

Universidade do Estado do Rio de Janeiro Centro de Tecnologia e Ciências Faculdade de Geologia

Hugo Raphael Gomes Silva

Avaliação sismoestratigráfica de uma área no Bloco SS-AR3-SANTOS, póssal da Bacia de Santos

> Rio de Janeiro 2019

Hugo Raphael Gomes Silva

# Avaliação sismoestratigráfica de uma área no Bloco SS-AR3-SANTOS, pós-sal da Bacia de Santos

Dissertação apresentada, como requisito parcial para obtenção do título de Mestre, ao Programa de Pós-Graduação em Análise de Bacias e Faixas Móveis, da Universidade do Estado do Rio de Janeiro. Área de concentração: Análise de Bacias

Orientador: Prof. Dr. Hernani Fernandes Aquini Chaves

Rio de Janeiro 2019

# CATALOGAÇÃO NA FONTE UERJ / REDE SIRIUS / BIBLIOTECA CTC/C

Silva, Hugo Raphael Gomes. Avaliação sismoestratigráfica de uma área no Bloco SS-AR3-SANTOS, pós-sal da Bacia de Santos / Hugo Raphael Gomes Silva. – 2019. 87 f. : il.
Orientador: Hernani Fernandes Aquini Chaves. Dissertação (Mestrado) - Universidade do Estado do Rio de Janeiro, Faculdade de Geologia.
1. Petrologia – Santos, Bacia de (SP) – Teses. 2. Prospecção sísmica – Santos, Bacia de (SP) – Teses. 3. Petróleo – Extração – Teses. 4. Turbiditos – Teses. 5. Pós-Sal – Teses. I. Chaves, Hernani Fernandes Aquini. II. Universidade do Estado do Rio de Janeiro. Faculdade de Geologia. III. Título.

Bibliotecária responsável: Fernanda Lobo / CRB-7:5265

Autorizo, apenas para fins acadêmicos e científicos, a reprodução total ou parcial desta dissertação, desde que citada a fonte.

Assinatura

Hugo Raphael Gomes Silva

# Avaliação sismoestratigráfica de uma área no Bloco SS-AR3-SANTOS, pós-sal da Bacia de Santos

Dissertação apresentada, como requisito parcial para obtenção do título de Mestre, ao Programa de Pós-Graduação em Análise de Bacias e Faixas Móveis, da Universidade do Estado do Rio de Janeiro. Área de concentração: Análise de Bacia.

Aprovado em: 15 de fevereiro de 2019.

Banca Examinadora:

Prof.Dr. Hernani Fernandes Aquini Chaves (Orientador) Faculdade de Geologia - UERJ

Prof. Dr. Rogério Schiffer de Souza Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobrás

Prof. Dr. Sérgio Bergamaschi Faculdade de Geologia - UERJ

# DEDICATÓRIA

Ao meu pai Duílio.

#### AGRADECIMENTOS

Agradeço principalmente à Deus.

Agradecimento muito especial à minha noiva Andreia e às nossas buldogues pela companhia nas madrugadas em claro e finais de semana e por me fazerem superar os momentos mais difíceis.

Agradeço muito às minhas mães Lúcia e Glória por todo apoio e cobranças para me tornarem uma melhor pessoa sempre, e à toda família Dias.

Agradeço à minha irmã e minhas sobrinhas por me fazerem ser uma pessoa mais dedicada e alegre.

À UERJ pelos recursos disponibilizados

Ao meu orientador Dr. Hernani Chaves pelo conhecimento compartilhado.

Ao Dr. Rogério Schiffer que a cada dia me faz crescer como profissional.

Aos meus amigos feitos durante esse percurso, em especial Victor Hugo e Luciana, por me auxiliarem tanto no uso dos softwares.

À CAPES por todo financiamento e apoio.

Aos meus grandes amigos Gustavo e André.

#### RESUMO

SILVA, Hugo Raphael Gomes. Avaliação sismoestratigráfica de uma área no Bloco SS-AR3-SANTOS, pós-sal da Bacia de Santos. 2019. 87f. Dissertação (Mestrado em Análise de Bacias e Faixas Móveis) – Faculdade de Geologia, Universidade do Estado do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2019.

A Bacia de Santos é considerada a principal bacia potencial do Brasil, com diversos campos provados, principalmente nos carbonatos do pré-sal. Com seus campos mais importantes localizados em águas ultraprofundas, o presente trabalho volta sua abordagem para os campos proximais da seguência pós-sal, com o intuito de identificar possíveis prospectos. O projeto apresentado utilizou de dados disponíveis pela Agência Nacional de Petróleo (ANP), estando entre estes linhas sísmicas 2D, cubo sísmico 3D e dados de poços perfurados na área. O trabalho foi desenvolvido concentrando-se nos sedimentos da sequência drifte, na porção central da bacia. A metodologia de pesquisa definida para a realização iniciou-se em um estudo de interpretação, utilizando técnicas de amarração de poços à sísmica e conversão sísmica-profundidade. Através destes, foi possível identificar os horizontes presentes. Se baseando em sismofácies e na técnica conhecida como geobody, identificou-se areias turbidíticas, interpretadas como reservatórios do sistema petrolífero do lead. Em seguida, os poços cedidos permitiram cálculos petrofísicos que foram gerados a partir do poço 1-BRSA-498-SPS, gerando os valores porosidade total, saturação de água, de óleo e Net-to-Gross das areias do Membro Ilha-Bela. Na conclusão do trabalho, foi estimado a volumetria de óleo presente, com valores de 14616,4 MM STB para óleo in place e para volume de óleo recuperável um valor de 3650,5 MM STB. Para geração desses resultados, foram inseridos os parâmetros de rocha calculados, de fluido e valores de área e espessura do reservatório, no método de simulação Monte Carlo.

Palavras-chave: Bacia de Santos. Turbiditos. Pós-Sal. Sismoestratigrafia. Exploração. Upstream.

#### ABSTRACT

SILVA, Hugo Raphael Gomes. Sismostratigraphic avaliation of an area of SS-AR3-SANTOS, post-salt of Santos Basin. 2019. 87f. Dissertação (Mestrado em Análise de Bacias e Faixas Móveis) – Faculdade de Geologia, Universidade do Estado do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2019.

The Santos Basin is considered the main potencial basin of of Brazil with several proved oil fields, mainly the pre-salt. With mostly of main fields locates at ultradeep waters, the present work turns it's approach to the proximals fields inserts in the post-salt sequencies to identify potential. The project used data available from Agência Nacional de Petróleo (ANP), being between those, 2D sismic lines, 3D sismic cube and well data drilling in the área. The development of this work focused in the drif sequence, at the central portion of the basin. The research metodology began with a sismic wich use well-tie and domain coversion deep-velocity. Through these, was possible to identify the sismic horizons and using sismofacies and geobody technique, sand turbites were interpretated as reservoir of the oil system of the presente lead. Then, using the wells, petrophysical calculations were make from the well 1-BRSA-498-SPS, generating values of total porosity, water and oil saturation and Net-to-Gross of the Ilha Bela Member sands. In the conclusion of this work, was estimated the presente oil volumetric, with values of 14616,4 MM STB to oil in place and to volume of recoverable oil a value of 3650,5 MM STB. To achieve this results, were insert calculated parameters of the rock, fluid and thick and área of the reservoir, in the Monte Carlo simulation.

Keywords: Santos Basin. Turbidites. Post-Salt. Sismoestratigraphy. Exploration. Upstream.

# LISTA DE FIGURAS

Figura 1 –	Localização da área	14
Figura 2 –	Localização do bloco SS-AR3-SANTOS	15
Figura 3 –	Bacia de Santos e suas feições	17
Figura 4 –	Evolução geotectônica margem passiva	18
Figura 5 –	Carta estratigráfica da Bacia de Santos	20
Figura 6 –	Carta estratigráfica da Bacia de Santos	26
Figura 7 –	Logs das curvas utilizadas para o estudo	34
Figura 8 –	Logs das curvas utilizadas para o estudo	35
Figura 9 –	Terminações estratais	37
Figura 10 –	Gráfico do Checkshot	39
Figura 11 –	Calibração do perfil sônico	40
Figura 12 –	Amarração poço-sísmica	41
Figura 13 –	Input das velocidades intervalares	42
Figura 14 –	Diagrama tipo Van Krevelen	44
Figura 15 –	Log com as curvas petrofísicas obtidas	49
Figura 16 –	Curva de distribuição cumulativa	51
Figura 17 –	Localização da linha sísmica SANTOS_1A.248-0048	52
Figura 18 –	Fase drifte e transicional da Bacia de Santos	53
Figura 19 –	Horizontes da área identificados e delimitados	54
Figura 20 –	Horizonte Aptiano	55
Figura 21 –	Horizonte Albiano Inferior	56
Figura 22 –	Terminações estratais da Formação Guarujá	56
Figura 23 –	Horizonte Albiano Superior	57
Figura 24 –	Terminações estratais Fm. Itanhaém	58
Figura 25 –	Horizonte Turoniano	59
Figura 26 –	Terminações estratais dos sedimentos turonianos	59
Figura 27 –	Horizonte Maastrichtiano	60
Figura 28 –	Terminações estratais e estruturas da Formação Juréia	61
Figura 29 –	Terminações estratais e estruturas da Formação Juréia em detalhe	61
Figura 30 –	Horizonte Oligoceno	62
Figura 31 –	Terminações estratais da Fm. Ponta Aguda	63

Figura 32 –	Horizonte Mioceno	63
Figura 33 –	Estruturas da Fm.Ponta Aguda	64
Figura 34 –	Estruturas da Fm.Ponta Aguda	64
Figura 35 –	Horizonte Fundo do mar	65
Figura 36 –	Linha 2D com falhas identificadas	66
Figura 37 –	Localização dos corpos turbidíticos na área de interesse	67
Figura 38 –	Corpos turbidíticos identificados no cubo sísmico	68
Figura 39 –	Poço 1-BRSA-498-SPS com perfil gama plotado	69
Figura 40 –	Poço 1-BRSA-498-SPS em detalhe	70
Figura 41 –	Time slice da seção Turoniana com poço localizado	71
Figura 42 –	Corpos Turbidíticos Geobodies	71
Figura 43 –	Corpos turbidícos Geobodies em perfil	72
Figura 44 –	Área do reservatório	72
Figura 45 –	Curvas com resultados petrofísicos	73
Figura 46 –	Layout com resultados petrofísicos	75
Figura 47 –	Cálculo de avaliação de risco	77
Figura 48 –	Curva de distribuição de volume de óleo in place	78
Figura 49 –	Curva de distribuição para volume de óleo recuperável	79

# LISTA DE TABELAS

Tabela 1 –	Perfis de poço disponibilizados	33
Tabela 2 –	Tabela de densidades de rocha	48
Tabela 3 –	Quadro com o intervalo de interesse	74
Tabela 4 –	Quadro com valores obtidos pela equação de Archie	74
Tabela 5 –	Quadro demonstrando Net, Gross e Net-to-Gross	74
Tabela 6 –	Valores utilizados nos parâmetros de reservatório e fluido dos	
	turbiditos	76
Tabela 7 –	Resultados volumétricos obtidos	78

# SUMÁRIO

	INTRODUÇÃO	12
1	OBJETIVOS	13
2	LOCALIZAÇÃO DA ÁREA	14
3	CONTEXTO GEOLÓGICO REGIONAL	16
3.1	Evolução tectono-sedimentar	19
3.2	Arcabouço estrutural	21
3.3	Estratigrafia	22
4	SISTEMAS PETROLÍFEROS	27
4.1	Geração	27
4.2	Reservatórios	28
4.2.1	Carbonáticos	29
4.2.2	Siliciclásticos	30
4.3	Trapas e Selos	30
4.4	Migração e Acumulação	31
4.5	Sincronismo	31
5	MATERIAIS E MÉTODOS	32
5.1	Dados disponibilizados	33
5.2	Análise dos dados sísmicos	35
5.2.1	Sismoestratigrafia	35
5.2.2	Atributos sísmicos	37
5.3	Análise de dados de poços	38
5.3.1	Controle de Qualidade das Curvas	38
5.3.2	Amarração Poço-sísmica	38
5.3.3	Geoquímica orgânica	42
5.3.3.1	Carbono Orgânico Total	43
5.3.3.2	Pirólise Rock-Eval	43
5.3.4	Petrofísica)	45
5.3.4.1	Raios gama (GR)	45
5.3.4.2	Sônico (DT) )	45
5.3.4.3	Densidade)	46
5.3.4.4	Resistividade (ILD)	46

5.3.4.5	Cálculo de volume de argila (Vsh)	47
5.3.4.6	Cálculo de porosidade total (Øt) e efetiva (Øe)	47
5.3.4.7	Cálculo de resistividade (Rw) e saturação da água (Sw)	48
5.4	Análise volumétrica	50
6	RESULTADOS OBTIDOS	52
6.1	Interpretação sismoestratigráfica	52
6.2	Interpretação sismoestrutural	65
6.3	Caracterização do reservatório	67
6.3.1	Reservatório do Membro Ilha Bela	68
6.4	Avaliação de ocorrência de hidrocarbonetos	75
	CONCLUSÃO	80
	REFERÊNCIAS	81

## INTRODUÇÃO

Na década de 1960, iniciou o chamado esforço exploratório na Bacia de Santos, através de aquisição de dados sísmicos, tendo o seu primeiro poço perfurado na década de 1970. Com a intensificação dessas campanhas, foram descobertos campos de gás de Merluza, e em seguida, diversos campos na área conhecida como "pós-sal" (Tubarão, Coral, Caravela, Oliva e etc.).

Em 2006, a grande virada se iniciou com os anúncios das grandes reservas conhecidas como "pré-sal", principalmente Tupi, posteriormente denominado Campo de Lula, e outras descobertas importantes como Libra, Carcará, Carioca, Júpiter e Sapinhoá.

Esses eventos alçaram a Bacia de Santos ao *status* de bacia mais importante do Brasil em termos de exploração e produção de óleo e gás. A partir disso, esta passou a ser tema de inúmeros estudos com o intuito de aprimorar o seu total entendimento.

O tema proposto neste trabalho foca na porção pós-sal e exerce grande importância na qualidade dos projetos atuais e futuros nesta bacia. Para a eficácia da exploração de hidrocarbonetos, o conhecimento da bacia é fundamental, uma vez que, através desse conhecimento pode-se refazer a história da sua evolução geológica, identificando assim, possíveis *plays* e alvos exploratórios.

