

Daniel Brasil Canellas

**MODELAGEM 2D DE SISTEMAS PETROLÍFEROS EM UMA SEÇÃO
GEOLÓGICA EM ÁGUAS PROFUNDAS E ULTRAPROFUNDAS NA
BACIA DA FOZ DO AMAZONAS**

Dissertação de Mestrado

UFF
Niterói
2020

Daniel Brasil Canellas

**MODELAGEM 2D DE SISTEMAS PETROLÍFEROS EM UMA SEÇÃO
GEOLÓGICA EM ÁGUAS PROFUNDAS E ULTRAPROFUNDAS NA BACIA DA
FOZ DO AMAZONAS**

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Dinâmica dos Oceanos e da Terra, DOT, da Universidade Federal Fluminense, como requisito parcial necessário para obtenção do título de Mestre em Dinâmica dos Oceanos e da Terra.

Orientador:

Dr. Cleverson Guizan Silva

Ficha catalográfica automática - SDC/BIG
Gerada com informações fornecidas pelo autor

C221m Canellas, Daniel Brasil
Modelagem 2D de Sistemas Petrolíferos em uma Seção
Geológica em Águas Profundas e Ultraprofundas na Bacia da Foz
do Amazonas / Daniel Brasil Canellas ; Cleverson Guizan Silva,
orientador. Niterói, 2020.
107 f. : il.

Dissertação (mestrado) - Universidade Federal Fluminense,
Niterói, 2020.

DOI: <http://dx.doi.org/10.22409/PPGDOT.2020.m.13598086717>

1. Bacia da Foz do Amazonas. 2. Modelagem de Sistemas
Petrolíferos. 3. Rochas Geradoras. 4. Produção intelectual.
I. Silva, Cleverson Guizan, orientador. II. Universidade
Federal Fluminense. Instituto de Geociências. III. Título.

CDD -

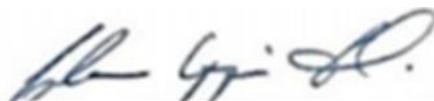
DANIEL BRASIL CANELLAS

MODELAGEM 2D DE SISTEMAS PETROLÍFEROS EM UMA SEÇÃO GEOLÓGICA EM ÁGUAS PROFUNDAS E ULTRAPROFUNDAS NA BACIA DA FOZ DO AMAZONAS

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Dinâmica dos Oceanos e Terra, da Universidade Federal Fluminense, como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre
Área de Concentração: Dinâmica dos Oceanos e da Terra

Aprovada em 10 de Junho de 2020

BANCA EXAMINADORA



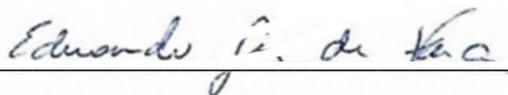
Prof. Dr. Cleverton Guizan Silva (Orientador)

(GIECAR/GGO/UFF)



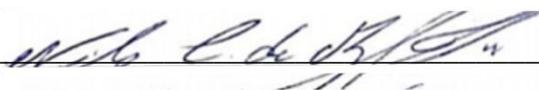
Prof. Dr. Antonio Fernando Menezes Freire

(GIECAR/GGO/UFF)



Dr. Eduardo Lopes de Faria

(Enauta)



Dr. Nilo Chagas de Azambuja Filho

(Geostrata)

Agradecimentos

Meus sinceros agradecimentos:

À Enauta Energia S.A., por todo suporte, apoio e contribuição para a realização desse trabalho e meu desenvolvimento profissional e pessoal. Às empresas Beicip-Franlab, ION e ANP, pela permissão de utilização e demonstração dos dados sísmicos, poços e *software* de modelagem. Ao meu orientador, Cleverson, pela oportunidade de participação no curso de pós-graduação da UFF, pela confiança, acompanhamento e disponibilidade. À Universidade Federal Fluminense, amigos e professores, por todo ensinamento e apoio técnico-científico ao longo desses anos de convivência. À equipe de exploração da Enauta que me ajudou com sugestões, discussões, auxílios e conselhos. Em especial ao José Mendes, Eduardo Faria e Ronaldo Baldi, que me apoiaram na realização deste projeto. Aos colegas Eduardo Demio, Marcia Karan, Flávia Ponte, Alexandre Souza e Felipe Nascimento por toda contribuição técnica e discussões.

Aos meus pais, pelo incentivo constante e por sempre depositarem sua confiança em mim.

E por fim à minha esposa Débora, pelo apoio, incentivo constante, paciência e por acreditar no meu potencial.

Muito obrigado.

Resumo

CANELLAS, Daniel Brasil. Modelagem 2D de Sistemas Petrolíferos em uma Seção Geológica em Águas Profundas e Ultraprofundas na Bacia da Foz do Amazonas. Niterói, 2020, 107f. Dissertação (Mestrado em Geofísica) - Programa de Pós Graduação em Dinâmica dos Oceanos e da Terra, Instituto de Geociências da Universidade Federal Fluminense, Niterói, 2020.

A atividade de exploração de petróleo, principalmente em bacias de fronteira exploratória como a Bacia da Foz do Amazonas, é uma atividade de alto risco, devido ao escasso conhecimento e incertezas a respeito da geologia dessas regiões. A fim de mitigar os riscos exploratórios, novas tecnologias têm sido desenvolvidas ao longo do tempo com o intuito de auxiliar no entendimento e na avaliação dos processos evolutivos de uma bacia sedimentar. Dentre esses avanços tecnológicos, destacam-se as ferramentas de modelagem de sistemas petrolíferos. A modelagem de sistemas petrolíferos é uma ferramenta multidisciplinar capaz de integrar dados geológicos, geofísicos e de engenharia, além de simular a evolução das bacias sedimentares ao longo do tempo geológico e avaliar os processos de geração, migração e acumulação de hidrocarbonetos. Este trabalho tem o objetivo de realizar uma modelagem bidimensional de sistemas petrolíferos em uma seção geológica que abrange a região de águas profundas e ultraprofundas da Bacia da Foz do Amazonas. A modelagem foi desenvolvida com o *software* TemisFlow™, a qual possibilitou um melhor entendimento sobre a dinâmica dos sistemas petrolíferos da bacia, permitindo assim, a avaliação do potencial de hidrocarbonetos ao longo do modelo. Foram identificados seis potenciais intervalos de rochas geradoras na bacia, três camadas inseridas na sequência Rife, de idades Eoaptiano à Eoalbiano, e três camadas presentes na sequência Drite, de idades Albiano-Cenomaniano, Turoniano e Eoceno. A caracterização e identificação das rochas geradoras da bacia foram feitas a partir da análise e interpretação dos dados de carbono orgânico total (COT), vitrinita e pirólise Rock-Eval. Os resultados da modelagem sugerem que as rochas geradoras de idade Albiano-Cenomaniano e Turoniano, em termos de maturação, se encontram atualmente na janela de óleo, e atingiram o pico de expulsão durante o Mesomioceno, concomitante com o desenvolvimento do Cone do Amazonas. Essas rochas geradoras são as principais contribuintes de hidrocarbonetos para os reservatórios do Neocretáceo.

Palavras-chave: Bacia da Foz do Amazonas; Modelagem de Sistemas Petrolíferos; Rochas Geradoras.

Abstract

CANELLAS, Daniel Brasil. Modelagem 2D de Sistemas Petrolíferos em uma Seção em Águas Profundas e Ultraprofundas na Bacia da Foz do Amazonas. [2D Petroleum System Modeling in a Deep and Ultra Deep Water Geological Section in the Foz do Amazonas Basin]. Niterói, 2020, 107f. Dissertação (Mestrado em Geofísica) - Programa de Pós Graduação em Dinâmica dos Oceanos e da Terra, Instituto de Geociências da Universidade Federal Fluminense, Niterói, 2020.

The oil and gas exploration activity mainly in frontiers exploration basins, such as the Foz do Amazonas Basin, is a high risk activity due to the scarce knowledge and uncertainties regarding the geology of the sedimentary environments associated to these areas. In order to mitigate exploratory risks, new technologies have been developed over time to help understand and evaluate the evolutionary processes of a sedimentary basin. Among these technological advances, stand out the petroleum systems modeling tools. Petroleum system modeling is a multidisciplinary tool capable to integrate geological, geophysical and engineering datas, simulating the evolution of sedimentary basins over geological time and assessing the processes of hydrocarbon generation, migration and accumulation. This work aims to perform a two-dimensional petroleum systems modeling in a geological section that covers the deep and ultradeep water area in the the Foz do Amazonas Basin. The modeling was developed with TemisFlow™ software, which provided a better understanding of the petroleum system dynamics in the área, thus allowing the evaluation of hydrocarbon potential in the model. Six potential intervals of source rocks were identified in the basin, three layers inserted in the Rifte sequence related to the Eoaptian to Eoalbian ages, and three layers present in the Drifte sequence, associated with the Albian-Cenomanian, Turonian and Eocene ages. The characterization and identification of the source rocks were based on the analysis and interpretation of the total organic carbon (TOC), vitrinite and Rock-Eval pyrolysis datas. The modeling results suggest that the Albian-Cenomanian and Turonian source rocks, in terms of maturity, are currently in the oil window and have reached the pick of expulsion during the Mesomiocene, concomitant with the Amazon Cone development. These source rocks are the main hydrocarbon contributors to the Neocretaceous reservoirs.

Key-Words: Foz do Amazonas Basin; Petroleum System Modeling; Source Rocks.

Lista de figuras

Figura 1- Localização da Bacia sedimentar da Foz do Amazonas, destacada em amarelo no mapa. A linha em vermelho representa a localização da linha sísmica utilizada na modelagem bidimensional de sistemas petrolíferos (Fonte da imagem: Google Earth).....	3
Figura 2- Bacias sedimentares que compõem a Margem Equatorial Brasileira (Fonte da imagem: Google Earth).	5
Figura 3- Eventos distensivos da Margem Equatorial Brasileira, segundo Soares Jr. <i>et al.</i> , (2008). (A) Primeiro evento (Neotriássico). (B) Segundo evento (Eocretáceo – Valanginiano a Albiano). (C) Terceiro evento (Eocretáceo – Albiano). A referência geográfica é a atual.	7
Figura 4- Modelo geodinâmico esquemático da margem transformante considerando os estágios de evolução pré, sin e pós-transformantes (Lepinay, 2016 <i>apud</i> Mascle, 1987).....	8
Figura 5: Carta Estratigráfica da Bacia da Foz do Amazonas (Fonte: Figueiredo <i>et al.</i> , 2007).	11
Figura 6- Esquema de um sistema petrolífero (modificado de Magoon & Down, 1994)	12
Figura 7- Principais etapas da evolução da matéria orgânica (Modificada de Thomas, 2001).	13
Figura 8- Definição de migração primária e secundária (modificada de Tissot & Welte, 1984).....	15
Figura 9- Diferentes tipos de trapas reconhecidas na Bacia da Foz do Amazonas (modificado de Requejo <i>et al.</i> , 1984).....	17
Figura 10- Histórico exploratório da Bacia da Foz do Amazonas (Fonte: ANP).....	19
Figura 11- Representação esquemática do ciclo de análise e do resultado da pirólise Rock-Eval (modificado de Espitalié <i>et al.</i> , 1985).	22
Figura 12- Diagrama de Van Krevelen (modificado de McCarthy <i>et al.</i> , 2011).....	23
Figura 13- Valores percentuais de reflectância de vitrina associados aos estágios de geração de hidrocarboneto (modificado de Dow, 1977).....	25
Figura 14- Base de dados utilizada no projeto. A linha vermelha indica a linha sísmica 2D em profundidade, a linha na cor laranja representa a linha sísmica 2D em tempo, e os pontos pretos representam os 12 poços dos quais foram extraídas as informações de litologia e parâmetros geoquímicos (Fonte: Petrel).....	26
Figura 15- Fluxograma esquemático de modelagem de sistemas petrolíferos.....	28
Figura 16- Compilação das curvas de compactação (porosidade x profundidade) para arenitos (a), folhelhos (b) e carbonatos (c). Notar que os folhelhos se compactam mais rápido em comparação aos arenitos. Já a relação porosidade x profundidade para os carbonatos varia de acordo com os tipos de grãos e quantidade de cimentação (modificado de Giles, 1997 <i>apud</i> Allen & Allen, 2005).	29
Figura 17- Esquema ilustrativo da descompactação (<i>backstripping</i>) em uma seção sísmica 2D (modificada de Roberts <i>et al.</i> , 1998).	30
Figura 18- Modelo esquemático do estiramento listosférico proposto por Mckenzie (1978)..	33
Figura 19- Modelo modificado de McKenzie (1978) para explicar a formação e a evolução das bacias distensivas e de margem passiva: a) Litosfera antes do estiramento; b) Litosfera após o rifteamento instantâneo; c) Litosfera após o relaxamento térmico e recuperação do gradiente de temperatura inicial. β é o fator de estiramento relacionado à litosfera e L representa a espessura da litosfera.....	34
Figura 20- Modelo de cinética composicional proposto por Behar <i>et al.</i> , 1997, para amostras de querogênio tipo II e tipo III da Bacia de Paris e do Delta de Mahakam respectivamente...37	37

Figura 21- Seção sísmica utilizada para amarração dos principais intervalos estratigráficos (diferenciados por cores), localizada na região de águas rasas da Bacia da Foz do Amazonas. Em destaque, o poço 1-APS-44, caracterizado pela coluna litológica juntamente com as idades geológicas. No mapa de localização observa-se em roxo a linha referente a seção sísmica que passa pelo poço 1-APS-44.	41
Figura 22- Seção geológica esquemática (A-B) dos poços utilizados para a construção do modelo litológico. Em destaque, os principais intervalos litoestratigráficos da bacia da Foz do Amazonas. A seção é composta pelos poços 1-APS-44, 1-APS-29, 1-APS-45, 1-APS-52 e 1-APS-31, como observado no mapa de localização.	42
Figura 23- Principais propriedades e parâmetros petrofísicos utilizados para os arenitos do modelo, de acordo com a biblioteca do TemisFlow™.	44
Figura 24- Principais propriedades e parâmetros petrofísicos utilizados para os folhelhos do modelo, de acordo com a biblioteca do TemisFlow™.	44
Figura 25- Principais propriedades e parâmetros petrofísicos utilizados para os calcarenitos do modelo, de acordo com a biblioteca do TemisFlow™.	45
Figura 26- Seção sísmica utilizada para a realização da modelagem bidimensional de sistemas petrolíferos na Bacia da Foz do Amazonas. Em destaque os quatorze horizontes mapeados e a localização da linha sísmica na bacia.	46
Figura 27- Seção geológica derivada da sísmica 2D carregada no TemisFlow™ ilustrando a geometria da seção após a definição das litologias e das principais sequências cronoestratigráficas da Bacia da Foz do Amazonas.	46
Figura 28- Gráficos que expressam as relações entre os valores de temperatura e profundidade (a) e vitrinite e profundidade (b). Notar que os dados extraídos dos poços estão em conformidade com o modelo (linha preta).	47
Figura 29- Curvas de temperatura do fundo do mar, no presente, calculadas a partir da metodologia proposta por Beardsmore & Cull (2001). O gráfico expressa a relação entre a temperatura (°C) e a profundidade em metros da lâmina d'água na seção modelada.	48
Figura 30- Gráfico referente aos valores de beta (β) ao longo da seção. Na seção sísmica observa-se os horizontes do embasamento e da Moho, interpretados em vermelho e roxo respectivamente, utilizados para o cálculo da espessura crusta atual ao longo da seção.	49
Figura 31- Resultado do estiramento crustal na seção ao longo do tempo geológico. A) Espessura original da litosfera no começo do evento Rife (130M.a.). B) Ilustração do comportamento da litosfera ao final do evento Rife (102Ma.a.). C) Litosfera totalmente estendida no presente (0M.a.).	50
Figura 32- Curvas ilustrativas da história evolutiva do fluxo térmico na porção de águas profundas e ultraprofundas da Bacia da Foz do Amazonas.	51
Figura 33- Distribuição dos valores de temperatura no presente (0M.a.) ao longo da seção bidimensional da Bacia da Foz do Amazonas.	52
Figura 34- Posicionamento estratigráfico das rochas geradoras atribuídas ao modelo bidimensional na Bacia da Foz do Amazonas.	53
Figura 35- a) Gráfico de teor de carbono orgânico total (COT) vs. profundidade representativo dos intervalos geradores das sequências Rife I e Rife II. b) Diagrama de Van Krevelen mostrando a distribuição dos valores de índice de hidrogênio (IH) e de oxigênio (IO) dos intervalos geradores representativos das sequências Rife I e Rife II.	54
Figura 36- Perfil geoquímico do poço 1-APS-18 destacando os valores de COT e pirólise Rock-Eval dos intervalos de rochas geradoras associados às sequências Rife I (verde) e Rife II (azul) na Bacia da Foz do Amazonas.	55

Figura 37- a) Gráfico de teor de carbono orgânico total (COT) vs. profundidade representativo do intervalo gerador da sequência Rifte II. b) Diagrama de Van Krevelen mostrando a distribuição dos valores de índice de hidrogênio (IH) e de oxigênio (IO) do intervalo gerador representativo da sequência Rifte II da Bacia da Foz do Amazonas.....	55
Figura 38- Perfil geoquímico do poço 1-APS-49 destacando os valores de COT e pirólise Rock-Eval do intervalo gerador referente a sequência Rifte II (verde) na Bacia da Foz do Amazonas.	56
Figura 39- a) Gráfico de teor de carbono orgânico total (COT) vs. profundidade representativo do intervalo gerador da sequência Rifte III. b) Diagrama de Van Krevelen mostrando a distribuição dos valores de índice de hidrogênio (IH) e de oxigênio (IO) do intervalo gerador representativo da sequência Rifte III da Bacia da Foz do Amazonas.	57
Figura 40- Perfil geoquímico do poço 1-APS-31 destacando os valores de COT e pirólise Rock-Eval do intervalo gerador referente à sequência Rifte III (verde) na Bacia da Foz do Amazonas.	57
Figura 41- a) Gráfico de teor de carbono orgânico total (COT) vs. profundidade representativo dos intervalos geradores da sequência Drifte I. b) Diagrama de Van Krevelen mostrando a distribuição dos valores de índice de hidrogênio (IH) e de oxigênio (IO) dos intervalos geradores representativos da sequência Drifte I da Bacia da Foz do Amazonas	58
Figura 42- Perfil geoquímico do poço 1-APS-29 destacando os valores de COT e pirólise Rock-Eval dos intervalos geradores referentes a sequência Drifte I na Bacia da Foz do Amazonas. Intervalo gerador de idade Albiano-Cenomaniano destacado em verde e de idade Turoniano, destacado em azul.	59
Figura 43- Localização dos poços do <i>Ocean Drilling Program – Leg 207</i> (Fonte da imagem: <i>Google Earth</i>).	60
Figura 44- Resumo dos principais eventos anóxicos globais associados aos eventos tectônicos, geoquímicos, dados sobre a variação do nível do mar e ocorrência de plânctons durante o Cretáceo. Correlação dos eventos anóxicos globais com os intervalos geradores interpretados nos poços da Bacia da Foz do Amazonas (modificado de Leckie <i>et al.</i> , 2002).	60
Figura 45- Parâmetros cinéticos utilizados nas rochas geradoras da sequência Rifte I (A) e sequências Rifte II e Rifte III (B). Potencial de geração de hidrocarboneto S2 (%) vs. Energia de ativação (kcal/mol).	61
Figura 46- Parâmetro cinético utilizado nas rochas geradoras das sequências Drifte I e Drifte II.	62
Figura 47- Evolução do processo de descompactação das camadas sedimentares no modelo a partir da utilização do método de <i>backstripping</i>	63
Figura 48- Seção 2D ilustrando a modelagem da maturação calculada no presente (0M.a.) baseada nos valores de reflectância da vitrinita (%Ro).	64
Figura 49- Gráfico ilustrando a avaliação dos 10 pontos extraídos ao longo da rocha geradora da sequência Rifte I baseada nos valores de reflectância da vitrinita (%Ro).	65
Figura 50- Gráfico ilustrando a avaliação dos 10 pontos extraídos ao longo da rocha geradora da sequência Rifte II baseada nos valores de reflectância da vitrinita (%Ro).	66
Figura 51- Gráfico ilustrando a avaliação dos 10 pontos extraídos ao longo da rocha geradora da sequência Rifte III baseada nos valores de reflectância da vitrinita (%Ro).	67
Figura 52- Gráfico ilustrando a avaliação dos 10 pontos extraídos ao longo da rocha geradora de idade Albiano-Cenomaniano baseada nos valores de reflectância da vitrinita (%Ro).	68
Figura 53- Gráfico ilustrando a avaliação dos 10 pontos extraídos ao longo da rocha geradora de idade Turoniano baseada nos valores de reflectância da vitrinita (%Ro).	69

Figura 54- Gráfico ilustrando a avaliação dos 10 pontos extraídos ao longo da rocha geradora de idade Eoceno baseada nos valores de reflectância da vitrinita (%Ro).	70
Figura 55- Seção 2D ilustrando a taxa de transformação calculada no presente (0M.a.) para cada intervalo de rocha geradora do modelo.	71
Figura 56- Gráfico ilustrando a avaliação da taxa de transformação (%) a partir de 10 pontos extraídos ao longo da rocha geradora da sequência Rifte I.	73
Figura 57- - Gráfico ilustrando a avaliação da taxa de transformação (%) a partir de 10 pontos extraídos ao longo da rocha geradora da sequência Rifte II.	74
Figura 58- Gráfico ilustrando a avaliação da taxa de transformação (%) a partir de 10 pontos extraídos ao longo da rocha geradora da sequência Rifte III.	75
Figura 59- Gráfico ilustrando a avaliação da taxa de transformação (%) a partir de 10 pontos extraídos ao longo da rocha geradora do intervalo Albiano-Cenomaniano.	76
Figura 60- Gráfico ilustrando a avaliação da taxa de transformação (%) a partir de 10 pontos extraídos ao longo da rocha geradora do intervalo Turoniano.	77
Figura 61- Gráfico ilustrando a avaliação da taxa de transformação (%) a partir de 10 pontos extraídos ao longo da rocha geradora do intervalo Eoceno.	78
Figura 62- Rotas de migração dos hidrocarbonetos ao longo do tempo geológico. As seções mostram a porcentagem de saturação de hidrocarbonetos juntamente com os vetores (cor verde), indicando a rota dos hidrocarbonetos ao longo das camadas.	79
Figura 63- Seção bidimensional ilustrando as saturações de hidrocarbonetos no presente (0M.a.).	80
Figura 64- Gráfico indicando a composição média das saturações de hidrocarbonetos para os reservatórios do Neocretáceo na Bacia da Foz do Amazonas e a contribuição de cada intervalo gerador da bacia. As saturações avaliadas estão destacadas por elipses na cor branca na seção.	81
Figura 65- Gráfico ilustrando a avaliação das saturações de hidrocarbonetos (%) nos reservatórios do Neocretáceo ao longo do tempo geológico.	82
Figura 66- Resumo dos indícios de pressão anormal nos poços pertencentes a base de dados deste trabalho.	83
Figura 67- Evolução dos valores de pressão de poros após a deposição dos sedimentos do Cone do Amazonas ao longo da seção modelada.	84

Lista de tabelas

Tabela 1- Evolução tectônica da Margem Equatorial Brasileira considerando os eventos pré, sin e pós-transformantes (modificado de MATOS, 2000).	7
Tabela 2- Classificação do potencial petrolífero de rochas geradoras em função do percentual de carbono orgânico total (COT) segundo Peters e Cassa (1994).	21
Tabela 3- Nível de maturação da matéria orgânica de acordo com os valores percentuais de T _{máx} segundo Peters & Cassa (1994).	22
Tabela 4- Valores de Índice de Hidrogênio relacionados ao tipo de querogênio e o produto gerado segundo Peters e Cassa (1994).	24
Tabela 5- Idades deposicionais dos intervalos litoestratigráficos da Bacia da Foz do Amazonas utilizados na modelagem 2D.	41
Tabela 6- Lista das litologias e suas respectivas cores utilizadas na modelagem 2D.	43
Tabela 7- Valores de temperatura utilizados como <i>input</i> para a realização da modelagem.....	48

Lista de abreviaturas e siglas

COT	Carbono Orgânico Total
HCl	Ácido Clorídrico
S1	Hidrocarbonetos livres na rocha
S2	Hidrocarbonetos gerados pela pirólise
S3	CO ₂ gerado pela matéria orgânica da rocha
TMÁX	Temperatura onde a máxima quantidade de hidrocarboneto foi gerada
IP	Índice de Produção
IH	Índice de Hidrogênio
IHr	Índice de Hidrogênio residual
IO	Índice de Oxigênio
IOr	Índice de Oxigênio residual
TT	Taxa de Transformação
%Ro	Porcentagem de luz refletida em uma amostra imersa em óleo
∅	Porosidade
∅ _o	Porosidade inicial
hp	Altura do Poro
K	Parâmetro de compactação
Z	Profundidade
ht	Comprimento do cilindro de rocha
hs	Altura dos sólidos
q	Fluxo de calor
∇T	Gradiente de temperatura
λ	Condutividade térmica das rochas
TFM	Temperatura no fundo do mar
BWT	Temperatura na base da coluna de água
L	Latitude
T _c	Ponto de congelamento
β	Fator de estiramento crustal
K	Constante de velocidade
A	Fator de frequência
E	Energia de Ativação
T	Temperatura

R	Constante de gases
Pc	Pressão capilar
Pco	Pressão capilar em um sistema óleo-água
Pcg	Pressão capilar em um sistema gás-água
γ	Tensão interfacial do sistema
r	Raio de curvatura entre as superfícies
θ	Ângulo de contato entre os fluidos
v_p	Velocidade do fluxo em uma determinada fase
μ_p	Mobilidade do Fluxo
Δp	Diferença de potencial de pressão
Δl	Distância no espaço
Moho.	Descontinuidade de Mohorovicic
Fm.	Formação

SUMÁRIO

AGRADECIMENTOS	V
RESUMO	V
ABSTRACT	VII
LISTA DE FIGURAS	VIII
LISTA DE TABELAS	XII
LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS	XIII
SUMÁRIO	XV
1 ASPECTOS INTRODUTÓRIOS	1
1.1 Introdução	1
1.2 Motivação	2
1.3 Objetivo	2
1.4 Área de Estudo	3
1.5 Escopo da Dissertação	4
2 GEOLOGIA REGIONAL	5
2.1 Evolução Tectônica da Margem Equatorial Brasileira	5
2.2 Arcabouço Tectonoestratigráfico da Bacia da Foz do Amazonas	9
2.3 Sistemas Petrolíferos na Bacia da Foz do Amazonas	12
2.3.1 Rochas Geradoras	13
2.3.2 Migração	14
2.3.3 Rochas Reservatório	15
2.3.4 Trapa ou Armadilha	16
2.3.5 Rochas Selantes	18
2.4 Histórico Exploratório da Bacia da Foz do Amazonas	18

3 TÉCNICAS ANALÍTICAS UTILIZADAS PARA CARACTERIZAÇÃO DAS ROCHAS GERADORAS	20
3.1 Carbono Orgânico Total (COT)	20
3.2 Pirólise	21
3.3 Reflectância da Vitrinita	24
4 BASE DE DADOS E METODOLOGIA APLICADA À MODELAGEM DE SISTEMAS PETROLÍFEROS	26
4.1 Base de Dados	26
4.2 Metodologia da Modelagem de Sistemas Petrolíferos	27
4.2.1 Subsidência e Compactação	28
4.2.2 História Térmica	31
4.2.3 Parâmetros Cinéticos	35
4.2.4 Fluxo de Fluidos	37
5 MODELAGEM 2D DE SISTEMAS PETROLÍFEROS	39
5.1 Resultados e Discussões	40
5.1.1 Definição do Arcabouço Cronoestratigráfico	40
5.1.2 Definição do Modelo Litoestratigráfico	41
5.1.3 Construção do Modelo Bidimensional	45
5.1.4 Calibração e História Evolutiva do Fluxo Térmico	46
5.1.5 Caracterização das Principais Rochas Geradoras	52
5.1.6 Evolução da Descompactação das Camadas	62
5.1.7 Resultado da Maturação das Rochas Geradoras	63
5.1.8 Análise da Geração e Expulsão de Hidrocarbonetos	71
5.1.9 Rotas de Migração dos Hidrocarbonetos	79
5.1.10 Saturação de Hidrocarbonetos	80
5.1.11 Análise da Pressão de Poros ao Longo da Seção	82
7 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES	85
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	87

1 ASPECTOS INTRODUTÓRIOS

1.1 Introdução

A atividade de exploração de petróleo principalmente em áreas de fronteira como a Bacia da Foz do Amazonas, tem se mostrado de alto risco exploratório devido ao escasso conhecimento e incertezas a respeito da geologia dos ambientes sedimentares associados à essas regiões. As porções localizadas em águas profundas e ultraprofundas tem sido foco de diversas empresas petrolíferas, devido às grandes descobertas feitas nos últimos anos, tornando-se uma tendência que se manifesta entre as principais bacias sedimentares ao redor do mundo.

A fim de mitigar os riscos exploratórios nessas áreas, os novos avanços tecnológicos realizados nas últimas décadas juntamente como desenvolvimento de ferramentas computacionais que auxiliam no entendimento e na avaliação dos principais processos evolutivos de uma bacia sedimentar e do seu potencial petrolífero, têm ganhado cada vez mais destaque na indústria do petróleo. Dentre esses avanços destacam-se os softwares desenvolvidos para a modelagem bidimensional de sistemas petrolíferos.

As técnicas utilizadas para a realização da modelagem de sistemas petrolíferos possibilitam a simulação de parâmetros como a geração, migração e a acumulação de hidrocarboneto ao longo do tempo, além de descrever a evolução geométrica, térmica e de pressões em uma bacia sedimentar. Tais parâmetros permitem mapear os principais fatores que podem inviabilizar, ou não, a economicidade de uma possível acumulação de hidrocarboneto, o que tende a minimizar os riscos exploratórios. Neste estudo, foi gerada uma modelagem bidimensional de sistemas petrolíferos em uma seção geológica a partir de uma seção sísmica 2D que abrange a porção em águas profundas e ultraprofundas na Bacia da Foz do Amazonas.

A seção sísmica modelada foi disponibilizada pela empresa ION, e para o desenvolvimento da modelagem bidimensional utilizou-se o software TemisFlow™, de propriedade da empresa Beicip-Franlab. Além disso, para a realização deste trabalho foi necessária uma ampla análise bibliográfica a respeito da área em estudo e sobre as principais técnicas que envolvem a modelagem de sistemas petrolíferos. Foi utilizada ainda a integração de dados como temperatura, vitrinita, teor de carbono orgânico total (COT), pirólise Rock-Eval e litologia de doze poços localizados na região de águas rasas da bacia, que serviram de calibração para o modelo.

Os resultados deste trabalho poderão contribuir para futuros estudos de sistemas petrolíferos em bacias sedimentares similares, tendo em vista a escassez de informações sobre

o tema em questão. A partir dos resultados gerados, foi possível analisar o comportamento dos principais elementos pertencentes ao sistema petrolífero na região de águas profundas e ultraprofundas da Bacia da Foz do Amazonas, o que irá auxiliar no direcionamento de futuras campanhas exploratórias na bacia.

1.2 Motivação

Embora tenham sido perfurados mais de sessenta poços na Bacia da Foz do Amazonas nas últimas décadas, somente três poços foram perfurados na região de águas profundas, o que evidência, portanto, a escassez de informações e de conhecimento geológico a respeito desta área, principalmente quando comparados à região de águas rasas.

Recentemente, foram feitas importantes descobertas em bacias geologicamente análogas à Bacia da Foz do Amazonas, principalmente em regiões de águas profundas e ultraprofundas. Dentre elas, as descobertas realizadas na Margem Equatorial Africana, onde destaca-se o campo de Jubilee, localizado na Bacia de Tano, em Gana, além da descoberta na região de águas profundas da Guiana, no campo de Zaedyus. Ambas as áreas foram formadas seguindo o mesmo contexto tectônico da Bacia da Foz do Amazonas.

A busca por novas oportunidades exploratórias e da potencialização das áreas já conhecidas na bacia, indicam a necessidade de estudos técnico-científicos que melhor auxiliem na diminuição dos riscos exploratórios e que contribuam para aumentar o conhecimento, principalmente em bacias sedimentares consideradas de nova fronteira, como a Bacia da Foz do Amazonas.

Com isso, a técnica de modelagem de sistemas petrolíferos tem se mostrado uma ferramenta bastante eficaz na avaliação do potencial petrolífero de uma bacia sedimentar, devido a sua capacidade de integração interdisciplinar, a qual permite simular desde os mecanismos formadores da bacia, até os processos de geração, migração e acumulação de hidrocarbonetos.

1.3 Objetivo

O objetivo deste trabalho consiste na elaboração de uma modelagem bidimensional de sistemas petrolíferos a partir de uma seção sísmica 2D, a qual abrange a região de águas profundas e ultraprofundas da Bacia da Foz do Amazonas.

Com os resultados da modelagem de sistemas petrolíferos objetiva-se testar e avaliar de forma consistente os principais elementos de um sistema petrolífero, como a maturação das rochas geradoras na área, o *timing* de geração e expulsão, a rota de migração dos hidrocarbonetos, as principais regiões de armazenamento dos fluidos, predição do tipo de hidrocarboneto gerado, além de possíveis áreas de pressão anormal.

1.4 Área de Estudo

A Bacia da Foz do Amazonas situa-se na porção noroeste da margem equatorial brasileira, abrangendo a plataforma continental, talude e a região de águas profundas até o limite entre a crosta continental e a crosta oceânica. A Bacia da Foz do Amazonas é a bacia marginal mais ao norte da Margem Continental Brasileira, e abrange uma área de 268.000 km² (Brandão & Feijó, 1994). A bacia está limitada a noroeste pelo platô de Demerara e a sudeste pela Bacia do Pará-Maranhão (Mohriak, 2003) (Figura 1).

Neste trabalho a linha sísmica utilizada para a realização da modelagem bidimensional dos sistemas petrolíferos está localizada na porção noroeste da Bacia da Foz do Amazonas, destacada em vermelho no mapa abaixo, e abrange desde a porção de águas rasas até águas ultraprofundas, com uma batimetria que varia entre 64 a 3600 metros.

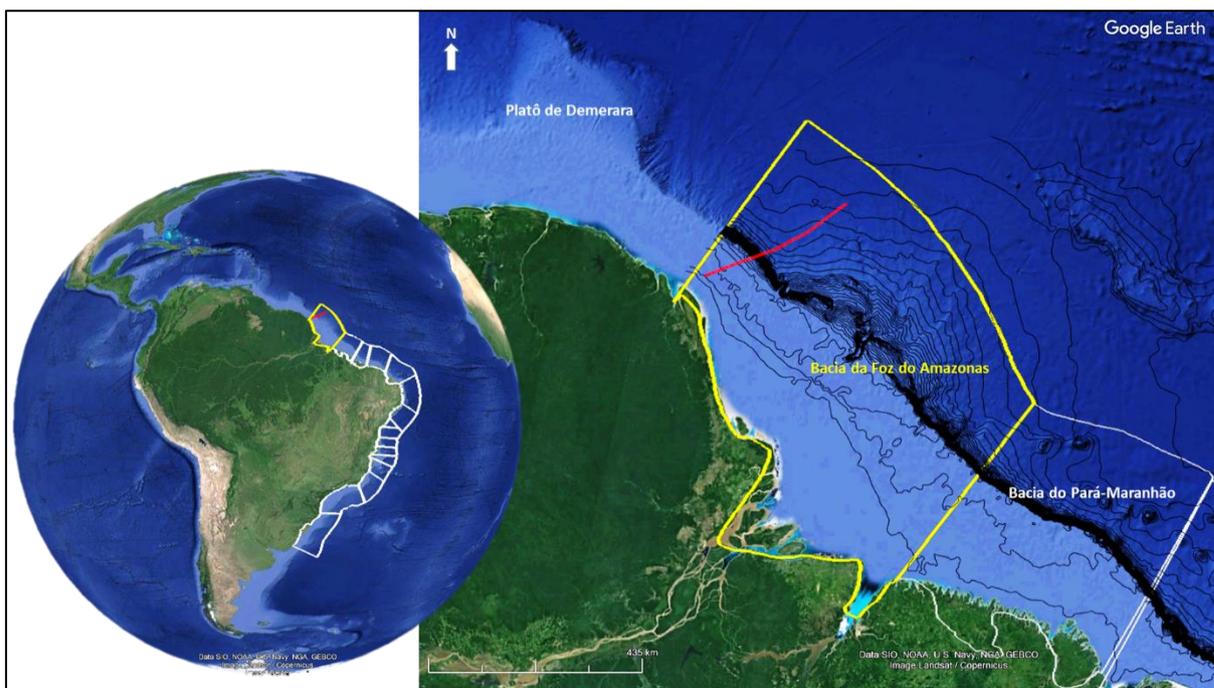


Figura 1- Localização da Bacia sedimentar da Foz do Amazonas, destacada em amarelo no mapa. A linha em vermelho representa a localização da linha sísmica utilizada na modelagem bidimensional de sistemas petrolíferos (Fonte da imagem: Google Earth).

1.5 Escopo da Dissertação

Este trabalho encontra-se organizado em sete capítulos, conforme descrito a seguir:

- Capítulo 1 - Aspectos Introdutórios

No primeiro capítulo é apresentada a introdução, o objetivo, a motivação para a realização deste trabalho, a área de estudo e o escopo desta dissertação.

- Capítulo 2 - Geologia Regional

No segundo capítulo é realizada uma revisão bibliográfica a respeito da evolução tectônica da Margem Equatorial Brasileira, onde a Bacia da Foz do Amazonas está inserida, além de uma breve apresentação sobre o arcabouço tectonoestratigráfico da bacia. São descritos ainda os principais elementos dos sistemas petrolíferos da bacia em questão, além de mostrar o histórico exploratório da Bacia da Foz do Amazonas.

- Capítulo 3 - Técnicas Analíticas Utilizadas para a Caracterização das Rocha Geradoras

O terceiro capítulo consiste na descrição das principais técnicas analíticas para a caracterização das rochas geradoras, as quais incluem a técnica de carbono orgânico total (COT), pirólise Rock-Eval e reflectância da vitrinita.

- Capítulo 4 - Base de Dados e Metodologia Aplicada à Modelagem de Sistemas Petrolíferos

O quarto capítulo mostra os dados disponíveis para a realização deste trabalho e a descrição da metodologia utilizada. É apresentado um mapa com a distribuição espacial dos poços disponíveis, a linha sísmica 2D utilizada na modelagem, além fluxo de trabalho para o desenvolvimento da modelagem bidimensional de sistemas petrolíferos.

- Capítulo 5 - Modelagem 2D de Sistemas Petrolíferos

No quinto capítulo são apresentados os principais parâmetros de entrada para realização da modelagem na área em estudo e os resultados e discussões sobre o tema em questão.

- Capítulo 6 - Conclusões e Recomendações

No sexto capítulo são descritas as principais conclusões obtidas nesta dissertação e as recomendações para trabalhos futuros.

2 GEOLOGIA REGIONAL

2.1 Evolução Tectônica da Margem Equatorial Brasileira

A Margem Equatorial Brasileira engloba as Bacias da Foz do Amazonas, Pará-Maranhão, Barreirinhas, Ceará e Potiguar, e possui uma extensão total de 2.200 km ao longo do Atlântico (Figura 2).

