

Trabalho de Conclusão de Curso

Curso de Graduação em Geologia

CARACTERIZAÇÃO SÍSMICA DE ASPECTOS TECTONO-ESTRATIGRÁFICOS DA
REGIÃO DO CAMPO DE RONCADOR (CRETÁCEO SUPERIOR) – BACIA DE
CAMPOS - BRASIL

Lucas Moreira Furlan

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

Dra. Maria Gabriela Castillo Vincentelli (coorientadora)

Rio Claro (SP)

2017

UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA
Instituto de Geociências e Ciências Exatas
Câmpus de Rio Claro

LUCAS MOREIRA FURLAN

CARACTERIZAÇÃO SÍSMICA DE ASPECTOS
TECTONOESTRATIGRÁFICOS DA REGIÃO DO CAMPO
DE RONCADOR (CRETÁCEO SUPERIOR) - BACIA DE
CAMPOS – BRASIL.

Trabalho de Conclusão de Curso
apresentado ao Instituto de Geociências e
Ciências Exatas - Câmpus de Rio Claro, da
Universidade Estadual Paulista Júlio de
Mesquita Filho, para obtenção do grau de
Geólogo.

Rio Claro - SP

2017

551.7 Furlan, Lucas Moreira
F985c Caracterização sísmica de aspectos tectono estratigráficos da região do campo de Roncador (cretáceo superior) – Bacia de Campos – Brasil / Lucas Moreira Furlan. - Rio Claro, 2017
63 f. : il., figs., tabs., mapas

Trabalho de conclusão de curso (Geologia) - Universidade Estadual Paulista, Instituto de Geociências e Ciências Exatas
Orientador: José de Alexandre Jesus Perinotto
Coorientadora: Maria Gabriela Castillo Vincentelli

1. Geologia estratigráfica. 2. Reativação tectônica. 3. Halocinese. 4. Vazamentos de óleo. 5. Formação Carapebus. 6. Formação Ubatuba. I. Título.

Ficha Catalográfica elaborada pela STATI - Biblioteca da UNESP
Campus de Rio Claro/SP - Ana Paula Santulo C. de Medeiros / CRB 8/7336

**Dedico este trabalho aos meus pais, Cris e Nei – a quem devo tudo o que sou.
Também aos meus irmãos, Matheus e Giovanna, meus primeiros e melhores amigos.
E à minha avó Alzira - a joia de minha vida.**

AGRADECIMENTOS

Agradeço à Universidade Estadual Paulista “Júlio de Mesquita Filho”, por proporcionar as condições e estruturas necessárias ao aprendizado da Geologia.

Ao Prof. Dr. José de Alexandre Jesus Perinotto, ao Dr. Sergio A. C. Contreras e especialmente à Dr^a Maria Gabriela Castillo Vincentelli pela orientação, incentivo, ensinamentos e, principalmente, amizade.

Ao Unespetro e à Petrobrás e todo seu corpo técnico e de apoio, pelo suporte financeiro e de infraestrutura.

Aos meus irmãos de coração Luís Gustavo Trettel Pelisam e Wallace Soares Teixeira por todos os anos de amizade, ensinamentos e histórias.

Gostaria de agradecer aos amigos e familiares que sempre me apoiaram, antes e durante esta graduação.

Aos meus pais, Cris e Nei, meus irmãos Matheus e Giovanna e à minha avó Alzira, pelo amor incondicional, incentivo, compreensão. Meus exemplos e amores eternos.

Aos amigos que foram a melhor parte desta graduação: Varvito (Luís), Dobby (Wallace), Giovana, Sequoía (Rômulo), Fer, Taís, Sarah, Vanderlei, Ralo (Jonas), Leitoa (Daniel), Pati, Léo, Luana, Luci, toda a turma Geová 2013 e tantos outros amigos que fizeram cada dia ser especial. Aos amigos que mesmo não sendo desta graduação são os melhores: Letícia, Caique, Júnior e Samuel. E às amigas que sempre me trouxeram luz: Mônica e Dona Amélia.

Por fim, agradeço a Deus pelas oportunidades e pessoas que encontrei em meu caminho. Todas foram essenciais para me tornar a pessoa que hoje sou.

“[...]em sua curva descendente, que a roda estava girando de novo, devagar, porém logo seria mais rápida, girando mais uma vez em seu imutável movimento de mudança. ”

(Natalie Babbit)

RESUMO

O alvo de estudos do presente trabalho consiste na caracterização sísmica de aspectos tectonoestratigráficos do Campo de Roncador, na Bacia de Campos. A região do campo de Roncador possui em seu histórico alguns vazamentos de óleo no fundo marinho, tornando importante os estudos de caráter regional que proporcionem uma abordagem integrada dos principais níveis reservatórios e feições estruturais associadas, a fim de entender o embasamento geológico por trás dos recorrentes vazamentos de óleo. Neste contexto, a análise de linhas sísmicas integradas com dados de poços perfurados na região, visam contribuir para a caracterização tectonoestratigráfica, definindo como as falhas se comportam desde o principal nível reservatório (Formação Carapebus – Cretáceo Superior) até o fundo marinho e para uma breve análise da influência da movimentação halocinética neste nível produtor. A correlação de poços realizada permitiu confirmar a extensão e espessura dos corpos turbidíticos identificados na sequência Mesozoica e sua homogeneidade. Os dados sísmicos interpretados, em associação aos mapas estruturais, permitiram caracterizar os principais horizontes estratigráficos - Fm. Emborê (Membro São Tomé), Fm. Ubatuba (Grupo Campos), reservatórios da Fm. Carapebus (Grupo Campos), Fm. Outeiro (Grupo Macaé), Formação Quissamã (Grupo Macaé) e Fm. Retiro, além dos domos salinos), e as principais estruturas geológicas associadas. Três falhamentos de expressão regional foram observados, originados de reativação tectônica iniciada há pelo menos 15 Ma – um a sul da região (com direção NE-SW) e dois a norte, sendo estes últimos um sistema graben (com direção SE-NW). Com isso, foi possível a medição de seus rejeitos de mergulhos (em média de 90 metros), e a análise da extensão das mesmas - confirmando a proposição de que algumas falhas se estendem desde a superfície Aptiana até o fundo marinho, passando, neste intervalo, pela Fm. Carapebus. Os falhamentos regionais, se associados com reservatórios mais rasos, mostram-se como um potencial motivo à maior suscetibilidade aos vazamentos de óleo.

Palavras-chave: Reativação tectônica. Halocinese. Vazamentos de óleo. Formação Carapebus. Formação Ubatuba.

ABSTRACT

The main subject is the seismic characterization of tectono-stratigraphic aspects of the Roncador Oil Field's region, in the Campos Basin. The region of Roncador oil field shows constant history of oil leaks on the sea bottom, in this way, regional studies that provide an integrated approach of the main reservoir levels and its associated structural features are very important, in order to understand the geological basis behind the recurrent leaks of Oil. In this context, the analysis of 8 seismic lines integrated with data from wells drilled in the region, aim to contribute to the tectono-stratigraphic characterization, defining how the faults cut from the main reservoir level (Carapebus Formation - Upper Cretaceous) to the sea bottom, and a brief analysis of the halokinetic movement at this producer level. Well correlation allows to confirm areal distribution and thickness of the turbidite bodies of the Fm. Carapebus and its homogeneity. The interpreted seismic data, in association with structural maps, were used for the characterization of the main stratigraphic horizons and main associated structures. Three faults of regional expression were observed, all of them originated by the basement's tectonic reactivation - one at the South of the evaluated region and two to the North of it. The last-mentioned faults form a graben system with main direction SE-NW. With this, it was possible to measure their fault's slip (90 meters in average), and the analysis of their dimension - confirming the proposition that some faults extend from the Aptian surface to the sea bottom. Regional faults, if associated with shallower reservoirs, are shown as a potential reason for greater susceptibility to oil leaks.

Keywords: Tectonic reactivation. Halokinese. Oil leaks. Carapebus Formation. Ubatuba Formation.

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO.....	11
1.1 Área de estudo.....	13
1.2 Objetivos.....	14
2. CONTEXTO GEOLÓGICO DA BACIA DE CAMPOS.....	15
2.1 Aspectos gerais.....	15
2.2 Evolução Tectono-sedimentar.....	15
2.3 Arcabouço estratigráfico.....	18
2.3.1 Supersequência Rifte (Fase Rifte).....	19
2.3.2 Supersequência Pós-Rifte (Fase Pós-Rifte).....	19
2.3.3 Supersequência Drifte (Fase Drifte).....	21
2.4 Geologia Estrutural da Bacia de Campos.....	22
2.5 Geologia Local.....	24
3. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA.....	26
3.1 Perfilagem geofísica.....	26
3.1.1 Perfil de Raio Gama (GR).....	26
3.1.2 Perfil Sônico (DT).....	27
3.1.3 Perfil de resistividade (ILD).....	28
3.1.4 Perfil de Densidade (RHOB).....	28
3.2 Sísmica de Reflexão.....	29
4. MÉTODOS E ETAPAS DE TRABALHO.....	31
4.1 Levantamento bibliográfico.....	31
4.2 Banco de dados.....	32
4.3 Correlação de poços.....	34
4.3.1 Display gráfico de perfis de poço.....	34
4.3.2 Correlação de poços.....	37
4.4 Interpretação sísmica.....	38
4.5 Confeção de mapas de contorno estrutural.....	40
4.6 Análise Tectono-Estratigráfica.....	41
5. RESULTADOS E DISCUSSÕES.....	42

5.1 Correlação de poços	42
5.2 Interpretação sísmica	45
5.3 Mapas de contorno estrutural	48
6. ANÁLISE TECTONO-ESTRATIGRÁFICA	54
7. CONCLUSÕES.....	57
8. REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICAS	58

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Mapa esquemático das principais bacias marginais brasileiras. (Fonte: ANP).....	11
Figura 2: Localização da área de estudo no contexto da Bacia de Campos, com destaque ao campo petrolífero abordado.....	13
Figura 3: Fases da evolução tectonosedimentar das bacias marginais brasileiras.....	17
Figura 4: Seção esquemática da Bacia de Campos. Fonte: Rangel et al. (1998).	18
Figura 5: Carta Estratigráfica da Bacia de Campos. Fonte: Winter et al. (2007).	20
Figura 6: Principais estruturas extensionais relacionadas ao embasamento e Fase Rifte. ...	23
Figura 7: Mapa dos principais campos turbidíticos da Bacia de Campos. Em destaque, campo de Roncador. Fonte: Modificado de Prochnow (2006).	24
Figura 8: Coluna estratigráfica referente aos intervalos estudados no presente trabalho.	25
Figura 9: Modelo representando a aquisição sísmica onshore e offshore.....	30
Figura 10: Fluxograma com as etapas de trabalho em ordem cronológica.	31
Figura 11: Localização dos poços – em azul – e das linhas sísmicas – em vermelho - na região do campo de Roncador.	34
Figura 12: Exemplo de planilha de dados de atributos sísmicos organizados de acordo com a profundidade do poço 1RJS-0305-RJ. Os espaços em branco são representativos de regiões onde não houve aquisição de dados no poço.	35
Figura 13: Perfil do poço 1RJS-0305-RJ, gerado a partir da planilha.	36
Figura 14: Em verde, localização da seção 1 e os respectivos poços correlacionados.	37
Figura 15 :Calibração realizada pelo poço 1RJS-0305-RJ.....	39
Figura 16: Exemplo de interpretação sísmica (linha 0576), com os principais horizontes representados e as principais feições estruturais.	40
Figura 17: Seção 1 - Correlação dos poços 3AB_0002_RJS, 1RJS_0305_RJ e 3JS-0334_RJ.....	Erro!
Indicador não definido.	
Figura 18: Interpretação sísmica da linha 66-08.	45
Figura 19: Interpretação sísmica da linha 0576 com os principais horizontes representados e as principais feições estruturais.	46
Figura 20: Interpretação da linha sísmica 66-35.	47
Figura 21: Trecho da linha sísmica 66-35 com alguns rejeitos de mergulho real identificados. Linha perpendicular a falha na porção sul da região do campo de Roncador.	47
Figura 22: Mapa de contorno estrutural do fundo marinho - com ênfase nas falhas identificadas tanto no mapa quanto nas linhas sísmicas.	49
Figura 23: Comparativo entre modelo esquemático de um sistema de gráben com as feições encontradas no mapa de contorno estrutural para o fundo marinho.	50
Figura 24: Mapa de contorno estrutural da Formação Carapebus - com ênfase nas falhas identificadas tanto no mapa quanto nas linhas sísmicas.	51
Figura 25: Modelo 3D simplificado da superfície da Formação Carapebus. Com ênfase para a influência da halocinese neste nível. (Setas em vermelho indicando as deformações no horizonte provocadas pela halocinese).	52
Figura 26: Mapa magnetométrico - cores quentes (vermelho e roxo) representam altos estruturais e intrusões basálticas.....	53
Figura 27: Mapa gravimétrico, representando a configuração do embasamento da bacia - cores quentes (verdes) representam os altos estruturais.....	53

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Valores de radioatividade para algumas litologias.	27
Tabela 2: Intervalo de trânsito de ondas mecânicas em algumas litologias.....	27
Tabela 3: Valores de resistividade esperados para cada tipo de fluido presente no reservatório.....	28
Tabela 4: Valores padrão de densidade para algumas rochas e fluidos.....	28
Tabela 5: Informações de coordenadas, categoria, profundidade e espessura da lâmina d'água dos poços presentes no estudo.	32
Tabela 6: Dados de poço e informações geofísicas cedidas pela ANP.	33
Tabela 7: Informações de linhas sísmicas - nome e orientação.....	33
Tabela 8: Seção SW/NE com os poços que foram correlacionados.	37
Tabela 9: Velocidade encontrada no perfil sônico (DT), para as formações esperadas.	38

1. INTRODUÇÃO

A Bacia de Campos é a principal bacia sedimentar já explorada na costa sudeste brasileira, sendo atualmente responsável por 50% da produção nacional de petróleo e 22% da produção nacional de gás natural (ANP, 2017). Sua exploração teve início na década de 1970, com a descoberta do campo de Garoupa em reservatórios carbonáticos, sendo reconhecida mundialmente com a descoberta do campo de Namorado – em turbiditos do Albiano-Cenomaniano – em 1973.

Descobertas mais recentes, como o campo de Roncador (1996), alvo deste estudo, indicam a presença de importantes reservatórios de hidrocarbonetos, relacionado ao Cretáceo Superior, nas bacias brasileiras de margem passiva (Figura 1).



Figura 1: Mapa esquemático das principais bacias marginais brasileiras. (Fonte: ANP)

Desde o início da exploração, diversos pesquisadores debruçam-se sobre a Bacia de Campos a fim fornecer melhores práticas para a pesquisa e prospecção dos hidrocarbonetos ali jazidos, como Schaller (1973), que contribuiu para a confecção dos primeiros estudos estratigráficos, seguido por Rangel et al. (1994) e, mais recentemente, Winter et al. (2007). Acerca do tratamento dos dados geofísicos ali coletados e suas consequências estruturais, o presente trabalho se baseia nos estudos de Vincentelli et al. (2015) - e seus antecessores e sucessores.

