



UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA
"JULIO DE MESQUITA FILHO"
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS E CIÊNCIAS EXATAS



Dissertação de Mestrado

Pós-Graduação em Geociências e Meio-Ambiente

ANÁLISE DE POTENCIAL GERADOR E ACUMULAÇÕES DOS
SISTEMAS PETROLÍFEROS DA PORÇÃO SUDOESTE DA BACIA
DE CAMPOS

Leonardo Habermann

Prof. Dr. José Alexandre de Jesus Perinotto (orientador)

Dr(a). Maria Gabriela Castillo Vincentelli (co-orientadora)

Rio Claro (SP)
2019

UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA

“Júlio de Mesquita Filho”

Instituto de Geociências e Ciências Exatas

Câmpus de Rio Claro

LEONARDO HABERMANN

ANÁLISE DE POTENCIAL GERADOR E ACUMULAÇÕES DOS
SISTEMAS PETROLÍFEROS DA PORÇÃO SUDOESTE DA
BACIA DE CAMPOS

Dissertação de Mestrado apresentada ao Instituto de Geociências e Ciências Exatas do Câmpus de Rio Claro, da Universidade Estadual Paulista “Júlio de Mesquita Filho”, como parte dos requisitos para obtenção do título de Mestre em Geociências e Meio Ambiente.

Orientador: Prof. Dr. José Alexandre de Jesus Perinotto

Coorientadora: Dra. Maria Gabriela Castillo Vincentelli

Rio Claro – SP

2019

H114a Habermann, Leonardo
Análise de potencial gerador e acumulações dos sistemas petrolíferos da porção sudoeste da Bacia de Campos / Leonardo Habermann. -- Rio Claro, 2019
202 p. : il., tabs.

Dissertação (mestrado) - Universidade Estadual Paulista (Unesp), Instituto de Geociências e Ciências Exatas, Rio Claro
Orientador: José Alexandre de Jesus Perinotto
Coorientador: Maria Gabriela Castillo Vincentelli

1. Geofísica. 2. Geologia do Petróleo. 3. Sistemas Petrolíferos. I.
Título.

Sistema de geração automática de fichas catalográficas da Unesp. Biblioteca do Instituto de Geociências e Ciências Exatas, Rio Claro. Dados fornecidos pelo autor(a).

Essa ficha não pode ser modificada.

LEONARDO HABERMANN

ANÁLISE DE POTENCIAL GERADOR E ACUMULAÇÕES DOS
SISTEMAS PETROLÍFEROS DA PORÇÃO SUDOESTE DA
BACIA DE CAMPOS

Dissertação de Mestrado apresentada ao Instituto de Geociências e Ciências Exatas do Câmpus de Rio Claro, da Universidade Estadual Paulista “Júlio de Mesquita Filho”, como parte dos requisitos para obtenção do título de Mestre em Geociências e Meio Ambiente.

Comissão Examinadora

Prof. Dr. José Alexandre de Jesus Perinotto (Orientador)

Prof. Dr. Lucas Veríssimo Warren

Dr. Sergio Antonio Cáceres Contreras

Conceito: Aprovado.

Rio Claro – SP, 05 de abril de 2019

A meus pais, Paula e Júnior, e minha irmã, Beatriz

AGRADECIMENTOS

Agradeço à Universidade Estadual Paulista “Júlio de Mesquita Filho”, em especial ao Programa de Pós-Graduação em Geociências e Meio Ambiente, e ao UNESPetro, por proporcionarem as condições e estrutura necessárias para a elaboração deste estudo.

Ao Prof. Dr. Alexandre J. Perinotto, pela orientação, disponibilidade e incentivo. À Dr.^a Maria Gabriela C. Vincentelli e ao Dr. Sergio A. C. Contreras, pela amizade, ensinamentos, paciência, discussões e confiança, essenciais para a conclusão desta etapa em minha carreira.

Aos colegas de trabalho do UNESPetro: Luana, Lucas, Luís Gustavo e Wallace, pelas conversas, ajuda e bom-humor ao longo destes dois últimos anos.

Aos colegas e funcionários do Unespetro: Fabiana e Iata, pelo auxílio técnico, e à Márcia, pelos cafezinhos e simpatia.

Gostaria também de agradecer às pessoas que me apoiaram antes e durante o curso deste mestrado.

Aos meus pais, Paula e Júnior, pelo apoio, incentivo, compreensão e amor incondicionais, por sempre acreditarem em mim e procurarem entender meus momentos de ausência. À minha irmã Beatriz, pelo companheirismo, conversas e risadas, e por suportar meu humor “difícil” em algumas épocas desta trajetória. Amo esta família, meu exemplo e razão maior do que sou.

Aos amigos de graduação, que continuam a fazer parte desta etapa: Thaís, 300 (Leonides), Renata, Frank (Nikolas) e Lula (Rafael). Obrigado pela amizade, incentivo, conversas, risadas e momentos únicos, que guardarei para sempre. Tenham a certeza de que alegraram e tornaram muito melhores estes últimos sete anos.

O presente trabalho foi realizado com apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior – Brasil (CAPES) – Código de Financiamento 001.

E a todos que, de alguma forma, contribuíram para a conclusão desta etapa, estendo meu obrigado.

“A vida sem ciência é uma espécie de morte”

-Sócrates

RESUMO

A maioria dos estudos que abordam os sistemas petrolíferos da Bacia de Campos se restringe a análises de âmbito regional, enfocando a delimitação de áreas propícias à geração de hidrocarbonetos. Neste contexto, o presente trabalho visa apresentar uma avaliação qualitativo-quantitativa, em escala local, dos sistemas petrolíferos identificados na porção sudoeste da Bacia de Campos, representada por oito campos petrolíferos. Inclui a caracterização petrofísica e dos mecanismos responsáveis pela formação dos principais *plays* locais, bem como a delimitação dos *pod's* de geração e estimativa do volume de hidrocarbonetos gerados. O banco de dados utilizado consiste nos perfis geofísicos e pastas de 45 poços, bem como 50 linhas 2D, totalizando 876 km lineares de dados sísmicos. Para o desenvolvimento deste trabalho, foi elaborado o Modelo Estratigráfico-Estrutural da região, que inclui: interpretação e correlação dos níveis estratigráficos e elaboração de seis seções estruturais; correlação rocha – perfil para delimitação dos possíveis intervalos geradores; análise petrofísica e avaliação da rocha geradora; e interpretação do arcabouço sismoestratigráfico. Em seguida, utilizou-se um modelo de velocidades para conversão tempo - profundidade das feições delimitadas nos dados 2D, possibilitando a confecção dos mapas de contorno estrutural e isópacas, em profundidade, para os níveis estratigráficos de interesse. A segunda etapa, denominada Análise de Sistemas Petrolíferos, envolve a delimitação dos *pod's* de geração locais, com base em dados de isópacas, contorno estrutural, COT e gradiente geotérmico, comparados a estudos tradicionais acerca do tema. Estes dados são então utilizados para o cálculo do volume de hidrocarbonetos gerados. O Modelo Estratigráfico-Estrutural permitiu identificar três sistemas petrolíferos: Lagoa Feia/Coqueiros – Lagoa Feia/Coqueiros (!), Lagoa Feia/Coqueiros – Quissamã (!) e Lagoa Feia/Coqueiros – Carapebus (!), este último subdividido em três idades (Cretáceo Superior, Eoceno Médio e Oligoceno Inferior). O intervalo gerador (Coquina Superior) apresenta valores de COT entre 0.52 e 2.1%, espessuras entre 30 e 120 m, além de valores de R_0 entre 0.33 e 0.63. Com base na integração dos dados obtidos e trabalhos selecionados, foram estabelecidos dois cenários de geração: o primeiro (P_{50}) inclui o intervalo da Coquina Superior abaixo de 3500 m, representando todo o extremo leste da região estudada, enquanto o segundo (P_{90}) considera geradoras apenas as rochas situadas abaixo de 4000 m, equivalentes a áreas ao extremo ENE dos campos. O volume de hidrocarbonetos calculado para o P_{50} foi de 9.5×10^8 boe, ao passo que o P_{90} resultou em 8.05×10^6 boe. Estes montantes representam, respectivamente, apenas 12.7% e 0.11% do volume *in place* estimado para os campos estudados, evidenciando o baixo potencial gerador local. Em relação aos reservatórios, destacam-se os carbonatos da Formação Quissamã, com Φ entre 21 e 29% concentradas em altos estruturais, indicando predomínio de mecanismos estruturais na formação deste tipo de oportunidade exploratória. Em contrapartida, uma associação entre fatores estratigráficos (variação faciológica, presença de superfície erosiva) e estruturais (*horsts* e feições dômicas locais) controlam a distribuição dos principais *plays* associados aos turbiditos eocênicos e oligocênicos, cuja Φ_e varia entre 16 e 24%, e as médias de *Net to gross* situam-se entre 65 e 98%.

Palavras-Chave: Bacia de Campos. Interpretação sísmica. *Pod* de geração. Sistemas petrolíferos. Volume de hidrocarbonetos.

ABSTRACT

Nowadays, most of the petroleum systems studies performed on Campos Basin are related to regional scale, but the local hydrocarbon generation has not been studied until now. This work aims to present a qualitative-quantitative evaluation, on a local scale, of the petroleum systems identified in the Southwest portion of Campos Basin. It includes petrophysical characterization and description of the main elements responsible for the presence of eight oil fields on the evaluated area's as well as the delimitation of possible active pods and volumetric estimation of local hydrocarbons generated. The database includes well logs and well folders from a total of 45 wells, in addition to 50 2D seismic lines that were interpreted, in a total of 876 linear km analyzed data. The study began with the construction of the Stratigraphic-Structural Model for the region, which includes: geophysical interpretation and correlation of the stratigraphic data, resulting in six structural sections; rock - profile correlation for possible hydrocarbon generating intervals; petrophysical analysis and evaluation; and interpretation of the seismostratigraphic framework. Then, a velocity model was used for time - depth conversion, which enables obtaining the structural and isopach maps, in depth scale, for the main stratigraphic horizons. The second stage, defined as Petroleum System Analysis, involves the delimitation of local active pod's, based on isopach and structural maps, TOC and geothermal gradient, compared to traditional studies performed on the subject. These data were used to calculate the volume of hydrocarbons generated. The Stratigraphic-Structural Model allowed to confirm three petroleum systems: Coqueiros - Coqueiros (!), Coqueiros - Quissamã (!) and Coqueiros - Carapebus (!), the latest mentioned subdivided in three main ages (Upper Cretaceous, Middle Eocene and Lower Oligocene). The local source rock (Coquina Superior) presents TOC values between 0.52 and 2.1%, thicknesses between 30 and 120 m, besides values of R_0 between 0.33 and 0.63. Based on the integration of the analyzed data and previous works, two generation scenarios were established: the first one (P_{50}) includes the Coquina Superior interval below 3500 m, representing the entire eastern portion of the studied region, while the second (P_{90}) considers source rocks only those located below 4000 m, equivalent to areas at the extreme ENE of the oil fields. The volume of hydrocarbons calculated for the P_{50} was 9.5×10^8 beo, whereas P_{90} resulted in 8.05×10^6 beo. These amounts represent, respectively, only 12.7% and 0.11% of in place volume estimated for the studied oil fields, evidencing the low source potential over this area. Concerning the reservoirs, carbonates of the Quissamã Formation were characterized in Φ between 21 and 29% concentrated in structural highs, indicating predominance of structural mechanisms in the formation of this type play. In contrast, an association between stratigraphic factors (faciological variation, presence of erosive surface) and structural factors (horsts and local domical features) controls the distribution of main drilled opportunities in Eocene and Oligocene turbidites, associated with Φ_{ef} between 16 and 24%, and average and Net to gross between 65 and 98%.

Keywords: Campos Basin. Pod of source rock. Petroleum systems. Seismic interpretation. Volume of hydrocarbons.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Distribuição dos principais reservatórios ao longo dos campos petrolíferos da Bacia de Campos. A área de estudos encontra-se destacada em verde. Fonte: Adaptado de Bruhn et al. (2003).....	19
Figura 2: Localização dos campos estudados em meio à Bacia de Campos.	21
Figura 3: Exemplos de ambientes propícios à formação de rochas ricas em matéria orgânica. Fonte: Modificado de Demaison & Moore (1980).....	25
Figura 4: Representação esquemática de Sistema Petrolífero e seus principais elementos. Fonte: Modificado de Magoon & Dow (1994).....	27
Figura 5: Exemplos de Trapas estratigráficas. Fonte: Adaptado de Levorsen (1967) e Biddle e Wielchowsky (1994).	28
Figura 6: Tipos de Trapas Estruturais.. Fonte: Adaptado de Biddle & Wielchowsky (1994)..	29
Figura 7: Exemplo de Trapa Mista, onde um <i>pinch out</i> deposicional é truncado por falhamento normal. Fonte: Modificado de Biddle e Wielchowsky (1994).....	29
Figura 8: Estágios, processos e produtos relacionados ao soterramento da matéria orgânica contida em litotipos. Fonte: Modificado de McCarthy et al. (2011), com base em Tissot et al. (1974).	31
Figura 9: Carta de Eventos elaborada para os sistemas petrolíferos conhecidos da Bacia do Paraná. Fonte: Milani & Zalán (1998).....	33
Figura 10: Localização da Bacia de Campos em relação às demais bacias brasileiras. Fonte: Adaptado de Zalán (2004).	34
Figura 11: Carta Estratigráfica atualizada da Bacia de Campos, elaborada por Winter et al. (2007).	37
Figura 12: Principais estruturas formadas durante a Fase Rifte, em negrito (Sequência Continental). Fonte: Adaptado de Rangel & Martins (1998).....	39
Figura 13: Seção regional esquemática da Bacia de Campos representando as principais unidades tectono-estratigráficas propostas por Dias et al. (1990). Fonte: Modificado de Rangel & Martins (1998).....	42
Figura 14: Coluna Estratigráfica simplificada da Bacia de Campos, ilustrando os Sistemas Petrolíferos conhecidos. Fonte: Modificado de Milani & Thomaz Filho (2000).....	43
Figura 15: Perfil Geoquímico do intervalo gerador na Bacia de Campos (Neobarremiano). O Potencial Gerador indica a existência de dois níveis geradores principais (vermelho) em meio ao Gr. Lagoa Feia (Fm. Coqueiros). Fonte: Mello et al. (1994).....	45
Figura 16: Sistemas deposicionais da fase rifte (Sequência Continental), com bancos coquiníferos predominando nos altos estruturais, enquanto siltitos e folhelhos predominam nos baixos deposicionais. Fonte: Guardado et al. (1989).....	45

Figura 17: Seção esquemática da porção sudoeste da Bacia de Campos, ilustrando horsts da Formação Cabiúnas preenchidos por óleo. Fonte: Modificado de Mohriak et al. (1990).....	46
Figura 18: Representação dos fatores estrutural (alto local) e diagenético (variação de porosidade intraformacional) em acumulações da Formação Coqueiros no campo de Pampo. Fonte: Modificado de Horschutz & Scuta (1992).	48
Figura 19: Carta de Eventos para os sistemas petrolíferos do pré-sal da Bacia de Campos. Fonte: Papaterra (2010).	49
Figura 20: Representação esquemática de reservatórios carbonáticos da Formação Quissamã na porção sul de Campos, ilustrando os falhamentos lístricos (trapas) e rotas de migração para o óleo gerado na fase rifte. Fonte: Adaptado de Guardado et al. (1989).....	50
Figura 21: Reservatórios turbidíticos presentes no campo de Albacora. Observar trapas estruturais dominantes nos depósitos cretácicos, enquanto mecanismos estratigráficos predominam em meio aos arenitos oligo-miocênicos (Formação Carapheus). Fonte: Cândido & Corá (1990).....	53
Figura 22: Carta de Eventos para os sistemas petrolíferos da seção pós-sal da Bacia de Campos. Fonte: Modificado de Guardado et al. (2000).	54
Figura 23(A): Perfil de maturação para o poço RJS 0076, evidenciando a entrada na janela de óleo a cerca de 4000 m. (B): Diagrama de subsidência ao longo do tempo, confeccionado para o poço 1RJS 0117. Fonte: (A) Pereira et al. (1984); (B) adaptado de Mohriak et al. (1990)...	55
Figura 24(A): Seção Geológica regional na Bacia de Campos ilustrando a distribuição dos perfis de maturação, em profundidade. 24(B): Diagrama de Reflectância de Vitrinita x Soterramento para os três poços expressos na seção. Fonte: Gonzaga (2005).....	56
Figura 25(A): Perfil simulado de correlação entre Temperatura x Reflectância de Vitrinita para três poços analisados, referente ao topo do Andar Jiquiá; (B): Perfil simulado para variação de R0 em função do tempo. Fonte: Gonzaga (2005).	57
Figura 26: Distribuição dos poços verticais e linhas sísmicas utilizados no estudo.....	59
Figura 27: Fluxograma de trabalho para o presente estudo.....	63
Figura 28: Níveis estratigráficos identificados e correlacionados neste estudo	66
Figura 29: Marcos eletrorradioativos identificados por Baumgarten (1985) (esq.), e equivalência entre os intervalos da Fm. Coqueiros delimitados pelo mesmo autor e neste estudo.....	67
Figura 30: Localização das seis seções estruturais confeccionadas.	68
Figura 31: Eletrofácies individualizadas na porção superior da Fm. Coqueiros (Coquina Superior) e respectivos critérios utilizados.....	70
Figura 32: Intervalos selecionados por meio da correlação de perfis sônicos, e suas respectivas velocidades médias. Fonte: Habermann (2016)	74

Figura 33: Exemplo de Seção Sísmica 2D interpretada, com horizontes e estruturas identificados.	76
Figura 34: Camadas consideradas para a confecção do modelo e respectivas velocidades médias.	77
Figura 35: Mapas de Carbono Orgânico Total, em % de peso(A), Isópacas, em metros (B) e Contorno Estrutural, em metros (C) com prováveis áreas de interesse em laranja.. Fonte: Modificado de Peters & Cassa (1994).	79
Figura 36: Fluxograma simplificado descrevendo etapas e parâmetros para o cálculo do volume de hidrocarbonetos gerados. Modificado a partir de Schmöker (1994).	80
Figura 37: Gráfico de equivalência entre unidades de massa (kg) e volumétricas (bbl e ft ³) empregadas na indústria petrolífera. Fonte: Schmöker (1994).	82
Figura 38: Seção Estrutural A – A’	85
Figura 39: Seção Estrutural B-B’	86
Figura 40: Seção Estrutural E – E’	89
Figura 41: Seção Estrutural F – F’	91
Figura 42: Seção Estrutural C – C’	96
Figura 43: Seção Estrutural D – D’	97
Figura 44: Proporção de Pelitos em meio à Coquina Superior.....	102
Figura 45: Espessura de rochas pelíticas em meio à Coquina Superior	103
Figura 46: Valores médios de %COT obtidos para a área estudada	104
Figura 47: Mapa de Isópacas de rochas coquiníferas/calcareníicas em meio à Coquina Inferior	106
Figura 48: Distribuição da Porosidade Total ao longo dos níveis reservatório da Coquina Inferior.....	106
Figura 49: Médias de Resistividade para níveis reservatório da Coquina Inferior	107
Figura 50: Espessura dos níveis reservatório em meio à Coquina Superior	108
Figura 51: Distribuição espacial da Porosidade Total em meio aos níveis reservatório da Coquina Superior.....	109
Figura 52: Resistividades médias dos níveis reservatório referentes à Coquina Superior	110
Figura 53: Mapa de isópacas referente ao nível reservatório existente no topo na Formação Quissamã	111
Figura 54: Médias de Radioatividade do Reservatório Quissamã.....	112

Figura 55: Mapa de porosidades médias do Reservatório Quissamã	113
Figura 56: Resistividades médias ao longo do Reservatorio Quissamã na área estudada.....	114
Figura 57: Mapa de isópacas da Formação Carapebus Cretácica	115
Figura 58: Mapa dos valores de Vsh da Formação Carapebus Cretácica	115
Figura 59: Porosidade efetiva média da Formação Carapebus Cretácica	116
Figura 60: Distribuição do parâmetro Net to Gross em meio à Formação Carapebus Cretácica	117
Figura 61: Médias de Resistividade para a Formação Carapebus Cretácica	118
Figura 62: Mapa de isópacas referente à Formação Carapebus Eocênica.....	118
Figura 63: Distribuição dos valores de Vsh para a Formação Carapebus Eocênica	119
Figura 64: Distribuição da Porosidade Efetiva ao longo dos turbiditos eocênicos	120
Figura 65: Net to Gross calculado para a Formação Carapebus Eocênica	121
Figura 66: Médias de resisitividade dos depósitos eocênicos da Formação Carapebus.....	122
Figura 67: Mapa de isópacas da Formação Carapebus Oligocênica	123
Figura 68: Distribuição dos valores de Vsh para os turbiditos oligocênicos.....	124
Figura 69: Porosidades efetivas médias para os depósitos turbidíticos oligocênicos	125
Figura 70: Valores de Net to Gross calculados para a Formação Carapebus Oligocênica	126
Figura 71: Valores médios de Resistividade referentes à Formação Carapebus Oligocênica	127
Figura 72: Seção Sísmica 0048_0362. Polígono branco: geometria ondulada dos depósitos salinos.	128
Figura 73: Seção Sísmica 0066_0555. Detalhe em branco: geometria ondulada dos estratos salinos. Elipse em amarelo: truncamento de turbiditos paleógenos pelo Canyon de Enchova.	129
Figura 74: Seção 0058_0576, campos de Enchova Oeste, Enchova e Bonito..	132
Figura 75: Seção 0067_0704, porção central do campo de Bonito. Elipse em amarelo: Truncamento erosivo dos depósitos turbidíticos do Paleógeno pelo Canyon de Enchova ...	136
Figura 76: Mapa de Contorno estrutural do topo da Fm. Cabiúnas, em metros. Alto de Badejo-Linguado segue expresso em verde, e o Alto de Pampo em azul.....	137
Figura 77: Mapa de contorno estrutural do topo da Coquina Inferior, com principais estruturas indicadas.	139

Figura 78: Mapa de isópacas referentes à Coquina Inferior.	140
Figura 79: Mapa de contorno estrutural referente à Coquina Superior	141
Figura 80: Mapa de isópacas para a Coquina Superior	142
Figura 81: Mapa de contorno estrutural para a Formação Retiro (sal).....	143
Figura 82: Mapa de distribuição de isópacas para a Formação Retiro (sal).....	144
Figura 83: Mapa de contorno estrutural referente ao Reservatório Quissamã	145
Figura 84: Mapa de Isópacas referente ao Nível Reservatório da Formação Quissamã.	147
Figura 85: Mapa de contorno estrutural para a Formação Carapebus Cretácica.....	148
Figura 86: Distribuição das isópacas referentes à Formação Carapebus Cretácica	149
Figura 87: Contorno estrutural da Formação Carapebus Eocênica. Em cinza, está delimitada a geometria interpretada para o Canyon de Enchova.	150
Figura 88: Mapa de isópacas relativo à Formação Carapebus Eocênica. Em cinza, está delimitado o Canyon de Enchova, onde as espessuras dos depósitos turbidíticos são nulas.	151
Figura 89: Mapa de contorno estrutural relativo à Formação Carapebus Oligocênica. Em cinza, está delimitada a morfologia geral do Canyon de Enchova.	152
Figura 90: Distribuição de isópacas relativas à Formação Carapebus Oligocênica. Em cinza, o Canyon de Enchova encerra espessura nula para a unidade.....	153
Figura 91: Mapa de proporção de pelitos em meio à Coquina Superior (em escala de cores) sobreposto ao mapa de distribuição das isópacas totais para a mesma unidade.....	154
Figura 92: Mapa de distribuição de COT médio (% em peso) sobre o mapa de isópacas da Coquina Superior.....	156
Figura 93(A): Distribuição de valores máximos de reflectância de vitrinita (coloridos) de acordo com as respectivas profundidades, em m. (B): Valores de reflectância de vitrinita (R0) tabelados por poço e profundidade	157
Figura 94: Parâmetros utilizados por Gonçalves et al. (1997) para estabelecer o intervalo que contém início da janela de geração nas bacias de Campos e Santos (linhas vermelhas tracejadas). (B): Correlação entre soterramento e R0 em poço situado na po.....	158
Figura 95: Mapa de gradiente geotérmico médio referente à Bacia de Campos, segundo Mohriak (1988). Localização da área de estudos está representada em vermelho.....	158
Figura 96: Mapa de temperaturas extrapoladas para o topo da Coquina Superior, de acordo com os dados de gradiente geotérmico corrigidos.....	159
Figura 97: Valores de reflectância (R0) e respectivas temperaturas atuais para poços modelados em diferentes batimetrias da Bacia de Campos. Fonte: Gonzaga (2005).	160

Figura 98: Pod de geração P ₅₀ , em vermelho, baseado no topo da janela de geração a 3500 m.	161
Figura 99: Pod P ₉₀ , em verde, baseado em modelos de geração conservadores (maturação abaixo de 4000 m).	162
Figura 100: Médias obtidas por Gonçalves et al. (1997) para o IHP de amostras coletadas a 3500 m (em vermelho) e 4000 m (em verde).	164
Figura 101: Gráfico de Schmoker (1994) para conversão do valor de hidrocarbonetos em massa (kg) para volume (barris). Em vermelho, está representado o volume gerado considerando o cenário P50, ao passo que o cenário P90 está expresso em verde.	166
Figura 102: Integração entre mapas de Porosidade (color.) e Contorno Estrutural para a Coquina Inferior.	168
Figura 103: Integração entre os mapas de % de Coquinas (color.) e Isópacas, referentes à Coquina Inferior	168
Figura 104: Contorno Estrutural integrado à Porosidade do Reservatório Quissamã.....	170
Figura 105: Mapa de Isópacas expresso sobre o mapa de Radioatividade para o Reservatório Quissamã.	171
Figura 106: Mapas de Porosidade Efetiva e Contorno Estrutural integrados.....	173
Figura 107: Sobreposição entre o parâmetro Net to Gross e a distribuição de isópacas para a Formação Carapebus Cretácica.	173
Figura 108: Mapa de Porosidade Efetiva sob o Contorno Estrutural da Formação Carapebus Eocênica.....	175
Figura 109: Parâmetro Net to Gross sobre o mapa de isópacas dos arenitos eocênicos	177
Figura 110: Porosidade Efetiva integrada ao Mapa de contorno estrutural da Fm. Carapebus Oligocênica.....	179
Figura 111: Propriedade Net to Gross plotada sobre mapa de isópacas, referentes aos turbiditos oligocênicos.....	180
Figura 112: Localização dos campos estudados em relação à Marlim/Marlim Leste e principais estruturas da Seção Rifte.....	184
Figura 113: (A) Mapa de isópacas da Formação Retiro. (B) Seção geológica, em profundidade (m). Possíveis rotas de migração de hidrocarbonetos expressas como setas negras.	186

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Classificação de Sistemas Petrolíferos com base em seu Nível de Certeza (MAGOON & DOW, 1994), e exemplos reais para cada tipo.....	23
Tabela 2: Classificação quantitativa das porosidades (A) e permeabilidades (B) em litotipos. Fonte: Levorsen (1967)..	26
Tabela 3: Equivalência entre os estágios evolutivos e sequências estratigráficas propostos por Ponte & Asmus (1978), Chang et al. (1988) e Dias et al. (1990).....	35
Tabela 4: Localização e informações técnicas dos poços utilizados.	60
Tabela 5: Arquivos Digitais e Perfis Geofísicos disponíveis para cada poço analisado	61
Tabela 6: Dados referentes ao gradiente geotérmico obtido nas pastas e perfis compostos para cada poço, com respectivas correções (incremento de 13.5 %) e temperaturas extrapoladas junto ao topo da Coquina Superior.	159
Tabela 7,A: Parâmetros referentes ao cenário P50; (B) Parâmetros referentes ao cenário P90	163
Tabela 8: Volume in place, volume recuperável e produção acumulada estimados para os campos estudados, segundo os respectivos Sumários Executivos disponibilizados pela ANP.	182

LISTA DE EQUAÇÕES

Equação 1: Determinação do Volume de Argila (V_{sh}).....	71
Equação 2: Porosidade Total (Φ)..	72
Equação 3: Porosidade Efetiva (Φ_{ef})..	72
Equação 4: Conversão de dados em DT (us/ft) para unidade de velocidade (m/s).	73
Equação 5: Velocidade Média.....	74
Equação 6: Cálculo da massa de hidrocarbonetos gerados por unidades de massa de carbono orgânico (R).....	81
Equação 7: Estimativa da massa total de hidrocarbonetos gerados (HCG)	81
Equação 8: Conversão dos valores obtidos em massa (kg) para volume (bbl)	82

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	18
1.2 Área de Estudos	20
1.3 Objetivos.....	21
2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	22
2.1 Sistemas Petrolíferos	22
2.2 Componentes do Sistema Petrolífero	24
2.2.1 Rochas Geradoras	24
2.2.2 Rochas Reservatório	25
2.2.3 Rochas selantes.....	26
2.2.4 Rocha de sobrecarga (<i>overburden rock</i>).....	27
2.2.5 Trapas	27
2.2.6 Geração.....	30
2.2.7 Migração.....	31
2.2.8 Acumulação.....	32
3. CONTEXTO GEOLÓGICO	34
3.1 Evolução tectonossedimentar da Bacia de Campos	35
3.1.1 Sequência Continental (Fase Rifte)	38
3.1.2 Sequência Transicional (Fase Transicional).....	39
3.1.3 Megassequência Marinha – Sequência Carbonática Nerítica Rasa (Fase Drifte) ...	40
3.1.4 Megassequência Marinha – Sequência Oceânica Hemipelágica (Fase Drifte)	40
3.1.5 Megassequência Marinha – Sequência Oceânica Progradante (Fase Drifte).....	41
3.2 Sistemas Petrolíferos da Bacia de Campos.....	42
3.2.1 Formação Coqueiros – “Folhelho” Jiquiá (Rocha Geradora).....	43
3.2.2 Sistema Petrolífero Lagoa Feia (Coqueiros) - Cabiúnas (!)	46
3.2.3 Sistema Petrolífero Lagoa Feia (Coqueiros) – Lagoa Feia (Coqueiros) (!)	47
3.2.4 Sistema Petrolífero Lagoa Feia (Coqueiros) – Lagoa Feia (Macabu) (!)	48
3.2.5 Sistema Petrolífero Lagoa Feia (Coqueiros) – Quissamã (!).....	49
3.2.6 Sistema Petrolífero Lagoa Feia (Coqueiros) – Namorado (!).....	50
3.2.7 Sistema Petrolífero Lagoa Feia (Coqueiros) – Carapebus (!).....	51
3.2.8 Sistema Petrolífero Lagoa Feia (Coqueiros) – Siri (!).....	53
3.3 Principais Modelos de Maturação e Geração Para a Bacia de Campos	54
4. MATERIAIS	58

5. MÉTODOS.....	63
5.1 Modelo Estratigráfico-Estrutural.....	64
5.1.1 Análise Estratigráfica.....	64
5.1.2 Correlação Rocha Perfil.....	68
5.1.3 Caracterização das Rochas Geradoras.....	69
5.1.4 Análise Petrofísica.....	70
5.1.5 Interpretação Sísmica.....	73
5.2 Conversão Tempo – Profundidade.....	76
5.3 Confeção dos Mapas Estruturais e de Isópacas.....	77
5.4 Delimitação dos <i>Pod's</i> de Geração.....	78
5.5 Cálculo do Volume de Hidrocarbonetos gerados.....	79
6. RESULTADOS.....	83
6.1 Seções Estruturais.....	83
6.1.1 Formação Cabiúnas – Sequência Rifte (Hauteriviano).....	83
6.1.2 Formação Itabapoana – Sequência Rifte(Barremiano – Aptiano Inferior).....	84
6.1.3 Formação Atafona - Sequência Rifte (Barremiano).....	87
6.1.4 Formação Coqueiros (Barremiano Superior – Aptiano Inferior).....	87
6.1.5 Formação Itabapoana - Sequência Transicional (Aptiano Superior).....	92
6.1.6 Formação Retiro – Sequência Transicional (Aptiano Superior – Albiano Inferior).....	93
6.1.7 Formação Quissamã – Sequência Carbonática Nerítica Rasa (Albiano Inferior – Albiano Médio).....	94
6.1.8 Formação Outeiro – Sequência Oceânica Hemipelágica (Albiano Médio – Cenomaniano Inferior).....	95
6.1.9 Formação Ubatuba – Topo da Sequência Oceânica Hemipelágica e Sequência Oceânica Progradante (Turoniano Inferior ao Recente).....	95
6.1.10 Formação Carapebus – Seq. Oceânica Hemipelágica e Seq. Oceânica Progradante.....	98
6.1.11 Formação Emborê/Membro Siri – (Oligoceno Superior – Mioceno Inferior)....	101
6.2 Análise física da Rocha Geradora.....	101
6.3 Análise Petrofísica.....	105
6.3.1 Coquina Inferior.....	105
6.3.2 Coquina Superior.....	108
6.3.3 Formação Quissamã.....	110
6.3.4 Formação Carapebus Cretácica.....	114

6.3.5 Formação Carapebus Eocênico	118
6.3.6 Formação Carapebus Oligocênica	122
6.4 Interpretação Sísmica	127
6.5 Mapas baseados em dados sísmicos (Modelo de Velocidades)	136
6.5.1 Formação Cabiúnas (Embasamento)	137
6.5.2 Formação Coqueiros – Coquina Inferior	138
6.5.3 Formação Coqueiros (Coquina Superior).....	140
6.5.4 Formação Retiro	143
6.5.5 Formação Quissamã (Nível Reservatório)	145
6.5.6 Formação Carapebus Cretácica	148
6.5.7 Formação Carapebus Eocênica.....	149
6.5.8 Formação Carapebus Oligocênica	152
6.6 Delimitação dos depocentros (<i>Pod's</i>) de geração.....	153
6.7 Cálculo do Volume de Hidrocarbonetos Gerados	162
7. INTEGRAÇÃO DE DADOS E DISCUSSÕES.....	167
7.1 Análise das principais acumulações petrolíferas na área estudada.....	167
7.1.1 Coquina Inferior (Formação Coqueiros)	167
7.1.2 Formação Quissamã	169
7.1.3 Formação Carapebus Cretácica	172
7.1.4 Formação Carapebus Eocênica.....	175
7.1.5 Formação Carapebus Oligocênica	178
7.2 Considerações acerca do Volume de Hidrocarbonetos gerados	181
8. CONCLUSÕES	187
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	190

1. INTRODUÇÃO

Atualmente responsável por cerca de 45 % da produção nacional de óleo e 20 % do volume total de gás natural (BDEP, 2018), a Bacia de Campos corresponde à província petrolífera brasileira de maior importância nas últimas quatro décadas.

Os esforços exploratórios iniciais na região remontam ao final da década de 60, representados por levantamentos sísmicos e gravimétricos, os quais embasaram a perfuração do primeiro poço *offshore* da Bacia de Campos, em 1971 (BACCAR E LENGAR, 1989). A descoberta de acumulações de hidrocarbonetos em carbonatos albianos, no ano de 1974, marca a delimitação de Garoupa, o primeiro campo petrolífero da bacia. O início da produção comercial em Campos ocorreu em 1977, no campo de Enchova, seguido até 1982 por Linguado, Bicudo, Badejo e Pampo, todos situados na porção sudoeste da província.

Datam deste período também as primeiras publicações dedicadas à caracterização das rochas geradoras e sistemas petrolíferos descritos para a bacia (PEREIRA et al., 1984; MEISTER et al., 1984; FIGUEIREDO et al., 1984).

Ao longo dos trinta anos seguintes, a intensificação dos estudos diretos (perfuração de poços e análise de amostras de calha, laterais e de testemunho) e indiretos (perfis geofísicos, sísmica 2D e 3D, magnetometria) na área, aliada aos avanços tecnológicos alcançados, levaram ao descobrimento de dezenas de novos campos, que hoje totalizam 55, dos quais 41 são produtores (MORAIS et al., 2013).

Nestas três décadas, extensa produção bibliográfica acerca dos principais níveis reservatório da Bacia de Campos foi publicada, enfocando principalmente: as rochas coquiníferas do Barremiano/Aptiano da Formação Coqueiros (BAUMGARTEN et al., 1988; HORSCHUTZ & SCUTA, 1992; CASTRO, 2006), carbonatos albianos da Formação Quissamã (SPADINI, 1986; SPADINI et al., 1988; ROBAINA et al., 1991, OKUBO et al., 2015), e depósitos turbidíticos de idade cretácica a miocênica, responsáveis pela maior proporção de hidrocarbonetos produzidos na bacia (BRUHN, 1993; 1998; BRUHN et al., 2003). A Figura 1 ilustra a distribuição destes reservatórios ao longo dos campos petrolíferos da Bacia de Campos, de acordo com sua representatividade na produção local de óleo e gás.

Paralelamente, avanços significativos foram alcançados na caracterização geoquímica e litoestratigráfica das principais rochas geradoras locais (MELLO et al., 1988; 1994; TRINDADE et al., 1995; GUARDADO et al., 2000), assim como no que tange à compreensão dos sistemas petrolíferos em âmbito regional (GUARDADO et al., 1989; DIAS

et al., 1990), incluindo a modelagem geoquímica 1D/2D e de fluxo térmico dos mesmos (JAHNERT et al., 1998; GONZAGA, 2005; BEGLINGER et al., 2012; BLANCO, 2017).

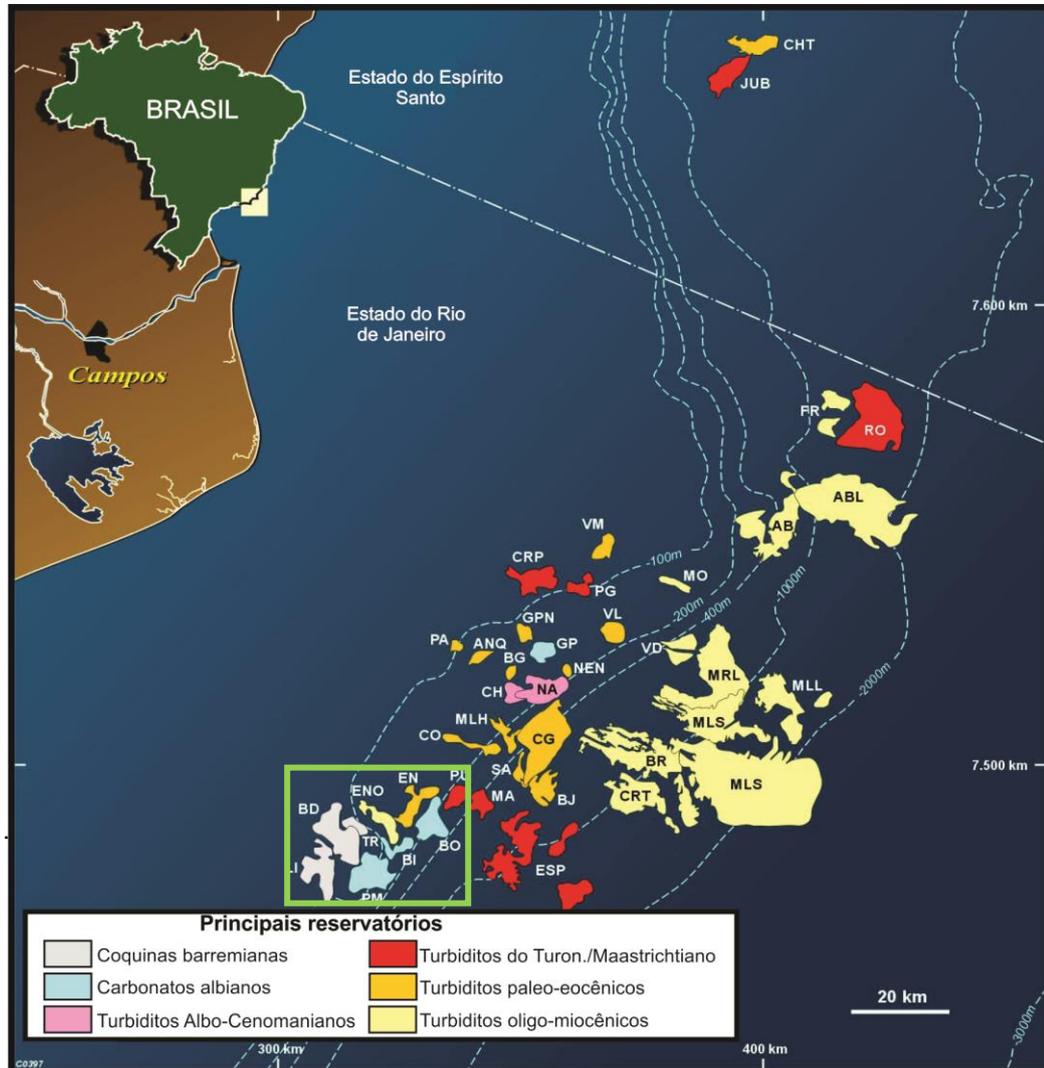


Figura 1: Distribuição dos principais reservatórios ao longo dos campos petrolíferos da Bacia de Campos. A área de estudos encontra-se destacada em verde. Fonte: Adaptado de Bruhn et al. (2003).

No entanto, a produção bibliográfica direcionada ao estudo de sistemas petrolíferos, de cunho público, é consideravelmente reduzida se comparada àquela dedicada à caracterização de um ou mais níveis reservatório específicos. Ademais, os trabalhos que enfocam rochas reservatório apresentam análises em escalas variadas, desde contextos locais (HORSCHUTZ & SCUTA, 1992; OKUBO, 2015; SCHIMIDT, 2016) a regionais (GUARDADO et al. 1989; BRUHN, 1998; BRUHN et al., 2003), ao passo que a abordagem dos sistemas petrolíferos em Campos é comumente realizada na escala de bacia (PEREIRA et al., 1984; MOHRIAK et al., 1990; JAHNERT et al., 1998; GONZAGA, 2005).

Soma-se a este cenário a ausência de estudos que busquem estimar o volume de hidrocarbonetos gerados em áreas específicas, consideradas de menor potencial gerador em

Campos, isto é, situadas fora do *pod* principal da bacia, correspondente à região dos campos de Marlim e Marlim Leste (MELLO et al., 1994; KATZ & MELLO, 2000).

O presente trabalho insere-se neste contexto, possibilitando a identificação e análise dos sistemas petrolíferos conhecidos presentes numa área específica (porção sudoeste) da Bacia de Campos. As informações obtidas acerca dos litotipos geradores, aliadas a trabalhos pretéritos que enfocam o tema, possibilitam também estimar o volume de hidrocarbonetos gerado na região estudada e, posteriormente, avaliar a relevância do processo de migração de hidrocarbonetos em meio à bacia.

O desenvolvimento desta pesquisa se iniciou pela elaboração do modelo estratigráfico - estrutural da porção sudoeste da Bacia de Campos, o qual inclui: a correlação entre os perfis geofísicos e informações das pastas dos poços utilizados (componente estratigráfico), interpretação de dados sísmicos 2D, elaboração do modelo de velocidades para os dados sísmicos analisados, confecção de mapas tridimensionais em profundidade (componente estrutural), delimitação da rocha geradora (% COT e distribuição vertical) e petrofísica associada aos níveis reservatório.

Segue-se então a análise dos sistemas petrolíferos locais, com base nos conceitos apresentados por Magoon & Dow (1994), Peters & Cassa (1994) e Schmöker (1994). Esta etapa se inicia pela delimitação dos *pod's* de geração locais, com base na análise integrada das características descritas para o nível gerador principal, mapas sísmicos confeccionados anteriormente e informações oriundas de modelos de geração aceitos para a Bacia de Campos (MOHRIAK et al., 1990; MELLO et al., 1994; GONZAGA, 2005). Os depocentros de geração delimitados são tomados como base para o subsequente cálculo do volume de hidrocarbonetos gerado localmente.

1.2 ÁREA DE ESTUDOS

A área estudada está inserida no contexto regional da Bacia de Campos, situada na costa sudeste do Brasil. Apresenta-se limitada a norte com a Bacia do Espírito Santo, pelo Alto de Vitória, e a sul, com a Bacia de Santos, pelo Alto de Cabo Frio (GUARDADO et al., 1989). Possui área superior a 115000 km², dos quais apenas 500 km² situam-se em terrenos *onshore*.

O foco de estudos do presente trabalho corresponde à porção sudoeste da Bacia de Campos, incluindo oito campos petrolíferos maduros (Badejo, Bicudo, Bonito, Enchova, Enchova Oeste, Linguado, Pampo e Trilha), distantes entre 80 e 120 km em relação ao litoral do estado do Rio de Janeiro. Esta região está inserida na plataforma continental nacional, exibindo cotas batimétricas mínimas de 90 m, ao noroeste de Badejo, e máximas de 490 m,

presentes na porção sudeste do campo de Bicudo. A Figura 2 ilustra o posicionamento dos campos estudados no contexto da Bacia de Campos.

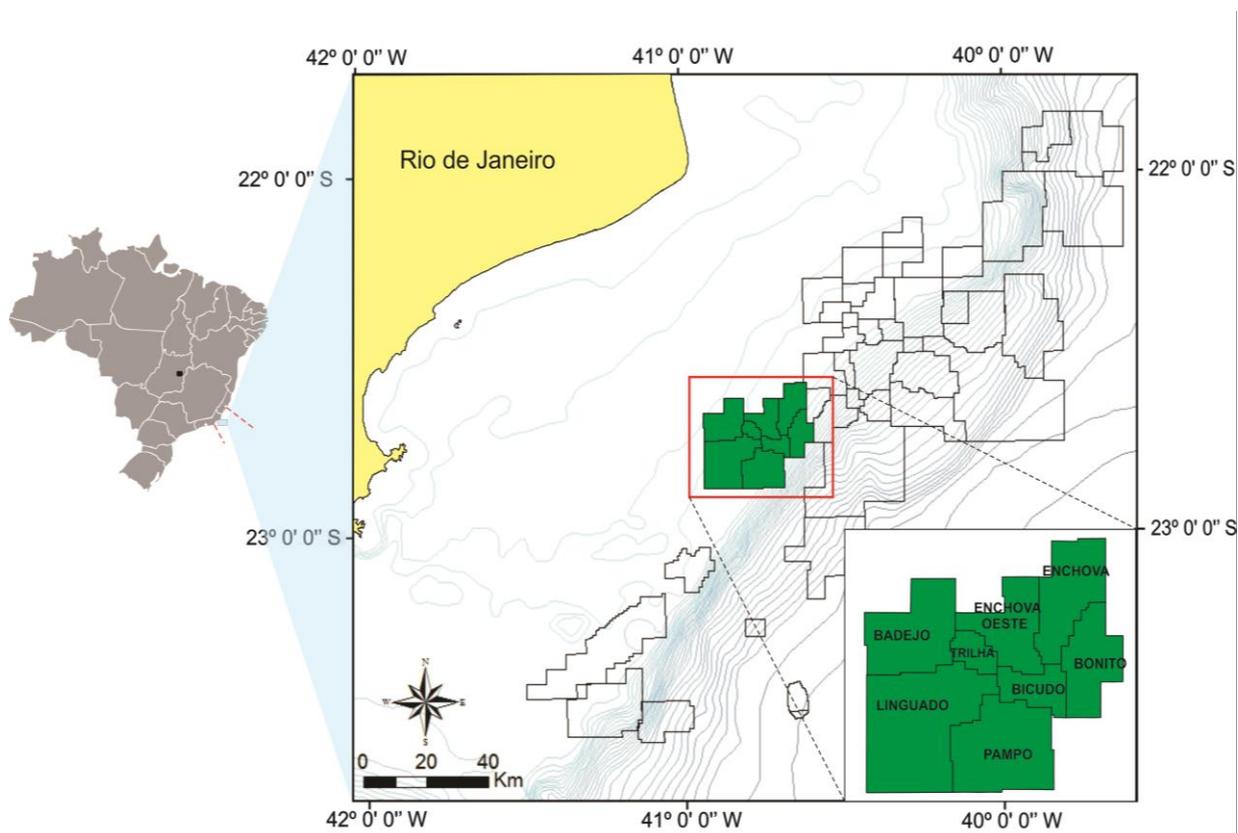


Figura 2: Localização dos campos estudados em meio à Bacia de Campos.

1.3 OBJETIVOS

O principal objetivo do presente trabalho consiste na avaliação quantitativa – qualitativa dos sistemas petrolíferos identificados na porção sudoeste da Bacia de Campos, incluindo a estimativa do volume de hidrocarbonetos gerado localmente.

A análise dos sistemas petrolíferos inclui: (1) a caracterização petrofísica das principais acumulações identificadas na área de estudos, bem como dos mecanismos responsáveis por estas ocorrências; (2) delimitação do(s) *pod(s)* de geração locais; e (3) estimativa do volume de hidrocarbonetos gerados.

2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

2.1 SISTEMAS PETROLÍFEROS

Os primeiros trabalhos que visam elucidar a distribuição de hidrocarbonetos em bacias sedimentares datam da década de 50 (KNEBEL & RODRIGUEZ – ERASO, 1956). Estes autores enfocaram aspectos relacionados à modelagem de bacias, incluindo sua formação, preenchimento e deformação. Halbouty et al. (1970) aprimoraram e sistematizaram os conceitos prévios, apresentando esquemas de classificação de bacias, estabelecendo maior ou menor potencial para presença de hidrocarbonetos.

No início da década de 70, ferramentas geoquímicas capazes de medir quantitativamente o potencial gerador dos litotipos e estabelecer correlação entre rocha geradora e reservatório começaram a ser desenvolvidas. Tal fato contribuiu para o surgimento de publicações que abordavam, de maneira integrada, a análise de bacias e os componentes relacionados à existência de hidrocarbonetos. Dow (1974), que introduziu o conceito de “*Oil System*”, consiste no trabalho pioneiro dessa natureza, estabelecendo as bases para identificação e denominação dos elementos e processos envolvidos na geração e acumulação de hidrocarbonetos. Ao longo dos quinze anos seguintes, diversos autores enfocaram o assunto de modos distintos, apresentando inclusive termos alternativos àquele proposto por Dow (PERRODON, 1983; ULMISHEK, 1986).

O conceito de Sistema Petrolífero, hoje consagrado e utilizado mundialmente, foi apresentado pela primeira vez por Perrodon (1983), sendo posteriormente aprimorado por Magoon (1989). Magoon e Dow (1994) sumarizaram as contribuições dos autores anteriores para o estudo dos sistemas petrolíferos, apresentando a definição mais completa e aceita do termo, utilizada neste trabalho.

O sistema petrolífero consiste num sistema natural que engloba todos os elementos e processos geológicos fundamentais para a existência de acumulações de óleo e/ou gás numa bacia sedimentar. Magoon & Beaumont (1999) ressaltam que a presença de qualquer quantidade de hidrocarbonetos implica na existência de ao menos um sistema petrolífero para a área considerada. No entanto, a mera constatação da presença de óleo ou gás não fornece informações acerca da origem destes fluidos. Com base nesta premissa, Magoon e Dow (1994) apresentam uma classificação de sistemas petrolíferos pautada no grau de certeza de que uma determinada rocha geradora é responsável pela geração do volume de hidrocarbonetos identificado. Dessa forma, os autores dividem os sistemas petrolíferos em conhecidos (!), hipotéticos (.) e especulativos (?).

Sistemas petrolíferos conhecidos exibem uma alta correlação geoquímica entre determinada rocha geradora ativa e a(s) acumulação(ões) de hidrocarbonetos estudadas. Aqueles considerados hipotéticos caracterizam-se pela presença de rocha geradora confirmada por dados geoquímicos; no entanto, não há correlação comprovada entre esta e a acumulação abordada. Finalmente, em sistemas especulativos, tanto a presença de rochas geradoras quanto a ocorrência de óleo e gás são baseados unicamente em evidências geológicas ou geofísicas.

A nomenclatura de um sistema petrolífero específico, ainda segundo Magoon & Dow (1994), deve iniciar-se pelo nome da rocha geradora que deu origem aos hidrocarbonetos estudados, seguida pelo nome da rocha reservatório que abriga a acumulação considerada (precedida por hífen), o qual é sucedido pelo símbolo que remete ao nível de certeza do sistema. A Tabela 1 ilustra o padrão proposto pelos autores, apresentando exemplos para cada caso, descritos a seguir.

Tabela 1: Classificação de Sistemas Petrolíferos com base em seu Nível de Certeza (MAGOON & DOW, 1994), e exemplos reais para cada tipo.

Nível de Certeza	Simbologia	Descrição	Exemplos
Conhecido	(!)	Alta correlação geoquímica entre determinada rocha geradora ativa e acumulações	Cricaré - Mariricu (!)
Hipotético	(.)	Rocha geradora confirmada por dados geoquímicos, sem correlação comprovada entre esta e a acumulação	Jandiatuba - Uerê (.)
Especulativo	(?)	Presença de possíveis rochas geradoras e ocorrências de óleo e gás são baseadas apenas em evidências geológicas ou geofísicas	Atlântida - Imbituba (?)

O Sistema Cricaré - Mariricu (!), descrito por Estrella et al. (1984) para a Bacia do Espírito Santo, consiste num sistema petrolífero conhecido, com boa correlação geoquímica entre os folhelhos lacustres da Formação Cricaré, de idade neobarremiana - eoaptiana, e os arenitos flúvio – deltaicos da Formação Mariricu (aptiana). Os sistemas petrolíferos da Bacia de Campos, abordados neste trabalho, são de caráter conhecido.

Eiras (1998) propõe, para a Bacia do Solimões, o sistema Jandiatuba – Uerê (.), caracterizado por folhelhos devonianos da Formação Jandiatuba, de potencial gerador confirmado por dados geoquímicos, e reservatórios compostos por arenitos costeiros da Formação Uerê, cujo óleo acumulado não tem relação confirmada com aquele gerado no devoniano. Por fim, o Sistema Atlântida – Imbituba (?), proposto por Conti (2015) com base em dados sísmicos, seria composto por folhelhos marinhos da Formação Atlântida, de idade aptiana a albiana, e arenitos eólicos da Formação Imbituba.

2.2 COMPONENTES DO SISTEMA PETROLÍFERO

Magoon & Dow (1994) apontam quatro elementos geológicos fundamentais à existência de um sistema petrolífero: rocha geradora, rocha reservatório, rocha selante e rochas de sobrecarga. Para possibilitar a presença de acumulações de hidrocarbonetos, estes elementos devem estar associados a outros quatro processos essenciais, a saber: formação de trapas/armadilhas, geração, migração e acumulação de hidrocarbonetos. Abaixo, seguem descritas as principais características de cada componente citado.

2.2.1 Rochas Geradoras

Correspondem a litotipos de granulometria muito fina, a exemplo de folhelhos, margas e calcilitos, que exibam enriquecimento em matéria orgânica autóctone - material planctônico - ou alóctone - vegetais terrestres transportados ao ambiente (MILANI et al., 2001).

A incorporação do conteúdo orgânico nestas rochas depende da predominância de condições anóxicas no ambiente deposicional, as quais garantem a preservação e acúmulo do material em meio aos litotipos pelíticos (CHANG, 1999; MILANI et al. 2001). A estratificação de corpos d'água lacustres (Figura 3A), em função da temperatura e/ou balanço hídrico, ou ainda o consumo elevado de O₂ em áreas de ressurgência marinha (Figura 3B), são os principais mecanismos que garantem a instalação de condições anóxicas nos substratos aquosos (DEMAISON & MOORE, 1980; CANFIELD, 1994). Outro fator essencial à preservação da matéria orgânica é o rápido soterramento deste material, o qual inibe a degradação por atividade química e/ou bacteriana (MCCARTHY et al. 2011).

Segundo Peters & Cassa (1994) e Milani et al. (2001), para que uma rocha seja considerada geradora, deve apresentar teores de Carbono Orgânico Total (COT, em peso) superiores a 1%, idealmente entre 2% e 8%. Demaison & Huizinga (1994) ressaltam ainda que, além da quantidade, a qualidade da matéria orgânica, bem como o volume da rocha geradora (espessura x extensão em área), são fatores determinantes para o Índice de Potencial Gerador (SPI) de determinado litotipo.

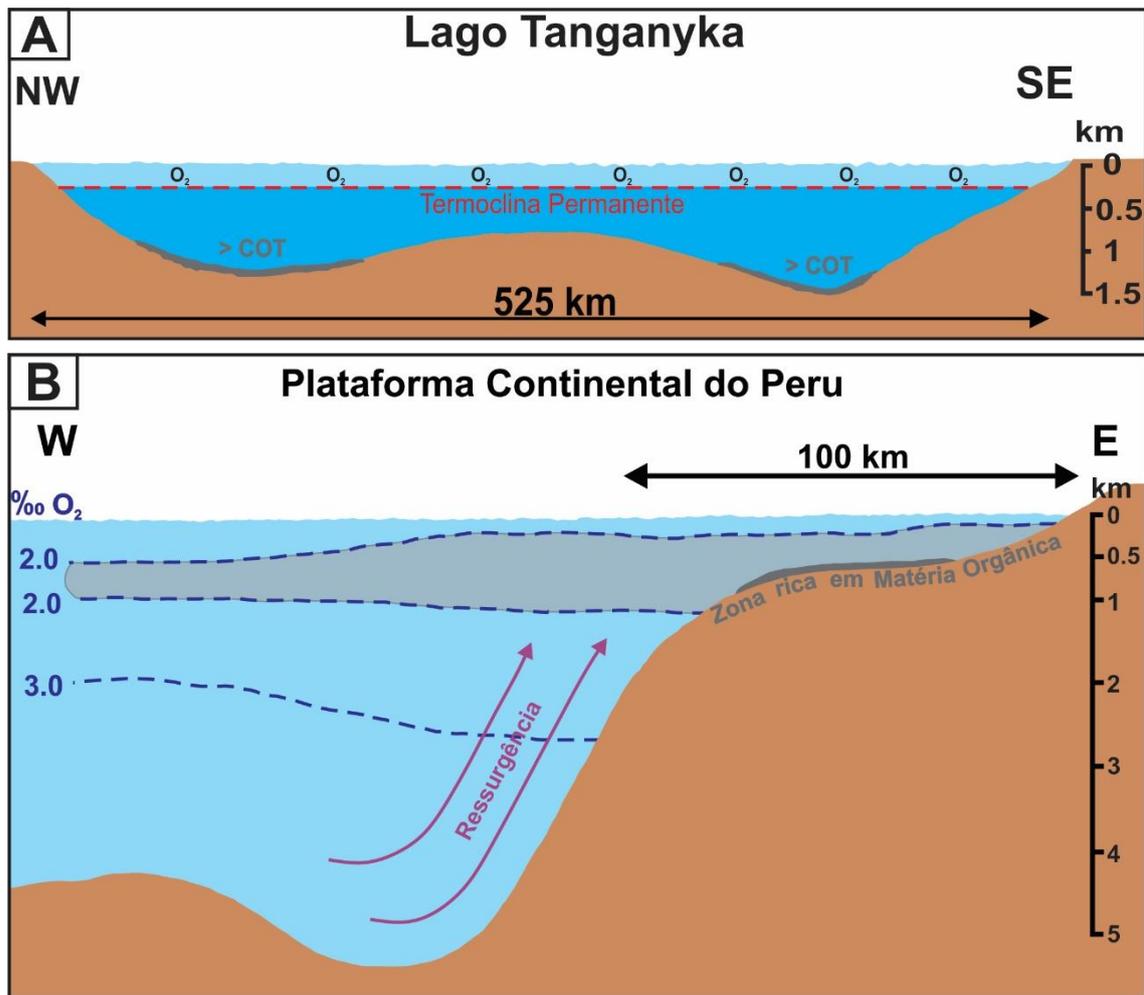


Figura 3: Exemplos de ambientes propícios à formação de rochas ricas em matéria orgânica. (A) Lago Tanganyika, na África, que apresenta forte estratificação hídrica por temperatura. (B) Margem Continental peruana, caracterizada por ressurgência de águas frias, ricas em nutrientes. Fonte: Modificado de Demaison & Moore (1980).

Segundo Magoon e Dow (1994), caso o processo de geração ainda ocorra atualmente, a rocha geradora responsável será considerada ativa, caracterizando um depocentro ou *pod* de geração; do contrário, será denominada depletada/inativa.

2.2.2 Rochas Reservatório

Rochas reservatório consistem em qualquer litotipo com capacidade para armazenar e transmitir quantidades apreciáveis de fluidos (CHANG, 1999). A primeira propriedade depende do volume de espaços vazios da rocha a ser ocupado por hidrocarbonetos, denominada porosidade, enquanto a capacidade de transferência de fluidos, relacionada à conectividade dos poros, equivale à permeabilidade (THOMAS, 2001). As tabelas 2A e 2B trazem a classificação das rochas reservatório de acordo os respectivos valores de porosidade e permeabilidade, segundo Levorsen (1967).

Tabela 2: Classificação quantitativa das porosidades (A) e permeabilidades (B) em litotipos. Fonte: Levorsen (1967).

Porosidade	Classificação	Permeabilidade (mD)	Classificação
0 - 5%	Desprezível	< 1	Baixa
5 - 10%	Pobre	1 - 10	Regular
10 - 15%	Regular	10 - 100	Boa
15 - 20%	Boa	100 - 1000	Muito boa
20 - 25%	Muito Boa	> 1000	Excelente

Neste contexto, os níveis reservatório mais comuns correspondem a rochas sedimentares depositadas em ambientes de alta energia, que exibem grandes valores de porosidade intergranular/primária (MILANI et al., 2001). Arenitos, calcarenitos, calcirruditos e conglomerados são bons exemplos de reservatórios com origem sedimentar. Entretanto, mesmo litotipos com baixa porosidade inicial, como rochas ígneas, metamórficas ou sedimentares de granulação fina, podem encerrar e transferir volumes consideráveis de hidrocarbonetos, em função da presença de sistemas de fraturas ou processos diagenéticos pós-deposicionais, como dissolução de minerais, que criam porosidades secundárias e aumentam a permeabilidade existente (MILANI et al., 2001).

2.2.3 Rochas selantes

Enquanto geradoras liberam hidrocarbonetos e níveis reservatório alojam estes fluidos, as rochas selantes atuam no sentido de impedir a migração deste material e garantir sua acumulação em unidades porosas. Assim, correspondem a rochas com permeabilidades muito baixas, bastante inferiores àquelas exibidas pelos reservatórios, e ocorrem capeando os mesmos, por vezes associadas também lateralmente.

Litologicamente, os exemplos mais comuns de rochas selantes são litotipos de granulometria fina a muito fina, como siltitos, folhelhos, margas e calcilitos, ou ainda evaporitos, *cherts* e rochas ígneas que exibem elevada coesão (DOWNEY, 1994; MILANI et al., 2001). Segundo Chang (1999), as rochas selantes podem ser classificadas em regionais, que controlam as rotas de migração secundária no sistema petrolífero, e locais, as quais definem os limites de acumulações. O mesmo autor aponta que a ductibilidade consiste em outra propriedade importante para litotipos selantes: rochas dúcteis tendem a se deformar plasticamente, reduzindo a formação de fraturas, as quais podem aumentar a permeabilidade local e levar ao escape parcial dos hidrocarbonetos acumulados.

2.2.4 Rocha de sobrecarga (*overburden rock*)

Segundo Magoon e Dow (1994), as rochas de sobrecarga correspondem à coluna litológica sobreposta à rocha geradora considerada. A carga litostática oriunda deste conjunto rochoso exerce controle importante sobre a temperatura e pressão atuantes na rocha geradora ao longo do tempo, fundamentais para a maturação desta e conseqüente geração de hidrocarbonetos. Para Deming (1994), a determinação da taxa de sedimentação de uma bacia em diferentes períodos é outro fator importante relacionado à carga litostática. Elevadas taxas de sedimentação implicam em grandes espessuras litológicas sendo atuantes por mais tempo, acelerando o aumento de temperatura.

Rochas de sobrecarga influenciam também na geometria e variação de porosidade dos níveis reservatório e trapas formadas, bem como nas principais rotas regionais de migração secundária (DEMING, 1994).

A Figura 4 destaca os elementos essenciais de um sistema petrolífero:

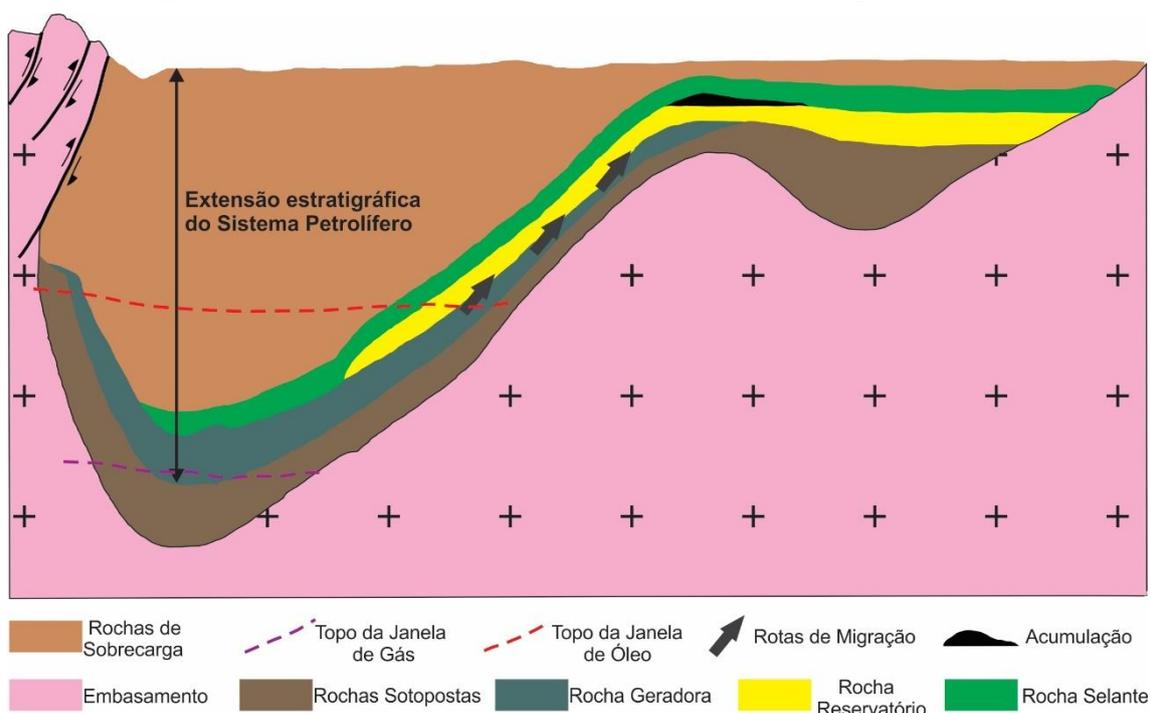


Figura 4: Representação esquemática de Sistema Petrolífero e seus principais elementos. Fonte: Modificado de Magoon & Dow (1994)

2.2.5 Trapas

Biddle & Wielchowsky (1994) definem trapa/armadilha como qualquer configuração geométrica que possibilite a acumulação de hidrocarbonetos em profundidade. Tal arranjo inclui ao menos um nível reservatório e uma rocha selante, associados espacialmente de tal forma a garantir a retenção de óleo e/ou gás nos litotipos porosos.

Estes mesmos autores apresentam uma classificação de trapas com base nos mecanismos responsáveis por sua origem, definindo três tipos principais: estratigráficas,

estruturais e combinadas/mistas. Há ainda um quarto tipo, menos comum, denominado de trapas hidrodinâmicas. Nestas, o fluxo descendente da água presente nos reservatórios retém o óleo existente, não havendo necessidade de fechamento estratigráfico ou estrutural, implicando em contato óleo-água geralmente inclinado (CHANG, 1999). Abaixo, seguem descritos os principais tipos de trapa apresentados.

-Trapas Estratigráficas: Segundo Biddle & Wielchowsky (1994), ocorrem relacionadas geralmente a feições primárias das rochas (Figura 5A), de origem deposicional, bem como a variações laterais e verticais de fácies (Fig. 5B). Em outros casos, processos diagenéticos (secundários) originam variações locais nas propriedades permoporosas das rochas (Fig. 5D), enquanto discordâncias erosivas podem levar ao truncamento de reservatórios e trapeamento dos mesmos (Fig. 5C). Nestas armadilhas, não há influência das deformações na configuração da acumulação.

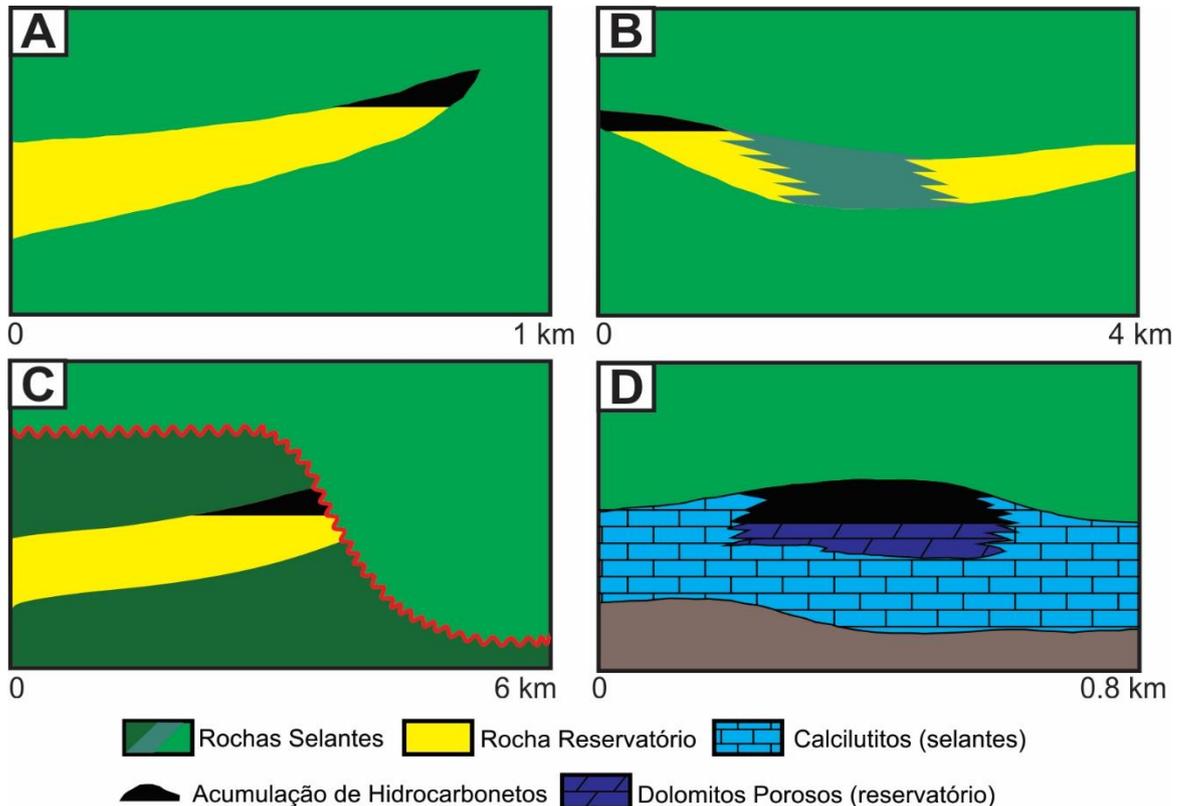


Figura 5: Exemplos de Trapas estratigráficas. (A) *Pinch Out* deposicional; (B) Variação lateral intraformacional de fácies; (C) Acumulação limitada por superfície erosiva; (D) Alteração de carbonatos (azul claro) em dolomitos porosos (azul escuro), por efeito diagenético. Fonte: Adaptado de Levorsen (1967) e Biddle e Wielchowsky (1994).

- Trapas Estruturais: São aquelas cuja origem está relacionada à tectônica deformacional sin ou pós-deposicional das rochas reservatório e selante, gerando um arranjo espacial adequado à acumulação de fluidos. As principais estruturas responsáveis por este tipo de armadilha consistem em falhas (Figura 6A), dobras – geralmente anticlinais (Figura 6B) ou

uma associação entre ambas (Figura 6C e D). Segundo Chang (1999), trapas estruturais abrigam mais de 75% das reservas mundiais de petróleo.

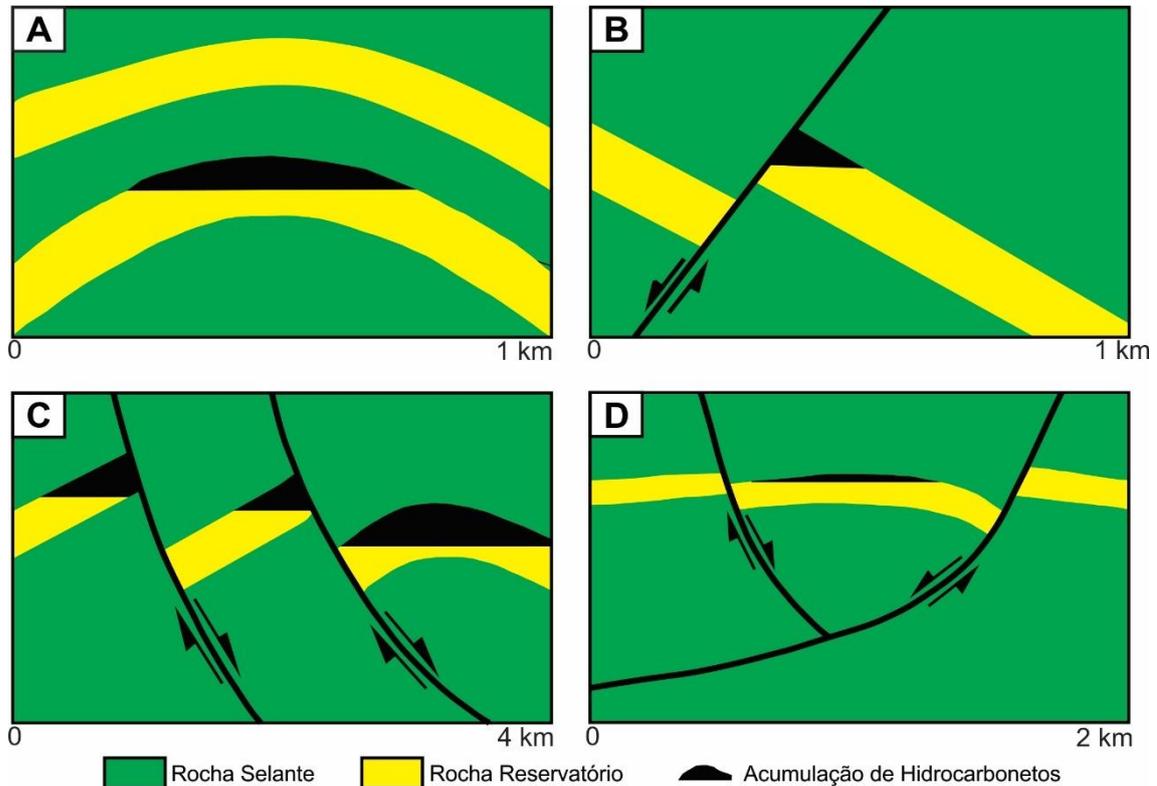


Figura 6: Tipos de Trapas Estruturais: (A) Anticlinais; (B) Falha Normal de caráter selante; (C) Associação entre falhas lístricas normais e anticlinal de rollover; (D) Gráben gerado por duas falhas normais, com arqueamento de camadas (anticlinal) na porção abatida. Fonte: Adaptado de Biddle & Wielchowsky (1994).

- Trapas Combinadas/Mistas: Consistem em armadilhas onde há associação entre mecanismos estruturais e estratigráficos para sua formação (BIDDLE & WIELCHOWSKY, 1994), ambos essenciais para o trapeamento de fluidos (Figura 7).

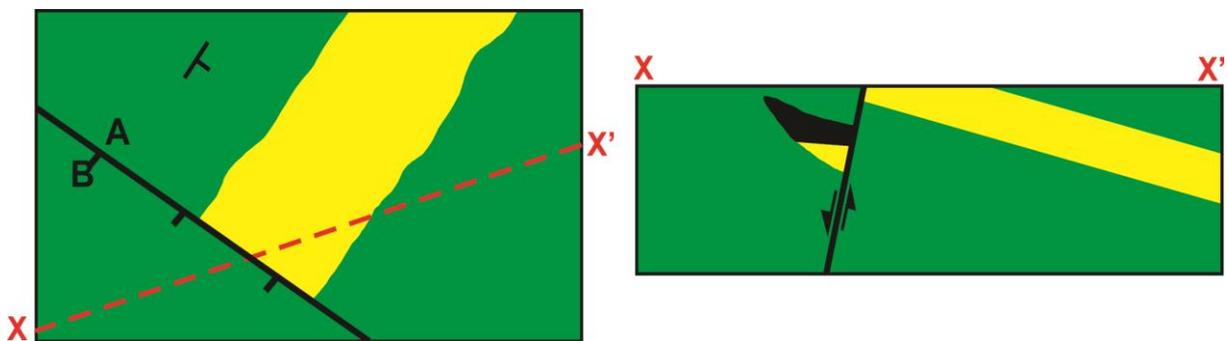


Figura 7: Exemplo de Trapa Mista, onde um *pinch out* deposicional é truncado por falhamento normal. Fonte: Modificado de Biddle e Wielchowsky (1994)

2.2.6 Geração

O processo de geração de óleo e gás está intimamente relacionado à história de soterramento da bacia considerada, o qual implica no aumento gradual de temperatura e pressão sobre a rocha geradora (TISSOT & WELTE, 1984; HORSFIELD & RULLKÖTTER, 1994). As diversas modificações termo-químicas da matéria orgânica ao longo da evolução geológica regional levam à maturação deste material. Tal processo se inicia durante as fases primordiais da diagênese (eodiagênese), sendo resultado da atividade microbiana. Ao fim deste estágio, ocorre a conversão dos biopolímeros que compõem a matéria orgânica (proteínas, carboidratos e lipídios) em geopolímeros, denominados conjuntamente de querogênio, representando a fração insolúvel do conteúdo orgânico (TISSOT & WELTE, 1984; PETERS et al., 2005).

Com o progressivo avanço do soterramento e gradual aumento de temperatura e pressão, inicia-se a catagênese, durante a qual o querogênio passa pelo processo de craqueamento térmico. É nesta fase que há a liberação de óleo e, posteriormente, gás (TISSOT & WELTE, 1984). As temperaturas que marcam o limite inferior e superior da janela de geração de hidrocarbonetos variam em função do tipo de querogênio presente, bem como da história de soterramento da bacia estudada. No entanto, diversos autores estabelecem o intervalo de temperaturas entre 60 °C e 150 °C como representativo da janela de geração de petróleo (TISSOT & WELTE, 1984; PETERS et al., 2005), com ápice próximo a 120 °C.

A partir dos 120 °C passa a predominar a geração de gás úmido, até que sejam atingidos 150 °C. Esta faixa térmica marca o início da metagênese, a partir da qual querogênio e hidrocarbonetos gerados passam a serem convertidos em gás seco (CH₄), CO₂, N₂ e H₂S, processo que perdura até os 200 °C (MCCARTHY et al., 2011). O início da metagênese representa o limite superior na janela de geração de óleo. A Figura 8 esquematiza os estágios diagenéticos, faixas de temperatura e respectivos produtos associados à maturação de rochas geradoras.

Embora os principais fatores que controlam a maturação da rocha geradora sejam a carga litostática e o soterramento na maioria dos sistemas petrolíferos, outros mecanismos podem influenciar neste processo. Como exemplo, pode-se citar a intrusão de corpos ígneos nas adjacências das camadas geradoras ou anomalias térmicas relacionadas à tectônica crustal (MAGOON & DOW, 1994; MCCARTHY et al., 2011).

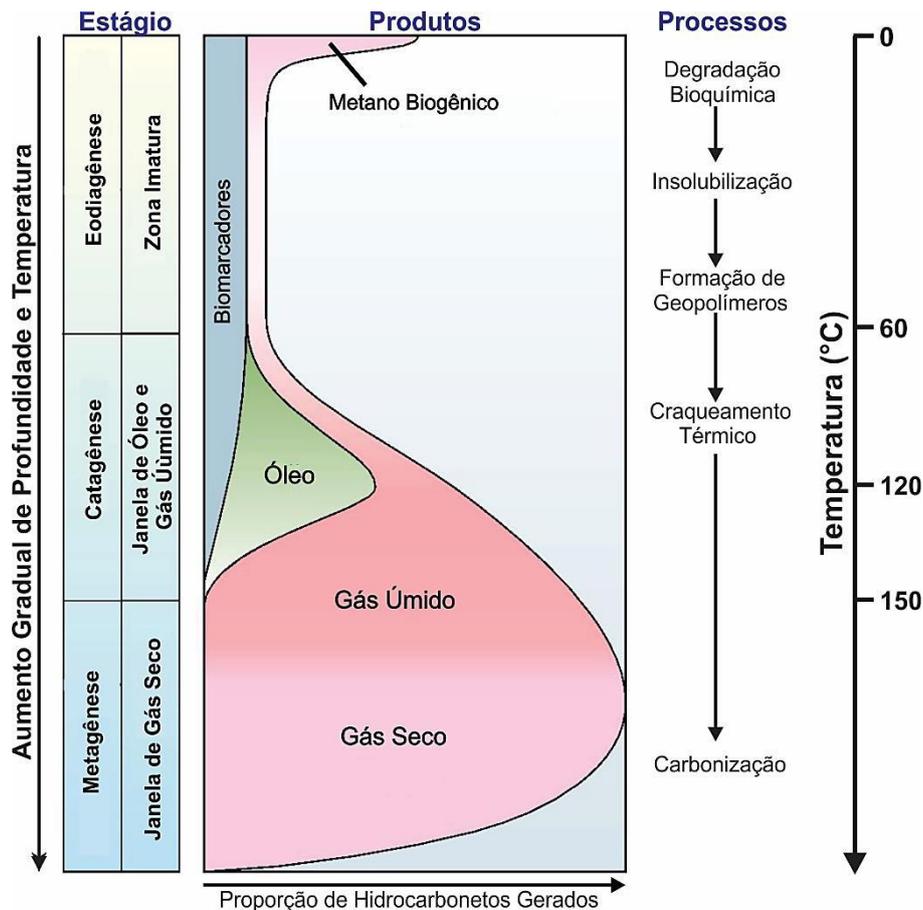


Figura 8: Estágios, processos e produtos relacionados ao soterramento da matéria orgânica contida em litotipos. Fonte: Modificado de McCarthy et al. (2011), com base em Tissot et al. (1974).

2.2.7 Migração

O processo de migração é essencial para a formação de acumulações de hidrocarbonetos que sejam economicamente interessantes. Segundo Tissot & Welte (1984), diversos autores subdividem este fenômeno em dois momentos: migração primária e migração secundária.

A primeira consiste na liberação dos hidrocarbonetos a partir da rocha geradora, cujos mecanismos responsáveis são debatidos desde a década de 70. Migração por solução aquosa e difusão molecular são processos atuantes durante este estágio (HUNT, 1979; VERWEIJ, 1993), exibindo, porém, eficiências muito baixas. Atualmente, considera-se que o principal fenômeno responsável pela migração primária esteja relacionado à diferença de pressão existente entre a rocha geradora e os litotipos adjacentes. Tal fato ocorre em decorrência do preenchimento dos litotipos geradores pelos hidrocarbonetos, levando à expansão volumétrica da rocha (TISSOT & WELTE, 1984; PGT, 2011). O gradiente barométrico gerado promove o microfraturamento da rocha geradora, expulsando volumes variáveis de fluidos.

Já a migração secundária ocorre pela ação de três fatores principais: gradiente de pressões relacionado à compactação; flutuabilidade (*buoyancy*) do petróleo em água, causada pela diferença em suas densidades; e pressão capilar, ligada à tensão entre as fases fluidas (óleo e água) e os litotipos (ENGLAND, 1994; PGT, 2011). Neste contexto, são extremamente importantes a permeabilidade e porosidade efetiva (volume de poros interconectados), que influenciam diretamente na capacidade de transmissão de hidrocarbonetos por parte das diferentes camadas carreadoras (CHANG, 1999).

Demaison & Huizinga (1994) ressaltam a atuação de falhas e descontinuidades físicas como zonas de alívio de pressão, as quais promovem a migração vertical dos hidrocarbonetos ao longo de distâncias que chegam a 5 km. Esta situação é observada na Bacia de Campos, onde o óleo e gás gerados em rochas da fase rifte, sob profundidades atuais superiores a 3000 m, chegam aos reservatórios da seção pós – sal (entre 1000 e 2000 m) por meio de falhamentos normais (FIGUEIREDO et al., 1984; DEMERCIAN, 1993; COBBOLD et al., 2001).