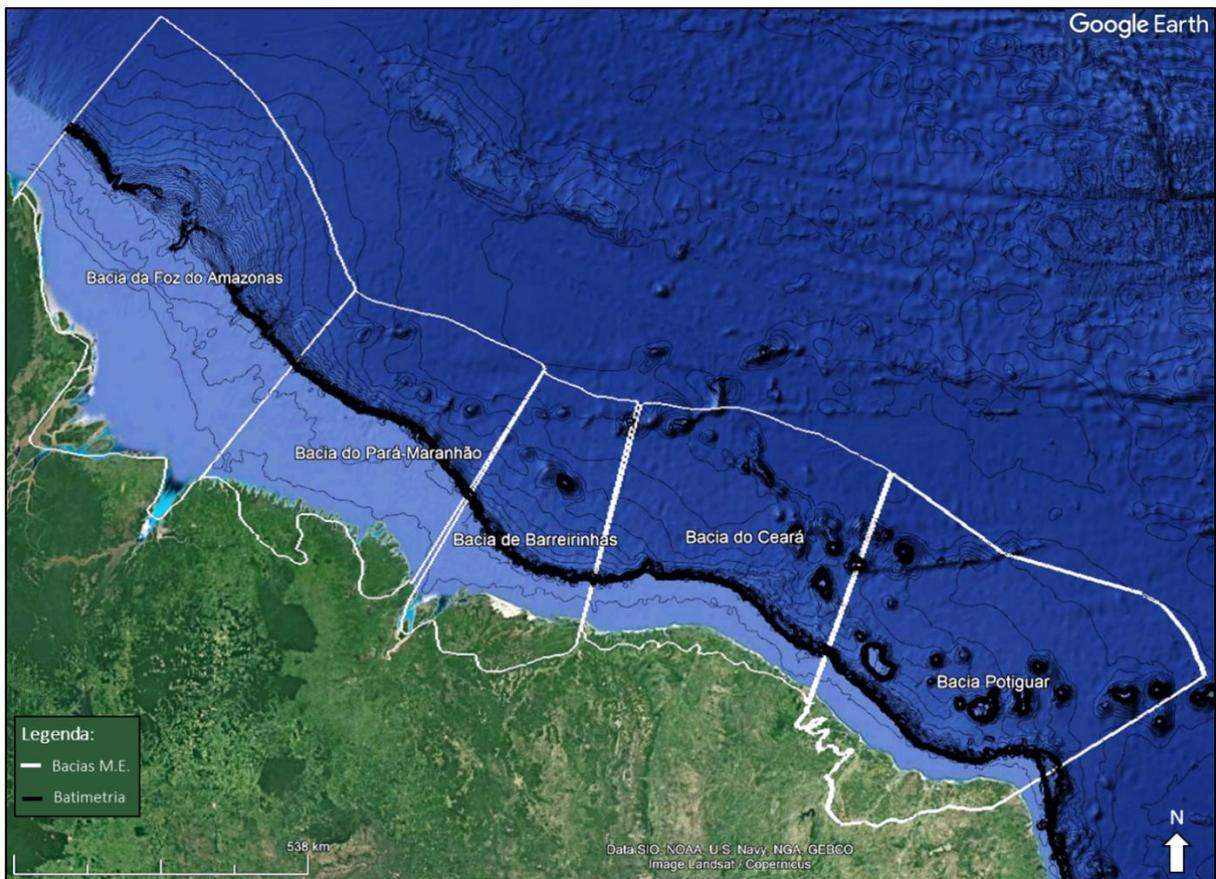


Figura 2- Bacias sedimentares que compõem a Margem Equatorial Brasileira (Fonte da imagem: Google Earth).

O desenvolvimento das bacias sedimentares da Margem Equatorial está diretamente relacionado à tectônica transformante, o qual impôs a esse segmento características específicas no que tange à dinâmica de rifteamento e o padrão estrutural das bacias sedimentares associadas. Os padrões estruturais de rifteamento na Margem Equatorial diferem em relação àqueles da Margem Leste Brasileira, os quais são caracterizados por um sistema de rifte transtensivo, desenvolvido no Aptiano, resultante de uma deformação cisalhante dextral (Matos & Waick, 1998 *apud* Milani *et al.*, 2000).

As bacias da Margem Equatorial Brasileira e do Oeste Equatorial da África representam ainda um exemplo único deste tipo de tectonismo, caracterizado por uma série de bacias

Mesozóica-Cenozóicas estruturalmente complexas. Toda essa região desenvolveu-se a partir da influência principalmente das zonas de fratura de Romanche e São Paulo (Matos, 2000).

Em relação à evolução tectônica da Margem Equatorial Transformante, os autores Soares Jr. *et al.*, (2008) e Matos (2000) propõem modelos evolutivos que consideram três estágios para o desenvolvimento deste seguimento.

Segundo Soares Jr. *et al.*, (2008) a Margem Atlântica Equatorial se desenvolveu a partir de três eventos distensivos durante o Mesozóico.

I - O primeiro evento distensivo teve início no Mesotriássico, caracterizado pela individualização de um rifte de aproximadamente 5000 km de extensão na porção central do Pangea. Esse processo de rifteamento progrediu por 30M.a. até o limite Triássico-Jurássico, quando ocorreu um grande evento vulcânico que incidiu no entorno desta zona de rifteamento. Em seguida começou a separação dos grandes continentes Laurásia e Gondwana que resultou na formação do Oceano Atlântico Central. O rifteamento propiciou, posteriormente, a separação da América do Norte e América do Sul, deixando a região com um braço abortado de uma junção tríplice. Este rifteamento alcançou a parte norte da atual placa Sul-Americana no auge do evento magmático, em torno de 200M.a., e foi a primeira manifestação de fragmentação nessa região, responsável pelo início da formação da Bacia da Foz do Amazonas. Este evento foi marcado pela instalação do Gráben do Calçoene na região (Figura 3a).

II - No segundo evento distensivo, após a formação do Gráben Calçoene ocorreu um período de estabilidade na região de aproximadamente 60M.a., até que no início do Eocretáceo novos esforços de mesma natureza tectônica voltaram a acontecer na área. Estes novos eventos tectônicos reativaram estruturas do Gráben Calçoene dando origem a novas falhas normais na região, as quais foram responsáveis pela formação do Gráben Cassiporé na Bacia da Foz do Amazonas (Figura 3b).

III - O terceiro evento distensivo ocorreu no Eocretáceo (Albiano) com o avanço do rifteamento para noroeste, e está diretamente relacionado à evolução do processo de abertura do Oceano Atlântico Equatorial, o qual deu origem às atuais bacias da Margem Equatorial Brasileira como Ceará, Potiguar, Barreirinhas, Pará-Maranhão e a ampliação da Bacia da Foz do Amazonas (Figura 3c).

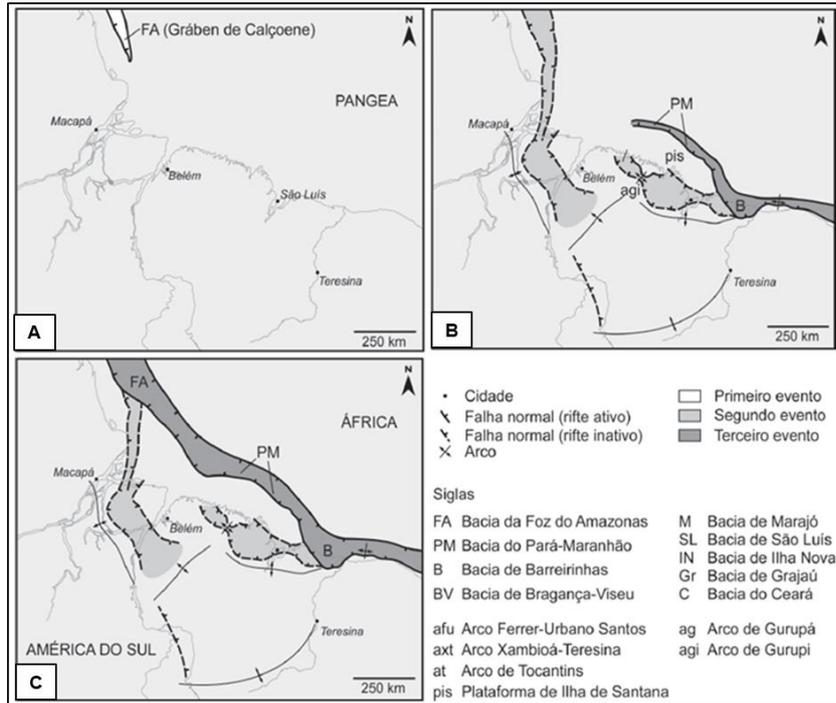


Figura 3- Eventos distensivos da Margem Equatorial Brasileira, segundo Soares Jr. *et al.*, (2008). (A) Primeiro evento (Neotriássico). (B) Segundo evento (Eocretáceo – Valanginiano a Albiano). (C) Terceiro evento (Eocretáceo – Albiano). A referência geográfica é a atual.

A evolução estrutural da Margem Equatorial Transformante proposta por Matos (2000) considerou os estágios: pré-, sin- e pós-transformantes, sumarizados na tabela 1 abaixo.

Tabela 1- Evolução tectônica da Margem Equatorial Brasileira considerando os eventos pré, sin e pós-transformantes (modificado de MATOS, 2000).

ESTÁGIO	CINEMÁTICA/DINÂMICA	EVENTOS	IDADE	FASE
PRÉ TRANSFORMANTE	PRE TRANSTENSÃO	Rift no Centro e Sudeste do Atlântico	Pre Barremiano	Pré-estiramento
	SYN TRANSTENSÃO	Condições Transtensionais e criação de uma série de falhas NW-SE	Barremiano-Aptiano	Estiramento
SYN TRANSFORMANTE	TRANSTENSÃO PURE-SHEAR	Deformação caracterizado por distensão, limitada por zonas de cisalhamento	Albiano ao Cenomaniano	Distensão strike-slip
	TRANSTENSÃO STRIKE-SLIP	O movimento divergente representando a maior parte do deslizamento entre Brasil e África		
	TRANSPRESSÃO STRIKE-SLIP	Cinturão transpressivo		
PÓS TRANSFORMANTE	MARGEM TRANSFORMANTE PASSIVA	Contato de crosta oceânica/continental através de uma falha transformante ativa	Cenomaniano ao Recente	Drift
	MARGEM PASSIVA	Sedimentação contínua como resultado de um resfriamento crustal da litosfera		

O estágio pré-transformante inclui a fase de sedimentação pré-transtensão, que ocorreu durante a idade pré-Barremiano, e a fase sin-transtensão, ocorrida entre o Barremiano e o Aptiano. Esse estágio corresponde aos processos de rifteamento que precederam a formação do Oceano Atlântico Equatorial, que inclui o estiramento ocorrido no Triássico-Jurássico e a fase de fragmentação que deu origem ao Rifte Cassiporé. O período entre o Barremiano e o Aptiano registra ainda uma importante fase de cisalhamento e fraturamento intracontinental, com o acúmulo de sedimentos em diversos depocentros, incluindo a Bacia da Foz do Amazonas. O padrão de rifteamento ao longo da Margem Equatorial, nesta época, é marcado por esforços transtensionais com seguimentos de direção E-W alternados com seguimentos de direção SE-NW disposto em *en-echelon*.

O estágio sin-transformante ocorreu entre o Albiano e o Cenomaniano, e é caracterizado por segmentos transtensionais com cisalhamento puro, limitados por zonas cisalhantes discretas e regiões dominadas por cisalhamento tipo *wrench*, com transtensão e transpressão.

O estágio pós-transformante caracteriza-se pela fase de margem passiva transformante, marcada por uma sedimentação contínua devido ao resfriamento crustal da litosfera e a variação relativa do nível do mar. Nesse estágio evolutivo, os esforços tectônicos exercidos pelas zonas de fratura e falhas transformantes apresentam uma menor influência, e os efeitos térmicos dos centros de espalhamento cessam.

Um modelo esquemático da evolução geodinâmica para a margem transformante pode ser observado abaixo, na figura 4.

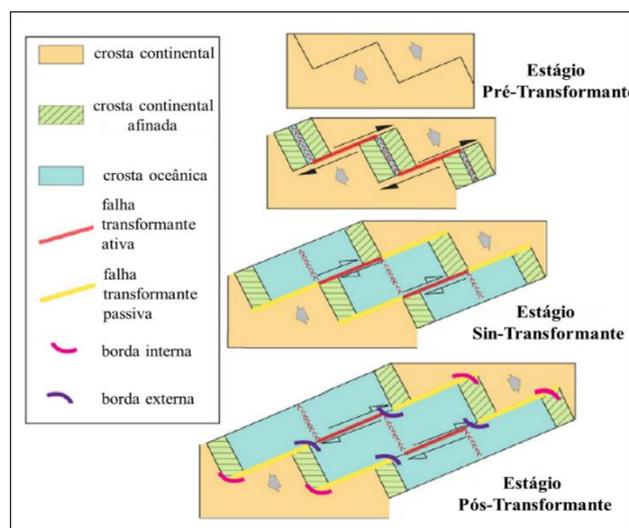


Figura 4- Modelo geodinâmico esquemático da margem transformante considerando os estágios de evolução pré, sin e pós-transformantes (Lepinay, 2016 *apud* Mascle, 1987)

2.2 Arcabouço Tectonoestratigráfico da Bacia da Foz do Amazonas

Os principais estudos sobre a evolução tectono-estratigráfica da Bacia da Foz do Amazonas foram elaborados por Brandão & Feijó (1994) e Figueiredo *et al.*, (2007). A base de dados utilizada por Brandão & Feijó (1994) é constituída de 61 poços e cerca de 63.000 km de seções sísmicas de reflexão. Figueiredo *et al.*, (2007) estudaram as sequências deposicionais da Bacia da Foz do Amazonas com base em informações de diversos trabalhos contratados pela Petrobras, somadas à revisão bibliográfica sobre a bacia e reinterpretação de poços e alinhamento com seções sísmicas disponíveis. Dessa forma, foi realizada uma atualização dos conhecimentos a respeito desta bacia, conforme visto na carta estratigráfica definida pelo autor (Figura 5).

Segundo esses autores, a história sedimentar da Bacia da Foz do Amazonas teve início com a deposição dos clásticos da Megassequência Pré-Rifte de idade Triássica, que em termos de litoestratigrafia corresponde à Formação Calçoene. Essa sequência foi depositada durante o primeiro pulso de rifteamento relacionado à formação do Atlântico Central (Milani & Thomaz Filho, 2000). A Formação Calçoene é formada por um pacote vulcano-sedimentar constituído de rochas ígneas básicas toleíticas intercaladas com arenitos finos a médios de coloração avermelhada (Brandão, 1990). Esses sedimentos arenosos são caracterizados por fácies flúvio-eólico-lacustre, provavelmente depositados em condições intracratônicas desérticas (Figueiredo *et al.*, 2007).

Os sedimentos da Formação Calçoene estão cobertos pela sedimentação da Megassequência Sin-Rifte, a qual foi subdivida por Figueiredo *et al.*, (2007) pelas sequências Rifte I, Rifte II e Rifte III. A deposição da megassequência Sin-Rifte está diretamente relacionada à abertura do Atlântico, desenvolvida no Eocretáceo, correspondendo aos sedimentos da Formação Cassiporé (Bizzi *et al.*, 2003). Esta sedimentação siliciclástica é caracterizada por folhelhos escuros intercalados com arenitos finos associados a ambientes continentais, transicionais e marinhos. Diferentemente do que foi descrito por Brandão & Feijó (1994), Figueiredo *et al.*, (2007) inserem a Formação Codó, de idade Neoaptiana, na Formação Cassiporé. Dessa forma, a Formação Cassiporé seria representada pelas fases Rifte I e Rifte III, e a Formação Codó estaria intercalada a estas formações, sendo classificada como fase Rifte II.

Interpretações recentes indicam que o final da fase Rifte para a Bacia da Foz do Amazonas ocorreu ao final do Albiano. A partir dessa fase, a sedimentação tornou-se marinha franca, com deposição siliciclástica por todo o Neocretáceo, sendo interrompida apenas no Neopaleoceno. Neste período, ocorreu a instalação de uma plataforma carbonático-siliciclástica

a partir do Neopaleoceno até o Mesomioceno, onde observou-se períodos de deposição siliciclástica advindas do Rio Amazonas, que inibiram a deposição carbonática (Figueiredo *et al.*, 2007). A fase Drifte engloba três sequências estratigráficas principais. A primeira está associada à sedimentação clástica marinha transgressiva depositada no Neocretáceo até o Paleoceno, relacionada à Formação Limoeiro. Este intervalo pode ser dividido em duas seções distintas, uma basal argilosa, interpretada como transgressiva, e uma superior progradante, constituída por arenitos finos a grossos, de coloração cinza claro, folhelhos silticos cinza escuros além de siltitos cinza acastanhados e esverdeados (Brandão & Feijó, 1994).

A segunda sequência é marcada pela deposição de uma extensa e espessa plataforma carbonática proximal constituída de carbonatos de águas rasas, depositada entre o Paleoceno e o Mioceno. Esta sequência é caracterizada pela Formação Amapá, a qual encontra-se interdigitada lateralmente pelos arenitos friáveis da Formação Marajó. A plataforma carbonática da Formação Amapá é constituída por uma grande variedade de rochas carbonáticas, como biocalcarenitos nas porções proximais da plataforma, calcissiltitos e calcilutitos na porção externa da plataforma e calcilutitos, margas e folhelhos na região de talude (Brandão & Feijó, 1994). A Formação Marajó é formada basicamente por arenitos médio a grossos friáveis (Schaller, 1991). Já na direção ao eixo da bacia, num padrão de sedimentação regressivo, ocorrem os sedimentos pelágicos distais da Formação Travosas (Bizzi *et al.*, 2003), caracterizada por folhelhos escuros de talude, associados aos clásticos e carbonatos das Formações Marajó e Amapá (Silva & Rodarte, 1989).

A terceira sequência está associada à orogênese Andina ocorrida no Mesomioceno, que influenciou diretamente no desenvolvimento do Rio Amazonas e sua sedimentação até os dias atuais. Com a implementação do Rio Amazonas os sedimentos terrígenos oriundos do rio interromperam o desenvolvimento da plataforma carbonática da Formação Amapá, e propiciou a formação de uma expressiva cunha sedimentar clástica progradante de grande espessura, denominada Cone do Amazonas (Figueiredo *et al.*, 2007). O Cone do Amazonas é caracterizado por ser uma feição particular na Bacia da Foz do Amazonas, o qual representa um dos maiores leques submarinos do mundo (Carvalho *et al.*, 2011). À essa feição, associa-se o Grupo Pará, caracterizado por sedimentos clásticos de origem fluvial a parálica sobre o continente, e nerítica sobre a plataforma continental (Carvalho, 2008). O Grupo Pará engloba ainda a seção arenosa da Formação Tucunaré e os sedimentos argilosos da Formação Pirarucu e Orange.

Litologicamente a Formação Tucunaré caracteriza-se por areias amareladas, quartzosas, subangulares, muito grossas a granulares de seleção moderada, com origem fluvial que grada para uma associação costeira com areias grossas e finas, turfas e carbonatos terrígenos. A

2.3 Sistemas Petrolíferos na Bacia da Foz do Amazonas

O termo sistema petrolífero foi definido por Magoon e Dow em 1994 como um sistema natural que engloba os elementos e processos geológicos essenciais para a formação de uma acumulação de hidrocarboneto.

Os elementos e processos geológicos incluem a existência de uma rocha geradora de hidrocarboneto a qual tenha sido submetida às condições ideais de temperatura e pressão, a formação de rochas reservatórios que possuam características de porosidade e permeabilidade que permitam a acumulação de quantidades significativas de hidrocarboneto, a existência de rochas selantes de baixa permeabilidade que impeçam o escape dos fluidos, a sobrecarga de rochas, além da formação de armadilhas ou trapas, que têm por objetivo bloquear a migração dos hidrocarbonetos. É fundamental ainda que todos esses elementos e processos ocorram em sincronismo, em um *timing* ideal, respeitando uma sucessão cronológica de eventos que incluem a geração, migração e a acumulação dos hidrocarbonetos. A figura 6 mostra uma seção geológica esquemática de um sistema petrolífero hipotético.

A nomenclatura de um sistema petrolífero é caracterizada pela rocha geradora, seguida pelo nome da principal rocha reservatório e do símbolo que expressa o nível de certeza. O nível de certeza é colocado no final do nome do sistema petrolífero, e pode ser indicado por (!) para um sistema reconhecido, ou (.) para um sistema hipotético, ou (?) para um sistema especulativo (Magoon & Dow, 1994).

Os sistemas petrolíferos na Bacia da Foz do Amazonas são: Codó-Cassiporé (?), Limoeiro-Limoeiro (?), Limoeiro-Amapá (!) e Travosas-Pirarucu (!) (Fugita, 2002).

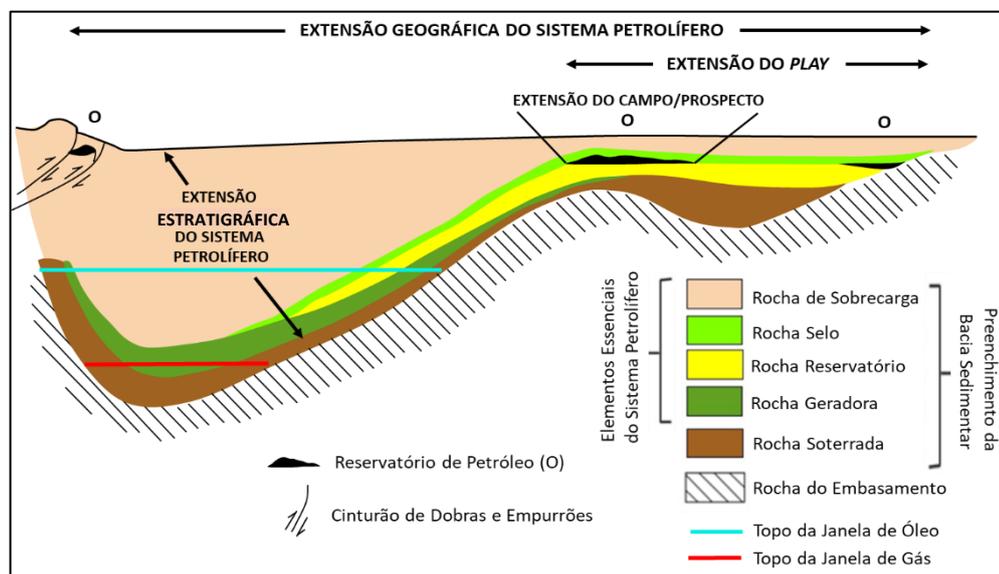


Figura 6- Esquema de um sistema petrolífero (modificado de Magoon & Down, 1994)

2.3.1 Rochas Geradoras

As rochas geradoras são rochas constituídas de material detrítico, de granulação muito fina, fração argila, geralmente folhelhos, margas e calcilutitos, as quais possuem alto teor de matéria orgânica, e que quando submetidas a temperaturas e pressões adequadas apresentam a capacidade de gerar hidrocarboneto (Milani *et al.*, 2000).

A preservação da matéria orgânica é fundamental para a geração de hidrocarboneto, sendo necessárias condições anóxicas nos ambientes de deposição as quais limitem a atividade aeróbica de bactérias e oxidação da matéria orgânica. Os ambientes mais favoráveis para a preservação da matéria orgânica são os mares restritos, os lagos profundos e os lagos rasos estratificados (Allen & Allen, 2005).

As três principais etapas da evolução da matéria orgânica nos sedimentos são a diagênese, catagênese e metagênese (Figura 8). A diagênese é o primeiro estágio do processo de maturação térmica da matéria orgânica, onde a atividade microbiana é um dos principais agentes de transformação. Compreende as mudanças naturais que ocorrem desde o momento da deposição do sedimento até o primeiro sinal de degradação térmica. No fim da diagênese, a matéria orgânica consiste principalmente de querogênio. (Ali *et al.*, 2010). A próxima etapa de transformação é a catagênese, a qual resulta de um aumento na temperatura e pressão devido ao progressivo aumento do soterramento da matéria orgânica nas bacias sedimentares. A degradação térmica do querogênio é responsável pela geração da maioria dos hidrocarbonetos que irão compor o petróleo. A metagênese é a última etapa de evolução da matéria orgânica, alcançada a grandes profundidades, onde ocorre altas temperaturas e pressões. Neste estágio o querogênio e os hidrocarbonetos são craqueados principalmente em metano e em resíduos de carbono (Tissot *et al.*, 1984).

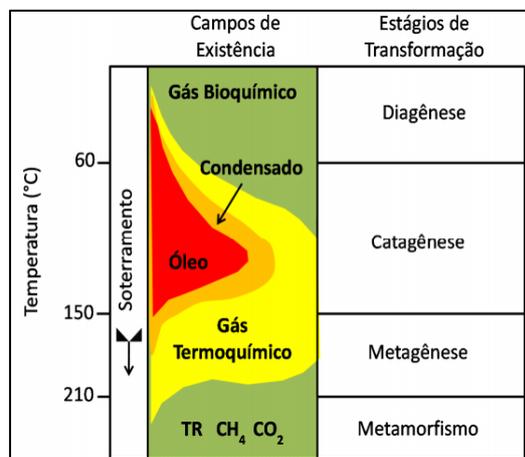


Figura 7- Principais etapas da evolução da matéria orgânica (Modificada de Thomas, 2001).

As principais rochas geradoras na Bacia da Foz do Amazonas estão inseridas na Formação Limoeiro, de idade Cenomaniano/Turoniano, e são caracterizadas por folhelhos marinhos neríticos e batiais da fase Pós-Rifte da bacia. (Figueiredo *et al.*, 2007).

Na Formação Cassiporé é possível identificar folhelhos geradores marinhos, perfurados no poço 1-APS-31, pertencentes à sequência Rifte III e folhelhos geradores lacustres, perfurados no poço 1-APS-18, de idade Eoaptiano associados à sequência Rifte I. As supostas rochas geradoras da Formação Codó, inseridas na sequência Rifte II, são compostas por folhelhos cinza escuros provenientes de ambiente marinho evaporítico anóxico (Figueiredo *et al.*, 2007).

Outras potenciais rochas geradoras podem ser encontradas na Formação Travosas, de idade Eooceno (Vasconcelos, 2013).

2.3.2 Migração

À medida que o querogênio é transformado em petróleo, o volume ocupado por este material torna-se maior que o volume original de querogênio. A rocha, portanto, fica supersaturada em hidrocarbonetos e a pressão excessiva dos mesmos faz com que ocorra o fraturamento da rocha-fonte, permitindo assim a expulsão dos fluidos para zonas de menor pressão, até que alcance um local adequado para a acumulação e armazenamento. Este processo denomina-se migração (Allen & Allen, 2005). A migração dos hidrocarbonetos costuma ocorrer através de fraturas, falhas e rochas porosas que conectam as “cozinhas” de geração, localizadas em regiões mais profundas e com alta pressão, às áreas mais rasas de mais baixa pressão (Milani *et al.*, 2000).

O processo de migração dos fluidos ocorre a partir de duas etapas, a migração primária e a migração secundária (Figura 8). A migração primária corresponde à expulsão do petróleo em resposta à progressiva compactação e expansão volumétrica da rocha geradora, ocasionada pela formação do petróleo. Já a migração secundária caracteriza-se pela subsequente transferência de petróleo através de estratos com maior permeabilidade para a região de acumulação, ou seja, é o mecanismo de deslocamento do petróleo entre a rocha geradora até a trapa (England *et al.*, 1987). O mecanismo de migração secundária decorre principalmente do empuxo dos fluidos do petróleo em relação à água presente nos poros da formação (Allen & Allen, 2005).

A migração de hidrocarbonetos para os reservatórios das formações Pirarucu, Amapá, Limoeiro, Travosas e Cassiporé na Bacia da Foz do Amazonas, ocorre através dos planos de

falhas lítricas e paredes de cânions, além de uma possível migração pelo contato direto com as rochas geradoras.

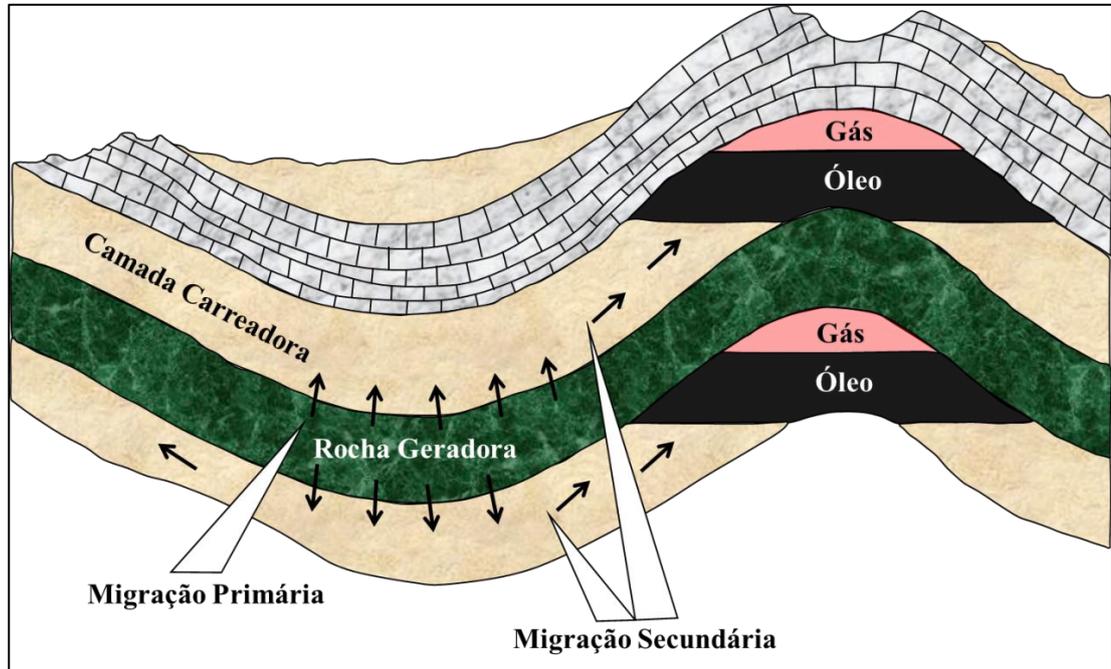


Figura 8- Definição de migração primária e secundária (modificada de Tissot & Welte, 1984).

2.3.3 Rochas Reservatório

Rochas reservatório são normalmente compostas por material detrítico de granulometria variando de areia a seixo, as quais caracterizam antigos ambientes sedimentares de mais alta energia, portadores de espaço poroso onde o petróleo será armazenado e, posteriormente, será extraído (Milani *et al.*, 2000).

Para uma rocha ser considerada um reservatório ela precisa possuir algumas características específicas que possibilitarão a acumulação de hidrocarbonetos. Os dois elementos essenciais de uma rocha reservatório são a porosidade e a permeabilidade (Allen & Allen, 2005). A rocha deve conter poros ou espaços intergranulares para poder acumular hidrocarbonetos e esses poros devem estar interconectados. Já a permeabilidade é uma característica essencial que permite a transmissão dos fluidos pelos espaços porosos da rocha. As principais rochas consideradas reservatórios são os carbonatos, calcarenitos e arenitos. Os valores de porosidade mais comuns das rochas-reservatório variam de 5% a 35%, concentrando-se na faixa de 15% a 30% (Milani *et al.*, 2000).

Os principais reservatórios presentes na Bacia da Foz do Amazonas são as rochas siliciclásticas sintectônicas de idade Aptiano/Albiano da Formação Cassiporé, os arenitos

turbidíticos plataformais e distais da Formação Limoeiro de idade Neocretáceo, biocalcarenitos de idade Paleoceno a Mioceno pertencentes à plataforma carbonática da Formação Amapá, e os arenitos turbidíticos plataformais do Neomioceno ao Holoceno da Formação Pirarucú (Mello *et al.*, 2001).

Os arenitos fluvio-deltaicos da Formação Cassiporé foram testados nos poços 1-APS-19, 1-APS-44 e 1-APS-31A, os quais apresentaram indícios de óleo e/ou gás (Vasconcellos, 2013).

O poço 1-APS-45B, produtor subcomercial de óleo, teve indícios de óleo e gás nos reservatórios pertencentes à Formação Limoeiro, com porosidade variando de 13 a 20% (Vasconcellos, 2013).

Na Formação Amapá, destacam-se os calcarenitos fraturados de água rasa (Carvalho *et al.*, 2011), os quais possuem porosidade variando de 12% a 18%, com permeabilidade regular. Esses reservatórios foram perfurados no poço 1-APS-21 (Vasconcellos, 2013).

Os reservatórios da Formação Pirarucu são caracterizados por arenitos turbidíticos plataformais, e apresentam porosidades variando de 23% a 27% com permeabilidade de 150 mD (Vasconcellos, 2013). Essas rochas reservatórios foram perfuradas no poço 1-APS-10B, descobridor de gás no campo de Pirapema.

2.3.4 Trapa ou Armadilha

A partir da geração de hidrocarboneto, os fluidos petrolíferos tendem a migrar para regiões com pressões mais baixas, geralmente em áreas estruturalmente mais elevadas, até encontrar rochas com características ideais para o seu armazenamento. Para que não haja o escape dos fluidos dessas rochas reservatórios é necessário a presença de rochas sedimentares com geometrias e estruturas geológicas propícias para focalização dos fluidos migrantes.

As trapas ou armadilhas podem ser estruturais, como o flanco de homoclinais ou domos salinos, ápices de dobras anticlinais, ou até mesmo situações estruturais mais complexas com sobreposição de dobras e falhamentos. Podem ser estratigráficas, quando o hidrocarboneto não é aprisionado em situações estruturais, geralmente ocorre pelo acunhamento da camada transportadora, ou bloqueio da mesma por uma barreira diagenética ou de permeabilidade, permitindo assim, a retenção dos fluidos (Milani *et al.*, 2000). Além desses dois tipos de trapeamento, é possível observar ainda trapas mistas, em situações em que as acumulações de hidrocarboneto são controladas tanto por elementos estruturais quanto estratigráficos.

Na Bacia da Foz do Amazonas foram identificadas trapas estratigráficas do tipo *pinch-out* e paleogeomórficas, além de trapas estruturais para os reservatórios da sequência Rifte, com contato direto entre a rocha geradora e o reservatório, estruturas de *rollover*, falhas de crescimento, falhas antitéticas e cristas colapsadas (Figura 9) (Vasconcellos, 2013).

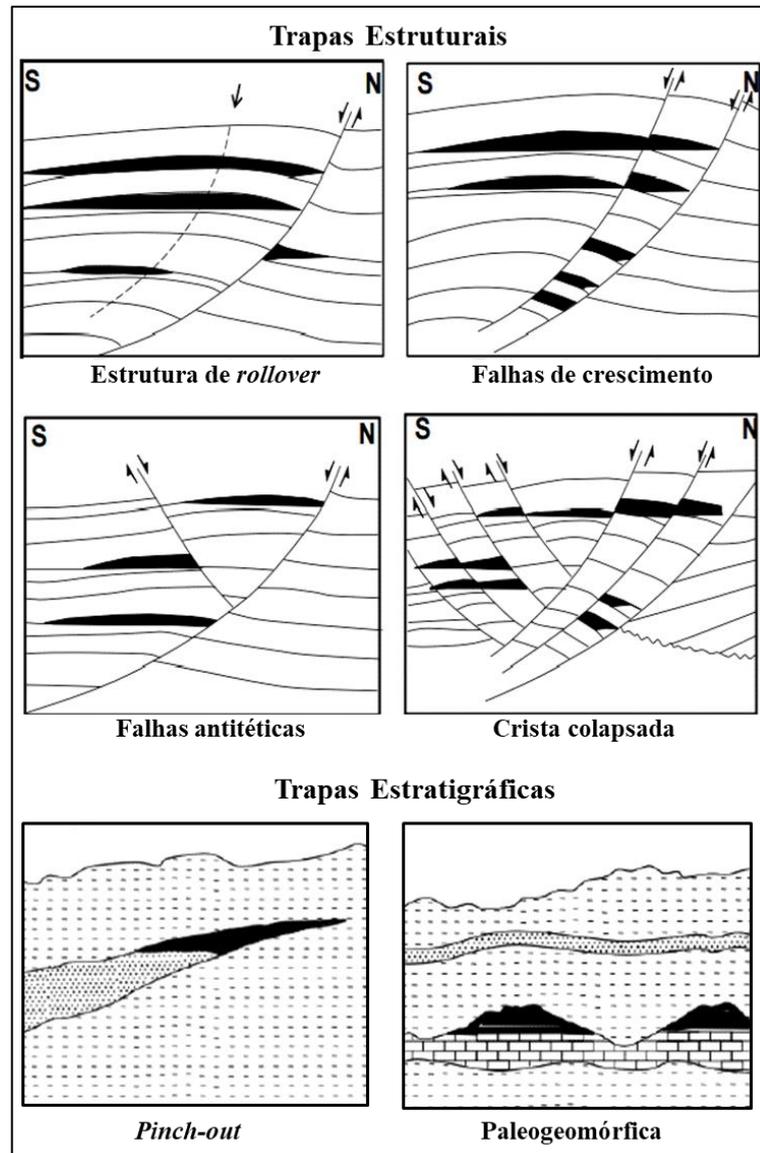


Figura 9- Diferentes tipos de trapas reconhecidas na Bacia da Foz do Amazonas (modificado de Requejo *et al.*, 1984).

2.3.5 Rochas Selantes

Os fluidos petrolíferos quando são aprisionados pelas trapas ou armadilhas precisam encontrar uma situação de impermeabilização a qual impossibilite o seu escape, geralmente à essa situação impermeabilizante dá-se o nome de rocha selante. As rochas selantes geralmente encontram-se acima das rochas reservatórios e possuem granulometria fina, como por exemplo, folhelhos, siltitos e calcilutitos (Milani *et al.*, 2000).

Na Bacia da Foz do Amazonas as rochas selantes são compostas por folhelhos para os reservatórios da base da sequência Drifte, além de folhelhos intraformacionais, calcilutitos e margas para os reservatórios de idade Cenomaniano ao Neoplioceno, englobando a sequência Drifte até a região do Cone submarino. Para a sequência Rifte de idade Albiano/Aptiano, foram identificados os folhelhos intraformacionais (Vasconcellos, 2013).

2.4 Histórico Exploratório da Bacia da Foz do Amazonas

A atividade exploratória na Bacia da Foz do Amazonas teve início na década de 1960, com a realização de diversos levantamentos sísmicos, gravimétricos e magnetométricos. O período entre os anos de 1970 e 1982 foi o mais importante e de maior intensidade na fase exploratória da bacia, com a aquisição de novos levantamentos sísmicos que propiciaram a perfuração dos primeiros poços na região de águas rasas. Estes esforços exploratórios resultaram na descoberta de três acumulações subcomerciais de óleo, gás e condensados na bacia. No ano de 1976 ocorreu a primeira descoberta de gás natural, no campo de Pirapema, pelo poço 1-APS-10B, com volume original da ordem de 10,1 bilhões de m³ de gás. No mesmo ano, o poço 1-APS-21, a partir de testes efetuados nos carbonatos da Fm. Amapá recuperou gás com vazão de 273.000 m³/dia e óleo com vazão de 6,3 m³/dia. Outra acumulação foi descoberta na área do poço 1-APS-51A, no ano de 1982, com um volume *in place* que pode variar entre 7 e 12 bilhões de m³ de gás.

O último poço perfurado na região de águas rasas da Bacia da Foz do Amazonas foi em 1987 (1-APS-53). A partir daí ocorreu uma pausa de mais de dez anos na campanha de perfuração de poços exploratórios na bacia, e após a criação da Agência Nacional do Petróleo (ANP), da Lei do Petróleo e das rodadas de licitações da ANP, no final da década de 1990 e início dos anos 2000, houve então uma retomada do processo exploratório na Bacia da Foz do Amazonas com uma extensa aquisição sísmica 2D e 3D. Entre os anos de 2001 e 2004 ocorreu

uma breve campanha de perfuração de quatro poços exploratórios, sendo três em águas profundas, na região do Cone do Amazonas (Figueiredo *et al.*, 2007).

Ao todo, foram perfurados na bacia noventa e cinco poços, dos quais dez apresentaram algum indício de hidrocarboneto (Vasconcellos, 2013) (Figura 10).

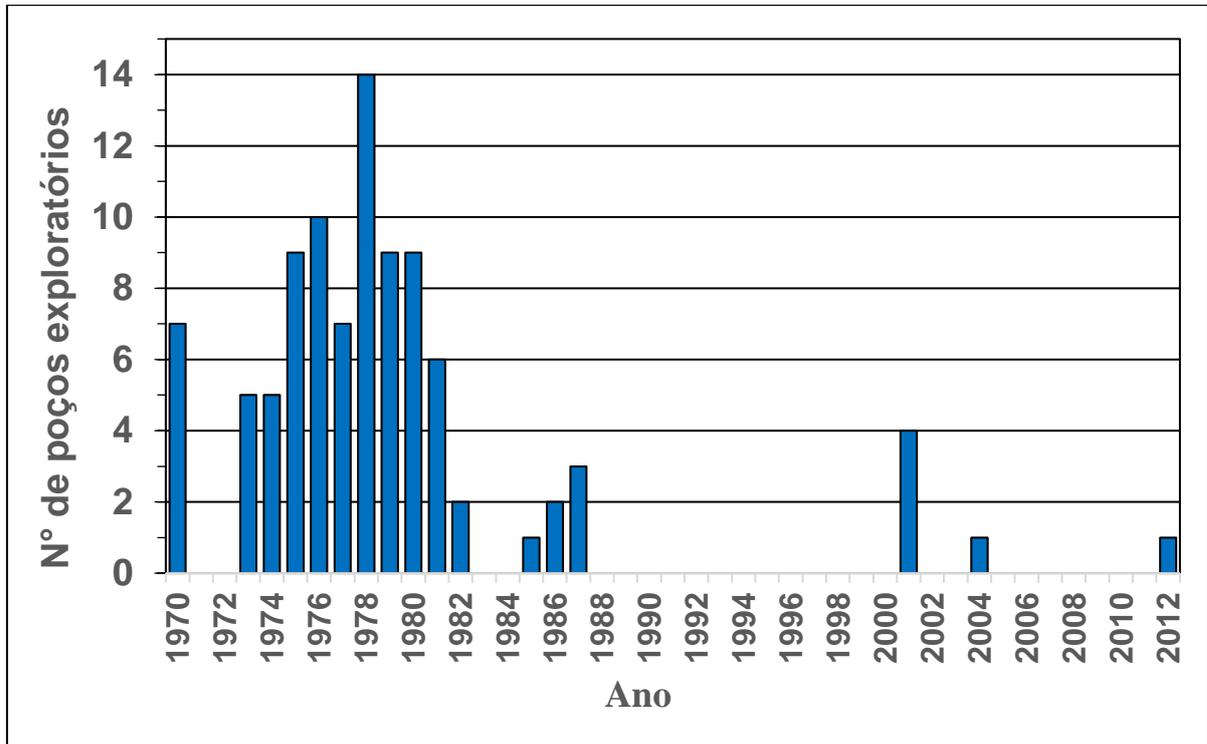


Figura 10- Histórico exploratório da Bacia da Foz do Amazonas (Fonte: ANP).

