



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

Victor de Mello Artagão

**Análise estratigráfica de alta resolução aplicada aos depósitos da  
Formação Barra Velha, Bacia de Santos: identificação, correlação e  
mecanismos de controle de ciclos sedimentares**

Rio de Janeiro  
2018

Victor de Mello Artagão

**Análise estratigráfica de alta resolução aplicada aos depósitos da Formação  
Barra Velha, Bacia de Santos: identificação, correlação e mecanismos de  
controle de ciclos sedimentares**

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. Egberto Pereira

Coorientador: Dr. Guilherme Pederneiras Raja Gabaglia

Rio de Janeiro

2018

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

A784 Artagão, Victor de Mello.  
Análise estratigráfica de alta resolução aplicada aos depósitos da Formação Barra Velha, Bacia de Santos: identificação, correlação e mecanismos de controle de ciclos sedimentares / Victor de Mello Artagão. – 2018.

172 f. : il.

Orientador: Egberto Pereira.

Co-orientador: Guilherme Pederneiras Raja Gabaglia.

Dissertação (Mestrado) - Universidade do Estado do Rio de Janeiro, Faculdade de Geologia.

1. Geologia estratigráfica – Santos, Bacia de (SP) – Cretáceo – Teses.  
2. Carbonatos – Sedimentação e depósitos – Santos, Bacia de (SP) – Teses  
3. Pré-sal – Santos, Bacia de (SP) – Cretáceo – Teses.  
4. Estratigrafia de sequências – Santos, Bacia de (SP) – Cretáceo – Teses.  
5. Estratigrafia de alta resolução – Santos, Bacia de (SP) – Cretáceo – Teses.  
I. Pereira, Egberto. II. Gabaglia, Guilherme Pederneiras Raja. III. Universidade do Estado do Rio de Janeiro. Faculdade de Geologia.  
IV. Título.

CDU 551.7(815.6)

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

---

Data

Victor de Mello Artagão

**Análise estratigráfica de alta resolução aplicada aos depósitos da Formação  
Barra Velha, Bacia de Santos: identificação, correlação e mecanismos de  
controle de ciclos sedimentares**

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.

Aprovada em 27 de abril de 2018.

Coorientador: Dr. Guilherme Pederneiras Raja Gabaglia  
Petróleo Brasileiro S.A

Banca Examinadora:

---

Prof. Dr. Egberto Pereira (Orientador)  
Faculdade de Geologia - UERJ

---

Prof. Dr. Sergio Bergamaschi  
Faculdade de Geologia - UERJ

---

Dr. Luiz Carlos Veiga de Oliveira  
Petróleo Brasileiro S.A

Rio de Janeiro  
2018

## **AGRADECIMENTOS**

À Petrobras, pela permissão e apoio durante todo o período de desenvolvimento deste trabalho.

Aos geólogos João Paulo Borges Gomes, Ricardo Lykawka e Saulo Pedrinha pelo auxílio durante as descrições dos testemunhos e pelas fundamentais discussões durante o desenvolvimento deste trabalho.

Aos orientadores Egberto Pereira e Guilherme Raja Gabaglia, pelas proveitosas discussões a respeito do tema e pelo conhecimento repassado.

À minha família, pelo suporte incondicional.

## RESUMO

ARTAGÃO, Victor de Mello. **Análise estratigráfica de alta resolução aplicada aos depósitos da Formação Barra Velha, Bacia de Santos**: identificação, correlação e mecanismos de controle de ciclos sedimentares. 2018. 172 f. Dissertação (Mestrado em Geologia) – Faculdade de Geologia, Universidade do Estado do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2018.

A Bacia de Santos, localizada na margem continental adjacente à Região Sudeste do Brasil, se desenvolveu a partir do processo de rifteamento do paleocontinente Gondwana, iniciado no Eocretáceo. Seu registro pode ser dividido em três supersequências, associadas às suas principais fases tectônicas: Rifte, Pós-Rifte e Drifte. As descobertas de gigantescas acumulações de petróleo na chamada seção “pré-sal” desta bacia, correspondente às suas fases Rifte e Pós-Rifte, impulsionaram o desenvolvimento de estudos acadêmicos para o entendimento da gênese deste intervalo estratigráfico. Neste contexto, destaca-se a Formação Barra Velha, de idade aptiana, que constitui seu principal reservatório, tendo sido depositada sob um regime tectônico de atividade limitada de falhas, com subsidência predominantemente termal (fase Pós-rifte). A deposição de suas rochas se deu em um contexto lacustre de alta salinidade e alcalinidade, sob influência de terrenos vulcânicos, o que propiciou o desenvolvimento de constituintes químico e biogênicos, como argilominerais magnesianos, esferulitos calcínicos e arborescências (*shrubs*) calcínicas. A dinâmica lacustre, condicionada por oscilações climáticas associadas a ciclos astronômicos, controlou a organização destes depósitos. As fácies ricas em arborescências calcínicas estão relacionadas aos períodos de clima árido, quando a progressiva redução de lâmina d’água do lago e o aumento de sua alcalinidade ocorreram de forma expressiva. Através da aplicação metodológica da estratigrafia de alta resolução, sequências elementares, identificadas com o apoio quantitativo da análise de Cadeias de Markov, foram agrupadas em sequências de hierarquia superior, denominadas de pequena, média e larga escala, e todas elas tiveram suas rastreabilidades avaliadas. A confecção de *Fischer-plots* suportou essa análise. As sequências elementares, usualmente decimétricas, de muito alta frequência, possuem rastreabilidade limitada e não-operacional, sendo afetadas por fatores autocíclicos. As sequências de pequena escala, usualmente métricas, foram correlacionadas por dezenas de quilômetros na área de estudo, em intervalos onde se dispunha de dados de rocha. As sequências de média escala, usualmente decamétricas e, de larga escala, com mais de uma centena de metros, possuem rastreabilidade operacional, definida também através de perfis elétricos, ao longo de todo intervalo e em toda área de estudo. Desta forma, a aplicação da estratigrafia de alta resolução, combinada com técnicas quantitativas, permitiu a compreensão dos controles deposicionais e da evolução deste relevante intervalo estratigráfico, o que a torna uma poderosa ferramenta de predição faciológica e de superfícies suscetíveis a distintos processos diagenéticos, com aplicabilidade direta para a caracterização dos reservatórios da seção “pré-sal”.

Palavras-chave: Estratigrafia. Sequências. Alta resolução. Carbonatos. Depósitos lacustres. Pré-sal.

## ABSTRACT

ARTAGÃO, Victor de Mello. **High resolution stratigraphic analysis applied to the Barra Velha Formation deposits, Santos Basin:** identification, correlation and controls of sedimentary cycles. 2018. 172 f. Dissertação (Mestrado em Geologia) – Faculdade de Geologia, Universidade do Estado do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2018.

