundidade de -3.096,11 metros, para o poço NA44D encontra-se em -3.089,99 metros e para o poço NA12, -3.070,77 metros.

O contato é gradual para os poços NA02 e NA12 e abrupto para o poço NA44D.

Estes resultados estão próximos ao obtido por Meneses *et al.* (1990), que identificou vários níveis de drenagens, com contato óleo/água em diferentes profundidades para cada nível. O nível 1ª apresenta o contato em aproximadamente 3.100 metros e o nível 1B em 3.116 metros, ambos no bloco principal do campo. Segundo o autor, os diferentes níveis são causados pelo trapeamento, que são ligados a anomalias de natureza estrutural e estratigráfica.

# Capítulo 5 - Conclusões

As atividades desenvolvidas neste estudo buscaram a caracterização petrofísica de três poços (NA02, NA12 e NA44D) localizados no Campo de Namorado, Bacia de Campos. Para tal, foi necessária a aplicação do método estatístico k-ésimo vizinho mais próximo (KNN).

Primeiramente, foi feita a correlação estratigráfica dos poços no intervalo do reservatório para a compreensão da geologia do reservatório. Foram identificados três ciclos de sedimentação das rochas reservatório, além de rochas não-reservatório, sendo estás últimas compostas principalmente por arenitos cimentados e sedimentos finos.

O resultado estatístico multivariado definiu três eletrofácies: (0) nãoreservatório, (1) reservatório e (2) possível reservatório. As eletrofácies 1 e 2 apresentaram as melhores características e o perfil de raios gama se mostrou a melhor variável de diferenciação das duas eletrofácies.

As porosidades apresentaram excelentes valores, principalmente para a eletrofácies 1, que apresentou porosidade efetivas maiores que 24%. A eletrofácies 2 possui porosidades efetivas menores (maiores que 19%) devido a baixos valores que alteram a média.

O tempo de trânsito da matriz não apresentou nenhuma anomalia, se encaixando nos valores propostos para arenitos consolidados (55,5 e 51 µs/ft). A densidade da matriz mostrou valores maiores que 2,65 g/cm<sup>3</sup>, a densidade do quartzo, em algumas porções dos poços, indicando a presença de cimentação.

Esta cimentação foi avaliada litologicamente através de gráficos de NPHI x DT e NPHI x RHOB, na qual os principais cimentos são calcita, dolomita e a presença dos dois juntos. A cimentação é mais acentuada e está relacionada principalmente com o contato óleo/água, onde a atuação da diagênese foi maior, gerando a cimentação e, por conseqüência, a diminuição da porosidade. O poço NA44D possui os maiores índices de cimentação em comparação com os outros dois poços.

O volume de argila foi calculado e ficou evidente a diferença entre a eletrofácies 1, com menos de 15% de  $V_{sh}$ , e eletrofácies 2, com mais de 15%.

A resistividade da água de formação foi calculada através de *pickett plots* para cada eletrofácies e poços, já que apresentavam características distintas entre si. A partir da resistividade da água de formação, foi possível calcular a saturação da mesma. Esta variou entre 24 e 26% aproximadamente, com exceção da eletrofácies 1 no poço NA12, que apresentou valor maior que 30%. Estes resultados demonstram o

potencial dos poços perfurados, que contêm mais de 74% de volume de hidrocarboneto.

O contato óleo/água foi estimado através do gráfico de saturação da água x profundidade, e apresentam valores próximos a 3.100 metros.

