



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

Rafael de Sá Reis

Interpretação sísmica do Campo de Marlim

Rio de Janeiro

2018

Rafael de Sá Reis

Interpretação sísmica do Campo de Marlim



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. Paulo de Tarso Luiz Menezes

Coorientador: Prof. Dr. Marco André Malmann Medeiros

Rio de Janeiro

2018

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

R375 Reis, Rafael de Sá.
Interpretação sísmica do Campo de Marlim / Rafael de Sá Reis. – 2018.
62 f. : il.

Orientador: Paulo de Tarso Luiz Menezes.
Coorientador: Marco André Malmann Medeiros
Dissertação (Mestrado) - Universidade do Estado do Rio de Janeiro,
Faculdade de Geologia.

1. Geofísica – Campos, Bacia de (RJ) – Teses. 2. Prospecção sísmica – Campos, Bacia de (RJ) – Teses. 3. Análise Estrutural – Campos, Bacia de (RJ) – Teses. 4. Petrologia – Modelagem Sísmica – Teses. 5. Sedimentação e depósitos – Halocinese – Campos, Bacia de (RJ) – Teses. I. Menezes, Paulo de Tarso Luiz. II. Medeiros, Marco André Malmann. III. Universidade do Estado do Rio de Janeiro. Faculdade de Geologia. IV. Título.

CDU 550.3(815.3)

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

Rafael de Sá Reis

Interpretação sísmica do Campo de Marlim

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 29 de Outubro de 2018.

Banca Examinadora:

Prof. Dr. Paulo de Tarso Luiz Menezes (Orientador)
Faculdade de Geologia – UERJ

Prof. Dr. Marco André Malmann Medeiros (Coorientador)
EXP/GEOF/MNS–Petróleo Brasileiro S.A

Prof. Dr. Marcus Vinícius Berao Ade
Faculdade de Geologia – UERJ

Prof. Dr. Paulo Cezar Santarém da Silva
CENPES/PDEP/GEOTEC–Petróleo Brasileiro S.A

Rio de Janeiro

2018

AGRADECIMENTOS

A todos que colaboraram na elaboração deste trabalho.

A minha esposa e minha família que sempre me proporcionaram muito amor, carinho, suporte, força e exemplo de motivação e superação.

Ao meu orientador, Professor Dr. Paulo de Tarso Menezes, pelos ensinamentos, dedicação e disponibilidade.

Ao meu co-orientador, Dr. Marco André Malmann Medeiros, pelos auxílios, discussões e sugestões.

A Faculdade de Geologia da Universidade do Estado do Rio de Janeiro (UERJ), pelo suporte.

A DGB Earth-Sciences pela disponibilização do software Opendtect.

Ao projeto "Modelagem Integrada para Caracterização de Reservatórios. Estudo de Caso do Campo de Marlim, Bacia de Campos"(MICRE) financiado pelo CNPq, que disponibilizou os dados utilizados nessa presente dissertação.

RESUMO

REIS, Rafael de Sá. *Interpretação sísmica do Campo de Marlim*. 2018. 62 f. Dissertação (Mestrado em Análise de Bacias e Faixas Móveis) – Faculdade de Geologia, Universidade do Estado do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2018.

A Bacia de Campos é uma bacia madura onde a exploração de hidrocarbonetos começou no final dos anos 1960. Os primeiros levantamentos geofísicos resultaram na descoberta do campo de Garoupa na década de 1970, seguidos de outros campos que corroboraram o potencial de produção da bacia. Nos anos 80, novas pesquisas sísmicas em 3D foram adquiridas, levando à descoberta de campos gigantes como Marlim. No presente trabalho, o objetivo é realizar um estudo visando melhorar o modelo geológico do campo de Marlim. Para esse fim, foi desenvolvido um fluxo de trabalho de interpretação de três etapas. Na primeira etapa, foi construída uma base de dados integrado que inclui informações sísmicas 3D e informações disponíveis de dezesseis poços. Na fase dois, os registros de poço foram reinterpretado para identificar com precisão os marcadores estratigráficos usados para a calibração do poço / sísmica. Foram escolhidas quatro marcos principais: Marco Cinza, Marco Azul, Topo do Sal e Base do Sal. Na etapa três, foi realizada uma interpretação sísmica estrutural detalhada através da identificação de falhas e características associadas à halocinese. Os resultados levaram a identificar dois principais domínios tectônicos (DT): DT-I (rifte) e DT-II (halocinese e tectônica gravitacional). Também foram interpretadas duas falhas principais, denominadas A (Oeste) e B (Leste), responsáveis pela delimitação do Campo de Marlim. No DT-II observou-se um forte controle estrutural das falhas desenvolvidas a partir da tectônica salina, bem como a formação de depósitos locais de sedimentação desde o Aptiano até o Mioceno, tornando-os, portanto, essenciais para a sedimentação dos reservatórios turbidíticos Oligo–Mioceno.

Palavras-chave: Interpretação Sísmica. Campo de Marlim. Halocinese. Modelo Sísmico.

ABSTRACT

REIS, Rafael de Sá. *Seismic interpretation of Marlim field*. 2018. 62 f. Dissertação (Mestrado em Análise de Bacias e Faixas Móveis) – Faculdade de Geologia, Universidade do Estado do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2018.