O poço de descoberta do campo de Roncador (1-RJS4386A) foi responsável por caracterizar, na década de 90, o principal nível reservatório de hidrocarbonetos, com 153 metros de espessura, localizado em arenitos turbidíticos do Cretáceo Superior – mais especificamente no Maastrichtiano (72.1 – 66 M.a.) – inclusos na Formação Carapebus.

Desde sua descoberta, o campo de Roncador vem cada vez mais se consolidando como um dos principais produtores de óleo não só da Bacia de Campos, mas de toda a costa brasileira – nos últimos meses de 2016 e em 2017 foi, na maioria deles, o segundo maior produtor de óleo do Brasil (ANP, 2016; 2017), possuindo reserva estimada de 9.2 bilhões de barris.

Uma das principais questões é que ao decorrer de seu histórico de produção, Roncador mostrou-se um campo com maior susceptibilidade a derramamentos de óleo em águas marinhas. Assim, passam a ser fundamentais estudos de caráter regional, que proporcionem uma abordagem integrada dos principais níveis reservatórios e feições estruturais associadas, a fim de contribuir para o entendimento da geologia regional e sua influência nos possíveis vazamentos de óleo.

Ademais, a escassez de novas descobertas de jazidas de hidrocarbonetos, combinado com a falta de recursos generalizada – tanto no setor público quanto privado - para o investimento em pesquisa de novas áreas de exploração, resulta no interesse de aprofundamento de pesquisas em áreas já exploradas e que apresentam, ainda, potencial acúmulo de óleo e gás em subsuperfície.

Destarte, o estudo aqui apresentado justifica-se em ambos os contextos, utilizando dados geofísicos de domínio público para a caracterização regional dos principais reservatórios associados ao campo de Roncador, bem como a caracterização geofísica das falhas geológicas presentes desde o Maastrichtiano até o Quaternário, muitas das quais atingem o substrato marinho, e a definição de sua evolução geológica relacionada ao nível reservatório principal. Por meio do emprego

de softwares apropriados e visões apoiadas no sistema de falhas Neotectônicas regional – utilizando técnicas como correlação de poços e a integração de dados sísmicos (2D).

1.1 Área de estudo

A área de estudo está inserida no contexto geológico da Bacia de Campos, situada entre os paralelos 21° e 23° sul, na costa sudeste do Brasil, cobrindo uma área com cerca de 100.000 km², atingindo lâminas d'água de 3400 (GUARDADO, et al., 2000). Limita-se ao norte com a Bacia do Espírito Santo pelo Arco de Vitória, e ao sul com a Bacia de Santos pelo Alto de Cabo Frio (RANGEL et al., 1994).

O foco do estudo, o campo exploratório de Roncador, é localizado na porção norte da Bacia de Campos, 130 km da costa brasileira, em grandes profundidades – que variam de 1500 a 1900 m – e possui uma área de 397,6 km² (Figura 2).

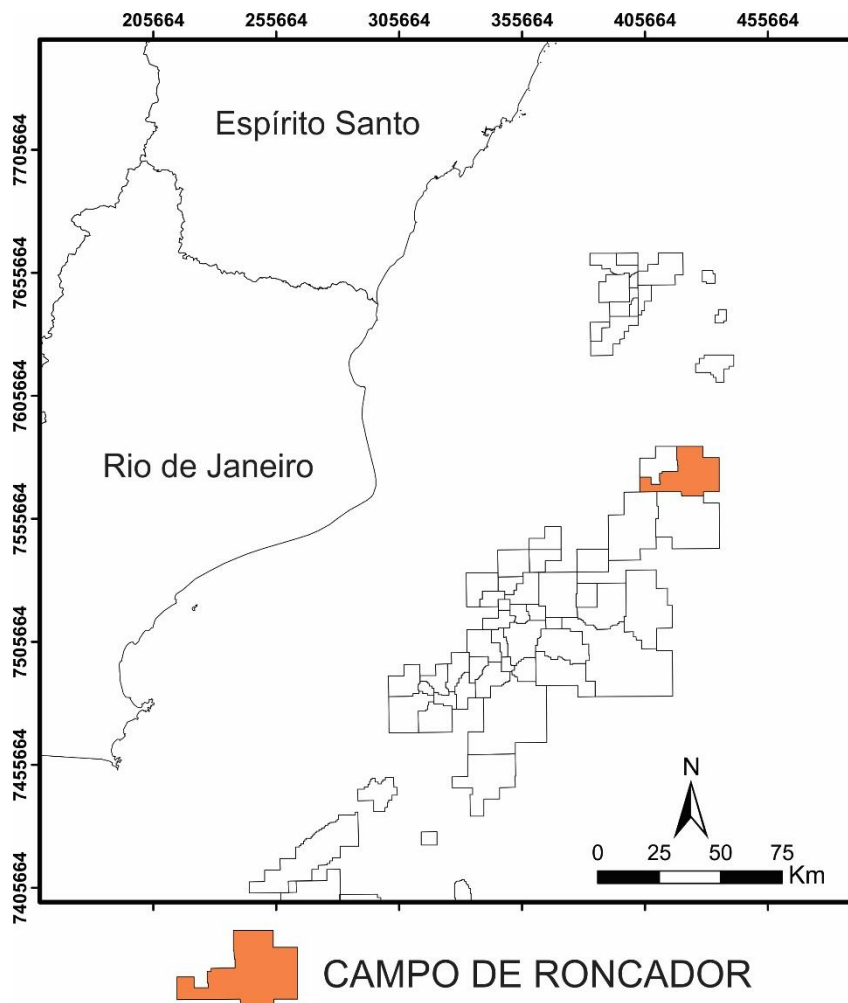


Figura 2: Localização da área de estudo no contexto da Bacia de Campos, com destaque ao campo petrolífero abordado.

1.2 Objetivos

O objetivo central deste trabalho é a caracterização geofísica dos aspectos tectonoestratigráficos, integrados, dos principais reservatórios e sistemas de falhas geológicas presentes na região do campo de Roncador da Bacia de Campos. Além da caracterização do sistema de falhas, objetiva-se definir como as falhas se comportam desde o principal nível reservatório – Formação Carapebus, Cretáceo Superior (Maastrichtiano) - até o fundo oceânico (Quaternário). Por fim, também é objetivo propor uma breve análise da influência da movimentação dos domos salinos–halocinese – no nível estratigráfico relativo a Formação Carapebus.

2. CONTEXTO GEOLÓGICO DA BACIA DE CAMPOS

2.1 Aspectos gerais

O campo de Roncador, área de estudo, localiza-se na Bacia de Campos, a qual situa-se quase exclusivamente em terrenos offshore e ocupa uma área aproximada de 115.800 km², com lâminas d'água que atingem até 3400m (GUARDADO et al., 2000).

A origem da Bacia de Campos relaciona-se ao rifteamento do Supercontinente Gondwana – com início no Jurássico Superior – resultante de esforços distensivos que proporcionaram um estiramento litosférico progressivo, entre a América do Sul e a África. A formação do Oceano Atlântico – durante o Cretáceo Superior – se deu devido a atuação destes esforços no continente americano, desde a Argentina até onde se localiza o litoral nordeste brasileiro (MILANI & THOMAS FILHO, 2000). Para este capítulo foi utilizado como referência o estado da arte sumarizado por Habermann (2016) para a estratigrafia e evolução estrutural da Bacia de Campos.

2.2 Evolução Tectonosedimentar

A evolução das bacias sedimentares da margem leste brasileira pode ser dividida em quatro fases principais, de acordo com Mohriak (2004): Pré-Rifte, Rifte, Pós-Rifte/Transicional e Drifte/Marinha. A figura 3 representa as fases que compõe a evolução das bacias marginais brasileiras, a exemplo da Bacia de Campos.

Esta etapa da abertura, classificada como Pré-Rifte, não possui registros sedimentares na extensão da Bacia de Campos. É marcada pelo início do processo extensional e de adelgaçamento crustal na porção central do Supercontinente Gondwana, ainda em sua fase intracratônica, ao final do Jurássico (155-160 Ma), que culminou posteriormente na separação entre os continentes africano e sul-americano (MOHRIAK, 2004), por meio de um sistema de riftes de orientação preferencial NE-SW (GUARDADO et al., 1989). Wilson (1993), destaca a intensificação desse processo através da presença de hotspots locais – como as plumas Santa Helena e Tristão da Cunha. Resultante desse processo, foram gerados falhamentos incipientes, de baixa profundidade, onde ocorreu a deposição de sedimentos eólicos, fluviais e lacustres (MILANI et al., 2003; RICCOMINI, 2012).

Com a evolução dos processos de estiramento litosférico e de ascensão astenosférica desencadeou a extrusão de derrames basálticos durante o Cretáceo Inferior (133 M.a.), associados ao surgimento de extensas falhas normais. Os falhamentos levaram ao abatimento e rotação de blocos crustais, originando horsts, grábens e hemi-grábens (MILANI et al, 2003). Estas estruturas atuam como áreas para deposição de sedimentos continentais lacustres e aluviais, nas porções baixas, e coquinas, nos blocos elevados (CHANG et al., 2008). Esta fase, denominada de Rifte, corresponde na Bacia de Campos aos basaltos da Formação Cabiúnas e às porções basal e intermediária do Grupo Lagoa Feia.

A terceira fase evolutiva da margem passiva brasileira caracteriza-se pela passagem gradual do regime de subsidência mecânica, atuante na fase Rifte, para um contexto de subsidência dominado por mecanismos termais (CAINELLI & MOHRIAK, 1998; HASUI et al., 2012). Esta fase é chamada Transicional ou Proto-oceano (CHANG et al., 1990), e coincide com incursões periódicas de águas marinhas vindas do Sul, durante o Aptiano, controladas pela topografia das cadeias de Walvis e São Paulo (GUARDADO et al., 1989, RICCOMINI et al., 2012). Resultante desse processo houve a instalação de um golfo estreito e alongado (Golfo do Atlântico Sul), onde predominavam condições climáticas áridas, com altas taxas de evaporação, levando a um aumento progressivo da salinidade das águas. Tais fatores foram responsáveis pela deposição de espessos pacotes salinos entre o intervalo Aptiano – Albiano Inferior – os quais se apresentam sobrepostos a litotipos clásticos aluviais e carbonatos microbiais de águas rasas, de idade aptiana (LOPES, 2004).

Esta terceira fase é representada na Bacia de Campos pela porção superior do Grupo Lagoa Feia e pacotes evaporíticos da Formação Retiro.

A quarta e última fase da evolução das bacias marginais brasileiras corresponde à Fase Drifte – onde há o estabelecimento de um ambiente marinho franco. Durante a fase Drifte ocorreram mudanças no padrão de preenchimento sedimentar na tectônica atuante, o que permitiu subdividi-la em dois estágios: Marinho Restrito e Marinho Aberto.

A subsidência progressiva, associada ao basculamento regional e ao aumento percentual da crosta oceânica (ASMUS & PORTO, 1980) ampliou a circulação das águas no Golfo do Atlântico Sul durante o Albiano Inferior a Médio, interrompendo a deposição salina e levando à formação de um ambiente marinho raso – caracterizando o Estágio Marinho Restrito. Neste contexto, a lenta subida eustática foi evidenciada

pela deposição inicial de sedimentos carbonáticos típicos de plataforma rasa, que gradam para margas e folhelhos de águas profundas, possuindo turbiditos associados (LOPES, 2004; RICCOMINI, 2012). Na Bacia de Campos, o Estágio Marinho Restrito é representado pelos litotipos do Grupo Macaé.

Ao final do Turoniano, o contínuo espalhamento do assoalho oceânico resultou na conexão entre os oceanos Atlântico Sul e Pacífico – iniciando, assim, o Estágio Marinho Aberto.

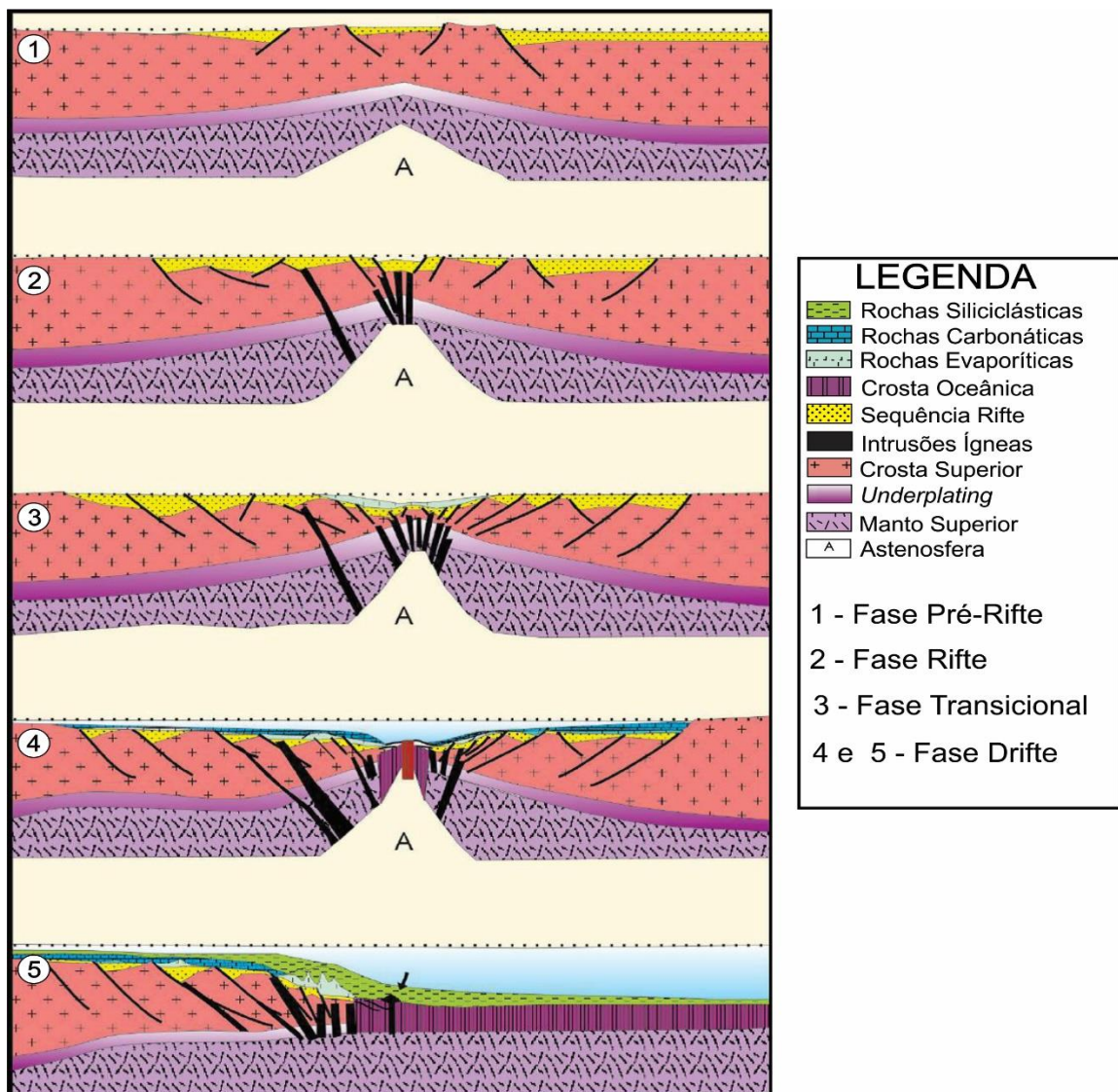


Figura 3: Fases da evolução tectonosedimentar das bacias marginais brasileiras.
Fonte: Mohriak (2004).