The Santos Basin, located in the continental margin next to the Southeastern Region of Brazil, evolved from the break-up of Gondwana supercontinent, initiated on the Early Cretaceous. Its sedimentary record can be divided in three supersequences, associated with the main tectonic phases of the basin: Rift, Post-Rift and Drift. In the last decade, the discoveries of gigantic hydrocarbon accumulations in the so-called "pre-salt" section of this basin, corresponding to its Rift and Post-Rift sequences, promoted the development of academic studies aiming the understanding of the genesis of this stratigraphic interval. In this context, the Barra Velha Formation, Aptian in age, constitutes its main reservoir, and was deposited under a tectonic regime of limited fault activity, with a dominant thermal subsidence (Post-Rift phase). Their rocks were deposited in high saline and alkaline lacustrine settings, under the influence of volcanic terrains, which allowed the development of syngenetic chemio and biogenic elements such as magnesian clays, calcitic spherulites and calcitic shrubs. The lacustrine dynamics, conditioned by climatic oscillations associated to astronomical cycles, controlled the organization of these deposits. Facies rich in calcitic shrubs are related to dry periods where the progressive shallowing and the increase in the alkalinity of the lake were expressive. Through the application of high resolution stratigraphic analysis, elementary sequences, identified with the support of quantitative approach of Markov Chain analysis, were grouped in higher hierarchy small, medium and large scale sequences and had their mappability evaluated. Fischer-plots were used to support this analysis. The elementary sequences, given their very high frequency nature and decimetric scale, have limited and non-operational mappability and are affected by autocyclic factors. Small scale sequences, usually metric, were correlated using rock data over tens of kilometers in the studied area. Medium-scale, usually decametric, and large-scale sequences, with more than a hundred meters, have operational mappability, defined also by means of electric logs, throughout the whole studied area. Concluding, the application of high resolution stratigraphy, combined with quantitative techniques, allowed the understanding of the depositional controls and the evolution of this relevant stratigraphic interval, which makes it a powerful tool for faciological and diagenetic prone surfaces prediction, with immediate applicability for the characterization of the "pre-salt" reservoirs.

Keywords: Stratigraphy. Sequences. High resolution. Carbonates. Lacustrine deposits. Pre-salt.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 –	Localização da Bacia de Santos.....	13
Figura 2 –	Coluna estratigráfica simplificada da Bacia de Santos.....	15
Figura 3 –	Exemplo do padrão de apresentação do perfil de ressonância magnética (RMN).....	19
Figura 4 –	Mapa estrutural da base do sal, com a posição dos poços selecionados para o presente estudo.....	21
Figura 5 –	Esquema mostrando os blocos crustais envolvidos na amalgamação do Gondwana.....	26
Figura 6 –	Evolução da separação entre América do Sul e África.....	28
Figura 7 –	Seção geológica regional na Bacia de Santos.....	30
Figura 8 –	Seção geológica regional nas bacias conjugadas de Santos e da Namíbia.....	30
Figura 9 –	Mapa geológico atual do sudoeste africano e do sudeste brasileiro.....	32
Figura 10 –	Seção sísmica interpretada evidenciando as diferentes fases tectônicas da Bacia de Santos.....	34
Figura 11 –	Carta estratigráfica da Bacia de Santos.....	36
Figura 12 –	Reconstrução dos continentes Sul-americano e Africano durante o Aptiano (120 Ma), mostrando a localização da Bacia de Santos.....	44
Figura 13 –	Ilustração esquemática de um lago cujo suprimento de água + sedimento não atingiu a altura do seu vertedouro.....	45
Figura 14 –	Esquema mostrando as principais variáveis que afetam o lago como um todo, condicionando a sedimentação lacustre, ao longo de um ciclo climático completo.....	46
Figura 15 –	Ilustração esquemática da variação do nível de três lagos ao longo de determinado período, em função de uma mesma variação de entrada de água.....	47
Figura 16 –	Modelo de evolução do sistema lacustre na Bacia de Santos	

	utilizando a classificação de Bohacs et al. (2000).....	48
Figura 17 –	Aspecto microscópico dos agregados de argila magnesianas e dos esferulitos calcíticos.....	53
Figura 18 –	Aspecto microscópico das arborescências calcíticas.....	56
Figura 19 –	Aspecto microscópico das formas transicionais entre esferulitos e arborescências pouco desenvolvidas (arborescências incipientes).....	57
Figura 20 –	Exemplos de aspecto macroscópico das fácies MUD.I (A a E) e MUD.cr (F).....	61
Figura 21 –	Exemplos de aspecto microscópico das fácies Mud.I (A a D) e MUD.cr (E e F).....	62
Figura 22 –	Exemplos de aspecto macroscópico da fácies ESF.....	64
Figura 23 –	Exemplos de aspecto macroscópico da fácies ARB.....	67
Figura 24 –	Exemplos de aspecto macroscópico da fácies ARB.inc.....	69
Figura 25 –	Exemplos de aspecto macroscópico das fácies GST e GST.s.....	71
Figura 26 –	Exemplos de aspecto microscópico das fácies GST e GST.s.....	72
Figura 27 –	Posição das fácies sedimentares caracterizadas em relação à lâmina d'água, à borda do lago e ao nível de energia do meio aquoso.....	77
Figura 28 –	Ciclos orbitais, ou de Milankovitch: excentricidade, obliquidade e precessão.....	84
Figura 29 –	Mudanças nas periodicidades dos ciclos de obliquidade e precessão no tempo geológico.....	85
Figura 30 –	Periodicidades principais dos ciclos de Milankovitch e impacto na insolação em três diferentes latitudes no hemisfério norte (durante o verão) para os últimos 1 milhão de anos.....	86
Figura 31 –	Exemplo de construção da matriz de contagem de transições considerando um intervalo regular de amostragem.....	90
Figura 32 –	Exemplo de construção de uma matriz de contagem de transições considerando apenas transições entre fácies distintas ( <i>embedded Markov chain</i> ).....	91
Figura 33 –	Resultado da matriz de contagem de transições esperada em caso de eventos independentes (matriz $E$ ), aplicando	

	metodologia de Powers e Easterling (1982), para a sucessão sedimentar idealizada da figura 31.....	94
Figura 34 –	Resultado da estatística qui-quadrado para o intervalo idealizado exposto na figura 31.....	95
Figura 35 –	Distribuições de qui-quadrado para diferentes valores de graus de liberdade (g.l.).....	96
Figura 36 –	Posicionamento do valor calculado da estatística de qui-quadrado para o intervalo idealizado, em relação à distribuição de qui-quadrado com 1 grau de liberdade.....	98
Figura 37 –	Método de cálculo das matrizes de probabilidade de transições...	99
Figura 38 –	Fluxograma para aplicação da análise markoviana.....	100
Figura 39 –	Diagrama de relação de fácies evidenciando as transições faciológicas que possuem a propriedade markoviana.....	104
Figura 40 –	Empilhamento faciológico e perfil de raio gama espectral do intervalo testemunhado (Fm. Barra Velha) do poço A, evidenciando os intervalos estratigráficos de predomínio de cada uma das três sequências elementares tipificadas.....	108
Figura 41 –	Empilhamento faciológico idealizado da sequência elementar tipo 1 e sua relação com uma curva idealizada de variação do nível do lago .....	112
Figura 42 –	Empilhamento faciológico idealizado da sequência elementar tipo 2 e sua relação com uma curva idealizada de variação do nível do lago .....	116
Figura 43 –	Empilhamento faciológico idealizado da sequência elementar tipo 3 e sua relação com uma curva idealizada de variação do nível do lago .....	120
Figura 44 –	Perfil sedimentológico do intervalo testemunhado (Formação Barra Velha) do poço A e as três hierarquias de sequências identificadas a partir do padrão de empilhamento das sequências elementares.....	122
Figura 45 –	Conjunto de sequências elementares tipo 1 formando uma sequência de pequena escala.....	125
Figura 46 –	Conjunto de sequências elementares tipo 2 formando uma	