3 TÉCNICAS ANALÍTICAS UTILIZADAS PARA CARACTERIZAÇÃO DAS ROCHAS GERADORAS

Para uma melhor caracterização do potencial gerador de uma rocha é necessária a realização de uma análise geoquímica, a fim de avaliar o potencial gerador de hidrocarbonetos, quantificar o conteúdo orgânico, identificar o tipo de matéria orgânica presente, tipo de fluido gerado e o grau de maturação térmica.

Desta forma, neste estudo são empregadas técnicas geoquímicas que utilizam dados de carbono orgânico total (COT) e pirólise Rock-Eval, bem como técnicas petrográficas de avaliação ótica, como a reflectância da vitrinita, as quais serão melhor detalhadas nos próximos tópicos deste trabalho.

3.1 Carbono Orgânico Total (COT)

A quantidade e abundância de matéria orgânica que foi preservada e incorporada em uma rocha é comumente expressa através da porcentagem de carbono orgânico total (%COT) (Tissot *et al.*, 1984). A matéria orgânica inclui tanto a matéria orgânica insolúvel, caracterizada pelo querogênio, como a matéria orgânica solúvel em solventes orgânicos, denominada de betume (Killops *et al.*, 1994).

A técnica consiste inicialmente em tratar as amostras de rochas pulverizadas com ácido clorídrico (HCl), com o intuito de liberar o carbono inorgânico que se encontra na forma de carbonato. Após a acidificação, o resíduo insolúvel é levado a um forno submetido a temperaturas de até 100 °C. Um fluxo constante de oxigênio puro carrega os gases liberados pela combustão, assim mede-se dióxido de carbono (CO₂) utilizando um detector de condutividade térmica (Killops *et al.*, 1994). A quantidade de matéria orgânica é representada, portanto, pela porcentagem de carbono.

Peters & Cassa (1994) fizeram uma relação entre o potencial gerador de hidrocarbonetos e a porcentagem de carbono orgânico total presente nas rochas, mostrada na tabela 2 abaixo.

Tabela 2- Classificação do potencial petrolífero de rochas geradoras em função do percentual de carbono orgânico total (COT) segundo Peters e Cassa (1994).

Potencial para geração de hidrocarboneto	Teor de Carbono Orgânico Total – COT (%)
BAIXO	0-0,5
MODERADO	0,5 - 1
BOM	1 - 2
MUITO BOM	2 - 4
EXCELENTE	>4

3.2 Pirólise

A técnica da pirólise Rock-Eval é provavelmente a melhor ferramenta para determinar o tipo e a maturação da matéria orgânica, e tem por finalidade simular o processo de degradação térmica do querogênio que ocorre na natureza (Espitalié *et al.*, 1985). A técnica envolve o aquecimento de uma pequena quantidade de amostra de rocha pulverizada em uma atmosfera de Hélio ou Nitrogênio inerte a temperaturas de 300°C a 600°C (McCarthy *et al.*, 2011).

Os principais parâmetros obtidos pela pirólise Rock-Eval utilizados na avaliação das rochas geradoras, são os valores de S1, S2, S3 e o T_{máx} (Figura 11). Nos primeiros minutos da análise, sob uma temperatura de 300°C, é medido o pico S1, que quantifica os hidrocarbonetos livres na rocha passíveis de migração, expressa em mgHC/gRocha. Em seguida, sob temperaturas de 300°C a 600°C ocorre a degradação do querogênio e a geração de hidrocarbonetos, representados pelo pico S2, denominado de potencial gerador da amostra analisada. O pico S2 corresponde à quantidade de hidrocarbonetos que a rocha teria condições de gerar caso fosse submetida às condições de temperatura e soterramento ideais, sendo expresso em mgHC/gRocha. A temperatura que ocorre a maior parte da geração de hidrocarbonetos em uma rocha é chamada de Temperatura Máxima de Pirólise (T_{máx}), mostrada no topo do pico S2, caracterizada pela paleotemperatura máxima sofrida pela matéria orgânica, geralmente utilizada como parâmetro de maturação (Peters & Cassa, 1994) (Tabela 3). Durante a degradação do querogênio forma-se também dióxido de carbono, proveniente da perda de grupos funcionais oxidados a temperaturas acima de 600 °C, cuja quantidade é representada pelo pico S3, expresso em mgCO₂ /gRocha (Espitalié *et al.*, 1985).

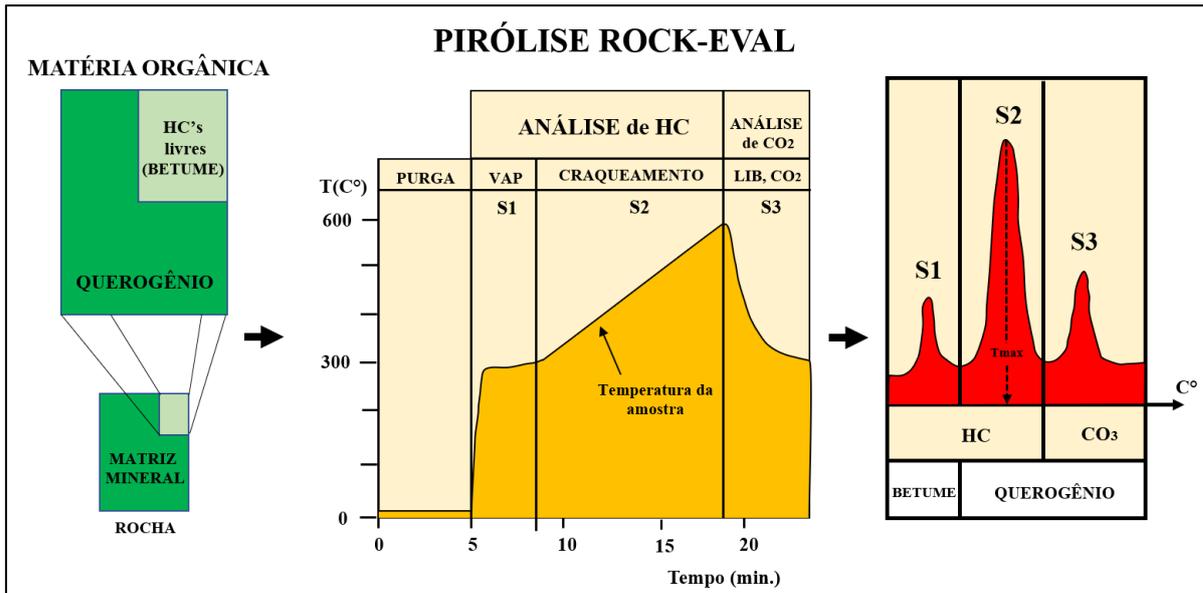


Figura 11- Representação esquemática do ciclo de análise e do resultado da pirólise Rock-Eval (modificado de Espitalié *et al.*, 1985).

Tabela 3- Nível de maturação da matéria orgânica de acordo com os valores percentuais de $T_{máx}$ segundo Peters & Cassa (1994).

Nível de Maturação da Matéria Orgânica	$T_{máx}$ (%)
IMATURO	< 435°
MATURO	435 – 470°
SUPERMATURO	> 470°

A relação entre estes componentes forma a base para vários outros parâmetros usados na interpretação das características das rochas geradoras (McCarthy *et al.*, 2011). Os primeiros parâmetros a serem definidos são os índices de hidrogênio (IH) e oxigênio (IO), que fornecem informações do tipo de matéria orgânica presente na rocha. O índice de hidrogênio (IH) representa a razão entre os hidrocarbonetos liberados no segundo estágio de craqueamento (S2) e o conteúdo de carbono orgânico total (COT), obtidos pela relação $S2/COT$ (mgHC/gCOT). Já o índice de oxigênio (IO) representa a razão entre o dióxido de carbono correspondente ao pico S3 e o teor de carbono orgânico total (COT), expresso pela relação $S3/COT$ (mgCO₂/gCOT). Esses dois índices correspondem, aproximadamente, às razões H/C e O/C da análise elementar do querogênio (Espitalié *et al.*, 1985).

Uma vez que os picos S2 e S3 representam respectivamente a quantidade de hidrogênio e oxigênio presentes na matéria orgânica, utilizando-se os índices de hidrogênio (IH) e oxigênio (IO) obtidos através das análises elementares, tem-se a relação entre a natureza da matéria orgânica e seu grau de preservação. A partir da integração do IH e IO, é possível então

classificar o querogênio em quatro tipos diferentes com a utilização do diagrama de Van Krevelen (Tissot *et al.*, 1984).

O diagrama de Van Krevelen, de acordo com a figura 12, mostra a tendência geral da transformação térmica do querogênio em hidrocarboneto, caracterizada pela geração de gases não-hidrocarbonetos, em seguida avança para a geração de óleo, gás úmido e gás seco. Durante essa progressão, o querogênio perde oxigênio ao liberar CO_2 e H_2O , por fim começa a perder hidrogênio à medida que o hidrocarboneto evolui (McCarthy *et al.*, 2011).

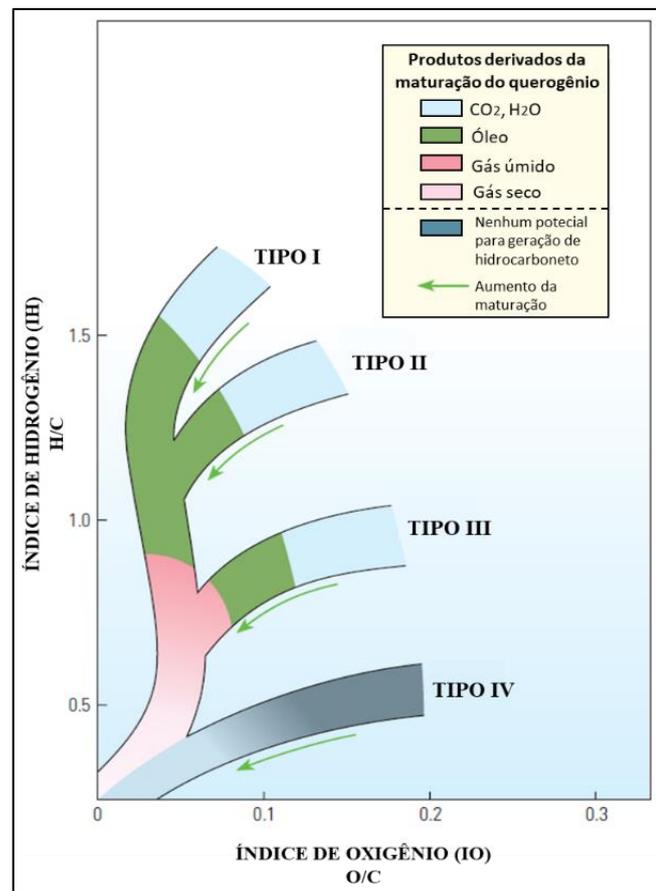


Figura 12- Diagrama de Van Krevelen (modificado de McCarthy *et al.*, 2011).

O querogênio tipo I é gerado em ambiente lacustre, derivado de matéria orgânica algal, plânctons ou outra matéria que tenha sido fortemente reprocessada por bactérias e microorganismos. Caracteriza-se originalmente por elevados valores de hidrogênio (alta razão H/C), e baixos valores de oxigênio (baixa razão O/C), além de possuir o maior potencial para geração de óleo.

O querogênio tipo II é tipicamente gerado em ambientes reduzidos, encontrados em sistemas marinhos de moderada profundidade e lagos. É derivado principalmente de restos de

plânctons que foram retrabalhados por bactérias. Possuem valores mais baixos de hidrogênio e mais elevados de oxigênio quando comparados com o querogênio tipo I.

O querogênio tipo III é derivado principalmente de detritos de plantas terrígenas, que foram depositados em ambientes marinhos rasos a profundos ou não marinhos. São caracterizados geralmente por baixos valores de hidrogênio e altos valores de oxigênio, além de serem favoráveis à geração de gás.

O querogênio tipo IV é derivado da matéria orgânica residual encontrada em sedimentos mais antigos, que foram retrabalhados após a erosão. Antes da deposição final, este querogênio pode ter sido alterado por intemperismo subaéreo, combustão ou oxidação biológica em pântanos ou solos. Possuem o menor conteúdo de hidrogênio e abundância de oxigênio, não apresentando potencial para geração de hidrocarbonetos (McCarthy *et al.*, 2011) (Tabela 4).

Tabela 4- Valores de Índice de Hidrogênio relacionados ao tipo de querogênio e o produto gerado segundo Peters e Cassa (1994).

Tipo de Querogênio	HI (mgHC/gTOC)	Produto Gerado
I	> 600	ÓLEO
II	600 - 300	ÓLEO
III	300 - 50	MISTURA DE ÓLEO E GÁS
IV	< 50	NENHUM

Outro parâmetro fornecido pelo método é o índice de produção (IP), derivado da relação entre os hidrocarbonetos gerados durante o primeiro e o segundo estágios da pirólise, S1 e S2, definido como $S1 / (S1 + S2)$. Essa relação é usada para caracterizar o nível de evolução da matéria orgânica, pois o IP tende a aumentar gradualmente com a profundidade da rocha geradora (McCarthy *et al.*, 2011). As taxas de transformação ou conversão da matéria orgânica em hidrocarboneto (TT), são obtidas a partir da relação entre o índice de hidrogênio residual (IH_r) e o original (IH_o). $TT = (IH_o - IH_r) / IH_o$. Esse parâmetro pode também ser definido pela análise dos dados do potencial de geração da rocha (Espitalié *et al.*, 1985).

3.3 Reflectância da Vitrinita

Outra técnica analítica utilizada para a caracterização geoquímica das rochas geradoras é a reflectância da vitrinita. A vitrinita é um dos componentes mais comuns do carvão mineral e de grande parte do querogênio sedimentar, sua presença é comum também em rochas sedimentares ricas em matéria orgânica, como folhelhos e margas originadas de ambientes

terrestres. Apresenta ainda uma aparência vítrea, de onde provém o seu nome, e devido à ação da diagênese sofre alterações térmicas de materiais da parede das células ou esqueleto do caule de plantas que formam o carvão.

O estudo da reflectância da vitrinite é um método essencial para obter a história de temperatura das bacias sedimentares. O principal atrativo do método é sua sensibilidade a faixas de temperatura que correspondem àquelas da geração de hidrocarbonetos, que variam de 60°C a 120°C. Assim, utilizando-se uma calibração apropriada, a reflectância da vitrinite pode ser utilizada como um indicador da maturidade em rochas geradoras de hidrocarbonetos.

Normalmente os dados de reflectância de vitrinite são expressos em unidade de %Ro, que representa a porcentagem de luz refletida em uma amostra imersa em óleo. Levando em consideração o grau de maturação da matéria orgânica, pode-se associar o início da geração de óleo com valores de reflectância na ordem de 0,5 a 0,6%, e o término da geração de óleo com uma reflectância em torno de 1,3% (Dow, 1977) (Figura 13).

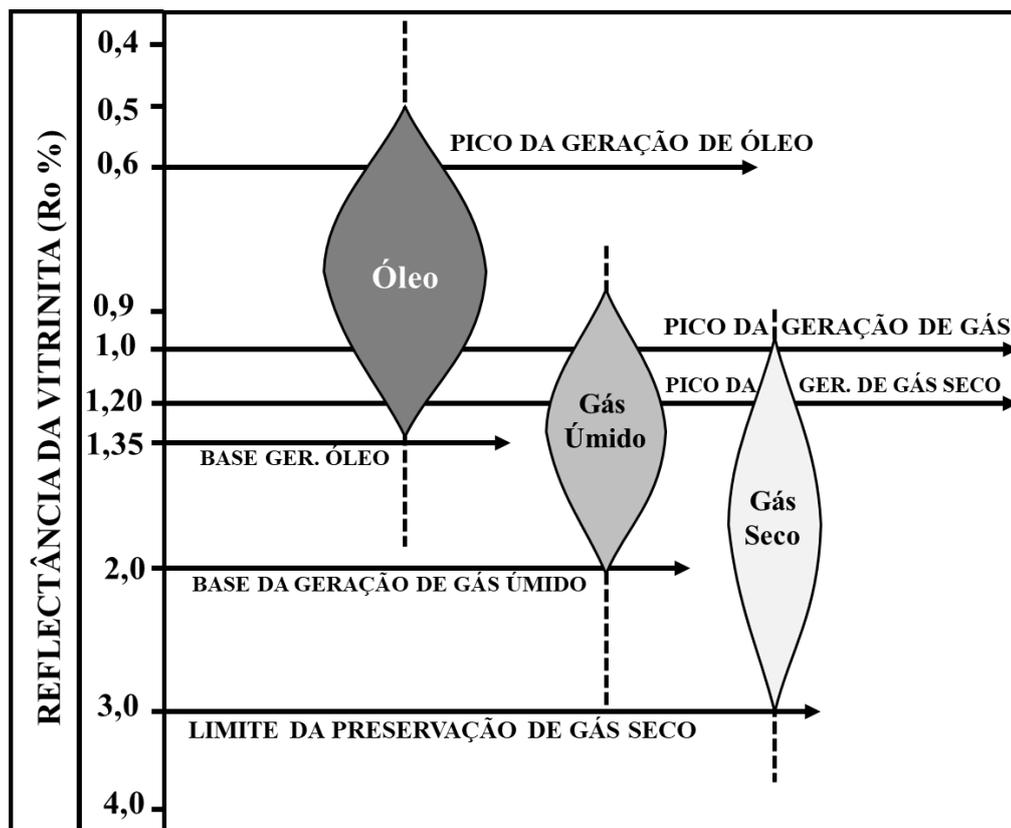


Figura 13- Valores percentuais de reflectância de vitrina associados aos estágios de geração de hidrocarboneto (modificado de Dow, 1977).

4 BASE DE DADOS E METODOLOGIA APLICADA À MODELAGEM DE SISTEMAS PETROLÍFEROS

4.1 Base de Dados

A base de dados e a infraestrutura disponível para a realização deste trabalho é composta por uma linha sísmica 2D em profundidade disponibilizada pela empresa ION em conjunto com a Enauta, a qual foi utilizada para a realização da modelagem bidimensional de sistemas petrolíferos, uma linha sísmica em tempo fornecida pela Agência Nacional do Petróleo (Banco de Dados de Exploração e Produção – BDEP), além de 12 poços públicos, de onde foram extraídas as informações litológicas e cronológicas, dados geoquímicos, reflectância da vitrinita, temperatura, teor de carbono orgânico total (COT) e pirólise Rock-Eval, e dados de pressão de poros (Figura 14). Para a interpretação dos principais intervalos estratigráficos foi utilizado o software de interpretação sísmica Petrel, de propriedade da empresa Schlumberger, e para o desenvolvimento da modelagem 2D de sistemas petrolíferos utilizou-se o software TemisFlow™, pertencente à empresa Beicip-Franlab. Vale ressaltar que os dados utilizados neste trabalho estão disponíveis em pastas de poço, arquivos de AGP e/ou perfis compostos, que foram revisados e organizados para a realização deste projeto.

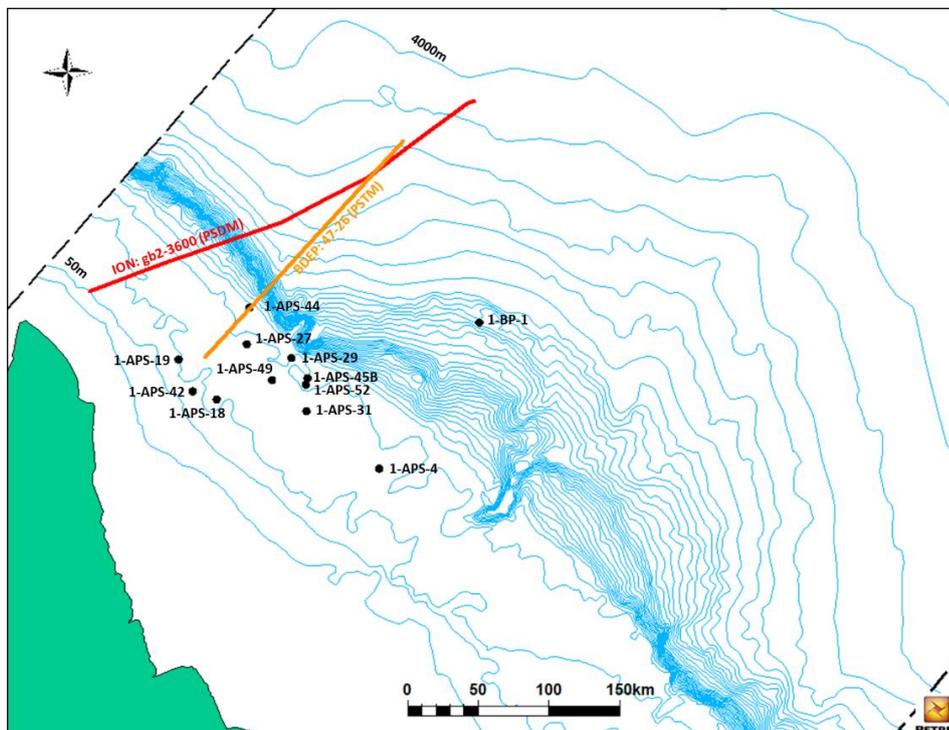


Figura 14- Base de dados utilizada no projeto. A linha vermelha indica a linha sísmica 2D em profundidade, a linha na cor laranja representa a linha sísmica 2D em tempo, e os pontos pretos representam os 12 poços dos quais foram extraídas as informações de litologia e parâmetros geoquímicos (Fonte: Petrel).

4.2 Metodologia da Modelagem de Sistemas Petrolíferos

A técnica de modelagem de bacias consiste em simular diferentes cenários que reproduzam a evolução geológica de uma bacia sedimentar e dos sistemas petrolíferos nela contida. A partir da utilização de softwares específicos, modelos matemáticos são gerados permitindo simular parâmetros como a geração, migração e a acumulação de hidrocarbonetos ao longo do tempo, além de descrever a evolução geométrica, térmica e de pressões de uma bacia. Os diferentes cenários são então analisados a partir do conhecimento prévio da área em estudo, com a integração de informações de poços e dados geoquímicos, de modo que o modelo seja o mais fidedigno aos dados disponíveis, e que melhor se ajuste à bacia. Sendo assim, os cenários resultantes da modelagem estão atrelados à um estudo de sensibilidade.

O entendimento da interação dos fenômenos de sedimentação, subsidência, compactação, condução térmica, cinética das rochas geradoras e o fluxo de fluidos nos poros, é de suma importância para a reconstrução da história evolutiva de uma bacia sedimentar. A modelagem de bacias é considerada ainda, a única técnica capaz de simular esses fenômenos mencionados de forma fisicamente consistente, com uma visão integrada e dinâmica da história geológica do sistema.

Os resultados obtidos pela modelagem de sistemas petrolíferos possibilitam responder as principais questões relacionadas à indústria petrolífera. Dentre elas, pode-se destacar a ocorrência ou não de geração de hidrocarbonetos, identificação da área de ocorrência da geração, rotas de migração, *timing* adequado e o tipo de hidrocarboneto gerado juntamente com suas propriedades físico-químicas.

Além de responder todas essas questões, a modelagem tem como principal objetivo mapear os fatores que podem inviabilizar a economicidade de uma acumulação de hidrocarboneto, mitigando assim os riscos exploratórios.

O fluxograma esquemático da figura 15 resume a metodologia de trabalho aplicada na modelagem bidimensional de uma seção selecionada na porção a noroeste da Bacia da Foz do Amazonas, a qual visa caracterizar e identificar os principais mecanismos relacionados ao sistema petrolífero na região de águas profundas e ultraprofundas da bacia.

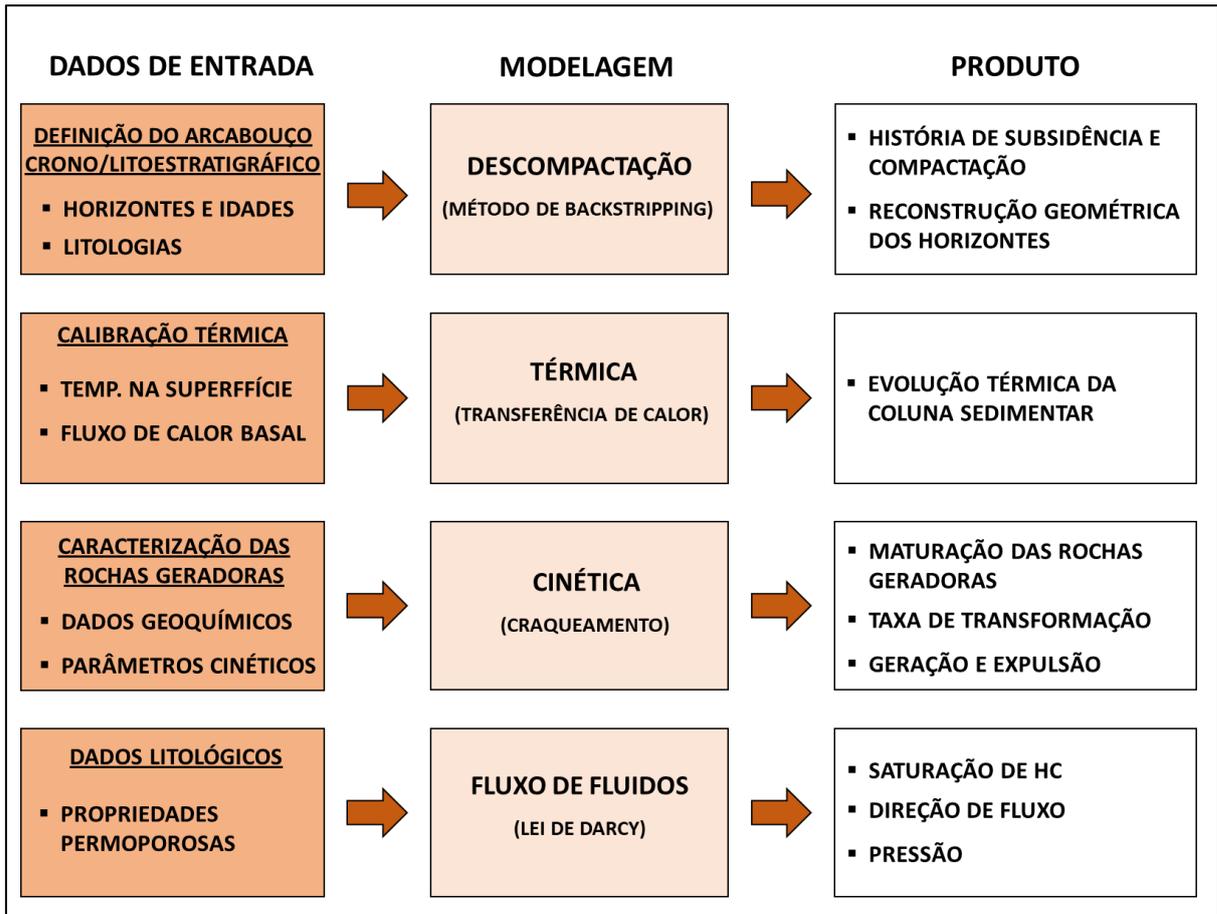


Figura 15- Fluxograma esquemático de modelagem de sistemas petrolíferos.

4.2.1 Subsidência e Compactação

Entende-se por compactação o processo de redução do volume de sedimentos através da aplicação de uma determinada carga, a qual é gerada pelo próprio peso dos sedimentos (Hantschel *et al.*, 2009). A compactação envolve ainda processos complexos que causam redução dos espaços porosos nas rochas e consequente expulsão dos fluidos, além do aumento da densidade em função do incremento da tensão (Bjorlykke *et al.*, 2008).

Athy (1930) foi um dos pioneiros neste tipo de estudo, o qual propôs um modelo caracterizado pela diminuição exponencial da porosidade em relação à profundidade para um determinado tipo de rocha. Este modelo foi definido a partir da porosidade inicial (ϕ_0) e do parâmetro de compactação (k), de acordo com a equação abaixo:

$$\phi = \phi_0 \exp(kz) \quad (1)$$

onde:

\emptyset_0 , Porosidade inicial (na superfície de uma determinada litologia);

k, Parâmetro de compactação;

z, Profundidade.

A figura 16 abaixo ilustra as variações da Lei de Athy, caracterizadas pelas curvas de compactação para diferentes tipos de litologias. As curvas são baseadas em valores de porosidade versus profundidade para diferentes tipos de litologias. Desta forma, os autores buscam interpretar a correlação da compactação mais acentuada com os elevados valores de porosidades, e a compactação mais lenta relacionada às rochas mais compactas, como os arenitos.

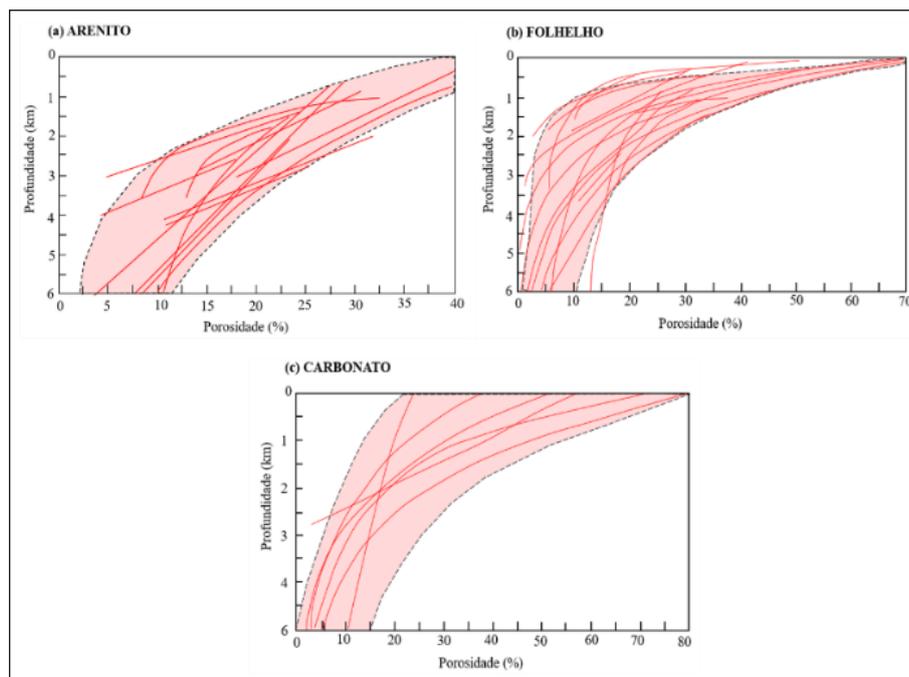


Figura 16- Compilação das curvas de compactação (porosidade x profundidade) para arenitos (a), folhelhos (b) e carbonatos (c). Notar que os folhelhos se compactam mais rápido em comparação aos arenitos. Já a relação porosidade x profundidade para os carbonatos varia de acordo com os tipos de grãos e quantidade de cimentação (modificado de Giles, 1997 *apud* Allen & Allen, 2005).

Uma extensão do modelo de tensão efetiva de Athy (1930) foi proposta por Perrier & Quiblier (1974), onde os autores realizaram uma reconstituição das espessuras deposicionais das camadas, idealizada a partir de um volume cilíndrico de rocha, com uma seção vertical de comprimento (ht). Os autores descrevem a porosidade (\emptyset) assumindo as alturas dos poros (h_p) e dos sólidos (h_s) de acordo com a equação 2.

Os resultados provenientes da compactação e da subsidência produzem um impacto significativo na reconstrução da história termal de uma bacia sedimentar, o que acaba influenciando na estimativa do timing de maturação, geração e de expulsão do hidrocarboneto de uma rocha geradora (Dykstra, 1987).

4.2.2 História Térmica

O estudo da evolução térmica em uma bacia sedimentar é de suma importância para a modelagem da maturação das rochas geradoras e consequente geração de hidrocarbonetos.

A distribuição do fluxo de calor no interior da Terra ocorre pelos processos de radiação, convecção e condução térmica. O transporte radioativo de calor ocorre sob a forma de ondas eletromagnéticas, o fluxo térmico convectivo dá-se pela transferência de energia termal a partir da movimentação de fluidos, já o processo de condução térmica ocorre com a transferência de energia térmica ao longo da estrutura cristalina dos minerais através do contato entre átomos, íons ou moléculas (Hantschel *et al.*, 2009).

A transmissão de calor por condução é essencialmente determinada pela variação da temperatura com a profundidade (geotermia) nos continentes. Essa relação entre o fluxo de calor e o gradiente de temperatura é dada pela lei de Fourier, descrita pela seguinte equação (Allen & Allen, 2005):

$$q = -\lambda \nabla T \quad (5)$$

A lei de Fourier considera que o fluxo de calor (q) entre dois pontos em um meio condutivo é diretamente proporcional ao gradiente de temperatura (∇T) entre os mesmos, segundo uma constante de proporcionalidade, denominada condutividade térmica da rocha (λ) (Hantschel *et al.*, 2009). A condutividade térmica descreve, portanto, a capacidade de um determinado material transportar energia térmica via condução (Hantschel *et al.*, 2009), a qual constitui uma propriedade intrínseca das rochas, que depende sobretudo da sua estrutura mineralógica, dos constituintes da matriz, temperatura, porosidade e natureza dos fluidos intersticiais (Brigaud & Vasseur, 1989 *apud* Allen & Allen, 2005).

Para um melhor entendimento sobre a história térmica de uma bacia sedimentar é necessário estabelecer ainda as principais condições de contorno existentes no modelo térmico. Estas são caracterizadas pela temperatura na interface água-sedimento, conhecidas como temperatura de superfície e pelo fluxo térmico na base dos sedimentos (Hantschel *et al.*, 2009).

A temperatura na interface água-sedimento (temperatura de superfície) refere-se à temperatura na base da coluna de água, a qual é utilizada como limite superior para o modelo de fluxo de calor condutivo. Os registros históricos dos dados de temperatura do fundo do mar podem ser estimados principalmente a partir da perfuração de poços.

Sendo assim, a fim de avaliar as variações de temperatura no fundo do mar (TFM), Cardoso (2007) desenvolveu algumas relações empíricas entre a profundidade da lâmina d'água (Z) e a temperatura na base da coluna de água (BWT – *bottom water temperature*) de acordo com a equação abaixo.

$$\text{BWT} = 18,126e^{-0,0014z} \quad (6)$$

No entanto, de acordo com Beardsmore & Cull (2001), a temperatura na base da coluna de água (BWT) não pode ser considerada equivalente à temperatura do fundo do mar (TFM), principalmente quando é associada a oceanos abertos como o Oceano Atlântico. Baseados nisto, os autores propuseram uma solução para este caso a partir da relação entre a TFM e a BWT, incorporando também as variações de latitude (L) e a profundidade (Z).

$$\ln(\text{TFM}) = A + B \ln(Z) \quad (7)$$

onde os coeficientes A e B representam respectivamente:

$$A = 4,63 + 8,84 \times 10^{-4} L - 7,24 \times 10^{-4} L^2$$

$$B = -0,32 + 1,04 \times 10^{-4} L - 7,08 \times 10^{-5} L^2$$

Beardsmore & Cull (2001) propõem ainda que a temperatura no fundo do mar (TFM) seja expressa em graus, acima da temperatura do ponto de congelamento (T_c), sugerindo, portanto, a seguinte relação:

$$\text{TFM} = \text{BWT} - T_c \quad (8)$$

onde:

$$T_c \approx -1,90 - 7,64 \times 10^{-4} Z$$

Sendo assim, a equação mais apropriada para estimar a temperatura no fundo do mar (TFM) baseada no raciocínio de Beardsmore & Cull (2001) é a seguinte:

$$\text{TFM} = 18,126e^{-0,0014z} + 1,90 + 7,64 \times 10^{-4} Z \quad (9)$$

Como mencionado anteriormente, uma outra condição de contorno existente em uma modelagem de bacias é o fluxo térmico presente na base dos sedimentos, considerado como sendo o limite inferior do modelo.

O fluxo térmico basal pode ser estimado com base na análise de modelos de estiramento tectônico e afinamento crustal durante a evolução de uma bacia sedimentar, caracterizados por processos mecânicos e térmicos relacionados à tectônica de placas (Hantschel *et al.*, 2009). Nestes modelos o fluxo de calor é originado a partir de alterações do regime térmico advindos da base do manto litosférico, que está associado à ascensão da astenosfera e posterior dissipação vertical do calor (Allen & Allen, 2005).

Um dos modelos mais utilizados para modelagem do fluxo térmico basal foi proposto por Mckenzie (1978), onde o autor considera um modelo de cisalhamento puro em que o estiramento litosférico ocorre de maneira homogênea, seguido de ruptura instantânea a partir de um fator de estiramento beta (β). O resultado deste processo é a formação de uma bacia sedimentar simétrica, com a presença de falhamentos e rotação de blocos nas regiões da crosta rúptil, as quais acomodam este estiramento (Figura 18).



Figura 18- Modelo esquemático do estiramento litosférico proposto por Mckenzie (1978).

O autor assume a ocorrência de uma fase inicial de estiramento, onde a crosta e o manto superior possuem espessuras constantes (Figura 19a), seguido por um desequilíbrio na distribuição de massa da litosfera e consequente subsidência mecânica, causada pela substituição de material menos denso da crosta por material mais denso oriundo do manto

(Figura 19b), culminando assim em uma fase final, onde cessa o estiramento, dando lugar à uma fase de resfriamento litosférico e posterior redistribuição de energia térmica, iniciando assim um novo episódio de subsidência, neste caso uma subsidência termal, muito mais lenta e gradativa comparada com a subsidência inicial (Figura 19c).