The Campos Basin is a mature basin where the hydrocarbon exploration began in the late 1960s. The first geophysical surveys resulted in the discovery of Garoupa field in the 1970s, followed by other fields that corroborated the production potential of the basin. In the 1980s, new 3D seismic surveys were acquired leading to the discovery of giant fields such as Marlim. In the present work, the objective is to perform a study aiming to improve the geological model of the Marlim field. To that end, a three-step interpretation workflow was developed. In step one, an integrated database that includes 3D seismic and available information of sixteen wells was built. In phase two, the well-logs to accurately identify the stratigraphic markers used for the well/seismic calibration were reinterpreted. Four main marks were picked: Marco Cinza, Marco Azul, Topo do Sal and Base do Sal. In step three, was performed a detailed structural seismic interpretation by the identification of faults and features associated with halokinesis. The results led to identify two main tectonic domains (TD): TD-I (rift), and TD-II (halokinesis and gravitational tectonic), and interpreted two main faults herein denominated A (West) and B (East) which were responsible for the Campo de Marlim delimitation. In TD-II, a strong structural control of the faults developed from salt tectonics was observed, as well as the formation of local depocenters for sedimentation from the Aptian up to the Miocene, thus making them essential for the Oligo-Miocene turbiditic reservoirs sedimentation.

Keywords: Seismic Interpretation. Marlim Field. Halokinesis. Seismic Model.

LISTA DE FIGURAS

Figura	1 - Mapa de localização da Bacia de Campos.	12
Figura	2 - Mapa de localização do Campo de Marlim.	12
Figura	3 - Reconstrução tectônica das bacias sedimentares na configuração pré-deriva continental.	13
Figura	4 - Modelo geodinâmico esquemático da margem continental divergente, no qual podem ser observados 5 etapas da evolução tectonossedimentar.	15
Figura	5 - Carta estratigráfica da Bacia de Campos.	16
Figura	6 - Imagem de satélite mostrando a região do Mar Cáspio e do Lago Kara-Bogaz.	20
Figura	7 - Imagem de Zagros e Kuh-I-Namak.	22
Figura	8 - Modelo de crescimento de diápiro de sal por movimento descendente do embasamento.	23
Figura	9 - Estruturas formadas pela halocinese.	25
Figura	10 - Halocinese associada a formação de estrutura casco de tartaruga.	26
Figura	11 - Seção regional da Bacia de Campos.	28
Figura	12 - Listagem dos 39 poços disponíveis no âmbito do Projeto MICRE.	30
Figura	13 - Exemplo de reinterpretação realizado no poço 1-RJS-066.	32
Figura	14 - Dados de <i>checkshot</i> de um poço disponibilizado nos perfis compostos.	33
Figura	15 - Poços selecionados carregados no cubo sísmico.	34
Figura	16 - Separação de áreas para mapeamento estrutural.	35
Figura	17 - Vista das falhas mapeadas.	36
Figura	18 - <i>Inline</i> 319, interpretada com a marcação dos horizontes e falhas.	37
Figura	19 - Poço 1-RJS-356. Divergência na identificação e marcação do topo da Fm. Ubatuba / Mb. Tamoios	39
Figura	20 - Poço 3-MRL-3-RJS. Identificação do Mioceno Médio (Marco Cinza - MARCO 1).	39
Figura	21 - Poço 3-MRL-004-RJS. Identificação do Marco Azul (MARCO 2).	40
Figura	22 - Poço 1-RJS-066. Identificação do Limite K-Pg (MARCO 3).	41
Figura	23 - Poço 1-RJS-066. Identificação da Fm. Lagoa Feia/Mb. Retiro (MARCO 4).	41
Figura	24 - Exemplo de correlação entre os poços 1-RJS-066, 4-RJS-403 e 4-RJS-377.	42
Figura	25 - Falhas mapeadas no cubo sísmico separadas pelos domínios tectônicos I e II, respectivamente à esquerda e à direita.	44
Figura	26 - Seção sísmica da <i>inline</i> 264.	44
Figura	27 - Representação das falhas (em vermelho) do domínio tectônico II.	45
Figura	28 - Relação entre falhas do DT-II e diápiros de sal.	45
Figura	29 - Seção sísmica de reflexão no Campo de Marlim, Bacia de Campos.	46
Figura	30 - Representação das falhas delimitadoras do Campo de Marlim.	46

Figura 31 - Cubo sísmico com os horizontes de controle mapeados.	48
Figura 32 - Mapa de isócronas da Base do Sal (BS).	48
Figura 33 - Mapa de isócronas da Base do Sal (BS).	49
Figura 34 - Comparativo entre o mapa de isócrona da Base do Sal, sem as falhas e com as falhas.	49
Figura 35 - Mapa de isócronas do Topo do Sal (TS).	50
Figura 36 - Mapa de isócronas do Topo do Sal (TS).	50
Figura 37 - Comparativo entre o mapa de isócrona do Topo do Sal, sem as falhas e com as falhas.	51
Figura 38 - Mapa de isócronas do Marco Azul (MA).	51
Figura 39 - Mapa de isócronas do Marco Azul (MA).	52
Figura 40 - Comparativo entre o mapa de isócrona do Marco Azul, sem as falhas e com as falhas.	52
Figura 41 - Mapa de isócronas do Marco Cinza (MC).	53
Figura 42 - Comparativo entre o mapa de isócrona do Marco Cinza (MC), sem as falhas e com as falhas.	54
Figura 43 - Esquema evolutivo das quatro isócronas estudadas (Base do Sal, Topo do Sal, Marco Azul e Marco Cinza)	55