	sequência de pequena escala.....	126
Figura 47 –	Conjunto de sequências elementares tipo 3 formando uma sequência de pequena escala.....	127
Figura 48 –	Conjunto de sequências de pequena escala formando uma sequência de média escala.....	129
Figura 49 –	Exemplo de forma de construção de um <i>Fischer-plot</i> para uma sucessão de 5 ciclos ou sequências.....	131
Figura 50 –	<i>Fischer-plot</i> confeccionado a partir das sequências elementares, identificadas no poço A, destacando-se as superfícies estratigráficas das sequências de larga escala.....	133
Figura 51 –	<i>Fischer-plot</i> confeccionado a partir das sequências elementares, identificadas no poço A, destacando-se as superfícies estratigráficas das sequências de média escala.....	134
Figura 52 –	Detalhe de um trecho do <i>Fischer-plot</i> da figura 50, referente a uma sequência de média escala, destacando-se as superfícies estratigráficas das sequências de pequena escala.....	135
Figura 53 –	Modelo de evolução deposicional simplificado da Formação Barra Velha associado aos tratos de sistemas de larga escala (baixa frequência) identificados no poço A, com a progressiva diminuição da declividade do lago ao longo do tempo.....	137
Figura 54 –	Seção sísmica passando pelos poços A e B.....	142
Figura 55 –	Seção sísmica passando pelo poço C.....	143
Figura 56 –	Seção estratigráfica passando pelos poços A, B e C, evidenciando o arcabouço estratigráfico proposto para o intervalo de estudo.....	145
Figura 57 –	Detalhe da porção superior do arcabouço estratigráfico proposto para o intervalo de estudo.....	146
Figura 58 –	<i>Fischer-plots</i> evidenciando as superfícies estratigráficas correlacionadas entre os poços A, B e C.....	150
Figura 59 –	Exemplo de correlação das sequências de pequena escala e de superfícies associadas às sequências elementares entre os poços B e C.....	151
Figura 60 –	Rastreabilidade das sequências de diferentes escalas.....	152

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Posição estrutural, intervalo testemunhado e perfis elétricos disponíveis dos poços utilizados no presente estudo.....	18
Tabela 2 – Classificação de Dunham (1962) para rochas carbonáticas retrabalhadas.....	23
Tabela 3 – Principais fácies identificadas, com suas características, processos e ambientes deposicionais interpretados.....	75
Tabela 4 – Resultado da matriz de diferença de probabilidade (D) para o intervalo idealizado da figura 31.....	100
Tabela 5 – Matrizes de contagem e de probabilidade de transições medidas nos testemunhos dos poços A, B e C.....	101
Tabela 6 – Matrizes de contagem e de probabilidade de transições esperadas caso a sucessão sedimentar analisada fosse produto de pura aleatoriedade (eventos independentes).....	102
Tabela 7 – Matriz de diferença de probabilidade de transições obtida para o intervalo analisado.....	104
Tabela 8 – Principais características das sequências de diferentes escalas identificadas no presente estudo.....	153
Tabela 9 – Resumo das hipóteses levantadas a respeito do controle astronômico e do tempo envolvido na deposição das sequências de diferentes escalas identificadas.....	157

## SUMÁRIO

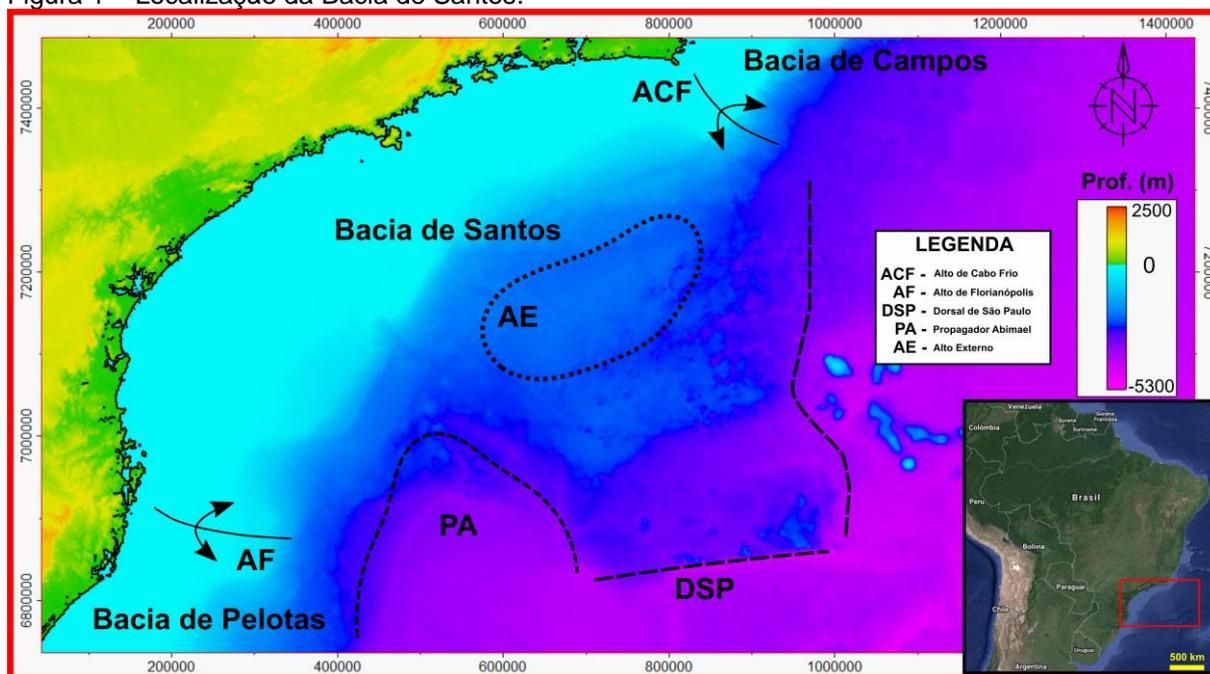
	<b>INTRODUÇÃO</b> .....	13
1	<b>MATERIAIS E MÉTODOS</b> .....	17
1.1	<b>Definição da base de dados</b> .....	17
1.2	<b>Revisão bibliográfica</b> .....	22
1.3	<b>Identificação e caracterização de fácies sedimentares e confecção de perfis sedimentológicos</b> .....	22
1.4	<b>Tratamento e organização dos dados</b> .....	24
1.5	<b>Identificação e correlação de superfícies e sequências estratigráficas</b> .....	25
2	<b>GEOLOGIA REGIONAL</b> .....	26
2.1	<b>Evolução geotectônica e arcabouço estrutural</b> .....	26
2.2	<b>Estratigrafia</b> .....	35
2.2.1	<u>Depósitos da fase rifte (Valanginiano – Eoaptiano)</u> .....	37
2.2.2	<u>Depósitos da fase pós-rifte (Eoaptiano – Neoaptiano)</u> .....	38
2.2.3	<u>Depósitos da fase drifte (Albiano – Recente)</u> .....	40
3	<b>FORMAÇÃO BARRA VELHA: DINÂMICA E CONTROLES DEPOSICIONAIS</b> .....	43
4	<b>ANÁLISE FACIOLÓGICA</b> .....	50
4.1	<b>Principais constituintes identificados</b> .....	50
4.1.1	<u>Argilominerais magnesianos</u> .....	51
4.1.2	<u>Esferulitos calcíticos</u> .....	54
4.1.3	<u>Arborescências calcíticas</u> .....	55
4.1.4	<u>Formas transicionais entre esferulitos e arborescências</u> .....	57
4.2	<b>Fácies sedimentares caracterizadas</b> .....	58
4.2.1	<u>MUD – Mudstones laminados</u> .....	59
4.2.2	<u>ESF – Argilitos com Esferulitos</u> .....	63
4.2.3	<u>ARB – Agregados Carbonáticos com estrutura Arborescente bem desenvolvida</u> .....	65
4.2.4	<u>ARB.inc – Agregados Carbonáticos com estrutura Arborescente Incipiente</u> .....	68

