UNESP - UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA Instituto de Geociências e Ciências Exatas

Campus de Rio Claro (SP)

MODELO TECTONO-ESTRUTURAL DOS CAMPOS DE PETRÓLEO NAMORADO, CHERNE E ALBACORA

STEFANIE AURÉLIO

Orientador: Prof^o Dr. George Luiz Luvizotto Co-Orientadora: Dr. María Gabriela Castillo Vincentelli

Relatório Final apresentado à Comissão do Trabalho de Conclusão do Curso de Geologia do Instituto de Geociências e Ciências Exatas – UNESP, campus de Rio Claro, como parte das exigências para o cumprimento da disciplina Trabalho de Conclusão de Curso no ano letivo de 2012"

Rio Claro – SP

2012

Agradecimentos

Gostaria de agradecer a Universidade Federal Paulista "Julio de Mesquita Filho" pela oportunidade dada de realizar esse trabalho, a UNESPETRO e todas as pessoa envolvidas no Projeto de Carbonatos, assim como a Landmark Graphics por conceder o *software* Geographix, e ao Bdep-ANP pelo fornecimento dos dados para a realização desse trabalho.

Existem muitas pessoas que eu gostaria de agradecer, não apenas por me orientar e auxiliar nesse trabalho, mas também por me apoiar durante todo o período de graduação. Antes de qualquer pessoa ou entidade, tenho que agradecer minha irmã Virgínia, porque sem o apoio e intervenções dela eu com certeza não teria chegado a Rio Claro e nem cursado geologia.

. Meus orientadores Prof. Dr George e Dr^a Gabriella que sempre acreditaram e confiaram no meu trabalho. Ao Dr Sergio Contreras pelo constante apoio durante o trabalho assim com o Dr Iata. Aos companheiros de laboratório, Márcia, sempre cuidando de todos, Nayara, Wagner, Luana, Ricardo, Lucian, todos nós na mesma luta pra decifrar os *softwares* e perfis de poço e todos os desafios presentes no nosso dia-a-dia.

Agradeço aos todos os meus irmãos por sempre me darem força e incentivarem a minha busca pela felicidade, conhecimento e satisfação pessoal. Carol, Junior e Virgínia e a pequena Duda. A minha mãe que sempre fez o máximo que ela pode pra me ajudar. Aos meus sobrinhos Felipe e Tetézinha por serem uma luz na minha vida.

Aos meus grandes e mais próximos amigos Malu, Piru, Bia, Dion, agradeço por vocês existirem e por serem tão bons companheiros. Não posso deixar de mencionar Cabocla, Arnaldo, Felipe S, Boca, Bolacha e minhas mais novas companheiras "Madalenetes" Macia, Léia e Milla que embora tenham entrado tão recentemente na minha vida já se mostraram grandes amigas. Aos meus companheiros de sala, principalmente Camila A. eterna companheira, sempre ajudando a todos. Nunca será esquecida. E a todos os outros por proporcionar cinco anos muito agradáveis dentro da universidade. Agradeço aos meus companheiros do Centro Acadêmico por me ensinarem como é importante trabalhar em grupo entre eles Mari, Bomba, Basílio, Markito, Caju e Xuxa que me mostraram como é importante a tolerância, paciência e aquele famoso se vira nos trinta que é sempre necessário.

Aos meus companheiros de república, Sarita, Natalia, Valdivia, Jaq, Bolacha, Kiko, além das anteriormente mencionadas pelos bons tempos partilhados na Rep Burguesia/do Chazinho. Foi uma grande experiência que só me enriqueceu.

"Víver é a coisa mais rara do mundo, a maior parte das pessoas apenas existe"

Oscar Wild

Sumário

1.	INT	TRODUÇÃO	1
2.	ÁR	EA DE ESTUDO	2
3.	OB.	IETIVOS	2
) 1		2
•	3.1. 2 2	Objetivo Geral	2
1	5.2. TTIC	ODJEUVOS ESPECIICOS	3 1
4.	JUS		4
5.	GE	OLOGIA REGIONAL	5
	5.1.	Evolução Geológica da Bacia de Campos	5
	5.2.	Estratigrafia da Bacia de Campos	7
	5.3.	1. CAMPO DE ALBACORA	9
	5.3.	2. CAMPO DE NAMORADO 1	.2
	5.3.	3. CAMPO DE CHERNE 1	.4
	5.4.	Sistema Petrolífero 1	.6
	5.4.	1. ROCHA GERADORA DA BACIA DE CAMPOS 1	.6
	5.4.	2. ROCHA RESERVATÓRIO 1	.6
6.	ASI	PECTOS ECONÔMICOS DA BACIA DE CAMPOS 1	.8
7.	CO	NSIDERAÇÕES TEÓRICAS 1	9
,	7.1.	Caracterização Petrofísica Básica 1	.9
8.	MA	TERIAIS E MÉTODOS DE TRABALHO 2	!1
:	8.1.	Revisão Bibliográfica e Curso de Capacitação 2	21
1	8.2.	Banco de dados	21
:	8.3.	Análise e Correlação de Poços 2	24
:	8.4.	Análise Petrofísica Básica	25
1	8.5.	Calibração e Interpretação Sísmica 2	28
	8.5.	1. CONVERSÃO TEMPO PROFUNDIDADE 2	28
	8.5.	2. INTERPRETAÇÃO SÍSMICA 2	28
:	8.6.	Mapas de atributos sísmicos	0
9.	RES	SULTADOS	31
(9.1.	Correlação dos Poços	31
(9.2.	Cálculos Petrofísicos	35
	10.3	. Interpretação Sísmica e Modelo Geológico 4	1

	10.3.1	Mapas de atributos sísmicos	48
	10.3.2.	Evolução Tectônica	52
11	DISCUS	SSÃO	53
12	REFER	ÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	55

Lista de Figuras

Figura 1- Mapa de localização da Bacia de Campos. Modificado de Bruhn (2003)	3
Figura 2- Mapa da Bacia de Campos mostrando a Falha de Campos, feição regional da Bacia. Guardado e	t
al.,(1989).	5
Figura 3- Seção esquemática da Bacia de Campos. Modificado de: Bruhn, 1995	6
Figura 4- Fragmento da carta estratigráfica da Bacia de Campos correspondente a supersequência rifte e	
transicional. Winter et al. (2007)	7
Figura 5- Fragmento da Carta Estrátigráfica da Bacia de Campos correspondente ao Grupo Macaé, Winter	r <i>et</i>
al. (2007)	8
Figura 6- Carta estratigráfica da Bacia de Campos. Winter <i>et al.</i> 2007	10
Figura 7- Falhamento presente no topo da Formação Namorado no Campo de Albacora. Fonte: Candido,	
1990	11
Figura 8- Seção estrutural do arenito da Fm Namorado no Campo de Albacora. Fonte: Candido, 1990	12
Figura 9- Arcabouço estrutural exibindo os limites estruturais e estratigráficos do Campo de Namorado.	
Fonte: Guardado et al, 1989.	13
Figura 10- Seção sísmica do Campo de Namorado (Guardado et al, 1989).	13
Figura 11- Seção Geológica pelos campos de Namorado e Cherne mostrando reservatórios controlados po	or
falhas. (Guardado et al. 1989)	14
Figura 12- Fragmento do perfil composto do poço 1RJS 50 RJ cedido no banco de dados da ANP mostran	ıdo
a porção correspondente ao Grupo Macaé. As zonas produtoras de óleo estão indicadas a esquerda com um	na
reta e a letra c	15
Figura 13 - Mapa com da Bacia de Campos com a disposição espacial do arenito namorado mostrado na	
forma hachurada. Fonte: Arienti et al., 1995	18
Figura 14- Produção de petróleo e de gás natura no Brasil. Nota-se a importância da Bacia de Campos tar	ito
na produção de gás quanto na produção de petróleo. Fonte: Bdep – ANP (2011)	19
Figura 15- A esquerda os gráficos representam a produção de petróleo na Bacia de Campos. A direta os	
gráficos representam a produção nacional de petróleo. Nota-se a presença do Campo de Albacora em tanto)
em âmbito regional quanto em nacional. Fonte: Bdep – ANP (2011)	19
Figura 16- Disposição espacial dos blocos sísmicos 3D de Cherne e Namorado, sendo o de cor azul Chern	ie
e o em verde Namorado. Linhas 2D a Nordeste da área de estudo representando o Campo de Albacora	23
Figura 17- Localização dos poços cedidos pela BDEP-ANP na área dos cubos sísmicos. Poços em preto	
foram poços produtores	23
Figura 18- Localização dos Poços do Campo de Albacora. Todos os poços nesse campos são produtores	24
Figura 19- Perfis elétricos provenientes do arquivo las no poço 3RJS 59 RJ, e a curva da porosidade	
calculada através do perfil de densidade RHOB. A área demarcada em preto representa possíveis zonas	
reservatório. Nota-se que nelas há um valor alto de ILD (resistividade), baixo de RHOB e alto de porosida	de.
	25
Figura 20 - Abaco - Abaco retirado do trabalho de Contreras e Castro (2012). Abaco fonte original	
Schlumberger (1975).	27
Figura 21- Seção arbitrária do bloco sísmico 3D de Cherne mostrando a calibração dos poços e a geometr	ıa
dos reservatorios. Em cor rosa encontra-se o topo dos arenitos e em preto o topo dos carbonatos. Em	
vermeino a faina principal dessa seção, deixando ciaro a presença de dois blocos. E possível observar a sul	20
SSE o leve adeigaçamento do nivel reservatorio.	29
Figura 22 - Seção sismica 3D do Campo de Cherne. A seção a esquerda mostra a seção com <i>wavelets</i> , ond	e ím
os maximos estas representados em preto. A seção a direita apresenta uma escala de cor. Essa seção també	nı: 20
mostra a presença de uma estrutura de <i>rottover</i> representada pela inna vermeina	30

Figura 23- Mapas estrutural gerados no software Geographix,, no módulo SeisVision do topo do Grupo
Macaé nos Campos de Cherne (esquerda) e Namorado (direita)
Figura 24- Crossplots retirados do Trabalho de Blaquez et al. (2006), mostrando a esquerda porosidade vs
amplitude e a direita volume de areia amplitude
Figura 25 - Correlação realizada com dados por poços 1RJS 50 RJ e 3RJS 59 RJ localizados respectivamente à NNW e SSE do cubo sísmico 3D. A falha pode ser vista também nas linhas sísmicas como pode ser
observado na Figura 20
Figura 26- Seção Estrutural paralela a seção de Guardado mostrada na Figura 3 do Capitulo 5, subseção 5.3.3. 34
Figura 27- Seção estrutural dos poços do Campo de Albacora. Nota-se que esse Campo possui um nível reservatório mais extenso, não como nos outros campos onde são existe uma série de reservatórios mais
delgados
Figura 28- Mapas petrofísicos gerados a partir dos três poços no Campo de Albacora 40
Figura 29- Mapas petrofísicos gerados no software Surfer. Nesse mapa é possível observar as tendências
das características físicas espacialmente. Neste caso essas características são resistividade e saturação de
fluidos
Figura 30 – Mapas petrofísicos mostrando como se comportam as características Volume de Argilosidade e
Porosidade Espacialmente
Figura 31 - Seção arbitrária mostrando o comportamento do nível reservatório entre o campo de Cherne e
Namorado. As Cruzes representam as dobras na linha arbitrária
Figura 32- Seção Sísmica do Campo de Albacora mosntrando geometria das falhas e disposição das
camadas
Figura 33- Mapa Estrutural em tempo do Topo da Formação Namorado no Campo de Albacora 46
Figura 34 Mapa Estrutural em tempo do Topo da Formação Namorado nos campos de Cherne e
Namorado
Figura 35- Mapa Estrutural do Topo da Formação Quissamã no Campo de Albacora 47
Figura 36- Mapas de Atributos do topo do nível reservatório, Arenito Namorado 49
Figura 37 – Gráfico cruzado de Amplitude x Porosidade 50
Figura 38 – Gráfico cruzado de Amplitude x velocidade 50
Figura 39- Gráfico Cruzado de Amplitude x Volume de argila
Figura 40 – Mapa do atributo de Amplitude Máxima Negativa do Campo de Albacora
Figura 41 – Seção calibrada do Campo de Cherne. A linha rosa marca o topo da camada de sal, a cor azul,
os carbonatos da Formação Macaé e a cor amarela delimita os reservatórios. A linha amarela delimita a zona
que contém os turbidítos e a cor laranja a Formação Outeiro. A falha que mergulha para NW é a mais antiga
e funcionou como caminho de migração, a falha que mergulha para SE é posterior

