



UNIVERSIDADE FEDERAL FLUMINENSE
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS
DEPARTAMENTO DE GEOLOGIA E GEOFÍSICA

Maria Luiza Cyrino Paiva

**Modelagem de Sistemas Petrolíferos 1D
no poço 4-BRSA-420-ESS,
Campo de Jubarte, Bacia de Campos.**

Niterói

2019

Maria Luiza Cyrino Paiva

**Modelagem de Sistemas Petrolíferos 1D no poço 4-
BRSA-420-ESS, Campo de Jubarte, Bacia de Campos.**

Trabalho de conclusão de curso, apresentado ao curso de Bacharelado em Geofísica como requisito parcial para obtenção do título de Bacharel em Geofísica.

Orientador:

Prof. Dr. Antonio Fernando Menezes Freire.

Coorientador:

M.Sc. Mathieu Ducros.

Niterói

2019

Maria Luiza Cyrino Paiva

**Modelagem de Sistemas Petrolíferos 1D no poço 4-
BRSA-420-ESS, Campo de Jubarte, Bacia de Campos.**

Trabalho de conclusão de curso, apresentado ao curso de Bacharelado em Geofísica como requisito parcial para obtenção do título de Bacharel em Geofísica.

Aprovado em 11 de dezembro de 2019

Nota: _____

BANCA EXAMINADORA:

Prof. Dr. Antonio Fernando Menezes Freire - UFF

M.Sc. Mathieu Ducros – C6+

Prof. Dr. Cleverson Guizan Silva - UFF

M.Sc. Carlos Pinto Fracalossi - Petrobras

RESUMO

Este estudo consiste na realização de uma modelagem de sistemas petrolíferos 1D, analisando o grau de maturação térmica local a partir do poço 4-BRSA-420-ESS, localizado na porção leste do Campo de Jubarte, Bacia de Campos. Para esta modelagem foi testado o potencial gerador da seção Pós-sal (folhelhos da Fm. Ubatuba) e investigada a geração da seção Pré-sal (folhelhos do andar Jiquiá, Fm. Coqueiros) na região do poço estudado. Na seção Pós-sal, os reservatórios do Campo de Jubarte são majoritariamente constituídos por arenitos turbidíticos da Fm. Carapebus. Considerando que o entendimento sobre a distribuição das fácies reservatórios e fácies geradoras é essencial para o sucesso da exploração de petróleo, a compreensão dos processos que envolvem a geração, a expulsão, a migração, o trapeamento e a acumulação de petróleo é importante para determinar o sincronismo entre todos os elementos e processos que compõem um sistema petrolífero. A integração de dados geofísicos, geológicos, geotermiais e geoquímicos disponíveis proporcionou o conhecimento necessário para a construção de um modelo 1D, tendo sido utilizados como entrada para o modelo dados de perfis de poços, interpretações de seções sísmicas, dados geoquímicos, dados de fluxo de calor nos sedimentos, fator de estiramento do rifte, dentre outros. Com base nos dados geoquímicos foi identificada a predominância do querogênio Tipo II (marinho) no folhelho Ubatuba de idade Eoceno, que não entrou na janela de geração de petróleo por estar numa seção termicamente imatura. A geração no Folhelho Jiquiá não foi confirmada na posição do poço, estando num intervalo termicamente imaturo da Fm. Coqueiros. De forma geral, ambas as rochas geradoras e os processos de geração de petróleo sofridos são bem representados nesta Modelagem de Sistemas Petrolíferos 1D.

Palavras-chave: Modelagem de sistemas petrolíferos, Exploração de petróleo, Campo de Jubarte, Parque das Baleias, Bacia de Campos.

ABSTRACT

This study consists of a Petroleum Systems Modeling 1D that analyzes the local thermal maturation from a well located in the eastern portion of the Jubarte Field, Campos Basin. For this modeling, the generation potential of the Post-salt section (shales of Fm. Ubatuba) was tested and the generation of the Pre-salt section (shales of Andar Jiquiá, Fm. Coqueiros) was investigated. In the Post-salt section, the reservoirs of Campo de Jubarte are mainly composed of turbiditic sandstones of Fm. Carapebus. Considering that understanding the distribution of reservoir facies and source rocks is essential to the success of oil exploration, the comprehension of the processes that involve the generation, expulsion, migration, trap formation and accumulation of oil is important to determine the timing between elements and processes of the petroleum system. The integration of available geophysical, geological, geothermal and geochemical data provided the necessary knowledge for the construction of a 1D model. Well log data, seismic section interpretations, geochemical data, heat flow data, rift stretching factors, among others, were used as input to build the model. Based on the geochemical data, the predominant presence of Type II (marine) organic matter was identified in the Ubatuba Eocene shale, which was not able to generate oil because it was in a thermally immature section. The generation in the Jiquiá Shale was not confirmed in the well location, being in a thermally immature range of Fm. Coqueiros. In general, both the source rocks and the petroleum generation processes suffered are well represented in this Petroleum Systems Modeling 1D.

Keywords: Petroleum Systems Modeling, petroleum exploration, Jubarte Field, Whale Park, Campos Basin.

AGRADECIMENTOS

Ao meu orientador, meu coorientador e aos membros da banca examinadora por aceitarem fazer parte desta etapa tão importante em minha vida. Em especial ao querido Fernando Freire. Sou eternamente grata por todo conhecimento dividido, pela compreensão e pelo carinho. Obrigada por acreditar no meu potencial e me lembrar dele sempre que possível.

À minha família, por terem abraçado comigo o sonho de cursar Geofísica fora de Saquarema e entenderem a minha ausência constante. Às melhores amigas dessa vida Amanda, Manu e Giovana por serem minha fortaleza desde a infância, apesar da atual distância. A saudade é grande, amo vocês.

À Yasmin, Paula, Bianca, Luiza e Camila por terem sido minhas companheiras de vida durante a graduação na UFF. Compartilhar o lar com vocês tem sido uma honra, obrigada pelo carinho e pela compreensão de sempre. Aos grandes amigos Loyuá e João Pedro pelos momentos de acolhimento que tanto precisei durante esses 5 anos.

Aos queridos amigos que ingressaram na Geofísica comigo em 2015. Uma galera polêmica, que esteve comigo “na alegria e na tristeza”. Nós somos uma prova de que a união faz a força. Se estamos hoje comemorando nossa formação como Geofísicos é resultado do nosso esforço coletivo. A gratidão por todo conhecimento compartilhado será eterna. Vale um agradecimento especial para o amigo-professor Edson (mais conhecido como Peruano), sua ajuda constante será sempre lembrada.

Aos demais companheiros da Geofísica e da UFF por fazerem parte do meu dia-a-dia e terem tornado a experiência da graduação leve e divertida.

Sou extremamente grata aos parceiros que ajudaram na fundação do Diretório Acadêmico da Geofísica. Foi uma responsabilidade enorme e uma experiência incrível.

Aos companheiros da ANP, servidores e estagiários, em especial ao Raphael Ranna, Katia Duarte e Raphael Victor. Geólogos incríveis, vocês acreditaram no meu potencial como Geofísica e contribuíram para um excelente aproveitamento da minha primeira experiência profissional. Sou eternamente grata a todas as portas que a ANP me abriu nesses 6 meses. Vocês ajudaram a construir a profissional que sou hoje.

À SBGf pela luta constante pela regulamentação da nossa amada profissão e pela promoção de eventos de integração que tanto agrega à academia e a indústria. Aos “amigos do Happy Hour”, eterna gratidão por cada conselho, por cada porta aberta e cada momento de descontração e diversão. Afinal, nem só de Transformada de Fourier vive o Geofísico.

A todos os funcionários da UFF, em especial os do Instituto de Geociências. O IGEO foi minha segunda casa durante esses 5 anos e sou muito grata por cada momento vivido e por cada pessoa que conheci. Aos professores do Lagemar eu agradeço a oportunidade de compartilhar com vocês o amor pela geofísica e pela geologia.

À BeicipFranlab, K2 Sistemas e Schlumberger por fornecerem as ferramentas necessárias para a confecção deste trabalho. Em especial, à Bianca Lima (Beicip) e ao Leonardo Carvalho (técnico de TI do Lagemar) por todo suporte técnico ao longo do ano.

Ao BDEP/ANP pelos dados cedidos para a realização deste trabalho.

SUMÁRIO

RESUMO	4
ABSTRACT	5
AGRADECIMENTOS	6
SUMÁRIO	8
LISTA DE FIGURAS	9
LISTA DE TABELAS	13
1. INTRODUÇÃO	14
2. OBJETIVOS	16
3. EMBASAMENTO TEÓRICO	17
3.1 O sistema petrolífero	17
3.2 Caracterização das rochas geradoras	18
3.3 Evolução da matéria orgânica e geração de petróleo	25
3.4 Migração do petróleo	27
3.5 Modelagem 1D de Sistemas Petrolíferos	28
4. ÁREA DE ESTUDO	33
4.1 Geologia regional e evolução da Bacia de Campos	33
4.2 Arcabouço estrutural da Bacia de Campos	36
4.3 Evolução tectono-estratigráfica da Bacia de Campos	37
4.4 Histórico de Exploração da Bacia de Campos	43
4.5 Sistemas Petrolíferos da Bacia de Campos	44
4.6 Parque das Baleias e o Novo Campo de Jubarte	46
5. METODOLOGIA	49
6. RESULTADOS E DISCUSSÃO	61
7. CONCLUSÃO	74

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Esquema representando a reconstrução da deposição da rocha geradora, do reservatório, do selo e das rochas de sobrecarga; dos processos de formação de trapas e da geração, migração e acumulação de hidrocarbonetos do passado (esquerda) para o presente (direita) (Modificado de Al-Hajeri et al., 2009).....	19
Figura 2 - Esquema representando os ambientes preservação da matéria orgânica. (Modificado de Walters, 2007).....	19
Figura 3 - Esquema mostrando a distribuição dos componentes dentro da rocha geradora. O querogênio é o componente sólido da matéria orgânica que é insolúvel em solventes orgânicos. (Modificado de Tissot & Welte, 1984).	20
Figura 4 - Ciclo de análise e exemplo de registro dos parâmetros obtidos pelo método de Pirólise Rock-Eval (Modificado de Tissot & Welte (1984) por Balbinot, 2008).	22
Figura 5 - Gráfico ilustrando a evolução do parâmetro de Tmax (°C) com a profundidade e as respectivas zonas: imaturas, janela de óleo e de gás (Modificado de Tissot & Welte, 1984).....	23
Figura 6 - Esquema resumindo alguns parâmetros usados para caracterização de rochas geradoras (Modificado de Walters, 2007).....	24
Figura 7 - Diagrama Van Krevelen mostrando a distribuição dos tipos de querogênio e suas respectivas razões atômicas H/C e O/C (Modificado de Walters, 2007).	25
Figura 8 - Esquema geral de evolução térmica da matéria orgânica (Modificado de Hantschel et al., 2009).....	26
Figura 9 - Equação de Arrhenius, onde k = constante de velocidade específica (1/Ma); A = fator de frequência (1/s); E = energia de ativação (kJ/mol); R = constante dos gases (0,001987 kcal/K.mol); T = temperatura. (Hantschel et al., 2009).	26

Figura 10 - Estrutura do fluxo de trabalho para a modelagem de sistemas petrolíferos usando o software TemisFlow. Seus módulos e respectivos resultados (Modificado de Doligez et al., 1986).....	30
Figura 11 - Mapa de Localização da Bacia de Campos. Modificado da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustível (ANP) (Pereira et al., 2015).	33
Figura 12 - Feições geomorfológicas do fundo do mar do litoral dos estados de Espírito Santo e Rio de Janeiro, onde se localiza o Platô de São Paulo e a Bacia de Campos (Castro, et al., 2015).	34
Figura 13 - Compartimentos estruturais da Bacia de Campos (Castro et al., 2015).	36
Figura 14 - Seção geológica regional da Bacia de Campos (Castro et al., 2015).	37
Figura 15 - Reconstrução paleogeográfica das sequências Rifte, Transicional evaporítica e plataforma carbonática da fase Drifte na plataforma continental brasileira. Modificado de Chang et al., 1992.	38
Figura 16 - Carta Estratigráfica da Bacia de Campos (Winter et al., 2007).	39
Figura 17 - Mapa do acervo de dados sísmicos e poços na Bacia de Campos. Retirado da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustível (ANP - Portella et al., 2017).	44
Figura 18 - Carta de Eventos do Sistema Petrolífero da Bacia de Campos (Modificado de Guardado et al., 2000).	46
Figura 19 - Mapa atualizado (10/2019) da localização do Parque das Baleias, com seus campos produtores, e do poço 4-BRSA-420-ESS.	48
Figura 20 - Fluxograma de modelagem de sistemas petrolíferos 1D usado neste trabalho.....	49
Figura 21 - Parte do Perfil Composto dos poços 4-BRSA-420-ESS e 3-SHEL-22-ESS com a correlação cronoestratigráfica feita com base nas respostas de raios gama (GR).	51
Figura 22 - Parte do Perfil Composto do poço 4-BRSA-420-ESS evidenciando 2 unidades de arenito consideradas reservatório. Contém as respostas de raios gama (GR) e resistividade (RES).	52

Figura 23 - Gráfico que relaciona o paleo-fluxo de calor com o tempo de abertura de rifte para 6 poços distribuídos ao longo da Bacia de Campos (Cardoso et al., 2014).....	54
Figura 24 - Gráfico de profundidade versus temperatura usado para calibrar a temperatura no fundo do mar. (https://www.maxwell.vrac.puc-rio.br/8760/8760_3.PDF).....	54
Figura 25 - Perfil Geoquímico com os dados de Pirólise Rock-Eval usado na calibração do modelo. A linha preta no track da Tmax representa o início da janela de geração do óleo (440°C). A priori esta seção é considerada imatura.	57
Figura 26 - Diagrama Tipo Van Krevelen indicando que o tipo de matéria orgânica predominante nas amostras é uma mistura de querogênios dos tipos II e III, com predominância deste último. Um nível de oxidação elevado é indicado nas amostras pelo IO (índice de oxigênio).	58
Figura 27 - Diagrama “S2 X COT” indicando a predominância do querogênio Tipo II no intervalo estudado.	59
Figura 28 - Cinética de transformação do querogênio usadas neste estudo para as rochas geradoras pré e pós-sal (Penteado, et al., 2007).....	60
Figura 29 - Gráfico de história de soterramento (burial history) referente ao poço 4-BRSA-420-ESS.....	62
Figura 30 - Gráfico de história de soterramento mostrando os sistemas petrolíferos referentes ao poço 4-BRSA-420-ESS. Na porção direita é observada a litologia interpretada do perfil composto fornecido pela ANP.	63
Figura 31 - Gráfico de história de soterramento com filtro para Porosidade referente ao poço 4-BRSA-420-ESS. Na porção direita é observada a litologia interpretada do perfil composto fornecido pela ANP.	64
Figura 32 - Gráfico de história de soterramento com filtro para Condutividade Térmica referente ao poço 4-BRSA-420-ESS. Na porção direita é observada a litologia interpretada do perfil composto fornecido pela ANP.	65
Figura 33 - Gráfico de história de soterramento com filtro para Temperatura referente ao poço 4-BRSA-420-ESS. Na porção direita é observada a litologia interpretada do perfil composto fornecido pela ANP.	66

Figura 34 - Gráfico de calibração da Temperatura do modelo 1D do poço 4-BRSA-420-ESS. A reta em vermelho se refere às temperaturas calculadas pelo modelo e os pontos pretos às temperaturas de calibração (BHT).....	67
Figura 35 - Gráfico de história de soterramento com filtro para COT referente ao poço 4-BRSA-420-ESS. Na porção direita é observada a litologia interpretada do perfil composto fornecido pela ANP.	68
Figura 36 - Gráfico de história de soterramento com filtro para S2 referente ao poço 4-BRSA-420-ESS. Na porção direita é observada a litologia interpretada do perfil composto fornecido pela ANP.	69
Figura 37 - Gráfico de história de soterramento com filtro para Tmax(°C) referente ao poço 4-BRSA-420-ESS. Na porção direita é observada a litologia interpretada do perfil composto fornecido pela ANP.	70
Figura 38 - Gráfico de história de soterramento com filtro para Razão de Transformação referente ao poço 4-BRSA-420-ESS.....	71
Figura 39 - Superfície representando a base da camada de sal da Fm. Retiro na região dos poços 4-BRSA-420-ESS e 3-SHEL-22-ESS.....	72

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Dados de borehole temperature (BHT) extraídos do arquivo AGP do poço 4-BRSA-420-ESS 56

1. INTRODUÇÃO

A modelagem de sistemas petrolíferos permite estudar a presença de sistemas petrolíferos efetivos, considerando todos os elementos que o compõem como: rocha geradora, reservatório, selo e todos os processos responsáveis pela geração, migração e acumulação de petróleo em uma bacia sedimentar. São avaliados os eventos geológicos ocorridos na bacia desde o momento de sua formação até as condições atuais. Levam-se em consideração fatores como mecanismos de subsidência, fenômenos de deposição, erosão e compactação, evolução termal da bacia, geração de petróleo e sua respectiva expulsão, migração, acumulação e preservação.

Para a modelagem de sistemas petrolíferos é necessário a integração de uma gama de dados, na qual a geofísica cumpre um importante papel para a identificação e quantificação de jazidas de óleo e gás. Os dados de gravimetria e magnetometria são úteis para estudos regionais acerca do embasamento e de identificação de altos estruturais, falhas, dentre outras feições estruturais. Os levantamentos sísmicos são usados para a interpretação dos compartimentos sedimentares em escala regional e local. Os perfis de poço possuem maior confiabilidade devido a sua precisão e, a partir deles, são calculados parâmetros petrofísicos (porosidade, permeabilidade, conteúdo de argila, dentre outros) para melhor caracterizar as fácies reservatório, geradora e selo. Para estudos locais, a interpretação dos perfis de poço, aliada com a interpretação sísmica, são a principal ferramenta de construção dos modelos deposicionais. Uma vez construído o modelo, são usados dados como medidas de pressão, temperaturas ou resultados obtidos da Pirólise Rock-Eval para a sua calibração.

Esta é uma abordagem de extrema importância para a indústria de óleo e gás, pois descreve o sistema petrolífero, analisa quantitativamente o cenário geológico ao longo do tempo e dá consistência a hipóteses feitas em relação aos dados observados. Dessa forma, a modelagem de sistemas petrolíferos é uma ferramenta chave para a redução de riscos inerentes à atividade de exploração de petróleo.

Este estudo tem foco na análise de maturidade térmica local das rochas consideradas como geradoras no modelo, sem analisar os processos de migração do petróleo gerado. Para esclarecer os processos de migração de petróleo após a sua geração é necessário uma modelagem de sistemas petrolíferos 2D ou 3D. Desta forma, o sincronismo dos processos de formação e acumulação do petróleo foi inferido de forma qualitativa.

2. OBJETIVOS

O presente estudo se propôs a realizar uma modelagem 1D, utilizando dados do poço 4-BRSA-420-ESS, localizado no Campo de Jubarte, Área do Parque das Baleias, Bacia de Campos, com objetivo de entender as condições de formação dos sistemas petrolíferos ativos na região.

Este trabalho também pretendeu contribuir com a disseminação de conhecimento geológico, geoquímico e geofísico a respeito do Parque das Baleias, visto que atualmente existem poucos trabalhos de acesso livre publicados sobre a região. Também foi intenção deste trabalho contribuir com o conhecimento acadêmico sobre a modelagem de sistemas petrolíferos, tema restrito às empresas, devido à sua importância exploratória estratégica.

Neste contexto, a modelagem 1D analisou, qualitativamente e quantitativamente, os parâmetros referentes às rochas geradoras do campo de Jubarte. Essa abordagem foi importante para um entendimento global acerca da formação do sistema petrolífero. Além da caracterização geoquímica das rochas geradoras atuantes, foi analisado seu estágio de maturação térmica. Dessa forma, foi inferido o potencial gerador da seção Pós-sal e testada a geração do Folhelho Jiquiá da seção Pré-sal. Também foi possível avaliar a evolução de propriedades dos reservatórios, como a porosidade.

3. EMBASAMENTO TEÓRICO

3.1 O sistema petrolífero

O conceito de sistema petrolífero engloba todos os elementos e processos geológicos que são essenciais para uma acumulação de petróleo e gás (Magoon *et al.*, 1994). É um sistema dinâmico definido a partir de uma rocha geradora ativa e suas respectivas acumulações geneticamente relacionadas. Os elementos essenciais de um sistema petrolífero são:

- Rocha geradora - É uma rocha sedimentar com quantidade de matéria orgânica suficiente para (em condições ideais para a evolução térmica) se converter em petróleo.
- Rocha reservatório - São rochas com boas características permoporosas onde o petróleo fica acumulado.
- Rocha selante - São rochas impermeáveis que capeam os reservatórios impedindo que o petróleo escape para a superfície.
- Rochas de sobrecarga - Equivale a toda a coluna sedimentar depositada acima da rocha geradora.

Os processos geológicos que envolvem esses elementos na formação do sistema petrolífero são:

- Formação de trapas bem definidas que podem ser estruturais, estratigráficas ou mistas.
- Sequência de geração-migração-acumulação dos hidrocarbonetos.

Para o pleno funcionamento de um sistema petrolífero é necessário que haja um sincronismo de todos esses elementos e processos.

3.2 Caracterização das rochas geradoras

De acordo com Tissot & Welte (1978) uma boa rocha geradora de petróleo deve ter bons parâmetros a respeito do tipo e da quantidade de matéria orgânica e seus índices de maturidade térmica (Hazra *et al.*, 2019). Esses parâmetros vão refletir o ambiente de sedimentação dessa rocha e as condições de precipitação e preservação de matéria orgânica. A análise integrada dessas condicionantes vai definir se uma rocha pode ser denominada como potencialmente geradora de um sistema petrolífero.

A formação de uma rocha geradora se dá com a deposição de sedimentos em conjunto com a acumulação de matéria orgânica (Fig. 01). Os ambientes sedimentares que possuem grande aporte sedimentar, são anóxicos e sem bioturbação (Fig. 02) são considerados os ideais para a preservação da matéria orgânica depositada (Cornford, 2005). São exemplos de ambientes anóxicos as bacias restritas, lagos com estratificação perene, zonas de oxigenação mínima (zonas de ressurgência) e oceanos em época de anoxia global.

Durante o processo de formação de petróleo a matéria orgânica sofre maturação em função da temperatura e do tempo durante o soterramento das camadas sedimentares, permanecendo em estado solidificado e insolúvel, sendo denominada, a partir de então, como querogênio (Tissot e Welte, 1985). A fração restante dessa etapa é chamada de betume, sendo solúvel em solventes orgânicos. Os constituintes típicos do querogênio são partículas de algas, bactérias e vegetais superiores. É possível caracterizar esse querogênio (Fig. 03) a fim de entender a origem e as características do óleo gerado. A quantidade de hidrogênio (H) na matéria orgânica vai influenciar na capacidade de a rocha gerar óleo ou gás (Hazra *et al.*, 2019).