#### 1 **OBJETIVOS**

O presente trabalho que foca seus esforços na porção acima da camada de sal, intervalo conhecido como seção pós-sal, a partir da Formação Ariri (evaporitos) se estendendo até a Formação Santos/Juréia (cunhas silicicláticas), tem como objetivo a identificação de possíveis prospectos na área estudada. Além de executar uma avaliação de suas respectivas reservas, será realizado análises sismoestratigráficas e sismoestrutural das linhas 2D e cubo 3D, para identificação dos elementos que possam constituir um sistema petrolífero, análises petrofísicas nos poços disponibilzados, para entendimento das propriedades físicas das rochas e dos fluídos presentes e para análise dos hidrocarbonetos, análises geoquímicas disponibilizadas pela ANP.

Foram disponibilizados pela ANP para o estudo da área um total de 14 (quatorze) linhas 2D (pós-*stack*), um cubo sísmico 3D (pós-*stack*) e uma pasta contendo dados de 4 poços já perfurados, tais como perfil composto e dados geoquímicos. Das catorze linhas disponibilizadas, somente 4 serão usadas por serem mais regionais e apresentarem uma melhor qualidade de processamento.

# 2 LOCALIZAÇÃO DA ÁREA

A Bacia de Santos está localizada no sudeste do Brasil, se estendendo pelos estados de Santa Catarina, Rio de Janeiro, São Paulo e Paraná. Apresenta-se totalmente submersa cobrindo uma área de 352.260 km<sup>2</sup>, sendo 150.760 km<sup>2</sup> entre as cotas de 400 a 1.000 metros e 180.750 km<sup>2</sup> entre as cotas de 1.000 e 3.000 metros, acomodando-se sobre o Platô de São Paulo.

Está geograficamente limitada pela Zona de Fratura de Florianópolis ao sul, pelo Alto de Cabo Frio ao norte e pela Serra do Mar ao oeste, sendo essa, uma feição fisiográfica que a confina ao domínio oceânico (MILANI *et al.*, 2000; MOREIRA *et al.*, 2007).

A área selecionada para o trabalho está localizada aproximadamente 185 km de distância da cidade de Santos, no litoral paulista, na porção central da bacia e está inserida no polígono do sal, próximo aos seus limites em direção ao continente (figura 1)

Figura 1 - Localização da área



Legenda : Bacia de Santos e seus blocos Fonte: ANP/BDEP, fev. 2010

O trabalho está focado em uma área de aproximadamente 100 km<sup>2</sup>, sendo definida pelos limites do cubo sísmico disponibilizado pela ANP. As quatro linhas utilizadas foram selecionadas pela sua característica regional, permitindo uma melhor compreensão da geologia.

O bloco SS-AR3-SANTOS, localizado dentro da porção central da Bacia de Santos (figura 2) teve áreas, localizadas fora do polígono do sal, ofertadas no 14<sup>0</sup> leilão, realizado pela ANP em setembro de 2017, porém nenhuma área foi arrematada.



Figura 2 - Localização do bloco SS-AR3-SANTOS

Legenda: Localização dos blocos SS-AR3-SANTOS, SS-AR4-SANTOS E SS-AP4-SANTOS Fonte: ANP, 2017.

# **3 CONTEXTO GEOLÓGICO REGIONAL**

Segundo Almeida (1967), a evolução da Plataforma Brasileira pode ser dividida em quatro grandes etapas ou estágios. A primeira etapa, denominada ciclo Brasiliano, consiste em um evento orogênico onde uma assembleia de terrenos acrescidos aos cratóns do Amazonas e do São Francisco formaram o supercontinente Gondwana, durante o Neo-Proterozoico (ALMEIDA,1976; HEILBRON,2000). A segunda etapa, se deu do período Cambriano ao Ordoviciano, chamado de estágio de transição (ALMEIDA, 1969) e é marcado por uma diminuição dos processos de dobramentos, passando à predominância de falhamentos como agente gerador de fossas intermontanas, antefossas e bacias marginais (ZALÁN, 2004). Entre o período Siluriano ao Jurássico, se passou a três etapa, denominada Estágio de Estabilização (ALMEIDA,1969). Essa etapa apresentou um período de quietude tectônica e mudanças no padrão de sedimentação por sobre a plataforma continental. É caracterizada pela formação de grandes bacias de sinéclises que sofreram transgressões e regressões marinhas extensas, que cessam entre o período Triássico e Jurássico quando ocorre uma extrema calma tectônica e a plataforma sofre uma ascensão, desfavorecendo assim, novas sedimentações. A quarta e última etapa começou no período Neo-Jurássico se estendendo até o recente. A evolução dessa última parte se deu segundo o modelo de Mackenzie (MACKENZIE, 1978), se iniciando com rifteamento continental (200Ma) e finalizando como uma margem passiva (90Ma) (PONTE e ASMUS, 1976).

O modelo geodinâmico tradicional de rifteamento Brasil-África considera a evolução de riftes independentes localizados nas regiões equatorial e leste do Gondwana e essas fendas teriam evoluído até se encontrarem em um ponto que seria o último elo dos continentes (ASMUS e PORTO,1972). No Eocretáceo, o processo continuou, porém, limitado a área entre as bacias de Santos e Sergipe/Alagoas no Brasil e na África às bacias do Gabão e Cuenza, devido a barreiras estruturais presentes ao norte e ao sul, representadas pelo lineamento de Florianópolis e de Maceió pelo lado brasileiro (ASMUS e GUAZELLI,1981) e pela Dorsal de Walvis e altos na região entre Nigéria e Camarões, no lado africano. No Neo-Cretáceo, o estiramento crustal continua até o momento do *break-up*, iniciando a fase de Deriva

Continental que abrange diversos eventos magmáticos básicos marítimos, alcalinos e graníticos, acompanhado por soerguimentos e erosão, deposição de sequências continentais e transgressões marinhas (ZALÁN, 2004), continuando até o presente momento.

Figura 3 - Bacia de Santos e suas feições



Legenda: Bacia de Santos e suas feições geológicas e geográficas Fonte: MOHRIAK, 2003



Figura 4 - Evolução geotectônica margem passiva



Fonte: CAINELLI e MOHRIAK, 1999

#### 3.1 Evolução tectono-sedimentar

A Bacia de Santos é uma das bacias produzidas no processo de rifteamento Brasil-África, tendo sua evolução ligada à três fases desse evento, iniciando-se em 135 Ma (PEREIRA e FEIJÓ, 1994; MIO *et al.*, 2005; MOREIRA *et al.*, 2007; CHANG *et al.*,2008; CALDAS e ZALÁN, 2009) com a fase Rifte, evoluindo para Transicional e posteriormente, para a fase de Deriva Continental ou Drifte (Figura 4).

A fase rifte compreende a deposição de sedimentos continentais do Grupo Guaratiba, dispostos em hemi-grábens, limitados por falhas de direção NE-SW, com espessuras que podem ultrapassar 3 km (GAMBOA *et al.*, 2008). A fase pós-rifte engloba a porção superior do Grupo Guaratiba, caracterizada pela relativa calmaria tectônica, dominada pela flexura termal da crosta. Os evaporitos da Formação Ariri inseridos neste contexto teriam se depositado durante a separação definitiva do bloco de crosta continental, que continha a América do Sul e a África. Neste momento, as altas taxas de subsidência termal, associadas a um gradual e relativo contínuo influxo de água marinha para dentro de um golfo isolado do mar aberto pelo Alto de Florianópolis, propiciou o preenchimento de uma estreita faixa de 1800 km de comprimento, mais larga ao sul, devido ao intenso estiramento da crosta continental que formou o Platô de São Paulo nesta região (GAMBOA *et al.*, 2008).



Figura 5 - Carta estratigráfica da Bacia de Santos

Fonte: MOREIRA et al., 2007

A fase drifte se inicia com os carbonatos albianos da Formação Guarujá, que registram o estabelecimento definitivo das condições marinhas, evoluindo para o afogamento contínuo até o soerguimento da Serra do Mar, responsável por um grande influxo de sedimentos siliciclásticos representados pelas formações Santos, Juréia e Itajaí-Açu (GAMBOA *et al.*, 2008). A progradação gerada pela entrada de grande quantidade de sedimentos foi a principal responsável pela deformação da sequência evaporítica e deslocamento do sal em direção ao depocentro da bacia, concomitante com o desenvolvimento de uma importante falha de crescimento antitética de direção NE- SW, denominada Falha de Cabo Frio (GAMBOA *et al.*, 2008). A sequência predominantemente carbonática, depositada do Albiano ao Cenomaniano, é associada ao Grupo Camburi, enquanto os sedimentos siliciclásticos do Cretáceo Superior estão inseridos no Grupo Frade, e os sedimentos predominantemente siliciclásticos do Cenozoico, correspondem ao Grupo Itamambuca.

#### 3.2 Arcabouço estrutural

Em relação ao seu arcabouço estrutural, a Bacia de Santos apresenta falhas normais com as mais abundantes e importantes, apresentando direção geral NE-SW, formadas por reativações de feições do embasamento. Estas foram estudadas através de métodos potenciais e interpretações de perfis sísmicos (CHANG *et al.*,1992; MOHRIAK, 2004). Encontram-se escalonadas, como falhas sintéticas mergulhando em direção ao oceano e falhas antitéticas, com mergulho em direção ao continente, juntamente com a ocorrência de grábens e *horstes*.

A bacia pode ser dividida em duas porções, uma mais interna, rasa, próxima à zona litorânea; e uma externa, profunda, onde o embasamento encontra-se a pelo menos 8000m de profundidade (LEYDEN *et al.*, 1971; ALVES, 2002; PONTES & ASMUS, 1976; ALVES, 2002). Estas encontram-se separadas por uma linha de charneira, denominada Charneira de Santos ou Charneira Cretácea (ALVES, 2002), que se encontra paralela à linha de costa e às direções estruturais das rochas pré-cambrianas expostas no continente emerso.

Outra importante feição estrutural é o Platô de São Paulo, uma feição facilmente percebida com uma área de 114.000km<sup>2</sup> (ZEMBRUSCKI *et al*, 1972). A sua natureza acrescional por vulcanismo foi sugerida pela interpretação levantamentos sísmicos (BACCAR, 1970; LEYDEN & NUNES, 1972)

Na bacia também são encontradas feições estruturais relacionadas à halocinese ou tectônica do sal. Esse fenômeno é responsável pela grande deformação na bacia pós-aptiana. Pode ser caracterizada pela geração de almofadas, diápiros e muralhas de sal (DEMERCIAN, 1996; MOHRIAK, 2004). Em porções distais, essas formações geram mini- bacias e grábens de evacuação de sal (ZALÁN, 2001).

A localização do depocentro sugere uma contínua subsidência controlada pela Linha de Charneira de Santos, a oeste, e a criação de espaço de acomodação pela mobilização do sal para leste, que resultou em um zoneamento formado por uma província evaporítica dominada por tectônica distensiva, e outra fortemente deformada, onde predominam estruturas compressivas (MEISLING *et al.*, 2001; MODICA & BRUSH, 2004; MOHRIAK *et al.*,2004; GAMBOA *et al.*,2008)

Zonas de transferência com direções NW e NNW, presentes na bacia, formaram- se no período de rifteamento, sendo que algumas delas foram reativadas durante a formação de fraturas oceânicas (MACEDO, 1989; MEISLING *et al.*, 2001; MOHRIAK, 2004). As zonas de transferência de Ilha Grande, Merluza e Tubarão (DEMERCIAN & SZATMARI, 1999) tiveram importância no controle da tectônica do sal e na divisão da bacia em províncias.

#### 3.3 Estratigrafia

Em 2007, Moreira (MOREIRA *et al.*,2007) revisou os trabalhos de Pereira e Feijó (1994), atualizando o arcabouço crono-estratigráfico da bacia dando ênfase na individualidade em sequências deposicionais e subdividiram seu preenchimento sedimentar em sequências deposicionais, limitadas por discordâncias de caráter regional. São identificadas 3 supersequências: Rifte, Pós-Rifte ou Transicional e Deriva Continental ou Drifte, descritas a seguir.

A Supersequência Rifte, onde começa o registro sedimentar da bacia, assim como sua vizinha ao norte Bacia de Campos, iniciou-se no Hauteriviano (135Ma) (Rio da Serra e Aratu) e se estendeu até o início do Aptiano(125Ma)(Jiquiá), sendo subdividida em 3 sequências deposicionais: K20-K34 (Formação Camboriú), K36(Formação Piçarras) e K38 (Formação Itapema).

Sequência K20-K34 ou Formação Camboriú é composta por derrames basálticos eocretáceos sotopostos aos preenchimentos sedimentares de praticamente toda Bacia de Santos (PEREIRA e FEIJÓ, 1994; MOREIRA *et al.*, 2007). Se apresenta como um basalto verde-escuro e cinza-escuro, constituído principalmente por plagioclásio e piroxênio, com limite inferior discordante com as rochas do embasamento pré-Cambriano e limite superior discordante da Sequência K36.

A Sequência K36, chamada de Formação Piçarras, está limitada inferiormente pela discordância com o topo basáltico da sequência K20-K34 e superiormente pela discordância com a sequência K38. São sedimentos depositados no Andar Barremiano, compostos de leques aluviais de conglomerados e arenitos polimíticos constituídos de fragmentos de basaltos, quartzo, feldspatos, nas porções proximais e nas porções lacustres, por arenitos, siltitos e folhelhos de composição talco-estevensítica. (MOREIRA *et al.*,2007)

A sequência K38 corresponde à Formação Itapema, que são sedimentos depositados desde o Neobarremiano ao Eoaptiano, tem seu limite inferior marcado pela discordância intrabarremiana de 126,4Ma e o limite superior pela discordância com a base do Andar Alagoas. É caracterizada pelas intercalações de calcirruditos, constituídos por fragmentos de conchas frequentementes dolomitizadas e/ou silicificadas, e folhelhos escuros, que ocorrem nas porções distais e são ricos em matéria orgânica. Leques aluviais de conglomerados e arenitos marcam a porção proximal da sequência.

A Supersequência Pós-Rifte ou Transicional, que se inicia no Eoaptiano se estendendo até o final desse mesmo período, foi dividida por Moreira em 3 sequências: K44 (porção inferior da Formação Barra Velha), K46-48 (porção superior da Formação Barra Velha) e K50 (Formação Ariri).

A sequência K44 corresponde à porção inferior Formação Barra Velha pertencente ao Grupo Guaratiba. Apresenta limite inferior dado pela discordância conhecida como pré-Alagoas e limite superior com uma discordância de 117Ma., correspondente a um refletor sísmico de forte impedância acústica positiva (MOREIRA *et al.*, 2007). Seus sedimentos são marcados por um ambiente

transicional entre continental e marinho, com deposição de calcários microbiais e folhelhos nas porções distais, depositados durante o Eoaptiano no período equivalente ao andar Alagoas.