Lista de Tabelas

Tabela 1- Densidade das rochas e fluidos utilizados nesse trabalho.	21
Tabela 2 dados de poços cedidos pela BDEP-ANP e dados disponíveis de cada poço. Os poços em negri	ito
são produtores	22
Tabela 3 - Tabela com os dados petrofísicos e referenciais dos três campos estudados	36
Tabela 4 - Tabela contendo os checkshots dos poços de Albacora e os produtos das conversões.	42
Tabela 5 - Tabela com o produto das conversões tempo-produndidade dos poços que não possuem	
checkshot	43

RESUMO

O objetivo desse trabalho é a caracterização tectôno-estrutural dos campos de Cherne, Albacora e Namorado, pertencentes a Bacia de Campos, com o intuito de investigar a relação entre a evolução geológica do reservatório e as propriedades físicas da rocha, que favoreceram a acumulação de hidrocarbonetos nestes campos. Correlações entre poços mostram que os reservatórios turbidíticos inferiores tem continuidade lateral regional. Análises petrofísicas básicas, calculadas nesse trabalho, mostram que os três campos têm valores de porosidade que variam de 15 a 20%, valores de volume de argila que variam de 26 a 30% e saturação da água de formação que variam de 23 a 45%, baseado em dados de resistividade de água de formação do Campo de Albacora. Mapas petrofísicos mostram que no Campo de Albacora ocorre uma tendência de aumento da porosidade para SE, enquanto nos campos de Cherne e Namorado a porosidade aumenta com uma tendência para N. Os horizontes sísmicos foram interpretados no intervalo de ocorrência do Arenito Namorado, entre a primeira aparição desse corpo até o topo da Formação Quissamã. Esse intervalo apresenta falhas normais, sendo nos campos Cherne-Namorado com direção preferencial NW-SE e NE-SW e a sedimentação possui uma tendência NW-SE, e no campo de Albacora as falhas apresentam direção NNE-SSW e N-S, com tendência de sedimentação NE-SW. Os mapas de atributos sísmicos apresentam anomalias de amplitude próximas dos poços produtores, e no Campo de Namorado, indicam uma possível área potencial de hidrocarbonetos na região NE. Por não constituírem o mesmo reservatório, é indicado testes de laboratório para cada campo, para melhor caracterização das propriedades petrofísicas da rochas, não influenciando o cálculo da saturação da água.

Palavras Chave: Análise Petrofísica, Mapas de Atributos Sísmicos, Interpretação Sísmica, Arenito Namorado.

ABSTRACT

The main goal in this research is a tectono-estructural characterization of the Cherne, Albacora and Namorado Fields, located at Campos Basin, in order to investigate the relationship between the geologic evolution and the rock's physical properties of the reservoir, and how they affect the hydrocarbon accumulation in those fields. Well correlations show that the inferior turbidites have a regional lateral continuity. Basic petrophysics analysis, calculated here, shows that the three fields present porosity values that range from 15 to 20%, shale volume range from 26 to 30% and formation water saturation range from 23 to 45%, based on formation water resistivity dada from Albacora Field. Petrophysics maps feature a trend in Albacora Field that increase the porosity values to SE, and in Cherne and Namorado Field the trend increase towards N. Seismic horizons where interpreted between the first appearance of the Namorado Sandstone and the top of Quissamã Formation. This interval presents normal listric faulting, in Cherne and Namorado Field with NW-SE and NE-SW direction, and sedimentation trend to NW-SE, in Albacora Field the faulting presents a NNE-SSW and N-S direction, with a sedimentation trend to NE-SW. Seismic attribute maps present amplitude anomalies close to the producing wells, and on Namorado Field, it indicates a potential hydrocarbon accumulation in the NE region. For each field is indicated laboratory tests for a better characterization of the petrophysical properties, since that they don't form the same reservoir level, therefore, not influencing the water saturation calculation.

Key-words: Petrophysics Analysis, Seismic Attribute Maps, Seismic interpretation, Namorado Sandstone.

1. INTRODUÇÃO

Devido à importância dos níveis estratigráficos do Albiano-Cenomanianos na Bacia de Campos com relação à produção brasileira de hidrocarbonetos, o presente trabalho foca suas análises nos campos de Cherne, Albacora e Namorado, produtores destes níveis desde a sua descoberta na década de 1970. Em 1989 o Campo de Namorado foi considerado o campo com maior quantidade de óleo recuperável na Bacia de Campos (Guardado *et al*, 1989). O Campo de Albacora foi descoberto em 1988, contendo reservas de hidrocarboneto maiores que Namorado, constituindo um grande produtor de petróleo no Brasil de idade Albiana-Cenomaniana.

O arenito da Formação Namorado embora não seja o único, é o principal nível produtor dos campos estudados neste trabalho, apresentam porosidades de até 21%.

O estudo comparativo do impacto de aspectos estruturais e mudanças nas características petrofísicas das rochas desta unidade constituem o principal objetivo do presente trabalho. O enfoque estrutural se dá pela intenção de determinar se as características físicas dos reservatórios (porosidade, índice de argilosidade, saturação de fluidos, etc.) em cada campo, são de alguma maneira afetada pela geologia estrutural da área.

A seleção do Campo de Albacora, embora distante mais de 60 km do Campo de Namorado, é justificada por dois fatores. O primeiro está relacionado ao fato de ser um dos primeiros campos gigantes produtores no Brasil. O segundo é que na falta de dados petrofísicos de campo, nesta ordem de idéias, o Campo de Albacora possui um estudo de comportamento visco elástico do Arenito Namorado e suas relações com atributos faciológicos realizado por Vasquez (2000), no qual é caracterizada a água de formação dos arenitos de Namorado (Rw) em 100000 ppm NaCl @ 25°C, parâmetro fundamental na análise petrofísicas do reservatório. O Campo de Namorado possui uma série de trabalhos prévios realizados, como por exemplo, Lima (2000), Souza (2005), Blaquez (2006) e Rosa (2011), sendo que parte dos dados utilizados no presente trabalho referem-se àqueles utilizados por Rosa (2011).

O interesse em realizar maior detalhamento das propriedades dos reservatórios turbidíticos está diretamente relacionado à necessidade de se compreender a relação entre os três campos na Bacia de Campos e, a partir desses resultados, avaliar em termos de evolução tectônica as características de possíveis reservatórios carbonáticos nessa região. A bacia de Campos é a principal produtora de petróleo e gás natural do Brasil. Responsável por 80% da produção nacional (BDEP-ANP, 2011), a mesma possui reservas de aproximadamente 9.7 bilhões de barris distribuídos nos 39 campos descobertos até agora. A principal produção da região é associada com os arenitos turbidíticos de idade Albiana-Cenomaniana presentes na Formação Namorado do Grupo Macaé.

O campo de Namorado atualmente não é mais um significativo produtor de petróleo, porém, estudos que relacionem qualidade de reservatório com a evolução estrutural da área podem revelar novas áreas com potencial para acumulação de hidrocarbonetos. A comprovação ou não dessa relação pode se estender a outros campos e níveis estratigráficos, de modo a auxiliar na definição regional do comportamento do sistema petrolífero.

Através da análise petrofísica, sísmica e correlação estratigráfica, são interpretados os níveis reservatórios de cada campo e seu comportamento físico regional. A petrofísica é essencial na caracterização física dos níveis reservatórios em termos de porosidade, densidade, volume de argila e presença de fluido entre outros, e sua integração com os dados sísmicos e de poço. A calibração entre rocha-poço e poço-sísmica possibilita a interpretação dos horizontes estratigráficos e avaliação do fraturamento dos campos.

2. ÁREA DE ESTUDO

A Bacia de Campos localiza-se na margem continental Brasileira, região sudeste do país, cobrindo cerca de 100.000 Km². É delimitada pelo Alto de Vitória a norte e pelo Alto de Cabo Frio a sul. Os campos estudados fazem parte desta bacia e localizam-se próximo ao estado do Rio de Janeiro (Figura 1). O campo de Albacora localiza-se a cerca de 110 km a leste do cabo de São Tomé, com lâmina d'água variando entre 250m a 2000m. O campo de Namorado localiza-se a aproximadamente a 80 km a leste da costa com lâmina d'água variando entre 150 e 250m. Adjacente na direção oeste ao campo de Namorado, localiza-se o Campo de Cherne a cerca de 70 km da linha de costa, com lâmina d'água Inferior a 150m.

Os Campos de Cherne e Namorado são vizinhos e se encontram a menos de 10 km de distância um do outro. O Campo de Albacora localiza-se próximo da divisa da Bacia de Campos com a Bacia do Espírito Santo, e está a 66 km do Campo de Cherne e 57 km do Campo de Namorado. A distribuição dos campos pela Bacia de Campos pode ser observada na Figura 1.

3. OBJETIVOS

3.1. Objetivo Geral

O objetivo geral do presente trabalho é a caracterização tectônica e estrutural dos campos de Cherne, Albacora e Namorado, com o intuito de investigar a relação entre a evolução geológica do reservatório e as propriedades físicas da rocha, que favoreceram a acumulação de hidrocarbonetos nestes campos.



Figura 1- Mapa de localização da Bacia de Campos em contexto nacional e dos campos dentro da Bacia. Em destaque, as setas na cor verde indicam os campos estudados. Modificado de Bruhn (2003).

3.2. Objetivos Específicos

Entre os objetivos específicos está a elaboração de um modelo estrutural dos Campos de Cherne, Albacora e Namorado, baseado na interpretação sísmica 2D e 3D dos níveis reservatórios que estão contidos no intervalo Albiano-Cenomaniano.

O presente trabalho está fortemente apoiado na caracterização petrofísica do Arenito Namorado, e tem como objetivo definir as principais propriedades do reservatório, como porosidade, saturação de fluido, índice de argilosidade. Essa caracterização serve para comparar os parâmetros entre os três campos para a correlação estratigráfica, feita através da correlação de poços nos níveis reservatório. O reservatório utilizado para a análise é aquele mais contínuo nos três campos, pois permitirá realizar uma analogia na área de estudo.

A calibração rocha-poço e poço-sísmica, e a interpretação sísmica permitirão delimitar os níveis reservatórios e compreender sua distribuição espacial. O mapa de atributos, que é gerado a partir dos horizontes interpretados na sísmica, mostra a continuidade lateral do reservatório. Estes produtos possibilitam a análise tectônica e estrutural, determinando como a porosidade existente nos reservatórios se relaciona com a história geológica, ou seja, se é relacionada apenas com a sedimentação, ou se é afetada pelo tectonismo local.

4. JUSTIFICATIVA

Os campos de Cherne, Albacora e Namorado representaram o inicio da exploração de petróleo do Brasil, sendo considerados atualmente como campos maduros na Bacia de Campos.

O estudo de campos maduros deve incluir análises integradas de bacias, com o intuito de melhor caracterizar e justificar a produção já obtida, assim como compreender sistemas de recuperações secundarias de hidrocarboneto, neste tipo de área.

O presente projeto caracteriza a evolução tectônica e estrutural dos três campos, antes mencionados, numa visão integrada e regional, incluindo na análise o estudo das características petrofísicas do reservatório principal no nível do Arenito Namorado (Albiano-Cenomaniano).

No cenário econômico brasileiro atual, vinculado com a indústria do petróleo, é necessário acrescentar reservas nas áreas tradicionais como é o caso destes três campos, que possam auxiliar economicamente na evolução das áreas de fronteira exploratória vinculada a exploração do pré-sal, entre outros.