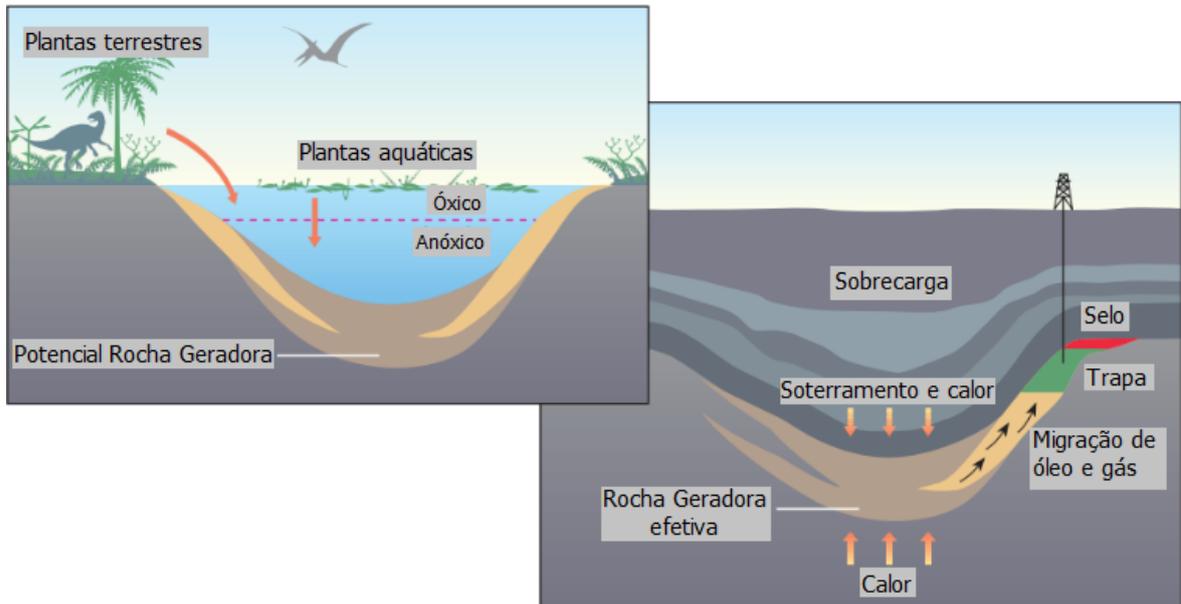


Figura 1 - Esquema representando a reconstrução da deposição da rocha geradora, do reservatório, do selo e das rochas de sobrecarga; dos processos de formação de trapas e da geração, migração e acumulação de hidrocarbonetos do passado (esquerda) para o presente (direita) (Modificado de Al-Hajeri et al., 2009).

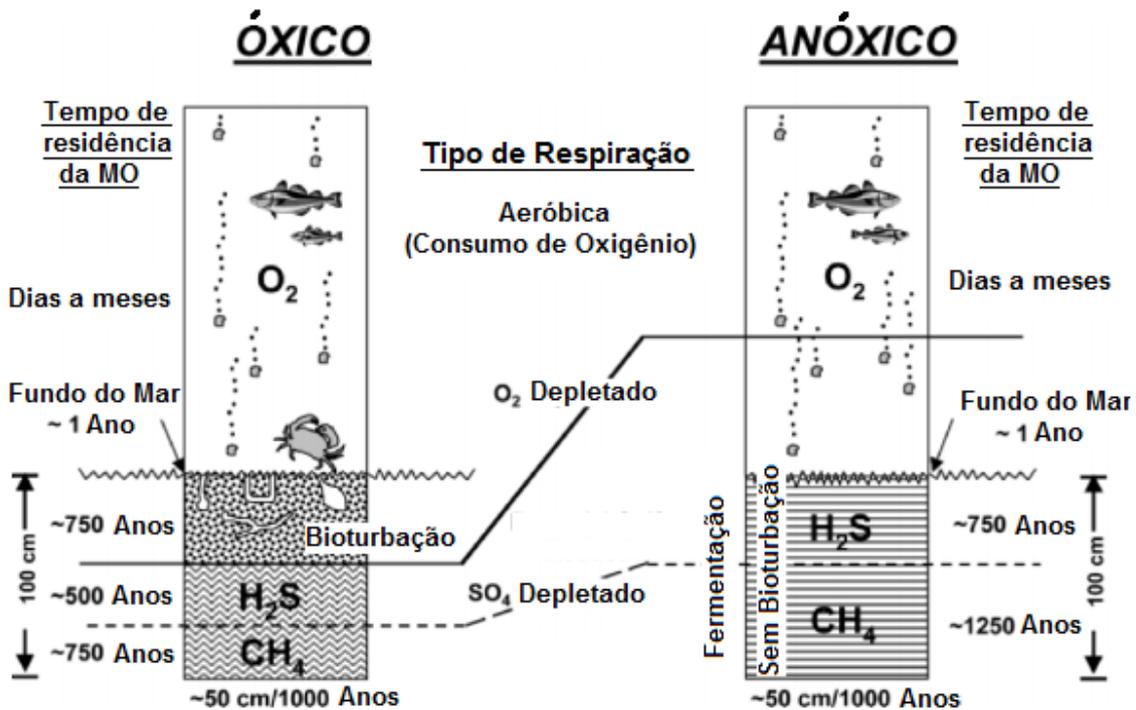


Figura 2 - Esquema representando os ambientes preservação da matéria orgânica. (Modificado de Walters, 2007).

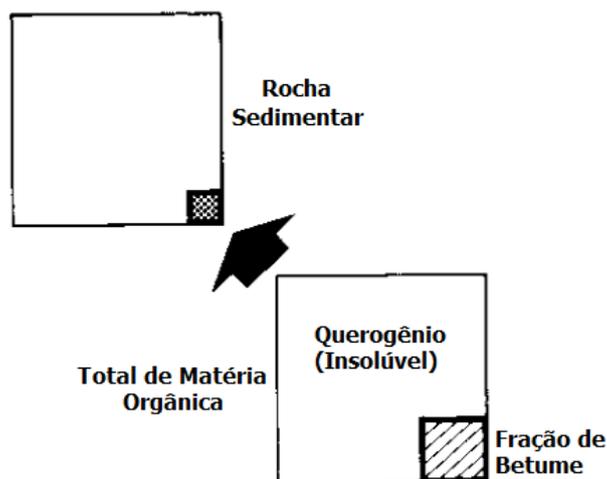


Figura 3 - Esquema mostrando a distribuição dos componentes dentro da rocha geradora. O querogênio é o componente sólido da matéria orgânica que é insolúvel em solventes orgânicos. (Modificado de Tissot & Welte, 1984).

O trabalho de Hazra *et al.* (2019) descreve os quatro tipos de querogênio propostos por van Krevelen (1961, 1993):

1. Tipo I - A matéria orgânica tem origem tipicamente lacustre com alta razão H/C e baixa razão O/C. Por isso é muito propensa a gerar óleo (contendo alto conteúdo alifático e parafínico) e gás em altas profundidades.
2. Tipo II - A matéria orgânica tem origem marinha com razão H/C relativamente alta e baixa razão O/C. É muito propensa a gerar óleo e gás. Contém alto conteúdo alifático e anéis naftênicos. É típica em ambientes com relativamente alto teor de enxofre (S).
3. Tipo III - É composto de matéria orgânica de vegetais terrestres como celulose e lignina. Por isso são deficientes em hidrogênio (H), contém baixo conteúdo alifático e são muito propensas a gerar gás seco.
4. Tipo IV - Esse querogênio é inerte para geração de petróleo, possuindo razões H/C e O/C bem baixas.

Neste trabalho, os dados geoquímicos utilizados para a caracterização de rocha geradora, disponibilizados pelo BDEP/ANP, foram obtidos através da Pirólise Rock-Eval. Foi um método desenvolvido por Espitalié *et al.*, 1977 no

Institut Français du Pétrole (IFP), sendo uma das principais técnicas para a caracterização geoquímica de rochas geradoras, onde são identificados o tipo de querogênio presente e o grau de maturação das rochas sedimentares analisadas. Dessa forma, é possível inferir sobre seu potencial gerador de óleo e gás.

O principal parâmetro geoquímico a ser definido para a rocha geradora é o teor de Carbono Orgânico Total (COT), que define a porcentagem em massa de carbono da amostra de rocha e permite estimar seu conteúdo de matéria orgânica (Padilla, 2006). O parâmetro de Resíduo Insolúvel (RI) possui valores entre 0 e 1 e é usado para diferenciar material siliciclástico de carbonático. Quanto mais próximo de 1 mais siliciclástica é a rocha.

Na Pirólise Rock-Eval (Fig. 04) as amostras são aquecidas progressivamente em atmosfera inerte até que a matéria orgânica presente sofra craqueamento, sendo depois oxidadas em ambiente oxidante (Hazra *et al.*, 2019 e Padilla, 2006). Como resultado obtém-se os seguintes parâmetros (Padilla, 2006 e Baudin *et al.*, 2015):

- S1 - O pico P1 e a área S1 se referem à quantidade de hidrocarbonetos livres na rocha (Fig. 04). São esperados valores baixos para rochas imaturas e altos para as que já geraram óleo e gás e ainda não expulsaram totalmente. Também são esperados valores altos para rochas que contém petróleo migrado.
- S2 - O pico P2 (Fig. 04) é o registro do hidrocarboneto gerado pelo craqueamento do querogênio entre 300-650°C. A área S2 indica o potencial gerador da rocha, associado a uma temperatura máxima de geração.
- S3 - O pico P3 e a área S3 (Fig. 04) se referem à medida do teor de CO₂ liberado durante a pirólise. Quanto maior o S3, mais oxidada é a matéria orgânica.
- Tmax - é a temperatura em que a geração de petróleo será máxima durante a Pirólise Rock-Eval, correspondente ao pico de S2. A Tmax indica o estágio de evolução térmica da matéria orgânica e depende da

cinética de transformação do querogênio. De modo geral considera-se a janela de geração de óleo quando a T_{max} está entre 440-460°C e de gás entre 460-520°C. Abaixo de 440°C a matéria orgânica é considerada imatura (Fig 05). A T_{max} também pode ser correlacionada com outros parâmetros de maturação, como a reflectância da vitrinita (Tissot & Welte, 1984).

- S4 - É a medida da fração residual do querogênio, ao término da pirólise.

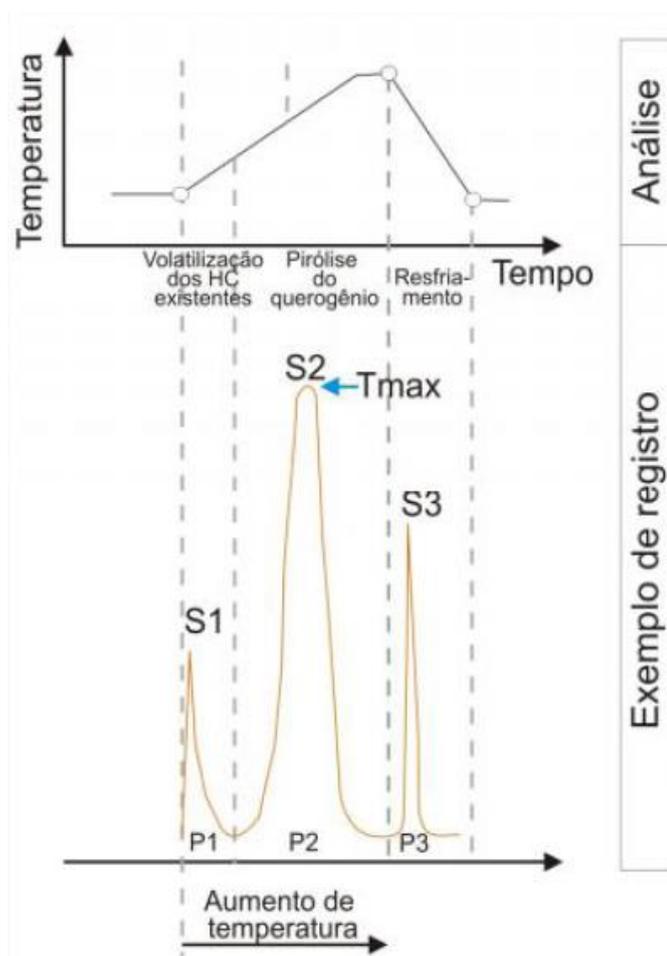


Figura 4 - Ciclo de análise e exemplo de registro dos parâmetros obtidos pelo método de Pirólise Rock-Eval (Modificado de Tissot & Welte (1984) por Balbinot, 2008).

- IH (Índice de Hidrogênio) - corresponde à razão $S2/COT$, indicando a natureza e a qualidade da matéria orgânica.
- IO (Índice de Oxigênio) - corresponde à razão $S3/COT$ e indica o grau de oxidação da matéria orgânica, ou seja, quanto maior IO pior sua

qualidade em relação ao COT. Também é um indicativo das condições de deposição da rocha geradora.

- RT (Razão de Transformação): é a relação entre o potencial gerador original e o potencial gerador residual, que indica o nível de evolução da matéria orgânica presente. Ela é função do tipo de querogênio e sua cinética de transformação associada. Esperam-se valores baixos para rochas imaturas e altos para maduras.

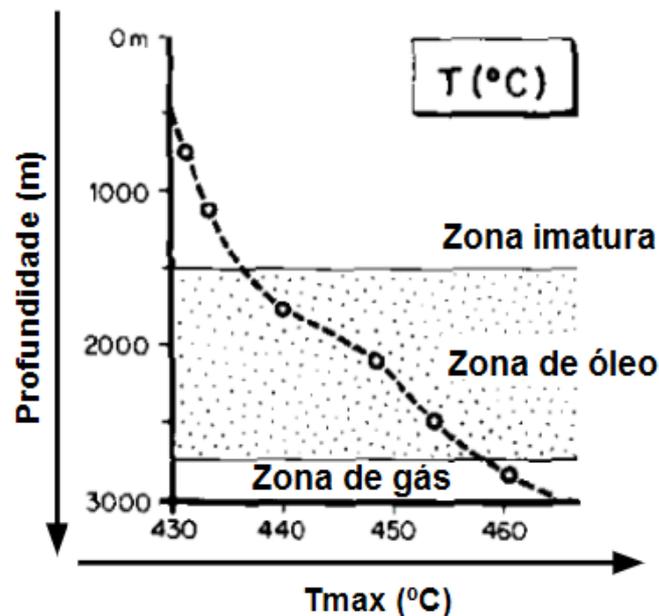


Figura 5 - Gráfico ilustrando a evolução do parâmetro de Tmax (°C) com a profundidade e as respectivas zonas: imaturas, janela de óleo e de gás (Modificado de Tissot & Welte, 1984).

Na análise de perfis geoquímicos são avaliadas propriedades como Carbono Orgânico Total (COT) e Índice de Hidrogênio (IH) (Fig 6). Ambas dizem respeito à quantidade e à qualidade da matéria orgânica presente na rocha para a sua conversão em querogênio e, posteriormente, em petróleo (Hantschel *et al.*, 2009). É importante analisar os dados de Pirólise Rock-Eval com cautela, devido às incertezas do método. Em certos casos é possível que uma pequena amostra não represente de forma fiel uma complexa seção de rochas geradoras (Hazra *et al.*, 2019). A falta de amostragem nos baixos estruturais regionais também pode mascarar as propriedades das rochas geradoras.

Outra etapa importante da análise geoquímica é a confecção de *crossplots* com os dados de Pirólise Rock-Eval para identificar o tipo de querogênio presente nas amostras analisadas. O “Diagrama Van Krevelen” (Fig. 7) é a relação “H/C x O/C” que indica se o querogênio presente é do tipo I, II, III ou IV. Também é possível verificar o grau de maturação da matéria orgânica, bem como sua origem. Altos valores de O/C podem indicar a oxidação da matéria orgânica contida nas amostras. O diagrama “S2 x COT” é uma alternativa para determinar o tipo de querogênio presente sem levar em consideração os indicadores de oxidação das amostras.

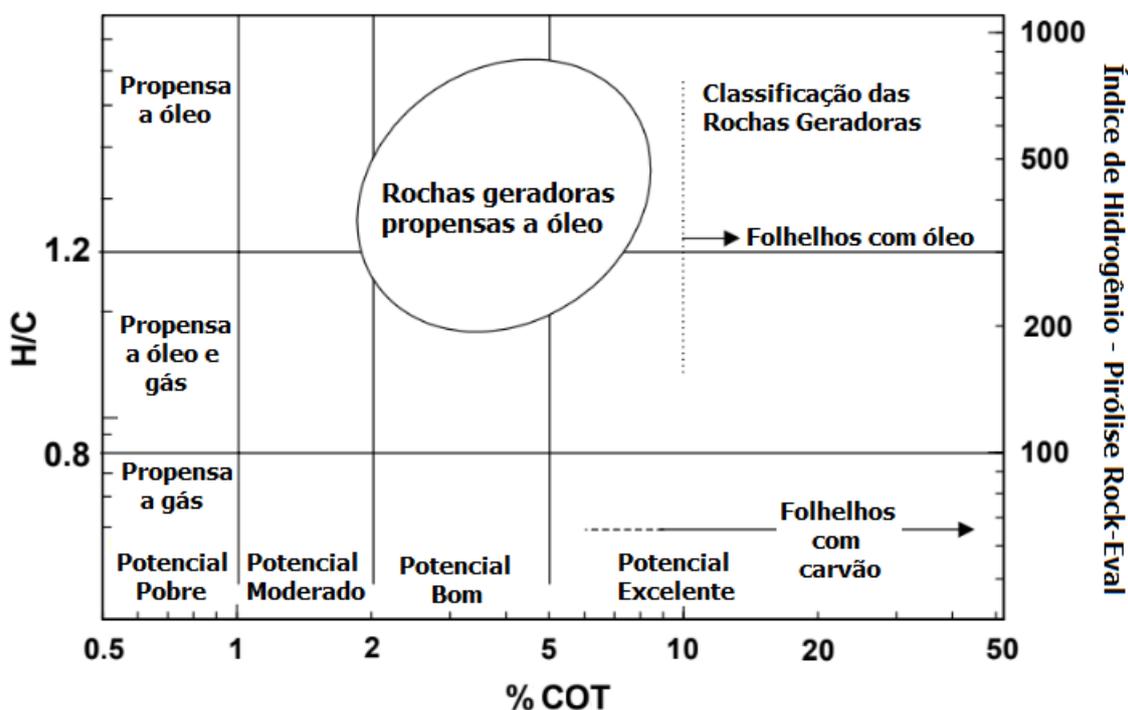


Figura 6 - Esquema resumindo alguns parâmetros usados para caracterização de rochas geradoras (Modificado de Walters, 2007).

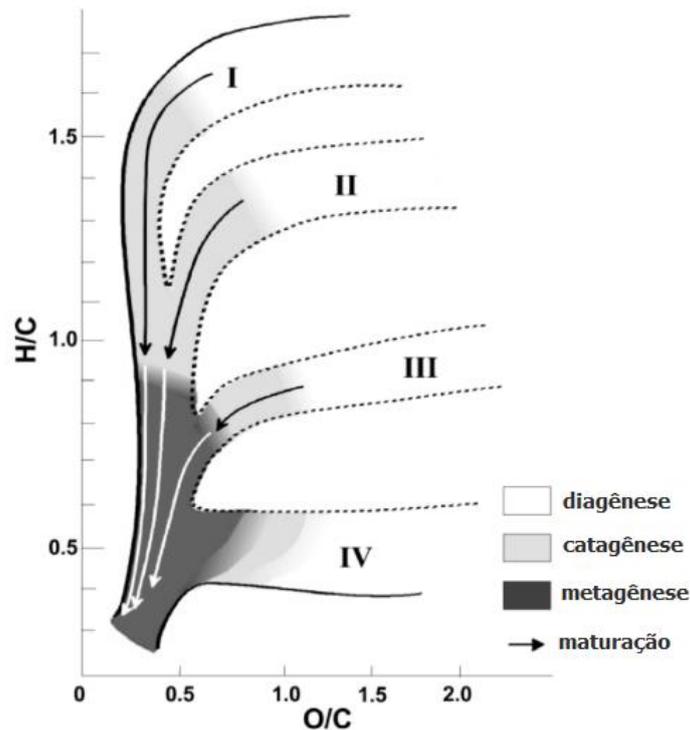


Figura 7 - Diagrama Van Krevelen mostrando a distribuição dos tipos de querogênio e suas respectivas razões atômicas H/C e O/C (Modificado de Walters, 2007).

3.3 Evolução da matéria orgânica e geração de petróleo

Para que uma rocha sedimentar com bom conteúdo de matéria orgânica gere petróleo de maneira típica, é importante que haja sobrecarga sedimentar e soterramento, alcançando condições térmicas para a transformação da matéria orgânica em petróleo.

Existem diversas formas de se avaliar o grau de maturação do querogênio. Um importante indicativo é a Razão de Transformação (RT), estimada através de parâmetros obtidos durante a Pirólise Rock-Eval, que equivale à conversão relativa da matéria orgânica da rocha geradora em hidrocarbonetos, relacionado ao potencial inicial calculado (Cornford, 2005). Outros indicadores de maturidade do querogênio são: Tmax, Reflectância da Vitrinita (Ro) e Índice de Coloração de Esporos (ICE) (Cornford, 2005).

Um parâmetro importante a ser observado é a cinética de transformação do querogênio. É a característica reacional que descreve a

velocidade da conversão do querogênio em petróleo.

A Figura 8 ilustra, de forma simplificada, os processos envolvidos na solidificação da matéria orgânica em querogênio e, posteriormente, o craqueamento em petróleo. A geração de hidrocarbonetos é cineticamente controlada por uma função do tempo e da temperatura baseada na equação de Arrhenius (Fig 09) (Cornford, 2005).

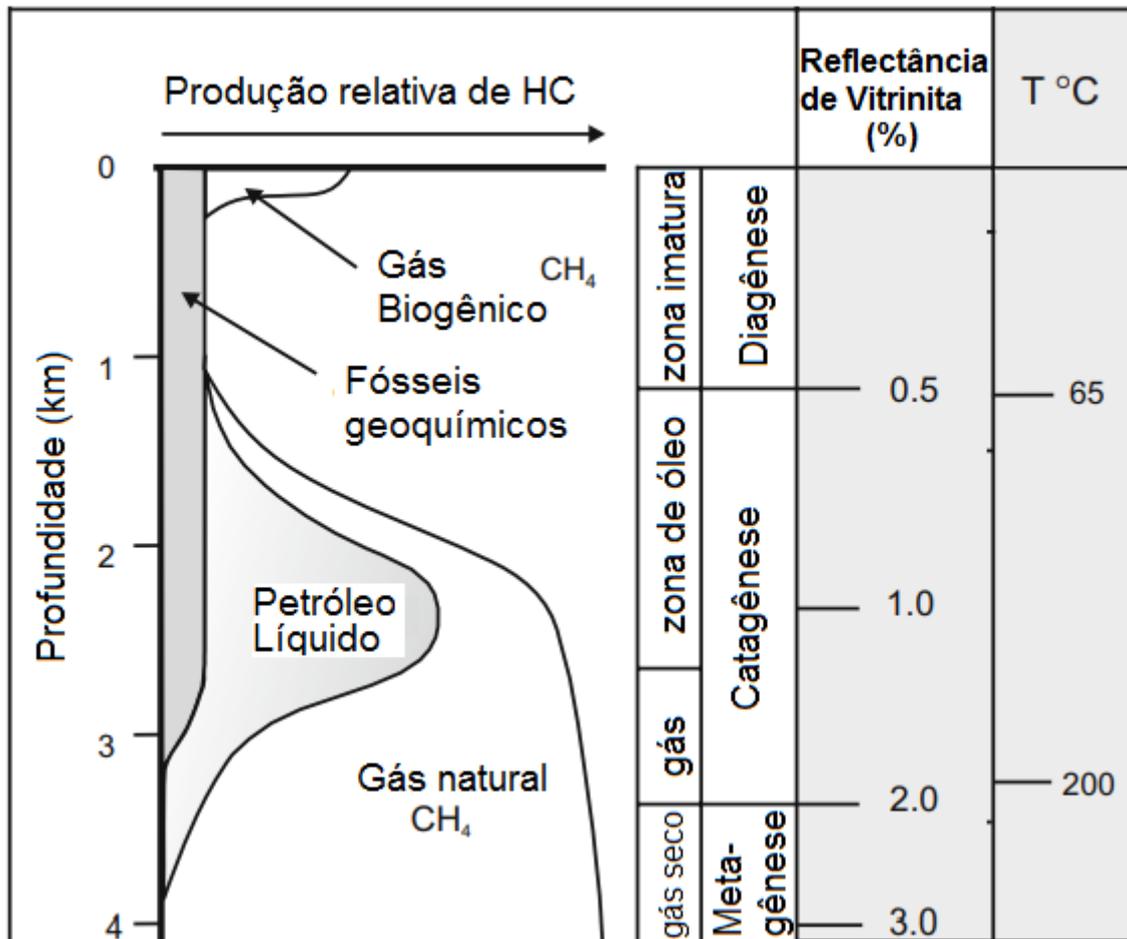


Figura 8 - Esquema geral de evolução térmica da matéria orgânica (Modificado de Hantschel et al., 2009).

$$k = A e^{-E/RT}$$

Figura 9 - Equação de Arrhenius, onde k = constante de velocidade específica (1/Ma); A = fator de frequência (1/s); E = energia de ativação (kJ/mol); R = constante dos gases (0,001987 kcal/K.mol); T = temperatura. (Hantschel et al., 2009).