4.2.5	<u>GST – Grainstones e Packstones Intraclásticos</u> .....	69
4.3	<b>Interpretação paleoambiental</b> .....	72
5	<b>ANÁLISE ESTRATIGRÁFICA SEQUENCIAL DE ALTA RESOLUÇÃO.</b>	78
5.1	<b>Ciclos sedimentares</b> .....	80
5.2	<b>Ciclos astronômicos</b> .....	83
5.3	<b>Cadeias de Markov: Identificação de padrões cíclicos</b> .....	87
5.3.1	<u>Análise da propriedade markoviana</u> .....	101
5.4	<b>Sequências elementares</b> .....	106
5.4.1	<u>Sequência Elementar tipo 1 (“GST.s/ARB”)</u> .....	109
5.4.2	<u>Sequência elementar tipo 2 (“GST/MUD/ESF/ARB”)</u> .....	113
5.4.3	<u>Sequência elementar tipo 3 (“MUD/ARB.inc”)</u> .....	117
5.5	<b>Hierarquização de sequências em diferentes escalas</b> .....	121
5.6	<b>Evolução deposicional</b> .....	136
5.7	<b>Correlação estratigráfica</b> .....	140
5.7.1	<u>Interpretação de dados sísmicos</u> .....	140
5.7.2	<u>Correlações em diversas escalas</u> .....	144
5.8	<b>Mecanismos de controle das sequências de diferentes escalas</b> .....	152
5.8.1	<u>Estimativa de duração de uma sequência de larga escala</u> .....	154
	<b>CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES</b> .....	158
	<b>REFERÊNCIAS</b> .....	163

## INTRODUÇÃO

A Bacia de Santos situa-se na margem continental brasileira, adjacente à Região Sudeste, ocupando cerca de 350.000 km<sup>2</sup>. Abrange o litoral dos Estados do Rio de Janeiro, São Paulo, Paraná e Santa Catarina, limitando-se ao Norte com a Bacia de Campos pelo Alto de Cabo Frio, e ao Sul com a Bacia de Pelotas pela Plataforma de Florianópolis (Figura 1). Sua origem e evolução estão associadas ao processo de ruptura continental do Gondwana Ocidental e consequente abertura do Oceano Atlântico Sul, iniciado no Cretáceo (MOREIRA et al., 2007).

Figura 1 – Localização da Bacia de Santos.



Legenda: ACF – Alto de Cabo Frio; AF – Alto de Florianópolis; DSP – Dorsal de São Paulo; PA – Propagador Abimael; AE – Alto Externo.

Nota: Observar algumas das principais feições morfotectônicas associadas à Bacia de Santos e seus limites geológicos. As linhas tracejadas representam aproximadamente o limite entre crosta continental e crosta oceânica. O mapa apresenta a topografia e batimetria da região.

Fonte: Mapa topográfico e batimétrico de SMITH & SANDWELL, 1997.

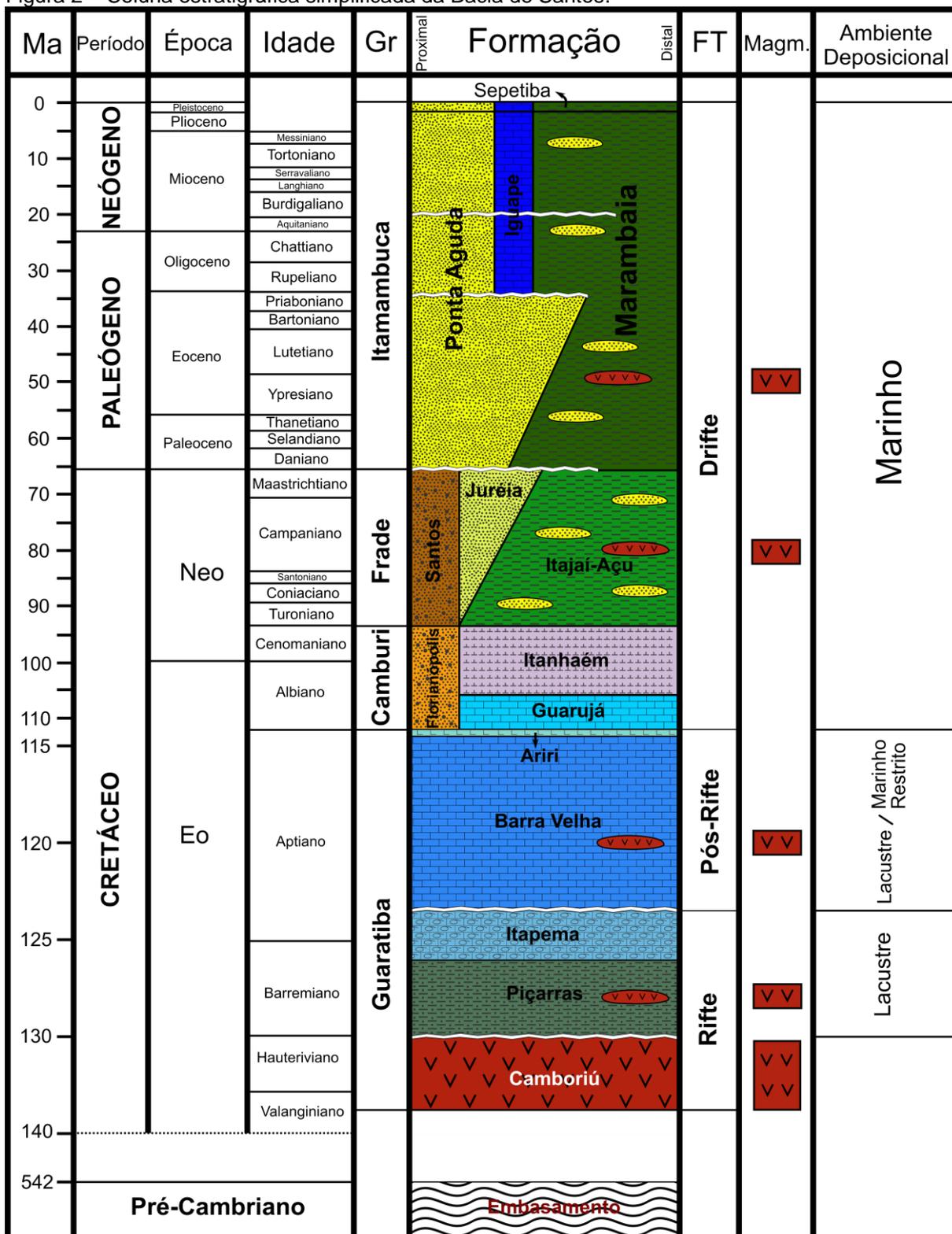
Conforme inicialmente destacado por Asmus e Porto (1972), seu registro sedimentar, assim como em outras bacias de margem passiva dos continentes Sul-Americano e Africano, desenvolvidas no mesmo contexto geotectônico, pode ser dividido de acordo com as suas principais fases de evolução tectônica: rifte, pós-rifte e drifte (Figura 2). A fase rifte é formada pela porção inferior do Grupo Guaratiba (Valanginiano – Eoaptiano), englobando rochas vulcânicas (Formação Camboriú),