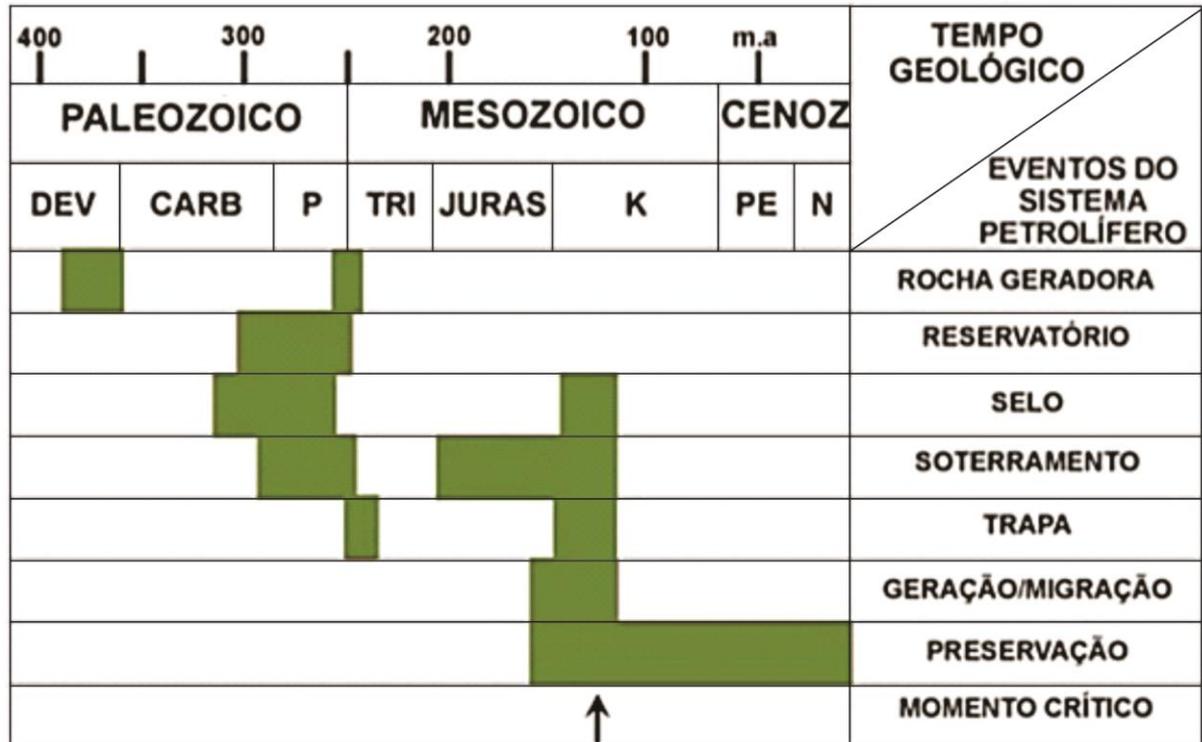
2.2.8 Acumulação

Corresponde à concentração de hidrocarbonetos em determinado litotipo. Sua ocorrência está intimamente relacionada à associação entre rocha reservatório e rocha selante, bem como à presença de trapas estratigráficas, estruturais ou mistas. Quando os fluidos alcançam uma barreira impermeável, a migração cessa, e cada material ocupa determinada posição no reservatório, em função das diferenças de densidade (ENGLAND, 1994).

É importante ressaltar que a palavra *sistema* remete à interdependência dos elementos e processos que integram o conceito de Sistema Petrolífero. Portanto, além da associação espacial entre todos os componentes citados, uma ordem cronológica correta é também necessária para a presença de acumulações atuais de hidrocarbonetos. Magoon & Dow (1994) utilizam o termo *timing* (“Sincronismo”) para descrever essa dependência espaço – temporal. O processo de acumulação, por exemplo, deve ser precedido pela deposição da rocha reservatório e selante, bem como pela formação de trapas. Caso contrário, os hidrocarbonetos gerados não poderão ser preservados.

Com o intuito de ilustrar os principais elementos e processos de determinado sistema petrolífero, bem como sua relação temporal, é comum a utilização de uma *carta de eventos*. Este produto expressa a relação temporal entre os elementos e processos de um sistema petrolífero considerado, sendo o tempo geológico expresso na porção superior do eixo horizontal e os componentes do sistema petrolífero apresentados no eixo vertical, à direita. A

Figura 9 exemplifica uma carta de eventos, elaborada para os sistemas petrolíferos conhecidos da Bacia do Paraná. Magoon e Dow (1994) definem ainda o *momento crítico*, equivalente ao intervalo temporal que coincide com a migração e acumulação da maior parte do volume de hidrocarbonetos gerado.



DEV = Devoniano CARB = Carbonífero P = Permiano TRI = Triássico
 JURAS = Jurássico K = Cretáceo CENOZ = Cenozoico PE = Paleógeno N = Neógeno

Figura 9: Carta de Eventos elaborada para os sistemas petrolíferos conhecidos da Bacia do Paraná. Fonte: Milani & Zalán (1998)

3. CONTEXTO GEOLÓGICO

A Bacia de Campos consiste numa bacia de margem passiva que apresenta história evolutiva análoga às bacias de Santos e Espírito Santo, considerando-se os estágios tectonoestratigráficos envolvidos. A localização desta bacia em relação às demais províncias geológicas nacionais segue expressa na Figura 10.

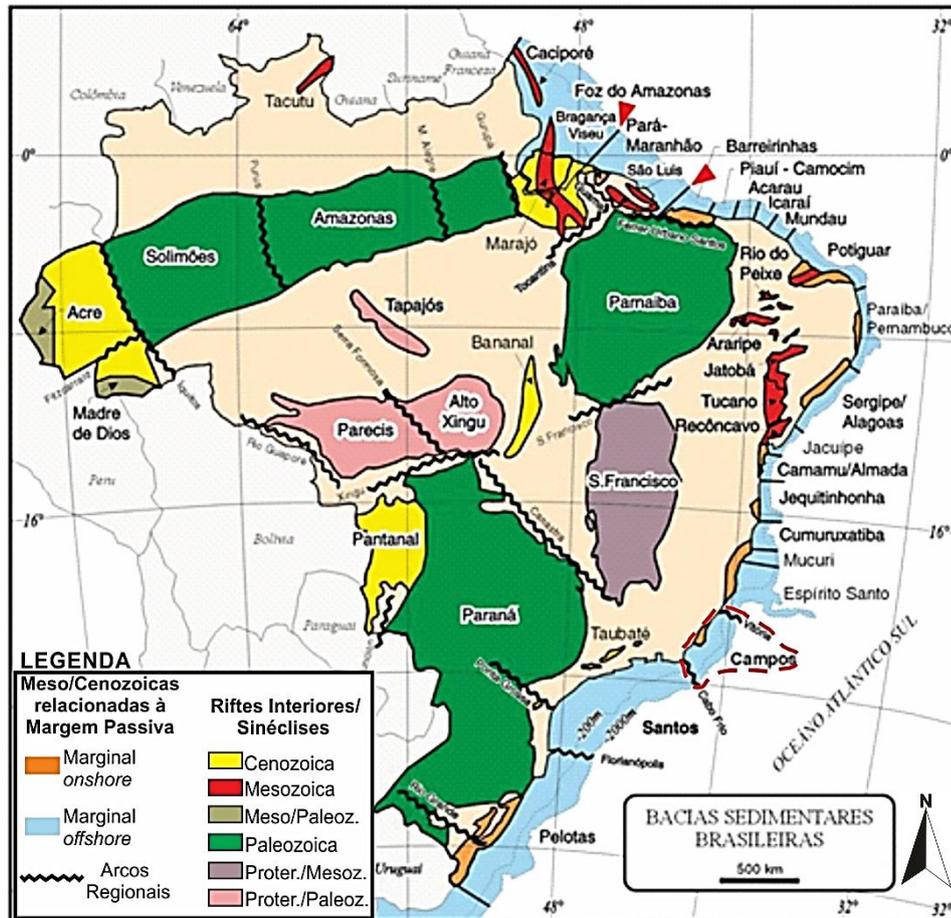


Figura 10: Localização da Bacia de Campos em relação às demais bacias brasileiras. Fonte: Adaptado de Zalán (2004).

O arcabouço geológico da Bacia de Campos, estudado desde o final dos anos 60, foi amplamente detalhado nas décadas de oitenta e noventa, por meio de dados diretos (perfuração de poços, obtenção de testemunhos) e indiretos (sísmica 2D e 3D, levantamentos gravimétricos e magnetométricos). Este vasto conjunto de informações possibilitou a contínua melhoria dos conhecimentos acerca da tectonoestratigrafia desta importante província geológica, sumarizados a seguir.

3.1 EVOLUÇÃO TECTONOSSEDIMENTAR DA BACIA DE CAMPOS

A origem das bacias de margem passiva brasileiras remete à fragmentação do Supercontinente Gondwana durante o Neojurássico, há cerca de 130 M.a. (MESLING et al., 2001). Esforços distensivos promoveram a separação entre as placas Sul-Americana e Africana, resultando posteriormente na formação do Oceano Atlântico Sul.

Os primeiros trabalhos a focar os aspectos evolutivos das bacias marginais (ASMUS & PORTO, 1972; ASMUS E PONTE, 1973;) postulam um modelo do tipo margem continental Atlântica, subdividido por Ponte & Asmus (1978) em quatro estágios principais: pré-rifte (continental), rifte (lacustre), proto-oceânico (evaporítico) e drifte (oceano). Cada uma destas fases exibe características estratigráficas e estruturais próprias.

O arcabouço geral apresentado por estes autores foi mantido nos trabalhos de Ojeda (1982) e Asmus & Baish (1983), que buscaram correlacionar e detalhar as unidades estratigráficas e respectivos contextos tectônicos atuantes em cada estágio.

Chang et al. (1988), com base no trabalho de Chang & Kowsmann (1987), correlacionaram a litoestratigrafia das bacias marginais a cinco megassequências, ao passo que Dias et al. (1990), em abordagem que enfoca a Bacia de Campos, sumarizaram a evolução desta província em três fases principais: Sequência Continental (rifte), Sequência Transicional e Megassequência Marinha, esta última subdividida em três sequências. A Tabela 3 ilustra a equivalência entre as diferentes macrounidades apresentadas por estes trabalhos.

Tabela 3: Equivalência entre os estágios evolutivos e sequências estratigráficas propostos por Ponte & Asmus (1978), Chang et al. (1988) e Dias et al. (1990).

Tipo de Subsidiência	Estágio Tectônico (Ponte & Asmus, 1978)	Megassequência (Chang et al., 1988)	Sequência (Dias et al., 1990)
Térmica	Drifte (Oceânico)	Marinha Regressiva	Oceânica Progradante
		Marinha Transgressiva	Oceânica Hemipelágica
		Carbonática Plataformal	Carbonática Nerítica Rasa
	Pós-Rifte (Transicional)	Transicional	Transicional
Mecânica	Rifte (Continental)	Continental (Sin-Rifte II e III)	Continental
	Pré-Rifte (Continental)	Continental (Sin-Rifte I)	

Segundo Chang e Kowsmann (1987), cada sequência proposta representa um estágio evolutivo distinto, resultante da interação entre três fatores principais: variação eustática, subsidência tectônica e paleogeografia.

As oscilações no nível do mar durante o Mesozoico e Paleógeno refletem variações nas taxas de extrusão de magma nas dorsais meso-ocênicas, com pouca influência de glaciações no período (PITMAN, 1978; KOMINZ, 1984). Em relação à subsidência tectônica, dois regimes distintos foram atuantes ao longo da evolução das bacias da margem leste (PONTE & ASMUS, 2004): inicialmente, ao fim do Neojurássico, instalou-se uma fase de subsidência mecânica, reflexo do processo de afinamento crustal e ascensão passiva do manto astenosférico, associado também à presença de plumas mantélicas, como Santa Helena e Tristão da Cunha (WILSON, 1993; GIBSON et al. 1995; VALENTE et al., 2007). Ao final do Cretáceo Inferior (120 – 115 M.a.), este regime evoluiu gradativamente para uma fase de subsidência térmica, em função do resfriamento e contração da crosta, resultando em aumento de densidade.

O fator paleogeográfico controla o clima dominante e sistemas deposicionais associados, com conseqüente influência sobre a taxa de suprimento sedimentar e preenchimento da bacia, sendo determinante para a variação da linha de costa ao longo do tempo geológico (CHANG & KOWSMANN, 1987).

No que tange ao empilhamento estratigráfico da Bacia de Campos, o trabalho de Schaller (1973) consiste na primeira carta estratigráfica regional, baseada em número reduzido de poços. O progressivo avanço exploratório, acompanhado pela expansão dos conhecimentos e informações disponíveis acerca da geologia local, levou ao surgimento de algumas atualizações, com destaque aos trabalhos de Rangel et al. (1994), que elevou a antiga Formação Lagoa Feia à categoria de Grupo, e Winter et al. (2007). Este último corresponde à carta estratigráfica mais recente para a Bacia de Campos (Figura 11), elaborada com base em informações provenientes de mais de 1600 poços, além de dados sísmicos e tabelas bioestratigráficas de uso interno da Petrobras.

Neste trabalho, optou-se por descrever a história evolutiva da bacia de Campos com base nas unidades propostas por Dias et al. (1990), utilizando-se o arcabouço estratigráfico apresentado por Winter et al. (2007). Ressalta-se que a Bacia de Campos não possui, em seu registro sedimentar, unidades depositadas durante a fase tectônica pré-rifte, definida por Ponte & Asmus (1978), compreendendo apenas os estágios rifte, pós-rifte/transicional e drifte.

3.1.1 Sequência Continental (Fase Rifte)

Corresponde às unidades depositadas durante o estágio rifte da Bacia de Campos, a partir do Hauteriviano. Tectonicamente, esta fase caracteriza-se pela predominância de esforços distensivos e afinamento crustal, resultando em intensa subsidência mecânica (OJEDA, 1982; ASMUS & BAICH, 1983). As principais estruturas desse período consistem em extensas falhas normais sintéticas e antitéticas, orientadas a NE-SW, que originaram sistemas de grábens, hemigrábens e *horsts*. Estes falhamentos mostram forte paralelismo com feições de origem pré-cambriana, sugerindo que seu desenvolvimento tenha ocorrido em zonas de fraqueza pré-existentes (DIAS et al., 1990).

O intenso fraturamento crustal no início da fase rifte levou à extrusão de volumes significativos de lavas subalcalinas, predominantemente basálticas, intercaladas a rochas vulcanoclásticas, arenitos e conglomerados (WINTER et al., 2007). Estes litotipos, datados por Mizusaki (1986) entre 122 ± 5 e 134.4 M.a., recobrem de maneira discordante o embasamento pré-cambriano da Bacia de Campos, representado por migmatitos e gnaisses da Província Proterozoica Ribeira, sendo definidos como o “embasamento econômico” regional.

Sobrepostas de maneira discordante aos derrames ígneos ocorrem as formações Itabapoana e Atafona, inclusas na porção basal do Grupo Lagoa Feia, depositada durante o Barremiano Inferior. Estes litossomas têm distribuição espacial e vertical diretamente associada aos sistemas de *rift valley* (DIAS et al. 1990). A Formação Itabapoana corresponde a conglomerados, arenitos e siltitos de borda de falha, gradando, nas porções mais profundas dos grabens, para a Formação Atafona, composta por arenitos finos, siltitos e folhelhos ricos em estevensita, depositados num ambiente lacustre alcalino (WINTER et al. 2007).

Durante o Barremiano Superior, foram depositadas as unidades que compõem a porção intermediária do Grupo Lagoa Feia, representada pelos depósitos aluviais da Formação Itabapoana e espessos pacotes de coquinas pertencentes à Formação Coqueiros, depositados em lagos com forte controle tectônico (BAUMGARTEN, 1985). Intercalados aos carbonatos coquinóides, ocorrem litotipos pelíticos ricos em matéria orgânica, informalmente denominados de “Folhelho Jiquiá”, os quais correspondem à principal rocha geradora descrita para a Bacia de Campos (MELLO et al., 1988; 1994).

A intensa tectônica atuante durante a fase rifte deu origem a estruturas de grande extensão e relevância paleogeográfica, a exemplo do Alto de Badejo, presente na porção sul da bacia, e dos baixos de Corvina-Parati e São João da Barra, importantes depocentros lacustrinos. Estas estruturas estão expressas na Figura 12.

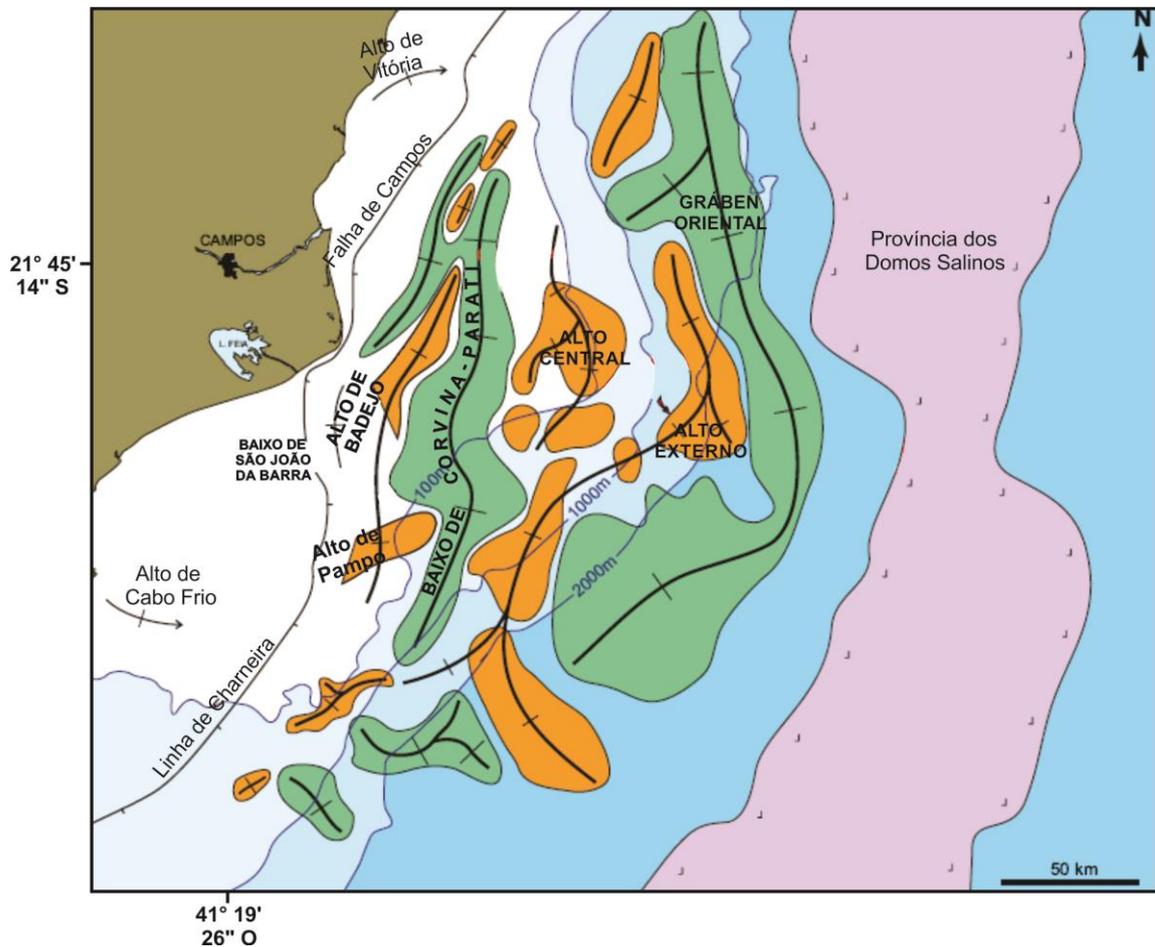


Figura 12: Principais estruturas formadas durante a Fase Rifte, em negrito (Sequência Continental). Fonte: Adaptado de Rangel & Martins (1998).

3.1.2 Sequência Transicional (Fase Transicional)

Representa os sedimentos depositados em fase de quiescência tectônica, durante a passagem do regime de subsidência mecânica para a termal (CAINELLI & MOHRIAK, 1998). Um evento erosivo de amplitude regional marca a base da Sequência Transicional, nivelando o relevo residual da fase rifte (DIAS et al. 1990). A variação eustática positiva durante o Aptiano, somada à progressiva subsidência, possibilitou incursões periódicas de águas marinhas oriundas do sul, propiciando a instalação de um golfo regional (OJEDA, 1982; DIAS, 2005; RICCOMINI et al., 2012; ASSINE et al., 2016).

O registro sedimentar desta Sequência inclui os conglomerados, arenitos e siltitos da Formação Itabapoana nas porções proximais, gradando para folhelhos, siltitos e margas da Formação Gargau e carbonatos estromatolíticos da Formação Macabu nas porções distais,

depositados entre o Aptiano Médio e Superior (WINTER et al., 2007). O topo destes litossomas é marcado por uma discordância regional, datada de 112 M.a. Sobre esta feição, foram depositados, ao longo do intervalo Aptiano Superior – Albiano Inferior (Andar Alagoas Superior), os pacotes evaporíticos da Formação Retiro, compostos majoritariamente por anidrita e halita (GAMBOA et al, 2008).

3.1.3 Megassequência Marinha – Sequência Carbonática Nerítica Rasa (Fase Drifte)

Durante o Albiano Inferior, o avanço do processo de subsidência termal, com contínua acreção do assoalho oceânico, associada a elevações no nível eustático, levaram a uma maior influência marinha sobre a Bacia de Campos (ASMUS & PORTO, 1980; CHANG & KOWSMANN, 1987; CHANG et al., 1988). Tal fato culminou na instalação de ampla plataforma carbonática rasa, cujo registro sedimentar equivale à porção basal do Grupo Macaé, incluindo as formações Goitacás e Quissamã (WINTER et al., 2007).

Na região litorânea da bacia, desenvolveram-se sistemas deltaicos, mais expressivos na porção norte (DIAS et al., 1990), representados por conglomerados e arenitos da Formação Goitacás. Já nas áreas plataformais e periplateformais, entre o Albiano Inferior e Médio, instalou-se uma extensa rampa carbonática, dominada por fácies calcareníticas e calcirrudíticas, compostas por oóides, oncóides e peloides (SPADINI et al., 1988). Data deste período também o início da tectônica halocinética, resultante da sobrecarga sedimentar e contínuo basculamento da bacia em direção a leste, com geração das primeiras almofadas de sal (DIAS et al., 1990). Tal processo leva à formação de depressões intrabaciais, originadas pela movimentação salina, nas quais foram depositados calcissiltitos intercalados a calcilitos. O conjunto destes litotipos carbonáticos corresponde à Formação Quissamã (WINTER et al. 2007), que apresenta ainda, em sua base, espesso pacote dolomítico na porção sul da Bacia de Campos, denominado Mb. Búzios.

3.1.4 Megassequência Marinha – Sequência Oceânica Hemipelágica (Fase Drifte)

O registro sedimentar desta macrounidade é fortemente controlado por outra fase tectônica salina adiastrófica, iniciada ao final do Albiano, que leva ao desenvolvimento de falhas lítricas sin-deposicionais e estruturas do tipo *rollover* (DIAS et al., 1990).

A progressiva subsidência termal e contínua transgressão marinha resultam no afogamento gradual da plataforma carbonática (DIAS – BRITO & AZEVEDO, 1986), representada pela porção superior do Grupo Macaé, equivalente à Formação Outeiro, de idade nealbiana (WINTER et al. 2007). Litologicamente, corresponde a carbonatos finos,

dominantemente calcilitos/*mudstones*, intercalados a margas e folhelhos (SPADINI et al. 1988).

A tectônica halocinética atuante no período promoveu a formação de calhas deposicionais em meio aos pelitos da Formação Outeiro, nas quais ocorrem depósitos turbidíticos de idade Cenomaniana a Turoniana, pertencentes à Formação Namorado (WINTER et al. 2007). Estes arenitos apresentam-se associados a margas bioturbadas de ocorrência local, equivalentes à Formação Imbetiba, que representa o afogamento definitivo da plataforma carbonática albiana (DIAS-BRITO & AZEVEDO, 1986). Nas áreas costeiras, o sistema de leques deltaicos da Formação Goitacás continua ativo neste intervalo.

O intervalo Neoturoniano – Neopaleoceno compreende a base do Grupo Campos, que inclui as formações Emborê (Membro São Tomé), Ubatuba (Membro Tamoios) e Carapebus (WINTER et al., 2007). A primeira corresponde a depósitos clásticos proximais, enquanto a Formação Ubatuba é composta por espessos pacotes de folhelhos e margas, depositados em ambiente marinho profundo a batial (DIAS et al., 1990). Intercalados a estes pelitos, ocorrem os arenitos turbidíticos da Formação Carapebus, confinados a amplas calhas deposicionais, geradas por tectônica salina menos intensa (DEMERCIAN et al., 1993).

O limite superior desta Sequência corresponde a uma importante superfície erosiva desenvolvida entre o Neopaleoceno e Eoceno, responsável por eliminar praticamente toda a sedimentação paleocênica da bacia, afetando, localmente, o registro do Cretáceo Superior (DIAS et al., 1990). Ao final do Paleoceno, intensa atividade tectônica ocorreu tanto na porção *onshore* quanto nas bacias marginais, representada, respectivamente, pelo início do soerguimento da Serra do Mar e eventos magmáticos que datam do limite Cretáceo – Paleógeno e Eoceno Inferior (CARMINATTI et al., 1988; DIAS et al., 1990).

3.1.5 Megassequência Marinha – Sequência Oceânica Progradante (Fase Drifte)

A fase final de evolução da Bacia de Campos apresenta importante mudança no regime de sedimentação regional, que assume caráter progradante. (CHANG et al., 1988; DIAS et al. 1990). Tal fato é reflexo da combinação de componentes geomorfológicos (soerguimento e erosão da Serra do Mar), tectônicos (redução na taxa de subsidência) e eustáticos (quedas no nível relativo do mar), conforme apresentado por diversos autores (FIGUEIREDO et al., 1984; CHANG et al., 1988; DIAS et al, 1990; MOHRIAK et al., 1990b; GONTIJO - PASCUTTI et al., 2012).

As porções intermediária e superior do Grupo Campos compõem o registro sedimentar desta Sequência, incluindo as formações Emborê (membros São Tomé, Siri e Grussaí),

Ubatuba (Membro Geribá) e Carapebus. O Membro São Tomé corresponde a cunhas de sedimentos clásticos depositados na borda oeste da Bacia (RANGEL et al., 1994). Já os membros Siri (Oligoceno Superior – Mioceno Médio) e Grussaí (Mioceno Superior – Pleistoceno) consistem em calcarenitos algálicos, depositados nos bancos carbonáticos situados na porção plataformal externa (CHANG et al. 1988; RANGEL et al., 1994).

A Formação Ubatuba caracteriza-se por apresentar novamente espessos pacotes pelíticos, formados por sucessão de margas, folhelhos e argilitos. Os turbiditos da Formação Carapebus apresentam-se subdivididos em pulsos principais de idade eocênica, oligocênica e miocênica (BRUHN, 1993; BRUHN, 2003). Estes litossomas foram depositados como resposta a quedas eustáticas abruptas, sendo aqueles de idade oligomiocênicas os mais expressivos (DIAS et al., 1990).

A Figura 13 ilustra uma seção esquemática da Bacia de Campos, na qual seguem expressas as Sequências descritas e respectivas unidades associadas.

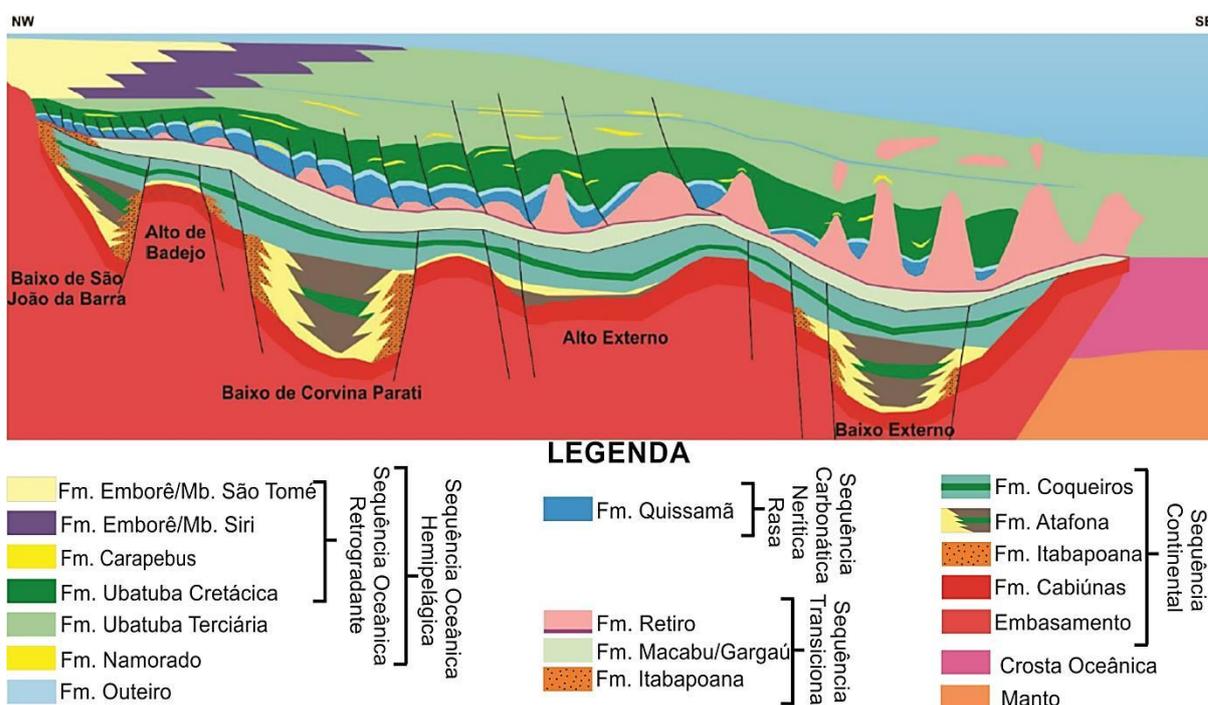


Figura 13: Seção regional esquemática da Bacia de Campos representando as principais unidades tectono-estratigráficas propostas por Dias et al. (1990). Fonte: Modificado de Rangel & Martins (1998).

3.2 SISTEMAS PETROLÍFEROS DA BACIA DE CAMPOS

As crescentes reservas petrolíferas, estimadas e confirmadas ao longo das três últimas décadas para a Bacia de Campos, levaram à confecção de trabalhos voltados à caracterização dos principais sistemas petrolíferos desta província geológica (MEISTER et al., 1984; PEREIRA et al., 1984; GUARDADO et al., 1989; MOHRIAK et al., 1990a; MELLO et al., 1994). Em todas estas publicações, é consenso que os hidrocarbonetos gerados na bacia são

oriundos de uma mesma rocha geradora, representada por pelitos intercalados aos carbonatos da Formação Coqueiros, de idade barremiana (PEREIRA et al., 1984; MELLO et al. 1988).

Em contrapartida, as rochas reservatório descritas para a bacia de Campos apresentam ampla variedade composicional e distribuição cronológica, ocorrendo desde o Hauteriviano até o Mioceno (FIGUEIREDO et al., 1984; BRUHN et al., 2003). A Figura 14 ilustra os principais reservatórios constatados em escala regional e o posicionamento cronoestratigráfico da rocha geradora em meio à Bacia de Campos.

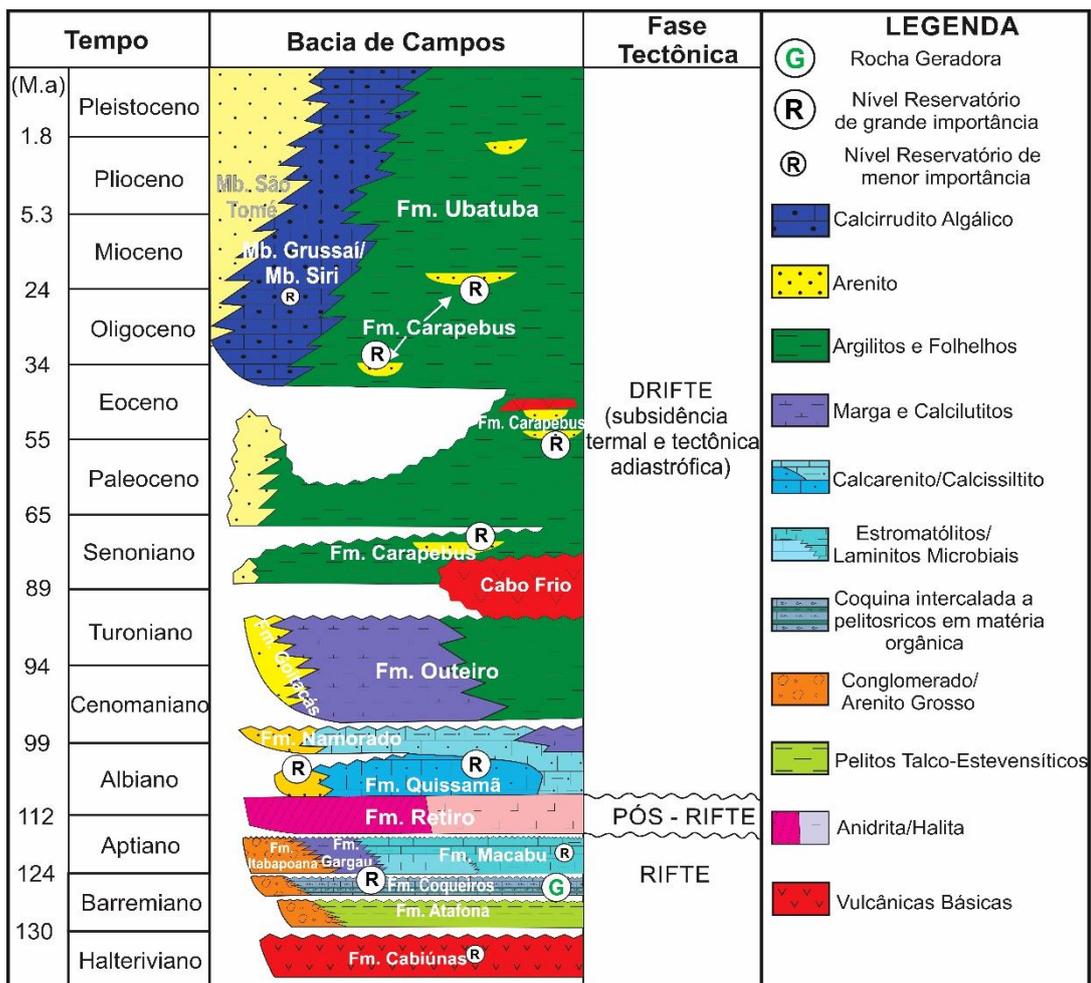


Figura 14: Coluna Estratigráfica simplificada da Bacia de Campos, ilustrando os Sistemas Petrolíferos conhecidos. Fonte: Modificado de Milani & Thomaz Filho (2000).

3.2.1 Formação Coqueiros – “Folhelho” Jiquiá (Rocha Geradora)

O primeiro trabalho a caracterizar as rochas geradoras da Bacia de Campos consiste na publicação de Pereira et al. (1984). Estes autores apontam dois níveis principais de pelitos lacustres, formados por folhelhos e margas depositados durante o Neocomiano (Andares Buracica e Jiquiá – Barremiano Superior), intercalados a pacotes de carbonatos coquinoídes, pertencentes à Formação Coqueiros, como o único litotipo responsável pela geração de todo o

óleo existente na bacia. Tal afirmação é justificada com base na análise de maturação de diversas litologias ricas em matéria orgânica, tanto por métodos diretos (reflectância de vitrinite) quanto estimativos (Método de Lopatin). Ambos indicam que apenas as rochas da seção rifte atingiram a janela de geração de gás e óleo (MEISTER et al, 1984; FIGUEIREDO et al., 1984). Estas afirmações são reforçadas pelo trabalho de Guardado et al. (1989), que descartam também os folhelhos de idade aptiana como possível rocha geradora, em função de seu baixo conteúdo orgânico.

Mello et al. (1988; 1993; 1994), em abordagens quantitativas, detalharam o contexto geoquímico dominante durante a deposição dos pelitos da Formação Coqueiros, caracterizando ambiente lacustre com influência salina crescente como o sistema deposicional destas rochas. Estes autores constataram teores de COT variando entre 2 – 6 % em peso, atingindo localmente 9%, associados a Índices de Hidrogênio (IH) que chegam a 900 g HC/mg COT, indicando alto potencial gerador - S₂ (Figura 15). Análises petrográficas apontam presença dominante de matéria orgânica rica em lipídios, de origem algal e bacteriana, apresentando-se amorfa em 90% dos casos (MELLO et al. 1988). Mello et al. (1994) apresentam dados de IH e Índice de Oxigênio (IO) plotados no Diagrama de Van Krevelen, os quais indicam predominância de querogênio do tipo I, com ocorrência subordinada do tipo II.

Segundo Mello et al. (1988) e Guardado et al. (2000), a espessura das intercalações de pelitos e coquinas oscila entre 100 e 300 m. A variação faciológica observada está fortemente ligada à paleogeomorfologia da fase rifte, com predominância de bancos coquiníferos nas regiões elevadas e espessamento gradual dos pacotes pelíticos nos grabens/baixos deposicionais (GUARDADO et al., 1989), conforme ilustrado na Figura 16.

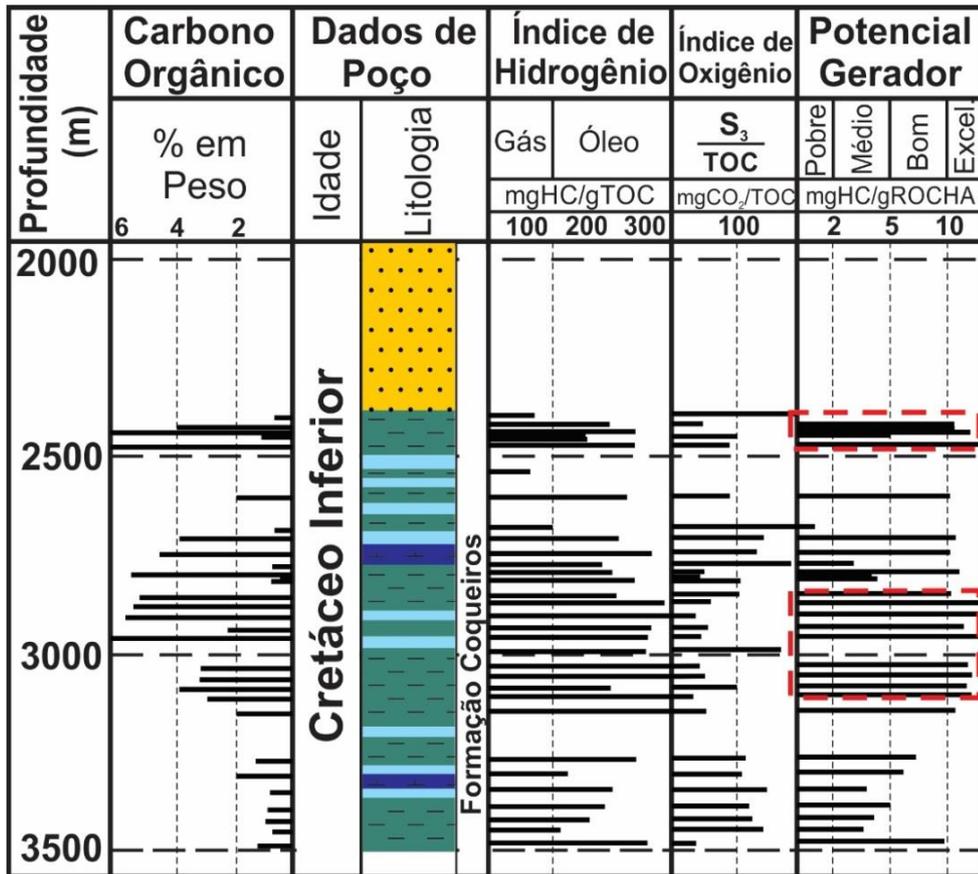


Figura 15: Perfil Geoquímico do intervalo gerador na Bacia de Campos (Neobarremiano). O Potencial Gerador indica a existência de dois níveis geradores principais (vermelho) em meio ao Gr. Lagoa Feia (Fm. Coqueiros).
 Fonte: Mello et al. (1994).

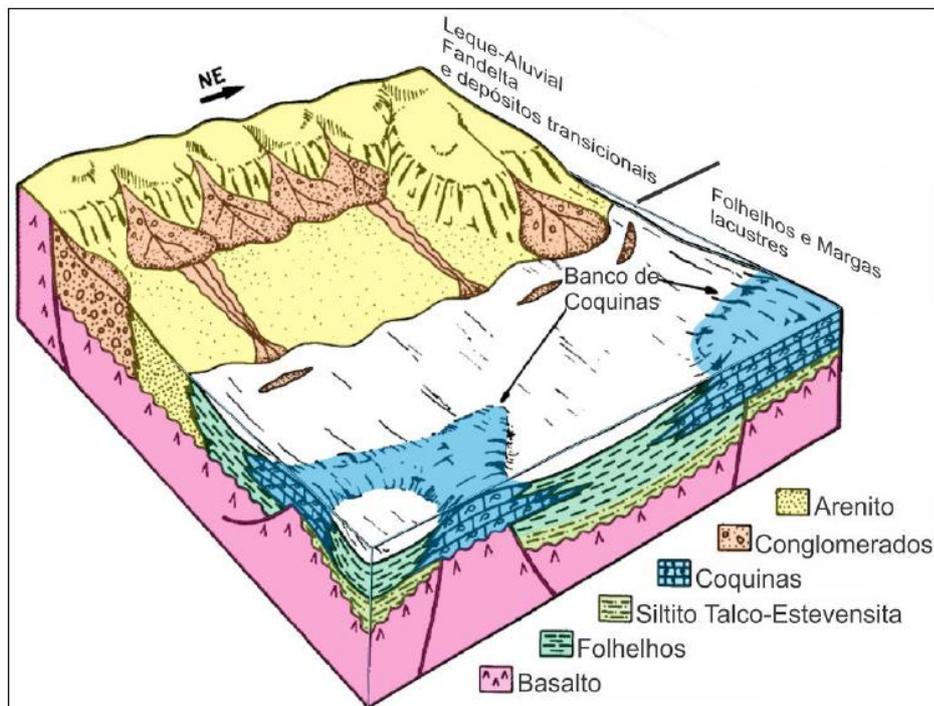


Figura 16: Sistemas deposicionais da fase rifta (Sequência Continental), com bancos coquiníferos predominando nos altos estruturais, enquanto siltitos e folhelhos predominam nos baixos deposicionais. Fonte: Guardado et al. (1989).

Pereira et al. (1984), por meio do Método de Lopatin, e Mohriak et al. (1990a), utilizando-se de dados geoquímicos, petrográficos, térmicos e paleobatimétricos, obtiveram modelos que apontam para o início da geração de hidrocarbonetos a partir do limite Santoniano – Coniaciano, atingindo pico durante o Mioceno Superior, em função da sobrecarga sedimentar. Segundo Dias et al. (1990) e Mello et al. (1994), o processo de geração ainda ocorre em quase toda a bacia.

3.2.2 Sistema Petrolífero Lagoa Feia (Coqueiros) - Cabiúnas (!)

Os basaltos hauterivianos da Formação Cabiúnas consistem em reservatórios de relativa importância na porção sudoeste da Bacia de Campos, compondo intervalos produtores nos campos de Linguado e Badejo (MILANI & ARAÚJO, 2003). Segundo Bruhn et al. (2003), estas rochas encerram volumes *in place* de óleo médio a leve (28° a 33°) equivalentes a 126 milhões de barris (MMbl).

A formação destes reservatórios está diretamente ligada à presença de falhamentos normais da fase rifte (GUARDADO et al. 1989), os quais promoveram o soerguimento dos basaltos, posicionando-os ao lado das rochas geradoras de idade Barremiana, como ilustrado na Figura 17. O óleo nestes litotipos encontra-se alojado em fraturas abertas e vesículas geradas pela dissolução de minerais secundários, como zeólitas e calcitas, o que confere grande heterogeneidade na distribuição da permo-porosidade deste nível reservatório, dificultando sua quantificação (GUARDADO et al., 1989; MOHRIAK et al., 1990a).

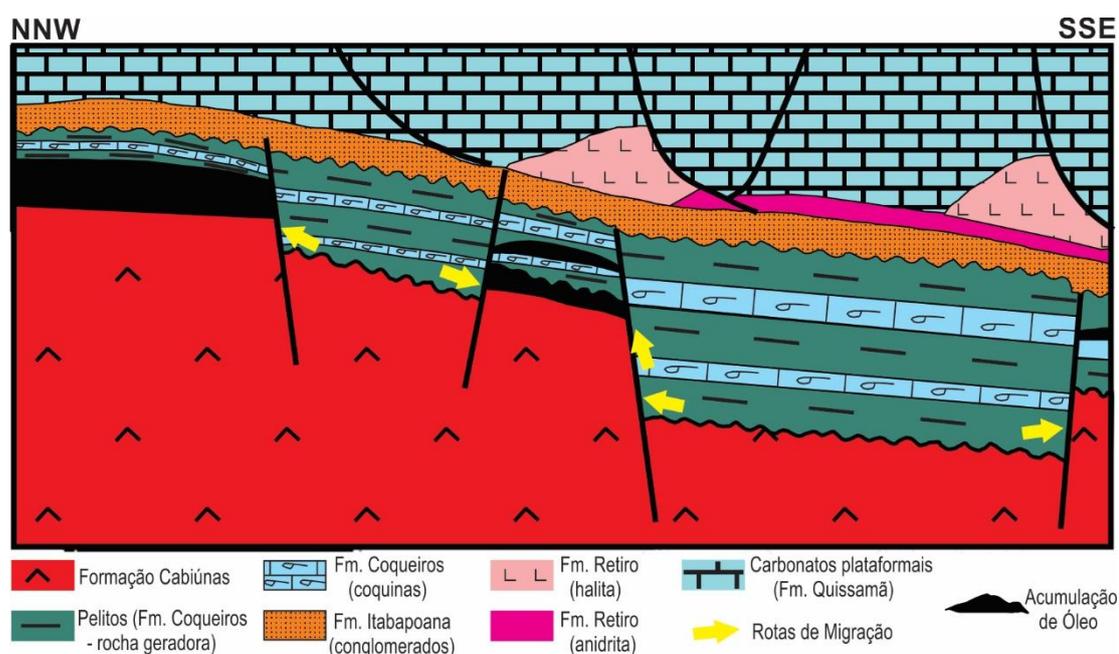


Figura 17: Seção esquemática da porção sudoeste da Bacia de Campos, ilustrando horsts da Formação Cabiúnas preenchidos por óleo. Fonte: Modificado de Mohriak et al. (1990).

3.2.3 Sistema Petrolífero Lagoa Feia (Coqueiros) – Lagoa Feia (Coqueiros) (!)

Os carbonatos coquinoídeos da Formação Coqueiros, intercalados à rocha geradora da Bacia de Campos (“Folhelho Jiquiá”), correspondem ao principal reservatório da seção pré-sal desta província geológica, particularmente importantes nos campos de Badejo, Pampo, Linguado e Trilha (GUARDADO et al., 1989; MILANI & ARAUJO, 2003). Estimativas iniciais apontaram volumes *in place* de óleo médio a leve (23° a 32°) na ordem de 736 MMBL (BRUHN et al., 2003), embora, atualmente, o valor aceito seja significativamente superior, conforme evidenciado pelos boletins de produção divulgados pela Agência Nacional do Petróleo (ANP, 2018).

Do ponto de vista litológico, estas rochas correspondem a bancos calcareníticos bioclásticos, ricos em pelecípodes e gastrópodes, que exibem ciclos de granocrescência ascendente, nos quais calcilitos basais gradam a calcarenitos e calcirruditos na porção superior (GUARDADO et al. 1989; ABRAHÃO & WARME, 1990).

Baumgarten (1985) apresenta dois níveis produtores principais, denominados de Coquina Superior e Coquina Inferior, cujos limites foram delimitados por meio de marcadores eletrorradioativos de ocorrência generalizada na porção sudoeste da Bacia de Campos. Diversos autores apontam fatores estruturais e diagenéticos como os principais responsáveis pelas acumulações na Formação Coqueiros, atribuindo importância secundária ao componente estratigráfico (BAUMGARTEN, 1985; HORSCHUTZ & SCUTA, 1992; CASTRO, 2006).

Falhamentos normais da fase rifte promoveram o soerguimento de blocos, formando *horsts* alongados com orientação NNE – SSW e gerando áreas propícias à migração e acumulação de hidrocarbonetos (Figura 18). O fator diagenético atua no controle da distribuição e qualidade da permo-porosidade dos reservatórios (ABRAHÃO & WARME, 1990; CASTRO, 2006), associando-se a feições que possibilitaram a percolação de águas meteóricas (a exemplo de falhas e discordâncias), com consequente dissolução das carapaças bioclásticas e formação de porosidade secundária. As porosidades destes reservatórios situam-se geralmente entre 10 e 12 %, atingindo localmente 20%, enquanto a permeabilidade dominante oscila na faixa de 20 – 200 mD, podendo chegar a 500 mD (HORSCHUTZ & SCUTA, 1992).

Já o fator estratigráfico, segundo Guardado et al. (1989), corresponde à variação faciológica relacionada à configuração do substrato sobre o qual as coquinas se desenvolveram, com predomínio de níveis calcirrudíticos e calcareníticos em posições de altos estruturais. Os evaporitos da Formação Retiro, bem como os níveis clásticos finos da própria Formação Coqueiros, são os principais selantes das acumulações deste sistema. Falhas

normais e de transferência, além de discordâncias regionais, compõem as principais vias de migração até os pacotes coquiníferos.

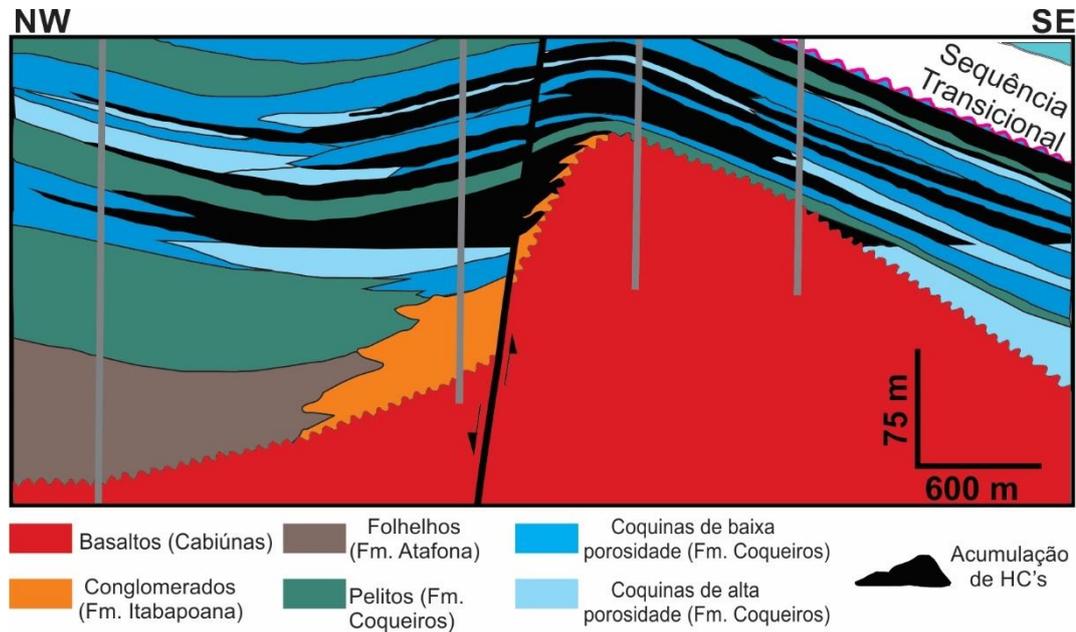


Figura 18: Representação dos fatores estrutural (alto local) e diagenético (variação de porosidade intraformacional) em acumulações da Formação Coqueiros no campo de Pampo. Fonte: Modificado de Horschutz & Scuta (1992).

3.2.4 Sistema Petrolífero Lagoa Feia (Coqueiros) – Lagoa Feia (Macabu) (!)

As acumulações prolíficas de hidrocarbonetos nos carbonatos estromatolíticos da Formação Macabu compõem o sistema petrolífero de descoberta mais recente em meio à Bacia de Campos, confirmada na segunda metade da década de 2000 (ESTRELLA, 2008). Embora sua produção seja bastante inferior se comparada àquela das rochas correlatas da Bacia de Santos (PAPATERRA, 2010), estes litotipos constituem reservatórios importantes nos campos de Albacora, Barracuda, Marlim e Marlim Leste (ANP, 2014; 2015b; 2016a,b).

Dias (2005), com base em perfis elétricos, análises petrográficas e de testemunhos, caracterizou a composição litológica e variações faciológicas da Formação Macabu. Na porção basal, foram identificados laminitos microbiais e estromatólitos, depositados em zonas de supramaré e inframaré. Estes litotipos gradam, em direção ao topo, para rochas com maior conteúdo argiloso, até atingirem *mudstones* laminados, equivalentes às fácies de intermaré inferior e inframaré de baixa energia.

Herlinger Júnior (2016) aponta porosidade primária de agregados calcíticos da Formação Macabu como dominante, sendo bastante afetada por processos de dolomitização, silicificação e, secundariamente, hidrotermalismo. Tal influência diagenética confere forte heterogeneidade às propriedades permo-porosas deste litossoma.

O trapeamento de hidrocarbonetos na Formação Macabu associa-se a estruturas quaquaversais/domos alongados e à variação faciológica da unidade, apresentando caráter estratigráfico – estrutural (ANP, 2015a). Como rochas selantes principais, destacam-se os evaporitos da Formação Retiro.

A Figura 19 expressa uma carta de eventos que engloba os três sistemas petrolíferos da seção pré-sal na Bacia de Campos, descritos até momento.

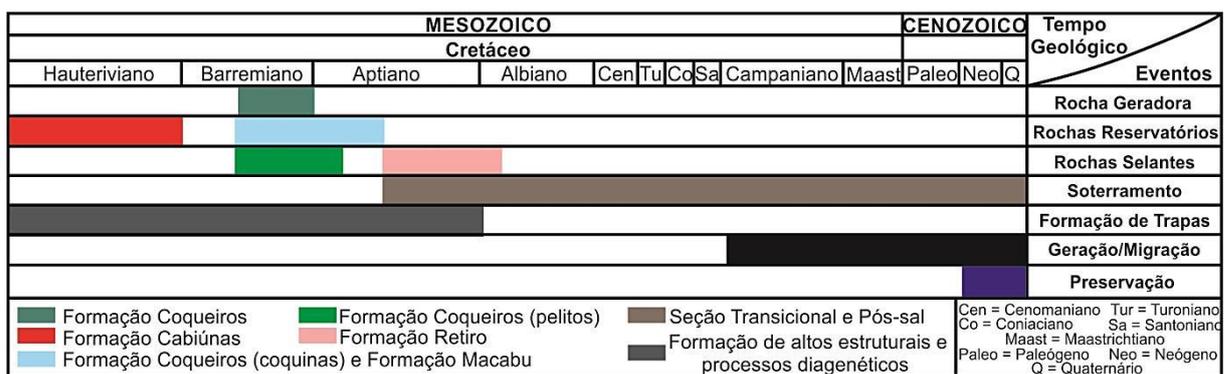


Figura 19: Carta de Eventos para os sistemas petrolíferos do pré-sal da Bacia de Campos. Fonte: Papaterra (2010).

3.2.5 Sistema Petrolífero Lagoa Feia (Coqueiros) – Quissamã (!)

Os carbonatos plataformais de idade eo-mesoalbiana da Formação Quissamã correspondem aos reservatórios mais antigos da seção pós-sal, encerrando volumes *in place* de 5.247 MMBL (BRUHN et al., 2003), com qualidade bastante variável (20 – 32° API).

Guardado & Spadini (1987) e Okubo et al. (2015) indicam ambiente de deposição nerítico raso para esta unidade, cuja variação faciológica foi detalhada por Spadini (1986) e Robaina et al. (1991). Estes autores identificaram ciclos de raseamento ascendente, caracterizados por *mudstones* e *packstones* na porção basal, os quais gradam para *graisntones* e *packstones* oolíticos a oncolíticos no topo. Este padrão se distribui ao longo de sistemas de bancos, associados aos altos locais, apresentando comprimento superior a 2,5 km e orientação NE-SW (SPADINI et al., 1988; GUARDADO et al., 1989; ROBAINA et al., 1991). As fácies de maior granulometria mostram as melhores porosidades, que variam de 20 % a 34 %, e permeabilidades acima de 100 mD (BRUHN et al., 2003).

Os principais mecanismos de trapeamento atuantes neste sistema petrolífero estão relacionados a extensas falhas lítricas normais, gerados pela tectônica halocinética atuante em resposta à sobrecarga sedimentar (FIGUEIREDO et al., 1984; MOHRIAK et al., 1990a). Estes falhamentos controlaram a formação de altos estruturais locais, além de feições do tipo “casco de tartaruga” e anticlinais de *rollover*, que compõem as principais trapas em escala regional para as acumulações deste sistema, de caráter predominantemente estrutural (GUARDADO et al., 1989; DEMERCIAN, 1993). Calcilutitos e margas da Formação

Outeiro, bem como folhelhos da Formação Ubatuba, correspondem às principais rochas selantes dos *plays* albianos (GUARDADO et al., 1989). Em algumas áreas, falhamentos lístricos de reduzida permeabilidade atuam como selantes laterais (LOPES, 2004).

É importante ressaltar que a migração do óleo gerado na seção rifte, ocorrida durante o Mioceno (MOHRIAK et al., 1990a) tem caráter predominantemente vertical, por meio de falhas normais que atravessam os depósitos evaporíticos em áreas de menor espessura ou intenso fraturamento dos mesmos. Em outras localidades, o óleo migrou até a porção basal da camada salina por meio das falhas da seção pré-sal, deslocando-se horizontalmente até atingir as regiões onde ocorre conexão à seção pós-sal por meio dos falhamentos normais (COBBOLD et al., 2001; CHANG et al., 2008). A Figura 20 ilustra a configuração de reservatórios da Formação Quissamã na região sul da bacia.

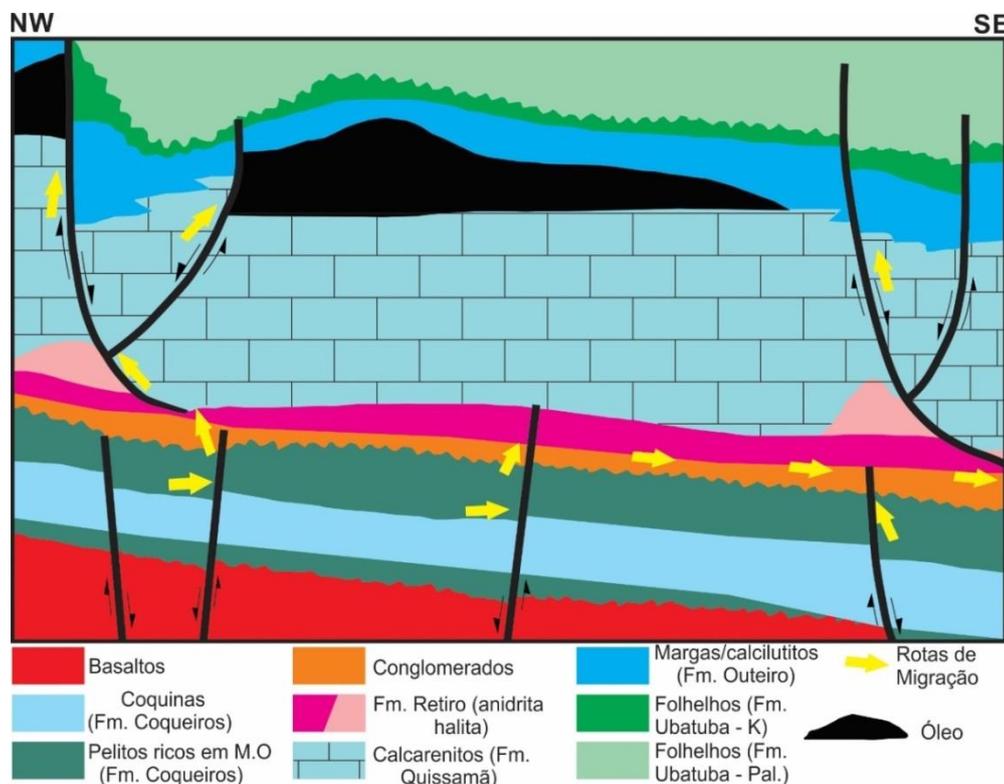


Figura 20: Representação esquemática de reservatórios carbonáticos da Formação Quissamã na porção sul de Campos, ilustrando os falhamentos lístricos (trapas) e rotas de migração para o óleo gerado na fase rifte. Fonte: Adaptado de Guardado et al. (1989).

3.2.6 Sistema Petrolífero Lagoa Feia (Coqueiros) – Namorado (!)

Relevantes nos campos de Albacora, Bagre, Cherne, Namorado e Viola (ANP, 2007; 2015b, c, d; 2016a), os arenitos turbidíticos da Formação Namorado hospedam cerca de 2019 MMBL de volume *in place* (BRUHN et al. 2003). Segundo Dias et al. (1990), os depósitos desta formação podem ser subdivididos em dois conjuntos principais. O primeiro consiste em turbiditos de ampla extensão, não – confinados, depositados ao longo do intervalo Albo-Cenomaniano em depressões batiais geradas pela tectônica salina. Segundo Dias et al. (1990),

estes litotipos mostram granulação média. Os lobos arenosos apresentam ampla continuidade lateral e espessuras amalgamadas de até 120 m, com porosidades que variam entre 2 e 32 % e permeabilidade oscilando desde valores inferior a 1 mD a até 1600 mD (BRUHN et al., 2003).

Já o segundo tipo de turbiditos, detalhado por Bruhn (1998) foi depositado no intervalo Cenomaniano – Turoniano, confinado a estreitas calhas batiais, formadas pela associação de falhamentos lístricos e erosões periódicas por correntes de alta densidade (CAINELLI & MOHRIAK, 1998; BRUHN, 1998). Exibem ampla variação em espessura (10 a 140 m) e granulometria (areia fina a seixos), este último fator sendo determinante no controle da porosidade e permeabilidade dos reservatórios, as quais se situam entre 15 – 34% e 100 – 900 mD, respectivamente.

Para ambos os tipos de depósitos, as rochas selantes correspondem às margas da Formação Imbetiba, calcilutitos da Formação Outeiro e folhelhos da Formação Ubatuba (GUARDADO et al., 1989; DIAS et al., 1990). A tectônica salina, representada por falhas lístricas, consiste no principal mecanismo de trapeamento observado para este sistema (GUARDADO et al., 1989; MILANI & ARAÚJO, 2003).

3.2.7 Sistema Petrolífero Lagoa Feia (Coqueiros) – Carapebus (!)

Os turbiditos da Formação Carapebus, que ocorrem desde o Santoniano até o Mioceno, correspondem aos principais reservatórios da Bacia de Campos. Segundo Bruhn (1998), Bruhn et al. (2001) e Bruhn et al. (2003), estes depósitos podem ser subdivididos em três intervalos cronológicos principais: (1) Cretáceo Superior (Santoniano – Maastrichtiano), (2) Eoceno e (3) Oligo-Mioceno.

Os turbiditos mais antigos deste sistema (K Superior) abrigam volumes de óleo pesado a leve *in place* superiores a 13000 MMBL, sendo os principais produtores em ao menos nove campos petrolíferos (BRUHN et al., 2003). Ocorrem associados a baixos locais oriundos da atividade halocinética, apresentando variação granulométrica de arenitos finos a conglomeráticos (DIAS et al., 1990; BRUHN, 1998). Segundo Bruhn (1998) e Bruhn et al. (2003), são classificados como turbiditos do tipo Lobos Confinados em Calhas Ricas em Areia e Cascalho, apresentando *net to gross* acima de 70%. As propriedades permo-porosas são controladas principalmente pela granulometria e seleção, variando entre 15 – 32 % para a porosidade e 100 a 1000 mD em termos de permeabilidade (BRUHN et al., 2003). Folhelhos da Formação Ubatuba são os principais selantes destes turbiditos, cujos mecanismos de

trapeamento dominantes correspondem a *pinch-out* estratigráfico e, secundariamente, influência de estruturas salinas (GUARDADO et al. 1989; 2000).

Depósitos turbidíticos eocênicos são produtores importantes em ao menos 26 campos da bacia, hospedando mais de 6234 MMBL de óleo *in place* (BRUHN et al., 2003). Mutti & Lucci (1975) subdividiram estes turbiditos em dois grupos principais: os mais antigos são representados por espessos arenitos que preenchem calhas pré e sin-deposicionais do talude, equivalentes aos Complexos de Canais Ricos em Areia e Cascalho de Bruhn (1998). Exibem ampla variação granulométrica (conglomerados a arenitos muito finos), que influencia diretamente na porosidade (21 a 32%) e permeabilidade (400 a 900 mD) destes depósitos.

O subsistema superior é formado por depósitos delgados e mais extensos, alojados em extensas depressões batiais formadas pela movimentação dos evaporitos (DIAS et al., 1990), descritos por Bruhn (1998) como Lobos Ricos em Areia. Segundo Bruhn et al. (2003), mostram uma maior homogeneidade granulométrica (arenitos finos a grossos), com porosidades entre 27 e 32 % e altas permeabilidades (1000 a 2500 mD).

Para ambos os subsistemas, folhelhos e argilitos da Formação Ubatuba são os principais selantes, com presença secundária de folhelhos intraformacionais, presentes sobretudo nos depósitos basais (BRUHN, 1993; 1998). As trapas atuantes são majoritariamente estratigráficas, representadas por *pinch outs* e truncamentos por superfícies erosivas (*canyons*) (GUARDADO et al, 1989; DIAS et al., 1990).

Os arenitos oligo-miocênicos abrigam grandes volumes de óleo *in place* (23.242 MMBL), constituindo os principais *plays* dos campos gigantes de Marlim, Marlim Sul, Marlim Leste e Albacora (BRUHN et al., 2003). Dias et al (1990) ressaltam que estes turbiditos formaram-se em períodos de queda eustática, classificando-os como *lowstand fan systems*. Os Complexos de Canais e Lobos Ricos em Areia definidos por Bruhn (1998) ocorrem também neste intervalo temporal, com características permoporosas análogas. Um terceiro tipo de turbiditos que compõe os reservatórios oligo-miocênicos é classificado por Bruhn (1998) como Lobos Ricos em Areia e Argila, depositados em depressões batiais de baixa inclinação. A baixa variação granulométrica confere a porosidade homogênea (27 – 32 %) e permeabilidade (1000 a 2500 mD) destes reservatórios.

Novamente, os principais selantes do sistema oligo-miocênico são os pelitos bacinais da Formação Ubatuba, com predomínio de controle estratigráfico (*pinch out* e calhas erosivas) no trapeamento local de hidrocarbonetos, associado secundariamente à influência salina (DIAS et al., 1990; CAINELLI & MOHRIAK, 1998).

A Figura 21, que representa os reservatórios turbidíticos da porção central do campo de Albacora, ilustra os distintos mecanismos dominantes no trapeamento de turbiditos cretácicos (Arenito Namorado) e paleógenos (depósitos oligo-miocênicos).

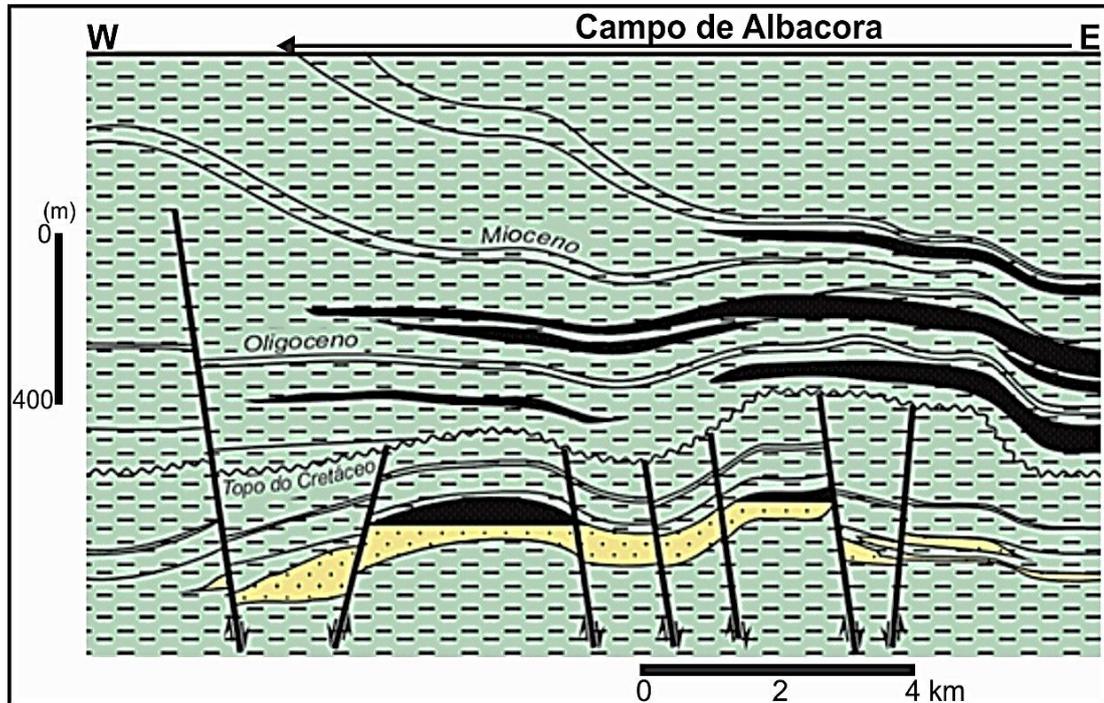


Figura 21: Reservatórios turbidíticos presentes no campo de Albacora. Observar trapas estruturais dominantes nos depósitos cretácicos (Formação Namorado), enquanto mecanismos estratigráficos, na forma de *pinch outs* deposicionais, predominam em meio aos arenitos oligo-miocênicos (Formação Carapheus). Fonte: Cândido & Corá (1990).

3.2.8 Sistema Petrolífero Lagoa Feia (Coqueiros) – Siri (!)

Os calcarenitos algálicos do Membro Siri (Formação Emborê), depositados ao longo do intervalo Oligoceno Superior – Mioceno Inferior, hospedam volumes sub-comerciais de óleo extrapesado, com qualidade entre 12 e 13°API (MILANI & ARAÚJO, 2003).

Em função de suas características, esse sistema petrolífero passou a ser explorado apenas na segunda metade da década de 2000, quando da aplicação de tecnologias mais modernas para extração de óleo extrapesado. Consiste em possível *play* para os campos de Papa – Terra, Maromba e adjacências de Badejo (ANP, 2015b; 2017). Os folhelhos da Formação Ubatuba correspondem aos selantes destes reservatórios, trapeados principalmente por mecanismos estratigráficos, na forma de calhas erosivas e variação faciológica lateral (ANP, 2015).

A Figura 22, modificada de Guardado et al. (2000), consiste numa Carta de Eventos aplicável aos sistemas petrolíferos da seção pós-sal na Bacia de Campos, com base nas informações apresentadas anteriormente.

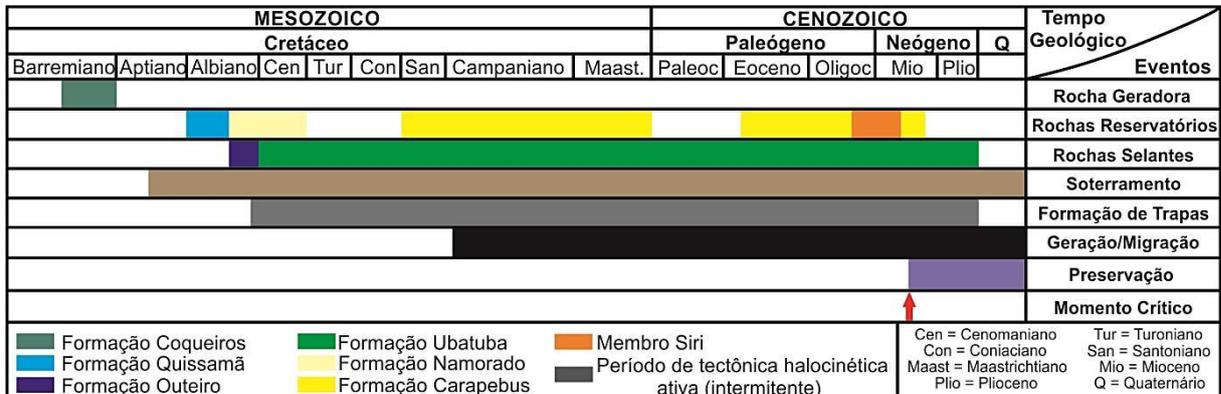


Figura 22: Carta de Eventos para os sistemas petrolíferos da seção pós-sal da Bacia de Campos. Fonte: Modificado de Guardado et al. (2000).

3.3 PRINCIPAIS MODELOS DE MATURAÇÃO E GERAÇÃO PARA A BACIA DE CAMPOS

Pereira et al. (1984), por meio do Método de Lopatin, apresentam o primeiro modelo 1D para geração de hidrocarbonetos na Bacia de Campos. Os resultados obtidos apontam que os sedimentos equivalentes aos andares locais Jiquiá e Buracica estariam, na maior parte da bacia, situados dentro da janela de geração de óleo (R_0 entre 0.6 e 1.0) e gás (R_0 entre 1.0 e 1.35), cujo limite superior seria coincidente ao topo do andar Jiquiá, independentemente de sua profundidade. Os mesmos autores atribuem o início do processo de geração ao Eoceno, perdurando até o Recente.

Mohriak et al. (1990) utilizaram uma variação do Método de Lopatin, inserida em meio ao modelo geodinâmico de McKenzie (1978) e com diferentes cenários geotérmicos, para avaliar a maturação e geração de hidrocarbonetos. A maior disponibilidade e precisão dos dados utilizados, associadas a uma técnica de modelagem aprimorada, possibilitaram posicionar o início do processo de geração entre o Albiano e Cenomaniano, com pico situado durante o Mioceno, ocorrendo ainda atualmente. Estes limites temporais são muito similares aos obtidos pelos métodos de modelagem modernos (JAHNERT et al., 1998; GONZAGA, 2005), sendo adotados neste trabalho. Segundo Mohriak et al. (1990), o topo da janela de geração de óleo situa-se entre 4000 e 4100 m, com sedimentos sobrepostos a este intervalo apresentando-se majoritariamente imaturos. A Figura 23 traz um perfil de maturação representativo para a Bacia de Campos (23A), segundo Pereira et al. (1984), e um diagrama

representativo da história de subsidência e maturação para o poço RJS-117 (23 B), retirado de Mohriak et al. (1990).

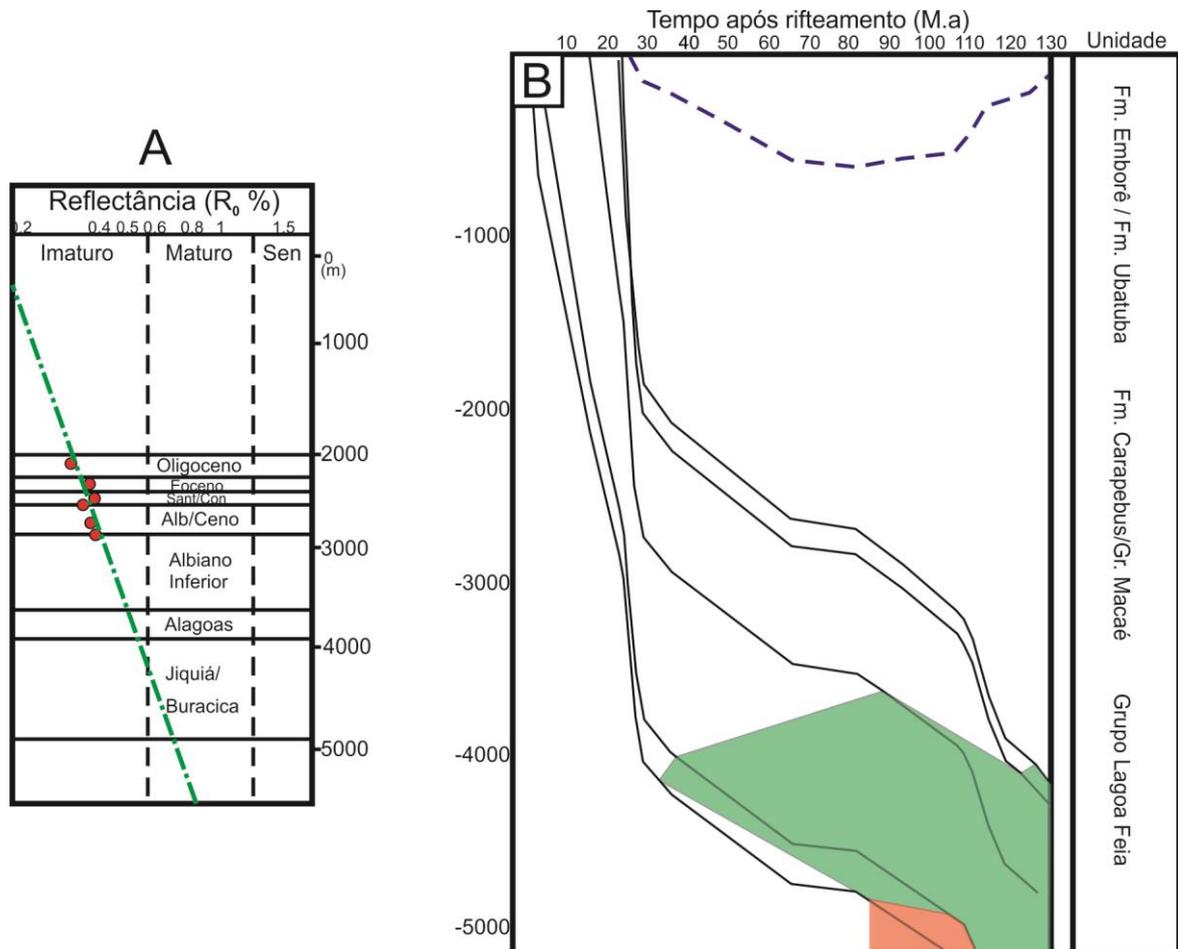


Figura 23(A): Perfil de maturação para o poço RJS 0076, evidenciando a entrada na janela de óleo a cerca de 4000 m. (B): Diagrama de subsidência ao longo do tempo, confeccionado para o poço RJS 0117. Em verde, está expressa a zona madura; em vermelho, zona senil; linha azul representa batimetria à época. Fonte: (A) Pereira et al. (1984); (B) adaptado de Mohriak et al. (1990).

Jahnert et al. (1998), enfocando as rochas geradoras da região dos campos de Marlim e Marlim Leste, apresentam resultados semelhantes a Mohriak et al. (1990), estabelecendo profundidade mínima de 4000 m para o topo da janela de óleo em meio aos principais depocentros da Bacia de Campos. Resultados similares são apresentados por Gonzaga (2005) a partir de modelagem 1D detalhada da história térmica e subsidência da Bacia de Campos.

Este autor aponta novamente o início da geração de hidrocarbonetos ao final do Albiano, com pico ocorrido ao longo do Mioceno Inferior, coincidente à principal fase de expulsão de óleo e gás das rochas geradoras.

Gonzaga (2005) apresenta perfis simulados para dados de reflectância de vitrinita em função do soterramento (profundidade), referentes ao Andar Jiquiá, de três poços situados em batimetrias distintas ao longo da Bacia de Campos (Figura 24A). Tais dados indicam que o

início da janela de geração de óleo ($R_0 = 0.6$) estaria situado entre profundidades de 3500 e 4100 m, com auge do processo ($R_0 = 0.8$) presente sempre acima de 4700 m (Figura 24 B).

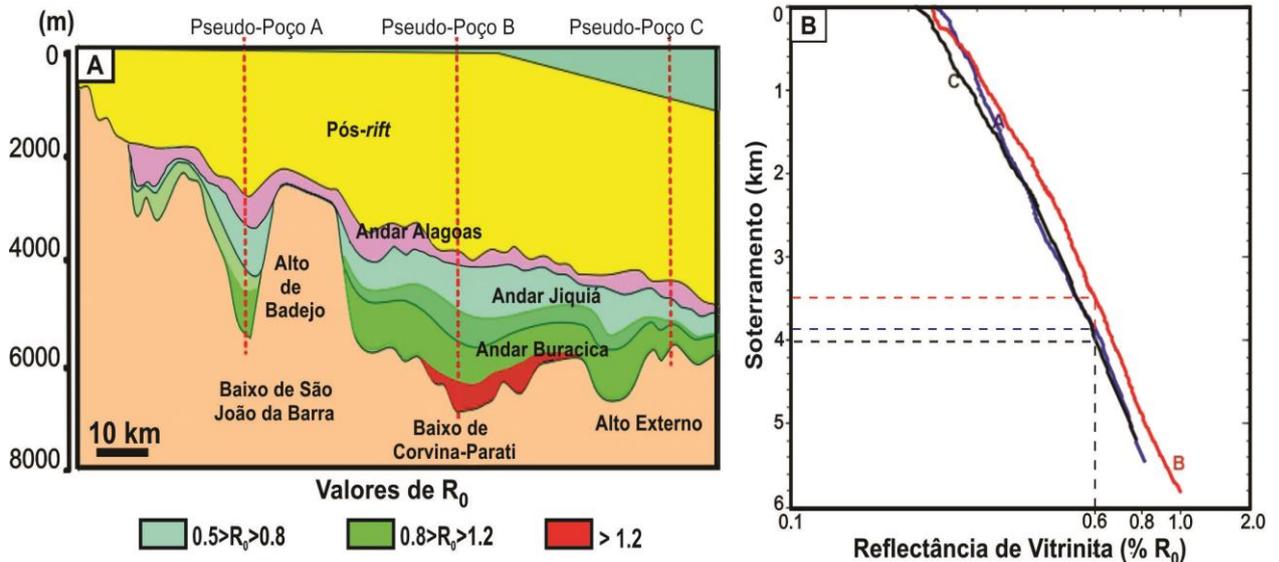


Figura 24(A): Seção Geológica regional na Bacia de Campos ilustrando a distribuição dos perfis de maturação, em profundidade. 24(B): Diagrama de Reflectância de Vitrinita x Soterramento para os três poços expressos na seção. Fonte: Gonzaga (2005).

Com relação à evolução térmica desta mesma unidade, os perfis obtidos pelo autor apontam rápida elevação de temperatura durante a fase *rift* (entre 125 M.a. e 110 M.a.), seguida por desaceleração e consequente estabilização dos valores. A partir do Paleógeno, inicia-se novo aumento constante de temperaturas, relacionado à instalação do regime progradante na bacia e aumento nas taxas de sedimentação (Figura 25 A). Neste cenário, Gonzaga (2005) ressalta que apenas a porção inferior do Andar Jiquiá teria ultrapassado 100 °C em todos os poços, enquanto as temperaturas atingidas no topo deste estrato seriam mais variáveis, situando-se entre 125 °C e 80 °C.

O autor apresenta ainda um gráfico de correlação Temperatura x Reflectância de vitrinita, que permite estabelecer, em detalhe, a evolução térmica quantitativa equivalente para o início da janela de geração ($R_0 = 0.6$) e auge do processo ($R_0 = 0.8$). No caso do primeiro, foram constatadas temperaturas entre 95 °C e 105 °C, ao passo que o pico de geração seria atingido para valores entre 120 °C e 128 °C, considerando-se os três poços analisados (Figura 25 B).

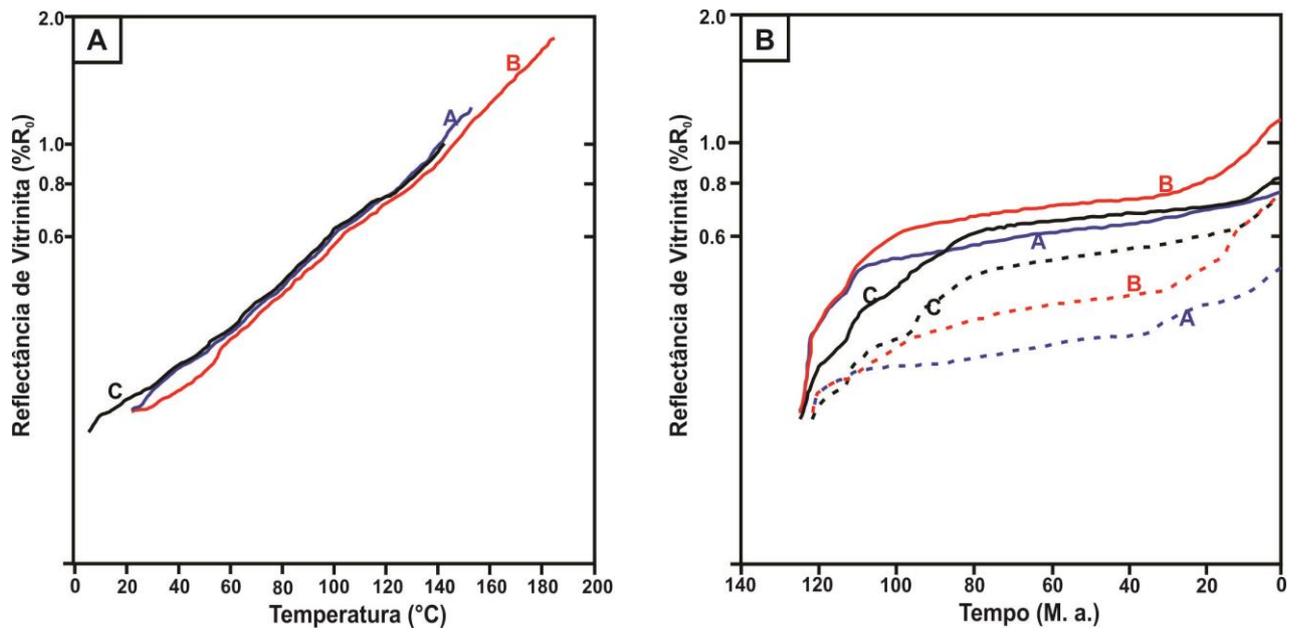


Figura 25(A): Perfil simulado de correlação entre Temperatura x Reflectância de Vitrinite para três poços analisados, referente ao topo do Andar Jiquiá; (B): Perfil simulado para variação de R₀ em função do tempo, para o topo (pontilhado) e base (linha cheia) do Andar Jiquiá. Fonte: Gonzaga (2005).