A Diagenese acontece nos estágios iniciais do soterramento, onde a matéria orgânica ainda está imatura. Pode haver a produção de gás biogênico através de bactérias, formando metano.

Na Catagênese começa o craqueamento térmico do querogênio. No seu estágio inicial é produzido betume rico em compostos não-hidrocarbonetos (NSO). Com o incremento de temperatura, atingindo um intervalo entre 90-140°C, é produzido hidrocarboneto líquido (Walters, 2007). Com um pouco mais de incremento térmico se formam, inicialmente, gás condensado e, posteriormente, um pouco de gás seco. A Catagênese acaba quando o querogênio não possui mais capacidade para gerar hidrocarbonetos C₂+ (Walters, 2007). Isto acontece por volta de 150-175°C.

A Metagênese acontece em sequência com mais alterações térmicas onde é produzido gás seco (Walters, 2007). Nesta etapa o querogênio está em estado senil e ocorrem os processos de carbonização.

3.4 Migração do petróleo

Após a geração do petróleo, a depender de condições geológicas favoráveis, há a sua expulsão da rocha geradora e migração para os reservatórios devidamente trapeados. Esses processos têm uma forte relação com o regime de pressão do ambiente geológico.

A compactação e a expansão volumétrica que ocorrem durante a formação do petróleo geram o aumento da pressão de fluidos dentro da geradora. Esse processo ocasiona a formação de microfaturas, por onde se deslocam as partículas de petróleo, sendo denominado por migração primária (Doligez *et al.*, 1986). Diferença de pressão, difusão e capilaridade são alguns dos possíveis mecanismos de expulsão (Cornford, 2005).

A migração secundária se refere ao deslocamento do petróleo a partir da rocha geradora até o reservatório e a trapa, pelas rotas de migração. Essas rotas podem corresponder a rochas bastante permeáveis e/ou falhas.

Tem relação direta com a fluatibilidade do fluido em questão e à pressão capilar (Cornford, 2005).

O petróleo pode sofrer alterações em sua composição durante o seu tempo de preservação após o trapeamento devido às condições de pressão e temperatura.

Outros aspectos devem ser analisados para a caracterização de um sistema petrolífero, tais como:

- O tempo necessário para ocorrer a sequência geração-migração-acumulação.
- O momento crítico é estabelecido a partir do momento que todos os elementos e processos do sistema petrolíferos estão bem definidos e propícios para a acumulação de hidrocarbonetos. Nesse momento determina-se a extensão geográfica e estratigráfica do sistema. O momento crítico ocorre na faixa de 0,5-0,9 da Razão de Transformação (RT) (Al-Hajeri *et al.*, 2009).

3.5 Modelagem 1D de Sistemas Petrolíferos

A modelagem 1D de sistemas petrolíferos, permite verificar a história de geração de óleo ou gás numa bacia ou num prospecto e analisar o grau de maturação das rochas geradoras a partir de um poço específico.

Este método consiste em realizar a integração de dados geológicos, geofísicos, geoquímicos, geomecânicos, hidrodinâmicos e termodinâmicos e simular os efeitos inter-relacionados de processos dinâmicos como: deposição e erosão de sedimentos e matéria orgânica, compactação, soterramento, falhamentos, fluxo de calor, cinética de maturação do querogênio e geração de petróleo (Al-Hajeri *et al.*, 2009). Tal integração é feita através da simulação de processos físicos, associados à história geológica de uma bacia sedimentar e seus fluidos associados (Al-Hajeri *et al.*, 2009).

Com a Modelagem 1D de Sistemas Petrolíferos é possível avaliar o risco de exploração, calculando volumes de hidrocarbonetos gerados e acumulados a depender do modelo de maturação.

Os primeiros dados de entrada do modelo são os topos de formações, associados a uma profundidade e a uma litologia. Essas informações são obtidas de dados de poço, testemunhos, afloramentos, interpretações sísmicas, sondagens eletromagnéticas e estudos gravimétricos. Cada camada criada deve ser associada a uma idade (em termos de tempo geológico) para que seja computada a história de sua deposição dentro do modelo. Com a associação de dados petrofísicos (porosidade, permeabilidade) e de informações da literatura sobre a bacia estudada, são definidos os paleoambientes deposicionais que auxiliam na determinação das melhores fácies para rocha geradora, reservatório e selo.

Algumas das propriedades físicas de rocha que devem ser avaliadas ao caracterizar as camadas sedimentares são:

- Porosidade e permeabilidade: permitem calcular fluxos de hidrocarboneto, estimar o preenchimento dos reservatórios e analisar a expulsão do óleo e gás gerados a partir da rocha geradora. Ambas são usadas para inferir a qualidade dos reservatórios.
- Capacidade e condutividade térmica: são usadas para cálculos térmicos tais quais os que modelam a maturação do querogênio. Influenciam no cálculo de isotermas e do fluxo de calor na bacia.
- Densidade e compressibilidade: permitem modelar os processos de compactação e soterramento.

Os *softwares* de modelagem de sistemas petrolíferos fornecem geralmente uma base de fácies com propriedades pré-definidas. Neste trabalho foi usado o *TemisFlow*. Ele se estrutura, basicamente, através do seguinte fluxo de trabalho (Fig 10):

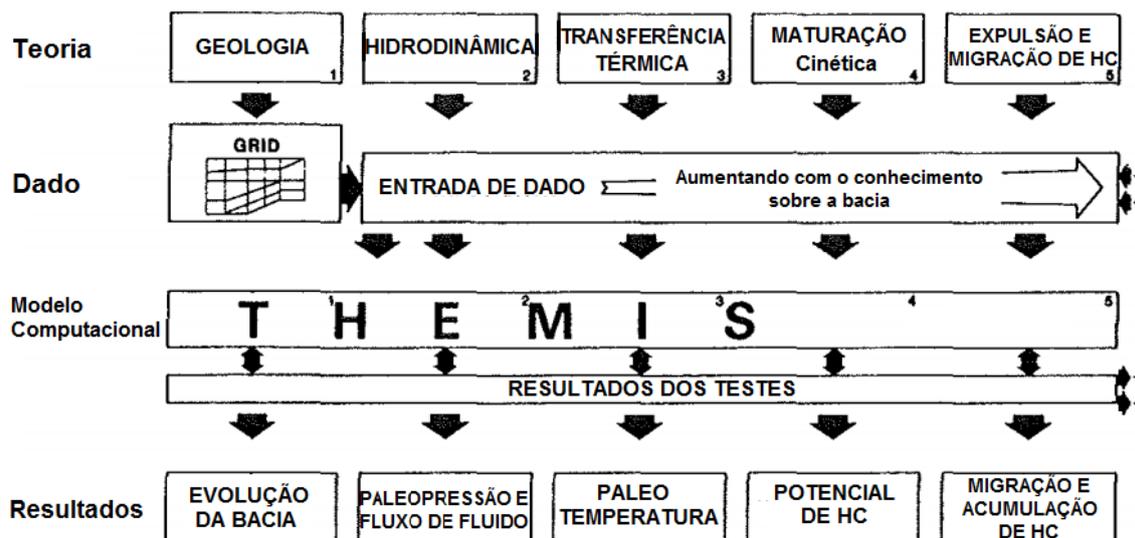


Figura 10 - Estrutura do fluxo de trabalho para a modelagem de sistemas petrolíferos usando o software TemisFlow. Seus módulos e respectivos resultados (Modificado de Doligez et al., 1986).

a) **Reconstrução da história de soterramento através do *backstripping*.**

A modelagem 1D analisa a história de soterramento nas adjacências de um poço de referência e necessita de dados como: espessuras atuais, curvas de compactação, soerguimento, erosão e seus respectivos ambientes deposicionais.

Na reconstrução do modelo sedimentar estão contidas informações das profundidades atingidas pelas camadas e da preservação da matéria orgânica presente, que possui relação direta com os regimes de temperatura e pressão do local. Soerguimentos e erosões nas paleosuperfícies também são levados em consideração. Esses valores podem ser usados para a calibração térmica do modelo, comparando os valores de reflectância de vitrinita simulados com os coletados de amostras de rocha. Aplicando a equação de Arrhenius para um gráfico de história de soterramento é possível modelar a extensão da degradação do querogênio (Cornford, 2005).

Através do método de *backstripping* há a reconstrução da história de soterramento e compactação dos sedimentos e determinação dos níveis de

subsidiência associados (Ungerer *et al.*, 1986). Nessa técnica é feita a remoção de cada camada estratigráfica e o cálculo do formato da bacia em cada limite estratigráfico, levando em consideração: a paleobatimetria e o estado de compactação do sedimento presente pela relação porosidade x profundidade (Doligez *et al.*, 1987). Os dados de paleobatimetria são estimados com estudos de bioestratigrafia e paleontologia dos dados de poço (Ungerer *et al.*, 1986).

b) Reconstrução do regime de pressão e fluxo de fluidos na bacia.

Considera-se que a principal causa do fluxo de fluidos nas camadas sedimentares é a compactação por soterramento. A porosidade é função da tensão efetiva e atende ao conceito de irreversibilidade do processo de compactação (Doligez *et al.*, 1986). O fluxo de fluidos (óleo e gás) é geralmente considerado monofásico e é descrito pela Lei de Darcy. O fluxo de água com hidrocarboneto é descrito como bifásico (Doligez *et al.*, 1986).

c) Análise dos fenômenos termais.

Os fenômenos termais dependem da evolução da crosta e do manto e da transferência de calor através dos sedimentos. Em uma bacia sedimentar o principal mecanismo de transferência de calor é a condução térmica que depende de parâmetros como condutividade térmica, temperatura, porosidade, litologia e da variação do gradiente geotérmico ao longo da coluna sedimentar (Doligez *et al.*, 1986). O mecanismo de convecção é ligado à movimentação de fluidos, como por exemplo, a expulsão vertical de água durante a compactação. A convecção interfere no gradiente geotérmico, principalmente em zonas de circulação regional de fluidos. Em outros contextos, não costuma ser relevante (Doligez *et al.*, 1986).

A história de temperatura pode ser computada a partir da variação do fluxo de calor através do tempo geológico e usada como dado de entrada no modelo cinético de maturação de matéria orgânica (Ungerer *et al.*, 1986).

Este processo também pode ser feito a partir de um modelo

explícito da litosfera. Temperaturas de superfície (ao longo do tempo geológico) e a temperatura na base do manto são usadas como condições de contorno do modelo. É um método mais eficiente para reconstruir a história térmica da bacia pois leva em consideração o efeito dos sedimentos nos cálculos de fluxo de calor (efeito blanketing). Ao utilizar os dados de variação de fluxo de calor para este cálculo, o efeito dos sedimentos não é computado e as temperaturas calculadas ficam superestimadas.

A análise dos fenômenos termais é uma etapa útil para deduzir a posição da janela de geração de óleo/gás do sistema petrolífero (Doligez *et al.*, 1986). O modelo prevê a quantidade, composição e tempo de geração do hidrocarboneto (Cornford, 2005).

d) **Análise da formação e migração dos hidrocarbonetos**

Nesta etapa são computadas as reações químicas que envolvem a maturação da matéria orgânica, que é conduzida pela história de temperatura (Doligez *et al.*, 1986). São levadas em consideração as premissas feitas no item b) a respeito da distribuição de pressão e de velocidade dos fluidos.

O modelo termodinâmico (Fig. 10) determina o comportamento das fases de misturas de hidrocarbonetos em função da pressão e da temperatura ao longo das rotas de migração (Ungerer *et al.*, 1986). Dessa forma é determinada a composição de fase sólida e líquida do petróleo.

4. ÁREA DE ESTUDO

4.1 Geologia regional e evolução da Bacia de Campos

A Bacia de Campos (Fig. 11) é classificada como de margem passiva divergente. Sua formação se iniciou a partir do rifteamento do paleocontinente Gondwana em conjunto com a abertura do Oceano Atlântico (Castro, *et al.*, 2015). Está localizada sobre o Platô de São Paulo (Fig. 12) na margem sudeste do litoral brasileiro entre os paralelos 21°S e 24°S (Dias, 2018). É limitada pelo Alto de Vitória ao norte, pelo Alto de Cabo Frio ao sul, pelo embasamento Faixa Ribeira a oeste e pelo acunhamento de sedimentos marinhos a leste (Castro, *et al.*, 2015). Possui uma área *offshore* e *onshore* de 100.000km² e 500km², respectivamente.



Figura 11 - Mapa de Localização da Bacia de Campos. Modificado da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustível (ANP) (Pereira et al., 2015).

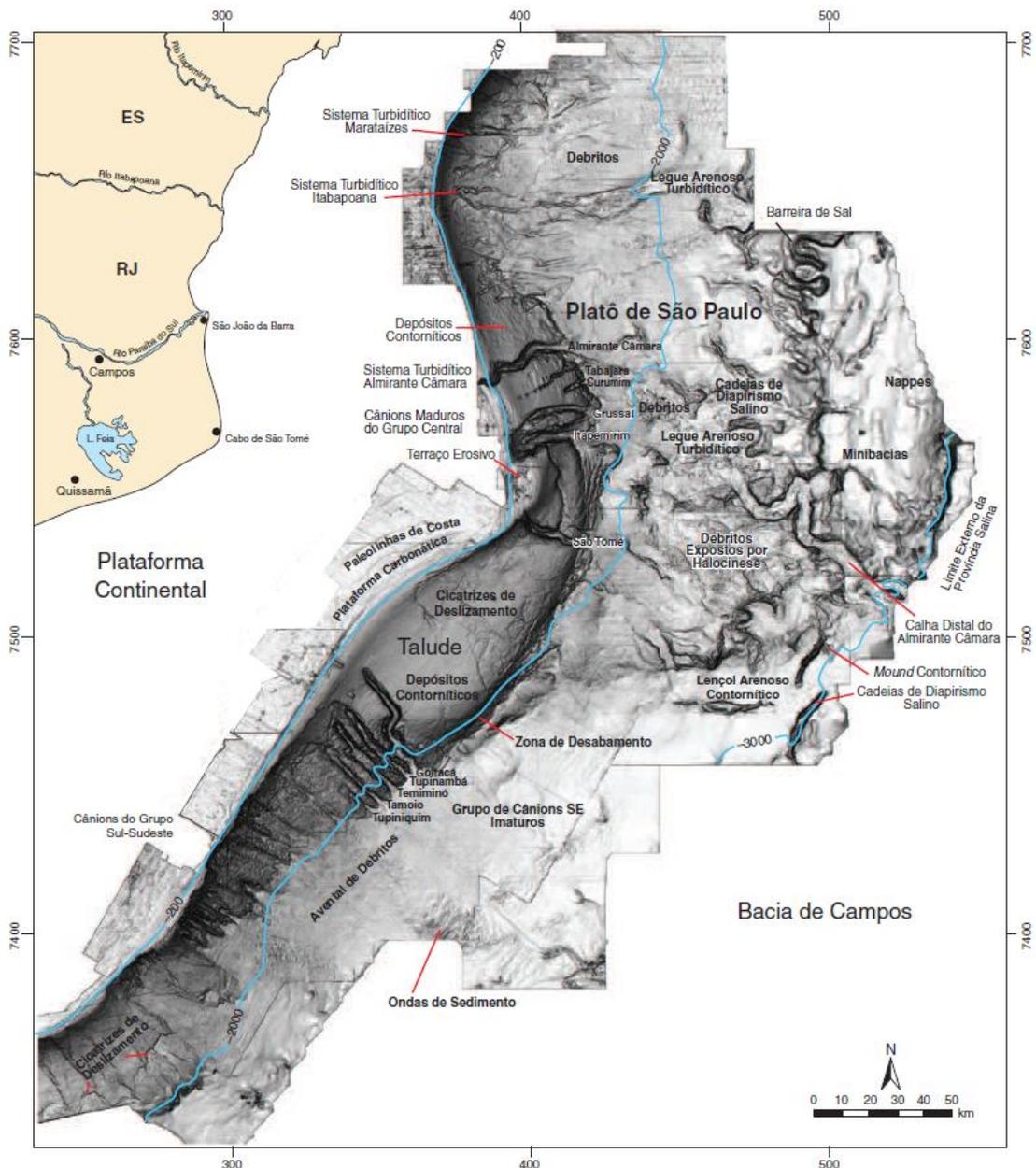


Figura 12 - Feições geomorfológicas do fundo do mar do litoral dos estados de Espírito Santo e Rio de Janeiro, onde se localiza o Platô de São Paulo e a Baía de Campos (Castro, et al., 2015).

A separação das placas tectônicas Africana e Sul-Americana teve início em 135Ma e se caracterizou por dois movimentos de placas dominantes: transformante, na região equatorial do Brasil e no sul da Argentina; e divergente, atingindo as regiões correspondentes a atual costa leste brasileira, e atuando de sul para norte (Cardoso, 2007). O início do processo de abertura do Oceano Atlântico propiciou um ambiente anóxico de mar raso e restrito com

clima árido contribuindo para a preservação de matéria orgânica e posterior deposição de evaporitos (Dias, 2018).

Para essa região é mais aceito o modelo de estiramento crustal uniforme do tipo proposto por McKenzie (1978) (Cardoso, 2007). Durante a abertura do Atlântico Sul a Pluma de Tristão da Cunha contribuiu para um maior afinamento crustal. Sendo assim, pode-se dizer que a evolução termal da Bacia de Campos ocorreu em dois principais estágios de subsidência (Cardoso, 2007):

1. Estágio inicial: ocorreu entre 135-68Ma começando com a abertura do rifte, seguido de um curto período de subsidência controlada por falhas. A abertura desse rifte durou cerca de 10Ma. É caracterizado por um fator de estiramento crustal β que varia entre 1.2-1.6 (Cardoso, 2007). Os valores de fluxo de calor durante a abertura do rifte eram superiores a 100mW/m² e ao final desta etapa chegaram a 70mW/m² (Cardoso, 2007).
2. Estágio final: ocorreu entre 68-0Ma. Caracterizado por uma longa subsidência termal devido a uma anomalia termal (Portella *et al.*, 2017), decréscimo da taxa de sedimentação para 19m/Ma. Os valores de fluxo térmico nos sedimentos se encontram numa faixa de 50-70mW/m² durante esse estágio (Cardoso, 2007). A subsidência termal foi mais intensa na porção norte da bacia. Atualmente o fluxo térmico foi estimado em 50-60mW/m² (Cardoso, 2007).

Os valores de fator de estiramento diminuem durante a abertura do rifte devido a dissipação da anomalia térmica inicial que gerou o rifteamento. Logo, o fluxo de calor também diminui. O fluxo de calor se manteve estável nos 10Ma subsequentes ao fim do rifte e as variações de fluxo térmico são menores a partir de 68Ma (Cardoso, 2007).

4.2 Arcabouço estrutural da Bacia de Campos

A evolução da Bacia de Campos se deu em um contexto de regime extensional, onde são identificados dois estilos tectônicos dominantes.

O primeiro atuou sobre a sedimentação das fases Rife e Transicional gerando feições de altos e baixos estruturais (Castro, *et al.*, 2015). São observadas no embasamento estruturas de horsts, grábens e semi-grábens (Fig. 13), delimitados por falhas sintéticas e antitéticas na direção NE/SW (Dias, 2018).

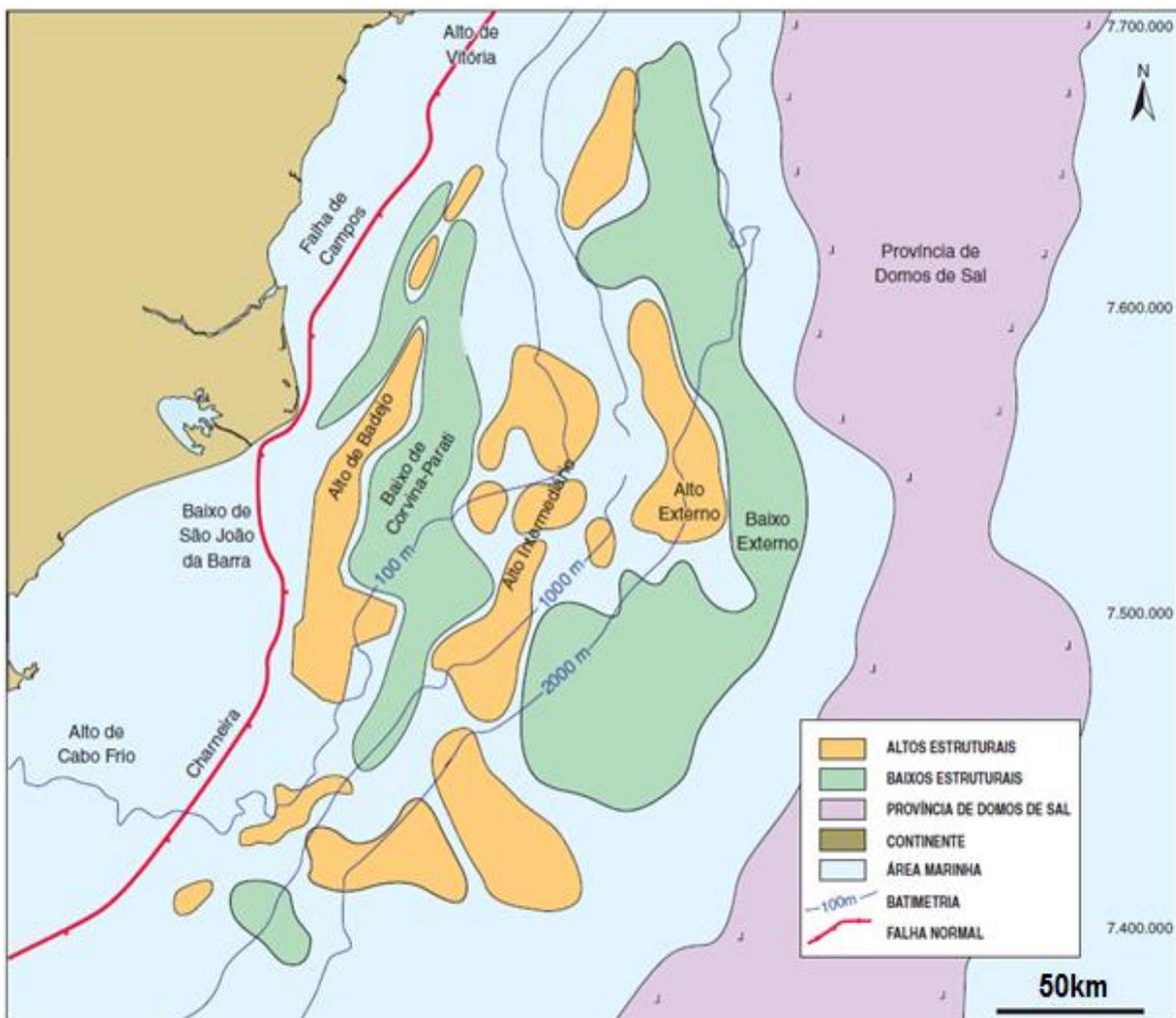


Figura 13 - Compartimentos estruturais da Bacia de Campos (Castro et al., 2015).

O segundo atuou sobre as seqüências deposicionais da fase Drifte que sofreram influência de subsidência térmica e da halocinese. De regiões de águas rasas para águas profundas e ultra-profundas (Fig. 14) observam-se os domínios estruturais distensional, translacional e compressional (Castro, *et al.*, 2015). A bacia sofreu um basculamento para leste causando compactação diferencial dos sedimentos que contribuiu para a halocinese na região, gerando falhas lítricas e de *rollovers*. (Dias, 2018). A tectônica do sal teve crucial influência no controle de deposição de fácies e formação de trapas para acumulação de hidrocarbonetos em diversas regiões da bacia.