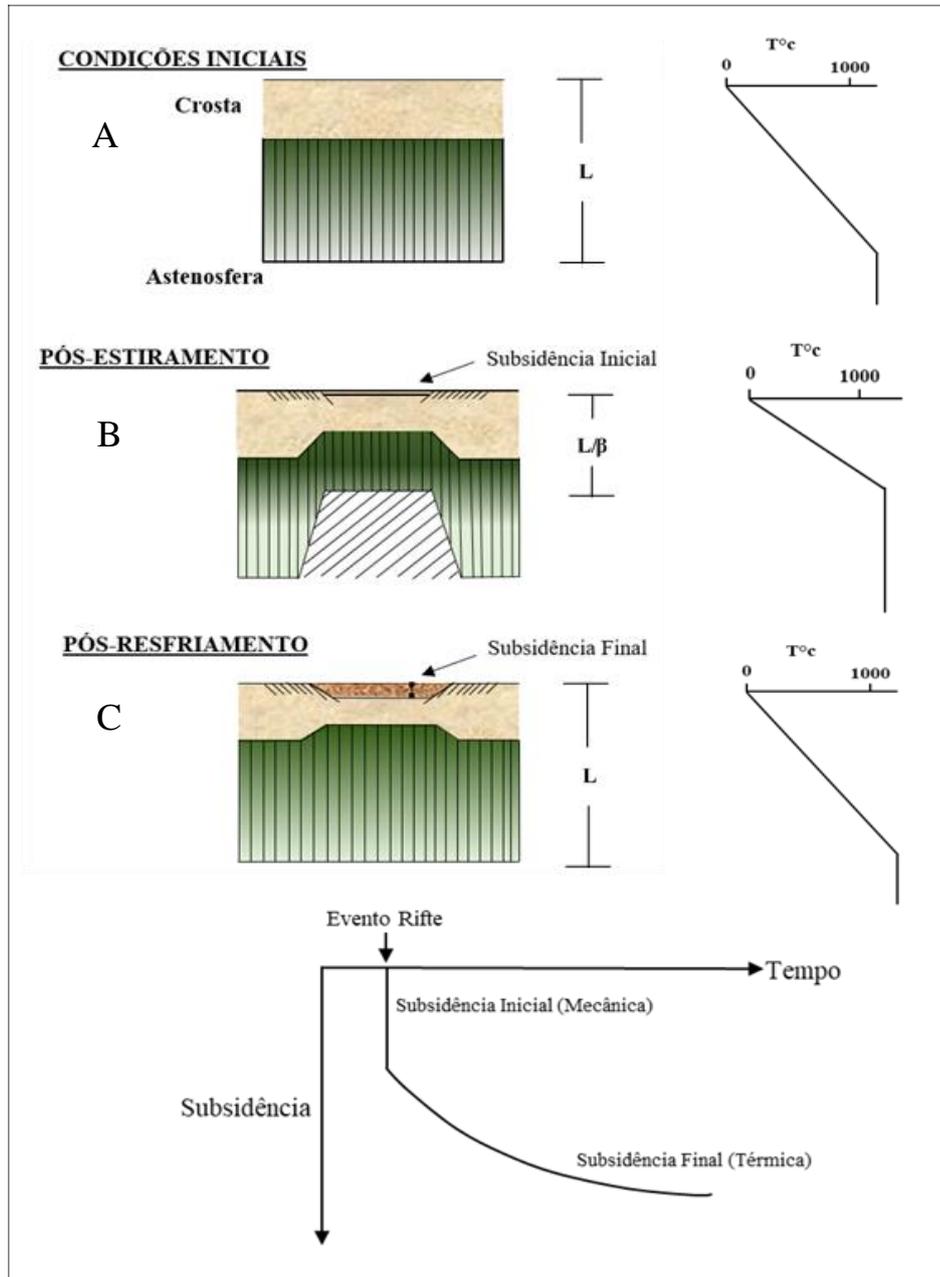


Figura 19- Modelo modificado de McKenzie (1978) para explicar a formação e a evolução das bacias distensivas e de margem passiva: a) Litosfera antes do estiramento; b) Litosfera após o rifting instantâneo; c) Litosfera após o relaxamento térmico e recuperação do gradiente de temperatura inicial. β é o fator de estiramento relacionado à litosfera e L representa a espessura da litosfera.

O modelo proposto por Mckenzie (1978) permite estimar o fator de estiramento beta (β) mencionado anteriormente, que se refere ao quanto a litosfera inicial foi distendida, caracterizado assim pela espessura da litosfera inicial dividida pela espessura litosférica final após o estiramento, segundo a equação 10:

$$\beta = \frac{\text{Espessura inicial da litosfera}}{\text{Espessura da litosfera após o estiramento}} \quad (10)$$

4.2.3 Parâmetros Cinéticos

O petróleo é o produto da degradação térmica do querogênio durante o processo de soterramento da matéria orgânica (Tissot *et al.*, 1984). Esta degradação térmica do querogênio pode ser definida a partir de uma série de formulações clássicas de cinética de primeira ordem aplicáveis às reações de decomposição, principalmente àquelas associadas ao craqueamento térmico do petróleo.

Para cada reação, a taxa de geração de petróleo é proporcional à uma constante de velocidade K que aumenta com a temperatura de acordo com a lei de Arrhenius (Equação 11), a qual é dependente dos parâmetros cinéticos, descritos pelo fator de frequência (A) e pela energia de ativação (E) (Tissot *et al.*, 1987).

$$K(T) = Ae^{-(E/RT)} \quad (11)$$

onde:

K , Constante de velocidade;

A , Fator de frequência ou pré-exponencial;

E , Energia de ativação da reação (kcal/mol);

R , Constante de gases (0.001987 kcal/mol),

T , Temperatura (K).

Portanto, a energia de ativação representa a quantidade de calor necessária para que ocorra a degradação do querogênio e sua consequente transformação em hidrocarboneto. Sendo assim, quanto maior a energia de ativação, maior a temperatura necessária para degradar o querogênio. Já o fator de frequência ou pré-exponencial, caracteriza-se pela constância de

colisões entre as moléculas dentro de uma determinada reação, e descreve a taxa de geração de hidrocarboneto.

As cinéticas do petróleo podem ser diferenciadas por dois tipos de craqueamento, primário ou secundário, pelo tipo de querogênio (I-IV) e pelo número e tipo dos componentes de petróleo gerados (massa, óleo-gás, cinética composicional) (Hantschel *et al.*, 2009).

Nas reações de geração de hidrocarboneto, comumente assume-se que o craqueamento segue uma cinética de primeira ordem, que pode ser melhor entendida como a soma de um pequeno conjunto de reações que ocorrem em paralelo (Waples, 2000). Essas reações de craqueamento primário são descritas por Arrhenius, segundo a equação 11, as quais derivam de experimentos cinéticos isotérmicos consistentes com as reações de cinética simples. As reações de craqueamento secundário são geralmente simplificadas a partir do craqueamento dos componentes mais pesados em metano e coque, e assim como as reações de craqueamento primário, também são formuladas a partir de uma distribuição de energia de ativação (Hantschel *et al.*, 2009).

Cada tipo de querogênio possui ainda comportamentos cinéticos distintos, devido as suas diferenças composicionais. Os tipos de querogênios são quimicamente classificados de acordo com a abundância de elementos como carbono (C), hidrogênio (H) e oxigênio (O) (Van Krevelen, 1961). A proporção desses elementos varia consideravelmente em função da origem e evolução da matéria orgânica originalmente contida nos sedimentos, e, portanto, com base nas razões desses elementos químicos, é possível classificar o querogênio como tipo I, II, III e IV, como mencionado no capítulo 3.

Em relação ao número e tipo dos componentes do petróleo, podem-se destacar a cinética de massa, a cinética óleo-gás e a cinética composicional. A cinética de massa tem ênfase no craqueamento do querogênio e não faz distinção entre os diversos componentes do petróleo. A cinética óleo-gás consiste em um modelo de dois componentes, onde o gás compreende os componentes de hidrocarbonetos mais leves (C1-C5), e o óleo abrange todos os componentes de hidrocarbonetos mais pesados (C6+) (Hantschel *et al.*, 2009). Ao contrário da cinética óleo-gás, a cinética composicional considera além dos compostos leves e pesados do petróleo as diversas outras classes de componentes, as quais são subdivididas por peso molecular e composição química, de acordo com seus níveis de maturação (Figura 20) (Behar *et al.*, 1992).

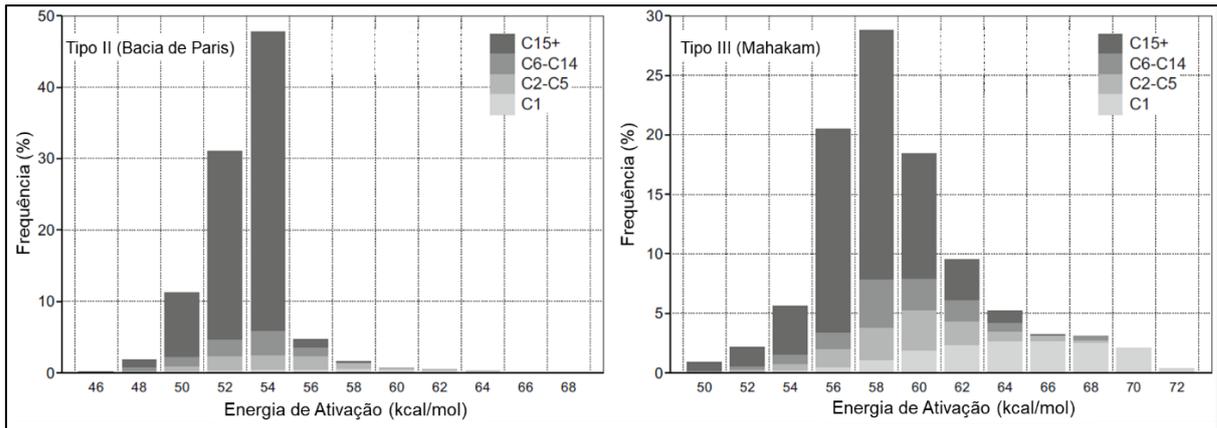


Figura 20- Modelo de cinética composicional proposto por Behar *et al.*, 1997, para amostras de querogênio tipo II e tipo III da Bacia de Paris e do Delta de Mahakam respectivamente.

4.2.4 Fluxo de Fluidos

Para o entendimento dos processos que envolvem a expulsão e migração de hidrocarboneto entre as cozinhas de geração e os reservatórios, é preciso compreender as forças motrizes necessárias para que esses processos ocorram. Portanto, pode-se afirmar que o fluxo de hidrocarboneto em um meio poroso é governado principalmente pelas pressões capilares atuante no meio, pelos gradientes de excesso de pressão e pelo empuxo.

A pressão capilar descreve a diferença de pressão existente entre duas fases fluidas imiscíveis contidas no mesmo espaço poroso. Essa pressão é causada principalmente pela tensão presente na interface que separa essas duas fases fluidas. A partir do momento que essa tensão interfacial é superada, inicia-se então o fluxo de fluidos. Comumente rochas que possuem granulometria mais grossa, como os arenitos, apresentam pressões capilares menores quando comparadas às rochas de granulometria mais fina, como por exemplo, folhelhos e siltitos. Tendo como base esta definição, a pressão capilar em um meio poroso pode ser estimada seguindo a equação de Young-Laplace (Behar, 1972)

$$P_c = \frac{2\gamma}{r} \cos\theta \quad (12)$$

onde:

P_c , Pressão capilar;

γ , Tensão interfacial do sistema;

θ , Ângulo de contato entre os fluidos;

r , Raio de curvatura entre as superfícies.

Esta equação é comumente descrita por um regime bifásico, com a utilização do termo (P_{co}) quando usado em sistemas óleo-água e pelo termo (P_{cg}) em sistemas gás-água (Hantschel *et al.*, 2009).

A modelagem dos mecanismos de fluxo e efeito de pressão capilar é fundamentada pela Lei de Darcy. Esta lei afirma que uma diferença de potencial de pressão pode gerar um fluxo de fluidos de acordo com a equação abaixo:

$$v_p = \mu_p \frac{\Delta p}{\Delta l} \quad (13)$$

Nesta equação, v_p corresponde à velocidade do fluxo em uma fase p , e μ_p é a mobilidade. O símbolo Δp representa a diferença de potencial de pressão ao longo de uma distância Δl no espaço. Vale ressaltar que a direção do fluxo segue uma orientação dos locais de alto potencial de pressão para áreas de mais baixo potencial de pressão, e o tempo do fluxo do fluido pode ser quantificado a partir da velocidade deste fluxo (Hantschel *et al.*, 2009).

5 MODELAGEM 2D DE SISTEMAS PETROLÍFEROS

Neste trabalho, a modelagem bidimensional de sistemas petrolíferos foi realizada com o auxílio do *software* TemisFlow™ pertencente à empresa Beicip-Franlab, onde os principais parâmetros utilizados foram baseados em informações de poços da região de plataforma na Bacia da Foz do Amazonas, incluindo dados de temperatura, vitrinita, carbono orgânico total (COT) e pirólise Rock-Eval.

Os processos a serem realizados durante o desenvolvimento da modelagem de sistemas petrolíferos seguem um fluxograma de trabalho, sumarizado na figura 15, os quais são descritos resumidamente abaixo:

- Definição do Arcabouço Cronoestratigráfico: interpretação dos principais eventos estratigráficos da área em estudo, atribuindo as idades pertinentes para cada nível mapeado.

- Definição do Modelo Litoestratigráfico: para cada horizonte é atribuído uma litologia cujas propriedades permoporosas variam de acordo com o processo de compactação das camadas.

- Construção do Modelo Bidimensional: a partir da definição dos principais eventos cronoestratigráficos e litoestratigráficos na região de águas rasas, inicia-se a interpretação do modelo de onde será extraído os resultados para a modelagem bidimensional de sistemas petrolíferos.

- Calibração e História Evolutiva do Fluxo Térmico: utilização dos dados de temperatura e vitrinita para calibração do modelo com os dados de poços, e definição das principais condições de contorno existentes, dentre elas, a temperatura na interface água-sedimento e o fluxo térmico na base dos sedimentos.

- Caracterização das Principais Rochas Geradoras: identificação dos principais intervalos geradores a partir da utilização de dados geoquímicos, além dos parâmetros cinéticos (energia de ativação e fator de frequência) para cada tipo de querogênio presente nestes intervalos.

- Evolução da Descompactação das Camadas: análise evolutiva da descompactação das camadas do modelo a partir do método de *backstripping*.

- Resultado da Maturação das Rochas Geradoras: resultado da análise dos níveis de maturação ao longo de cada intervalo de rocha geradora do modelo.

- Análise da Geração e Expulsão de Hidrocarbonetos: resultados da modelagem de geração e expulsão de hidrocarbonetos ao longo de cada intervalo de rocha geradora inseridas no modelo os quais se basearam nas análises das variações da taxa de transformação.

- Rotas de Migração dos Hidrocarbonetos: visualização da migração dos hidrocarbonetos pelas camadas sedimentares ao longo do tempo geológico.
- Saturação de Hidrocarbonetos: análise das saturações de hidrocarbonetos nas camadas sedimentares do modelo bidimensional.
- Análise da Pressão de Poros ao Longo da Seção: variações da pressão de poros na seção bidimensional ao longo do tempo.

5.1 Resultados e Discussões

5.1.1 Definição do Arcabouço Cronoestratigráfico

A etapa inicial para a construção do modelo bidimensional parte do mapeamento dos principais intervalos estratigráficos, onde as idades geológicas referentes à deposição das principais sequências e o arcabouço estrutural da bacia foram definidos seguindo a carta estratigráfica proposta por Figueiredo *et al.*, (2007).

Para a amarração dos horizontes utilizou-se o poço 1-APS-44, localizado na região de águas rasas da bacia, o qual encontra-se à aproximadamente 50km da linha sísmica utilizada para a modelagem. A partir deste poço, foi possível mapear 13 horizontes, diferenciados por cores e associados às diferentes idades geológicas (Figura 21). Dentre eles, destacam-se os horizontes referentes às seguintes idades: Neomioceno, Mesomioceno, Oligoceno, Eoceno, Paleoceno, Maastrichtiano, Campaniano, Santoniano/Coniaciano, Turoniano, Abiano/Cenomaniano, topo da sequência Rife, além dos horizontes do fundo do mar e do embasamento, conforme descritos na tabela 5.

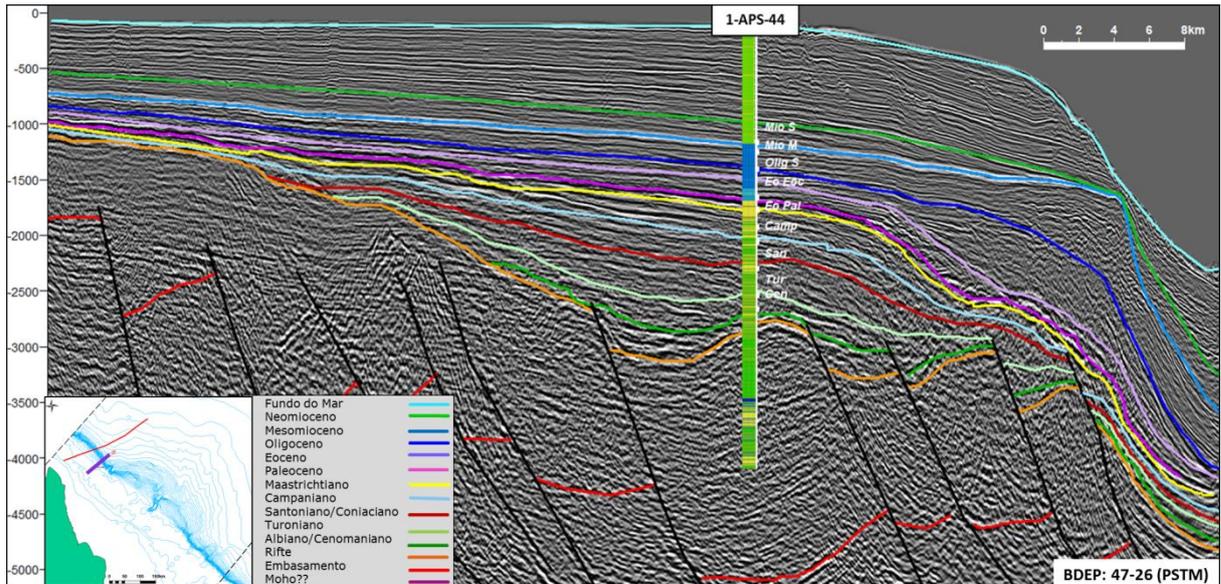


Figura 21- Seção sísmica utilizada para amarração dos principais intervalos estratigráficos (diferenciados por cores), localizada na região de águas rasas da Bacia da Foz do Amazonas. Em destaque, o poço 1-APS-44, caracterizado pela coluna litológica juntamente com as idades geológicas. No mapa de localização observa-se em roxo a linha referente a seção sísmica que passa pelo poço 1-APS-44.

Tabela 5- Idades deposicionais dos intervalos litoestratigráficos da Bacia da Foz do Amazonas utilizados na modelagem 2D.

Nome	Idade	
	de	a
Neomioceno	11.6	5.3
Mesomioceno	23	11.6
Oligoceno	34	23
Eoceno	61	34
Paleoceno	65.5	61
Maastrichtiano	70.6	65.5
Campaniano	83.5	70.6
Santoniano-Coniaciano	88.6	83.5
Turoniano	93.6	88.6
Abiano/Cenomaniano	102	93.6
Rife	130	102
Embasamento	540	130

5.1.2 Definição do Modelo Litoestratigráfico

A definição dos intervalos litoestratigráficos do modelo foi baseada na interpretação realizada por Figueiredo *et al.*, (2007), e possibilitou a construção de uma seção geológica esquemática a partir dos poços 1-APS-44, 1-APS-29, 1-APS-45, 1-APS-52 e 1-APS-31 (Figura 22). Segundo o autor, a sequência equivalente à Formação Pirarucu/Orange na região de

plataforma é composta essencialmente por folhelhos e arenitos finos. A Formação Amapá é representada por uma plataforma carbonática constituída por calcarenitos nas porções proximais, calcissiltitos e calcilutitos na porção externa e calcilutitos, margas e folhelhos na região de talude. A Formação Limoeiro é caracterizada, em geral, por sedimentos argilosos na base e uma sequência progradante composta por folhelhos, arenitos e siltitos. Já a Formação Cassiporé é composta por folhelhos intercalados por intervalos de arenitos finos.

Utilizando essas informações foi possível extrapolar a interpretação litológica para o modelo. Para cada camada modelada, foram atribuídas diferentes litologias, que podem ser compostas por um único tipo de rocha ou por uma combinação de duas ou mais litologias diferentes.

Sendo assim, para a elaboração do modelo foram utilizadas 12 litologias, definidas em termos percentuais de arenito, folhelho, siltito, calcilutito, calcarenito e diamictito, associadas ainda a um tipo de coloração específica (Tabela 6).

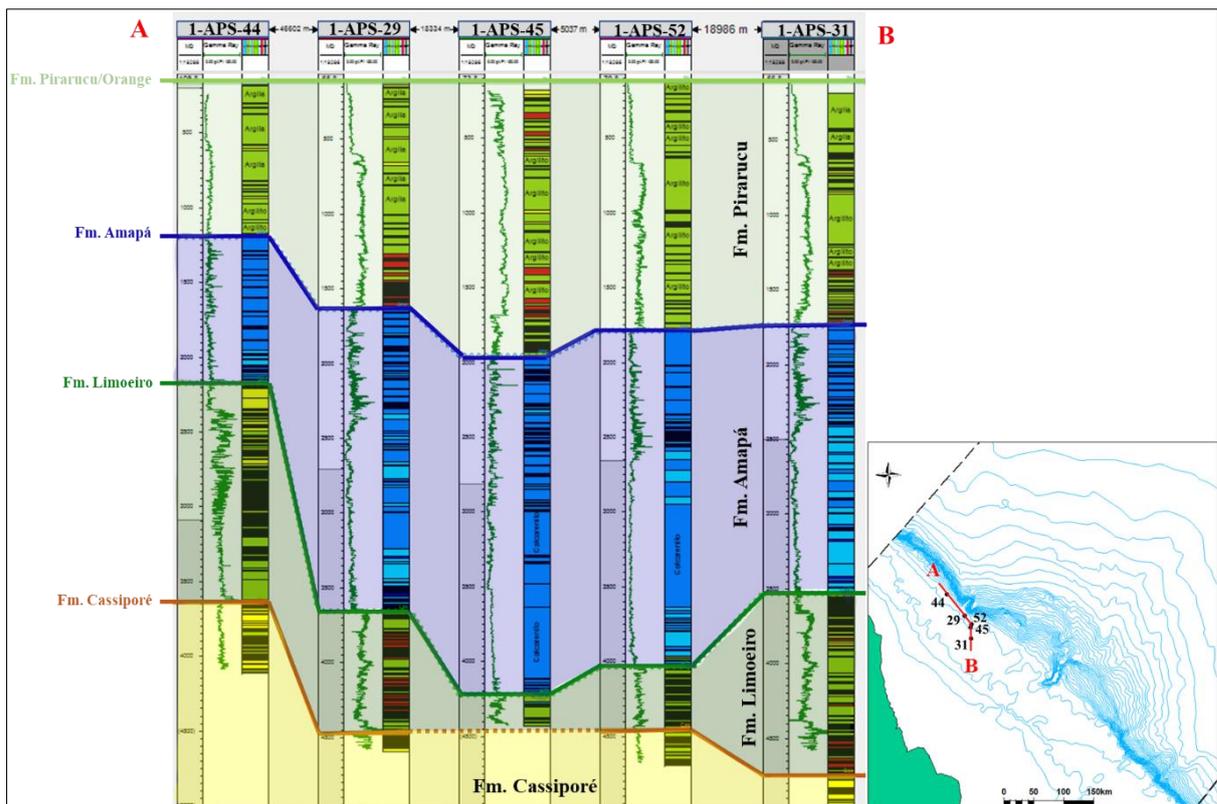
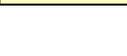
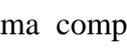


Figura 22- Seção geológica esquemática (A-B) dos poços utilizados para a construção do modelo litológico. Em destaque, os principais intervalos litoestratigráficos da bacia da Foz do Amazonas. A seção é composta pelos poços 1-APS-44, 1-APS-29, 1-APS-45, 1-APS-52 e 1-APS-31, como observado no mapa de localização

Tabela 6- Lista das litologias e suas respectivas cores utilizadas na modelagem 2D.

Litologias	Cor
80% Calcilutito - 20 % Folhelho	
100% Calcarenito	
60% Marga - 40% Folhelho	
40% Diamictito - 30% Siltito - 30% Folhelho	
100% Folhelo	
100% Folhelho Gerador	
80% Folhelho - 20% Arenito	
100% Siltito	
50% Arenito - 50% Folhelho	
70% Arenito - 30% Folhelho	
100% Arenito	
90% Arenito - 10% Folhelho	

Está disponível na biblioteca do TemisFlow™ uma gama completa de valores e parâmetros petrofísicos pré-definidos para diversas litologias, o que possibilita a utilização desta biblioteca em casos onde há pouco conhecimento a respeito da petrofísica das fácies na área a serem modeladas. No entanto, os melhores resultados de modelagem de bacias serão alcançados quando os parâmetros críticos são ajustados com precisão, de forma que o comportamento esperado do sistema petrolífero na área seja reproduzido da maneira mais realista possível.

Portanto, a definição da composição litológica, suas variações ao longo da seção modelada e as propriedades petrofísicas das litofácies utilizadas neste trabalho, foram baseadas em informações pertencentes aos poços presentes na base de dados deste estudo, os quais estão localizados na região de plataforma da Bacia da Foz do Amazonas, em conjunto com as informações obtidas através da biblioteca do TemisFlow™.

O comportamento petrofísico de cada litofácies presente na biblioteca do TemisFlow™ é caracterizado por um conjunto de propriedades consideradas essenciais na construção do modelo bidimensional. Tais parâmetros e propriedades petrofísicas estão organizados de acordo com os fenômenos físicos e químicos pertencentes à cada litologia. Dentre eles destacam-se os parâmetros e as propriedades termais, de compactação, permeabilidade, porosidade, pressão capilar e de velocidade sísmica. As figuras 23, 24 e 25 abaixo, ilustram e exemplificam os principais parâmetros petrofísicos presentes na biblioteca do TemisFlow™

para arenitos, folhelhos e calcarenitos respectivamente, e que foram utilizados para a realização da modelagem de sistemas petrolíferos na Bacia da Foz do Amazonas.

Propriedades e Parâmetros Petrofísicos – Arenito (Biblioteca TemisFlow™)

Observed Parameters

Observed $\phi_{i,A}$	0.724	%
Observed $\phi_{i,B}$	39.778	%
Observed deep limit porosity	1.0	%
Observed surface porosity	25.5	%
Observed $\sigma_{i,A}$	17.201	MPa
Observed $\sigma_{i,B}$	37.192	MPa
Observed elasticity	10000.0	MPa

Porosity (%) Table

Porosity (%)	Permeability (Darcy) (mD)
68	0.001
5.262	0.007
16.520	1.850
15.789	7.897
21.026	16.914
26.116	42.110
31.578	85.200
36.841	156.762
42.163	282.070
47.264	491.96
52.616	802.878
57.847	1386.34
63.179	2392.61
68.411	4068.18
73.642	7394.71
78.874	14013.34
84.210	30324.29
89.457	61764.6
94.768	128768.01
100.0	

Figura 23- Principais propriedades e parâmetros petrofísicos utilizados para os arenitos do modelo, de acordo com a biblioteca do TemisFlow™.

Propriedades e Parâmetros Petrofísicos – Folhelho (Biblioteca TemisFlow™)

Observed Parameters

Observed $\phi_{i,A}$	12.142	%
Observed $\phi_{i,B}$	48.958	%
Observed deep limit porosity	1.0	%
Observed surface porosity	65.0	%
Observed $\sigma_{i,A}$	1.0	MPa
Observed $\sigma_{i,B}$	14.588	MPa
Observed elasticity	1000.0	MPa

Porosity (%) Table

Porosity (%)	Permeability (Darcy) (mD)
68	0.001
5.262	0.000008
16.520	0.001
15.789	0.004
21.026	0.012
26.116	0.027
31.578	0.055
36.841	0.102
42.163	0.181
47.264	0.311
52.616	0.527
57.847	0.937
63.179	1.595
68.411	2.804
73.642	4.883
78.874	8.899
84.210	1.6416
89.457	5.2481
94.768	24.8812
100.0	

Figura 24- Principais propriedades e parâmetros petrofísicos utilizados para os folhelhos do modelo, de acordo com a biblioteca do TemisFlow™.

Propriedades e Parâmetros Petrofísicos – Calcarenito (Biblioteca TemisFlow™)

Observed Parameters

Observed $\rho_{cl,A}$	13,2111	%
Observed $\rho_{cl,B}$	11,6892	%
Observed deep limit porosity	7,0	%
Observed surface porosity	35,0	%
Observed $\sigma_{cl,A}$	1,8	MPa
Observed $\sigma_{cl,B}$	1,1388	MPa
Observed elasticity	1000,0	MPa

Mechanical Parameters

Mechanical $\rho_{cl,A}$	14,739	%
Mechanical $\rho_{cl,B}$	40,261	%
Mechanical Deep limit porosity	19,0	%
Mechanical surface porosity	79,0	%
Mechanical $\sigma_{cl,A}$	1,8	MPa
Mechanical $\sigma_{cl,B}$	44,4023	MPa
Mechanical elasticity	1000,0	MPa

Porosity Table

Z (m)	Porosity (%)
0,0	35,0
100,0	17,0
500,0	11,0
1000,0	9,0
2000,0	6,5
4000,0	8,0
7000,0	7,5
10000,0	7,0

Permeability Table

Z (m)	Porosity (%)
0,0	74,0
100,0	61,0
250,0	59,0
500,0	56,7
1000,0	53,4
2000,0	50,4
3000,0	47,6
4000,0	45,0
5000,0	42,4
6000,0	40,1
7000,0	37,8
8000,0	35,7
9000,0	33,0
10000,0	30,0

Law definition

Permeability law: Kobbay-Carmen

Law parameters: Specific surface: 200000,0 1/m

Thermal Properties

Thermal intrusion: Activate intrusion

Surface matrix conductivity: 0,57 W/m°C

Temperature dependency: 0,003 1/°C

Horizontal conductivity multiplier: 1,0

Vertical conductivity multiplier: 1,0

Heat Capacity: Mass heat capacity: 705,0 J/kg°C

Radioactive Production: Radioactive production: 0,287 Bq/m³

Relative Permeabilities

Water: Maximum HC Saturation: 70,0 %

Kf(Water) Curve exp: 6,0

Hc Liquid: Expulsion HC saturation: 1,0 %

Kf(Hc) Curve exp: 2,0

Stone Exponent: Stone exp: 1,0

Capillary Pressure: Pcf(P) at Max Porosity: 0,5 MPa

Pcf(P) Curve exp: 1,0

Pcf(Sat): Pcf(Sat) Delta Pc: 20,0 MPa

Pcf(Sat) Curve exp: 20,0

Anisotropy: Pcf,h Multiplier: 1,0

Pcf,v Multiplier: 1,0

Figura 25- Principais propriedades e parâmetros petrofísicos utilizados para os calcarenitos do modelo, de acordo com a biblioteca do TemisFlow™.

5.1.3 Construção do Modelo Bidimensional

A construção do modelo inicia-se com o mapeamento dos 13 horizontes na linha sísmica 2D em profundidade, de propriedade da empresa ION, que foram previamente definidos na região de águas rasas, a partir dos dados de poços da bacia, como mencionado anteriormente. Após a análise da linha sísmica a ser utilizada na modelagem, foi possível identificar ainda uma reflexão sísmica que pode ser interpretada como a descontinuidade de Mohorovicic (Moho), essencial para a definição do modelo térmico basal, o qual será discutido no próximo item, contabilizando, portanto, 14 horizontes mapeados no total (Figura 26).

A etapa seguinte se dá pelo carregamento da linha sísmica no software de modelagem, de forma que as geometrias das principais seqüências cronoestratigráficas sejam ilustradas de maneira mais fidedigna possível, assim como as litologias referentes à cada seqüência (Figura 27).

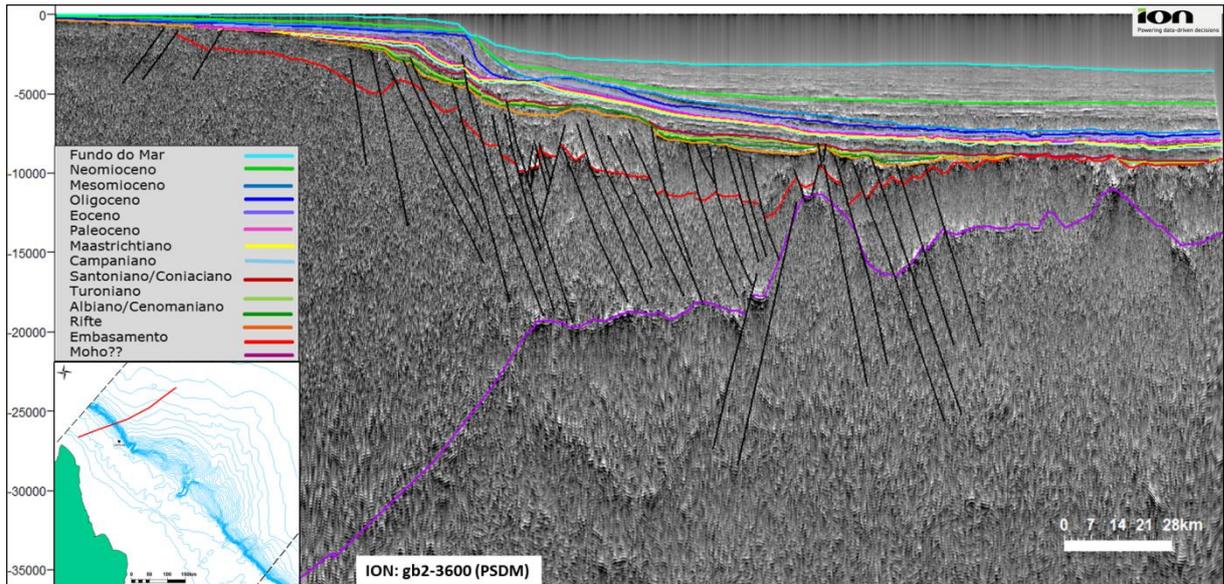


Figura 26- Seção sísmica utilizada para a realização da modelagem bidimensional de sistemas petrolíferos na Bacia da Foz do Amazonas. Em destaque os quatorze horizontes mapeados e a localização da linha sísmica na bacia.

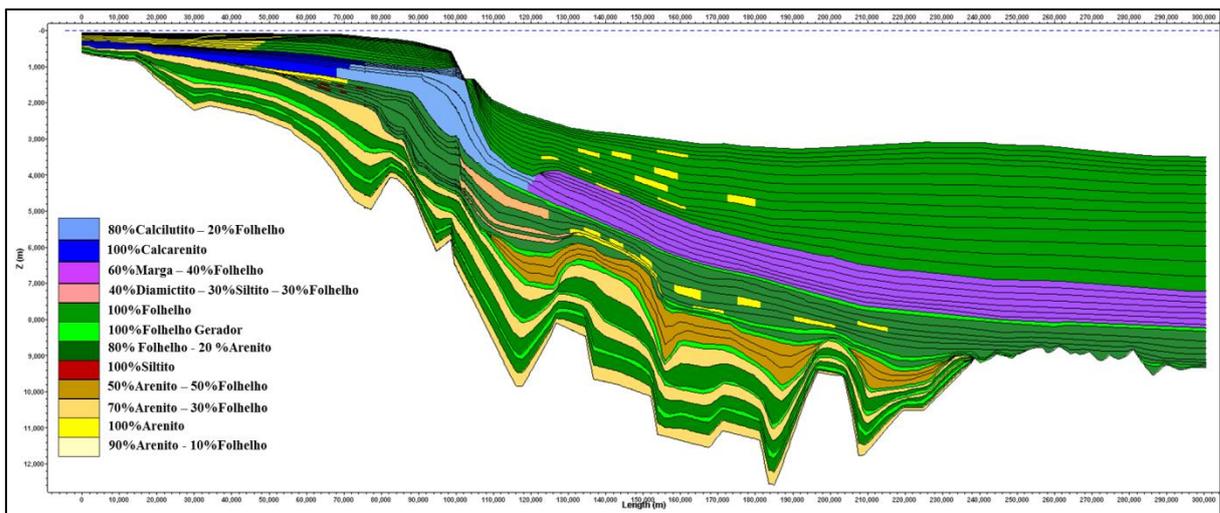


Figura 27- Seção geológica derivada da sísmica 2D carregada no TemisFlow™ ilustrando a geometria da seção após a definição das litologias e das principais seqüências cronoestratigráficas da Bacia da Foz do Amazonas.

5.1.4 Calibração e História Evolutiva do Fluxo Térmico

A calibração térmica do modelo foi realizada a partir da extrapolação dos dados de temperatura e vitrinita encontrados nos poços pertencentes à base de dados deste trabalho. De acordo com a análise dos resultados da calibração térmica, as curvas obtidas pelo TemisFlow™ mostram que o modelo se encontra termicamente calibrado, como pode ser visualizado na figura 30, tendo em vista os valores de temperatura versus profundidade (Figura 28a) e de vitrinita versus profundidade (Figura 28b) referentes aos poços localizados na região de águas rasas da bacia.

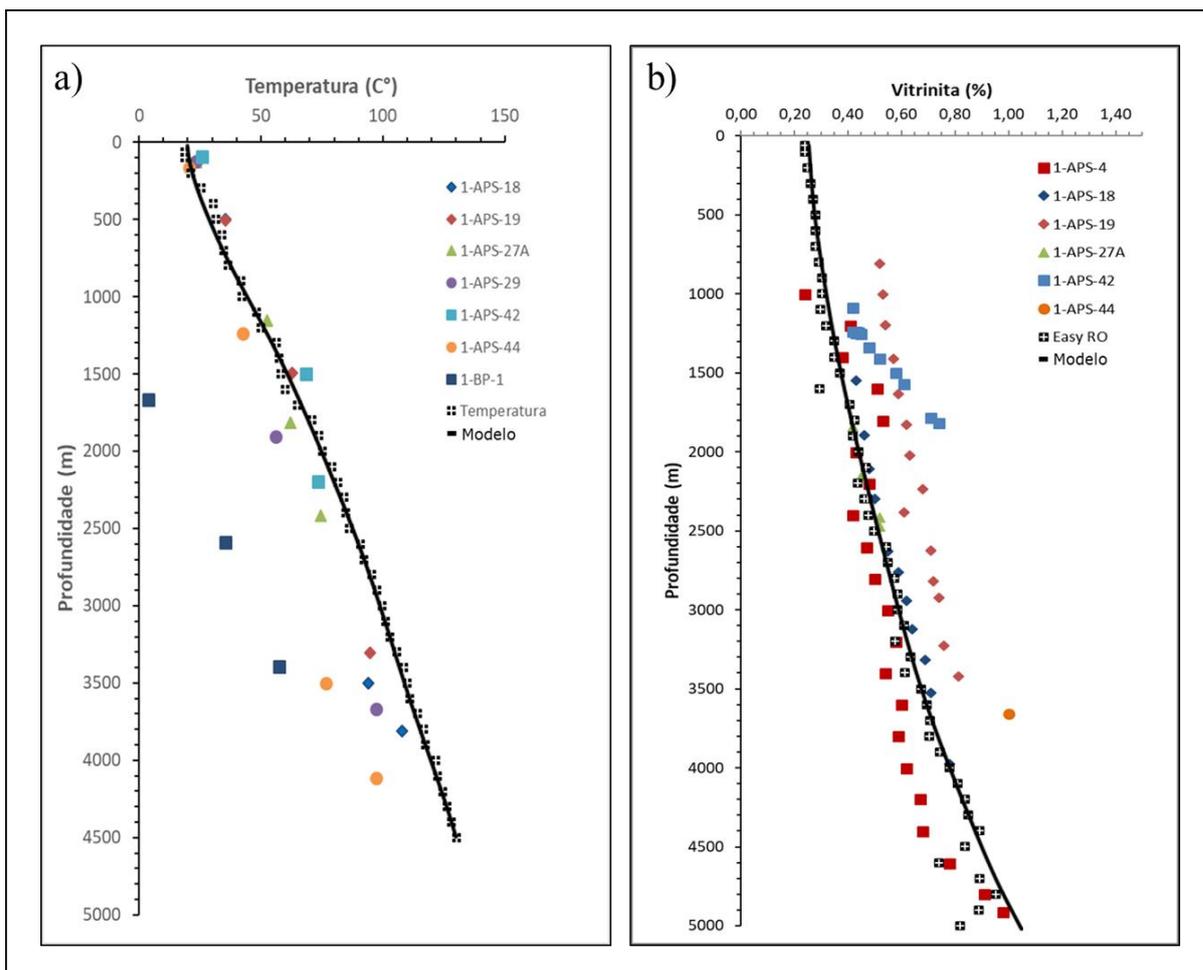


Figura 28- Gráficos que expressam as relações entre os valores de temperatura e profundidade (a) e vitrinita e profundidade (b). Notar que os dados extraídos dos poços estão em conformidade com o modelo (linha preta).

Para a calibração térmica, faz-se necessário ainda, definir as principais condições de contorno existentes no modelo, de modo a recriar a evolução térmica e o histórico de subsidência da bacia. As condições de contorno podem ser caracterizadas pela temperatura na interface água-sedimento e pelo fluxo térmico na base dos sedimentos, conforme detalhado no capítulo 4.

O cálculo da temperatura na interface água-sedimento neste trabalho foi realizado a partir da metodologia proposta por Beardsmore & Cull (2001), onde o autor desenvolveu algumas relações empíricas entre a profundidade da lâmina de água e a temperatura na base da coluna de água. Tendo em vista que a seção a ser modelada possui uma extensão total de aproximadamente 300 km, e a profundidade da lâmina d'água variando de 64 m até aproximadamente 3600 m, a temperatura estimada para o fundo do mar segundo fórmula de Beardsmore & Cull (2001) ao longo da seção, varia de 18,5°C na porção de menor lâmina d'água, até 2°C na região mais profunda do modelo (Figura 29).