Com relação à parte técnica, um estudo como este, que inclui análise petrofísica do reservatório principal e as mudanças laterais destes reservatórios com relação à evolução tectônica dos mesmos, pode contribuir no melhor entendimento da distribuição de áreas capazes de armazenar hidrocarboneto. Podendo criar casos de reexploração ou contribuir no desenho de metodologias para análise de campos maduros.

A escolha dos campos foi feita com o objetivo de gerar resultados em escalas regionais, escala de bacia, o que permitirá correlacionar às propriedades reservatórios dos três campos. No Campo de Albacora, em especial, existem dados de resistividade da agua de formação (Rw) criados de forma experimental, e que servirão para o cálculo das propriedades de reservatório como é a saturação de fluido (Sw); este dado é fundamental na comparação da analise do reservatório com os estudos prévios no campo de Namorado. Por sua vez, o Campo de Cherne não possui trabalhos publicados com integração de dados sísmicos e geológicos orientados a caracterização do reservatório.

5. GEOLOGIA REGIONAL

5.1. Evolução Geológica da Bacia de Campos

A Bacia de Campos representa uma típica bacia de margem passiva. A tectônica e sedimentação envolvida nessa bacia estão ligadas à quebra do supercontinente Gondwana durante o Neocomiano, resultando na separação da América do Sul e da África. Encontra-se delimitada por altos estruturais do embasamento, o Alto de Vitória, na divisa com a Bacia do Espírito Santo e com o Alto de Cabo Frio, na divisa com a Bacia de Santos. A linha de charneira desenhada pela Falha de Campos (Fig. 2), orientada paralelamente a margem da bacia, a separa em porção leste mais espessa e oeste mais rasa, onde foram depositados sedimentos do Neógeno diretamente sobre o embasamento (Guardado *et al.* 1989).



Figura 2- Mapa da Bacia de Campos mostrando a Falha de Campos, feição regional da Bacia. Guardado *et al.*,(1989).

Segundo Guardado *et al.* (1989), na bacia são observados dois estilos estruturais distintos. Um que afeta rochas do eo-Cretáceo, como a megasequência rifte e derrames vulcânicos. Outro estilo de falhas é gerado pela instabilidade salina durante o Albiano com a formação de diápiros de sal e pelo basculamento da bacia para leste. A Figura 3 mostra uma seção esquemática, perpendicular a linha de costa, modificada de Bruhn & Walker, (1995), onde nota-se claramente a influência de dois estilos de falhas.

A sedimentação da Bacia de Campos pode ser dividida em três megasequências: rifte ou não marinha, transicional e drifte. A sedimentação das megasequência transicional e drifte foram controladas por três fatores: subsidência tectônica, mudanças mundiais do nível eustático e paleoclima. Durante o Cretáceo Superior houve um gradativo aumento da profundidade de água, devido tanto a subsidência quanto ao aumento do nível do mar, e durante o Neógeno houve uma gradativa diminuição da profundidade da água, já que as taxas de sedimentação superaram a taxa de subsidência.



Figura 3- Seção esquemática da Bacia de Campos, mostrando todas as fases da evolução da bacia. Nota-se a influência da camada de sal na geologia estrutural das camadas superiores a ela. Modificado de: Bruhn, 1995.

A geometria do embasamento controlou a sedimentação durante as fases iniciais do rifteamento dos continentes. Segundo Bruhn & Walker (1995), a formação de cânions e a deposição

de turbidítos está fortemente influenciada pela tectônica. Como pode ser observado na Figura 3, do Albiano em diante o falhamento lístrico é comum na Bacia de Campos

5.2. Estratigrafia da Bacia de Campos

A supersequência rifte (porção azul da Figura 3) teve início com derrames ígneos datados como Halteriviano. É formada basicamente por basaltos e diabásios, podendo ser encontrados localmente arenitos, siltitos e conglomerados que foram depositados entre derrames sucessivos, sendo assim denominados *intertrapes* (Winter *et al.* 2007). Sobrepondo essas rochas ígneas, estão depositados arenitos, siltitos, folhehos e conglomerados depositados pelas Formações Itabapoana (proximal) e Atafona (distal) como mostrado na Figura 4. Sobre a Formação Atafona durante o Aptiano Inferior, foram depositados folhelhos e carbonatos lacustres formados principalmente por moluscos bivalves, estas são denominadas barras de coquinas e representam a Formação Coqueiros e encerrando a sedimentação da bacia em ambiente lacustre e também a fase rifte.



Figura 4- Fragmento da carta estratigráfica da Bacia de Campos correspondente a supersequência rifte e transicional. CB- Cabiúnas, ITA- Itabapoana, ATA- Atafona, CQ- Coqueiros, GGu- Gargau, MCB – Macabu, RT- Retiro. . Modificado de Winter *et al.* (2007).

Discordante a essa sequência, foram depositados sedimentos em ambiente restrito-lagunar, sendo na porção proximal conglomerados e arenitos –Fm Itabapoana – e na porção mais distal sedimentos carbonáticos, margas e arenitos, dando início a fase transicional . A carta estratigráfica da Figura 4 mostra a disposição espacial dessas formações.

Discordante da sequencia anterior, ainda em ambiente restrito-lagunas, são depositados evaporitos da Formação Retiro, marcando o Aptiano Superior e encerrando a fase transicional como pode ser observado na Figura 4. A sedimentação do período Barremiano ate o Aptiano Superior é denominado Grupo Lagoa Feia.

Dando início a megasequência drifte durante o Albiano Inferior, ocorreu sedimentação em plataforma rasa. A base do Grupo Macaé é formada em sua porção basal proximal por complexas associações de leques aluviais, leques deltaicos, fandeltas (Formação Goitacás), além de bancos e lagunas calco-pelíticos (Formação Quissamã). Dentro da Formação Quissamã existe um pacote bem desenvolvido de dolomitos que pode ser observado na Figura 5 denominado Membro Búzios.

Sobre a Formação Quissamã, já em ambiente marinho profundo, foram depositados na porção proximal a Formação Goitacás, formada por arenitos e conglomerados e na porção distal a Formação Outeiro, formada por intercalações de margas, folhelhos e calcilutitos com biota plantônica. Intercalados à Formação Outeiro, ocorrem os arenitos turbiditicos, formados por fluxos de turbidez que se depositam em paleobaixo gerados pela tectônica salina Albiana (Winter *et al.* 2007). Sobre a Formação Outeiro, durante o Cenomaniano, foram depositadas rochas pelíticas, representadas por margas bioturbadas, chamados de Formação Imbetiba. Intercalados a estes sedimentos foram depositados os arenitos turbiditicos da Formação Namorado.



Figura 5- Fragmento da Carta Estrátigráfica da Bacia de Campos correspondente ao Grupo Macaé, foco do estudo do atual trabalho. Nota-se a Formação Namorado em Forma de corpos areníticos entre sedimentos da Formação Outeiro e Imbetiba. QM – Quissamã; QM/BZ – Buzios; GT – Goitacás; OUT – Outeiro; IMB – Imbetiba – NAM – Namorado. Modificado de Winter *et al.* (2007).

De maneira discordante foi depositado o Grupo Campos, que representa o preenchimento da bacia durante a fase final de subsidência térmica. A Formação Emborê representa a porção proximal e é composta por sedimentos areno-conglomerático-carbonático, que gradam para folhelhos,

passando a ser denominada de Formação Ubatuba. A Formação Ubatuba possui milhares de metros de intercalações de folhelhos e margas, com arenitos turbidíticos denominados Membro Caparebus (Milani *et al.* 2000).

Devido ao progressivo basculamento da bacia para leste, houve uma intensa deformação adiastrófica (Figura 3) em função do sal. A superposição da deformação adiastrófica sobre as fases iniciais do rifteamento dos continentes gera dois estilos estruturais. Próximo a costa tem-se um sistema francamente distensivo (Demercian *et al.*, 1993).

A disposição das fácies citadas pode ser observada na carta estratigráfica na Figura 6, mostrando também o empilhamento das camadas, seus ambientes deposicionais e idade.

5.3. Contexto Geológico dos Campos de Albacora, Namorado e Cherne 5.3.1. CAMPO DE ALBACORA

O campo de Albacora foi descoberto em 1984 na Bacia de Campos. Segundo dados do Bdep-ANP, hoje já não é mais um grande produtor, mas assume cerca de 5% da produção de petróleo da Bacia de Campos com uma produção média de 2000 barris de óleo/dia por poço, representando 4% da produção nacional. Sua produção de gás natural assume valores em torno de 32 m³ por dia, divididos em 37 poços, somando uma produção de 1960 barris de óleo/dia.

No campo de Albacora, segundo Candido, (1990), o Arenito Namorado forma um domo ligeiramente alongado na direção NE-SW, possuindo uma anticlinal para leste e uma estrutura dômica para oeste. O reservatório apresenta uma intensa cimentação calcífera. Na porção sudeste, este campo apresenta óleo com intervalos de 28 a 30° API. Candido, (1990), menciona que no poço 1RJS 305 RJ, é encontrado um intervalo de 30m de arenitos Albianos da formação Namorado.

Segundo Candido, (1992) as rochas reservatório no Campo de Albacora são arenitos turbidíticos que datam desde o Albiano até o Mioceno. O Campo de Albacora é composto por diversas acumulações empilhadas verticalmente, cobrindo uma área de aproximadamente 235km² e estimava-se um volume de óleo *in place* da ordem de 4.5bi barris (Candido & Cora, 1992).

Como já foi discutido anteriormente, o campo apresenta dois sistemas de falhas distintos, um que atinge apenas rochas do Cretáceo, e outro que atinge rochas do Cretáceo e do Neógeno (Candido & Cora, 1992). Acredita-se que essas falhas serviram de vias para a migração do óleo. A paleogeografia de calhas hospeda os arenitos turbidíticos do Neógeno.





No nível reservatório ocorrem falhas normais de direção NS, que podem possuir rejeitos de até 300m. É possível observar uma estrutura dômica próxima do poço 329A (Figura7), resultando em duas acumulações de óleo independes uma da outra, mas que possuem o mesmo contato óleo água.

Candido & Cora (1992) descrevem que os reservatórios Albianos se localizam a sudoeste do campo. Eles estão associados a subida no nível do mar e fluxos gravitacionais. Porções mais a leste são dominadas por depósitos de lobo que costumam possuir grande continuidade lateral. A noroeste os corpos arenosos se tornam alongados e possuem direção noroeste-sudeste, possuindo características de depósitos de canal, com intensa cimentação calcífera, Candido *et al.*, (1990).

Arianti *et al.*,(1995) menciona que os arenitos turbidíticos Albianos da Formação Namorado tratam-se de lobos confinados por calhas, e que representam o melhor reservatório dentro dos reservatórios turbidíticos das bacias brasileiras.

A Figura 7 mostra os falhamentos no topo da Formação Namorado, apresentando falhas predominantemente na direção NNE-SSW. Na Figura 8 podem ser observadas diversas falhas normais, que cortam diversas vezes os lobos dos arenitos turbidíticos da Formação Namorado.



Figura 7- Falhamento presente no topo da Formação Namorado no Campo de Albacora. Fonte: Candido& Cora, 1992.



Figura 8- Seção estrutural do arenito da Formação Namorado no Campo de Albacora. Fonte: Candido, 1990.

5.3.2. CAMPO DE NAMORADO

O Campo de Namorado descoberto no ano de 1975, representando o início da exploração de petróleo de sucesso na Bacia de Campos e no Brasil. No ano de 1989 foi considerado o maior produtor de óleo do Brasil. Encontra-se na porção central norte do *trend* de acumulações da Bacia de Campos, e foram estimados 669 milhões barris de óleo *in place*. Apesar de ser um campo maduro, ainda há produção de petróleo nesse campos, segundo dados do BDEP-ANO de Ago-2012, cada poço tem uma produção de em média 770 barris/dia e 27 m3 de gás natural/dia, somando uma produção de cerca de 14000 barris/dia dividido em 19 poços.