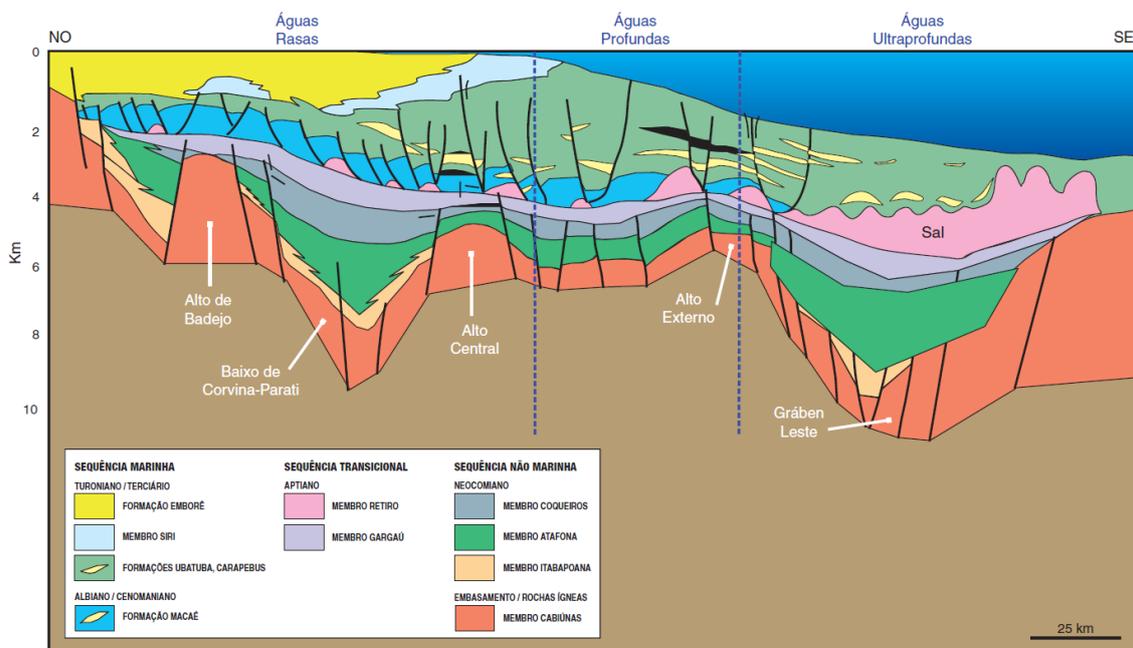


Figura 14 - Seção geológica regional da Bacia de Campos (Castro et al., 2015).

4.3 Evolução tectono-estratigráfica da Bacia de Campos

Segundo Castro *et al.*, 2015 o preenchimento sedimentar da Bacia de Campos pode ser descrito em três principais fases (Fig. 15),

representadas na Carta Estratigráfica da Bacia de Campos (Winter et al., 2007 – Fig. 16):

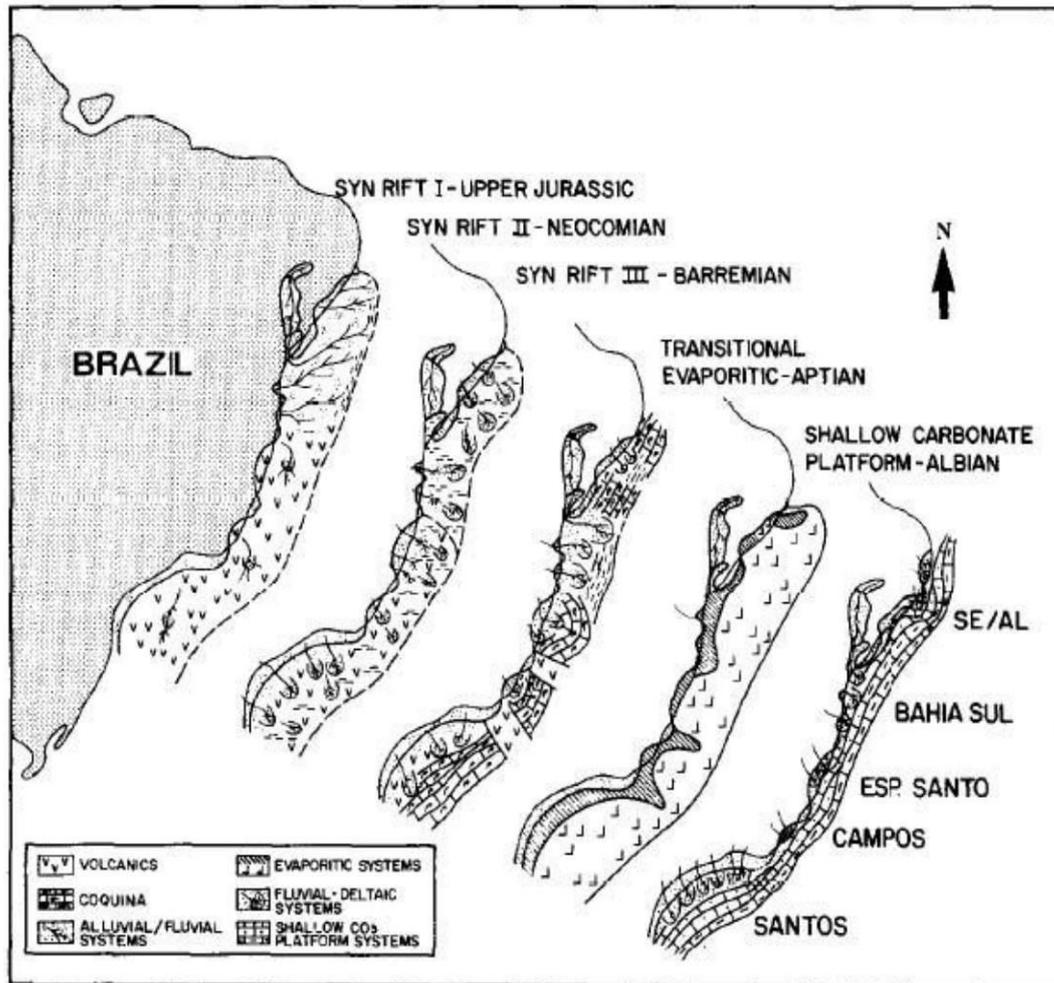


Figura 15 - Reconstrução paleogeográfica das seqüências Rife, Transicional evaporítica e plataforma carbonática da fase Drifte na plataforma continental brasileira. Modificado de Chang et al., 1992.

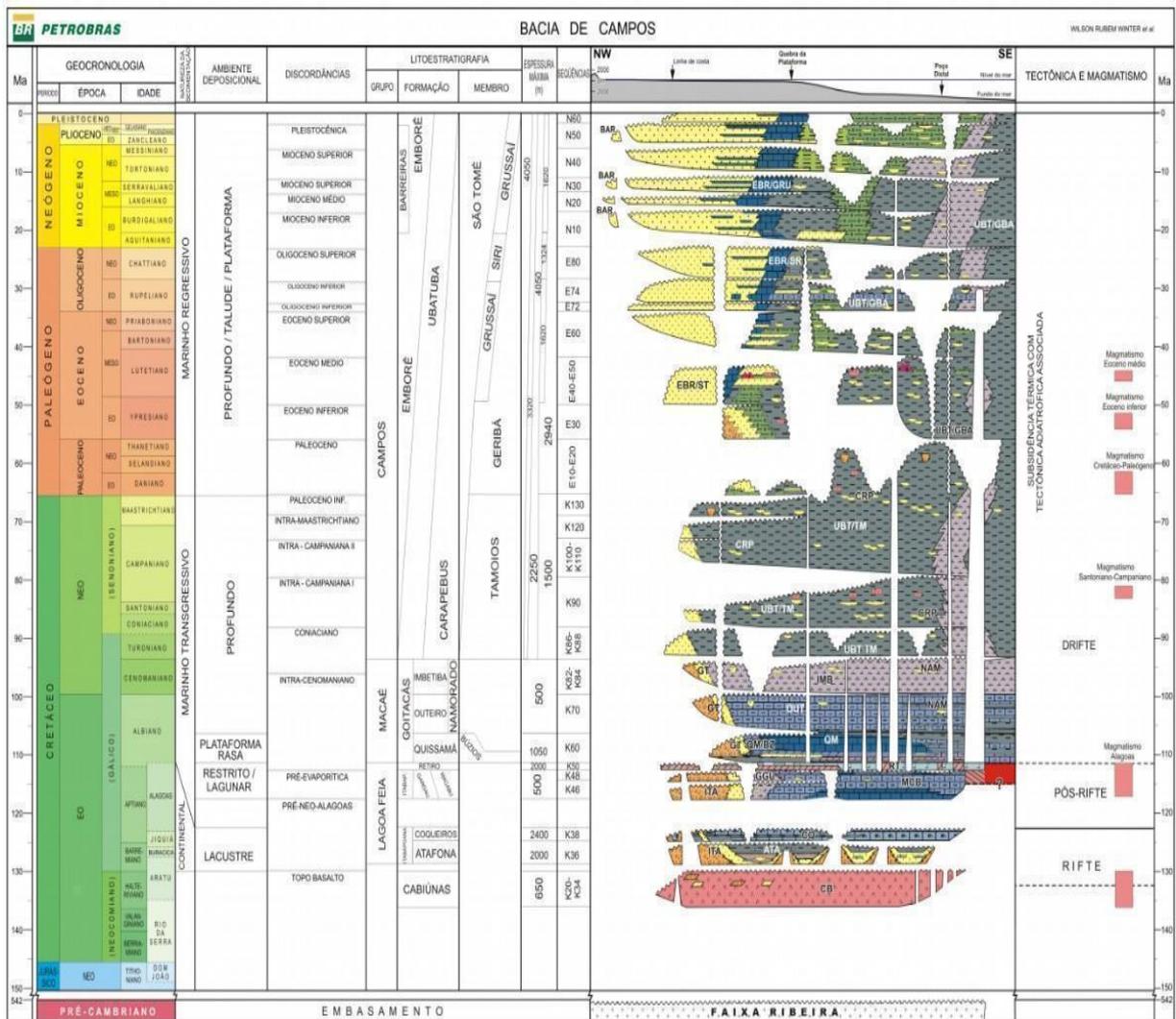


Figura 16 - Carta Estratigráfica da Bacia de Campos (Winter et al., 2007).

a) **Seqüência Continental da Fase Rifte**

Teve início em 135Ma com a sedimentação predominantemente continental sobre o embasamento cristalino composto de rochas metamórficas de médio a alto grau (Cardoso, 2007). Houve a formação de grabens centrais e *rift-valleys* associados à distensão crustal, subsidência mecânica e vulcanismo. Nesse contexto, os baixos deposicionais foram preenchidos por depósitos lacustres argilosos e os altos por barras bioclásticas (Castro *et al.*, 2015). É representada pela Formação Cabiúnas e pelo Grupo Lagoa Feia com as Formações: Itabapoana, Atafona, Coqueiros (Pereira 2015).

A Formação Cabiúnas é composta de basaltos vulcanoclásticos

depositados sobre o embasamento Pré-Cambriano. A Formação Itabapoana (Barremiano-Aptiano) ocorreu em ambientes de leques deltaicos e fluviais e de depósitos lacustres. É constituída predominantemente de conglomerados e arenitos maciços, podendo haver arenitos finos e argilitos.

A Formação Atafona é formada por depósitos lacustres de água doce de arenitos e siltitos do Barremiano e possui um importante intervalo de folhelhos ricos em matéria orgânica chamado Folhelho Buracica (Castro *et al.*, 2015).

A Formação Coqueiros apresenta feições similares à Formação Atafona, onde os depósitos lacustres de água salobra podem conter arenitos, siltitos e folhelhos. Na sua base são mapeados folhelhos negros ricos em matéria orgânica, chamados Folhelho Jiquiá, do Aptiano (Castro *et al.*, 2015). No seu topo são encontradas coquinas (calcirruditos e calcarenitos bioclásticos).

b) **Sequência Transicional ou Fase Sag**

Esta sequência se separa da fase Rifte pela discordância erosiva denominada Discordância Pré-Alagoas e se inicia por volta de 118Ma, no Aptiano, e se encerra em 112Ma (Castro *et al.*, 2015). Se caracteriza como um período de estabilidade tectônica onde a sedimentação evoluiu de continental para marinha devido a abertura do rifte associada a incursão marinha subsequente. Nas áreas proximais havia forte sedimentação siliciclástica e nos altos estruturais o desenvolvimento de carbonatos microbiais (Castro *et al.*, 2015).

Sua sedimentação se inicia com leques aluviais e carbonatos mudando gradativamente para ambiente evaporítico com deposição de sais. Essa fase é representada pela parte superior do Grupo Lagoa Feia com as Formações: Itabapoana (já descrita anteriormente), Macabu, Gargaú e Retiro (anidrita, halita, carnalita e silvinita) (Pereira 2015).

As Formações Macabu e Gargaú ocorreram em ambiente de leque aluvial e mar raso. Predominam estromatólitos com boas condições permoporosas e laminitos microbiais na Formação Macabu e margas e calcilitos na Formação Gargaú. A Formação Retiro é associada a ambientes de sabkha (Castro *et al.*, 2015). A África e América do Sul se separavam por um golfo alongado e restrito com clima árido, o que possibilitou a deposição de evaporitos praticamente impermeáveis, principalmente halita e anidrita, devido à alta taxa de evaporação (Cardoso, 2007). A deposição dos sais ocorreu aproximadamente entre 115-113Ma.

c) **Sequência Marinha da Fase Drifte.**

Ocorreu do Albiano ao Holoceno, onde podem ser identificados 3 regimes deposicionais distintos: Plataformas Carbonáticas (113-105Ma), Regime Marinho Transgressivo (105-65Ma) e Regime Marinho Regressivo (65-0Ma). É uma fase marcada por subsidência térmica e uma halocinese marcante iniciada no Meso-albiano, associada a um aumento global no nível do mar no Cenomaniano (Castro *et al.*, 2015).

As Plataformas Carbonáticas são depositadas em ambiente marinho franco raso no Albiano com uma deposição de forma alternada de packstones/grainstones e wackestones/mudstones. Essa sedimentação é representada pelo Grupo Macaé com as Formações Goitacás, Quissamã, Imbetiba e Outeiro. Também são observadas fácies predominantemente carbonáticas como calcilitos e calcarenitos e fácies mistas de sedimentos siliciclásticos com carbonatos. A distribuição de tais plataformas foi controlada por processos tectônicos da camada de sal da Formação Retiro (Pereira, 2015). São observados bancos carbonáticos em estruturas como *rollovers* e jangadas (Castro *et al.*, 2015).

A Formação Quissamã, em especial, é caracterizada como um sistema carbonático distal com fácies de baixa e alta energia. Tais fácies de alta energia costumam ter boas características permoporosas (Castro *et al.*,

2015). A presença de calcilitos intercalados com margas da Formação Outeiro indica a transição para um ambiente marinho mais profundo, por volta de 105Ma.

O Regime Marinho Transgressivo é marcado por um brusco aumento do nível do mar global associado à transgressão marinha que afogou as plataformas carbonáticas no Turoniano. É caracterizado por subsidência tectônica e sedimentação de baixa energia (como margas e folhelhos) alternados com depósitos turbidíticos (Castro *et al.*, 2015).

O aumento da taxa de sedimentação sobre a camada evaporítica ativou a tectônica salífera por carga diferencial gerando estruturas como domos, almofadas e diápiros de sal (Machado, *et al.*, 2004). Houve dois momentos distintos de halocinese associados a pulsos tectônicos, o primeiro Santoniano-Neopaleoceno (85-60Ma) e o segundo Neopaleoceno-Mesoceno (60-55) (Caldas *et al.*, 2009).

Durante o período Marinho Transgressivo houve a deposição do Grupo Macaé com a Formação Namorado e do Grupo Campos com as Formações Carapebus e Ubatuba (Pereira 2015). Os grupos Macaé e Campos são separados por uma discordância erosiva datada de 93Ma presente em quase toda a bacia (Castro *et al.*, 2015).

As Formações Namorado e Carapebus representam fluxos gravitacionais de turbiditos devido a quedas relativas do nível do mar (Castro *et al.*, 2015). A maior parte desses depósitos ocorreram nas mini-bacias formadas pela halocinese da região. A Formação Ubatuba é composta por folhelhos, margas e sedimentos marinhos finos.

É importante citar o evento magmático subalcalino que atingiu a parte sul da bacia entre 83-45Ma, próximo ao Alto de Cabo Frio, resultando em diabásios intrusivos e basaltos extrusivos (Castro *et al.*, 2015).

O Regime Marinho Regressivo é caracterizado por sequências fluvio-deltaicas, plataforma siliciclásticas e turbiditos de águas profundas.

Houve uma diminuição no nível do mar e da subsidência térmica, associada com um aumento do aporte sedimentar causando progradação para o interior da bacia (Fontanelli, 2007 e Castro *et al.*, 2015). Há registros de queda no nível do mar a partir do Pleistoceno (Machado, *et al.*, 2004).

É representado pelo Grupo Campos com as Formações Ubatuba, Carapebus e Emborê (Pereira 2015). A Formação Emborê é composta de conglomerados polimíticos e arenitos de praia. Nas paleo-bordas de plataforma se formaram plataformas carbonáticas correspondentes ao Membro Siri (Castro *et al.*, 2015). Nesse contexto geológico, os depósitos turbidíticos da Formação Carapebus desenvolveram complexos de canais amalgamados e segregados durante o Eoceno, Oligoceno e Mioceno (Castro *et al.*, 2015).

4.4 Histórico de Exploração da Bacia de Campos

A exploração de petróleo na Bacia de Campos começou no final da década de 1950 quando foram realizados levantamentos de aquisição de dados sísmicos bidimensionais em águas rasas da bacia pela Petrobras. Com o início da campanha de perfuração de poços em 1974 foi descoberto o campo de Garoupa com o poço 1-RJS-9A-RJ. Em seguida, foram descobertos outros campos de águas rasas, como por exemplo: Badejo (Aptiano inferior), Enchova (Eoceno), e Namorado (Cenomaniano) (Portella *et al.*, 2017).

Na década de 1980 houve a aquisição de dados sísmicos em águas profundas juntamente com a perfuração de poços culminando na descoberta de campos gigantes em plays turbidíticos. Como exemplo, cita-se Albacora (Mioceno), Marlim (Oligo-Mioceno) e Barracuda (Oligoceno-Eoceno). Durante a década de 1990 continuaram os investimentos em tecnologia para perfuração de poços em águas cada vez mais profundas. Assim, foram descobertos novos campos de águas profundas como Marlim Sul e Roncador.

Em 1997 houve a promulgação da Lei do Petróleo (9.478/97) e a criação da ANP (Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis). Desde então teve início a fase de exploração de petróleo em

águas ultra-profundas na Bacia de Campos e foi dada continuidade das descobertas em águas mais rasas (Fig. 17 - Portella *et al.*, 2017). Como exemplos de novas descobertas citam-se: Maromba, Papa-Terra, Peregrino, Xerelete, Parque das Conchas e Parque das Baleias.

Atualmente a Bacia de Campos conta com 55 campos em fase de desenvolvimento e produção (<http://geo.anp.gov.br/#/mapview>).

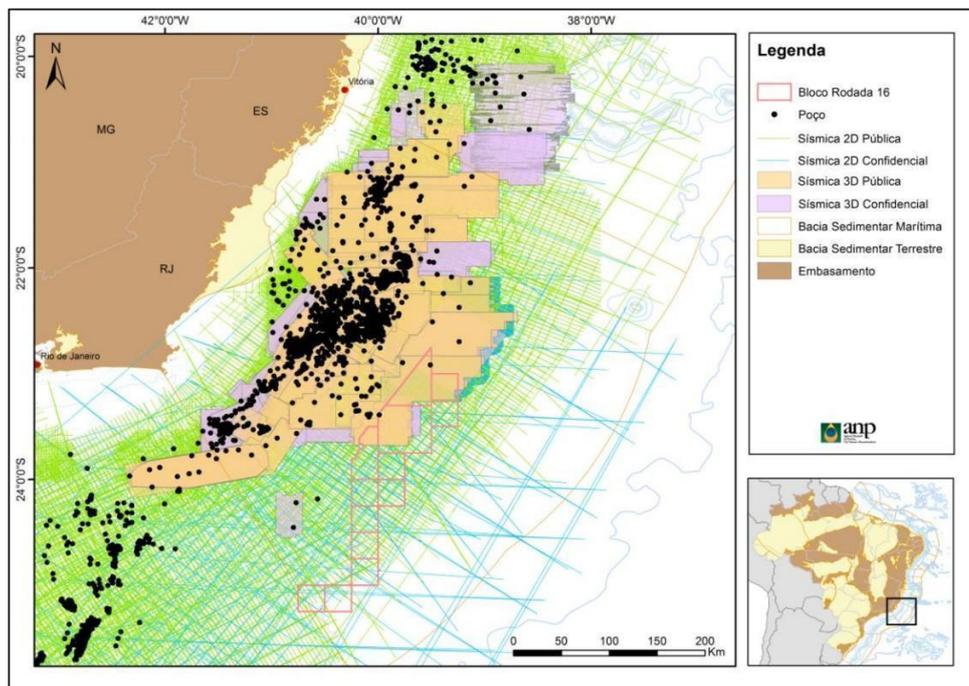


Figura 17 - Mapa do acervo de dados sísmicos e poços na Bacia de Campos. Retirado da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustível (ANP - Portella *et al.*, 2017).

4.5 Sistemas Petrolíferos da Bacia de Campos

As principais rochas geradoras identificadas na Bacia de Campos são os Folhelhos Buracica e Jiquiá do Grupo Lagoa Feia depositados em ambiente lacustre durante a fase rifte. Tais folhelhos atingiram a janela de geração de óleo entre 30-2Ma onde o soterramento atingiu cerca de 6500m

(Cardoso, 2007). O querogênio identificado é do Tipo I, apresentando valores médios de Carbono Orgânico Total (COT) entre 2-6 % e produzindo óleo de 17-37°API (Portella *et al.*, 2017). Os calcilutitos e folhelhos marinhos da Formação Quissamã (Turoniano-Cenomaniano) são cotados como possíveis geradores da seção Pós-sal na porção norte da Bacia de Campos, próximo ao limite com a Bacia do Espírito Santo. (Portella *et al.*, 2017).

Na Bacia de Campos foi mapeada uma grande variedade de rochas reservatório em diferentes níveis estratigráficos, tanto no Pós-sal como no Pré-sal. Os reservatórios identificados na fase rifte são os basaltos fraturados e vesiculares da Formação Cabiúnas (Neocomiano), as coquinas da Formação Coqueiros (Aptiano). Para a fase Sag os carbonatos microbiais da Formação Macabu (Aptiano), denominados Pré-sal, são os reservatórios produtores de óleo no Parque das Baleias (Portella *et al.*, 2017). Para a fase drifte ocorrem: calcarenitos da Formação Quissamã (Albiano), carbonatos da Formação Imbetiba (Cenomaniano), arenitos turbidíticos da Formação Namorado (Albiano-Cenomaniano) e da Formação Carapebus (Cretáceo-Paleógeno) e os carbonatos do Membro Siri (Oligoceno Superior).

As principais rochas selantes da bacia são os folhelhos da Formação Coqueiros (Aptiano), evaporitos da Formação Retiro (Aptiano), mudstones e folhelhos da Formação Outeiro (Albiano-Cenomaniano) e folhelhos da Formação Ubatuba (Turoniano-recente). É inferido que a migração do óleo produzido na seção Pré-sal para os reservatórios da seção drifte ocorreu pelas janelas de sal (onde não há evaporitos da Formação Retiro) ou por contato lateral devido a falhas (Pereira, 2015). Tais janelas de sal seriam formadas nos processos de halocinese onde a espessura do sal varia conforme os esforços tectônicos da região e condições de pressão e temperatura.