Inicialmente, o preenchimento sedimentar da Bacia de Campos no Estágio Marinho Aberto, mostra possuir caráter retrogradante – reflexo de uma alta taxa de subsidência, associada à elevação do nível eustático e baixo aporte de sedimentos

clásticos. A partir do Paleoceno Superior, houve um significativo aumento na disponibilidade de sedimentos na bacia – provocado pelo soerguimento e erosão da Serra do Mar. Ao mesmo tempo, variações eustáticas negativas diminuíram o espaço de acomodação existente. Dessa forma, o regime de preenchimento adquiriu caráter progradante, que se mantém até o Holoceno. Para o Estágio Marinho Aberto, o Grupo Campos é o registro na Bacia de Campos.

2.3 Arcabouço estratigráfico

A primeira carta estratigráfica da Bacia de Campos foi proposta por Schaller (1973), mas desde então ocorreram significativas modificações.

Neste trabalho, a descrição do arcabouço estratigráfico da Bacia de Campos segue os conceitos mais atualizados para a estratigrafia da bacia, referente a carta estratigráfica proposta por Winter et al. (2007).

Estes autores subdividem o registro sedimentar da Bacia de Campos se subdivide em três Supersequências: Rifte, Pós-Rifte e Drifte.

A figura 4 representa uma seção esquemática da Bacia de Campos e a Figura 5, corresponde à Carta Estratigráfica da mesma bacia, elaborada por Winter et al. (2007).

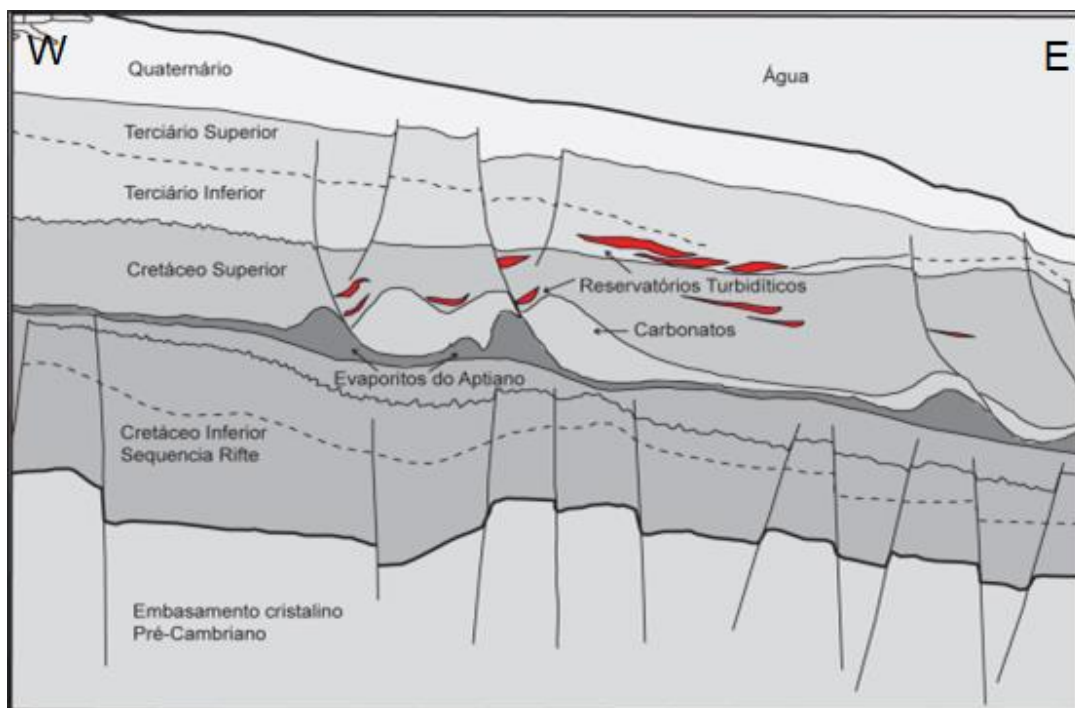


Figura 4: Seção esquemática da Bacia de Campos. Fonte: Rangel et al. (1998).

2.3.1 Supersequência Rifte (Fase Rifte)

Representa o intervalo Hauteriviano-Eoaptiano (WINTER et al., 2007), com início da sequência logo acima do embasamento gnáissico-migmatítico da Província Ribeira.

A Formação Cabiúnas, composta por basaltos toleíticos de derrame, compreende a porção basal desta supersequência.

De maneira discordante a estas rochas magmáticas, aparecem litotipos do Grupo Lagoa Feia, mais especificamente das formações Itabapoana (siltitos, arenitos e conglomerados) e Atafona (folhelhos lacustres). Ainda, compreende a Formação Coqueiros, caracterizada por depósitos espessos de coquinas, sobretudo conchas de bivalves, intercalados a folhelhos subordinados, que correspondem à principal rocha geradora na Bacia de Campos.

2.3.2 Supersequência Pós-Rifte (Fase Pós-Rifte)

A Supersequência Pós-Rifte foi depositada entre o Aptiano Médio e o Albiano Inferior, sobrepondo-se de forma discordante às sequências lacustres anteriores. Compreende o topo do Grupo Lagoa Feia – incluindo as Formações Itabapoana, Gargaú, Macabu e Retiro.

A Formação Gargaú é composta por rochas pelíticas – margas, folhelhos e siltitos – intercaladas com arenitos e calcilutitos. Nas porções distais, estes litotipos gradam para os carbonatos da Formação Macabu – caracterizados como estromatólitos e laminitos microbiais.

De forma discordante, recobrem estas rochas a Formação Retiro – composta por pacotes evaporíticos de espessura variável, podendo chegar a 2000 m (mineralogicamente constituídos principalmente halita, com intercalações de carnalita, anidrita e taquidrita) (GAMBOA et al., 2008).

2.3.3 Supersequência Drifte (Fase Drifte)

Com início no mesoalbiano, continuando no recente, é também conhecida como domínio do "pós-sal", em um contexto de margem passiva já instalada. A supersequência drifte é usualmente separada em duas grandes sequências: Marinha Transgressiva e Marinha Regressiva.

A primeira, Sequência Marinha Transgressiva, abrange os litotipos do Grupo Macaé – depositados entre o Mesoalbiano e Turoniano – incluindo as Formações Goitacás, Quissamã, Imbetiba e Outeiro.

A Formação Goitacás apresenta depósitos de leques aluviais deltaicos proximais, compostos por conglomerados polimíticos e arenitos mal selecionados.

A Formação Quissamã apresenta litotipos depositados em rampa carbonática, oriunda da progressiva abertura da bacia. A porção basal é composta por sedimentos carbonáticos de intermaré, supramaré e de planícies de maré. Na região sul-sudoeste da Bacia de Campos estas rochas se encontram comumente dolomitizadas – correspondendo ao Membro Búzios. As porções intermediária e de topo da Formação Quissamã são compostas por calcarenitos e calcirruditos oolíticos e oncolíticos, depositados em bancos carbonáticos de alta energia – formados a partir da movimentação halocinética atuante na localidade (LOPES, 2004).

A Formação sobreposta aos carbonatos é a Outeiro, que representa o afogamento progressivo da plataforma carbonática durante o intervalo Albiano Superior – Turoniano. A base é formada por calcilutitos bioclásticos e margas, gradando para folhelhos conforme avança para o topo da unidade.

Intercalados aos estratos da Formação Outeiro é possível observar depósitos turbidíticos de idade albo-cenomaniana – comumente conhecidos como Formação Namorado.

Ainda compondo a Sequência Transgressiva, encontram-se os litotipos do Grupo Campos – que incluem as Formações Carapebus, Ubatuba e Emborê.

A Formação Carapebus, segundo Rangel et al. (1994), é composta por arenitos finos a conglomeráticos, intercalados ou inseridos nos pelitos da Formação Ubatuba. A deposição ocorreu a partir de correntes de turbidez em ambiente de talude – do Turoniano Superior ao Holoceno. Na Bacia de Campos, constituem os principais reservatórios produtores de hidrocarbonetos do pós-sal.

Bruhn et al. (2003) subdividiu em quatro sistemas turbidíticos principais: Cretáceo Superior, Eoceno, Oligoceno e Mioceno – com origem relacionado a halocinese, variações eustáticas e tectonismo, além da disposição de sedimentos plataformais no talude (LOPES, 2004).

A Formação Ubatuba – depositada entre o Turoniano e Haloceno – consiste numa espessa sucessão de folhelhos, argilas, margas, calcilutitos e diamictitos. A base da Formação Emborê corresponde ao Membro São Tomé, caracterizado por depósitos arenosos grossos, mal selecionados, avermelhados (LOPES, 2004).

Por sua vez, a base da sequência Marinha Regressiva, situa-se entre o fim do Cretáceo e o início do Paleoceno, sendo composta por pelitos da Formação Ubatuba, depósitos miocênicos da Formação Carapebus, a porção superior da Formação Emborê – que inclui os Membros Siri (Oligoceno) e Grussaí (Mioceno – Recente), além da Formação Barreiras.

O Membro Siri é caracterizado por calcarenitos bioclásticos de plataforma rasa, que gradam para lamas carbonáticas nas porções distais (AZAMBUJA FILHO apud LOPES 2004). Já o Membro Grussaí é composto basicamente por carbonatos bioclásticos algálicos de plataformas rasas. A Formação Barreiras representa a única porção emersa da bacia, se encontrando na borda oeste da Bacia de Campos. É representada por depósitos conglomeráticos, arenosos e lamosos de rios entrelaçados e leques aluviais.

2.4 Geologia Estrutural da Bacia de Campos

O estilo estrutural da Bacia de Campos é proveniente do contexto geotectônico que caracteriza cada uma das fases evolutivas desta bacia.

O estilo estrutural associado à seção pós-rifte da Bacia de Campos está intimamente relacionado ao processo de compactação diferencial da seção pós-sal e ao basculamento da bacia de oeste para leste, a partir do meso e neoplioceno (LOPES, 2004), fatores estes que resultaram na reativação halocinética dos pacotes evaporíticos, sobretudo da Formação Retiro (DEMERCIAN et al., 1993), gerando morfologias de sobrecarga variadas.

Figueiredo et al. (1984) avaliam que o avanço da halocinese - que perdura até os dias atuais - ocasionou falhamentos lístricos e *roll-overs*, com consequente rotação dos blocos baixas e formação de falhas de crescimento.

Peres (1990) aponta que a movimentação halocinética entre o Neocretáceo e o Paleógeno constantemente criava gradientes topográficos na plataforma, desencadeando fluxos de massa e permitindo, assim, a instalação de corpos turbidíticos nas porções distais da Bacia de Campos.

Lopes (2004) destaca que a porção distal da bacia, que ocupa uma faixa de 50 a 150 km de largura apresenta estruturas do tipo domos salinos, equivalem às depressões oriundas da migração e concentração dos pacotes evaporíticos em domos e muralhas, de dimensões bastante superiores às paredes salinas presentes no domínio proximal (DEMERCIAN et al., 1993).

Desta forma, a migração de hidrocarbonetos da seção pré-sal para a pós-sal na Bacia de Campos é principalmente conduzida por falhamentos normais de grande extensão que atravessam os pacotes evaporíticos, e pelo geral são falhas reativadas do embasamento – garantindo, assim, a passagem de hidrocarbonetos gerados nas rochas lacustres aptianas para os reservatórios carbonáticos e turbidíticos do pós-sal.

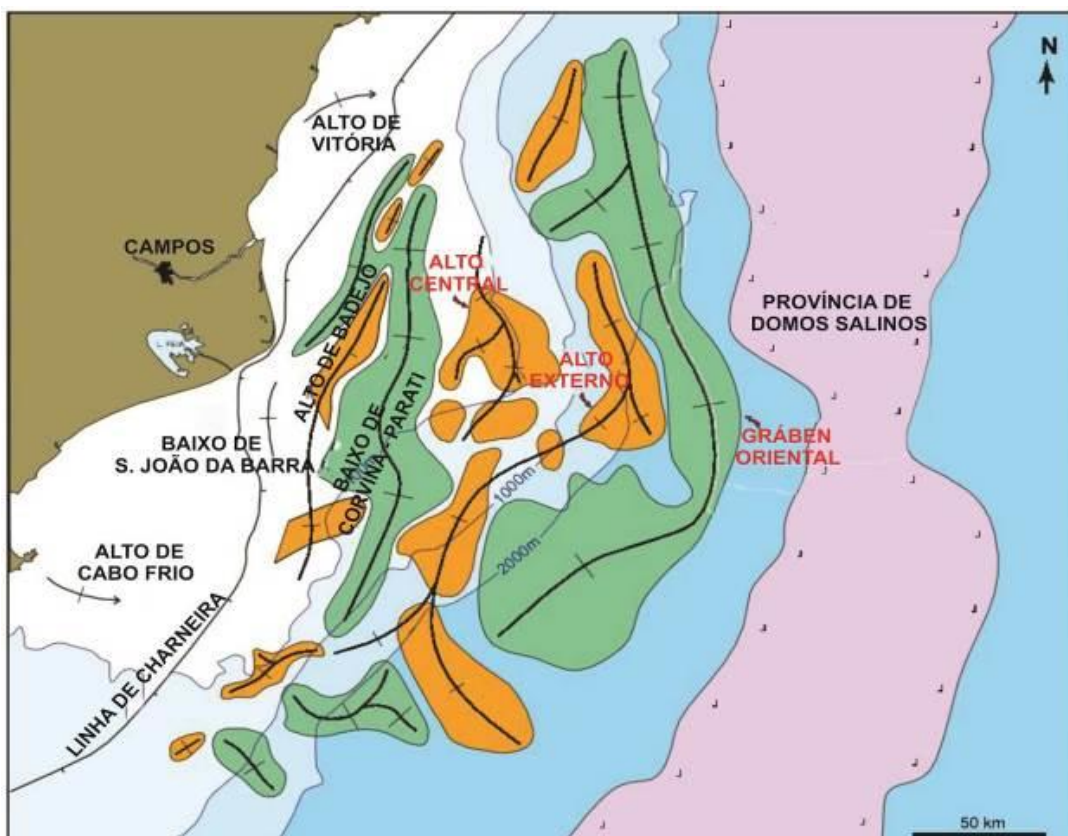


Figura 6: Principais estruturas extensionais relacionadas ao embasamento e Fase Rife.
Fonte: Rangel e Martins (1998).