- Asquith, G. B. 1999. *Basic Well Log Analysis for Geologists*. AAPG Methods in Exploration Series, number 3.
- Azevedo, R. L. M. 2004. Paleocenografia e a Evolução do Atlântico Sul no Albiano. Boletim de Geociências Petrobras, v. 12, n. **2**. Rio de Janeiro. p. 231-249.
- Barbosa, J. E. P. 2005. Caracterização das Eletrofácies de Poço Petrolífero no Campo de Namorado, Bacia de Campos. Trabalho de Conclusão de Curso (geologia).
  Orientador: Alexandre Campane Vidal. Universidade Estadual de Campinas. 82p.
- Barboza, E. G. 2005. Análise Estratigráfica do Campo de Namorado (Bacia de Campos) com base na Interpretação Sísmica Tridimensional. Tese de Doutorado em Geociências, Instituto de Geociências, Universidade Federal do Rio Grande do Sul. 235p.
- Bizzi, L. A.; Schobbenhaus, C.; Vidotti, R. M.; Gonçalves, J. H. (orgs.). 2003. Geologia, Tectônica e Recursos Minerais do Brasil: texto, mapas & SIG. CPRM – Serviço Geológico do Brasil, Brasília. 692p.
- Blaquez, R.; Vincentelli, M. G. C.; Castro, J. C.; Contreras, S. A. C. 2006. Determinação da Distribuição de um Nível de Turbidito ma Formação Macaé no Campo de Namorado através de Uso de Atributos Sísmicos. *Geociências*, v. 25, n. 1. Unesp. p. 105-116.
- Bruhn, C. H. L.; Gomes, J. A. T.; Lucchese, C.; Johann, P. R. S. 2009. Campos Basin: Reservoir Characterization and Management – Historical Overview and Future Challenges. Offshore Technology Conference.
- Bueno, J. F.; Drummond, R. D.; Vidal, A. C.; Sancevero, S. S. 2011. Constraining Uncertainly in Volumetric Estimation: A Case Study from Namorado Field, Brazil. Journal of Petroleum Science and Engineering 77. p. 200-208.
- Cainelli, C.; Mohriak, W. 1999. Some Remarks on the Evolution of Sedimentary Basins along the Eastern Brazilian Continental Margin. *Episodes*, Vol. 22, n. 3. p. 206-216
- Carvalho, M. V. F.; De Ros, L. F.; Gomes, N. S. 1995. Carbonate Cementation patterns and diagenetic reservoir facies in the Campos Basin Cretaceous turbidites, offshore eastern Brazil. *Marine and Petroleum Geology*. Vol. **12**, n. **7**.

- Cruz, M. M. 2003. Aplicação de Perfilagem Geofísica e Sísmica na Caracterização da Faciologia do Reservatório de Namorado. Dissertação de Mestrado. Universidade Federal Fluminense. 103p.
- Davis, J. C. 1986. Statistics and Data Analysis in Geology. 2<sup>nd</sup> Ed. John Wiley and Sons. 646p.
- Ellis, D. V.; Singer, J. M. 2008. *Well Logging for Earth Scientists*.2<sup>a</sup> Edição. Springer. 699p.
- Flexa, R. T.; Andrade, A.; Carrasquilla, A. 2004. Identificação de litotipos nos Perfis de Poços do Campo de Namorado (Bacia de Campos, Brasil) e do Lago Maracaibo (Venezuela) Aplicando Estatística Multivariada. *Revista Brasileira de Geociências*, **34 (4)**. p. 571-578.
- Guardado, L. R.; Gamboa, L. A. P.; Lucchesi, C. F. 1990. Petroleum Geology of the Campos Basin, a Model for Producing Atlantic Type Basin. American Association of Petroleum Geologists Memoir 48. p. 3-79.
- Halliburton. 2001. Open Hole Log Analysis Notes. Halliburton.
- Hearst, J. R.; Nelson, P. H. 1985. *Well Logging for Physical Proprieties*. McGraw-Hill. 569p.
- Hechenbichler, K.; Schliep, K. 2004. Weighted k-Nearest-Neighbor techniques and ordinal classification. Collaborative Research Center 386, discussion paper 399.
   University of Munich. 16 p.
- Keary, P.; Brooks, M.; Hill, I. 2009. *Geofísica de Prospecção*. São Paulo. Oficina de Textos. 438p.
- Mata, M. V. M. 2009. Análise de Agrupamentos dos Dados de DFA Oriundos de Perfis Elétricos de Indução de Poços de Petróleo. Dissertação de Mestrado. Orientador: Prof. Dr. Umberto Laino Fulco. Universidade Federal do Rio Grande do Norte. 69p.
- Matsunaga, V. Y. 2006. Utilização de Perfis Geofísicos para a caracterização da rocha reservatório do Campo de Namorado. Trabalho de conclusão de curso (geologia). Orientador: Alexandre Campane Vidal. Universidade Estadual de Campinas.
- Meneses, S. X.; Adams, T. 1990. Ocorrência de Resistividades Anômalas no Campo de Namorado, Bacia de Campo. *Boletim de Geociências Petrobrás*, **4 (2)**. Rio de Janeiro. p. 183-188.
- Mohriak, W.U. 2004. Recursos energéticos associados à ativação tectônica mesozóico cenozóica da América do Sul. In: V. MANTESSO NETO, V. et al. (orgs.)
   *Geologia do Continente Sul-Americano*: evolução da obra de Fernando Flávio Marques de Almeida. São Paulo: Ed. Beca, p. 293-318.
- Nery, G. G. 1990. Perfilagem Geofísica em Poço Aberto. Salvador, BA, 231p.
- Ninci, B. C. A. 2008. Aplicação da Lógica Nebulosa na Determinação de Fácies do Campo de Namorado. Dissertação de Mestrado em Ciências e Engenharia de Petróleo. Orientador: Alexandre Campane Vidal. Universidade Estadual de Campinas.
- Ninci, B. C. A. 2006. *Avaliação do Volume de Óleo in situ do Campo de Namorado*. Trabalho de Conclusão de Curso (geologia). Orientador: Alexandre Campane Vidal. Universidade Estadual de Campinas.
- Ponte, F. B. 2010. Fluxo de Trabalho para Mapeamento de Litofácies com Aplicação no Campo de Namorado, Bacia de Campos, Rio de Janeiro. Trabalho de Conclusão de Curso. Orientador: Francisco José da Silva. Universidade Federal Rural do Rio de Janeiro. 48p.
- Rabelo, S.; Carrasquilla. 2006. Cálculo da Porosidade em Poços da Bacia de Almada
  BA com Base num Conjunto Reduzido de Perfis Geofísicos de Poço. *Revista* Brasileira de Geociências, 36 (2). p. 211-220.
- Rangel, H. D.; Martins, C. C. 1998. Principais Compartimentos Exploratórios, Bacia de Campos. In: (Ed) Searching For Oil and Gas in the Land of Giants. Rio de Janeiro, Schlumberger Edição Especial sobre o Brasil. p. 32-40.
- Rangel, H. D.; Martins, F. A. L.; Esteves, F. R.; Feijó, F. J. 1994. Bacia de Campos. *Boletim de Geociências Petrobras*, **8 (1)**. Rio de Janeiro. p. 203-217.
- Rider, M.; 2002. *The Geological Interpretation of Well Logs*. 2<sup>a</sup> Edição. Rider-French Consulting Ltd, Sutherland, Scotland, 280p.
- Rosa, H. 2006. Estudo da Caracterização de Eletrofácies por meio de Perfis de Poços e Amostras de Testemunhos utilizando Estatística Multivariada. Tese de Doutorado em Ciências e Engenharia do Petróleo, Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências, Universidade Estadual de Campinas. 280 p.
- Sancevero, S. S.; Remecre, A. Z.; Vidal, A. C.; Portugal, R. S. 2008. Aplicação de técnicas de estatística multivariada na definição da litologia a partir de perfis geofísicos de poços. *Revista Brasileira de Geociências*, 38 (1 – suplemento). p.