Estas informações permitiram a geração de uma Carta de Eventos para a bacia de Campos (Fig. 18 – Guardado *et al.*, 2000).

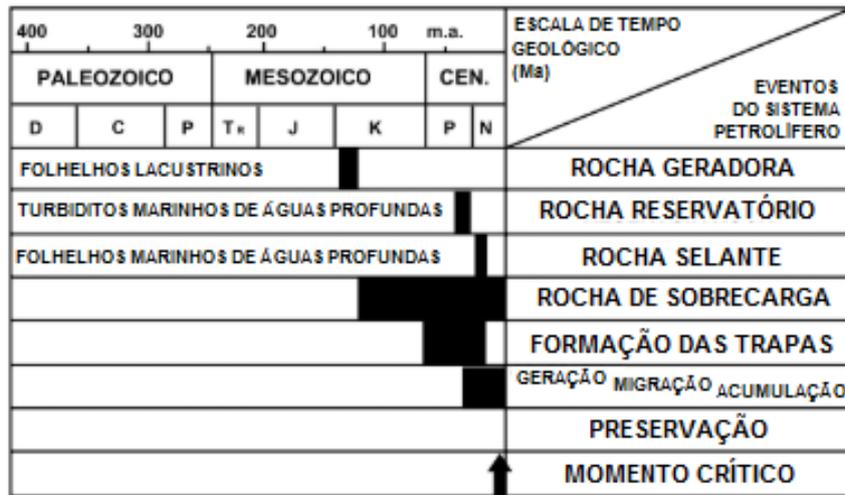


Figura 18 - Carta de Eventos do Sistema Petrolífero da Bacia de Campos (Modificado de Guardado et al., 2000).

Durante a evolução da Bacia de Campos a tectônica distensiva e a halocinese foram responsáveis pela formação de trapas estruturais, estratigráficas e mistas (Portella *et al.*, 2017). Os altos de embasamento da fase rifte servem de contato lateral para os folhelhos geradores e basaltos fraturados (reservatórios) e contribuíram para o desenvolvimento de coquinas. Estruturas quaquaversais são mapeáveis no nível das coquinas e do Pré-sal (Portella *et al.*, 2017). Nos carbonatos da fase drifte ocorrem trapas estruturais formadas por tectônica em dominó e falhas lístricas com *rollover*. Nos arenitos turbidíticos da fase drifte ocorrem falhas lístricas com *rollover*, estruturas quaquaversais, truncamentos e *pinch-outs* estratigráficos associados à halocinese.

4.6 Parque das Baleias e o Novo Campo de Jubarte

O Parque das Baleias é um conjunto de campos produtores de óleo e gás da porção norte da Bacia de Campos. É subdividido em 6 campos denominados Cachalote, Baleia Anã, Jubarte, Caxaréu e Pirambu somando uma área aproximada de 63,69km². Se localiza a 80km da costa do estado do

Espírito Santo onde a lâmina d'água varia de 1200m na área proximal e 1500m na distal (Pereira *et al.*, 2015). As reservas totais do Parque das Baleias, incluindo o Pré-sal e Pós-sal, podem chegar a 3,5 bilhões de barris de petróleo (Dias, 2018).

A Figura 19 mostra a atual configuração dos campos do Parque das Baleias. Em abril de 2019 a ANP (Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustível), em um acordo com a Petrobras, redefiniu a distribuição dos campos do Parque das Baleias, onde o campo de Baleia Azul foi anexado ao de Jubarte (<http://www.anp.gov.br/noticias/5119-anp-e-petrobras-assinam-acordo-sobre-o-parque-das-baleias>). Também é destacada a localização do poço 4-BRSA-420-ESS, principal objeto de estudo deste trabalho, anteriormente atribuído ao Campo de Baleia Azul.

Os principais reservatórios do antigo Campo de Baleia Azul são os carbonatos microbiais da Formação Macabu (Aptiano), as coquinas da Formação Coqueiros (Aptiano) e arenitos turbidíticos da Formação Carapebus (Santoniano-Mioceno), este último com níveis máximos de porosidade variando de 20-32% e permeabilidade entre 1-5D (Pereira *et al.*, 2015).

A deposição das fácies carbonáticas lacustres equivalentes às formações Coqueiros e Macabu ocorreu em paleo-altos estruturais coincidentes com altos do embasamento cristalino.

Os reservatórios da seção Pós-sal são sistemas de turbiditos modernos e leques submarinos amalgamados com controle estrutural de falhas lítricas e *rollovers* gerados por halocinese (Machado, *et al.*, 2004).

A tectônica do sal gerou baixos regionais onde foram depositados os fluxos turbidíticos da Formação Carapebus, intercalados com as sequências de folhelhos e margas da Formação Ubatuba. Os arenitos presentes nessas calhas correspondem aos reservatórios do campo de Jubarte (Fontanelli, 2007). As fácies não-reservatório encontradas na região são margas, folhelhos e diamictitos.

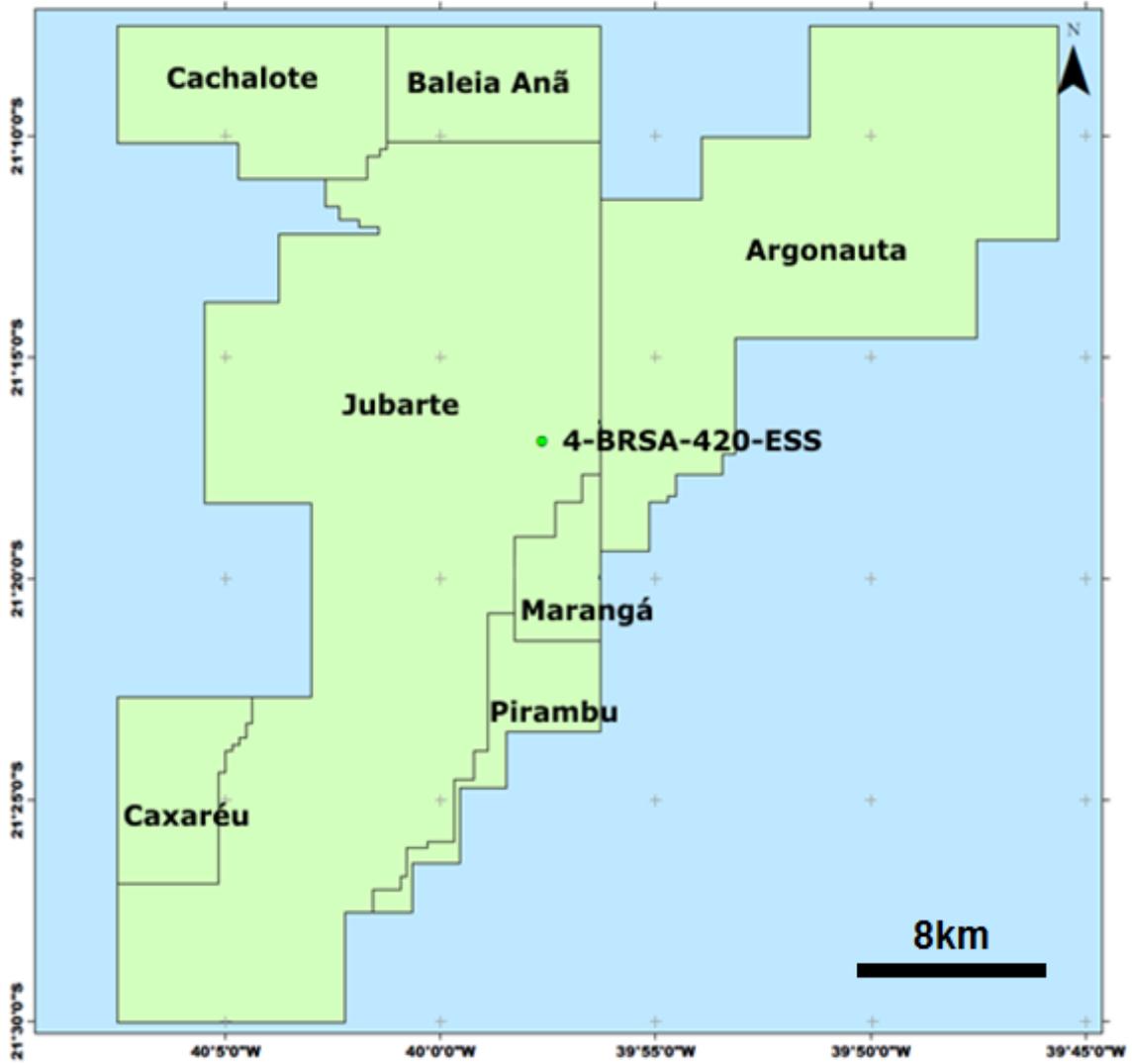


Figura 19 - Mapa atualizado (10/2019) da localização do Parque das Baleias, com seus campos produtores, e do poço 4-BRSA-420-ESS.

5. METODOLOGIA

O presente trabalho foi feito seguindo o fluxograma mostrado na Figura 20:

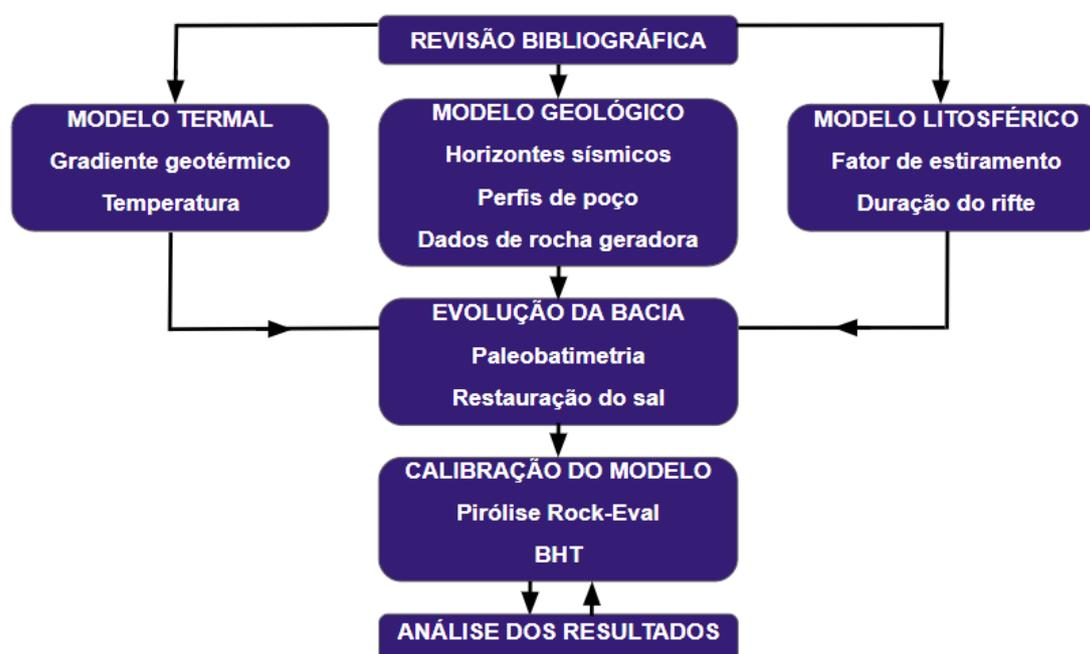


Figura 20 - Fluxograma de modelagem de sistemas petrolíferos 1D usado neste trabalho.

▪ Revisão bibliográfica da Bacia de Campos.

Na revisão bibliográfica foram recolhidas as informações públicas disponíveis a respeito da Bacia de Campos. Foi feito um estudo preliminar de geologia regional e local da área de estudo para embasar interpretação dos dados de poços e sísmicos, concedidos pela ANP (Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis) para fins acadêmicos. Parte do resultado desta etapa equivale ao capítulo 4 de “Área de Estudo” deste

trabalho.

- **Elaboração do modelo deposicional, termal e litosférico.**

Nesta etapa foi realizada a construção do modelo deposicional do assoalho marinho até o embasamento a partir do poço 4-BRSA-420-ESS, baseado na integração de perfis de poço e seções sísmicas. O modelo sedimentar contém 52 células correspondentes a camadas sedimentares, sendo o perfil litológico do poço o principal elemento para sua construção. O poço estudado atinge a profundidade final de 3412m. As litologias presentes abaixo dessa profundidade foram inferidas através da correlação com dados do poço adjacente 3-SHEL-22-ESS e dados de sísmica 3D em conjunto com informações prévias da região.

O poço 3-SHEL-22-ESS também foi utilizado para determinar a idade geológica das camadas do poço 4-BRSA-420-ESS, uma vez que o seu perfil composto não possui informações de cronoestratigrafia (Fig 21). O critério adotado nesta correlação foram os picos de Raios Gama. A distância entre os poços 4-BRSA-420-ESS e 3-SHELL-22-ESS é de aproximadamente 4km.

A maior incerteza associada à etapa de redefinir as litologias na região do poço se encontra no intervalo 3530/4260m pois há uma variação lateral de profundidade dos picos mapeados. A profundidade final do poço 3-SHEL-22-ESS é de aproximadamente 4770m e o restante das litologias até o embasamento foi inferida com dados de sísmica associados com a bibliografia da Bacia de Campos.

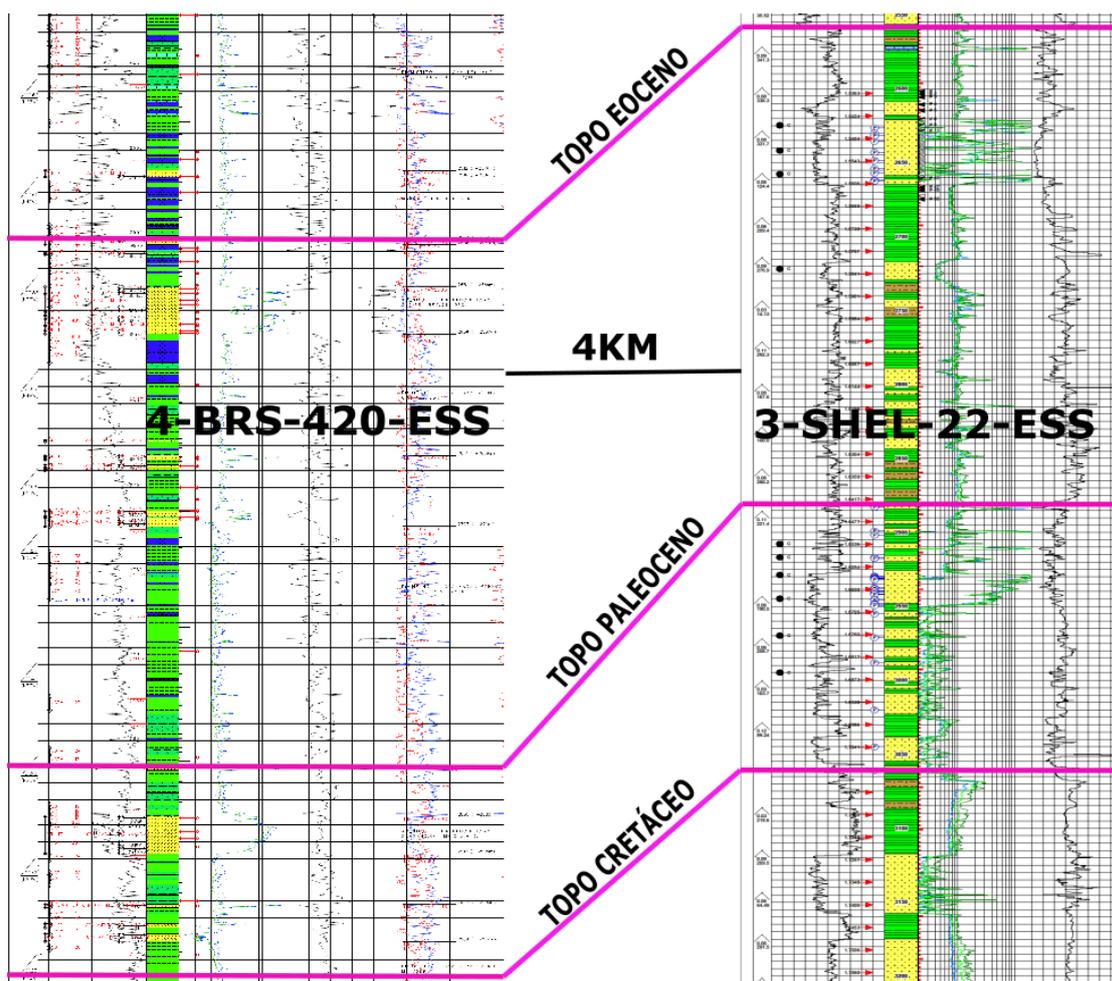


Figura 21 - Parte do Perfil Composto dos poços 4-BRSA-420-ESS e 3-SHEL-22-ESS com a correlação cronoestratigráfica feita com base nas respostas de raios gama (GR).

As litologias identificadas para o modelo do poço 4-BRSA-420-ESS foram: calcários (*chalk*), estromatólitos (*dolostone - early diagenesis*), coquinas (*boundstones - thrombolite*), carbonatos (*limestone - early diagenesis*), margas (*marl*), diamictitos com razão arenito/folhelho de (30% / 70%sh), mistura arenito-folhelho (50% / 50%), arenitos “sujos” (70% / 30%), conglomerados (*conglomerate*), folhelhos marinhos (*marine shale*), canais turbidíticos (*turbiditic channels*), lobos turbidíticos (*turbiditic lobes*), siltitos (*silt*), halitas (*salt*), folhelho gerador A (*shale - organic rich source rock*), folhelho gerador B (*shale - source rock*), basaltos (*basalt - unaltered*).

Foram considerados como reservatórios do modelo as coquinas da Fm. Coqueiros e os estromatólitos da Fm. Macabu para o Pré-sal e 6

turbidíticos.

Foram selecionadas duas rochas geradoras para este modelo. Uma já comprovada, o Folhelho Jiquiá do Pré-sal. Limitada pela escassez de dados, a caracterização da geradora Jiquiá foi feita com dados coletados da bibliografia da região. Com base nesses dados, foi aplicado no modelo um COT médio de 4% , um IH médio de 750mgHC/gCOT e uma espessura média de 200m.

A outra geradora sugerida é uma camada de folhelho de aproximadamente 120m de espessura, depositada em ambiente marinho profundo em regime regressivo durante o Eoceno, na seção Pós-sal. Está localizada no intervalo 2720/2840m, possui valores de Raios Gama entre 90-135°API e pode ser associada à Fm. Ubatuba. Os demais critérios para a caracterização dessas rochas geradoras serão expostos na etapa 4 de “Calibração do modelo 1D” ainda neste capítulo.

No modelo 1D do *TemisFlow* para o Folhelho Jiquiá considerou-se a litologia de “folhelho rico em matéria orgânica” e para a geradora Pós-sal a litologia “folhelho gerador”.

O modelo termal foi construído com base nos dados de temperaturas e de fluxo de calor obtidos durante a revisão bibliográfica e através do arquivo AGP do poço 4-BRSA-420-ESS. A Figura 23 mostra uma relação entre o fluxo de calor nos sedimentos ao longo do tempo geológico, desde a abertura do rifte que originou a Bacia de Campos (Cardoso *et al.*, 2014). Devido à escassez de dados específicos para a região do Parque das Baleias, este gráfico foi a principal base para a construção do modelo termal do poço 4-BRSA-420-ESS.

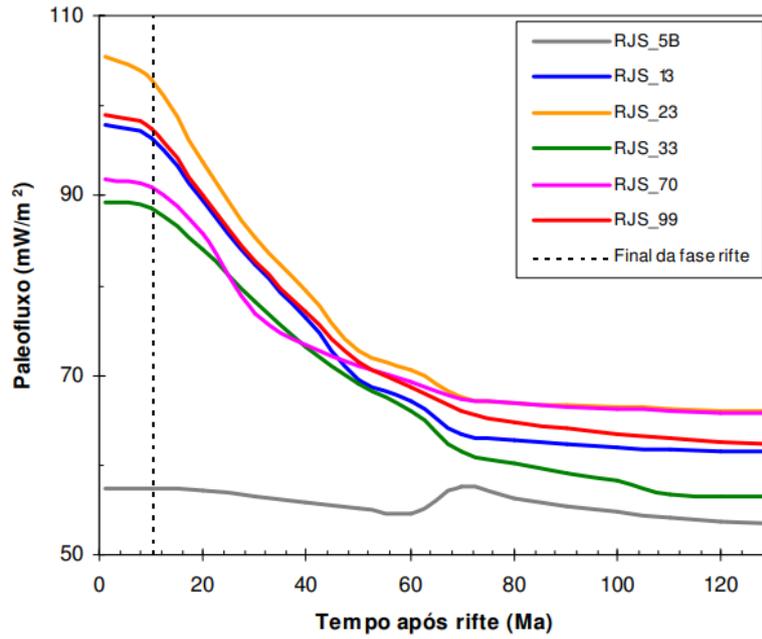


Figura 23 - Gráfico que relaciona o paleo-fluxo de calor com o tempo de abertura de rifte para 6 poços distribuídos ao longo da Bacia de Campos (Cardoso et al., 2014).

As paleotemperaturas de superfície dos sedimentos foram modeladas a partir do esquema da Figura 24.

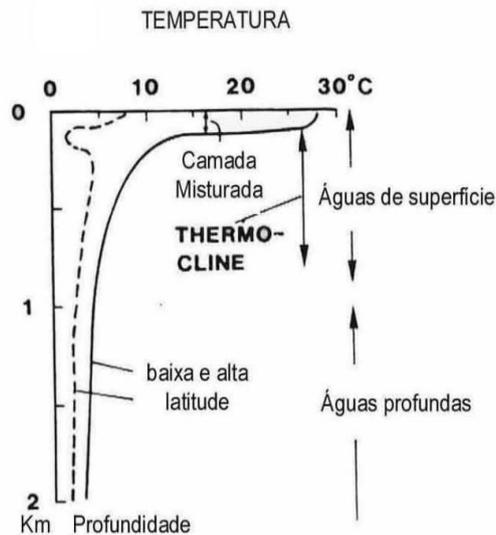


Figura 24 - Gráfico de profundidade versus temperatura usado para calibrar a temperatura no fundo do mar. (https://www.maxwell.vrac.puc-rio.br/8760/8760_3.PDF).

Para este trabalho o objetivo do modelo litosférico foi reconstruir o rifteamento sofrido pela Bacia de Campos a partir de dados obtidos na revisão bibliográfica para o cálculo da história termal da bacia. A partir de um modelo explícito da litosfera foi calculado o fluxo de calor usando como condição de contorno as paleotemperaturas de superfície e a temperatura na base do manto (1300°C). Foi considerado o modelo de estiramento crustal uniforme onde assume-se que crosta (superior e inferior) e manto possuem o mesmo fator de estiramento β . Para este modelo a duração do rifte foi estimada de 132-121Ma e foi aplicado um β único de 1.4 sendo uma média dos valores obtidos pelo trabalho de Cardoso (2007). Também de acordo com Cardoso (2007) foi observado um β com variação de 1.2-1.1 no período de 68-0Ma. Estes fatores de estiramento mais recentes não foram computados no modelo devido a sua pouca contribuição para a variação do fluxo de calor. Para a espessura total de crosta foi usado valor de 32km (*default* do *TemisFlow*), que se aproxima ao estimado por Cardoso (2007).

- **Reconstrução da evolução da bacia.**

Nesta etapa foi modelada a evolução da bacia usando dados de paleobatimetria através do tempo geológico de acordo com os paleoambientes de deposição previstos na revisão bibliográfica e na carta estratigráfica.

Também foi incorporada a reconstrução da deposição do sal e a variação da sua espessura devido ao aumento da sobrecarga sedimentar e os efeitos locais da halocinese. Foi inferido que a deposição do sal na região estudada durou cerca de 2Ma e que, após os processos de halocinese sofridos, sua espessura atual chega a 50m no entorno do poço 4-BRSA-420-ESS. A espessura inicial da camada de sal antes da tectônica do sal foi estimada em 200m com base no trabalho de Contreras (2011).