2.5 Geologia Local

O principal nível produtor do campo de Roncador (Figura 7) representa um reservatório de hidrocarbonetos com 153 metros de espessura, localizado em arenitos turbidíticos do Cretáceo Superior – mais especificamente no Maastrichtiano (72.1 – 66 M.a.).

O nível produtor é a Formação Carapebus, constituída por arenitos finos a conglomeráticos, que se intercalam com folhelhos da Formação Ubatuba, representando sedimentos depositados por correntes de turbidez em ambiente de talude e bacia (Milani et al., 2000; Winter et al., 2007). Representado na figura 8.

A armadilha do óleo ocorre a partir de condições de controle estrutural, com destaque para sistemas de falhas e dobramentos, e da presença de controle estratigráfico, correspondente às camadas impermeáveis de folhelho (Figueiredo & Martins, 1990).

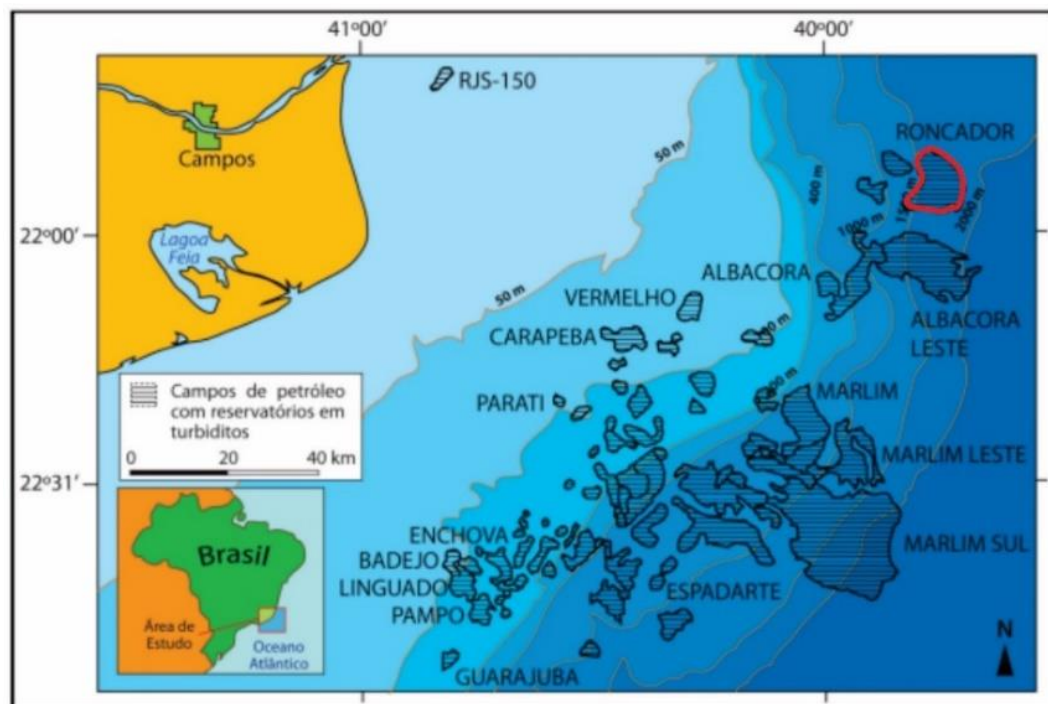


Figura 7: Mapa dos principais campos turbidíticos da Bacia de Campos. Em destaque, campo de Roncador. Fonte: Modificado de Prochnow (2006).

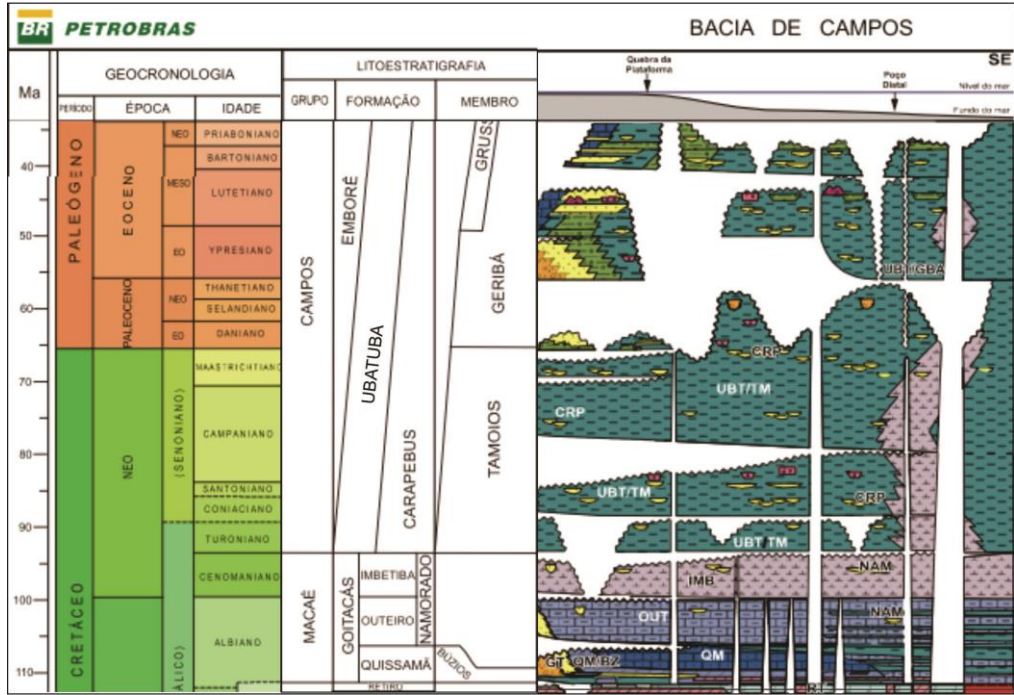


Figura 8: Coluna estratigráfica referente aos intervalos estudados no presente trabalho.

3. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Os métodos sísmicos consistem no estudo da propagação de ondas, em um terreno, produzidas artificialmente. É o método mais utilizado ao se tratar da prospecção de hidrocarbonetos, por permitir análises em grandes áreas e com um maior grau de confiabilidade, tornando, assim, uma tecnologia com excelente custo/benefício.

Nas décadas de 1960 e 1970, a gravimetria, a sísmica de refração, a sísmica de reflexão, os métodos de eletrorresistividade e os métodos eletromagnéticos foram amplamente utilizados na procura e caracterização de jazidas minerais e de hidrocarbonetos. Ainda, com o desenvolvimento tecnológico proporcionado pelos avanços computacionais, as aplicações tornaram-se cada vez mais abrangentes e confiáveis.

No presente trabalho, foram utilizados dados coletados por perfilagem geofísica e por sísmica de reflexão. Ambas as técnicas são explicadas em detalhes a seguir.

3.1 Perfilagem geofísica

Os perfis geofísicos são definidos pela amostragem contínua, em profundidade, de uma ou mais propriedades físicas das rochas perfuradas, gerando perfis (gráficos) verticais. A aquisição dos dados (perfilagem) é realizada a partir da descida de um ou mais sensores (sondas) através de um guincho, até o fundo de um poço. O equipamento é, então, içado até a superfície do poço, registrando durante o trajeto as medições das propriedades físicas dos litotipos – nas paredes do poço -, de acordo com o sensor e a calibração utilizados.

No presente trabalho foram utilizados quatro tipos de perfis geofísicos: Raio Gama (GR), Sônico (DT), Resistividade (ILD) e Densidade (RHOB), descritos e detalhados por Bassiouni, (1994).

3.1.1 Perfil de Raio Gama (GR)

Fornece a radioatividade natural da rocha analisada, em unidades API (*American Petroleum Institute*). A medição é realizada por um cintilômetro, que quantifica a radiação provinda do decaimento de elementos instáveis - tais como ^{40}K , ^{232}Th e ^{238}U .

Os perfis de raio gama são tradicionalmente utilizados para determinação litológica, correlações estratigráficas e cálculo do volume de argila – argilosidade – de intervalos específicos. A Tabela 1 exemplifica valores de radioatividade comuns às principais litologias encontrados no contexto geológico da Bacia de Campos.

Tabela 1: Valores de radioatividade para algumas litologias.

LITOLOGIA	Radioatividade (API)
Arenito	20 a 50
Calcário	20 a 30
Dolomito	20 a 30
Folhelho	75 a 200
Sal	0 a 20

Fonte: Modificado de Evenick (2008).

3.1.2 Perfil Sônico (DT)

O Perfil Sônico - ou DT - registra o tempo de trânsito de uma onda mecânica através dos litotipos – expresso em $\mu\text{s}/\text{ft}$. A velocidade das ondas na rocha está diretamente relacionada à porosidade das mesmas, o que torna este perfil uma ferramenta interessante para se estimar o volume de espaços vazios num intervalo rochoso. Também se faz útil para determinar a densidade, grau de compactação, faturamento e cimentação de um intervalo. Quando há presença de gás, os valores registrados são mais altos (em função do estado físico que dificulta a passagem da onda) e medidas irregulares. A Tabela 2 mostra o tempo de trânsito na matriz para as principais litologias encontrados no contexto geológico da Bacia de Campos.

Tabela 2: Intervalo de trânsito de ondas mecânicas em algumas litologias.

LITOLOGIA	DT ($\mu\text{s}/\text{FT}$)
Arenito	55.5
Calcário	47.5
Dolomito	43.5
Folhelho	62 - 167

Fonte: Evenick (2008).

3.1.3 Perfil de resistividade (ILD)

Conhecido também como perfil de indução, determina a resistividade de uma formação geológica à passagem de uma corrente elétrica – expresso em ohm.m (Ωm). O tipo e quantidade do fluido existente no intervalo, bem como a porosidade da rocha, influenciam na medição do equipamento. Por este motivo, o perfil de resistividade é útil para inferir a natureza e distribuição do fluido presente no reservatório. A Tabela 3 mostra os valores-padrão para os fluidos encontrados nos intervalos do reservatório.

Tabela 3: Valores de resistividade esperados para cada tipo de fluido presente no reservatório.

FLUIDO	ILD (Ωm)
Água salgada	0.001 a 2
Água doce	1 a 10
Petróleo	50 a 150
Gás	150 a >1500

Fonte: Contreras & Castro (2012).

3.1.4 Perfil de Densidade (RHOB)

A medição envolve a colisão entre raios gama artificiais - gerados a partir de uma fonte de ^{60}Co ou ^{137}Cs – e os elétrons da formação, que é expressa em massa por volume, geralmente g/cm^3 (KEARY et al., 2009). O perfil de densidade pode ser utilizado para o cálculo de porosidade relatividade/PHID (BASSIOUNI, 1994). A Tabela 4 mostra a densidade padrão para as principais litologias encontrados no contexto geológico da Bacia de Campos.

Tabela 4: Valores padrão de densidade para algumas rochas e fluidos.

MATERIAL	Densidade (g/cm^3)
Água salgada	1.0
Água doce	1.1
Arenito	2.65
Calcário	2.71
Dolomito	2.87
Folhelho	2.4 a 2.6
Óleo	0.9

Fonte: Bassiouni (1994); Evenick (2008).

3.2 Sísmica de Reflexão

Grande parte dos investimentos em métodos geofísicos para a exploração de hidrocarbonetos se consolida na sísmica de reflexão. Seu amplo emprego se deve à alta resolução apresentada, associada com uma extensa amostragem em área – apresentando um excelente custo/benefício.

Por meio da análise e interpretação das informações obtidas pela sísmica de reflexão é possível inferir diversas informações, tais como dimensionamento das reservas de hidrocarbonetos, geologia local e, até, desenvolver métodos operacionais para prospecção do hidrocarboneto.

A geração de dados pelo método sísmico pode ser dividida em três etapas: aquisição, processamento e interpretação.

A primeira etapa, denominada Aquisição, se inicia com a geração de ondas elásticas a partir de fontes artificiais, que correspondem a explosivos ou vibradores em levantamentos *onshore*, e a dispositivos pneumáticos (canhões de ar comprimido) em aquisições *offshore*. As ondas produzidas se propagam em subsuperfície, até atingirem interfaces onde há diferenças na impedância acústica dos materiais – como contatos entre litotipos diferentes. Quando isso ocorre, parte da onda sofre refração e continua a se propagar, enquanto outra parte é refletida, retornando à superfície. A fração de energia refletida é proporcional à diferença na impedância acústica entre os dois meios, sendo captada por receptores artificiais (geofones em terra e hidrofones em ambiente aquático) e gravada em sismógrafos, que registram a intensidade e o tempo de chegada das ondas refletidas (Figura 9).

Para que a amostragem seja ampla e confiável deve-se realizar um grande número de disparos (ou detonações), com variação na posição tanto das fontes quanto dos receptores. Dados coletados em linha correspondem à sísmica 2D, enquanto que os amostrados em cubos compõem a sísmica 3D.

Após a aquisição, são necessários diversos processos matemáticos e computacionais para que os dados sejam ajustados e os ruídos diminuídos – o chamando Processamento. Durante esta etapa, são organizados os traços sísmicos – que consistem em colunas compostas por valores verticais de amplitudes, que apresentam as mesmas coordenadas espaciais (X e Y), mostrando variação de impedância acústica apenas no eixo tempo. Integrando estes dois traços é possível

a obtenção da linha ou seção sísmica 2D, ao passo que a integração das três dimensões permite a obtenção do cubo sísmico.