4. MATERIAIS

Os dados utilizados para o desenvolvimento do presente trabalho foram disponibilizados pela Agência Nacional do Petróleo (ANP), a partir do acervo do Banco de Dados de Exploração e Produção (BDEP). A liberação desse material ocorre no âmbito da política de gratuidade de dados para pesquisas em universidades.

O conjunto de informações desta pesquisa é composto por 50 linhas sísmicas 2D em formato .sgy, que totalizam 876 km lineares de dados sísmicos, além de 45 poços verticais, representados por curvas de perfis geofísicos, pastas de poço e perfis compostos, cujas características seguem detalhadas a seguir.

- *Curvas de perfis geofísicos*: correspondem a arquivos digitais em formato .las, os quais contêm informações referentes à localização, profundidade inicial e final da perfuração, assim como os valores de quatro perfis geofísicos: Raio Gama (GR), Sônico (DT), Resistividade (ILD) e Densidade (RHOB), expressos em intervalos de 0,15 m (ou 0,5 ft);

- *Pastas de Poço*: apresentam-se em formato .pdf, tendo sido elaboradas na época de perfuração do poço considerado. Contêm uma ampla gama de informações, incluindo a descrição de amostras de calha, intervalos testemunhados, colunas geológicas previstas e constatadas, descrições petrográficas, histórico de perfuração e operações, análises geoquímicas e reflectométricas, relatórios de completação e intervenção, tabelas de *checkshot*, dentre outros. No presente trabalho, o material correspondente à avaliação geoquímica é de especial importância, constituindo a base quantitativa para caracterização da rocha geradora;

- *Perfis Compostos*: arquivos em formato .pdf que equivalem a representações gráficas dos poços. Expressam os litotipos interpretados, topo das unidades estratigráficas regionais, posição das amostras laterais e testemunhos descritos para o poço, bem como indícios de hidrocarbonetos e valores de *checkshot* pontuais. Em alguns casos, são apresentados também limites cronoestratigráficos, balizados por dados de natureza bioestratigráfica.

A distribuição espacial dos dados utilizados ao longo dos campos petrolíferos segue expressa na Figura 26.

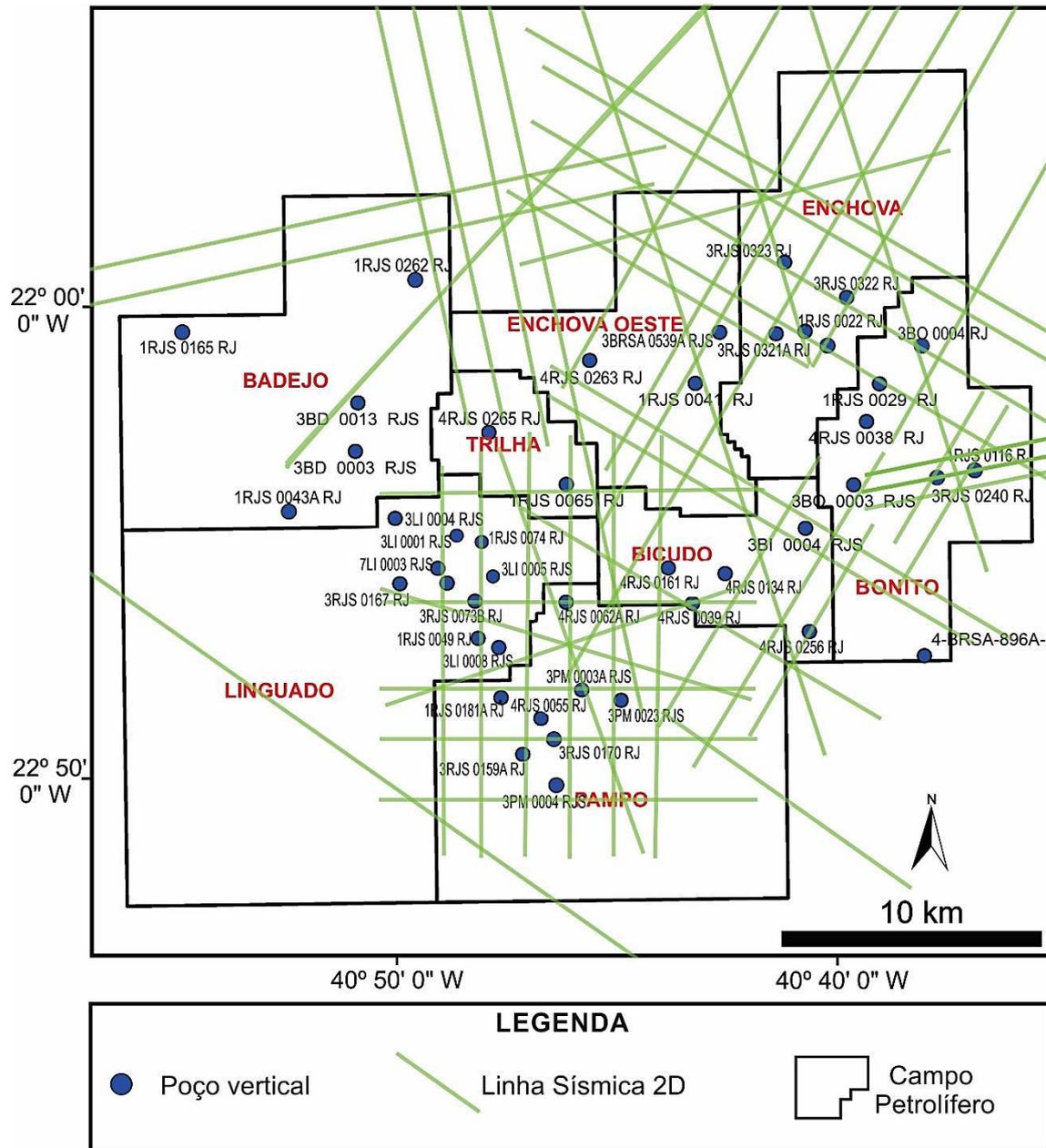


Figura 26: Distribuição dos poços verticais e linhas sísmicas utilizados no estudo.

A seguir, a Tabela 4 apresenta a localização, categoria, classificação e lâmina d'água associada a cada poço, ao passo que a Tabela 5 exhibe os arquivos digitais e curvas geofísicas disponíveis.

Tabela 4: Localização e informações técnicas dos poços utilizados.

POÇO	Coordenadas UTM		Prof. Máx. (m)	Categoria	Classificação
	X	Y			
1RJS_0022_RJ	327815	7491209	3578	Pioneiro	Descobridor de campo com óleo
1RJS_0029_RJ	330529	7489271	2924	Pioneiro	Produtor subcomercial de óleo
1RJS_0041_RJ	323380	7489287	3539	Pioneiro	Produtor subcomercial de gás
1RJS_0043A_RJ	307781	7484189	3504	Pioneiro	Seco sem indícios
1RJS_0049_RJ	314949	7479306	3187	Pioneiro	Descobridor de campo com óleo
1RJS_0065_RJ	318368	7485334	3446	Pioneiro	Produtor subcomercial de óleo
1RJS_0074_RJ	315108	7482998	3186	Pioneiro	Produtor subcomercial de óleo
1RJS_0116_RJ	333502	7485631	3986	Pioneiro	Descobridor de campo com óleo
1RJS_0165_RJ	303689	7491044	2719	Pioneiro	Seco sem indícios
1RJS_0181A_RJ	315838	7476984	3232	Pioneiro	Abandonado por acidente
1RJS_0262_RJ	312612	7493023	3176	Pioneiro	Produtor subcomercial de óleo
3BD_0003_RJS	310185	7486622	3146	Extensão	Produtor subcomercial de óleo
3BD_0013_RJS	310280	7488525	3144	Extensão	Produtor subcomercial de óleo
3BI_0004_RJS	327650	7483613	2514	Extensão	Extensão produtor de óleo
3BO_0003_RJS	329521	7485313	2742	Extensão	Extensão produtor de óleo e gás
3BO_0004_RJS	331993	7490591	2894	Extensão	Produtor subcomercial de óleo
3BRSA_539A_RJS	324501	7491176	2226	Extensão	Extensão produtor de óleo e gás
3EN_0030_RJS	328684	7490644	2565	Extensão	Extensão produtor de óleo
3LI_0001_RJS	313991	7483081	3141	Extensão	Extensão produtor de óleo
3LI_0004_RJS	311729	7483999	3092	Extensão	Extensão produtor de óleo
3LI_0005_RJS	315600	7481657	3256	Extensão	Extensão produtor de óleo
3LI_0008_RJS	315749	7478947	3058	Extensão	Indefinido
3PM_0003A_RJ	318971	7477292	2993	Extensão	Extensão produtor de óleo
3PM_0004_RJS	318040	7473709	2992	Extensão	Extensão produtor de óleo
3PM_0023A	320500	7476880	3168	Extensão	Extensão produtor de óleo
3RJS_0073B_RJ	314826	7480762	3190	Extensão	Extensão produtor de óleo
3RJS_0159A_RJ	316684	7474769	3052	Extensão	Extensão produtor de óleo
3RJS_0167_RJ	311909	7481446	3139	Extensão	Extensão produtor de óleo
3RJS_0170A_RJ	317935	7475483	2997	Extensão	Extensão produtor de óleo
3RJS_0240_RJ	332543	7485532	2687	Extensão	Produtor subcomercial de óleo e gás
3RJS_0321A_RJ	326689	7491119	2474	Extensão	Seco sem indícios
4BRSA_896A_RJS	332452	7478513	2793	Pioneiro adjacente	Seco sem indícios
4RJS_0038_RJ	330019	7487790	2844	Pioneiro adjacente	Descobridor de campo com óleo
4RJS_0039A_RJ	323266	7480671	2600	Pioneiro adjacente	Produtor subcomercial de óleo e gás
4RJS_0055_RJ	317386	7476176	3079	Pioneiro adjacente	Descobridor de jazida
4RJS_0062A_RJ	318361	7480720	3198	Pioneiro adjacente	Seco sem indícios
4RJS_0134_RJ	324546	7481853	3593	Pioneiro adjacente	Descobridor de nova jazida
4RJS_0161_RJ	322328	7482060	2346	Pioneiro adjacente	Extensão produtor de óleo
4RJS_0256_RJ	327806	7479570	2714	Pioneiro adjacente	Produtor subcomercial de óleo
4RJS_0263_RJ	319274	7490183	2350	Pioneiro adjacente	Seco sem indícios
4RJS_0265A_RJ	315360	7487367	3429	Pioneiro adjacente	Extensão produtor de óleo
4RJS_0322_RJ	329435	7492537	2565	Pioneiro adjacente	Descobridor de nova jazida
4RJS_0323_RJ	326848	7494045	2602	Pioneiro adjacente	Seco sem indícios
7LI_0003_RJS	313377	7482048	3061	Produção	Produtor comercial de óleo
7LI_0010_RJS	313743	7481469	2937	Produção	Produtor comercial de óleo

Tabela 5: Arquivos Digitais e Perfis Geofísicos disponíveis para cada poço analisado

POÇO	Dados			Perfis Geofísicos			
	Pasta de poço	Perfil Composto	Perfil Geoquímico	GR	DT	ILD	RHOB
1RJS_0022_RJ		X		X	X	X	X
1RJS_0029_RJ	X	X		X	X	X	X
1RJS_0041_RJ	X		X	X	X	X	X
1RJS_0043A_RJ	X			X	X		X
1RJS_0049_RJ			X	X	X	X	X
1RJS_0065_RJ	X		X	X	X	X	X
1RJS_0074_RJ	X		X	X	X	X	X
1RJS_0116_RJ		X		X	X	X	X
1RJS_0165_RJ	X		X	X	X	X	X
1RJS_0181A_RJ		X		X	X	X	X
1RJS_0262_RJ	X			X		X	X
3BD_0003_RJS	X		X	X	X	X	X
3BD_0013_RJS	X		X	X	X	X	X
3BI_0004_RJS	X			X	X	X	X
3BO_0003_RJS	X	X		X	X	X	X
3BO_0004_RJS	X	X		X	X	X	X
3BRSA_539A_RJS		X		X	X		X
3EN_0030_RJS		X		X	X	X	X
3LI_0001_RJS	X			X		X	X
3LI_0004_RJS	X			X		X	X
3LI_0005_RJS	X	X	X	X	X	X	X
3LI_0008_RJS	X	X		X	X	X	X
3PM_0003A_RJ	X			X	X	X	X
3PM_0004_RJS		X		X	X	X	X
3PM_0023A		X		X	X	X	X
3RJS_0073B_RJ			X	X	X	X	X
3RJS_0159A_RJ		X		X	X	X	X
3RJS_0167_RJ	X		X	X		X	X
3RJS_0170A_RJ		X		X	X	X	X
3RJS_0240_RJ				X	X		X
3RJS_0321A_RJ		X		X	X	X	X
4BRSA_896A_RJS		X		X			X
4RJS_0038_RJ				X	X	X	X
4RJS_0039A_RJ	X	X		X	X	X	X
4RJS_0055_RJ	X		X	X	X	X	X
4RJS_0062A_RJ	X		X	X	X	X	X
4RJS_0134_RJ	X		X	X	X	X	X
4RJS_0161_RJ	X	X		X	X	X	X
4RJS_0256_RJ	X	X		X	X	X	X
4RJS_0263_RJ	X	X		X	X	X	
4RJS_0265A_RJ	X	X	X	X	X	X	X
4RJS_0322_RJ		X		X	X	X	X
4RJS_0323_RJ				X	X	X	X
7LI_0003_RJS		X		X	X	X	X
7LI_0010_RJS	X	X		X	X	X	X

É importante ressaltar que, em vários poços, os perfis geofísicos abrangem apenas parte da profundidade total perfurada. Geralmente, as quatro curvas em formato .las estão disponíveis de maneira conjunta nos intervalos de interesse (reservatórios principais) constatados em cada poço.

O Perfil Geoquímico levantado neste estudo consiste em informações analíticas obtidas para o intervalo considerado gerador da Bacia de Campos, que corresponde aos pelitos da Formação Coqueiros. Inclui os valores de reflectância de vitrinite (R_0), teor de carbono orgânico total (COT), Hidrocarbonetos Liberados (S_2), Índice de Hidrogênio (IH) e Temperatura Máxima ($T_{m\acute{a}x}$). Constatou-se que o intervalo de amostragem para estes parâmetros varia dentro de um mesmo poço e também entre poços diferentes, em função da espessura e nível de detalhamento da camada de interesse.

5. MÉTODOS

A análise qualitativa do sistema petrolífero inclui a identificação e descrição dos principais níveis reservatórios e rochas geradoras presentes na área estudada, bem como sua distribuição espacial e vertical. Para a caracterização quantitativa destes parâmetros, são realizadas análises petrofísicas visando à avaliação da qualidade dos reservatórios, bem como cálculos do potencial de geração de hidrocarbonetos apresentado pelos níveis geradores, balizados em informações analíticas coletadas nas pastas de poço e espessuras delimitadas nos dados geofísicos e sísmicos. Estas etapas, expressas na Figura 27, seguem descritas de maneira detalhada a seguir.

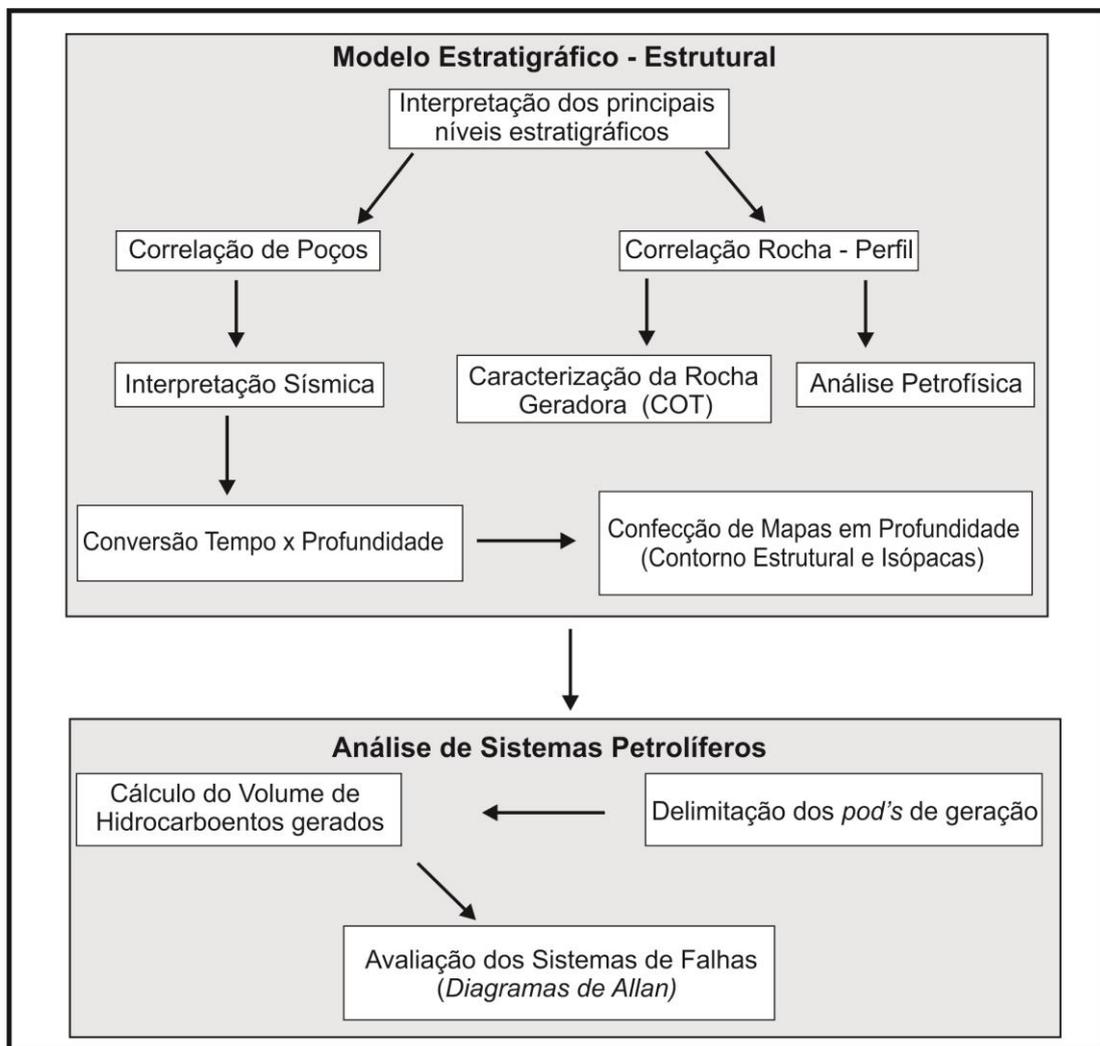


Figura 27: Fluxograma de trabalho para o presente estudo.

5.1 MODELO ESTRATIGRÁFICO-ESTRUTURAL

5.1.1 Análise Estratigráfica

Esta etapa inicia-se pela identificação dos principais níveis estratigráficos presentes na área estudada, baseada na avaliação integrada dos perfis geofísicos utilizados neste trabalho (Raios Gamma, Sônico, Resistividade e Densidade). A seguir, apresenta-se breve descrição conceitual de cada uma destas curvas, com base nos trabalhos de Bassiouni (1994), Rider (2002) e Evenick (2008).

- *Raio Gama (GR)*: Mede a intensidade da radiação natural, em °API, emitida ao longo do intervalo rochoso avaliado. Estas irradiações ocorrem em função da presença de elementos instáveis, principalmente ^{40}K , ^{242}Th e ^{238}U , abundantes em litotipos argilosos. Por apresentar boa resolução vertical e emprego global, o perfil de raio gama é amplamente utilizado para correlações estratigráficas, identificação litológica e cálculo de argilosidade em unidades siliciclásticas.

- *Sônico (DT)*: Registra a velocidade de trânsito de ondas mecânicas através do pacote litológico considerado, expressa em microssegundos por pé (us/pé). Este perfil é utilizado para inferências acerca de porosidade e compactação dos litotipos. Anomalias marcadas por altos valores de DT (baixas velocidades) em intervalos porosos podem ser indicativas da presença de gás natural.

- *Resistividade (ILD)*: Quantifica a resistência do material analisado à passagem de corrente elétrica induzida pela ferramenta, registrando-a em Ohm.m (Ωm). O principal uso deste perfil corresponde à identificação da presença e tipo de fluido presente em unidades porosas, bem como de certos litotipos, a exemplo de depósitos evaporíticos. O perfil de ILD é também utilizado para determinação da saturação de água (S_w) em reservatórios e, quando empregado em conjunto ao perfil sônico, permite realizar avaliações qualitativas relacionadas à rocha geradora.

- *Densidade (RHOB)*: Corresponde a uma função das densidades dos minerais que compõem as rochas avaliadas (matriz) e dos fluidos contidos nos poros. A curva de densidade é expressa em g/cm^3 , sendo empregada no cálculo da porosidade total (PHID) dos intervalos rochosos de interesse e na identificação de litotipos e fluidos alojados nos poros, quando analisada em conjunto aos perfis GR e ILD. O perfil de RHOB é também utilizado, em conjunto aos dados sônicos, no cálculo dos sismogramas sintéticos, os quais são empregados na calibração sísmica-poço.

Com base nas propriedades avaliadas pelos perfis e padrões geométricos das curvas em cada poço, foi possível atribuir assinaturas características para os intervalos equivalentes às principais unidades estratigráficas presentes na área. A caracterização destes níveis leva em consideração as médias visuais das curvas analisadas, desprezando valores anômalos sem significado geológico associado (geralmente oriundos de falhas nas ferramentas), ou de ocorrência restrita e pouco representativa para a unidade considerada. Informações de cunho lito, bio e cronoestratigráfico presente nas pastas de poço e perfis compostos foram integradas às análises dos perfis geofísicos, de modo a garantir a correta delimitação das unidades em questão.

A discordância relativa ao Oligoceno Superior, expressa nas seções, foi inicialmente delimitada com base em dados crono e bioestratigráficos das pastas e perfis compostos, sendo posteriormente detalhada por meio da interpretação sísmica. Estes dados foram essenciais também na determinação dos níveis reservatório potenciais e produtores.

Em função da influência das rochas de sobrecarga na maturação da matéria orgânica e, conseqüentemente, no desenvolvimento dos sistemas petrolíferos locais, optou-se por detalhar amplo intervalo cronoestratigráfico em todos os poços. Dessa maneira, foram caracterizadas as unidades que compreendem desde o Mioceno Médio (Membro Siri/Formação Emborê) até o topo do embasamento econômico regional, equivalente aos basaltos hauterivianos da Formação Cabiúnas. A Figura 28 ilustra as unidades estratigráficas delimitadas para cada poço, neste estudo.

Embora os registros geofísicos dos poços tenham início geralmente a profundidades entre 300 e 500 m, o baixo grau de compactação e litificação destas rochas, aliado à predominância de um litossoma principal (Formação Ubatuba), permite assumir uma homogeneidade litológica no intervalo Holoceno – Mioceno Superior, caracterizada por depósitos pelíticos.

O intervalo que inclui as rochas geradoras da Bacia de Campos, representado pela Formação Coqueiros, foi subdividido em dois níveis principais, denominados de Coquina Inferior e Coquina Superior. Tal critério foi estabelecido com base no trabalho de Baumgarten (1985), o qual identificou nove marcos eletrorradioativos em meio ao pacote rochoso equivalente à Sequência Continental de Dias et al. (1990), nos poços situados no *trend* Badejo – Pampo – Linguado.

Estes limites consistem em quebras associadas dos perfis de raio gama densidade e velocidade (DT), sendo o primeiro e último padrões os mais visíveis na região estudada. Estes

limites foram empregados já na década de oitenta com a finalidade principal de subdividir a Formação Coqueiros em cinco zonas, das quais três equivalem a níveis reservatório.

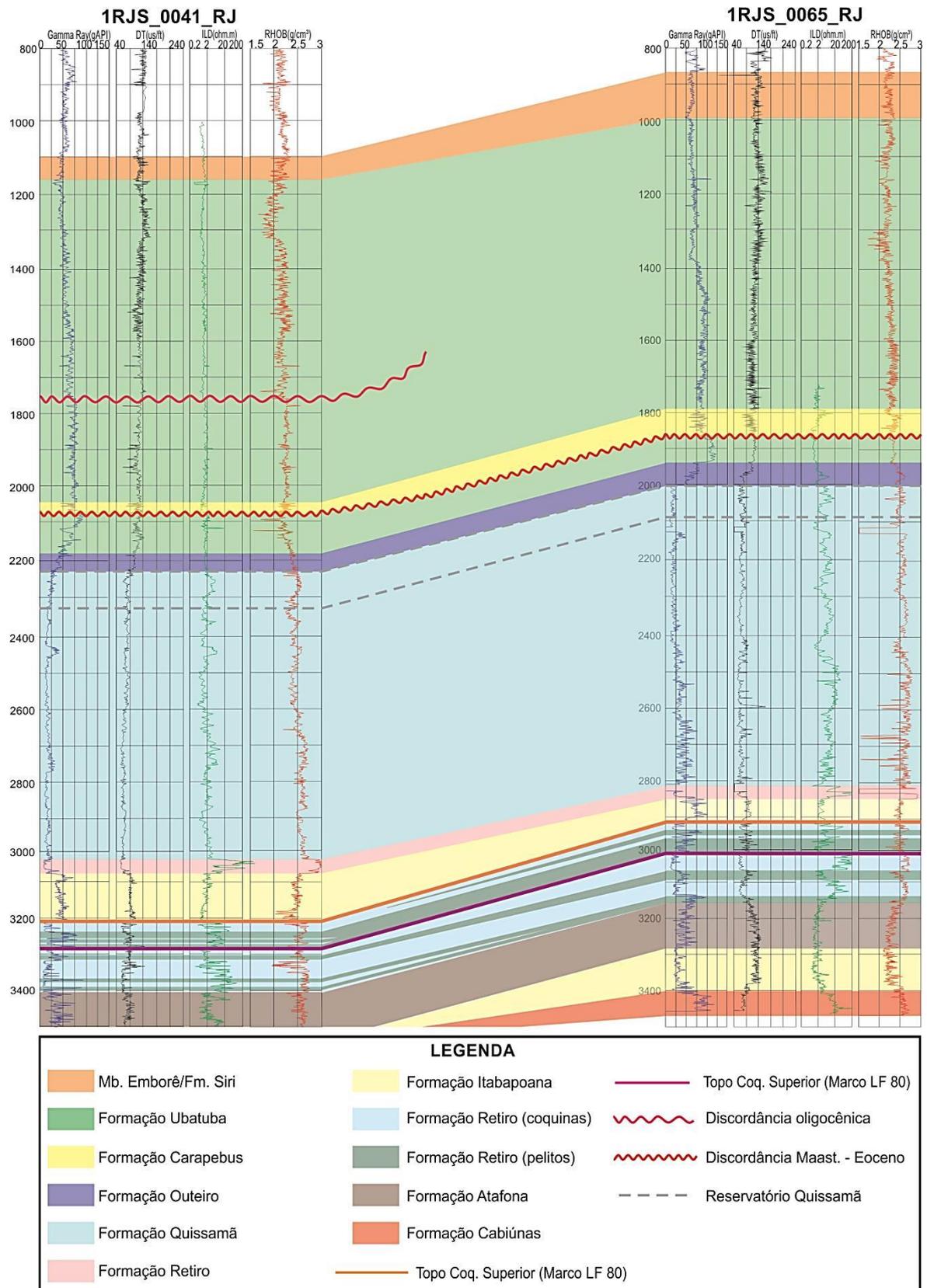
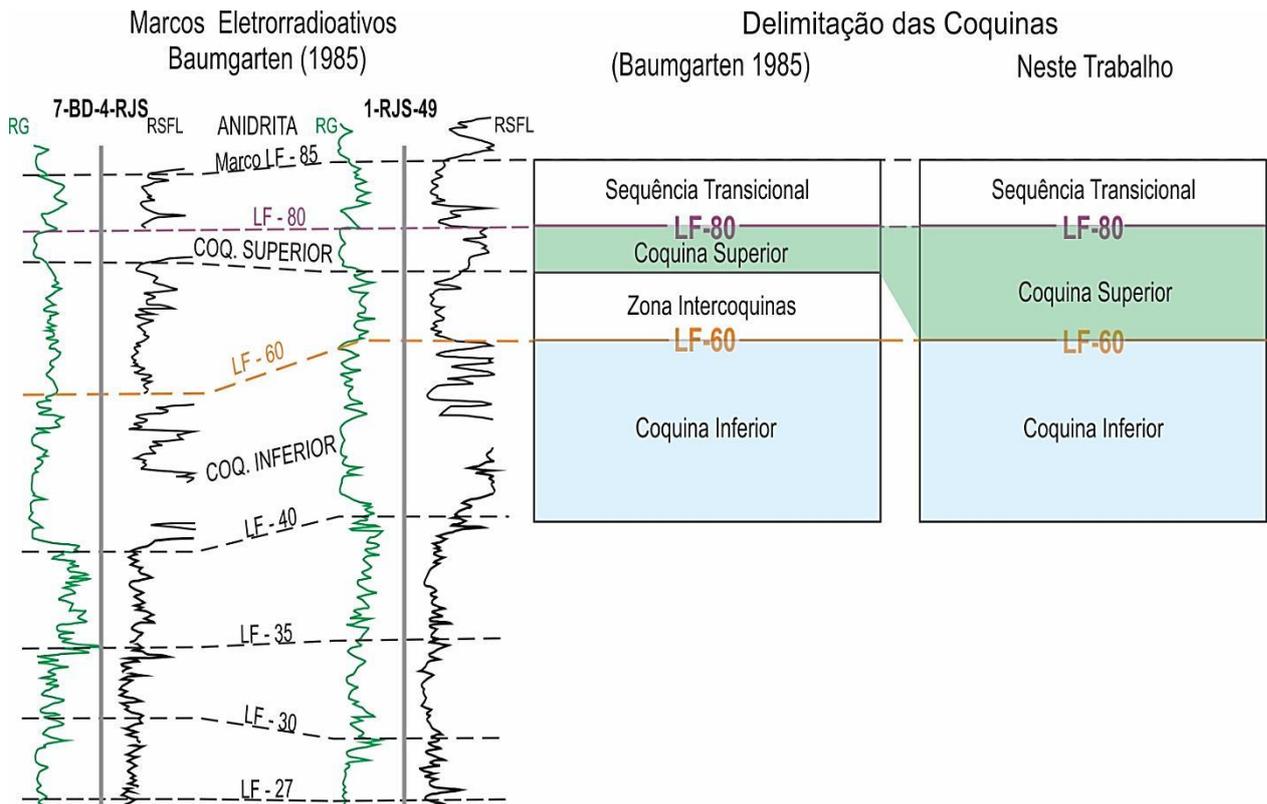


Figura 28: Níveis estratigráficos identificados e correlacionados neste estudo

Neste estudo, o topo da Coquina Superior/base da Sequência Transicional e o topo da Coquina Inferior foram identificados em meio à Formação Coqueiros. Os limites destes níveis equivalem, respectivamente, aos marcos eletrorradiativos LF – 80 e LF – 60 apresentados por Baumgarten (1985). A equivalência entre os intervalos estabelecidos neste trabalho com os previamente apresentados por Baumgarten (1985) segue expressa na Figura 29.



Conforme ilustrado, o pacote da Coquina Superior delimitado neste trabalho inclui não só o nível reservatório mais jovem da Formação Coqueiros, como também a camada denominada por Baumgarten (1985) como “Intervalo Intercoquinas”, composto majoritariamente por litotipos pelíticos, exemplificados por margas e folhelhos. Já a Coquina Inferior compreende os principais reservatórios carbonáticos da unidade, tratados de maneira conjunta no presente estudo.

A idade dos sedimentos (intercoquinas) é barremiana, sendo assim correspondentes às potenciais camadas geradoras na porção sudoeste da Bacia de Campos. Portanto, a Coquina Superior consiste no nível gerador de interesse para este estudo, uma vez que abriga os depósitos pelíticos mais espessos da Formação Coqueiros e, conforme analisado em pastas de poço, as maiores médias de COT e S₂ ao longo de toda a unidade. O predomínio de níveis

geradores na porção intermediária a superior deste intervalo já havia sido apontado nos trabalhos de Mohriak et al. (1990) e Mello et al. (1994).

Com o intuito de visualizar a continuidade e variação lateral das unidades delimitadas, seis seções estruturais foram elaboradas (Figura 30), sendo quatro de caráter *dip* e duas em posição *strike*, compreendendo 28 dos 45 poços analisados.

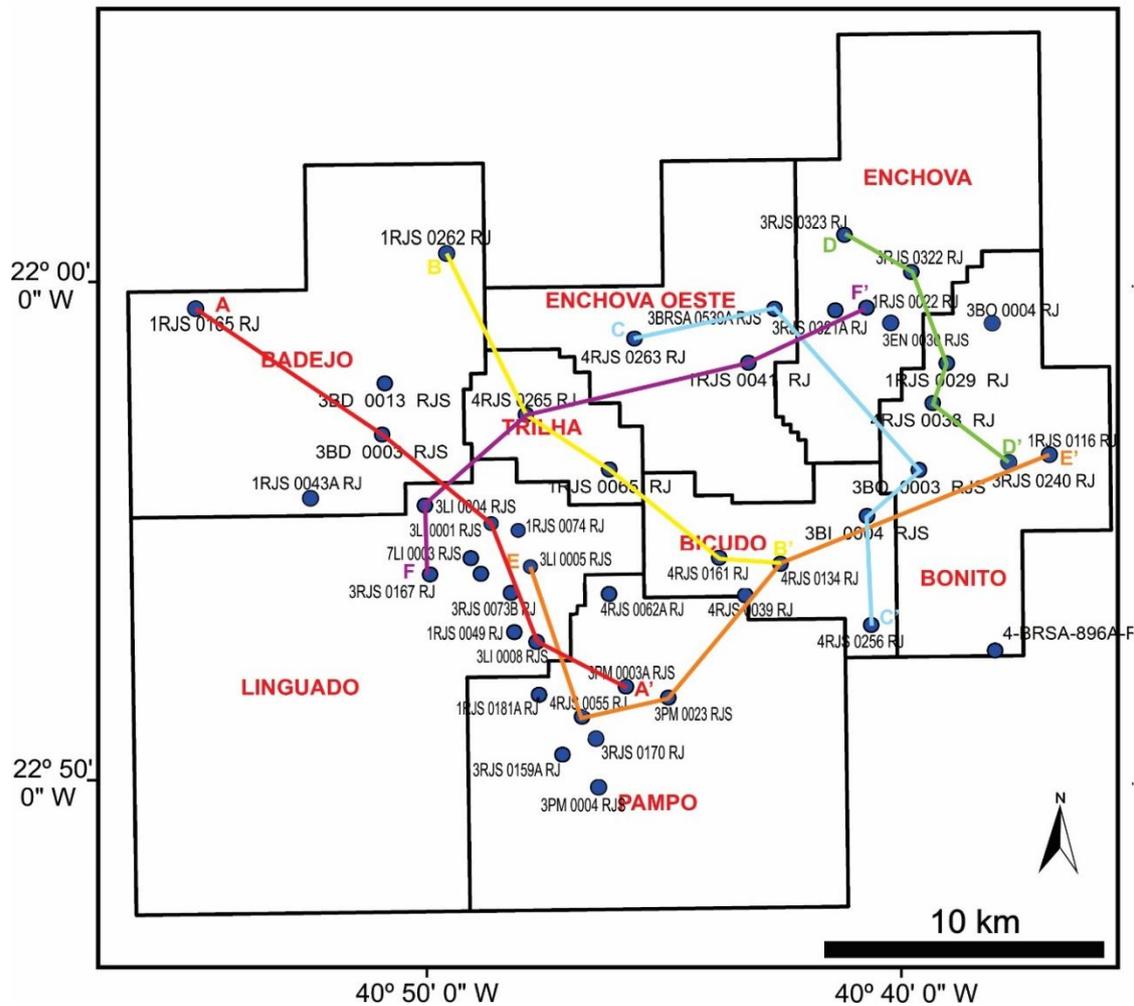


Figura 30: Localização das seis seções estruturais confeccionadas.

5.1.2 Correlação Rocha Perfil

O considerável custo envolvido na amostragem direta de alta qualidade das rochas em áreas *offshore*, por meio de intervalos testemunhados, torna escassa esse tipo de informação. No entanto, dados indiretos, exemplificados pelos perfis geofísicos, são geralmente abundantes.

Para contornar a limitação imposta pela baixa disponibilidade de informações diretas, diversos autores têm optado pela utilização da correlação rocha-perfil (BUSCHEB, 1988; ABRAHÃO, 1989; BUSCHEB & EVANS, 1992; CASTRO, 1998). Segundo Blauth (1993),

esta ferramenta visa estabelecer relações entre as características descritas num intervalo rochoso testemunhado (litologia, variação faciológica e granulométrica, presença de fluidos) e os valores associados nos perfis geofísicos equivalentes ao mesmo pacote. Dessa maneira, os padrões obtidos podem ser aplicados aos intervalos não testemunhados.

Neste trabalho, os dados de intervalos amostrados foram analisados em conjunto às respectivas assinaturas dos perfis elétricos dos principais reservatórios identificados: Formação Coqueiros, Formação Quissamã e arenitos da Formação Carapebus.

A correta delimitação da espessura e distribuição areal da rocha-geradora é parte fundamental do processo de caracterização dos sistemas petrolíferos locais. Assim, a diversidade faciológica constatada para a Formação Coqueiros, com intercalações de espessura, frequência e continuidade variáveis entre níveis pelíticos e coquiníferos (DIAS et al., 1988; MELLO et al., 1988; TRINDADE et al., 1995), torna necessária a diferenciação entre estes litotipos. Tal procedimento otimiza tanto o cálculo da porosidade dos reservatórios, representados pelas coquinas, quanto da espessura e avaliação das propriedades geoquímicas relativas às potenciais camadas geradoras, equivalentes às camadas pelíticas.

A metodologia empregada em relação à Formação Coqueiros corresponde ao Tipo I de correlação rocha-perfil de Sarzensky e Toledo (1990 apud BLAUTH, 1993), que permite a extrapolação das características litológicas (litofácies) a partir das respectivas respostas nos perfis geofísicos (eletrofácies).

Para tanto, foram analisadas as pastas de poço e perfis compostos dos poços que apresentam intervalos testemunhados referentes à Formação Coqueiros. As características litológicas e faciológicas (composição mineral, granulação, estruturas, cimentação, preenchimento, indícios de óleo e matéria orgânica) foram observadas, levando à individualização de duas eletrofácies principais: pelitos e coquinas. Procedeu-se então à associação entre as litofácies definidas e as respostas exibidas nos perfis elétricos. Após a análise comparativa, foi possível definir parâmetros quantitativos que permitam extrapolar as fácies caracterizadas, nos intervalos testemunhados da Formação Coqueiros, para os demais poços, com base nas informações do perfil geofísico de raio gama. A Figura 31 apresenta as eletrofácies individualizadas e os parâmetros utilizados.

5.1.3 Avaliação das Rochas Geradoras

Nesta etapa, foi confeccionado o mapa de carbono orgânico total (COT) referente ao intervalo equivalente à Coquina Superior. Os índices expressos em mapa correspondem à média dos valores constatados junto aos relatórios geoquímicos disponíveis nas pastas de 14

poços. Foram também elaborados os mapas de espessura total, em metros, e relativa, em %, de pelitos em meio à Coquina Superior. Assim, estimou-se tanto a variação no conteúdo orgânico da rocha geradora quanto de espessura da mesma.

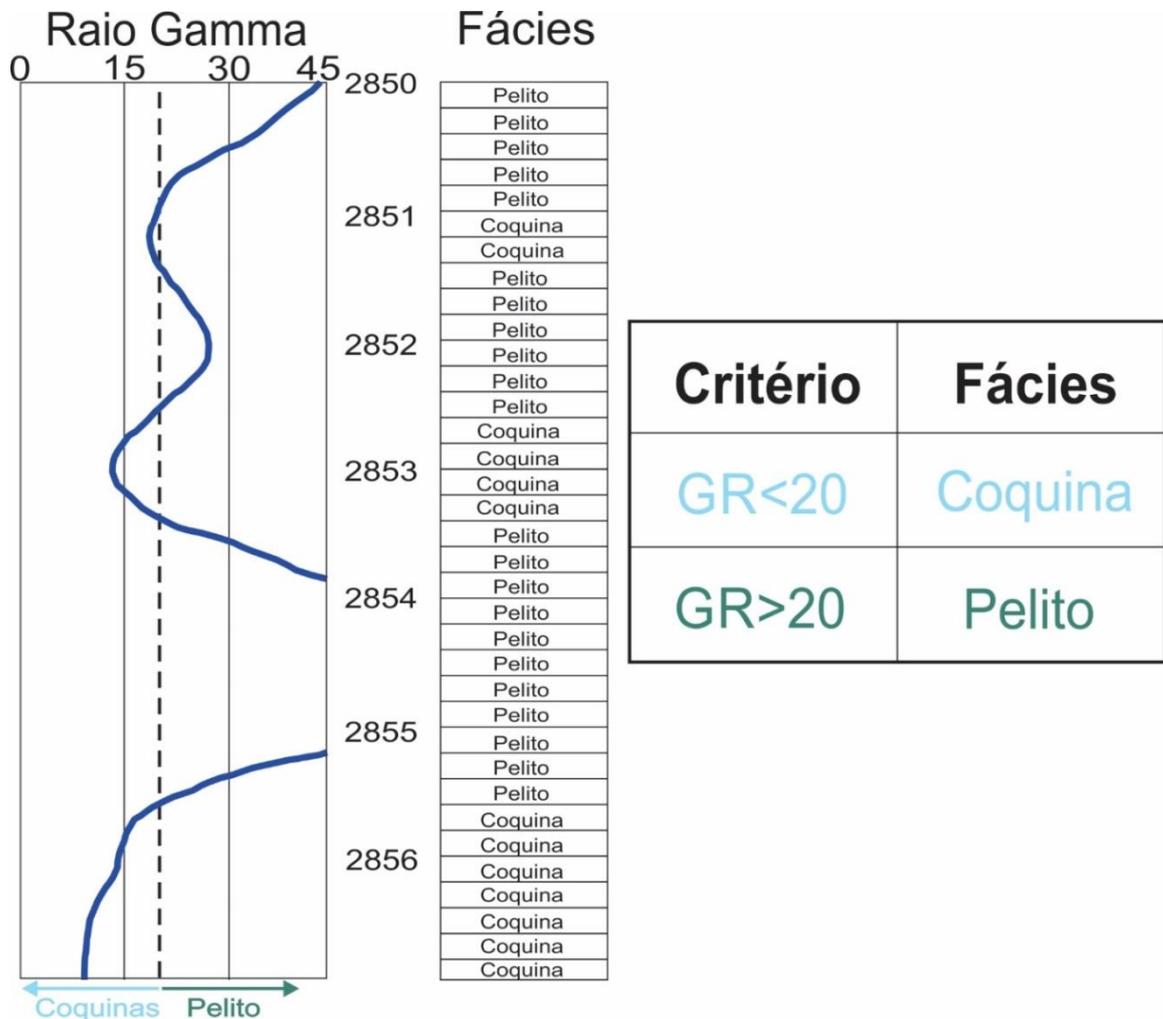


Figura 31: Eletrofácies individualizadas na porção superior da Fm. Coqueiros (Coquina Superior) e respectivos critérios utilizados.

5.1.4 Análise Petrofísica

Segundo Tiab & Donaldson (2004), a petrofísica corresponde ao estudo quantitativo das propriedades das rochas e suas interações com os fluidos associados. Cálculos petrofísicos objetivam a avaliação de propriedades físicas e sua distribuição ao longo de níveis reservatório, permitindo estimar sua qualidade e viabilidade econômica.

No presente estudo, serão calculados os seguintes parâmetros petrofísicos referentes aos principais reservatórios delimitados: Volume de argila (Vsh), Porosidade Total (PHID) e Porosidade Efetiva (PHIE), sendo apresentados também os valores médios de radioatividade e resistividade. As equações aqui utilizadas foram retiradas de bibliografias clássicas acerca da petrofísica de reservatórios, e os cálculos envolvidos foram efetuados por meio do programa

Microsoft Excel 2010/2016. Para a confecção dos mapas, foi utilizada a versão de demonstração do software *Surfer*® 13

5.1.2.1 Volume de Argila (Vsh)

Ao estimar a qualidade de reservatórios, a porosidade consiste em um dos principais parâmetros de avaliação. A existência de grãos pelíticos em associação aos litotipos com alta porosidade diminui de maneira significativa o valor real desta grandeza. Tal situação é bastante comum em reservatórios arenosos, de natureza turbidítica, cuja variação faciológica resultante dos processos deposicionais leva à presença de argila e silte em meio aos grãos arenosos.

Assim, torna-se necessária a aplicação de cálculos que permitam estimar o volume ocupado por partículas pelíticas nos níveis reservatório considerados, denominado de Volume de Argila (Vsh). Este cálculo é feito com base nos valores lidos nos perfis de radioatividade referentes aos principais níveis turbidíticos identificados. Inicialmente, são definidos os valores de raio gama, para cada poço, representativos de litologias pelíticas (GR_{folhelho}) e litotipos com baixa presença de argila, a exemplo de arenitos limpos (GR_{limpo}).

Neste estudo, utilizou-se a Equação 1 (próxima página):

$$(1) \quad Vsh = \frac{GR_{\text{perfil}} - GR_{\text{limpo}}}{GR_{\text{folhelho}} - GR_{\text{limpo}}}$$

Onde:

GR_{perfil} = Valor raio gama lido no perfil;

GR_{folhelho} = Valor raio gama representativo de litologia argilosa;

GR_{limpo} = Valor raio gama representativo de litologia com baixa argilosidade.

Bassiouni (1994) e Krygowski (2003) ressaltam que a expressão utilizada consiste numa estimativa conservadora, ou seja, os valores de Vsh apresentados geralmente são um pouco superiores ao volume real de argila presente.

5.1.2.2 Porosidade Total(Φ)

A razão entre o volume de espaços vazios (possivelmente preenchidos por fluidos) e o volume total de um pacote rochoso corresponde à porosidade total do intervalo avaliado (TIAB & DONALDSON, 2004). Este conceito abrange todos os poros presentes na rocha, desconsiderando a existência ou não de conectividade entre os mesmos.

Segundo Ellis (2008), a porosidade total (PHI), pode ser calculada a partir dos perfis de porosidade neutrão (NPHI), sônico (DT) ou densidade (RHOB). O primeiro fornece uma medida direta, baseada na quantidade de hidrogênio presente nos fluidos que preenchem os

poros da unidade. Já os valores obtidos por meio das curvas DT e RHOB consistem em medições indiretas, dependentes de informações acerca da litologia dominante no pacote rochoso estudado.

Neste trabalho, utilizou-se o perfil de densidade para o cálculo da porosidade total dos níveis reservatório, aplicando-se a Equação 2, retirada de Bassiouni (1994):

$$(2) \quad \mathbf{PHID}(\Phi) = \frac{\rho_m - \rho_{\text{perfil}}}{\rho_m - \rho_{\text{fluido}}}$$

Onde:

ρ_m = Densidade da matriz (rocha);

ρ_{perfil} = Densidade lida no perfil;

ρ_{fluido} = Densidade do fluido

Com relação à densidade da matriz, adotou-se o valor de 2.65 g/cm³, equivalente à densidade do quartzo, para os reservatórios turbidíticos, e 2.71 g/cm³ (densidade da calcita) para os reservatórios calcareníticos e coquiníferos.

5.1.2.3 Porosidade Efetiva

Embora a porosidade total consista num parâmetro petrofísico representativo em reservatórios com alta homogeneidade litológica, sua aplicação em depósitos turbidíticos, que comumente apresentam níveis argilosos associados, mostra-se pouco confiável.

Neste contexto, uma avaliação mais segura consiste no cálculo da porosidade efetiva (Φ , PHIE) do reservatório. Tal grandeza desconsidera a microporosidade das argilas, uma vez que estas zonas se apresentam sem conectividade e, portanto, não contribuem para a transmissão de fluidos e consequente produção do reservatório. Para eliminar os poros isolados das fácies pelíticas existentes no reservatório, a equação da porosidade efetiva (3) inclui o valor de Vsh, conforme expresso abaixo:

$$(3) \quad \mathbf{PHIE} = \mathbf{PHID} \times \mathbf{(1 - Vsh)}$$

5.1.3.4 Net to Gross

Etapa importante na caracterização de reservatórios siliciclásticos consiste em diferenciar, numa mesma unidade, as camadas potencialmente produtoras dentre aquelas que não contêm ou não são capazes de transmitir fluidos. A razão entre as espessuras dos estratos que configuram reservatórios efetivos (*Net*), em relação à espessura total da unidade considerada (*Gross*), é denominada *Net to Gross* ou razão N/G (BASSIONI, 1994).

Uma das ferramentas mais utilizadas para a obtenção deste parâmetro consiste na análise do perfil de raio gama (GR), no qual altos valores indicam a presença de litotipos argilosos, de baixa permeabilidade. Segundo Bassiouni (1994) e Jahn et al. (2003), a avaliação conjunta dos perfis de radioatividade de diferentes poços permite estabelecer números representativos para estratos compostos inteiramente por litossomas impermeáveis (folhelhos e argilitos) equivalente à “linha de folhelhos” ou *shale line*. De modo análogo, pode-se também estimar valores relativos à “linha de arenitos” ou *sand line*, que representam litotipos limpos, sem a presença de sedimentos finos.

A partir da determinação destes limites, Jahn et al. (2003) sugerem a adoção de uma linha intermediária (*cut – off*), utilizada para a classificação dos estratos como camadas reservatório ou não-reservatório. Valores acima do *cut-off* representam litologias impermeáveis, enquanto números abaixo equivalem a fácies potencialmente reservatórios.

Neste trabalho, a análise conjunta dos perfis GR de cada poço permitiu estabelecer um valores de *cut-off* específicos para as diferentes idades dos depósitos turbidíticos: 60 °API para os arenitos cretácicos, 56° API para os depósitos eocênicos e 54 °API quando considerados os turbiditos oligocênicos.

5.1.5 Interpretação Sísmica

Os dados sísmicos 2D e perfis geofísicos de poços foram carregados no software livre *OpenTect*, da empresa *dGB Earth Sciences*. A etapa de interpretação iniciou-se pela calibração entre os dados sísmicos, expressos em tempo (ms), e geofísicos, amostrados em metros. Para tanto, utilizam-se informações disponíveis nas curvas sônicas (DT) dos poços.

Inicialmente, foram selecionados intervalos com morfologias similares em meio aos perfis sônicos de cada poço, delimitando as principais quebras de velocidade regionais. Esta escolha foi feita por meio da correlação baseada apenas nas curvas de DT dos poços, utilizando a mesma disposição espacial empregada nas seções estruturais já apresentadas. Selecionados os intervalos, calculou-se a média dos valores sônicos para cada um destes. Prosseguiu-se então à conversão dos números obtidos, em $\mu\text{s}/\text{ft}$, para a unidade de velocidade, em m/s. Tal procedimento foi realizado com emprego da Equação 4, expressa a seguir.

$$(4) \quad V_m = \frac{1}{\text{Sônico}} * (0.3048 \times 10^6)$$

Onde:

V_m = Velocidade (m/s); **Sônico** = valor lido no perfil sônico, em $\mu\text{s}/\text{ft}$; (0.3048×10^6) = fator de conversão ($\mu\text{s}/\text{ft}$ para m/s)

A partir dos valores de velocidade obtidos para cada intervalo de profundidade considerado, calculou-se, por meio da Equação 5, os respectivos tempos simples. Estes são então multiplicados por dois, uma vez que o parâmetro considerado nas seções sísmicas é o tempo duplo (ida e volta) das ondas mecânicas. Para o intervalo correspondente à lâmina d'água, foi utilizada a velocidade média padrão de 1500 m/s. De maneira análoga, adotou-se o valor de 2300 m/s para o pacote rochoso com baixo grau de compactação, não amostrado pela ferramenta sônica.

$$(5) \quad V_m = \frac{\Delta S}{\Delta t}$$

Onde:

V_m = Velocidade Média (m/s); ΔS = Intervalo de profundidade (m); Δt = Intervalo de tempo (s)

A Figura 32 exemplifica a seleção de intervalos com base na morfologia dos perfis sônicos, bem como as respectivas velocidades médias calculadas.

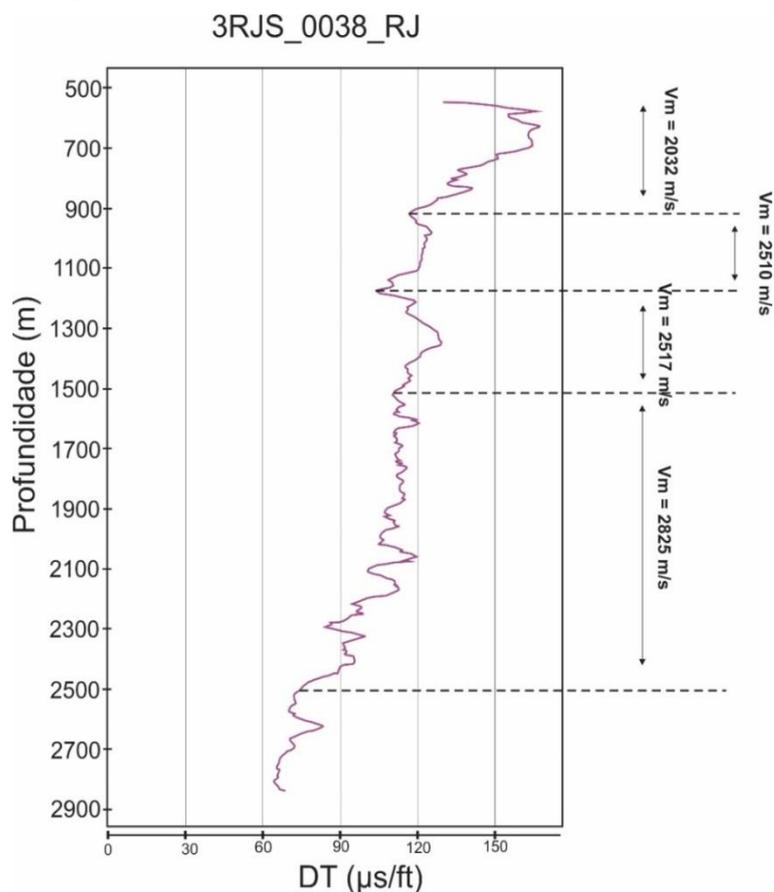


Figura 32: Intervalos selecionados por meio da correlação de perfis sônicos, e suas respectivas velocidades médias. Fonte: Habermann (2016)

Ressalta-se que o método de calibração apresentado foi aplicado para todos os poços com curvas de DT disponíveis. No entanto, nove destes exibem também *checkshots*, presentes

nos perfis compostos e/ou pastas de poço. Estes dados consistem em medições pontuais na escala de tempo simples (ms), para cada qual corresponde um respectivo valor de profundidade (em metros) do poço, obtidos por meio do registro do tempo de trajetória de ondas mecânicas em geofones. Dessa forma, estas informações podem ser utilizadas na calibração poço – sísmica, apresentando alta confiabilidade. Para seu uso, é necessário duplicar os valores em tempo, obtendo-se os respectivos parâmetros de tempo-duplo. Os nove poços que exibem registros de *checkshot* neste trabalho são: 1RJS_0116_RJ, 1RJS_0181A_RJ, 3EN_0030_RJS, 3LI_0008_RJS, 3PM_0023A_RJS, 3RJS_0159_RJ3, 3RJS_0321A_RJ, 4RJS_0161_RJ, 4RJS_0256_RJ.

Uma vez calibrados os dados, inicia-se a interpretação das linhas 2D. Nesta etapa, são delimitados os refletores correspondentes a níveis estratigráficos de interesse identificados nos perfis de poços, bem como outras feições estruturais e estratigráficas de relevância local e regional, a exemplo de falhas e discordâncias. A interpretação de superfícies cronoestratigráficas e horizontes equivalentes nos dados sísmicos é de grande importância para o estudo de sistemas petrolíferos, uma vez que possibilita reconstruir a história deposicional da região analisada ao longo do tempo.

Os principais horizontes sísmicos interpretados foram: 1 - Fundo do Mar, 2 - Topo e 3 - Base do Mb. Siri (Mioceno Inferior), 4 - Superfície erosiva do Cãnyon de Enchova (Oligoceno Superior), 5 – Topo e Base da Fm. Carapebus Oligocênica, 6 – Topo e Base da Fm. Carapebus Eocênica, 7 - Superfície erosiva do Eoceno-Maastrichtiano, 8 – Topo e Base da Fm. Carapebus Cretácica, 9 - Topo da Fm. Outeiro, 10 - Topo da Fm. Quissamã, 11 - Topo da Fm. Retiro, 12 – Base da Sequência Transicional/Topo da Coquina Superior, 13 – Topo da Coquina Inferior, 14 - Topo da Fm. Cabiúnas (basaltos). Em adição, interpretaram-se também as principais falhas regionais, com ênfase às feições de maior expressão vertical. A Figura 33 exemplifica os horizontes e estruturas delimitados nas linhas sísmicas.

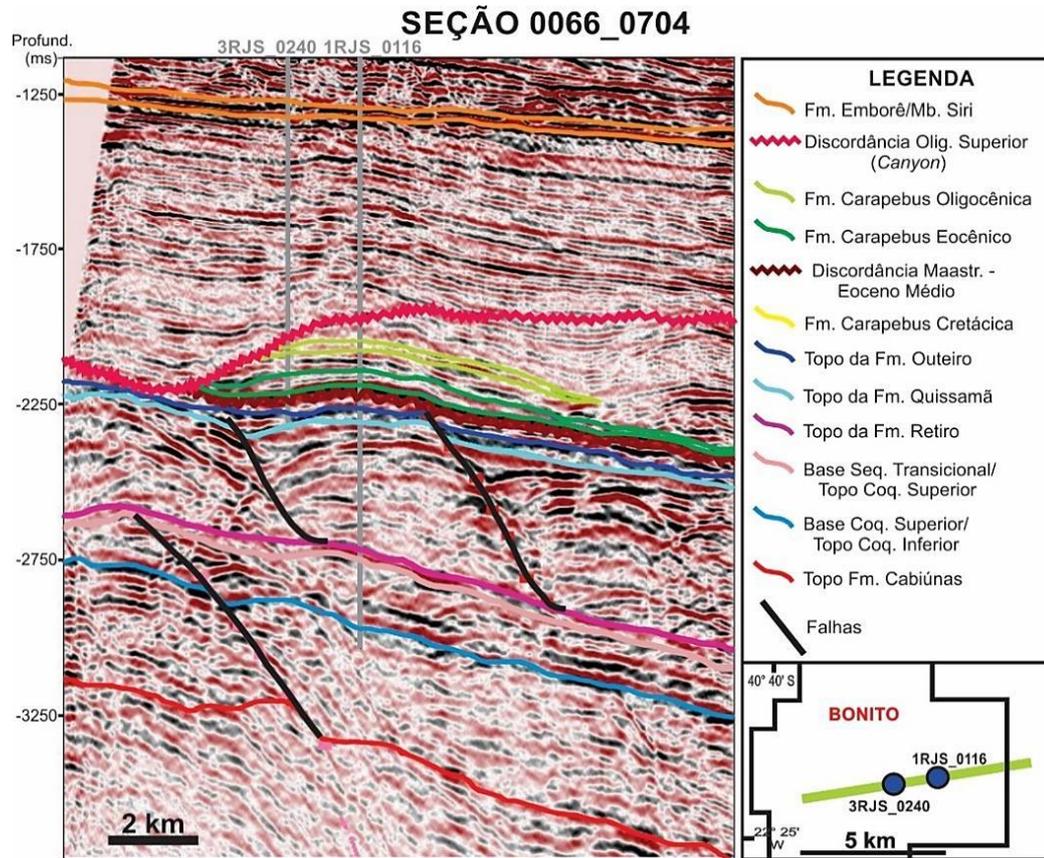


Figura 33: Exemplo de Seção Sísmica 2D interpretada, com horizontes e estruturas identificados.

5.2 CONVERSÃO TEMPO – PROFUNDIDADE

Com o intuito de analisar os diferentes sistemas petrolíferos identificados na área, os dados sísmicos interpretados na escala de tempo (ms) foram posteriormente convertidos em profundidade (m). Este procedimento permitiu a confecção dos mapas de isópacas, em metros, referentes aos níveis reservatório e à principal camada geradora da área estudada.

Inicialmente, deve-se atribuir velocidades médias representativas para cada intervalo delimitado, obtidas a partir dos perfis sônicos de cada poço, levando-se em consideração também os valores adotados em outros modelos elaborados para a mesma região (SCHMIDT, 2016; NASCIMENTO, 2016). Os cálculos envolvidos nesta etapa são análogos àqueles descritos no item 5.1.4 (Equações 1.4 e 1.5), diferenciando-se apenas no que tange aos intervalos adotados, aqui representativos de unidades estratigráficas de interesse. A Figura 34 ilustra as camadas consideradas para a elaboração do modelo e suas respectivas velocidades médias.

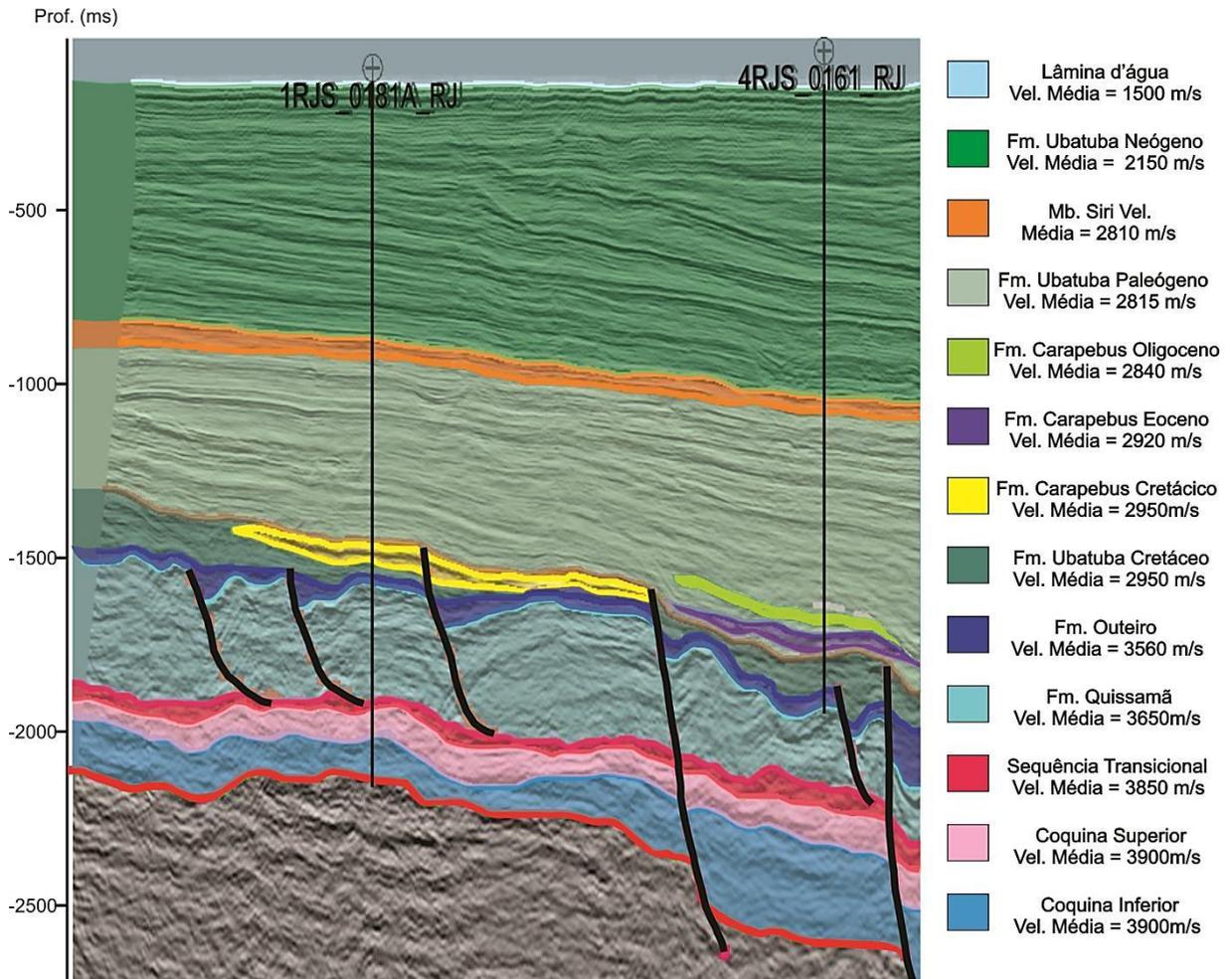


Figura 34: Camadas consideradas para a confecção do modelo e respectivas velocidades médias.

5.3 CONFECCÃO DOS MAPAS ESTRUTURAIS E DE ISÓPACAS

O modelo de velocidades permite a elaboração dos mapas de contorno estrutural, com profundidade expressa em metros (m), das unidades estratigráficas de interesse para a análise dos sistemas petrolíferos locais. Um total de oito produtos desta natureza foram confeccionados, os quais incluem: os topos das superfícies referentes às rochas geradoras locais (Coquina Superior), aos principais níveis reservatório interpretados (Coquina Inferior, Coquina Superior, Formação Quissamã, Carapebus Cretácico, Carapebus Eocênico e Carapebus Oligocênico), bem como topo da Formação Cabiúnas.

O mapa de contorno estrutural referente ao limite superior dos basaltos hauterivianos possibilita a delimitação dos principais *pod's* de geração locais, conforme será detalhado no próximo item (5.4). Por outro lado, os mapas estruturais referentes à rocha geradora e níveis reservatório foram confeccionados objetivando a compreensão da distribuição espacial destas unidades, incluindo o posicionamento e rejeito dos principais falhamentos que as deformam. Estes produtos permitem correlacionar as propriedades litológicas (retiradas das pastas de

poço e perfis) e petrofísicas (oriundas dos mapas petrofísicos elaborados) ao contexto estrutural das unidades consideradas.

Confeccionou-se também os mapas de isópacas referentes aos principais níveis reservatório e ao intervalo que contém as rochas geradoras locais (Coquina Superior). Este último produto é fundamental para o cálculo do volume de hidrocarbonetos gerados, o qual leva em consideração a área total e espessura vertical de rochas geradoras, conforme apresentado por Schmöker (1994) e descrito no item 5.5

5.4 DELIMITAÇÃO DOS *POD'S* DE GERAÇÃO

Segundo Magoon & Dow (1994), o conceito de *pod* de geração (ou depocentro de geração) corresponde a um volume contíguo de rochas que apresentam conteúdo orgânico suficientemente alto, as quais, em algum momento da história geológica regional, tenham sido submetidas a condições de temperatura e pressão adequadas à produção de hidrocarbonetos. Se o processo de geração é verificado ainda atualmente, caracteriza-se um *pod* ou depocentro **ativo**; em contrapartida, rochas geradoras já depletadas compõem um *pod*/depocentro **inativo**, cuja produção e expulsão de hidrocarbonetos ocorreram no passado.

A delimitação de possíveis depocentros de geração envolve duas atividades fundamentais (PETERS & CASSA, 1994; DEMING, 1994): caracterização da rocha geradora, tanto do ponto de vista geoquímico (COT) quanto espacial (extensão e espessura), e avaliação da evolução térmica regional, com base na história deposicional da bacia e dados referentes à temperatura do substrato, reflectância de vitrinite (R_0) e fluxo térmico. Esta última inclui a modelagem 1D e/ou 2D em *softwares* específicos (GONZAGA, 2005; RIBEIRO, 2011), possibilitando estabelecer as isotermas referentes ao topo das janelas de geração de óleo e gás para o contexto regional abordado.

No presente trabalho, as informações acerca da distribuição de isotermas em profundidade, na porção proximal da Bacia de Campos, foram obtidas a partir de dados disponíveis na literatura (PEREIRA et al., 1984; MOHRIAK et al., 1990; MELLO et al.; 1994; GONZAGA, 2005). Valores de reflectância de vitrinite (R_0) e temperatura de formação, (calculados a partir do gradiente geotérmico), disponíveis para os poços analisados, serão confrontados com as informações oriundas dos trabalhos citados, visando avaliar se o contexto local é condizente ao panorama geral apresentado.

Já a caracterização da rocha geradora inclui os valores de carbono orgânico total (COT) em %peso, bem como a distribuição areal e vertical destes litotipos, conforme expresso em Peters & Cassa (1994). Neste contexto, a espessura das rochas geradoras está

intimamente relacionada à existência de baixos deposicionais locais, os quais, no presente trabalho, são identificados em meio ao mapa de contorno estrutural do topo da Formação Cabiúnas, e topos das Coquinas Inferior e Superior. Além da distribuição vertical mais expressiva, regiões abatidas do embasamento geralmente implicam em maiores temperaturas e pressões, em função da elevada carga litostática associada e alta taxa de fluxo térmico, ligada a maior profundidade relativa.

Assim, para a delimitação dos *pod's* de geração locais, são integrados os mapas de conteúdo orgânico local, mapas de contorno estrutural do embasamento e de isópacas relativas ao principal intervalo gerador. Estes produtos, juntamente às isotermas regionais e dados de reflectância, permitem localizar os principais depocentros ativos e/ou depletados. A Figura 35 ilustra de maneira simplificada o conceito de *pod*/depocentro de geração, e alguns dos produtos utilizados para sua delimitação, conforme apresentado em Peters & Cassa (1994).

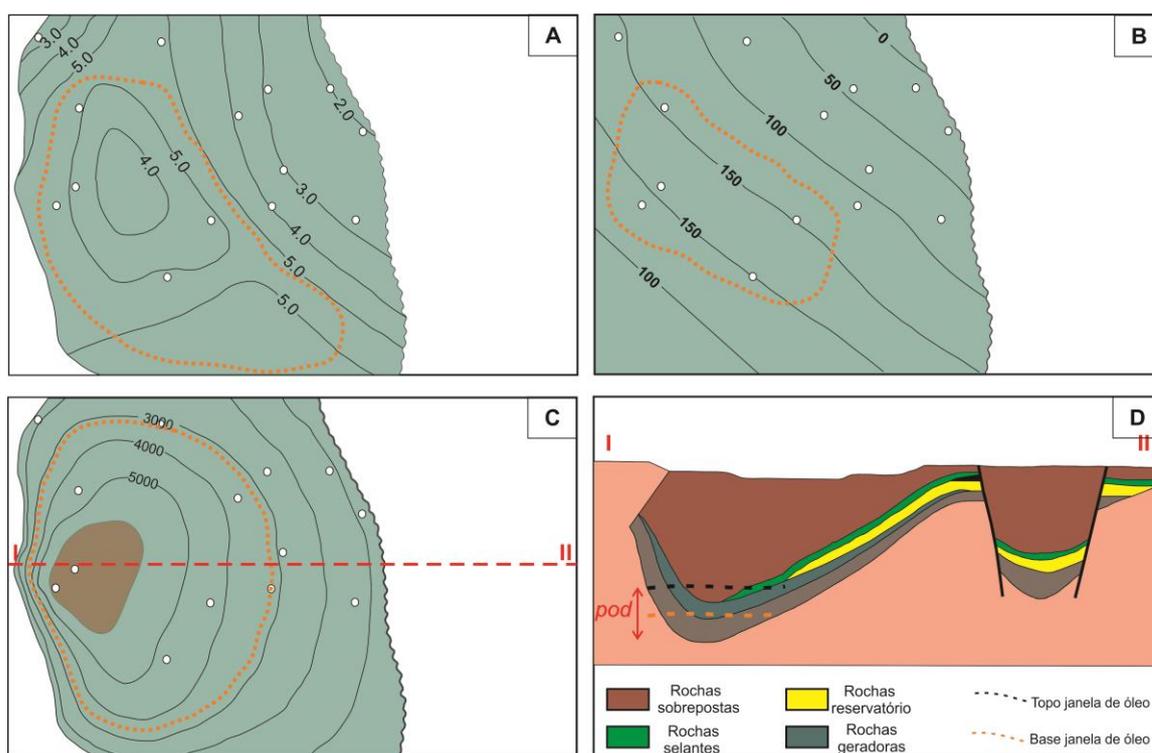


Figura 35: Mapas de Carbono Orgânico Total, em % de peso(A), Isópacas, em metros (B) e Contorno Estrutural, em metros (C) com prováveis áreas de interesse em laranja. A integração entre estes produtos e dados acerca de isotermas regionais permite delimitar o principal *pod* de geração local, em vermelho (C e D). Fonte: Modificado de Peters & Cassa (1994).

5.5 CÁLCULO DO VOLUME DE HIDROCARBONETOS GERADOS

A metodologia adotada neste trabalho, visando estimar o volume de hidrocarbonetos gerado em meio aos sistemas petrolíferos locais, foi desenvolvida por Schmöcker (1994).

Consiste numa abordagem prática e direta, que inclui: (1) a delimitação espacial da rocha geradora, com subdivisão em mais de uma unidade, caso necessário; (2) cálculo da massa de carbono orgânico contido na mesma; (3) cálculo da massa de hidrocarbonetos gerada por unidade de massa de carbono orgânico; (4) estimativa da massa total de hidrocarbonetos gerados, e, por fim (5) conversão do valor em massa (kg) para unidades volumétricas (boe e ft³). A Figura 36 ilustra, de maneira simplificada, as etapas descritas e parâmetros utilizados em cada uma, as quais serão detalhadas a seguir.

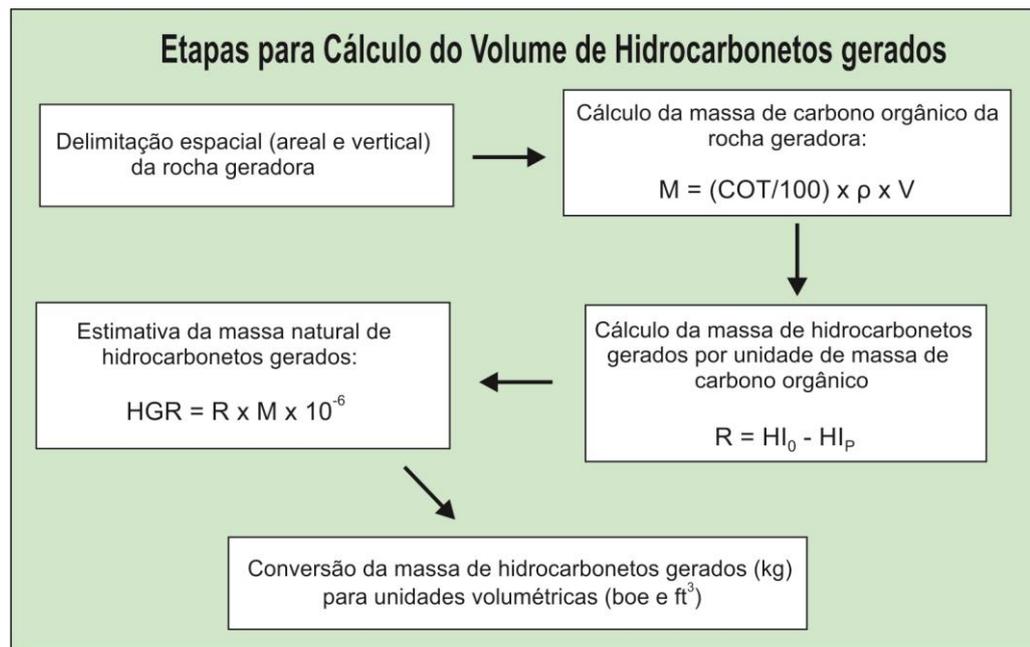


Figura 36: Fluxograma simplificado descrevendo etapas e parâmetros para o cálculo do volume de hidrocarbonetos gerados. Modificado a partir de Schmöker (1994).

1 - Delimitação da Rocha Geradora: Esta etapa foi previamente finalizada com a confecção dos mapas de % de pelitos em meio à Coquina Superior (item 5.1.3) e de isópacas do mesmo intervalo, possibilitando delimitar a distribuição horizontal e vertical das rochas geradoras, bem como sua densidade média.

2 - Cálculo da massa de carbono orgânico contido na rocha geradora (M): Para obter o valor em massa (g) de carbono orgânico, representado pela letra M, utiliza-se a Equação 6, expressa na página seguinte:

$$(6) \quad M = (COT/100) \times \rho \times V$$

Onde:

M: Conteúdo orgânico em meio à rocha geradora, expresso em gramas de COT (g);

COT: Carbono Orgânico Total, expresso em % peso;

ρ : Densidade média da formação/unidade, expressa em g/cm³;

V: Volume total do litotipo gerador, em cm³.

3 – Cálculo da massa de hidrocarbonetos gerados por unidades de massa de carbono orgânico (R): Nesta etapa, são utilizados os índices de hidrogênio original (HI₀), que pode ser obtido a partir da pirólise de amostras imaturas, e atual (HI_p), referentes às rochas geradoras maduras consideradas. O primeiro tem seus valores médios verificado em meio ao relatório geoquímico disponível nas pastas de 12 poços, enquanto o índice de hidrogênio atual corresponde aos valores obtidos por Gonçalves et al. (1997), especificamente para as bacias de Campos e Santos. É interessante notar que o HI₀ representa o total de hidrocarbonetos produzidos em amostras imaturas e, portanto, que não entraram na janela de geração, enquanto o HI_p equivale aos hidrocarbonetos produzidos na pirólise de amostras maduras (TISSOT & WELTE, 1984; SCHMÖKER, 1994). Assim, pode-se assumir que a diferença entre os dois montantes gerados equivale à massa de hidrocarbonetos produzidos por unidade de massa de carbono orgânico (R) ao longo do processo de geração na área considerada, conforme expressa a Equação 7:

$$(7) \quad R = HI_0 - HI_p$$

Onde:

R: Massa de hidrocarbonetos gerados por unidade de massa de carbono orgânico, expresso em mg de HC/g de COT;

HI₀: Índice de Hidrogênio Original, expresso em mg de HC/g de COT;

HI_p: Índice de Hidrogênio Atual, expresso em mg de HC/g de COT.

4 – Estimativa da massa total de hidrocarbonetos gerados (HCG): Nesta etapa, os produtos obtidos anteriormente são utilizados para calcular a massa total de hidrocarbonetos gerados. Para tanto, deve-se multiplicar a massa de carbono orgânico total em meio ao litotipo gerador (M) pela massa de hidrocarbonetos gerada por unidade de massa deste conteúdo orgânico (R), convertendo o valor obtido para quilogramas (kg), conforme expresso na Equação 8.

$$(8) \quad \boxed{HCG = R \times M \times 10^{-6}}$$

Onde:

HCG: Massa de Hidrocarbonetos gerados, expressa em kg;

R: Massa de hidrocarbonetos gerados por unidade de massa de carbono orgânico, expresso em mg de HC/g de COT;

M: Conteúdo orgânico em meio à rocha geradora, expresso em gramas de COT (g);

5 – *Conversão dos valores obtidos em massa (kg) para volume (bbl)*: Os resultados atingidos até esta etapa são expressos em unidades de massa (kg), sendo necessária sua conversão para unidades de volume. Neste contexto, as unidades volumétricas mais empregadas na indústria petrolífera são o barril (bbl) de petróleo e os pés cúbicos (ft³) de gás, cuja conversão a partir de valores em massa é apresentada no gráfico da Figura 37, retirado de Schmöker (1994).

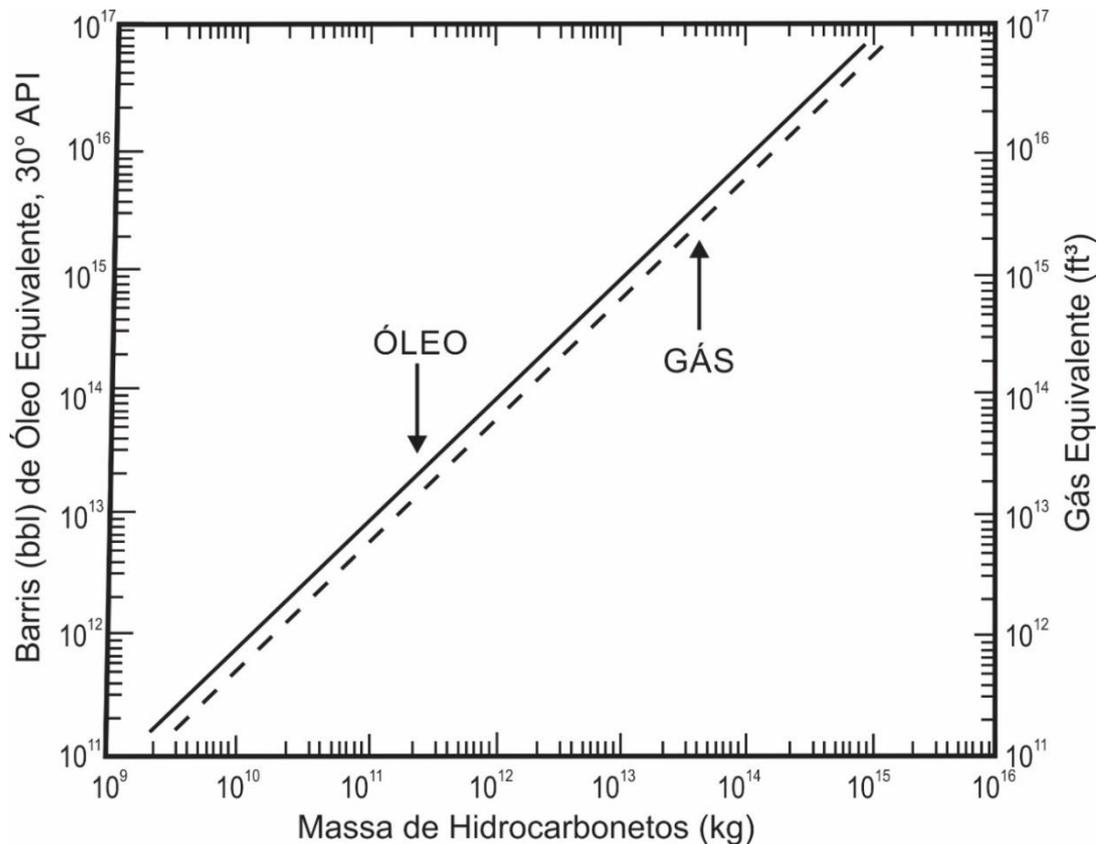


Figura 37: Gráfico de equivalência entre unidades de massa (kg) e volumétricas (bbl e ft³) empregadas na indústria petrolífera. Fonte: Schmöker (1994)

6. RESULTADOS

Neste capítulo, serão apresentados os produtos obtidos a partir dos procedimentos descritos no Fluxograma de trabalho (Figura 27, Capítulo 5), iniciando-se pelos componentes do Modelo Estratigráfico-Estrutural, os quais possibilitam a subsequente Análise de Sistemas Petrolíferos.

6.1 SEÇÕES ESTRUTURAIS

A seguir, serão descritas as principais unidades estratigráficas identificadas, na forma de seis seções estruturais confeccionadas a partir dos perfis geofísicos, pastas de poço e perfis compostos de 28 poços. A caracterização de cada unidade e superfície estratigráfica indicada foi realizada por meio da análise conjunta de quatro perfis geofísicos: Raio Gama (GR), Sônico (DT), Resistividade (ILD) e Densidade (RHOB), conforme expresso no item 4.2 (Métodos). No entanto, optou-se por apresentar graficamente apenas os perfis GR e DT para cada poço, visando o enfoque à distribuição espacial das unidades litoestratigráficas, com melhor adequação das seções às escalas adotadas. A opção pelos dois referidos perfis reside no fato de serem os mais frequentes e de maior continuidade dentro do conjunto de poços analisados, como pode ser observado na Tabela 5.