SUMÁRIO

	INTRODUÇÃO	9
1	CONTEXTO GEOLÓGICO	11
1.1	Evolução tectonossedimentar da Bacia de Campos	11
1.2	Arcabouço estrutural	19
1.3	Tectônica do sal	19
1.3.1	<u>Sedimentação evaporítica</u>	19
1.3.2	<u>Halocinese</u>	21
1.3.3	<u>Bacia evaporítica do Atlântico Sul</u>	25
1.3.4	<u>Influência da halocinese nos sedimentos</u>	27
2	MATERIAIS E MÉTODOS	30
2.1	Seleção de poços	30
2.2	Análise da base de dados	31
2.3	Análise Sísmica	33
3	RESULTADOS	38
3.1	Interpretação dos dados de poços	38
3.2	Interpretação sísmica	40
3.3	Evolução tectônica	54
	CONCLUSÃO	56
	REFERÊNCIAS	57

INTRODUÇÃO

A exploração na Bacia de Campos iniciou-se em 1968 com os primeiros levantamentos geofísicos, e a partir da década de 70 com a perfuração dos primeiros poços, que culminou com a descoberta de Garoupa no ano de 1974, seguido por Pargo, Badejo, Namorado, Enchova, Bonito e Pampo. Dada a confirmação do potencial produtor, novos levantamentos com sísmica 3D foram realizados e em 1985, foi descoberto o campo gigante de Marlim (MORAIS, 2013).

A partir daí, a Bacia de Campos tornou-se por muitos anos a maior produtora de petróleo do país. Nos últimos anos foi observada uma queda na produção e como consequência, uma série de intervenções visando a revitalização desses campos maduros foram realizadas. Para otimizar estas intervenções, o maior desafio foi trabalhar com os dados de quase 40 anos desde a perfuração do primeiro poço na região. A consolidação de uma base de dados coerente, correlação entre poços e interpretação sísmica baseada nesses dados tornam-se as ferramentas primordiais para o sucesso de uma campanha tão específica quanto a de revitalização de um campo. A análise de reservatórios é uma tarefa multidisciplinar na qual integração dos dados é essencial para obter um resultado mais confiável.

Dados divulgados pela ANP, em Junho/2018 evidenciam os Campos de Marlim Sul, Marlim e Marlim Leste, respectivamente como o 5°, 6° e 7° campos com maior produção no país, sendo que o Campo de Marlim corresponde a produção de 136 Mbbl/d, dos quais 99.5% corresponde ao petróleo pós-sal, dos sistema turbidítico oligo-miocênico (ANP, 2018).

Devido a importância de Marlim e o projeto de revitalização previsto, é importante o tratamento da base de dados a fim de se obter a melhor compreensão do campo e maior eficácia na produção do mesmo. Para tanto, a revisitação ao conjunto de dados dos poços, serve como passo inicial. Considerando a perfuração de poços desde a década de 70 até o momento, vários paradigmas se instauraram, foram atualizados e novos conceitos mudaram a forma como eram entendidos os processos geológicos, como teoria da Tectônica de Placas ou Estratigrafia de Sequências. Do mesmo modo, os avanços tecnológicos como *hardwares* e *softwares* permitiram a criação de novas ferramentas e métodos que possibilitaram análises mais acuradas.

A partir da consolidação da base de dados, a retroanálise das interpretação torna-se crucial, ressaltando que com o ganho de conhecimento sobre as bacias perfuradas, novos modelos de sedimentação foram gerados, cartas estratigráficas foram atualizadas, o que leva a possibilidade de que as interpretações anteriores possam conter distorções referentes ao contexto atual. O fruto deste trabalho, responde pela corroboração dos conceitos e dos dados adquiridos e aumentam por vez acurácia dos dados.

Com a utilização da interpretação sísmica, como sendo a ferramenta que interliga os resultados obtidos, é possível gerar um modelo interpretativo em 3D, com base na análise estrutural e estratigráfica que se torna essencial na compreensão e caracterização da evolução tectônica de um campo ou bacia.

Na presente dissertação, com a finalidade de compreender a evolução tectônica na área em estudo, procedeu-se a geração de um modelo estratigráfico–estrutural do campo de Marlim, observando a influência da tectônica sindeposicional nos sedimentos oligomiocênicos. Estes correspondem a excelentes reservatórios e aos maiores produtores de hidrocarbonetos da seção pós–sal. Ainda obteve-se uma relação positiva entre os domínios tectônicos, separados em DT–I e DT–II, que representam processos tectônicos diferentes, respectivamente, rifteamento e halocinese associada a tectônica gravitacional, responsáveis pela geração de estruturas, como as falhas principais analisadas, que delimitam o Campo de Marlim. Foi possível observar o papel das falhas, responsável pela migração os hidrocarbonetos para os reservatórios siliclásticos, deformação dos sedimentos do Mioceno Médio ao Recente e posterior papel de trapa estrutural, dado o atual caráter selante das falhas.

1 CONTEXTO GEOLÓGICO

1.1 Evolução tectonossedimentar da Bacia de Campos

A Bacia de Campos ocupa uma área de 100.000 km² e localiza-se no estado do Rio de Janeiro entre os paralelos 23°42' e 21°14' (S) e os meridianos 41°41' e 39°57' (W). Possui como limites: a oeste a cota batimétrica de 3.400 m; ao Norte, o Alto de Vitória que a isola parcialmente da bacia do Espírito Santo; ao Sul, o Alto de Cabo Frio, alvo de persistente magmatismo durante a história evolutiva da bacia, constatado por rochas vulcanoclásticas, basaltos e diques de diabásio em sedimentos turonianos a campanianos (MILANI et al., 2000) (Figura 1).