Seus arenitos consistem em túrbidos depositados durante o Cenomaniano que se encontram intercalados com margas e folhelhos. Segundo Meneses & Adams, (1990), os arenitos turbidíticos Albianos encontram-se a uma profundidade que varia entre 2900 a 3400m no campo, Possuem geometria lenticular e tabular, apresentando como limite Inferior os carbonatos. Sua espessura média é de 60m, mas podem variar desde 5 até 130m. Localmente os arenitos do Grupo Macaé podem encontrar-se sem porosidade devido a cimentação carbonática. Corpos delgados e alongados de arenitos se encontram interligados e sua elongação possui direção noroeste-sudeste (Guardado *et al.,* 1989).

A nível de reservatório, o campo encontra-se falhado e dividido em quatro blocos por falhas normais (Figura 9), sendo o bloco central o mais importante e o portador do óleo (Guardado *et al*, 1989). Como pode ser observado na Figura 10, os reservatórios Cenomanianos delimitados em vermelho, encontram-se separados por falhas normais, Verifica-se na figura a presença de estruturas

tipo *horst*, e tipo *gráben*. A intensa halocinese no Cretáceo Superior provocou uma inversão de relevo, fazendo com que o reservatório que ocupava um baixo relativo, passe a ocupar um alto de forma dômica e parcialmente falhado (Bacoccoli *et al*, 1985).

As acumulações de óleo são controladas a norte pelas próprias fácies turbiditicas e por falhas normais a noroeste, sudoeste e sudeste. Intercalados aos turbiditos encontram-se margas e folhelhos que funcionam como rocha selo nesse sistema.



Figura 9- Arcabouço estrutural exibindo os limites estruturais e estratigráficos do Campo de Namorado. Fonte: Guardado *et al*, 1989.



Figura 10- Seção sísmica do Campo de Namorado Ilustrado as descontinuidades dos reservatórios produtores e a morfologia irregular do topo (Guardado *et al*, 1989).

O campo de Cherne foi descoberto na década de 1970, na mesma época da descoberta do Campo de Namorado. Atualmente ainda produz, sendo sua produção por poço em torno de 676 barris/dia e 4,5 m³ de gás natural/dia. Sua produção ocorre em 20 poços, totalizando uma produção diária de 13520 barris de óleo/dia.

A Figura 11 apresenta uma seção estratigráfica esquemática definida por Guardado *et al.* (1989). Essa seção mostra a atual disposição litógica, mostrando falhas listricas normais.



Figura 11- Seção Geológica pelos campos de Namorado e Cherne mostrando reservatórios controlados por falhas. (Guardado *et al.* 1989)

No Campo de Cherne é possível observar um sistema complexo de falhas, que seguem um padrão estrutural similar com o Campo de Namorado, porém possuem rejeitos maiores. Estruturas como *rollovers* são observadas com clareza nas seções *dip* do bloco sísmico 3D, ocorrendo em diferentes escalas, sendo que a maior influencia é sobre os arenitos reservatórios.

Estratigraficamente o Grupo Macaé encontra-se a pelo menos 2800m de profundidade, ocorrendo uma intercalação entre margas, folhelhos, siltitos e os arenitos da Formação Namorado,

configurando diversos níveis reservatórios não distando mais de 35m um do outro. A Figura 12 mostra um fragmento do perfil composto cedido pela ANP e nele é possível observar essas mudanças.



Figura 12- Fragmento do perfil composto do poço 1RJS 50 RJ cedido no banco de dados da ANP mostrando a porção correspondente ao Grupo Macaé. As zonas produtoras de óleo estão indicadas a esquerda com uma reta e a letra c.

5.4. Sistema Petrolífero

Para a ocorrência de um sistema petrolífero, é necessária a presença de três elementos principais: rocha geradora, rocha reservatório, rocha selante. Além desses elementos, é necessário uma sincronia de eventos, de forma que os hidrocarbonetos sejam gerados, migrados e acumulados.

5.4.1. ROCHA GERADORA DA BACIA DE CAMPOS

A rocha geradora encontra-se presente no Grupo Lagoa Feia. Segundo Dias *et al.* (1988) o Grupo Macaé, é dividido em quatro sequências deposicionais. A sequência das coquinas, composta pela Formação Coqueiros é além da principal rocha geradora, principal rocha reservatório em outros campos da Bacia de Campos. Essa sequencia foi depositada na idade Jiquiá tardio e é separada da sua sequencia superior por uma inconformidade denominada "pré-Alagoas" (Dias *et al.* 1988).

Nessa formação há uma expressiva deposição de calcários, calcilutíticos, calcarenitos oólicos, peloidais ou bioclásticos, calciruditos e localmente gastrópodos contendo ou não matriz calcarenitica. Encontram-se *in situ* bivalves de classe *pelecypoda* bioacumuladas, que são contemporâneas a altos deposicionais (Dias *et al.*, 1988).

As coquinas são localmente compostas puramente por calcita, são normalmente cimentadas por calcitas, *chert* e dolomita. Quando reservatório, essa formação tem como principais armazenadoras as rochas de alta energia como calciruditos sem matriz e calcarenitos (Dias *et al.*, 1988).

Em baixos sindeposicionais são encontrados margas e folhelhos ricos em matéria orgânica, sendo estes os principais geradores de hidrocarbonetos na Bacia de Campos.

5.4.2. ROCHA RESERVATÓRIO

Em toda a Bacia de Campos existe mais de uma rocha reservatório. Sendo elas, desde a mais antiga até a mais nova, as coquinas eo-aptianas da Formação Coqueiros pertencentes ao Grupo Lagoa Feias, os calcarenitos oolíticos eo-Albianos da Formação Quissamã pertencentes ao Grupo Macaé, os arenitos turbidíticos Albianos da Formação Namorado, e os arenitos turbidíticos Oligocenicos da Formação Carapebus.

Em detalhe, será apenas discutido o Arenito Namorado, reservatório principal da Bacia de Campos e objeto desses estudo. Segundo Arienti *el al.* (1995), a deposição dos arenitos está relacionada a rebaixamentos do nível do mar. No Albiano, o sistema deposicional marinho já havia se consolidado, e ocorria uma progressiva transgressão

Segundo Winter *et al.* (2007), a Formação Namorado foi depositada na sequência denominada K70, que abrange também a Formação Goitacás proximal e Outeiro distal. Em águas profundas há um considerável enriquecimento em margas e folhelhos. Os arenitos da Formação Namorado seriam formados por fluxos de turbidez e encaixados em baixos estruturais, que foram gerados pela tectônica salina.

A disposição espacial do Arenito Namorado foi proposta por Arienti *et al.*(1995) como apresentado na Figura 13. Observa-se uma maior concentração do reservatório nas porções mais à Norte e proximais. Segundo Walker (1989), existe fatores que controlam a deposição de turbiditos, podem ser listadas em:

- tipo de crosta;

- tamanho de grão e taxa de aporte de sedimento;

- aspectos tectônicos (tipo de margem, tectônica da área fonte);

- flutuações relativas do nível do mar.

Por sua vez, Mutti (1985), classifica os depósitos turbidíticos em três tipos:

- tipo I: Nível do mar baixo, depositado em corpos alongados;

- tipo II: Nível do mar baixo ou ascendente, depósito em canais e lobos conectados;

- tipo III: Nível do mar ascendente, depósito em pequenos canais preenchidos por areia fina a média.

Todos os corpos se tornam delgados a medida que se distanciam da área fonte e possui sua distribuição restrita próxima aos sistemas alimentadores.



Figura 13 - Mapa com da Bacia de Campos com a disposição espacial do arenito namorado mostrado na forma hachurada. Fonte: Arienti *et al.*, 1995.

6. ASPECTOS ECONÔMICOS DA BACIA DE CAMPOS

Segundo dados de relatórios de produção do Bdep-ANP de 2011, a Bacia de Campos é responsável por 84,5% da produção nacional de petróleo e 40,7% da produção nacional de gás Natural, a Figura 14 ilustra essa estatística.

O Campo de Namorado foi um dos precursores na produção de petróleo da Bacia de Campos quando foi descoberto em 1975, sendo que em 1989 era considerado o maior campo produtor de petróleo do Brasil. Atualmente já sua produção é bastante modesta, produzindo petróleo e gás. O campo de Cherne, vizinho do Campo de Namorado também foi descoberto na década de 1970. Atualmente ainda é produtor de óleo e gás.



Figura 14- Produção de petróleo e de gás natura no Brasil. Nota-se a importância da Bacia de Campos tanto na produção de gás quanto na produção de petróleo. Fonte: Bdep – ANP (2011).

O Campo de Albacora foi descoberto em 1984. Ainda nos dias de hoje trata-se de um produtor importante, sendo responsável por 3.4% da produção nacional de petróleo e 4.7% da produção da Bacia de Campos como pode ser observado nos gráficos da Figura 15. Como produtor de gás, só tem importância dentro da Bacia de Campos, com uma produção referente a 5,2%.



Figura 15- A esquerda os gráficos representam a produção de petróleo na Bacia de Campos. A direta os gráficos representam a produção nacional de petróleo. Nota-se a presença do Campo de Albacora em tanto em âmbito regional quanto em nacional. Fonte: Bdep – ANP (2011).

7. CONSIDERAÇÕES TEÓRICAS

7.1. Caracterização Petrofísica Básica

A análise do reservatório é realizada a partir da interpretação petrofísica dos perfis de poços. Cada perfil de poço apresenta princípios de medição diferentes, logo representam diferentes propriedades da rocha, que interpretados de maneira conjunta delimitam os reservatórios. A seguir uma breve descrição baseada em Asquith & Krygowski, (2004) dos perfis utilizados desse trabalho: a. **Registro de Raio Gama** – GR: Perfil de mede a radioatividade natural das rochas. Pode ser usado para identificar tipos de rocha ou para correlacionar zonas reservatório. Arenitos com baixo teor de argila e carbonatos possuem baixa concentração de material radioativo, logo, seus valores de raio gama são baixos. Sendo assim, quanto maior o teor de argila da rocha, mais altos valores de raio gama serão encontrados. Arenitos limpos podem gerar altos valores de raio gama se em sua composição existir potássio, glauconita, micas, etc.

b. **Registro Sônico** – DT: Esse perfil mede o tempo de transito de uma onde que viaja pela rocha através do poço. A unidade de medição é o microsegundos por pé – μ s/ft. Trata-se de um perfil de velocidade do qual pode ser calculada a porosidade (SPHI). Na presença de hidrocarbonetos o tempo de trânsito é maior.

c. **Registro de Densidade** – RHOB: Perfil medido em gramas por centímetro cúbico – g/cm³. É medida a densidade de toda a formação (sólidos e fluidos). Pode ser pensando como a densidade de rochas específicas, como carbonatos, arenitos e dolomitos. Esse perfil auxilia na determinação de evaporitos, zonas portadoras de gás e determinação da densidade de hidrocarbonetos. A partir desse perfil pode ser calculada a porosidade (PHID). A tabela 1 mostra os valores de densidade padrão para as rochas e dos fluidos mais comuns na área.

d. **Registro de Resistividade** – ILD: São utilizados para determinar o conteúdo do fluido dentro de reservatório e indica zonas permeáveis. Quanto maior a quantidade de água nos poros da rocha, menor será a resistividade, sendo que águas salgadas possuem menores resistividades. Hidrocarbonetos aumentam consideravelmente a resistividade da rocha.

e. **Registro de Porosidade Neutrão** – NPHI: Perfil mede o teor de hidrogênio contido das formações, dessa maneira reflete a porosidade da formação. A leitura é feita por percentuais de porosidade. Normalmente é utilizado na quantificação da porosidade e na identificação qualitativa entre reservatórios preenchidos por óleo. Pode também ser utilizado na identificação de rochas que possuam minerais argilosos.

Material	Densidade g/cm ³
Arenito/Folhelho	2,65
Carbonato (calcarenito)	2,71
Dolomita	2,87
Óleo	0,9
Água Salgada	1,1
Água doce	1,0

Tabela 1- Densidade das rochas e fluidos utilizados nesse trabalho.