Ao todo, foram delimitadas 10 unidades principais, com a Formação Carapebus apresentando-se subdividida em três idades (Cretáceo Superior, Eoceno Médio-Superior e Oligoceno Inferior). Um total de seis níveis reservatório foram delimitados, bem como um nível gerador principal (Coquina Superior). Duas superfícies discordantes foram identificadas: Maastrichtiano-Eoceno Médio e Oligoceno Superior, sendo também individualizado o intervalo que representa o principal reservatório existente em meio à Formação Quissamã. Os desníveis estruturais observados permitiram inferir o posicionamento e extensão vertical das principais falhas regionais, posteriormente avaliadas por meio de análise dos dados sísmicos.

6.1.1 Formação Cabiúnas – Sequência Rifte (Hauteriviano)

Os basaltos da Formação Cabiúnas marcam a base do intervalo cronoestratigráfico estudado, tendo sido perfurados apenas em meio aos campos de Badejo, Linguado, Trilha e Pampo. Descrições de amostras de calha e testemunho evidenciam o predomínio de rochas basálticas com variado grau de fraturamento e presença de amígdalas preenchidas nesta unidade. Os mesmos dados indicam a existência de brechas clásticas, de matriz silto-argilosa, intercaladas às rochas vulcânicas na porção superior do litossoma, correspondentes a queda nos valores médios observados nos perfis de RHOB e aumento nas médias de radioatividade.

Os basaltos da Formação Cabiúnas presentes nos poços analisados não constituem níveis produtores de hidrocarbonetos, conforme indicado pelas respectivas pastas. No entanto, amostras de calha de poços na região de Badejo (1RJS_0165_RJ, 3BD_0003_RJS; (Seção A-A', Figura 38) e Trilha (4RJS_0265A_RJ; (Seção B-B', Figura 39) mostram indícios de óleo em fraturas presentes nos basaltos da unidade. Portanto, estas rochas podem compor níveis produtores em outros poços destes campos, a depender dos sistemas de fraturas e condições de permeabilidade constatadas localmente.

A distribuição vertical da Formação Cabiúnas ao longo das seções estudadas é diretamente controlada pela presença de falhas normais. Os derrames basálticos se encontram em posições mais elevadas nos campos de Badejo, Linguado e Pampo, onde ocorrem entre 2900 e 3100 m. Abatimento significativo é notado na região do poço 3LI_0008, (Figura 38), em função de extenso falhamento normal, que gera um gráben local entre os poços 3LI_0001 e 3PM_0003A, próximo ao limite entre os campos de Pampo e Linguado. Este abatimento local separa, assim, dois altos estruturais regionais da Formação Cabiúnas: o primeiro situado nas regiões centro-nordeste de Linguado e centro-sudeste de Badejo, e o segundo na porção centro-norte de Pampo.

De modo geral, a Formação Cabiúnas apresenta abatimento em direção à região leste-sudeste da bacia, não tendo sido perfurada nos campos de Enchova, Enchova Oeste e Bonito.

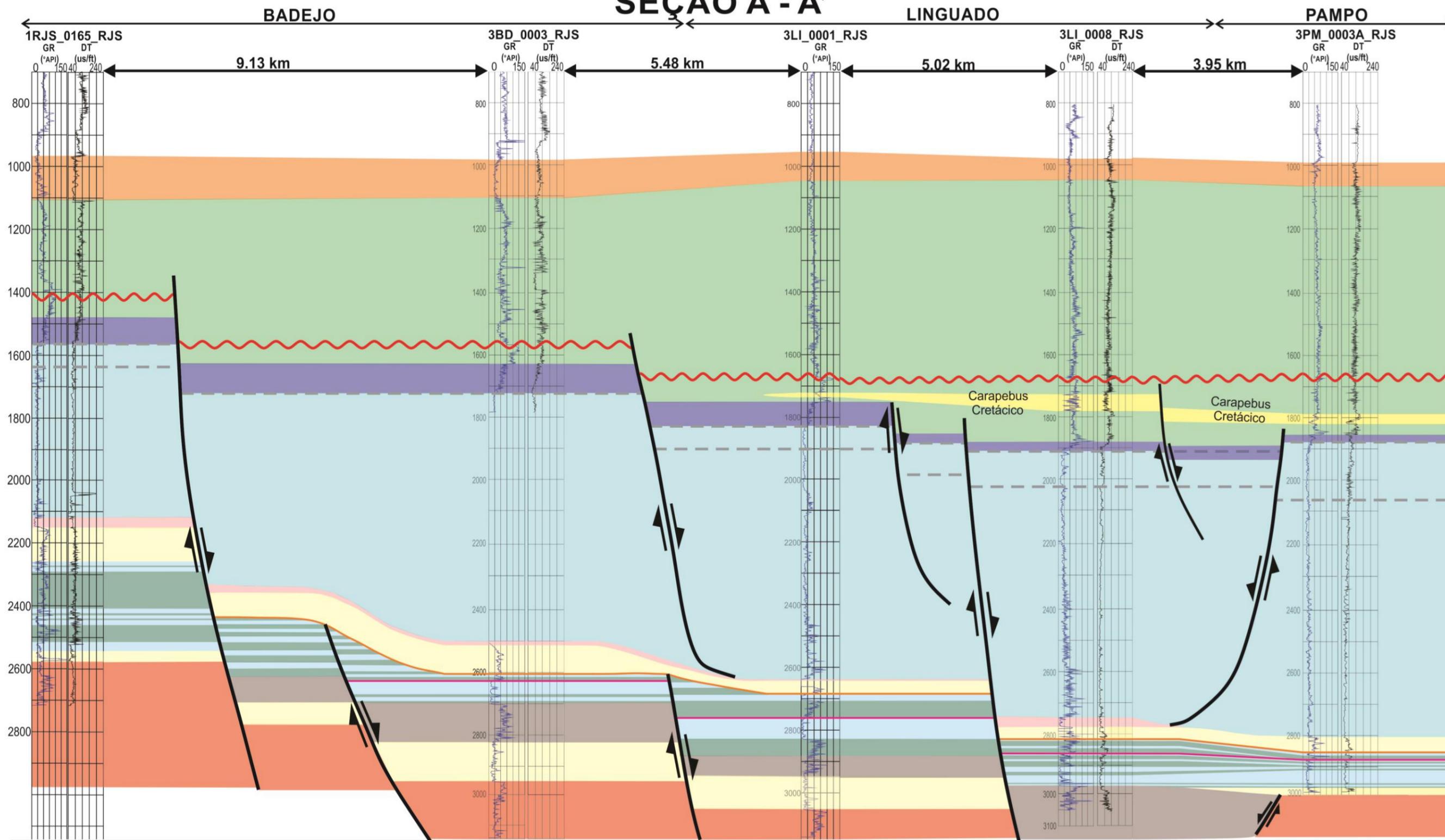
6.1.2 Formação Itabapoana – Sequência Rife (Barremiano – Aptiano Inferior)

Sobreposta de maneira discordante aos basaltos hauterivianos, a Formação Itabapoana eoaptiana é composta principalmente por arenitos grossos, mal selecionados, intercalados a ortoconglomerados, siltitos e argilitos, conforme descrições presentes nas pastas de poço. Foi amostrada em poços dos campos de Linguado, Badejo, Pampo, Bicudo e Trilha.

A análise conjunta dos perfis geofísicos e descrições de amostras de calha permite identificar o predomínio de rochas clásticas de granulação grossa nas porções basal e intermediária da unidade, com raras intercalações de estratos pelíticos, representados nos perfis de radioatividade por dois picos locais nos valores de Raio Gama.

Quanto à distribuição espacial, a Formação Itabapoana mostra as maiores espessuras em meio aos campos de Linguado, Trilha e sudeste de Badejo, chegando a atingir 100 m (Figura 38), adelgçando-se rumo aos campos de Bicudo e Pampo. O principal controle deposicional desta unidade está relacionado à atuação de falhamentos normais de caráter

SEÇÃO A - A'



LEGENDA

- | | | | |
|---------------------|---------------------------|---------------------------|------------------------------|
| Fm. Emborê/Mb. Siri | Fm. Quissamã | Fm. Atafona | Discordância (Eoc. - Maast.) |
| Fm. Carapebus | Fm. Retiro | Fm. Itabapoana | Reservatório Quissamã |
| Fm. Ubatuba | Fm. Coqueiros (clásticos) | Fm. Cabiúnas | Topo Coquina Superior |
| Fm. Outeiro | Fm. Coqueiros (coquinas) | Discordância (Olig. Sup.) | Base Coquina Superior |

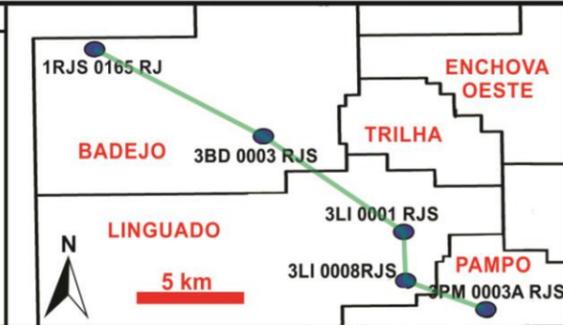


Figura 38: Seção Estrutural A - A'

SEÇÃO B-B'

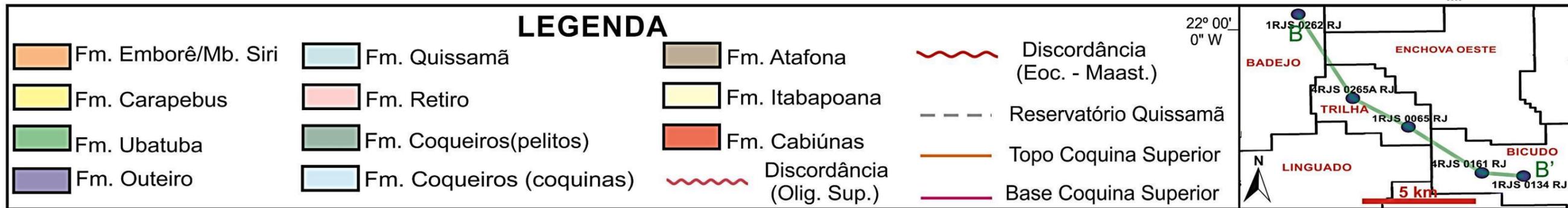
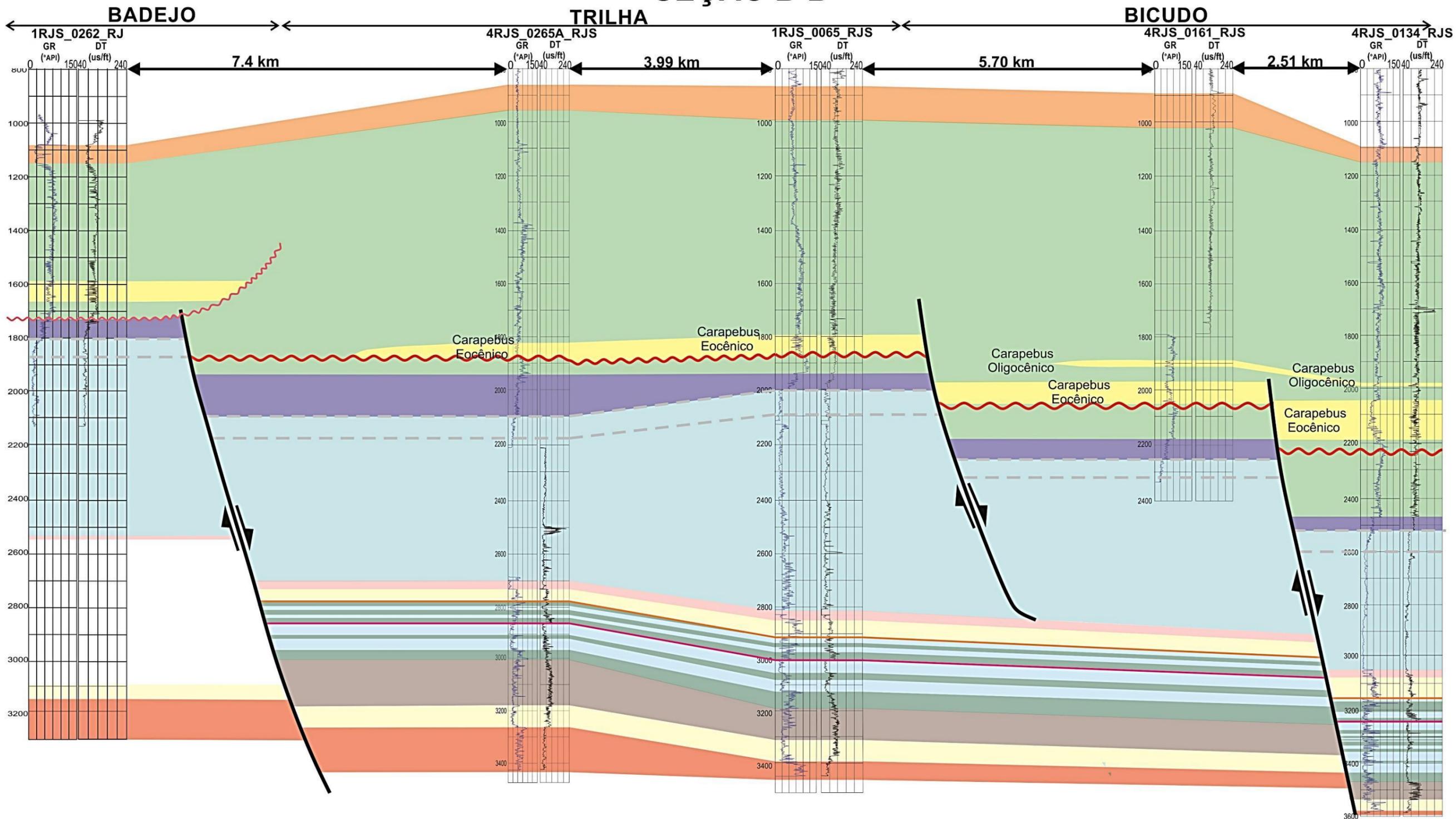


Figura 39: Seção Estrutural B-B'

dominantemente sintéticos, exibindo as maiores espessuras em poços situados nos blocos abatidos, em posições próximas aos planos de descontinuidade, a exemplo dos poços 3LI_0003 e 4RJS_0265A (Seções A-A' e B-B', Figuras 38 e 39). Por outro lado, aqueles localizados em lapas locais, como os poços 3PM_0003A e 1RJS_0165, mostram espessuras reduzidas (inferiores a 30 m) ou ausência desta unidade.

6.1.3 Formação Atafona - Sequência Rifte (Barremiano)

Ocorre, na área estudada, sobreposta aos sedimentos da Formação Itabapoana, sendo representada por folhelhos, siltitos e arenitos finos, com registro em todos os campos, à exceção de Bonito.

O padrão litológico constatado nas descrições de amostras de calha e testemunho, disponíveis nas pastas de poço, aponta arquitetura retrogradacional geral para esta unidade, com arenitos finos na base, capeados por siltitos e folhelhos ricos em minerais estevensíticos, em direção ao topo. Valores crescentes de raio gama em meio aos perfis de radioatividade são condizentes a esta interpretação. Atingem as maiores médias a partir da porção intermediária do litossoma, conforme evidenciado nos poços 4RJS_0265A e 1RJS_0065, ambos situados no campo de Trilha.

Constatou-se que as maiores espessuras desta unidade (aprox. 200 m) ocorrem neste mesmo campo (Figura 39, Seção B-B'), adelgaçando-se em direção aos campos de Badejo e Pampo, sendo inexistente neste último. O abatimento local (poço 3LI_0008) e regional (poços 4RJS_0265 e 1RJS_0065) gerado por falhas normais, na porção nordeste de Linguado e área limítrofe entre Badejo e Trilha, leva à criação de baixos deposicionais, com conseqüente espessamento da Formação Atafona nestas áreas.

6.1.4 Formação Coqueiros (Barremiano Superior – Aptiano Inferior)

No presente estudo, a Formação Coqueiros foi subdividida em dois níveis principais, conforme exposto no capítulo 5, item 5.1.1: Coquina Inferior e Coquina Superior. O primeiro corresponde a importante nível reservatório da seção pré-sal em meio à área estudada, enquanto o segundo abriga pacotes pelíticos que representam a principal geradora da Bacia de Campos, bem como nível reservatório de relevância secundária.

Litologicamente, a Formação Coqueiros consiste em depósitos coquiníferos e calcarenitos bioclásticos, por vezes silicificados, intercalados a pacotes de calcilitos, margas, folhelhos e, secundariamente, siltitos ou conglomerados, de espessura variável.

6.1.4.1 Coquina Inferior

As porções basal e intermediária da Formação Coqueiros (equivalentes à Coquina Inferior) exibem predominância de níveis coquiníferos e calcareníticos, em detrimento aos estratos pelíticos, segundo descrições de amostras de calha e testemunhos disponíveis nas pastas de poço. Esta relação é reforçada pelos padrões observados em meio ao perfil de raio gama (GR), com intervalos de espessura superior a 20 m exibindo frequentemente valores de radioatividade inferiores a 20° API.

Embora o conteúdo orgânico dos estratos pelíticos desta subunidade sejam em sua maioria desprezíveis (<0.4% em peso), conforme observado nos relatórios geoquímicos dos poços analisados, estas camadas podem atuar como importantes selantes para os reservatórios coquiníferos.

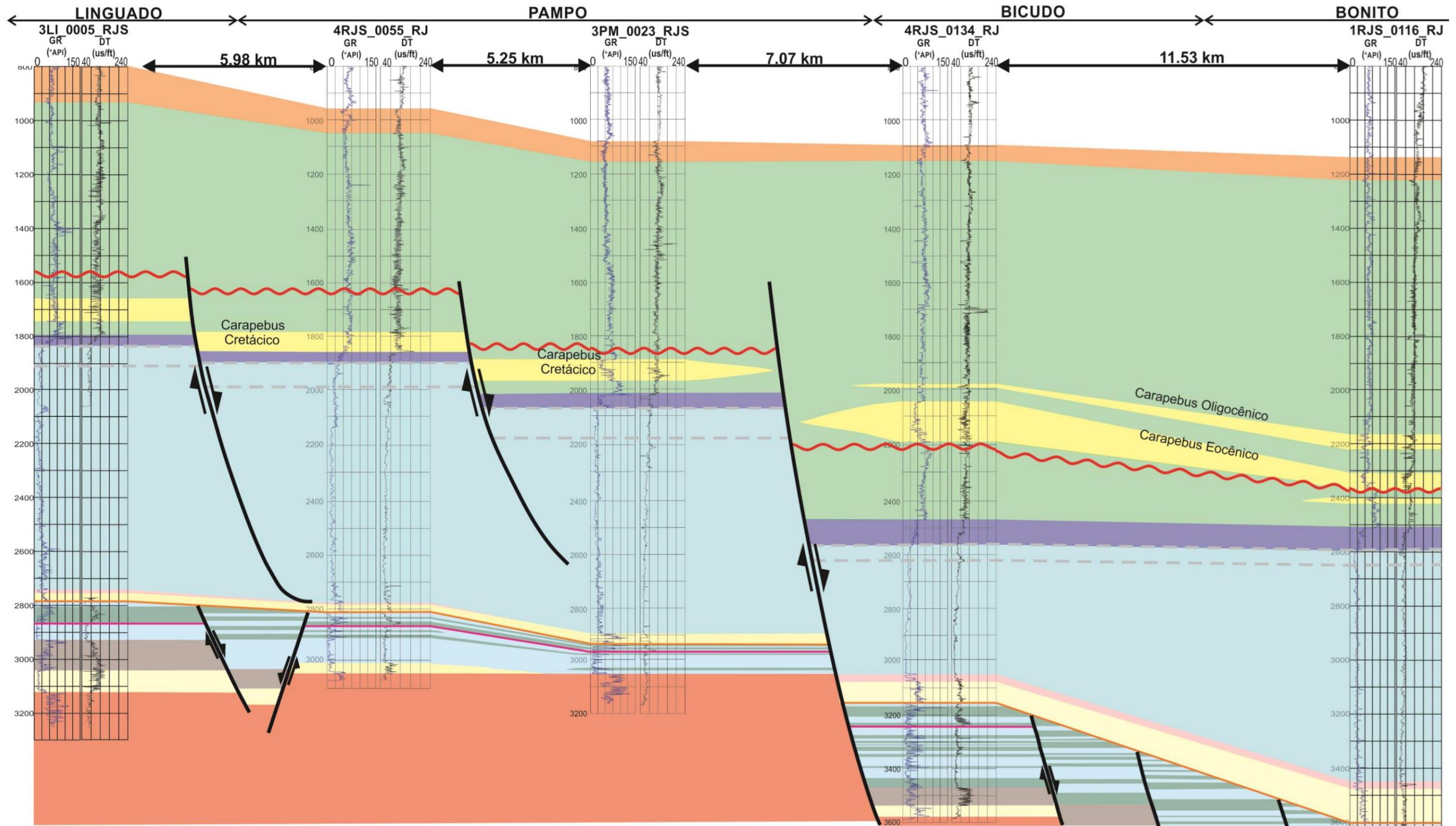
Constata-se que as rochas bioclásticas desta subunidade compõem pacotes de maior espessura contínua nos campos de Badejo, Linguado e Pampo, apresentando com frequência camadas que superam 30 metros. Tal situação é exemplificada pelos poços 3PM_0003A, 3BD_0003 (Figura 38), 1LI_0005 e 3RJS_0055 (Seção E-E', Figura 40). Estes poços localizam-se em posições estruturalmente elevadas, o que teria contribuído para a deposição das fácies de maior energia, a exemplo dos pacotes coquiníferos. Em contrapartida, os poços situados em blocos abatidos, a exemplo do 3LI_0008 (Figura 38), apresentam maior frequência e proporção de intercalações pelíticas.

No campo de Trilha, os níveis bioclásticos ocorrem intercalados a duas camadas pelíticas principais, que marcam a base e a porção intermediária do intervalo, espessando-se em direção à porção leste da área (Figura 39).

A região dos campos de Bicudo, Bonito e Enchova Oeste caracteriza-se por uma maior presença de intercalações pelíticas em meio à Coquina Inferior. Estas áreas apresentam-se em cotas estruturais rebaixadas quando comparadas à porção oeste da área estudada. Pode-se observar um abatimento na ordem de 200 m dos sedimentos da seção pré-sal no campo de Bicudo em relação às rochas correlatas presentes em Pampo. Tal fato é reflexo de um falhamento normal que marca o limite entre os dois campos, atingindo toda a coluna litológica regional (Figura 40). A transição entre os campos de Trilha e Enchova Oeste é marcada por sucessivos falhamentos normais limitados à seção aptiana, rebaixando continuamente as áreas a leste.

O limite superior da Coquina Inferior é delimitado pela base de um pacote pelítico sobreposto a rochas coquiníferas, de ocorrência generalizada ao longo da área de estudos,

SEÇÃO E - E'



LEGENDA

- | | | |
|---------------------|--------------------------|----------------------------|
| Fm. Emborê/Mb. Siri | Fm. Retiro | Fm. Cabiúnas |
| Fm. Carapebus | Fm. Coqueiros (pelitos) | Discordância (Eoc.-Maast.) |
| Fm. Ubatuba | Fm. Coqueiros (coquinas) | Reservatório Quissamã |
| Fm. Outeiro | Fm. Atafona | Topo Coq. Sup. |
| Fm. Quissamã | Fm. Itabapoana | Base Coq. Sup. |

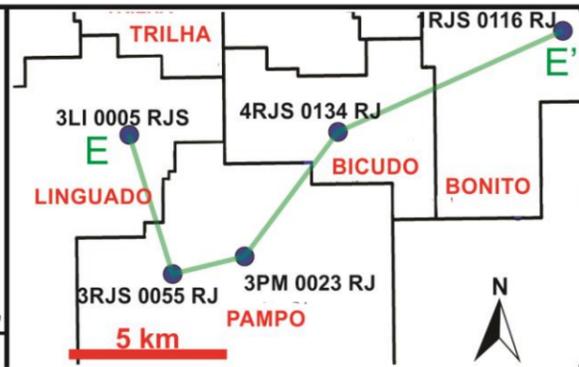


Figura 40: Seção Estrutural E - E'

expresso nos perfis geofísicos como um aumento abrupto nos valores de raio gama e DT. Corresponde ao Marco LF-60, definido pelo trabalho de Baumgarten (1985).

6.1.4.2 Coquina Superior

Esta subunidade caracteriza-se por um predomínio geral de níveis pelíticos em detrimento aos sedimentos calcareníticos e coquiníferos. Os primeiros atuam tanto como rochas geradoras na Bacia de Campos, quando exibem teores de carbono orgânico apreciáveis (>0.5 % em peso), quanto como selantes intraformacionais a possíveis níveis reservatório coquiníferos. A presença elevada de litotipos pelíticos em meio à Coquina Superior é indicada também pelos padrões observados nos índices de radioatividade, com ocorrência frequente de intervalos espessos (> 15 m) exibindo valores de raio gama superiores a 20° API.

Constata-se uma tendência de espessamento geral da Coquina Superior no sentido WNW – ESE, em direção aos campos de Bicudo, Bonito e Enchova.

A base da unidade é marcada por pacote pelítico de espessura variável, denominado informalmente de folhelho Jiquiá, embora corresponda, predominantemente, a margas que gradam para calcilitos em direção ao topo. As maiores espessuras contínuas desta camada ocorrem em meio ao campo de Linguado (poços 1LI_0005 e 3LI_0001) ultrapassando 70 m (Figuras 38 e 40). Exibe distribuição vertical significativa também em Trilha, chegando a 30 m (Figura 39). Nos campos de Badejo, Pampo e Bicudo, esta camada mostra-se adelgada, perfazendo menos de 20 m, espessando-se novamente em direção a Bonito e Enchova.

O padrão litológico observado em direção ao topo desta subunidade consiste em intercalações sucessivas de estratos pelíticos com níveis calcareníticos bioclásticos e coquiníferos, segundo descrições em pastas de poço e perfis compostos. A frequência destas intercalações é maior em Bicudo, Bonito e na porção central de Linguado, representada pelos poços 3LI_0004 e 3RJS_0167 (Seção F-F' - Figura 41).

Deve-se ressaltar o contexto específico do poço 1RJS_0165 (Figura 38), situado na região oeste do campo de Badejo, extremo noroeste da área de estudos. Esta área apresenta, em meio à Coquina Superior, espesso pacote de rochas com radioatividade superior a 20°API, indicativas de litotipos pelíticos. No entanto, a análise da pasta deste poço revela, por meio de testemunhos, que correspondem na realidade a siltitos e arenitos argilosos, com folhelhos, argilitos e calcilitos subordinados. De modo similar, os níveis com radioatividade inferior a 20 °API são dominados por ortoconglomerados polimíticos, associados a grauvas, exibindo apenas esparsos fragmentos de bivalves e calcarenitos.

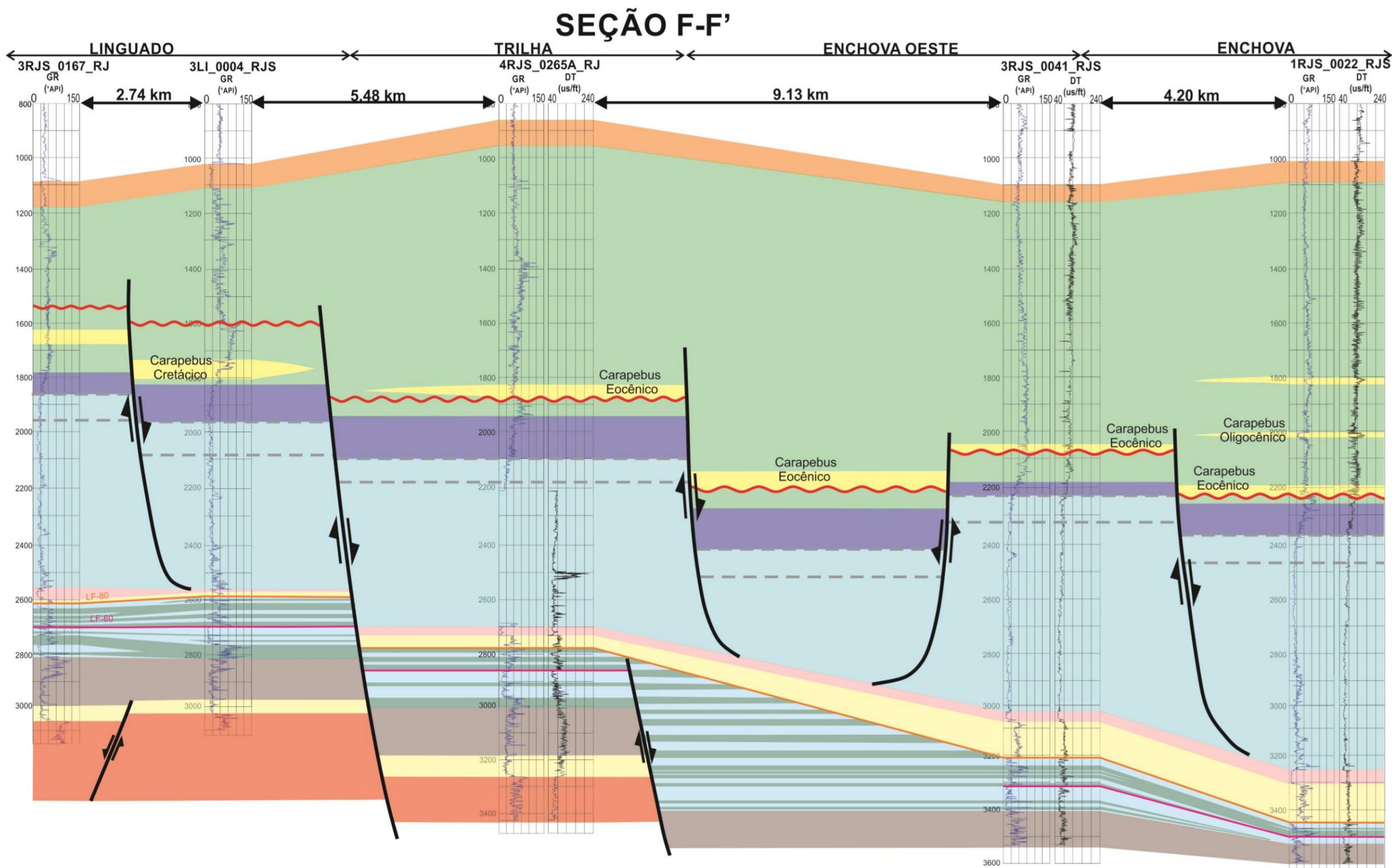


Figura 41: Seção Estrutural F – F'

Assim, a Formação Coqueiros, à altura do poço 1RJS_0165, apresenta litotipos distintos em relação aos outros poços da área estudada. O conjunto de litologias observado reflete uma sedimentação proximal, dominada por leques aluviais e *fan deltas*, em detrimento aos lagos tectônicos que caracterizam o ambiente deposicional da maior parte da Formação Coqueiros. Indica, assim, uma possível zona de transição entre as Formações Itabapoana e Coqueiros, uma vez que fragmentos de bivalves compõem os ortoconglomerados polimíticos.

Uma discordância angular regional marca o topo da Coquina Superior, sendo correspondente à discordância Pré - Alagoas e ao Marco LF-80 de Baumgarten (1985) Caracteriza-se por um aumento, nos perfis de GR, da ordem de 20°API, associado a uma queda pontual de 20 - 25 us/ft.

6.1.5 Formação Itabapoana - Sequência Transicional (Aptiano Superior)

Depositada sobre a discordância erosiva regional que marca o limite entre as Sequências Rifte e Transicional, a Formação Itabapoana de idade aptiana consiste em orto e paraconglomerados polimíticos, associados a siltitos e lamitos. Estes sedimentos proximais gradam para margas, siltitos e calcissiltitos em direção à porção distal da bacia (campos de Enchova Oeste, Enchova e Bonito), evidenciando a transição para a Formação Gargaú, conforme verificado no perfil composto do poço 1RJS_0022 e pastas dos poços localizados na porção leste da região estudada.

Embora não tenham sido registradas ocorrências econômicas neste litossoma, os lamitos e ortoconglomerados da Formação Itabapoana podem atuar como selantes locais à migração de hidrocarbonetos a partir dos reservatórios bioclásticos sotopostos.

A distribuição espacial da Formação Itabapoana aptiana evidencia claro espessamento da unidade em direção às porções leste da área estudada, atingindo valores expressivos (>80 m) nos campos de Bicudo, Enchova Oeste, Bonito e Enchova, e extremo oeste, na região de Badejo. Espessuras na ordem de 50 m predominam em Trilha, com adelgaçamento geral em direção aos campos de Pampo e Linguado.

Os falhamentos normais da fase rifte são menos atuantes nesta unidade, com exceção aos que afetam tanto as rochas da seção pré-sal quanto os sedimentos pós-aptianos, visíveis em todas as quatro seções já apresentadas. Esta característica ilustra a mudança do regime de esforços ativos durante a fase Pós-Rifte da Bacia de Campos (Aptiano Inferior – Albiano Inferior), com maior quiescência tectônica e baixa reativação de estruturas durante a deposição da Sequência Transicional.

6.1.6 Formação Retiro – Sequência Transicional (Aptiano Superior – Albiano Inferior)

Os pacotes evaporíticos que caracterizam a Formação Retiro equivalem ao topo da Sequência Transicional. Na região estudada, os principais minerais que compõem esta unidade correspondem à anidrita e, secundariamente, halita, conforme informam os perfis compostos analisados. Estas camadas salinas são de extrema importância aos sistemas petrolíferos locais e regionais, uma vez que podem atuar como importantes selantes dos reservatórios da seção pré-sal, além de influenciar na tectônica e estilo estrutural predominante nos sedimentos pós-aptianos, controlando a distribuição de diversos níveis reservatório ao longo de toda a bacia.

Radioatividades extremamente baixas (<10 °API) são a principal feição dos estratos salinos, associadas a picos de resistividade que superam 200 ohm.m. A diferenciação entre os tipos de minerais que compõem estes pacotes salinos ocorre por meio dos perfis de densidade, onde a anidrita, predominante em toda a área, apresenta valores entre 2.9 e 3.0 g/cm³, enquanto depósitos de halita, importantes em Enchova (poço 1RJS_0022, Figura 41), mostram densidades entre 2.0 e 2.1 g/cm³.

As seções estruturais revelam uma tendência geral de espessamento em direção aos campos de Trilha, Enchova Oeste, Bonito e Enchova, onde atinge cerca de 50 m. Adelgaçamento desta unidade pode ser observado nos campos de Badejo, Linguado e Pampo, estando ausente em algumas regiões deste último (poço 3PM_0003A, Figura 38).

Esta distribuição espacial e as baixas espessuras gerais constatadas para a unidade podem ser justificadas pela localização da área de estudos, inserida dentro do domínio extensional da tectônica salina. Assim, à medida que se avança em direção à porção distal da Bacia de Campos (sentido WNW-ESE), aproxima-se o domínio salino compressivo, com consequente espessamento gradual dos pacotes evaporíticos.

Outra influência importante dos depósitos salinos para a configuração estrutural local e regional diz respeito à acomodação de falhamentos das fases rifte e drifte. A elevada plasticidade destas rochas dificulta o avanço da deformação rúptil típica das falhas, limitando a extensão vertical destas feições ao longo de toda a Bacia de Campos. A ocorrência de falhas que cortam as seções pré e pós-sal está intimamente relacionada à ausência ou adelgaçamento local dos depósitos evaporíticos, o que facilita o fraturamento destes litotipos e permite o avanço da deformação. Assim, uma falha da seção rifte pode se desenvolver e atingir os sedimentos pós – aptianos, ou estruturas da seção pós-sal podem se conectar a feições rúpteis de idade pré-aptiana.

A associação entre o adelgaçamento da Formação Retiro e a ocorrência de falhas que afetam toda a coluna litológica local pode ser observada entre os poços 3LI_0001 e 3LI_0008 (Figura 38), 3PM_0023 – 4RJS_0134 (Figura 40) e 3LI_0004 e 4RJS_0265A (Figura 41).

6.1.7 Formação Quissamã – Sequência Carbonática Nerítica Rasa (Albiano Inferior – Albiano Médio)

A Formação Quissamã marca o início da fase drifte na Bacia de Campos, tendo ocorrência generalizada por toda esta província. Consiste em espesso pacote carbonático depositado em ambiente plataformal (SPADINI et al., 1988). A porção superior desta unidade corresponde a importante nível reservatório, de ampla ocorrência em meio à área estudada.

Litologicamente, apresenta depósitos dolomíticos em sua porção basal, correspondentes ao Membro Búzios. Sua assinatura geofísica consiste em valores altamente variáveis de radioatividade nos campos de Linguado, Pampo, Badejo e Trilha. Estes litotipos gradam, segundo descrições de amostras de calha e testemunho presentes nas pastas de poço, para calcirruditos e calcarenitos oolíticos na porção intermediária, geralmente associados a valores de radioatividade baixos, em torno de 30 °API.

O pacote superior da unidade apresenta o predomínio de calcarenitos oolíticos, subordinadamente bioclásticos. No entanto, em baixos deposicionais locais e blocos abatidos, este intervalo da Formação Quissamã mostra variações laterais de fácies, gradando para calcissiltitos e calcilutitos. Assim, os valores de radioatividade são geralmente inferiores a 30°API, atingindo localmente 40 a 50°API, em função da presença de rochas carbonáticas finas.

Quanto à sua distribuição espacial, a Formação Quissamã apresenta abatimento geral de WNW para ESE, acompanhando o comportamento regional das unidades. A espessura da formação atinge os maiores valores em meio aos campos de Linguado e Pampo, chegando a ultrapassar 900 m nestes dois últimos. É predominante a atuação de falhamentos lístricos na seção pós-sal, cuja origem está relacionada à movimentação halocinética iniciada a partir do Albiano Inferior (DIAS et al., 1990; COBBOLD et al., 2001), associados a falhas de grande extensão vertical e origem pré-aptiana, reativadas em pulsos tectônicos posteriores.

A análise integrada aos dados sísmicos à altura desta unidade revela que falhas normais sintéticas, de natureza lístrica, dominam na região estudada, com sucessivos falhamentos normais marcando a tendência de abatimento em direção à porção leste – sudeste da bacia. Destacam-se em meio a este contexto altos estruturais locais, exemplificados pela região dos poços 3PM_0003A e suas adjacências (3RJS_0055 e 3PM_0023), expressos nas Figuras 38 e 40, bem como a porção nordeste do campo de Bicudo, à altura do poço

3BI_0004 (Seção C-C', Figura 42). Grábens locais foram observados nas regiões nordeste de Enchova Oeste (poço 4BRSA_0539A, Figura 42), leste-nordeste de Linguado (poço 3LI_0008, Figura 38) e oeste de Bonito (poço 3BO_0003, Figura 42).

O nível reservatório principal da Formação Quissamã, situado próximo ao limite superior da unidade, foi delimitado nas seções com base na análise dos perfis de alguns poços que são produtores neste intervalo: 3PM_0003A (Figura 38), 4RJS_0161 (Figura 39) e 3BI_0004 (Figura 41). Os padrões imperantes nos perfis de GR, DT e RHOB destes poços foram utilizados como guia para estender os intervalos que seriam equivalentes ao nível reservatório em outros poços, sejam eles possíveis produtores ou não. Litologicamente, predominam em meio a este nível calcarenitos oolíticos, presentes principalmente nos campos de Linguado e Pampo, os que gradam lateralmente para calcissiltitos, comuns nas áreas de Enchova e Bonito, conforme verificado junto às pastas destes poços.

As maiores espessuras gerais (acima de 120 m) são constatadas ao longo do campo de Pampo, exemplificadas pelos poços 3PM_0003A (figura 38) e 3PM_0023 (Figura 40), atingindo estes valores próximos a 100 m em Bonito, à altura do poço 1RJS_0029 (Seção D-D' – Figura 43).

6.1.8 Formação Outeiro – Sequência Oceânica Hemipelágica (Albiano Médio – Cenomaniano Inferior)

Sobreposta aos calcários de águas rasas da Formação Quissamã, a Formação Outeiro representa o início do processo de afogamento da plataforma carbonática albiana, relacionado a uma variação eustática positiva em escala global (HAQ et al., 1987). Sua composição litológica consiste em calcilutitos basais, que gradam para pacotes margosos em direção ao topo da unidade. O caráter pouco permeável destas rochas torna a Formação Outeiro um efetivo selante, que capeia os reservatórios calcareníticos sotopostos.

A assinatura geofísica da unidade consiste em valores crescentes de radioatividade, geralmente por volta de 35 °API na base da unidade, atingindo 50 a 60° API em direção ao topo. Corresponde a um padrão de granudecrescência ascendente, com perfil em forma de “funil”, o que confere à Formação Outeiro a denominação informal de “Seção Bota”.

6.1.9 Formação Ubatuba – Topo da Sequência Oceânica Hemipelágica e Sequência Oceânica Progradante (Turoniano Inferior ao Recente)

Os espessos pacotes pelíticos que compõem a Formação Ubatuba representam o afogamento definitivo da plataforma carbonática e a instalação do estágio marinho franco, constituindo o litossoma de maior expressão vertical na área estudada. O arcabouço litológico

SEÇÃO C - C'

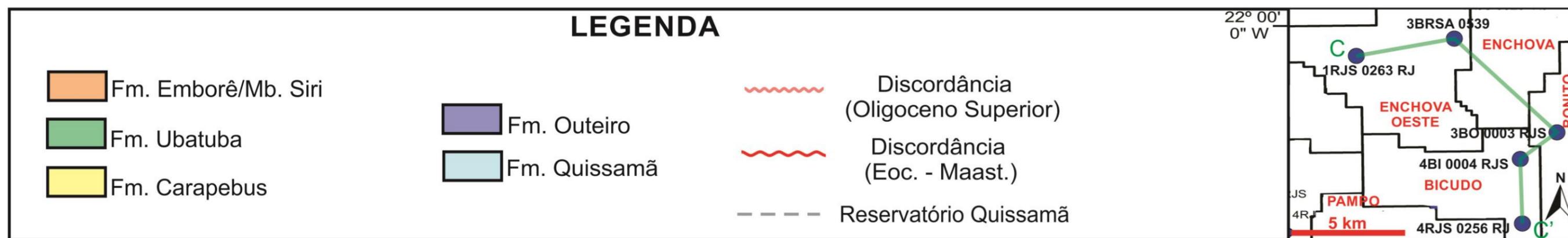
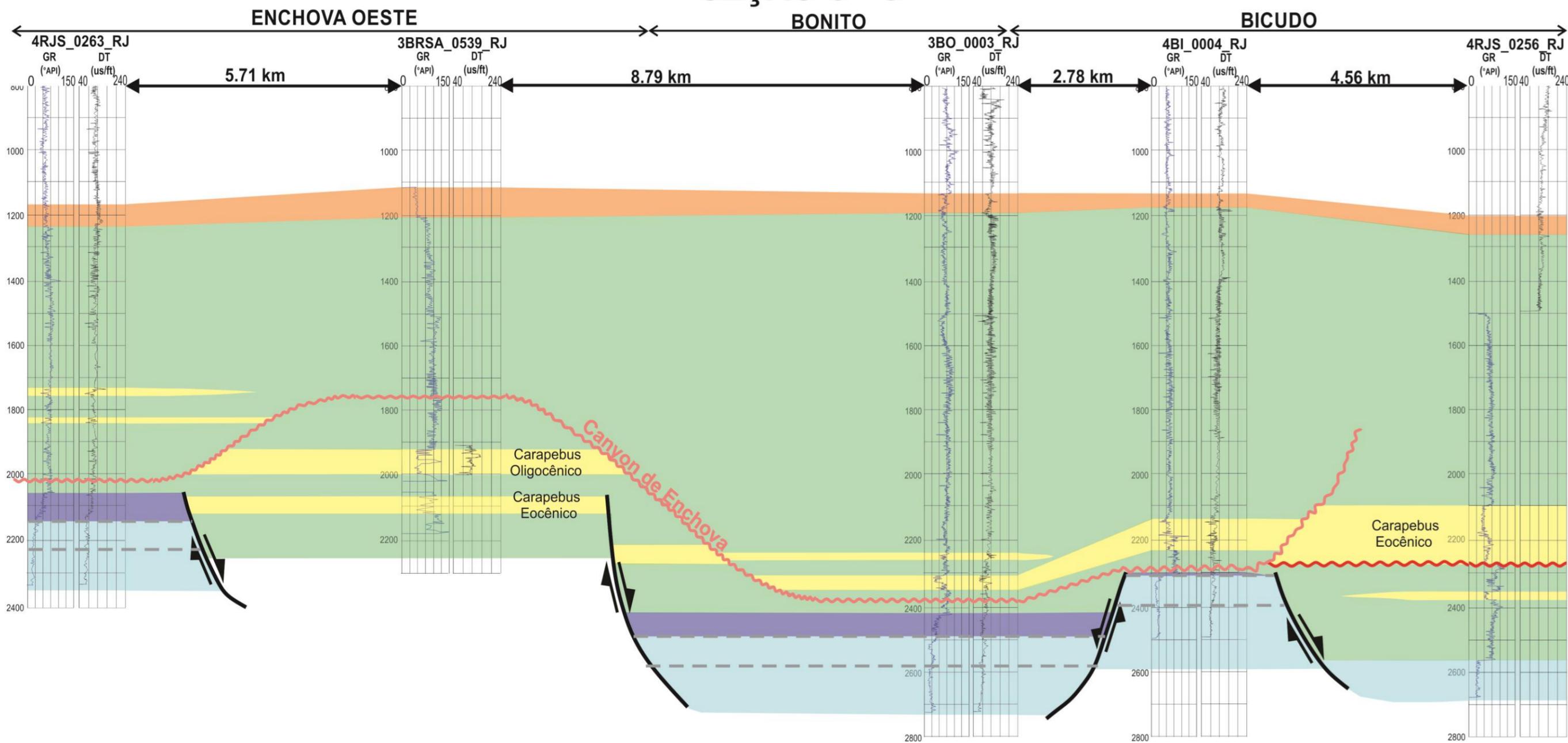
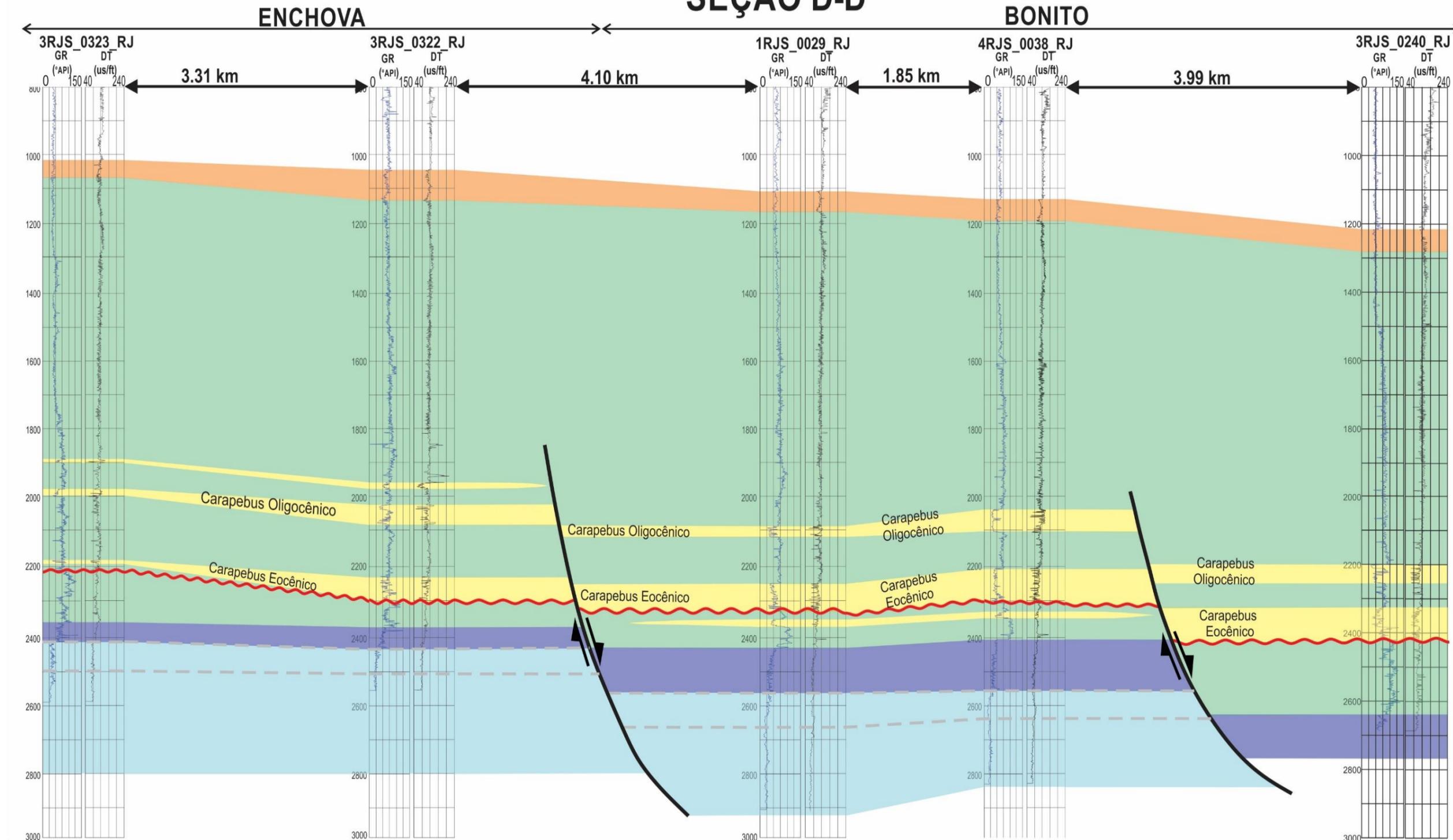


Figura 42: Seção Estrutural C - C'

SEÇÃO D-D'



LEGENDA

- Fm. Emborê/Mb. Siri
- Fm. Ubatuba
- Fm. Carapebus

- Fm. Outeiro
- Fm. Quissamã

- Discordância (Eoc. - Maast.)
- Reservatório Quissamã

22° 00'
0" W

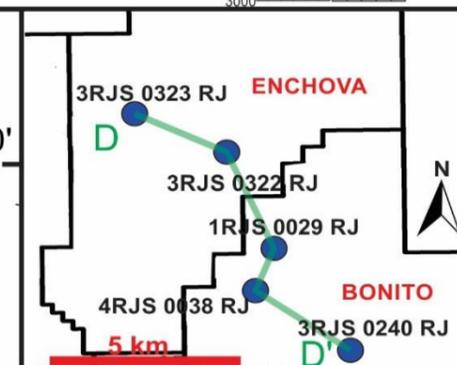


Figura 43: Seção Estrutural D - D'

da Formação Ubatuba apresenta certa homogeneidade, caracterizando-se por espessos intervalos de folhelhos e argilitos, associados a siltitos, margas e calcilutitos subordinados. Esta composição litológica confere à Formação Ubatuba permeabilidades baixíssimas, as quais, aliadas à ampla ocorrência areal e vertical da unidade, constituem excelente camada selante aos depósitos turbidíticos da Formação Carapebus.

A porção basal da Formação Ubatuba, equivalente ao Membro Tamoios, apresenta valores elevados de radioatividade, geralmente superiores a 80°API nas regiões de Linguado, Pampo e Badejo, atingindo médias próximas a 100 °API em meio aos outros cinco campos. O topo do Membro Tamoios é caracterizado por uma superfície discordante de caráter regional, que corresponde à ausência de registro sedimentar no intervalo Maastrichitano – Eoceno Médio. Esta discordância marca também a transição entre a Sequência Oceânica Hemipelágica, em regime de sedimentação retrogradante, para a Sequência Oceânica Progradante (DIAS et al., 1990).

Sobreposto ao Membro Tamoios, o Membro Geribá equivale às porções intermediária e superior da Formação Ubatuba, caracterizando-se por valores de radioatividade geralmente inferiores a 80 °API, que decrescem gradualmente em direção ao topo da unidade nas seções analisadas (Oligoceno Superior - Mioceno Inferior), atingindo médias entre 60 – 65°API.

Outra superfície discordante, de caráter erosivo, foi identificada na porção superior do Membro Geribá, sendo correspondente ao *Canyon* de Enchova, formado durante o Oligoceno Superior (SONOKI, 1987; ANTUNES et al., 1988). Sua presença foi constatada em poços localizados nos campos de Badejo (1RJS_0262, Figura 39), Enchova Oeste (4RJS_0263 e 4BRSA_0539), Bonito (3BO_0003) e Bicudo (4BI_0004, Figura 42). Esta feição foi delimitada por meio da análise das pastas e perfis compostos dos poços, os quais integram dados bioestratigráficos. A distribuição da discordância oligocênica foi posteriormente confirmada e detalhada em meio à interpretação sísmica.

6.1.10 Formação Carapebus – Seq. Oceânica Hemipelágica e Seq. Oceânica Progradante

Os turbiditos da Formação Carapebus ocorrem na forma de depósitos arenosos de diversas idades ao longo da Bacia de Campos, desde o Turoniano ao Mioceno Superior. No presente trabalho, foram detalhados turbiditos relativos a três idades principais, em decorrência da maior disponibilidade de dados para seu estudo e ocorrência expressiva na região: Cretáceo Superior, Eoceno Médio e Oligoceno Inferior.

Cada uma destas subunidades é composta por um número variável de pulsos arenosos, sendo aqui agrupados de acordo com suas idades e proximidade estratigráfica, em função da

escala vertical empregada neste trabalho. Correspondem a importantes níveis reservatório ao longo da área estudada, sendo descritos a seguir.

6.1.10.1 Formação Carapebus Cretácica (Turoniano – Coniaciano)

Os depósitos arenosos da Formação Carapebus de idade neocretácica ocorrem restritos aos campos de Pampo e Linguado, sendo constatados em 15 poços. Apresentam padrões altamente variáveis nos perfis de radioatividade, desde serrilhados (poços 3LI_0008 e , Figura 38) a lineares (3RJS_0167, Figura 41), por vezes associados ao tipo caixa em um mesmo poço (3PM_0023, Figura 40).

As assinaturas geofísicas identificadas podem ser relacionadas às características litológicas constatadas para os turbiditos cretácicos em meio às pastas de poço e perfis compostos. O perfil serrilhado está geralmente associado à predominância de paraconglomerados polimíticos, com matriz silto-argilosa. Já o padrão linear representa siltitos e folhelhos dominantes, com arenitos muito finos intercalados, enquanto a eletrofácies do tipo caixa aponta o predomínio de arenitos médios a grossos, com grau de seleção variável.

Pode-se observar claro abatimento dos turbiditos cretácicos no sentido NW-SE, com as cotas mais rasas ocorrendo ao norte de Linguado e as mais profundas na porção nordeste de Pampo. O espessamento da unidade acompanha esta tendência, com os maiores valores atingindo 80 m em Pampo, e os menores concentrando-se ao nordeste de Linguado. A falha que separa este último campo e Bicudo marca também o limite oriental de ocorrência destes depósitos, afetado predominantemente por falhamentos atuantes apenas na seção pós-sal, à exceção daquele situado entre os poços 1LI_0005 e 3LI_0008 (Figura 38).

6.1.10.2 Formação Carapebus Eocênica (Eoceno Médio – Eoceno Superior)

Corresponde ao pulso turbidítico de maior extensão lateral em meio à área de estudos, com ocorrência confirmada em 18 poços, distribuídos ao longo de cinco campos (Enchova Oeste, Trilha, Enchova, Bicudo e Bonito).

As assinaturas nos perfis de radioatividade apresentam eletrofácies do tipo serrilhada (poço 4BRSA_0539, Figura 42) e linear (4RJS_0265A, Figura 39) dominantes nos campos de Enchova Oeste, Enchova e Trilha. Já em relação aos campos de Bicudo e Bonito, torna-se comum o padrão do tipo caixa, associado ao formato em sino na porção basal dos depósitos turbidíticos, conforme pode ser observado nos poços 4RJS_0134 (Figura 40) e 4RJS_0038 (Figura 43). As associações entre as assinaturas dos perfis de radioatividade e litologias são similares àquelas constatadas para a unidade cretácica, com o padrão linear sugerindo predomínio de litotipos finos, enquanto o tipo caixa indica presença de espessos pacotes de

arenitos médios a grossos. A principal diferença é que o padrão serrilhado, nestas regiões, associa-se a paraconglomerados, sustentados por matriz argilo-siltosa.

Quanto à distribuição espacial, as cotas mais rasas dos depósitos turbidíticos eocênicos ocorrem na porção centro-noroeste da área de estudos, em meio aos campos de Trilha e Enchova Oeste, aumentando rumo aos campos de Bicudo e Bonito, no sentido NNW-SSE. O mesmo ocorre com a espessura dos depósitos, que aumentam em direção à porção sul-sudeste da área estudada, onde atingem valores superiores a 100 m. Constata-se que os depósitos turbidíticos de idade eocênica ocorrem sobrepostos imediatamente à superfície discordante do Maastrichtiano – Eoceno Médio. Esta feição erosiva pode ter atuado como calha deposicional para estes pacotes arenosos, sendo preenchida com a elevação do nível eustático a partir do Eoceno Médio.

Falhas lítricas normais influenciam no abatimento da Formação Carapebus nesta direção, conforme evidenciado pelas feições que separam os campos de Enchova e Bonito (Figura 43), Trilha e Bicudo (Figura 39) e Enchova Oeste – Enchova (Figura 41).

Os depósitos que avançam em direção às porções centro-oeste de Enchova Oeste, nordeste de Bicudo e Oeste de Bonito são truncados lateralmente pela superfície erosiva do *Canyon* de Enchova (Figuras 42 e 43), descrita anteriormente. Este padrão sugere orientação WNW-ESE à esta estrutura, confirmada pelos trabalhos de Sonoki (1987) e Antunes et al. (1988). A calha do *canyon* parece situar-se próximo ao limite dos campos de Bicudo e Bonito (poços 3BI_0004 e 3BO_0003, Figura 42), sendo esta a área onde foram constatadas as menores cotas da superfície erosiva correspondente. Ademais, espessos pacotes arenosos foram identificados em meio a estes dois poços, tendo sido depositados no interior do *canyon* oligocênico, datando do Mioceno Inferior a Superior e, portanto, não sendo detalhados neste estudo.

6.1.10.3 Formação Carapebus Oligocênica (Oligoceno Inferior)

Os turbiditos oligocênicos da Formação Carapebus foram identificados em 14 poços, em meio aos campos de Bicudo, Enchova Oeste, Bonito e Enchova. Mostram maior homogeneidade nos perfis de radioatividade e DT se comparados aos depósitos arenosos mais antigos, com predomínio do padrão tipo caixa na maior parte dos poços.

É comum também a ocorrência de picos radioativos na porção intermediária destes turbiditos, representativos de níveis intraformacionais ricos em pelitos, que separam dois pacotes arenosos bem definidos. Esta segunda opção pode ser observada nos poços

3RJS_0322 e 3RJS_0240 (Figura 43), enquanto o padrão em caixa é exemplificado nos poços 3RJS_0323 e 4RJS_0038 (Figura 43).

A Formação Carapebus Oligocênica apresenta abatimento geral em direção ao campo de Bonito e Enchova, com as cotas mais rasas ocorrendo em meio aos campos de Bicudo e Enchova Oeste. Os falhamentos normais que afetam esta unidade são os mesmos que atuam sobre os depósitos eocênicos, conforme expressa a Figura 42. Com relação à variação de espessura, as maiores são encontradas em meio aos campos de Bonito e Enchova (> 60 m), enquanto a região de Bicudo encerra as menores (<20 m). A influência do *canyon* de Enchova nos depósitos oligocênicos é análoga àquela constatada para os arenitos eocênicos, truncando os turbiditos que avançam rumo à porção sudeste de Enchova e nordeste de Bicudo.

6.1.11 Formação Emborê/Membro Siri – (Oligoceno Superior – Mioceno Inferior)

Os calcarenitos algálicos do Membro Siri marcam o topo da coluna estratigráfica analisada neste trabalho, funcionando como importante horizonte cronoestratigráfico na interpretação sísmica da área estudada.

A assinatura geofísica da unidade corresponde a valores de radioatividade entre 55 e 65° API, delimitados na base e no topo por pequenas quebras negativas, que atingem 50 °API, conforme exemplificado nos poços 3RJS_0322 e 1RJS_0029 (Figura 42). Padrão semelhante ocorre nos perfis de DT, marcados por pequenas quedas na base e no topo, atingindo valores de 100 us/ft, enquanto médias ligeiramente superiores (115 – 120 us/ft) predominam no interior da unidade.

O Membro Siri exhibe mergulho baixo (<5°) em direção à porção sudeste da área estudada, com adelgaçamento segundo o mesmo rumo, atingindo as menores espessuras (aprox.. 60 m) nos campos de Bonito e Bicudo. Não foram identificadas falhas que afetam a unidade, indicativas da menor atividade halocinética observada a partir do Oligoceno Superior.

6.2 ANÁLISE FÍSICA DA ROCHA GERADORA

A avaliação da principal rocha geradora da Bacia de Campos, neste trabalho, inclui os valores relativos e absolutos de pelitos em meio à unidade considerada (Coquina Superior), bem como os valores médios de carbono orgânico total (COT) constatados nestes níveis pelíticos.

Ressalta-se que a ausência do poço 1RJS_0165 na análise referente aos níveis pelíticos e respectivo conteúdo orgânico decorre das constatações feitas junto à pasta do referido poço, que confirma a predominância local de rochas conglomeráticas em direção ao topo da

Formação Coqueiros. Assim, a estimativa realizada por meio da correlação rocha-perfil não seria aplicável a esta área, sendo, portanto, desconsiderado o poço em questão.

A correlação rocha – perfil, detalhada no item 5.1.2, permitiu estimar a proporção de pelitos presentes na Coquina Superior, a partir dos dados de 25 poços, conforme expresso na Figura 44.

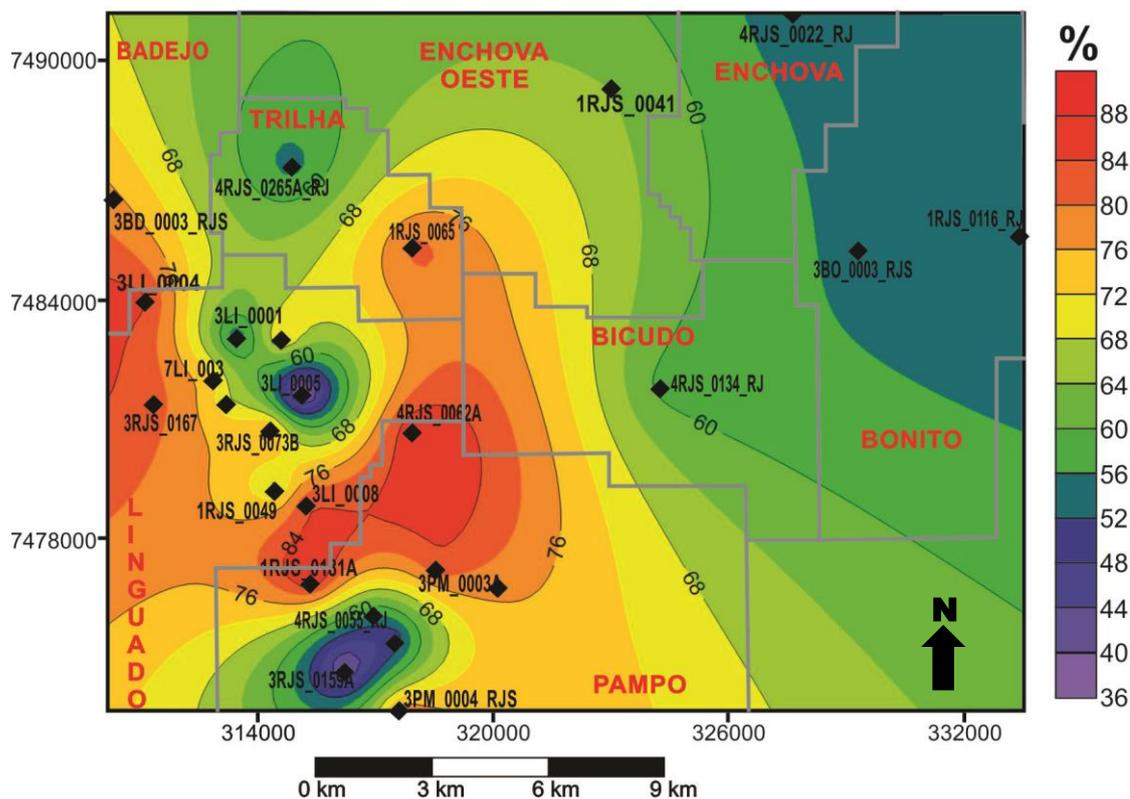


Figura 44: Proporção de Pelitos em meio à Coquina Superior

Os valores relativos de pelito presentes em meio à Coquina Superior mostram tendência geral de aumento em direção às porções oeste – noroeste e centro-oeste da área estudada. As maiores proporções são contatadas na região sudeste de Badejo (acima de 90%), ao longo de todo o campo de Trilha e noroeste de Pampo (acima de 75 % em ambas as regiões). Já os menores valores são encontrados de modo geral no extremo leste da região estudada (Enchova e Bonito), bem como na porção nordeste do campo de Linguado e oeste de Pampo, com predomínio de médias inferiores a 60% nestas áreas.

Além da proporção relativa de pelitos, foi calculada também a presença absoluta destes litotipos na Coquina Superior, ilustrada pela Figura 45.

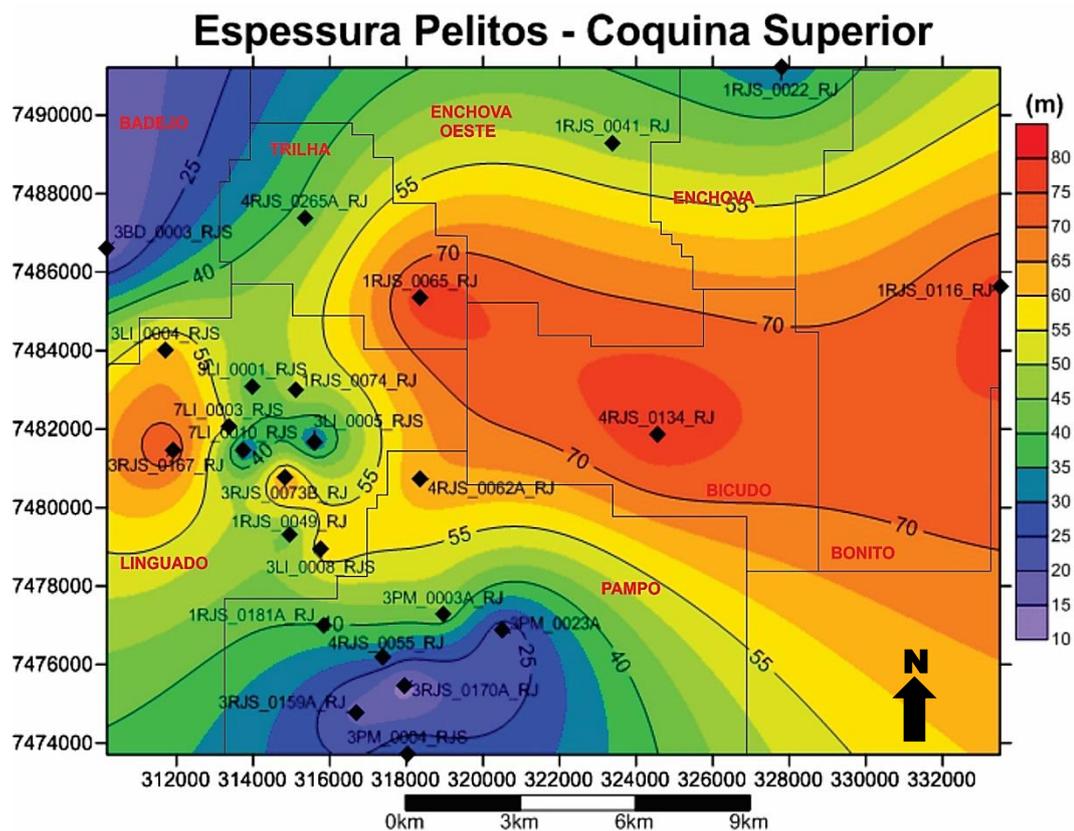


Figura 45: Espessura de rochas pelíticas em meio à Coquina Superior

Neste contexto, verifica-se a inversão de padrões com relação ao mapa anterior: os valores absolutos de pelitos aumentam em direção à porção centro – leste da área estudada, composta pelos campos de Bonito, Bicudo e sudeste de Trilha, onde supera os 65 m. Em contrapartida, a espessura de litologias pelíticas apresenta adelgaçamento em direção ao sul e noroeste da região estudada, equivalente aos campos de Badejo, nordeste de Linguado e centro – oeste de Pampo, com predomínio de valores inferiores a 40 m.

A comparação entre estes mapas revela que, embora a proporção relativa de pelitos seja maior nos poços proximais da área estudada (campos de Badejo, oeste de Linguado, norte de Pampo e Trilha), a espessura absoluta destes litotipos mostra tendência inversa, com espessamento em direção à porção distal. Tal fato indica que o nível equivalente à Coquina Superior mostra claro espessamento no sentido WNW – ESE, uma vez que menores proporções de pelitos (< 60%) equivalem a valores absolutos mais expressivos. Assim, a espessura de potenciais rochas geradoras é maior na porção distal da área estudada.

Outro fator fundamental para avaliar o potencial gerador local das rochas pelíticas é o conteúdo orgânico das mesmas, representado pelos valores médios de %COT em peso. Este parâmetro, disponível em 12 poços, segue expresso na Figura 46.

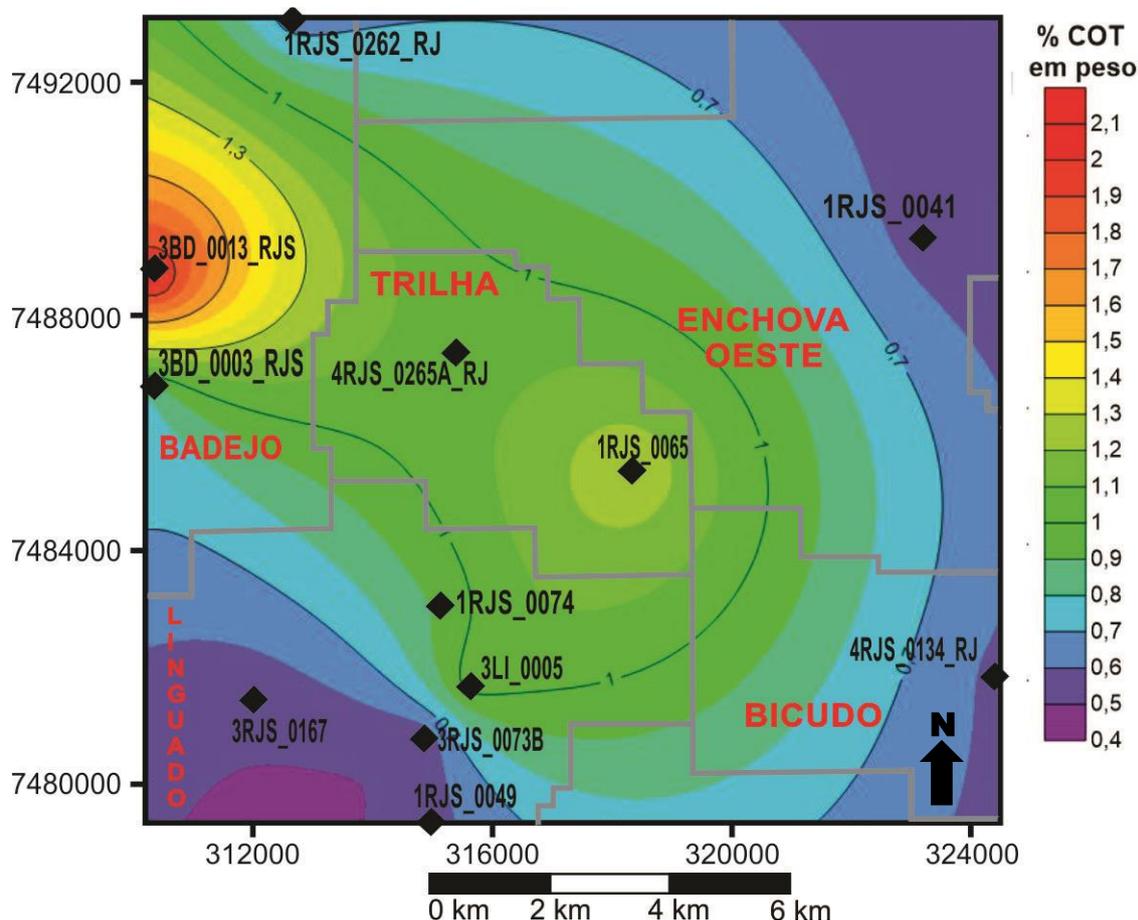


Figura 46: Valores médios de %COT obtidos para a área estudada

Conforme exposto, as maiores médias de COT foram observadas na porções sudeste do campo de Trilha e central Badejo, atingindo respectivamente 1,5 e 2,0 % em peso. A tendência geral observada para este parâmetro é a concentração de valores acima de 1%, (indicativos de elevado conteúdo orgânico) nas porções central e noroeste da área estudada, com decréscimo rumo aos extremos nordeste e sudoeste.

A análise integrada preliminar dos três mapas apresentados permite apontar o campo de Trilha e extremo nordeste de Linguado, equivalentes à porção central da área de estudos, como área de elevado potencial gerador, em função da associação entre elevados valores médios de COT (acima de 1%) e espessuras significativas de rochas pelíticas, superiores a 40 metros.

Segundo Espitalié (1977), valores superiores a 0,5% de COT em rochas carbonáticas ou margas já constituem potencial gerador significativo. Considerando que há predomínio de rochas margosas e calcilutitos em meio aos pelitos do topo da Formação Coqueiros (conforme

descrito no item 6.1.4.2), outra região de apreciável potencial gerador consiste no campo de Bicudo, porção leste-sudeste da área estudada. Além de teores de COT entre 0.5 e 0.6 %, espessuras superiores a 75 m ocorrem, seguindo o *trend* de espessamento no sentido WNW – ESE.

6.3 ANÁLISE PETROFÍSICA

A análise petrofísica desenvolvida neste trabalho foi aplicada aos seis principais níveis – reservatório identificados por meio da análise estratigráfica e correlação rocha – perfil: Coquina Inferior, Coquina Superior, Topo da Formação Quissamã, Carapebus Cretácico, Eocênico e Oligocênico. Para cada intervalo, foram selecionados os parâmetros petrofísicos mais relevantes, de acordo com as respectivas características litológicas.

Deve-se ressaltar, conforme especificado em capítulos anteriores, que a região estudada é composta por campos petrolíferos maduros, com potencial econômico já avaliado ao longo das últimas duas décadas. Assim, as áreas que encerram os melhores reservatórios em cada unidade, apontadas aqui, não consistem em alvos exploratórios, mas permitem a caracterizar e avaliar a variação das propriedades petrofísicas dos níveis reservatório locais. Os resultados seguem expressos a seguir, na forma de mapas confeccionados com base em dados pontuais (poços), interpolados por meio da técnica de krigagem ordinária, disponível no *Surfer* 13.

6.3.1 Coquina Inferior

As porções basal e intermediária da Formação Coqueiros abrigam os principais níveis reservatório da unidade. Neste trabalho, os diversos estratos coquiníferos foram caracterizados de maneira conjunta, considerando as médias das propriedades analisadas. Os perfis de radioatividade foram utilizados para identificar a proporção de rochas coquiníferas/calcareníicas em relação às litologias pelíticas. A espessura total dos possíveis níveis-reservatório segue expressa na Figura 47.

Constatou-se que os possíveis níveis reservatório da Coquina Inferior são mais expressivos na porção norte do campo de Pampo e áreas leste e nordeste de Linguado, onde dominam espessuras acima de 80 m. Estes valores decrescem em direção às porções nordeste e sudoeste da área estudada (regiões central de Linguado, centro-oeste de Pampo e oeste de Enchova), onde não ultrapassam 50 m.

Para avaliar a qualidade dos estratos coquiníferos identificados, foi confeccionado também o mapa de distribuição da porosidade total para estes níveis, ilustrado na Figura 48.

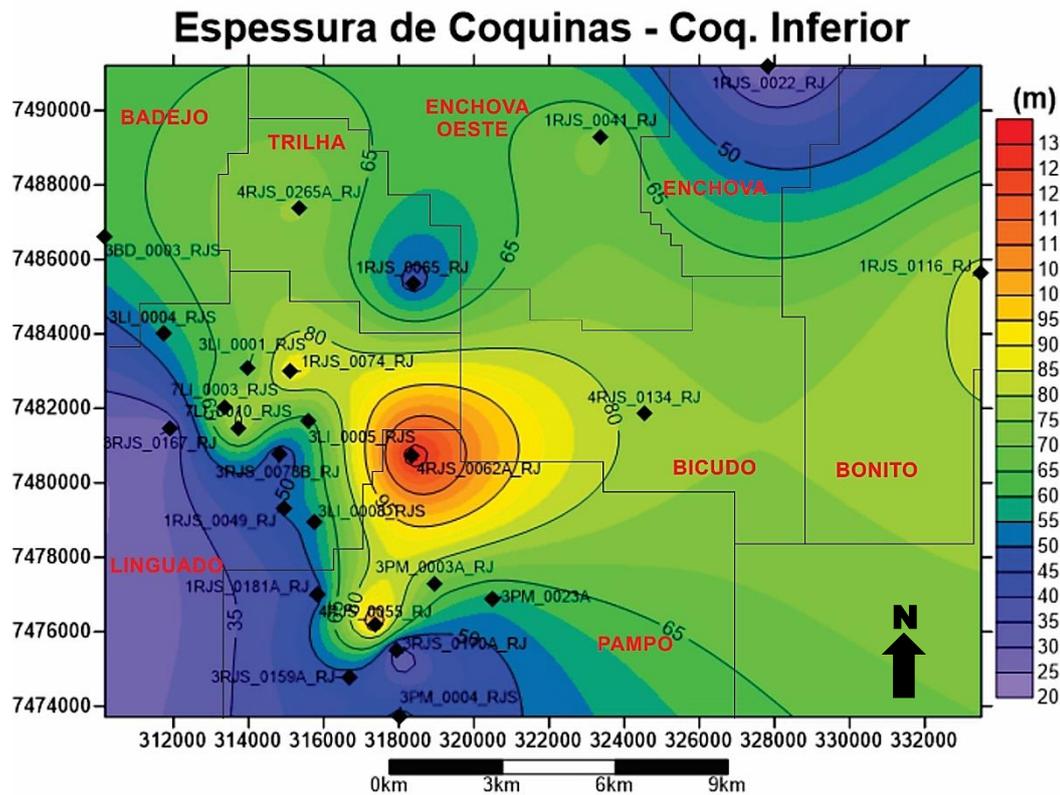


Figura 47: Mapa de Isópacas de rochas coquiníferas/calcarenticas em meio à Coquina Inferior

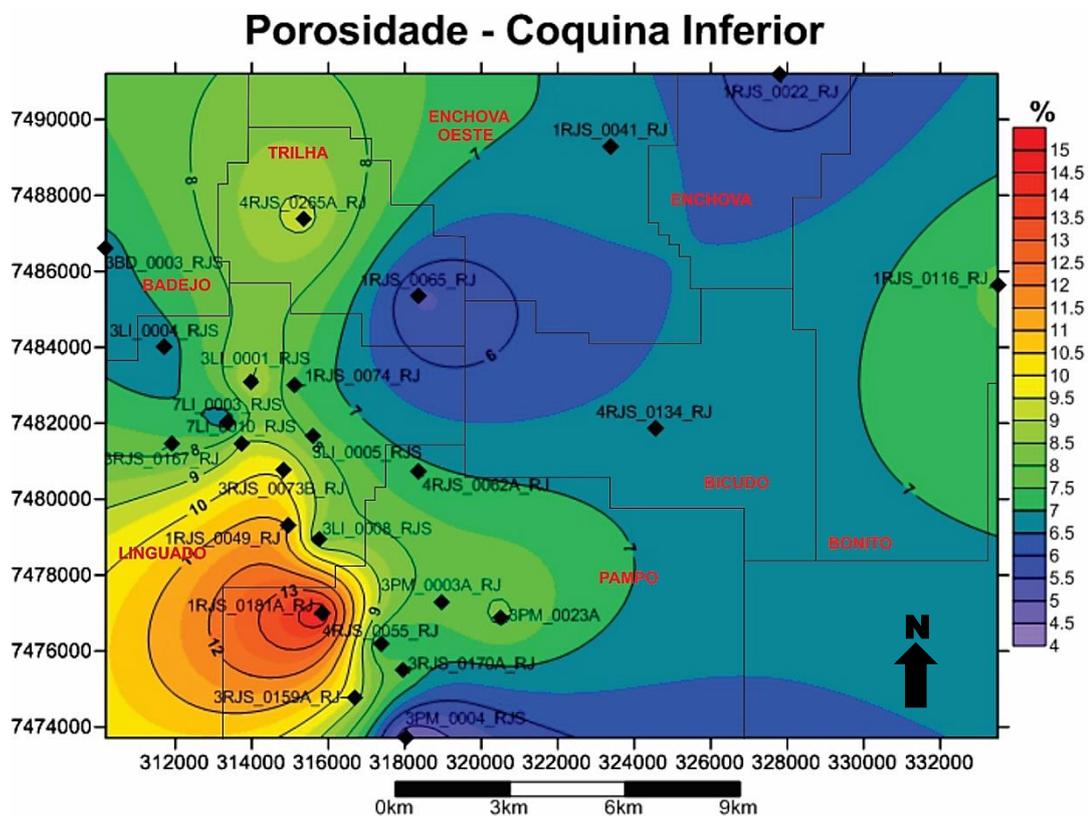


Figura 48: Distribuição da Porosidade Total ao longo dos níveis reservatório da Coquina Inferior

Conforme observado, a porosidade dos níveis coquiníferos apresenta distribuição bastante distinta daquela relacionada à espessura dos mesmos. Os valores obtidos mostram

aumento de NE para SW, com predomínio de médias acima de 8%, e máximos (acima de 10 %) situados em meio à porção noroeste de Pampo e centro-leste de Linguado. A região sudeste de Trilha e central de Enchova apresentam valores baixos (inferiores a 5%). As menores médias identificadas correspondem a 4%, e ocorrem na porção central de Pampo, equivalente ao limite sul da área de estudos.

Visando determinar quais localidades em meio à Coquina Inferior podem efetivamente compor níveis produtores, confeccionou-se o mapa de resistividade média dos estratos coquiníferos identificados, expresso na Figura 49.

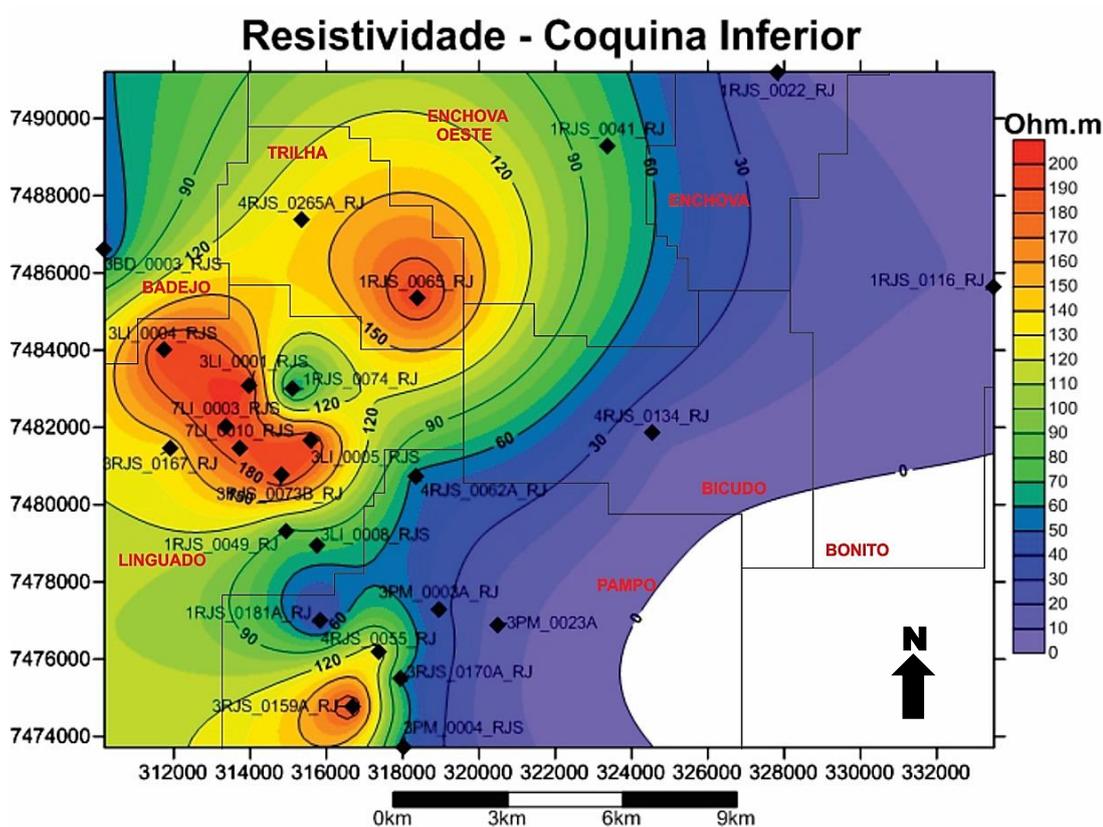


Figura 49: Médias de Resistividade para níveis reservatório da Coquina Inferior

A distribuição destes valores mostra concentração de prováveis níveis produtores (com resistividades acima de 50 ohm.m) na região proximal da bacia, em meio aos campos de Linguado, Trilha e oeste de Pampo.