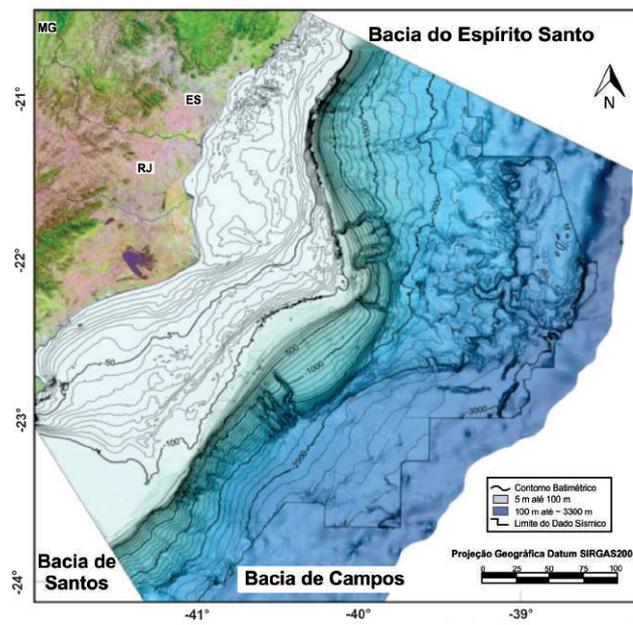
Na Bacia de Campos, Marlim, corresponde a um campo gigante localizado a nordeste da bacia a 110 km do Cabo de São Tomé, com área de 257,6 km² distribuídos em lâmina d'água entre 620 a 1050 m (NASCIMENTO; MENEZES; BRAGA, 2014; ANP, 2016). O principal reservatório é composto por sistemas turbidíticos Oligo-Miocênico, associado a amalgamação de corpos de arenito, denominados Marlim (PERES, 1993; NASCIMENTO; MENEZES; BRAGA, 2014), cujo gatilho para sedimentação está associado a reativação do sistema de falhas rifte no Paleógeno, resultando na deposição em minibacia formadas por falhas lítricas de origem halocinética, estas que serviram, em um momento como conduto migratório de petróleo (MELLO et al., 1994) e em outro como trapa estrutural, a Leste. A Oeste, no entanto a trapa é estratigráfica, associada a *pinch-out* dos arenitos (Figura 2).

A partir do Jurássico (RICCOMINI; SANT'ANNA; FERRARI, 2004), fenômenos associados a Reativação Wealdeniana (ALMEIDA, 1967) culminaram na quebra do último fragmento do Gondwana, iniciados pela geração de pequenos grábens localizados entre os estados de São Paulo e Rio de Janeiro, com direção NE-SW, desenvolvendo-se até a formação de bacias sedimentares de margem passiva com as maiores espessuras entre as bacias de Santos e Espírito Santo no Eocretáceo (BIZZI et al., 2003) e abertura do Oceano Atlântico Sul (ASMUS; PONTE, 1973; CAMPOS; PONTE; MIURA, 1974; ASMUS, 1975; PONTE; FONSECA; CAROZZI, 1980; ASMUS, 1984; CHANG; KOWSMANN; FIGUEIREDO, 1988; MOHRIAK, 2003; BUENO, 2004) (Figura 3).

A Bacia de Campos apresenta uma evolução tectonossedimentar característica, com presença de falhas normais NE-SW, paralelas à costa continental e falhas de caráter transformante com ângulos de mergulho muito elevados (MILANI et al., 2000)

A evolução tectonossedimentar da margem continental passiva é definida por White e McKenzie (1989) como sendo resultante do estiramento litosférico e afinamento crustal na fase rifte, em sequência à subsidência termal (MOHRIAK, 2004; MANTESSO-NETO et al., 2004; DOMINGUES, 2011). Um modelo evolutivo das bacias da margem continental (CAMPOS;

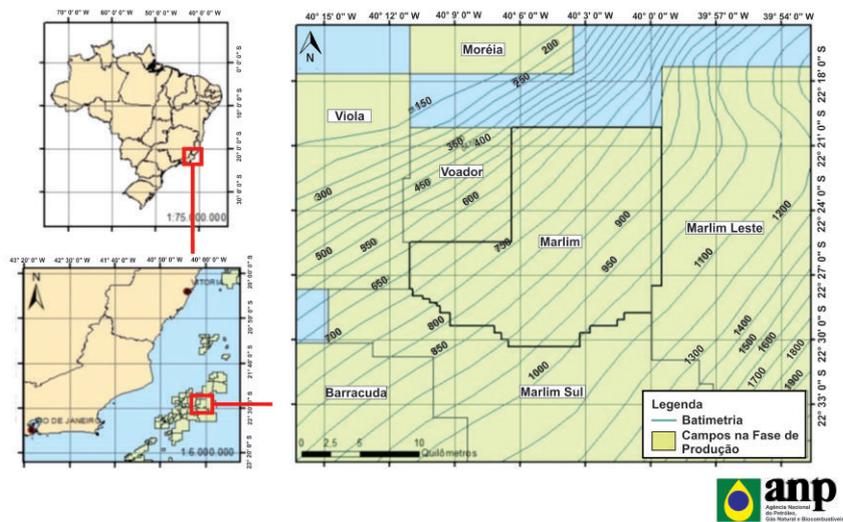
Figura 1 - Mapa de localização da Bacia de Campos.