siliciclásticas (Formação Piçarras) e carbonáticas predominantemente bioclásticas (Formação Itapema) de origem lacustre, depositadas em um momento de atividade tectônica intensa, onde a acomodação é controlada pela dinâmica das falhas. A fase pós-rifte é formada pela porção superior do Grupo Guaratiba (Eoaptiano – Neoaptiano), englobando rochas carbonáticas químicas e biogênicas (Formação Barra Velha) e por uma espessa camada de sal (Formação Ariri) correspondente a um ambiente marinho restrito, ambas depositadas em um período de diminuição das atividades de falhas e início de um regime de subsidência predominantemente termal. A fase drifte é formada pelas rochas dos Grupos Camburi (Albiano – Cenomaniano), Frade (Turoniano – Maastrichtiano), e Itamambuca (Daniano – Recente), depositadas após a ruptura crustal e produção de crosta oceânica, quando o mecanismo de subsidência termal controla a acomodação. O embasamento cristalino da Bacia é composto por rochas ígneas e metamórficas pré-Cambrianas pertencentes à Faixa Ribeira (MOREIRA et al., 2007).

O início da história de exploração de hidrocarbonetos nesta Bacia ocorreu no final dos anos 60, com as primeiras aquisições sísmicas. Porém, a primeira descoberta foi realizada apenas na década de 80, mais precisamente em arenitos turbidíticos do Grupo Frade, no que é conhecido atualmente como Campo de Merluza. Nos anos seguintes diversas acumulações foram descobertas na porção sul da bacia (campos de Tubarão, Coral, Estrela do Mar e Caravela), em reservatórios carbonáticos albianos do Grupo Camburi, o que aumentou as expectativas em relação ao seu potencial exploratório (CHANG et al., 2008).

No final da década de 90, com a nova lei do petróleo, houve novamente importante campanha exploratória na Bacia de Santos, e diversas descobertas foram realizadas nos anos seguintes (campos de Oliva, Atlanta, Lagosta, Mexilhão etc.) confirmando o caráter prolífico desta bacia. Assim como as descobertas anteriores, estas foram feitas em *plays* do chamado “Pós-Sal”, ou seja, em depósitos pertencentes a fase drifte da bacia, sobrepostos à espessa camada de sal da Formação Ariri (CHANG et al., 2008).

Figura 2 – Coluna estratigráfica simplificada da Bacia de Santos.



Nota: São destacadas as unidades litoestratigráficas, as fases tectônicas (FT), os principais eventos magmáticos (Magm.) e a evolução dos ambientes de sedimentação ao longo do tempo geológico. A escala de tempo foi distorcida com intuito de destacar as fases Rife e Pós-Rife da bacia.

Fonte: Modificado de MOREIRA et al., 2007.

No início dos anos 2000, com o avanço da tecnologia, no que diz respeito tanto à melhora da qualidade dos dados sísmicos disponíveis, quanto à possibilidade de perfuração em lâminas d'água mais profundas, e com um cenário econômico favorável, abriu-se a possibilidade de exploração de porções mais distais da bacia. Foi neste contexto, no ano de 2006, que foi descoberta a gigantesca acumulação na então denominada área de Tupi, hoje campo de Lula. Abria-se ali um novo horizonte à exploração de petróleo na Bacia de Santos e no Brasil. Para fins de comparação e compreensão da relevância econômica desta descoberta, suas reservas foram estimadas entre 6 e 8 bilhões de barris de óleo equivalente, o que correspondia à cerca de 50% da reserva total do Brasil à época. O campo de Lula, localizado em um proeminente alto estrutural regional conhecido como Alto Externo da Bacia de Santos (Figura 1), em profundidades superiores a 6500 m e em águas ultra-profundas (2500 m), é composto por depósitos carbonáticos das fases rifte e pós-rifte, a chamada seção “pré-sal”, por estar imediatamente sotoposta aos evaporitos da Formação Ariri (CHANG et al., 2008; GOMES et al., 2012).

O desenvolvimento das extensas acumulações nesta seção pode ser explicado por três fatores principais: a) a presença de rochas geradoras maduras, depositadas em baixos estruturais durante a fase rifte; b) a presença de altos estruturais regionais, tanto para o desenvolvimento de reservatórios carbonáticos com boa permeabilidade e porosidade, como para a migração e o trapeamento dos hidrocarbonetos; c) a presença da camada de sal, que atua como um ótimo selo para as acumulações (GOMES et al., 2012).

Nos últimos anos, ocorreram inúmeras descobertas de acumulações neste magnífico play, tanto na Bacia de Santos (campos de Júpiter, Sapinhoá, Búzios e Libra etc.), quanto nas bacias de Campos, Espírito Santo e em bacias da margem africana. Impulsionada pela relevância econômica das descobertas deste intervalo estratigráfico, uma significativa produção acadêmica passou a ser realizada, sobretudo no que diz respeito a seus aspectos geológicos de escala regional, baseados majoritariamente em análises sísmicas.

No entanto, ainda são escassos os trabalhos que discutem aspectos geológicos relevantes do ponto de vista exploratório, ou seja, em escala de detalhe. Nesse sentido, destaca-se a caracterização estratigráfica em alta resolução, fundamental em reservatórios heterogêneos e únicos como os da Formação Barra Velha, principal portador de hidrocarbonetos da seção “pré-sal”. Compreender os

mecanismos que controlam a construção desta sucessão sedimentar é crucial para a proposição de modelos conceituais e, conseqüentemente, para o entendimento das variações laterais e verticais de fácies que servem de base para o controle da dinâmica dos fluidos no reservatório.