A análise das pastas de poço revela que as elevadas médias em Linguado e Pampo são equivalentes a níveis produtores comerciais ou subcomerciais de óleo e/ou gás, de modo geral. No entanto, o poço 1RJS_0065, embora registre indícios de hidrocarbonetos, apresenta os níveis coquiníferos argilosos e silicificados, com produção desprezível associada. A alta resistividade média pode, inclusive, estar parcialmente relacionada à silicificação das rochas em questão, o que aumentaria a resistência local à passagem de corrente elétrica.

Associando-se os três mapas apresentados, é possível apontar a região nordeste de Linguado como principal área produtora deste intervalo, por combinar valores medianos a bons de porosidade para reservatórios coquiníferos (8 – 10 %), espessuras significativas (> 70 m) e elevadas resistividades (> 100 ohm.m). Outra área prolífica corresponde à porção centro-oeste de Pambo, que, embora exiba espessuras altamente variáveis (30 a 100 m), exibe elevadas porosidades (> 9%) e resistividades (> 50 ohm.m). Ambas as regiões correspondem a áreas produtoras de hidrocarbonetos neste nível, segundo dados de pastas dos poços locais.

6.3.2 Coquina Superior

Além dos níveis pelíticos, potenciais geradores e selantes intraformacionais, o intervalo superior da Formação Coqueiros encerra também estratos coquiníferos que compõem reservatórios de relevância secundária. A espessura destas rochas bioclásticas segue expressa na Figura 50, em mapa elaborado utilizando-se dados de 25 poços.

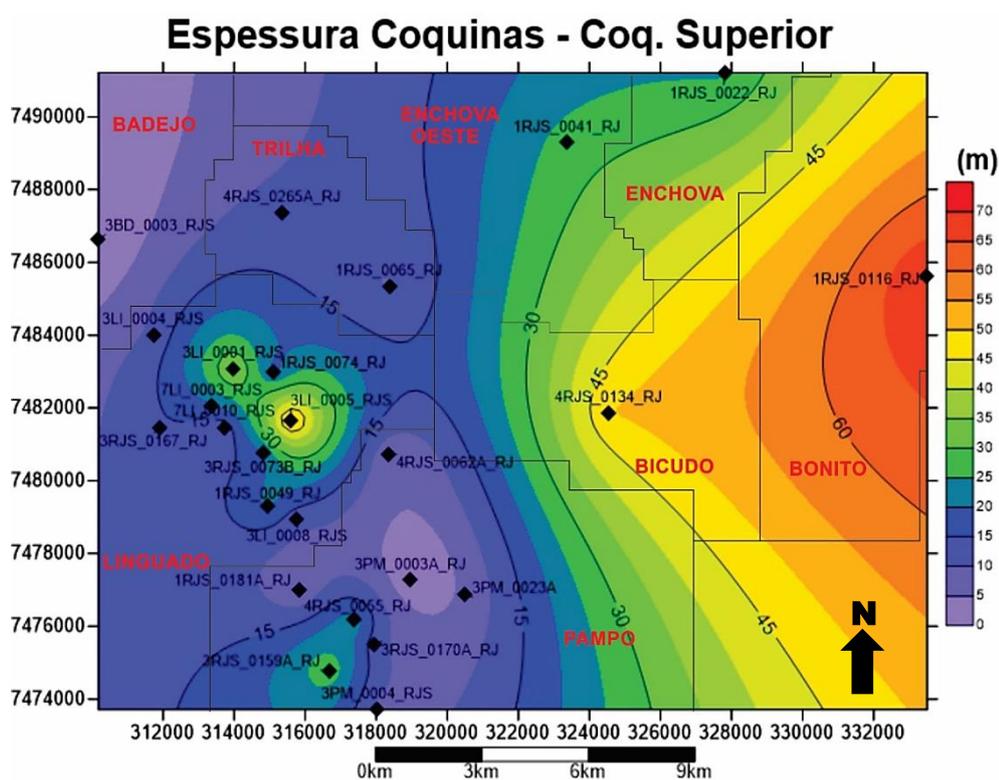


Figura 50: Espessura dos níveis reservatório em meio à Coquina Superior

Os valores observados para a Coquina Superior são significativamente inferiores àqueles exibidos pela Coquina Inferior, predominando espessuras gerais menores que 30 m, que crescem em direção à porção distal/leste da bacia (campos de Bicudo e Bonito), atingindo 70 m. Localmente, espessuras maiores que 35 m são constatadas ao nordeste de Linguado, em posições estruturalmente elevadas (poços 3LI_0001 e 3LI_0005).

Esta tendência de espessamento em direção à porção distal da área estudada pode ser interpretada como um reflexo do espessamento geral do intervalo Coquina Superior, já evidenciado pela Figura 45 (mapa da espessura de pelitos da Coq. Sup.), o que afetaria também os depósitos coquiníferos na região.

A menor relevância dos reservatórios presentes em meio à Coquina Superior é evidenciada pelas médias de porosidade deste intervalo, expressas na Figura 51.

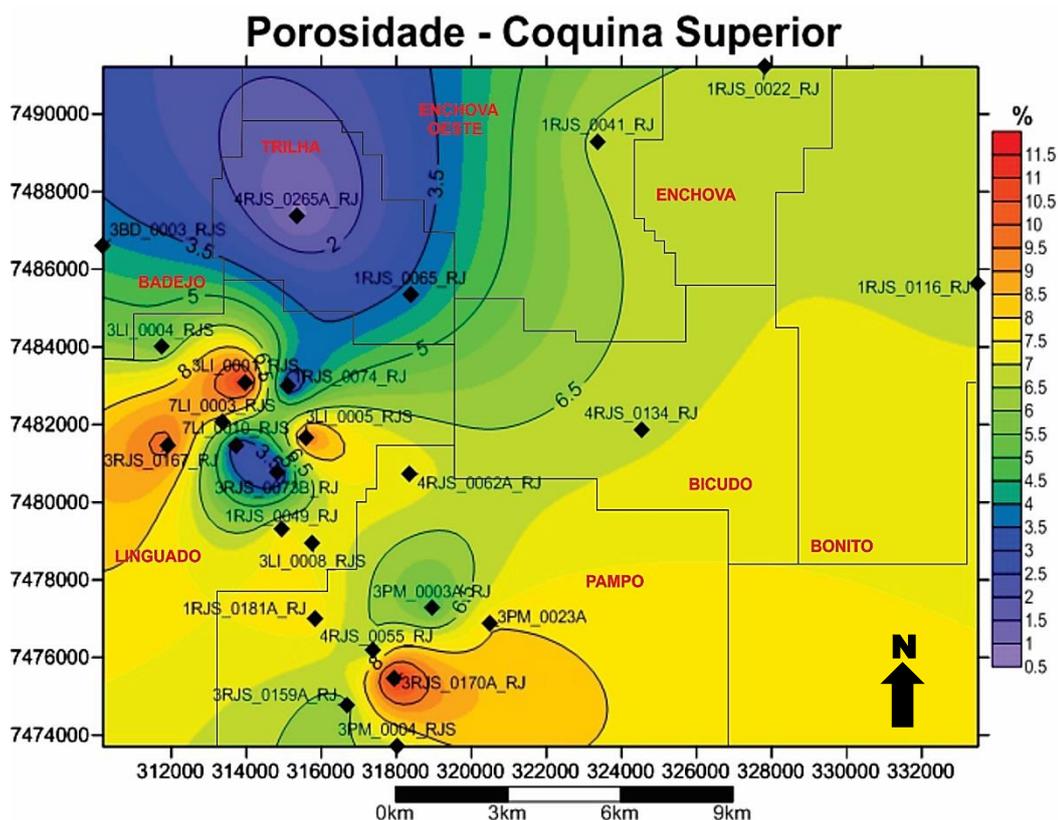


Figura 51: Distribuição espacial da Porosidade Total em meio aos níveis reservatório da Coquina Superior

Conforme exposto, predominam valores de porosidade inferiores a 7% em meio à Coquina Superior, com mínimos (entre 1 e 3%) concentrados na porção noroeste da área, equivalente ao norte de Trilha e sudeste de Badejo, localmente presentes no nordeste de Linguado. Em contrapartida, as maiores médias (> 10%) estão concentradas na região centro-norte de Pampo e Linguado, equivalentes aos extremos oeste e sul da área estudada.

Por fim, os valores médios de resistividade calculados para o topo da Formação Coqueiros também são menos expressivos se comparados aos obtidos para a Coquina Inferior, como é possível observar na Figura 52.

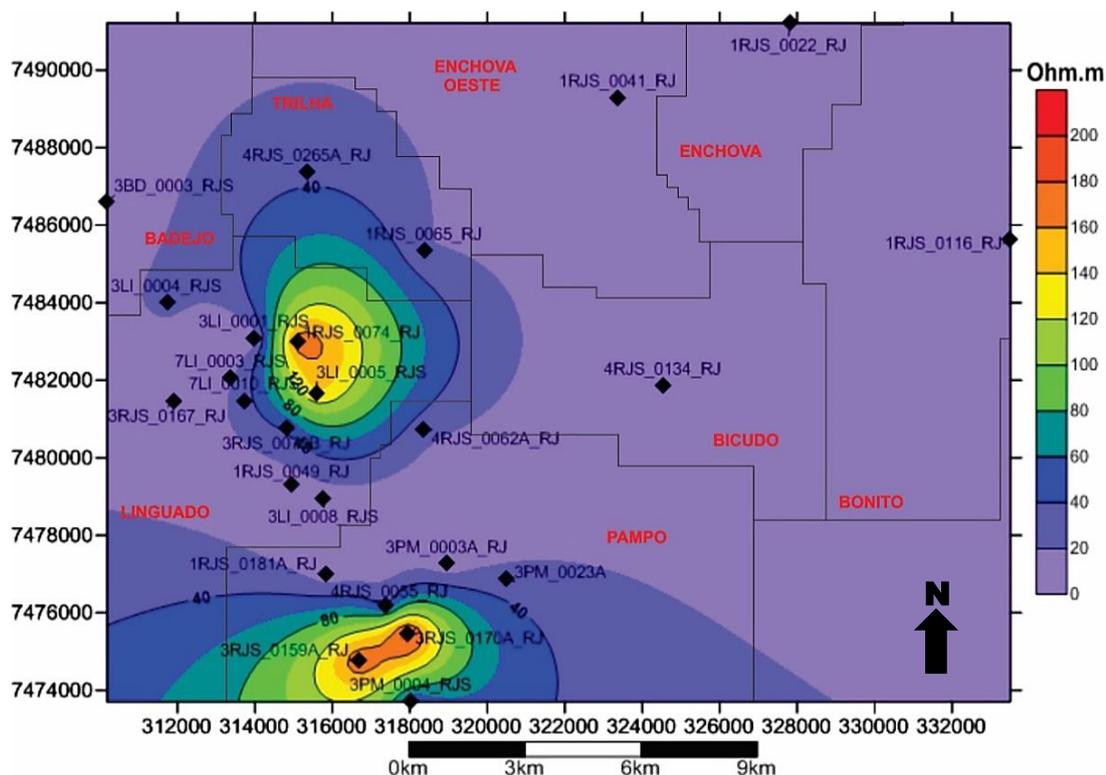


Figura 52: Resistividades médias dos níveis reservatório referentes à Coquina Superior

Os valores de resistividade apresentados evidenciam médias predominantemente inferiores a 40 ohm.m, com exceção a alguns poços situados na porção nordeste de Linguado e centro-oeste de Pampo, que atingem valores elevados (>100 ohm.m).

A análise integrada dos mapas petrofísicos referentes a este intervalo revelam que a área de maior interesse corresponde às porções centro-oeste de Pampo e nordeste de Linguado, similares àquelas apontadas anteriormente para o nível da Coquina Inferior. Novamente, estas regiões encerram a melhor associação entre espessura (>25 m), porosidades médias (> 9.5%) e resistividades (> 60 ohm.m).

6.3.3 Formação Quissamã

Os calcarenitos oolíticos da Formação Quissamã abrigam um importante nível reservatório em sua porção superior, próxima ao contato com os litotipos de baixa permeabilidade da Formação Outeiro. O mapa de isópacas (Figura 53) deste intervalo mostra que equivale a uma camada de ocorrência generalizada na área de estudos, identificada em todos os poços cujos perfis geofísicos atingem o topo da Formação Quissamã (38 no total).

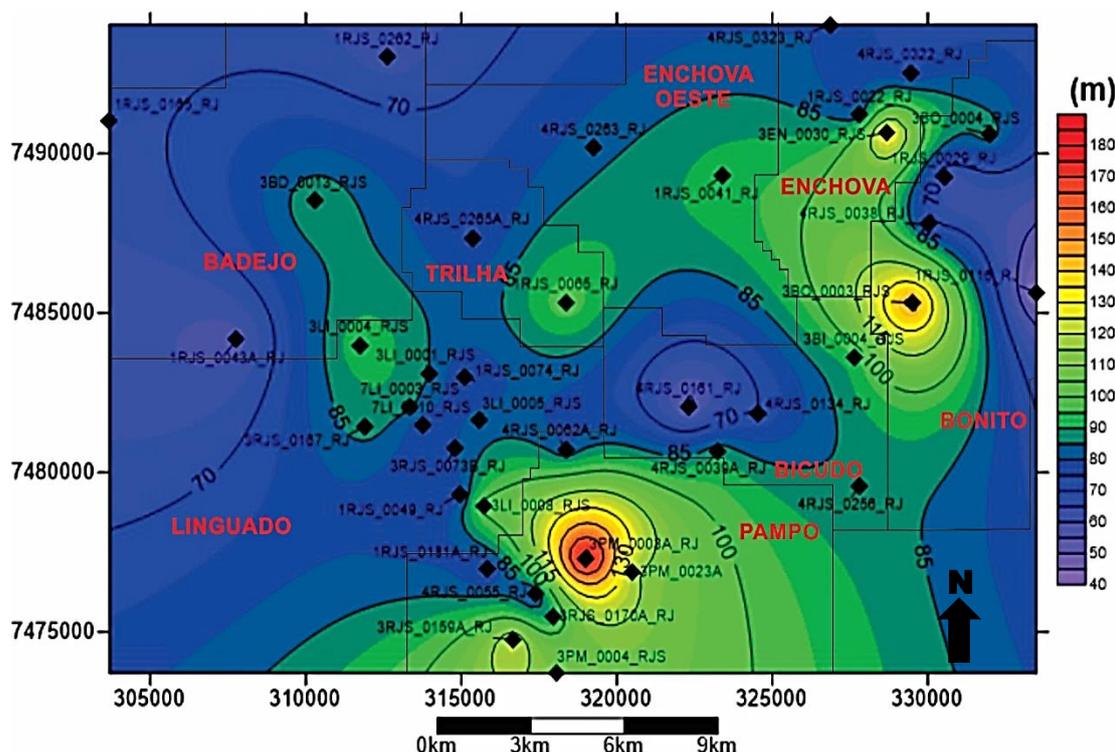


Figura 53: Mapa de isópacas referente ao nível reservatório existente no topo na Formação Quissamã

As maiores espessuras do Reservatório Quissamã são constatadas na porção norte e centro-oeste do campo de Pampo (> 100 m), bem como na região limítrofe entre os campos de Enchova e Bonito (100 a 140 m), ao passo que os valores menos expressivos ocorrem ao oeste e nordeste de Badejo, e extremo leste da área estudada (limite oriental de Bonito). Assim, pode-se apontar uma tendência de espessamento do Reservatório Quissamã no sentido WNW – ESE.

Embora as rochas calcareníticas predominem em meio à Formação Quissamã, é comum a ocorrência de estratos compostos por calcissiltitos ou calcilitos subordinados ao longo da área de estudo, o que pode influenciar na qualidade do reservatório considerado. Assim, confeccionou-se para este intervalo o mapa de radioatividade, baseado nos perfis de Raio Gama, conforme expresso na Figura 54.

A distribuição dos valores médios de GR evidencia uma tendência de aumento em direção à porção distal da bacia (sentido oeste – leste), representada por médias em geral superiores a 22 °API nos campos de Enchova, Bonito e Bicudo. Os menores valores predominam na porção nordeste de Linguado, oscilando entre 12 e 18 °API, atingindo mínimos locais de 10 °API.

Este padrão aponta para maior homogeneidade litológica do Reservatório Quissamã em meio aos campos de Linguado e Badejo, com provável predomínio de calcarenitos oolíticos e bioclásticos nestes campos, enquanto carbonatos finos ocorrem associados com maior frequência nos campos de Enchova e Bonito. Esta interpretação é sustentada pela

análise dos perfis compostos dos poços 1RJS_0029 e 4RJS_0322, que exibem médias de radioatividade maiores que 25° API: em ambos, calcissiltitos ocorrem na porção superior da Formação Quissamã, justificando as maiores médias de radioatividade.

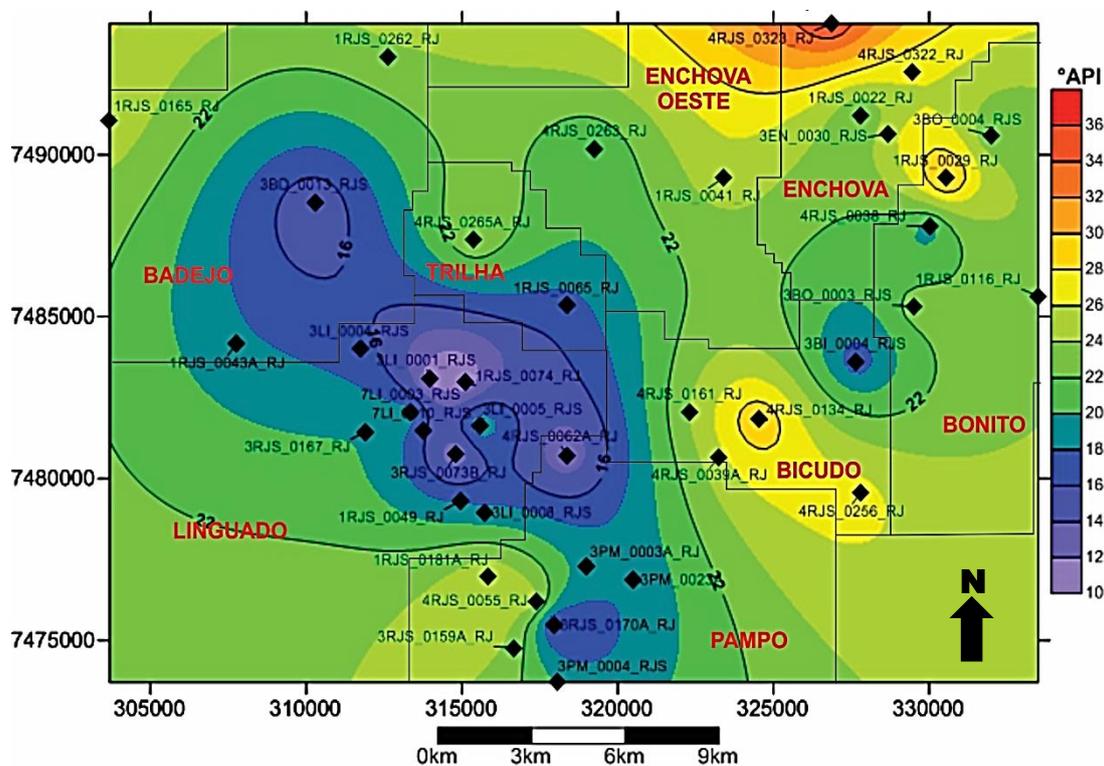


Figura 54: Médias de Radioatividade do Reservatório Quissamã

A influência das características litológicas em meio à qualidade do Reservatório Quissamã pode ser analisada levando-se em consideração o mapa de porosidades (Figura 55), apresentado a frente.

Os maiores valores deste parâmetro petrofísico ocorrem geralmente associados a radioatividades inferiores a 24 ° API, com os máximos de porosidade (> 22%) localizados sobre áreas com radioatividades sempre menores que 20 ° API, a exemplo dos campos de Bicudo (poço 3BI_0004), Pampo (poços 3PM_0003A e 3PM_0023) e nordeste de Linguado.

Em contrapartida, porosidades baixas (< 15%) predominam nos campos de Trilha, Badejo e sul de Pampo, além do extremo leste da área estudada (poço 1RJS_0116, localizado em Bonito).

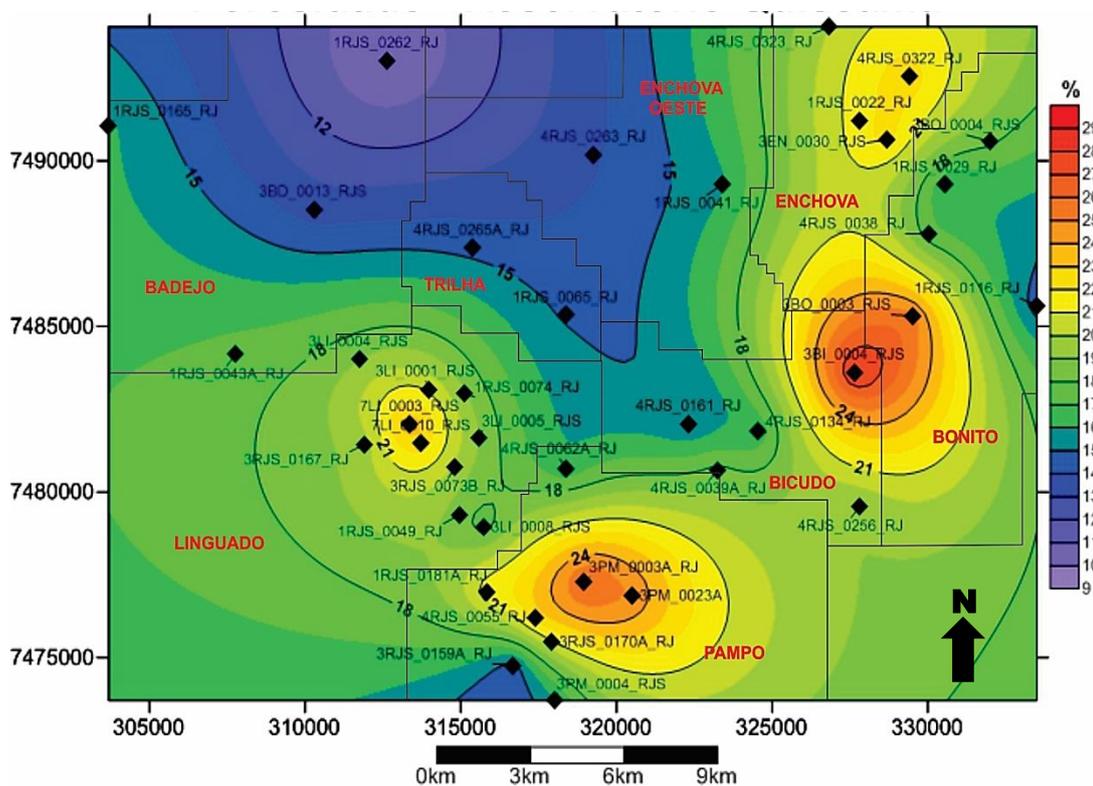


Figura 55: Mapa de porosidades médias do Reservatório Quissamã

As médias de radioatividade associadas a estas regiões tendem a ser maiores que 20 °API; no entanto, a porção central de Badejo e sudeste de Trilha apresentam valores de GR baixos (<18°API), e, ainda assim, porosidades pouco interessantes.

Por fim, o mapa de resistividades (Figura 56) relativo ao topo da Formação Quissamã aponta três áreas de interesse, com resistividade >30 ohm.m, para o reservatório carbonático de idade albiana: porção nordeste de Linguado, centro - norte de Pambo e regiões limítrofes entre os campos de Bonito e Bicudo/Enchova e Bonito. Estas três áreas constituem áreas produtoras comerciais ou subcomerciais de hidrocarbonetos, exibindo, além dos altos valores de resistividade citados, elevadas médias de porosidade, superiores a 20% no geral e atingindo localmente mais de 24%, bem como índices de radioatividade predominantemente menores que 22 °API.

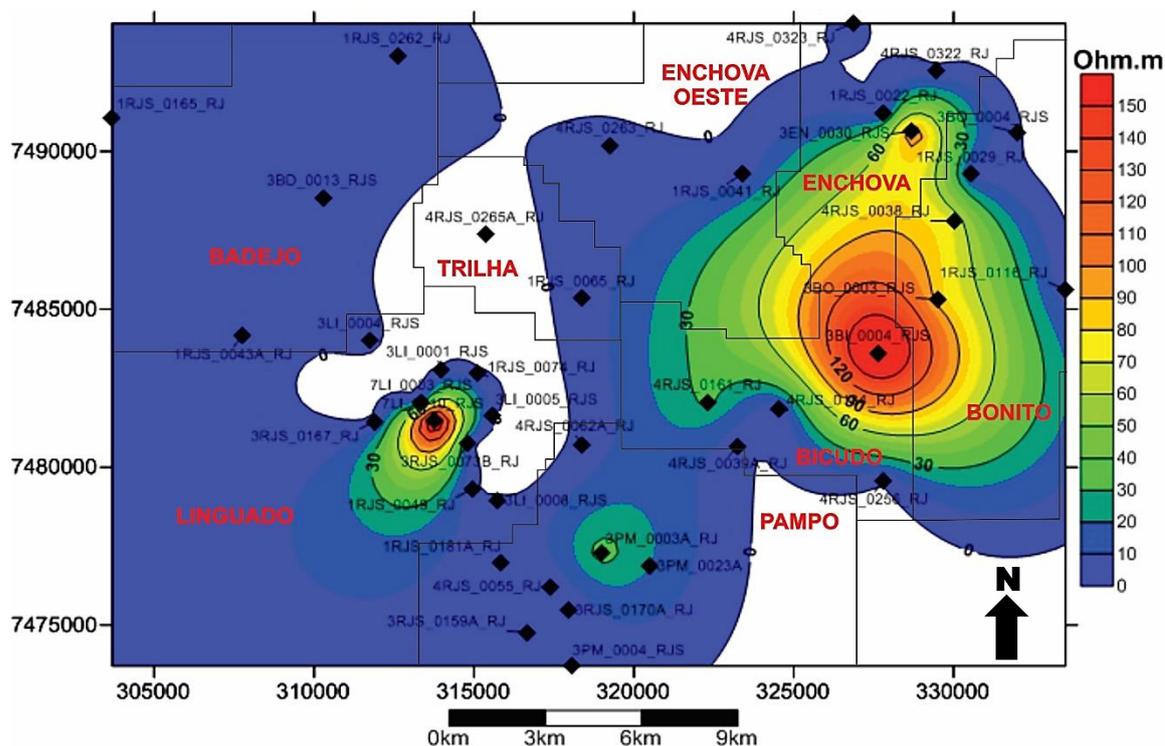


Figura 56: Resistividades médias ao longo do Reservatório Quissamã na área estudada

6.3.4 Formação Carapebus Cretácica

Os turbiditos da Formação Carapebus de idade cretácica exibem a distribuição areal mais restrita dentre os três níveis considerados, sendo constatado em 15 poços. O mapa de isópacas deste estrato, expresso na Figura 57, mostra que os arenitos cretácicos estão restritos aos campos de Linguado e Pampo.

A distribuição das isópacas desta camada evidencia claro espessamento dos depósitos arenosos no sentido N-S, com valores inferiores a 60 m predominando em meio ao campo de Linguado, os quais aumentam em direção ao oeste de Pampo, atingindo médias superiores a 75 m. Novo adelgaçamento ocorre em direção à porção oriental de Pampo, que registra espessuras inferiores a 70 m.

Outro parâmetro petrofísico avaliado para os depósitos turbidíticos consiste no Volume de argila (Vsh) destes pacotes arenosos. No que tange à Formação Carapebus Cretácica, o mapa dos valores de Vsh da unidade (Figura 58) exhibe tendência oposta àquela apresentada pelas espessuras médias, com aumento nas médias regionais de sudeste para norte-noroeste.

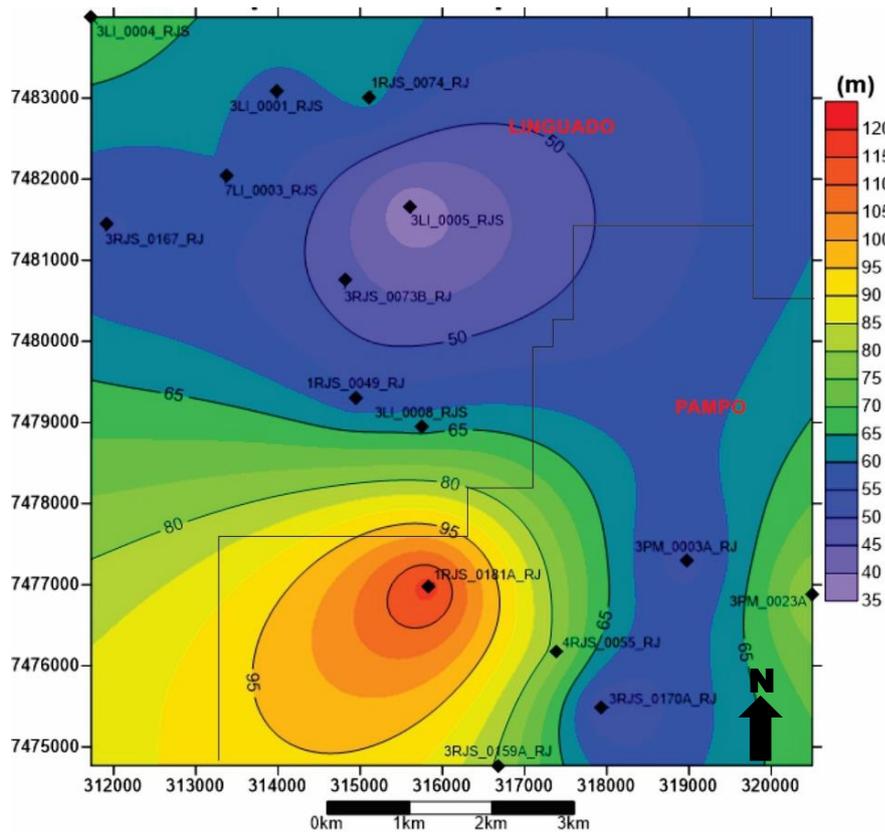


Figura 57: Mapa de isópachas da Formação Carapebus Cretácica

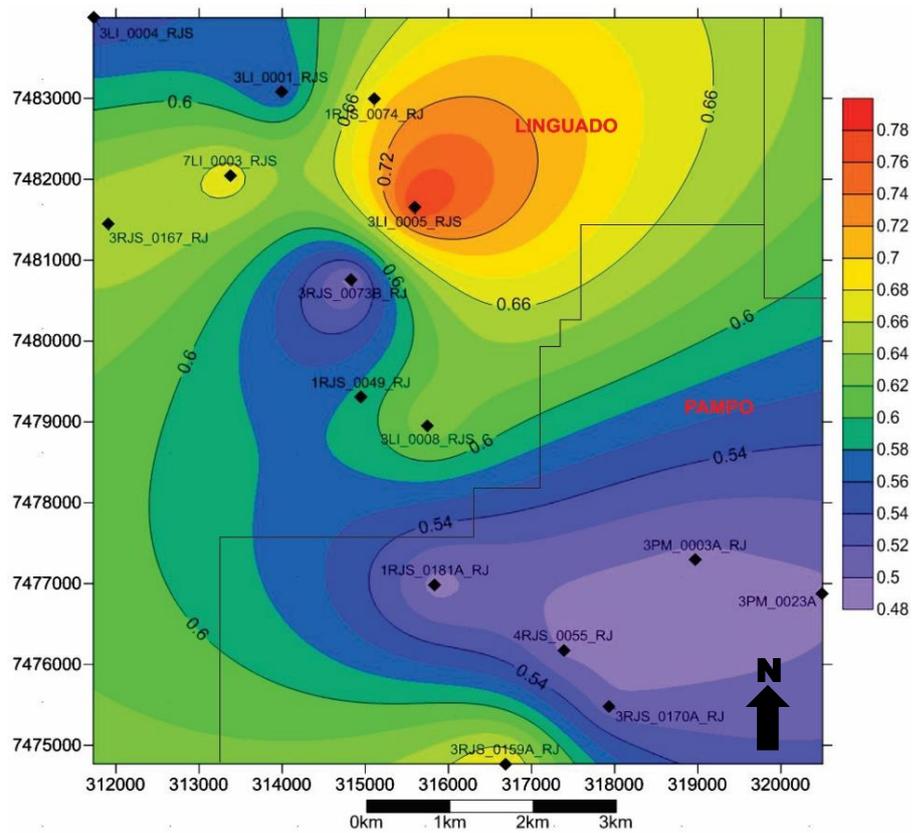


Figura 58: Mapa dos valores de Vsh da Formação Carapebus Cretácica

Os maiores valores de Vsh, situados na porção nordeste e centro - norte de Linguado, têm médias superiores a 64%, enquanto os menores índices, identificados na região norte e oeste de Pampo, são inferiores a 54%.

É importante ressaltar que os valores mínimos de Vsh da Formação Carapebus Cretácica (48%) indicam que a presença de rochas pelíticas em meio as níveis arenosos nesta unidade é elevada, implicando numa provável menor qualidade deste nível reservatório. Esta interpretação pode ser estendida ao mapa de porosidade efetiva para a unidade, representado na Figura 59.

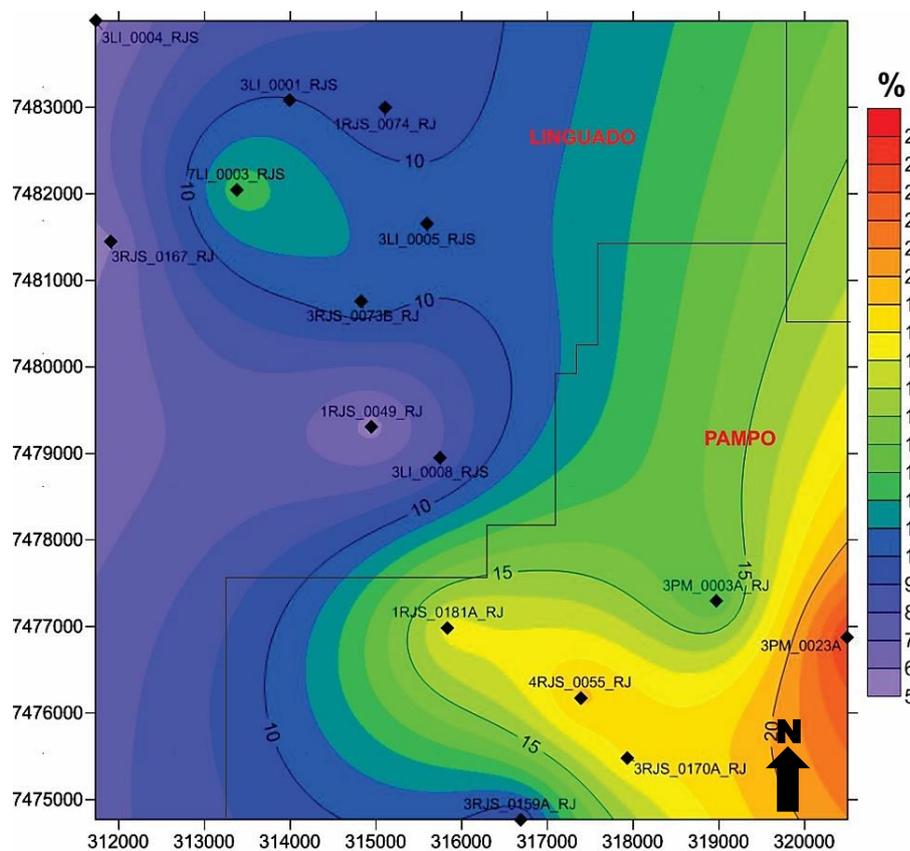


Figura 59: Porosidade efetiva média da Formação Carapebus Cretácica

A distribuição deste parâmetro é inversa àquela apresentada pelo Vsh, conforme esperado. Os maiores valores situam-se na porção sudeste, oscilando entre 17 e 19 % e atingindo máximo de 23 % no poço 3PM_0023. Médias de porosidade ruins a regulares predominam em meio ao campo de Linguado, restringindo possíveis áreas de interesse à região centro – norte e oeste de Pampo.

Padrão similar pode ser identificado em meio ao mapa de distribuição do parâmetro *Net to Gross*, expresso na Figura 60. Os maiores valores ocorrem novamente na porção centro – norte e oeste de Pampo, oscilando entre 55 e 85%, ao passo que os mínimos estão presentes no campo de Linguado, predominando valores entre 15 e 45 %.

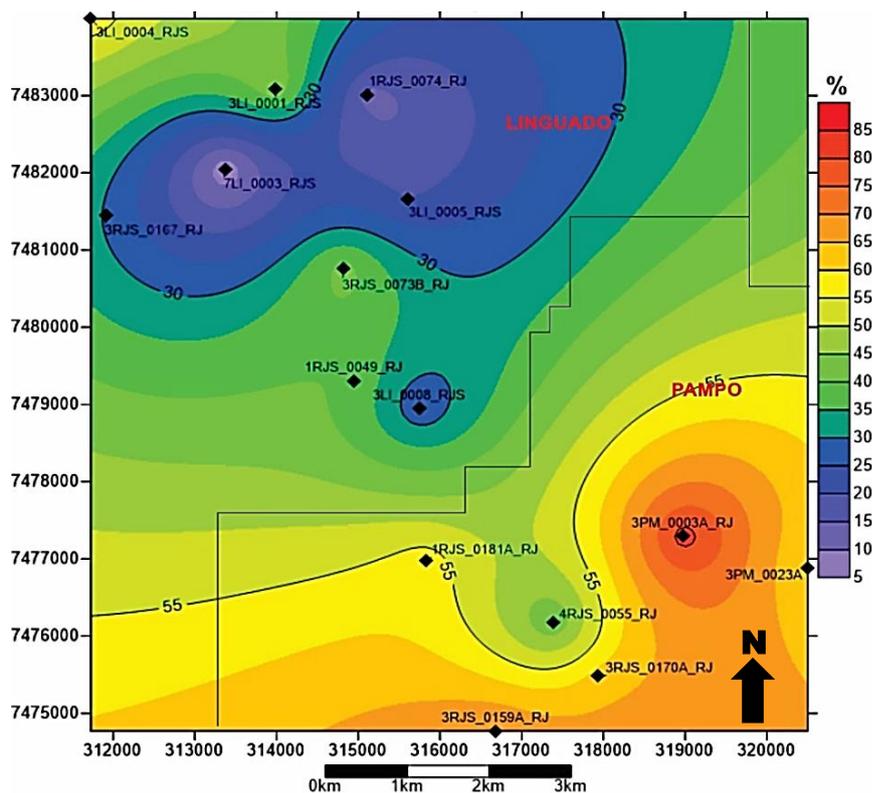


Figura 60: Distribuição do parâmetro Net to Gross em meio à Formação Carapebus Cretática

Embora os mapas de espessura, porosidade efetiva, V_{sh} e *Net to Gross* apontem possíveis áreas prolíficas, os valores de resistividade da Fm. Carapebus Cretática (Figura 61) mostram médias desprezíveis ao longo de toda a unidade, não sendo constatados intervalos produtores nos poços estudados.

As resistividades observadas são sempre inferiores a 3 ohm.m, e a análise das pastas de poço e perfis compostos confirma a ausência de indícios de hidrocarbonetos em meio aos turbiditos cretácicos. Ainda assim, baseando-se nos parâmetros petrofísicos, os melhores potenciais reservatórios da unidade estariam restritos às regiões oeste e centro-norte de Pampo, em função de espessuras significativas (>70 m), porosidades efetivas classificadas por Lavorsen (1967) como boas (15 a 20 %), bem como altos valores de *Net to Gross* (55 a 85 %) e presença baixa a razoável de pelitos em meio aos níveis reservatório, representada por V_{sh} entre 48 e 58 %).

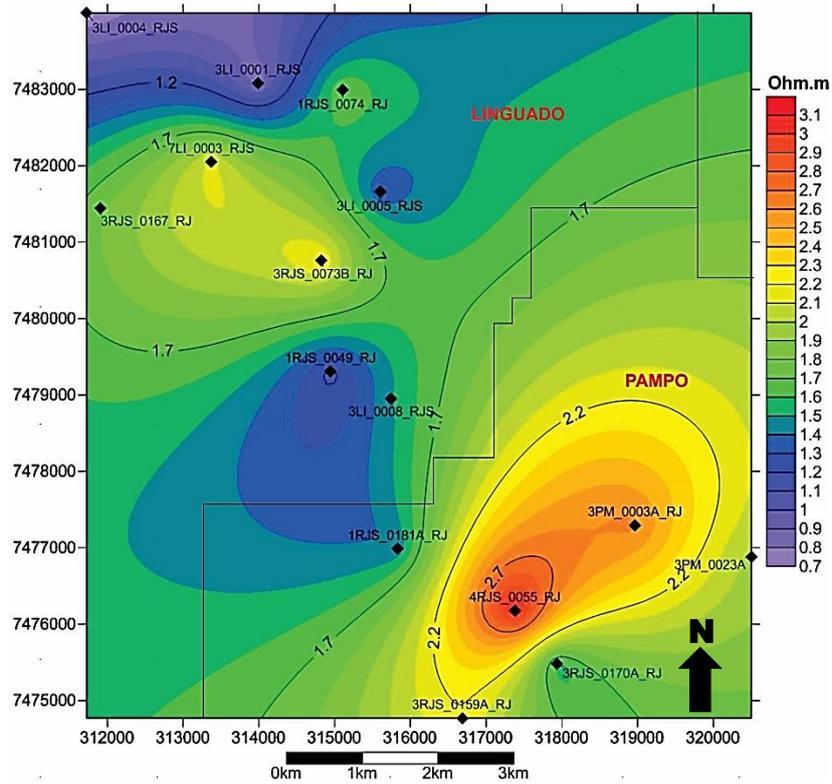


Figura 61: Médias de Resistividade para a Formação Carapebus Cretácica

6.3.5 Formação Carapebus Eocênico

Os arenitos eocênicos da Formação Carapebus foram registrados em 18 poços ao longo da área estudada, apresentando significativa distribuição horizontal, que compreende cinco campos (Enchova Oeste, Trilha, Enchova, Bicudo, Bonito). Consistem também nos turbiditos de maior expressividade vertical, atingindo espessuras superiores a 120 m, conforme ilustra o mapa de isópacas da unidade (Figura 62).

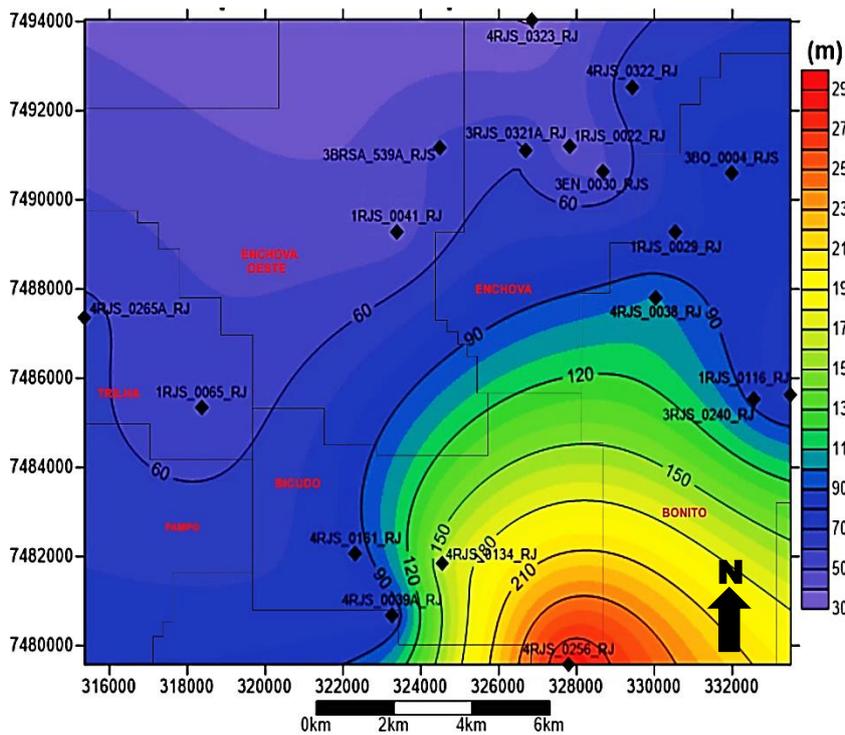


Figura 62: Mapa de isópacas referente à Formação Carapebus Eocênica

A distribuição espacial das isópacas referentes aos depósitos eocênicos evidencia o espessamento destes litotipos segundo um *trend* noroeste – sudeste. Os maiores valores concentram-se em meio aos campos de Bonito e Bicudo, onde predominam espessuras superiores a 100 m, atingindo quase 300 m no extremo sudeste da área de estudos, à altura do poço 4RJS_0256 (Bicudo). Já as menores espessuras constatadas ocorrem em Enchova Oeste e Trilha, sendo inferiores a 50 m.

Considerando-se o mapa de distribuição de Vsh para os arenitos eocênicos, correspondente à Figura 63, é possível verificar que este parâmetro possui padrões opostos aos apresentados pelo mapa de isópacas: os índices de minerais pelíticos aumentam em direção ao extremo noroeste dos depósitos turbidíticos, onde atingem médias superiores a 55 %.

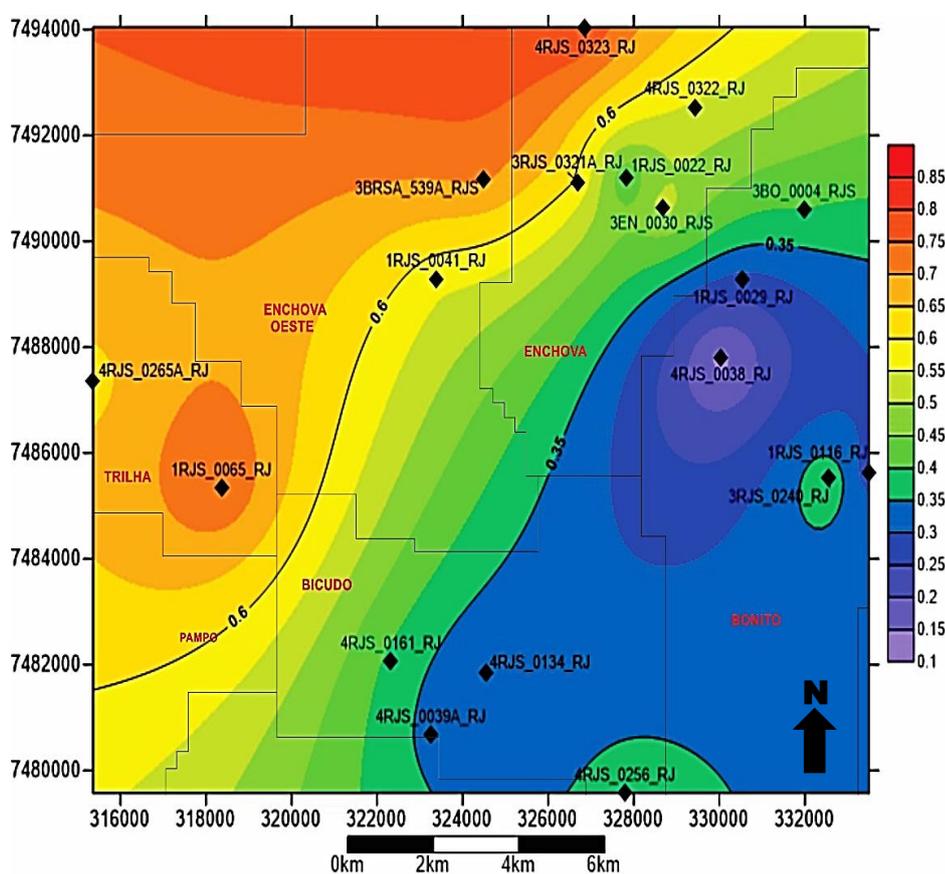


Figura 63: Distribuição dos valores de Vsh para a Formação Carapebus Eocênica

Em situação oposta, os valores calculados para a porção sudeste da Formação Carapebus Eocênica são baixos, sempre inferiores a 40 %, com predomínio de médias entre 10 e 30 %. Os índices extremamente baixos (<30 %) verificadas nesta área são indicativos de arenitos limpos, os quais podem constituir níveis reservatório de boa qualidade.

O mapa de porosidade efetiva (Figura 64) possibilita uma melhor avaliação da qualidade destes arenitos como níveis reservatório. O predomínio de valores interessantes (>18%) novamente ocorre na porção leste - sudeste da área, em meio aos campos de Bonito e Bicudo, enquanto médias regulares a boas predominam no sudeste de Enchova (10 – 17%), e valores pobres a desprezíveis são comuns nos campos de Trilha e Enchova Oeste (3 a 9%).

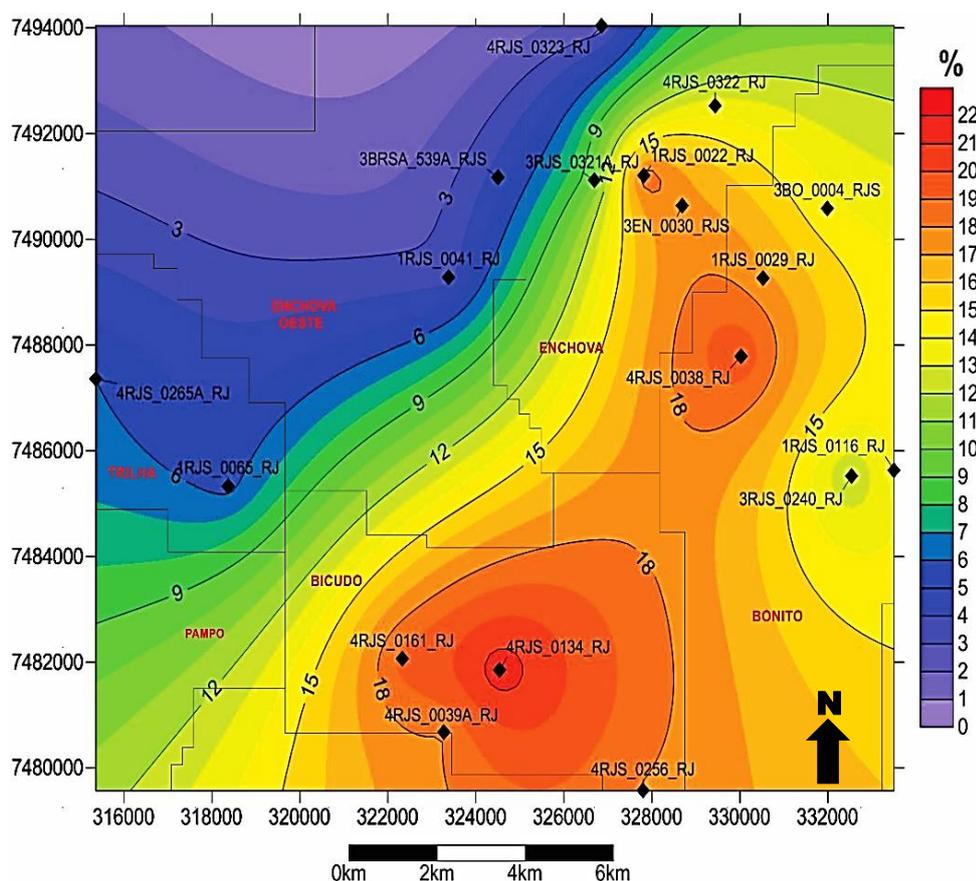


Figura 64: Distribuição da Porosidade Efetiva ao longo dos turbiditos eocênicos

A distribuição destes valores é coerente aos mapas de Vsh, com as maiores porosidades efetivas ocorrendo nas áreas que exibem os menores volume de argila. A melhor qualidade dos pacotes arenosos presentes em Bicudo e Bonito é confirmada pelo padrão presente no mapa do parâmetro *Net to Gross*, ilustrado na Figura 65.

Médias superiores a 70% predominam novamente na porção leste – sudeste de Bicudo e centro – sul de Bonito, decrescendo rumo aos campos de Enchova, Enchova Oeste e Trilha, situados a norte e noroeste, onde não ultrapassam 45 %.

%

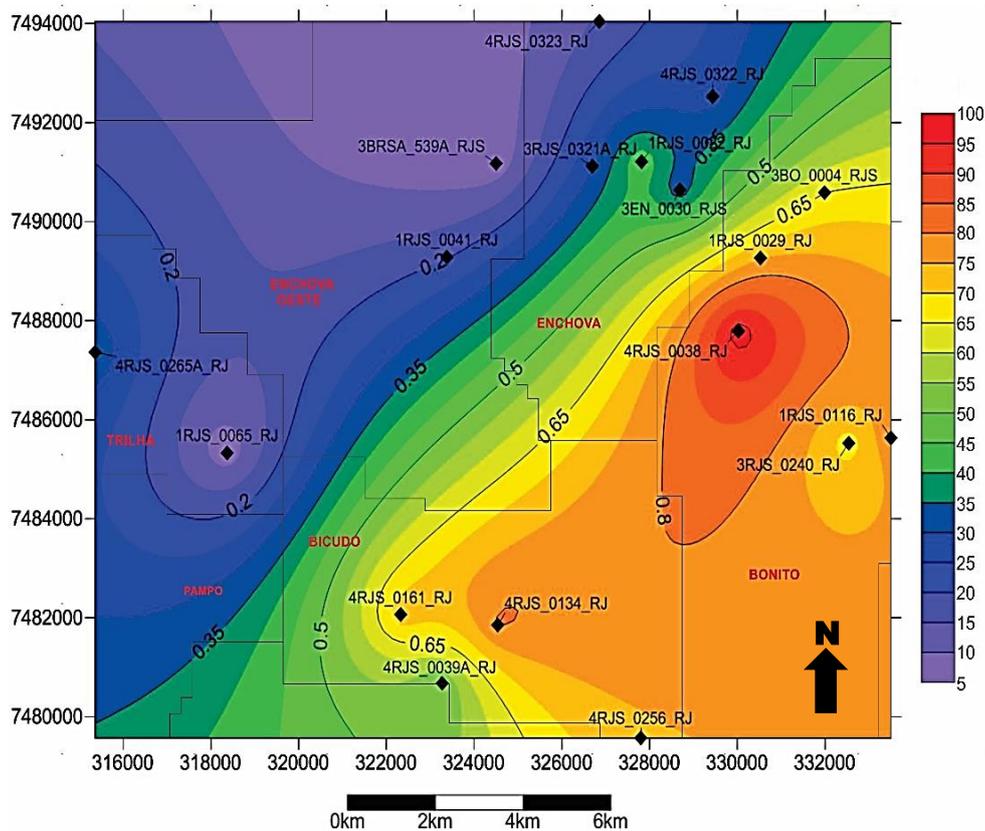


Figura 65: Net to Gross calculado para a Formação Carapebus Eocênica

Portanto, a principal área produtora relativa à Formação Carapebus Eocênica consiste na porção leste - sudeste da unidade, em meio aos campos de Bicudo e Bonito. Nesta região, ocorrem espessuras significativas (>90 m), com porosidades boas (>17%) a localmente excelentes (21%) e altas razões reservatório/unidade (*Net to Gross* >70%).

Tal interpretação é sustentada pelos valores médios de resistividade, expressos na Figura 66, que confirmam a presença de hidrocarbonetos nas regiões centro – oeste de Bonito (poço 4RJS_0038) e central de Bicudo (poços 4RJS_0161 e 4RJS_0134), onde os valores de resistividade superam 50 ohm.m. Os poços 1RJS_0134 (Bicudo) e 4RJS_0038 (Bonito) são ambos produtores comerciais de hidrocarbonetos a partir deste nível reservatório

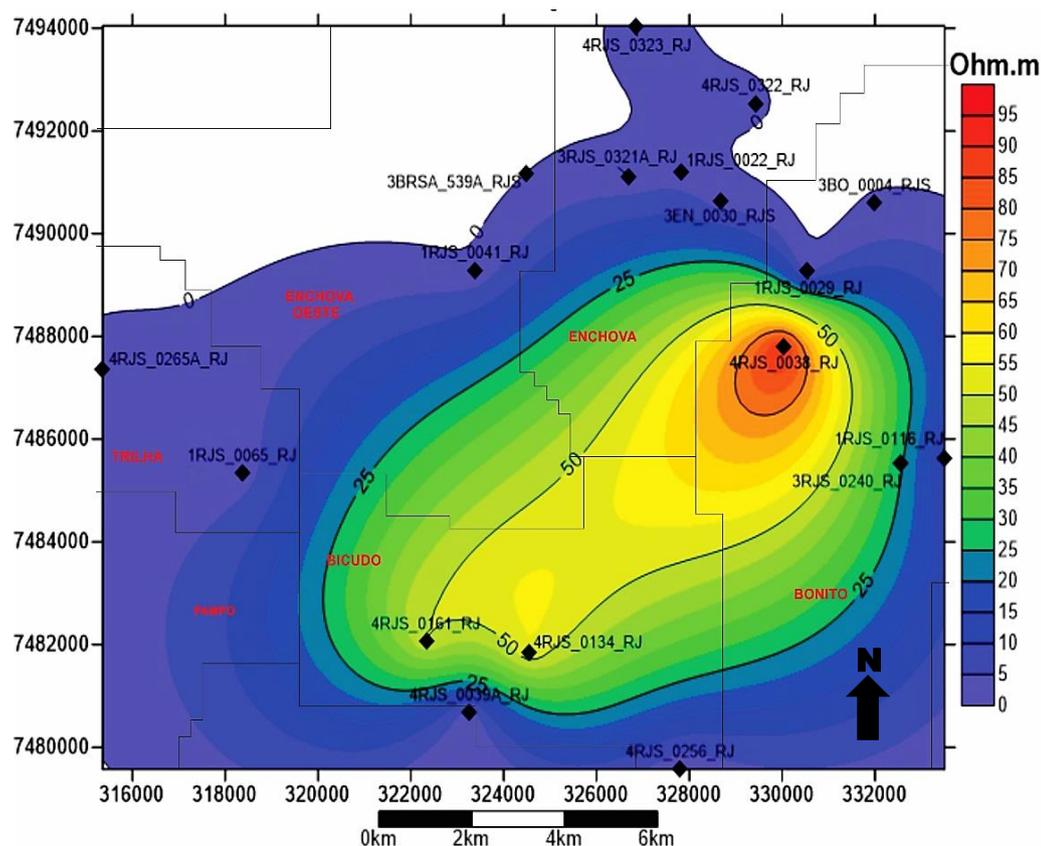


Figura 66: Médias de resistividade dos depósitos eocênicos da Formação Carapebus

6.3.6 Formação Carapebus Oligocênica

Os depósitos turbidíticos de idade oligocênica compõem o nível reservatório mais jovem abordado por este trabalho, sendo constatado em 14 poços, distribuídos ao longo dos campos de Enchova Oeste, Enchova, Bonito e Bicudo, conforme evidenciado pelo mapa de isópacas da unidade, expresso na Figura 67.

As maiores espessuras constatadas para os arenitos oligocênicos ocupam uma faixa de orientação NW – SE que inclui o leste de Enchova Oeste e centro – oeste de Bonito, superando 50 m nestas áreas. Valores similares foram também constatados na porção norte de Enchova.

Em contrapartida, médias inferiores a 26 m predominam no campo de Bicudo, no extremo sudoeste destes depósitos arenosos estão localizadas no campo de Bicudo (<26 m), ao passo que valores entre 30 e 45 m são os mais comuns na porção norte de Enchova. Assim, pode-se observar claro adelgaçamento dos turbiditos oligocênicos no sentido NNE-SSW.

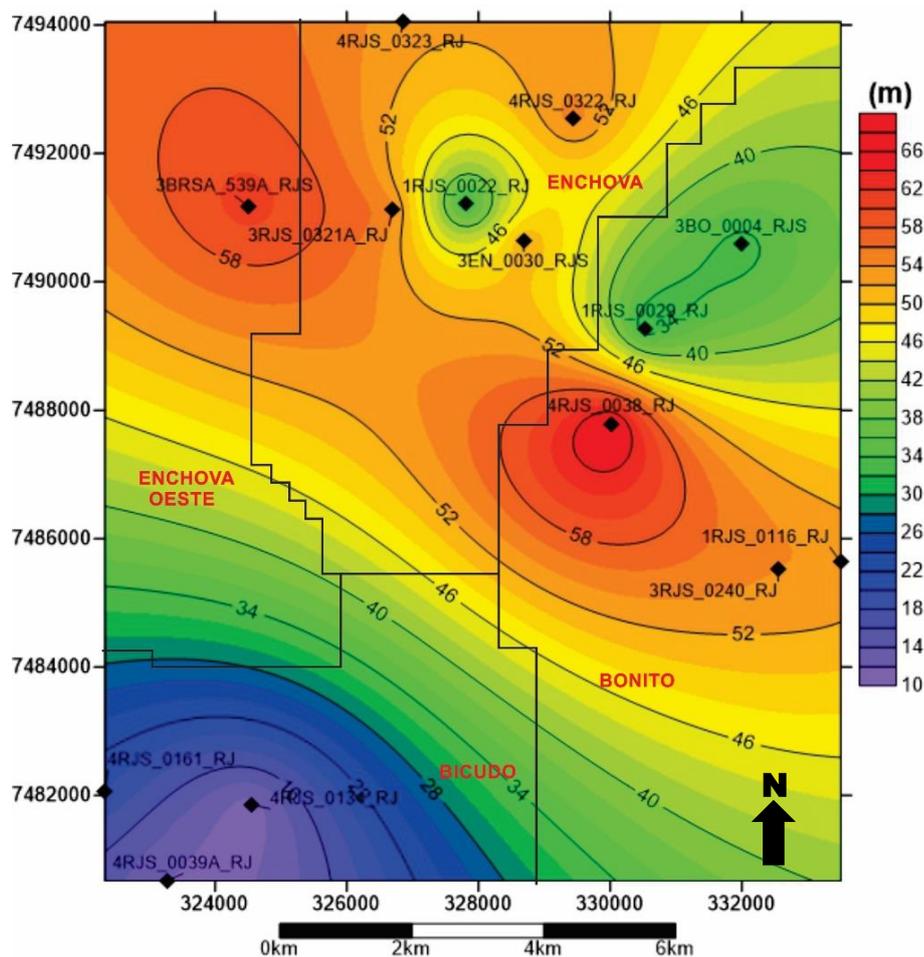


Figura 67: Mapa de isópacas da Formação Carapebus Oligocênica

A existência de rochas paraconglomeráticas na região dos poços 4RJS_0323 e 4RJS_0322 (Enchova), constatada por meio da análise do perfil composto deste último, influencia os valores de Vsh calculados para o campo, conforme ilustra a Figura 68. Constatam-se os maiores valores de volume de argila em meio a esta região, sendo superiores a 50 %.

Avançando-se em direção à porção central da área de estudos, equivalente ao limite entre Bonito e Enchova, baixos índices de Vsh são observados, geralmente entre 28 e 36 %, chegando a 12 % à altura do poço 4RJS_0038, em Bonito. As médias voltam a se elevar em direção ao extremo sul e sudoeste dos depósitos, em meio ao campo de Bicudo, com valores entre 40 e 50 %.

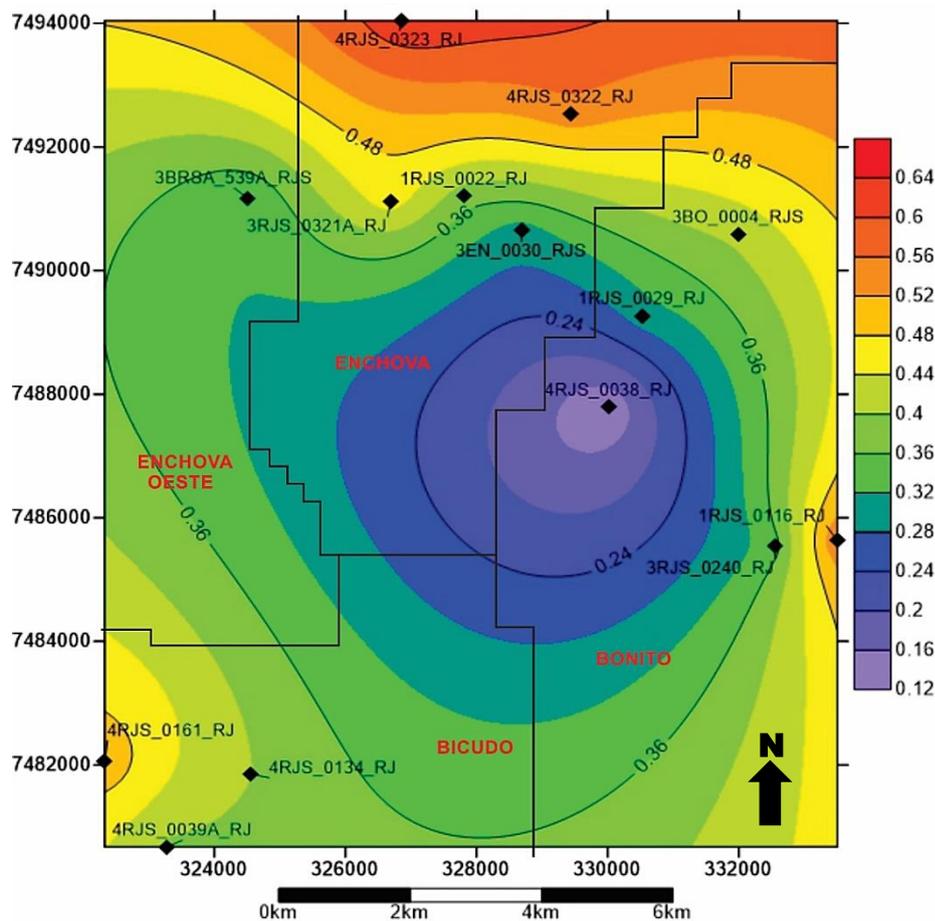


Figura 68: Distribuição dos valores de Vsh para os turbiditos oligocênicos

É possível notar que os valores máximos de Vsh apresentados são os menores em meio aos três níveis reservatório arenosos identificados, ao passo que as médias mínimas são similares àquelas presentes nos turbiditos eocênicos, o que indica, de modo geral, menor volume de argila para a unidade em questão.

Esta característica contribui para a existência de maiores médias de porosidade efetiva ao longo da unidade, conforme ilustra a Figura 68. Porosidades boas a excelentes (17 a 24%) concentram-se na porção centro – sudeste de Enchova e centro-oeste de Bonito, enquanto valores pobres a regulares (9 a 13 %) foram calculados para os extremos norte e sudoeste dos depósitos arenosos.

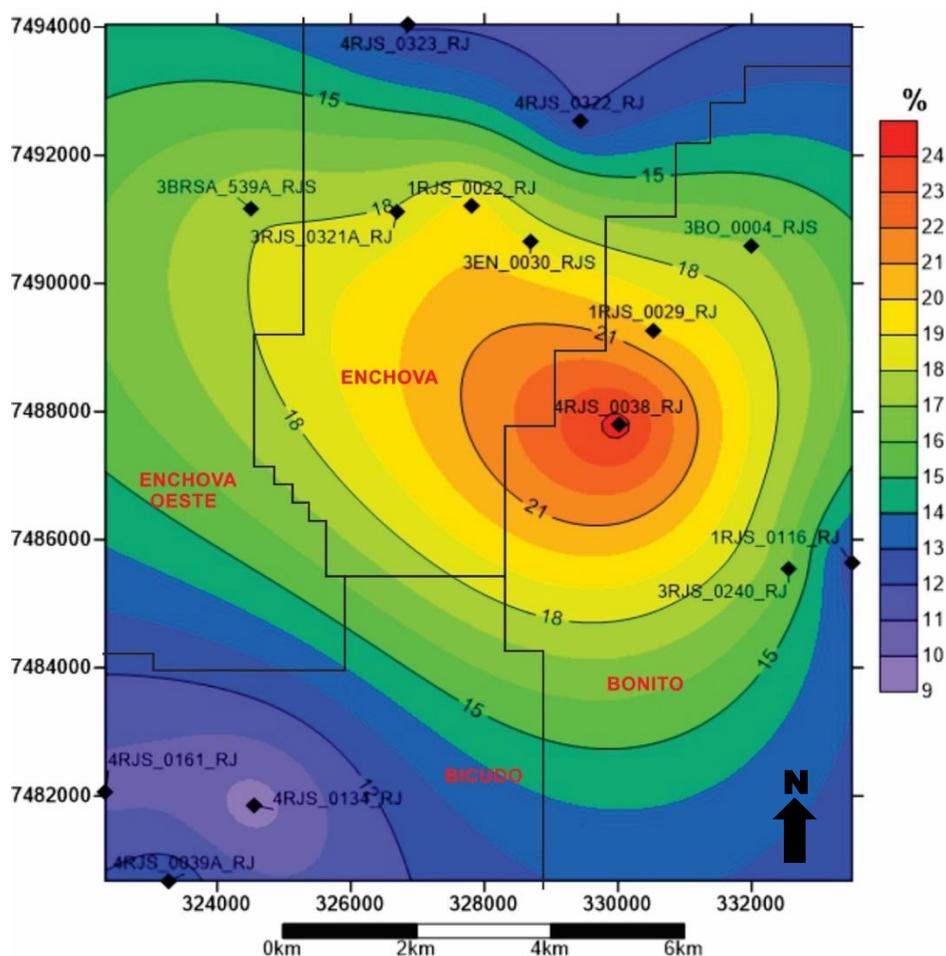


Figura 69: Porosidades efetivas médias para os depósitos turbidíticos oligocênicos

A concentração de médias muito altas para este parâmetro ocorre novamente nas regiões oeste de Bicudo e centro – sudeste de Enchova, superando 80 % em ambas. Valores expressivos (> 65 %) estendem-se ainda para as porções leste e norte de Bonito, leste de Enchova Oeste e central de Bicudo, com abrupta queda em direção ao norte de Enchova, cujas médias não ultrapassam 48 %.

Estes padrões apontam melhor qualidade dos reservatórios na porção limítrofe entre os campos de Enchova e Bonito, ideia reforçada pela distribuição dos valores de *Net to Gross* relativos aos arenitos oligocênicos, conforme expresso na Figura 70.

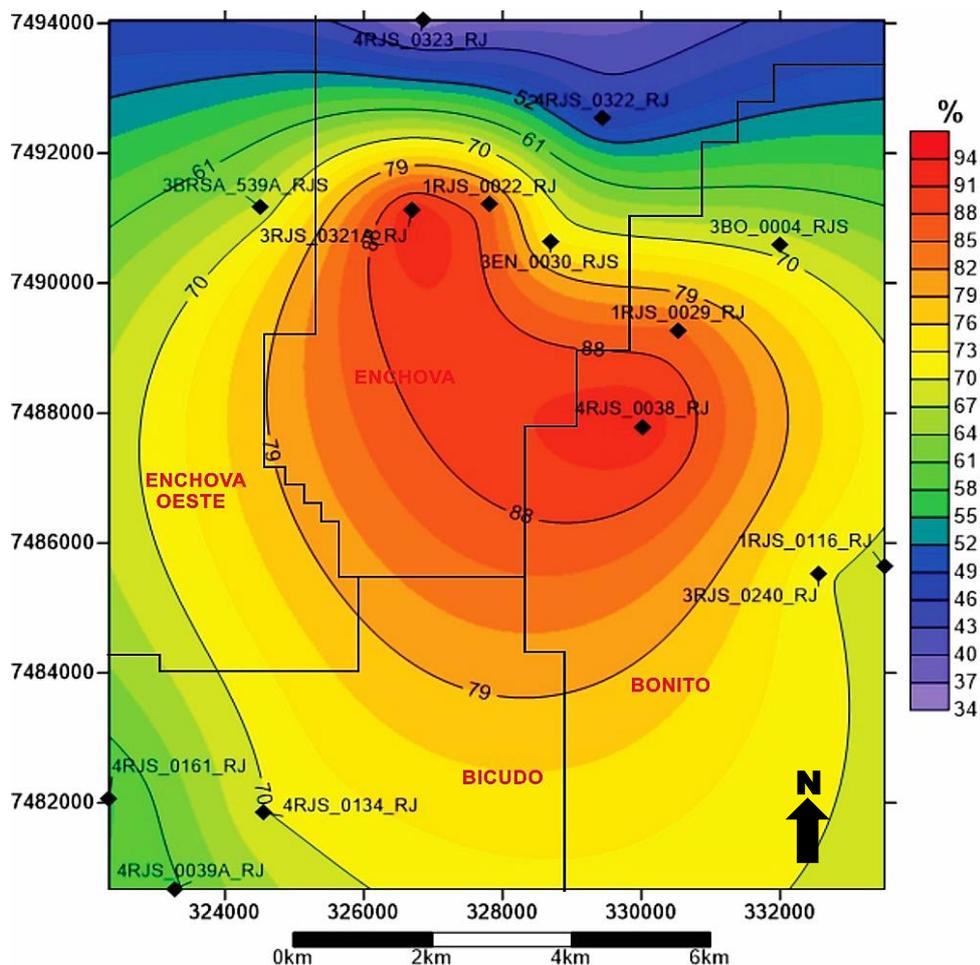


Figura 70: Valores de Net to Gross calculados para a Formação Carapebus Oligocênica

Por sua vez, o mapa de resistividades, expresso na Figura 71, aponta apenas o poço 4RJS_0038, com médias superiores a 200 ohm.m, como produtor de hidrocarbonetos (gás) no intervalo oligocênico. Médias inferiores a 15 ohm.m predominam nos demais poços, ultrapassando localmente 30 ohm.m (poço 3RJS_0240).

Ainda assim, a análise integrada dos cinco mapas referentes a esta unidade permite apontar a área limítrofe entre Enchova e Bonito, nas regiões centro sudeste e centro – oeste dos respectivos campos, como os melhores níveis - reservatório em meio aos turbiditos oligocênicos. Ambas encerram elevadas espessuras de pacotes arenosos (> 60 m), com boa porosidade efetiva média (18 – 20%), atingindo localmente valores excelentes (até 24%), associadas a baixo volume de argila (< 35 %) e alta razão reservatório/rocha total, representada por valores de *Net to Gross* geralmente superiores a 70%.

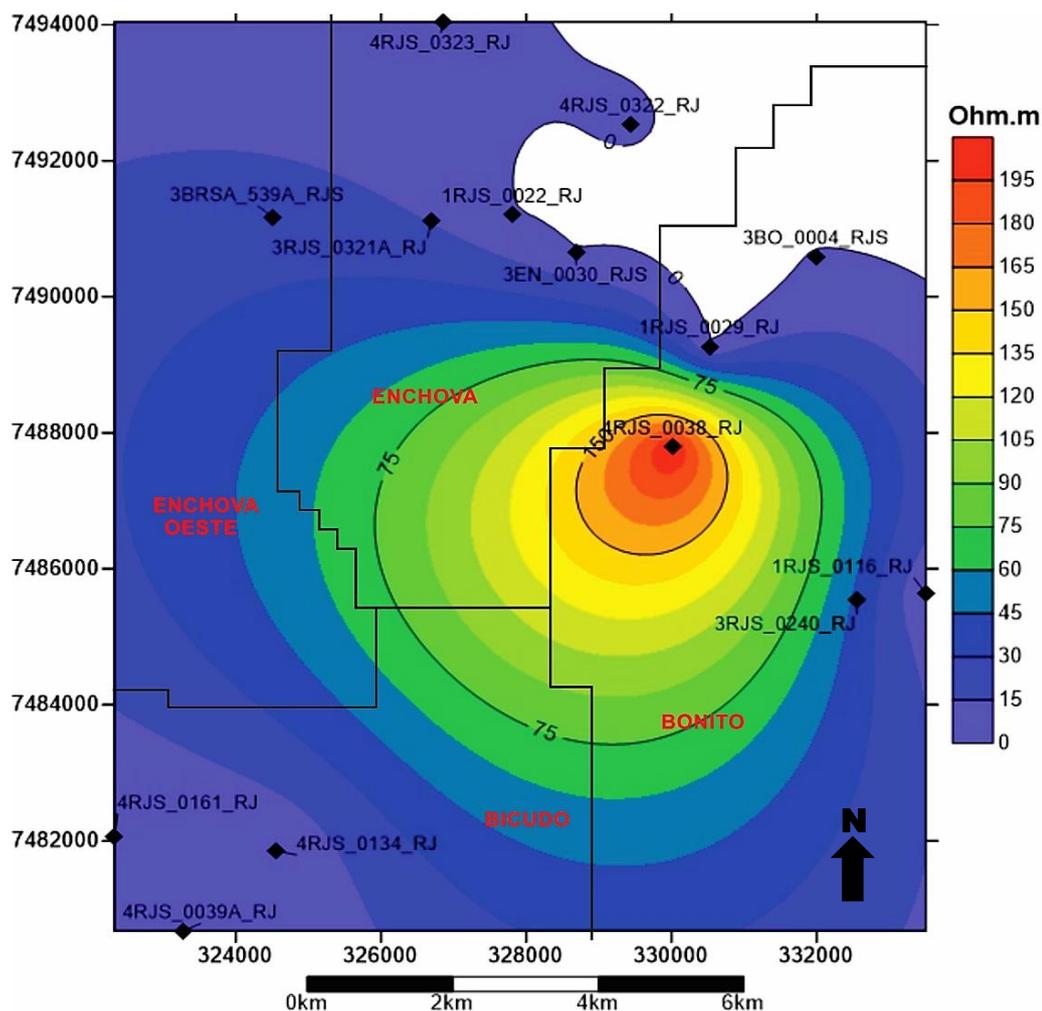


Figura 71: Valores médios de Resistividade referentes à Formação Carapebus Oligocênica

6.4 INTERPRETAÇÃO SÍSMICA

Os 12 horizontes sísmicos interpretados conforme os critérios estabelecidos previamente, expressos no item 5.1.5 (Métodos), seguem expressos na Figura 72, correspondente à Seção 0048_0462.

O horizonte que marca a base da sequência estratigráfica regional consiste no topo da Formação Cabiúnas, equivalente ao embasamento econômico da bacia. Caracteriza-se como o último refletor de maior continuidade, abaixo do qual predomina um padrão caótico de reflexões, resultante da presença de rochas basálticas.

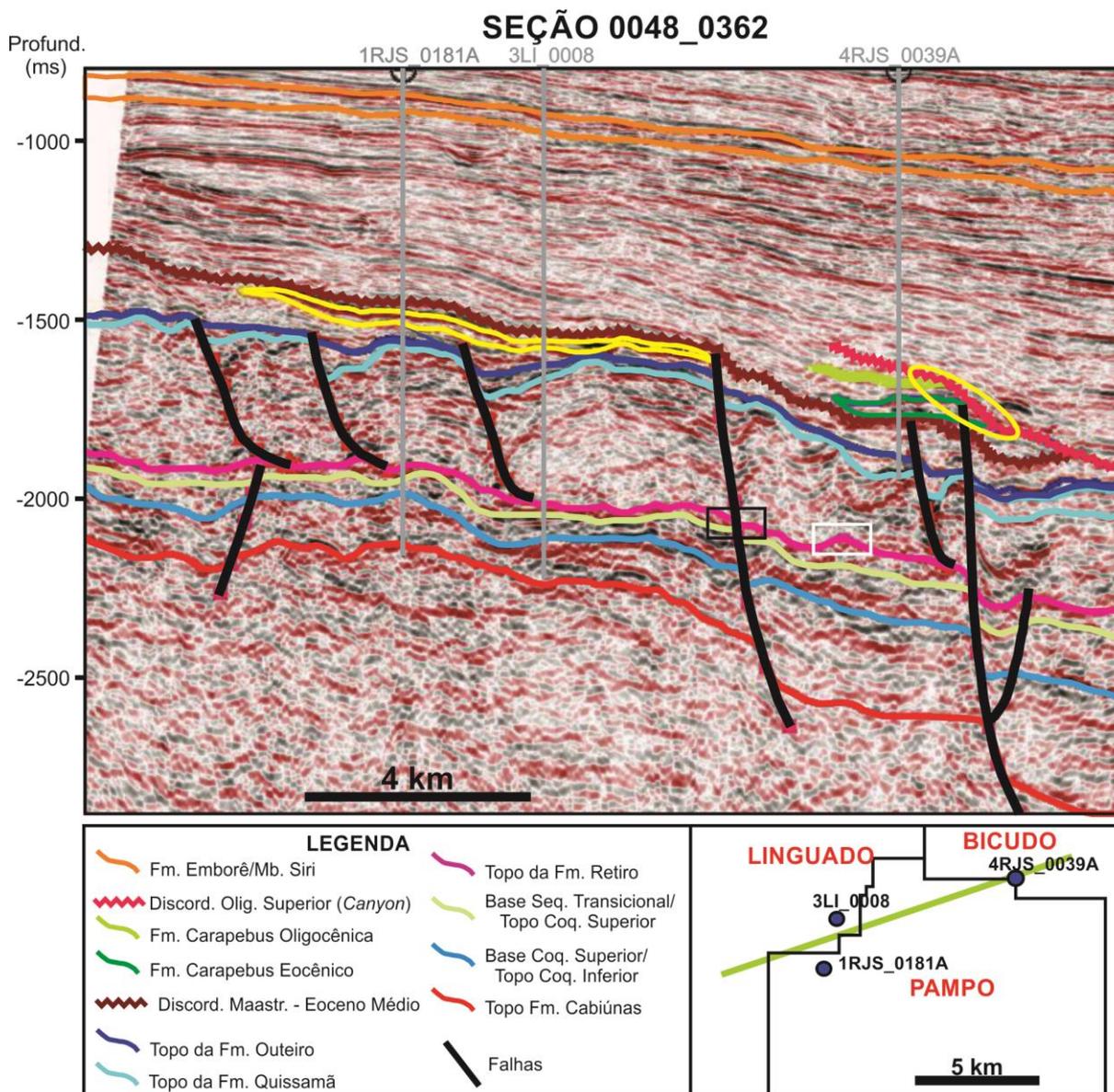


Figura 72: Seção Sísmica 0048_0362. Polígono branco: geometria ondulada dos depósitos salinos. Polígono preto: adelgaçamento local da Seq. Transicional associado à ocorrência de falha. Elipse em amarelo: truncamento de turbiditos pela superfície erosiva do *Canyon* de Enchova.

O contexto estrutural observado para este nível corresponde a um abatimento geral da unidade em direção à porção leste da bacia. Este padrão está relacionado à presença de sucessivos falhamentos normais sintéticos, conforme exemplificado pela porção nordeste da Seção 0048_0362. Localmente, constatou-se a existência de alto estrutural em meio à região leste de Pampo, equivalente à área do poço 3PM_0023, expresso na Figura 73 (Seção 0066_0555).