61-74.

- Schlumberger. 1987. Log Interpretation principles/applications. N.Y., Schlumberger Ltd. 198p.
- Schön, J. H. 2011. Physical Properties of Rocks: a workbook. Handbook of Petroleum Exploration and Production, v. 8. 494p.
- Shanmugam. G. 2006. Deep-Water Process and Facies Model: Implications for Sandstone Petroleum Reservoir. Handbook of Petroleum Exploration and Production, v. 5. 476p.
- Souza, P. H. G. 2005. Análise Estratigráfica e Caracterização do Reservatório "Arenito Namorado" na Porção Sudoeste do Campo de Namorado, Bacia de Campos – RJ. Trabalho de Conclusão de Curso (geologia). Universidade Estadual Paulista.
- Souza Jr., O. G. 1997. Stratigraphie Séquentielle et Modelisation Probabiliste des Reservoirs dún Cône Sous-marin Profond (Champ de Namorado, Brésil) – Intégration des Données Géologiques et Géophysiques. Thèse de Doctorat, Université Paris, Paris. 215p.
- Tiab, D.; Donaldson, E. C. 2004. *Petrophysics:* theory and practice of measuring reservoir rock and fluid transport properties. 2<sup>nd</sup> ed. Elsevier.
- Vazquez, G. F. 2000. Comportamento Viscoelástico do Arenito Namorado e suas relações com atributos faiológicos. Dissertação de Mestrado em Engenharia de Petróleo. Universidade Estadual de Campinas, 237p.
- Winter, W. R.; Jahnert, R. J.; França, A. B. 2007. Bacia de Campos. *Boletim de Geociências da Petrobras*, Rio de Janeiro, v. **15**, p. 511-529.