Por ter sido o primeiro campo a ter a sua comercialidade declarada, no ano de 2010, o Campo de Lula apresenta o maior acervo de dados de rocha e de perfis elétricos do “pré-sal” brasileiro. Desta forma, o presente trabalho propõe a análise dos depósitos que compõem a Fm. Barra Velha, na área do Campo de Lula, sob a ótica da estratigrafia de seqüências, buscando a construção de um arcabouço estratigráfico de alta resolução, que possa não apenas suportar o entendimento da evolução sedimentar da área ao longo do tempo geológico, mas também avaliar de forma pragmática a rastreabilidade das seqüências identificadas, através da integração de dados sedimentológicos e de perfis elétricos.

## **1 MATERIAIS E MÉTODOS**

Através deste estudo, procurou-se desenvolver uma abordagem de análise estratigráfica sequencial em alta resolução que possibilite a individualização das seqüências deposicionais, em diversas escalas, e que constitua-se em ferramenta preditiva e operacional para a compreensão da distribuição das heterogeneidades dos reservatórios. Para tal, as seguintes etapas foram desenvolvidas ao longo do estudo:

### **1.1 Definição da base de dados**

Conforme citado anteriormente, a área de estudo localiza-se na porção distal da Bacia de Santos, na região do Campo de Lula, e o intervalo estratigráfico alvo compreende os carbonatos da Formação Barra Velha.

Foram selecionados três poços para realização do presente estudo, com base na disponibilidade de amostras de rocha (testemunhos) e de perfis elétricos naquele

intervalo estratigráfico, assim como na abrangência areal dos poços, ou seja, na distância entre os mesmos e na posição estrutural em que se encontram. Os poços selecionados foram denominados de A, B e C, e não terão suas localizações (coordenadas) exatas ou nomes explicitados. Além dos dados dos poços, a sísmica 3D da área também foi utilizada para suportar as análises realizadas. A tabela 1 resume os dados de rocha e de perfis elétricos dos poços utilizados no presente estudo.

Tabela 1 – Posição estrutural, intervalo testemunhado e perfis elétricos disponíveis dos poços utilizados no presente estudo.

Poço	Posição Estrutural	Intervalo Testemunhado	Perfis Elétricos Disponíveis
A	Localiza-se na borda oeste do alto principal da região.	≈ 180 m (espessura verticalizada) de testemunhos. Amostrado todo o intervalo referente à Formação Barra Velha neste ponto.	Raio Gama espectral, Resistividade, Densidade, Nêutrons, Sônico e Ressonância Magnética.
B	Localiza-se em uma rampa, que mergulha em direção ao baixo estrutural da porção sudoeste da área.	≈ 60 m (espessura verticalizada) de testemunhos. Amostrada a porção superior do intervalo referente à Formação Barra Velha neste ponto.	Raio Gama espectral, Resistividade, Densidade, Nêutrons, Sônico e Ressonância Magnética.
C	Localiza-se no bloco baixo de um hemi-gráben na porção extremo norte da área.	≈ 60 m (espessura verticalizada) de testemunhos. Amostrada a porção superior do intervalo referente à Formação Barra Velha neste ponto.	Raio Gama espectral, Resistividade, Densidade, Nêutrons, Sônico e Ressonância Magnética.

Fonte: O autor, 2018.

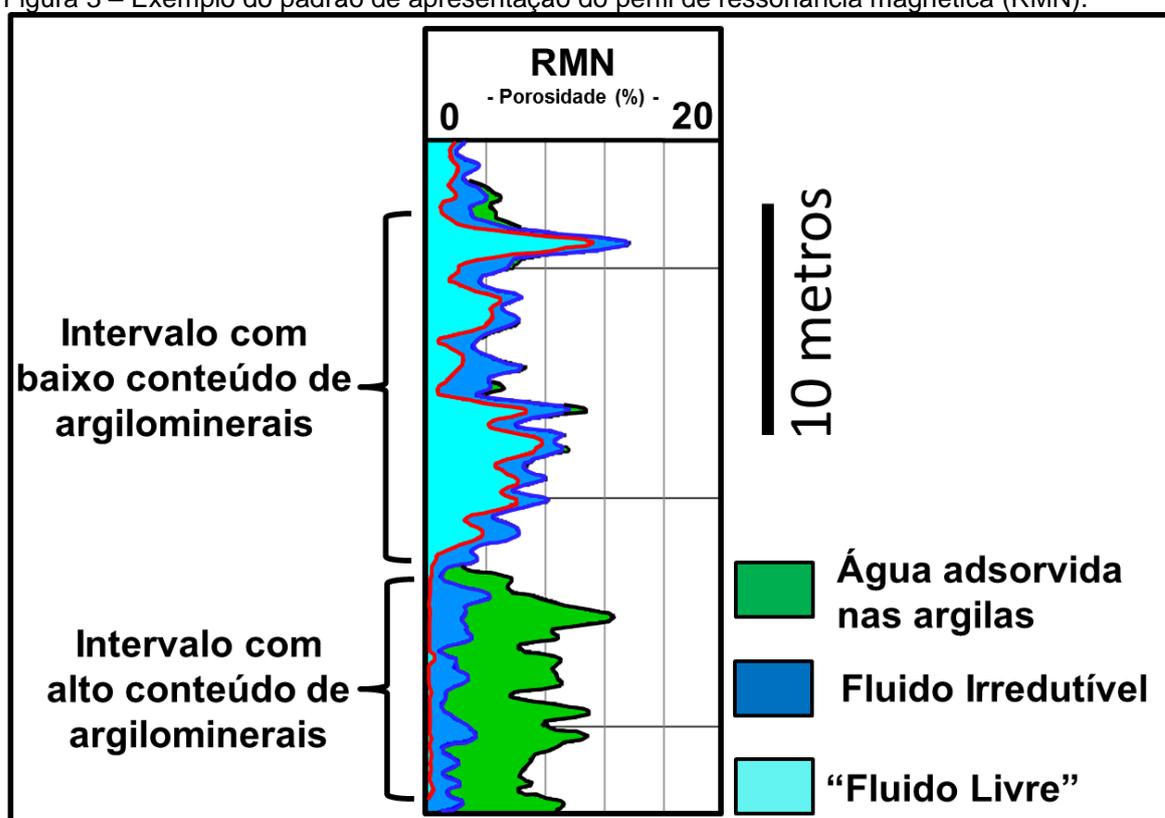
Dentre os perfis elétricos disponíveis para este estudo, destacam-se os perfis de raio gama espectral e o de ressonância magnética:

O primeiro mede a radioatividade natural das rochas, oriunda das ocorrências de urânio, tório e potássio nas mesmas. A grande vantagem do raio gama espectral é que este decompõe as concentrações de cada um destes elementos, permitindo uma melhor caracterização dos intervalos rochosos. A unidade deste perfil é o API (*American Petroleum Institute*) e a sua principal contribuição é a utilização de seus padrões e assinaturas no suporte à identificação e correlação de sucessões sedimentares.