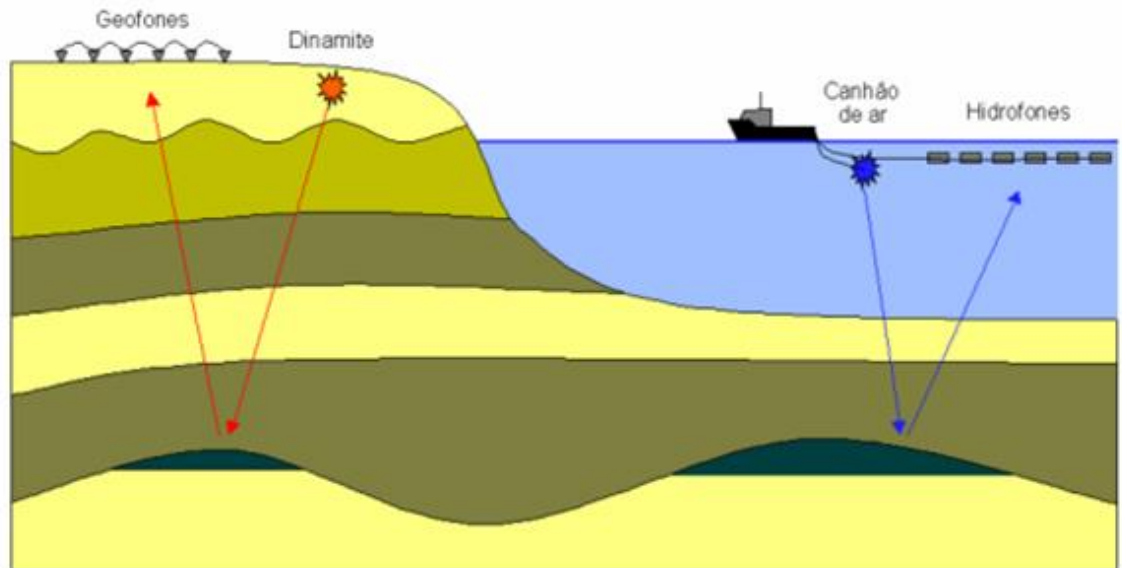


Figura 9: Modelo representando a aquisição sísmica onshore e offshore.
Fonte: Gerhardt (1998).

Por fim, é realizada a Interpretação consiste na análise das aquisições sísmicas obtidas, visando à identificação de feições estratigráficas e estruturais que permitam determinar as áreas mais favoráveis à acumulação de hidrocarbonetos, bem como a caracterização dos possíveis níveis reservatório. Essencial para a interpretação sísmica, é a identificação e calibração dos horizontes cronoestratigráficos – refletores, ou superfícies de interface acústica, de significativo realce nas linhas sísmicas analisadas.

4. MÉTODOS E ETAPAS DE TRABALHO

Este estudo foi desenvolvido em cinco etapas de trabalho, descritas de maneira detalhada a seguir. Na figura 10, se apresenta o fluxograma com as etapas de trabalho em ordem cronológica.

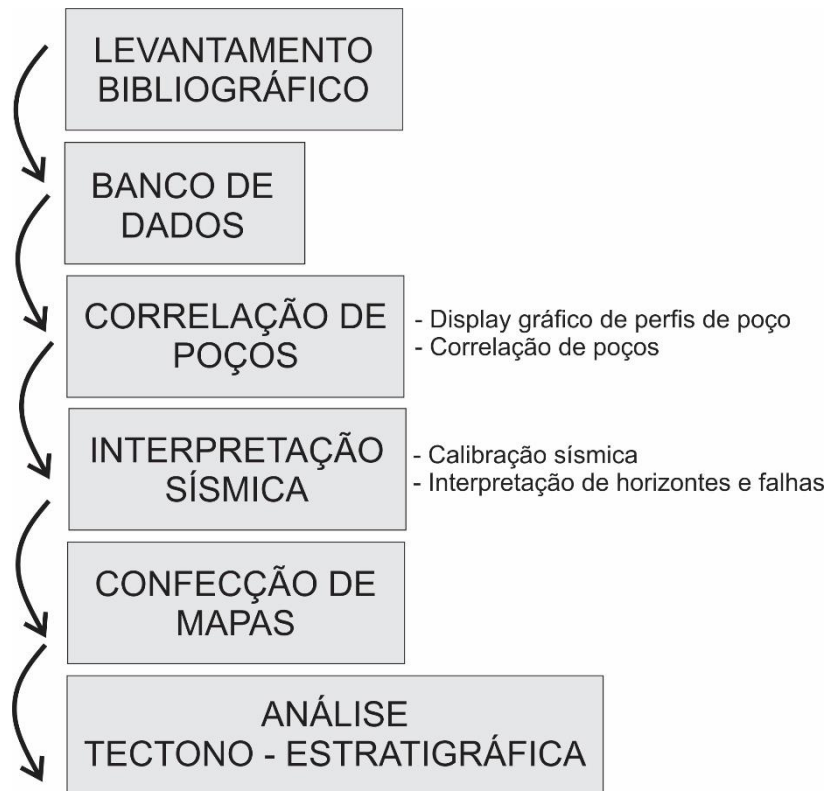


Figura 10: Fluxograma com as etapas de trabalho em ordem cronológica.

4.1 Levantamento bibliográfico

A primeira etapa envolveu o levantamento bibliográfico acerca da Bacia de Campos com enfoque na região onde se localiza o campo de Roncador. O levantamento teve seu foco em trabalhos que envolvem aspectos cronoestratigráficos e litoestratigráficos, contexto tectonoestrutural, além dos principais níveis reservatórios. Foram consultados artigos em periódicos científicos, teses, dissertações, dados fornecidos por órgãos públicos, além de livros e textos que forneceram a fundamentação teórica e aplicada de técnicas geofísicas, caracterização de reservatório e sistemas petrolíferos.

4.2 Banco de dados

O banco de dados utilizado para a realização desta pesquisa foi inteiramente provido pelo BDEP (Banco de Dados de Exploração e Produção) da Agência Nacional do Petróleo (ANP). Tais dados são gratuitos e de acesso público para fins acadêmicos.

O banco de dados adquirido consiste nos perfis geofísicos de 3 poços (Tabela 5). Os perfis geofísicos dos poços apresentam dados – que foram transformados no software *Microsoft Excel* em gráficos – de raio gama (GR), resistividade (ILD), densidade (RHOB) e sônico (DT) (Tabela 6).

Tabela 5: Informações de coordenadas, categoria, profundidade e espessura da lâmina d'água dos poços presentes no estudo.

POÇO	COORD. (Graus, Minutos e Segundos)		INFORMAÇÕES DE POÇO		
			Categoria	Prof. (m)	Lâmina d'água (m)
1 RJS 0305 RJ	39°55'48"W	22°7'50"S	Descoberta de nova acumulação de óleo	3400	437
3 AB 0002 RJS	40°0'6"W	22°7'48"S	Extensão prod. de óleo	3400	271
3 RJS 0334 RJ	39°58'14"W	22°10'30"S	Extensão prod. de óleo	3600	329

Fonte: Elaborado pelo autor com base em BDEP (2017) e dados fornecidos pela ANP.

Também, compõem o banco de dados 8 linhas sísmicas 2D (Tabela 7), em formato .SGY – que totalizaram 933,8 km interpretados (Figura 11).

Neste sentido, as pastas de poço são arquivos no formato .pdf que compilam todas as informações relativas a um determinado poço ao longo de sua perfuração. Dessa forma, abarcam dados do histórico das operações, descrições de amostras de calha e testemunhos, relatórios de perfilagem e geológico, avaliação geoquímica, intervalos amostrados, indícios de hidrocarbonetos e perfil geológico previsto e constatado, bem como dados construtivos, que incluem fluido de perfuração, revestimento, cimentação, velocidade e torque da broca e completação.

Os dados gerais de poço (AGP) são arquivos no formato .txt que reúnem, de maneira simplificada, as principais informações contidas nas pastas de poço,

sobretudo aquelas referentes a descrição litológicas com os dados obtidos pelo uso e interpretação de dados geofísicos e contatos entre unidades e indícios de hidrocarbonetos.

Tabela 6: Dados de poço e informações geofísicas cedidas pela ANP.

POÇO	DADOS FORNECIDOS		INFORMAÇÕES GEOFÍSICAS			
	Pasta de Poço	Perfil Composto	GR	DT	ILD	RHOB
1 RJS 0305 RJ	X	X	X	X	X	X
3 AB 0002 RJS	X	X	X	X	X	X
3 RJS 0334 RJ	X	X	X	X	X	

Fonte: Elaborado pelo autor com base em BDEP (2017) e dados fornecidos pela ANP.

Tabela 7: Informações de linhas sísmicas - nome e orientação.

LINHAS SÍSMICAS 2D	ORIENTAÇÃO
66-36	NE-SW
66-35	NE-SW
SSP992323	NE-SW
66-12	NW-SE
66-10	NW-SE
66-08	NW-SE
0067-0576	NW-SE
0053-0420	NW-SE

Fonte: Elaborado pelo autor com base em BDEP (2017) e dados fornecidos pela ANP.

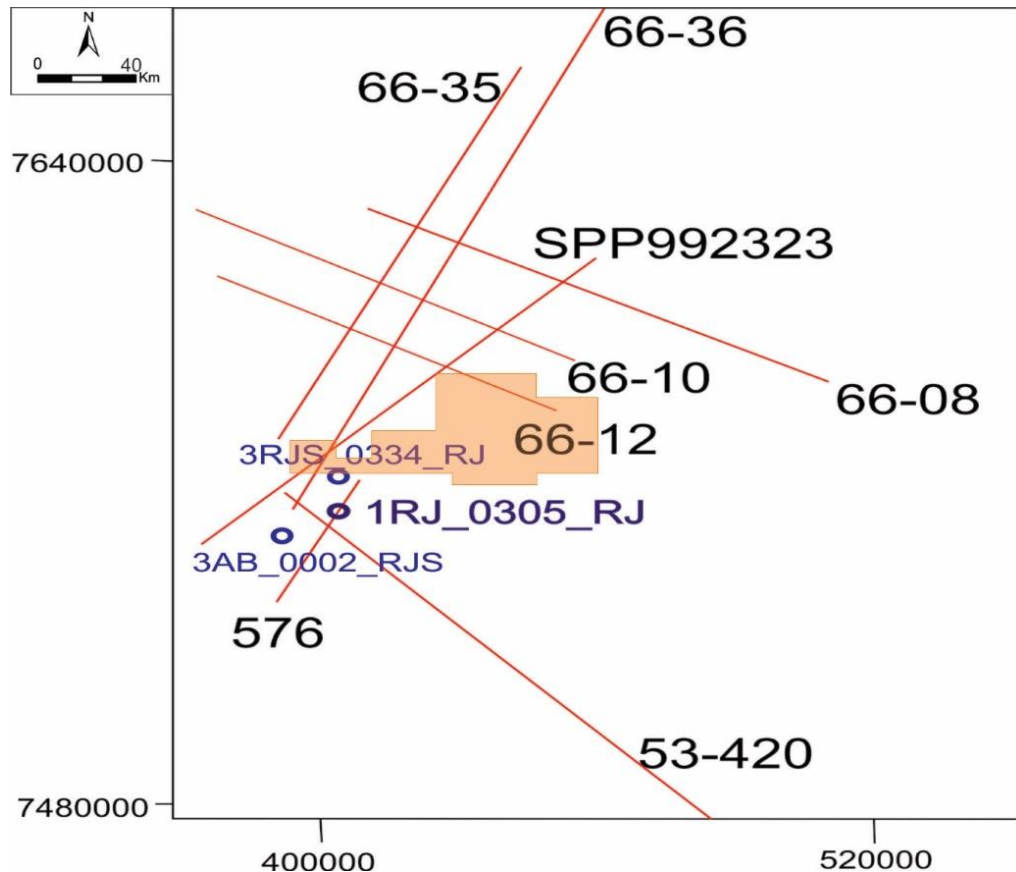


Figura 11: Localização dos poços – em azul – e das linhas sísmicas – em vermelho - na região do campo de Roncador.

4.3 Correlação de poços

4.3.1 Display gráfico de perfis de poço

As curvas de perfil de poço, são dados fornecidas pela Agência Nacional do Petróleo (ANP) no formato .dlis, que é incompatível com boa parte dos *softwares* de carregamento de dados disponíveis para o trabalho. Portanto, foi necessário utilizar o *software LogDataComposer* da empresa Schlumberger, para converter a extensão .dlis em .las, facilmente trabalhável por diversos programas computacionais.

Após a conversão, os dados .las foram carregados no *software Microsoft Excel 2007*, onde foram organizados em planilhas individuais para cada poço, com seus atributos geofísicos respectivamente associados a profundidade em metros (Figura 12).

POÇO 1RJS-0305-RJ				
Profundidade (m)	DT	GR	ILD	RHOB
901		21,4388		
901,2		22,0994		
901,4		22,8295		
901,6		22,9956		
901,8		22,88		
902		23,0742		
902,2		23,3165		
902,4		23,3987		
902,6		24,0585		
902,8		26,1709		
903		29,9482		
903,2		34,2334		
903,4		37,0104		
903,6		37,8286		
903,8		38,1494		
904		39,0919		
904,2		40,6152		
904,4		41,8818		
904,6		41,9023		
904,8		40,9372		
905		40,061		
905,2	163,7471	39,1572	1,2281	
905,4	163,7471	37,6246	1,2281	
905,6	168,0225	36,3623	1,2702	
905,8	169,5402	36,2028	1,2822	

Figura 12: Exemplo de planilha de dados de atributos sísmicos organizados de acordo com a profundidade do poço 1RJS-0305-RJ. Os espaços em branco são representativos de regiões onde não houve aquisição de dados no poço.

Com as planilhas de dados organizadas, foram elaborados gráficos de profundidade *versus* atributo sísmico para cada um dos poços – como exemplificado na figura 13.

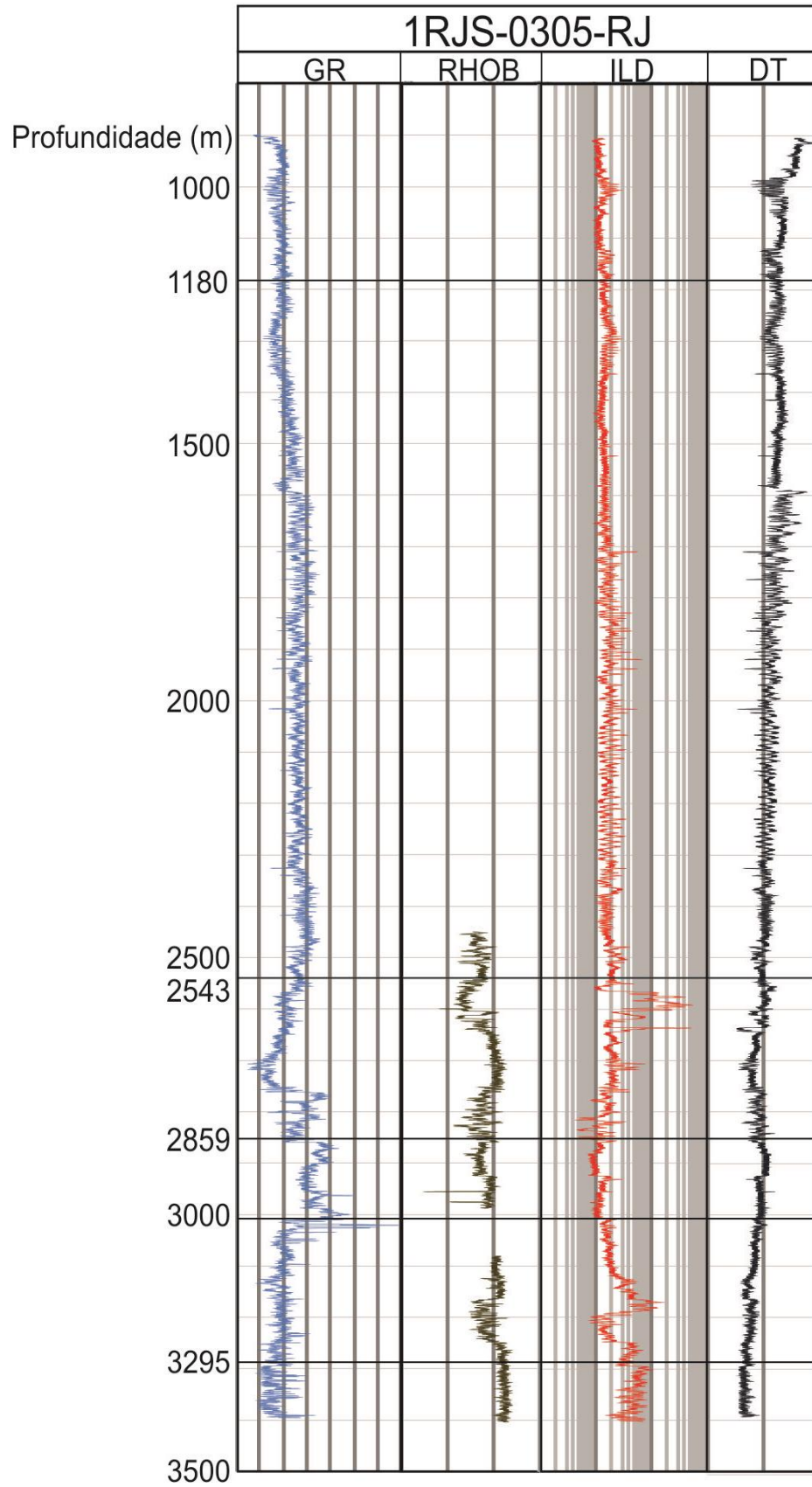


Figura 13: Perfil do poço 1RJS-0305-RJ, gerado a partir da planinha.