Fonte: Figueiredo *et al.*, 2015.

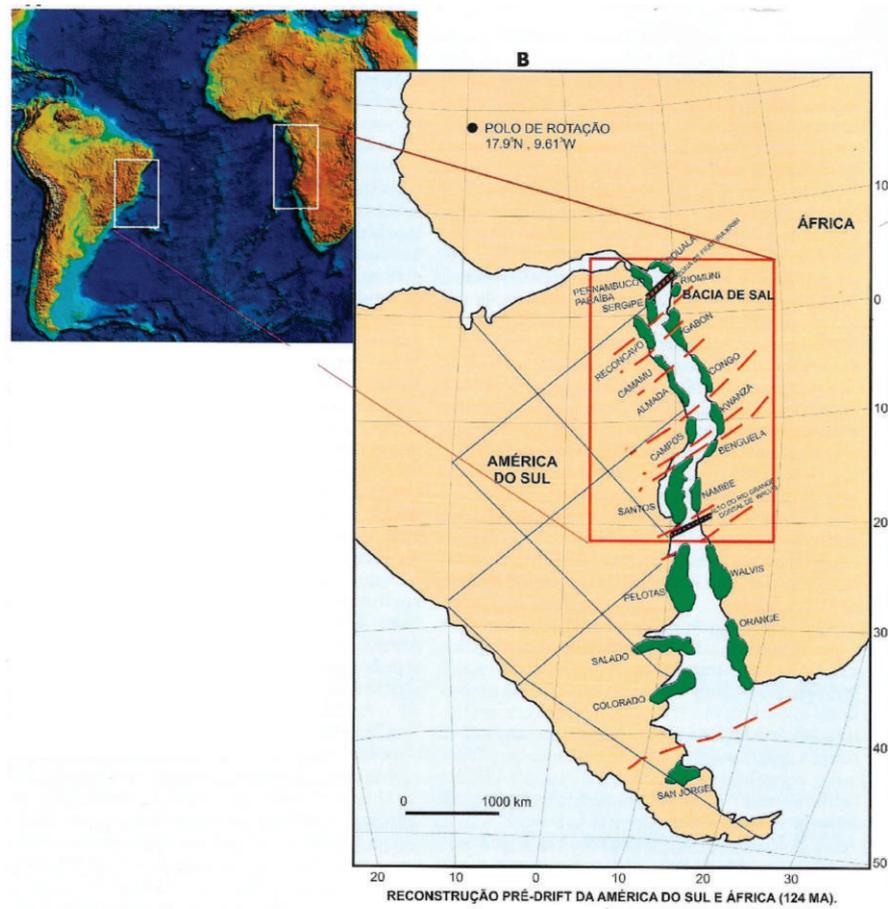
Figura 2 - Mapa de localização do Campo de Marlim.

Mapa de Localização - Campo de Marlim



Legenda: Mapa de localização com a batimetria, em detalhe, do Campo de Marlim.
 Fonte: ANP, 2016.

Figura 3 - Reconstrução tectônica das bacias sedimentares na configuração pré-deriva continental.



Legenda: Em verde, as bacias sedimentares. O retângulo em vermelho serve para destacar as costas sul-americana e africana, antes da separação, à frente e após a separação ao fundo.

Fonte: Mantesso-Neto *et al.*, 2004.