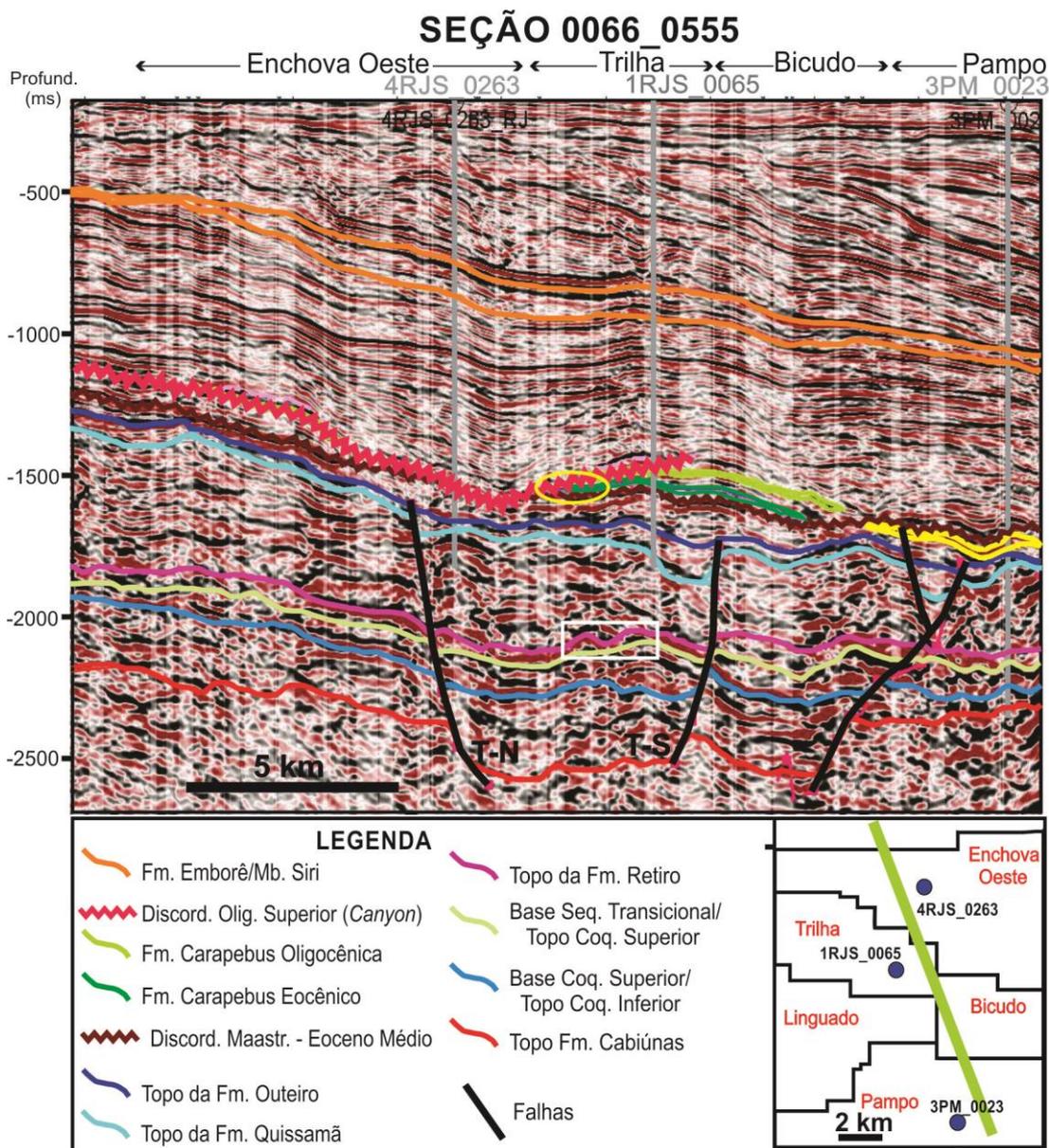


Figura 73: Seção Sísmica 0066_0555. Detalhe em branco: geometria ondulada dos estratos salinos. Elipse em amarelo: truncamento de turbiditos paleógenos pelo Canyon de Enchova.

Tal feição seria correspondente ao Alto Estrutural de Pampo, de orientação ENE – WSW, localizado na porção leste do campo homônimo, conforme apresentado por Baumgarten (1985), Rangel & Martins (1998) e Habermann (2016).

É possível observar, na Figura 72, extensa falha normal, de caráter sintético, que deforma desde os basaltos hauterivianos até os sedimentos cretácicos, identificado pela sigla **P-B**. Apresenta orientação NNW – SSE em sua porção setentrional, estendendo-se por toda a

extremidade leste de Pampo e marcando o limite entre este campo (bloco alto) e Bicudo (bloco baixo), em seu segmento meridional.

Falhamentos de grande extensão vertical e vergências opostas estão presentes na porção sudeste do campo de Trilha e sudoeste de Enchova Oeste, identificados pelas letras **T-N** e **T-S** na Figura 73. Estas estruturas, orientadas segundo NE – SW, promovem o abatimento local de toda a coluna estratigráfica na região do poço 1RJS_0065, com destaque aos sedimentos da seção rifte e basaltos hauterivianos, dando origem a um gráben local.

Sobreposta aos basaltos da Formação Cabiúnas, a Formação Coqueiros caracteriza-se por horizontes plano-paralelos, de elevada continuidade lateral. O refletor equivalente ao Topo da Coquina Inferior/Base da Coquina Superior apresenta máxima amplitude (coloração negra nas Figuras 72 e 73), interpretada como indicativa da predominância de coquinas em meio ao topo do intervalo, fato constatado previamente nas análises petrofísicas. Em algumas áreas, a exemplo dos campos de Pampo e Linguado (Figura 73) este nível apresenta alternância lateral entre máxima e mínima amplitude, refletindo prováveis variações litológicas da unidade.

Com espessura geral menor, predominando valores entre 30 e 60 m, o intervalo equivalente à Coquina Superior tem sua base caracterizada, nas áreas distais, por espessos refletores de mínima amplitude (coloração vermelha nas Figuras 72 e 73), representativos dos pacotes pelíticos equivalentes ao “Folhelho Jiquiá”. Este padrão de reflexão, observado também por Winter et al. (2007), apresenta variações laterais em direção às porções proximais, assumindo valores de amplitude maiores, entre *zero-crossing* e máxima. Tal situação é exemplificada pela região do poço 3LI_0008, ao sudeste de Linguado (Figura 72).

A Formação Coqueiros apresenta tendência de espessamento geral em direção à porção leste da bacia, notadamente nos campos de Bicudo (a leste do poço 4RJS_0039A, Figura 72), Bonito e sul de Enchova, regiões situadas na borda oeste de Baixo de Corvina – Parati, apresentado por Guardado et al. (1989), Dias et al. (1990) e Rangel & Martins (1998). As maiores espessuras verificadas nestas áreas, para o intervalo da Coquina Superior (que inclui as rochas geradoras regionais), superam 100 m.

Em menor escala, a região sudeste de Trilha, anteriormente mencionada (Figura 73, região do poço 1RJS_0065), também consiste em importante depocentro na área de estudos, com espessamento local da Formação Coqueiros tanto em sua porção basal (Coquina Inferior) quanto de topo (Coquina Superior). A ocorrência desta feição tem grande importância para a análise dos sistemas petrolíferos da área, uma vez que coincide com altos teores de COT (superiores a 1.0%), constatados no poço 1RJS_0065, conforme ilustra a Figura 46 (mapa de

COT, item 6.2). Dessa maneira, consiste em possível *pod* de geração local de hidrocarbonetos para a região abordada..

A Sequência Transicional, sobreposta à Formação Coqueiros, tem como limite superior o Topo da Formação Retiro, marcado por horizonte sísmico de geometria curva a ondulada, refletindo a plasticidade das camadas salinas. Este intervalo inclui em sua base litotipos clásticos pertencentes à Formação Itabapoana, caracterizados por ampla variação lateral de amplitudes.

A localização dos campos estudados, em porção regionalmente proximal da Bacia de Campos, torna rara a existência de domos salinos, mas o contorno ondulado dos depósitos evaporíticos pode ser observado nas Figuras 72 e 73 (polígonos brancos, em destaque).

Observa-se que a presença de falhas nesta Sequência é menos intensa, resumindo-se a estruturas de grande extensão vertical, que afetam desde os basaltos hauterivianos até os estratos pós-aptianos. Tais estruturas são exemplificadas pelos falhamentos **P-B** (Figura 72), **T-S** e **T-N** (Figura 73) e **E-E'**, expresso na Seção 0058_0576 (Figura 74). Estas estruturas, responsáveis pela respectiva compartimentação regional entre os campos de Bicudo – Pampo, Trilha – Pampo e Enchova Oeste - Enchova, conectam diretamente os sedimentos da seção rifte, que abrigam as rochas geradoras locais, aos reservatórios carbonáticos e arenosos da seção drifte.

Pode-se notar que as zonas de ocorrência destas falhas coincidem com áreas onde a Sequência Transicional mostra adelgaçamento local, o que poderia facilitar a propagação da deformação destas estruturas em direção aos sedimentos pós-aptianos. Este padrão pode ser verificado no falhamento da Seção 0058_0576 (Figura 74, destaque em preto) e nas estruturas ao leste da Seção 0048_0362 (Figura 72, destaque, em preto).

Sobreposta à Sequência Transicional, a Formação Quissamã corresponde à base da seção pós-sal. Caracteriza-se por padrões de reflexão com baixa continuidade lateral, alta variação angular e de amplitude, representativos da morfologia dos bancos carbonáticos albianos que compõem esta unidade. O contraste entre os altos ângulos de mergulho dos refletores albianos truncados pelo padrão parcialmente plano dos estratos da fase transicional e rifte evidenciam a existência de discordância angular entre estas sequências.

Falhamentos lístricos sintéticos, oriundos da tectônica halocinética, deformam intensamente esta unidade, com destaque às regiões de Pampo, Linguado e Bicudo (Figura 71), bem como Bonito e Enchova (Figura 74). A atuação destas feições é menos intensa em Badejo e Enchova Oeste, predominando as já citadas falhas de grande extensão vertical e caráter planar. Estruturas do tipo *rollover*, geradas pelo abatimento da formação Quissamã

junto aos planos de falhas normais, estão presentes no poço 1RJS_0181A e a leste do poço 4RJS_0039A (Figura 72).

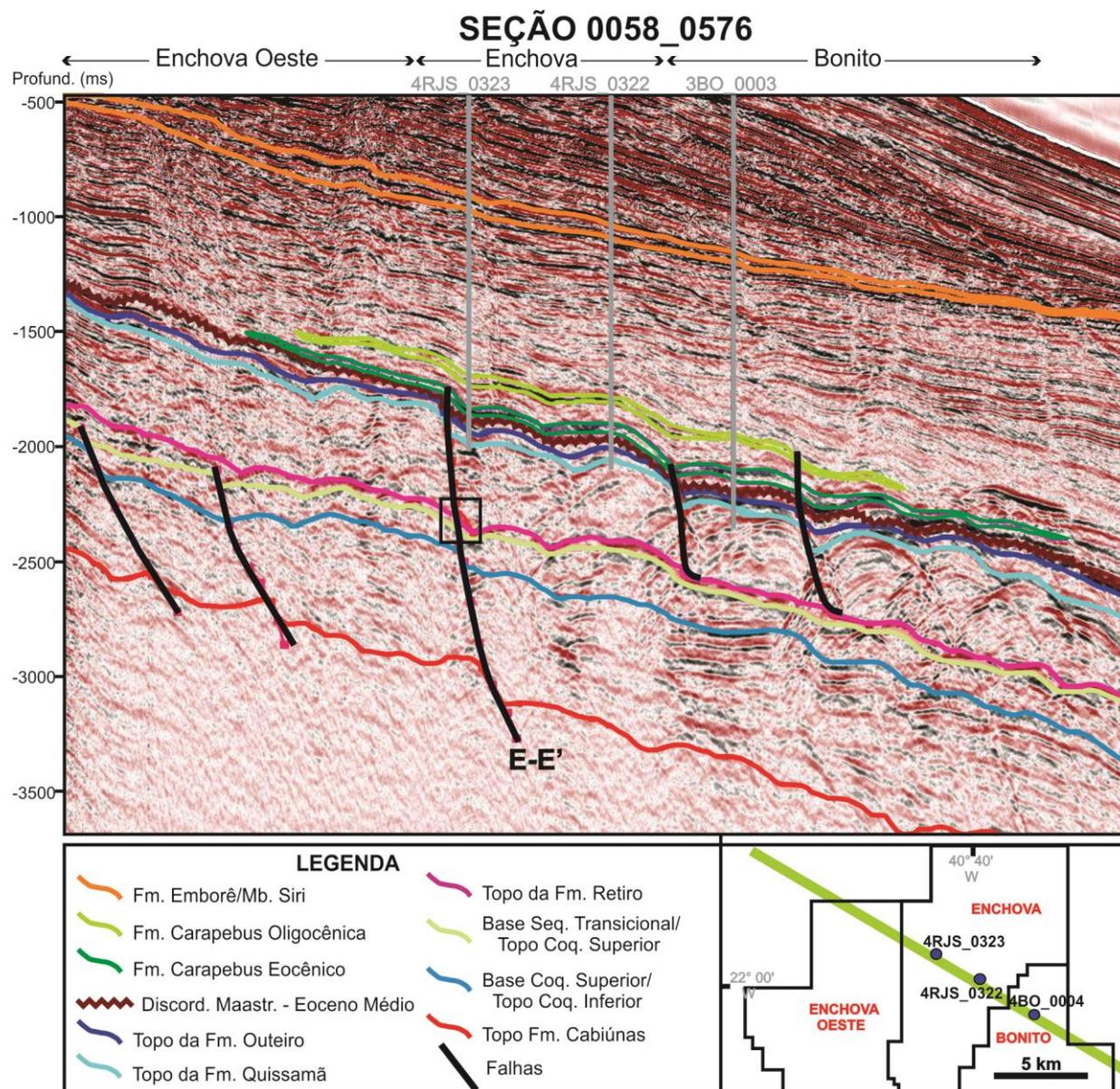


Figura 74: Seção 0058_0576, campos de Enchova Oeste, Enchova e Bonito. Polígono em preto: Adelgaçamento da Seq. Transicional associado à ocorrência de falhamento normal de grande extensão vertical.

A análise integrada dos dados sísmicos possibilitou caracterizar um alto estrutural na região centro-leste de Pampo em meio à Formação Quissamã, que inclui o poço 3PM_0023, representado em bloco alto na Figura 73. Esta feição será detalhada no próximo capítulo, por meio da análise dos mapas estruturais e de isópacas com base no modelo de velocidades.

Capeando os calcarenitos da Formação Quissamã, o intervalo correspondente à Formação Outeiro exibe características sísmicas similares, embora a variação lateral de amplitude seja menor, com predomínio de valores máximos.

A distribuição vertical desta unidade exhibe forte controle relacionado à tectônica halocinética, sendo comum o espessamento da Formação Outeiro em baixos estruturais locais, conforme observado no gráben situado entre Trilha e Enchova Oeste (Figura 73). Fato similar ocorre junto aos planos de falhas normais, exemplificado nas falhas a oeste dos poços 1RJS_0181A e 3LI_0008 (Figura 72). Esta feição indica um caráter sindeposicional destas estruturas, caracterizando falhas de crescimento.

Por outro lado, os calcilitos da unidade mostram claro adelgaçamento em áreas estruturalmente elevadas, estando praticamente ausentes em meio ao poço 1RJS_0181A (Figura 72) e com espessura reduzida à altura do poço 3PM_0023 (Figura 74), ambos em situados em *horsts* locais.

Restrita aos campos de Pampo e Linguado, a Formação Carapebus Cretácica caracteriza-se por apresentar refletores *zero crossing* na base, enquanto tem o topo delimitado por horizontes de amplitude mínima. No entanto, variação lateral destes padrões é comum, conforme pode ser observado na Seção 0048_0362 (Figura 72).

Analisando-se a mesma linha sísmica, é possível constatar que esta unidade apresenta baixa influência de falhamentos normais em sua distribuição espacial, comportamento constatado ao longo de todos os dados analisados. Em adição, nota-se que os limites laterais deste pulso arenoso consistem em feições de *pinch out*, com espessamento da unidade em direção ao campo de Pampo, exemplificado pelo poço 1RJS_0181A, e mergulho geral de orientação NNW-SSE.

O refletor que marca a Discordância Maastrichtiano – Eoceno Médio, situado logo acima do depósito turbidíticos de idade cretácica (entre 5 e 20 ms), mostra ocorrência generalizada ao longo de toda a área estudada. Exibe amplitude negativa (coloração vermelha nas seções sísmicas consideradas) e traço bem marcado, representando a diferença no grau de compactação entre os sedimentos cretácicos do Membro Tamoios e os pelitos de idade paleógena e neógena do Membro Geribá, ambos pertencentes à Formação Ubatuba.

Com relação ao comportamento estrutural desta superfície, a discordância Maastrichtiano. – Eoceno Médio acompanha o mergulho geral da bacia, de rumo sudeste, sendo afetada por falhamentos normais com maior intensidade nos campos situados na porção distal da área estudada (Enchova, Bonito e Bicudo). Tal situação pode ser comprovada pela comparação entre as Figuras 73 (regiões de Pampo, Trilha e Enchova Oeste) e 74 (Enchova Oeste, Bonito e Enchova).

A discordância Maastrichtiano – Eoceno Médio consiste também no primeiro nível estratigráfico de interesse a ser truncado pela superfície erosiva do *Canyon* de Enchova. As Figuras 72 e 73 ilustram esta situação nas regiões dos campos de Bicudo e Enchova Oeste.

Inseridos em meio aos sedimentos pelíticos do Membro Geribá, os turbiditos eocênicos e oligocênicos da Formação Carapebus exibem significativa variação interna de amplitudes. Predominam valores mínimos em sua base (coloração vermelha nas seções apresentadas), enquanto *zero crossings* (brancos) dominam na porção intermediária e superior, alternando-se a refletores de amplitude máxima (coloração cinza a negra nas linhas sísmicas). É importante ressaltar que os turbiditos de idade eocênica ocorrem imediatamente sobrepostos à discordância do Maast. – Eoceno Médio na maior parte da área de estudos, conforme exemplificado na Seção 0058_0576 (Figura 74). Tal fato corrobora a interpretação apresentada já no capítulo 6.1 (Seções Estruturais), indicando que a discordância do Cretáceo Superior teria atuado como calha deposicional para estes depósitos turbidíticos.

O mergulho geral da unidade, de rumo sudeste, pode ser observado ainda nesta seção, com espessamento dos arenitos eocênicos acompanhando esta tendência. Apresentam os maiores valores nos campos de Bicudo, onde atinge mais de 100 m, conforme constatado no poço 4RJS_0039 (Figura 72), e Bonito, superando localmente 90 m (Figura 74).

Exibindo distribuição vertical e horizontal menos expressiva, os turbiditos da Formação Carapebus Oligocênica apresentam contorno menos nítido nos dados sísmicos, predominando refletores de amplitude negativa em sua base e *zero-crossing* no topo. Embora o comportamento estrutural destes arenitos nos campos de Enchova e Bonito seja similar ao apresentado pelos estratos eocênicos (mergulho de rumo sudeste), a espessura destas rochas é maior no primeiro, chegando a superar 50 m, conforme ilustrado pela Figura 74, sendo mínima no campo de Bicudo (< 20 m), à altura do poço 4RJS_0039A (Figura 72).

Falhamentos normais sintéticos, de natureza lítrica e orientação NE – SW dominante, deformam ambos os depósitos turbidíticos, conforme evidenciado pela Figura 74, com atuação maior naqueles de idade eocênica. Esta estruturas contribuem para a tendência de abatimento dos arenitos em direção à porção sudeste da área de estudos.

Feições de *pinch out* para esta unidade são observadas no extremo leste do campo de Bonito (Figura 74), bem como nas porções noroeste e nordeste de Enchova e Bonito, respectivamente.

Uma feição importante no controle da distribuição espacial dos turbiditos paleógenos da Formação Carapebus consiste na discordância oligocênica representada pelo *Canyon* de Enchova. Esta superfície erosiva trunca e limita a continuidade lateral dos arenitos eocênicos

e oligocênicos, possibilitando a acumulação de óleo e/ou gás em função da baixa permeabilidade dos pelitos que preenchem o *Canyon*, a qual impede o processo de migração local de hidrocarbonetos. Este contexto erosivo pode ser observado na porção central do campo de Bicudo (extremo nordeste da Figura 72, destacado em amarelo), nordeste do campo de Trilha (Figura 73, em amarelo) e centro – oeste de Bonito, conforme ilustrado pela Figura 75 (Seção 0067_0704, detalhe em amarelo).

Limites laterais delimitados por *pinch out* estratigráfico ocorrem nos campos de Trilha (Figura 73), porção noroeste de Enchova e nordeste de Bonito (Figura 74), apresentando grande continuidade em direção ao extremo leste deste último campo.

A superfície erosiva do *Canyon* de Enchova, datada do Oligoceno Superior, equivale a refletor de coloração branca (*zero crossing*) nos dados sísmicos, truncando horizontes desde o limite Cretáceo – Paleógeno até o Oligoceno Médio. A porção interna do *canyon* caracteriza-se por refletores em padrão *onlap* sobre a superfície erosiva, representando o preenchimento do mesmo com pelitos de idade neógena e quaternária.

Com relação à delimitação espacial do *Canyon*, constatam-se altos mergulhos de rumo nordeste em meio ao campo de Bicudo (Figura 72), enquanto padrão oposto, com sentido oeste – sudoeste, ocorre em Bonito (Figura 75). Estas características posicionam a calha erosiva do *Canyon* na porção limítrofe entre os campos de Bicudo e Bonito, apontando também direção geral de WNW – ESE para a estrutura. A Figura 73 ilustra esta região do *Canyon*, na porção centro – oeste do campo de Enchova Oeste (poço 4RJS_0263). Informações decorrentes de pastas de poço, seções estratigráficas (item 6.1) e linhas sísmicas na região de Badejo confirmam que esta estrutura prolonga-se até a porção leste do campo de Badejo (poço 1RJS_0262).

Marcando o Topo do arcabouço sismoestratigráfico interpretado, o Membro Siri está representado por refletores de alta resolução tanto em sua base quanto no topo. O primeiro apresenta amplitude mínima, enquanto o limite superior da unidade exibe amplitudes máximas, com baixa variação lateral destes padrões.

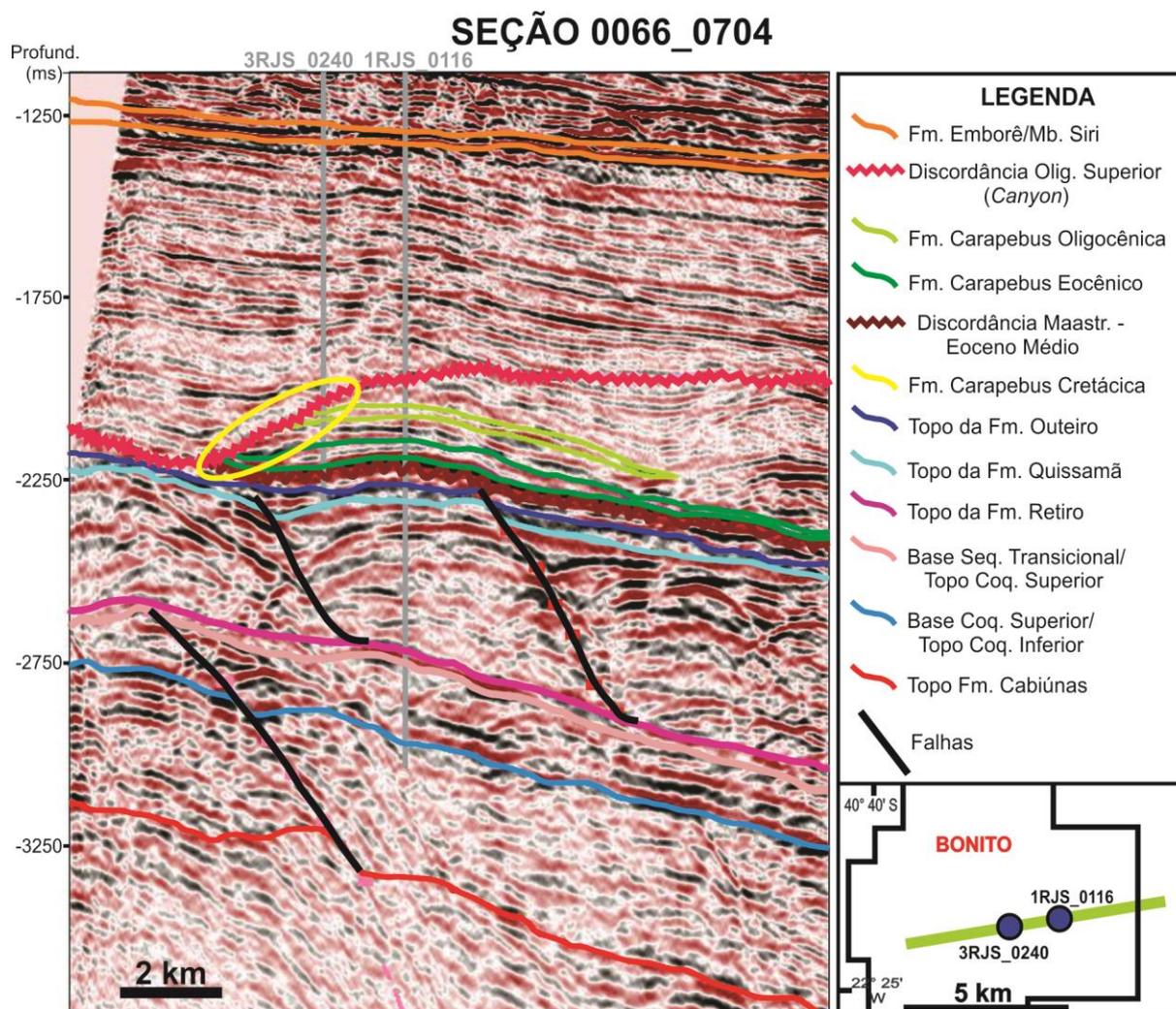


Figura 75: Seção 0066_0704, porção central do campo de Bonito. Elipse em amarelo: Truncamento erosivo dos depósitos turbidíticos do Paleógeno pelo Canyon de Enchova

O contorno estrutural interpretado nos dados sísmicos mostra mergulho geral baixo (2.5°) de rumo sudeste para o Membro Siri, com espessamento da unidade nos campos de Enchova e Enchova Oeste, adelgaçando-se em direção ao extremo leste (campo de Bonito) e noroeste (campo de Badejo) da área de estudos, conforme pode ser visualizado nas Figuras 73 e 74, respectivamente. A ausência de falhamentos que interceptam a unidade nas linhas sísmicas apresentadas evidencia a menor atividade tectônica nos estratos recentes da Bacia de Campos, de idade pós-oligocênica.

6.5 Mapas baseados em dados sísmicos (Modelo de Velocidades)

O cálculo do Modelo de Velocidades, a partir dos horizontes sísmicos interpretados, permitiu a confecção de mapas de contorno estrutural e isópacas referentes a níveis estratigráficos importantes para a caracterização dos sistemas petrolíferos identificados, bem como para a distribuição das principais feições estruturais locais.

Ao todo, foram confeccionados 15 mapas, oito referentes ao contorno estrutural e sete à distribuição das isópacas de oito unidades distintas, conforme apresentado a seguir.

6.5.1 Formação Cabiúnas (Embasamento)

O mapa de contorno estrutural referente à Formação Cabiúnas, expresso na Figura 76, permite identificar o predomínio de falhamentos normais orientados segundo NE-SW, originados durante o processo de rifteamento que deu origem ao Oceano Atlântico Sul, a partir do fim do Jurássico. Este mesmo evento está ligado ainda à presença de importantes falhamentos normais com orientação NNW - SSE, equivalentes a falhas de transferência.

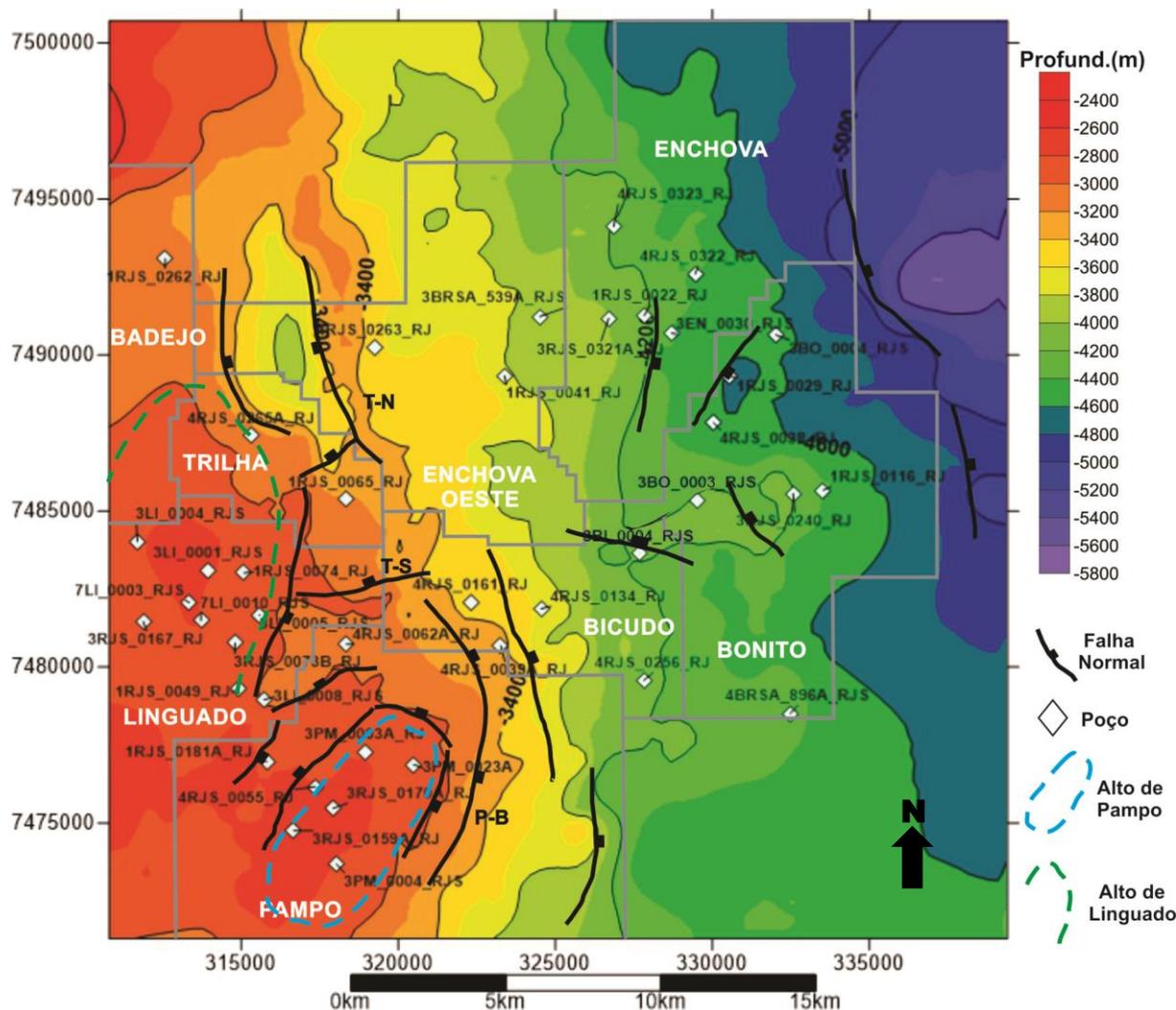


Figura 76: Mapa de Contorno estrutural do topo da Fm. Cabiúnas, em metros. Alto de Badejo-Linguado segue expresso em verde, e o Alto de Pampo em azul

A associação entre os dois *trends* principais observados à altura da Formação Cabiúnas condiciona a presença de dois altos estruturais principais na área estudada: Alto Estrutural de Pampo e Alto Estrutural de Badejo-Linguado, identificados já em escala

regional pelos trabalhos de Guardado et al. (1989) e Rangel & Martins (1998). O primeiro tem orientação NE-SW, apresentando-se delimitado por falhas ao longo de seus limites nordeste, oeste e sudeste, ao passo que o Alto de Linguado, localizado no extremo oeste da região, tem seu limite oriental marcado por falhas normais de orientação NNE-SSW, com mergulho em direção a leste.

Baixos estruturais importantes também foram identificados, destacando-se uma feição localizada na área limítrofe entre os campos de Trilha, Badejo e Enchova Oeste. Esta estrutura consiste em extenso gráben delimitado a sul, leste e oeste por falhamentos normais, com abatimento local na ordem de 500 m.

O extremo nordeste da área estudada, adjacente ao campo de Enchova, corresponde à região com as menores cotas locais da Formação Cabiúnas, associadas a falhamentos de orientação NNW-SSE de grande extensão

6.5.2 Formação Coqueiros – Coquina Inferior

O contexto estrutural geral observado para o embasamento da Bacia de Campos se mantém para o nível sobreposto (topo da Coquina Inferior), conforme ilustra a Figura 77 (próxima pág.). Os principais *trends* de falhas citados anteriormente estão presentes nesta unidade, com pequenas variações em extensão e orientação.

O baixo estrutural situado ao norte do campo de Trilha mostra abatimentos entre 500 e 600 m em seu depocentro. Já as maiores profundidades regionais da unidade, superiores a 4000 m, são constatadas ao leste de Enchova, associadas a falha normal de grande extensão, orientada segundo NNW-SSE. Grábens de dimensões e profundidades menores (inferiores a 200 m) podem ainda ser observados a oeste do Alto de Pampo, entre os poços 1RJS_0181 e 3RJS_0055, e a leste do Alto de Badejo-Linguado, à altura do poço 3LI_0008.

É importante ressaltar também a ausência de estruturas rúpteis expressivas em meio à porção central e leste do campo de Enchova Oeste, predominando a paleotopografia como fator determinante à distribuição estrutural da unidade.

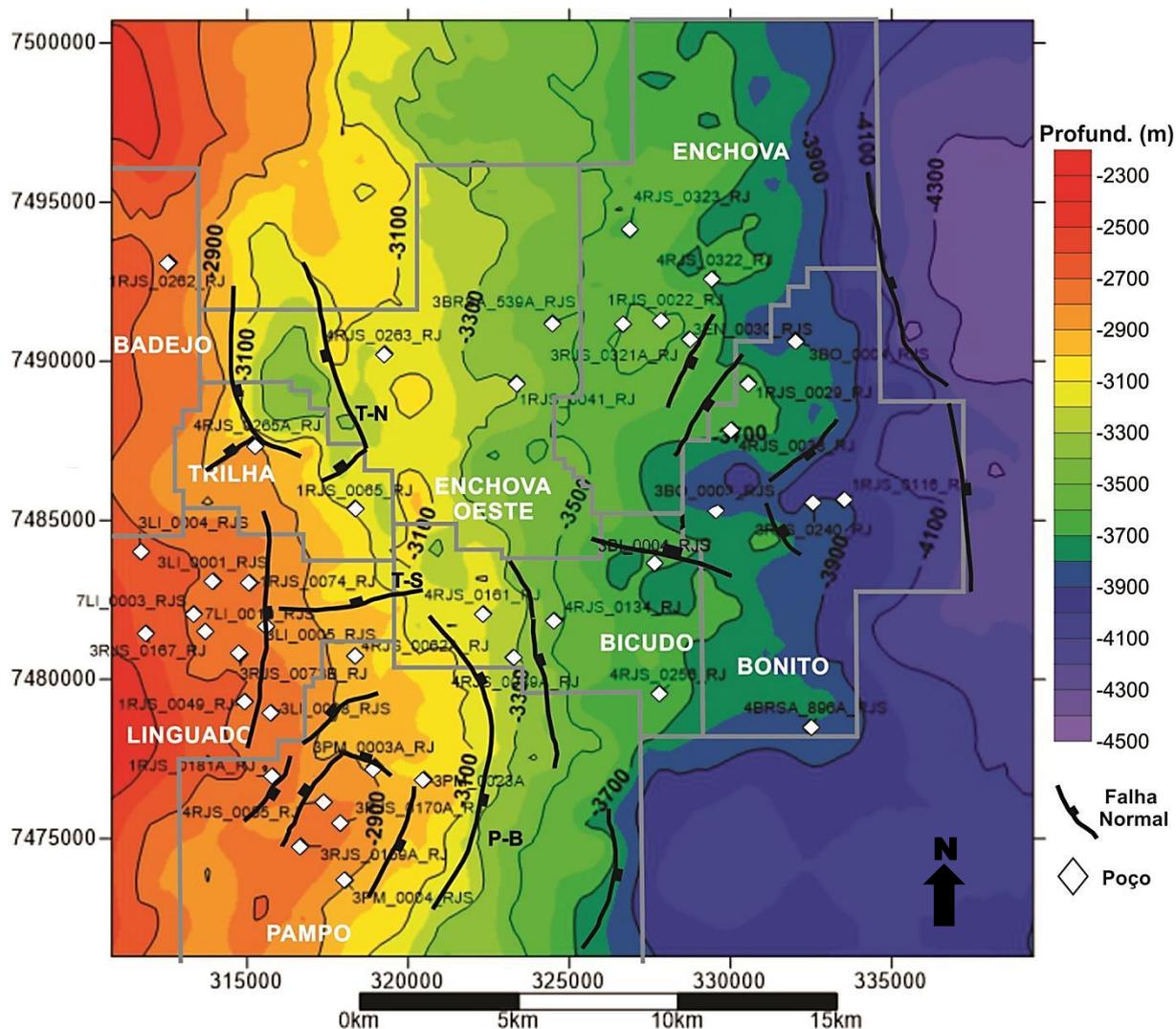


Figura 77: Mapa de contorno estrutural do topo da Coquina Inferior, com principais estruturas indicadas.

O padrão estrutural observado para a Coquina Inferior exerce influência direta na distribuição das isópacas referentes à unidade, expressas na Figura 78, as quais apresentam tendência de espessamento geral em direção à porção distal da área estudada (campos de Bonito e Enchova).

As maiores espessuras podem ser observadas no extremo nordeste da área de estudos, onde ultrapassam 1200 m de sedimentos. Por outro lado, o gráben situado ao norte de Trilha apresenta espessuras inferiores a 500 m para esta unidade, com depocentro alongado no sentido N-S.

Já o baixo deposicional a leste do Alto de Badejo-Linguado, condicionado pela falha normal que marca o limite oriental da estrutura, apresenta espessuras entre 150 e 300 m para a Coquina Inferior. Outro depocentro significativo associado a feições estruturais pode ser observado na região limítrofe entre os campos de Enchova e Bonito, onde um sistema de

falhas sintéticas de orientação NE-SW promove o espessamento da unidade à altura dos poços 1RJS_0029 e 4RJS_0038, superando 900 m.

A porção norte do campo de Pampo e alto estrutural homônimo encerram as menores espessuras relativas à Coquina Inferior, conforme ilustrado na Figura 78. A posição estrutural elevada destas áreas teria impossibilitado a deposição de pacotes expressivos da unidade.

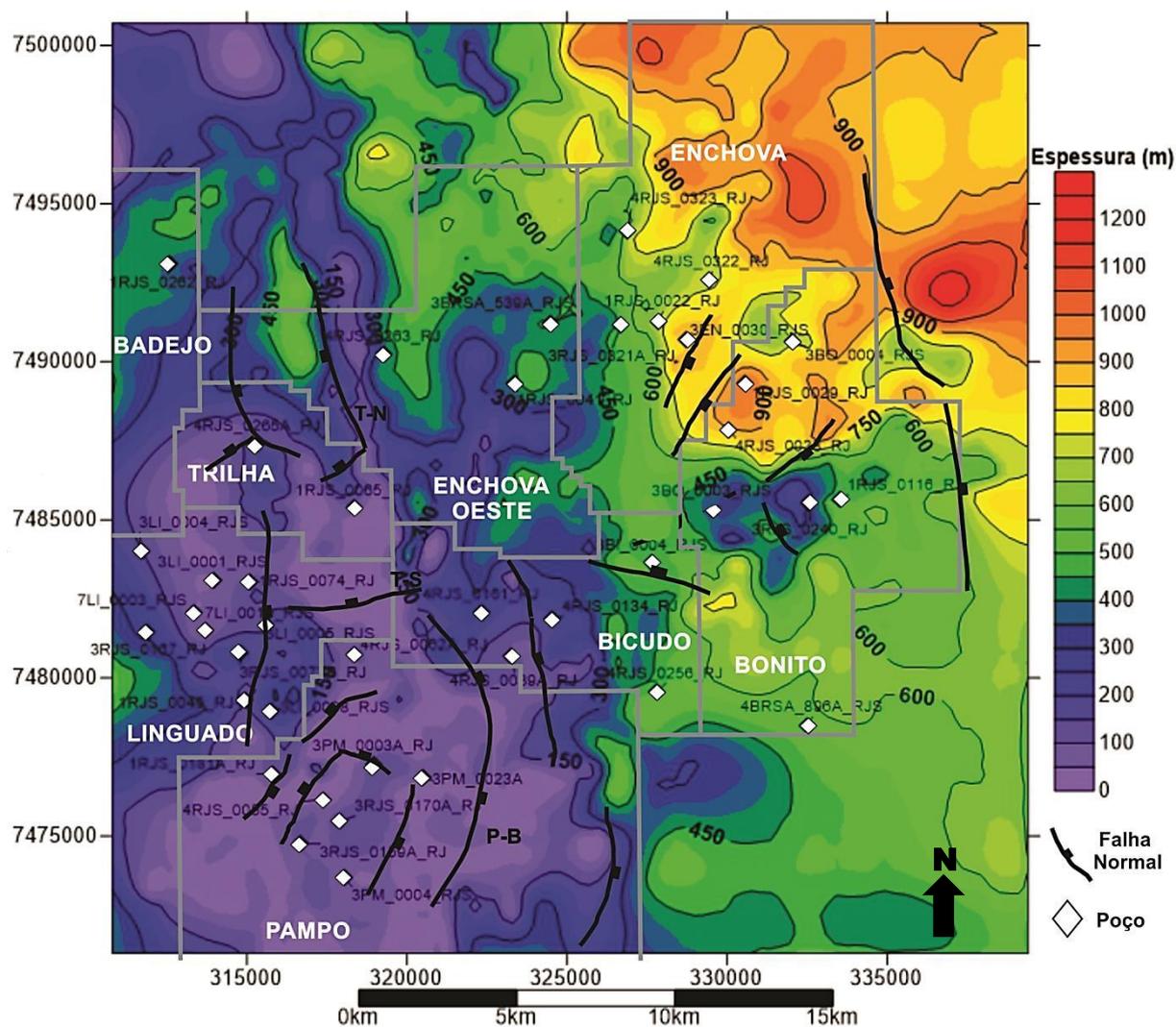


Figura 78: Mapa de isópacas referentes à Coquina Inferior.

6.5.3 Formação Coqueiros (Coquina Superior)

Os principais falhamentos identificados junto ao topo da Coquina Superior são muito similares àqueles delimitados em meio à Coquina Inferior, conforme pode ser observado comparando-se as Figuras 77 e 79. Predominam feições orientadas segundo NNE-SSW, com ocorrência subordinada de falhas NNW-SSE.

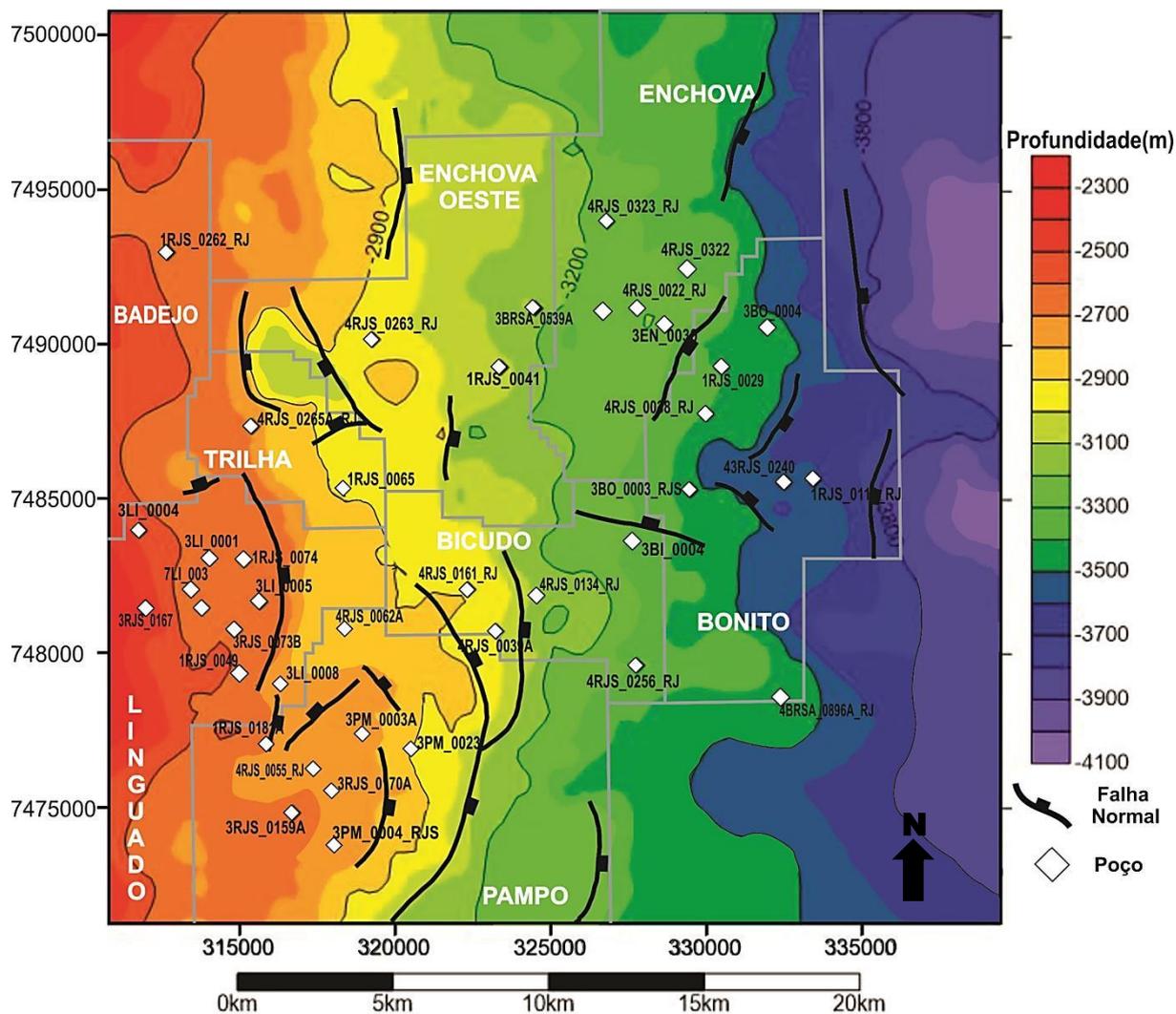


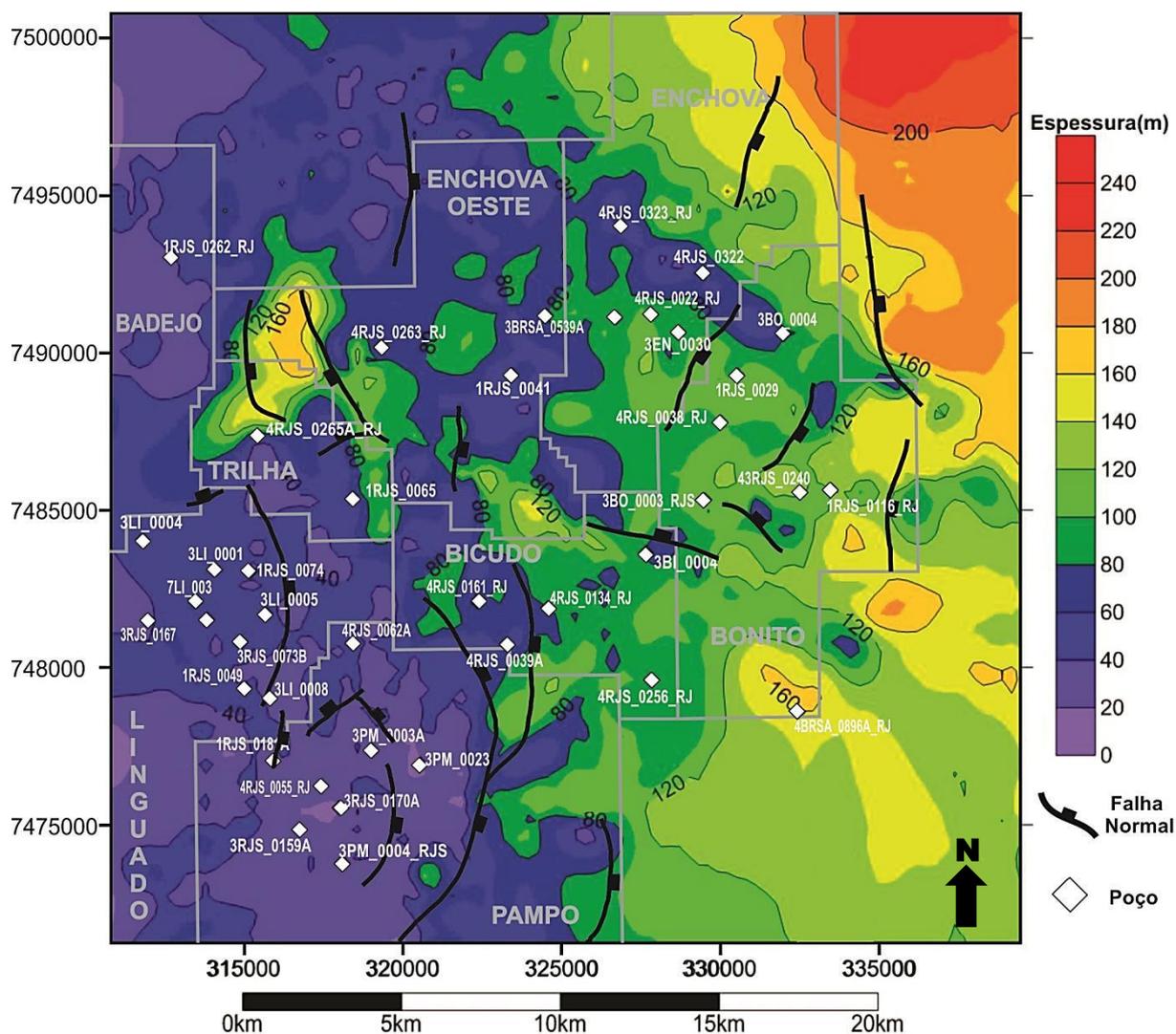
Figura 79: Mapa de contorno estrutural referente à Coquina Superior

Destacam-se neste mapa novamente os baixos situados na porção norte-nordeste de Trilha e na região leste-nordeste da área estudada, em direção ao limite oriental dos campos de Bonito e Enchova. O primeiro, de ocorrência local, exhibe abatimentos entre 100 e 150 m, e sua configuração espacial é análoga àquela descrita para a Coquina Inferior, sendo delimitado a sul, leste e oeste por falhamentos normais.

Já o segundo baixo identificado, de escala regional, exhibe cotas estruturais que ultrapassam 3800 m, atingindo localmente mais de 4000 m. O controle estrutural principal desta feição está relacionado à presença de duas falhas orientadas segundo NNW-SSE, associadas a estruturas NNE-SSW de menor porte, situadas em Enchova e Bonito.

Embora o sistema de falhas que gera o gráben a oeste do Alto de Pambo em meio à Coquina Inferior esteja presente ainda ao nível da Coquina Superior, o desnível local para esta área é inferior a 100 m. Assim, não configura um baixo deposicional relevante relacionado à

unidade descrita, abrigando espessuras totais inferiores a 50 m para a Coquina Superior, conforme ilustrado no mapa de isópacas retratado na Figura 80.



Em contrapartida, espessuras relevantes ocorrem junto aos baixos deposicionais situados ao norte de Trilha e leste-nordeste de Enchova e Bonito. O primeiro exhibe espessuras que superam 160 m para a Coquina Superior, ao passo que valores maiores que 220 m de sedimentos pelito-coquiníferos ocorrem junto ao segundo, área equivalente ao principal baixo deposicional regional. Camadas espessas referentes à Coquina Superior estão presentes também na região sudeste da área de estudos, predominando valores entre 120 e 160 m.

De modo geral, as menores isópacas desta unidade, inferiores a 80 m, concentram-se junto à porção ocidental da região estudada, que inclui o leste e nordeste dos campos de Badejo e a região oeste de Pampo. Destaca-se neste contexto a área sul do Alto de Badejo – Linguado (sudeste do campo de Linguado) e o Alto de Pampo, os quais encerram espessuras sempre inferiores a 60 m para a Coquina Superior, comumente menores que 40 m.

6.5.4 Formação Retiro

O caráter dúctil dos sedimentos evaporíticos da Formação Retiro é evidenciado pelo contexto estrutural observado para a unidade, expresso na Figura 81: o número de falhas que atravessam este litossoma é bastante inferior se comparado aos níveis sotopostos, com claro predomínio de feições orientadas segundo NNE-SSW.

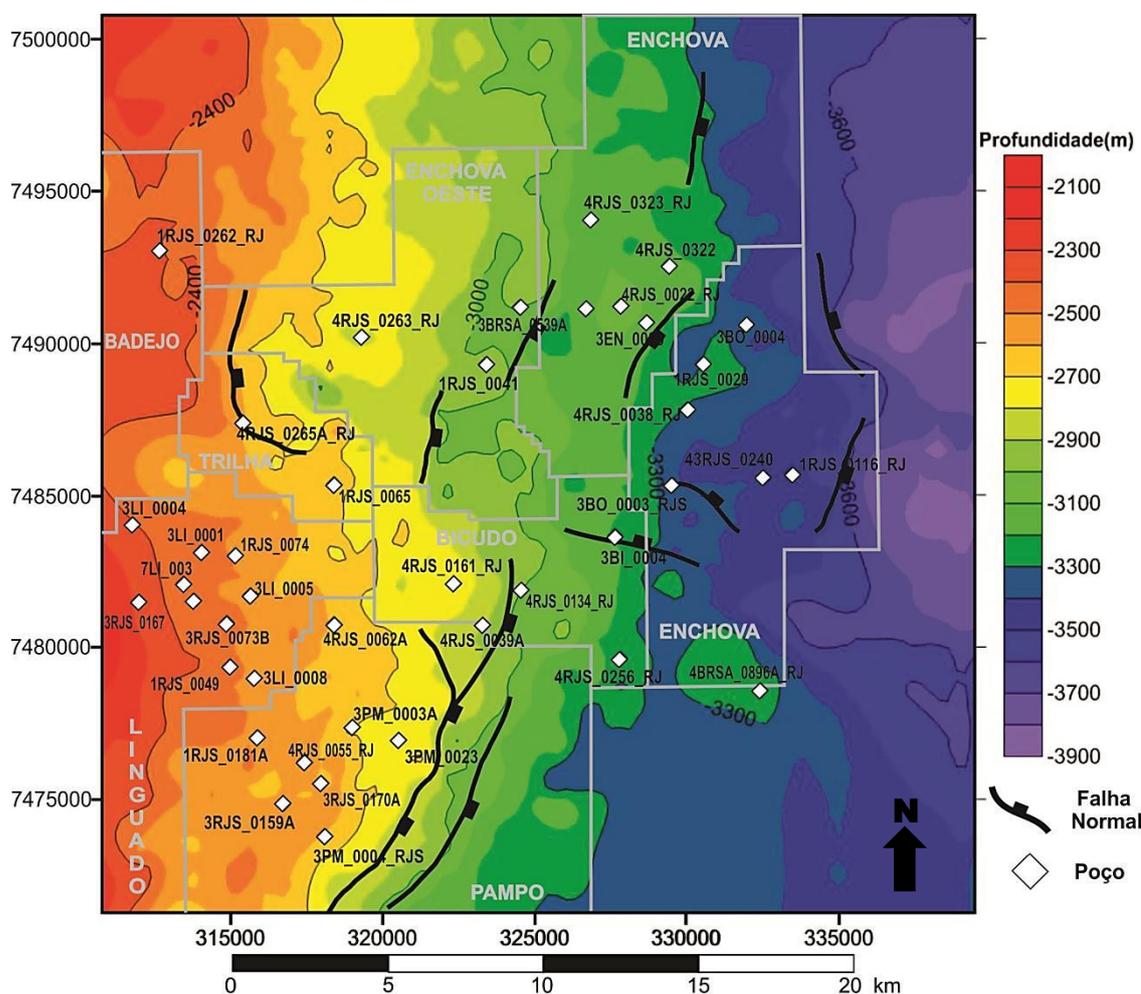


Figura 81: Mapa de contorno estrutural para a Formação Retiro (sal).

Destacam-se nesta unidade os falhamentos sintéticos na porção centro-leste de Pampo (sul da área estudada), que apresentam extensões entre 10 e 15 km, presentes desde a Formação Cabiúnas, atravessando toda a seção rifte e os sedimentos salinos.

Outras feições importantes consistem nas falhas de orientação aproximada N-S ao leste de Bonito, de extensão inferior a 5 km, as quais delimitam o principal depocentro regional, bem como feições de configuração similar situadas na porção central de Enchova.

Na área ao norte do campo de Trilha e a oeste de Badejo, o falhamento normal que deforma a Formação Retiro corresponde à mesma feição que delimita a borda oeste do depocentro local definido anteriormente para a Coquina Superior. Estruturas sintéticas de

caráter normal promovem ainda o abatimento da Formação Retiro na porção central do campo de Enchova Oeste.

A configuração estrutural observada para os sedimentos evaporíticos revela a ausência de feições dômicas ou almofadas salinas em meio à área de estudos, com predominância de estratos tabulares, os quais exibem mergulho geral em direção à porção distal da bacia. Estas camadas se mostram delgadas na maior parte da região analisada, conforme ilustra a Figura 82, correspondente ao mapa de isópacas referente à Formação Retiro.

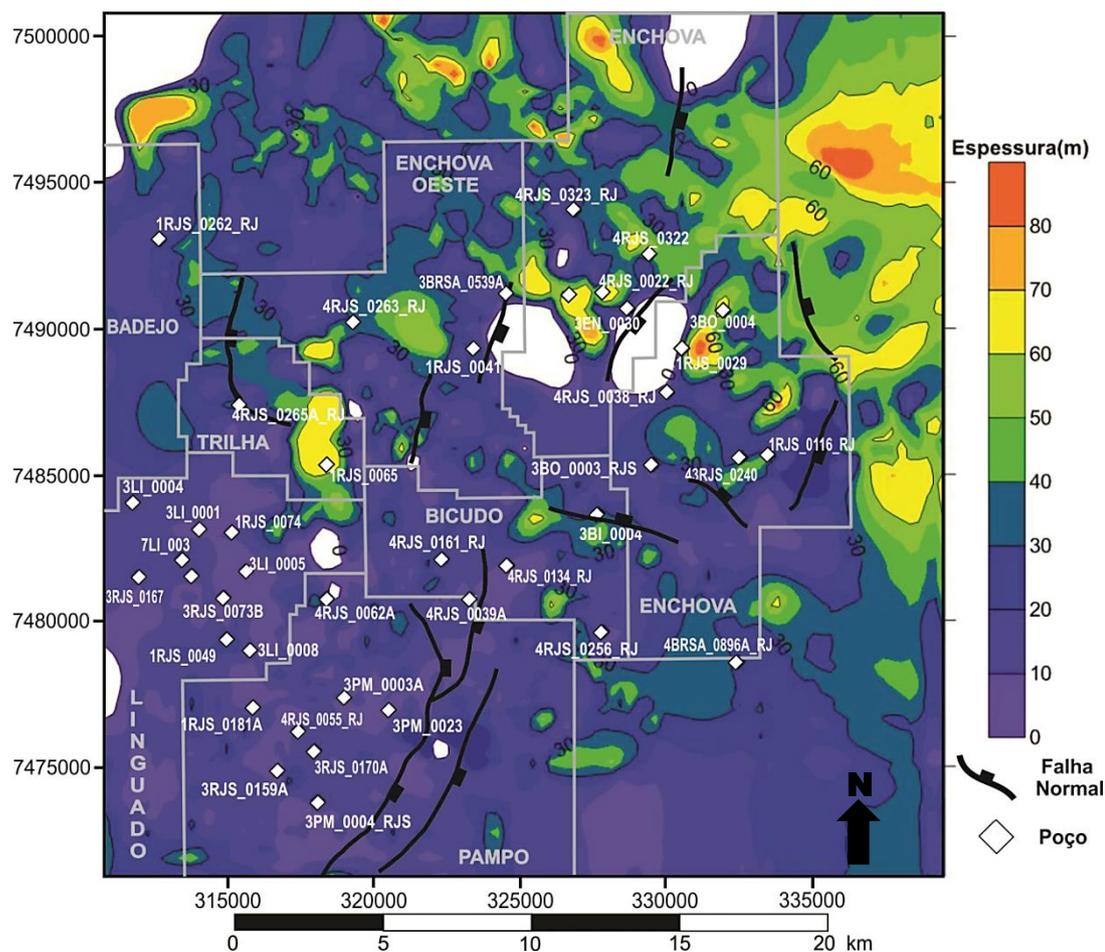


Figura 82: Mapa de distribuição de isópacas para a Formação Retiro (sal).

Espessuras inferiores a 20 m são predominantes, sobretudo nas porções central, sul e oeste dos campos estudados, associadas aos altos estruturais locais já citados (Alto de Pampo e Alto de Badejo-Linguado). Constata-se tendência geral de espessamento da Formação Retiro em direção ao limite oriental da área analisada, com destaque às regiões leste e nordeste, onde os depósitos salinos apresentam entre 40 e 90 m.

Localmente, pode-se notar a ocorrência de pequenos domos isolados, situados ao norte de Badejo, leste de Trilha, centro-sudoeste e noroeste de Enchova, bem como ao norte de Bonito, representados por isópacas de 40 a 80 m. Por outro lado, observa-se a ausência de

depósitos salinos na região limítrofe entre os campos de Enchova Oeste – Enchova e Enchova – Bonito.

6.5.5 Formação Quissamã (Nível Reservatório)

Marcado pela presença de numerosos falhamentos normais, o mapa de contorno estrutural do topo da Formação Quissamã (equivalente também ao limite superior do principal reservatório da unidade) segue expresso na Figura 83.

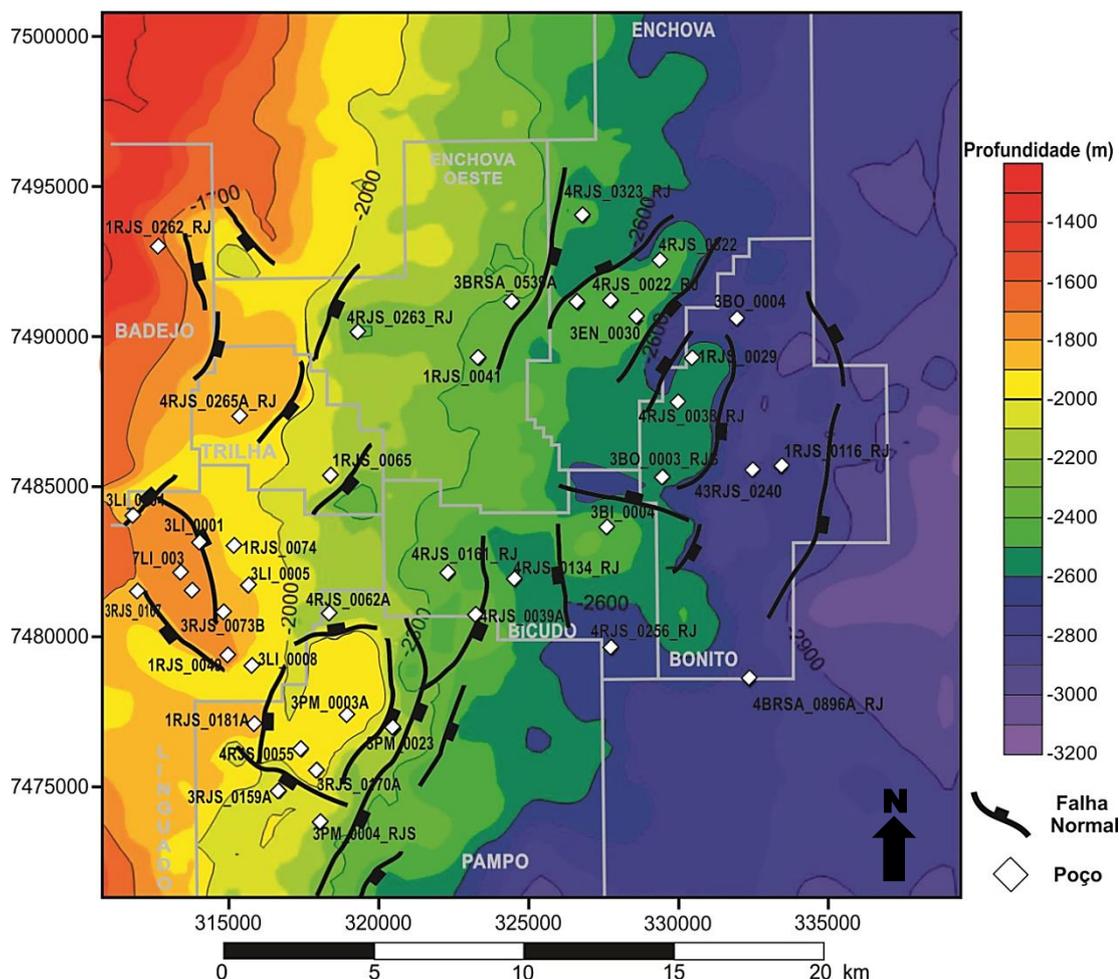


Figura 83: Mapa de contorno estrutural referente ao Reservatório Quissamã

Novamente, as feições estruturais predominantes consistem em falhas normais sintéticas e antitéticas orientadas segundo NNE-SSW, com mergulho para sudeste. No entanto, são importantes também falhamentos dispostos em *trend* NNW-SSE e, subordinadamente, WNW-ESE.

Padrões estruturais distintos podem ser observados em meio ao Reservatório Quissamã. O primeiro ocorre na região limítrofe entre os campos de Enchova e Bonito, na porção centro-nordeste da área, e corresponde a um conjunto de falhas sintéticas e antitéticas de orientação NNE-SSW. A atuação destas estruturas gera um sistema marcado pela

alternância entre *grabens* e *horsts* locais, com presença de feição dômica à altura dos poços 4RJS_0038, 1RJS_0029 e 3BO_0003, situados na porção noroeste de Bonito. Feição similar pode ser observada a noroeste, na porção central do campo de Enchova, onde a associação entre uma falha sintética e outra antitética, ambas de direção NE-SW, promovem o soerguimento de um bloco alongado segundo o mesmo *trend*. Corresponde à região dos poços 4RJS_0022, 3EN_0030 E 4RJS_0322.

Adjacente a estas estruturas, na região leste de Bicudo, novo alto estrutural pode ser observado, o qual inclui o poço 3BI_0004, sendo delimitado a nordeste, leste e oeste por falhamentos normais.

Outro padrão estrutural específico caracteriza a região noroeste do campo de Pampo, marcado pela presença de uma feição dômica orientada segundo NNE-SSW. Ocorre delimitada em sua totalidade por falhas normais, e inclui os poços 3PM_0003A, 4RJS_0055 e 3RJS_0170A, todos produtores ao nível da Formação Quissamã, segundo as respectivas pastas de poço.

A noroeste desta feição, em meio à porção nordeste do campo de Linguado, nova área soerguida pode ser individualizada, apresentando geometria alongada no eixo NNW-SSE. Falhas normais de extensão inferior a cinco km delimitam as bordas nordeste, noroeste e sudoeste da estrutura, encerrando em seu interior os poços 7LI_0003, 7LI_0010 e 3LI_0001. Os dois primeiros constituem importantes produtores de óleo para o campo de Linguado, enquanto o último apresenta relevância secundária.

É interessante ressaltar ainda dois falhamentos de direção NE-SW, situados imediatamente a leste do domo descrito para o campo de Pampo. O primeiro, de maior extensão (cerca de 10 km), marca o limite entre os campos de Pampo e Bicudo em sua extremidade setentrional, levando ao abatimento da região a leste quando considerados os segmentos central e meridional da feição. Já o segundo falhamento, situado a nordeste, secciona a parte central de Bicudo, promovendo o abatimento da região do poço 4RJS_0134_RJ. Ambas as estruturas estão presentes desde a Formação Cabiúnas (embasamento econômico da bacia), evidenciando a extensa amplitude vertical das mesmas.

Situação similar é observada no extremo leste de Bonito, onde duas falhas normais, de orientação aproximada N-S, promovem abatimento das áreas a leste, sendo constatadas desde os basaltos hauterivianos até os litotipos albianos.

Com relação ao mapa de isópacas obtido para o Reservatório Quissamã, expresso na Figura 84, pode-se apontar o predomínio de espessuras inferiores a 45 m na maior parte da

área de estudos, com variações positivas localizadas, não sendo possível determinar uma tendência geral para a espessura deste nível reservatório.

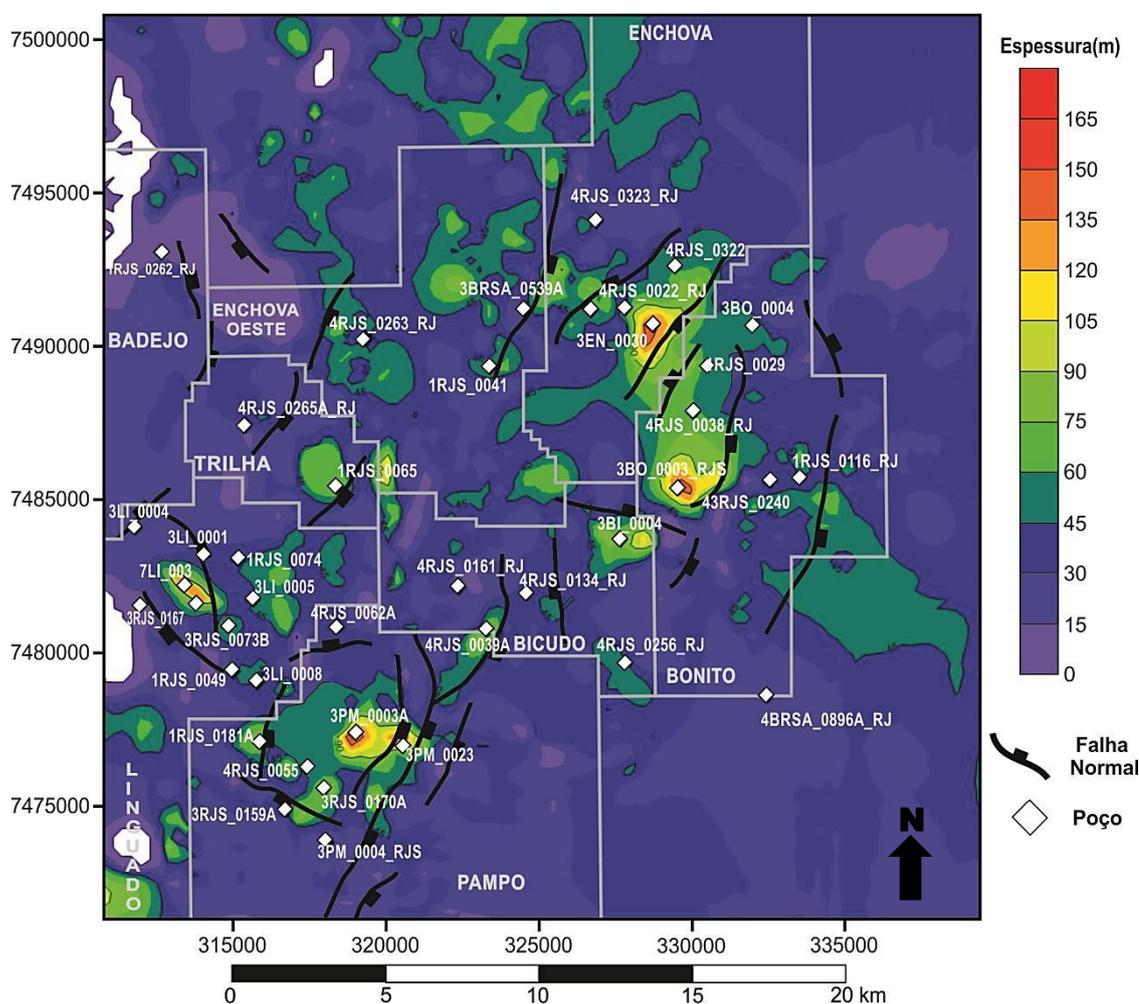


Figura 84: Mapa de Isópacas referente ao Nível Reservatório da Formação Quissamã.

Dentre as regiões que apresentam espessuras superiores a 70 m, é importante mencionar os poços 7LI_0003, 7LI_0010, 3PM_0003A e 3PM_0023, associados a isópacas de 100 a 160 m. Correspondem espacialmente aos altos estruturais situados na porção sudoeste da região estudada.

De modo similar, espessuras maiores que 100 m são também constatadas junto aos poços 3EN_0030, 3BO_0003 e 4RJS_0038, localizados em feições dômicas elevadas, situadas na porção limítrofe entre os campos de Bonito e Enchova. Portanto, é possível estabelecer clara correlação positiva entre a posição estrutural do Reservatório Quissamã e sua espessura.

6.5.6 Formação Carapebus Cretácica

O contorno estrutural da Formação Carapebus Cretácica exibe a menor amplitude dentre todas as unidades consideradas, conforme expresso na Figura 85, associada a um mergulho geral de rumo ESE para este litossoma.

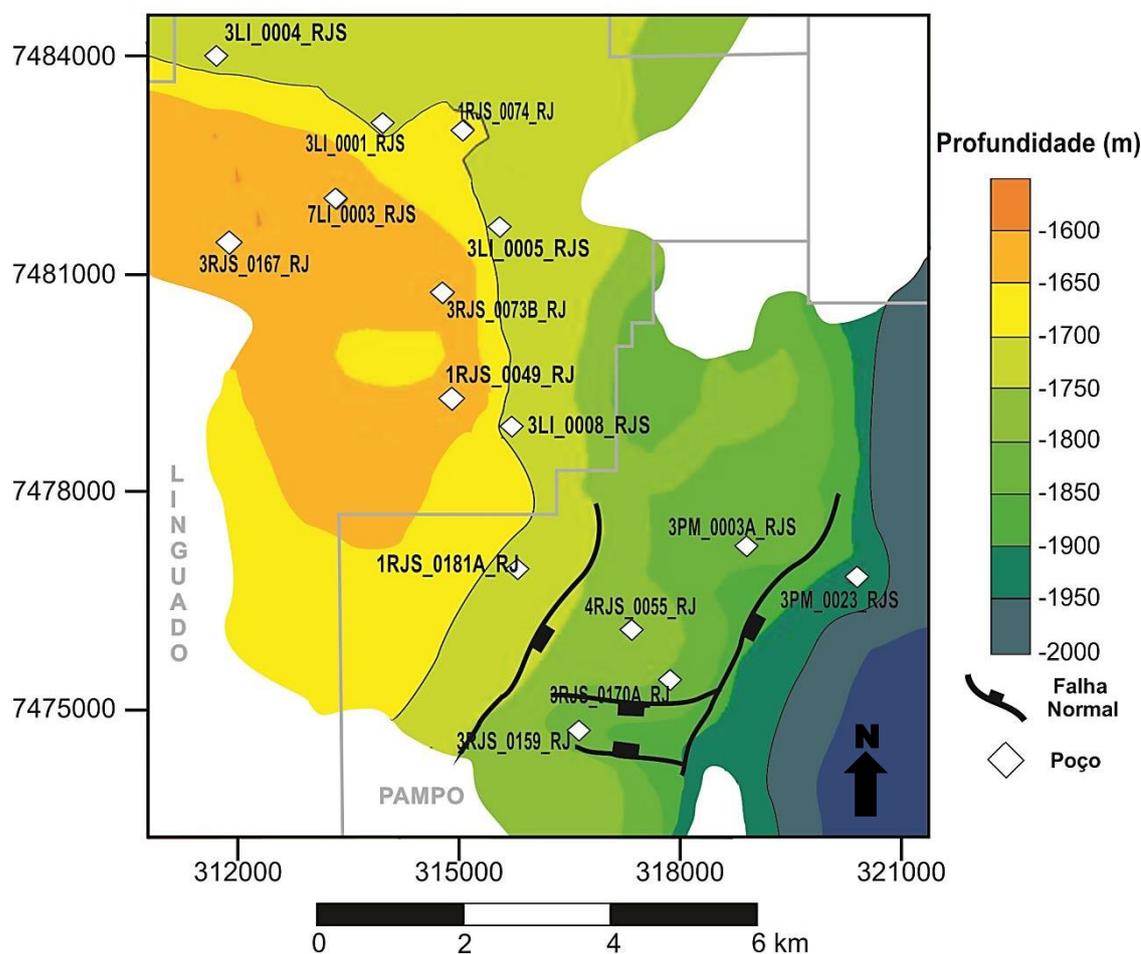


Figura 85: Mapa de contorno estrutural para a Formação Carapebus Cretácica.

Os depósitos turbidíticos de idade cretácica concentram-se em faixa de direção aproximada NW-SE, estando ausentes nas porções sudeste e nordeste de Linguado.

Característica marcante desta unidade é a baixa presença de estruturas rúpteis, concentradas na porção sul-sudeste do estrato. Falhamentos de orientação NE-SW promovem o abatimento da unidade rumo ao sudeste, enquanto um par de falhas E-W gera um gráben local à altura do poço 3RJS_0159A.

Tais feições, com exceção da falha situada ao sul do poço mencionado, parecem corresponder a prolongamentos das mesmas estruturas que delimitam as extremidades oriental, ocidental e meridional do domo observado para a Formação Quissamã, em meio à região noroeste de Pampos.

Esta mesma localidade abriga também as maiores espessuras da Formação Carapebus Cretácica, as quais ultrapassam 100 m, conforme ilustrado pela Figura 86. Predominam isópacas da ordem de 40 m ao longo da unidade, com espessamento em direção à porção centro-sudeste (poços 1RJS_0181A, 4RJS_0055 e 3PM_0003A), e adelgaçamento em suas extremidades sudoeste e nordeste, estando ausente na maioria dos campos estudados.

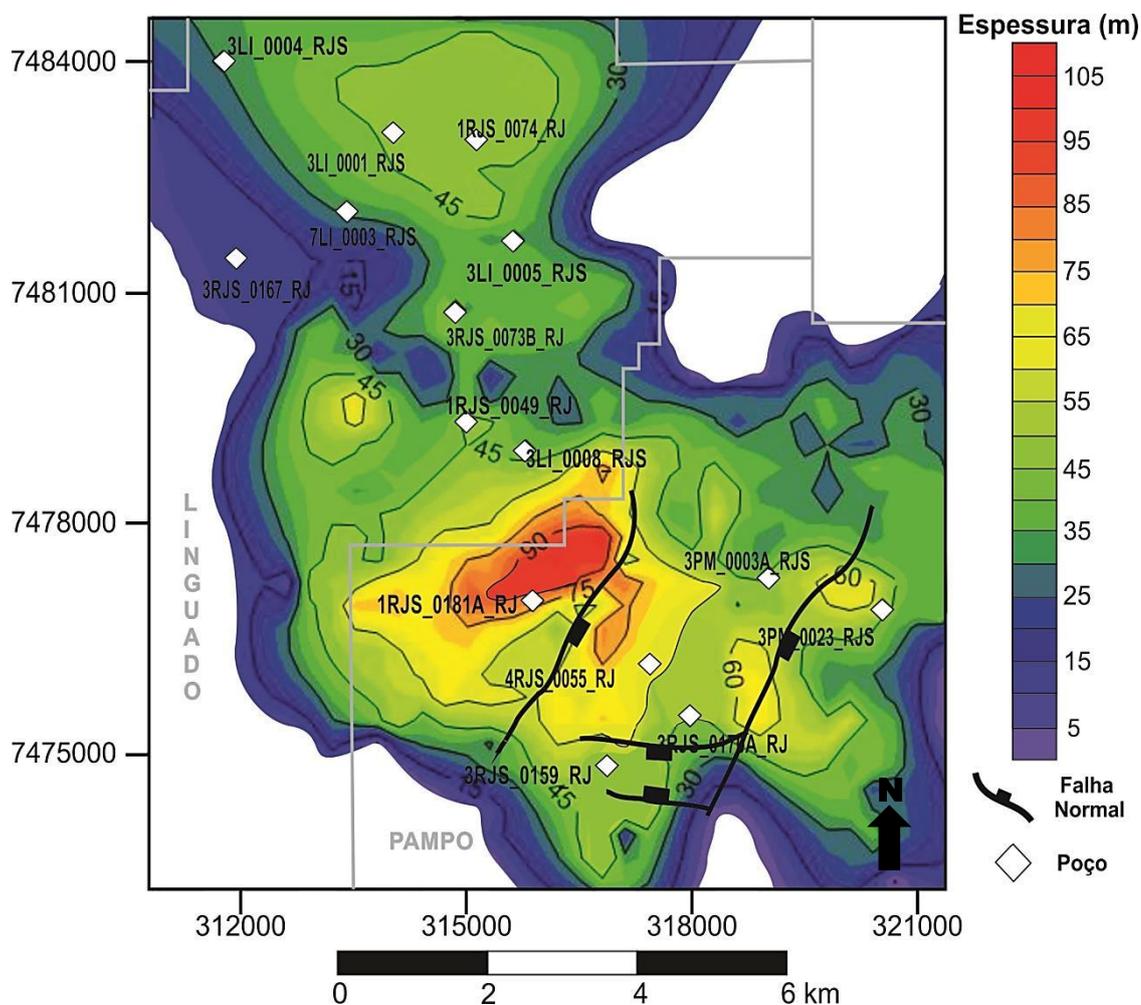


Figura 86: Distribuição das isópacas referentes à Formação Carapebus Cretácica

6.5.7 Formação Carapebus Eocênica

Correspondente à unidade turbidítica de maior distribuição areal dentre aquelas estudadas, a Formação Carapebus Eocênica exibe clara predominância de falhas normais sintéticas pertencentes ao *trend* NE-SW, dominante na Bacia de Campos, como evidencia a Figura 87.

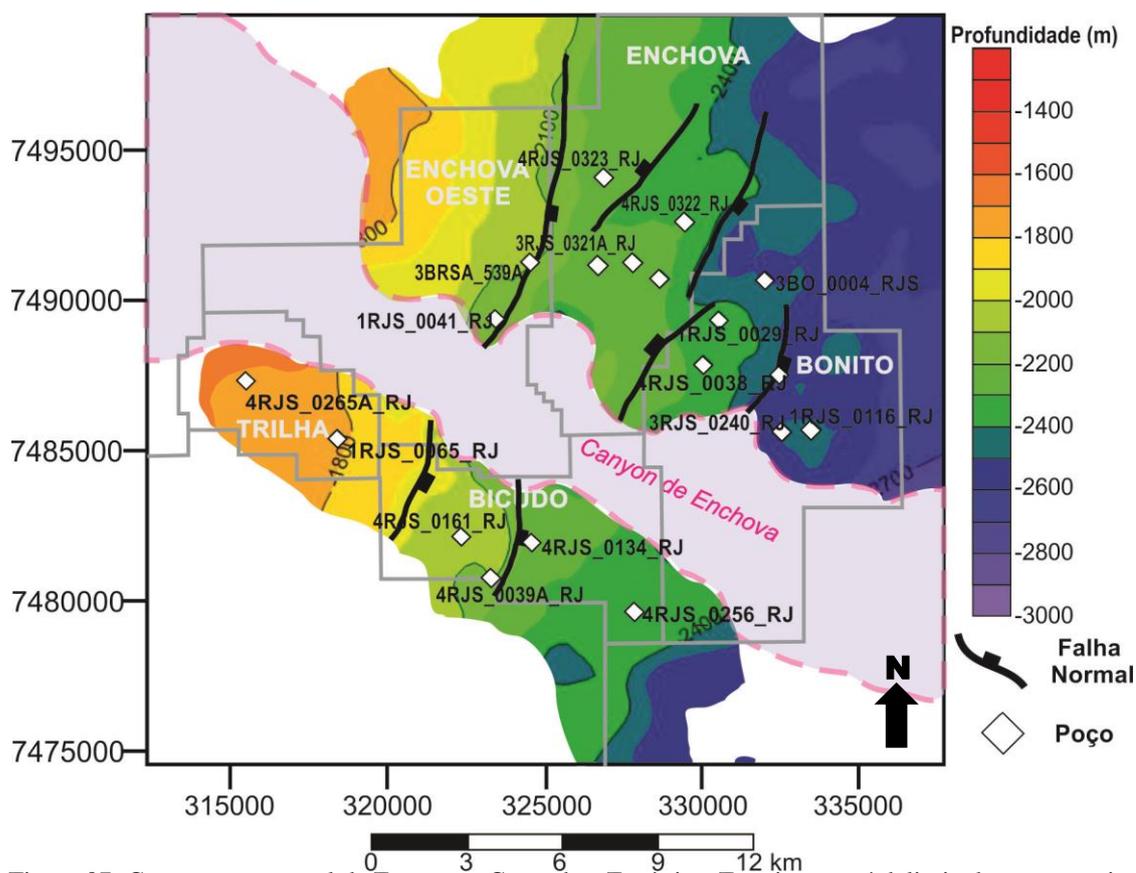


Figura 87: Contorno estrutural da Formação Carapebus Eocênica. Em cinza, está delimitada a geometria interpretada para o Canyon de Enchova.

O mapa de contorno estrutural deste litossoma revela um mergulho geral de rumo sudeste, associado à presença das falhas já citadas, que promovem o abatimento progressivo em direção aos campos de Bicudo e Bonito. O limite sudoeste da Formação Carapebus Eocênica, correspondente à transição entre os campos de Bicudo e Pampo, coincide com o segmento setentrional de importante falhamento normal descrito para unidades sotopostas, conforme expresso nas Figuras 77, 79, 81 e 83.

A região central de Enchova apresenta um contexto particular, oriundo da associação entre uma falha antitética e outra sintética de orientações análogas (NE-SW), o que gera um alto estrutural local que inclui o poço 4RJS_0322. Os falhamentos que delimitam esta feição apresentam posicionamento muito similar a estruturas de mesma natureza que ocorrem à altura da Formação Quissamã, conforme exposto na Figura 83, constituindo prováveis prolongamentos destas em unidades mais jovens.

Situação análoga ocorre em Bonito, com reprodução parcial da estrutura dômica observada em meio aos carbonatos albianos, na região dos poços 4RJS_0038 e 1RJS_0029. No entanto, a porção sul da feição foi erodida pelo *Canyon de Enchova* ao nível da Formação Carapebus Eocênica.