O perfil de ressonância magnética nuclear (RMN), por sua vez, mede o tempo de relaxação dos prótons de hidrogênio contidos nos fluidos que ocupam os poros das rochas, ao serem estimulados por um campo magnético. Este tempo de

relaxação depende fundamentalmente da razão entre a superfície do poro e o seu volume. Assim sendo, a distribuição do tempo de relaxação, para um determinado intervalo rochoso, permite uma estimativa não somente de sua porosidade total (assumindo saturação por fluidos hidrogenados), mas também das proporções entre os diferentes tipos de porosidade – total, efetiva e “fluido livre” (COATES et al., 1999). A diferença entre as porosidades total e a efetiva corresponde ao percentual, em relação ao total da rocha, de água adsorvida em argilominerais, enquanto que a diferença entre as porosidades efetiva e de “fluido livre” corresponde ao percentual de fluido preso por forças capilares (fluido irreduzível). A principal contribuição deste perfil para o presente estudo é a sua utilização para investigação da porosidade total das rochas, bem como para a caracterização de intervalos rochosos com alto conteúdo de argilominerais. A figura 3 exemplifica como este perfil será mostrado ao longo do presente estudo, ressaltando a diferença entre a assinatura de um intervalo rochoso com baixo e outro com alto conteúdo argiloso.

Figura 3 – Exemplo do padrão de apresentação do perfil de ressonância magnética (RMN).



Legenda: Curva Vermelha - Porosidade “Fluido Livre”; Curva Azul - Porosidade Efetiva. Curva Preta – Porosidade Total.

Nota: As três curvas de porosidade são convencionalmente exibidas em um mesmo perfil. Intervalos com baixo conteúdo argiloso apresentam valores similares de porosidade efetiva e total.

Fonte: O autor, 2018.

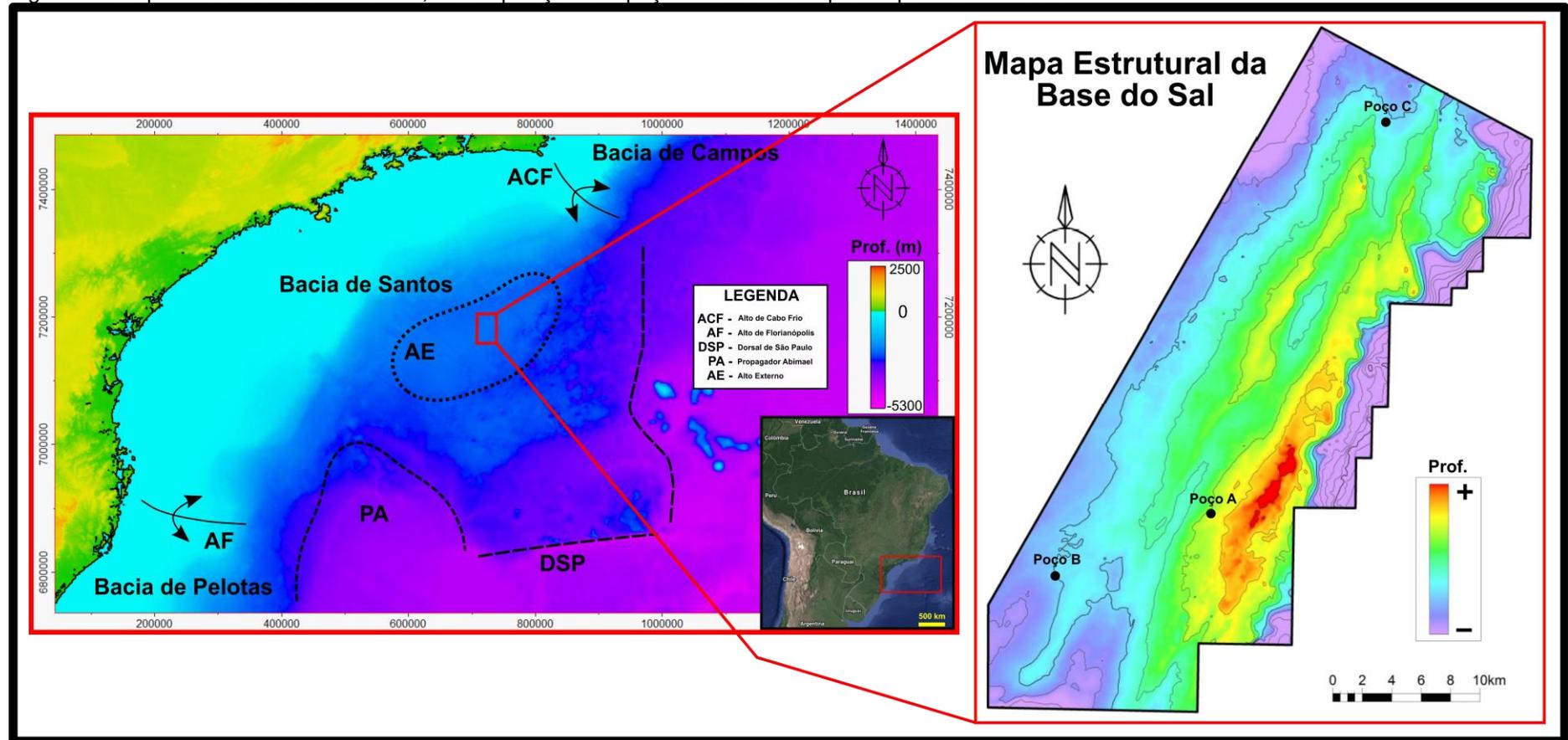
A figura 4 mostra um mapa estrutural da base da seção evaporítica, com a localização dos poços selecionados. Este mapa reflete a topografia vigente à época da deposição da Formação Barra Velha (GOMES et al., 2002). Observa-se que a região de estudo é caracterizada pela presença de altos e baixos estruturais alongados de direção NE-SW. Como será discutido no capítulo 2, a região é estruturada por uma série de falhas normais de direção principal NE-SW, com mergulho para SE, que formam hemi-grábens. Os poços escolhidos localizam-se em porções estruturais distintas: o poço A localiza-se na borda oeste do alto principal da região; o poço B localiza-se em uma rampa, com suave declive, em direção ao baixo estrutural localizado na porção oeste da área; o poço C localiza-se no bloco baixo de um hemi-gráben, na porção extremo norte da área.

Devem ser destacados dois aspectos, no que diz respeito ao posicionamento dos poços:

O primeiro quanto à diferença de profundidade entre o poço A, localizado em um alto estrutural, e os poços B e C, localizados em regiões estruturalmente mais baixas. Esta diferença é de aproximadamente 200 m, considerando o topo da Formação Barra Velha.

O segundo, quanto às distâncias entre os poços, que são de aproximadamente 11,3 km entre os poços A e B, e 28,8 km entre os poços A e C. Desta forma, entende-se que esses poços propiciam uma boa amostragem da área para o estudo estratigráfico em questão.

Figura 4 – Mapa estrutural da base do sal, com a posição dos poços selecionados para o presente estudo.



Nota: Os valores absolutos de cota do mapa foram descaracterizados para o presente estudo; as curvas de nível estão espaçadas de 100 em 100 metros.  
 Fonte: O autor, 2018.

## 1.2 Revisão bibliográfica

Nesta etapa, um extenso acervo bibliográfico, disponível em domínio público, foi analisado. Inicialmente, foram consultados trabalhos cujo foco são os aspectos regionais da Bacia de Santos, tais como a sua evolução geotectônica e estratigráfica. Em uma segunda etapa, foram analisados, em detalhe, trabalhos que discutem mais especificamente aspectos associados à gênese e dinâmica da sedimentação da Formação Barra Velha, objeto deste trabalho, e de intervalos cronocorrelatos em outras bacias marginais.