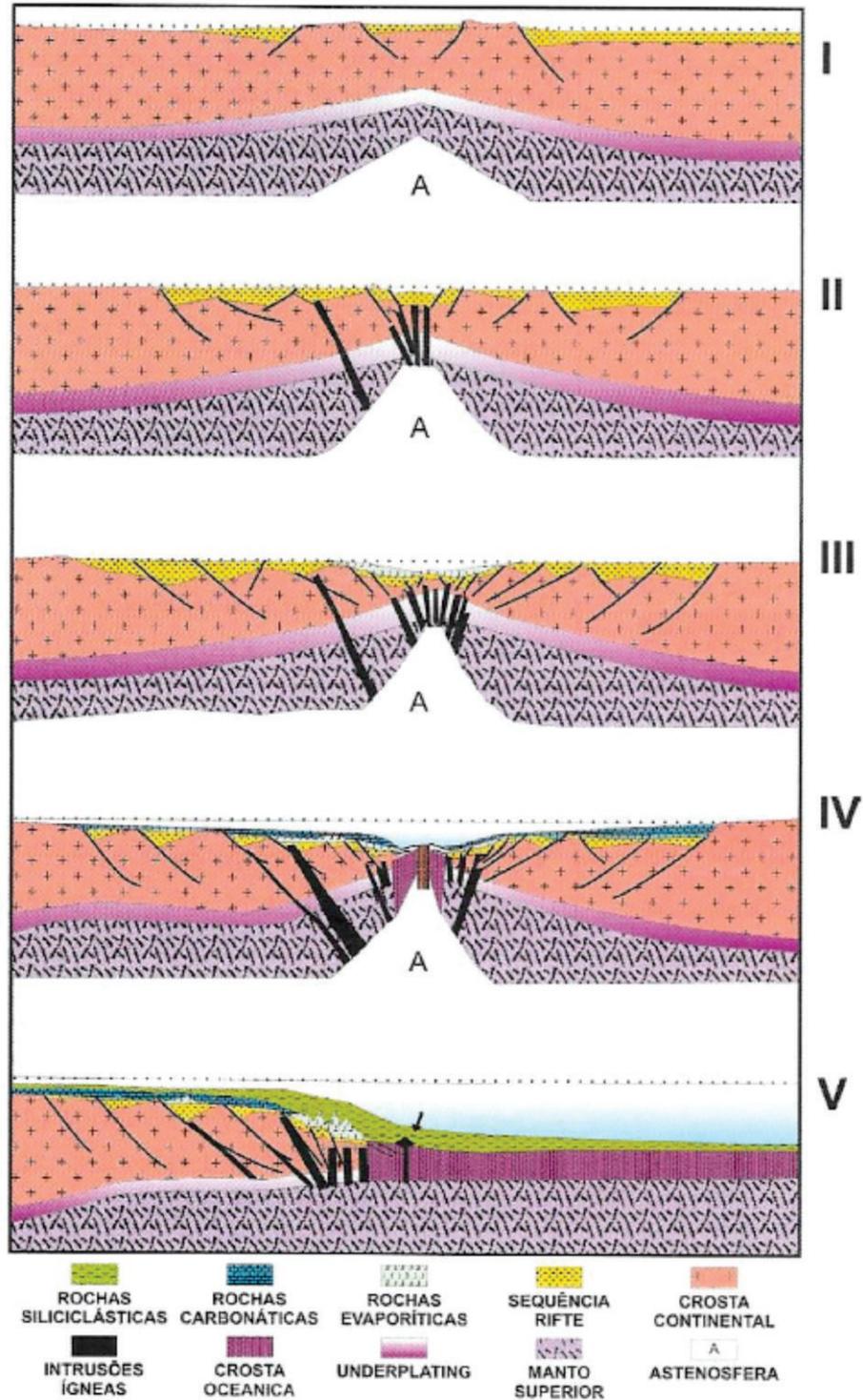
PONTE; MIURA, 1974; MCKENZIE, 1978; PONTE; FONSECA; CAROZZI, 1980; CHANG et al., 1992; CAINELLI; MOHRIAK, 1999; MOHRIAK; SZATMARI; ANJOS, 2009) elenca cinco etapas que descrevem o processo de rifteamento e separação continental (Figura 4), denominadas I, II, III, IV e V, as quais serão apresentadas e referenciadas ao contexto geológico da área estudada:

- a) I - o início do rifteamento da margem;
- b) II - a formação de depocentro lacustrino;
- c) III- o início das transgressões marinhas, com deposição de evaporitos e formação de centro de espalhamento oceânico;
- d) IV - o início da deriva continental;
- e) V - a separação das bacias de margem conjugadas.

A etapa I (Pré-Rifte) segundo Mantesso-Neto et al. (2004) é caracterizada por processos extensionais que culminaram no processo de separação dos continentes sulamericanos e africano. Segundo Stanton (2009) define-se pelo carácter dúctil, com um pequeno soergimento termal astenosférico e o desenvolvimento de falhas na crosta superior. Na área do presente estudo, o embasamento cristalino é caracterizado por gnaisses pré-cambrianos da Província Proterozóica da Faixa Ribeira, enquanto o embasamento econômico é vulcânico, composto por lavas básicas representadas por basaltos amigdaloidais cinza e castanho, interestratificados com conglomerados cinza-esverdeados compondo a Formação Camboriú (MIZUSAKI; FILHO; VALENÇA, 1988; RANGEL et al., 1994; WINTER; JAHNERT; FRANÇA, 2007), que se correlaciona com o evento magmático que antecede o início do rifte Neojurássico e Eocretáceo (ASMUS; PORTO, 1980; ASMUS, 1984; CORDANI; BRITO-NEVES; FILHO, 2009; MOHRIAK; SZATMARI; ANJOS, 2009) (Figura 4).