8. MATERIAIS E MÉTODOS DE TRABALHO

8.1. Revisão Bibliográfica e Curso de Capacitação

A revisão bibliográfica foi a primeira etapa a ser realizada, se estendendo até estágios finais do trabalho. Essa etapa envolveu a agrupamento de todo material referente as áreas e métodos de estudos presentes neste trabalho, sendo a maioria deles artigos, Boletins de Geociências da Petrobrás e *Memoirs* da AAPG – *American Association of Petroleum Geologists*. Devido ao fato do Campos de Namorado ser um "campo escola", há uma série de teses e dissertações sobre ele, como Lima (2001), Souza (2005), Blaquez (2006) incluindo a Trabalho de Conclusão de Curso de Rosa (2011) o qual foi a base para das análises petrofísicas para o Campo de Namorado.

Durante os meses iniciais do desenvolvimento do presente trabalho, foi atendido um curso de capacitação realizado pelo programa de formação de recursos humanos PRH – 05 e ministrado das instalações do UNESPETRO no campus da Unesp- Rio Claro que forneceu embasamento teórico na área de geologia do petróleo.

8.2. Banco de dados

Os dados utilizados no trabalho foram cedidos pelo BDEP-ANP através da política de disponibilização de dados públicos para a universidade, consiste em dados de 21 poços que estão listados na Tabela 2 juntamente com as informações contidas, entre elas são os registros de raio gama, densidade, neutrão, resistividade e sônico. Eles são dados na forma de perfil composto, pasta de poço e arquivos .las. No Campo de Namorado, apenas sete dos poços obtidos encontram-se dentro do cubo sísmico, dentre esses apenas três são produtores. Desses três, dois deles encontram-se na borda da sísmica. No Campo de Cherne foram obtidos três poços, sendo que apenas dois deles são produtores.

Já os três poços cedidos do Campo de Albacora são produtores, dois deles com informações de *check shot*.

Росо	GR	ILD	DT	RHOB	NPHI	Perfil composto	Pasta de Poço
1RJS 50 RJ	x	×	x	x		×	x
3RJS 59 RJ	x	x	x	x		×	×
1RJS 189 RJ	x	x	x	x		x	x
1RJS 305 RJ	x	x	x	x		x	×
3AB 02 RJS	x	×	x	×		x	x
3RJS 334RJ	x	x	х	x		x	x
7NA 7 RJS	x	x	x	x	x		
3NA 5A RJS	x	x	x	x	x		
7NA 13A RJS	x	x	x	x			
3NA 21B RJS	x	x	x	x	x		
7NA 11A RJS	x	x	x	x	x		
4RJS 234 RJ	x	x	x	x	x		
3NA 2 RJS	x	x	x	x	x		
8NA 22 RJS	×	×		×	×		
3NA 17A RJS	x	x	x	x	x		
3NA 1A RJS	x	x	x	x	x		
1RJS 19 RJ	x	x	x	x	x		
7NA 12 RJS	x	x	x	x	x		
4RJS 42 RJ	x	x	x	x	×		
3NA 4 RJS	x	x	x	x	×		
3NA 3 RJS	x		x	x			

 Tabela 2 dados de poços cedidos pela BDEP-ANP e dados disponíveis de cada poço. Os poços em negrito são produtores.

Foram obtidos dados sísmicos de três campos distintos. O Campo de Namorado e Cherne possuem sísmica 3D com área equivalente a 90 Km² e 53 Km² respectivamente, e do Campo de Albacora foram cedidas 10 linhas sísmicas 2D correspondendo a 392 Km. A Figura 16 mostra a disposição espacial das linhas sísmicas, e as Figuras 17 e 18 mostram a disposição dos poços dentro dos campos de Cherne e Namorado.



Figura 16- Disposição espacial dos blocos sísmicos 3D de Cherne e Namorado, sendo o de cor azul Cherne e o em verde Namorado. Linhas 2D a Nordeste da área de estudo representando o Campo de Albacora.



Figura 17- Localização dos poços cedidos pela BDEP-ANP na área dos cubos sísmicos. Poços em preto foram poços produtores



Figura 18- Localização dos Poços do Campo de Albacora. Todos os poços nesse campos são produtores.

8.3. Análise e Correlação de Poços

A análise dos poços foi feita através da interpretação dos perfis de poço (RG, RHOB, NPHI, ILD) complementando a informação com pasta de poço e dos perfis compostos. Para a correlação, é feita uma análise comparativa, exaltando feições distintivas em cada poço, determinando níveis estratigráficos diferentes que serão correlacionados com outros poços da mesma área, pelo geral em um perfil geológico, para que os níveis sejam correlatos, eles precisam possuir características similares em cada perfil petrofísico, sendo eles o Raio Gama, Resistividade, Densidade e Sônico. Nesse trabalho as correlações mostram-se na forma de seções estruturais que possuem como *datum* o nível do mar, mostrando a disposição atual das camadas. O foco da correlação foi no nível estratigráfico de interesse, o Grupo Macaé, e tem como principal objetivo a determinação dos reservatórios siliciclásticos pertencentes à Formação Namorado.

A Figura 19 mostra como são delimitados os níveis estratigráficos. Para a correlação dos poços não apenas os valores presentes na curva são importante, mas também a morfologia das curvas. Zonas de Raio Gama baixo (<30 API), resistividade alta (>10 ohm_m), RHOB baixo (<2.5 g/cm³) e porosidades altas (>15%) são consideradas como níveis reservatório.

Os cálculos petrofísicos são realizados nas zonas de interesse, nesse caso no Grupo Macaé. O cálculo da porosidade e do volume de argila também auxilia a interpretação e correlação dos reservatórios principais, juntamente com os registros de Raio Gama e Resistividade.



Figura 19- Perfis elétricos provenientes do arquivo las no poço 3RJS 59 RJ, e a curva da porosidade calculada através do perfil de densidade RHOB. A área demarcada em preto representa possíveis zonas reservatório. Nota-se que nelas há um valor alto de ILD (resistividade), baixo de RHOB e alto de porosidade.

8.4. Análise Petrofísica Básica

a. <u>Calculo da porosidade - PHID</u>

O cálculo da porosidade é realizando utilizando o perfil RHOB que mede a densidade da rocha. Para esse cálculo é o conhecimento da litologia e tipo de fluidos. Na litologia, foram considerados apenas três tipos: siliciclasto, carbonato e dolomita. A presença de fluidos é indicada pela medida no perfil de resistividade.

$$\Phi = \frac{\rho_m - \rho_l}{\rho_m - \rho_f}$$

 $\rho_{\rm m}$ = densidade da matriz

 $\rho_{\rm l}$ = densidade lida do registro

 $\rho_{\rm f}$ = densidade do fluido

A Figura 19 mostra a curva gerada a partir desses cálculos no poço 3RJS 59 RJ, e como ele caracteriza os reservatórios.

b. <u>Saturação da Água de Formação – Sw</u>

Como mencionado anteriormente, o trabalho de Vasquez (2000) caracterizou a composição química da água da formação do Arenito Namorado no Campo de Albacora em 100.000 ppmNaCl@25°C. No trabalho de Rosa (2011) e outros autores que trabalharam no Campo de Namorado, foi assumido este valor para a resistividade média da água de formação (Rw) o qual ajustado com os poços e o Pickett Plot calculado para o Campo de Namorado é definido no valor de 0,0605 Ohm_m@25°C para o reservatório principal (NA-01). Esse valor é considerado aproximado pois ele é um dado sintético utilizado em um teste de laboratório no campo de Albacora realizado por Vasquez, (2000), com o intuito apenas de observação do comportamento dessa característica regionalmente, o Rw médio será usado para o Campo de Cherne .

Para a determinação da resistividade da água de formação para cada poço, foi feito o cálculo do gradiente geotérmico de cada bacia. Esse cálculo foi realizado através dos poços 1 RJS 50 RJ e 3AB 2 RJS que possuem o valor da temperatura na base do registo de poço. Determinada a temperatura da formação, é utilizado um ábaco para a conversão, onde é determinado um ponto fixo, e ele é cruzado com a temperatura do nível reservatório, dessa forma determinando o valor de Rw. Esse ábaco pode ser observado na Figura 20, retirada de Contreras & Castro (2012) gerado pela Schlumberger.

Para o cálculo de saturação da água (Sw) proposto por Archie, foi considerado o expoente de saturação (n) igual a 2.

$$Sw = \sqrt{RW/(ILD * \Phi^2)}$$

Sw = saturação da água de formação

Rw = Resistividade da água de formação

ILD = Resistividade lida no perfil

 Φ = Porosidade lida no perfil



Figura 20 - Ábaco - Ábaco retirado do trabalho de Contreras e Castro (2012). Ábaco fonte original Schlumberger (1975).

c. <u>Volume de Argila – Vsh</u>

De maneira geral, rochas derivadas de sedimentos finos siliciclásticos como folhelhos, são as detentoras de maiores radioatividades, logo, são elas que possuem maiores valores no perfil de Raio gama. Dessa maneira, o Volume de Argila estima a quantidade de sedimentos finos presentes na rocha.

Esse índice é calculado a partir da relação entre o valor de GR do nível a ser medido com os mínimos e máximos medidos no perfil e é denominado Vsh. Esse cálculo gera uma porcentagem que representa a quantidade de sedimentos finos siliciclásticos (argilas e folhelhos) existentes na rocha.

Anomalias de radioatividade podem gerar valores errôneos de Raio Gama, logo de valores de Vsh. Essas anomalias podem ser geradas pela presença de minerais radioativos em arenitos, ou como é o caso no marco radioativo CEN150, que segundo Barboza (2005), a anomalia radioativa presente no Grupo Macaé está relacionada a uma superfície de afogamento, composta por argilitos e siltitos.

$$\underline{\text{Vsh}} = \frac{GR_{cl} - GR_{l}}{GR_{cl} - GR_{sh}}$$

 GR_{cl} = *Raio gama* da rocha limpa GR_{l} = *Raio gama* lido no registro de poço GR_{sh} = *Raio gama* da rocha suja

8.5. Calibração e Interpretação Sísmica

8.5.1. CONVERSÃO TEMPO PROFUNDIDADE

O dado sísmico (2D e 3D), base desse trabalho é adquirido em tempo, pois é medido o tempo de viagem da onda entre o emissor e o receptor. A única forma de relacionar idade geológica com horizonte cronoestrátigráfico nos dados sísmicos é através da calibração poço-sísmica. Essa correlação depende de uma série de cálculos, já que a profundidade do dado sísmico é dado em tempo (ms) e as informações de poço são medidas em profundidade (m).

Para fazer a conversão é utilizada a curva tempo-profundidade (DT) do arquivo de poço. O DT é medido em μ s/ft. Logo o primeiro passo é uma conversão de μ s/ft para m/s. Feita essa conversão em cada ponto em o perfil de velocidades apresenta medidas (no caso dos perfis aqui utilizados os intervalos são de 0.2 a 0.2m) logo, com o auxílio do Excel é feito o seguinte calculo da velocidade média, utilizando-se a fórmula: Vm= Δ S/ Δ t, sendo a Vm a velocidade medida no perfil DT e Δ S a distancia de cada intervalo, nesse caso é 0.2m. Este cálculo fornece um tempo equivalente para uma determinada profundidade.

$$\Delta t = \frac{\Delta S}{Vm}$$

8.5.2. INTERPRETAÇÃO SÍSMICA

Na interpretação sísmica, foram selecionados os horizontes principais e de interesse para atingir os objetivos do trabalho. A calibração dos poços vai permitir a determinação do horizonte cronoestratigráfico a ser interpretado. Utilizando o módulo *SeisVision* do programa Geographix da Halliburton foram projetados os dados de poço sobre a linha sísmica e dessa forma os reservatórios são caracterizados no dado sísmico Os horizontes topo do Grupo Macaé, topo do Arenito Namorado e topo da Formação Quissamã foram determinados consultando os perfis compostos sendo calibrados com a sísmica e encontram-se apresentados na Figura 21.

O uso do *software* especializado Geographix, cedido pela Landmark trata-se da principal ferramenta para a interpretação dos dados sísmicos utilizado nesse trabalho. Nele também são gerados mapas de atributos sísmicos, que permitem a visualização de fraturas e a distribuição dos reservatórios. O *software* Surfer da GoldenSoftware é utilizado para a visualização tridimensional dos horizontes interpretados, além da geração de mapas contínuos de atributos sísmicos obtidos a partir dos perfis

geofísicos bidimensionais. Ambos tipos de mapas permitem a visualização de mudanças laterais de fácies da rocha reservatório.