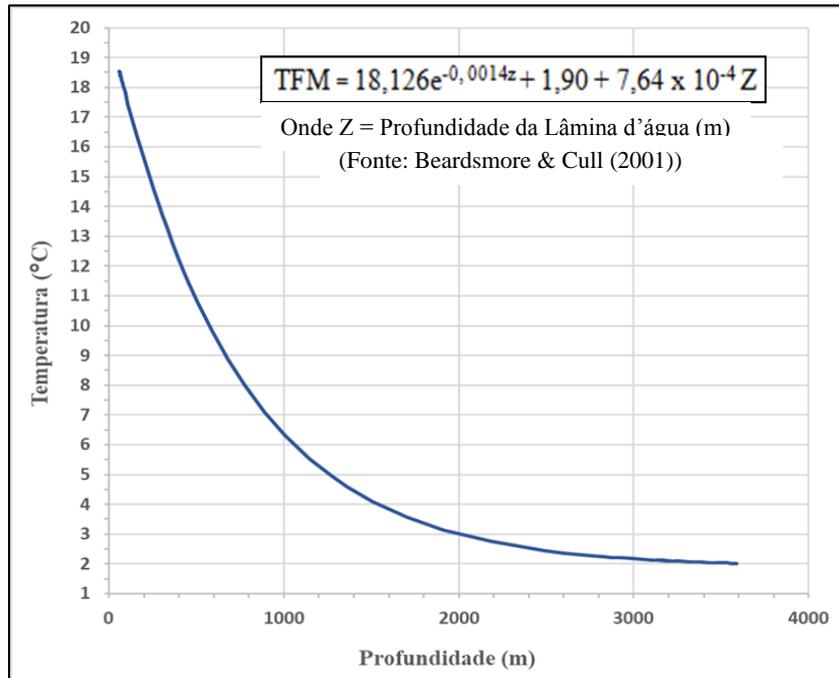


Figura 29- Curvas de temperatura do fundo do mar, no presente, calculadas a partir da metodologia proposta por Beardsmore & Cull (2001). O gráfico expressa a relação entre a temperatura (°C) e a profundidade em metros da lâmina d'água na seção modelada.

Além da temperatura na interface água-sedimento ao longo da seção, outros parâmetros são necessários para a realização da modelagem, os quais vão servir de *input* para a calibração térmica do modelo. Estes parâmetros são caracterizados pelos valores de temperatura na base do Manto Superior, definida neste trabalho a partir da profundidade equivalente à isoterma de 1333° (Allen & Allen, 2005), assim como as temperaturas na interface água-sedimento no começo e no final do processo de rifteamento da bacia, relacionadas às variações da paleobatimetria nas suas respectivas idades, neste caso, 130M.a. e 102M.a. (Tabela 7).

Tabela 7- Valores de temperatura utilizados como *input* para a realização da modelagem.

Camadas	Temperatura (°C)
Base do Manto Superior	1333
Interface água-sedimento começo evento Rife	29
Interface água-sedimento final evento Rife	25

Outra condição de contorno a ser definida no modelo está relacionada com a evolução do fluxo de calor basal ao longo da seção. Neste trabalho foi utilizado o modelo proposto por McKenzie (1978), onde o estiramento litosférico acontece de forma homogênea e instantânea, seguindo um fator de estiramento beta (β).

O fator de estiramento beta (β) é utilizado para definir a magnitude da extensão litosférica e a resistência à flexão, calculado a partir da divisão entre a espessura crustal média e a espessura crustal atual, segundo a equação 10 descrita no capítulo anterior.

Neste trabalho, assume-se, portanto, uma espessura crustal média de 35 km (Allen & Allen, 2005), já a espessura crustal atual é calculada a partir da diferença entre as profundidades da descontinuidade de Mohorovicic (Moho) e do embasamento ao longo da seção. Sendo assim, os valores de estiramento beta (β) calculados para o modelo variam de 1 a 10, como observado na figura 30.

Os altos valores de estiramento beta (β) calculados no modelo estão associados às regiões onde a crosta está extremamente afinada, possivelmente indicando exumações do manto litosférico. Feições semelhantes foram observadas por Manatschal e Bernoulli (1999) e Manatschal *et al.*, (2007) na margem da Ibéria, onde poços amostraram peridotitos serpentinizados associados ao manto litosférico, assim como na paleomargem da Adria, localizada atualmente nos Alpes, onde tais feições foram observadas em diversos afloramentos.

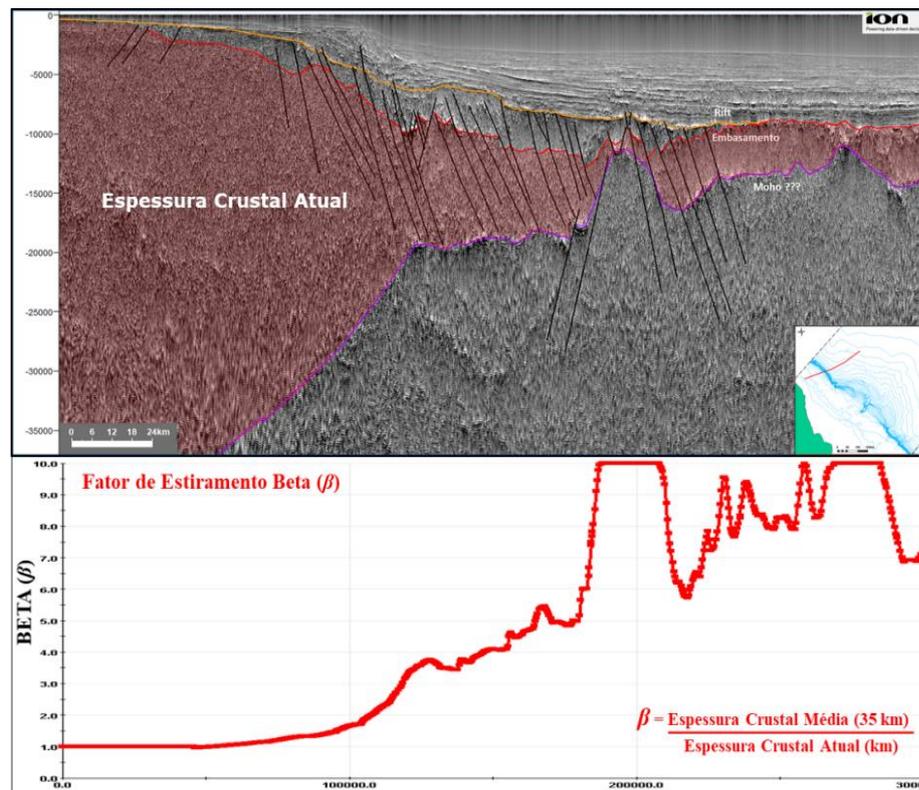


Figura 30- Gráfico referente aos valores de beta (β) ao longo da seção. Na seção sísmica observa-se os horizontes do embasamento e da Moho, interpretados em vermelho e roxo respectivamente, utilizados para o cálculo da espessura crosta atual ao longo da seção.

Após a definição dos valores de beta (β), é possível observar a evolução do estiramento crustal ao longo da seção, desde o início do evento Rifte da bacia, onde a litosfera se encontra na sua forma original, até os dias de hoje, onde a litosfera se apresenta totalmente estendida (Figura 31). Para esta análise, faz-se necessário ainda, definir um padrão litológico específico para cada camada da litosfera, a qual inclui a Crosta Superior, a Crosta Inferior e o Manto Superior. Neste caso, atribuiu-se as propriedades *default* de densidade e condutividade térmica presentes na biblioteca do TemisFlow™ para cada litologia, juntamente com suas devidas espessuras médias, sendo, 17,5 km para a Crosta Superior, 17,5 km para a Crosta Inferior e 90 km para o Manto Superior, totalizando uma espessura média litosférica de 125 km.

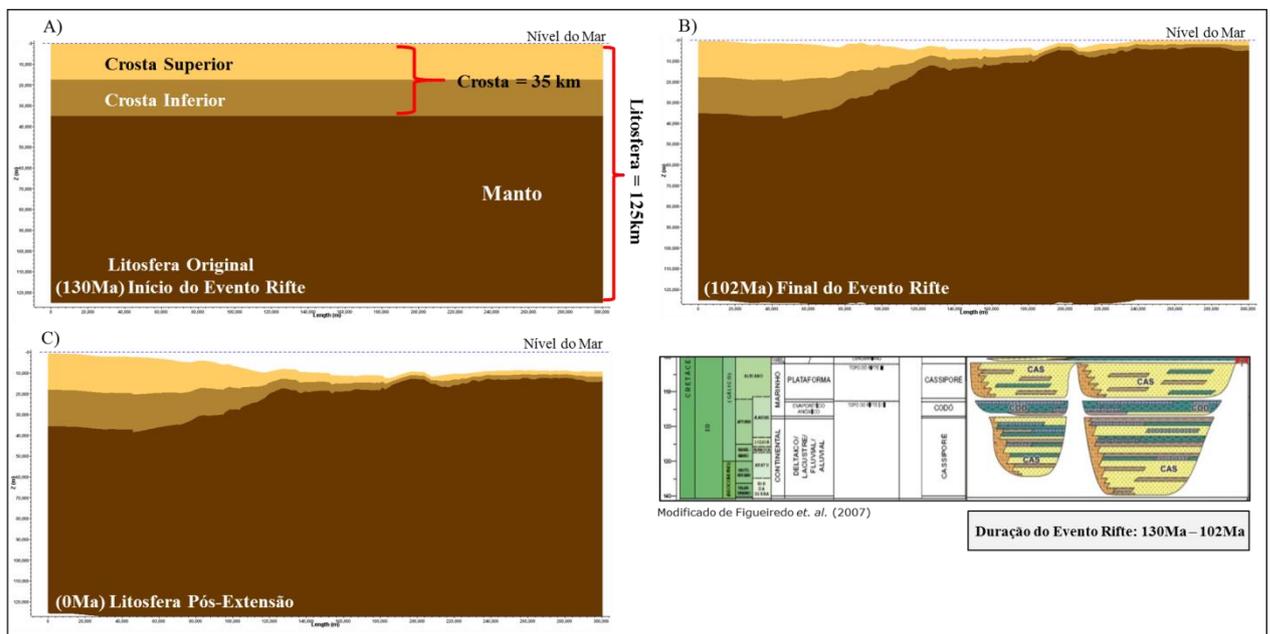


Figura 31- Resultado do estiramento crustal na seção ao longo do tempo geológico. A) Espessura original da litosfera no começo do evento Rifte (130M.a.). B) Ilustração do comportamento da litosfera ao final do evento Rifte (102M.a.). C) Litosfera totalmente estendida no presente (0M.a.).

A história evolutiva do fluxo térmico adotada para a seção modelada baseou-se nos parâmetros de extensão crustal proposto por Mckenzie (1978), conforme citado anteriormente. Com isso, os resultados obtidos pela ferramenta utilizada para a geração da modelagem 2D possibilitaram calcular a história do fluxo de calor na região de águas profundas e ultra profundas na Bacia da Foz do Amazonas.

Com o intuito de melhor avaliar a variação do fluxo térmico na área em estudo, foi realizada a extração de dois pontos ao longo da seção, um ponto (A) na porção mais proximal, onde a crosta apresenta-se menos estirada, e um ponto (B), localizado na porção da seção onde a crosta apresenta um elevado grau de estiramento litosférico (Figura 32).

É possível observar na figura abaixo uma diferença bastante expressiva nos valores de fluxo térmico entre os dois pontos analisados no modelo. Ao analisar o ponto (A), observa-se que no começo do evento Rifte, há 130M.a., essa porção da bacia apresenta valores de fluxo térmico em torno de 44mW/m², e chega a valores próximos de 65 mW/m² ao fim do processo de rifteamento, em 102M.a., e a partir desta idade ocorre então uma dissipação do fluxo de calor devido à subsidência termal, retornando, portanto, às condições de equilíbrio inicial. Na porção da bacia onde foi extraído o ponto (B), verifica-se que no início do evento Rifte o fluxo térmico apresenta valores em torno de 54 mW/m², e alcança valores bastante elevados no fim do processo de rifteamento, na ordem de 117mW/m², valor 80% maior quando comparado ao ponto (A), e a partir deste estágio ocorre também uma dissipação do fluxo térmico até chegar às condições de equilíbrio inicial.

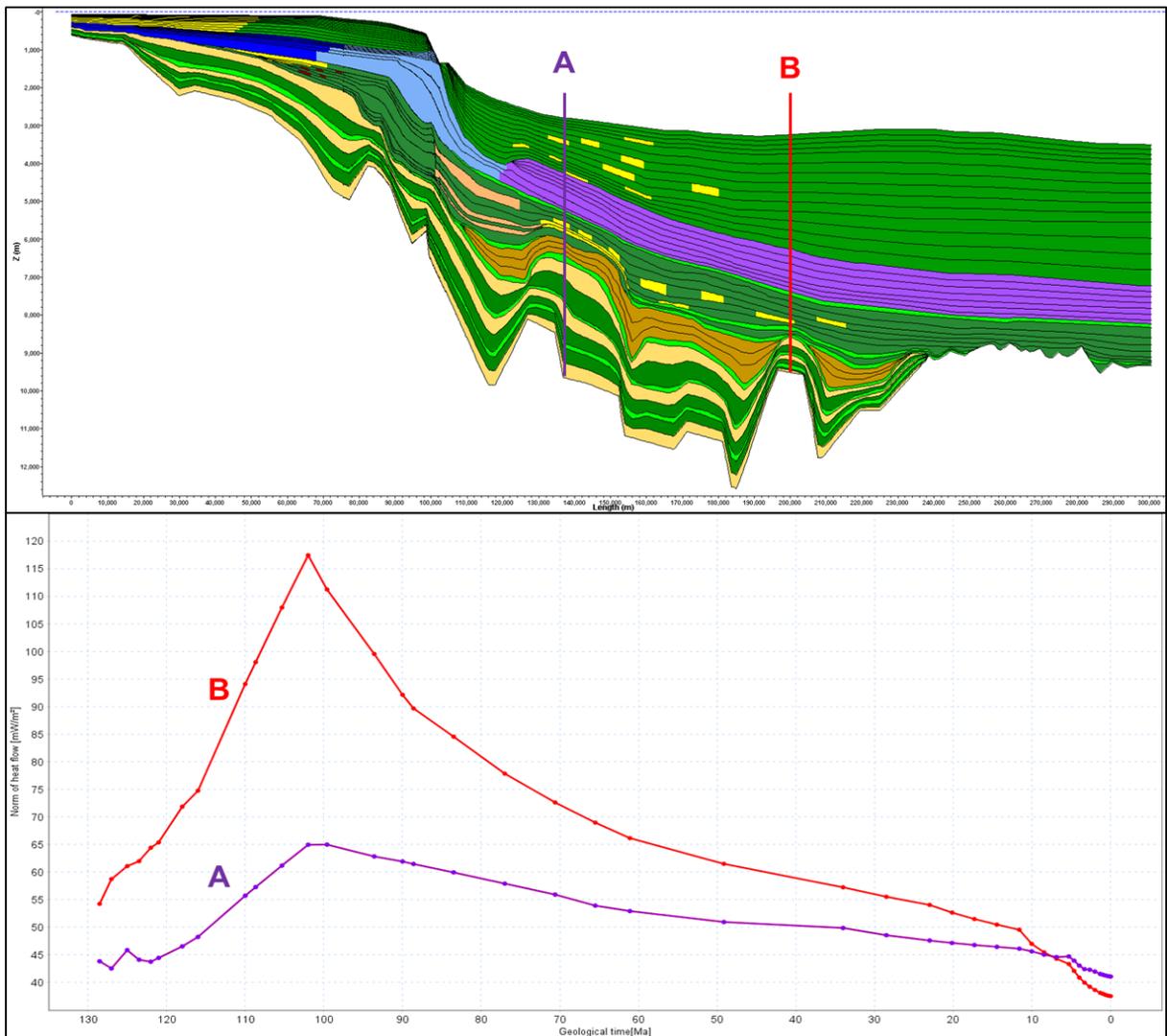


Figura 32- Curvas ilustrativas da história evolutiva do fluxo térmico na porção de águas profundas e ultraprofundas da Bacia da Foz do Amazonas.

Os resultados da modelagem térmica, no presente estudo, mostram ainda que os valores de temperatura calculados pela ferramenta ao longo da seção modelada, variam de 5°C nas profundidades menores, até 240°C em profundidades mais elevadas na região de águas profundas e ultraprofundas da bacia (Figura 33).

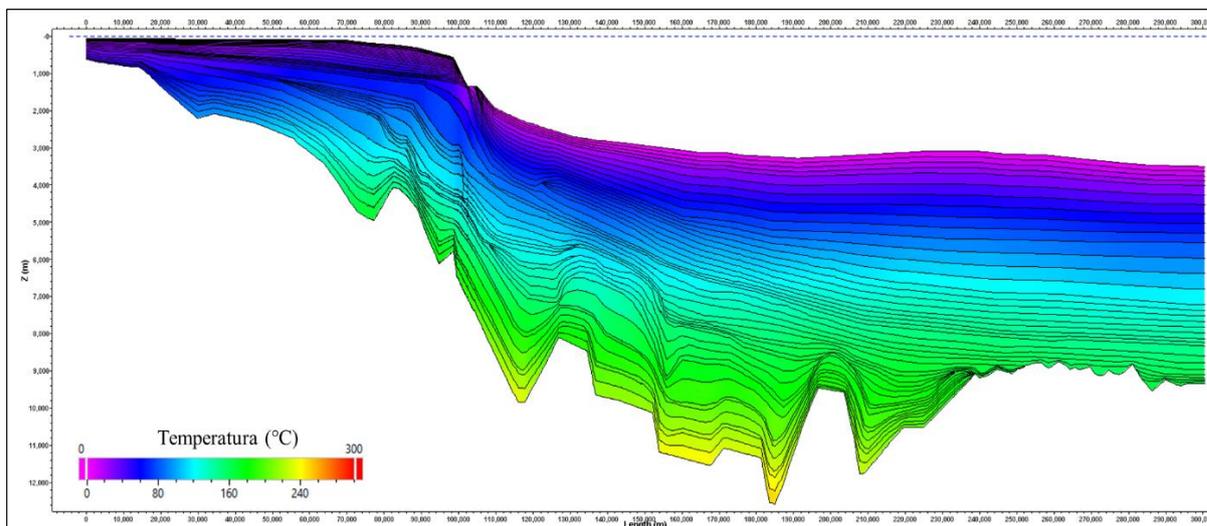


Figura 33- Distribuição dos valores de temperatura no presente (0M.a.) ao longo da seção bidimensional da Bacia da Foz do Amazonas.

5.1.5 Caracterização das Principais Rochas Geradoras

Para a identificação de uma rocha geradora de hidrocarbonetos faz-se necessário determinar os teores de matéria orgânica tanto solúvel quanto insolúvel nas amostras, além do conhecimento do tipo e da qualidade da matéria orgânica e de seu estágio de maturação.

Assim, a etapa de caracterização das potenciais rochas geradoras da Bacia da Foz do Amazonas foi realizada a partir da análise e interpretação dos dados de teor de carbono orgânico total (COT) com valores maiores que 1%, e de pirólise Rock-Eval dos poços oriundos da base de dados deste trabalho. Foram utilizadas também informações bibliográficas a respeito dos eventos anóxicos globais com o intuito de realizar uma correlação com as rochas geradoras da bacia.

A partir destas análises foi possível identificar seis prováveis intervalos de rochas geradoras na Bacia da Foz do Amazonas. Três intervalos geradores foram interpretados em cada uma das sequências do Rifte, dentre elas destacam-se o intervalo referente à sequência Rifte I de idade Eoaptiano, o nível gerador da sequência Rifte II de idade Neoaptiano, e outro intervalo gerador na sequência Rifte III relacionada à idade Neoaptiano - Eoalbiano. Outros três níveis de rochas geradoras foram identificados na sequência Drifte, onde dois níveis estão

inseridos na sequência Drifte I de idades Albiano-Cenomaniano e Turoniano, e uma camada de rocha geradora de idade Eooceno pertencente à sequência Drifte II (Figura 34).

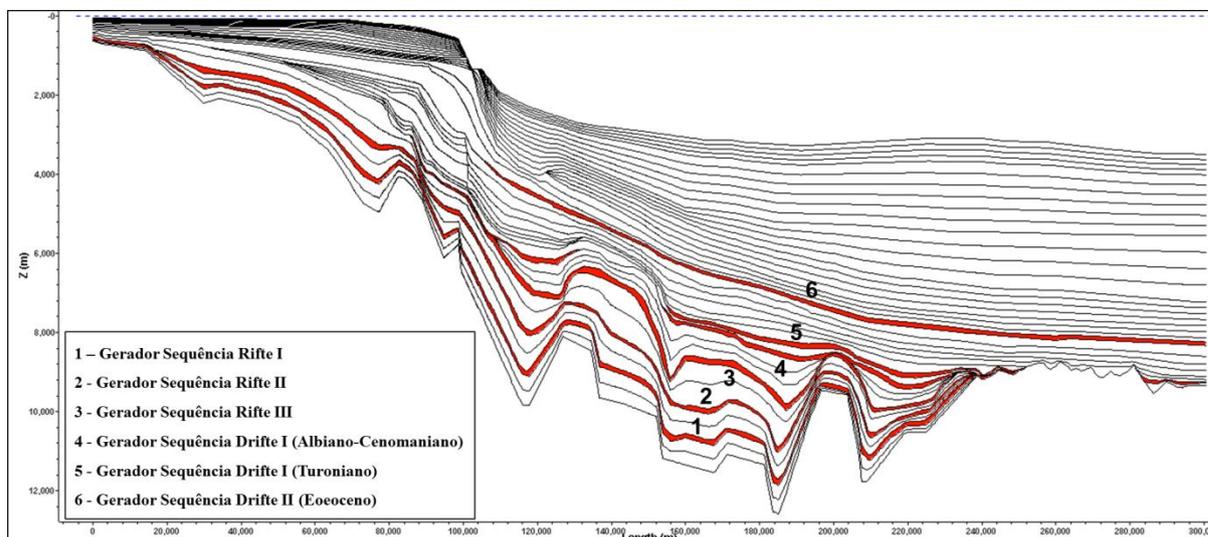


Figura 34- Posicionamento estratigráfico das rochas geradoras atribuídas ao modelo bidimensional na Bacia da Foz do Amazonas.

Na Bacia da Foz do Amazonas, de acordo com a classificação proposta por Figueiredo *et al.*, (2007), a sequência Rifte é caracterizada pelas Formações Cassiporé (sequências Rifte I e III) e Codó (sequência Rifte II).

O intervalo gerador representativo da Sequência Rifte I pode ser reconhecido no poço 1-APS-18, caracterizado por altos teores de carbono orgânico total (COT), na ordem de 10% (Figura 35a), e índice de hidrogênio (IH), que varia entre 500 a 900 mgHC/gTOC aproximadamente. A partir da análise do Diagrama Van Krevelen verifica-se que este intervalo possui uma grande contribuição de matéria orgânica tipo I, tipicamente originado a partir de biomassa algálica/bacteriana, indicando deposição em ambientes lacustres (Figura 35b). De acordo com a interpretação do perfil geoquímico da figura 36, este intervalo de rochas geradoras apresenta elevado potencial para geração de hidrocarbonetos, com excelentes teores de COT além de elevados valores de IH e S2, distribuídos em um pacote com espessura significativa, de aproximadamente 250 m.

Segundo Figueiredo *et al.*, (2007), uma litologia semelhante à Sequência Rifte II, associada à Formação Codó, foi perfurada nos poços 1-APS-18 e 1-APS-49. Baseado na análise do diagrama de Van Krevelen de ambos os poços, observa-se que este intervalo possui uma forte contribuição de matéria orgânica tipo II, típico de material depositado em ambiente com influência marinha (Figura 35b e Figura 37b). Em termos de teor de carbono orgânico total (COT), observam-se valores próximos de 4% em ambos os poços (Figura 35a e Figura 37a). A

partir da análise do perfil geoquímico de ambos os poços, observa-se um potencial moderado a alto para geração de hidrocarbonetos, com valores de COT, IH e S2 bastante relevantes (Figura 36 e Figura 38). Ainda segundo Reis & Caputo (2005), o ambiente deposicional onde foram depositados os sedimentos desta formação está associado a um ambiente marinho restrito.

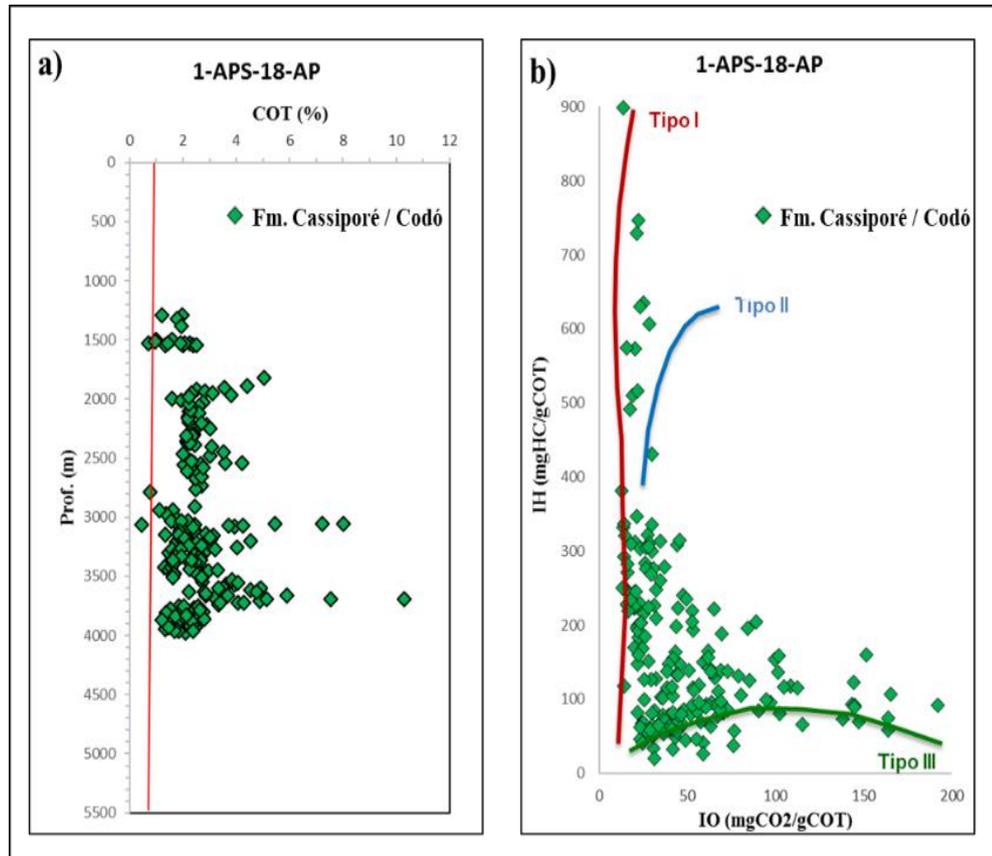


Figura 35- a) Gráfico de teor de carbono orgânico total (COT) vs. profundidade representativo dos intervalos geradores das sequências Rife I e Rife II. b) Diagrama de Van Krevelen mostrando a distribuição dos valores de índice de hidrogênio (IH) e de oxigênio (IO) dos intervalos geradores representativos das sequências Rife I e Rife II.

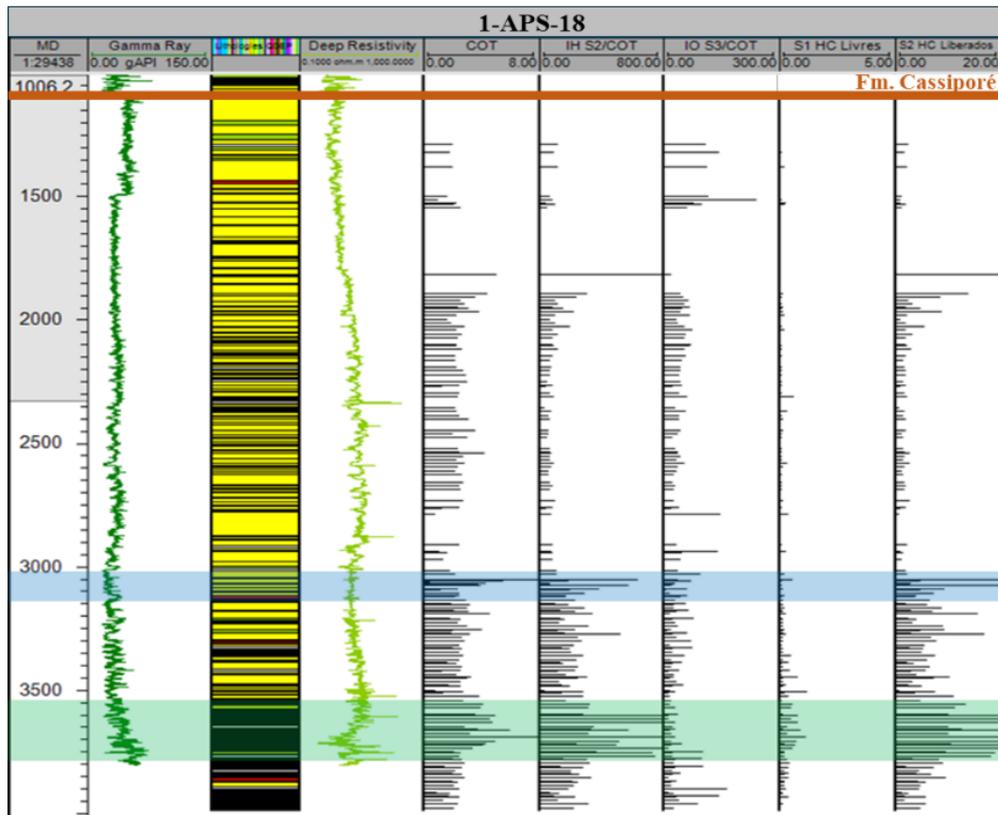


Figura 36- Perfil geoquímico do poço 1-APS-18 destacando os valores de COT e pirólise Rock-Eval dos intervalos de rochas geradoras associados às seqüências Rifte I (verde) e Rifte II (azul) na Bacia da Foz do Amazonas.

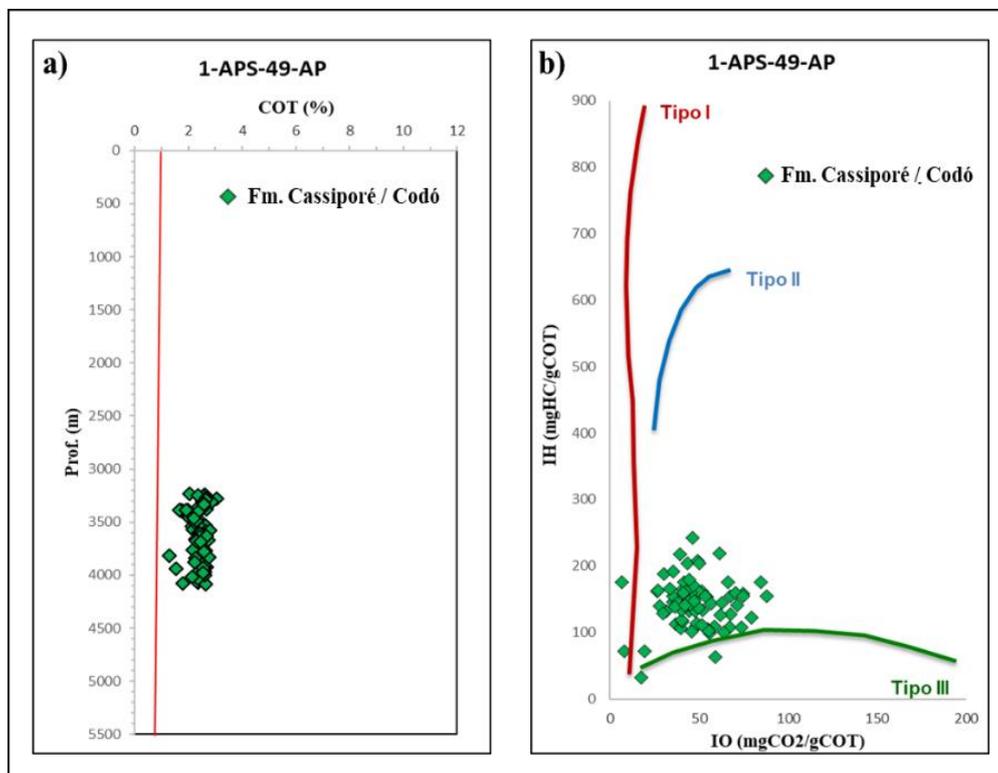


Figura 37- a) Gráfico de teor de carbono orgânico total (COT) vs. profundidade representativo do intervalo gerador da seqüência Rifte II. b) Diagrama de Van Krevelen mostrando a distribuição dos valores de índice de hidrogênio (IH) e de oxigênio (IO) do intervalo gerador representativo da seqüência Rifte II da Bacia da Foz do Amazonas.

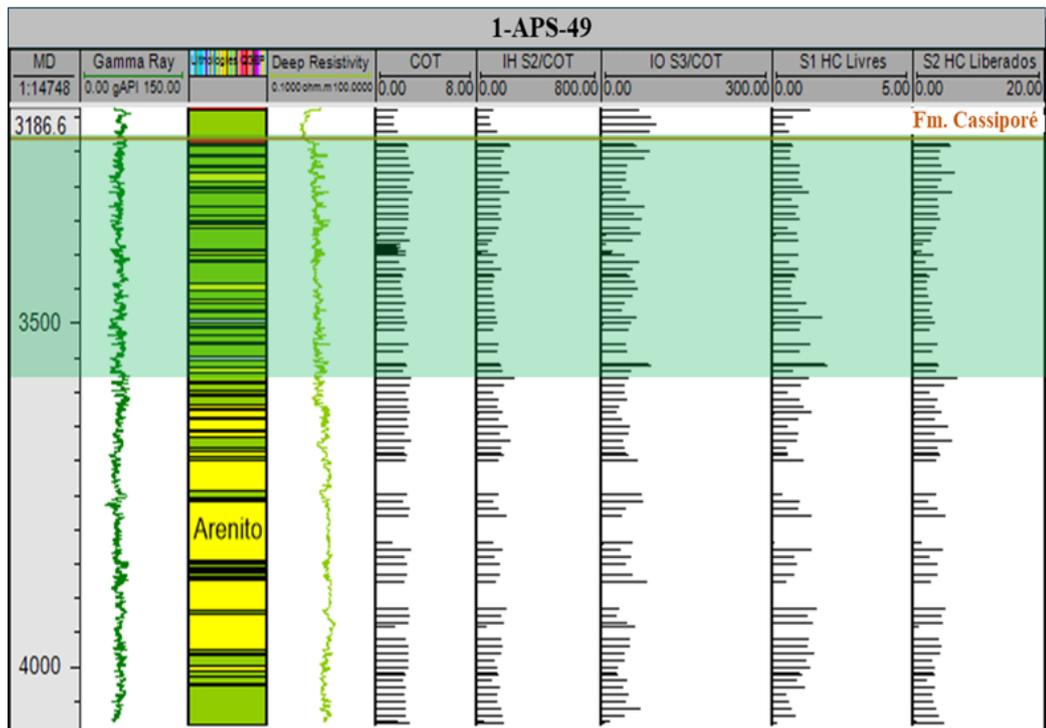


Figura 38- Perfil geoquímico do poço 1-APS-49 destacando os valores de COT e pirólise Rock-Eval do intervalo gerador referente a sequência Rifte II (verde) na Bacia da Foz do Amazonas.

O potencial intervalo gerador pertencente à sequência Rifte III pode ser observado no poço 1-APS-31, o qual é caracterizado por valores de carbono orgânico total (COT) que chegam a 3% (Figura 39a) e índice de hidrogênio (IH) variando de 160 a 400 mgHC/gTOC aproximadamente. A partir da análise do diagrama de Van Krevelen, este intervalo possui características típicas de matéria orgânica Tipo II, o que indica a geração de querogênio em ambientes reduzidos, associados a ambientes marinhos (Figura 39b). Baseado na análise do perfil geoquímico, o mesmo apresenta indicativos de bom potencial para a geração de hidrocarbonetos. Essa sequência apresenta um pacote com espessura significativa, de aproximadamente 200 m, além de excelentes teores de COT e valores de S2 e IH (Figura 40).

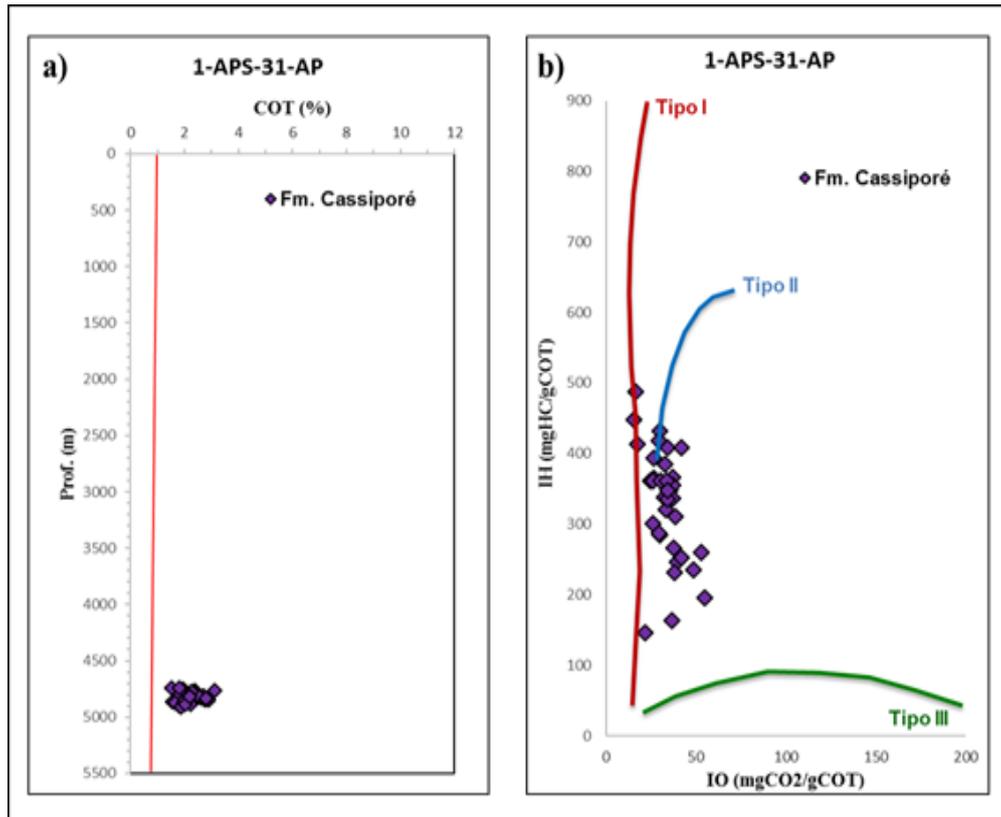


Figura 39- a) Gráfico de teor de carbono orgânico total (COT) vs. profundidade representativo do intervalo gerador da sequência Rifte III. b) Diagrama de Van Krevelen mostrando a distribuição dos valores de índice de hidrogênio (IH) e de oxigênio (IO) do intervalo gerador representativo da sequência Rifte III da Bacia da Foz do Amazonas.

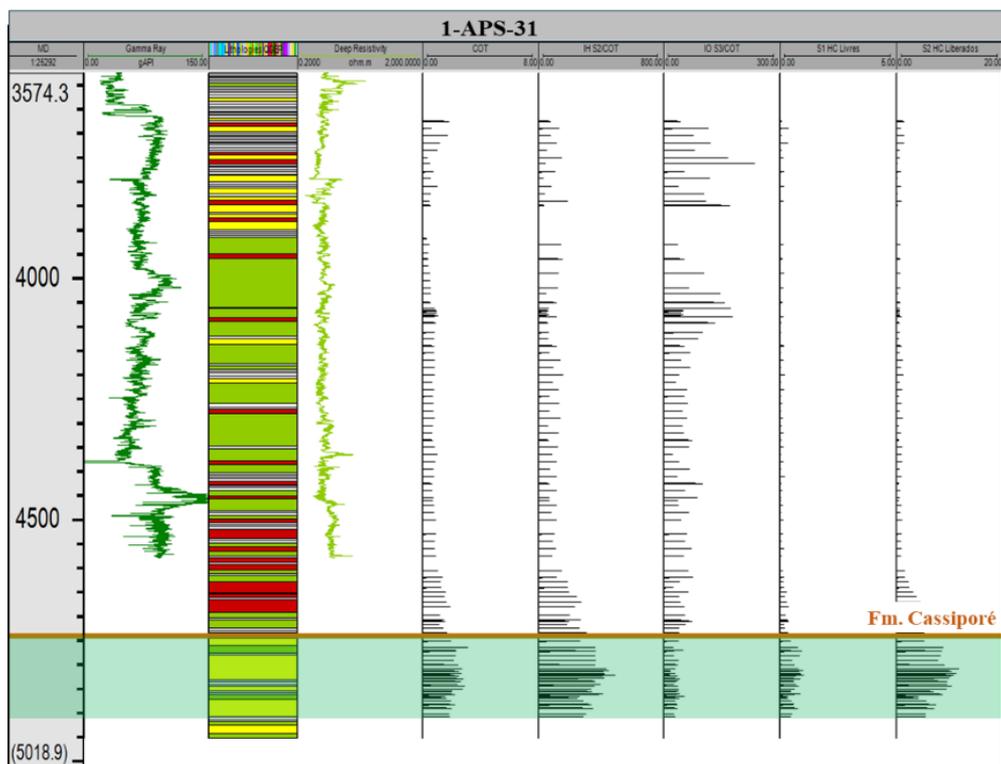


Figura 40- Perfil geoquímico do poço 1-APS-31 destacando os valores de COT e pirólise Rock-Eval do intervalo gerador referente à sequência Rifte III (verde) na Bacia da Foz do Amazonas.