Equivalente a porção superior da Formação Barra Velha, a sequência K46-48 apresenta sedimentos depositados durante o Neoaptiano, andar Alagoas superior, com limite superior dado pela base dos evaporitos, marcando a passagem da sequência sedimentar clástica/carbonática para evaporítica. Seus sedimentos são caracterizados pela ocorrência de calcários estromatolíticos e laminitos microbiais, localmente dolomitizados. Não ocorre mudança de ambiente deposicional nessa sequência em relação a anterior.

Depositada no Neoaptiano a sequência K50, correspondente a Formação Ariri, congrega a suíte evaporítica Neo-Alagoas que recobre discordantemente os clásticos da Formação Guaratiba e é recoberto concordantemente pelos clásticos da Formação Florianópolis e carbonatos da Formação Guarujá. Essa formação é composta por espessos pacotes de halita associados a anidritas, folhelhos e margas (PEREIRA e FEIJÓ,1994). Entretanto, também foi constatado a presença de sais mais solúveis nos evaporitos, tais como, taquidrita, carnalita e, localmente, silvinita (MOREIRA *et al.*, 2007).

Ao final Aptiano e início do Albiano, o ambiente deposicional passou a ser francamente marinho, instalando-se, assim, a Supersequência Drifte. Essa fase inicia com deposição da sequência K60, composta pela Formação Florianópolis que é formada por conglomerados, arenitos e folhelhos associados a sistemas de legues aluviais e deltaicos e pela Formação Guarujá, caracterizada pela presença de uma plataforma carbonática representada por grainstones e packstones oolíticos/oncolíticos depositados em sistemas de barras progradantes (fácies alta energia); e por calcilutitos, margas e folhelhos ricos em matéria orgânica, depositados em ambientes lagunares e marinho profundo (fácies baixa energia) (MOREIRA et al., 2007). Já a sequência K70 e K82-86 inferior, apresentam folhelhos radioativos, margas, calcilutitos e os arenitos de depósitos de fluxos gravitacionais (Membro Tombo) constituem a Formação Itanhaém (MOREIRA et al., 2007). Sendo os folhelhos radioativos com potencial para geração de HC associados a eventos anóxicos de caráter mundial, ocean anoxic event.

Entre o Cenomaniano ao limite Cretáceo/Paleógeno ocorreu a deposição da Formação Santos que são sedimentos conglomeráticos avermelhados de leques aluviais, que interdigitam-se lateralmente aos sedimentos das formações Juréia e Itajaí-Açu. A Formação Juréia é constituída por arenitos e pelitos avermelhados associados a sistemas fluviais e deltaicos, enquanto a Formação Itajaí-Açu é caracterizada por folhelhos, argilitos cinza-escuros e arenitos de fluxos gravitacionais (Membro Ilhabela), depositados em ambiente de plataforma distal, talude e bacia (MOREIRA *et al.*, 2007).

As formações supracitadas compõem a porção superior da sequência K82-86, além das sequências K88, K90, K100, K110, K120 e K130, que refletem tendência geral regressiva e padrão estratal progradacional. Intercalado-se nestes depósitos, ocorre o evento magmático Santoniano-Campaniano, resultando em rochas intrusivas e extrusivas (MOREIRA *et al.*, 2007).

Do período Paleoceno ao final do Eoceno foram depositados os sedimentos das formações Ponta Aguda, formada por arenitos avermelhados de legues aluviais, sistemas fluviais e costeiros, e Marambaia, composta por folhelhos, siltitos e margas marinhas, além de diamictitos, depositados em plataforma distal, talude e bacia. Estas se interdigitam aos arenitos oriundos de fluxos gravitacionais turbidíticos do Membro Maresias. Neste período, são individualizadas as sequências E10, E20, E30-E40, E50 e E60, relacionadas a um importante rebaixamento relativo do nível do mar e desenvolvimento de expressivos canyons. Durante a sequência E30-E40 ocorre significativo evento magmático de caráter intrusivo e extrusivo, que afetou principalmente a área do Alto de Cabo Frio (OUTEIRO,2006; MOREIRA et al., 2007). Entre Oligoceno e o Plioceno a deposição dos sedimentos das formações Ponta Aguda e Marambaia continua. Em posições próximas à quebra da plataforma, ocorrem calcarenitos e calcirruditos algálicos que constituem a Formação Iguape. Neste período, são individualizadas as sequências E70, E80, N10-N30, N40 e N50-N60. Apenas no Pleistoceno, durante a sequência N50-N60, há a deposição na plataforma de arenitos cinza-esbranquicados e coquinas de moluscos, briozoários e foraminíferos, que compõem a Formação Sepetiba. As sequências mencionadas possuem caráter progradante, após grande elevação do nível do mar que propiciou um expressivo recuo da borda da plataforma em relação à sequência E60 (MOREIRA *et al.*, 2007)

	GEOCRONOLOGIA		2A0A	AMBIENTE			LI	DESTRATIG	RAFIA	FIA ESPESSURA				
FER	000	ÉPOC	A	IDADE	NNURE	DEPOSICIONAL	DISCORDANCIAS	GRUPO	F	DRMAÇÃO	MEMBRO	125	XMA (7)	SEQUENCIAS.
-		PLEISTOL	ENG	21910L					SUPE	115.4		P	70	800-
Q	2	PERCENC	HO NEO	ZANCLEANO										N40
100		CEND	MESO	SERRAVALIAN	10		MIOCENO SUPERIOR			a a				8
¥	NIO	ED.	BURDIGALIAN	0					GUA				NIDA	
		9	tim.	AQUITANIAN	2		MICCENO INFERIOR			-	S			E80
		GOCE	NED	CHATTIANO				s		BAL	ARESIA			570
		G	NEO	PRIABONIANO	2		OLIGOCENO	WBINC		RAM		2000	4200	E/0
Cit	ENO	0		BARTONIANO	8	MA /		ITAM		W	2			E60
C C L	FOG	OCEN	MESO	LUTETIANO	*	FUND				1000				540
-	1 AI	Ē	80	VPRESIANO	OH	/ PLAT								E30
		0A	NO	THANETIANO	BIN	EIRO UDE	ECCENO INFERIOR		0	5				E20
		MEDC	10	BELANDIANO	M.F	TAI								E10
PALEDOB			MAASTRICATION	0	1077	PALEOCENO INFERIOR			<u> </u>		300	300	K130	
			ED (SENONIANO)	CAMPANIANO			INTRA CAMPANIANO R			JURE	ELA	0	1	K120
							INTRA CAMPANIANO II	ų.	S					K100
		8				WTRA CAMPANIANO 1	FRAD	ANTO	1- AQ	HAB	250		K90	
				CONIAGIANO			SANTONIANO		So a la construction de la const		Ħ		000	K88
				TURONIANO	8						0	+	4	855
				CENDMANIAN	2		CENGMANIANO	Ē	POLIS	HAEN	W B a		30	2× ×70
000				ALBIANO		PLATAFORMA	LINE SCHOOL STREET	AMB	QUAN	H.M.	10		64	
L T D	HE		ĝ	201020		RASA- TALUDE		8	FLOF	GUARUJA			3800	K60
1	5		(GAL)			locatore.			F	(ARTRI)		E	100	94 94 88 88 89
		a		ATTAKO A ACO	CTAL O	LAGUNAR	INTRAALAGOAS	UARATIBA		BARRA VELHA			8	×* K44
				31001	EN		PRE-ALAGOAS		ITAPENA.			4 ×	K38	
				INNER BLEVOX	NOC NOC				- 1	псаляа				K36
			(ONVIN	HW.PT.	-		TOPO BASALTO	0	0	AMBORIÚ				K20- K34
			repco	INTERNA SERIA										
	aa CO	NED		TINO DOM										
1				LANG	4		EMBAS	SAME	NT	0				

Figura 6 - Carta estratigráfica da Bacia de Santos

Legenda: Carta estratigráfica da bacia de Santos identificando ambientes e períodos Fonte: MOREIRA *et al.*, 2007

## **4 SISTEMAS PETROLÍFEROS**

Segundo o trabalho de Chang *et al.* (2008), foi possível identificar dois sistemas petrolíferos através da análise do potencial do sistema petrolífero da bacia, são estes: Guaratiba-Guarujá e Itajaí-Açu-Ilhabela. Sendo a Formação Guaratiba a principal geradora da bacia. Porém, pela revisão desenvolvida por Moreira *et al.* (2007), a formação Guaratiba foi elevada à qualidade de grupo, sendo esta subdividida em cinco formações (Guaratiba, Barra Velha, Itapema, Piçarras e Ariri), com três pertencentes à fase rifte (Piçarras, Barra Velha e Itapema). Dessa forma, os sistemas petrolíferos identificados são: Piçarras-Barra Velha/Itapema (!); Piçarras-Guarujá(!) e Itajaí-açu-Ilhabela(?).

A principal geradora da bacia é a Formação Piçarras, depositada em ambiente lacustre com carbonatos intercalados durante o andar Barremiano. O óleo gerado migrou e acumulou-se em carbonatos (Formações Itapema e Barra Velha) e em calcários oolíticos eoalbianos (Formação Guarujá).

O sistema petrolífero Itajaí-Açu-Ilhabela é inferido. Caracterizado pela geração a partir dos folhelhos marinhos anóxicos da Formação Itajaí-Açu com acumulação nos arenitos turbidíticos neoturonianos a eosantonianos do Membro Ilhabela.

## 4.1 Rocha Geradora

Na bacia são identificadas duas porções geradoras: a porção superior do Grupo Guaratiba (Formação Piçarras) e a porção inferior da Formação Itajaí-Açu.

Segundo Chang, 2008, o conhecimento sobre essas rochas geradoras limitase às análises geoquímicas realizadas em amostras de óleo provindas de acumulações comerciais e sub-comerciais, pois poucos poços atingiram tão profundo. A rocha geradora da Formação Piçarras foi depositada em ambiente lacustre salino, durante o Barremiano, no Andar Aratu, quando o sistema de lagos passou a receber influência de águas salinas, tornando-se salinizado em função do incremento de aridez no final do Cretáceo Inferior. Essa formação, por correlação com a Formação Lagoa Feia da vizinha Bacia de Campos, apresenta folhelhos negros laminados, intercalados com carbonatos, espessura variando entre 100 e 300 metros, com uma concentração de Carbono Orgânico Total (COT) entre 2 e 6% e um Índice de Hidrogênio (IH) superior a 900 mg de HC/g COT, podendo ser qualificado como um querogênio do Tipo I.

A rocha geradora da Formação Itajaí-Açu depositou-se em ambiente marinho anóxico, no intervalo Cenomaniano/Meso-Turoniano, período relacionado ao segundo evento anóxico do Cretáceo (OAE-2). Apresenta valores de COT em torno de 1% podendo chegar a 6% e valores médios de S1 e S2 de 0,41 mg/HC/g de rocha e 2,19 mg/HC/g de rocha, respectivamente, o que indica baixo nível de maturação do material orgânico. Em uma descrição apresentada por Arai (1988), a matéria orgânica é composta por algas marinhas, pólens, esporos e fragmentos de vegetais terrestres (querogênio Tipo II).

#### 4.2 Reservatórios

Nessa bacia, as rochas-reservatórios podem se apresentar em ambientes de águas mais rasas, tais como os carbonatos da Formação Barra Velha e Itapema (présal) e da Formação Guarujá (pós-sal), até os arenitos turbidíticos eocênicos da Formação Marambaia. Na seção rifte e pós-rifte, os principais reservatórios são representados pelos carbonatos das Formações Barra Velha e Itapema, onde foram descobertos gigantescos volumes nos campos de Lula e Sapinhoá. Já na seção pósrifte são os carbonatos oolíticos da Formação Guarujá, os mais importantes, com descobertas volumosas nos campos de Tubarão, Estrela do Mar, Coral, Caravela e Cavalo-Marinho. Já os arenitos turbidíticos de idade Neo-Turoniana a Eo-Santoniana do Membro Ilhabela da Formação Itajaí-Açu, constituem importantes alvo exploratório, com acumulações sub- comerciais, tais como os campos de Merluza e Lagosta.

#### 4.2.1 Carbonáticos

Na Bacia de Santos existem duas formações que se apresentam como reservatórios carbonáticos: a Formação Barra Velha e a Formação Guarujá. A formação Barra Velha é composta por rochas carbonáticas formadas por calcirruditos constituídos de fragmentos de conchas de pelecípodes frequentemente dolomitizados ou silificados, e/ou microbialitos de idade Neobarremiano-Eoaptiano.

A Formação Guarujá é composta por calcarenitos, essencialmente *grainstones*, desenvolvidos em uma extensa plataforma carbonática durante o Albiano Inferior-Médio. As zonas porosas dessa rocha, encontram-se nos topos da formação, em profundidades acima de 4.500 metros, sendo compostas por *grainstones* oolíticos e oolíticos-oncolíticos, depositados em ambiente de alta energia.

Carvalho *et al.* (1990) identificaram reservatórios carbonáticos que se apresentam subdivididos em níveis estratigráficos com porosidades entre 12 a 14 % e permeabilidades chegando à 1.400mD. Essas subdivisões foram denominadas B1, B2 E B3 para as porções superior, média e inferior, respectivamente, sendo identificadas por marcos elétricos. São observados ciclos de *shoaling-upward* oolíticos nas zonas de produção, além de diferentes composições químicas dos óleos em cada uma das zonas-reservatórios, indicando uma grande eficiência no isolamento ao fluxo entre estas.

Os reservatórios turbidíticos do Membro Ilha Bela são considerados os mais importantes desse tipo de reservatório, ocorrem intercalados com os pelitos de água profunda da Formação Itajaí-Açu, com uma espessura porosa superior a 100m, podendo conter até 10 zonas porosas, estimadas através de valores de porosidade calculada superiores a 12%.

Progressivamente, a porosidade vai se reduzindo de acordo com o aumento da profundidade de soterramento, com valores entre 10 e 15% em profundidades entre 4500 e 5000 metros. Com estudo de testemunhos foi identificada como principal litofácies-reservatório, arenitos maciços de granulometria fina a grossa e seleção pobre a moderada (CHANG *et al.*,2008) e um arcabouço predominado por quartzo, feldspatos e litoclastos vulcânicos.

Também dentro desse tipo de reservatório, são encontrados na bacia os arenitos do Cretáceo Superior e Eoceno da Formação Santos/Juréia, que apesar de apresentarem uma tendência a redução de porosidade conforme a profundidade cresce, podem ser encontrados intervalos porosidade podendo chegar à 15% em profundidades superiores a 4000m.

#### 4.3 Trapas e Selos

Os selos para os inúmeros reservatórios da Bacia de Santos são constituídos por pelitos e calcilutitos intercalados aos próprios reservatórios. No caso da Formação Guarujá, as rochas selantes são os calcilutitos intercalados ao calcarenitos porosos que foram ciclos de *coarsening-upward* e os calcilutitos e pelitos da Formação Itanhaém (CHANG *et al.*, 2008). Para os reservatórios siliciclásticos as rochas selantes são os pelitos intercalados aos arenitos das formações Itajaí-Açu, Santos, Juréia e Marambaia.