Figura 21- Seção arbitrária do bloco sísmico 3D de Cherne mostrando a calibração dos poços e a geometria dos reservatórios. Em cor rosa encontra-se o topo dos arenitos e em preto o topo dos carbonatos. Em vermelho a falha principal dessa seção, deixando claro a presença de dois blocos. É possível observar a sul SSE o leve adelgaçamento do nível reservatório.

A interpretação sísmica segue um mesmo horizonte cronoestratigráfico, podendo ele representar um mínimo, máximo ou o zero de amplitude. A Figura 22 mostra a mesma linha sísmica 3D do Campo de Cherne, em uma delas são mostrados os *wavelets* que ilustram os mínimos e máximos da sísmica, e na segunda com uma escala de cor. Os horizontes interpretados são o topo do nível reservatório Namorado e o topo da Formação Quissamã, realizando uma correlação geral entre turbiditos dos três campos, garantindo uma interpretação regional. A Figura 23 mostra o mapa de contorno estrutural dos Campos de Cherne e Namorado. Esses horizontes foram interpretados no *SeisVision* e os mapas foram gerados no Surfer.



Figura 22- Seção sísmica 3D do Campo de Cherne. A seção a esquerda mostra a seção com *wavelets*, onde os máximos estão representados em preto. A seção a direita apresenta uma escala de cor. Essa seção também mostra a presença de uma estrutura de *rollover* representada pela linha vermelha.

8.6. Mapas de atributos sísmicos

Para caracterizar os níveis turbidíticos, serão utilizados mapas de atributos sísmicos integrados com análise de registro de poços. Para a integração de dados sísmicos e de poço são elaborados *crossplots*, onde os parâmetros porosidade e volume de areia serão relacionados com a amplitude do dado sísmico. Esses gráficos servirão de guia para a interpretação dos mapas de atributos sísmicos.

Segundo Blaquez *et al.*, (2006), os melhores resultados para a análise de turbiditos no Campo de Namorado são os mapas de velocidade RMS e *Average Trough Amplitude*. Estes serão gerados além de outros como *Average Energy, Average Reflection Strength, Maximun Absolute Amplitude, Total Energy, Total Absolute Amplitude* e *Maximum Peak Amplitude*.

Para que seja feita a interpretação correta desses mapas, são feitos *crossplots*, onde no eixo das ordenadas são colocados os valores de propriedades de rocha obtidos pelos atributos e nas abcissas são colocados valores encontrados nos perfis geofísicos como pode ser observado na Figura 24. Dessa maneira, com a partir da interpretação de mapas e gráficos, é possível observar tendências que determinam que características físicas da rocha estão sendo refletidas no mapa de atributos. Esses gráficos foram feitos cruzando os valores obtidos com os atributos contra velocidade, densidade, porosidade e volume de argila.



Figura 23- Mapas estrutural gerados no *software Geographix*,, no módulo *SeisVision* do topo do Grupo Macaé nos Campos de Cherne (esquerda) e Namorado (direita).

9. **RESULTADOS**

9.1. Correlação dos Poços

Para determinar o grau de correlação estratigráfica entre os poços, foi feita a correlação de um nível regional, de fácil identificação nos perfis geofísicos, apresentado na Figura 25 pela cor verde. Observou-se um desnível estrutural entre os três campos, sendo que no Campo de Cherne o topo do Grupo Macaé se localiza em torno de 2800m a 2950m de profundidade (Figura 26), no Campo de Namorado se encontra entre 2900m a 3150m e no Campo de Albacora, localiza-se a em torno de 3000m e 3050m, interpreta-se que a plataforma carbonática (substrato do reservatório principal) foi afundando para o nordeste junto com o basculamento para o leste da bacia. Outra observação importante da correlação de poços é que o nível reservatório encontra-se normalmente a cerca de 50m abaixo do Topo do Grupo Macaé – Albiano, sendo que essa distância pode variar em alguns metros.

Gráficos cruzados



Figura 24- *Crossplots* retirados do Trabalho de Blaquez *et al.* (2006), mostrando a esquerda porosidade vs amplitude e a direita volume de areia amplitude.

A Figura 25 mostra uma seção estrutural entre os poços de Cherne, mostrando um deslocamento do bloco a sudeste para baixo. As fácies superiores dos turbiditos não apresentam continuidade lateral, essa feição pode estar relacionada a presença de uma falha secundaria paralela a falha principal que forma o rollover da estrutura do reservatório, que talvez durante a sedimentação das camadas estivesse ativa. Nota-se a intercalação dos arenitos com outras rochas da Formação Outeiro, clara nos perfis de densidade e no de volume de argila. A Figura 26 representa uma seção estrutural entre Cherne e Namorado. Essa seção possui três poços em comum com uma seção da Figura 11 de Guardado *et al.* (1989) que se encontra no Capítulo 5 no subseção 5.3.3. Os poços de Namorado apresentados nessa figura foram baseados no trabalho de Rosa (2011). Ambas as seções mostram que os reservatórios de Cherne encontram-se em níveis de profundidade inferiores aos do Campo de Namorado.





Namorado



Figura 26- Seção Estrutural paralela a seção de Guardado mostrada na Figura 3 do Capitulo 5, subseção 5.3.3.





A Figura 27 mostra a correlação dos poços do Campo de Albacora. Nota-se que nesse campo os reservatórios turbiditicos são mais espessos do que nos campos de Cherne e Namorado. Nesses campos os poços não apresentam espessuras maiores que 30m, já no campo de Albacora o nível reservatório chega até a 50m. No campo de Albacora também foi identificando um nível referencial, representado na figura na cor azul clara.

O topo do grupo Macaé foi determinado por um súbito declínio da curva de Raio Gama e uma quebra brusca no registro sônico. Os reservatórios foram delimitados pelo seu baixo valor nos registros de raio gama sendo em torno de 25-35 API, alta resistividade possuindo valores entre 10-20 ohm_m, baixa densidade com valores de 2.2 a 2.25 g/cm³ e alta porosidade variando entre 15 a 22%. O topo da Formação Quissamã é determinado pelos constantes valores mínimos ou próximos do mínimo de raio gama e aumento nos valores de densidade. Nota-se que no Campo de Cherne os carbonatos também apresentam características de rocha reservatório.

Arenitos turbidíticos não são fácies lateralmente homogêneas ou contínuas. o que dificulta a correlação dos poços. Observando a Figura 26, pode-se interpretar que o nível com maior continuidade é o nível mais inferior dos campos, denominado por Rosa (2011) como Na-01. A presença ou não de fraturas será determinada com a interpretação do dado sísmico.

9.2. Cálculos Petrofísicos

A porosidade calculada a partir do registro de densidade (PHID) foi aplicada para todo o intervalo do Grupo Macaé. O resultado pode ser observado na curva de PHID da Figura 27. Para os três níveis reservatório dos três campos, os valores de porosidade se encontram entre 18% 20%. A Tabela 3 contém os valores de porosidade, densidade, perfil sônico, volume de argila e saturação de fluido para todos os poços dos campos estudados.

O volume de argilosidade –Vsh, foi calculado sobre todo o perfil, e o resultado pode ser observado na Figura 27, onde nota-se a semelhança entre as curvas do registro raio gama e volume de argilosidade calculado. Como é observado na Tabela C, os valores de Vsh para o nível reservatório principal varia entre 18 a 30% com exceções, como é o caso dos poços 7NA13 e 7NA11A.

35

Campo de Petróleo	Distância da linha de costa	Ροçο	RHOB	PHID	DT	VSHL	Sw	Lâmina dágua (m)	Espessura
Channe	72 km	1RJS 0050 RJ	2.28	22	88	26	0,16	132	241m
Cherne		3RJS 0059 RJ	2.44	12.5	84.7	34	0,31	149.6	181m
		3NA5A	2.3	21.2	85.35	30.56	0,3	220	185m
		7NA13	2.2	24.3	72.7	0.79		214	138m
		3NA4	2.35	16.2	85	20.63	0,4	183	100m
Namorado	77 km	3NA21	2.15	30	74.88	10.71	0,2	216	277m
		7NA11A	2.45	12.1	79.39	0.79	0,3	204	247m
		NA17A	2.35	18.2	82.18	30.56	1	212.25	285m
		4RJS234	2.3	21	75	30.63	1	187	347m
		IRJS 305 RJ	2.4	16	79.11	31.02	0,43	437	145m
Albacora	105 km	3RJS 0334 RJ	2.6	15	65.74	18.65	0,37	329	139m
		3AB 0002 RJS	2.4	14	75.87	28.47	0,41	271	198m

Tabela 3 - Tabela com os dados petrofísicos e referenciais dos três campos estudados





Os cálculos de Vsh e de PHID não foram realizados para o Campo de Namorado, por já terem sido previamente calculados por Rosa (2011). Uma análise dos poços de Cherne indica que o Campo também possui reservatórios nas porções carbonáticas da Formação Quissamã. Nota-se na Figura 27 que os valores de Vsh diminuem para praticamente zero. Sendo que nas zonas reservatório possuem valores de ILD maiores que 20 ohm/m, densidade em torno de 2.45 g/cm³ e porosidade maior que 20%.



1RJS 50 RJ

Figura 27- Curvas dos perfis geofísicos. RHOB e ILD cedidos no banco de dados e VSH e PHID calculados. Em amarelo, agrupamentos de pequenos reservatórios siliciclásticos. A linha azul demarca o início da Fm Quissamã, onde pode ser observado no Vsh uma redução de valores. Nesse poço esse nível também funciona como reservatório, porém não é foco do trabalho

Os valores de Sw foram calculados apenas para os Campos de Cherne e Albacora, devido a que o Campo de Namorado já possuir análise petrofísica realizada em estudos prévios do LISG-UNESP. Para o Campo de Cherne, no poço 1RJS 50 RJ foi encontrada uma temperatura de 226°F@3218m de profundidade, que calculado gerou um gradiente geotérmico de 0,026°C/m. No Campo de Albacora, segundo o poço 3AB 2 RJS, na base a temperatura é de 210°F a 3357m de profundidade, que calculado indicou um gradiente geotérmico de 0,0014°C/m.

A partir dos cálculos de porosidade, volume de argila e saturação de fluido foi criado mapas de propriedades físicas do reservatório, com o objetivo de avaliar a distribuição da propriedade na área de estudo.

Os mapas petrofísicos foram gerados no software Surfer, representando espacialmente as características físicas da rocha no nível reservatório. Pelo pouco volume de dados foram gerados os mapas dos Campos de Cherne e Namorado num mesmo mapa e um mapa de tendência de porosidade foi criado para o Campo de Albacora.

As propriedades de rocha do Campo de Albacora são representadas na figura 28, os mapas de resistividade (ILD) e porosidade (PHID) apresentaram um aumento de seus valores para a região sudeste do campo em consequência se tem uma diminuição do volume de argila e saturação de agua nesta mesma região.

Na Figura 29 são apresentados os mapas de resistividade (ILD) e saturação de agua (Sw), na Figura 30 estão os mapas de porosidade calculada (PHID), e volume de argila (Vsh), devido à escassez de dados para a escala regional do trabalho, estes mapas indicam apenas a tendência das propriedades apresentando um carácter regional. Entre os campos de Cherne e Namorado observa-se altas resistividades nas franjas amarelas e verde do mapa >15 ohm_m favorecendo as acumulações de hidrocarboneto numa tendência nordeste-sudoeste, um limite lateral do reservatório (franja azul) com tendência NW-SE também é verificado neste mapa. O mesmo efeito anterior é verificado no mapa de saturação de agua (SW) verificando-se na região de baixas resistividades a mesma franja limite de reservatório (na cor laranja-vermelho). Com relação às porosidades a região apresenta boas fácies reservatório ao longo da região estudada (as maiores porosidades são apresentadas pelas cores verde e amarela no mapa, cobrindo boa parte da porção norte), no entanto a mudança lateral do volume de argila (Vsh) está limitando litológicamente o reservatório numa mudança de electrofácies na direção NW-SE.