Na sequência Drifte I, onde está inserida a Formação Limoeiro, espera-se encontrar os principais intervalos geradores para a região de águas profundas e ultraprofundas da Bacia da Foz do Amazonas, os quais podem ser caracterizados no poço 1-APS-29-AP. Os intervalos geradores da Formação Limoeiro apresentam valores de carbono orgânico total (COT) variando de 1% até 4,4% (Figura 41a) e índice de hidrogênio (IH) variando de 28 até 548 mgHC/gTOC. A partir da análise do diagrama Van Krevelen, esses níveis geradores possuem uma grande contribuição de matéria orgânica Tipo II, característico de ambiente marinho franco (Figura 41b). O perfil geoquímico do poço 1-APS-29-AP apresenta indicativos de bom a excelente potencial para a geração de hidrocarbonetos, com dois possíveis intervalos geradores, um de idade Albiano-Cenomaniano, destacado em verde, e o outro intervalo de idade Turoniano, destacado em azul (Figura 42). Esta sequência apresenta uma espessura de aproximadamente 150 m no total, além de excelentes teores de COT e valores de S₂ e IH, como observado no perfil geoquímico.

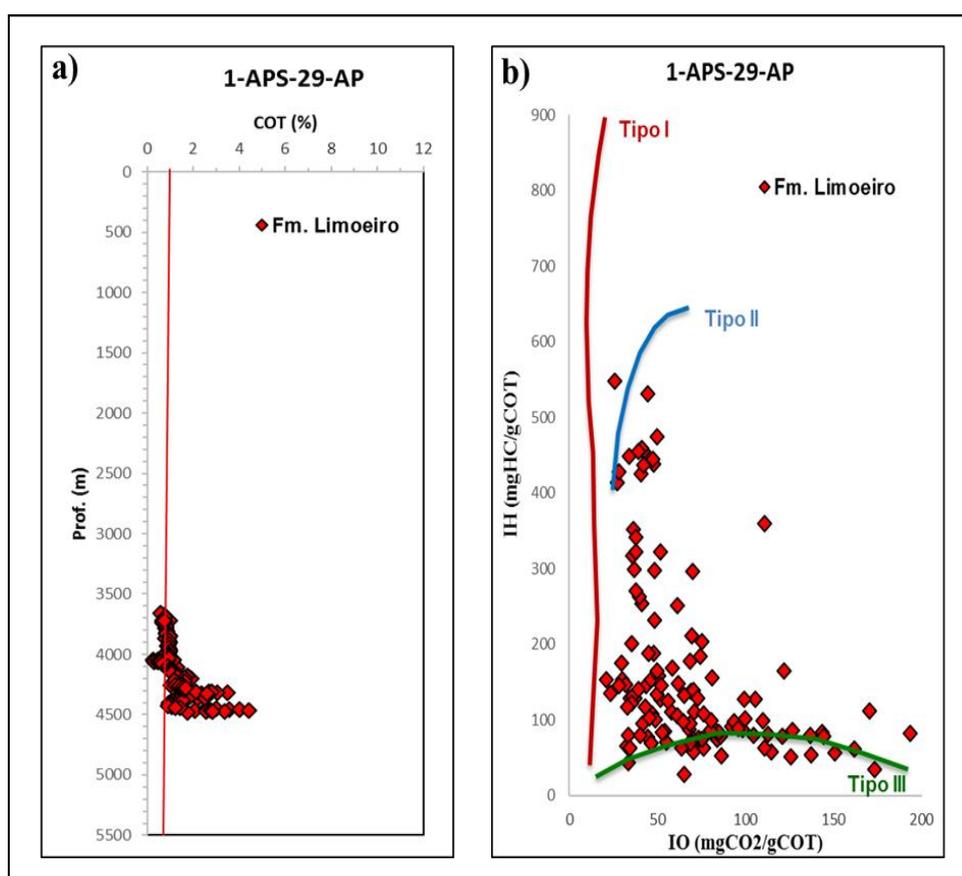


Figura 41- a) Gráfico de teor de carbono orgânico total (COT) vs. profundidade representativo dos intervalos geradores da sequência Drifte I. b) Diagrama de Van Krevelen mostrando a distribuição dos valores de índice de hidrogênio (IH) e de oxigênio (IO) dos intervalos geradores representativos da sequência Drifte I da Bacia da Foz do Amazonas

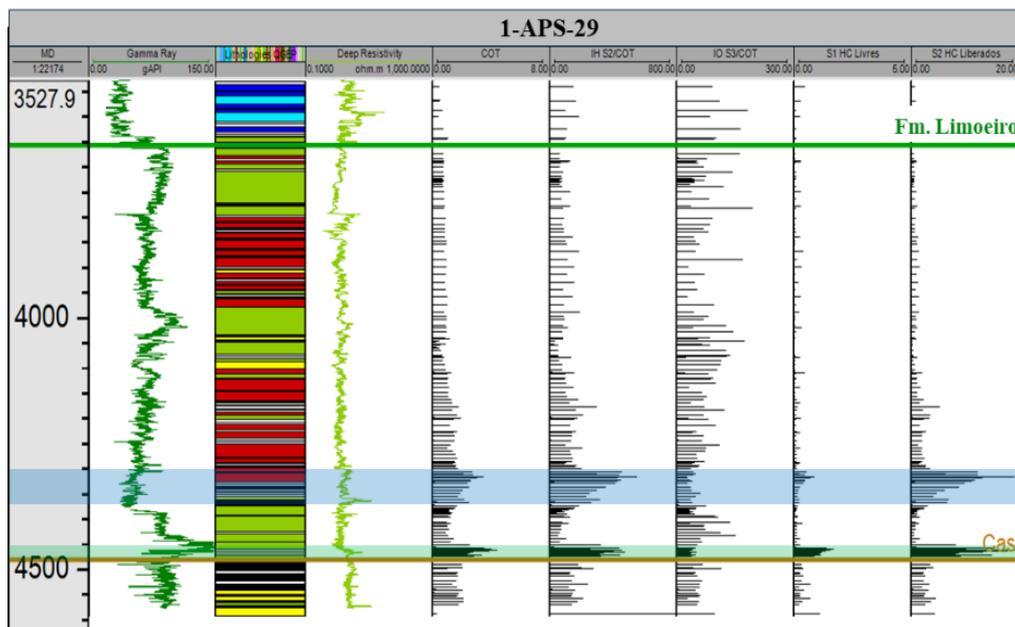


Figura 42- Perfil geoquímico do poço 1-APS-29 destacando os valores de COT e pirólise Rock-Eval dos intervalos geradores referentes a sequência Drifte I na Bacia da Foz do Amazonas. Intervalo gerador de idade Albiano-Cenomaniano destacado em verde e de idade Turoniano, destacado em azul.

Conforme mencionado no capítulo 2, um possível intervalo gerador relacionado à Formação Travosas, inserida na sequência Drifte II, pode ser encontrado na Bacia da Foz do Amazonas. Essas rochas são melhores caracterizadas na Bacia do Pará Maranhão, as quais são constituídas por folhelhos escuros depositados em ambiente marinho profundo de batial a abissal, de idade Eooceno, de acordo com Soares *et al.*, (2007).

Com o intuito de correlacionar os eventos anóxicos globais com as rochas geradoras reconhecidas na bacia, utilizou-se os dados do relatório publicado por Erbacher *et al.*, (2004) a respeito do *Ocean Drilling Program (ODP) Leg207*, o qual consistiu na perfuração de poços de pesquisa no Platô de Demerara localizado na porção *offshore* do Suriname (Figura 43). Os eventos anóxicos globais representam intervalos de tempo na história da Terra onde porções dos oceanos tornaram-se pobres em oxigênio, o que acarretou em uma deposição maciça de carbono orgânico nesses ambientes. Apesar do papel fundamental dos eventos anóxicos globais na história evolutiva do clima e biótica da Terra, pouco se sabe realmente sobre as causas e efeitos destes eventos. No entanto, discute-se a ocorrência de ao menos cinco eventos durante o Cretáceo, considerados de grande relevância, pois deixaram registros não apenas em mares rasos, mas também nos oceanos profundos (Leckie *et al.*, 2002). Com isso, a partir dos dados recuperados pelos poços do *ODP*, foi possível correlacionar os eventos anóxicos do Eoaptiano com as rochas geradoras encontradas no poço 1-APS-18, os eventos ocorridos entre o Neoaptiano e o Eoalbiano com os intervalos geradores dos poços 1-APS-18 e 1-APS-31, e os

eventos que ocorreram durante o Albiano/Cenomaniano e Turoniano com as rochas geradoras recuperadas no poço 1-APS-29 (Figura 44).

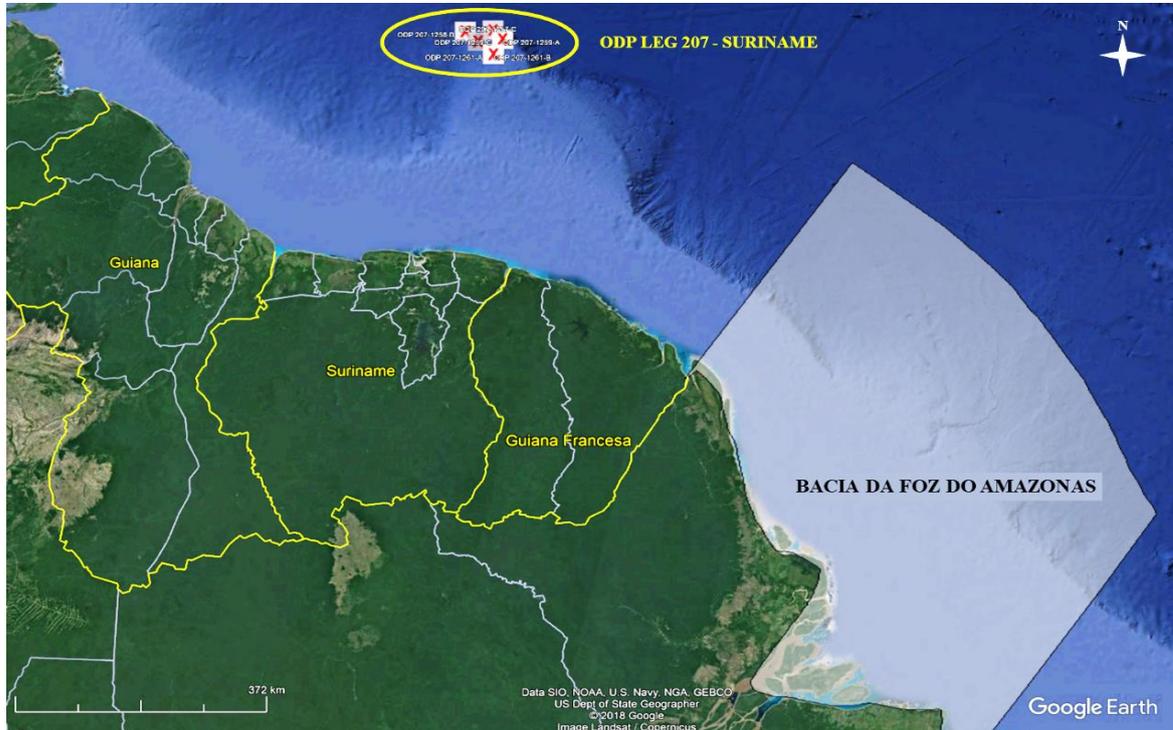


Figura 43- Localização dos poços do Ocean Drilling Program – Leg 207 (Fonte da imagem: Google Earth).

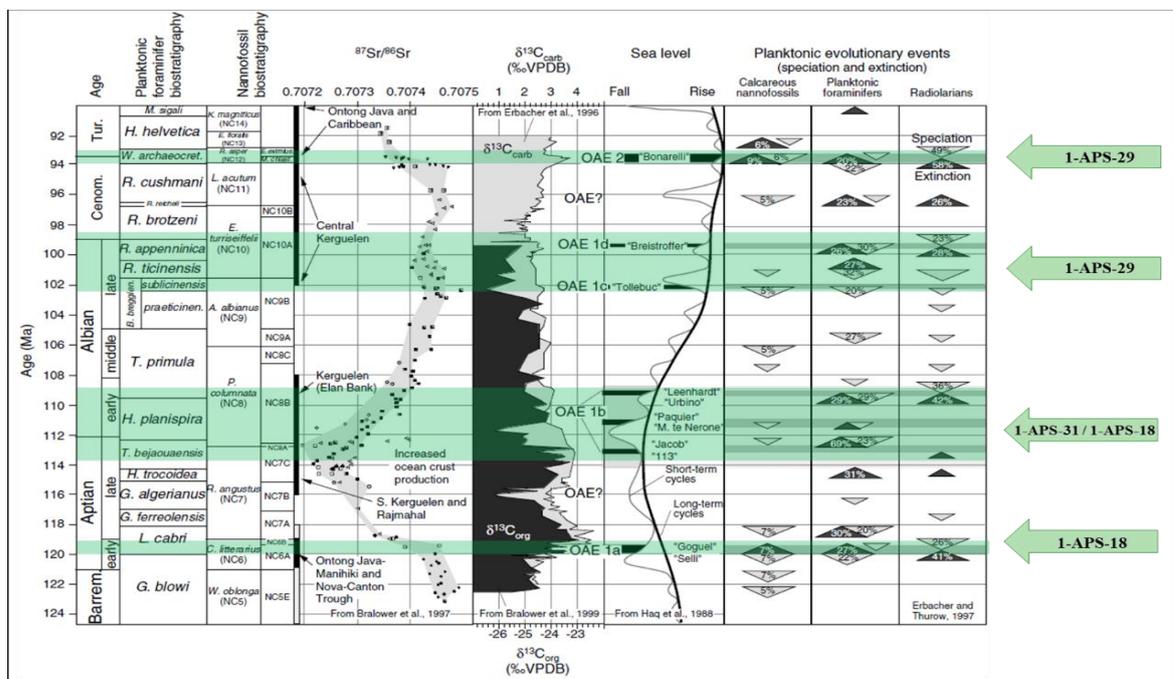


Figura 44- Resumo dos principais eventos anóxicos globais associados aos eventos tectônicos, geoquímicos, dados sobre a variação do nível do mar e ocorrência de plânctons durante o Cretáceo. Correlação dos eventos anóxicos globais com os intervalos geradores interpretados nos poços da Bacia da Foz do Amazonas (modificado de Leckie *et al.*, 2002).

A partir da caracterização das rochas geradoras da Bacia da Foz do Amazonas, é necessário atribuir os parâmetros cinéticos mais representativos para cada uma das camadas geradoras do modelo.

Para as rochas geradoras da sequência Rifte, as cinéticas utilizadas foram baseadas no trabalho de Penteadó *et al.*, (2007), provenientes da Bacia de Potiguar, também localizada na Margem Equatorial Brasileira, as quais se mostraram as mais representativas da matéria orgânica esperada para este intervalo estratigráfico na Bacia da Foz do Amazonas.

Portanto, para o intervalo gerador da sequência Rifte I do modelo, é utilizado a cinética do querogênio Upanema, característicos da matéria orgânica tipo I (Figura 45a). Para este nível atribuiu-se valores de 5% de COT e 650mgHC/gCOT de índice de hidrogênio. Já para as rochas geradoras das sequências Rifte II e Rifte III, é utilizada a cinética Ponta do Tubarão (PT beds) relacionada à matéria orgânica tipo II (Figura 45b). Para a sequência Rifte II atribuiu-se valores de 5% de COT e 450 mgHC/gCOT de índice de hidrogênio, e para a sequência Rifte III aplicou-se valores de 3% de COT e 450 mgHC/gCOT de índice de hidrogênio.

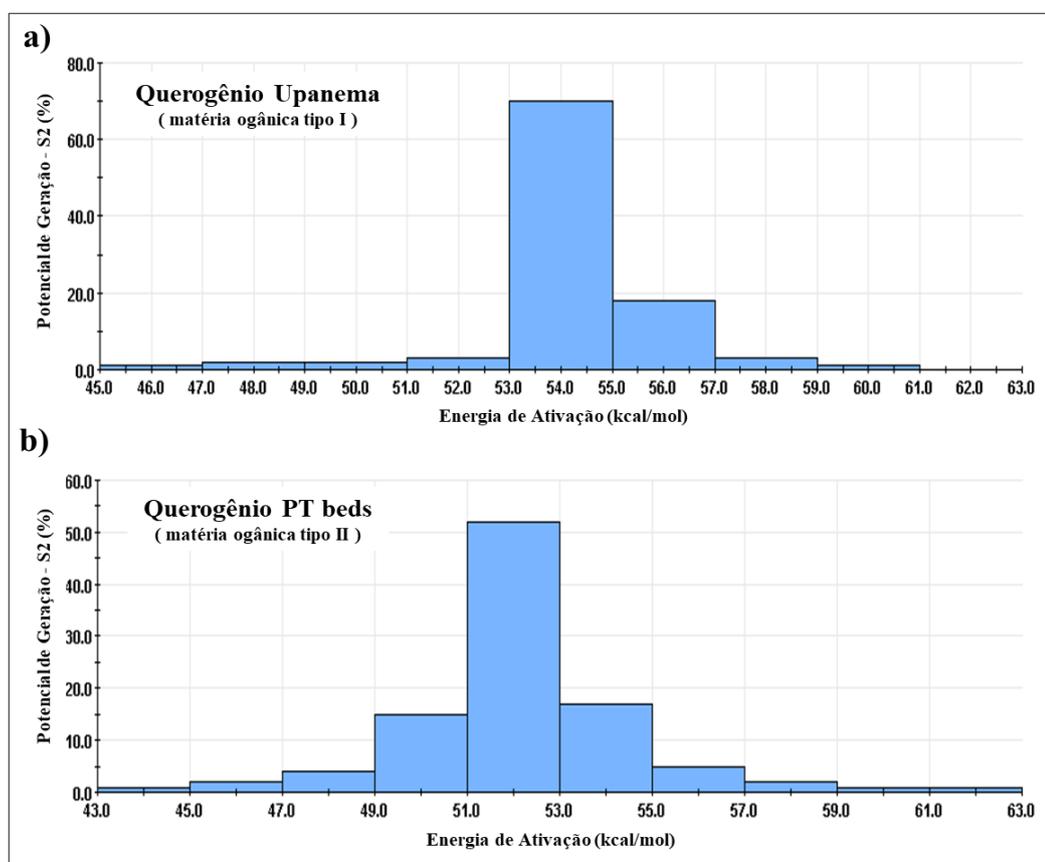


Figura 45- Parâmetros cinéticos utilizados nas rochas geradoras da sequência Rifte I (A) e sequências Rifte II e Rifte III (B). Potencial de geração de hidrocarboneto S2 (%) vs. Energia de ativação (kcal/mol).

Para as rochas geradoras da seção Drifte, empregou-se parâmetros cinéticos de matéria orgânica tipo II, associados à ambientes deposicionais francamente marinhos. Para estes níveis foi levado em consideração a cinética proposta por Behar *et al.*, (1997), denominada pelo software TemisFlow™ de “Menil 2002” (Figura 46). Para as rochas geradoras de idade Albiano/Cenomaniano e Turoniano utilizou-se valores de 5% de COT e 550 mgHC/gCOT de índice de hidrogênio. Já para a camada geradora de idade Eoceno atribui-se valores de 2,5% de COT e 400mgHC/gCOT de índice de hidrogênio.

Os valores de carbono orgânico total (COT) e índice de hidrogênio atribuídos às camadas de rochas geradoras do modelo seguiram uma tendência otimista com números um pouco acima dos verificados nas sequências reconhecidas nos poços avaliados na região de águas rasas da bacia, a fim de obter resultados mais satisfatórios de geração e expulsão de hidrocarbonetos ao longo da seção.

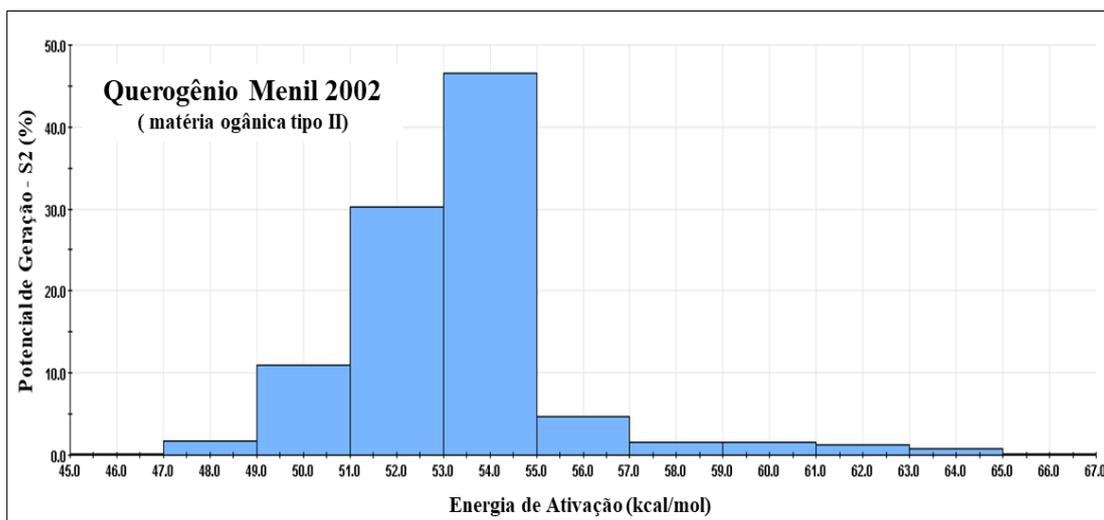


Figura 46- Parâmetro cinético utilizado nas rochas geradoras das sequências Drifte I e Drifte II.

5.1.6 Evolução da Descompactação das Camadas

A partir da utilização do método de *backstripping* foi possível analisar a evolução do processo de descompactação das camadas inseridas no modelo, e ao mesmo tempo, visualizar o resultado da reconstituição das geometrias sedimentares ao longo do tempo geológico (Figura 47).

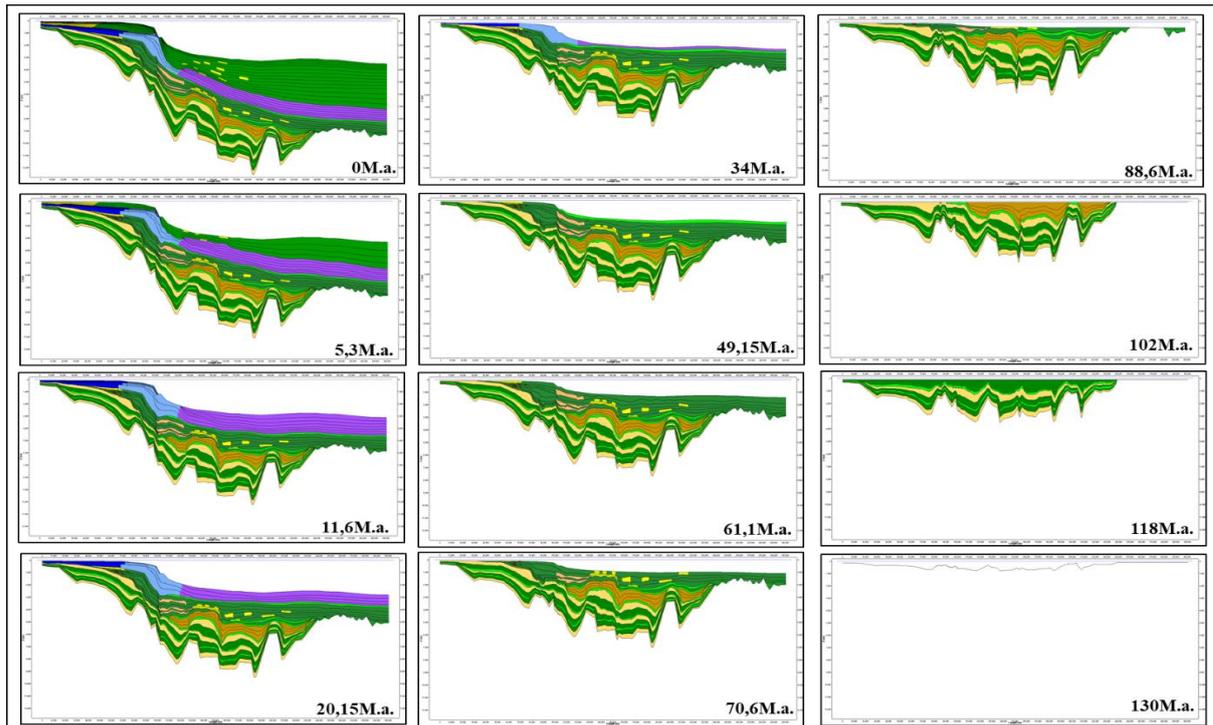


Figura 47- Evolução do processo de descompactação das camadas sedimentares no modelo a partir da utilização do método de *backstripping*.

5.1.7 Resultado da Maturação das Rochas Geradoras

Em relação à maturação, os resultados exibidos baseiam-se pela análise dos valores de reflectância de vitrinite calculados para cada nível de rocha geradora na área em estudo (Figura 48).

Foi realizada, portanto, a análise de 10 pontos extraídos ao longo de cada intervalo gerador a fim de obter uma avaliação mais ampla da maturação na região de águas profundas e ultraprofundas da bacia.

Os resultados da modelagem da maturação para o intervalo gerador da sequência Rifte I ao longo da seção, mostram um elevado grau de maturação térmica, o qual atinge as janelas de gás úmido (%Ro 1,3 a 2) e gás seco (%Ro 2 a 4), e na porção mais profunda da seção a rocha geradora se encontra supermatura (%Ro >4). Este intervalo atingiu a janela de óleo entre de 120M.a. e 80M.a. (Figura 49).

Para o intervalo gerador da sequência Rifte II, a modelagem mostra que este nível também possui um alto grau de maturação, estando em quase sua totalidade na janela de gás úmido (%Ro 1,3 a 2), com algumas porções na janela de gás seco (%Ro 2 a 4), e em um ponto localizado no alto estrutural, este intervalo gerador encontra-se na janela de óleo tardia (%Ro 1 a 1,3). Esta seção de rocha geradora atingiu a janela de óleo em 115M.a. (Figura 50).

A rocha geradora da sequência Rifte III se encontra na janela principal de óleo (%Ro 0,7 a 1) e janela tardia de óleo (%Ro 1 a 1.3), com exceção da porção mais distal da seção, que se apresenta na janela de gás úmido (%Ro 1,3 a 2). Esta seção atingiu a janela de geração de óleo em 107M.a. (Figura 51).

A rocha geradora do intervalo Albiano-Cenomaniano se encontra na janela principal de óleo (%Ro 0,7 a 1) e na janela tardia de óleo (%Ro 1 a 1.3), à exceção de uma pequena porção na parte distal da seção, a qual encontra-se na janela de gás úmido (%Ro 1,3 a 2). Este intervalo atingiu a janela inicial de óleo em 80M.a. (Figura 52).

O resultado da maturação para a seção geradora do Turoniano mostra que este intervalo se encontra praticamente todo na janela principal de óleo (%Ro 0,7 a 1) e na janela tardia de óleo (%Ro 1 a 1.3), à exceção de um ponto na parte distal da seção, a qual encontra-se na janela de gás úmido (%Ro 1,3 a 2). Este nível gerador atingiu a janela de óleo em 60M.a. (Figura 53).

A seção geradora do Eoceno encontra-se boa parte imatura, chegando a alcançar a janela inicial de óleo (%Ro 0,55 a 0,7) e a janela principal de óleo (%Ro 0,7 a 1) na parte distal da seção. Este intervalo gerador atingiu a janela em 6M.a. (Figura 54).

Após a análise dos resultados da modelagem de maturação para os principais intervalos geradores, nota-se a ocorrência de um incremento significativo na maturação a partir de 11.6M.a., idade em que se inicia a deposição dos sedimentos do Cone do Amazonas na bacia. Este incremento da maturação se deve pelo acúmulo bastante elevado de sedimentos em um curto período de tempo, acarretando neste pico de maturação a partir desta idade.

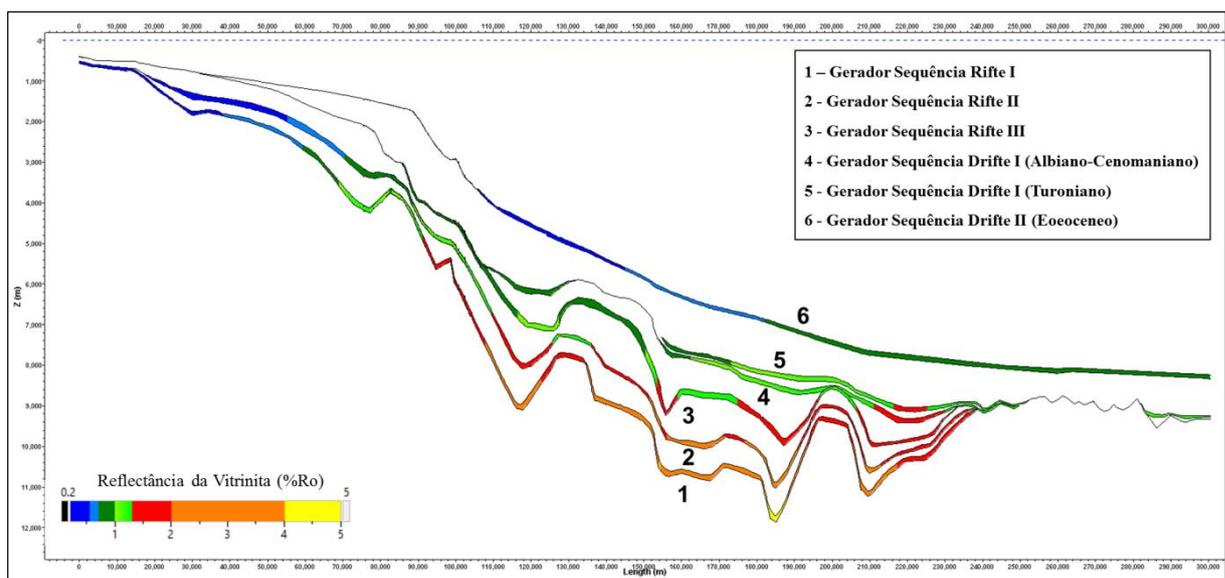


Figura 48- Seção 2D ilustrando a modelagem da maturação calculada no presente (0M.a.) baseada nos valores de reflectância da vitrinita (%Ro).

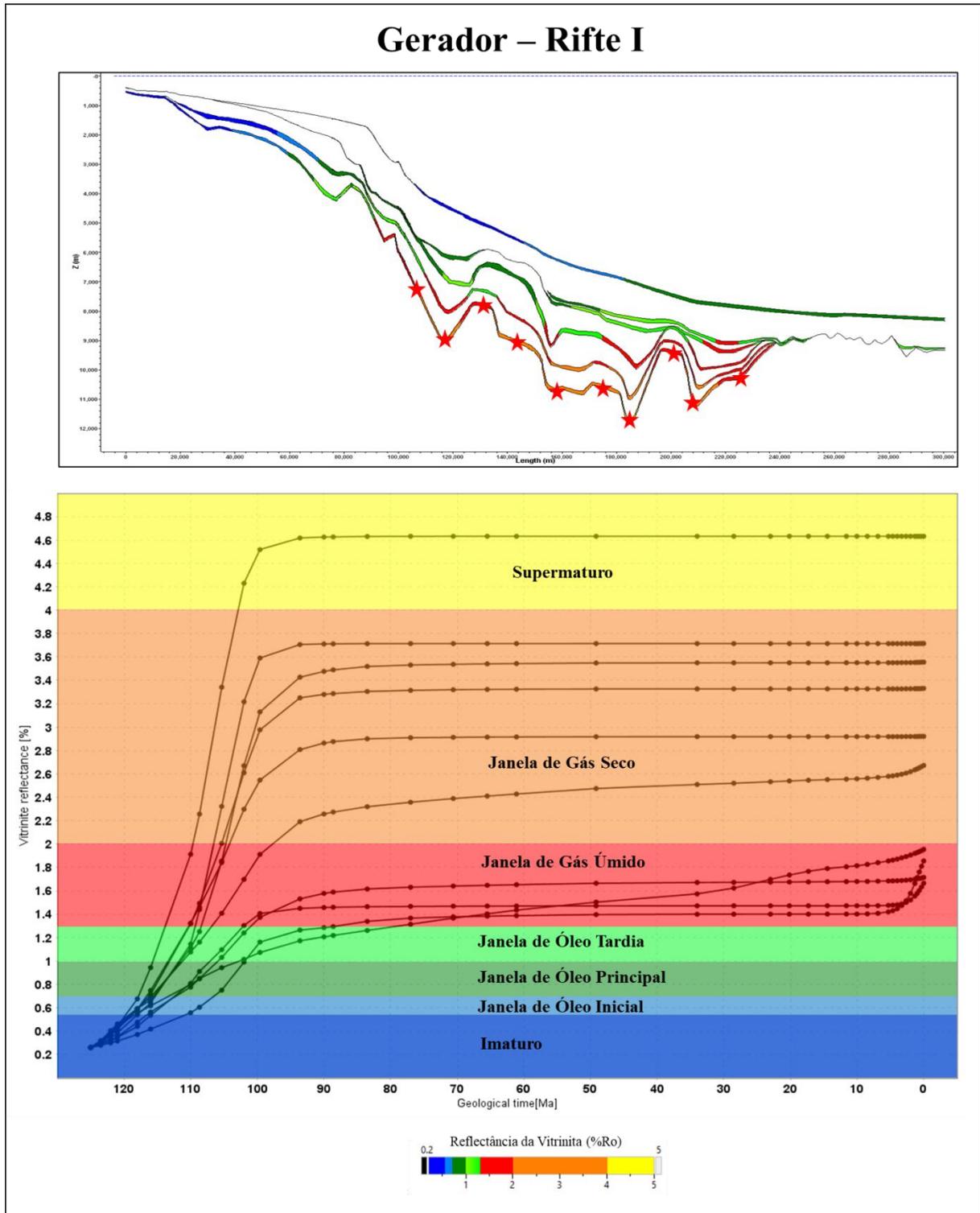


Figura 49- Gráfico ilustrando a avaliação dos 10 pontos extraídos ao longo da rocha geradora da sequência Rife I baseada nos valores de reflectância da vitrinite (%Ro).

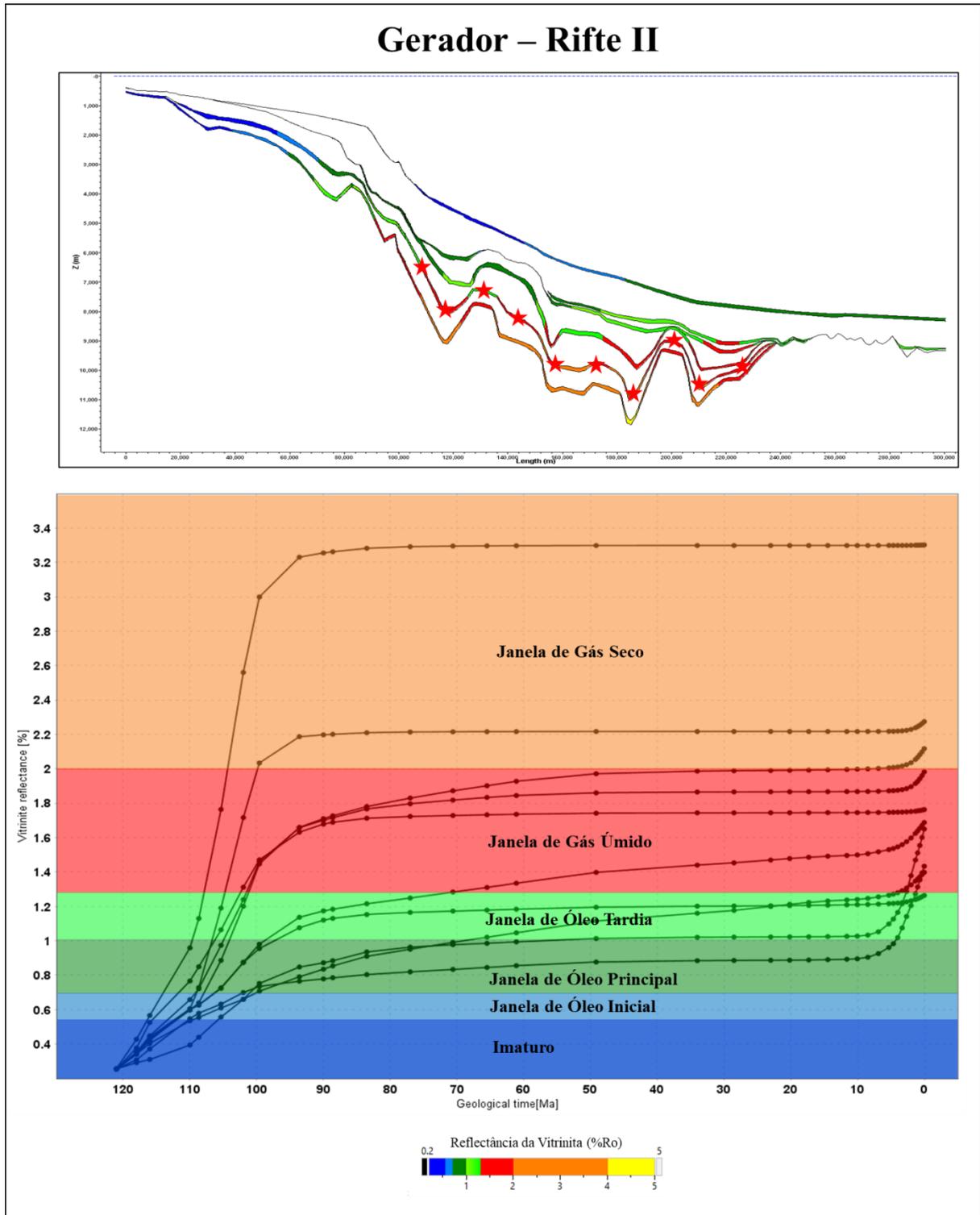


Figura 50- Gráfico ilustrando a avaliação dos 10 pontos extraídos ao longo da rocha geradora da seqüência Rife II baseada nos valores de reflectância da vitrinite (%Ro).