A interpretação dos dados sísmicos e sua interpolação pelo modelo de velocidades permitiu delimitar a morfologia geral do *Canyon de Enchova*, cuja calha se apresenta

orientada segundo NW-SE, com largura entre 3 e 5 km. Atravessa a região limítrofe entre os campos de Bicudo e Bonito, bem como o extremo sul de Enchova e porção central de Enchova Oeste, atingindo o extremo nordeste do campo de Badejo.

Com relação à distribuição vertical dos turbiditos eocênicos, pode-se observar espessamento que acompanha o mergulho da unidade, em direção ao extremo sudeste da área de ocorrência dos depósitos arenosos, conforme expresso na Figura 88.

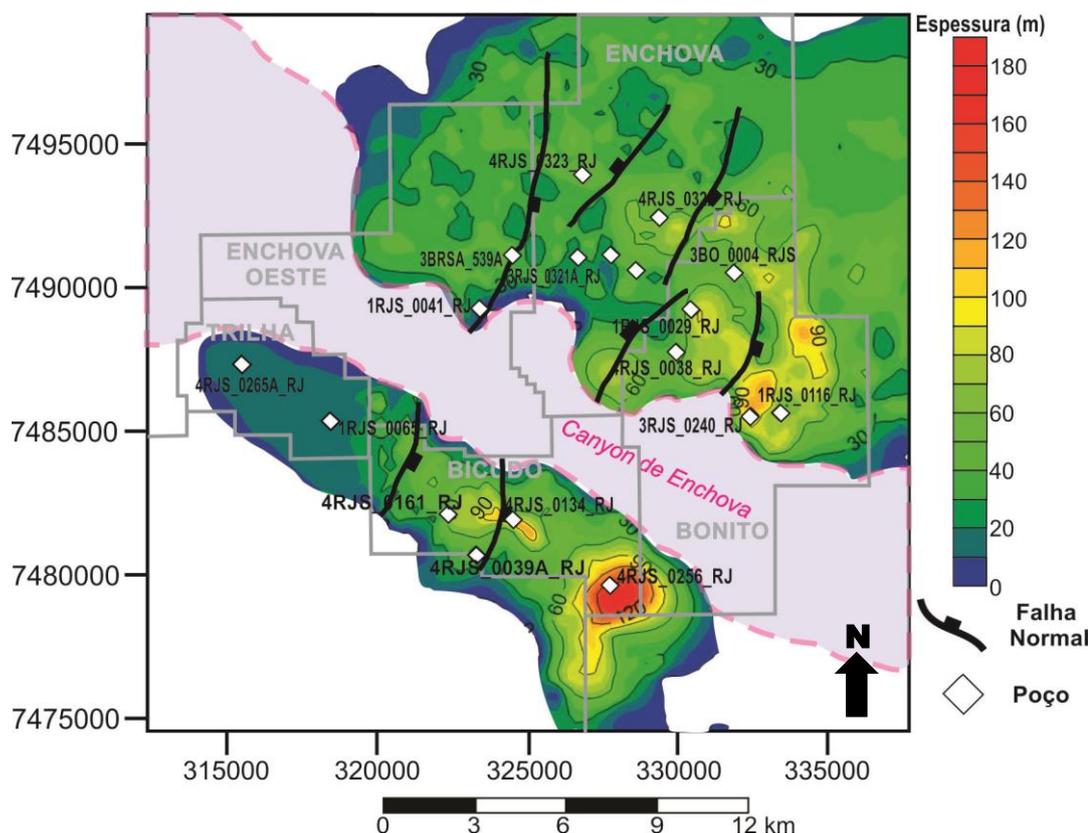


Figura 88: Mapa de isópacas relativo à Formação Carapebus Eocênica. Em cinza, está delimitado o Canyon de Enchova, onde as espessuras dos depósitos turbidíticos são nulas.

Predominam espessuras entre 30 e 70 m para esta unidade, ultrapassando localmente 100 m junto à porção centro-leste do campo de Bonito (poços 3RJS_0240 e 1RJS_0116) e extremo sudeste de Bicudo (poços 4RJS_134 e 4RJS_0256), atingindo cerca de 180 m neste último.

A presença do Canyon de Enchova em meio à região central dos campos analisados leva à ausência de depósitos arenosos na área, previamente removidos pela superfície erosiva desta feição.

6.5.8 Formação Carapebus Oligocênica

Com ocorrência ligeiramente mais restrita que o nível turbidítico sotoposto, a Formação Carapebus Oligocênica exibe o mesmo mergulho geral de rumo sudeste, em direção à extremidade sul-sudeste do campo de Bonito, conforme evidencia a Figura 89.

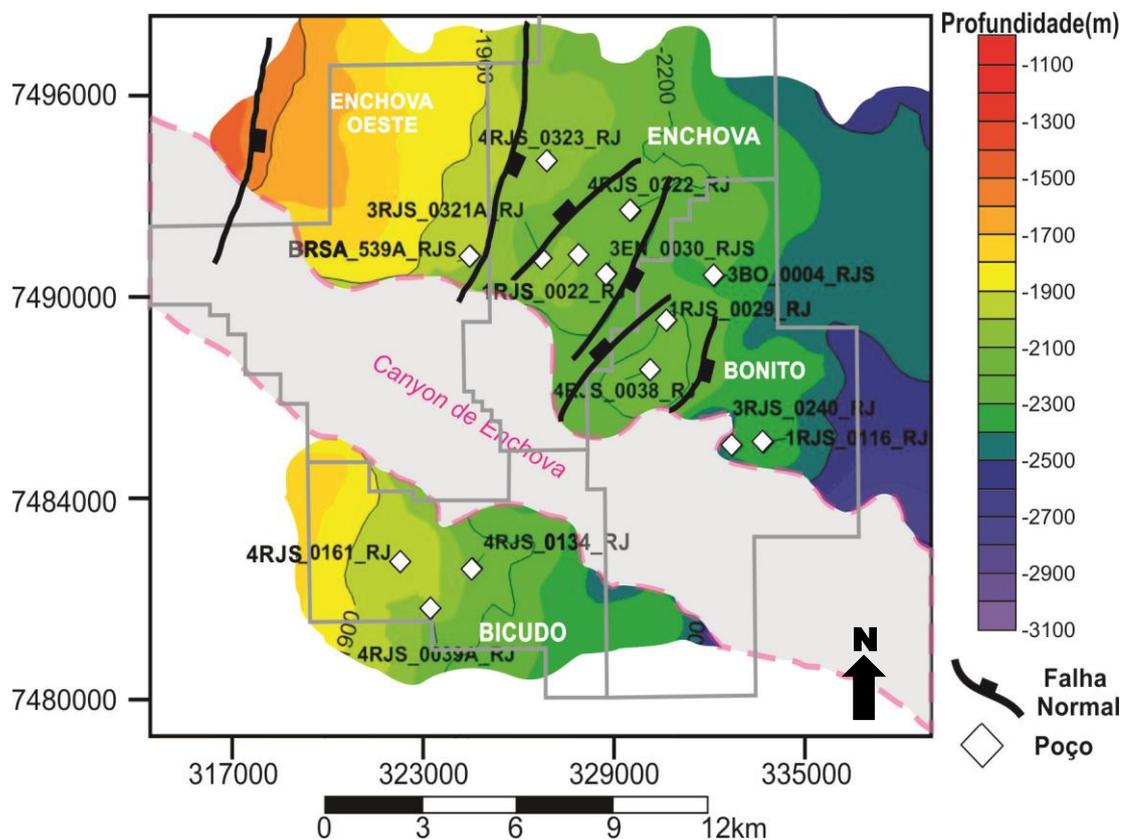


Figura 89: Mapa de contorno estrutural relativo à Formação Carapebus Oligocênica. Em cinza, está delimitada a morfologia geral do Canyon de Enchova.

O padrão estrutural dominante nesta unidade é representado por falhamentos normais sintéticos de *trend* NE-SW, restritos aos campos de Enchova Oeste, Enchova e Bonito. Correspondem a prolongamentos de feições já observadas para a Formação Carapebus Eocênica (Figura 87), reproduzindo, inclusive, o alto estrutural na porção central do campo de Enchova, e o domo ao noroeste de Bonito.

É importante destacar a presença de um falhamento normal sintético no extremo noroeste dos depósitos turbidíticos oligocênicos, o qual marca o limite de ocorrência deste litotipo na área. A superfície erosiva do Canyon de Enchova trunca também esta unidade, exibindo largura superior àquela observada para os depósitos eocênicos (3 a 7 km).

Embora os mapas de contorno estrutural de ambos os turbiditos paleógenos apresentem grandes similaridades, a distribuição das isópacas para os arenitos oligocênicos exibe diferenças importantes em relação àquela observada para a Formação Carapebus Eocênica, conforme evidencia a Figura 90.

As maiores espessuras para os turbiditos oligocênicos são registradas entre os campos de Bonito e Enchova, ultrapassando 100 m, com adelgaçamento em direção às porções sudeste e sul do litossoma. Esta última, isolada do depósito principal pela superfície erosiva do Canyon, apresenta isópacas de valores restritos entre 0 e 40 m, evidenciando menor relevância vertical dos arenitos oligocênicos em meio ao campo de Bicudo.

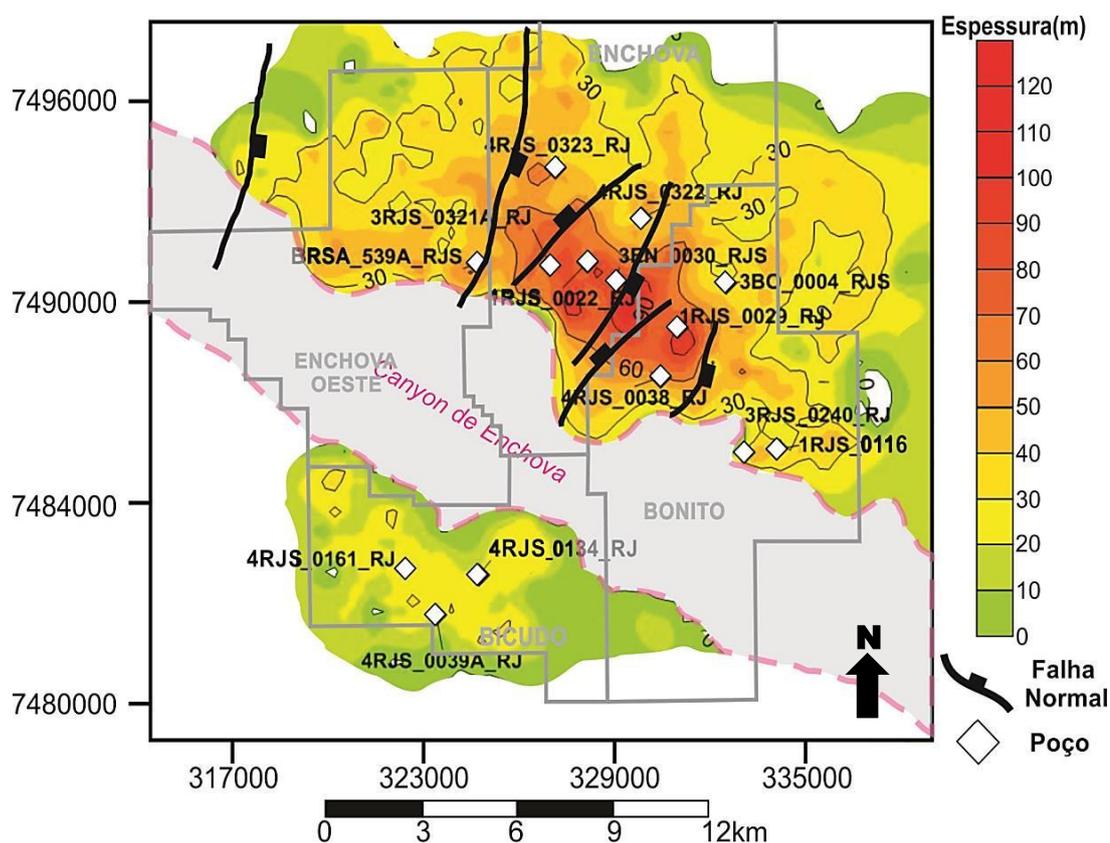


Figura 90: Distribuição de isópacas relativas à Formação Carapebus Oligocênica. Em cinza, o Canyon de Enchova encerra espessura nula para a unidade.

6.6 Delimitação dos depocentros (*Pod's*) de geração

O procedimento para determinar quais regiões são propícias à geração de hidrocarbonetos, em meio à área estudada, consiste na análise integrada entre informações obtidas a partir de dados e produtos oriundos desta pesquisa e conclusões apresentadas por modelos de geração reconhecidos, aceitos e aplicados para a Bacia de Campos, conforme detalhado no item 5.4 (Métodos).

Inicialmente, conforme destacado por Magoon & Dow (1994), é importante reconhecer as áreas que encerram as maiores espessuras de litotipos potencialmente geradores. Para a Bacia de Campos, este litossoma corresponde à porção superior da Formação Coqueiros, individualizada neste trabalho como “Coquina Superior”. No entanto, conforme descrito no item 6.1 (Correlação e Seções Estruturais), as rochas pelíticas desta

unidade, compostas majoritariamente por calcilutitos e margas, ocorrem intercaladas a rochas coquiníferas e calcareníticas, na forma de estratos de frequência e espessuras variáveis.

Portanto, além do mapa de isópacas para a Coquina Superior, apresentado no capítulo anterior (Figura 80), é necessário estimar a proporção de rochas pelíticas, possivelmente geradoras, presentes nesta unidade. Tal produto pode ser obtido a partir da integração entre o mapa da proporção de pelitos em cada poço, resultante do processo de correlação rocha perfil (item 5.1.2), e o mapa de distribuição de isópacas da Coquina Superior, expresso na Figura 80. Neste contexto, a Figura 91 mostra a sobreposição da proporção de pelitos (em escala de cores) sobre a espessura total calculada para a Coquina Superior pelo modelo de velocidades.

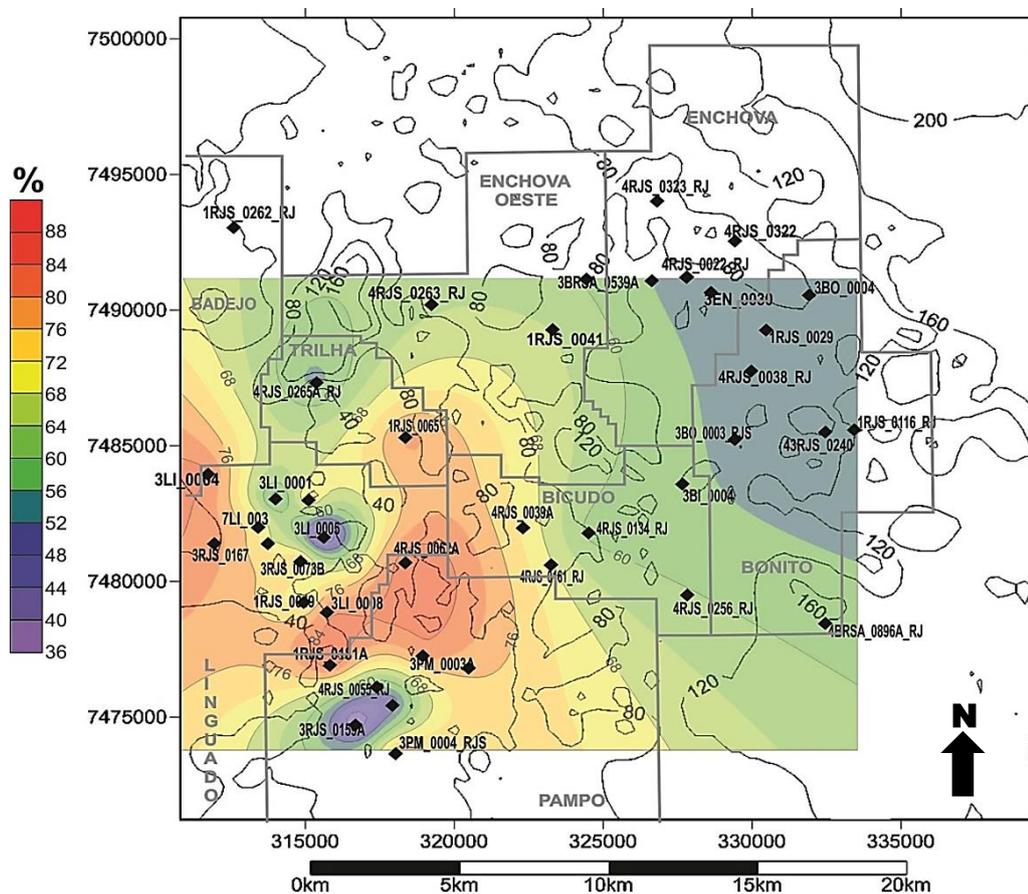


Figura 91: Mapa de proporção de pelitos em meio à Coquina Superior (em escala de cores) sobreposto ao mapa de distribuição das isópacas totais para a mesma unidade.

A análise desta imagem permite apontar duas áreas com espessuras relevantes para os pelitos da Formação Coqueiros. A primeira corresponde à porção distal dos campos estudados, a leste de Enchova e Bonito, onde predominam isópacas de 120 a 160 m, ultrapassando 200 m no extremo nordeste das linhas interpretadas. A proporção de pelitos em meio à Coquina Superior constatada para esta região oscila entre 52% e 60%, resultando

assim em espessuras médias totais de pelitos entre 62 m e 92 m, podendo atingir localmente 104 m a 120 m.

Outra região que pode apresentar espessuras pelíticas relevantes junto à Coquina Superior corresponde à porção norte do campo de Trilha e extremo oeste de Enchova Oeste, que abriga um depocentro local com espessuras totais entre 100 e 160 m. Segundo o mapa de proporção de pelitos, 60% a 65% destas rochas são formadas por calcilutitos e margas. Assim, a espessura de potenciais geradoras nesta região pode variar entre 60 m e 104 m.

É interessante observar que os maiores índices relativos de rochas pelíticas estão situados nas áreas centro-oeste, oeste e sudoeste dos campos analisados, com valores entre 72% e 90%. No entanto, estas localidades encerram espessuras totais da Coquina Superior entre 40 m e 80 m, geralmente inferiores a 60 m. Portanto, os estratos pelíticos apresentam em sua maioria espessuras entre 28 m e 54 m, raramente atingindo pouco mais de 70 m. Estes números são significativamente inferiores àqueles obtidos para as duas regiões apontadas anteriormente.

Outro critério relevante na seleção de áreas que podem representar depocentros de geração consiste na análise de distribuição dos valores de carbono orgânico total (COT). Este produto foi apresentado no item 6.2 (Figura 44), e foi integrado ao mapa de isópacas relativo à Coquina Inferior, para permitir uma análise comparativa, conforme expresso na Figura 92 (próxima página).

Em oposição ao cenário observado para a espessura total de pelitos, os maiores valores de COT, situados entre 1 % e 2.1 %, estão concentrados nas regiões centro-oeste e oeste dos poços analisados (campos de Badejo e Trilha), ao passo que predominam médias entre 0.5 % e 0.6 % na porção central da área de estudos.

Com base na análise conjunta para as Figuras 91 e 92, nota-se que existe boa correlação entre espessura total de pelitos e teor de COT para a região ao norte do campo de Trilha, que apresenta isópacas da ordem de 60 a 104 m para rochas pelíticas associadas a valores de COT superiores a 1 % em peso.

No entanto, os valores apresentados pelos poços 1RJS_0041 e 4RJS_0134, equivalentes aos pontos mais distais para os dados de carbono orgânico total, não excluem como potenciais rochas geradoras as espessas camadas pelíticas identificadas no item anterior, junto à porção oriental da área estudada.

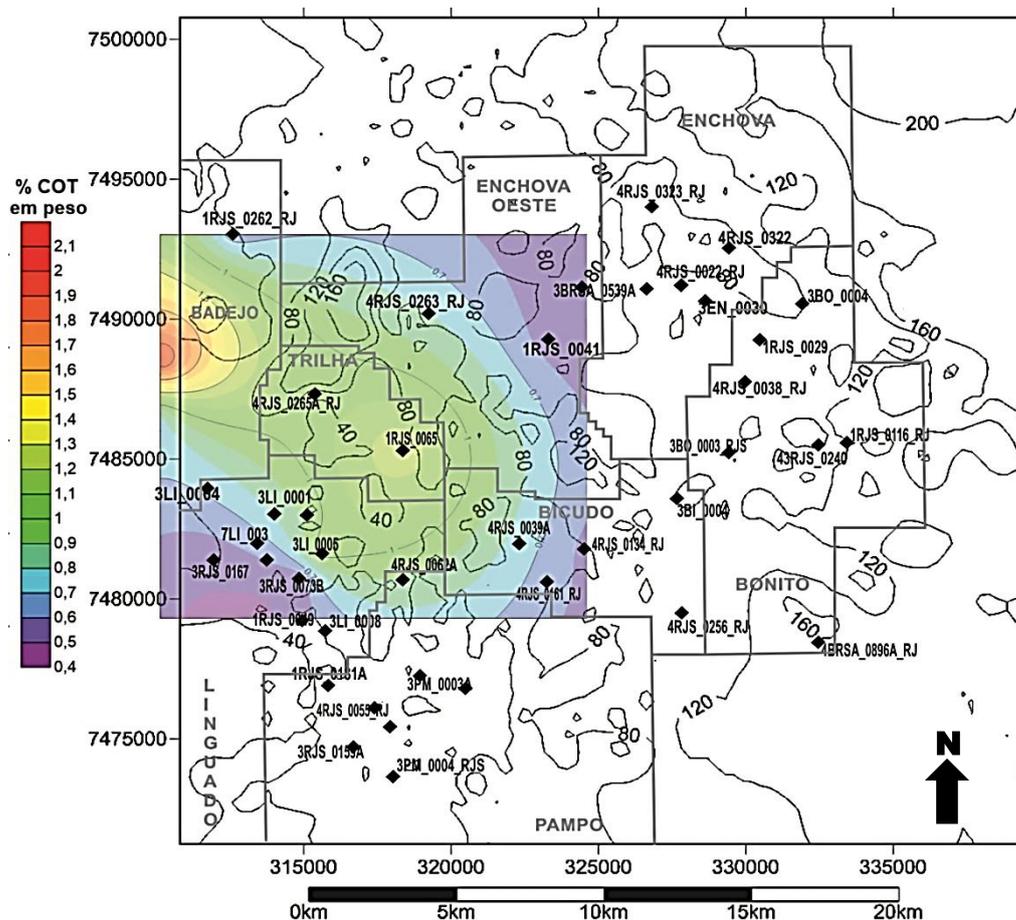


Figura 92: Mapa de distribuição de COT médio (% em peso) sobre o mapa de isópacas da Coquina Superior

É importante lembrar, conforme exposto no item 6.1.4.2, que as rochas pelíticas da Formação Coqueiros correspondem majoritariamente a calcilutitos e margas. Segundo Espitalié et al. (1977), litotipos carbonáticos e margosos exibem geralmente maiores taxas de conversão de conteúdo orgânico em querogênio, se comparados a rochas siliciclásticas. Estes autores consideram, com base em análises laboratoriais, que litotipos margosos e/ou carbonáticos com COT acima de 0.5 % em peso apresentam bom potencial gerador.

Portanto, além das regiões norte de Trilha/oeste de Enchova Oeste, toda a porção distal da área estudada, a leste de Bicudo e Enchova Oeste, consiste também em potencial depocentro para rochas geradoras.

Outro fator preponderante no processo de delimitação das áreas propícias à geração de hidrocarbonetos consiste em determinar o grau de maturação dos potenciais níveis geradores. Tal procedimento inclui a análise de dados diretos para a área estudada, exemplificados por valores de reflectância de vitrinita (R_0) e gradiente geotérmico, e a comparação com modelos de maturação aceitos para a província geológica considerada.

Neste contexto, o mapa de distribuição dos valores de reflectância de vitrinita na área estudada, obtido para os nove poços com perfis de maturação disponibilizados em suas respectivas pastas, segue expresso na Figura 93.

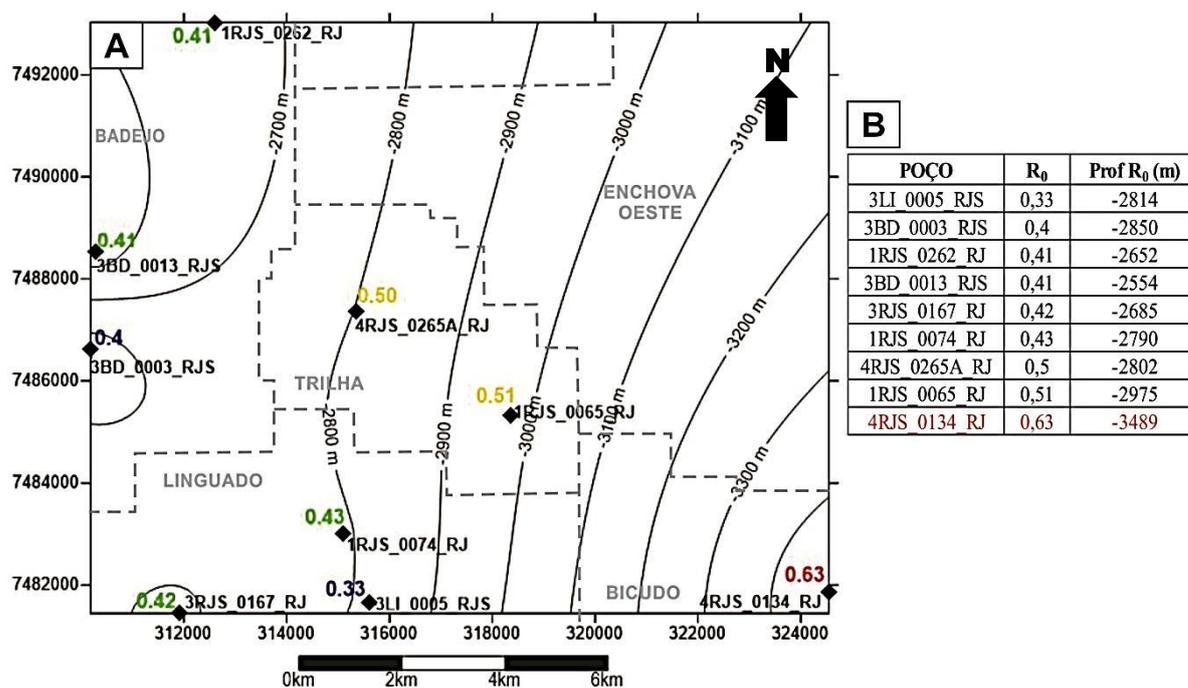


Figura 93(A): Distribuição de valores máximos de reflectância de vitrinita (coloridos) de acordo com as respectivas profundidades, em m. (B): Valores de reflectância de vitrinita (R₀) tabelados por poço e profundidade, com destaque à medida que indica litotipos maduros (em vermelho).

Dentre os nove pontos analisados, apenas o poço 4RJS_0134 apresenta valor superior a 0.6, considerado como limite seguro para o início da janela de geração de hidrocarbonetos (DOW, 1974; 1977; TISSOT & WELTE, 1984; PEREIRA et al., 1984; MOHRIAK et al., 1990; GONZAGA, 2005; RIBEIRO, 2011). A profundidade equivalente a esta medida é de -3489 m, muito próxima a um dos limites superiores da janela de geração obtidos por Gonzaga (2005), equivalente a -3510 m (Figura 94 A, próxima página), relativo a um dos três poços modelados em meio à Bacia de Campos.

Gonçalves et al. (1997), por meio do estudo de séries naturais, apresentaram a evolução dos parâmetros de COT (%), Potencial Gerador (S₁) e Índice de Hidrogênio (IH) em função da profundidade para os litotipos geradores das bacias de Santos e Campos. De acordo com os resultados obtidos, estes autores posicionaram o início da janela de geração entre 2800 m e 3250 m (Figura 94 B, próx. pág.), acima dos resultados citados anteriormente.

Visando aprofundar a discussão sobre o limite superior da janela de geração na área de estudos, foram levantadas também informações referentes ao gradiente geotérmico de cada poço estudado. A compilação dos dados possibilitou o cálculo de um valor médio para este parâmetro na porção sudoeste da Bacia de Campos, que totaliza 22.09 °C. Mohriak (1988), em trabalho voltado à evolução tectônica da Bacia de Campos, obteve gradientes geotérmicos médios entre 22°C e 24°C (Figura 95), não corrigidos, para a região sudoeste da província, atestando a confiabilidade do valor calculado neste estudo.

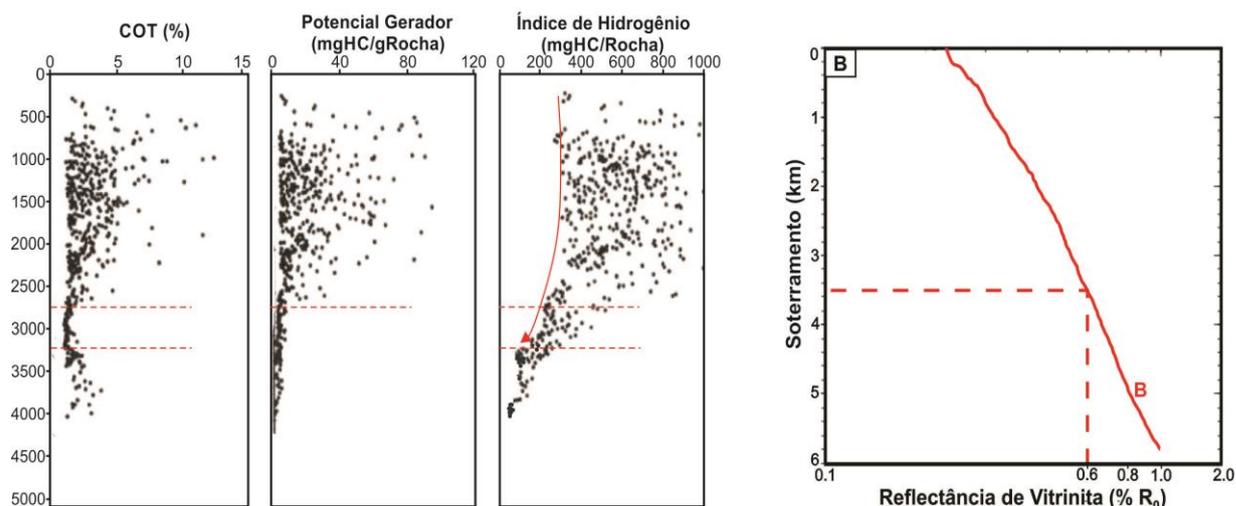


Figura 94: Parâmetros utilizados por Gonçalves et al. (1997) para estabelecer o intervalo que contém início da janela de geração nas bacias de Campos e Santos (linhas vermelhas tracejadas). (B): Correlação entre soterramento e R₀ em poço situado na po

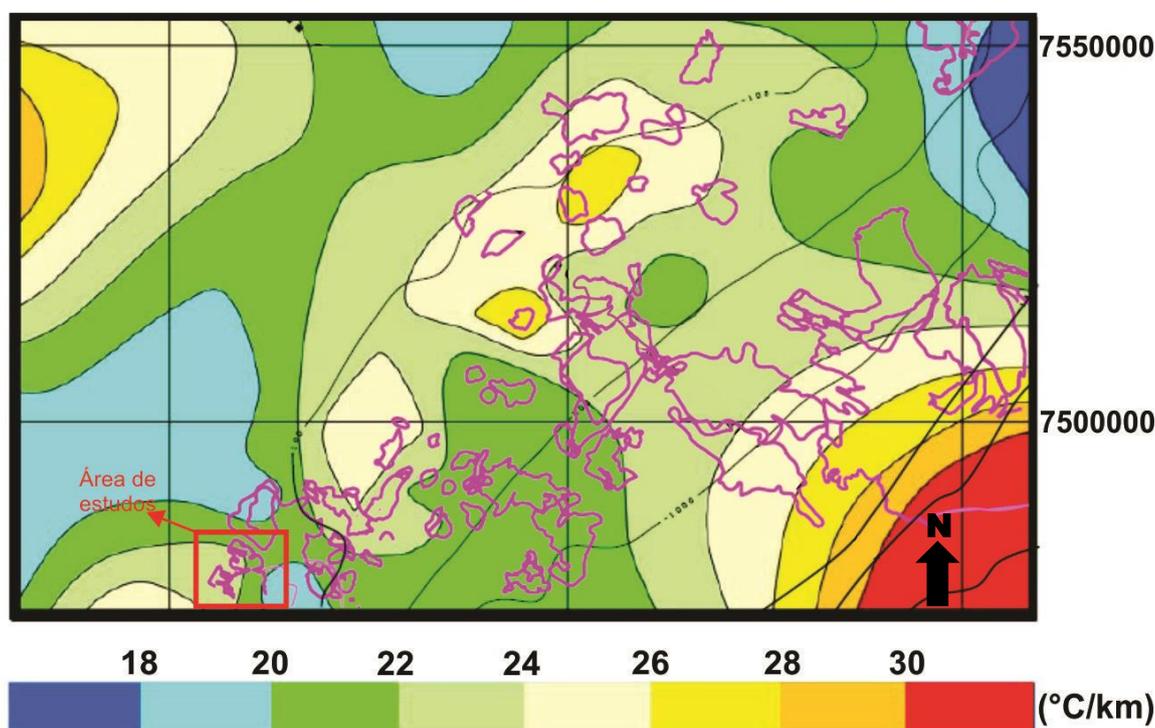


Figura 95: Mapa de gradiente geotérmico médio referente à Bacia de Campos, segundo Mohriak (1988). Localização da área de estudos está representada em vermelho.

No entanto, para a correta utilização deste parâmetro, é necessária uma correção. Segundo Perrier & Raiga-Clemenceau (1984), as temperaturas calculadas por meio da extrapolação do gradiente geotérmico são subestimadas entre 7 % e 20 % em relação às obtidas por meio de testes de formação, que consistem numa metodologia mais confiável, porém onerosa. Esta discrepância seria resultante de uma série de fatores, dentre os quais se destacam a temperatura no topo dos sedimentos submersos, a qual depende da batimetria e oceanografia, e o caráter não linear da condutividade com o aumento da profundidade, em

função do crescimento exponencial da compactação ao longo do perfil e de diferenças relacionadas a variações litológicas.

Neste sentido, os valores de gradiente geotérmico obtidos para cada poço foram otimizados, utilizando-se um incremento de 13.5 %, equivalente ao erro intermediário das médias fornecidas por Perrier & Raiga-Clemenceau (1984), conforme expresso na Tabela 6. A Figura 96 exibe o mapa de temperaturas extrapoladas para o topo da Coquina Superior, com base no gradiente geotérmico corrigido para cada poço.

Tabela 6: Dados referentes ao gradiente geotérmico obtido nas pastas e perfis compostos para cada poço, com respectivas correções (incremento de 13.5 %) e temperaturas extrapoladas junto ao topo da Coquina Superior.

POÇO	Grad. Geot. (°C)	Grad. Geo. Corrigido (°C)	Topo Coq. Sup. (m)	Temperat. topo (°C)
1RJS_0022_RJ	24,9	28,3	-3426	96,8
1RJS_0041_RJ	22,7	25,8	-3209	82,7
1RJS_0065_RJ	22,05	25,0	-2912	72,9
1RJS_0262_RJ	21,2	24,1	-2600	62,6
3BD_0003_RJS	21,1	23,9	-2610	62,5
3BD_0013_RJS	21,45	24,3	-2650	64,5
3LI_0001_RJS	21,8	24,7	-2678	66,3
3LI_0005_RJS	21,3	24,2	-2782	67,3
3RJS_0167_RJ	22,7	25,8	-2614	67,3
4RJS_0055_RJ	21,4	24,3	-2833	68,8
4RJS_0062A_RJ	20	22,7	-2913	66,1
4RJS_0134_RJ	24,5	27,8	-3159	87,8

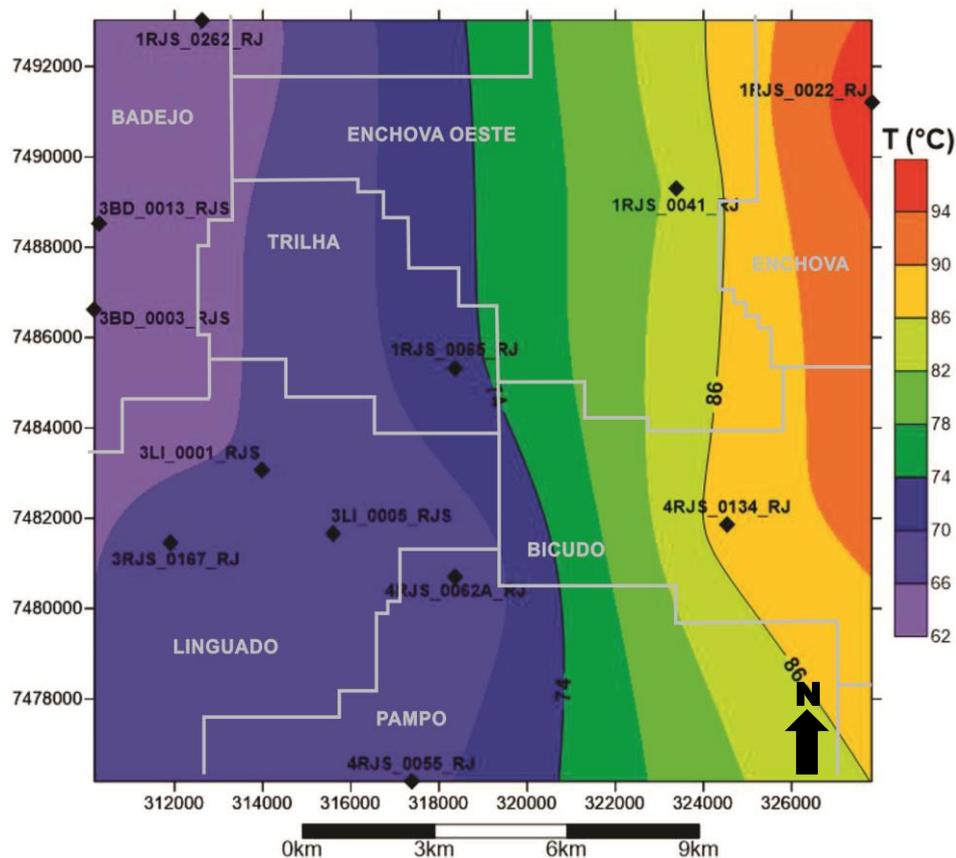


Figura 96: Mapa de temperaturas extrapoladas para o topo da Coquina Superior, de acordo com os dados de gradiente geotérmico corrigidos.

A análise do mapa de gradientes geotérmicos corrigidos evidencia o aumento das temperaturas extrapoladas junto ao topo da Coquina Superior em direção à porção distal (leste) da área estudada, em função do aumento de profundidade. Médias térmicas próximas a 97°C foram constatadas á altura do poço 1RJS_0022, conforme explicita a Tabela 6.

Tal valor é significativo, uma vez que Gonzaga (2005), em seu estudo de maturação das rochas ao longo da Bacia de Campos, constatou uma correlação entre os valores de reflectância de vitrinita observados e a temperatura extrapolada para cada poço, conforme ilustra a Figura 97. Os resultados obtidos revelam que o início da janela de geração de óleo, segundo os dados de R_0 (0.6), coincide a poços que apresentam temperaturas atuais entre 95°C e 105°C para a porção superior do Andar Jiquiá (Coquina Superior).

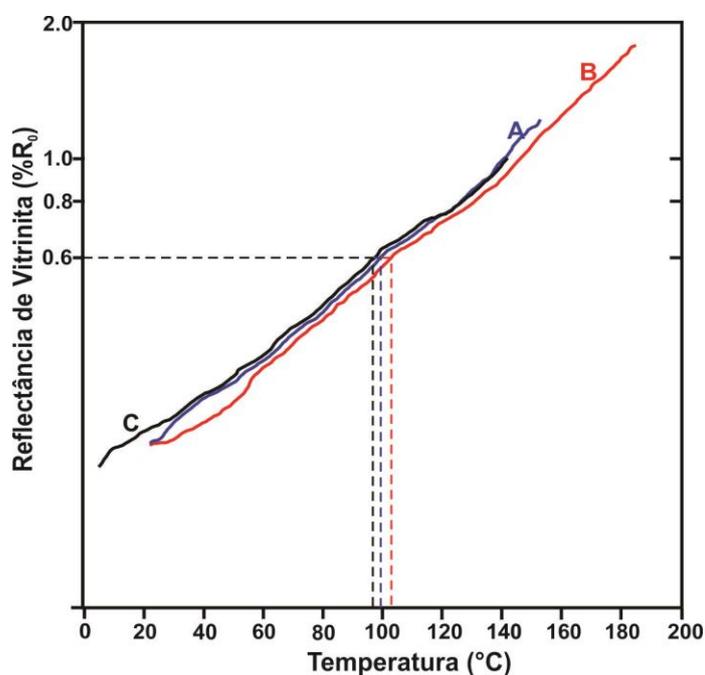


Figura 97: Valores de reflectância (R_0) e respectivas temperaturas atuais para poços modelados em diferentes batimetrias da Bacia de Campos. Fonte: Gonzaga (2005).

Considerando-se que o poço 1RJS_0022 tem o topo da Coquina Superior registrado a -3426 m, apresentando temperatura extrapolada de 96,8 °C (Tabela 6), a porção distal da área estudada estaria dentro das médias térmicas atuais equivalentes ao início da janela de geração, segundo Gonzaga (2005).

Portanto, a profundidade próxima a 3500 m, onde foi identificado o valor de $R_0 = 0.63$, pode ser considerado o topo do intervalo gerador de hidrocarbonetos na área estudada. Em contrapartida, as áreas ricas em conteúdo orgânico total na porção centro-oeste e noroeste da região estudada (Figura 92), bem como a porção norte de Trilha, representada por baixo deposicional que encerra espessuras relevantes de pelitos (Figura 92), apresentam valores adjacentes de R_0 inferiores a 0.5, situando-se assim fora do intervalo de maturação.

Com base nos dados discutidos acima, o *pod* de geração principal para a região estudada equivale à porção distal dos campos analisados, a leste de Enchova e Bonito. Os litotipos geradores no extremo oriental da área, registrados sempre abaixo de 3500 m, estão situados dentro da janela de maturação definida para a área, caracterizando-se também por valores de COT entre 0.5 % e 0.6 % e espessuras totais de pelitos superiores a 70 m.

Embora os autores discutidos anteriormente (MOHRIAK, 1988; GONÇALVES et al., 1997; GONZAGA, 2005) e outros trabalhos (BEGLINGER et al., 2012; BLANCO, 2017) posicionem a janela de maturação das rochas geradoras a 3500 m ou ainda acima para a Bacia de Campos, modelos de geração tradicionais e extensamente aplicados, ao longo de décadas, na exploração e produção desta província, situam o início da geração de hidrocarbonetos em profundidades superiores a 4000 m (PEREIRA et al., 1984; MOHRIAK et al., 1990; MELLO et al., 1994; JAHNERT et al., 1998).

Assim, em vista da escassez de dados próprios que possibilitem determinar com exatidão este limite, bem como para contemplar as duas “vertentes” principais em meio a este tema, optou-se por delimitar as áreas de geração em dois mapas distintos. O primeiro consiste no depocentro já caracterizado acima, correspondente às geradoras da Coquina Superior sotopostas a 3500 m, denominado de P_{50} (Figura 98). Já o segundo, baseado nos modelos de geração mais conservadores, considera o topo da janela de geração na área posicionado a 4000 m, aqui caracterizado como P_{90} (Figura 99).

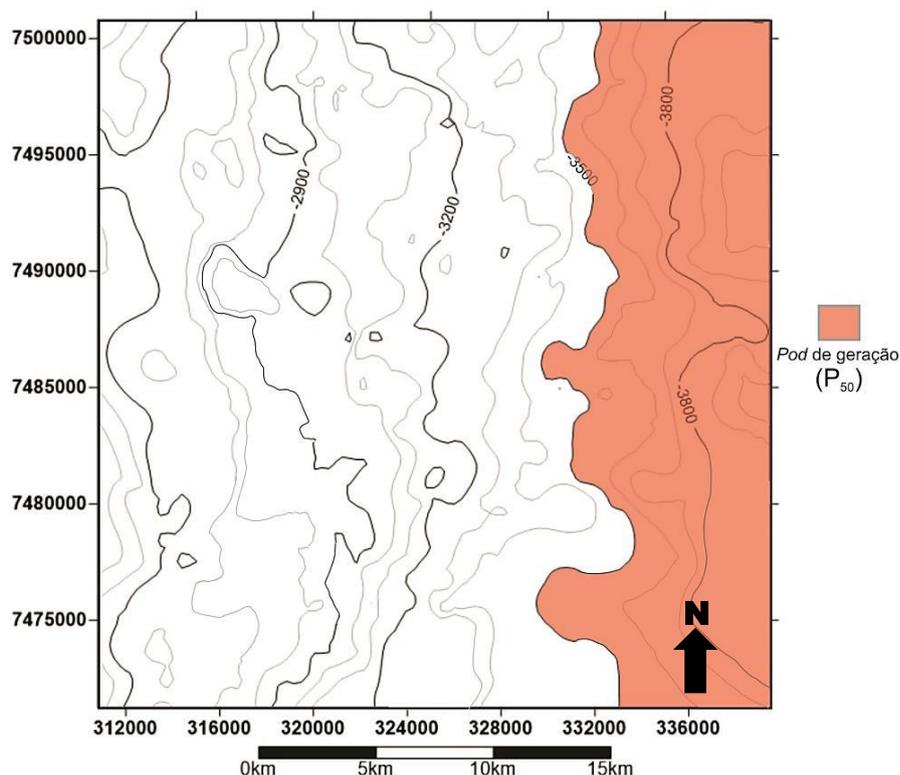


Figura 98: Pod de geração P_{50} , em vermelho, baseado no topo da janela de geração a 3500 m.

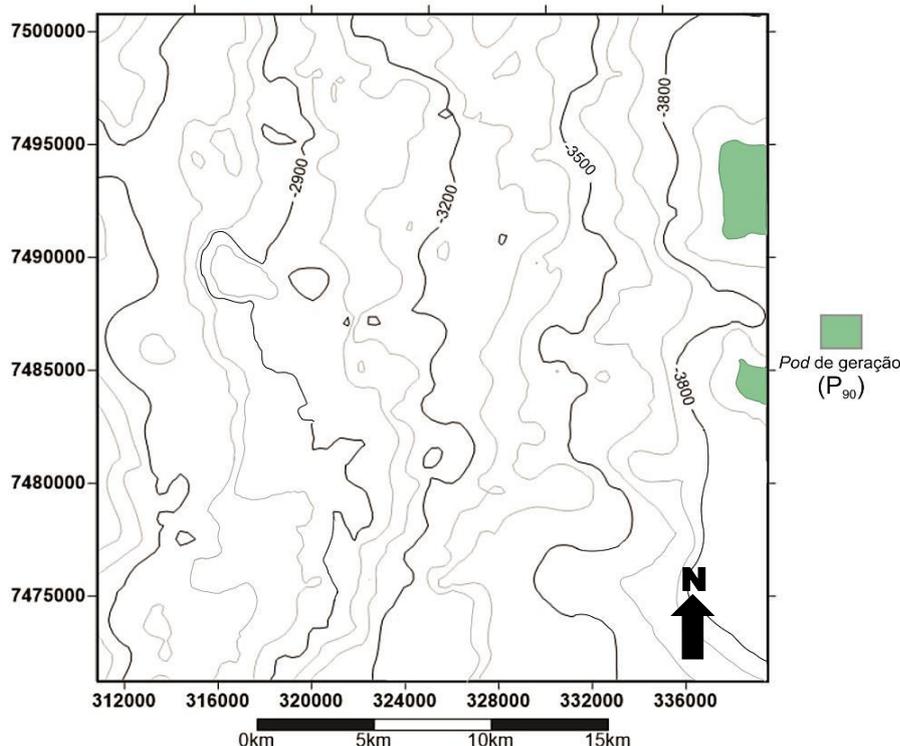


Figura 99: Pod P₉₀, em verde, baseado em modelos de geração conservadores (maturação abaixo de 4000 m).

6.7 Cálculo do Volume de Hidrocarbonetos Gerados

Conforme detalhado no item 5.5, o cálculo do volume de hidrocarbonetos gerados em meio à área de estudos envolve quatro etapas principais. Primeiramente, procede-se a caracterização espacial (espessura média e área de ocorrência) e físico-química (teor médio de %COT e densidade média) do litotipo gerador. Estes dados são então multiplicados, resultando no fator **M** (massa de carbono orgânico da rocha geradora), conforme expresso na Equação 6, reproduzida abaixo.

$$(6) \quad M = (COT/100) \times \rho \times V$$

área x espessura média

Onde:

M: Conteúdo orgânico em meio à rocha geradora, expresso em gramas de COT (g);

COT: Carbono Orgânico Total, expresso em % peso;

ρ : Densidade média da formação/unidade, expressa em g/cm³;

V: Volume total do litotipo gerador, em cm³

A área de ocorrência e espessura média das rochas geradoras dependem diretamente da janela de geração considerada no estudo. Portanto, estes parâmetros foram calculados para cada um dos *pod's* descritos no capítulo anterior (cenários P₅₀ e P₉₀). O *software* Surfer® 13 possibilita medir de forma precisa a área de cada depocentro, por meio da ferramenta *measures*.

Já a espessura média leva em consideração uma proporção de pelitos de 57 % para a Coquina Superior, com base na Figura 92 (capítulo anterior). O cálculo deste parâmetro foi

realizado por meio do *software* Microsoft Excel® 2010, tendo como base de dados as planilhas de pontos geradas a partir do modelo de velocidades.

Cada dado pontual gerado foi submetido a uma função condicional, a qual determina a multiplicação do respectivo valor de espessura atribuído àquele ponto por 0.57, caso a profundidade equivalente a este dado esteja dentro da janela de geração para o cenário considerado. Por fim, os valores de espessura total de pelitos pontuais são então utilizados para o cálculo de um valor médio, o qual é empregado na Equação 6.

O parâmetro de **densidade média (ρ)** foi calculado com base no perfil de densidade disponível para os poços que atingem o nível gerador, os quais totalizam 20. Apenas as rochas pelíticas (com raio gama acima de 20 °API, conforme definido no item Correlação Rocha-Perfil), foram incluídas no cálculo.

A Tabela 7 mostra os dados calculados para cada cenário considerado, sendo os valores de densidade média e COT idênticos para ambos.

Tabela 7,A: Parâmetros referentes ao cenário P₅₀; (B) Parâmetros referentes ao cenário P₉₀

A Cenário P ₅₀		B Cenário P ₉₀	
COT(%peso)	0.57	COT(%peso)	0.57
Densidade/ ρ (g/cm ³)	2.475	Densidade/ ρ (g/cm ³)	2.475
Espessura média (cm)	7917.831	Espessura média (cm)	10467.807
Área (cm ²)	2.188 x 10 ¹²	Área (cm ²)	1.296 x 10 ¹⁰

Com base nos dados apresentados acima, o valor de M para cada *pod* de geração foi calculado, conforme expresso abaixo.

Cenário P ₅₀	Cenário P ₉₀
$M = (\text{COT}/100) \times \rho \times V$	$M = (\text{COT}/100) \times \rho \times V$
$M = (0.57/100) \times 2.475 \times [7917.83 \times (2.188 \times 10^{12})]$	$M = (0.57/100) \times 2.475 \times [10467.80 \times (1.296 \times 10^{10})]$
$M = 0.0056 \times 2.475 \times 1.733 \times 10^{16}$	$M = 0.0057 \times 2.475 \times 1.344 \times 10^{14}$
M = 2.444 x 10¹⁴ g	M = 1.914 x 10¹² g

Visando à obtenção do fator **R** (massa de hidrocarbonetos gerados por unidade de massa de carbono orgânico), é preciso calcular os parâmetros HI₀ (Índice de Hidrogênio original) e HI_p (Índice de Hidrogênio atual).

O primeiro equivale ao HI de rochas imaturas, cujo valor não foi reduzido pelo processo de craqueamento térmico. Neste caso, é possível utilizar os registros obtidos nos relatórios geoquímicos presentes nas pastas dos poços situados fora da janela de geração considerada. O valor obtido para tal situação foi de 544.91 mgHC/gCOT, condizente às

médias de 570 mgHC/gCOT documentadas por Gonçalves et al. (1997), baseadas em 480 amostras da mesma seção geradora.

Já o HI_p corresponde ao índice de hidrogênio atual de rochas submetidas, sob diferentes intensidades, ao processo de craqueamento térmico e geração de hidrocarbonetos. Em função da escassez de amostras que cumpram estas condições em meio à área de estudos do presente trabalho, optou-se aqui por adotar valores apresentados por Gonçalves et al. (1997). Estes autores obtiveram médias de 135 mgHC/gCOT para amostras coletadas a 3500 m, e 70 mgHC/gCOT para aquelas registradas a 4000 m, conforme expressa a Figura 100.

De posse destes dados, utilizou-se a equação 7 para obtenção do fator R , de acordo com os valores para cada cenário. Tais operações seguem expressas em seguida.

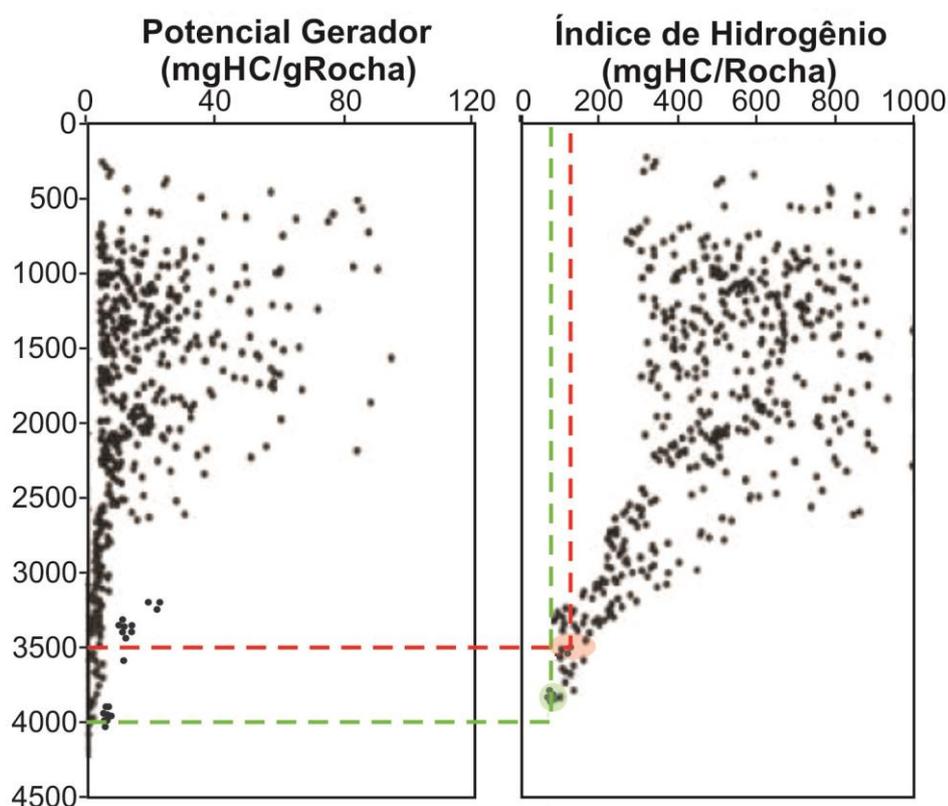


Figura 100: Médias obtidas por Gonçalves et al. (1997) para o HI_p de amostras coletadas a 3500 m (em vermelho) e 4000 m (em verde).

(7)

$$R = HI_0 - HI_p$$

Onde:

R : Massa de hidrocarbonetos gerados por unidade de massa de carb. orgânico, em mg de HC/g de COT;

HI_0 : Índice de Hidrogênio Original, expresso em mg de HC/g de COT;

HI_p : Índice de Hidrogênio Atual, expresso em mg de HC/g de COT.

Cenário P₅₀

$$R = HI_0 - HI_p$$

$$R = 554.91 - 135$$

$$R = 419.91 \text{ HC/gCOT}$$

Cenário P₉₀

$$R = HI_0 - HI_p$$

$$R = 554.91 - 70$$

$$R = 484.91 \text{ HC/gCOT}$$

Por fim, a última etapa de cálculo visa obter a massa total de hidrocarbonetos gerados (em kg), denominada de **HCG**, conforme expresso na Equação 8. O valor deste parâmetro obtido em cada cenário segue expresso em seguida.

$$(8) \quad \boxed{HCG = R \times M \times 10^{-6}}$$

Onde:

HCG: Massa de Hidrocarbonetos gerados, expressa em kg;

R: Massa de hidrocarbonetos gerados por unidade de massa de carb. orgân., expresso em mg de HC/g de COT;

M: Conteúdo orgânico em meio à rocha geradora, expresso em gramas de COT (g);

Cenário P₅₀

$$HCG = R \times M \times 10^{-6}$$

$$HCG = 419.91 \times (2.444 \times 10^{14}) \times 10^{-6}$$

$$HCG = 1.026 \times 10^{11}$$

Cenário P₉₀

$$HCG = R \times M \times 10^{-6}$$

$$HCG = 484.91 \times (2.024 \times 10^{12}) \times 10^{-6}$$

$$HCG = 9.283 \times 10^8$$

A massa total de hidrocarbonetos gerados (em kg) deve então ser convertida para uma medida mais utilizada em meio à indústria petrolífera, facilitando a compreensão da ordem de grandeza dos valores obtidos, bem como sua comparação à maioria dos dados de mesma natureza publicados por diferentes autores e instituições.

Para tanto, utiliza-se o gráfico de Schmoker (1994), expresso na Figura 101, o qual contém o volume de hidrocarbonetos (em barris de óleo equivalente) para ambos os cenários estudados (P₅₀ e P₉₀).

Segundo o gráfico de conversão, o *pod* de geração delimitado no cenário P₅₀ está associado a um volume de hidrocarbonetos próximo a 9.5×10^8 barris de óleo equivalente (boe). Já o cenário P₉₀, significativamente mais conservador, resulta na geração de aproximadamente $8,05 \times 10^6$ boe.

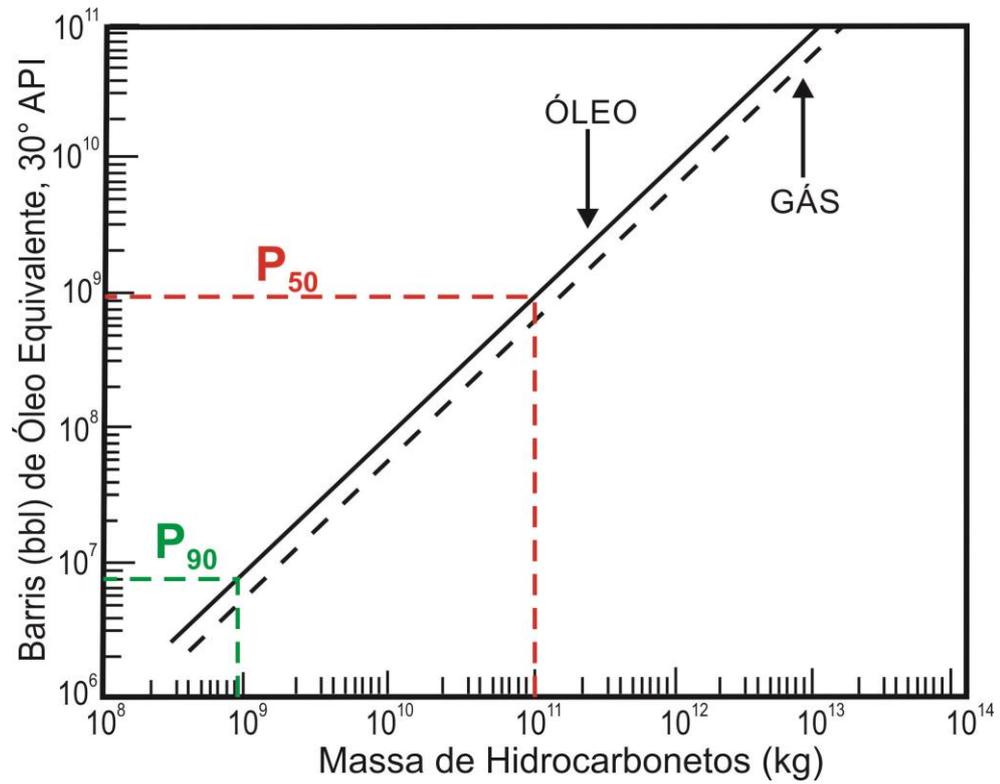


Figura 101: Gráfico de Schmoker (1994) para conversão do valor de hidrocarbonetos em massa (kg) para volume (barris). Em vermelho, está representado o volume gerado considerando o cenário P50, ao passo que o cenário P90 está expresso em verde.

7. INTEGRAÇÃO DE DADOS E DISCUSSÕES

7.1 Análise das principais acumulações petrolíferas na área estudada

Os produtos apresentados ao longo do capítulo 6 permitiram definir seis níveis reservatório principais na área estudada (Coquina Inferior, Coquina Superior, Quissamã, Carapebus Cretácico, Carapebus Eocênico e Carapebus Oligocênico).

Dentre estes, aquele inserido em meio à Coquina Superior exhibe as características petrofísicas e geológicas menos atrativas: porosidades máximas em torno de 11%, com predomínio de valores entre 6% e 8%; proporção de litotipos coquiníferos sempre inferior a 45%, dominando médias entre 25% e 35%; e espessura total de reservatórios também reduzida, geralmente menor que 40 m.

Soma-se a estes parâmetros a baixa continuidade vertical identificada para os níveis porosos desta unidade, conforme exposto no item 6.1 (Seções Estruturais), os quais se apresentam intercalados em alta frequência com rochas pelíticas, diminuindo a qualidade do reservatório. Assim, optou-se aqui por detalhar as características dos demais níveis citados, em vista de sua maior relevância, buscando apontar os mecanismos mais importantes para a formação das acumulações petrolíferas de cada unidade considerada.

7.1.1 Coquina Inferior (Formação Coqueiros)

O nível reservatório relativo à Coquina Inferior abriga as acumulações petrolíferas do Sistema Lagoa Feia (Coqueiros) – Lagoa Feia (Coqueiros). Na área estudada, este sistema é composto pelos litotipos pelíticos da Formação Coqueiros/Coquina Superior (rocha geradora), depósitos coquiníferos pertencentes à Coquina Inferior (rocha reservatório) e camadas evaporíticas da Formação Retiro (rochas selantes). Siltitos e paraconglomerados da Formação Itabapoana, sotoposta à Formação Retiro, podem atuar como selantes secundários.

Para avaliar a correlação entre as propriedades principais deste nível reservatório e sua distribuição estrutural e vertical, foram confeccionadas as Figuras 102 e 103. A primeira expressa a integração entre os mapas de porosidade e contorno estrutural, enquanto a segunda representa a sobreposição do mapa de isópacas ao mapa de proporção de coquinas.

Pode-se observar que as maiores porosidades, entre 8% e 14%, estão concentradas no extremo noroeste de Pampo e na porção nordeste de Linguado, que equivalem a regiões estruturalmente elevadas. Já as maiores proporções de rochas bioclásticas (de 70% a 90%)

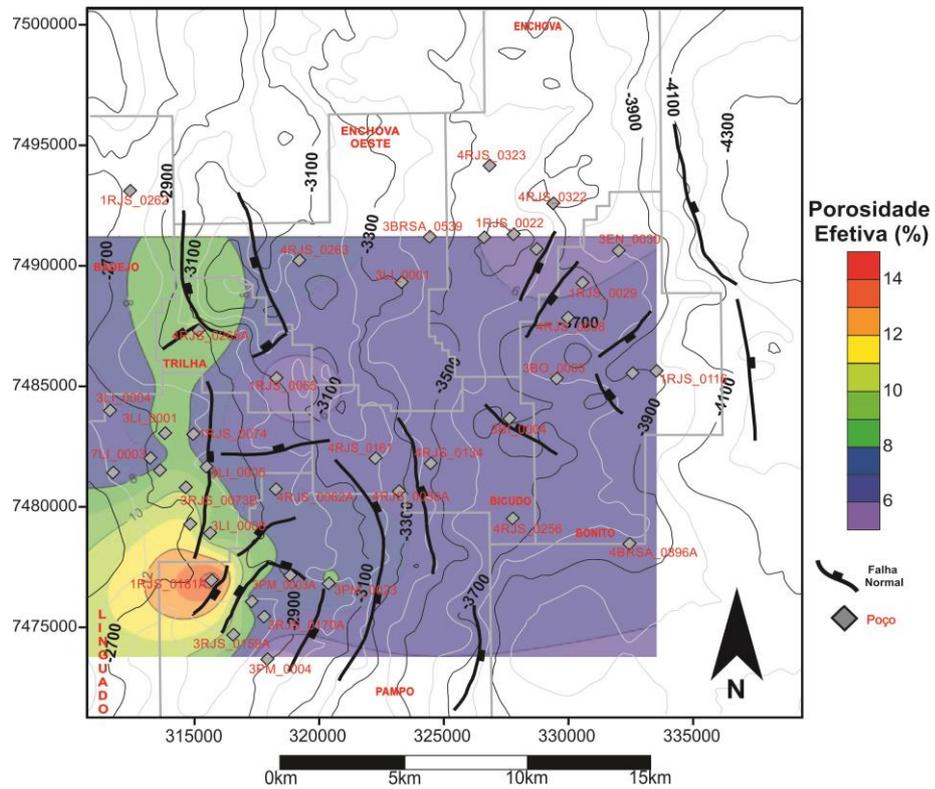


Figura 102: Integração entre mapas de Porosidade (color.) e Contorno Estrutural para a Coquina Inferior.

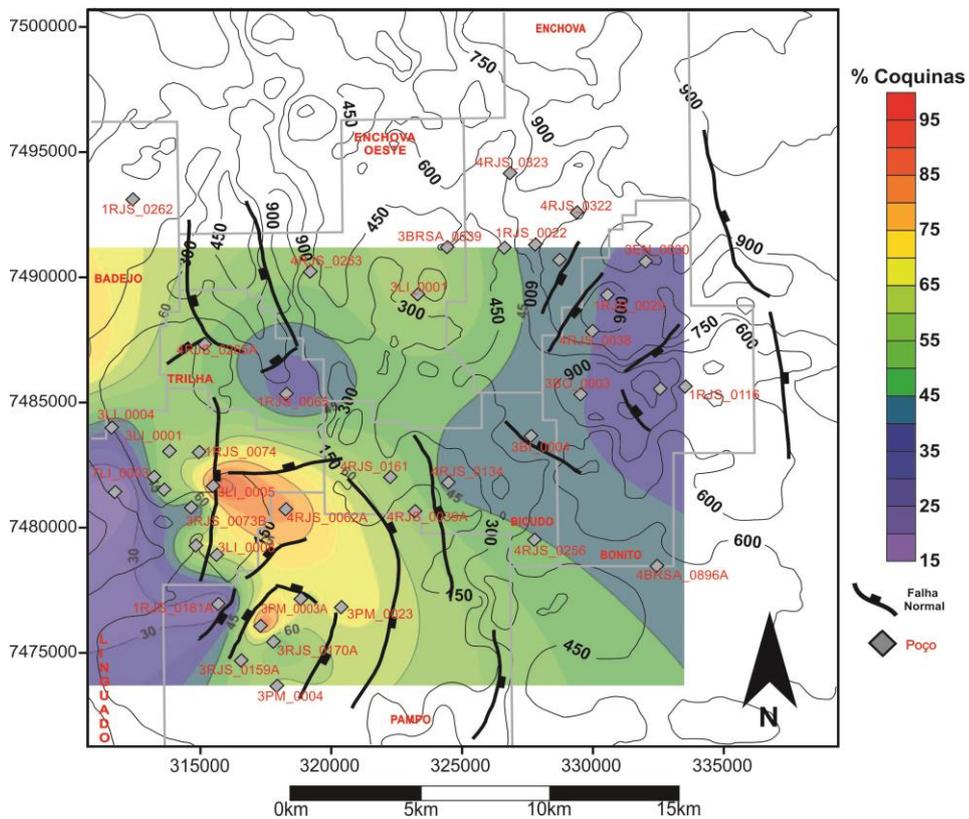


Figura 103: Integração entre os mapas de % de Coquinas (color.) e Isópacas, referentes à Coquina Inferior se concentram na porção limítrofe entre Pampo e Linguado, numa região estruturalmente abatida em escala local (Figura 102), bem como junto ao Alto de Pampo (médias de 60%).

Assim, a posição estrutural do reservatório da Coquina Inferior parece exercer influência direta na qualidade do mesmo, como já apontado por Baumgarten (1985). Tal fato estaria relacionado à exposição subaérea a qual a Coquina Inferior foi submetida após a deposição da unidade, associada a uma discordância intraformacional (CASTRO, 2006), com intensa percolação de águas meteóricas. Esta exposição seria mais intensa nas porções estruturalmente elevadas. Palealtos estruturais do embasamento também exercem forte controle na distribuição faciológica desta unidade, conforme indicado por Dias et al (1990), concentrando depósitos bioclásticos de maior porosidade.

No entanto, há poços situados em blocos abatidos, a exemplo do poço 3LI_0008, que exibem altos valores deste parâmetro. Neste caso, é provável que a atuação de falhas normais adjacentes, a exemplo daquela que limita a borda leste do Alto de Linguado, influencie localmente a qualidade do reservatório. Horschutz & Scuta (1992), Castro (2006) e Rosa (2016) constataram esta relação, apontando os falhamentos como caminhos para percolação de fluidos e conseqüente dissolução parcial das conchas que compõem a Coquina Inferior.

Ademais, as bordas de altos estruturais do embasamento compõem barreiras ao fluxo sedimentar, levando a intenso retrabalhamento dos estratos depositados localmente. Este processo pode também ser responsável pela porosidade ligeiramente superior, em escala local, observada em poços adjacentes às bordas de altos estruturais, como o poço 3PM_0023.

Em relação à proporção de litotipos coquiníferos, as médias inferiores a 30% observadas em Badejo e oeste/norte de Linguado indicam que a proximidade com áreas continentais propiciou o maior aporte de siliciclásticos nestes campos. Tal fato teria inibido o desenvolvimento de comunidades significativas de moluscos bivalves, levando à baixa presença de coquinas nestas regiões.

Com base nos dados discutidos acima, mecanismos estruturais e diagenéticos controlam a qualidade dos reservatórios da Coquina Superior, enquanto a espessura dos níveis coquiníferos depende fortemente de fatores paleoambientais.

7.1.2 Formação Quissamã

Os reservatórios pertencentes a esta unidade estão inseridos no Sistema Lagoa Feia (Coqueiros) – Quissamã (!), composto pelos pelitos da Formação Coqueiro/Coquina Superior (gerador), calcarenitos oolíticos da Formação Quissamã (reservatório) e calcilutitos e margas da Formação Outeiro (rocha selante). Localmente, em áreas onde a Formação Outeiro se apresenta ausente, a exemplo dos poços 1RJS_0181A (Pampo) e 4RJS_0256 (Bicudo), folhelhos e argilitos da Formação Ubatuba atuam como selantes sobrepostos aos calcarenitos.

As propriedades petrofísicas mais relevantes associadas a este nível reservatório consistem na Porosidade Total e Radioatividade Média, expressas em mapas de poços no item 6.3.3. A primeira segue expressa sob ao mapa de contorno estrutural da Formação Quissamã, na Figura 104, permitindo a análise integrada destes parâmetros.

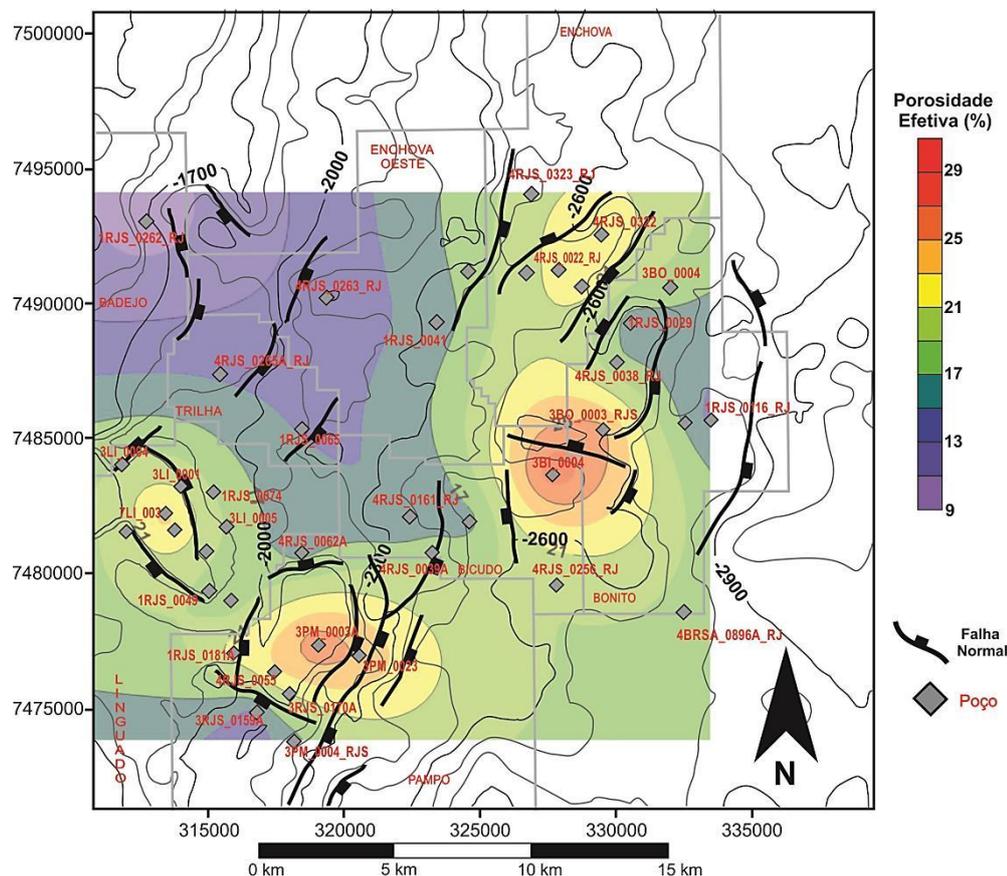


Figura 104: Contorno Estrutural integrado à Porosidade do Reservatório Quissamã

Constata-se que as maiores porosidades, superiores a 21 %, estão diretamente associadas a áreas estruturalmente elevadas, destacando-se cinco regiões: (1) feição dômica situada na região noroeste de Pampo (Domo de Pampo); (2) alto estrutural alongado segundo NW-SE junto á porção noroeste de Linguado; (3) *horst* que abriga o poço 3BI_0004 no extremo nordeste de Bicudo; (4) domo de orientação NNE-SSW na região limítrofe entre Bonito e Linguado e, por fim (5) um alto estrutural alongado segundo NE-SW na porção oriental de Enchova. Segundo os dados de resistividade da Formação Quissamã (Figura 56, p. 114), as cinco áreas citadas são produtoras de hidrocarbonetos.

Já o mapa de radioatividade, plotado sob o mapa de distribuição de isópacas para o Reservatório Quissamã (Figura 105), revela que as menores médias de raio gama para a unidade (entre 10 e 20 °API) ocorrem num *trend* NW-SE junto à porção sudoeste da área de estudos.

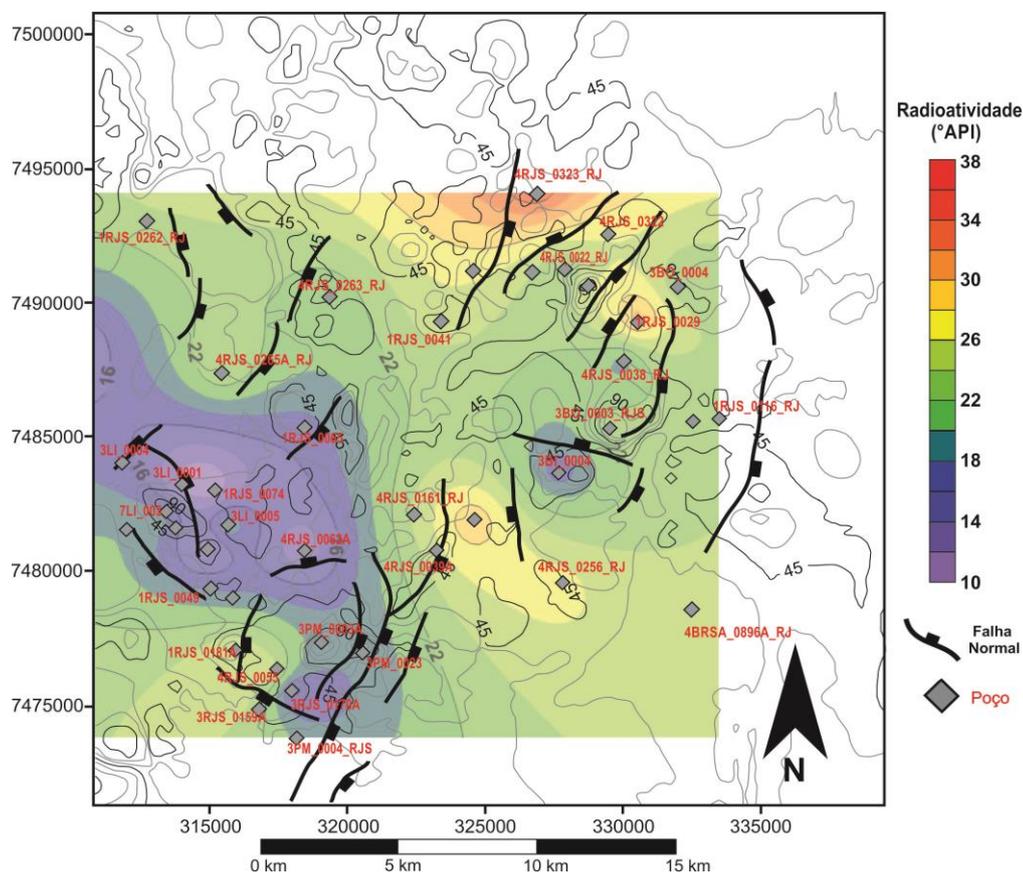


Figura 105: Mapa de Isópacas expresso sobre o mapa de Radioatividade para o Reservatório Quissamã.

Pode-se notar que este parâmetro exibe o predomínio de médias inferiores a 24 °API nas porções de maior espessura dos níveis reservatório, com presença de valores menores que 20 °API associados aos espessos reservatórios situados nos campos de Linguado e Pampo, ao passo que médias entre 18°API e 24 °API predominam em níveis produtores espessos nas áreas a leste e nordeste, sempre associados a regiões estruturalmente elevadas. No entanto, constata-se variações locais no interior destas feições, exemplificadas por médias superiores a 26 °API no poço 1RJS_0029 e 22°API no extremo oeste do Domo de Pampo.

A distribuição do mapa de isópacas evidencia também a concentração das maiores espessuras junto às porções estruturalmente elevadas, exemplificadas pelos poços 7LI_0003 (alto estrutural em Linguado), 3BO_0003 (sul da feição dômica em Bonito) e 3PM_0003A (Domo de Pampo), associados a reservatórios com mais de 90 m.

Considerando a escala de menor detalhe adotada neste estudo, pode-se apontar o componente estrutural como principal controle para a qualidade do reservatório Quissamã, concentrando fácies de maior porosidade em altos estruturais locais. Existe, no entanto, influência subordinada do componente estratigráfico, uma vez que, conforme discutido, há variações faciológicas internas aos altos estruturais, indicadas por maiores médias no valor de radioatividade e confirmadas nos perfis compostos dos poços analisados.

As descrições de pastas de poço e perfis compostos indicam o predomínio de calcarenitos oolíticos e subordinadamente oncolíticos nos poços produtores deste nível

reservatório. Além de compor regiões que concentram os hidrocarbonetos em migração vertical, os altos estruturais descritos podem ter influenciado na distribuição geral das fácies carbonáticas em meio ao topo da Formação Quissamã. Guardado & Spadini (1987), Guardado et al. (1989) e Spadini (1992) destacam o desenvolvimento preferencial de fácies com alta porosidade junto a *horsts* albianos, relacionados à tectônica salina albiana, ou paleoaltos do embasamento, a exemplo do Alto Estrutural de Pampo.

Estas feições apresentariam condições paleoambientais adequadas para a deposição de fácies de alta energia, cuja formação ocorre preferencialmente sob lâminas d'água inferiores a 5 m (DRAVIS, 1983; SPADINI et al., 1988), possibilitando também a percolação de águas meteóricas em períodos de exposição subaérea, com consequente dissolução e aumento de porosidade (GUARDADO et al., 1989; Okubo et al., 2015; FAVORETO et al., 2016).

7.1.3 Formação Carapebus Cretácica

Os depósitos turbidíticos cretácicos da Formação Carapebus compõem um dos reservatórios do Sistema Lagoa Feia (Coqueiros) – Carapebus (!), cujas geradoras correspondem aos pelitos da Coquina Superior, enquanto folhelhos e argilitos da Formação Ubatuba atuam como selantes às acumulações petrolíferas.

Visando compreender as relações entre a Porosidade Efetiva e a posição estrutural dos arenitos cretácicos, a Figura 106 integra ambos os parâmetros. Constata-se que a porosidade efetiva cresce rumo ao extremo sudeste do depósito, atingindo valores superiores a 20% em meio ao campo de Pampo. Este *trend* de distribuição acompanha o mergulho dos turbiditos cretácicos, de rumo SE.

A mesma relação é observada quando considerados os parâmetros de *Net to Gross* e distribuição de isópacas para a unidade, conforme ilustra a Figura 107.

Os turbiditos cretácicos apresentam espessamento em direção à sua porção sudeste, onde ultrapassam 70 m, com valor máximo de 100 m próximo ao poço 1RJS_0181A. A variação da propriedade *Net to Gross* apresenta comportamento similar, com aumento em direção ao limite sudeste do campo de Pampo, atingindo entre 75% e 85%.

A análise das linhas sísmicas 2D evidencia que estes depósitos são limitados a norte, oeste, nordeste e sudoeste pelo *pinch out* da unidade, selada por pelitos da Formação Ubatuba. A leste-sudeste, o limite de ocorrência desta unidade corresponde à falha que secciona o centro-leste de Pampo, marcando a passagem para o campo de Bicudo, a nordeste. Assim, mecanismos estratigráficos (*pinch out*) correspondem ao principal controle para as possíveis

acumulações desta unidade, com menor contribuição do fator estrutural, atuante em apenas uma de suas bordas.

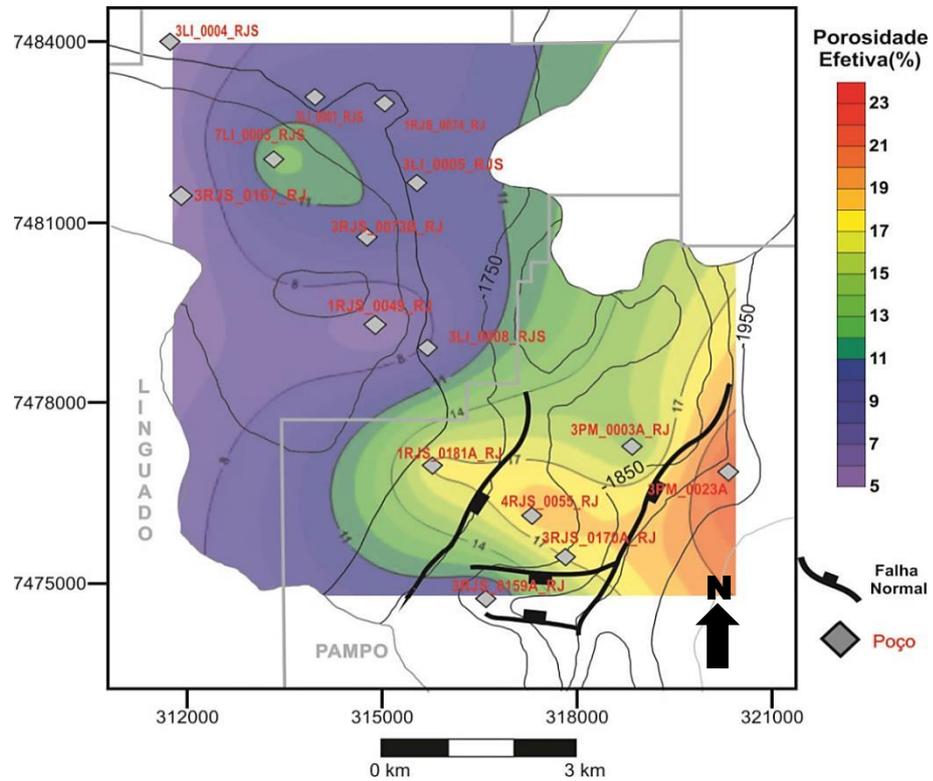


Figura 106: Mapas de Porosidade Efetiva e Contorno Estrutural integrados.