Figura 28- Mapas petrofísicos gerados a partir dos três poços no Campo de Albacora.



Figura 29- Mapas petrofísicos gerados no software Surfer. Nesse mapa é possível observar as tendências das características físicas espacialmente. Neste caso essas características são resistividade e saturação de fluidos.

Numa análise integrada regional, pode-se interpretar que os principais reservatórios desta região da Bacia de Campos estão dispostos em tendências NW-SE com barreiras laterais de electrofácies argilosas que separam blocos de produção, esta afirmação será ainda abordada na análise da interpretação dos dados sísmicos.



Figura 30 – Mapas petrofísicos mostrando como se comportam as características Volume de Argilosidade e Porosidade Espacialmente.

10.3 . Interpretação Sísmica e Modelo Geológico

A conversão tempo profundidade foi realizada para todos os poços, porém alguns deles possuem *check shot*, sendo estes os poços 1RJS 305 RJ e o 3RJS 334 RJ. Na Tabela 4 é apresentada a relação entre os dados de *check shot* e os resultados do cálculo da conversão tempo-profundidade. Nota-se que no poço 1RJS 305 RJ há uma diferença em torno de 20ms, e no 3RJS 334 RJ de 10ms, o que é considerado um erro menor a escala de exploração. Essa diferença ocorre porque a medição do DT é realizada a partir de um ponto pré-determinado,

logo se estima a velocidade da lamina d'água e das camadas de rochas superficiais. Os pontos de calibração foram determinados por mudanças bruscas no registro DT e estão apresentados na tabela mencionada anteriormente (Tabela 3). O produto da calibração pode ser observado na Figura 21 (Capitulo 7). Para a lâmina d'água foi utilizada a velocidade de 1500 m/s e para os trechos sem registro de DT, e com valores de DT anômalos nos primeiros 200m de registro foi utilizada uma média de velocidade de 1850 m/s, representando trechos de baixa velocidade característicos do Neógeno na Bacia de Campos. A Tabela 5 mostra o produto da conversão nos poços de Cherne e de Albacora.

1RJS 305 RJ						
Check	Shot	Conversão				
Depth	Depth Time		Time			
1000	1188	982	1172			
1200	1362	1120	1289			
2560	2430	2566	2410			
2620	2490	2635	2456			
2800	2578	2838	2571			
2860	2614	2925	2628			
2920	2658	2977	2660			
	3RJS 3	334 RJ				
Check	Shot	Conversão				
Depth	Time	Depth	Time			
912	1047.8	899	1053			
1850	1801.8	1850	1826			
2455	2233	2455	2249			
2485	2253.2	2480	2264			
2600	2337.4	2598	2342			
2855	2485.2	2840	2480			
2935	2542.6	2935	2540			

Tabela 4 - Tabela contendo os checkshots dos poços de Albacora e os produtos das conversões.

O modelo geológico destes campos foi concordante com os encontrados na literatura, dominada por geometria de *rollovers* e produção nos blocos altos e baixos dos mesmos. A interpretação dos horizontes foi feito no intervalo aonde existiam turbidítos, ou seja, da primeira aparição dos turbidítos até o topo da Formação Quissamã. Os mapas estruturais foram dados em tempo, devido ao fato da lâmina d'agua não variar mais do que 15 metros dentro dos três campos. Devido ao fato que as rochas do Grupo Macaé estão sobrepostas as camadas salinas do Aptiano, é observado um movimento de halocinese, caracterizando uma

tectônica de sal que define uma geometria de *rollovers* contínuos com baixos dominantes na porção sul dos campos (Figura 31), sendo que no Campo de Albacora é possível observar *rollovers* tanto ao norte quanto ao sul de um bloco central (Figura 32) com tendência NE_SW observado na figura 33

Na figura 31, para os campos de Cherne e Namorado, nota-se também um basculamento dos blocos para a esquerda. Os poços encontram-se comumente sobre falhas e em altos estruturais, sendo que o poço 3RJS 59 RJ encontra-se sobre uma estrutura de *rollover*.

1RJS	50 RJ	3RJS	59 RJ	3AB 2 RJS		
DEPTH	TIME	DEPTH	TIME	DEPTH	TIME	
610	629	765	864	842	1011	
760	834	960	1030	1028	1170	
888	944	1013	1069	1520	1576	
1110	1110	1760	1627	1840	1810	
1247	1226	1978	1789	2070	1969	
1620	1496	2696	2279	2480	2238	
2646	2200	2767	2318	2632	2337	
2710	2236	2838	2363	2715	2387	
2800	2292	2860	2376	2886	2481	
3031	2425	2967	2440	3055	2581	
3209	2511	3183	2550	3170	2644	

 Tabela 5 - Tabela com o produto das conversões tempo-produndidade dos poços que não possuem

 checkshot.

O primeiro nível interpretado foi o topo do Albiano, representado pela Formação Outeiro do Grupo Macaé, sua interpretação nos Campos de Cherne e Namorado encontra-se na Figura 23 do Capitulo 8. Trata-se de um nível pouco falhado, que possui um marcador forte e contínuo. O topo do arenito que foi determinado a partir da associação poço-sísmica que pode ser observado na Figura 21 também no Capitulo 8, trata-se de um nível com um marcador cuja amplitude varia entre fraca a forte, com menos continuidade devido ao falhamento, seu mapa estrutural pode ser observado na Figura 33 para o Campo de Albacora e na Figura 34 para os Campos de Cherne e Namorado,. Nota-se que a direção das falhas varia entre NW-SE e NE-SW. Regionalmente, a base dos arenitos, coincide com o topo dos carbonatos, que também se trata de um nível bem mais descontínuo, já que plataformas carbonáticas evoluem de forma heterogênea, com a formação de diferente crescimento de bancos carbonáticos, por exemplo. Essa superfície também se encontra bastante falhada nos



Figura 31 - Seção arbitrária mostrando o comportamento do nível reservatório entre o campo de Cherne e Namorado. As Cruzes representam as dobras na linha arbitrária



Figura 32- Seção Sísmica do Campo de Albacora mosntrando geometria das falhas e disposição das camadas.



Figura 33- Mapa Estrutural em tempo do Topo da Formação Namorado no Campo de Albacora.



Figura 34- -Mapa Estrutural em tempo do Topo da Formação Namorado nos campos de Cherne e Namorado.

Campos de Cherne e Albacora, apresentando na porção oeste um *rollover*. A Figura 35 mostra o mapa estrutural do topo da Formação Quissamã no Campo de Albacora.

Segundo o trabalho de Rosa (2011), dentre os diversos reservatórios do arenito namorado presentes no Grupo Macaé, o que apresenta maior continuidade é o denominado NA-01, o mais Inferior dos reservatórios. Sua continuidade até o campo de Cherne pode ser observado tanto na Figura 25 (seção estrutural) quanto na Figura 31 (seção sísmica).

No Campo de Cherne ocorre uma descontinuidade na porção noroeste provavelmente decorrente da erosão por um *paleocanyon* existente na área posteriormente a deposição dos sedimentos da Formação Namorado.

Devido a sua melhor qualidade, na sísmica 3D é possível um maior detalhamento das falhas juntamente com o maior comportamento tridimensional delas. Nas linhas 2D de Albacora o detalhe da interpretação é consideravelmente menor devido a baixa cobertura dos dados sísmicos e da distância entre as linhas sísmicas.



Figura 35- Mapa Estrutural do Topo da Formação Quissamã no Campo de Albacora.

10.3.1 Mapas de atributos sísmicos

Os mapas de atributos sísmicos foram realizados no nível interpretado como Arenito Namorado para todos os campos. Foi aberta uma janela de 25ms (12.5 ms acima do horizonte interpretado e 12.5ms abaixo dele) que abrangeria o nível reservatório dentro desses campos. Linhas 2D não são ideais para a geração de mapas de atributos sísmicos, neste trabalho, no campo de Albacora , eles foram feitos apenas para aspecto de comparação com os outros dois campos.

Acumulações de hidrocarboneto não necessariamente geram anomalias nos mapas de atributos sísmicos. Na realização deste trabalho foram elaborados vários mapas de atributos os quais de acordo com as respostas obtidas foram recalculados com o objetivo de ressaltar a resposta do reservatório principal. O marcador do arenito reservatório interpretado localiza-se num refletor com valores mínimos de amplitude, o qual é bastante espesso e continuo em relação aos outros refletores. Na maioria dos casos, os mapas de atributos respondem a anomalias de amplitude observadas nas linhas sísmicas, no entanto a continuidade lateral do reservatório só é possível ser definida sobre o mapa de atributo. Pela distribuição dos dados sísmicos e falta de dados tridimensionais no Campo de Albacora, os mapas não responderam muito bem aos atributos, provavelmente pela pequena quantidade de dados e a grande distância entre as linhas sísmicas.

Nos reservatórios siliciclásticos dos campos de Cherne e Namorado, os mapas que obtiveram maior resposta foram os de *Average Absolute Amplitude, Maximum Though Amplitude, Maximum Absolute Amplitude* e *Average Energy,* que podem ser observados na Figura 36.

Foram realizados *crossplots* dos valores obtidos nos atributos calculados, e foram cruzados contra valores de densidade (RHOB), porosidade (PHID), velocidade (DT) e volume de argila (Vsh), de forma a se determinar uma correlação entre as características da rocha (informação de perfil) e as características geofísicas dos mapas de atributos. Em outras palavras, a tendência dos dados pode estabelecer a que característica física da rocha um determinado atributo responde. As Figuras 37, 38 e 39 mostram *crossplots* de PHID, DT e VSH cruzados contra dados de amplitude gerados pelo mapa de Amplitude Absoluta Máxima. As tendências foram determinadas levando em consideração que nela deveria haver pontos de ambos os campos.







Figura 36- Mapas de Atributos do topo do nível reservatório, Arenito Namorado.

1.466e+008
1466++008-
1427++008-
1.087++008-
1.347e+008-
1.308+008-
1268++008-
1.223++008-
1.183e+008-
1.143++008-
1.110c+008-
1.070e+008-
1030++008-
3.908c+007-
3.512e=007-
3.1164=007-
8.720++007-
8.324++007-
T.327e=007-
7.53%+007-
7.135++007-
6.7350+007-
5.343(+001-
5 550+007-
5 154++007-
4 758++007-
4.353++007-
3.965++007-
3.563++007-
-100+st11.C
2.777++007-
2,380++007-
1.984++007-
15884-007-
1.192+-007-
7.955+006-
3.993++006-
3.068++004 -
3.068e+004



Figura 37 – Gráfico cruzado de Amplitude x Porosidade



Figura 38 – Gráfico cruzado de Amplitude x velocidade



Figura 39- Gráfico Cruzado de Amplitude x Volume de argila.

Como pode ser observados nos gráficos cruzados, maiores valores de amplitude correspondem a menores valores de porosidade, maiores valores de volume de argila e velocidade,

interpretando-se que o melhor reservatório apresentará valores de amplitude entre 2000 e 6000, representados no mapa de *Average Absolute Amplitude* pelas cores roxo e azul. Arenitos turbiditicos não apresentam necessariamente volume de argila baixo (<20%) devido às condições de sua sedimentação.

No caso dos mapas de amplitude do Campo de Albacora, os mesmos não apresentam tendência clara como observado na figura 40. No entanto, os poços estão localizados nas máximas anomalias de amplitude.



Figura 40 – Mapa do atributo de Amplitude Máxima Negativa do Campo de Albacora.

10.3.2. Evolução Tectônica

Como pode ser observado, posterior a sedimentação das camadas salinas do Aptiano, foram depositados sedimentos carbonáticos da Fm. Macaé, sobre essa camada salina, sendo que a paleogeometria final do ciclo definiu o espaço de acomodação dos turbiditos. A camada salina possui alta plasticidade, se deformando com facilidade, essa tendência somada ao peso das camadas estratigráficas da sequência pós-sal, fez com que as camadas salinas se deformassem. Nos campos estudados, o comportamento do sal foi evasivo, fazendo com que as rochas subjacentes sofressem falhamento típico de um sistema distensivo, proveniente do adelgaçamento da camada de sal.