4.3.2 Correlação de poços

Com as informações das pastas de poço e perfis compostos foram identificados o topo e a base de diferentes unidades litológicas presentes na Bacia de Campos, principalmente referentes ao Grupo Campos, como a Formação Ubatuba, reservatórios turbidíticos da Formação Carapebus, e Formação Ubatuba - Membro Tamoios. Tais dados foram identificados por meio da morfologia das curvas de atributo sísmico nos perfis de poço gerados, que possuem duas tendências principais:

- (1) uma mesma unidade geológica possui morfologia de atributo sísmico aproximadamente semelhante quando comparados dois ou mais poços e;
- (2) a mudança de unidade geológica altera o comportamento dos atributos sísmicos, quando estas unidades possuem litologias distintas.

Com o intuito de compreender o comportamento e distribuição espacial dos intervalos estratigráficos de interesse na região do Campo de Roncador, foi realizada uma seção (Figura 14) de correlação de poços (Tabela 8), destacando os principais níveis produtores (Formação Carapebus Cretácica, Eocênica e Oligocênica) e a Fm. Ubatuba e Fm. Ubatuba – Mb. Tamoios.

Tabela 8: Seção SW/NE com os poços que foram correlacionados.

SEÇÃO	POÇOS	ORIENTAÇÃO
1	3AB 0002 RJS – 1 RJS 0305 RJ – 3 RJS 0334 RJ	SW/NE

Fonte: Elaborado pelo autor com base em BDEP (2017) e dados fornecidos pela ANP.

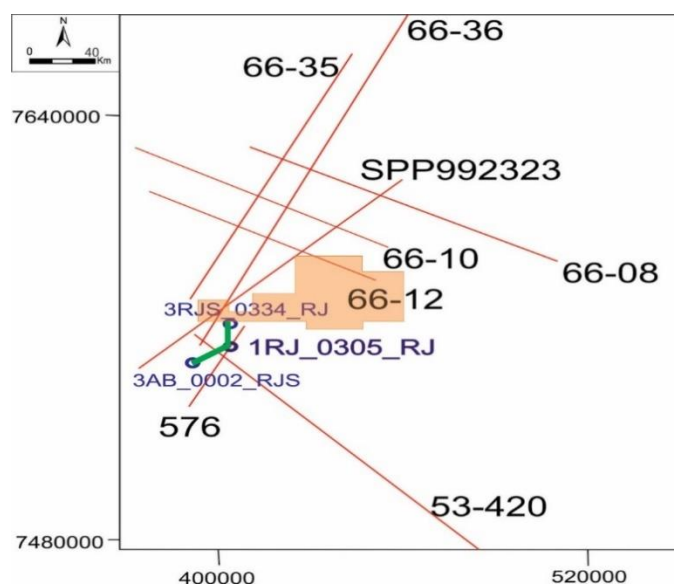


Figura 14: Em verde, localização da seção 1 e os respectivos poços correlacionados.

4.4 Interpretação sísmica

Os dados sísmicos 2D foram carregados no software *Decision Space*®, da empresa *Landmark*, cuja licença encontra-se no LISG (Laboratório de Interpretação Sísmica e Geológica), localizado no UNESPetro.

A interpretação dos dados sísmicos é precedida pela calibração destes com os perfis de poços estudados, os quais também são carregados na plataforma *Decision Space*®. Tal procedimento é necessário em função das unidades distintas em que cada arquivo está expresso: os dados sísmicos são obtidos em função do tempo (ms), e a perfilagem de poços, por sua vez, em metros (m).

A calibração inicia-se com a conversão das informações presentes no perfil sônico (DT), em microssegundos por pé ($\mu\text{s}/\text{ft}$), para velocidade, em metros por segundo (m/s), para cada uma das unidades geológicas descritas no perfil de poço, a partir da seguinte equação (Equação 1).

$$V = \frac{1}{\text{SÔNICO}} \times (0,3048 \times 10^6) \quad (\text{Equação 1})$$

Onde:

V = Velocidade média da unidade geológica, em metros por segundo.

Sônico = Velocidade média de uma unidade geológica, a partir do perfil sônico (DT), em ($\mu\text{s}/\text{ft}$).

$0,3048 \times 10^6$ = Fator de conversão de microssegundo por pé para metro por segundo.

A partir dos cálculos, são determinadas velocidades médias para cada uma das unidades geológicas de interesse, considerando que o comportamento de uma mesma formação geológica tende a ser aproximadamente homogêneo, por exemplo, quando comparado a duas formações distintas (Tabela 9).

Tabela 9: Velocidade encontrada no perfil sônico (DT), para as formações esperadas.

FORMAÇÃO	Velocidade (m/s)
Lâmina d'água	1500
Grupo Campos – Fm. Ubatuba	2345
Grupo Campos – Fm. Carapebus	3048
Grupo Campos – Fm. Ubatuba (Mb. Tamoios)	3048
Grupo Macaé – Fm. Outeiro	3650
Grupo Macaé – Fm. Quissamã	3850

Os intervalos utilizados para o cálculo das velocidades e tempo duplo de onda foram escolhidos com base na morfologia dos perfis sônicos (Figura 13).

A partir da velocidade extraída, é possível identificar, juntamente com as alterações morfológicas do perfil sônico, onde os principais horizontes se encontram no perfil – sendo, assim, possível a calibração das linhas sísmicas 2D com os poços (Figura 15).

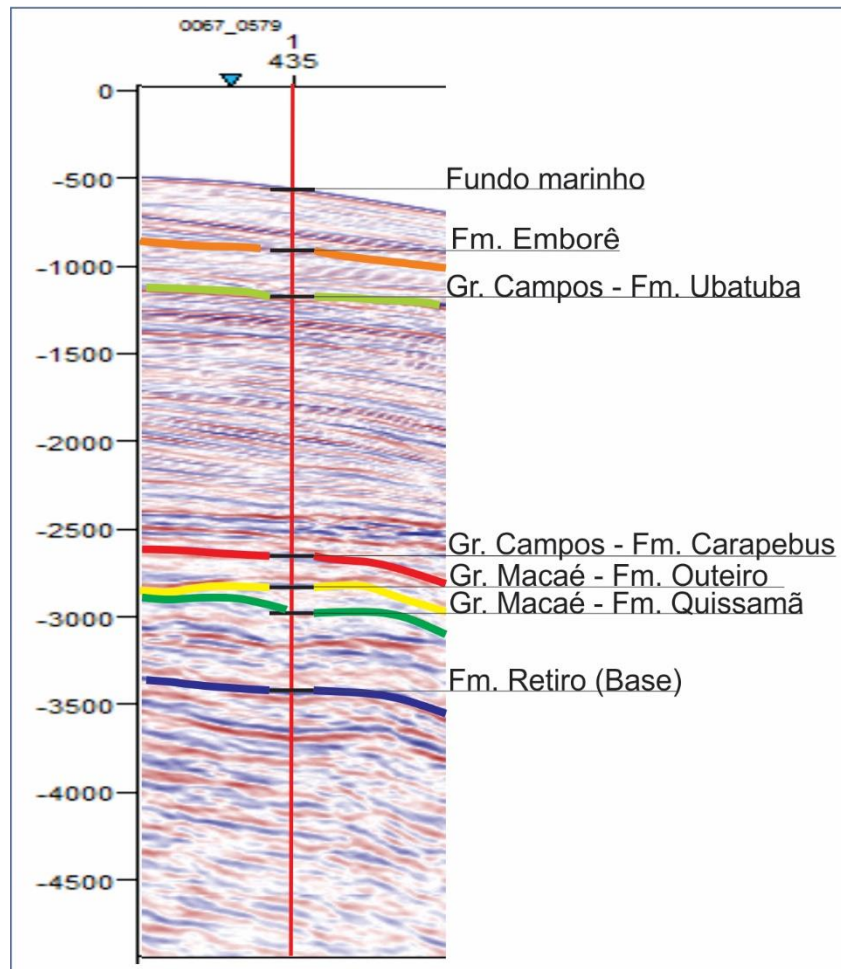


Figura 15 :Calibração realizada pelo poço 1RJS-0305-RJ.

Após o carregamento e calibração dos dados, realizou-se a interpretação dos horizontes estratigráficos de interesse nas seções 2D, por meio do software *Decision Space*®. Também foram considerados o fundo marinho e os principais sistemas de falhas normais da área.

A partir da interpretação, foram definidos o principal nível reservatório e as principais feições estruturais – como falhas – associadas. A figura 16 exemplifica uma seção sísmica 2D interpretada.

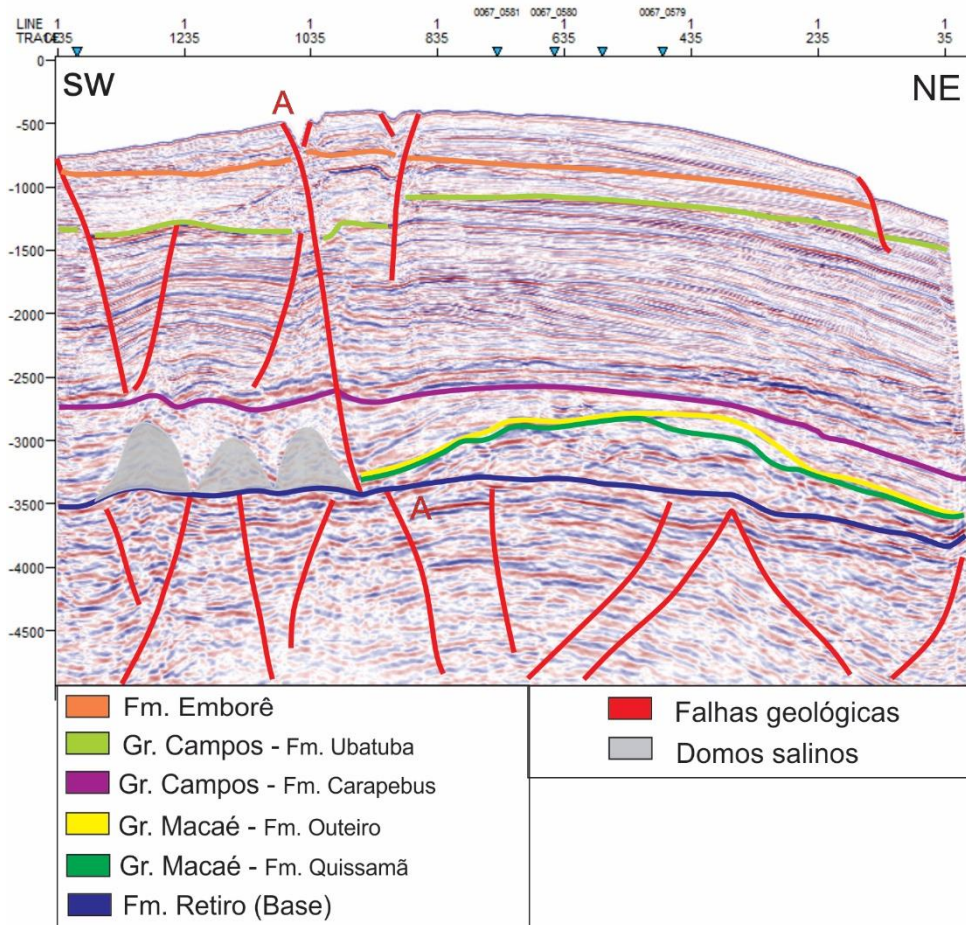


Figura 16: Exemplo de interpretação sísmica (linha 0576), com os principais horizontes representados e as principais feições estruturais.

4.5 Confeção de mapas de contorno estrutural

A correlação estratigráfica baseada nas seções, aliada à interpretação dos dados sísmicos, possibilitaram a confecção de mapas estruturais para os níveis estratigráficos de interesse. Estes produtos foram obtidos por meio da utilização dos softwares *Decision Space*® e *Surfer 13*® – o último pertencente à empresa *Golden Software*.

Os mapas de contorno estrutural elaborados a partir dos dados sísmicos, tem sua profundidade expressa em milissegundos, uma vez que a conversão destes valores para metros varia de acordo com a espessura e natureza da coluna sedimentar sobreposta à superfície considerada, tornando as aproximações de valores pouco fiéis aos reais valores que seriam obtidos.

Ainda, foram analisados os mapas magnetométricos e gravimétricos da área estudada, a fim de correlacioná-los com os mapas de contorno estrutural gerados.

4.6 Análise Tectonoestratigráfica

Todos os resultados obtidos nas etapas metodológicas descritas permitiram uma análise tectonoestratigráfica do principal nível reservatório, de idade Maastrichtiana. Neste estágio, buscou-se caracterizar as feições dominantes para a presença de acumulações de hidrocarboneto e colaborar com os estudos dos motivos dos constantes derramamentos de óleo no campo de Roncador.

5. RESULTADOS E DISCUSSÕES

5.1 Correlação de poços

Foram correlacionados três poços – 3AB_0002_RJS, 1RJS_0305_RJ e 3JS-0334_RJ – formando uma seção SW/NE na região sudoeste da região do Campo de Roncador (Figura 17). Para a correlação foram utilizados os perfis geofísicos (a geometria dos gráficos gerados) as pastas de poço e os perfis compostos dos poços - auxiliando a interpretação litológica e localização dos principais marcos estratigráficos.