- **Calibração térmica do modelo 1D.**

A calibração do modelo 1D foi feita com base em comparação de dados de *borehole temperature* (BHT) e dados geoquímicos de Pirólise Rock-Eval. Esta etapa costuma ser realizada repetidamente até que se atinja um modelo 1D satisfatório, de acordo com o esperado para a região.

a) Borehole temperature

O assoalho oceânico na região do poço 4-BRSA-420-ESS foi identificado à 1468m de profundidade. Para se estimar a temperatura na base do sedimento marinho foi usado o esquema teórico da Figura 24 como base. Foi escolhido o valor de 4°C para a temperatura do fundo do mar nos dias atuais. Os demais valores de *borehole temperature* usados na calibração foram corrigidos e extrapolados pelo método “Lachenbruch & Brewer” e encontram-se na Tabela 1. Para cada temperatura considera-se um desvio de +/- 10°C.

Profundidade (m)	Temperatura Extrapolada (°C)
2768	62,2
3250	73,7

Tabela 1 - Dados de borehole temperature (BHT) extraídos do arquivo AGP do poço 4-BRSA-420-ESS.

b) Perfil Geoquímico e *crossplots*

O Perfil Geoquímico da Figura 25 mostra os dados de Pirólise Rock-Eval, obtidos para o poço 4-BRSA-420-ESS no intervalo 2313/2913m, na seção Pós-sal. O objetivo deste perfil foi verificar se os parâmetros de maturação entregues pelo modelo 1D para o folhelho da Fm. Ubatuba correspondem aos dados testados em laboratório. Através da interpretação integrada desses dados foi possível realizar uma análise qualitativa da região para inferir características de maturação, quantidade e qualidade da matéria orgânica presente.

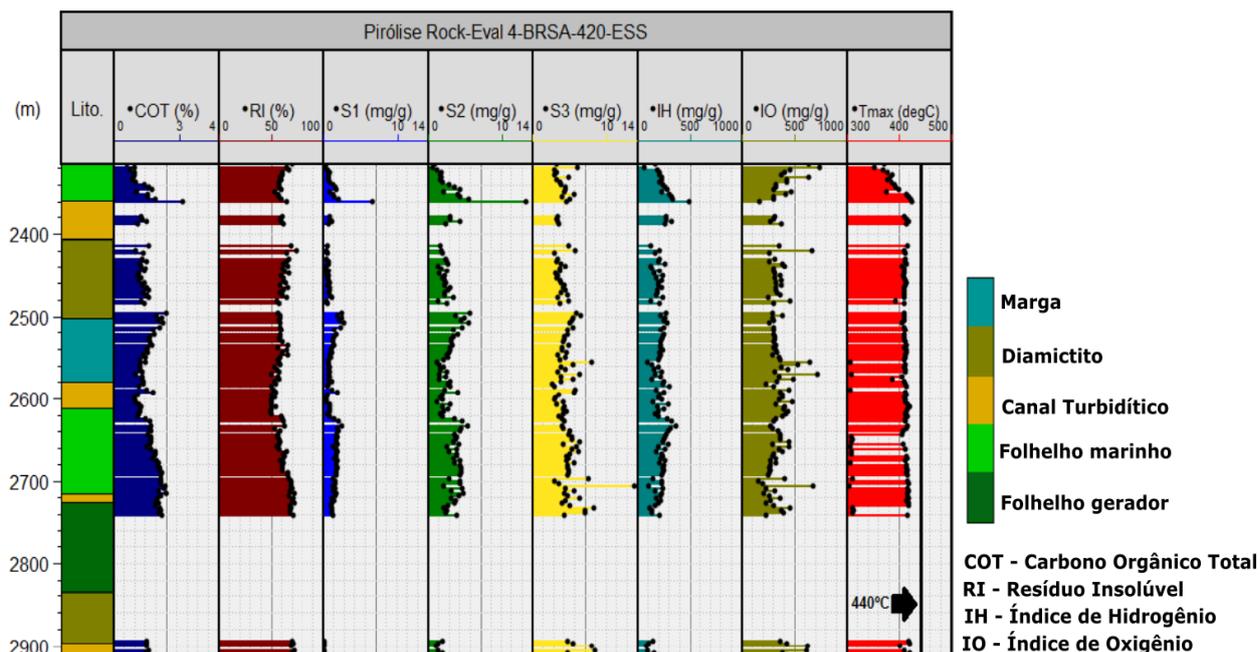


Figura 25 - Perfil Geoquímico com os dados de Pirólise Rock-Eval usado na calibração do modelo. A linha preta no track da Tmax representa o início da janela de geração do óleo (440°C). A priori esta seção é considerada imatura.

Observa-se que este trecho do poço 4-BRSA-420-ESS possui valores razoáveis de COT em torno de 2%. O S2 (potencial gerador) alcança 7mgHC/gRocha e é considerado de bom a pobre. O IH se encontra em uma faixa de 200-300mgHC/gCOT. A Tmax (°C) não chega a 440°C. Dessa forma, nenhuma amostra analisada atingiu a janela de geração, tratando-se de uma seção imatura.

Para caracterizar a possível rocha geradora do intervalo Pós-sal foram feitos dois *crossplots* com os dados de Pirólise Rock-Eval: Diagrama Tipo Van Krevelen e Diagrama “S2 X COT” (Figuras 26 e 27, respectivamente). Assim, foi possível inferir o tipo de querogênio associado e, por consequência, o seu ambiente de sedimentação.

Em uma análise inicial do Diagrama Tipo Van Krevelen (Figura 26) é possível notar os altos valores de IO (Índice de Oxigênio). Isto sugere se tratar de uma mistura de matéria orgânica dos tipos II e III, mostrando o aporte de material de origem continental, exercendo uma predominância sobre o

material marinho.

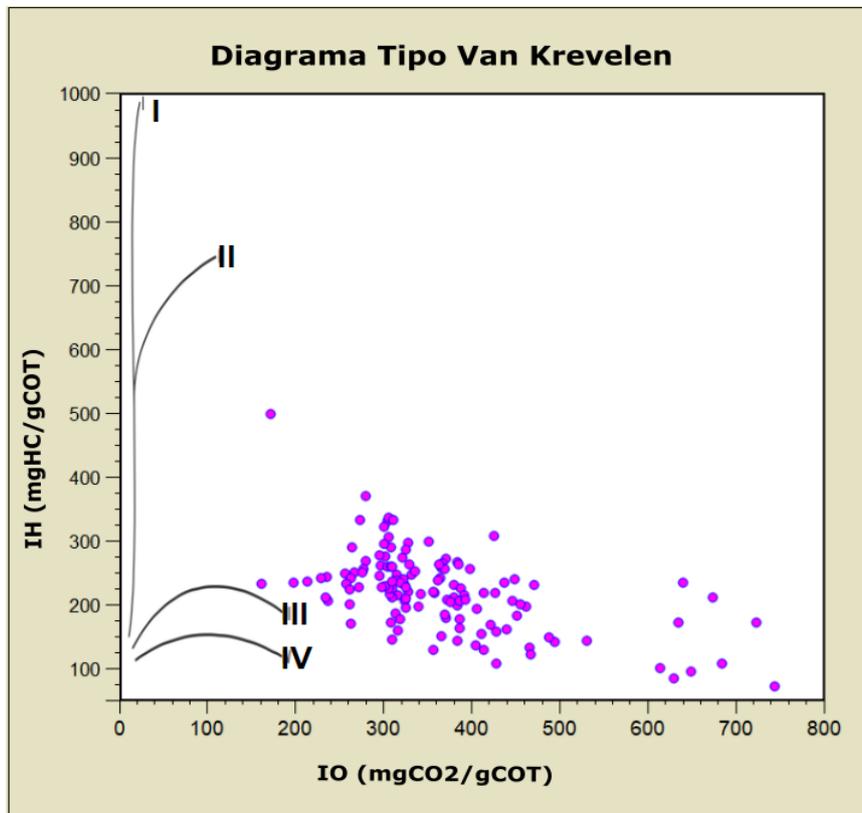


Figura 26 - Diagrama Tipo Van Krevelen indicando que o tipo de matéria orgânica predominante nas amostras é uma mistura de querogênios dos tipos II e III, com predominância deste último. Um nível de oxidação elevado é indicado nas amostras pelo IO (índice de oxigênio).

Já o Diagrama "S2 X COT" (Fig. 27) indicou a predominância do querogênio Tipo II, de origem marinha.

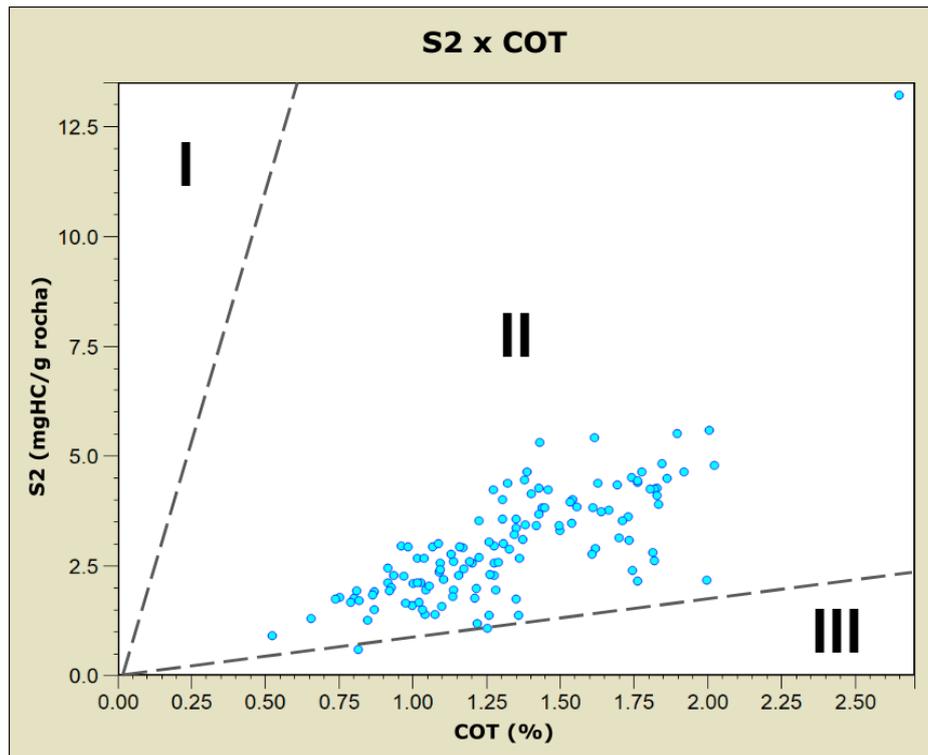


Figura 27 - Diagrama “S2 X COT” indicando a predominância do querogênio Tipo II no intervalo estudado.

Combinando as duas análises foi possível supor que se trata de uma matéria orgânica de origem marinha, com contribuição continental e um alto nível de oxidação, o que seria consistente com os baixos valores de IH. A oxidação presente pode ser resultado de uma deposição em profundidades rasas em que não havia um ambiente anóxico ideal para uma boa preservação da matéria orgânica. Outra hipótese seria a possibilidade de uma quantidade considerável de matéria orgânica continental ser transportada por rios e deltas e misturada à matéria orgânica marinha primária.

Aliado aos conhecimentos prévios da Bacia de Campos, ao Perfil Geoquímico e aos *crossplots*, foi possível caracterizar as duas rochas geradoras utilizadas no modelo 1D do *TemisFlow*. Para o folhelho da Fm. Ubatuba foi usado um COT de 2% e um IH de 300mgHC/gCOT.

Um parâmetro importante escolhido para as duas rochas geradoras do modelo foi a cinética de transformação do querogênio (Fig. 28). Para o Folhelho Jiquiá, optou-se pela cinética Upanema (Penteado *et al.*, 2007)

referente ao querogênio Tipo I de idade aptiana. Para a suposta rocha geradora do Pós-sal foi selecionada a cinética *PTbeds* (Penteado *et al.*, 2007) referente ao querogênio Tipo II, também do Aptiano. Ambas as cinéticas foram originalmente usadas para rochas geradoras da Bacia Potiguar (Penteado *et al.*, 2007; Behar *et al.*, 2007).

A escolha das rochas geradoras se justifica pelo objetivo de observar se o Folhelho Jiquiá é uma geradora efetiva na região do poço estudado e avaliar a possibilidade de geração na seção Pós-sal.

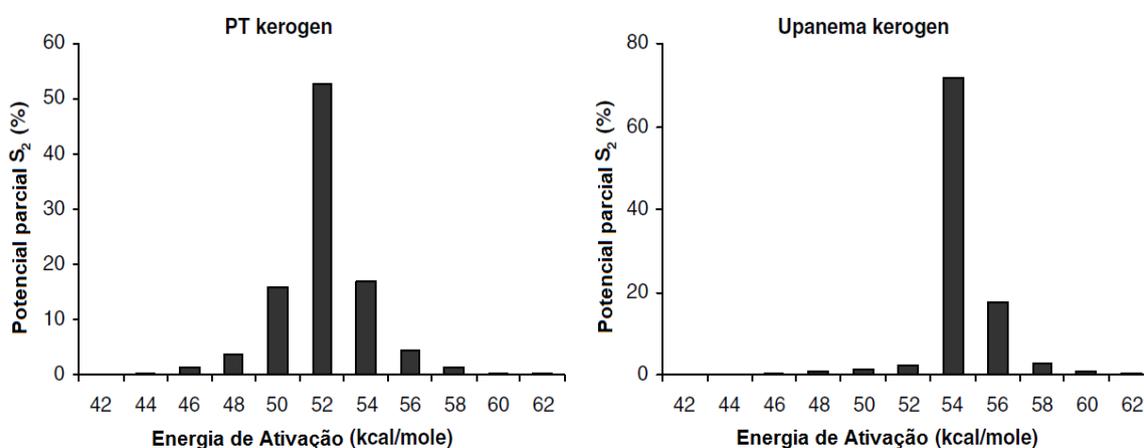


Figura 28 - Cinética de transformação do querogênio usadas neste estudo para as rochas geradoras pré e pós-sal (Penteado, et al., 2007).

- **Geração e interpretação dos resultados.**

Análise dos resultados obtidos pelas simulações realizadas no modelo usando o *software* de modelagem de sistemas petrolíferos *TemisFlow*. Os diagramas e gráficos obtidos foram comparados com os dados teóricos da região e, quando se mostrou necessário, houve o retorno à etapa anterior para recalibração dos dados e geração de novos resultados. Mais detalhes acerca desta etapa serão discutidos no próximo capítulo deste trabalho.

6. RESULTADOS E DISCUSSÃO

Neste capítulo serão apresentados os resultados obtidos após a simulação de geração do modelo 1D a partir do poço 4-BRSA-420-ESS no *TemisFlow*. Na Figura 29 observa-se o gráfico de história de soterramento (*burial history*), o primeiro resultado relevante da modelagem de sistemas petrolíferos 1D. Através dele é obtido um entendimento da evolução da bacia (na região do entorno do poço modelado) durante o tempo geológico, em termos de soterramento e níveis batimétricos. É possível analisar a transição do padrão de sedimentação continental (até 115Ma) para marinho transgressivo (de 112-65Ma), seguido de marinho regressivo (65Ma até os dias atuais).

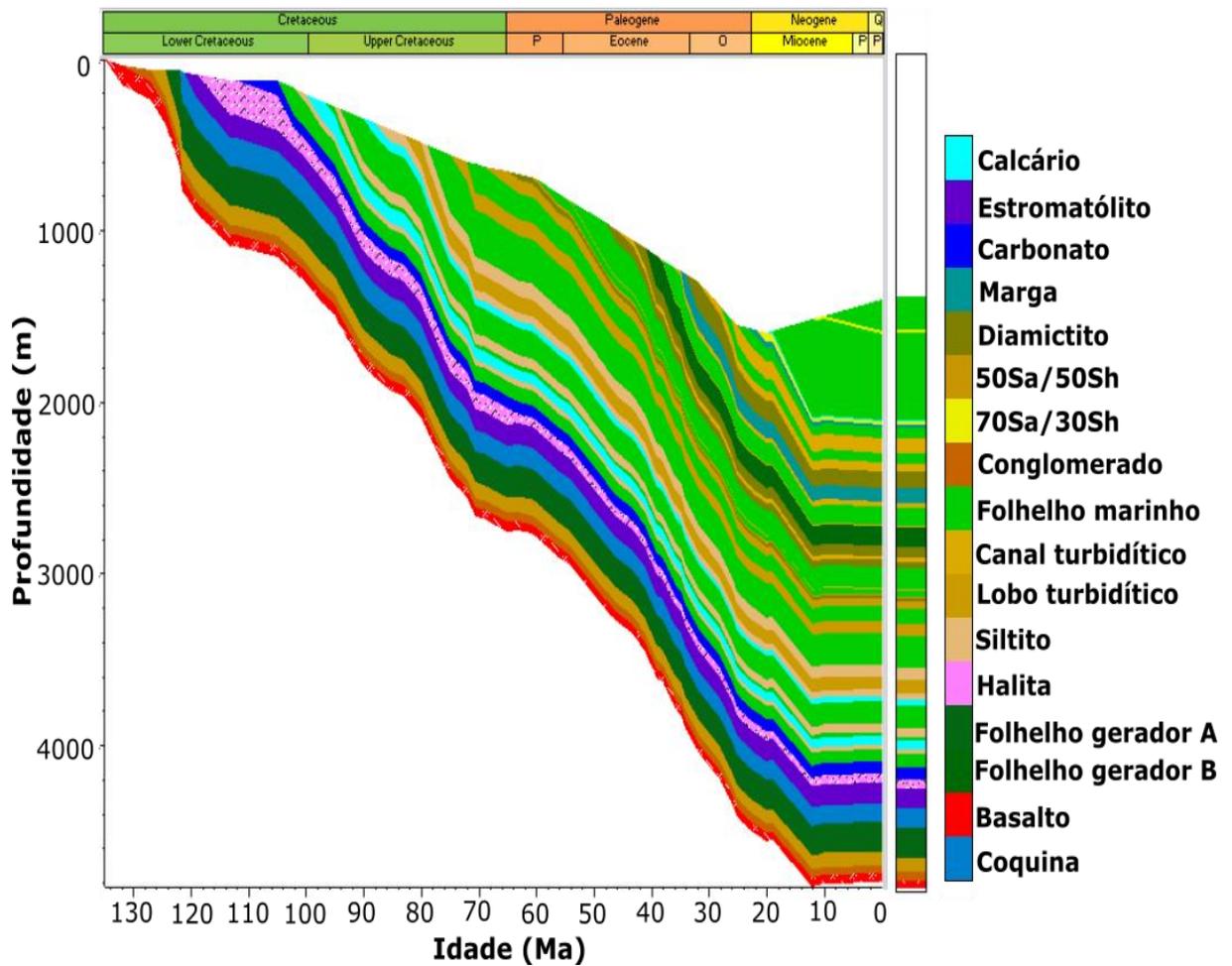


Figura 29 - Gráfico de história de soterramento (burial history) referente ao poço 4-BRSA-420-ESS.

A Figura 30 ilustra os sistemas petrolíferos propostos neste trabalho. Os sistemas petrolíferos do Pré-sal Lagoa Feia-Coqueiros(!) e Lagoa Feia-Macabu(!) possuem a mesma geradora, o Folhelho Jiquiá, e são selados pela camada de sal. Na seção Pós-sal, o sistema petrolífero Campos-Carapebus(.) corresponde a geradora do Eoceno suposta neste estudo e ao conjunto reservatórios turbidíticos Carapebus. Alguns desses reservatórios possuem espessuras de 8-10m, não conseguindo ser representados nos gráficos de história de soterramento por questões de escala de visualização.

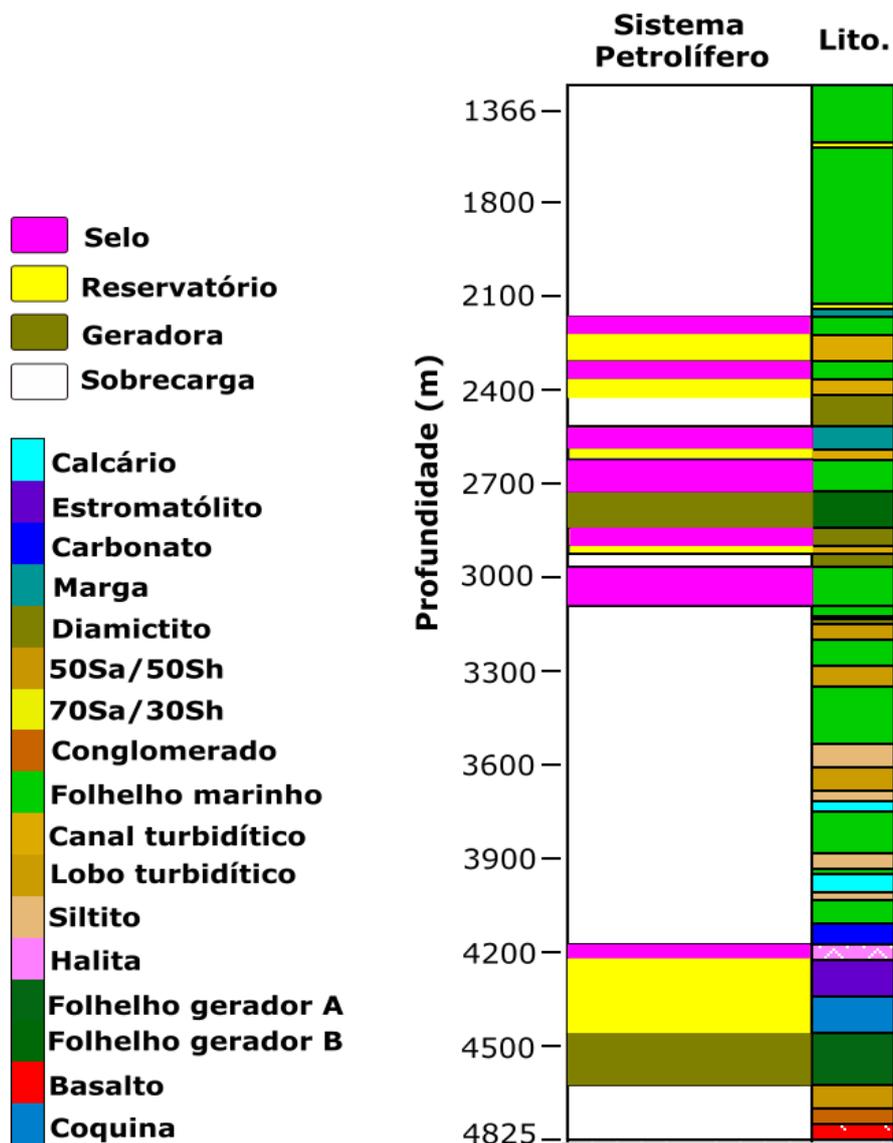


Figura 30 - Gráfico de história de soterramento mostrando os sistemas petrolíferos referentes ao poço 4-BRSA-420-ESS. Na porção direita é observada a litologia interpretada do perfil composto fornecido pela ANP.

A Figura 31 mostra a evolução da propriedade de porosidade das camadas do modelo conforme o passar do tempo geológico. Para as coquinas da Fm. Coqueiros e os estromatólitos da Fm. Macabu as porosidades atingiram até 11,5% e 8,5%, respectivamente. Para os reservatórios turbidíticos do Paleógeno encontram-se porosidades em torno de 27-33%, dentro do que se espera da região segundo Portella *et al* (2017).