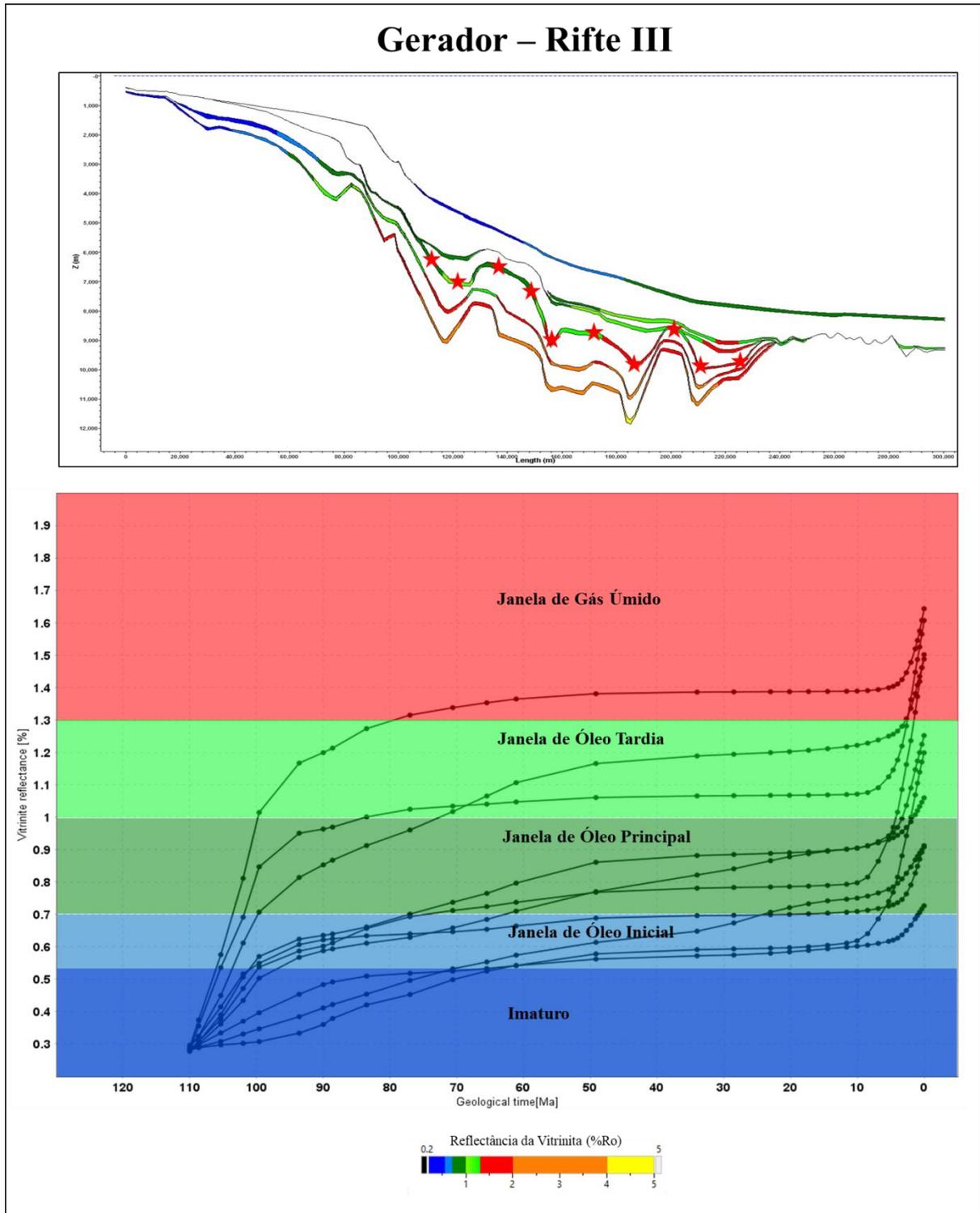


Figura 51- Gráfico ilustrando a avaliação dos 10 pontos extraídos ao longo da rocha geradora da sequência Rife III baseada nos valores de reflectância da vitrinite (%Ro).

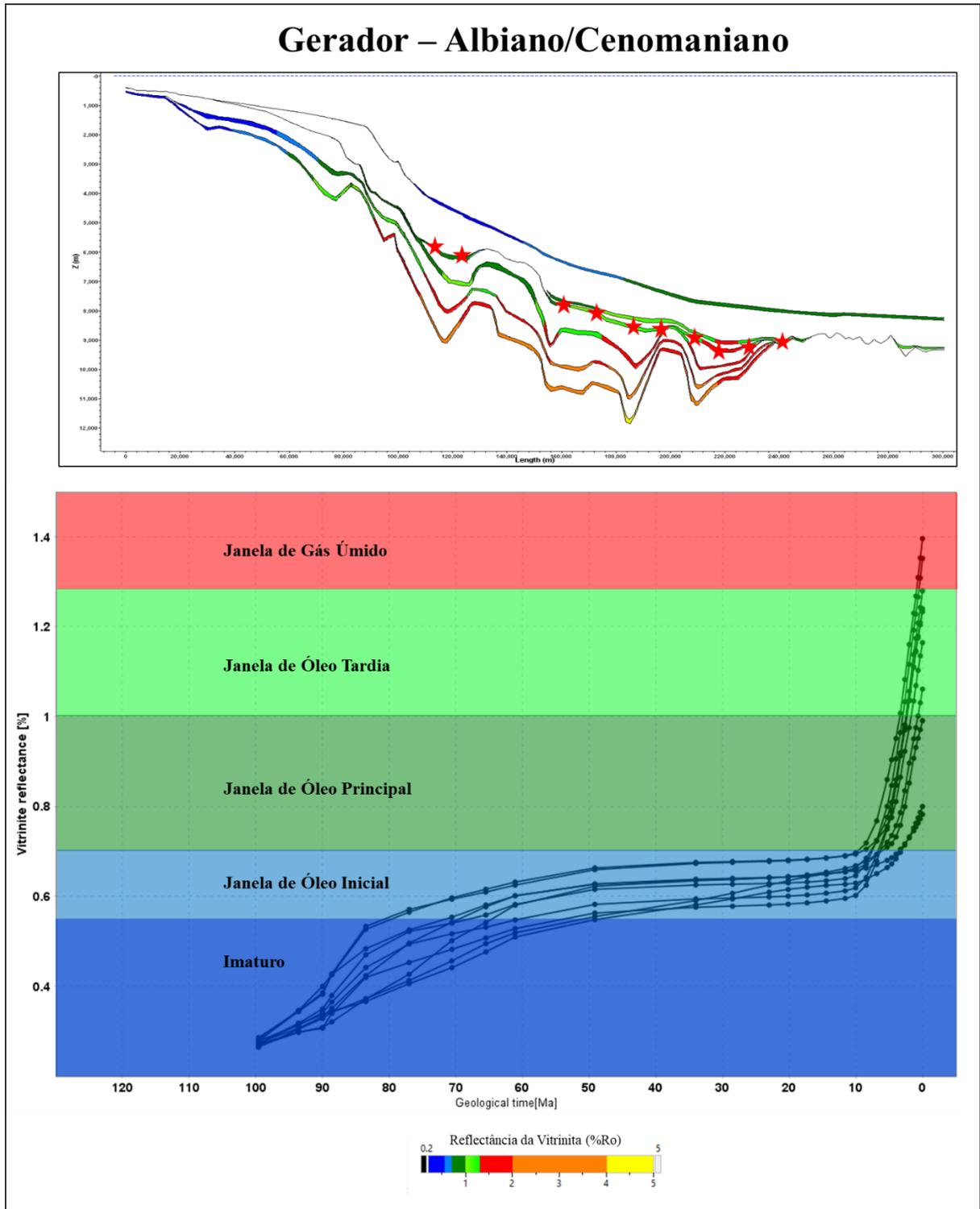


Figura 52- Gráfico ilustrando a avaliação dos 10 pontos extraídos ao longo da rocha geradora de idade Albiano-Cenomaniano baseada nos valores de reflectância da vitrinite (%Ro).

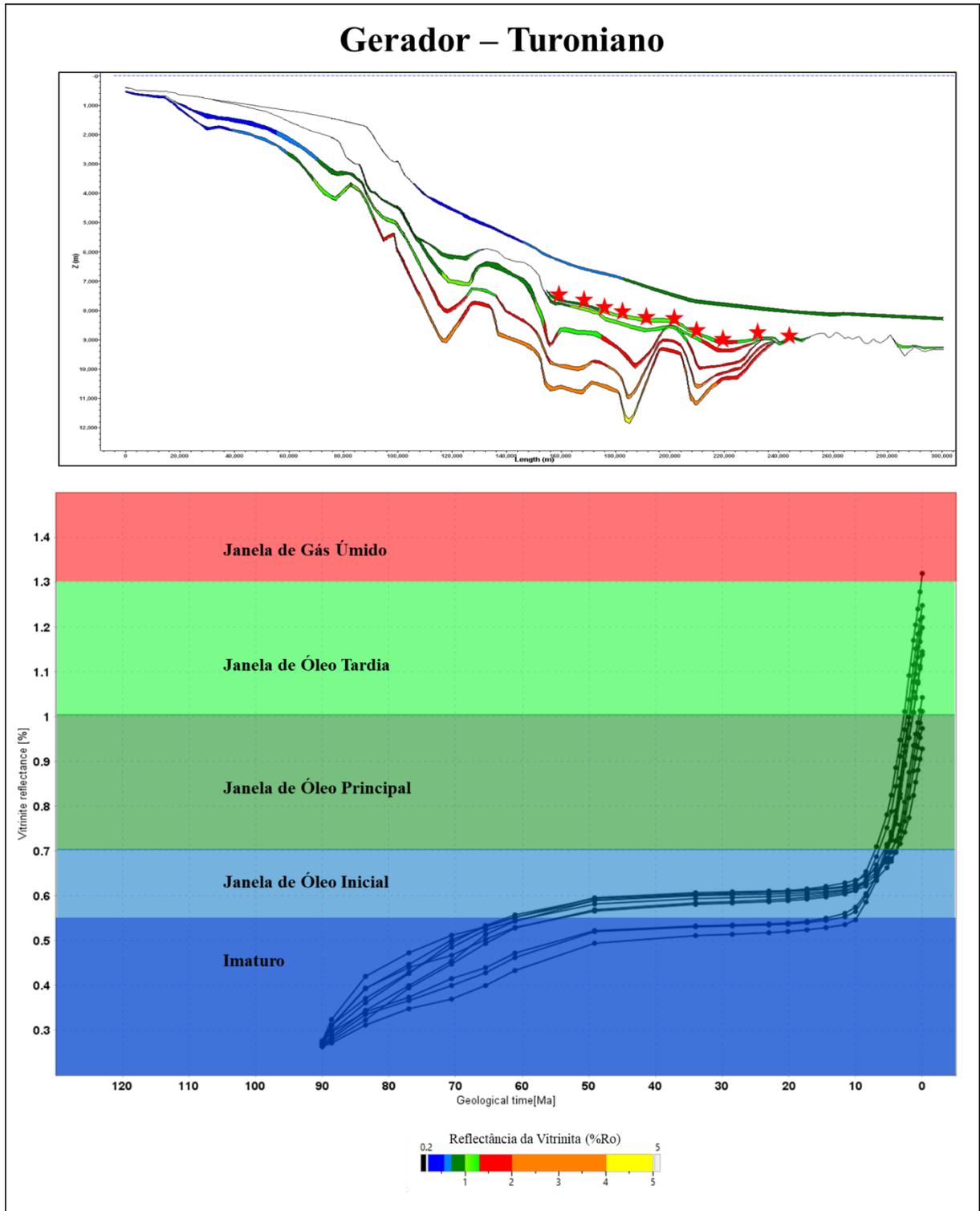


Figura 53- Gráfico ilustrando a avaliação dos 10 pontos extraídos ao longo da rocha geradora de idade Turoniano baseada nos valores de reflectância da vitrinite (%Ro).

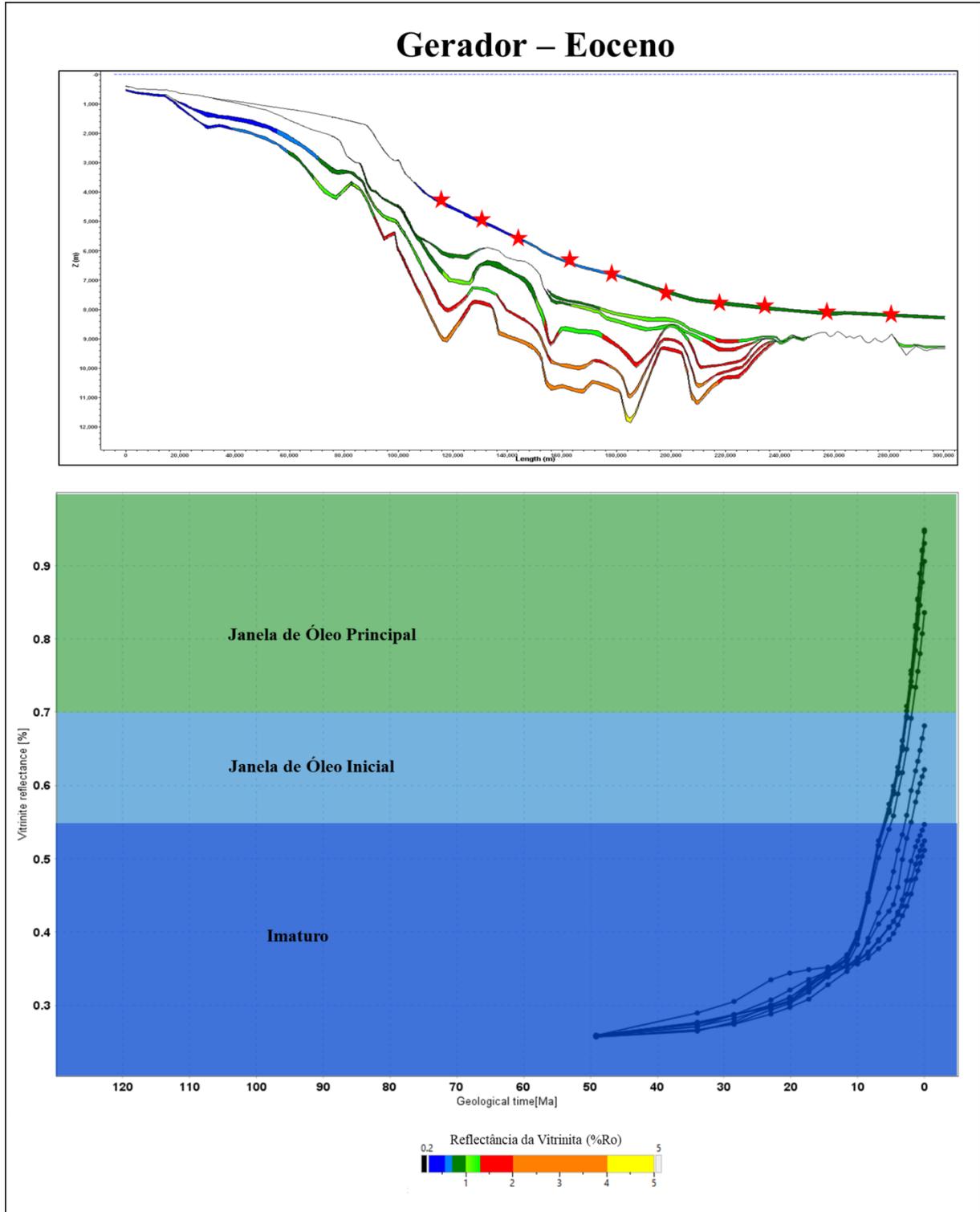


Figura 54- Gráfico ilustrando a avaliação dos 10 pontos extraídos ao longo da rocha geradora de idade Eoceno baseada nos valores de reflectância da vitrinite (%Ro).

5.1.8 Análise da Geração e Expulsão de Hidrocarbonetos

No que se refere à modelagem de geração e expulsão de hidrocarbonetos, os resultados obtidos são analisados a partir da variação da taxa de transformação para cada potencial intervalo gerador ao longo do tempo geológico (Figura 55). A taxa de transformação de uma rocha geradora indica a fração de querogênio que foi transformada em hidrocarboneto caso exista algum intervalo gerador na bacia. Estes intervalos foram confirmados por dados geoquímicos de poços apresentados em capítulos anteriores.

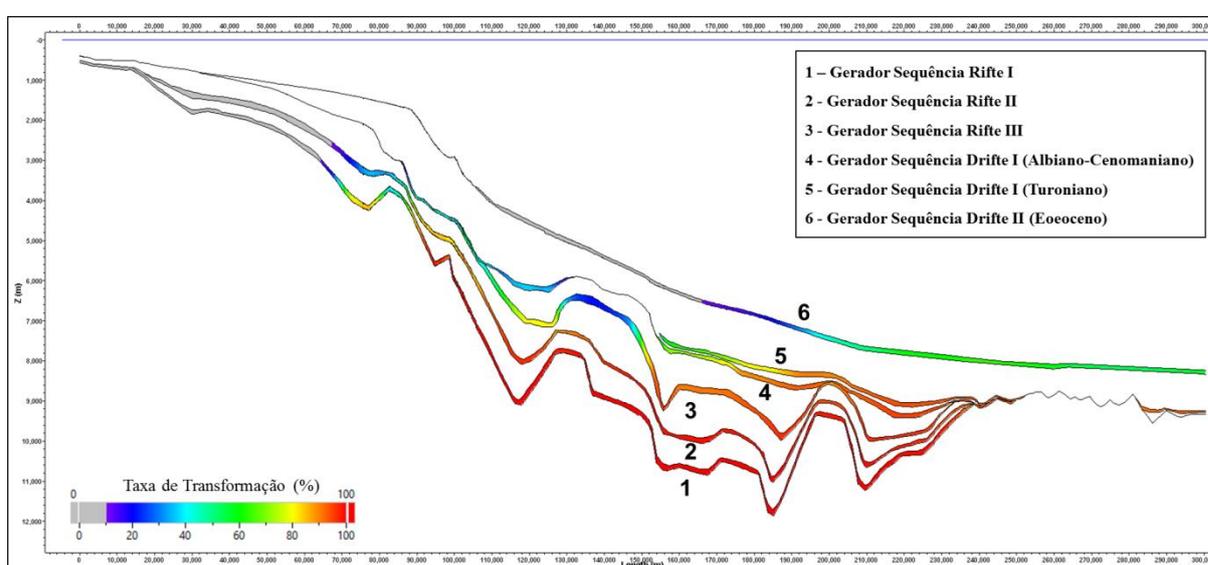


Figura 55- Seção 2D ilustrando a taxa de transformação calculada no presente (0M.a.) para cada intervalo de rocha geradora do modelo.

A avaliação de 10 pontos escolhidos ao longo da seção de rochas geradoras da sequência Rife I, na região de águas profundas e ultraprofundas da bacia, indica que o processo de transformação de querogênio em hidrocarboneto é muito próxima de 100% na área de interesse, e a expulsão de hidrocarbonetos neste nível de rocha geradora ocorreu desde o Aptiano (120M.a.) até o Maastrichtiano (70M.a.) (Figura 56).

As rochas geradoras da sequência Rife II mostram uma taxa de transformação de querogênio em hidrocarboneto em torno de 93% à 100% na região de águas profundas e ultraprofundas, e a expulsão de hidrocarboneto dessas rochas ocorreu desde Aptiano (118M.a.) até o presente (0M.a.), conforme visualizado na figura 57.

O intervalo gerador da sequência Rife III apresenta uma taxa de transformação de hidrocarboneto variando de 22% à 98%. Neste intervalo a expulsão de hidrocarboneto ocorreu desde o Albiano (108M.a.) e segue até o presente (0M.a.) (Figura 58).

As rochas geradoras do intervalo Albiano-Cenoamaniano apresentam uma taxa de transformação de querogênio em hidrocarboneto que variam em torno de 30% à 95% na região de águas profundas e ultraprofundas da bacia. Neste nível gerador a expulsão de hidrocarboneto aconteceu desde o Santoniano (85M.a.) até o presente (0M.a.) (Figura 59).

A avaliação de 10 pontos ao longo da seção do intervalo gerador do Turoniano indica que a taxa de transformação de hidrocarboneto varia de 60% à 94%, e a expulsão do hidrocarboneto das rochas geradoras ocorreu desde o Campaniano (70M.a.) até o presente (0M.a.) (Figura 60).

A taxa de transformação das rochas geradoras associadas ao intervalo Eoceno no modelo varia de 12% até 64%, e a expulsão de hidrocarboneto destas rochas ocorreu do Mioceno (8M.a.) até o presente (0M.a.) (Figura 61).

Assim como observado na modelagem da maturação, a carga sedimentar do Cone do Amazonas foi responsável por um maior incremento nos valores associados à taxa de transformação das rochas geradoras e na expulsão dos fluidos. Este incremento ocorre a partir de 11.6M.a., representado nos gráficos por picos bastante significativos, os quais estão associados principalmente às rochas geradoras da sequência Rifte III, ao intervalo Albiano-Cenomaniano, Turoniano e ao intervalo de idade Eoceno.

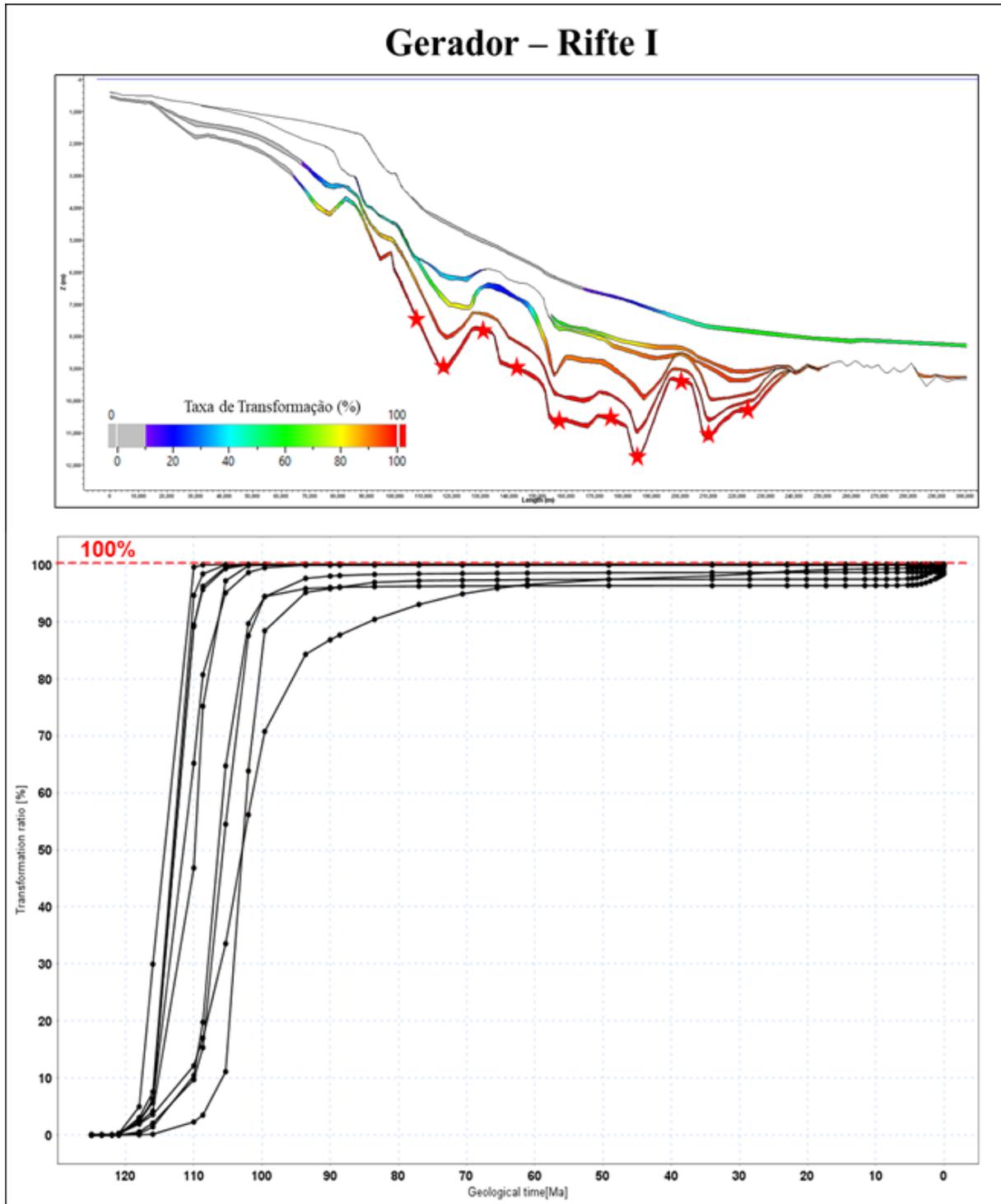


Figura 56- Gráfico ilustrando a avaliação da taxa de transformação (%) a partir de 10 pontos extraídos ao longo da rocha geradora da sequência Rife I.

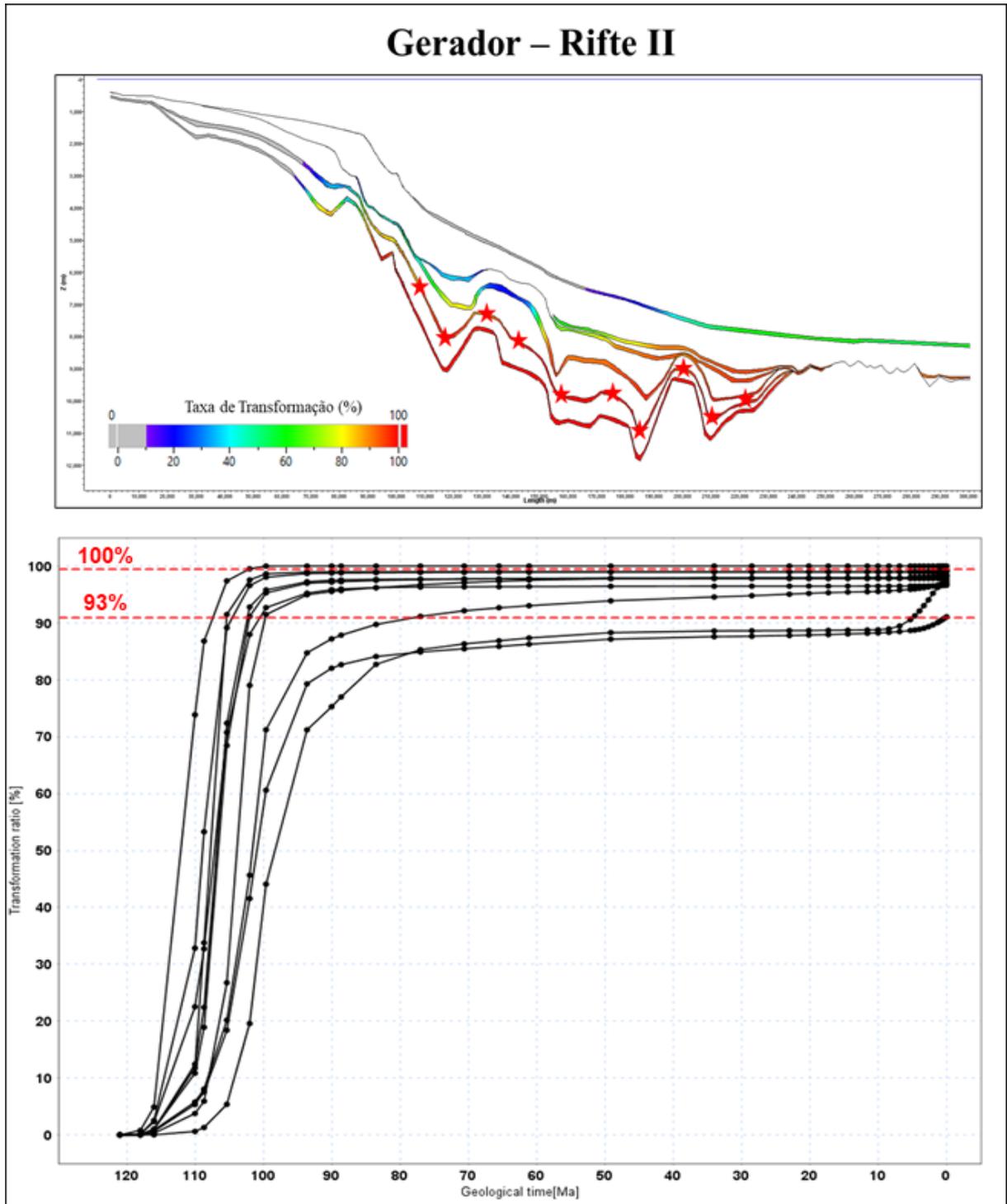


Figura 57- - Gráfico ilustrando a avaliação da taxa de transformação (%) a partir de 10 pontos extraídos ao longo da rocha geradora da sequência Rife II.

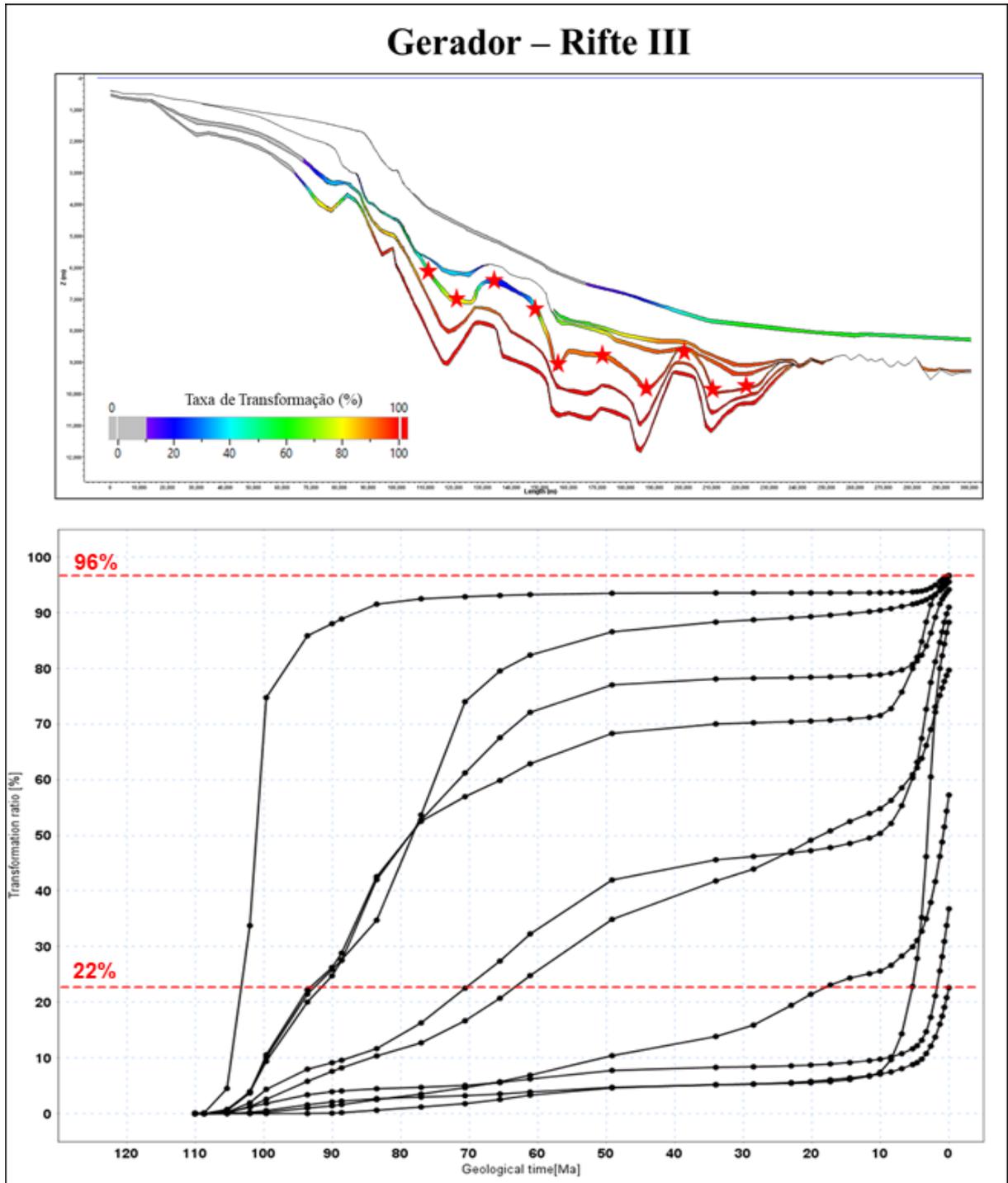


Figura 58- Gráfico ilustrando a avaliação da taxa de transformação (%) a partir de 10 pontos extraídos ao longo da rocha geradora da sequência Rife III.

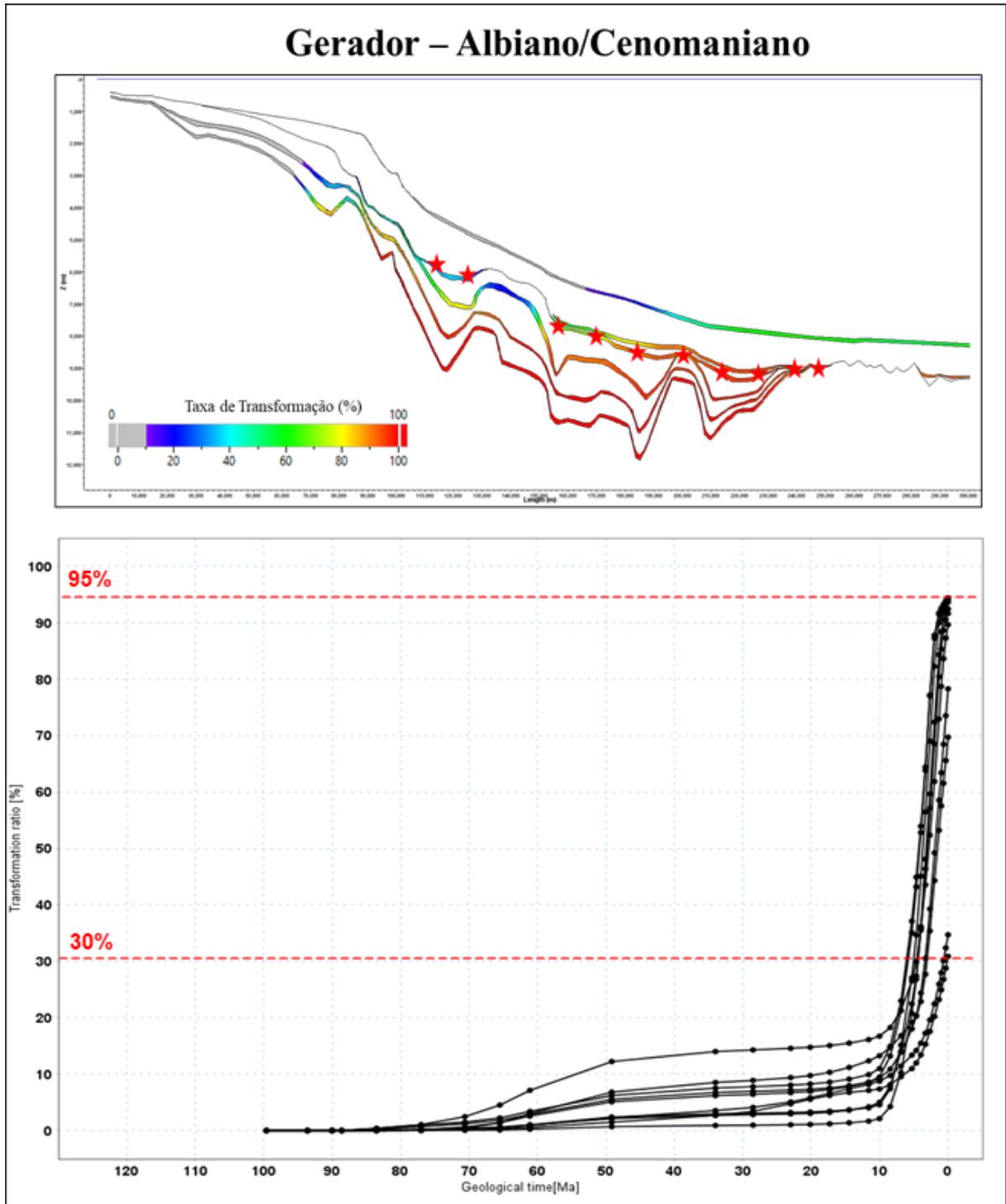


Figura 59- Gráfico ilustrando a avaliação da taxa de transformação (%) a partir de 10 pontos extraídos ao longo da rocha geradora do intervalo Albiano-Cenomaniano.

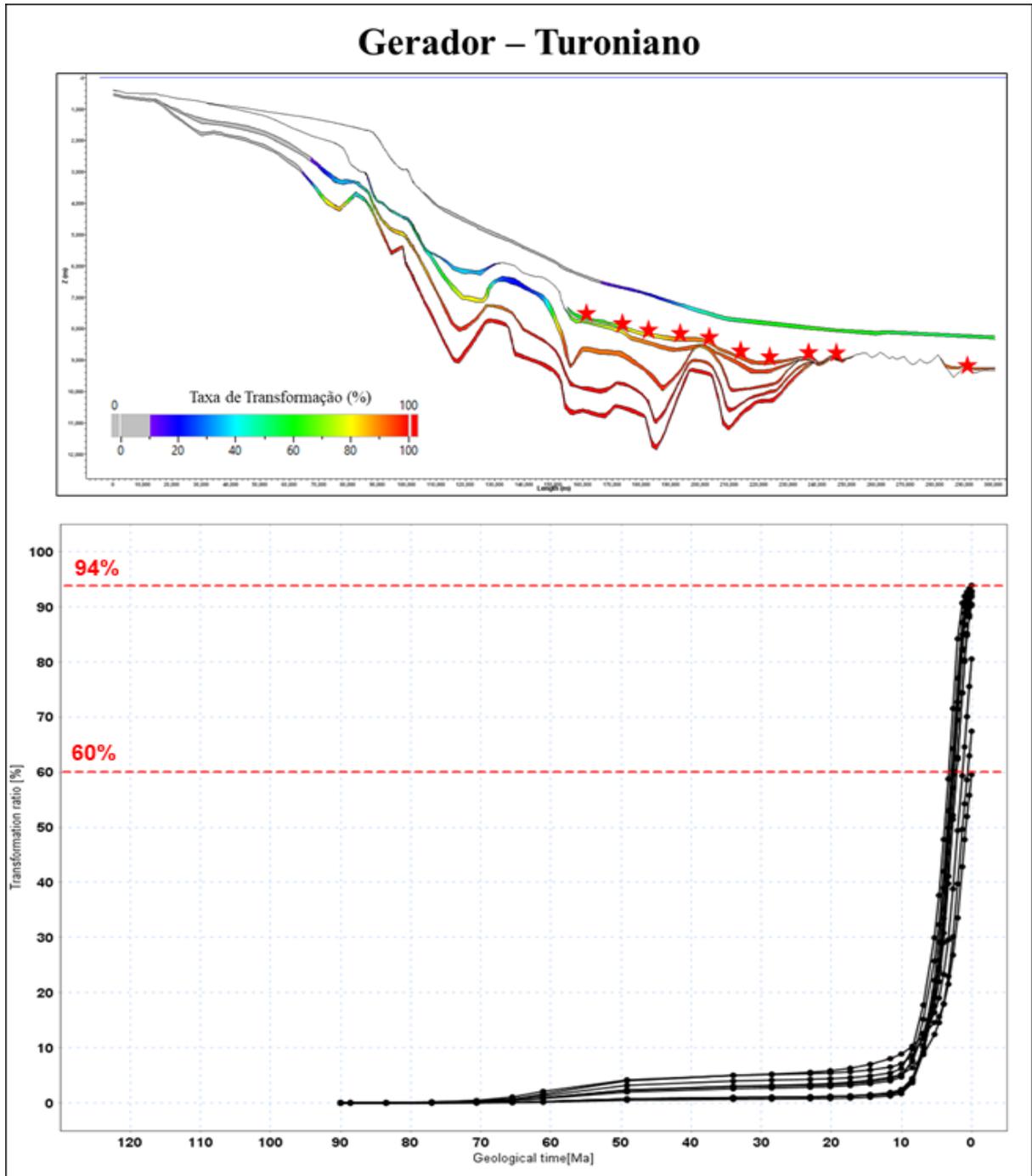


Figura 60- Gráfico ilustrando a avaliação da taxa de transformação (%) a partir de 10 pontos extraídos ao longo da rocha geradora do intervalo Turoniano.