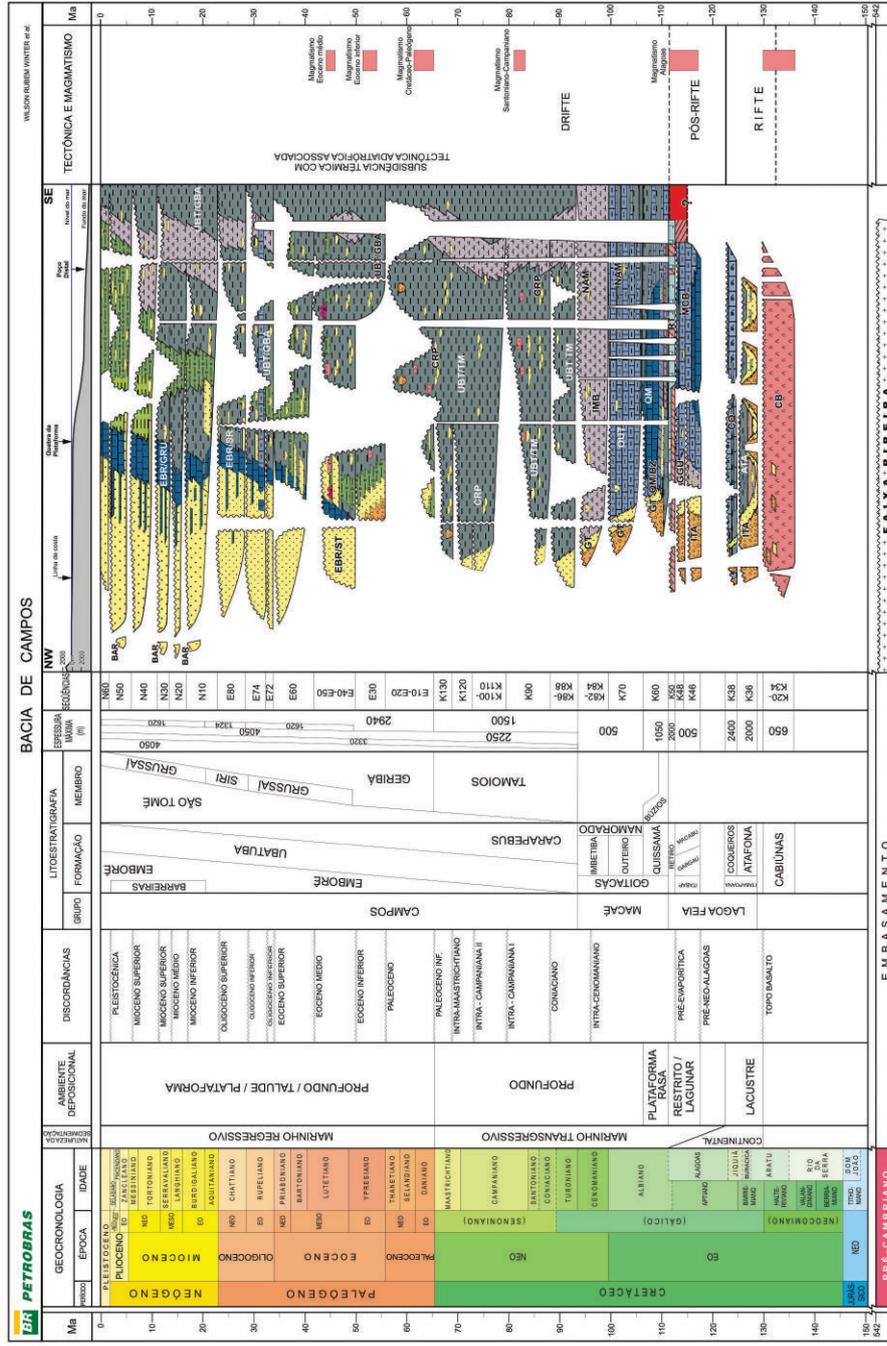
A etapa II (Sin-Rifte) possui carácter rúptil no qual o estiramento crustal é intensificado resultando em grandes falhas normais, semigrábens e derrames basálticos; segundo Stanton (2009), nesta etapa ocorreu início da formação da Dorsal Mesoatlântica. A deposição de sedimentos proximais, de idade Barremiana a Aptiana Inferior, é discordante com a Formação Camboriú, sendo os sedimentos caracterizados por conglomerados, arenitos, siltitos e folhelhos avermelhados de borda de bacia e falha (Formação Itabapoana), enquanto nos sedimentos distais a deposição é caracterizada por sedimentos lacustres e fluviais como arenitos, siltitos e folhelhos, depositados em ambiente quimicamente diferenciados e alcalino no qual predominam minerais de talco e estevensita (Formação Atafona). A Formação Coqueiros, de idade Aptiana Inferior, possui deposição espessas de calcários como mudstones, grainstones/packstones peloidais, oolíticos e bioclásticos, formado principalmente por conchas bivalves lacustres, denominados como coquinas. Vale ressaltar a presença de uma camada de folhelhos no Andar Jiquiá, conhecido como Folhelho Jiquiá, rico em matéria orgânica, que representa o principal gerador da Bacia de Campos (WINTER; JAHNERT; FRANÇA, 2007) (Figura 5).

Figura 4 - Modelo geodinâmico esquemático da margem continental divergente, no qual podem ser observados 5 etapas da evolução tectonossedimentar.



Legenda: Etapas: I (pré-rifte), II (sin-rifte), III (transicional), IV e V (drifte).
 Fonte: Mantesso-Neto *et al.*, 2004.

Figura 5 - Carta estratigráfica da Bacia de Campos.



Fonte: Winter; Jahner; França, 2007.

Na etapa III (Transicional) ocorre uma intensa extensão litosférica, com a formação de grandes falhas e rotação de blocos do rifte, interligadas a ruptura do supercontinente e início da formação da crosta oceânica (STANTON, 2009) (Figura 4). A sedimentação da fase transicional ocorrida entre o Aptiano Médio a Eoalbio é representada pela passagem de ambientes continentais a marinhos, sendo composta por uma sequência clástica-evaporítica (WINTER; JAHNERT; FRANÇA, 2007) e que ocorre sobre uma discordância erosiva da ruptura continental do Gondwana (*break-up unconformity*) marcando o início de uma fase de quiescência tectônica (FALVEY, 1974; FALVEY; MIDDLETON, 1981; MANTESSO-NETO et al., 2004).