As principais acumulações de hidrocarbonetos na Bacia de Santos são em trapas de caráter estrutural e misto. O aporte sedimentar e o imenso volume de evaporitos

depositados durante do Aptiano controlaram a geração de trapas relacionadas à halocinese, com muitas armadilhas associadas a domos ou diápiros de sal. O acunhamento de corpos arenosos contra a parede dos domos ou diápiros de sal (*pinch out*) representa uma das trapas mais comuns associadas à halocinese. Trapas associadas a altos estruturais da seção rifte constituem excelentes concentradores de hidrocarbonetos, como é o caso das recentes descobertas na seção pré-sal da Bacia de Santos.

## 4.4 Migração e Acumulação

O fluxo de hidrocarbonetos gerados na seção rifte foi muito influenciado pela dinâmica da sequência evaporítica. A geometria da base do sal direcionou o fluxo criando várias redes de drenagem e vias preferenciais até áreas onde existissem janelas ou menos espessura na sequência evaporítica, possibilitando que os hidrocarbonetos migrassem para cima. O fluxo, após passar pelas barreiras evaporíticas, se concentrou nas falhas distensionais lístricas associadas aos domos e diápiros de sal, ou em falhas de transferência, até as armadilhas.

Os hidrocarbonetos gerados na Formação Itajaí-Açu migraram pelas falhas lístricas ou de transferência geradas pela halocinese.

#### 4.5 Sincronismo

Com o pico da geração e expulsão de hidrocarbonetos da seção rifte entre 90 a 70 Ma, estendendo-se até o Eoceno, o trapeamento em todos os reservatórios, tanto os carbonatos das Formação Guarujá e Barra Velha, quanto os arenitos do Membro Ilhabela e Formação Marambaia, foi viável. As rochas geradoras da porção basal da Formação Itajaí-Açu entraram na janela de geração a partir do Maastrichitiano. Para esses óleos, as acumulações ficam restritas a reservatórios de idades mais novas, ou seja, do Turoniano ao Recente.

## **5 DADOS E MÉTODOS**

A metodologia aplicada se iniciou com uma pesquisa bibliográfica da área a ser estudada, com o intuito de se obter informações sobre sua geologia regional, contexto geotectônico, arcabouço estrutural e principais sistemas petrolíferos.

Em seguida, os dados cedidos pela ANP foram carregados no *software* Petrel<sup>®</sup>, disponibilizado pela companhia Schlumberger ao laboratório de interpretação sismoestratigráfica da Universidade do Estado do Rio de Janeiro, assim como o *software* Techlog<sup>®</sup>, sendo utilizado nesses dados o *datum* WGS84 e o sistema de coordenadas UTM, zona 23S. Posteriormente, as linhas carregadas foram ajustadas e niveladas utilizando *mis-tie e shift*. O cubo 3D necessitou de uma alteração no intervalo de aquisição, uma vez que o mesmo é menor do que as linhas 2D, não abrangendo as camadas até o fundo do mar. Utilizando o *software* Techlog<sup>®</sup> converteu-se as curvas mais longas e representativas de DLIS para LAS, para assim, serem reconhecidas no Petrel<sup>®</sup>. Os perfis utilizados foram Perfil Gama (GR), Perfil Sônico (DT) e Perfil de Densidade (RHOB).

Então, utilizando-se desses dados foi realizada a chamada amarração poçosísmica. Através da geração de um sismograma sintético, a partir dos perfís de densidade e sônico, conseguiu-se fazer uma correlação dos marcadores geológicos do poço com os refletores na sísmica, identificando os horizontes de contato. Nas áreas vizinhas, os horizontes principais foram identificados por analogia, utilizando revisões bibliográficas de trabalhos feitos na região, como referência.

O poço amarrado ao cubo sísmico 3D foi o poço 1-BRSA-498-SPS e, consequentemente, identificação dos refletores sísmicos que correspondem aos principais marcadores geológicos do poço. A interpretação do cubo 3D foi feita parcialmente, uma vez que o mesmo não se estende até o fundo do mar. Em seguida, os horizontes foram estendidos nas linhas 2D, onde estas interceptavam o cubo, já nas regiões não atravessadas pelos poços e nem pelo cubo, a identificação dos horizontes mapeados foi feita baseada em analogias da literatura, principalmente ao trabalho realizado por Moreira *et al.* (2007), no qual, os autores propõem discordâncias que limitam sequências deposicionais, descrevendo cada pacote

sedimentar litologicamente e estratigraficamente. Outros trabalhos de interpretação sísmica na área da Bacia de Santos também foram consultados, tais como Chang *et al.* (2008).

#### 5.1 Dados disponibilizados

Os dados utilizados para a realização deste trabalho foram disponibilizados pela Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) e podem ser encontrados no Banco de Dados de Exploração e Produção (BDEP). Foram utilizados dados sísmicos 2D e 3D, além de dados de poços.

Os dados sísmicos 3D possuem uma área de aproximadamente 100km<sup>2</sup> e fazem parte do levantamento R0264\_BMS\_3\_PSDM.3D. As linhas 2D utilizadas são regionais e totalizaram quatro que pertencem ao levantamento 0134 SANTOS 1A.

Dos quatro poços foram disponibilizados, somente o poço 1-BRSA-498-SPS foi utilizado por somente este atravessar o reservatório estudado. Os dados presentes neste estão demonstrados na tabela a seguir:

Poço	GR	Calliper DT		RHOB	NPHI	Resistividade Rasa	Resistividade profunda	
1-BRSA-498- SPS	х	Х	Х	х	х	х	х	

Tabela 1 - Perfis de poço disponibilizados

Legenda: Gr = Raios Gama; DT= Sônico; RHOB = Densidade; NPHI = Neutrão Fonte: O autor, 2018.



Figura 7 - Logs das curvas utilizadas para o estudo

Legenda: Destacado em amarelo está o intervalo de interesse. Fonte: O autor, 2018.
Figura 8 - Localização do poço no cubo sísmico



Fonte: O autor, 2018.

### 5.2 Análise dos dados sísmicos

A interpretação de dados sísmicos 2D e 3D é de suma importância, pois é a informação que permite o reconhecimento da geologia da área de forma mais abrangente. Foram interpretados horizontes sísmicos que são definidos como superfícies que separam diferentes unidades ou sequências regionais.

## 5.2.1 Sismoestratigrafia

A sismoestratigrafia é o estudo das fácies deposicionais e da estratigrafia da área utilizando dados sísmicos (MITCHUM *et al.*, 1977). Este método foi elaborado devido ao melhoramento da resolução dos dados sísmicos, o que permitiu a observação detalhada de feições deposicionais e estratigráficas (SEVERIANO, 2001).

A metodologia consiste em se identificar e interpretar as terminações dos refletores e suas sismofácies (figura 9). As terminações estratais ou refletores, são definidas pela relação geométrica entre os estratos e a superfície contra a qual eles terminam. São melhores observados em escalas de dados sísmicos ou afloramentos de grande porte. Os principais tipos de terminações usados nesse trabalho são: truncamento, *toplap, offlap, onlap* e *downlap*. Salvo o primeiro termo, os demais foram desenvolvidos para definir a arquitetura das reflexões sísmicas (MITCHUM e VAIL, 1977). Abaixo estão disponíveis as definições de cada termo supracitado:

- a) truncamento erosivo: terminação dos estratos contra uma superfície erosional sobreposta, é produto de erosão;
- b) *toplap*: terminação de estratos inclinados (clinoformas) contra uma superfície de menor ângulo sobreposta. É resultado de um perfeito "by-pass";
- c) offlap: variação progressiva na direção do mar das terminações mergulho acima de unidades sedimentares. Cada unidade sucessivamente mais jovem deixa exposta porções da unidade mais antiga na qual termina. Produto da queda do nível base e um diagnóstico para regressões forçadas;
- d) *onlap*: terminação de estratos de baixo ângulo contra uma superfície estratigráfica mais inclinada;
- e) *downlap*: terminação de estratos inclinados contra uma superfície de menor ângulo.

#### Figura 9 - Terminações estratais



Fonte: MITCHUM, 1977 e VAIL et al., 1987.

# 5.2.2 Atributos sísmicos

Para o estudo das linhas sísmicas 2D e cubo sísmico 3D, foram utilizadas técnicas para melhoria da visualização, são conhecidas como "atributos sísmicos", que podem ser definidos como quaisquer informações computadas a partir do dado sísmico com a finalidade de destacar ou ressaltar características geológicas deste, ou que não são diretamente identificadas no dado convencional (SHERIFF, 2002). A que apresentou o melhor resultado é conhecida como Técnica de Volume de Amplitude ou TecVa. Essa técnica resulta da combinação de outros atributos sísmicos que são RMS Amplitude, *Remove Bias e Phase Shift*, nessa ordem. Esta técnica gera um atributo volumétrico que destaca os altos contrastes de impedância, resultantes das diferenças de compactação.

### 5.3 Análise de dados de poços

Análises realizadas utilizando informações adquiridas por poços são de suma importância, pois através destas se obtém informações relacionadas ao reservatório e à geologia local. Desta forma, pode-se realizar estudos referentes a avaliação de prospectos e caracterização de reservatórios. Os dados se apresentam como perfis geofísicos, amostras de calha, testes de formação e etc. No presente trabalho, as informações utilizadas foram obtidas pelo poço 1-BRSA-498-SPS.

### 5.3.1 <u>Controle de Qualidade das Curvas</u>

A fim de se obter uma maior confiança nos dados, foi realizada um controle de qualidade das curvas utilizadas. Caso necessário, faz-se um processo de eliminação de *spikes* (picos considerados anômalos), junção de curvas de diferentes corridas (merge) e análises de perfis de Caliper. Para a execução desta etapa foi utilizado o *software* Techlog<sup>®</sup>. Somente foi necessário a análise dos perfis de Caliper para se avaliar a integridade das paredes do poço.

Foram selecionadas para uso, as curvas que além de apresentarem melhor qualidade, também apresentassem maior extensão e que fossem fundamentais na interpretação petrofísica e amarração dos poços.

# 5.3.2 Amarração poço-sísmica

A amarração de poços à sísmica é um método que visa corrigir a disparidade existente entre os poços e a sísmica, uma vez que estes se encontram em grandezas diferentes. Os poços apresentam medidas em profundidade (metros), enquanto os dados sísmicos se encontram em tempo (milissegundos). O método consiste na criação de uma relação tempo x profundidade através da geração de um sismograma sintético fruto do produto entre os os perfis sônico e o de densidade dos poços. Porém, antes da geração do sismograma, é feita uma análise o perfil sônico, retirando os *spikes* existentes e em seguida, o calibra usando o *Checkshot* (figura 10), que são velocidades intervalares calculadas a partir do fundo do poço (figura11).



Figura 10 - Gráfico do Checkshot

Fonte: O autor, 2018.

Average velocity m/s TWT TVD TomTI - Drift and intess (I-5RSA-498-SPS) 1.10000 -9.70 ms 1.25 147.00 DT24\_I us/fi TWT picked Interval velocity m/s 0 2,938.85 1,805.28 24.00 2,540.76 5,399.52 1,983.16 3,911.52 2645.5=3677.3 0 0 2705.5 3800 2753.1 3900 Э o 2800.2<del>4</del>4000 · 00 00 00 2848.1 4100 0 2892.1 4200 0 J 2936 4300 0 0 2980.6 4400 3025.8<u>∓</u>4500 · G Q 0 00 0 3073.7 4600 -00 0 0 0 3133.9 4700 0 0 D 3190.7 4800 0 0 3246.7 4900 8 8 3301.5 \$5000 0 0 3356.5 5100 000 0.00 3417.2 5200 ٥ ٥ 00 00 3472.1 5300 0 o 3521.3 5400

Figura 11 - Calibração do perfil sônico

Fonte: O autor, 2018.

Uma vez gerado o sismograma sintético, parte-se para a etapa onde este será associado ao dado sísmico real baseando-se na correlação dos refletores.

Figura 12 - Amarração poço-sísmica



Legenda: Amarração do sismograma sintético à sísmica Fonte: O autor, 2018.

## 5.3.2.2 Conversão tempo-profundidade

Com os poços amarrados, parte-se para próxima etapa que consiste em possibilitar que a sísmica possa ser analisada em profundidade para que assim, seja possível quantificar e qualificar leads e prospectos. Essa etapa se baseia em um modelo de velocidades, onde, um conjunto dados discretos advindo dos poços, é interpolado à sísmica, gerando assim uma relação entre estes domínios.

Aqui, foi utilizado o método de *layer-cake* utilizando velocidades intervalares medias. Nesse método, é calculada a profundidade de cada camada com

base nas propriedades físicas de cada intervalo e suas respectivas velocidades medias.

Os intervalos foram definidos através das superfícies mapeadas no cubo sísmico, e pelo fato deste não se estender até o fundo do mar, foram inseridas no cálculo somente as superfícies Topo do Sal, Base do Sal, Topo da Fm.Juréia, topo da Fm. Itanhaém. Topo da Fm. Itajaí-Açu (figura 13).

Figura 1	13 -	Input	das	velocidades	intervalares
----------	------	-------	-----	-------------	--------------

∎₽	📱 📲 📲 🙀 📝 🔲 Apply filter: 🔚 Saved searches								
	E	Base Correction Model							
$\approx$	Surface		🚰 Topo J	None		V=V0=VInt	V0: Constant	2300	
2	Surface		🕀 Topo It	None		V=V0=VInt	V0: Constant	2660	
2	Surface		Topo It	None		V=V0=VInt	V0: Constant	2800	
2	Constant		-5500	None		V=V0=VInt	V0: Constant	6000	
2	Constant		-6000	None		V=V0=VInt	V0: Constant	7000	

Correction and output 1 Well TDR estimation 1 Uncertainty

As velocidades inseridas foram obtidas utilizando os perfis sônicos de cada poço, já calibrados pelo *checkshot*. Devido a ocorrência de erros que estavam causando distorções no modelo, as velocidades utilizadas foram somente: topo da Fm. Juréia, topo da Fm. Itanhaém, topo da Fm. Itajaí-Açu, topo e base do sal. Salvo as duas últimas, todas estas dentro da zona de interesse do presente trabalho.

#### 5.3.3 Geoquímica orgânica

Análises geoquímicas realizadas no poço 1-BRSA-498-SPS foram disponibilizadas pela ANP, para identificação do potencial de geração de petróleo nos sedimentos presentes. Essas análises têm como intuito identificar, além das possíveis rochas geradoras, o estágio de evolução térmica e os tipos de hidrocarbonetos presentes. Para tal, as técnicas utilizadas foram estudo de Carbono Orgânico Total (COT) e Pirólise *Rock-Eval*, descritas a seguir.