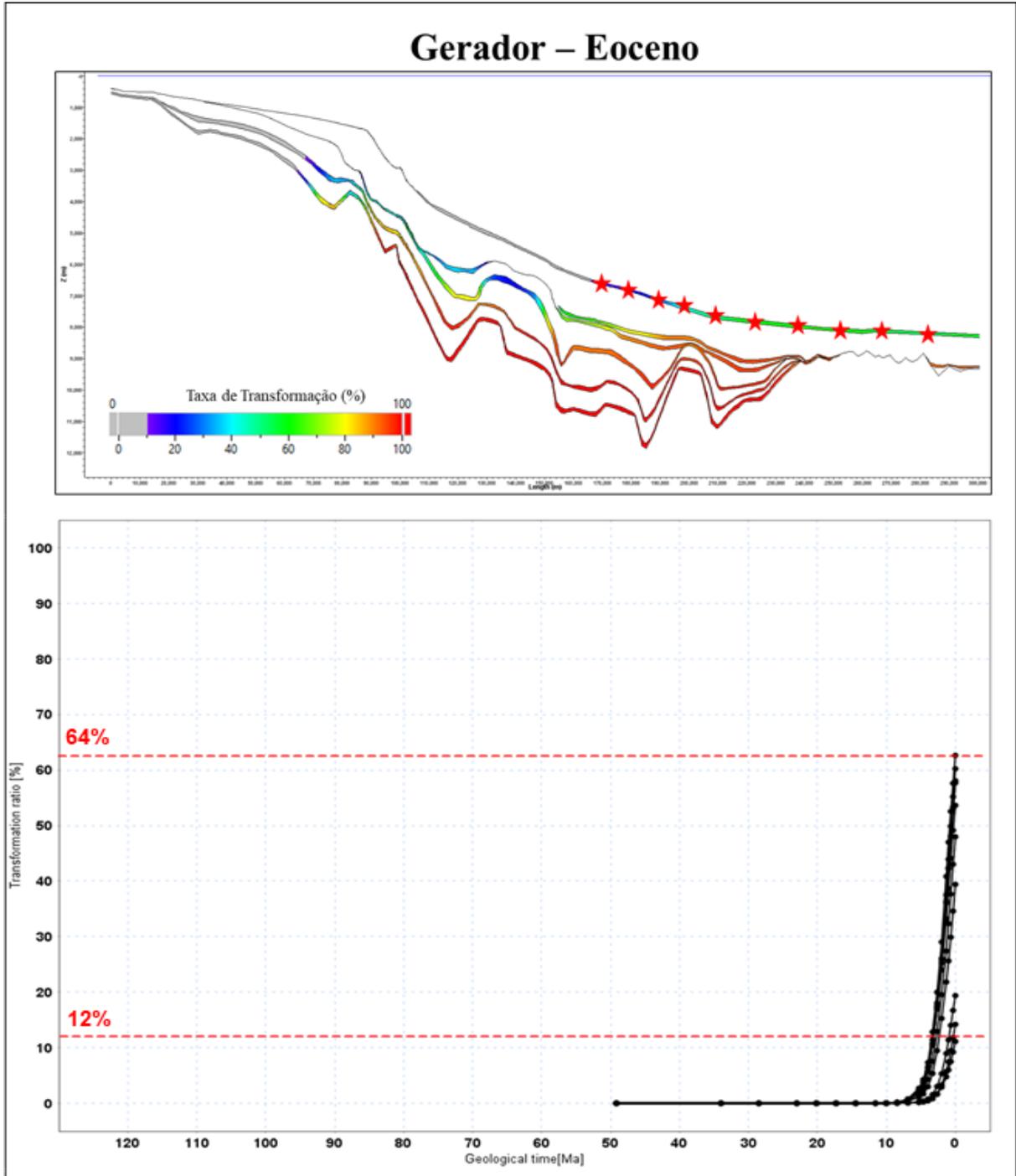


Figura 61- Gráfico ilustrando a avaliação da taxa de transformação (%) a partir de 10 pontos extraídos ao longo da rocha geradora do intervalo Eoceno.

5.1.9 Rotas de Migração dos Hidrocarbonetos

A partir da análise da linha sísmica utilizada na modelagem, não são observadas claramente falhas geológicas conectando as principais camadas de rochas geradoras aos reservatórios na região de águas profundas e ultraprofundas. Sendo assim, para o desenvolvimento da modelagem bidimensional, não foi considerada a presença de falhas, e, portanto, a migração tende a ocorrer ao longo das camadas sedimentares definidas previamente no modelo.

A simulação bidimensional da migração dos hidrocarbonetos se ajusta ao método que envolve a Lei de Darcy, como visto anteriormente no capítulo 4, e ainda leva em consideração o soterramento, a composição mineralógica, as características permoporosas das seqüências litoestratigráficas, entre outros fatores. Deste modo, os resultados da modelagem da migração dos hidrocarbonetos ao longo do tempo, ilustrados na figura 62, mostram as rotas do fluxo de fluidos a partir de vetores de coloração verde nas seções, e indicam que mesmo sem a presença de falhas geológicas no modelo, as principais seqüências de rochas reservatório conseguiriam ser preenchidas por hidrocarbonetos.

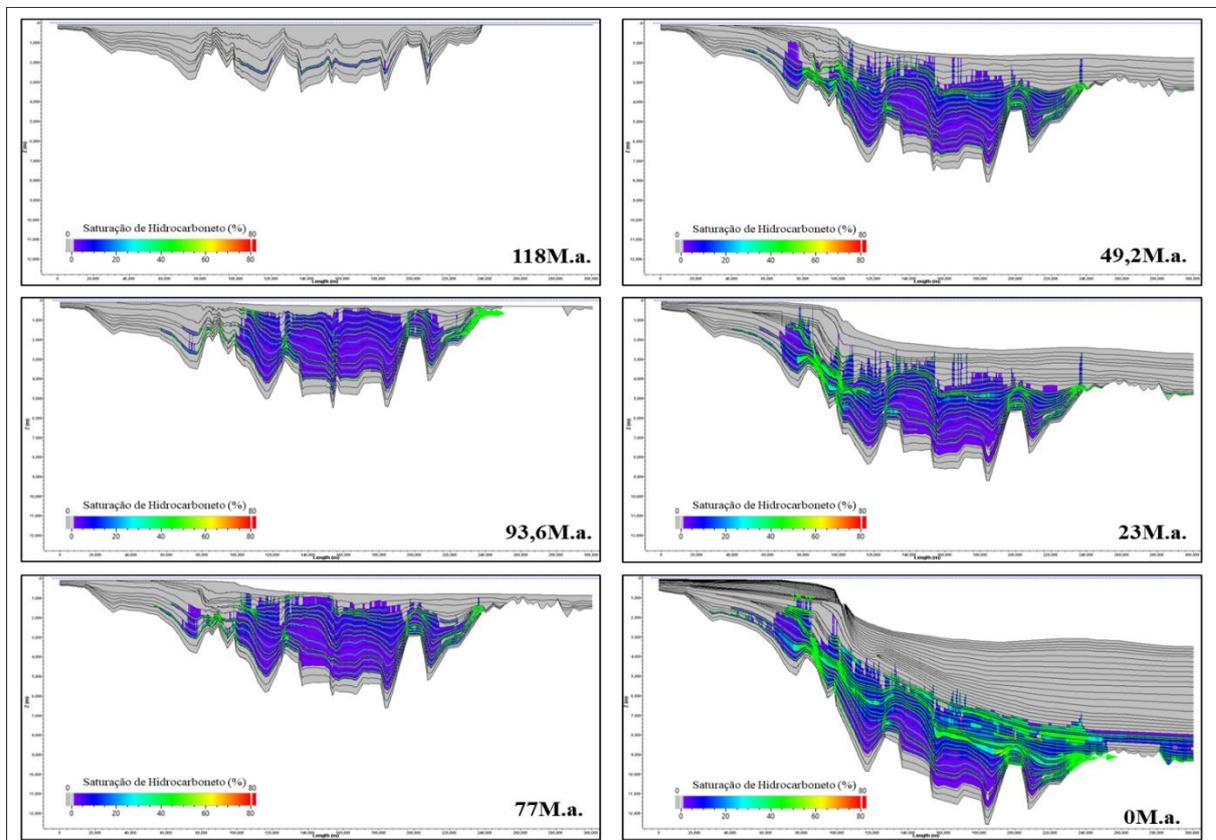


Figura 62- Rotas de migração dos hidrocarbonetos ao longo do tempo geológico. As seções mostram a porcentagem de saturação de hidrocarbonetos juntamente com os vetores (cor verde), indicando a rota dos hidrocarbonetos ao longo das camadas.

5.1.10 Saturação de Hidrocarbonetos

Os resultados da modelagem da saturação de hidrocarbonetos ao longo do tempo mostram que no presente, as maiores saturações de hidrocarbonetos na região de águas profundas e ultraprofundas da Bacia da Foz do Amazonas encontram-se na seção do Neocretáceo, onde os reservatórios inseridos na Formação Limoeiro alcançam saturações de hidrocarbonetos em torno de 80%. Em contra partida, os reservatórios pertencentes à sequência Rifte atingem valores de saturações de até 40% (Figura 63).

Nota-se ainda a ausência de saturações de hidrocarbonetos a partir das idades do Paleoceno e Eoceno, principalmente na porção de águas mais profundas da bacia, o que inviabiliza a presença de potenciais acumulações de hidrocarbonetos em rochas reservatório pertencentes às Formações Pirarucu/Orange. Essa ausência de saturações de hidrocarbonetos, a partir do Paleoceno e Eoceno, pode estar relacionada à espessa camada de folhelhos e margas depositadas nestas idades, a qual acaba atuando como uma sequência de rochas selantes e impedindo assim a passagem de fluidos para seções mais superiores, consequentemente não atingindo os reservatórios Cenozóicos do modelo.

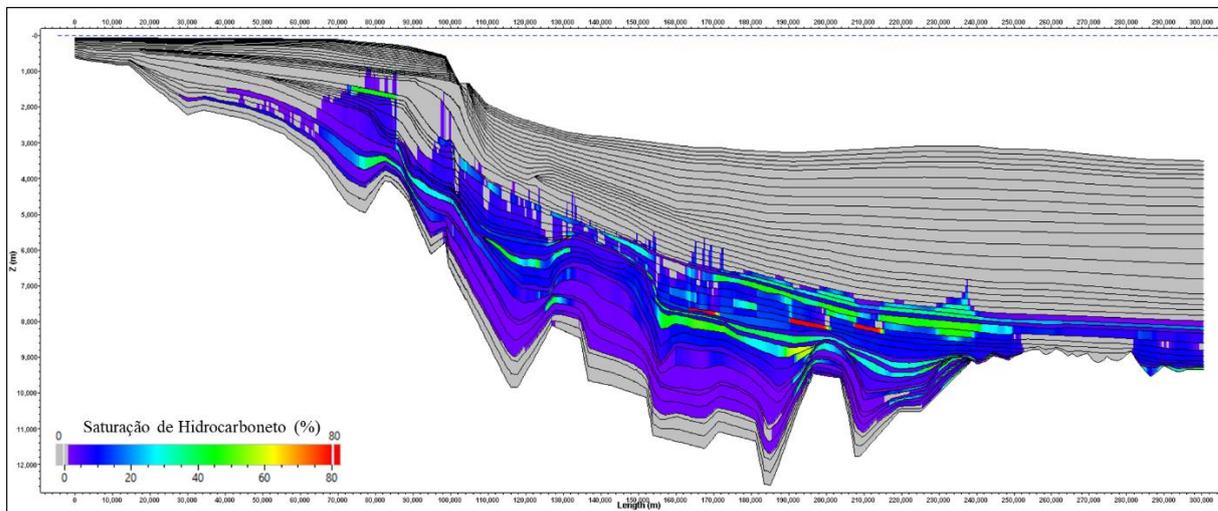


Figura 63- Seção bidimensional ilustrando as saturações de hidrocarbonetos no presente (0M.a.).

A análise das saturações de hidrocarbonetos para esta modelagem segue uma cinética composicional, a qual inclui os hidrocarbonetos mais leves (C1-C5), todos os componentes dos hidrocarbonetos mais pesados (C6+), além dos elementos residuais (Coque).

Graficamente tais compostos são apresentados em termos de quantidades percentuais de contribuição de cada nível de rocha geradora do modelo para uma determinada rocha reservatório. Sendo assim, de acordo com a modelagem, as saturações encontradas no intervalo

do Neocretáceo possuem uma maior contribuição das rochas geradoras associadas aos intervalos Albiano/Cenomaniano e Turoniano, compreendendo cerca de 70% do total de hidrocarbonetos, contabilizando os compostos C6+ e C1-C5. Os intervalos de rochas geradoras representativos das sequências Rifte II e Rifte III representam aproximadamente 21% dos hidrocarbonetos totais, e a camada de rocha geradora pertencente à sequência Rifte I se mostra a menos representativa, com apenas 5% de contribuição. Os componentes residuais somam ainda 4% de contribuição para os reservatórios do Neocretáceo (Figura 64).

A saturação de hidrocarbonetos nestes reservatórios ocorreu de forma mais efetiva a partir do Mesomioceno (~10M.a.), onde observa-se que a saturação sofreu um brusco incremento, saindo de 0% pra 80% em um curto espaço de tempo (Figura 65). Este incremento acentuado da saturação ocorreu devido à rápida sedimentação da espessa camada de sedimentos do Cone do Amazonas, gerando uma carga excessiva sobre as rochas subjacentes e consequente expulsão dos fluidos das rochas geradoras para camadas mais superiores.

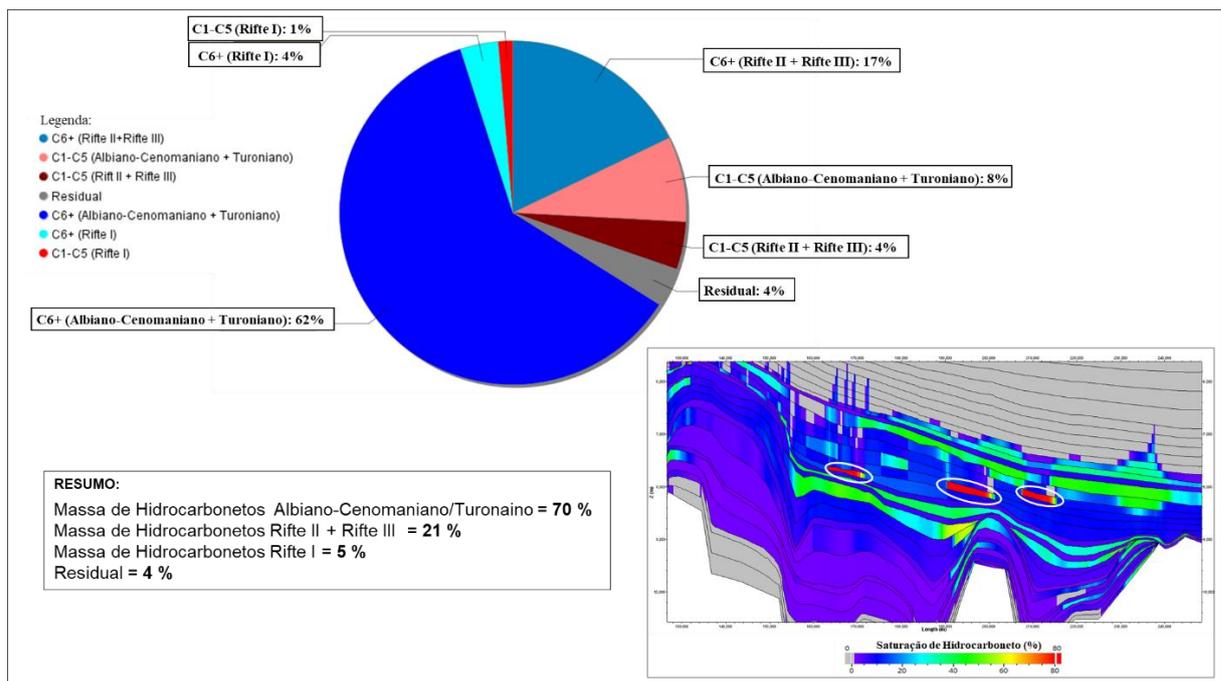


Figura 64- Gráfico indicando a composição média das saturações de hidrocarbonetos para os reservatórios do Neocretáceo na Bacia da Foz do Amazonas e a contribuição de cada intervalo gerador da bacia. As saturações avaliadas estão destacadas por elipses na cor branca na seção.

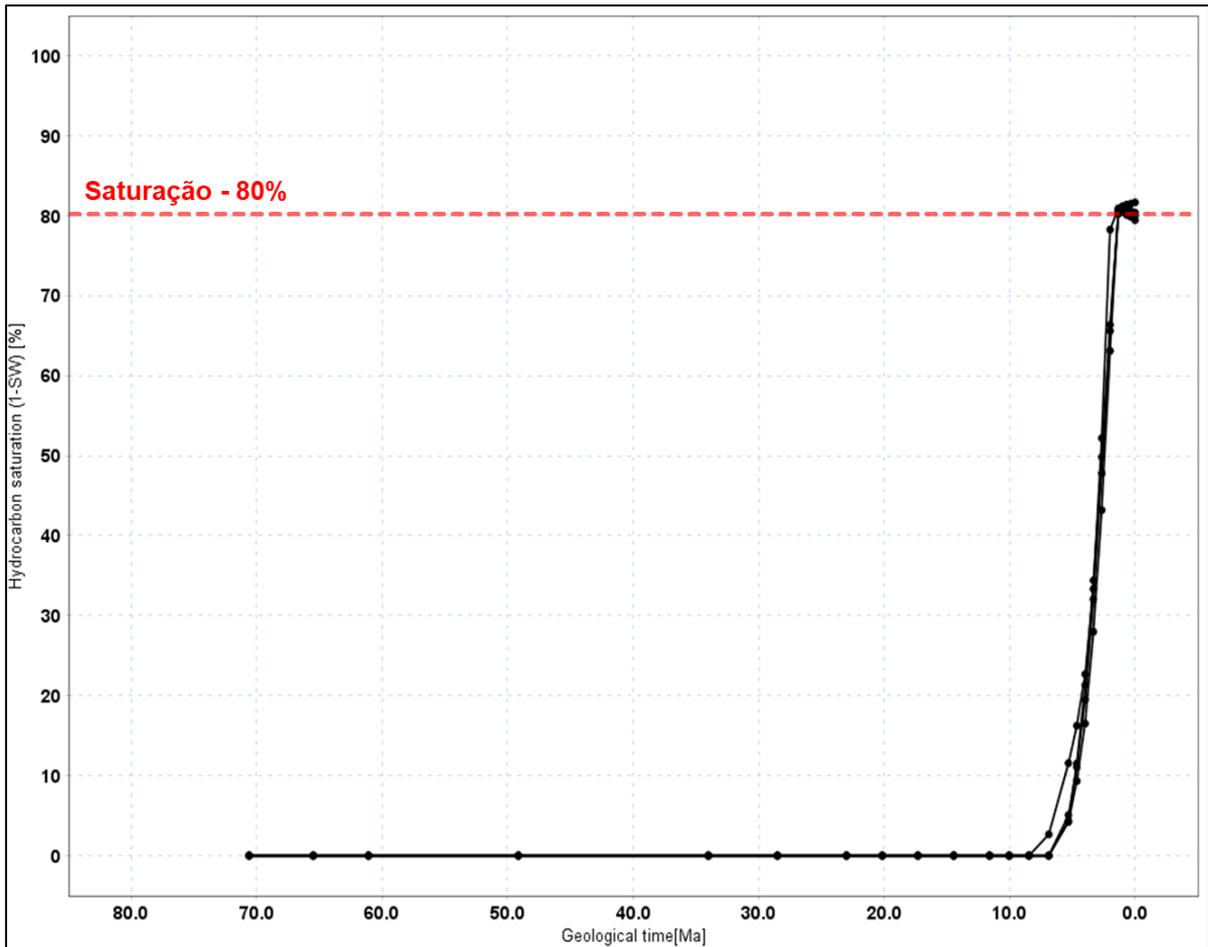


Figura 65- Gráfico ilustrando a avaliação das saturações de hidrocarbonetos (%) nos reservatórios do Neocretáceo ao longo do tempo geológico

Ainda de acordo com os resultados da modelagem, a avaliação dos reservatórios do Neocretáceo indica a acumulação de hidrocarbonetos líquidos da ordem de 31° API. Segundo a escala criada pelo *American Petroleum Institute* (API) juntamente com a *National Bureau Standards*, criada com o intuito de medir a densidade relativa dos líquidos, mostra que valores acima de 30° API estão associados a óleos leves, os quais possuem um maior valor de mercado quando comparados com óleos mais pesados.

5.1.11 Análise da Pressão de Poros ao Longo da Seção

A partir da análise dos dados de pressão de poros disponível nas pastas de poços, verificou-se que dos doze poços pertencentes à base de dados deste trabalho 9 apresentaram algum registro de pressão anormal. A maior parte das zonas de pressão anormal foram encontradas em folhelhos localizados na base e/ou no topo da Fm. Limoeiro, já os poços 1-APS-18 e 1-APS-19 registraram pressão anormal na Fm. Cassiporé, e o poço 1-APS-4 mostrou

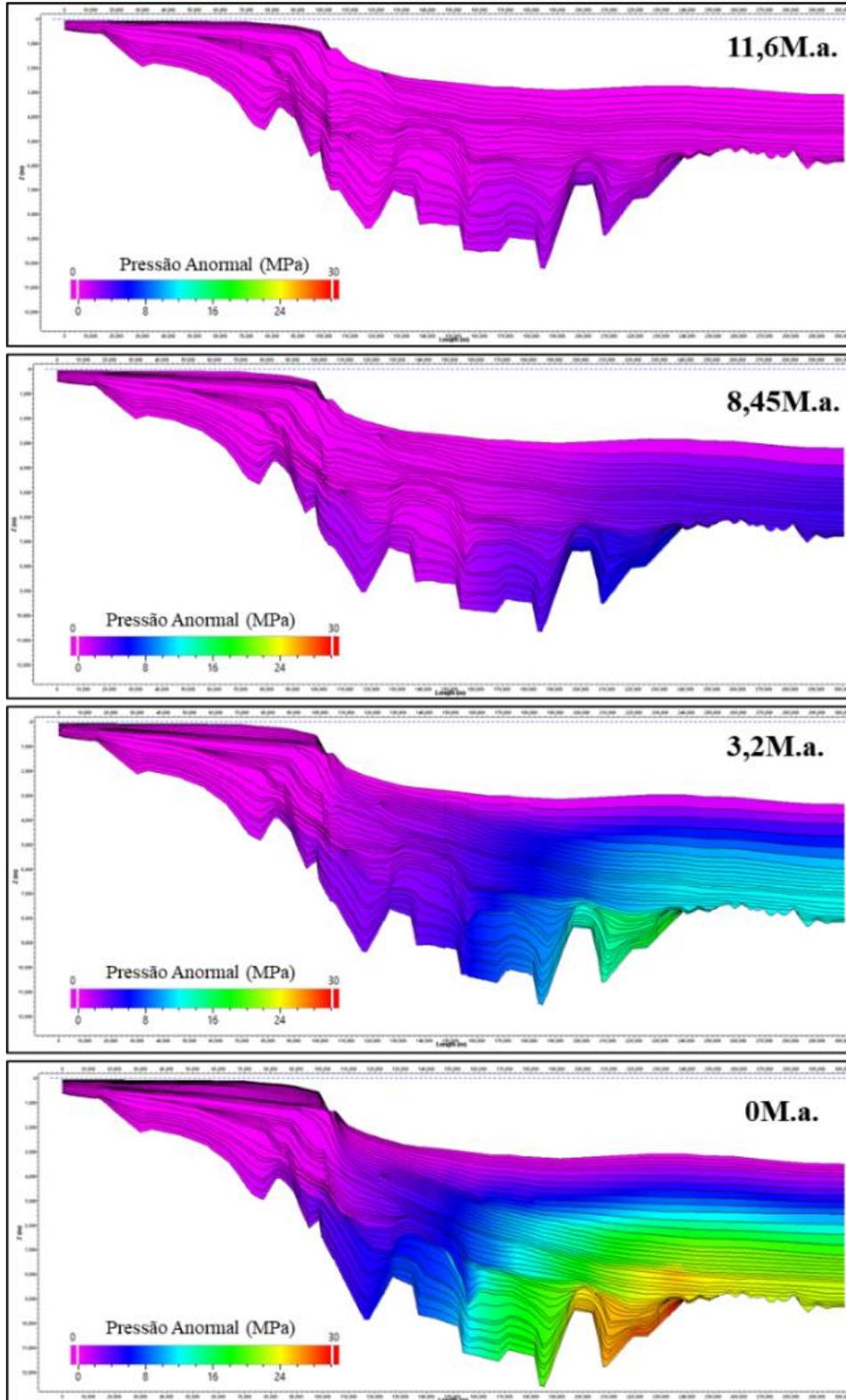


Figura 67- Evolução dos valores de pressão de poros após a deposição dos sedimentos do Cone do Amazonas ao longo da seção modelada.

7 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

A utilização de técnicas geoquímicas, tais como Pirólise Rock-Eval, carbono orgânico total (COT) e a análise da reflectância da vitrinita, possibilitaram, a partir da utilização dos dados de poços disponíveis na base de dados deste trabalho, avaliar o potencial gerador das principais sequências de rochas geradoras da bacia. Após a análise destes dados, foi possível identificar seis unidades litoestratigráficas potencialmente geradoras de hidrocarbonetos na Bacia da Foz do Amazonas. Três potenciais intervalos geradores foram identificados na sequência Rifte, de idade Eoaptiano à Eoalbiano, e outros três níveis foram interpretados na sequência Drifte de idades Albiano/Cenomaniano, Turoniano e Eoceno. Em relação a calibração térmica do modelo, os resultados se mostraram satisfatórios quando comparados aos dados de temperatura e vitrinita dos poços. A análise térmica da coluna sedimentar, a qual foi embasada a partir do cálculo do fator de estiramento beta (β), indicou valores de fluxo térmico 80% maiores nas regiões mais estiradas da seção, quando comparadas às regiões com menor estiramento crustal, indicando assim a presença de possíveis zonas de exumação do manto litosférico.

A análise dos resultados da maturação para os diferentes níveis de rochas geradoras inseridas no modelo mostrou que as rochas geradoras das sequências Rifte I e Rifte II apresentam um maior grau de maturação, estando na janela de gás em quase toda sua extensão, atingindo a janela supermatura em alguns pontos isolados. O intervalo gerador da sequência Rifte III se encontra na janela de óleo, chegando a alcançar a janela de gás nas porções mais distais da seção. Para a sequência Drifte, destacam-se os intervalos de idades Albiano/Cenomaniano e Turoniano, onde se apresentam em quase toda sua extensão na janela de óleo, e apenas em pontos isolados na porção mais distal da seção encontram-se na janela de gás. O intervalo gerador de idade Eoceno apresenta-se boa parte imatura, atingindo a janela de óleo apenas nas porções mais distais.

Para o intervalo gerador da sequência Rifte I a taxa de transformação mostra que 100% do querogênio já foi transformado em hidrocarboneto até o presente, e a geração ocorreu entre 120M.a e 70M.a. O nível gerador da sequência Rifte II possui uma taxa de transformação variando entre 93% e 100% e sua geração iniciou-se em 118M.a. O intervalo gerador da sequência Rifte III apresenta uma taxa de transformação que varia de 22% a 96% e sua geração iniciou-se em 108M.a. O intervalo gerador de idade Albiano/Cenomaniano possui uma taxa de transformação que varia de 30% a 95%, com a geração de hidrocarboneto em torno 85M.a. O nível gerador de idade Turoniano apresenta uma taxa de transformação que varia de 60% a

94%, com a geração iniciando em 70M.a. Por fim, o nível gerador associado à idade Eoceno mostra uma taxa de transformação mais baixa, na faixa de 12% a 64%, com a geração de hidrocarboneto iniciando em 8M.a.

Os resultados das saturações de hidrocarbonetos juntamente com a análise das rotas de migração ao longo da seção, mostram que os reservatórios do Neocretáceo atingiram os maiores níveis de saturação, chegando a valores próximos de 80%. As rochas geradoras de idades Albiano/Cenomaniano e Turoniano se mostraram as principais contribuintes de hidrocarbonetos para estes reservatórios, contribuindo com cerca de 70% do total de hidrocarbonetos. A saturação de hidrocarbonetos nos reservatórios do Neocretáceo ocorreu de forma mais efetiva a partir de 10M.a. Nota-se ainda a ausência significativa de saturações de hidrocarbonetos a partir das idades do Paleoceno e Eoceno, o que inviabiliza potenciais acumulações em rochas reservatórios pertencentes às Formações Pirarucu/Orange. Isto deve-se à espessa camada de folhelhos e margas depositadas nestas idades, e que acabam atuando como rochas selantes.

A análise da pressão de poros ao longo do tempo geológico mostrou que a partir da deposição dos sedimentos do Cone do Amazonas em 11.6M.a., anomalias de pressão anormal começaram a ser observadas na região de águas profundas e ultraprofundas da seção até o presente. Isto provavelmente ocorre devido a um desequilíbrio na compactação, resultante da alta taxa de sedimentação em um curto espaço de tempo na bacia.

A partir dos resultados obtidos nesta modelagem, conclui-se que o Cone do Amazonas mostrou ser uma feição geológica de suma importância para a geração, migração e acumulação de hidrocarbonetos principalmente na região de águas profundas e ultraprofundas da Bacia da Foz do Amazonas. A deposição de seus sedimentos teve início em 11.6M.a e foi responsável pelo maior incremento da maturação térmica das rochas geradoras principalmente da sequência Drifte, assim como influenciou na geração e expulsão de hidrocarbonetos das rochas geradoras, além de ter papel fundamental no desenvolvimento de pressões anormalmente altas na região em estudo.

Recomenda-se, portanto, a realização de uma modelagem 3D de sistemas petrolíferos a fim de obter uma avaliação regional dos principais elementos formadores do sistema petrolífero da bacia, e assim obter resultados que contribuam mais efetivamente para a diminuição dos riscos exploratórios, assim como potencializar a busca por novas oportunidades exploratórias na região de águas profundas e ultraprofundas na Bacia da Foz do Amazonas.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ALI, S. A.; CLARK, W. J.; MOORE, W. R.; DRIBUS, J. R., 2010. Diagenesis and Reservoir Quality. *Oilfield Review*, 22 (2, Summer), 14–27.
- ALLEN, P. A.; ALLEN, J. R., 2005. *Basin Analysis – Principles and Applications*, 2nd Edition, Blackwell Publishing, Australia, Chapter 10., pp. 405-493.
- ATHY, L. F., 1930. Density, porosity and compaction of sedimentary rocks. *American Association of Petroleum Geophysicists Bulletin*, (14):1–24.
- BEAR, J., 1972. *Dynamics of Fluids in Porous Media*. Dover, New York, p. 441-453.
- BEARDSMORE, G. R.; CULL, J. P., 2001. *Crustal Heat Flow*. Cambridge University Press, 2001.
- BEHAR, F.; *et al.*, 1992. Experimental simulation in a confined system and kinetic modelling of kerogen and oil cracking. *Organic Geochemistry*, v. 19, n. 1-3, pp. 173-189.
- BEHAR, F.; *et al.*, 1997. Thermal Cracking of Kerogen in Open and Closed Systems: Determination of Kinetic Parameters and Stoichiometric Coefficients for Oil and Gas Generation. *Organic Geochemistry*, v. 26, n. 5-6, pp. 321-339.
- BIZZI, L. A.; SCHOBENHAUS, C.; VIDOTTI, R. M.; GONÇALVES, J. H., 2003. *Geologia, Tectônica e Recursos Minerais do Brasil: Texto, Mapas e SIG*. Serviço Geológico do Brasil, CPRM, Ministério de Minas e Energia, Secretaria de Minas e Metalurgia. 673 páginas.
- BJORLYKKE, K.; *et al.*, 2008. *Sediment Compaction and Rock Properties*.
- BRANDÃO, J. A. S. L., 1990. Revisão e atualização estratigráfica das bacias da Foz do Amazonas e Pará Marnhão. Rio de Janeiro, PETROBRAS. Rel. interno.
- BRANDÃO, J. A. S. L.; FEIJÓ, F. J., 1994. Bacia Foz do Amazonas. *Bol. Geoc. Petrobras*, v. 8, n. 1, p. 91-99.
- BRIGAUD, F.; VASSEUR, G., 1989. Mineralogy, Porosity and Fluid Control on Thermal Conductivity of Sedimentary Rocks. *Geophysical Journal*, 98, 525-542.
- CARDOSO, R. A., 2007. *Evolução Termo-Tectônica da Plataforma Continental do Rio de Janeiro*, Observatório Nacional/Coordenação de Geofísica, dissertação de mestrado, 151p.
- CARVALHO, G. C. R., 2008. *Interpretação sísmica e modelagem física do Cone do Amazonas, Bacia da Foz do Amazonas, Margem Equatorial Brasileira*. 119 p.
- CARVALHO, G. C. R.; GOMES, C. J. S.; NETO, M. A. M., 2011. O Cone do Amazonas, Bacia da Foz do Amazonas: uma nova discussão, *Revista Escola de Minas, Ouro Preto*, v. 64.

DYKSTRA, J., 1987. Compaction Correction for Burial History Curves: Application to Lopatin's Method for Source Rock Maturation Determination. *Geobyte*, v.2, pp.65-81.

DOW, W. G., 1977. Kerogen studies and geological interpretations: *Journal of Geochemical exploration*, v. 7, p. 79-99.

ENGLAND, D.; *et al.*, 1987. The movement and entrapment of petroleum fluid in the subsurface. *Journal of Geological Society* 114(2), 327–347.

ERBACHER, J.; *et al.*, 2004. *Proceedings of the Ocean Drilling Program, Initial Reports Volume 207*.

ESPITALIÉ, J.; DEROO, G.; MARQUIS, F., 1985. “La pyrolyse Rock-Eval et ses applications - première/deuxième partie”. *Revue de l'Institut Français du Pétrole*, v. 40, n°. 6, pp. 755-784.

FIGUEIREDO, J. J. P.; ZALÁN, P. V.; SOARES, E. F., 2007. Bacia da Foz do Amazonas. *Boletim de Geociências da. Petrobras* 15 n2: 299–309.

FUGITA, A. M., 2002. Bacia da Foz do Amazonas, quarta rodada de licitações, Superintendência de Definição de Blocos, Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis.

GILES, M. R., 1997. *Diagenesis: A Quantitative Perspective. Implications for Basin Modeling and Rock Properties Prediction*. Kluwer Academic Publisher, Dordrecht

HANTSCHAL, T.; KAUEAUF, A. I., 2009. *Fundamentals of Basin and Petroleum Systems Modeling*. Springer-Verlag Berlin Heidelberg. p 476.

KILLOPS, S. D.; KILLOPS, V. J., 1994. *An Introduction to Organic Geochemistry*. Longman, Scientific & Technical. New York, 265p.

LECKIE, R. M.; BRALOWER, T. J.; Cashman, R., 2002. Oceanic anoxic events and plankton evolution: biotic response to tectonic forcing during the mid-Cretaceous. *Paleoceanography*, 17:10.1029/2001PA000623.

LEPINAY, M. M.; LONCKE, L.; BASILE, C.; ROEST, W. R.; PATRIAT, M.; MAILLARD, A.; CLARENS, P., 2016. Transform continental margins – Part 2: A worldwide review. *Elsevier Tectonophysics*, volume 693, part A. pages 96 – 115.

MAGOON, L. B.; DOW, W. G., 1994. The petroleum system. *AAPG Memoir* n.60, p.3-24.

MANATSCHAL, G.; BERNOULLI, D., 1999. Architecture and tectonic evolution of nonvolcanic margins: Present day Galicia and ancient Adria. *Tectonics*, v. 18, p. 1099–1119.

MANATSCHAL, G.; *et al.*, 2007. Observations from the Alpine Tethys and Iberia–Newfoundland margins pertinent to the interpretation of continental breakup. *Geological Society, London, Special Publications*. 282. 291-324.

MASCLE, J.; BLAREZ, E., 1987. Evidence for transform margin evolution from the Ivory Coast-Ghana continental margin. *Nature* 326, 378–381.

MATOS, R. M. D.; WAICK, R. N., 1998. A unique transform margin: The Equatorial Atlantic. Proceedings of the Rio'98 AAPG International Conference and Exhibition, pp. 798-799, Rio de Janeiro, Brazil.

MATOS, R. M. D., 2000. Tectonic Evolution of the Equatorial South Atlantic, in, W. MOHRIAK and, M. TALWANI, eds., Atlantic Rifts and Continental Margins: Geophysical Monograph, vol. 115, pp. 331-353.

MCCARTHY, K.; ROJAS, K.; NIEMANN, M.; PALMOWSKI, D.; PETERS, K.; STANKIEWICZ, A., 2011. Basic petroleum geochemistry for source rock evaluation. Oilfield Review, 23(2), 32-43.

MCKENZIE, D., 1978. Some Remarks on the Development of Sedimentary Basins. Earth and Planet. Sci. Lett, 40, pp. 25-32.

MELLO, M. R.; R. MOSMANN, S. R. P. SILVA; R. R. MACIEL; F. P. MIRANDA, 2001. Foz do Amazonas area: The last frontier for elephant hydrocarbon accumulations in the South Atlantic realm, in M.W. Downey, J. C. Threet, and W. A. Morgan, eds., Petroleum provinces of the twenty-first century: AAPG Memoir 74, p. 403-414

MILANI, E. J.; THOMAZ FILHO, A., 2000. Sedimentary basins of South America. Tectonic Evolution of South America, v. 31, p. 389-449.

MILANI, E. J.; *et al.*, 2000. Petróleo na margem continental brasileira: geologia, exploração, resultados e perspectivas. Brazilian Journal of Geophysics, Vol. 18 (3).

MOHRIAK, W. U., 2003. Bacias Sedimentares da Margem Continental Brasileira. Geologia, Tectônica e Recursos Minerais do Brasil. C. S. L. A. Bizzi, R. M. Vidotti e J. H. Gonçalves. Brasília, DF, Brasil, CPRM. 1: 82.

PENTEADO, H. L.; *et al.*, 2007. Study of Biodegradation Processes Along the Carnaubas Trend, Potiguar Basin (Brasil) – Part 2. Organic Geochemistry

PERRIER, R.; QUIBLIER, J., 1974. “Thickness changes in sedimentary layers during compaction history; methods for quantitative evaluation”, The American Association of Petroleum Geologist Bulletin, v. 58, n. 3 (March), pp. 507-520.

PETERS, K. E.; CASSA, M. R., 1994. “Applied source rock geochemistry” In: Magoon, L.B., Dow, W.G. (eds.) The Petroleum System - from source to trap, AAPG Memoir 60, pp. 93-120.

REIS D. E. S.; CAPUTO M. V., 2007. Potencial industrial e energético do folhelho pirobetuminoso Formação Codó, Bacia do Parnaíba. In: 4º PDPETRO, Campinas, SP, p. 1-10.

REQUEJO, G.; R. SASSEN; E. UKPABIO; M. C. KENNICUTT II.; T. MCDONALD; M. C. DENOUS.; J. M. BROOKS., 1995. Hydrocarbon source facies in the Niger Delta petroleum provinces indicated by the molecular characteristics of oil: International Chemical Congress of Pacific Basins Societies Book of Abstracts, v. 7, p. 180.

ROBERTS, A. M.; KUSZNIR, N. J.; YIELDING, G.; STYLES, P., 1998. 2D flexural backstripping of extensional basins: the need for a sideways glance. *Petroleum Geoscience*, v. 4 p. 327–338.

SCHALLER, H., 1971. Estratigrafia preliminar na Bacia Sedimentar da Foz do Amazonas. In: Congresso Brasileiro de Geologia, 25. São Paulo, SBG. Anais, v.3, p. 189-202.

SILVA, S. R. P.; RODARTE, J. B. M., 1989. Bacias da Foz do Amazonas e Pará-Maranhão (águas profundas): uma análise sismoestratigráfica, tectono-sedimentar e térmica. Rio de Janeiro, PETROBRAS. Rel. interno.

SOARES, E. F.; ZALÁN, P. V.; FIGUEIREDO, J. J.P.; TROSDTORF JUNIOR, I., 2007. Bacia do Pará-Maranhão. *Boletim de Geociências da PETROBRAS*, v. 15, n. 2, p. 321-330.

SOARES JÚNIOR, A. V.; COSTA, J. B.S.; HASUI, Y., 2008. Evolução da Margem Atlântica Equatorial do Brasil: Três fases distensivas. *UNESP, Geociências*. São Paulo, v27, n 4, p. 427-437.

STECKLER, M. S.; WATTS, A. B., 1978. Subsidence of the Atlantic-type continental margin of New York, *Earth and Planetary Science Letters*, v 41, nº 1, p.1-13.

THOMAS, J. E., 2001. Fundamentos da engenharia de petróleo. Rio de Janeiro: Interciência, 272 p.

TISSOT, P. B.; WELTE, D. H., 1984. “Petroleum Formation and Occurrence”. In: Springer-Verlag, Berlin, 2nd (ed.), pp.699.

TISSOT, B. P.; PELET, R.; UNGERER, P., 1987. Thermal history of sedimentary basins, maturation indices and kinetics of oil and gas formation. *The American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, v. 71, n. 12, pp. 1445-1466.

VAN KREVELEN, D. W., 1961. *Coal: Typology-Chemistry-Physics-Constitution*. Elsevier Science, Amsterdam, 514 p.

VASCONCELLOS, R. V. A., 2013. Bacia da Foz do Amazonas, décima primeira rodada de licitações, Superintendência de Definição de Blocos, Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis.

WAPLES, D. W., 2000. The Kinetics of in-reservoir oil destruction and gas formation: constraints from experimental and empirical data, and from thermodynamics. *Organic Geochemistry*, 31, 553-5575.

WATTS, A. B.; RYAN, W. B. F., 1976. Flexure of the lithosphere and continental margins basins. *Tectonophysics*, 36, pp 25-44.