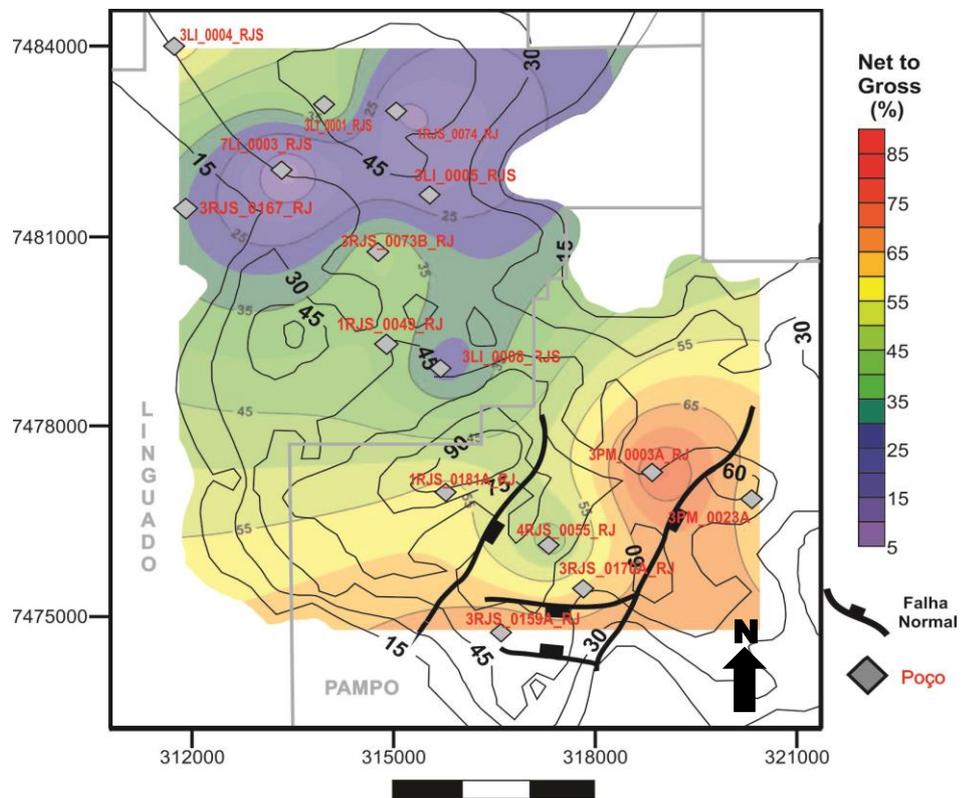


Figura 107: Sobreposição entre o parâmetro Net to Gross e a distribuição de isópacos para a Formação Carapebus Cretácica.

Com relação à qualidade dos reservatórios, deve-se destacar que os melhores parâmetros, compostos por porosidades efetivas acima de 15 % e *Net to Gross* maior que 65%, concentram-se nas porções sul-sudeste da unidade, associadas às cotas mais profundas. Portanto, a posição estrutural dos arenitos não consiste em fator que influencie de maneira significativa as propriedades petrofísicas do depósito.

Conforme descrito no item 6.1 (Correlação de poços e Seções Estruturais), as pastas e perfis compostos dos poços 3LI_0008 e 3LI_0005 revelam o predomínio de para e ortoconglomerados polimíticos em meio à Formação Carapebus Cretácica nestas regiões.

Em contrapartida, os poços 3PM_0023A e 1RJS_0181A apresentam fácies arenosas de granulação média a grossa em maior proporção, com arenitos finos a muito finos subordinados. As propriedades petrofísicas dos depósitos cretácicos estariam, assim, associadas a variações faciológicas internas a este litossoma. Bruhn (1998) e Bruhn et al. (2003) ressaltam que a história diagenética para os turbiditos cretácicos da Bacia de Campos mostra expressivas variações para um mesmo pulso arenoso, podendo constituir outro fator importante no controle das propriedades permo-porosas destas rochas.

É interessante destacar a ausência de intraclastos descritos para os turbiditos cretácicos, indicando baixo poder erosivo dos fluxos arenosos (LOWE, 1982), provavelmente ligado à pequena declividade do substrato (1.71°).

As maiores espessuras constatadas em meio ao campo de Pampo podem estar associados a um aumento local no espaço para acomodação de sedimentos, resultante da halocinese durante o Cretáceo Superior. A tectônica salina resultaria na reativação de falhamentos albianos, a exemplo da falha normal entre os poços 1RJS_0181A e 4RJS_0055, criando depocentros para acumulação dos pulsos turbidíticos. Segundo Bruhn (1993), as isópacas esperadas para arenitos cretácicos na área estudada situam-se entre 10 e 100 m, condizentes aos valores descritos neste trabalho.

A concentração dos pulsos arenosos na região central deste depocentro seria a causa da maior proporção de arenitos nos poços da região, ao passo que áreas proximais (NW de Linguado) concentram camadas conglomeráticas, e regiões adjacentes aos limites de *pinch out* exibem maior presença de pelitos intraformacionais.

Considerando a distribuição espacial vertical e horizontal desta unidade, bem como a variação faciológica da mesma (descrita nas pastas de poço), pode-se indicar uma área-fonte a norte-noroeste, equivalente ao limite sul do campo de Badejo ou regiões costeiras adjacentes ao atual Cabo de São Tomé.

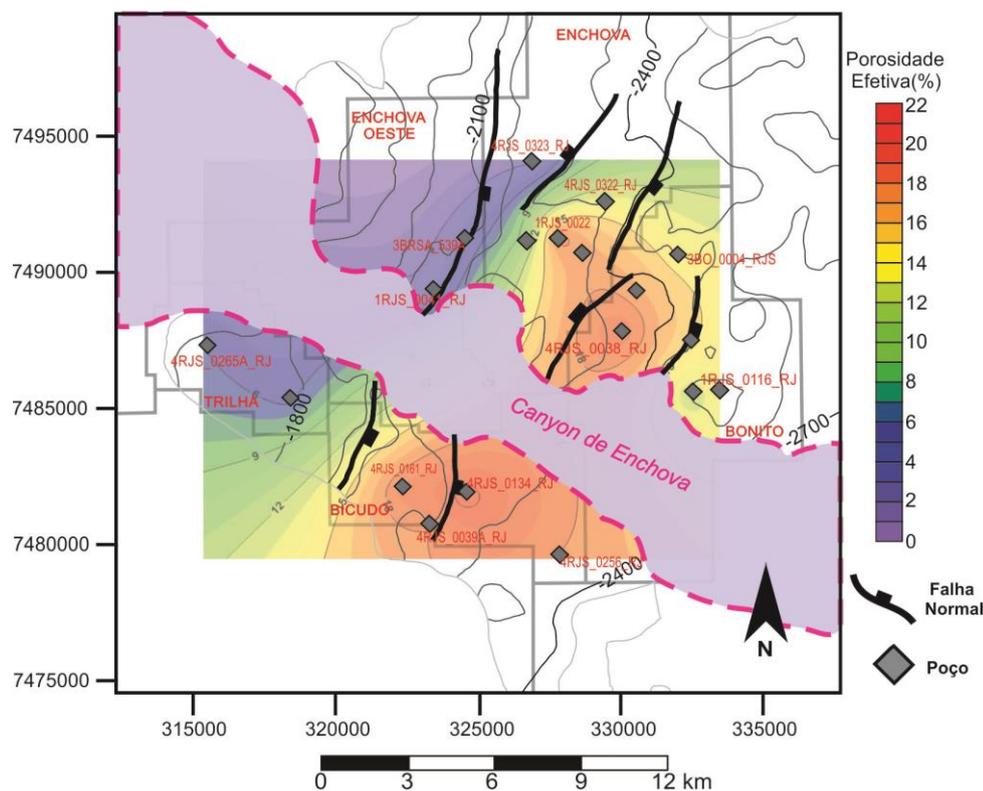
A variação granulométrica principal constatada para estas rochas (arenitos finos a conglomerados polimíticos), porosidade efetiva média (13% a 15%), bem como a relevância do *pinch out* estratigráfico para o controle de possíveis acumulações petrolíferas, são características típicas dos turbiditos de idade turoniana a maastrichtiana de Dias et al. (1990).

7.1.4 Formação Carapebus Eocênica

Corresponde ao nível reservatório de maior distribuição horizontal para o Sistema Lagoa Feia (Coqueiros) – Carapebus (!), apresentando ainda como selante principal os folhelhos, argilitos e calcilitos da Formação Ubatuba.

As maiores médias de porosidade efetiva (acima de 17%) observadas para esta unidade concentram-se na porção centro-sudeste dos depósitos turbidíticos, conforme expresso na Figura 108, que ilustra ainda o padrão estrutural principal da unidade.

Pode-se notar que dois contextos estruturais opostos abrigam os maiores valores de porosidade efetiva (superiores a 20%): os poços 4RJS_0038, situado na crista da feição dômica em Bonito, e o poço 4RJS_0134, associado a baixo estrutural na região central de Bicudo. O mesmo ocorre comparando-se os poços 4RJS_0161/4RJS_0039A, ambos situados em bloco localmente elevado ao oeste de Bicudo, e 4RJS_0256, perfurado na porção mais profunda do campo de Bicudo (extremo sudeste).



Este padrão indica que a qualidade dos reservatórios turbidíticos não é controlada primordialmente por mecanismos estruturais, com provável ativação destas feições após a deposição dos arenitos eocênicos.

Descrições das pastas de poço para esta unidade ressaltam a predominância de arenitos médios a grossos, bem selecionados, em meio aos poços com boa porosidade (4RJS_0134, 4RJS_0256 e 4RJS_0039A). Em contrapartida, arenitos argilosos ocorrem no poço 3RJS_0321A, ao oeste do 1RJS_0022, na porção central de Enchova, enquanto ortoconglomerados estão presentes no poço 1RJS_0041, no centro-leste de Enchova Oeste. A associação entre estas informações indica que a variação faciológica dos turbiditos eocênicos corresponde ao controle principal para a porosidade destas rochas.

Esta possibilidade é reforçada pela distribuição dos valores de *Net to Gross*, os quais acompanham de maneira geral aqueles observados para a porosidade efetiva. A Figura 109 ilustra a associação entre as médias de *Net to Gross* e isópacas dos turbiditos eocênicos.

Assim, a proporção de fácies reservatório em relação à unidade como um todo também depende majoritariamente da variação faciológica interna dos pulsos arenosos. Nota-se que as maiores espessuras totais dos arenitos oligocênicos (acima de 80 m) coincidem com altas médias de *Net to Gross* (maiores que 65%), concentrando-se na porção centro-sudeste da Formação Carapebus Eocênica.

Clastos argilosos intraformacionais são descritos para a maioria dos poços que apresentam a Formação Carapebus Eocênica, indicando elevada capacidade erosiva destes fluxos arenosos. Adicionalmente, os conglomerados polimíticos presentes nos poços 1RJS_0041 e 4RJS_0323 contém clastos silto-argilosos e de calcários algálicos, estes últimos representando possível erosão de porções marginais da plataforma continental.

A deposição desta unidade, imediatamente sobreposta à superfície erosiva do Maastrichtiano-Eoceno (item 6.1 – Correlação de poços), aponta que a instalação destes sistemas turbidíticos estaria associada a períodos de queda eustática (ANTUNES et al., 1988), o que teria contribuído com seu potencial erosivo. Representam prováveis correntes de turbidez de alta densidade (MUTTI et al., 1992), características de áreas adjacentes à plataforma continental.

Integrando-se os mapas de contorno estrutural e isópacas, é possível inferir área-fonte situada a norte de Enchova-Oeste para a Formação Carapebus Eocênica, equivalente à borda nordeste do Alto Estrutural de Badejo.

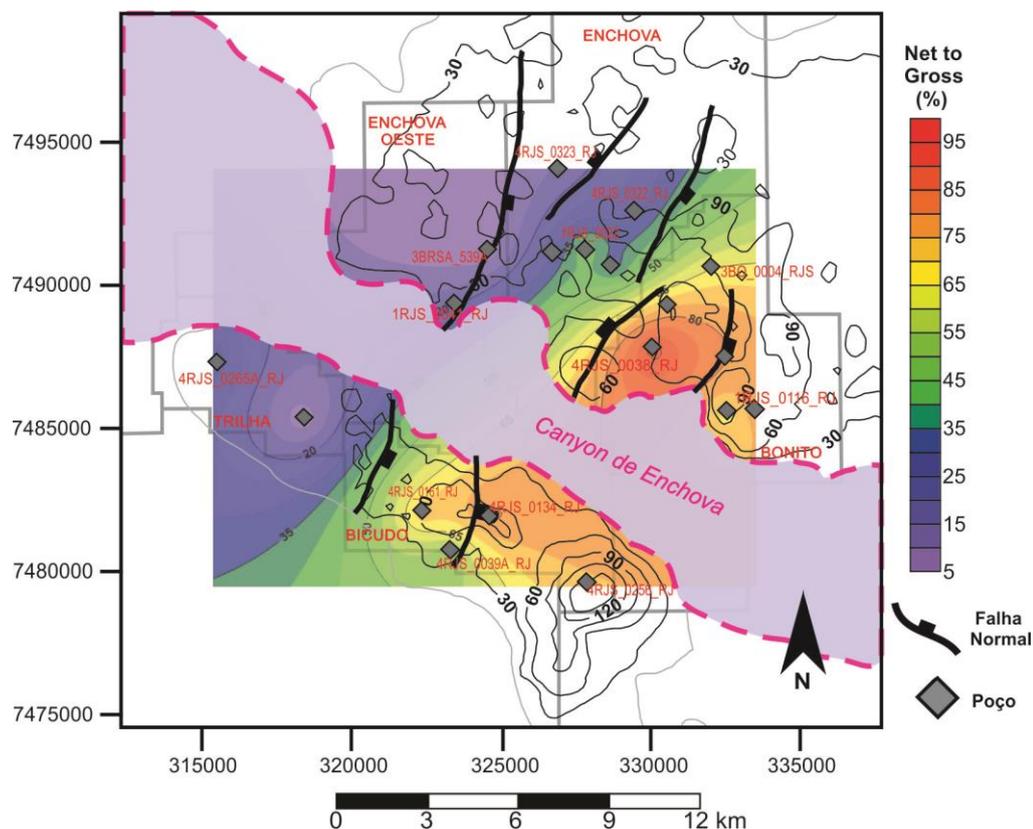


Figura 109: Parâmetro Net to Gross sobre o mapa de isópacas dos arenitos eocênicos

Com relação às principais acumulações petrolíferas constatadas na unidade, destacam-se os poços 4RJS_0038, 4RJS_0134 e 4RJS_0161, todos produtores no intervalo eocênico, segundo as respectivas classificações oficiais e informações de pastas. Dados de resistividade, expressos no item 6.3.5. (Figura 66, pág. 122), confirmam a presença de hidrocarbonetos nestas localidades.

Analisando-se os mapas de contorno estrutural e isópacas, pode-se apontar uma característica comum para todas as acumulações citadas: a influência do *Canyon de Enchova*, que trunca os depósitos arenosos em Bonito e Bicudo, marcando o limite sul destes estratos, para o poço 4RJS_0038, e nordeste, no contexto dos poços 4RJS_0134 e 4RJS_0161. A presença desta feição caracteriza uma trapa estratigráfica, impedindo a migração lateral de hidrocarbonetos em função do preenchimento do *Canyon* por litotipos pelíticos, de baixa permeabilidade.

No entanto, além do componente estratigráfico, cada uma destas localidades apresenta também feições estruturais relevantes para o aprisionamento de hidrocarbonetos. No caso do poço 4RJS_0038, o domo ao noroeste de Bonito condiciona o acúmulo de óleo em direção a este poço, situado na crista na estrutura. Contexto similar foi observado por Guardado et al. (1989) e Schmidt (2016)

Já o poço 4RJS_0161 está associado a bloco localmente elevado, ao oeste de Bicudo. Habermann et al. (2018) aponta também a presença de uma estrutura do tipo *rollover* à altura deste poço, condicionando a existência desta trapa.

A situação observada para o poço 4RJS_134, no entanto, aparenta ser pouco atrativa para o acúmulo de hidrocarbonetos, considerando-se o contexto estrutural local (bloco abatido ao centro de Bicudo).

No entanto, o fato de este poço ser produtor ao nível eocênico indica que hidrocarbonetos foram efetivamente acumulados na região. Duas possibilidades principais podem ser apontadas. A primeira estaria relacionada à variação faciológica a sul e leste deste poço, com ocorrência de camadas argilosas que impossibilitem a migração lateral de hidrocarbonetos. Considerando que o poço 4RJS_0256, de porosidade efetiva semelhante, não é produtor no mesmo intervalo, esta mudança litológica seria extremamente localizada, concentrando-se entre os dois poços.

A segunda hipótese está relacionada à falha que separa o poço 4RJS_0134 dos poços 4RJS_0039A e 4RJS_0161, a noroeste. É possível que esta estrutura atue como selante ao nível eocênico, impedindo a migração de óleo a partir do bloco abatido em direção aos poços citados anteriormente.

Allan (1989) demonstrou a existência, numa mesma falha, de trechos permeáveis e impermeáveis, indicando que uma estrutura que atua como duto de migração para fluidos em determinado nível estratigráfico, pode compor selante eficiente para outros estratos, sobrepostos ou sotopostos.

Mecanismos estruturais e estratigráficos controlam, assim, as acumulações petrolíferas presentes em meio aos turbiditos eocênicos, caracterizando trapas mistas (BIDDLE E WIELCHOWSKY, 1994).

7.1.5 Formação Carapebus Oligocênica

Compõe o reservatório mais jovem do Sistema Lagoa Feia (Coqueiros) – Carapebus (!) neste estudo, com folhelhos e argilitos da Formação Ubatuba atuando como selantes.

A Figura 110 evidencia que os maiores valores de porosidade efetiva para estes arenitos (acima de 20%) se concentram na porção noroeste do campo de Bonito e sudeste de Enchova, associando-se a regiões estruturalmente elevadas.

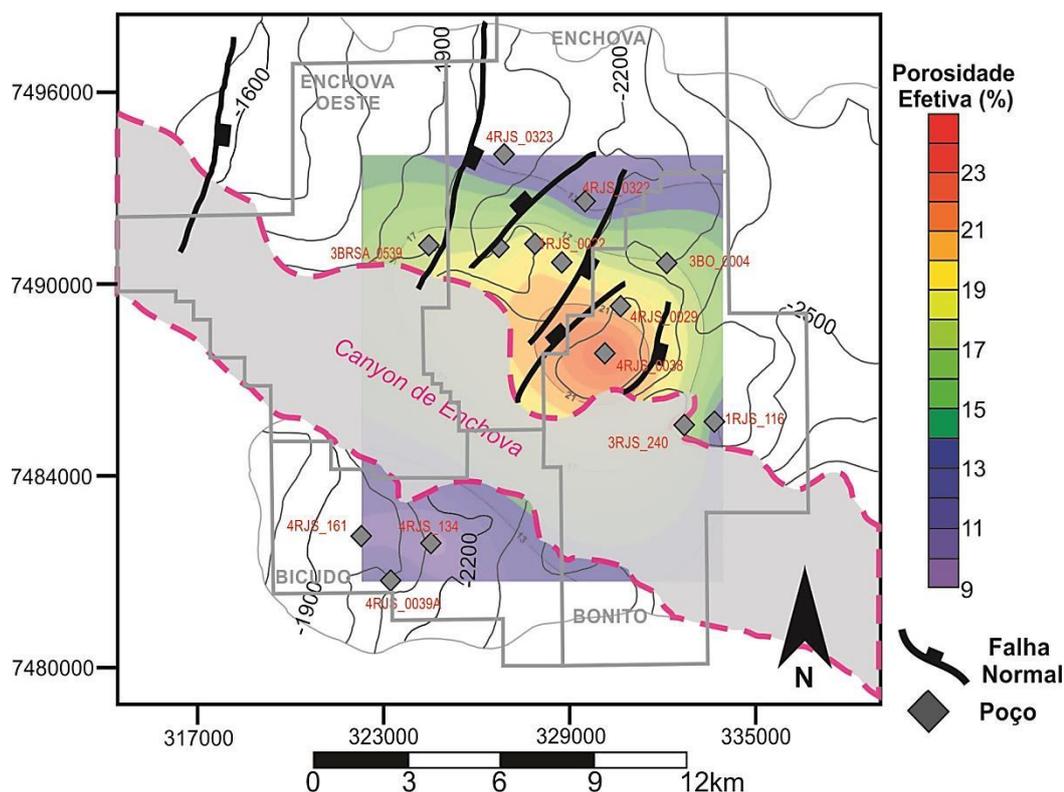


Figura 110: Porosidade Efetiva integrada ao Mapa de contorno estrutural da Fm. Carapebus Oligocênica.

Ao contrário do que ocorre com os depósitos eocênicos, os arenitos oligocênicos situados em Bicudo, adjacentes à borda sudoeste do *Canyon de Enchova*, exibem porosidades efetivas bastante reduzidas (em torno de 10%).

Embora o domo de Bonito concentre as melhores médias de porosidade efetiva da unidade, a posição estrutural dos depósitos não parece ser o fator determinante para esta propriedade, uma vez que o poço 4RJS_0322, embora situado num *horst* local ao sudeste de Enchova, exhibe porosidade efetiva próxima a 13%.

Novamente aqui, destaca-se a variação faciológica da unidade, comprovada nas descrições de pastas de poço e perfis compostos, como fator preponderante na distribuição da porosidade efetiva das rochas.

Citado anteriormente, o poço 4RJS_0322 apresenta depósitos ortoconglomeráticos e paraconglomeráticos subordinados, polimíticos, com presença de clastos de rodolitos, arenitos hialinos e argilitos, situação análoga ao poço 4BRSA_0539. Situação oposta é observada no poço 1RJS_0029, onde predominam arenitos finos a médios, pouco cimentados, com alta porosidade efetiva associada (20%). Não é possível analisar o poço 4RJS_0038, uma vez que não apresenta pasta ou perfil composto disponíveis.

Distribuição espacial similar pode ser observada para o parâmetro *Net to Gross*, cujos maiores valores (>78%) coincidem com as espessuras mais elevadas (60 m), conforme ilustra a Figura 111.

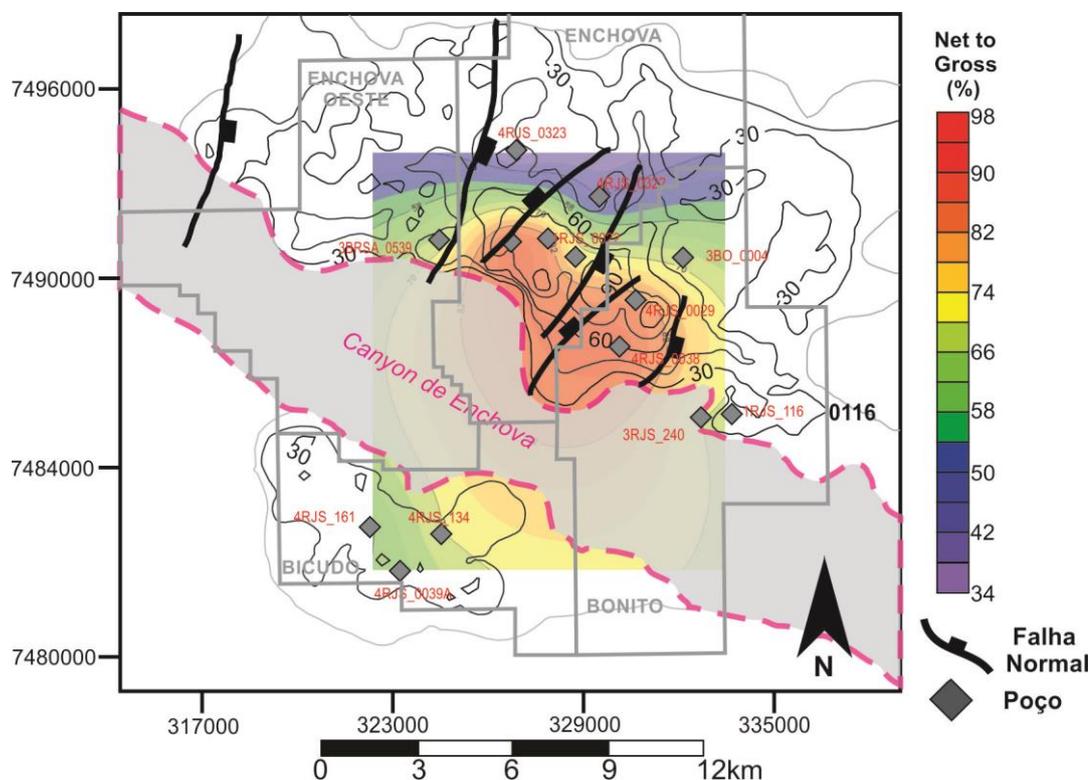


Figura 111: Propriedade Net to Gross plotada sobre mapa de isópacas, referentes aos turbiditos oligocênicos.

A distribuição das isópacas para a Formação Carapebus Oligocênica indica que as maiores espessuras da unidade estão associadas a áreas estruturalmente elevadas, na região limítrofe entre os campos de Bonito e Enchova.

Tal fato indica que a atuação dos falhamentos normais sintéticos e antitéticos que afetam a unidade deve ser posterior à deposição da mesma. Caso contrário, as maiores espessuras destas rochas estariam concentradas nas adjacências dos paleoaltos, conforme discutido por Martins et al. (1990) e Bruhn (1993; 1998).

Analisando de maneira conjunta os mapas de isópacas e contorno estrutural, é possível situar a área-fonte dos turbiditos oligocênicos muito próxima àquela das rochas eocênicas, a noroeste de Enchova – Oeste. O limite desta unidade, na mesma direção, é marcado por falhamento normal sintético de caráter NE-SW.

Clastos argilosos estão presentes também nas descrições de amostras de calha e testemunho para os turbiditos oligocênicos (poços 1RJS_0029, 3EN_0030), atestando o caráter erosivo destes pulsos arenosos, coerente ao exposto por Guardado et al. (1989) e Dias et al. (1990).

A deposição dos turbiditos oligocênicos deve representar um período de queda eustática, dada sua proximidade cronoestratigráfica ao *Canyon de Enchova*, formado durante o Oligoceno Superior. A sedimentação dos sistemas turbidíticos de alto poder erosivo seria reflexo da queda inicial do nível do mar, com subsequente instalação de superfícies erosivas em estágios mais avançados do processo.

Neste contexto, os turbiditos oligocênicos aqui descritos diferem daqueles detalhados por Bruhn (1993), depositados em águas profundas, próximos ao talude continental. Enquadram-se na descrição de Peres (1990), que atribui a formação de canais arenosos oligocênicos a quedas relativas do nível do mar, expondo depósitos plataformais à erosão, retrabalhamento e transporte por fluxos de alta densidade.

No que tange às acumulações petrolíferas da Formação Carapebus Oligocênica, o intervalo produtor dos arenitos se restringe ao poço 4RJS_0038, segundo o mapa de resistividade para a unidade (Figura 71, página 127).

As condições responsáveis pelo trapeamento de hidrocarbonetos neste poço são análogas àquelas observadas para os depósitos eocênicos: a feição dômica ao noroeste de Bonito, delimitada por falhas a NW e SE, compõe estrutura propícia ao acúmulo local de hidrocarbonetos. Seu limite sudoeste consiste no *Canyon de Enchova*, que trunca os estratos arenosos e impede o escape lateral de hidrocarbonetos, em função da presença de pelitos oligo-miocênicos que preenchem a calha desta feição erosiva.

7.2 Considerações acerca do Volume de Hidrocarbonetos gerados

Os resultados obtidos a partir dos cenários de geração considerados, P₅₀ e P₉₀, revelam uma diferença significativa entre si, com o primeiro apresentando um volume de hidrocarbonetos produzidos cerca de 120 vezes superior àquele gerado em meio ao segundo.

O principal parâmetro responsável por tal discrepância é o topo da janela de geração considerada, que implica diretamente na área do *pod* e, conseqüentemente, no volume total dos litotipos geradores.

A metodologia adotada neste estudo, baseada na comparação entre as informações levantadas a partir dos poços e linhas sísmicas analisadas com os resultados disponíveis na bibliografia, visa contornar a escassez de dados geoquímicos e de maturação de cunho público disponíveis na Bacia de Campos, especialmente para sua porção sudoeste. Neste caso, estudos futuros que disponham de maior acervo de dados geoquímicos, combinados a *softwares* direcionados à modelagem de fluxo térmico e análise *backstripping*, podem estabelecer com maior precisão um intervalo específico de maturação para esta região da bacia.

Ainda assim, os limites adotados neste estudo são coerentes àqueles obtidos e utilizados por diversos autores que abordaram o processo de geração na Bacia de Campos ao longo das três últimas décadas (PEREIRA et al., 1984; MOHRIAK et al., 1990; GONÇALVES et al., 1997; JAHNERT et al., 1998; RANGEL et al., 1998; GONZAGA, 2005; BEGLINGER et al., 2012). Portanto, seu emprego segue a linha de resultados das principais vertentes acerca do tema, e os resultados aqui apresentados representam estimativas confiáveis do volume de hidrocarbonetos gerado.

A comparação entre os valores obtidos neste estudo e aqueles disponibilizados pela Agência Nacional do Petróleo (ANP) permite estabelecer a proporção de óleo/gás gerados *in loco* em relação aos valores *in place* estimados. Estes últimos foram retirados dos Sumários Executivos dos respectivos campos analisados (atualizados até o ano de 2016) conforme expresso na Tabela 8. Somados, representam o volume *in place* total estimado oficialmente para a porção sudoeste da Bacia de Campos.

A mesma tabela traz ainda a produção acumulada para cada campo, e a soma total destes valores, referente à região estudada. No âmbito de análise deste parâmetro, não se deve considerar o volume *in place*, uma vez que o total de hidrocarbonetos a ser recuperado (produzido) representa apenas uma fração do óleo e gás acumulados nos reservatórios analisados. Dados oficiais da ANP indicam que o fator de recuperação na Bacia de Campos é próximo a 25% (ANP, 2017; PETERSOHN, 2018), possibilitando o cálculo do volume recuperável para os campos estudados, expresso na Tabela 8.

Tabela 8: Volume *in place*, volume recuperável e produção acumulada estimados para os campos estudados, segundo os respectivos Sumários Executivos disponibilizados pela ANP.

CAMPO	VOLUME IN PLACE(bbl)	VOLUME RECUPERÁVEL(bbl)	PRODUÇÃO ACUMULADA(bbl)
Badejo	1713259000	428314750	36421284
Bicudo	702600000	175650000	169240186
Bonito	1132000000	283000000	128962000
Enchova	919510000	229877500	167294000
Enchova Oeste	313339000	78334750	39935199
Linguado	787000000	196750000	176278495
Pampo	1779000000	444750000	331359000
Trilha	96860000	24215000	27175041
TOTAL	7443568000	1860892000	1076665207

Conforme observado acima, a produção acumulada (1.07×10^9 bbl) representa cerca de 58% do volume recuperável total da porção sudoeste de Campos (1.86×10^9 bbl). Portanto, há ainda uma proporção significativa de óleo/gás (7.84×10^8 bbl) a ser extraída em meio aos campos estudados.

É importante ressaltar, no entanto, que o aproveitamento econômico das jazidas locais se mostra altamente variável para cada campo. Bicudo e Trilha são exemplos de áreas muito próximas ao esgotamento da produção primária, com menos de 10 milhões de barris a serem extraídos. Em contrapartida, Badejo, Bonito e Pampo possuem ainda um volume considerável de óleo e gás a ser produzido, superior a 100 milhões de barris nos três casos.

Planos de recuperação secundária ou terciária não constam nos Sumários Executivos de nenhum dos oito campos analisados, indicando que os valores de hidrocarbonetos a serem produzidos, calculados neste trabalho, são atualmente muito próximos aos índices finais para a região.

Em situação oposta à razão volume recuperável – produção acumulada, a relação entre a quantidade de hidrocarbonetos gerados na área estudada e o volume total *in place* estimado apresenta grande discrepância. Tomando-se por base cada um dos cenários apresentados, o montante de gás/óleo gerados para o depocentro P₅₀ atinge cerca de 950.000.000 bbl, os quais representam 12.7% do volume *in place*. Já o cenário P₉₀ exibe valores ainda mais modestos, com geração de hidrocarbonetos calculada em 8.050.000 bbl, equivalentes a apenas 0.11% do total de óleo e gás estimados para a porção sudoeste de Campos.

As proporções obtidas neste estudo evidenciam, em ambos os casos, que a maior parte dos hidrocarbonetos presentes na região analisada seria oriunda de outras áreas da bacia, cujas condições geológicas e físico-químicas tenham sido mais propícias à geração de óleo e gás. A porção sudoeste da Bacia de Campos apresenta, assim, baixo potencial gerador, condizente ao padrão inferido por Rangel & Martins (1998).

Diversos trabalhos destacam a porção central do campo de Marlim e região ocidental de Marlim Leste como a principal *oil kitchen* da Bacia de Campos (MEISTER et al., 1984; FIGUEIREDO et al., 1984; MELLO et al., 1988; 1994; JAHNERT et al., 1998; KATZ & MELLO, 2000). Estes campos localizam-se a leste-nordeste da área estudada, sob batimetrias próximas a 1000 m, junto à porção sudoeste do Gráben Oriental, conforme ilustra a Figura 112.

Pode-se observar que os campos avaliados neste estudo estão situados numa área estruturalmente elevada em escala regional (Altos de Pampo e Badejo), com locais muito restritos para geração de hidrocarbonetos, limitados à borda sudoeste do Baixo de Corvina-Parati (extremo NEE dos campos abordados).

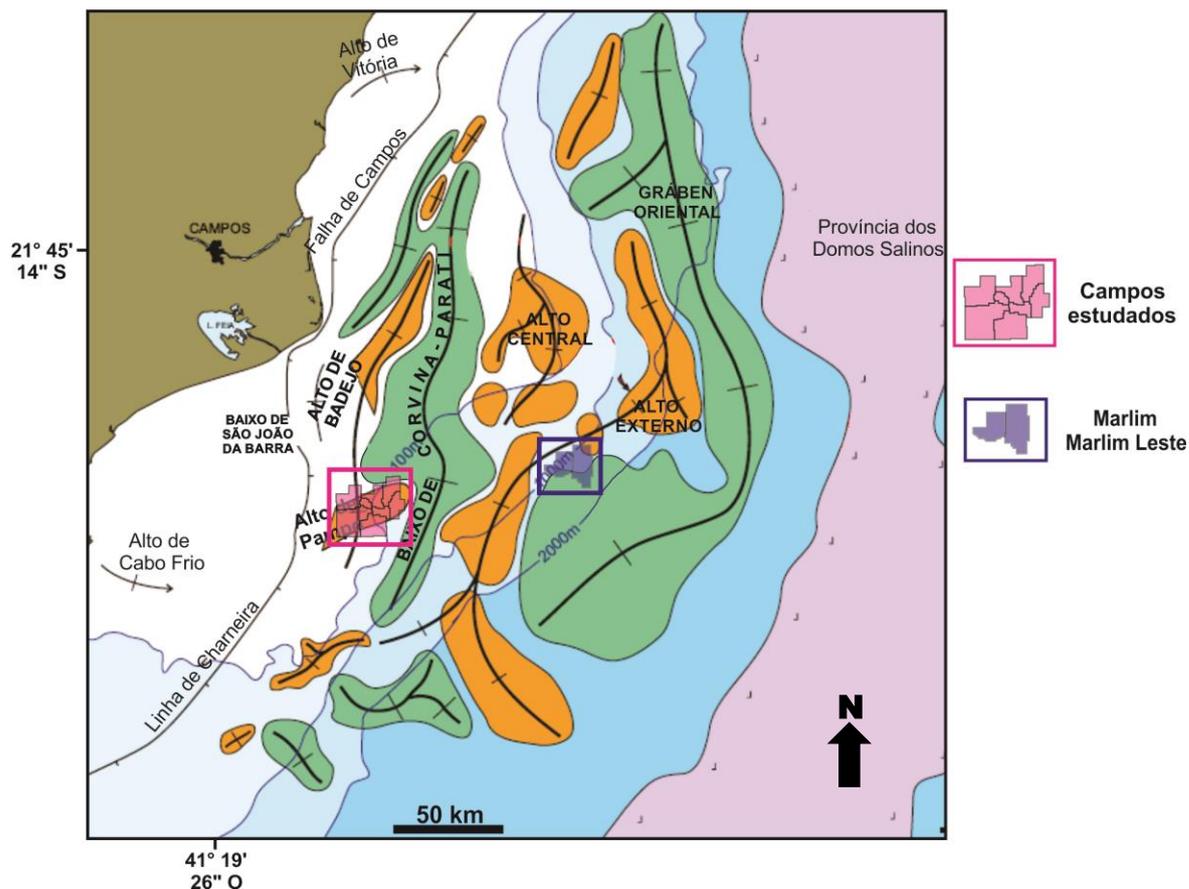


Figura 112: Localização dos campos estudados em relação à Marlim/Marlim Leste e principais estruturas da Seção Rife.

Considerando que a maior parte do volume de óleo *in place* de origem “alóctone” à área de estudos seja oriunda de Marlim e Marlim Leste, os hidrocarbonetos teriam de migrar por amplas distâncias horizontais e verticais para compor as acumulações petrolíferas descritas no capítulo anterior (7.1). Como ilustrado pela Figura 112, estes campos distam entre 70 e 80 km em relação à área de estudos.

Assim, os hidrocarbonetos gerados nesta *oil kitchen* teriam migrado horizontalmente até atingirem a região sudoeste da bacia. Figueiredo et al. (1984), Mohriak et al. (1990), e Chang et al. (2008) destacam que a deslocamento horizontal de grande volume de hidrocarbonetos representa um fenômeno comum e significativo nas bacias marginais brasileiras: o óleo gerado na seção rife primeiro ascende verticalmente por falhas normais, atingindo a base da camada salina e migrando sob ela, até chegar a regiões onde os depósitos evaporíticos apresentem espessuras delgadas (100 a 200 m, segundo os mesmos autores).

Nestas áreas, os hidrocarbonetos podem atingir a seção pós-sal por fraturas junto aos litotipos salinos, ou pela ausência local destas rochas, combinada à presença de falhas normais

que afetem a base das rochas albianas (FIGUEIREDO et al., 1984; MOHRIAK et al., 1990; CHANG et al., 2008).

Conforme já exposto, os campos petrolíferos estudados estão localizados no Domínio Salino Distensivo (DEMERCIAN, 1993. COBBOLD et al., 2001), caracterizado por camadas evaporíticas adelgadas, com janelas locais e rara presença de domos salinos, cujas espessuras não superam 100 m. Tais condições facilitariam a migração vertical dos hidrocarbonetos, atingindo a seção pós-sal, associadas também à existência de falhas com grande amplitude vertical, as quais podem atuar como dutos de migração principais.

Uma destas estruturas em especial tem papel fundamental na existência das acumulações petrolíferas da Formação Coqueiros, junto aos campos de Pampo e Linguado: A falha que secciona a porção central de Pampo, com rejeito próximo a 100 m, possibilita a superposição lateral entre o topo da Coquina Inferior, situada no bloco alto (a oeste), e a Formação Retiro (bloco abatido, a leste). Este contexto estrutural permite a migração de hidrocarbonetos alojados junto à base da camada salina em direção aos litotipos coquiníferos, acumulando-se nas rochas de maior porosidade.

Caso a falha citada não estivesse presente, ou seu rejeito apresentasse valor significativamente inferior, o óleo gerado na porção distal da área estudada não teria caminhos possíveis para atingir a Coquina Inferior em Pampo e Linguado, migrando assim rumo à seção pós-sal e preenchendo apenas reservatórios carbonáticos e/ou turbidíticos.

Considerando que não há geração associada à Coquina Superior em nenhum dos campos a oeste de Bonito e Enchova, à despeito do cenário considerado, as falhas normais que limitam a porção oeste do Alto de Pampo e o Alto de Badejo-Linguado não poderiam atuar como dutos de migração para possíveis blocos elevados da Coquina Inferior, uma vez que não haveria hidrocarbonetos gerados localmente.

Outro sistema de falhas que contribui para a existência de acumulações econômicas na área de estudos corresponde às estruturas sintéticas, de orientação NNE-SSW e NNW-SSE, ao leste do campo de Bonito, expressas nos mapas de contorno estrutural tanto das unidades pré-aptianas quanto da seção pós-sal. A grande amplitude vertical destas feições, aliada à localização das mesmas, possibilita que atuem como dutos de migração tanto para o óleo gerado *in loco* na área estudada, quanto para os hidrocarbonetos oriundos da *oil kitchen* em Marlim e Marlim Leste, situados a leste e nordeste destas estruturas.

A Figura 113 exibe o mapa de isópacas da Formação Retiro (evaporitos) e as principais estruturas que deformam esta unidade, associado a uma seção esquemática baseada em linhas 2D analisadas, a qual traz, em perfil, as possíveis trajetórias verticais dos

hidrocarbonetos, até atingirem os diferentes níveis reservatório estudados. A falha que secciona o campo de Pampo segue indicada pela sigla **P-B**, ao passo que o falhamento ao extremo leste de Bonito corresponde à sigla **BO**.

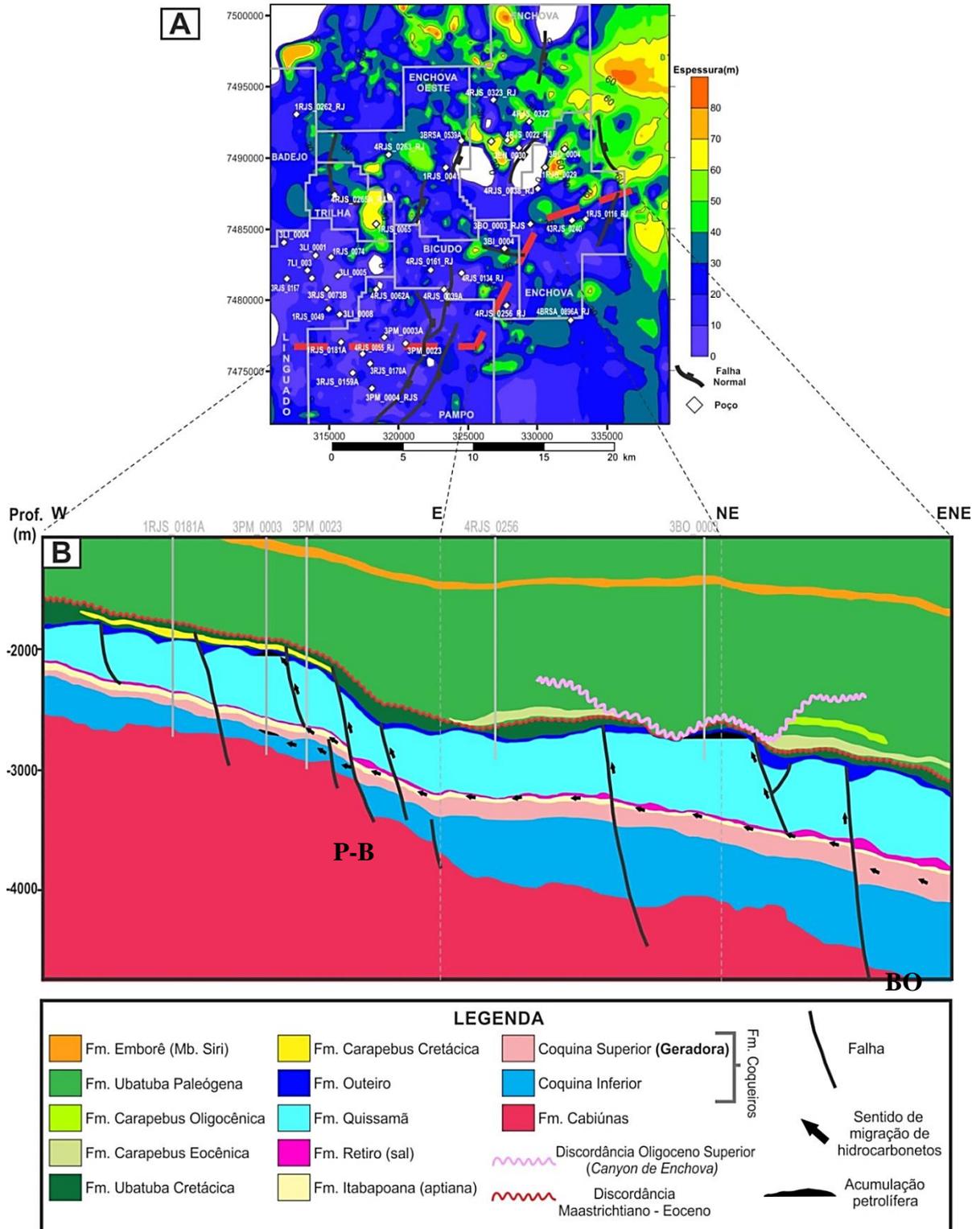


Figura 113: (A) Mapa de isópacas da Formação Retiro, ilustrando os falhamentos que deformam e atravessam a camada salina. O traço em vermelho equivale às linhas 2D compostas e interpretadas, expressas em (B) como seção geológica, em profundidade (m). Possíveis rotas de migração de hidrocarbonetos expressas como setas negras.

8. CONCLUSÕES

A elaboração do arcabouço estratigráfico-estrutural para a região estudada permitiu definir a distribuição horizontal e vertical das principais unidades presentes na área de estudos. Dentre estes, destacam-se as rochas que compõem o nível da Coquina Superior, equivalente à porção superior da Formação Coqueiros, que abriga os litotipos geradores principais da Bacia de Campos.

Foram identificados ainda cinco níveis reservatório principais: Coquina Inferior (porção basal da Formação Coqueiros), composto por pacotes coquiníferos intercalados a camadas pelíticas delgadas; Topo da Formação Quissamã, formada por calcarenitos e calcirruditos oolíticos e oncolíticos; e Formação Carapebus, que consiste em depósitos arenosos de natureza turbidítica, subdivididos em três idades distintas (Cretáceo Superior, Eoceno e Oligoceno Inferior). Há ainda um nível reservatório associado à Coquina Superior, de menor relevância.

Assim, constatou-se a presença de três sistemas petrolíferos conhecidos na área de estudos: Lagoa Feia (Coqueiros) – Lagoa Feia (Coqueiros) (!), Lagoa Feia (Coqueiros) – Quissamã (!) e Lagoa Feia (Coqueiros) – Carapebus (!).

A distribuição dos valores de COT para os pelitos da Coquina Superior exhibe médias superiores a 1% em Trilha e Badejo, com predomínio de valores entre 0.5% e 0.6% em direção à região distal (leste) da bacia. As maiores espessuras proporcionais de pelitos concentram-se ao nordeste de Linguado e sul de Badejo (> 70%).

Com relação aos níveis reservatório, as rochas bioclásticas da Coquina Inferior exibem o predomínio de porosidades totais entre 6% e 8%, concentrando localmente valores acima de 10%, enquanto as menores proporções de litotipos pelíticos (<35%) ocorrem ao centro-norte de Pampo e Trilha.

Os reservatórios de maior qualidade pertencem à seção pós-sal. A Formação Quissamã apresenta altas porosidades (> 23%) na porção centro-leste de Linguado, centro-nordeste de Pampo, leste de Bicudo, noroeste de Bonito e leste de Enchova, com médias de radioatividade abaixo de 30 °API por quase toda a unidade.

Em meio à Formação Carapebus, destacam-se os depósitos eocênicos, com porosidades efetivas acima de 20% em Bicudo, noroeste de Bonito e sudoeste de Enchova, e médias de *Net to Gross* superiores a 70% nas duas primeiras áreas citadas.

Os dados sísmicos interpretados possibilitaram posicionar importantes baixos deposicionais na área de estudos: o primeiro corresponde ao extremo leste-nordeste da área estudada, delimitado em sua borda oeste por falhamentos normais sintéticos de orientação geral NNE-SSW. O segundo foi delimitado junto ao norte de Trilha e limite ocidental de Enchova Oeste, delimitado a sul, leste e oeste por falhas normais planares.

Altos estruturais do embasamento econômico foram identificados na porção centro-leste de Pampo, com orientação NE-SW (Alto de Pampo) e ao oeste de Linguado/sul de Badejo, com orientação N-S (Alto de Badejo). Na seção pós-sal, destacam-se feições estruturalmente elevadas ao centro-leste de Pampo (Domo de Pampo), noroeste de Bonito e sudeste de Enchova.

A análise conjunta para os dados de COT, espessura proporcional de pelitos, distribuição de valores de reflectância de vitrinita, gradiente geotérmico, mapas de isópacas totais e contorno estrutural da Coquina Superior permitiu determinar o principal *pod* de geração da área estudada, a partir da comparação com trabalhos consagrados acerca do tema. Dessa maneira, foram selecionados dois cenários principais: o primeiro, P₅₀, considera os estratos da Coquina Superior depositados abaixo de 3500 m como geradores de hidrocarbonetos, enquanto a segunda hipótese, conservadora, delimita os litotipos geradores abaixo dos 4000 m, baseando-se nos critérios utilizados por diferentes autores.

Com base nos dados de COT, espessura e contorno estrutural, bem como em valores de HI₀ e HI_p, estes últimos retirados da bibliografia, foi possível calcular o volume de hidrocarbonetos gerado para cada cenário. A hipótese P₅₀ resultou em 9.5×10^8 barris de óleo equivalente (boe), enquanto o cenário P₉₀ responde por 8.05×10^6 boe. O primeiro equivale a 12.7% do volume *in place* estimado para estes campos, ao passo que o segundo corresponde a apenas 0.11%.

A integração dos mapas petrofísicos, sísmicos e pastas de poço permite analisar os mecanismos que influenciam na existência de áreas propícias à acumulação de hidrocarbonetos em cada reservatório. Para a Coquina Inferior, a baixa correlação entre porosidade e posição estrutural, bem como com a proporção de pelitos, indica que mecanismos diagenéticos e estratigráficos predominam. Na Formação Quissamã, a porosidade dos reservatórios carbonáticos está diretamente ligada à presença de altos estruturais, predominando trapas do tipo estrutural junto a este litossoma.

Mecanismos estratigráficos, na forma de variação lateral de fácies, controlam a distribuição das propriedades petrofísicas em meio à Formação Carapebus cretácica, ao passo que trapas mistas predominam nos turbiditos eocênicos e oligocênicos. Nestes, a superfície

erosiva do *Canyon de Enchova* trunca os depósitos turbidíticos situados ao sul de Enchova e Bonito, associando-se a um alto estrutural NE-SW no primeiro e a uma feição dômica no segundo.

Os resultados referentes ao volume de hidrocarbonetos gerados evidenciam o baixo potencial de geração para a área de estudos, restrito ao extremo nordeste, equivalente à borda sudeste do Baixo de Corvina-Parati. Neste contexto, o processo de migração horizontal de hidrocarbonetos, provavelmente a partir da *oil kitchen* situada nos campos de Marlim e Marlim Leste, foi fundamental para a ocorrência das acumulações petrolíferas nestes campos. A baixa espessura dos depósitos salinos em toda a área (<100 m) facilita a ascensão dos hidrocarbonetos até os estratos do pós-sal, por meio de falhas normais e fraturas intraformacionais.

Sugere-se a elaboração de novos estudos, com maior base de dados geoquímicos (teores de COT, HI, reflectância de vitrinita), caso estejam disponíveis para a porção sudoeste da Bacia de Campos. Estes, em adição a *softwares* de modelagem para fluxo térmico, possibilitariam estimar com maior precisão o início da janela de geração local, permitindo também a elaboração de uma carta de eventos específica para esta porção da bacia.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABRAHÃO, D. & WARME, J. E. Lacustrine and Associated Deposits in a Rifted Continental Margin – Lower Cretaceous Lagoa Feia Formation, Campos Basin, Offshore Brazil. In: Katz, B. J. (Ed.) **Lacustrine basin exploration, case studies and modern analogs**. AAPG **Memoir 50**, p. 287-300, 1990.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO (ANP) – **13ª Rodada de licitações de Petróleo e Gás** – Out. de 2015a. Disponível em <<https://www.anp.gov.br/wwwanp/?dw=77043>>. Acesso em 06/05/2017.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO – ANP – **Boletim da Produção de Petróleo e Gás Natural** – Janeiro de 2018. Site: www.anp.gov.br. Acessado em 20/02/2018.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO – ANP. **Sumário Executivo do Campo de Albacora** – Mar. de 2016a. Site: www.anp.gov.br. Acesso em 17/11/2017.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO – ANP. **Sumário Executivo do Campo de Badejo** – 2017. Site: www.anp.gov.br. Acesso em 03/01/2018.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO – ANP. **Sumário Executivo do Campo de Bagre** – Abr. de 2015b. Site: www.anp.gov.br. Acesso em 02/01/2018.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO – ANP. **Sumário Executivo do Campo de Barracuda** – Junho. de 2016b. Site: www.anp.gov.br. Acesso em 15/11/2017.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO – ANP. **Sumário Executivo do Campo de Cherne** – Dez. de 2015c. Site: www.anp.gov.br. Acesso em 15/11/2017.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO – ANP. **Sumário Executivo do Campo de Marlim** – Dez. de 2015d. Site: www.anp.gov.br. Acesso em 15/11/2017.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO – ANP. **Sumário Executivo do Campo de Marlim Leste** – Dez. de 2014. Site: www.anp.gov.br. Acesso em 15/11/2017.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO – ANP. **Sumário Executivo do Campo de Marlim Sul** – Nov. de 2016c. Site: www.anp.gov.br. Acesso em 15/11/2017.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO – ANP. **Sumário Executivo do Campo de Namorado** – Jul. de 2016d. Site: www.anp.gov.br. Acesso em 15/11/2017.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO – ANP. **Sumário Executivo do Campo de Papa-Terra** – Ago. de 2015e. Site: www.anp.gov.br. Acesso em 15/11/2017.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO – ANP. **Sumário Executivo do Campo de Viola** – Nov. de 2007. Site: www.anp.gov.br. Acesso em 15/11/2017.

ALLAN, U.S. Model for hydrocarbon migration and entrapment within faulted structures. **Am. Assoc. Pet. Geol. Bull (AAPG)**, vol. 73, n. 7, 803–811. 1989.

ASSINE, M. R.; QUAGLIO, F.; WARREN, L. V.; SIMÕES, M. G. Discussão do artigo “Aptian/Albian (Early Cretaceous) paleogeography of the South Atlantic: a paleontological perspective” de M. Arai. **Brazilian Journal of Geology**, São Paulo, v. 46, n.1, p. 3-7, 2016.

ASMUS, H.E.; BAISCH, P.R. Geological evolution of the Brazilian continental margin. **Episodes**, vol. 4, p. 3–9. 1983

ASMUS, H. E.; PONTE, F.C. **The Brazilian Marginal Basins**. In: *The Ocean Basins and Margins*, v 1, The South Atlantic, A, E Nairn e F.G. (eds). P.87-133, Plenum Press, New York. 1973.

ASMUS HE & PORTO R. Diferenças nos estágios iniciais da evolução da margem continental brasileira: possíveis causas e implicações. **Anais Congresso Brasileiro de Geologia**, 31, Camboriú, 1980. SBG. 1: 225-239, 1980.

ASMUS, H. E.; PORTO, R. Classificação das bacias sedimentares brasileiras segundo a tectônica de placas. **Anais do Congresso Brasileiro de Geologia**, 26, Belém, v. 2, p. 667-690. 1972.

BACCAR, M. A.; LENGLER, R. L. Vinte Anos de Operações Geofísicas na Plataforma Continental Brasileira. **Boletim de Geociências da Petrobras**. Rio de Janeiro, vol. 3, n. ½, p. 117 – 121, 1989.

BASSIOUNI, Z. **Theory, Measurement and Interpretation of Well Logs**. Society of Petroleum Engineers. SPE Textbook Series, 1994. Vol. 4, 384 p.

BAUMGARTEN, C.S. Evolução estrutural de Pampo, Badejo e Linguado durante a deposição da Formação Lagoa Feia. **Boletim Técnico Petrobrás**, Rio de Janeiro, v. 28, n.2, p. 91-101, 1985.

BDEP - BANCO DE DADOS DE EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO. **Produção de petróleo e gás natural por campo** – 2017. Disponível em: <<http://www.bdep.gov.br>>. Acesso em: 16/01/2018.

BEGLINGER, S. E; VAN WEES, J.; CLOETINGH, S.; DOUST, H. Tectonic subsidence history and source-rock maturation in the Campos Basin, Brazil. **Petroleum Geoscience**, vol. 18, p. 153-172, 2012.

BIDDLE, K.T.; WIELCHOWSKY, C. C. Hydrocarbon Traps. In: MAGOON & DOW (eds.) – **Petroleum System – From Source to Trap, AAPG Memoir**, n.60, p. 219-235. 1994.

BRUHN, C. H. L. High – **Resolution Stratigraphy, Reservoir Geometry, and Facies Characterization of Cretaceous and Tertiary Turbidites from Brazilian Passive Margin Basins**. Tese de Doutorado. McMaster University, Hamilton, Ontario – EUA. 669 p, 1993.

BRUHN, C.H.L. & MORAES, M.A.S. Turbiditos brasileiros: caracterização geométrica e faciológica. In: **Anais do 35º Congresso Brasileiro de Geologia**, Belém, SBG, vol. 2, p.824-838, 1998.

BRUHN, C.H.L.; GOMES, J.A.T.; DEL LUCCHESI JR., C.; JOHANN, P.R.S. Campos basin: Reservoir characterization and management – Historical Overview. **Offshore Technology Conference**. p. 1-14, 2003.

CLARKE, S. M.; BURLEY, S. D.; WILLIAMS, G. D. A here dimensional approach to fault seal analysis: juxtaposition & argillaceous smear modelling. **Basin Research**, vol. 17, p. 269 – 288, 2005.

CAINELLI, C.; W. U. MORIAK. Geology of Atlantic Eastern Brazilian Basins. **AAPG International Conference & Exhibition**, Rio de Janeiro, Brazil, p. 67, 1988.

CANFIELD, D. E. Factors influencing organic carbon preservation in marine sediments. **Chemical Geology**, v. 114, p. 315-329, 1994.

CARMINATTI, M. DIAS, J. L; SCARTON, J. C.. Aspectos da evolução tectono-sedimentar e a ocorrência de hidrocarbonetos na Bacia de Campos, Seminário “Origem e Evolução das Bacias Sedimentares”, cap. 21, PETROBRAS, Nova Friburgo – RJ, 1988.

CASTRO, J. C. Evolução dos conhecimentos sobre as coquinas-reservatório da Formação Lagoa Feia no Trend Badejo-Linguado-Pampo, Bacia de Campos. São Paulo, UNESP, *Geociências*, v. 25, n. 2, p. 175-186, 2006.

CHANG, H. K.; ASSINE, M. L.; CORRÊA, F. S.; TINEN, J. T.; VIDAL, A. C.; KOIKE, L. Sistemas Petrolíferos e Modelos de Acumulação de Hidrocarbonetos na Bacia de Santos. **Revista Brasileira de Geociências**, v. 38, n. 2, p. 29-46, 2008.

CHANG, K. K. **Conceitos Básicos de Geologia do Petróleo**. Curso de Regulação em Petróleo e Gás Natural. Unicampo – ANP, Campinas, 1999, 83 p.

CHANG, H.K.; KOWAMANN, R.O.; FIGUEIREDO, A.M.F.; BENDER, A.A. “Tectonics and stratigraphy of the east Brazil rift system: an overview”. **Tectonophysics**, vol. 213, p. 97-138, 1992.

CHANG, H. K.; KOWSMANN, R. O.; FIGUEIREDO, A. M. F.: New concepts on the development of east Brazilian marginal basins. **Episodes**, v.11, nº 3, p.110-121, 1988.

CHANG, H.K & KOWSMANN, R.O. Interpretação Genética das Seqüências estratigráficas das Bacias da Margem Continental Brasileira. **Revista Brasileira de geociências**, 17:74-80, 1987.

COBBOLD, P.R., MEISLING, K.E. and MOUNT, V.S. Reactivation of an obliquely rifted margin, Campos and Santos basins, Southeastern Brazil, *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, 2001.

CONTI, B. P. **Sistemas petrolíferos especulativos da bacia de Pelotas (offshore do Uruguai)**. 2015. 139 p. Dissertação - (mestrado) - Universidade Estadual Paulista, Instituto de Geociências e Ciências Exatas, Rio Claro, 2015. Disponível em: <<http://hdl.handle.net/11449/138494>>.

COSENTINO, L. **Integrated Reservoir Studies**. Paris, Institut Français du Pétrole Publications. Editions Technip, 2001.

DEMAISON, G.; HUIZINGA, B.J. Genetic classification of petroleum systems using three factors: charge, migration and entrapment. In: MAGOON & DOW (eds.) – **Petroleum System – From Source to Trap, AAPG Memoir**, n.60, p. 73-89. 1994.

DEMAISON, G. J.; MOORE, G. T. Anoxic environments and oil source bed genesis. **American Association of Petroleum Geologists Bulletin**, v. 64, n. 8, p. 1179-1209, 1980.

DEMERCIAN, S., P. SZATMARI, and COBBOLD, P. R., Style and pattern of salt diapirs due to thin skinned gravitational gliding, Campos and Santos basins, offshore Brazil, **Tectonophysics**, v. 228, p. 393 – 433, 1993.

DEMING, D. Overburden rock, temperature, and heat flow. In: MAGOON & DOW (eds.) – **Petroleum System – From Source to Trap, AAPG Memoir**, n.60, 165-186. 1994.

DIAS, J.L. Tectônica, estratigrafia e sedimentação no Andar Aptiano da margem leste brasileira. **Boletim de Geociências da Petrobras**, Rio de Janeiro, v.13, n.1, p.7-25. 2004/2005.

DIAS, J. L.; SCARTON, J. C.; ESTEVES, F. R.; CARMINATTI, M.; GUARDADO, L. R. **Aspectos da evolução tectono-sedimentar e a ocorrência de hidrocarbonetos na Bacia de Campos**. In: Raja Gabaglia, G. P. M., E.J. (Coords.) *Origem e evolução de Bacias Sedimentares*. Petrobrás, p. 333-360, 1990.

DIAS, J. L., OLIVEIRA, J.Q. & DE VIEIRA, J.C.: Sedimentological and stratigraphic analysis of the Lagoa Feia Formation, rift phase of Campos Basin, offshore, Brazil. **Revista Brasileira de Geociências**, 18(3), 252-260, Set. 1988

DIAS-BRITO, D.; AZEVEDO, R. L. M. As sequências deposicionais marinhas da Bacia de Campos sob a ótica paleoecológica. In: **Congresso Brasileiro de Geologia**, Goiânia, v.34, 38-49, 1986.

DOW, W. G. Application of oil correlation and source rock data to exploration in Williston basin. **AAPG Bulletin**, v. 58, n. 7, p. 1253-1262, 1974.

DOWNEY, M. W. Hydrocarbon seal rocks. In: MAGOON, L. B. & DOW, W. G. (Eds.). **The Petroleum System – from Source to Trap**, AAPG Memoir, n. 60, 159-164. 1994.

DRAVIS, J. J. Hardened Subtidal Stromatolites, Bahamas. **Science**, Boston, v. 219, n. 4583, p. 385-386, 1983.

EIRAS, J. F. Cenário geológico nas bacias sedimentares no Brasil: Tectônica, sedimentação e sistemas petrolíferos da Bacia do Solimões, Estado do Amazonas. In: **Searching For Oil And Gas In The Land Of Giants Buenos Aires - Anais...** Buenos Aires: Schlumberger, p. 23-31, 1998.

ENGLAND, W. A. Secondary migration and accumulation of hydrocarbons, Chapter 12, Part III: Processes In: MAGGON, L. B. & DOW, W. G. (Eds.) **The Petroleum System – From Source to Trap**. AAPG Memoir 60. Tulsa, Oklahoma, p. 211 – 217, 1994.

ESPITALIÉ, J.; LAPORTE, J. L.; MADEC, M.; MARQUIS, F.; LEPLAT, P.; AULET, J. Méthod rapide de caractérisation des roches mères, de leur potential pétrolier et de leur aligré d' évolution. **Revue de l'Institut Français du Pétrole**, Paris, v. 32, n. 1, p. 23-43, 1977.

ESTRELLA, G. O. Pré-sal: conhecimento, estratégia e oportunidades. In: Fórum Nacional/INA, 20. Edição Extraordinária, 3 dez. 2008. Rio de Janeiro. PASTORE, A. C. **Teatro mágico da cultura, crise global e oportunidade do Brasil**. Rio de Janeiro: J. Olympio, 2008.

ESTRELLA, G., MELLO, M.R., GAGLIANONE, P.C., AZEVEDO, R.L.M., TSUBONE, K., ROSSETTI, E., CONCHA, J. E BRÜNING, I.M.R.A. The Espírito Santo Basin (Brazil) source rock characterization and petroleum habitat. In: **Petroleum geochemistry and basin evaluation - American Association of Petroleum Geologists Bulletin**, 35. Tulsa, p. 253-271, 1984.

FAVORETO, J.; ROHN, R.; LYKAWKA, R.; OKUBO, J. Caracterização sedimentológica dos carbonatos albianos do reservatório Quissamã na porção meridional da Bacia de Campos. **Geociências** (São Paulo – UNESP), v. 35, n.1. Unesp – Rio Claro, p. 1-15, 2016.

FIGUEIREDO, A.M.F.; PEREIRA, M.; MOHRIAK, W.U.; TRINDADE, L.. Salt tectonics and oil accumulation in Campos Basin, offshore Brazil. **AAPG Memoir**, V. 69, P.255, 1984.

GAMBOA, L. A. P.; MACHADO, M. A. P.; SILVA, D. P.; FREITAS, J. T. R.; SILVA, S. R. P. Evaporitos Estratificados no Atlântico Sul: Interpretação Sísmica e Controle Tectono-estratigráfico na Bacia de Santos, IN W. U. MOHRIAK; P. SZATMARI; S. M. C. ANJOS (eds.). **Sal: Geologia e Tectônica**. São Paulo, Beca, pp. 340-59, 2008.

GIBSON S.A., THOMPSON R.N., LEONARDOS O.H., DICKIN A.P., MITCHELL J.G. The Late Cretaceous impact of the Trindade mantle plume - evidence from large-volume, mafic, potassic magmatism in SE Brazil. **Journal of Petrology** n. 36, p.189-229, 1995a.

GONÇALVES, F.T.T., ARAUJO, C.A., PENTEADO, H.L.B., HANSI Jr., G., FROTA, E.S.T., SOLDAN, A.L. Séries naturais: aplicação no estudo da geração e expulsão do petróleo e no mapeamento de oil-kitchens, **Boletim de Geociências da PETROBRAS**, v. 11, n. 1/2, p. 116-131, 1997.

GONTIJO-PASCUTTI, A. H. F., HASUI, Y. SANTOS, M., SOARES JUNIOR, A. V., SOUZA, I. A. As Serras do Mar e da Mantiqueira In: HASUI, Y.; CARNEIRO, C.D.R.; ALMEIDA, F.F.M.; BARTORELLI, A. (Eds.) **Geologia do Brasil**. São Paulo, Beca, 2012, p. 549-571.

GONZAGA, F. G. **Simulação Geoquímica 1D ao longo de uma seção geológica da Bacia de Campos**. Dissertação de Mestrado – Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro, 99 f., 2005.

GUARDADO, L.R., MELLO, M. R., SPADINI, A. R., BRANDAO, J. S. L. Petroleum System of the Campos Basin, Brazil: **AAPG memoir 73**, 2000.

GUARDADO, L.R., WOLFF, B., BRANDAO, J.A.S.L. Campos Basin, Brazil, a model for producing Atlantic type basins. **Proceedings Offshore Technology Conference**, Houston, May, 12 p, 1997.

GUARDADO, L.R.; GAMBOA, L.A.P.; LUCCHESI, C.F. Petroleum Geology of the Campos Basin, Brasil, a Model for a Producing Atlantic Type Basin. In: EDWARDS, J.D. & SANTOGROSSI, P.A. eds., **Divergent/passive margin basins: AAPG Memoir 48**, p. 3-80.1989.

HABERMANN, L.; VINCENELLI, M. G. C.; CONTRERAS, S. A. C.; PERINOTTO, J. A. J. Caracterização geológica da distribuição de reservatórios carbonáticos albianos, sudoeste da Bacia de Campos (Brasil). **Geociências** (São Paulo – UNESP), v. 37, n.3. p. 279-298, 2018.

HALBOUTY, M. T.; R. T. KING, H. D. KLEMME; R. H. DOTT; MEYERHOFF, A.A. 1970. World's giant oil and gas fields, geologic factors affecting their formation, and basin classification, Part II—factors affecting formation of giant oil and gas fields, and basin classification. IN: HALBOUTY, M. T. (ed) - **Geology of giant petroleum fields: AAPG Memoir 14**, p.528-555, 1970.

HAQ, B.; HARDENBOL, J.; VAIL, P.R. Chronology of fluctuating sea level since Tria ssic (250 million years to present). **Science**, vol. 235, p. 1156-1167, 1987.

HERLINGER JUNIOR, R. **Controles deposicionais e diagenéticos das propriedades petrofísicas dos reservatórios Aptianos/Barremianos do Grupo Lagoa Feia no norte da Bacia de Campos**. Dissertação (Mestrado). IGEO/UFRGS. Universidade Federal do Rio Grande do Sul. Programa de Pós-Graduação em Geociências. Instituto de Geociências. Porto Alegre, RS - BR, 124 p., 2016.

HORSFIELD, B.; RULLKÖTTER, J. Diagenesis, catagenesis and metagenesis of organic matter. *In*: MAGOON, L.B. & DOW, W.G., eds., **The petroleum system – From source to trap: American Association of Petroleum Geologists Memoir 60**. Tulsa, p. 189 – 199, 1994.

HORSCHUTZ, P. & SCUTA, M.S. Fácies-perfis e mapeamento de qualidade do reservatório de coquinas da Formação Lagoa Feia do Campo de Pampo. **Boletim de Geociências da Petrobrás**, v. 6, n. 1/2, p. 45-58, 1992.

HUNT, J. M.. **Petroleum Geochemistry and Geology**. Freeman and Company, San Francisco, California, 1979. 617 p.

JAHNERT R., FRANÇA A., TRINDADE L. A. F., QUINTAES C., SANTOS P., PESSOA J., BEDREGAL R. The Petroleum System of Campos Basin. **AAPG Search and Discovery**. *In*: AAPG International Conference and Exhibition Abstracts, 1998.

KNEBEL, G.; RODRIGUEZ – ERASO, G. Habitat of some oil. **AAPG Bulletin**, v. 40, n. 4, p. 546-561, 1956.

KNIFE, R. J.; FISHER, Q., J.; JONES, G.; CLENNELL, M. R.; FARMER, A. B.; HARRISSON, A.; KIDD, B.; MCALLISTER, E.; PORTER, J. R.; WHITE, E. A. Fault seal analysis: successful methodologies, application and future directions. *In*: MOLLER-PEDERSEN, P.; KOESTLER, A.G. (Eds.) **Hydrocarbon seals: Importance for exploration and production: NPF special publication 7**, p. 15-40, 1997.

KOMINZ, M. A. Oceanic ridge volume and sea level change – An error analysis. *In*: J. Schlee, ed. Interregional uncorformities and hydrocarbon accumulation. **AAPG Memoir 36**, p. 109-127, 1984.

LEVORSEN, A.I. **Geology of Petroleum**. 2nd Edition, W. H. Freeman and Company, San Francisco, CA, 1967, 724 p.

LOPES, M. F. B. V. **Caracterização Geológica da Província Petrolífera de Campos**. 196 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Civil) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2004.

LOWE, D. R. Sediment gravity flows II: depositional models with special reference to the deposits of high density turbidity currents. **Journal of Sedimentary Petrology**, vol. 52, p. 279-297, 1982.

MAGOON, L. B.; BEAUMONT, E. A. Petroleum System. In: BEAUMONT, E. A. & FOSTER, N. H. (eds.) – **Exploring for oil and gas traps: American Association of Petroleum Geologists Treatise of Petroleum Geology**, p. 3.1 – 3.34, 1999.

MAGOON, L.B., DOW, W.G. “The Petroleum System”, In MAGOON, L.B. & DOW, W.G., eds., **The petroleum system – From source to trap**: American Association of Petroleum Geologists Memoir 60, pp. 3-24, 1994.

MAGOON, L. B. The petroleum system — status of research and methods. **USGS Bulletin** 1912, 88 p., 1989.

MARTINS, F.A., SAD, A.R.S, SCARTON, J.C., DE OLIVEIRA, J.Q., MOREIRA, J.L. Mapeamento regional dos turbiditos da Bacia de Campos, do Neo-Albiano ao Mioceno. In: 4º **Congresso Brasileiro de Petróleo (Trabalhos apresentados)** TT-208, 9 p. Instituto Brasileiro de Petróleo, Rio de Janeiro, 1990.

MCCARTHY, K.; ROJAS, K.; NIEMANN, M.; PALMOWSKY, D.; PETERS, K. & STANKIEWICZ, A. Basic Petroleum Geochemistry for Source Rock Evaluation. **Oilfield Review**, vol. 23, n. 2. 2011.

MEISTER, E.M. Geology of petroleum in Campos Basin, Brazil, *Bulletin of the American Association of Petroleum Geologists*, v.4, n.28, p. 506, 1984.

MEISLING, K.M.; COBBOLD, P.R.; MOUNT, V.S.. Segmentation of an obliquely rifted margin, Campos and Santos basins southeastern Brazil. **AAPG Bulletin**, 85, p. 1903- 1924. 2001.

MELLO, M. R., MOHRIAK W. U., KOUTSOUKOS E. A. M., BACOCOLI G. Selected petroleum systems in Brazil. In Magoon L. B. and Dow W. G., eds., the petroleum system from source to trap, *AAPG Memoir*, 60: 499–512, 1994.

MELLO, M. R., KOUTSOUKOS, E. A., SANTOS NETO, E. V. & TELLES, A. S., JR.. Geochemical and micropaleontological characterization of lacustrine and marine hypersaline environments from Brazilian basins. In: Katz, B. J. & Pratt, L. (eds) *Source Rocks in a Sequence Stratigraphic Framework*. **AAPG Memoir 68**, 17–34, 1993.

MELLO, M. R., TELNAES, N., GAGLIANONE, P. C., CHICARELI, M. J., BRASSELL, S. C. & MAXWELL, J. R. Organic geochemical characterization of depositional palaeoenvironments of source rocks and oils in Brazilian marginal basins., 1988. In: Mattavelli, L. & Novelli, L. (eds) **Advances in Organic Geochemistry**, 1988. Pergamon, Oxford, 31–45.

MILANI, E.; ARAÚJO, L. M. Recursos Minerais Energéticos: Petróleo. In: BIZZI, L.A; SCHOBENHAUS, C.; VIDOTTI, R. M.; GONÇALVES, J.H. (Eds). **Geologia, Tectônica e Recursos Minerais do Brasil**. Brasília: CPRM, p. 541 – 576, 2003.

MILANI, E. J.; BRANDÃO, J. A. S. L.; ZALÁN, P. V.; GAMBOA, L. A. Petróleo na Margem Continental Brasileira: Geologia, Exploração, Resultados e Perspectivas. **Brazilian Journal of Geophysics**, Vol. 18, n. 3, p. 351-396. 2001.

MILANI, E.J., ZALÁN, P.V. Brazilian Geology Part 1: The Geology of Paleozoic Cratonic Basins and Mesozoic Interior Rifts of Brazil. In: **AAPG, International Conference & Exhibition**, Rio de Janeiro. Short Course Notes. 1998.

MIZUSAKI, A. M. P. **Rochas ígneo-básicas do Neocomiano da Bacia de Campos – caracterização e comportamento como reservatório de hidrocarbonetos**. Dissertação de Mestrado. UFRJ, 104 p., 1986.

MOHRIAK, W.U., MELLO, M.R., KARNER, G.D., DEWEY, J.F., MAXWELL, J.R., Petroleum geology of the Campos Basin, offshore Brazil, ed., In: *Classic petroleum provinces*, **AAPG Geological Special Publication**, n. 50, p. 119-141, 1990a.

MOHRIAK, W.U., M.R. MELLO, Karner, G.D, J. F. DEWEY; J.R. MAXWELL,. Structural and stratigraphic evolution of Campos Basin, offshore Brazil, in A. J . Tankard and H. R. Balkwill (Editors), *Extensional Tectonics of North Atlantic Margins*. **AAPG Memoir 46**, p. 577 – 598, 1990b.

MORAIS, J. M. **Petróleo em águas profundas: uma história tecnológica da Petrobras na exploração e produção offshore**. Brasília: Ipea: Petrobras, 2013. 424 p.: il., gráfs., mapas, tabs.

MUTTI, E.; RICCI LUCCHI, F. The significance of certain sequential units in turbidite series: **Bulletin de la Societe Geologique de France**, v. 16/6, p. 577-582, 1975.

NASCIMENTO, L. F. **Modelo Geológico 3D de reservatório carbonático albiano no sudoeste da Bacia de Campos (RJ)**. Dissertação de Mestrado, 147 p. IGCE – Unesp, Rio Claro, 2016.

OJEDA, H.A. Structural framework, stratigraphy and evolution of Brazilian marginal basins. **American Association of Petroleum Geologists Bulletin**, v. 66, no. 6, p. 732-749. 1982.

OKUBO, J.; LYKAWKA, R.; WARREN, L.V.; FAVORETO, J.; DIAS-BRITO, D. Depositional, diagenetic and stratigraphic aspects of Macaé Group carbonates (Albian): example from an oilfield from Campos Basin. **Brazilian Journal of Geology**, São Paulo, v. 45, n. 2, p. 243-258, 2015.

PAPATERRA, G. E. Z. **Pré-sal: Conceituação Geológica sobre uma Nova Fronteira Exploratória no Brasil**. Dissertação de mestrado. Instituto de Geociências, Universidade Federal do Rio de Janeiro, 94 p., 2010.

PEREIRA, M.J., TRINDADE, L.A.F., GAGLIANONE, P.C. Origem e evolução das acumulações de hidrocarbonetos na Bacia de Campos, **XXXIII Congresso Brasileiro de Geologia**, Rio de Janeiro, RJ, v.10, p. 4763-4777, 1984.

PERES, W.E., 1990, **Seismic-stratigraphic study of the Oligocene-Miocene shelf-fed turbidite systems of the Campos Basin, Brazil**: Ph.D. Thesis, The University of Texas at Austin, 188p. 1990.

PERRIER, J., RAIGA-CLEMENCEAU, J. Temperature measurements in boreholes, in Durand, B. (ed.): **Thermal Phenomena in Sedimentary Basins**, IFP Exploration Research Conferences, Ed. Technip, Paris, p. 47-54, 1984.

PERRODON, A. Dynamics of oil and gas accumulations: **Pau**, Elf Aquitaine, p. 187-210, 1983.

PETERS, K.E., WALTERS, C.C., MOLDOWAN, J.M. **The Biomarker Guide**. Cambridge University Press, Cambridge, 2005, 1155 p.

PETERS, K.E.; CASSA, M.R. Applied Source-Rock Geochemistry. In: MAGOON, L.B. & DOW, W.G., (eds.). **The Petroleum System - From Source to Trap**. **American Association of Petroleum Geologists**, Tulsa, p. 93-120. 1994.

PETERSOHN, E. Potencial Petrolífero Brasileiro e as Rodadas de Licitações da ANP. **Seminário Técnico da 5ª Rodada de Partilha da Produção**. ANP - Agência Nacional do Petróleo. Agosto, 2018. Disponível em: http://www.anp.gov.br/images/Palestras/SDB_011.2018_potencial_petrolifero_brasileiro.pdf

PGT - PETROLEUM GEOSCIENCE TECHNOLOGY. Geologia do Petróleo. Disponível em https://albertowj.files.wordpress.com/2010/03/geologia_do_petroleo.pdf. Acesso em: 26/09/2017.

PITMAN, W.C. Relationship between eustacy and stratigraphic sequences of passive margins. **Geological Society of America Bulletin**, v. 80, p.1389-1403, 1978.

PONTE, F.C.; ASMUS, H. E. As bacias marginais brasileiras: estágio atual de conhecimento. **Boletim e Geociências da Petrobrás**, v. 12(2), p. 385-420, 2004.

PONTE, F.C. & ASMUS, H.E. Geological framework of the Brazilian continental margin. **Berlin, Geologische Rundschau**, v.67, n°1, p.201-235. 1978.

RANGEL, H. D.; MARTINS, F. A. L.; ESTEVES, F. R.; FEIJÓ, F.J. Bacia de Campos. **Boletim de Geociências da Petrobras**, Rio de Janeiro, v.8, n.1. p. 2003-218, 1994.

RANGEL, H.D.; MARTINS, C.C. Main exploratory compartments, Campos basin, Chapter 2: Geologic Scenario in the Brazilian Sedimentary Basins. In: **Searching for Oil and Gas in the Land of Giants: Search**. Schlumberger, Rio de Janeiro, 32–40, 1998.

RICCOMINI, C., SANT'ANNA, L.G., TASSINARI, C.C.G. Pré-sal: geologia e exploração. **Revista USP**, vol. 9, p.33-42. 2012.

RIDER, M. **The Geological Interpretation of Well Logs**. 2nd. ed. Sutherland: Rider-French Consulting Ltd, 2000. 280 p.

ROBAINA, L. E. S., FORMOSO, M. L. L., SPADINI, A. R. Carbonatos reservatório da Formação Macaé, bacia de Campos, RJ, Brasil (parte 1) – Contribuição à geoquímica dos carbonatos. **Geochimica Brasiliensis**, Rio de Janeiro, v. 5, n. 1/2, p. 53-67, 1991.

ROSA, M. C. **Análise geológico-geofísica de reservatórios carbonáticos neobarremianos – eopatianos da seuência das coquinas, Formação Coqueiros, Grupo Lagoa Feia, sudoeste da Bacia de Campos**. Dissertação de Mestrado, 187 p. IGCE – Unesp, Rio Claro. 2016.

SCHALLER, H. Estratigrafia da Bacia de Campos. In: **Congresso Brasileiro de Geologia**, 27, Anais. Aracaju, SBG, v. 3, p. 247-258, 1973.

SCHMÖKER, J. W. Volumetric calculation of hydrocarbon generated. In: MAGOON, L. B.; DOW, M. G. (Eds.) **The Petroleum System – From Source to Trap**. AAPG Memoir 60, 1994, p. 323 – 326.

SCHMIDT, R. O. R. **Caracterização especial geológico-geofísica dos turbiditos eocênicos nos campos de Enchova e Bonito, Bacia de Campos – RJ**. Dissertação de Mestrado, 98 p. IGCE – Unesp, Rio Claro. 2016.

SPADINI A. R.; ESTEVES, F. R.; DIAS-BRITO, D.; AZEVEDO, R. L. M.; RODRIGUES, R. The Macaé Formation, Campos Basin, Brazil: Its evolution in the context of the initial history of the South Atlantic. **Revista Brasileira de Geociências**, Rio Claro, v. 18, n. 3, p. 261-272, 1988.

SPADINI, A. R. Oolitos: sua ocorrência na Formação Macaé, Bacia de Campos e sua importância como formadores de reservatórios de hidrocarbonetos. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE GEOLOGIA, 34., Goiânia. **Anais...** Sociedade Brasileira de Geologia, p. 1689-1700, 1986.

THOMAS, J. **Fundamentos de Engenharia de Petróleo**. Editora Interciência, Rio de Janeiro, 2001, 271 p.

TISSOT, B. P.; DURAND, J. ESPITALIÉ, A. COMBAZ. Influence of the nature and diagenesis of organic matter in the formation of petroleum. **AAPG Bulletin**, v. 58, p. 499 - 506, 1974.

TISSOT, B.P. & WELTE, D.H.. **Petroleum formation and occurrence**. 2^a ed., Berlim, Springer-Verlag, 1984, 699 p.

ULMISHEK, G. Stratigraphic aspects of petroleum resource assessment, *in* D. D. RICE, ed., **Oil and gas assessment— methods and applications: AAPG Studies in Geology**, v. 21, p. 59-68, 1986.

VALENTE, S.C., CORVAL, A., DUARTE, B.P., ELLAM, R.B., FALLICK, A.E., MEIGHAN, I.G., DUTRA, T. Tectonic boundaries, crustal weakness zones and plume-subcontinental lithospheric mantle interactions in the Serra do Mar Dyke Swarm, SE Brazil. **Revista Brasileira de Geociências**, 37, 194-20, 2007.

VERWEIJ, J. M. **Hydrocarbon migration systems analysis**. Developments in Petroleum Science 35, Elsevier (Amsterdam), 1993, 276 pp.

WAPLES, D.W. Maturity modeling: thermal indicators, hydrocarbon generation and oil cracking. In: MAGOON, L. B.; DOW, W. G. (Eds.). **The Petroleum System - From Source to Trap**. AAPG Memoir 60, 1994a, p. 285-306.

WAPLES, D.W. Modeling of sedimentary basins and petroleum systems. In: MAGOON, L. B.; DOW, D. G. (Eds.). **The petroleum System - From Source to Trap**. AAPG Memoir 60, 1994b, p. 307-322.

WILSON, M. Magmatism and the geodynamics of basin formation. **Sedimentary Geology**, v. 86: 5-29. 1993.

WINTER, W.R.; JAHNERT, R.J.; FRANÇA, A.B. Bacia de Campos. **Boletim de Geociências da Petrobrás**, v. 15(2), p. 511-529, 2007.