Fonte: O autor, 2018.

#### 5.3.3.1 Carbono Orgânico Total

Essa técnica se baseia na determinação da quantidade total de matéria orgânica presente em um sedimento, ou seja, considerando a matéria orgânica insolúvel, chamada querogênio e a matéria orgânica solúvel conhecida como betume. Segundo Peters & Cassa (1994), teores de COT a partir de 1% já podem ser consideradas como potenciais geradoras de petróleo.

### 5.3.3.2 Pirólise *Rock-Eval*

Na técnica de Pirólise *Rock-Eval* é realizada uma simulação em laboratório do processo de maturação de hidrocarbonetos, onde são aplicadas temperaturas experimentais elevadas que permitem a ocorrência de reações termoquímicas em um curto intervalo de tempo. A partir daí, são registrados três picos (S1, S2 e S3), que são relacionados às fases de maturação. O pico S1 corresponde aos hidrocarbonetos presentes que se encontram livres na rocha e que podem ser extraídos pelo uso de solventes, o pico S2 aos hidrocarbonetos liberados durante o craqueamento térmico do querogênio, esse é o potencial gerador da rocha, ou seja, a quantidade de HC que a rocha poderia ter gerado, caso fosse submetida às condições ideais e o pico S3 representa o CO<sub>2</sub> liberado ao longo do processo. Além desses picos, também é registrada a chamada Tmáx., que representa a temperatura máxima na qual ocorre o máximo de geração de hidrocarbonetos. É registrada durante o pico S2.

O processo consiste em submeter uma amostra de 100mg à temperaturas com taxa de elevação de 25 <sup>o</sup>C/min até a temperatura máxima de 600 <sup>o</sup>C. Um detector de ionização de chama capta os componentes orgânicos gerados e os representa nos picos S1 e S2 e um detector infravermelho registra o pico S3.

De posse desses dados, pode-se calcular os índices de produtividade (IP), que indica a quantidade relativa de hidrocarbonetos livres presentes na amostra (razão S1/S2+S2), através da razão S2/COT, o índice de hidrogênio (IH) que indica a proporção entre hidrocarbonetos liberados e o conteúdo de carbono orgânico total, e por fim a razão S3/COT indica a proporção entre  $CO_2$  e o conteúdo de carbono

orgânico total, determinando o índice de oxigênio (IO). Esses índices permitem avaliar a quantidade de petróleo que o querogênio pode gerar, quando submetido a temperatura adequada, além de estimar a evolução térmica ou grau de maturação da rocha.

Os índices obtidos de hidrogênio (IH) e oxigênio (IO) correspondem, aproximadamente, às razões H/C e O/C da análise elementar do querogênio (EPISTALIÉ *et a*l.,1977) e representam a interação entre a natureza da matéria orgânica e seu grau de preservação, respectivamente. Utilizando desses índices, podese estimar e classificar o tipo de matéria orgânica presente, plotando estes no diagrama proposto por Van Krevelen, onde a matéria é classificada como tipo I, II, III e IV (TISSOT & WELTE, 1984).





Legenda: Classificação e evolução térmica dos querogênios exibidos no diagrama tipo "Van Krevelen" Fonte: ESPITALIÉ et al., 1977

### 5.3.4 Petrofísica

A petrofísica é a área que visa estudar as propriedades físicas da rocha, sua interação com os fluídos, gasosas ou líquidas. Se demonstra de suma importância, pois através desta são obtidas importantes informações para a avaliação de oportunidades exploratórias e desenvolvimento de campos produtores. O objetivo é apontar e quantificar zonas de acumulação de hidrocarbonetos, se baseando nas propriedades da rocha interpretada como reservatório. Para realização dos estudos, foram utilizados perfis geofísicos adquiridos durante a perfuração de poços por ferramentas LWD e *Wireline*.

#### 5.3.4.1 Raios gama (GR)

Este perfil se baseia na detecção de elementos radioativos presentes no arcabouço principal da rocha, tais como Tório, Potássio e Urânio. Estes elementos estão comumente associados a materiais finos argilosos ou argilo-minerais e matéria orgânica. No perfil, quando esses materiais são identificados, são registrados valores elevados e, em contrapartida, quando materiais não apresentam materiais radioativos, são registrados valores baixos. Dessa maneira, pode-se indicar relações entre a presença de materiais finos nas camadas estudadas. Sua unidade é o grau API.

#### 5.3.4.2 Sônico (DT)

O perfil sônico é registrado pela ferramenta sônica que mede o tempo de intervalo que uma onda acústica necessita para percorrer a distância de um pé através de uma litologia. Valores elevados registrados pela ferramenta indicam uma maior porosidade, uma vez que ondas acústicas se propagam mais rápido em meios sólidos do que em vazios (poros). Esse perfil é de grande importância, pois é utilizado para cálculos de velocidades intervalares, calibração de poços para amarração sísmica e fornecimento de informações litológicas e porosidade. Sua unidade é uSec/ft.

#### 5.3.4.3 Densidade

O perfil de densidade (RHOB) é obtido através da emissão de um feixe monoenergético de uma fonte conhecida, Co-60 ou Cs-137, que se choca sucessivamente com os elétrons da formação, sendo dispersados ou absorvidos, fazendo assim, com que a intensidade do feixe inicial diminua. Essa diminuição de intensidade, que está relacionada a densidade eletrônica do meio, é medida pelos detectores. Então, quanto mais densa for a rocha menor a será intensidade medida no detector e vice-versa. Para conversão em porosidade utiliza-se a fórmula abaixo:

 $p_{ma}$  = Densidade da Matriz  $p_f$  = Densidade de fluido nos poros  $p_b$  = Densidade total da formação

Esse perfil permite a obtenção da densidade das litologias, o cálculo da porosidade e indicações de zonas gás, óleo e água presentes nos reservatórios. Sua unidade utilizada é gm/cc.

### 5.3.4.4 Resistividade (ILD)

Esse perfil é gerado pelo registro da resistividade elétrica medida nas rochas quando estas são induzidas por uma corrente elétrica. A ferramenta de resistividade é equipada com um transmissor elétrico que irá emitir a carga e com sensores que irão registrar essa resistividade. Esses dados permitem análises de fluidos presentes, podendo indicar a presença de água (salina ou doce) e fluidos de hidrocarbonetos. Sua unidade é ohm.m.

Utilizando os perfis de Raio Gama, é possível distinguir os folhelhos e/ou argilas dos demais tipos litológicos. Uma das principais vantagens desse tipo de perfil é ser possível realizá-lo em poços revestidos, sendo extremamente útil em trabalhos de completação e restauração de poços.

Tendo em vista esta informação, este perfil pode ser utilizado como um indicador do volume destes nas rochas (VSHGR). É possível se calcular através de outros métodos, porém, este, hoje, é o mais comum.

Aqui, o cálculo foi feito utilizando perfil gama, onde o volume é calculado a partir da determinação de um valor médio máximo que seja representativo no intervalo, que indica a presença do material, desconsiderando *spikes* anômalos, e um valor mínimo médio, também representativo no intervalo desejado, que indica ausência de material. Com esses dados utiliza-se a fórmula a seguir:

$$V_{SHALE} = \frac{GR - GR_{min}}{GR_{max} - Gr_{min}}$$
(2)

 $V_{SHALE}$  = valor calculado de volume de folhelho GR = valor de GR lido na curva GR<sub>min</sub> = valor mínimo médio representando o reservatório limpo ou matriz  $GR_{max}$  = valor máximo médio representando os folhelhos da formação

#### 5.3.4.6 Cálculo de porosidade total (Øt) e efetiva (Øe)

O espaço vazio presente nas rochas, normalmente, preenchido por fluidos, é conhecido como porosidade, os dois tipos de porosidade abordados no trabalho são as porosidades total e efetiva. A porosidade total é aquela que leva em consideração todos os poros presentes na rocha, não importando se estão conectados ou não. Já a porosidade efetiva, abrange os poros conectados entre si (interconectados), permitindo dessa maneira, uma movimentação dos fluidos dentro da rocha. O trabalho apresentado por Rider (2011) defende que litologias diferentes possuem uma variação determinada nos valores de densidade. A seguir, encontra-se os valores para as rochas mais comuns.

LITOLOGIA	DENSIDADE (g/cm <sup>3</sup> )	MATRIZ (g/cm <sup>3</sup> )
Calcário	2,2 - 2,71	2,71
Arenito	1,9 – 2,65	2,65
Folhelho	1,8 – 2,75	2,65 - 2,7
Dolomito	2,3 - 2,87	2,87

Tabela 2 - Tabela de densidades de rocha

Fonte: RIDER,2011

Existem vários métodos para obtenção das porosidades, tais como perfis sônico (DT) e neutrão (NPHI), porém nesse estudo optou-se pelo método que utiliza as informações presentes no perfil densidade (RHOB), disponibilizado pela ANP.

Para a realização dos cálculos nos intervalos de interesse foram utilizados valores de  $2.71 \text{ g/cm}^3$  (calcários) para a densidade da matriz e  $1 \text{ g/cm}^3$  (água) e  $0.9 \text{ g/cm}^3$  (óleo leve) para a densidade do fluido.

5.3.4.7 Cálculo de resistividade (Rw) e saturação da água (Sw)

Os perfis de resistividade são perfis que medem a resistividade da formação, que nada mais é do que sua resistência à passagem do fluxo de uma corrente elétrica. A obtenção dos valores de resistividade da formação é um dos métodos para a identificação dos fluidos presentes no reservatório e também no cálculo da saturação de água (NERY, 1990).

Os hidrocarbonetos, por não serem condutores, provocam o aumento na resistividade medida da rocha, ao contrário do que acontece quando os poros de rochas que são preenchidos por água salobra, que se apresentam como ótima condutora, fazendo assim que a leitura obtida de resistividade seja baixa. Sendo assim, estes perfis são muito importantes na identificação das zonas de hidrocarbonetos e também permitem o cálculo de resistividade da água de formação (Rw).

Para a obtenção de valores da saturação de água na formação, antes é necessária a realização do cálculo de resistividade da água presente na camada. É possível a determinação através de dois métodos: direto e Resistividade da água aparente (Rwa). No método direto, as informações são plotadas em um gráfico Temperatura x Resistividade x Salinidade. O método

Rwa é calculado através da fórmula de Archie, descrita a seguir, considera o arenito limpo com saturação de 100% de água, como descrito a seguir. Assumindo que é comum os expoentes de saturação e cimentação receberem o valor estipulado de 2 e o fator de tortuosidade de 1.

$$a \ x \ Rw = Rt \ x \ Sw^n \ x \ \emptyset^m \tag{3}$$

*a* = Fator de Tortuosidade
n = Expoente de Saturação
m = Expoente de Cimentação
Rt = Resistividade da Formação

 $Rwa = Rt \times Q^2$ 



Figura 15 - *Log* com as curvas petrofísicas obtidas

Fonte: São demonstrados nessa figura o Volume de folhelho(Vsh), Porosidade total (PHIT) e efetiva (PHIE), permeabilidade PERM\_COAT), saturação de água (SW\_AR) e resistividade de água aparente (RWA). Fonte: O autor, 2018.

(4)

### 5.4 Análise volumétrica

Com o objetivo de se estimar o volume presente no prospecto estudado, foi realizada uma análise volumétrica. Para essa análise, foi utilizado o método probabilístico, uma vez que esse método apresenta um grau de incerteza menor quando comparado ao método determinístico. No método probabilístico, os volumes são representados através de uma distribuição normal que consiste em um intervalo de expectativa dos hidrocarbonetos a serem encontrados.

Os métodos probabilísticos apresentam algumas vantagens em relação ao método determinístico, tais como, o fato da aplicação da estatística apresentar melhora nas estimativas; o grau de incerteza das estimativas poder ser mensurado; dados se apresentam mais reais, incluindo as incertezas associadas à parâmetros importantes que podem ser informados aos tomadores de decisões (ROSE, 2007).

O método escolhido foi realizado pela simulação de Monte Carlo, onde esse método probabilístico trata de problemas determinísticos por meio de amostras aleatórias (OLIVEIRA, BARROS e DOS REIS, 2007). Esta simulação se baseia na ideia de que, existindo uma equação descritiva que estabeleça o comportamento do sistema em que se busca uma solução, os possíveis caminhos que esse sistema pode percorrer são simulados várias vezes, com cada simulação sendo igualmente provável, utilizando dados aleatórios de variáveis de entrada. Para cada rodada, apenas um valor é recolhido e utilizado como amostra aleatória dos possíveis valores que o resultado pode assumir, para a criação de um grande conjunto de resultados independentes. A partir da repetição deste processo um elevado número de vezes, é obtida a distribuição dos valores do resultado, assim como a média e outros parâmetros que sugerem o comportamento probabilístico do resultado (JONES, 2009).

A simulação foi realizada utilizando o *software GeoX*<sup>®</sup>, onde foi necessário a entrada de dados, tais como parâmetros volumétricos de rocha e parâmetros de reservatório/fluido. A seguir descrições das distribuições utilizadas:

a) Distribuição Normal – conhecida como distribuição gaussiana, é a distribuição mais usada na prática (KOCH & LINK, 1970). Essa distribuição é totalmente descrita pelos parâmetros de média (μ) e desvio padrão (σ). Quanto maior o desvio padrão, maior o grau de achatamento da curva;

Figura 16 - Curva de distribuição cumulativa



Fonte: JONES, 2016

- b) *Stretched* Beta é uma distribuição beta redimensionada que possui um valor mínimo e máximo que pode ser definido, ou seja, pode-se expandir o intervalo do beta usual (0 a 1) para ajustar o intervalo que faz sentido para o parâmetro que está sendo modelado;
- c) Constante somente um valor é utilizado, somente um evento é possível;
- d) Uniforme a probabilidade de se gerar qualquer ponto em um intervalo contido no espaço amostral é proporcional ao tamanho do intervalo, visto que na distribuição uniforme a f(x) é igual para qualquer valor de x no intervalo considerado. Essa distribuição é usada para se ter o número de chances possíveis de um determinado evento ocorrer dentro de um limite de duas variáveis lógicas, sendo um número finito de resultados com chances iguais de ocorrerem.

Os resultados apresentados pelo software como produto das distribuições utilizadas, foram volumes de óleo *in place* e volumes recuperáveis estimados na área estudada e as incertezas associadas.