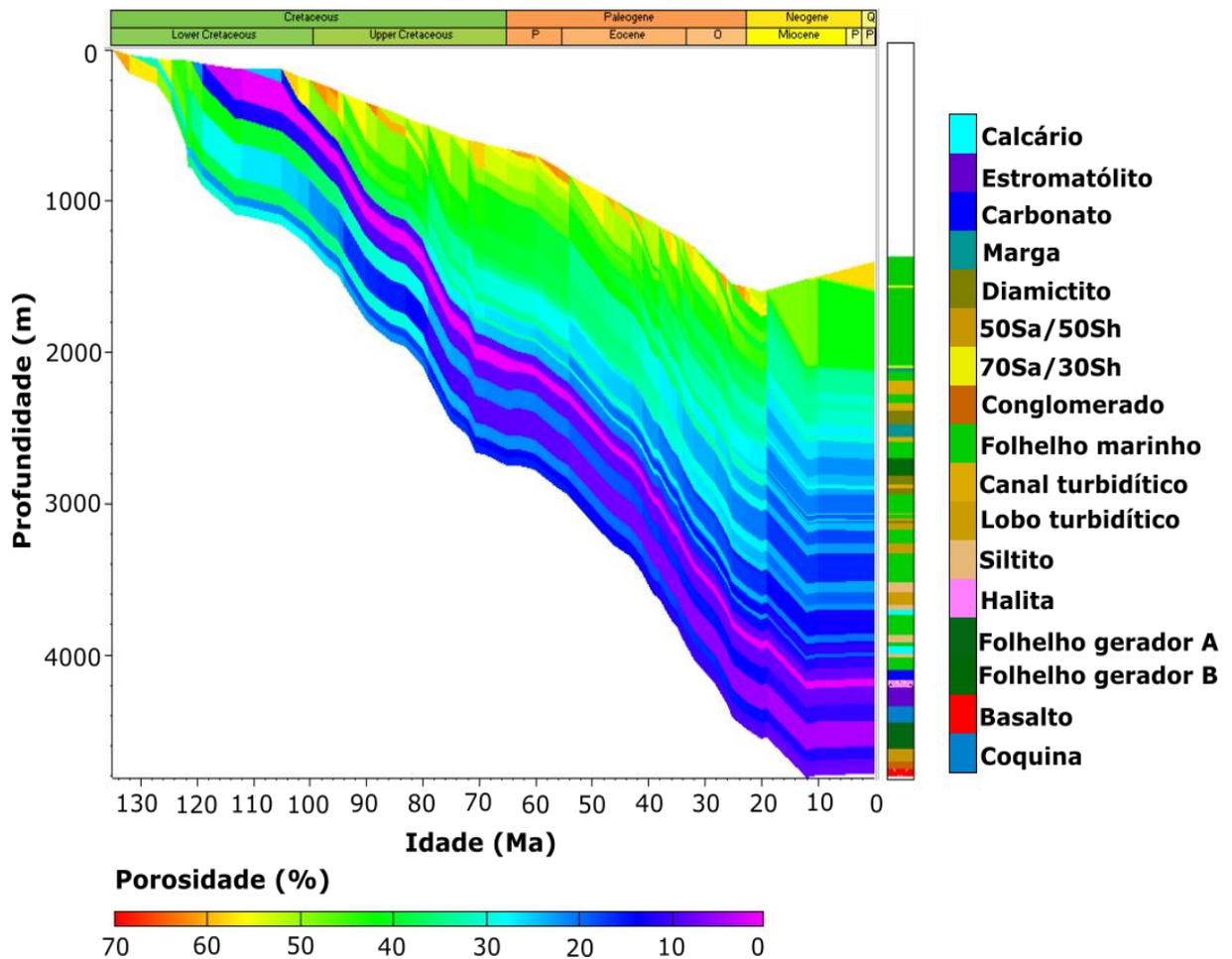


Figura 31 - Gráfico de história de soterramento com filtro para Porosidade referente ao poço 4-BRSA-420-ESS. Na porção direita é observada a litologia interpretada do perfil composto fornecido pela ANP.

Já a Figura 32 mostra a condutividade térmica referente aos sedimentos do modelo. Nota-se a alta condutividade térmica da camada de sal, quando comparada às demais litologias. A condutividade térmica no momento da deposição dos evaporitos era de aproximadamente 6W/mK e diminuiu progressivamente até 4,4W/mK nos dias atuais. Esse efeito de diminuição da condutividade térmica com o aumento do soterramento observado ocorre, provavelmente, devido à baixa variação de porosidade durante o processo de compactação nas halitas e ao aumento de temperatura.

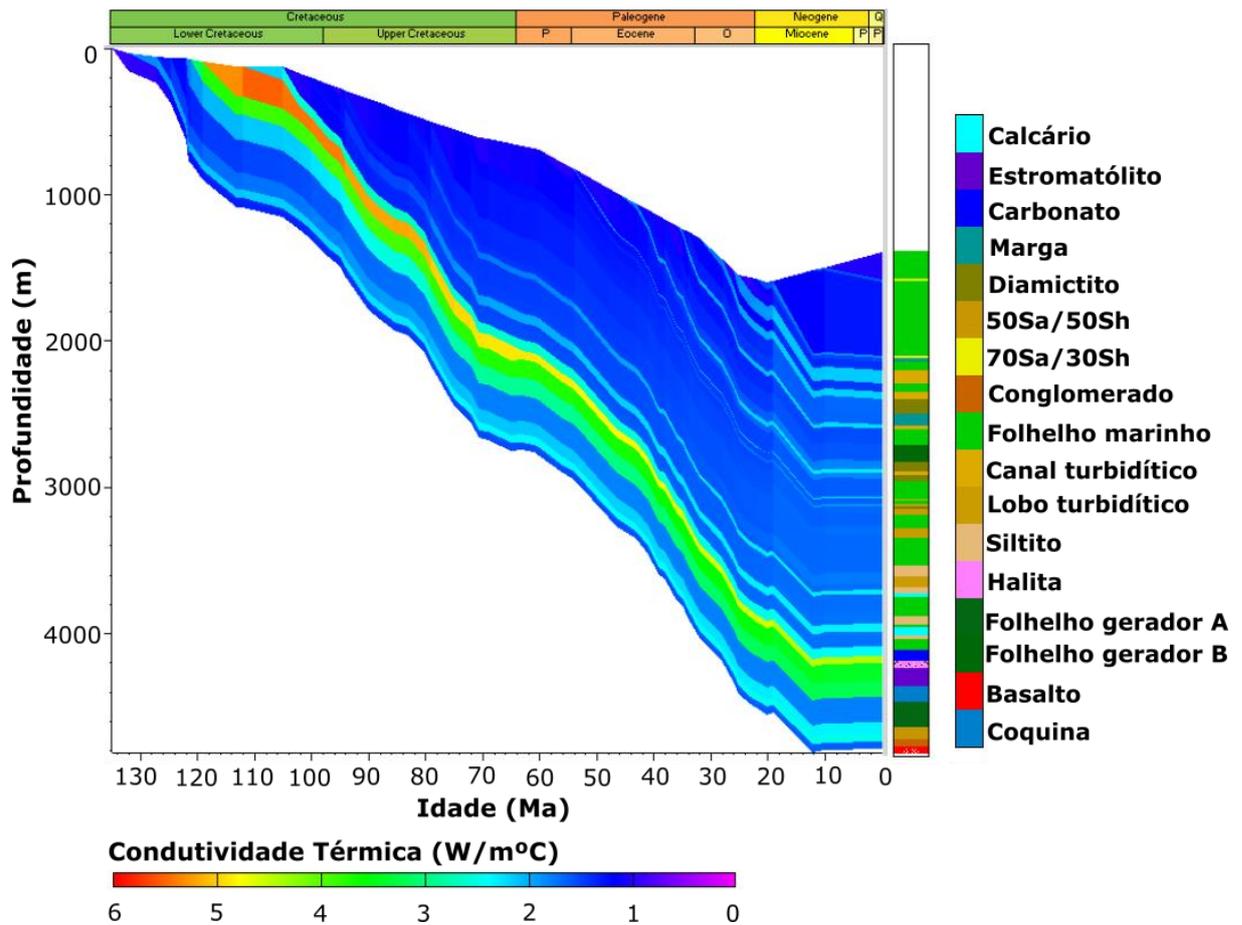


Figura 32 - Gráfico de história de soterramento com filtro para Condutividade Térmica referente ao poço 4-BRSA-420-ESS. Na porção direita é observada a litologia interpretada do perfil composto fornecido pela ANP.

A Figura 33 ilustra o comportamento da temperatura dos sedimentos nas regiões ao redor do poço estudado. Observa-se um aumento da temperatura das camadas sedimentares ao longo do tempo geológico, o que se explica pela ação de processos como compactação e soterramento.

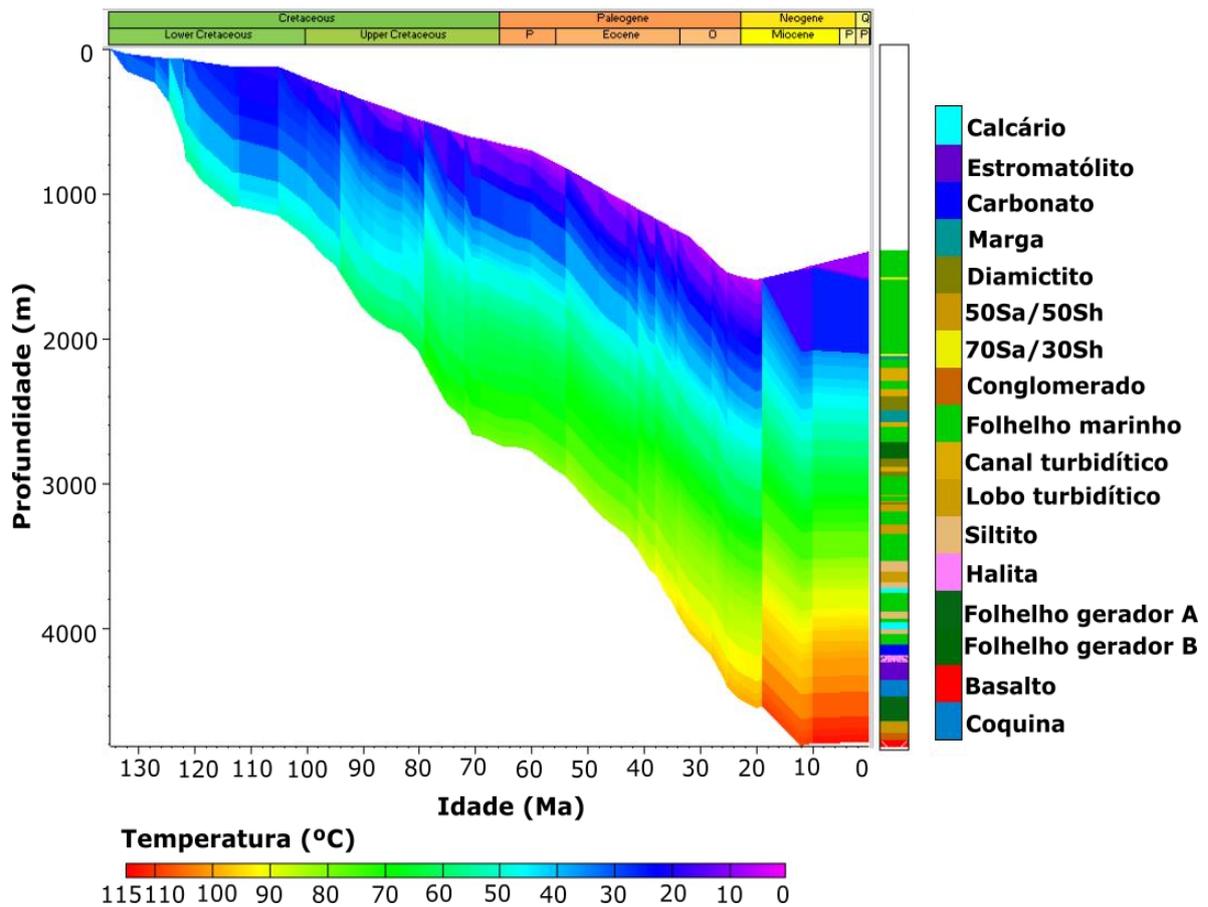


Figura 33 - Gráfico de história de soterramento com filtro para Temperatura referente ao poço 4-BRSA-420-ESS. Na porção direita é observada a litologia interpretada do perfil composto fornecido pela ANP.

A temperatura estimada para o topo do embasamento foi de aproximadamente 112°C, que corresponde ao que se espera da área segundo Cardoso (2007). De uma forma geral, as demais temperaturas do modelo representam bem as duas temperaturas de calibração, dentro da margem de erro de +/-10°C (Fig 34). A qualidade da calibração da temperatura reflete a escolha dos parâmetros para o cálculo de história térmica do rifte das condições de contorno do modelo.

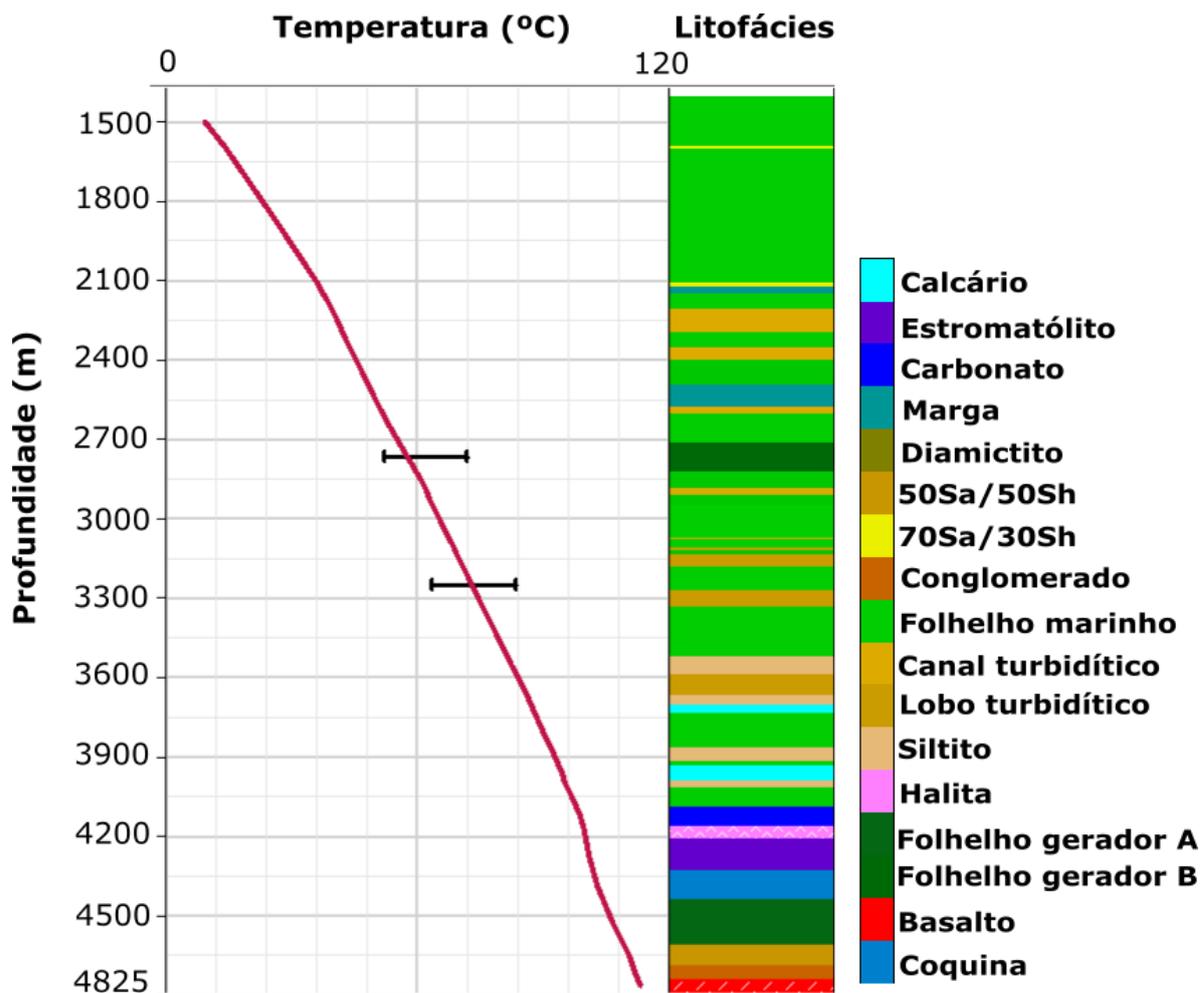


Figura 34 - Gráfico de calibração da Temperatura do modelo 1D do poço 4-BRSA-420-ESS. A reta em vermelho se refere às temperaturas calculadas pelo modelo e os pontos pretos às temperaturas de calibração (BHT).

As figuras 35, 36 e 37 mostram o gráfico de soterramento com filtro para COT, S2 e Tmax(°C), respectivamente.

Para o Folhelho Jiquiá os valores de COT foram próximos ao valor de entrada usado no modelo, atingindo 4%. O S2 nas proximidades da época da deposição da rocha atingiu um máximo de 30mgHC/mgRocha e atualmente foi calculada em 28mgHC/mgRocha. A Tmax(°C) atingiu um máximo de 441°C, considerado coerente para um início de janela de geração de petróleo (Tissot & Welte, 1984).

Para o folhelho Ubatuba os valores de COT, S2 e Tmax se

ajustaram bem aos dados de calibração. O COT não ultrapassou 2% e se manteve estável até o presente, sugerindo estar imaturo, o S2 se manteve próximo de 7mgHC/mgRocha e a Tmax atingiu o máximo de 430°C.

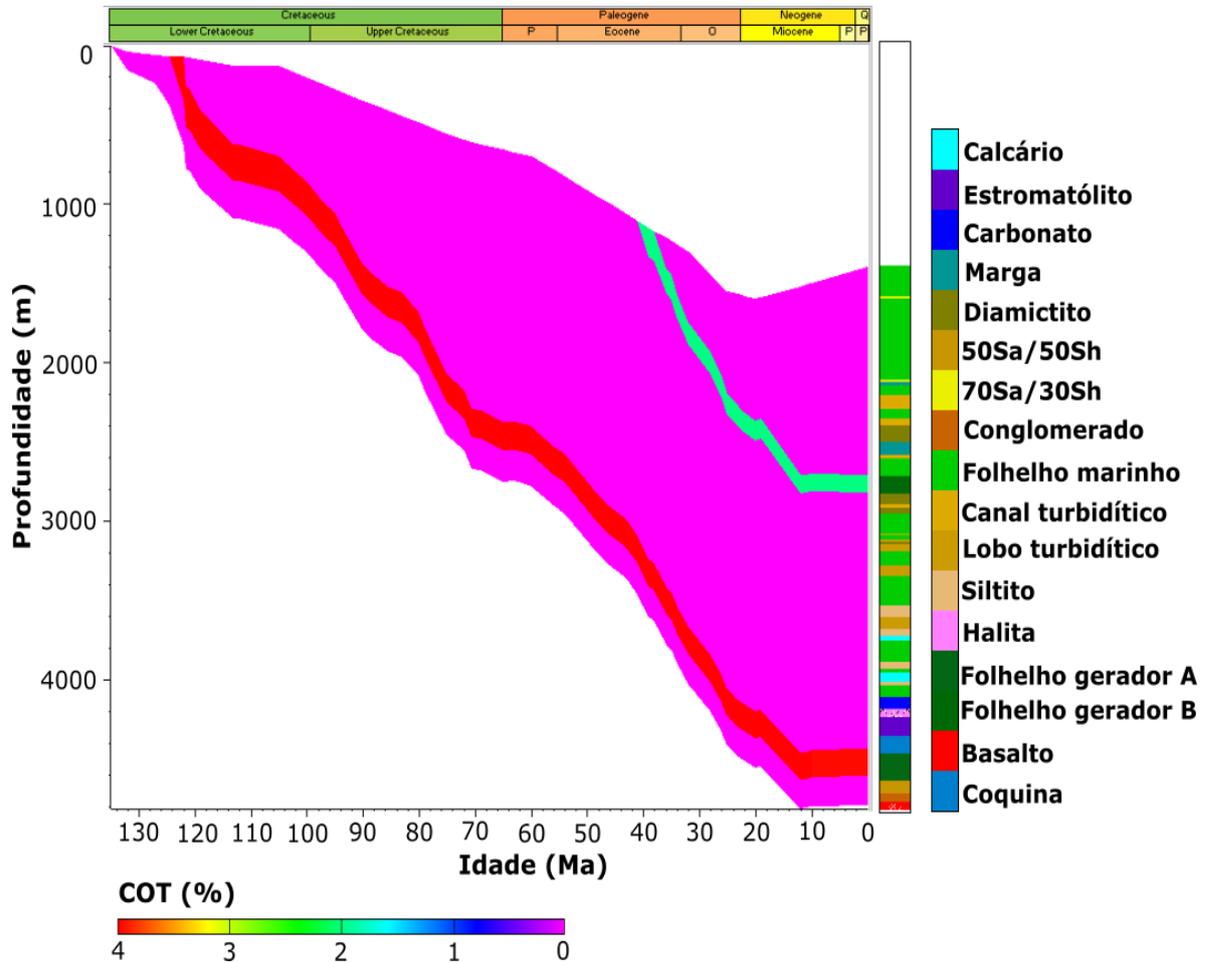


Figura 35 - Gráfico de história de soterramento com filtro para COT referente ao poço 4-BRSA-420-ESS. Na porção direita é observada a litologia interpretada do perfil composto fornecido pela ANP.

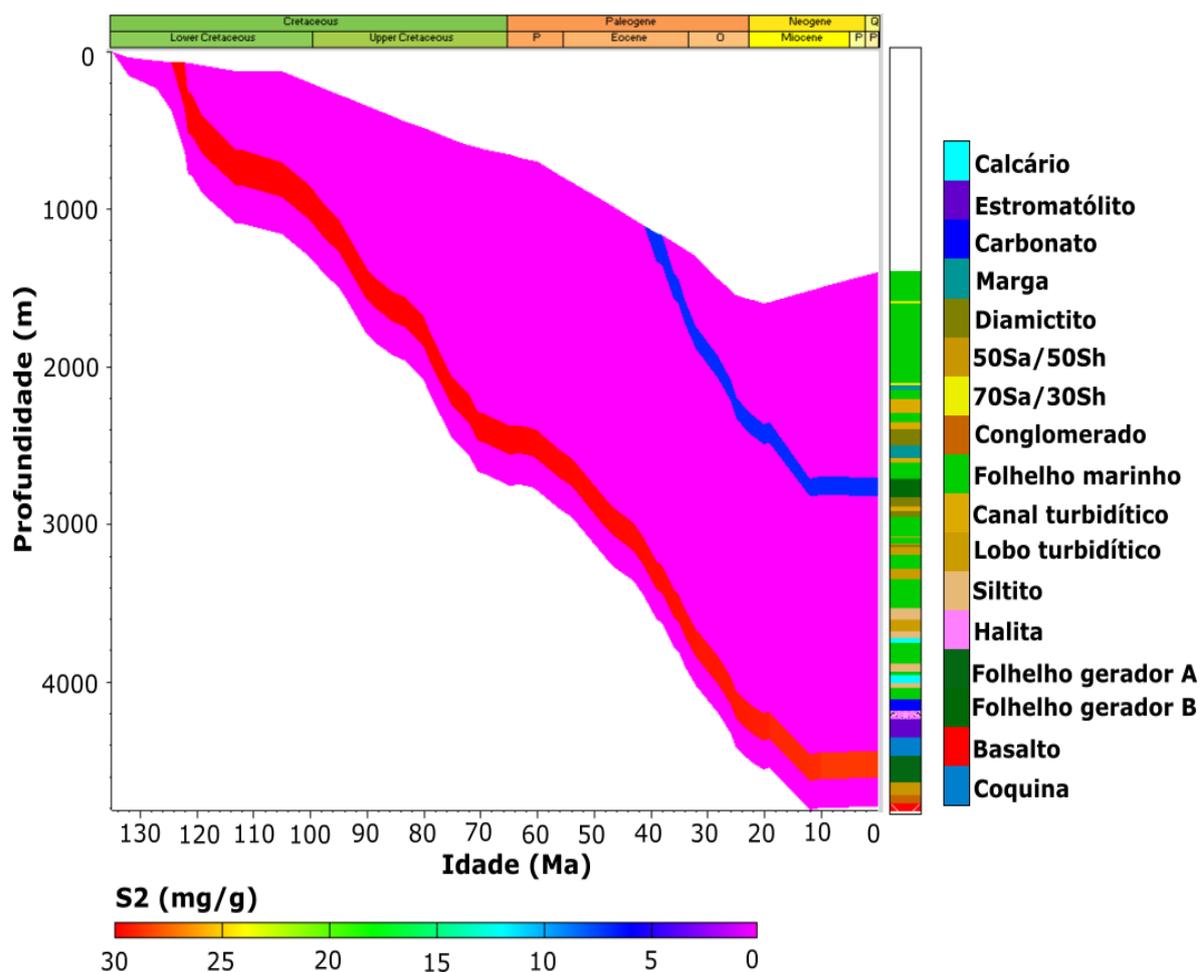


Figura 36 - Gráfico de história de soterramento com filtro para S2 referente ao poço 4-BRSA-420-ESS. Na porção direita é observada a litologia interpretada do perfil composto fornecido pela ANP.