Winter, Jahnert e FRANÇA (2007) identificou a deposição transicional acima das como Supersequência Pós-Rifte dada a sedimentação ocorrer em ambiente tectonicamente brando. A sedimentação proximal da Formação Itabapoana prossegue com sua deposição clástica continental progradacional, representada pelos conglomerados e arenitos de borda de bacia e falha passando lateralmente a Formação Gargaú e Macabu, sequências de sedimentos distais carbonáticos, margas e arenitos associados a ambientes rasos e transicionais. *A posteriori*, na Formação Macabu, são observados laminitos microbiais e calcários estromatolíticos, por vezes dolomitizados, representando um reservatório de hidrocarboneto de boa qualidade, denominado como Pré-Sal. (WINTER; JAHNERT; FRANÇA, 2007) (Figura 5)

Encerrou-se a fase transicional com a deposição da Formação Retiro, caracterizada pela precipitação de evaporitos, de clima árido em um ambiente marinho restrito, com periódicas transgressões marinhas, de Sul para Norte, que se estende desde a bacia de Santos até a bacia de Sergipe-Alagoas, em um golfo alongado entre Brasil e África. (ASMUS; PONTE, 1973; SZATMARI et al., 1974; ASMUS; PORTO, 1980; ASMUS, 1984; SZATMARI et al., 1985; DIAS-BRITO; UESUGUI; HASHIMOTO, 1987; MOHRIAK, 2003; BUENO, 2004; AZEVEDO, 2004; DAVISON, 2005; ROSENDAHL et al., 2005; MOHRIAK; SZATMARI; ANJOS, 2009).

Na etapa IV (drifte), desenvolveu-se a crosta oceânica e a Cordilheira Mesoatlântica, estando associada nas bacias ao sul pelos *seaward dipping reflectors* (SDRs) e reativação de falhas regionais (STANTON, 2009). Houve a deposição da plataforma carbonática superposta aos evaporitos da Formação Retiro (DOMINGUES, 2011; MOHRIAK; SZATMARI; ANJOS, 2009) (Figura 4), cuja transição foi mascarada pelo início da deriva continental e incursões marinhas com a subida do nível do mar. Nas fácies proximais ocorrem a deposição da Formação Goitacás, de idade Albiana a Cenomaniana, representada por sedimentos clásticos de leques aluviais, deltaicos e fandelas além de bancos e lagunas calcopelíticos (sistema misto) (GUARDADO; GAMBOA; LUCCHESI, 1989; WINTER; JAHNERT; FRANÇA, 2007). Lateralmente, em fácies intermediárias, encontram-se os sedimentos carbonáticos de alta energia representados por oólitos, oncólitos e grainstones da Formação Quissamã, de idade Albiana Inferior. A Formação Outeiro e Formação Imbetiba, de idade Albiana Média a Superior, representam o afogamento da plataforma carbonática rasa em resposta a subida do nível do mar, constatada pela presença de folhelhos e margas, nas quais ocorreram as deposições dos sedimentos turbidíticos (WINTER; JAHNERT; FRANÇA, 2007) (Figura 5).

Entre o Cretáceo Superior e o início do Paleógeno, ocorreu um importante evento tectonomagmático, que afetou a Bacia de Campos além de grande parte da Placa Sul-Americana (ALMEIDA, 1967; ASMUS, 1984; SZATMARI; MOHRIAK, 1995; MOHRIAK; SZATMARI; ANJOS, 2009), levando ao soerguimento da Serra do Mar e Mantiqueira (ALMEIDA; CARNEIRO, 1998; CAINELLI; MOHRIAK, 1998; MANTESSO-NETO et al., 2004), que resultou em grande aporte sedimentar, acarretando a formação de grandes cunhas progradantes, forçando uma regressão marinha.

Registraram-se reativações de falhas no embasamento, com concomitante vulcanismo, particularmente nas regiões de Cabo Frio, entre as bacias de Santos e Campos, e na região de Abrolhos, entre Espírito Santo e a Bahia (MOHRIAK; NASCIMENTO, 2000; ZALÁN; OLIVEIRA, 2005; MOHRIAK, 2004; MOHRIAK; SZATMARI; ANJOS, 2009). Esse evento resultou na implantação das bacias tafrogênicas da costa sudeste brasileira (MOHRIAK; BARROS, 1990) e por notáveis deformações dos estratos sedimentares por halocinese com a formação de estruturas extensionais e compressionais que afetam o fundo do mar atual (DEMERICIAN; SZATMARI; COBBOLD, 1993).

A etapa V (drifte) com sedimentação francamente marinha, é marcada por uma contração termal da litosfera e aprofundamento da batimetria no final do Albiano (STANTON, 2009; DOMINGUES, 2011) (Figura 4). Desenvolve-se então a deposição distal de folhelhos marinhos da Formação Ubatuba/Membro Tamoios, de idade turoniana a maastrichiana, superpostas por folhelhos marinhos do Paleoceno do Membro Geribá.

O maior aporte sedimentar associado ao soerguimento da Serra do Mar e Mantiqueira, possui natureza francamente siliciclástica e caráter progradacional (ALMEIDA; CARNEIRO, 1998; CAINELLI; MOHRIAK, 1998; MANTESSO-NETO et al., 2004) influenciando o aumento da escavação da plataforma por cânions, formados por correntes de turbidez, que auxiliaram o transporte dos sedimentos para regiões mais profundas. Os depósitos turbidíticos gerados correspondem a reservatórios de hidrocarbonetos em diversos campos gigantes, onde recebem nomes informais como Arenitos Marlim e Enchova, de idade oligomiocênica. (CARMINATTI, 1987; PERES, 1993; BRUHN, 1999; MOHRIAK; SZATMARI; ANJOS, 2009) (Figura 5).

A deposição proximal tem o maior aporte sedimentar clástico e de plataforma carbonática rasa, característico da Formação Emboré, respectivamente dos Membros São Tomé e Grussaí/Siri (Figura 5). Segundo Caetano (2013), as rochas da Formação Emboré são compostas por arenitos e carbonatos impuros, sobrepostos e lateralmente interdigitados com os pelitos Ubatuba, oriundas de leques costeiros e de sedimentação em plataforma carbonática.