### **6 RESULTADOS OBTIDOS**

#### 6.1 Interpretação sismoestratigráfica

Utilizando as linhas 2D e o cubo sísmico, além dos poços perfurados, disponibilizados pela ANP para o presente trabalho, foi realizada uma interpretação sismoestratigráfica com o intuito de identificar os principais horizontes sísmicos. Estes puderam ser interpretados, com base nos refletores de polaridade negativa ou positiva e de caráter regional. As interpretações aqui apresentadas, por uma questão de qualidade gráfica, foram todas apresentadas utilizando a linha sísmica SANTOS\_1A.0248-0048 (figura 17). Neste trabalho, foi possível identificar três fases de evolução tectônica na área: Rifte, Transicional e Drifte. Porém, como dito anteriormente, esse trabalho somente irá contemplar as fases tectônicas Transicional e Drifte (figura 18).





Fonte: O autor, 2018.

Figura 18 - Fase drifte e transicional da Bacia de Santos



Legenda: Fase drifte (amarelo) e fase transicional (linha azul) da Bacia de Santos mostrando diápiros e uma relativa calmaria tectônica Fonte: O autor, 2018.

A fase Transicional é marcada pela deposição do sal da Formação Ariri durante o Aptiano. Na área estudada, o sal apresenta morfologia de pequenos domos e mini-bacias. Isso se deve pelo fato do sal nessa região, estar se deslocando para as partes mais profundas devido a existência de uma inclinação em direção à bacia, fazendo com que o mesmo possua pequenas espessuras. O sal é composto em sua maioria por halita e anidrita, podendo conter outros mais solúveis, porém, não foram identificados aqui. A halocinese influenciou diretamente a deposição dos sedimentos sobrepostos, causando dobras, que formam altos estruturais com falhas no topo, e depressões que formam pequenas bacias.

A fase drifte se inicia com a deposição, sobreposta à Formação Ariri, dos calcários marinhos e margas das Formações Guarujá e Itanhaém respectivamente, e em seguida, os folhelhos da Formação Itajaí-Açu, juntamente com os turbiditos do Membro Ilha Bela. Por fim, os arenitos da Formação Juréia, marcando a regressão marinha presente na área. Sobre os sedimentos da Formação Juréia estão acomodados arenitos finos e folhelhos da Formação Marambaia, que marcam a fase de transgressão marinha da bacia.

Os horizontes foram separados por topos cronoestratigráficos da fase transicional e drifte, associadas à importantes discordâncias regionais. São eles: Base do Sal, Topo do Sal, Topo do Albiano Inferior, Topo do Albiano Superior, Topo do Turoniano, Topo do Maastrichtiano, Topo do Oligoceno, Topo do Mioceno Inferior e fundo do mar (Figura 19).



Figura 19 - Horizontes da área identificados e delimitados

Legenda: Todos os horizontes identificados foram limitados e serão discutidos individualmente Fonte: O autor, 2018.

Base do Sal apresenta um refletor contínuo de alta amplitude positiva, bem horizontalizado, sendo pouco influenciado pela tectônica, com leves saliências onde ocorrem domos, que aparentar estar associados à forma da camada inferior. Não foi identificado o efeito *pull-up*, resultado da exibição do dado em tempo e da variação lateral de velocidade entre o domo de sal e os sedimentos depositados lateralmente.

Topo do Sal separa a Formação Ariri, representada por evaporitos, especialmente halita e anidrita, dos carbonatos Albianos da Formação Guarujá. O horizonte é marcado por um refletor contínuo de alta amplitude, devido a maior velocidade de onda no sal do que na camada sobrejacente, e nele podem ser observados domos de sal, formando áreas de minibacias entre eles. Apresenta estrutura por vezes caótica, por vezes transparente e algumas partes uma leve laminação, que pode indicar uma variação entre halitas e anidritas.

Figura 20 - Horizonte Aptiano



Legenda – Horizonte Topo do Aptiano representado por deposição evaporítica durante a fase transicional Fonte: O autor, 2018.

O Topo do Albiano Inferior é identificado por um refletor de amplitude positiva e contínuo, seguindo uma concordância com o horizonte anterior. Este representa o final da Formação Guarujá. Esta formação de idade eo-albiana tem como principal característica ser fruto da implantação de uma plataforma carbonática, onde foram depositados calcarenitos oolíticos em clima quente e seco com águas salinas restritas. Apresenta algumas partes com transparência de refletores, mas no geral uma laminação concordante, estando deformadas nas proximidades dos domos de sal e altos estruturais nas porções que se encontram em cima desses mesmos domos. Nas partes mais próximas ao continente, observa-se erosões, formando um truncamento erosivo. Em alguns pontos, os carbonatos podem estar assentados diretamente sobre os sedimentos da seção pré-rifte, que se mostra uma condição favorável para migração de petróleo, formando assim um sistema petrolífero Piçarras-Guarujá.

Figura 21 - Horizonte Albiano Inferior



Legenda: Sedimentos carbonáticos de idade albiana inferior, apresentando zonas com transparência Fonte: Autor



Figura 22 - Terminações estratais da Formação Guarujá

Assentamento do albiano inferior sobre pós-rifte
Truncamento erosivo

Legenda: Setas em vermelho e azul marcam terminações de superfície erosional e *downlaps*, respectivamente. Fonte: O autor, 2018.

O Topo do Albiano Superior é identificado por um refletor contínuo, positivo e por vezes, negativo. Representa os folhelhos, calcilutitos e margas, sendo estes sedimentos de origem marinha representados pela Formação Itanhaém, que se estende até as regiões mais profundas. Podem ocorrer, intercalados a esses folhelhos, turbiditos do membro Tombo, porém estes não foram identificados aqui. Os sedimentos apresentam sismofácies planoparalelas, subparalelas e podem, localmente, estar transparentes. No encontro com os altos estruturais carbonáticos da formação inferior apresentam deformações. Estes mesmos altos estão estruturando estes sedimentos acima, formando sinformais e antiformais.



Figura 23 - Horizonte Albiano Superior

Legenda: Horizonte Albiano Superior representado pela Fm. Itanhaém composta por folhelhos e margas. Fonte: O autor, 2018.

Figura 24 - Terminações estratais Fm. Itanhaém



Legenda: Contato entre os sedimentos do Albiano superior e do Aptiano Fonte: O autor, 2018.

O Topo do Turoniano é marcado por uma discordância que separa os folhelhos da Fm. Itajaí-Açu das areias progradantes da Fm. Juréia. O refletor que representa essa discordância é um refletor positivo não muito forte, mas que pode ser bem observado pela presença da mudança de padrão de refletores acima do mesmo. As sismofácies aqui presentes são planoparalelas, podendo apresentar transparência. Também são encontradas sismofácies caóticas, por vezes com *downlaps*, que estão associadas aos turbiditos do Membro Ilha Bela. São encontrados antiformais e sinformais associadas a tectônica salífera abaixo. No presente trabalho, a Formação Itajaí-Açu é apontada como a rocha geradora e o Membro Ilha Bela

Figura 25 - Horizonte Turoniano



Legenda: Horizonte Turoniano representado por folhelhos da Fm. Itajaí-Açu e corpos turbidíticos do Mb. Ilha Bela

Fonte: O autor, 2018.

Figura 26 - Terminações estratais dos sedimentos turonianos

O Estruturas caóticas

Legenda: Pode-se observar na imagem estruturas em *downlaps* (marcadas pelas setas vermelhas) e estruturas caóticas próximas à anticlinal (marcada pelo círculo vermelho) Fonte: O autor, 2018.

O Topo do Maastrichtiano, que fecha o período Cretáceo, apresenta truncamentos erosivos contra o refletor sísmico do topo do Cretáceo são comuns e a identificação destes

auxiliou na interpretação. A formação representada é a chamada Fm. Juréia, que são grandes volumes de areias progradantes. Estudos indicam que esse grande aumento no volume de sedimentos esteja ligado ao soerguimento da Serra do Mar, servindo como uma enorme fonte. Nas áreas próximas ao sal, a sedimentação, devido ao grande peso, causou deformações no sal, formando mini-bacias e diápiros.





Legenda: Horizonte de idade maastrichtiana, representado por grandes cunhas de areia progradante. Fonte:O autor, 2018.



Figura 28 - Terminações estratais e estruturas da Formação Juréia

Legenda: São identificadas terminações de superfícies erosivas (setas vermelhas), a seta azul demonstra a direção das progradações e a seta preta exibe a espessura de uma mini-bacia formada por diápiro salino.

Fonte: O autor, 2018.



Figura 29 - Terminações estratais e estruturas da Formação Juréia em detalhe

Direção de

Legenda: Em detalhe da figura anterior, pode-se observadas terminações de superfícies erosivas e possíveis calhas (setas vermelhas). Fonte: O autor, 2018.

O Topo do Oligoceno é representado por um refletor de polaridade positiva, contínuo, bem horizontalizado. Esse intervalo é fruto de uma fase pós soerguimento da Serra do Mar, onde a bacia continuou apresentando progradações arenosas, porém em menor escala quando comparadas às apresentadas anteriormente na Fm. Juréia. Observa-se sismofácies com *downlaps* em direção à bacia e superfícies erosivas (figura 31). Os sedimentos aqui encontrados são as areias da Fm. Ponta Aguda e mais profundamente, os folhelhos da Fm. Marambaia.





Legenda: Sedimentos depositados durante o Oligoceno são representados pela Fm. Ponta Agua composta por areias progradantes. Fonte: O autor, 2018.

Seismic (default)

Figura 31 - Terminações estratais da Fm. Ponta Aguda



Legenda: Foram identificados truncamentos erosivos (setas vermelhas) e *downlaps* (setas azuis). Fonte: O autor, 2018.

O Topo do Mioceno Inferior é representado pela continuação da formação Ponta Aguda e também é marcado por um refletor positivo contínuo, paralelo ao anterior descrito. Suas sismofácies são plano-paralelas, com laminações bem visíveis, em praticamente toda extensão estudada. Esse período marca uma mudança da progradação do período anterior para uma fase agradacional.



Figura 32 - Horizonte Mioceno

Legenda: As areias anteriormente descritas continuam a se depositar durante o Mioeno. Fonte: O autor, 2018.

Figura 33 - Estruturas da Fm.Ponta Aguda



Intervalo de agradação
Sismofácies plano-paralelas

Legenda: Esse intervalo deposicional também é representado pela Fm. Ponta Aguda, porém, nesta ocorre mudança no padrão deposicional, passando para agradação. Fonte: O autor, 2018.

Figura 34 - Estruturas da Fm.Ponta Aguda



Intervalo de agradação

Sismofácies plano-paralelas

Legenda: Estruturas indicadas anteriormente em detalhe. Intervalo com padrão plano-paralelo, indicando uma agradação. Fonte: O autor, 2018.

O Fundo do mar é o refletor de mais fácil identificação, fazendo contato superior somente com a água do mar. Esse refletor positivo marca o final de um registro uma fase transgressiva, representada por sismofácies com *onlaps* em direção ao continente.

Figura 35 - Horizonte Fundo do mar



Fonte: O autor, 2018.

### 6.2 Interpretação sismoestrutural

Foi realizada uma interpretação sismoestrutural baseadas nas linhas 2D, uma vez que a área 3D se apresentava pequena e não contemplava toda extensão vertical da região estudada.

As falhas interpretadas foram em sua maioria geradas por tectônica salina, encontrando-se localizadas entre o topo do sal e o topo do eoceno, no intervalo denominado drifte. Porém, também podem ser observadas falhas iniciadas na fase rifte se estendendo até o Albiano.

As falhas da fase rifte podem ter sido reativadas, fazendo com que se prolongassem até acima dos evaporitos. Estas se apresentam como falhas normais, com direção NE-SW e mergulhos para SE, bem verticalizadas. Essas falhas podem servir como caminho migratório de hidrocarbonetos do pré-sal para reservatórios do pós-sal, tais como turbiditos do Turoniano ou carbonatos do Albiano.

As falhas associadas a halocinese estão em sua maioria localizadas no topo de domos salinos, podendo formar pequenos grabéns. Essas estruturas aparentam ter gerados calhas e zonas de acomodação para as formações do Turoniano nas zonas mais profundas e nos domos mais extensos verticalmente, para as formações depositadas a partir do final do Cretáceo. Nessas áreas mais rasas, as falhas quase alcançam o fundo oceânico.

Outras falhas do Eoceno foram interpretadas, se encontrando bem verticalizadas e também, como a anteriormente descrita, quase atingindo o fundo do mar. Nessas não foram observadas qualquer formação de estruturas.

Figura 36 - Linha 2D com falhas identificadas.



Legenda: Destaque para as falhas marcadas em verde e amarela que ligam os sedimentos pré-sal aos sedimentos do Turoniano, podendo formar um canal migratório de hidrocarbonetos. Fonte: O autor, 2018.

### 6.3 Caracterização do reservatório

Nesse trabalho foi identificado um reservatório pertencente ao sistema petrolífero Fm.Itajaí-Açu/Mb. Ilha Bela, descrito como turbiditos envolvidos e selados por folhelhos. Para a sua definição, utilizou-se dados de poços, perfis compostos e feições sísmicas características, além da extração de *geobodies*, que permitiram uma visualização 3D do corpo estudado. Esse reservatório encontra-se no topo de uma anticlinal desenvolvida a partir da movimentação salífera.



Figura 37 - Localização dos corpos turbidíticos na área de interesse

Legenda: Os turbiditos de interesse se encontram localizados acima de um domo salino formado pela tectônica salífera.

Fonte: O autor, 2018.

#### 6.3.1 Reservatório do Membro Ilha Bela

Para as descrições do reservatório do Membro Ilha Bela aqui apresentadas, foram utilizadas as descrições de amostra de calha, realizadas pela Petrobrás, presentes no perfil composto do poço 1-BRSA-498-SPS. No perfil composto, o intervalo está descrito como areias turbidíticas de granulometria média, areias hialinas, subarrendondadas, seleção média e desagregada, com presença de sedimentos finos e grossos e com material friável.

Os corpos se apresentam orientados em sentido *strike*, sendo identificado apenas no bloco 3D, uma vez que as linhas 2D sentido *strike* não cortam o corpo estudado. As sismofácies observadas são caóticas em praticamente toda sua extensão. A extração de *geobodies* possibilitou a compreensão da distribuição do corpo e sua geometria.



Figura 38 - Corpos turbidíticos identificados no cubo sísmico

Legenda: Imagem demonstra a localização dos corpos turbidíticos no cubo sísmico. A linha verde demonstra a localização do poço 1-BRSA-498-SPS. Fonte: O autor, 2018.



Figura 39 - Poço 1-BRSA-498-SPS com perfil gama plotado

Legenda: A imagem mostra o poço 1-BRSA-498-SPS com as curvas de raio gama cortando no cubo sísmico a área de interesse. Variação no perfil gama mostra a presença de corpos arenosos inseridos em uma formação de folhelho.

Fonte: O autor, 2018.