O S2 indicando potencial gerador baixo aliado à Tmax que não atinge 440°C confirma que o trecho avaliado na seção Pós-sal é imaturo. Ou seja, ainda que a região tenha boas condições de matéria orgânica para gerar petróleo, o mesmo não foi gerado por falta de condições ideais para a maturação.

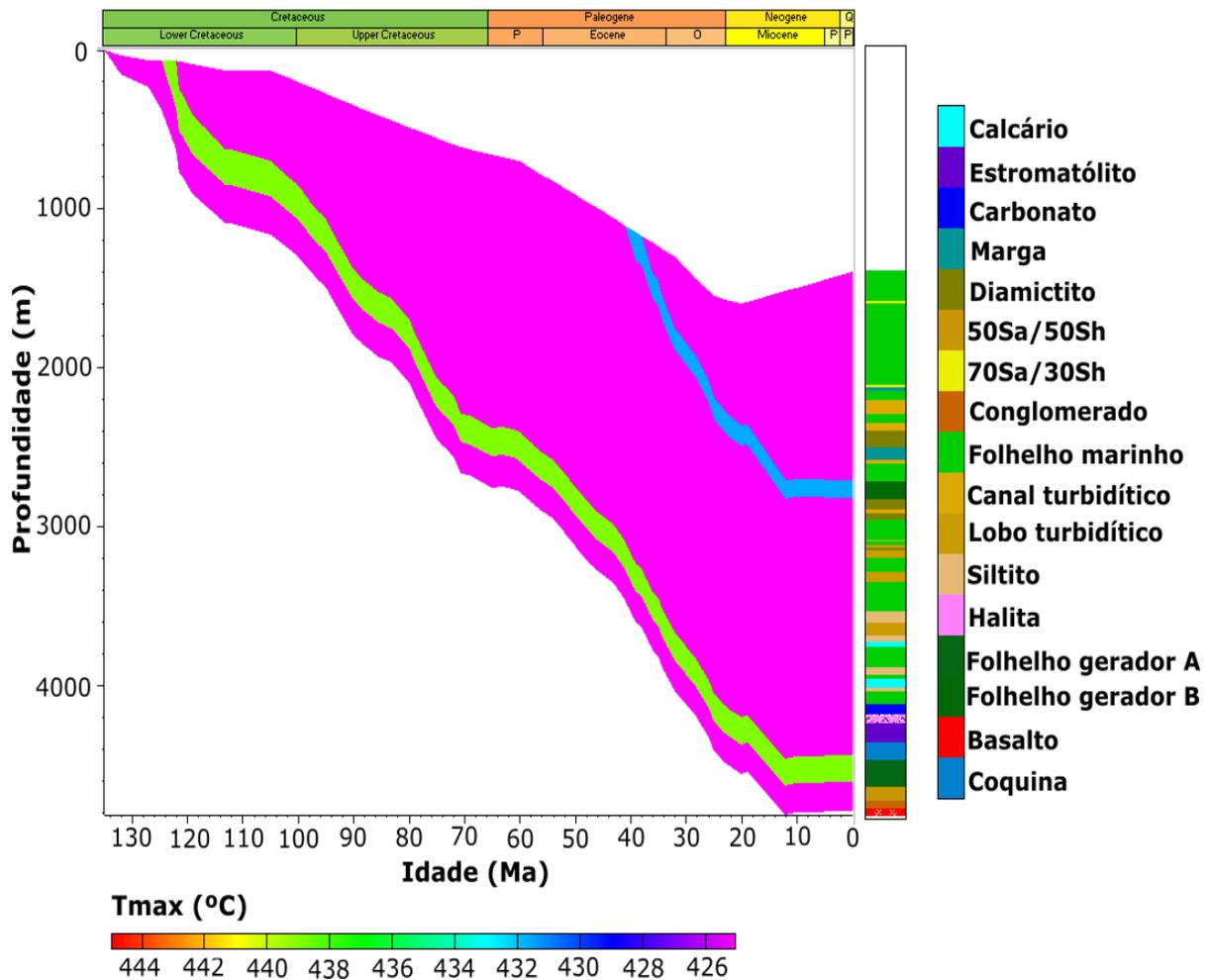


Figura 37 - Gráfico de história de soterramento com filtro para Tmax(°C) referente ao poço 4-BRSA-420-ESS. Na porção direita é observada a litologia interpretada do perfil composto fornecido pela ANP.

A Figura 38 mostra a Razão de Transformação calculada a partir do modelo para as rochas geradoras Pré-sal e Pós-sal.

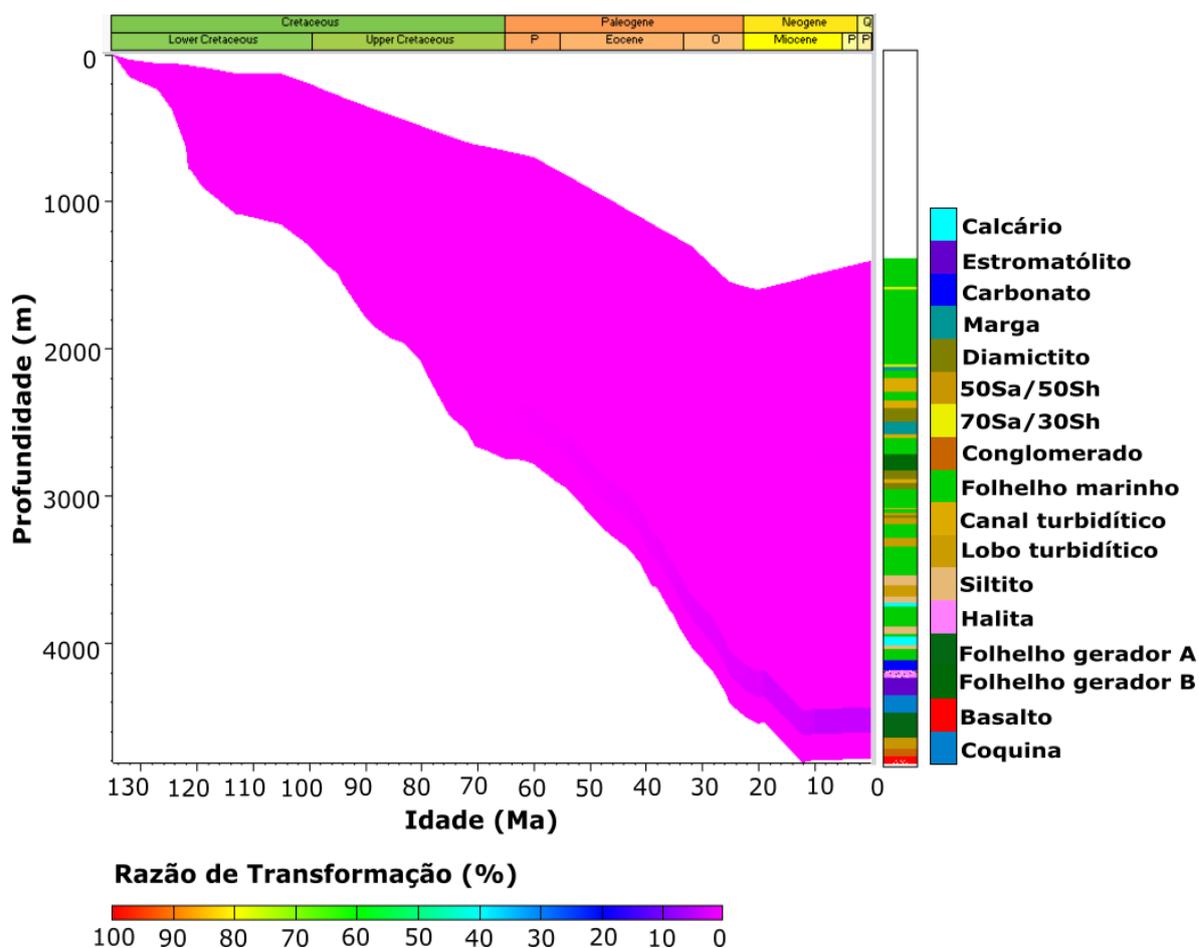


Figura 38 - Gráfico de história de soterramento com filtro para Razão de Transformação referente ao poço 4-BRSA-420-ESS.

Para o Folhelho Jiquiá, a Razão de Transformação atingiu 4,2% nos dias atuais (0Ma), sugerindo que o poço 4-BRSA-420-ESS encontra-se numa seção imatura da Fm. Coqueiros. Essa hipótese se sustenta pelo fato de a base da camada de sal na região do poço estar num paleo-alto estrutural regional a uma profundidade de aproximadamente 4200m (Fig 39). Essa configuração pode ter contribuído para a seção estudada não ter sofrido o soterramento suficiente para entrar na janela de geração de petróleo. Dessa forma, se há petróleo presente nos reservatórios do Pré-sal, o mesmo provavelmente foi gerado em locais onde a Fm. Coqueiros sofreu maior soterramento.

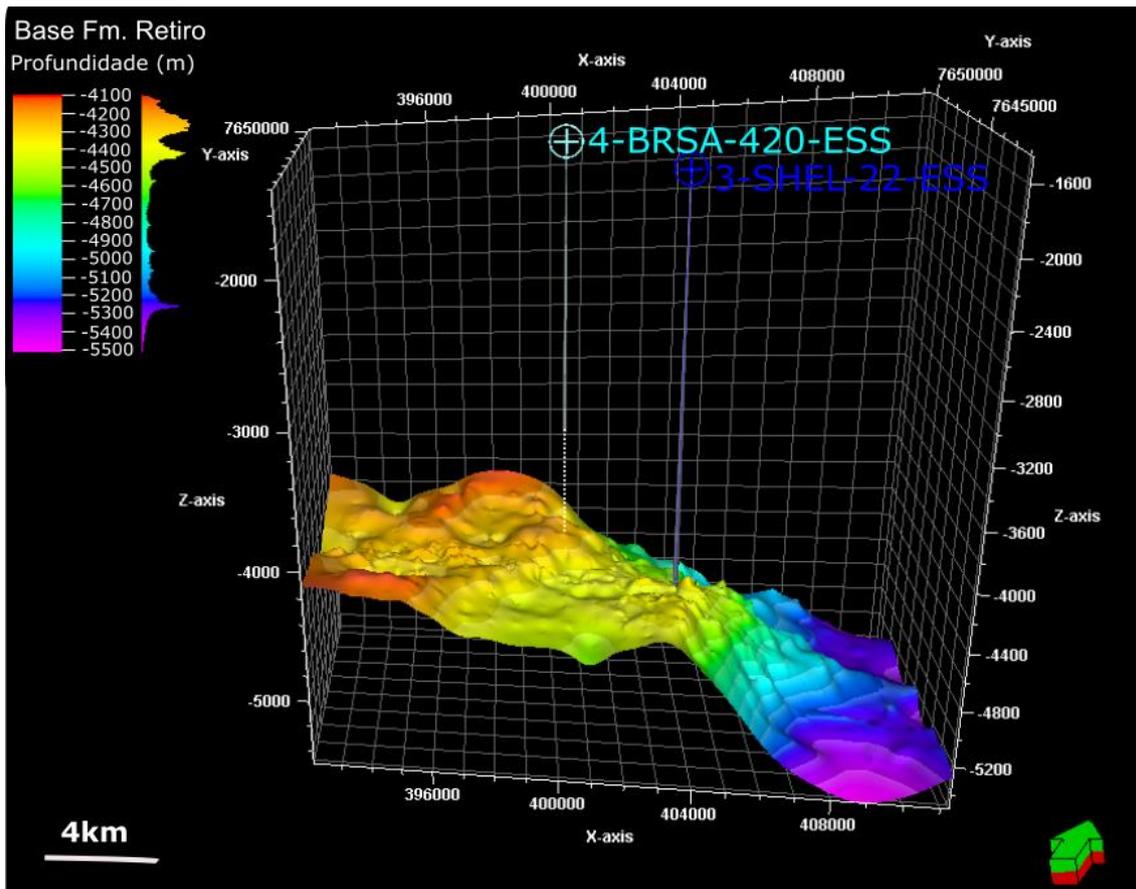


Figura 39 - Superfície representando a base da camada de sal da Fm. Retiro na região dos poços 4-BRSA-420-ESS e 3-SHEL-22-ESS.

Existem poucos dados públicos e bibliografias específicas sobre o norte da Bacia de Campos e, em especial, sobre o Parque das Baleias. São necessários dados geoquímicos nas profundidades do Folhelho Jiquiá do Pré-sal nas redondezas do poço estudado para uma caracterização mais fidedigna do seu potencial gerador.

A Figura 38 também contribui para endossar a hipótese de que não houve geração no folhelho Ubatuba do Pós-sal na região do poço 4-BRSA-420-ESS, uma vez que a Razão de Transformação foi estimada em 0%. Por ter sido depositado no Eoceno e atualmente estar a 2722m de profundidade, provavelmente não atingiu um soterramento adequado para iniciar o processo de Catagênese. De acordo com os relatórios de exploração do poço, há indícios de óleo e gás em toda sua extensão. Mais especificamente, óleo nos arenitos turbidífticos e gás nos folhelhos, margas e diamictitos.

Assim, é inferido que o petróleo presente na região do poço 4-BRSA-420-ESS foi gerado e posteriormente migrou de seções mais profundas, do Pré-sal ou do Pós sal. Para um melhor entendimento do funcionamento dos sistemas petrolíferos do campo de Jubarte é necessário uma modelagem regional 2D ou 3D, pois são abordagens que consideram o fluxo de fluidos através dos sedimentos associado aos regimes de pressão. Para uma caracterização precisa da origem do óleo encontrado na seção Pós-sal é indicada a realização de uma avaliação genética através de dados de biomarcadores e de cromatografia para certificar sua procedência lacustre ou marinha.

7. CONCLUSÃO

O processo de construção do modelo e a interpretação dos resultados obtidos a partir da modelagem 1D do poço 4-BRSA-420-ESS permitiram, de forma geral, uma boa caracterização parcial dos sistemas petrolíferos do Parque das Baleias e da evolução da Bacia de Campos nesta região. A maioria dos resultados gerados pela modelagem confirmou as interpretações prévias a respeito dos elementos dos sistemas petrolíferos da região.

Os dados de Pirólise Rock-Eval foram decisivos para uma boa caracterização do Folhelho Ubatuba cotado como possível rocha geradora, apesar da falta de dados em boa parte de sua espessura no Perfil Geoquímico. A matéria orgânica identificada foi classificada como querogênio dos tipos II e III, de origem marinha com possível contribuição continental, com elevados índices de oxidação. A modelagem indicou que essa camada se encontra em um intervalo imaturo, além de possuir um potencial gerador moderado.

Foi constatado que não houve geração do Folhelho Jiquiá na região ao redor do poço 4-BRSA-420-ESS, mas estudos aprofundados deverão ser realizados devido à falta de dados geoquímicos disponíveis nesta seção.

Para um melhor entendimento do sistema petrolífero do Pré-sal é desejável uma modelagem regional 2D ou 3D da área, juntamente com um estudo sobre as possíveis rotas de migração do petróleo potencialmente gerado. Isso permitirá avaliar as possíveis zonas que geraram o petróleo encontrado nos campos da região, uma vez que se tem conhecimento dos respectivos caminhos de migração. Associado a modelagem é importante um estudo de interpretação sísmica 3D na região, que permitirá delimitar, de forma mais precisa, as dimensões do Folhelho Jiquiá nos depocentros e os altos estruturais locais, além de caracterizar melhor os reservatórios e selos.

8. REFERÊNCIAS

Al-Hajeri, M. M., Al Saeed, M., Derks, J., Fuchs, T., Hantschel, T., Kauerauf, A., ... & Welte, D. (2009). **Basin and petroleum system modeling**. *Oilfield Review*, 21(2), 14-29.

Almeida, A. G. de, Kowsmann, R. O. (2015). **Geomorfologia do talude continental e do Platô de São Paulo**. *Geologia e Geomorfologia - Caracterização Ambiental Regional Da Bacia de Campos, Atlântico Sudoeste*. Elsevier, Capítulo 2, v. 1. p. 33-66.

Balbinot, M. (2008). **Avaliação do Potencial de geração de hidrocarbonetos na Bacia de Santos integrando parâmetros geoquímicos e petrológicos**. Trabalho de Conclusão de Curso, Universidade Federal do Rio Grande do Sul.

Baudin, F., Disnar, J-R., Aboussou, A., Savignac, F. (2015). **Guidelines for Rock-Eval analysis of recent marine sediments**. *Organic Geochemistry*, Elsevier, 86, pp.71-80.

Behar, F., Penteado, H. L. de B., Lorant, F., Budzinski, H. (2006). **Study of biodegradation processes along the Carnaubais trend, Potiguar Basin (Brazil) – Part 1**. *Organic Geochemistry*, 37(9), 1042-1051.

Caldas, M. F., Zalán, P. V. (2009). **Reconstituição cinemática e tectono-sedimentação associada a domos salinos nas águas profundas da Bacia de Santos, Brasil**. *Boletim de Geociências da Petrobras*, 17(2), 227-248.

Cardoso, R. de A. (2007). **Evolução termo-tectônica da plataforma continental do estado do Rio de Janeiro**. Dissertação de Mestrado, Observatório Nacional (ON).

Cardoso, R. de A.; Hamza, V. M. (2014). **Heat Flow in the Campos Sedimentary Basin and Thermal History of the Continental Margin of**

Southeast Brazil. Hindawi Publishing Corporation, ISRN Geophysics, Volume 2014, Article ID 384752, 19 pages.

Castro, R. D. de; Picolini, J. P.; (2015). **Principais aspectos da geologia regional da Bacia de Campos.** Geologia e Geomorfologia - Caracterização Ambiental Regional Da Bacia de Campos, Atlântico Sudoeste. Elsevier, Capítulo 1, p. 1-12.

Contreras, J. (2011). **Seismo-stratigraphy and numerical basin modeling of the southern Brazilian continental margin (Campos, Santos, and Pelotas basins).** Doctoral dissertation, Ph. D. thesis, Ruprecht-Karls-Universität, Heidelberg, Germany.

Cornford, C. (2005). **The Petroleum System.** Petroleum Geology, Integrated Geochemical Interpretation Ltd, Bideford, UK, p. 268-294.

Dias, R. M. (2018). **Estimativa de propriedades de reservatório e estudo de sensibilidade à substituição de fluidos no pré-sal no Parque das Baleias, Bacia de Campos.** Monografia, Universidade Federal Fluminense.

Doligez, B., Bessis, F., Burrus, J., Ungerer, P., e Chenet, P. Y. (1986). **Integrated numerical simulation of the sedimentation heat transfer, hydrocarbon formation and fluid migration in a sedimentary basin: the THEMIS model.** Collection colloques et séminaires-Institut français du pétrole, (44), 173-195.

Doligez, B., Ungerer, P., Chenet, P. Y., Burrus, J., Bessis, F., e Bessereau, G. (1987). **Numerical modelling of sedimentation, heat transfer, hydrocarbon formation and fluid migration in the Viking Graben, North Sea.** Petroleum Geology of Northwest Europe. Heyden, London, 1039-1048.

Fontanelli, P. de R. (2007). **Proveniência dos arenitos-reservatório de água profunda do Campo de Jubarte, Bacia de Campos, Margem Equatorial Brasileira.** Dissertação de Mestrado, Universidade Federal do Rio Grande do Sul.

Guardado, L. R., Spadini A. R., Brandão J. S. L., Mello M. R. (2000). **Petroleum system of the Campos Basin**. Petroleum systems of South Atlantic margins: AAPG Memoir 73, p. 317–324.

Hazra, B., Wood D. A., Mani, D., Singh, P. K., Singh, A. K. (2019). **Evaluation of Shale Source Rocks and Reservoirs**. Petroleum Engineering, Springer.

Hantschel, T., Kauerauf, A. I. (2009). **Fundamentals of basin and petroleum systems modeling**. Springer Science & Business Media.

Machado, L. C. R., Kowsmann, R. O., Almeida-Jr, W., Murakami, C. Y., Schreiner, S., Miller, D. J., & Piauilino, P. O. V. (2004). **Geometria da porção proximal do sistema deposicional turbidítico moderno da Formação Carapebus, Bacia de Campos: modelo para heterogeneidades de reservatório**. Boletim de Geociências da Petrobrás, v. 12, n.2 p. 287-315.

Magoon, L. B., e Beaumont, E. A. (1999). **Treatise of Petroleum Geology/Handbook of Petroleum Geology: Exploring for Oil and Gas Traps**. Chapter 3: Petroleum Systems.

Padilla, L. S. V. (2006). **Análise de bacia e modelagem de sistemas petrolíferos na borda sudoeste da Sub-Bacia de Plato, Vale Inferior do Magdalena, Colômbia**. Dissertação de Mestrado, Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE.

Penteado, H. L. de B.; Behar, F., Lorant, F., Oliveira, D. C. (2007). **Study of biodegradation processes along the Carnaubais trend, Potiguar basin (Brazil) – Part 2**. *Organic geochemistry*, 38(8), 1197-1211.

Pereira, G.B. (2015). **Bacia de Campos - Sumário Geológico e Setores em Oferta**. 13ª Rodada de Licitações de Petróleo e Gás. Superintendência de Definição de Blocos SDB, ANP.

Pereira, G.B.; Luparelli, A. (2015). **Bacia de Campos**. Superintendência de Definição de Blocos SDB, ANP.

Portella, Y. (2017). **Sumário Geológico e Setores em Oferta da Bacia de Campos, 15ª Rodada de Concessões**. Rio de Janeiro: Agência Nacional de Petróleo, Gás e Biocombustíveis (ANP), Superintendência de Definição de Blocos.

Silva, V. L. da (2015). **Análise da taxa de subsidência da Bacia de Campos nas proximidades do Lineamento Alegre**. Trabalho de Conclusão de Curso, Universidade Federal do Pampa (UNIPAMPA).

Souza, M. K. de (2009). **Avaliação da capacidade e do potencial selante das rochas capeadoras do campo de Namorado-Bacia de Campos-Brasil**. Dissertação de Mestrado, Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ).

Tissot, B. P., & Welte, D. H. (1984). **Petroleum Formation and Occurrence**. Springer-Verlagm Berlin Heidelberg.

Ungerer, P., Bessis, F., Chenet, P. Y., Durand, B., Nogaret, E., Chiarelli, A., ... e Perrin, J. F. (1986). **Geological and geochemical models in oil exploration; principles and practical examples**.

Walters, C. C. (2007). **The Origin of Petroleum**. Practical Advances in Petroleum Processing. Capítulo 2, p. 79-101.

Waples, D. W., Kamata, H., e Suizu, M. (1992). **The Art of Maturity Modeling, Part 1: Finding a Satisfactory Geologic Model (1)**. AAPG Bulletin, 76(1), 31-46.

Winter, W.R. ; Jahnert, R.J. ; França, A.B. (2007). **Bacia de Campos**. Boletim de Geociências da Petrobras, v.15 (2), p. 511-529.