A migração dos hidrocarbonetos se fez por falhas normais mais antigas que as geradas pela tectônica salina. A Figura 41 mostra o falhamento da seção calibrada NW-SE do Campo de Cherne, onde nele foram delimitados os reservatórios e é possível observar o falhamento. A falha mais inferior provavelmente foi a responsável pela migração do óleo, que é anterior à falha que mergulha para SE, que é lístrica e proveniente da tectônica salina.



Figura 41 – Seção calibrada do Campo de Cherne. A linha rosa marca o topo da camada de sal, a cor azul, os carbonatos da Formação Macaé e a cor amarela delimita os reservatórios. A linha amarela delimita a zona que contém os turbidítos e a cor laranja a Formação Outeiro. A falha que mergulha para NW é a mais antiga e funcionou como caminho de migração, a falha que mergulha para SE é posterior.

Falhamentos pós Aptianos afetaram as camadas do Albiano, principalmente as camadas carbonáticas, afetadas por uma quantidade maior de falhas. Devido ao fato de as falhas afetarem

maioria das falhas afetarem os carbonatos e arenito namorado, provavelmente elas são de idade neo-Albiana. As poucas falhas que chegam a atingir o topo do Grupo Macaé são pós-Albianas.

O topo do Grupo Macaé, representado pela Formação Outeiro se encontra muito menos falhada, sendo uma superfície homogênea. Apenas na porção centro-oeste do Campo de Cherne e na porção extremo sudoeste que essas falhas de direção NW-SE atingem esse horizonte como pode ser observado na Figura 22. No Campo de Albacora esse comportamento prevalece, ocorrendo falhas na direção NNE-SSW e NE-SW.

Nos Campos de Cherne e de Namorado, é possível observar um *trend* de sedimentação de direção NW-SE, enquanto no Campo de Albacora, é possível observar um *trend* de direção NE-SW. Isso indica que a área fonte desses campos seja completamente diferente. Além disso, no Campo de Cherne é possível observar uma morfologia diferente da do Campo de Namorado, sendo mais afetado por falhas de *rollover* com rejeitos maiores como pode ser observado na Figura 34, na porção oeste do mapa. A porção mais a leste possui morfologia suave, assim como o campo de Namorado. Essa diferença de morfologia é separada por uma falha NW-SE.

Os mapas de atributos corroboram para a direção dos lobos mencionada anteriormente, além de sugerir uma zona reservatório na porção nordeste do Campo de Namorado.

11 DISCUSSÃO

De acordo com os mapas de correlação entre os poços IRJS 50 RJ e 3RJS 59 RJ (Figura 24), há uma falha lístrica que foi confirmada segundo a sísmica (Figura 20). Coincidente com essa falha ocorre a não deposição de depósitos turbiditicos mais jovens na porção ao sul do Campo de Cherne, representado pelo poço 3RJS 59 RJ, essa não deposição pode ter sido controlada pelo sistema de falha presente nessa área. Do lado oposto, no sentido Cherne-Namorado, é presente um sistema de falhas distensivas lístricas e pós-deposicionais, onde os rejeitos dessas falhas podem possuir até 100m. O Campo de Albacora possui sistema de falhas similar.

Os mapas de contorno estrutural que foram gerados a partir das interpretações sísmicas indicam que as falhas possuam duas direções preferencias, NW-SE e NE-SW nos campos de Cherne e Namorado que concordam com o mapa gerado por Guardado *et al.*,(1989) mostrado na Figura 9. No Campo de Albacora as falhas no nível reservatório são predominantemente NNW-SSE a N-S concordante com o que foi determinado por Cândido & Cora, (1992) apresentado na Figura 7.

Os mapas petrofísicos indicam que nas zonas produtoras, as rochas possuem propriedades petrofísicas similares. Nota-se que na porção nordeste onde existem menos poços produtores, que a resistividade diminui e o volume de argila aumenta. Os poços 1RJS 50 RJ e 1RJS 19 RJ que foram

poços descobridores de petróleo segundo dados do BDEP-ANP, possuem densidades entre 2 g/cm³ e 2.25 g/cm³ e porosidade próximas de 15%.

De acordo com os mapas de atributos, anomalias de amplitude indicam baixa porosidade, alta velocidade e baixos valores de volume de argilosidade. Logo, pode se observar nos mapas uma tendência de aumento da porosidade na porção centro-oeste pela cor azul escuro no mapa de Amplitude Minima Absoluta, no Campo de Namorado onde se encontram 5 poços produtores. No Campo de Cherne é possível ver essa tendência. Nota-se também que nem sempre os mapas de atributos funcionam, como foi o caso da sísmica 2D do Campo de Albacora, mas esse resultado era esperado pela pequena densidade de dados presentes no dado sísmico 2D. A interpretação dos mapas de atributos foi feita em conjunto com a interpretação dos *crossplots*, que embora estatisticamente não possuíssem um conjunto de dados para uma análise mais apurada, os resultados são representativos dos campos aqui trabalhados.

Analisando de forma conjunta os mapas petrofísicos e de atributos dos Campos de Cherne e Namorado, nota-se que uma diminuição da porosidade para sul é confirmada em ambos os mapas.

É possível notar que no Campo de Namorado, a falha NW-SE que se encontra na porção centro-norte do campo limita uma possível zona reservatório mais a Noroeste. Existe também uma zona de falha NE-SW que limita a zona reservatório da porção centro-sul do campo. Assim como a falha NE-SE na parte central do Campo de Cherne que poderia estar relacionada ao súbito desaparecimento das fácies mais porosas. Essa tendência de diminuição de porosidade pode ser observada no mapa petrofísico referente a PHID, densidade e volume de argila, onde as características se tornam menos compatíveis com as de um nível reservatório.

Em conclusão observa-se a disposição de campos de hidrocarboneto em *trends* preferenciais de deposição de turbiditos, todos os reservatórios aqui estudados apresentam um fechamento estrutural por falha lístrica bem no bloco alto quanto no bloco baixo. O que define um *play* exploratório para o nível Albiano-Cenomaniano de turbiditos deformados por *rollovers*, nesta ordem de ideias quando identificada esta oportunidade o mesmo deve estar associado a acumulações de hidrocarboneto.

Embora o *play* exploratório confirmado na bacia é conhecido na literatura para estas oportunidades, pela disposição em trends de deposição de turbiditos, não é indicada uma análise petrofísica integrada entre os campos de Cherne/Namorado e Albacora, pois não constituem o mesmo reservatório, podendo ser influenciado o cálculo de saturação de fluidos. Testes de laboratório e cálculo de resistividade de agua de formação em amostras do reservatório são necessárias para melhor caracterizar a relação entre estes três campos.

12 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ARIENTI, Luci Maria et al. Estratigrafia e Modelo Deposicional do Arenito Namorado do Campo de Albacora, Bacia de Campos. **Boletim de Geocências da Petrobrás**, Rio de Janeiro, v. 9, n. 2, p.249-263, 1995.

ASQUITH, G; KRYGOWSKY, D. Basic Well Logs Analysis.Second Tulsa: Aapg Methods, 2004.

BDEP-ANP – Banco de Dados de Exploração e Produção – Agência Nacional do Petróleo. Disponível em http://www.bdep.gov.br/.

BLAQUEZ, Ricardo et al. Determinação da Distribuição de um Nível de Turbidito na Formação Macaé no Campo de Namorado Através de Uso de Atributos Sísmicos. **Geociências**, São Paulo, v. 25, n. 1, p.105-116, 2006

BRUHN, Carlos H I; WALKER, Roger G. High-resolution Stratigraphy and Sedimentary Evolution of Coarse-Grained Canyon-Filling Turbidites From the Upper Cretaceous Transgressive Megasequence, Campos Basin, Offshore Brazil. **Journal Of Sedimentary Research**, v. 65, n. 4, p.426-442, nov. 1995. Disponível em: http://jsedres.geoscienceworld.org/content/65/4b/426.full.pdf>. Acesso em: 05 jul. 2012.

BRUHN, Carlos H L et al. Campos Basin: Reservoir Characterizarion and Management: Historical Overviews and Future Chalenges. **Offshore Technology Conference**, Houston, n., p.1-14, 2003.

CÂNDIDO, A.. Desenvolvimento e Estratégia de Produção no Campo de Albacora. **Boletim de Geocências da Petrobrás**, Rio de Janeiro, v. 4, n. 2, p.175-181, 1990.

CÂNDIDO A., CORA C.A.G. **The Marlim and AlbacoraGiant Fields, Campos Basin, Offshore Brazil: Chapter 8.** In Giant Oil Fields and Gás Fields of the Decade 1978-1988. AAPG *Memoir* 62. p 123-135, 1992.

CONTRERAS, Sérgio A. Cáceres and CASTRO, Joel Carneiro de. Metodologia para determinar parâmetros petrofísicos de corte em um campo de petróleo: o caso Socororo, bacia do Oriente, Venezuela. *Rem: Rev. Esc. Minas* [online]. 2012, vol.65, n.3, pp. 305-312. ISSN 0370-4467.

DEMERCIAN, S., SZATMARI, P.& COBBOLD, P.R., 1993. Style and pattern of salt diapirs due to thin-skinned gravitational gliding, Campos and Santos basins, offshore Brazil. Tectonophysics 228, 393-433.

DIAS, Jeferson Luiz; OLIVEIRA, Jorge Quintão de; VIEIRA, Jose Costa. Sedimentological and Stratigraphyc Analysis os The Lagoa Feia Formation, Rift Phase of Campos Basin, Offshore Brazil. **Revista Brasileira de Geociências**, Rio de Janeiro, n. , p.252-260, set. 1988.

GUARDADO, L.R., L.A.P. GAMBOA, and C.F. LUCCHESI, 1989, **Petroleum geology of Ihe Campos Basin, Brazil: a model for a producing Atlantic-type basin**, In J.D. Edwards and P .A. Santogrossi, eds., Divergent and passive margin basins: AAPG Memoir 48, p.3-79.

LIMA, Fabio Monteiro de. Análise Estratigráfica com Reservatórios Turbidíticos do Campo de Namorado.2004. 64 f. Dissertação (Mestrado) - Unesp, Rio Claro, 2004.

MENESES, Severino Xavier de; ADAMS, Thomas. Ocorrência de Resistividades Anômalas no Campo de Namorado, Bacia de Campos.**Boletim de Geocências da Petrobrás**, Rio de Janeiro, v. 4, n. 2, p.183-188, 1990.

MILANI, Wilson Rubem; JAHNERT, Ricardo Jorge; FRANÇA, Almério Barros. Bacia de Campos. **Boletim de Geocências da Petrobrás**, Rio de Janeiro, v. 15, n. 2, p.511-529, 2007.

MUTTI, E. Turbidite systems and their relations todepositional sequences. In: ZUFF, Giangaspare (Ed.Provenance of arenites. Dordrech: D.Reidel Publishing,1985. 408 p. p.65-93

ROSA, M. C. Modelo Pedrofísico 3D do "Arenito Namorado" no Campo de Namorado -Bacia de Campos - RJ. 2011. 68 f. Monografia (Conclusão de Curso) - Unesp, Rio Claro, 2011.

SOUZA, Paulo Henrique Gulelmo de.**Análise Estratigráfica com Reservatórios Turbidíticos do Campo de Namorado.** 2005. 61 f. Dissertação (Trabalho de Formatura) - Unesp, Rio Claro, 2005.

VASQUEZ, G. F., 2000. Comportamento Viscoelástico do Arenito Namorado e Suas Relações com Atributos Faciológicos. Dissertação de Mestrado. UNICAMP, 210p.

WALKER, R Turbidite and turbidite currents: introduction, facies, sequences and models. [s. 1.]: [s. n.], 1989. 160p

WINTER, W.R.; JAHNERT, R. J.; FRANÇA, A. B., 2007. Bacia de Campos. *In* MILANI, E. J. *Boletim de Geociências da Petrobras*, v.15, n.2, Maio/Nov. Rio de Janeiro, RJ, Brasil. P. 386.