Figura 40 - Poço 1-BRSA-498-SPS em detalhe com perfil gama plotado

Legenda: Em detalhe a imagem anterior, com um aumento no intervalo do poço com o perfil gama. Nesta, pode-se observar, amarelho a presença dos corpos arenosos, interpretados como turbiditos. As curvas verdes foram interpretadas como folhelhos da formação Itajaí-açu. Fonte: O autor, 2018.


Figura 41 - Time slice da seção Turoniana com poço localizado

Legenda: Em amarelo são representados os corpos turbidíticos e em vermelho o poço utilizado no presente trabalho. Fonte: O autor, 2018.

Figura 42 - Corpos Turbidíticos Geobodies



Fonte: O autor, 2018.

Figura 43 - Corpos turbidícos Geobodies em perfil



Legenda: Corpos turbidíticos se encontram no sentido strike espalhados lateralmente. Estão cortados pelo poço demonstrado pela linha verde.

Fonte: O autor, 2018.

Figura 44 - Área do reservatório



Legenda: Pode-se observar a área do reservatorio sendo cortada por falhas que podem servir de rotas para migrações secundárias de hidrocarbonetos. Fonte: O autor, 2018. Através da técnica de TecVa foram identificadas falhas profundas que poderiam servir de rotas de migração de hidrocarbonetos presentes nas formações abaixo dos evaporitos.

Estudos petrofísicos foram realizados no intervalo de interesse para a realização de cálculos petrofísicos. O poço utilizado foi o 1-BRSA-498-SPS, sendo esse o único inserido na porção estudada. Buscou-se extrair os valores de porosidade total, saturação de água, saturação de óleo e *net-pay* (Figura 45).



Figura 45 - Curvas com resultados petrofísicos

Legenda: PHIT = Porosidade Total, SW\_AR = Saturação de Água de Formação e PAY\_NET = zonas de net pay. Fonte: O autor, 2018.

Através dos perfis de densidade foram obtidos os valores de porosidade e com o uso da equação de Archie e perfis de resistividade profunda os valores de saturação de água.

Tabela 3 – Quadro com o intervalo de interesse

Poço	Intervalo de interesse		
	Base	Торо	
1-BRSA-498-SPS	4625m	4680m	
$\Gamma + O + 0.010$			

Fonte: O autor, 2018.

Tabela 4 - Quadro com valores obtidos pela equação de Archie

Poço	Zona	Variável	Mínimo	Média	Máximo
1-BRSA-498- SPS	Turbiditos	PHIT	8%	15%	26%
1-BRSA-498- SPS	Turbiditos	SW_AR	1%	3%	7%
1-BRSA-498- SPS	Turbiditos	S_OL	93%	97%	99%

Legenda: PHIT = Permeabilidade; SW\_AR = Saturação de água da formação; S\_OL = Saturação de óleo.

Fonte: O autor, 2018.

Os valores de *net-pay* foram definidos considerando as regiões onde a porosidade nas areias se apresentou acima de 6%, saturação de água de formação (Sw) até 60% e Vsh até 30%(tabela 5).

Tabela 5 - Quadro demonstrando Net, Gross e Net-to-Gross

Poço	Zona	Unidade	Gross	Net	Net-to-Gross
1-BRSA-498-	Turbiditas	100	55	2.5	1 60/
SPS	i urbiditos	111	33	2,3	4,0%

Fonte: O autor, 2018.

Os resultados apresentados indicam uma porosidade alta em alguns pontos e em outros com valores consideravelmente baixos, tendo um valor médio geral de 15%, estando com valores médios próximos aos campos turbidíticos mais próximos, Merluza (16%) e Lagosta (19%), porém, estes são produtores apenas de gás. Os valores baixos encontrados ao longo da formação, estão provavelmente associados ao alto volume de sedimentos argilosos e/ou siltosos presentes nos corpos arenosos, como demonstrado na comparação das curvas Vsh e porosidade na figura 46.



Figura 46 - Layout com resultados petrofísicos

Legenda: *Layout* demonstrando resultados obtidos, atentar para os altos valores de Vsh, representando uma alta presença de folhelhos na formação turbidítica. Fonte: O autor, 2018.

Os valores *Net-to-Gross* calculados se apresentam baixos, com as camadas de *net-pay* espaçadas entre si e finas, com a maior chegando apenas a 1 metro de espessura.

## 6.4 Avaliação de ocorrência de hidrocarbonetos

Utilizando os dados disponibilizados pela ANP e os obtidos ao longo do presente trabalho, foram realizados cálculos volumétricos através do *software GeoX*<sup>®</sup>, com o intuito de se definir o volume de óleo (*in place* e recuperáveis) no horizonte estudado.

Os dados sísmicos 3D cedidos abrangiam uma área de aproximadamente 100km<sup>2</sup> com medida vertical em tempo. Foi gerado um modelo de velocidade baseado nas velocidades encontradas nos horizontes presentes, o que possibilitou a conversão tempo-profundidade dos dados sísmicos, assim como as superfícies traçadas.

Não foi encontrado contato óleo-água, assim como indícios de gás, sendo considerado somente a presença de óleo na formação. O volume de rocha (*Gross rock volume*) da formação turbidítica estudada foi calculada pelo *software* Petrel<sup>®</sup>, sendo estimado em aproximadamente  $1.232 \times 10^6 \text{ m}^3$ .

Apesar do estudo ter se baseado quase em sua totalidade no poço 1-BRSA-498-SPS, foram considerados dados dos outros poços entre os dados cedidos pela ANP, tais como o teste de formação que contempla informações referentes ao reservatório. Este, que foi realizado no poço 4-BRSA-708-SPS, indicou a presença de óleo leve com um API de 43°, permeabilidade efetiva ao óleo em 6 mD e produtividade em 1  $m^3/d/(kgf/cm^2)$ , ambas consideradas baixas.

## 6.4.1 Segmento dos turbiditos do Membro Ilha Bela

Para a análise volumétrica do segmento turbidítico, foi necessário a entrada de dados no *software* e definir as distribuições para cada parâmetro para que este gere os resultados desejados (Tabela 6). Os valores de razão gás/óleo, B<sub>o</sub>, B<sub>g</sub> e fator recuperação foram obtidos na literatura, uma vez que estes não foram disponibilizados. Os demais valores foram obtidos ao longo do trabalho.

Parâmetro	Mínimo	Moda	Máxima	Distribuição
Área (m <sup>2</sup> )	8.000	8.500	8.700	Streched Beta
Espessura(m)	40	60	70	Streched Beta
Porosidade (%)	8	15	26	Streched Beta
Net-to-gross (%)	1	5	10	Streched Beta
Saturação de.óleo (%)	93	97	99	Streched Beta
Тгара	1	-	-	Constante
Bo	1.17	-	-	Constante
Razão gás/óleo	350	-	-	Constante
Fator recuperação	0.25	-	0.3	Uniforme

Tabela 6 - Valores utilizados nos parâmetros de reservatório e fluido dos turbiditos

Fonte: O autor, 2018.

Após a inserção dos dados acima, o próximo passo foi inserir os dados referentes aos elementos do reservatório, processos e dados de risco do *play* que está sendo investigado. Os elementos são rocha geradora, rocha reservatório, selo e trapa e os processos são geração, migração e preservação.

Esses dados são usados de forma decimal que representa a porcentagem da probabilidade de ocorrência de cada elemento. Devido ao fato do poço utilizado apresentar óleo foi dado o valor 1 para trapa e selo e fonte e migração. Para presença de reservatório e qualidade do reservatório foi dado valor de 0.7, considerando o *net-to-gross* apresentar valores extremamente baixos.

O maior risco considerado no reservatório foi ao altos valores no *log* petrofísico de *VShale*, indicando materiais argilosos e/ou siltosos presente nas areias turbidíticas, causando assim, o preenchimento dos poros por esses materiais provocando a diminuição na porosidade e permeabilidade no reservatório como um todo, impossibilitando uma acumulação econômica de hidrocarbonetos. Por esse motivo, o elemento "qualidade do reservatório" recebeu um valor mais baixo (70%).

A probabilidade de sucesso ou *Unconditional Probability* é o cálculo das probabilidades do volume de óleo ao final. Dessa maneira, um valor baixo indica uma diminuição nos volumes de HC presentes, sendo o valor obtido de 49%.

Risk factor	P(play)	P(segment   pl	P(play) justification
Trap and Seal	1.000	1.000	Trapeado por folhelhos
Reservoir Presence	1.000	0.700	Alta % Vshale
Reservoir Quality	1.000	0.700	Alta % Vshale
Source and Migration	1.000	1.000	Saturado com óleo
> Marginal play probability	1.000		
> Conditional segment probability		0.490	
> Unconditional probability		0.490	
> Dry hole risk		0.510	

Figura 47 - Cálculo de avaliação de risco

Fonte: O autor, 2018.

Os volumes de óleo *in place* e recuperável se apresentam de acordo com suas probabilidades de ocorrência, sendo divididos em P90, P50 e P10. A estimativa otimista é representada pelo P10, a melhor estimativa pelo P50 e a pessimista por P90, isso se deve ao fato de que uma visão otimista dos volumes do campo incorre num volume maior de óleo existente (ou recuperável), porém, quanto maior o volume, maior será a incerteza do volume total ser recuperado.

1 abela / - Resultados volumenteos obtidos	Tabela	7 –	Resultad	dos vo	lumétricos	obtidos
--	--------	-----	----------	--------	------------	---------

Recurso	P90	P50	P10
Acumulação de óleo (MM STB) In place	6178,0	13719,5	24243,0
Acumulação de óleo (MM STB) Recuperável	1486,0	3380,5	6149,9

Legenda MM STB = *million stock tank barrels* Fonte: O autor, 2018.

As curvas de distribuição a seguir exibidas nas figuras 48 e 49 demonstram os resultados obtidos do volume de óleo *in place* e recuperável que foram expressos também na tabela anterior (tabela 7).





Legenda: Curvas de distribuição demonstrando sucesso e risco de acumulação Fonte: O autor, 2018.



Figura 49 - Curva de distribuição para volume de óleo recuperável

Legenda: Curvas de distribuição demonstrando sucesso e risco de acumulação Fonte: O autor, 2018.

## CONCLUSÃO

O presente estudo, que teve como objetivo a avaliação de uma área proximal inserida na porção pós-sal da Bacia de Santos, localizada em sua região central, conquistou como produto a identificação de um possível *lead*. Este estudo utilizou-se de uma metodologia para a interpretação sísmica que abrangeu a aplicação de atributos com o intuito de melhorar a visualização das linhas 2D e cubo sísmico disponibilizados, amarração poço-sísmica, conversão tempo-profundidade. Para estudos petrofísicos foram utilizados poços e perfis geofísicos que permitiram cálculos petrofísicos essenciais. Por fim, foram realizados cálculos para estimar o volume de hidrocarbonetos.

A interpretação sísmica se deu a partir da utilização de quatro linhas 2D regionais (duas dip's e duas strike's) e um cubo sísmico de aproximadamente 100 km<sup>2</sup>. Nestas foram identificadas, através de técnicas de sismoestratigrafia, duas fases da bacia: fase Transicional (Formação Ariri) e fase Drifte, que abrange as formações Guarujá, Itanhaém, Itajai-Açu Juréia e Ponta Aguda. O uso de atributos sísmicos e principalmente a técnica TecVa, que é formada pela combinação de determinados atributos sísmico, permitiram a visualização, identificação e interpretação das unidades citadas anteriormente.

O estudo se concentrou na formação Itajai-Açu por esta apresentar um *play* juntamente com os turbiditos do Membro Ilha Bela. Sendo a Formação Itajai-Açu a rocha reservatório e selante e o Membro Ilha Bela a rocha reservatório.

A rocha reservatório interpretada, como pertencente ao Membro Ilha Bela, foi classificada como arenitos argilosos, com sismofácies caóticas, localizada nos altos estruturais gerados pela tectônica salina. Apresenta porosidade com valores entre 8% e 26%, saturação de óleo entre 93% e 99% e *Net-to-Gross* chegando a apenas 5%.

Os estudos volumétricos obtiveram uma estimativa volumétrica de óleo *in place* de **14616,4 MM STB** e volume de óleo recuperável de **3650,5 MM STB** com uma probabilidade de ocorrência de 49%. Dados resultantes do teste de formação feito pela companhia operadora na área indicaram um óleo leve com 43° API, chegando a 47° API.

Concluiu-se que o sistema petrolífero existe e é válido, pois existe a ocorrência de hidrocarbonetos, porém, devido ao elevado valor de sedimentos argilosos e/ou siltosos inserido na rocha reservatório, não houve grande acumulação de óleo. Sendo assim, recomenda-se que se considere a área estudada como um *lead* e se continue a explorar regiões próximas que se assemelhem ao *play* apresentado.

## REFERÊNCIAS

ALMEIDA, F.F.M. *Diferenciação tectônica da Plataforma Brasileira*. In: Congresso Brasileiro de Geologia, 23, Salvador, 1969. Anais..., Salvador. p. 29-46.

ASMUS, H.E.; PORTO, R. *Classificação das bacias sedimentares segundo a tectônica de placas.* In: CONGRESSO BRASILEIRO DE GEOLOGIA, 26., 1972, Belém, Anais... Belém: Sociedade Brasileira de Geologia, 1972, v.2, p. 67-90.

ASMUS, H.E.; GUAZELLI, W. *Descrição sumária das estruturas da margem continental brasileira e das áreas oceânicas e continentais adjacentes: hipótese sobre o tectonismo causador e implicações para os prognósticos do potencial de recursos minerais.* Projeto REMAC: estruturas e tectonismo da margem continental brasileira, e suas implicações nos processos sedimentares e na avaliação do potencial de recursos minerais. Rio de Janeiro: Petrobras, 1981. p.187-269 (Série Projeto REMAC, 9).

BALK, R. *Structure of Grande Saline salt dome, Van Zandt County, Texas.* AAPGBulletin, 1949, 33: 1791-1829.

BIZZI, L. A.; SCHOBBENHAUS, C.; VIDOTTI, R.M.; GONÇALVES, J.H. *Geologia, Tectônica e Recursos Minerais do Brasil Textos,Mapas & SIG.*Brasília: Serviço Geológico do Brasil - CPRM, 2003. 642p.

CARVALHO M.D. 1989. *Microfácies, modelo deposicional e evolução da plataforma carbonática do Eo/Mesoalbiano da Bacia de Santos.* Dissertação de Mestrado, Instituto de Geociências, Universidade Federal do Rio de Janeiro,110p.

CARVALHO M.D.; PRAÇA U.M.; JUNIOR J.J.M.; SPADINI A.R. 1990. *Reservatórios carbonáticos profundos do eo/mesoalbiano da Bacia de Santos.* Revista de Geociências da Petrobrás, 4: 429-450.