É sabido que o nível produtor na região do Campo de Roncador é a Formação Carapebus – Grupo Campos, mais especificamente os turbiditos depositados durante o Maastrichtiano, Cretáceo Superior. Esta faixa deposicional é conhecida como Formação Carapebus Cretácica ou Formação Carapebus – K.

Porém, embora este seja o nível produtor na região, existem outras fases deposicionais turbidíticas que são classificadas como Formação Carapebus e podem ser encontradas na localidade: Formação Carapebus Oligocênico e Formação Carapebus Eocênico. Em todos os poços os três níveis turbidíticos foram identificados e correlacionados.

Também foi identificada, acima e abaixo da Formação Carapebus, a Formação Ubatuba – a qual abaixo, de deposição Cretácica, é chamada de Membro Tamoios. A Formação Ubatuba foi diferenciada da Carapebus especialmente pelos valores de raio gama (GR), pois os litotipos que a compõe (tais como folhelhos e argilas) emitem valores de raios gama maiores do que outras rochas sedimentares.

Outro atributo sísmico utilizado foi o perfil sônico (DT), pois nos materiais mais grosseiros da Formação Carapebus a porosidade tende a ser menor, pois acompanha a propagação das ondas em fluidos.

A pasta de poço do poço 1RJS_0305_RJ indica que este está locado em um alto estrutural, o que pode ser facilmente observado na seção correlacionada, visto que neste poço a Formação Carapebus é encontrada mais rasa, ao passo que os poços 3AB_0002_RJS e 3JS-0334_RJ se encontram em baixos estruturais.

Ainda na pasta de poço do 1RJS_0305_RJ é destacado que a leste o alto estrutural é truncado por um falhamento. Ao analisar a locação do poço

comparativamente com as interpretações sísmicas realizadas, o poço se encontra em um *footwall*.

Nesta correlação não é possível identificar estruturas que ocorram entre a localização dos poços – tais como falhamentos – pois os poços estão locados a distâncias a 20 e 12 km entre si. Porém, é possível comprovar a grande homogeneidade composicional do nível produtor e sua extensa continuidade lateral.

A conjunção de fatores sedimentares como a granulometria arenosa e a boa seleção dos grãos (descrição encontrada nas pastas de poço), de fatores estratigráficos como a homogeneidade composicional das camadas, a grande continuidade lateral – observados na correlação de poços (Seção 1) - torna os arenitos da Formação Carapebus excelentes rochas reservatório.

A presença de camadas de material mais fino (argilitos, folhelhos, margas e calcilito) que compõe a Formação Ubatuba e envolve a Formação Carapebus, foi essencial para tornar o sistema um reservatório, pois estes litotipos finos atuam como excelentes selantes estratigráficos.

A partir da correlação realizada, foi possível a medição da espessura dos reservatórios da Formação Carapebus interpretados em cada um dos poços. No poço 3AB_0002_RJS a Fm. Carapebus – K possui espessura de 30 metros, a Fm. Carapebus Eocênico de 85 metros e a Fm. Carapebus Oligocênico de 50 metros.

No poço 1RJS_0305_RJ a Fm. Carapebus – K possui espessura de 11 metros, a Fm. Carapebus Eocênico de 156 metros e a Fm. Carapebus Oligocênico de 78 metros. Por fim, no poço 3JS-0334_RJ a Fm. Carapebus – K possui espessura de 28 metros, a Fm. Carapebus Eocênico de 84 metros e a Fm. Carapebus Oligocênico de 97 metros.

SEÇÃO 1

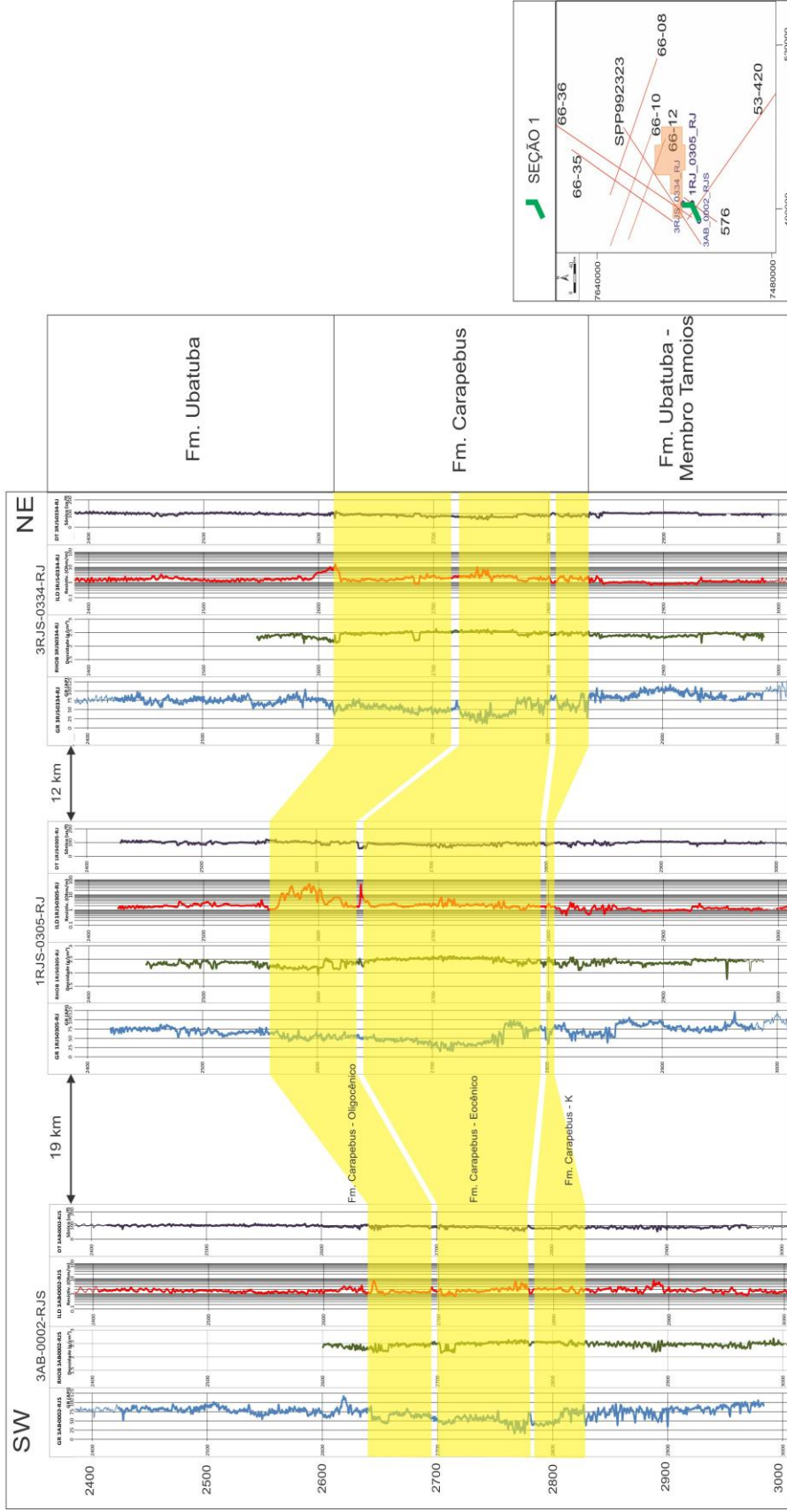


Figura 17: Correlação dos poços 3AB_0002_RJS, 1RJS_0305_RJ e 3RJS_0334_RJ

5.2 Interpretação sísmica

A análise das 8 linhas sísmicas 2D permitiu a caracterização, de maneira contínua, de diversos horizontes estratigráficos de interesse, além de possibilitar a identificação de inúmeras feições de caráter estrutural e elementos associados ao trapeamento de hidrocarbonetos na área de estudo.

Foram definidas nas linhas sísmicas, da mais antiga para a mais recente, os basaltos da Formação Cabiúnas, os domos salinos da sequência transicional (evaporitos da Formação Retiro), Formação Quissamã (Grupo Macaé) a Formação Outeiro (Grupo Macaé), os reservatórios da Formação Carapebus – K (Grupo Campos), a Formação Ubatuba (Grupo Campos) e a Formação Emborê – além, é claro, do fundo marinho. Foram interpretadas nas linhas sísmicas, também, falhas geológicas (Figura 18 e 19).

A análise do sistema de armadilhas responsável pela acumulação de hidrocarbonetos no campo de Roncador, tem predominância notável de falhas pós-depositivas - datadas de 6-10,5 M.a. (Vincentelli, 2013).

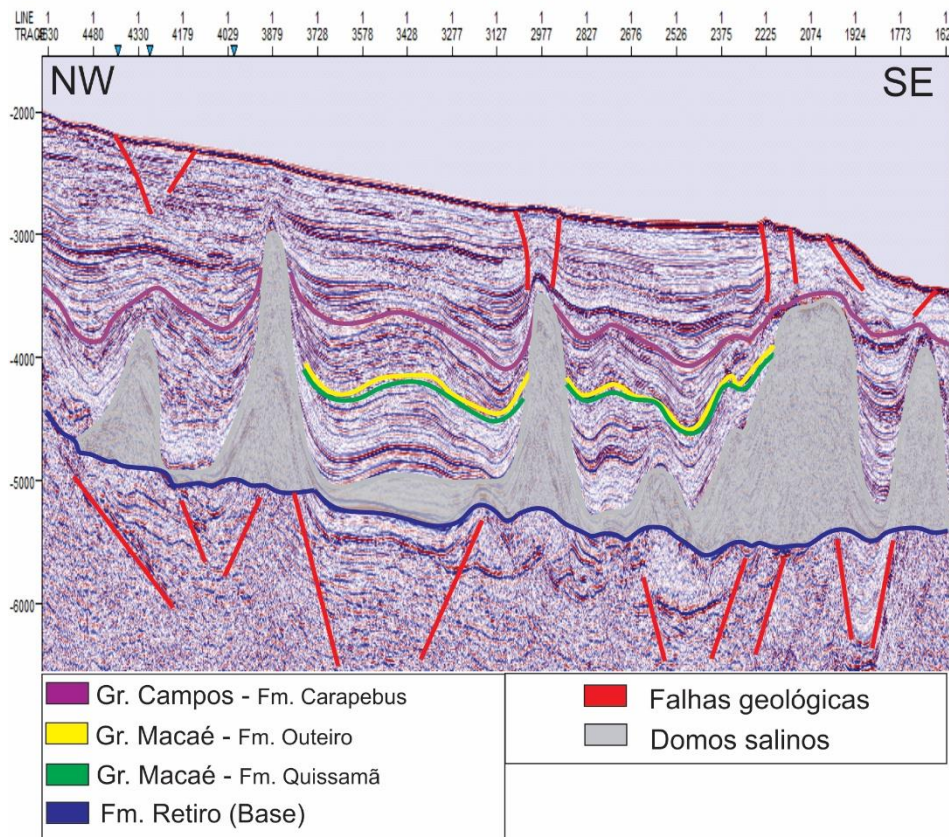


Figura 17: Interpretação sísmica da linha 66-08.

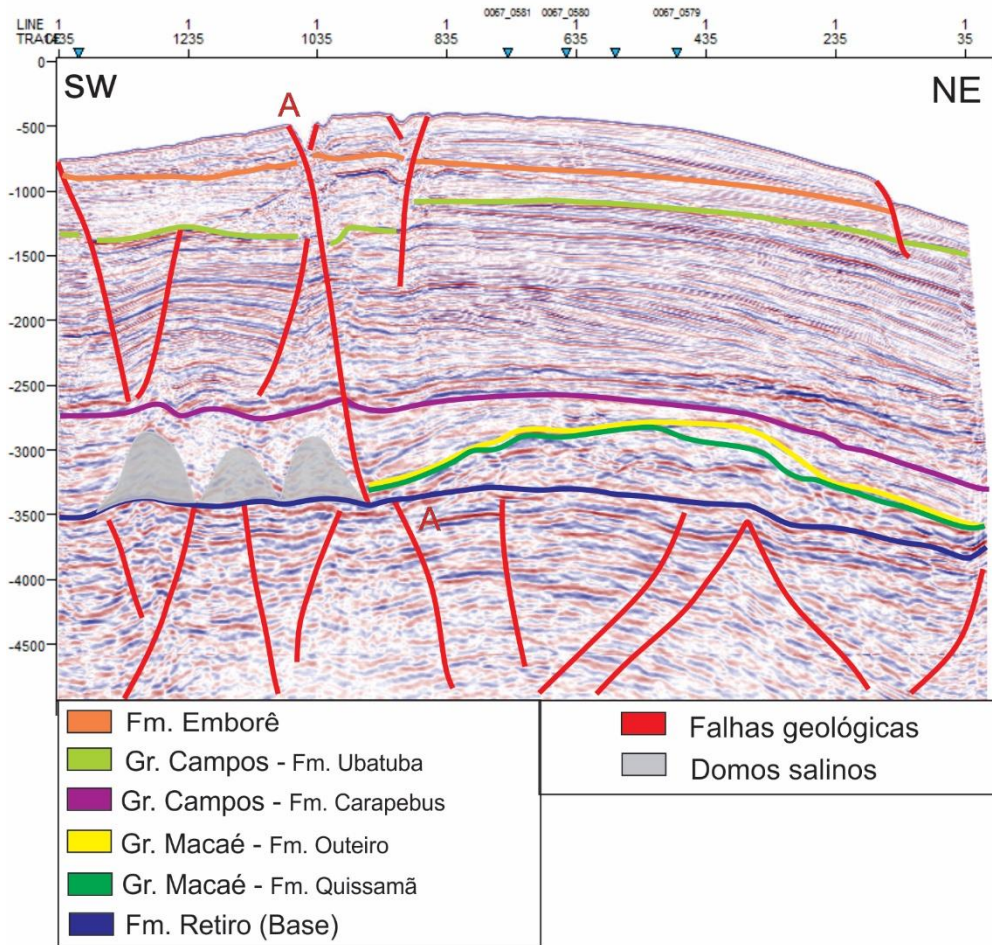


Figura 18: Interpretação sísmica da linha 0576 com os principais horizontes representados e as principais feições estruturais.

Nos perfis sísmicos, é possível observar que a maioria das falhas geológicas se estende desde as camadas salinas até o fundo do mar, representando áreas de instabilidade geológica - principalmente devido ao alto nível de influência halocinética nas camadas superficiais. Nas principais falhas geológicas foi observado rejeito de mergulho de 90 metros, em média. Esta medida é suficiente para a geração de armadilhas de hidrocarbonetos.