Nesse contexto, merecem destaque os trabalhos de Moulin et al. (2010), cujo foco é a discussão da evolução da separação entre África e América do Sul, de Moreira et al. (2007), última grande revisão da carta estratigráfica da Bacia de Santos, além dos trabalhos de Terra et al. (2010) e Wright e Barnett (2015), que discutem aspectos associados à gênese das rochas da Formação Barra Velha.

Por fim, foram analisados trabalhos que utilizam a análise estratigráfica sequencial de alta resolução como ferramenta para caracterização de depósitos sedimentares. Nesse sentido destacam-se os trabalhos de Schwarzacher (1993), Strasser et al. (1999), Strasser et al. (2006), Catuneanu (2006), Bento-Freire (2012) e Pedrinha (2014).

## 1.3 Identificação e caracterização de fácies sedimentares e confecção de perfis sedimentológicos

Esta etapa consistiu na análise e na descrição dos intervalos de rocha amostrados pelos testemunhos disponíveis. Para tal, utilizou-se a análise de fácies, um método sedimentológico elementar, que visa identificar e caracterizar intervalos de rocha com atributos específicos, sejam eles litológicos, biológicos ou físicos, e distintos dos demais. Trata-se do método mais utilizado em estudos sedimentológicos e estratigráficos, uma vez que fornece evidências para a formulação de modelos paleoambientais, para o estabelecimento de padrões de

empilhamento e para a identificação de superfícies estratigráficas (CATUNEANU, 2006).

A análise faciológica realizada no presente estudo se baseou na classificação de Dunham (1962) para as rochas carbonáticas retrabalhadas. Esta classificação distingue os tipos litológicos com base no suporte da fábrica e nas proporções entre matriz (lama) e partículas (Tabela 2). Como será detalhado em capítulo específico, dado o caráter inédito (exótico) das rochas autóctones, produto de precipitação de constituintes carbonáticos e silicáticos (argila magnesianas), de origem química e/ou biológica, optou-se por utilizar uma nomenclatura particular, que será apresentada no capítulo 4 do presente estudo.

Tabela 1 Classificação de Dunham (1962) para rochas carbonáticas retrabalhadas.

Textura deposicional reconhecível					Textura deposicional não reconhecível
Componentes originais não ligados durante a deposição				Componentes originais ligados durante a deposição	
Contém lama			Não contém lama (suportado por grãos)		
Suportado por lama		Suportado por grãos			
< 10% de grãos	> 10% de grãos				
<i>Mudstone</i>	<i>Wackestone</i>	<i>Packstone</i>	<i>Grainstone</i>	<i>Boundstone</i>	

Fonte: Modificado de SCHOLLE & ULMER-SCHOLLE, 2003.

Alguns dos aspectos mais relevantes observados durante as descrições macroscópicas foram as estruturas sedimentares, as espessuras das camadas, a composição e a cor dos litotipos identificados. A geometria e a continuidade das camadas, características amplamente utilizadas em estudos sedimentológicos e estratigráficos de afloramentos, não puderam ser investigados pela limitação da escala de observação dos testemunhos.

A análise de lâminas petrográficas foi realizada para suportar as descrições macroscópicas, tendo sido fundamental para a identificação e interpretação dos constituintes que compõem as rochas analisadas, o que permitiu identificar e interpretar de forma mais precisa as fácies sedimentares.

Para representar graficamente a sucessão vertical de fácies identificada nos testemunhos dos três poços, foram confeccionados perfis sedimentológicos, totalizando aproximadamente 300 metros, verticalizados. Estes perfis são constituídos de dois eixos: o horizontal, que indica a granulometria dos litotipos, seguindo a escala de Wentworth (1922); e o vertical, onde é representada a profundidade (indicada no topo e na base de cada caixa dos testemunhos), em escala 1:40. Adaptações foram realizadas para a representação de todas as fácies sedimentares identificadas em um mesmo perfil. As rochas caracterizadas como mudstones e wackestones foram representadas na granulometria argila, enquanto que as rochas caracterizadas como packstones ou grainstones foram representadas segundo a sua moda granulométrica. Para a representação das fácies autóctones, foram estabelecidas “classes granulométricas” que permitissem uma melhor visualização dos ciclos sedimentares ao longo da seção, independentemente de suas texturas internas.

#### 1.4 Tratamento e organização dos dados

Todos os dados disponíveis para o estudo foram carregados e tratados no programa PETREL®, incluindo: dado sísmico 3D da área; dados de localização e trajetória dos poços; todos os perfis elétricos disponíveis; dados oriundos dos testemunhos, como os dados de *core* gama (perfil de raio gama medido diretamente no testemunho), além de suas fotografias, tomografias, e dos perfis sedimentológicos levantados durante as descrições dos mesmos.

Os dados de perfis elétricos foram disponibilizados no formato de arquivos de texto (.txt), e os dados de fotografias e tomografias foram disponibilizados no formato de arquivos de imagem (.JPEG), sendo estes compatíveis para a importação no PETREL®.

Os perfis sedimentológicos, adquiridos através das descrições dos testemunhos, foram redesenhados conforme os padrões do programa (PETREL®) nos quesitos granulometria e litologia. Com intuito de melhorar a visualização das variações litológicas ao longo do perfil, padrões de preenchimento de cor e de

símbolos distintos foram adotados para cada uma das fácies sedimentares identificadas.

Após a construção deste banco de dados, foi necessário ajustar a profundidade dos dados dos testemunhos. Isto foi realizado ao se comparar e ajustar a curva de *core* gama ao perfil de raio gama, referência do poço. Desta forma, assegurou-se um melhor ajuste entre os dados dos testemunhos e as feições observadas nos perfis elétricos.

### **1.5 Identificação e correlação de superfícies e sequências estratigráficas**

Após a consolidação dos dados no programa PETREL®, foi possível realizar a análise do arcabouço sedimentar da área de estudo sob a ótica da estratigrafia de sequências, permitindo a compreensão da lógica de sua organização e evolução. Foram definidos padrões de empilhamento de fácies, superfícies estratigráficas e, sequências, em quatro escalas distintas, que posteriormente tiveram sua rastreabilidade avaliada com apoio dos dados de perfis elétricos. A hierarquização de sequências em diferentes escalas (ordens) seguiu a metodologia proposta por Strasser et al. (1999) e Catuneanu (2006).

Com intuito de dar maior robustez às análises qualitativas - comumente utilizadas neste tipo de estudo - foram utilizadas duas ferramentas de caráter quantitativo: a análise de cadeias de Markov (DOVETON, 1977), que apoiou a validação da identificação de ciclicidade sedimentar no intervalo em questão; e os chamados *Fischer-plots*, que permitiram avaliar de forma pragmática, através de análise de tendência, os padrões de empilhamento das sucessões estratigráficas, nas diversas escalas, que apresentam ciclicidade. Estas análises foram realizadas com auxílio do programa EXCEL®.