CALDAS, M.F; ZALÁN, P.V. 2009. *Reconstituição cinemática e tectonosedimentação associada a domos salinos nas águas profundas da bacia de santos, brasil*. Boletim de Geociências da Petrobras, v. 17, n. 2, p. 227-248, CHANG, H. K.; ASSINE, M. L.; CORRÊA, F. S.; TINEN, J. S.; VIDAL, A. C.
& KOIKE, L. 2008. Sistemas Petrolíferos e Modelos de Acumulação de Hidrocarbonetos na Bacia de Santos. Rev. Bras. Geociências, v. 38, n. 2, p. 29-46.

CHANG, H.K.; KOWSMANN, R.O. 1987. *Interpretação genética das sequências estratigráficas das bacias da margem continental brasileira*. Rev. Bras. Geociências, 17:74-80.

CHANG, H.K.; KOWSMANN, R.O.; FIGUEIREDO, A.M.F.; BENDER, A.A. *Tectonics and stratigraphy of the East Brazil Rift system: an overview.* Tectonophysics, n.213, p.97-138, 1992.

COBBOLD, P.R.; ROSSELLO, E.; VENDEVILLE, B. *Some experimentes interacting sedimentation and deformation above salt horizons.* Bulletin de la Societe Géologique de France, Rennes, n.3, p. 453-460, 1989.

COBBOLD, P.R.; SZATMARI, P. *Radial gravitational gliding on passive margins.* Tectonophysics, Amsterdam v. 188, p. 249-289, 1991.

DEMERCIAN, L. S. (1996). *A halocinese na evolução do sul da Bacia de Santos do Aptiano ao Cretáceo Superior.* Dissertação de Mestrado, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, RS, Brasil, 210p.

DEMERCIAN, L.S.; SZATMARI, P. *Thin-skinned gravitacional Transfer Zone in the Southern Part of Santos Basin.* In: International Congress of the Brazilian Geophysical Society, 6, Rio de Janeiro. Expanded Abstracts...Rio de Janeiro: SBGf, 1999, CD-ROM.

DUVAL, B.; CRAMEZ, C.; JACKSON, M.P.A. *Raft tectonics in the Kwanza Basin, Angola.* Marine and Petroleum Geologu, Guildford, v.9, p. 389-404. 1992.

ESPITALIÉ, J.; LAPORTE, J. L.; MADEC, M.; MARQUIS, F.; LEPLAT, P. & PAULET, J. *Méthod rapide de cgaractérization des roches mères, de leur poyentiel pétrolier et de leur degré d'évolution.* Rev. Inst. Français Pétrol., n. 32, p. 23-43. 1977.

FRIEDMAN, G.M. *Significance of Red Sea in problem of evaporites and basinal limestones*. American Association of Petroleum Geologists Bulletin, Tulsa, Okla., v.56, p.1072-1086. 1972.

GAMBOA, L. A. P.; MACHADO, M. A. P; SILVEIRA, D. P.; FREITAS, J. T.
R. & SILVA, S. R. P. 2008. *Evaporitos estratificados no Atlântico Sul.* In:
MOHRIAK, W., SZATMARI, P. E ANJOS, S. M. C. (eds). Sal- Geologia e
Tectônica: exemplos de bacias brasileiras. Petrobras, p. 340-359.

GAMBOA, L.A.; RABINOWITZ,P.D. *The Rio Grande fracture zone in the western South Atlantic and its tectonic implication.* Earth and Planetary Science Letters, Amsterdam, v. 52, n.2, p. 410-418, Feb. 1981.

GIBBS, A.D. 1983. *Balanced cross-section construction from seismic sections in áreas of extensional tectonics*. J. Struct. Geol., 5(2): 153-160.

HASUI, Y. 2008. *Estágio de transição*. In: C.D.R. CARNEIRO, Y. HASUI, A. BARTERELLI (Coords.), Geologia do Brasil. Oficina de Textos..

HEILBRON, M.; MOHRIAK W.; VALERIANO C.M.; MILANI E.; ALMEIDA J.C.H.; TUPINAMBÁ M. 2000. *From collision to extension: the roots of the south-eastern continental margin of Brazil*. In: TALWANI & MOHRIAK (eds) Atlantic Rifts and Continental Margins. American Geophysical Union, Geophysical Monograph Series, 115: p.1-34.

JACKSON, M.P.A.; TALBOT, C.J. *External shapes, strain rates, and dynamics of salt structures*. Geological Society of America Bulletin, Boulder, v.97, n.3, p. 305-323, 1986.

JONES, C. M., *Aplicação do conceito de área exaurida à região de águas rasas da bacia petrolífera de Campos, utilizando ferramentas de modelagem do processo exploratório*. Dissertação de mestrado. Universidade Estadual do Rio de Janeiro, 2009.

JONES, C. M., *Distributions*. Presentation of Specialization Course in Seismostratigraphy Interpretation UERJ. Universidade Estadual do Rio de Janeiro, 2016.

KENDALL, A.C. 1984. *Evaporites.* In: WALKER, R.G. (ed.), Facies Models. Second Edition. Geoscience Canada Reprint Series 1, Cap. 17, p. 259-296.

KOCH, G.S.; LINK, R.F. *Statistical analysis of geological data.* New York, Dover Publications Inc. Vol. I. 375 p.; Vol. II. 438p. 1970.

LEYDEN, R.; *et al. South Atlantic diapiric structures.* Amreican Association of Petroleum Geologists Bulletin. Tulsa, Okla., v. 60, p. 196-212. 1976.

LOBO, A. P.; FERRADAES, J.O. *Reconhecimento preliminar do talude e sopé continentais da Bacia de Campos.* Rio de Janeiro: Petrobras. Depex. Dirsul. Secasu. 1983. 27 f. Relatório interno.

MACEDO, J.M. *Evolução Tectônica da Bacia de Santos e áreas continentais adjacentes.* Revista Geociências da Petrobrás. Rio de Janeiro, v.3, n.3, p.159-173, 1989.

MCKENZIE, D. 1978. *Some Remarks on the Development of Sedimentary Basins.* Earth and Planetary Science Letters, 40: p.25-32.

MEISLING, K.E.; COBBOLD, P.R.; MOUNT, V.S. *Segmentation of an obliquely rifted margin, Campos and Santos Basins, southeastern Brazil.* American Association of Petroleum Geologists Bulletin, Tulsa, Okla., v. 85, n. 11, p.1903-1924, Nov. 2001.

MEISLING, K.E.; COBBOLD; P.R, MOUNT; V.S. Segmentation of na obliquely rifted margin, Campos and Santos basins, southeastern Brazil. AAPG Bulletin, v. 85, n. 11, p.1903-1024, 2001.

MILANI, E.J., THOMAZ FILHO, A. 2000. *Sedimentary basins of South America.* In: CORDANI, U.G., MILANI, E.J., THOMAZ FILHO, A., CAMPOS, D.A. (eds.). Tectonic evolution of South America, 31 International Geological Congress, 31, Rio de Janeiro, p. 389-449.

MILANI, E.J.; THOMAZ FILHO, A. 2000. *Sedimentary basins of South America.* In: U.G. CORDANI, E.J.; MILANI, A. THOMAZ FILHO, D.A. Campos (eds). Tectonic Evolution os South America. 31stInternacional Geological Congress, Rio de Janeiro, p. 389-449.

MITCHUM JR., R.M.; VAIL, P.R.; THOMPSON III, S.S. *Seismic Stratigraphic and Global Changes of Sea-Level, part 2: The Depositional Sequence as a Basic Unit For Stratigraphic Analysis.* In: PAYTON, E.E. Ed. Seismic Stratigraphy Application to Hydrocarbon Exploration, Tulsa, American Association Petroleum Geologists Memoir 26.p.53-62, 1977(a)

MODICA, C.J. & BRUSH, E.R. *Postrift sequence stratigraphy, paleogeography, and fill history of the deep-water Santos Basin, offshore southeast Brazil.* AAPG Bulletin, v. 88, n. 7, p.923-946, 2004. MOHRIAK, W & SZATMARI, P & ANJOS, S.M.C. *Sal: Geologia e Tectônica*. Editora Beca, São Paulo, 2008.

MOHRIAK, W.U. *Recursos energéticos associados à ativação tectônica Mesozóico- Cenozóico da América do Sul.* In: MANTESSO-NETO, V.; BARTORELLI, A.; CARNEIRO, C.D.R.; BRITO-NEVES, B.B. (eds), Geologia do Continente Sul-Americano: Evolução da Obra de Fernando Flávio Marques de Almeida. São Paulo, editora Beca, 2004, p. 293-318.

MOHRIAK, W.U. *Salt tectonics structural styles: contrats and similarities between the South Atlantic and the Gulf of Mexico.* In: TRAVIS, C.J.; HARRISON, H.; HUDEC, M.R.; VENDEVILLE, B.C.; PEEL, F.J.; PERKINS B.E. (Ed.). Salt, Sediment and Hydrocarbons, Austin, Tex.: Society of Economic Paleontologists and Mineralogists. Gulf Coast Section, 1995.

MOREIRA, J. L. P.; MADEIRA, C. V.; GIL, J. A. & MACHADO, M. A. P. 2007. Bacia de Santos. Boletim de Geociências da Petrobras, v. 15, n. 2, p. 531-549.

NERY, G. G., Perfilagem Geofísica em Poço Aberto. Salvador, BA, 231p, 1990.

ODÉ, H. *Review of mechanical properties of of salt relating to salt-dome genesis,* In: BRAUNSTEIN, J.; OBRIEN, G.D. (Ed.) Diapirism and diapirs: a symposium. Tulsa, Okla.: (American Association of Petroleum Gelogist. Memoir, 8)

OLIVEIRA, P. H. D., BARROS, N. R., DOS REIS, S. G. *Aplicabilidade do método de simulação de Monte Carlo na previsão dos custos de produção de companhias industriais: o caso Companhia Vale do Rio Doce.* Anais, 70 Congresso USP Controladoria e Contabilidade, 26 e 27 de julho, 2007, São Paulo, SP. 2007.

OLIVEIRA, P. H. D., BARROS, N. R., DOS REIS, S. G. *Aplicabilidade do método de simulação de Monte Carlo na previsão dos custos de produção de companhias industriais: o caso Companhia Vale do Rio Doce.* Anais, 70 Congresso USP Controladoria e Contabilidade, 26 e 27 de julho, 2007, São Paulo, SP. 2007.

OUREIRO, S. G. 2006. *Magmatismo e sedimentação em uma área na plataforma Continental de Cabo Frio, Rio de Janeiro, Brasil, no intervalo* 

*Cretáceo Superior-Terciário.* Boletim de Geociências da Petrobras, v. 14, n. 1, p. 161-170.

PEREIRA, M. J. & FEIJÓ, F. J. 1994. *Bacia de Santos.* Boletim de Geociências da Petrobras, v. 8, n. 1, p. 219-234.

PETERS, K. E. & CASSA, M. R. 1994. *Applied Source Rock Geochemistry*. In: MAGOON, L. B, AND DOW, W. G., The Petroleum System – from source do trap: AAPG Memoir, n. 60, p. 93-120.

PONTE, F.C. & ASMUS, H.E. – 1976. *Brazilian marginal basins: current state of knowledge.* Academia Brasileira de Ciencias, Anais no 48 (suplemento) p(515-239), 1986.

RIDER, M. *The Geological Interpretation of Well Logs.* 3a Edição. Rider-French Consulting Ltd, Sutherland, Scotland, 280p. 2011.

ROSE, P. R., *Measuring what we think we have found: Advantages of probabilistic over deterministic methods for estimating oil and gas reserves and resources in exploration and production.* AAPG Bulletin, v. 91, n. 1, p. 21-29, jan. 2007.

SCHREIBER, B.C. *Arid shorelines and evaporites.* In H.G. Reading, ed., Sedimentary environments and facies (2nd ed.), Blackwell Scientific Publishers. pp. 189-228, second edition., 625p., 1986.

SCHREIBER, B.C. *Environments of subaqueous gypsum deposition.* In: DEAN, W.E.; SCHREIBER, B.C. (Ed.). Marine Evaporites, Tulsa. Okla.: Society of Economic Paleotologists and Mineralogists, 1978. 188 p.p. 43-73. (Society of Economic Paleontologists and Mineralogists Lecture Notes for Short Course, 4)

SCHREIBER, B.C. *Introduction – Classification of Marine Evaporites.* In: DEAN, W.E.; SCHREIBER, B.C. (Ed.). Marine Evaporites, Tulsa. Okla.: Society of Economic Paleotologists and Mineralogists, 1978. 188 p.p. 1-5. (Society of Economic Paleontologists and Mineralogists Lecture Notes for Short Course, 4)

SHERIFF, R. E., *Encyclopedic dictionary of applied geophysics: SEG*. Geophysical References Series, v. 13, 2002.

TISSOT, B. P. & WELTE, D. H. 1984. *Petroleum Formation and Occurrence*. 2nd Edition. New York, 699p.

VAIL, P.R. *Seismic stratigraphy interpretation using sequence stratigraphy. Part 1: seismic stratigraphy interpretation procedure.* In: BALLY, W.A. (ed.) Atlas of Seismic Stratigraphy, v. 1, AAPG Studies in Geology n.27 p.1-10. 1987.

VENDEVILLE, B.C.; COBBOLD, P.R. *Glissements gravitaires synsédimentaires et failles normales listriques: modèles expérimentaux*. Paris: Compte Rendues, 1987. P. 1313-1319. (Academie Sciences Série II, 305).

VENDEVILLE, B.C.; COBBOLD, P.R. *How normal faulting and sedimentation interact to produce listric fault profiles and stratigraphic wedges.* Journal of Structural Geology. Amsterdam, v. 10, n.7, p. 649-659, 1988.

WARREN, J.K. 2006. *Evaporites: Sediments, Resources and Hydrocarbons.* New York. Springer, 1, 1035p.

WORRAL, D.M.; SNELSON, S. *Evolution of the northern Gulf of Mexico, with emphasis on Cenozoic growth faulting and the role of sal.* In: BALLY,
A.W.; PALMER, A.R. (Ed.) The geology of North America: an overview.
Boulder, Colo. : Geological Society of America, 1989. P. 97-138. (Geological Society of America. The Geology of North America, A).

ZALÁN, P. V. (2001). *Tectonic styles in Sedimentary Basins: Short Course Notebook*, 7th International Congress of the Brazilian Geophysical Society, Salvador, Brazil, October, 2001, 28 p

ZALÁN, P.V. Evolução Fanerozóica das bacias sedimentares brasileiras, Brasil.In: ALMEIDA, F.F.M. Geologia do Continente Sul-Americano, São Paulo: Beca, 2004. p. 595-612.