Para a medição deste mergulho foi identificada uma linha sísmica perpendicular a uma das principais falhas encontradas na região (Figura 20), sendo possível desta forma, a medição do rejeito de mergulho real da falha. Na figura 21 é possível observar um trecho da linha sísmica 66-35 em destaque, com as principais medidas de rejeito de mergulho já convertida de milissegundos para metros.

Este fato pode, também, explicar os acidentes de vazamento de óleo registrados, a exemplo, no campo de Frade, porque este sistema afeta as camadas

estratigráficas superiores (menos profundas), tornando os selos deste campo altamente vulneráveis.

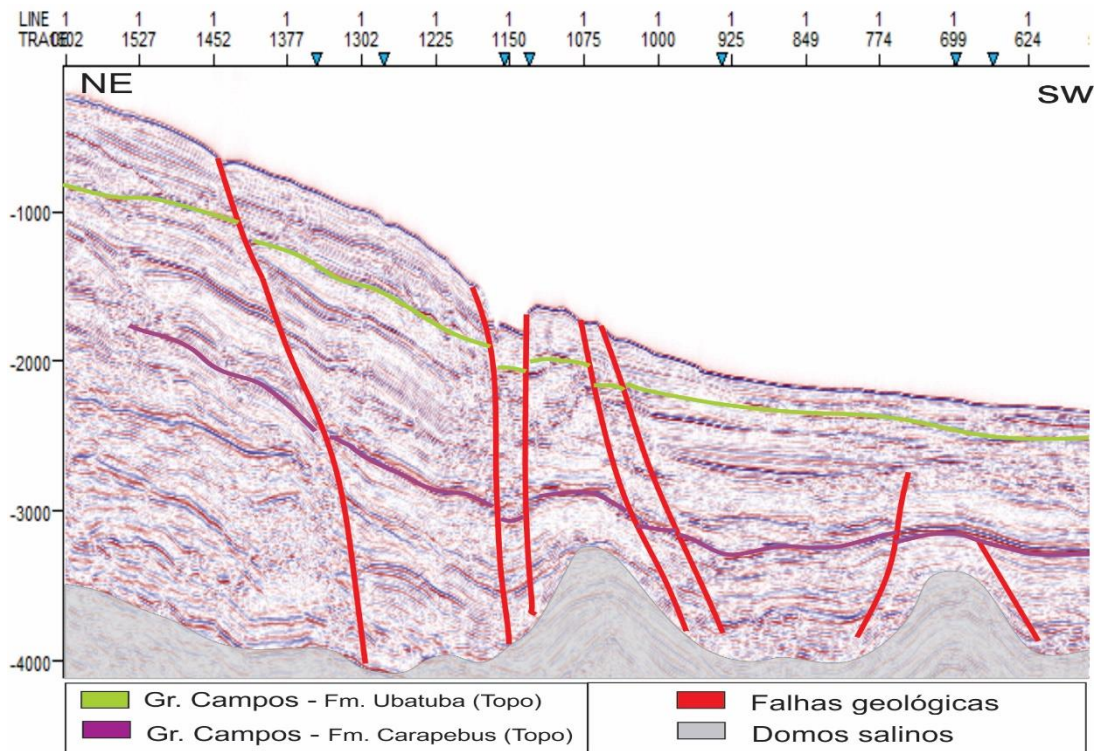


Figura 19: Interpretação da linha sísmica 66-35.

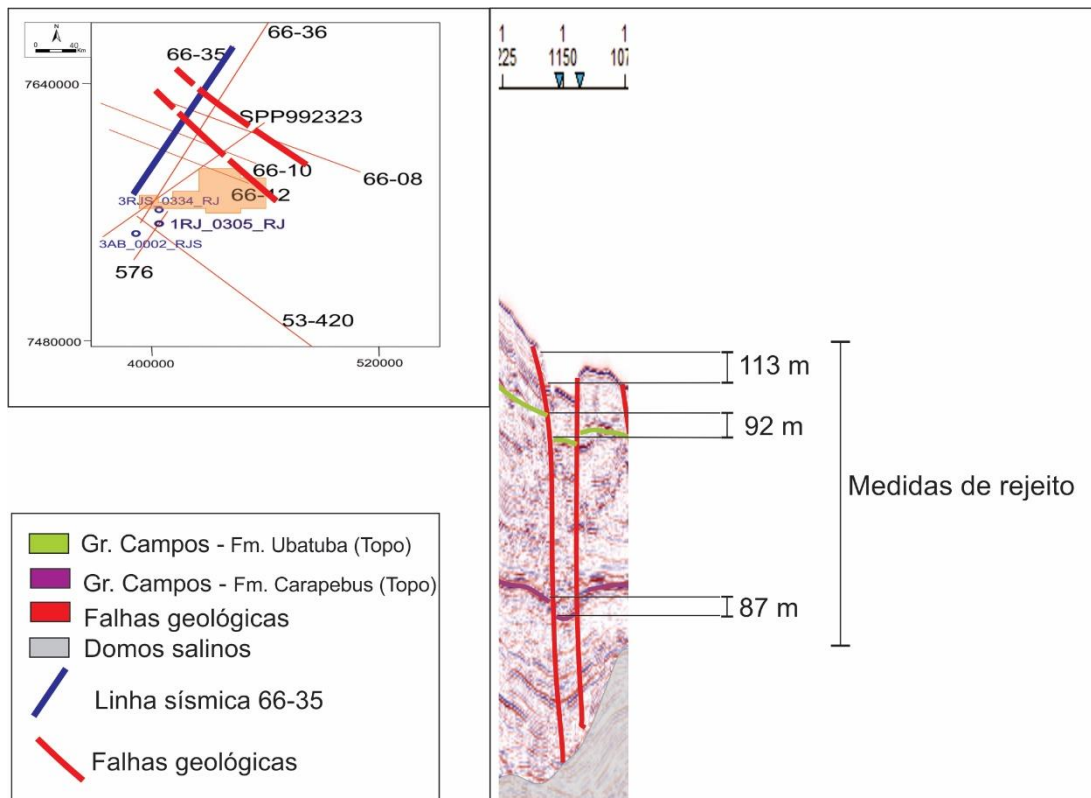


Figura 20: Trecho da linha sísmica 66-35 com alguns rejeitos de mergulho real identificados. Linha perpendicular a falha na porção sul da região do campo de Roncador.

No perfil sísmico mostrado na figura 19 (linha sísmica 576), observa-se - na falha A - um deslocamento entre as feições estruturais do pós-sal em relação ao pré-sal - resultante do movimento causado pela reativação dúctil (halocinética). O deslocamento da falha A, observado entre a seção de pré-sal e pós-sal, representa um movimento de deslizamento relativo associado a Formação Retiro.

A influência desta reativação dúctil, além de ser observada em todas as linhas sísmicas, pôde ser melhor identificada a partir da análise dos mapas e contorno estrutural (Item 5.3).

5.3 Mapas de contorno estrutural

A seguir são apresentados os mapas de contorno estrutural gerados para o fundo marinho e para o principal nível produtor do campo de Roncador - Formação Carapebus, Maastrichtiano (72.1 – 66 M.a.). A intenção na geração dos mapas é a identificação de falhas geológicas regionais e a comparação entre estes mapas, a fim de identificar a influência de feições estruturais que abranjam desde o nível produtor até o fundo marinho.

As cores quentes (tons avermelhados) correspondem a altos estruturais (*footwalls*) enquanto que os tons mais frios (tendendo ao verde) apresentando baixos estruturais (*hangingwalls*).

As falhas regionais identificadas nos mapas de contorno estrutural foram corroboradas com as falhas encontradas nas linhas sísmicas. Como exemplo, o sistema de falhas identificado na perturbação das isócronas na porção sul do mapa de contorno estrutural do fundo marinho (figura 22) é também observado na interpretação sísmica da linha 66-35 (figura 19).

Em uma comparação entre o mapa de contorno estrutural do fundo do mar com o mapa do topo dos reservatórios interpretados da Formação Carapebus (Figura 24), identificou-se a interferência das falhas geológicas em ambos - culminando com a proposição de que as falhas vieram de um reativação halocinética, como mostrado na figura 18 - a falha A.

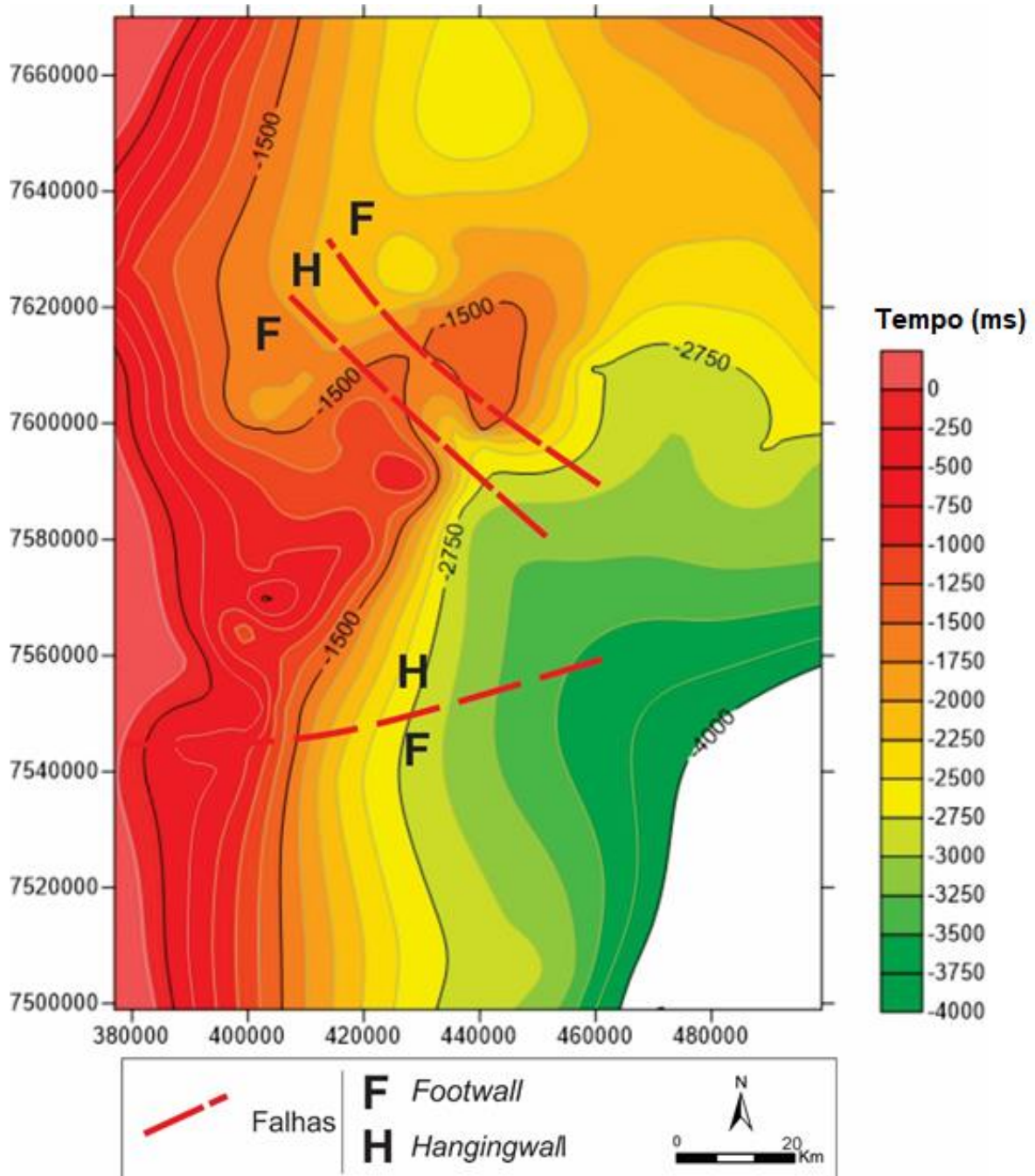


Figura 21: Mapa de contorno estrutural do fundo marinho - com ênfase nas falhas identificadas tanto no mapa quanto nas linhas sísmicas.

O sistema de falhas encontrado na porção sul em ambos os mapas de contorno estrutural possui similaridade com um sistema de gráben, onde é possível observar um baixo estrutural em meio a dois altos estruturais – ou ainda, um *hangingwall* entre dois *footwalls*. A figura 23 compara as regiões formadas pelas isócronas no mapa de contorno estrutural do fundo marinho com um modelo esquemático de um sistema de grabens – comprovando, assim, a similaridade.

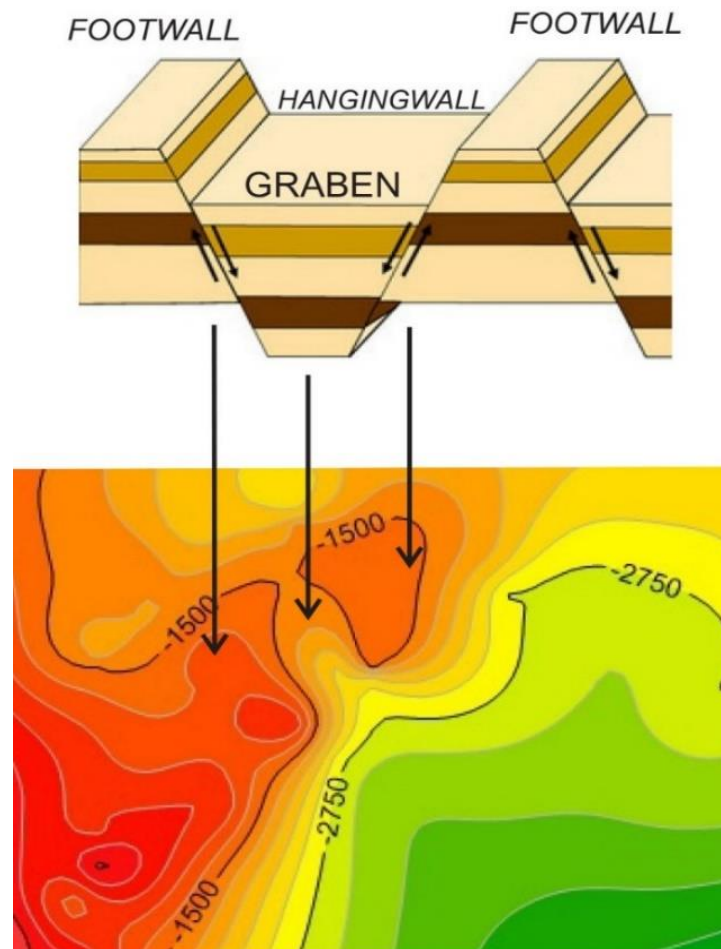


Figura 22: Comparativo entre modelo esquemático de um sistema de gráben com as feições encontradas no mapa de contorno estrutural para o fundo marinho.

Neste sentido, em ambos os mapas de contornos estruturais são identificados o bloco soerguido (*Footwall*) e o bloco abatido (*Hangingwall*) das falhas a sul da região do campo de Roncador, observado também nas linhas sísmicas interpretadas.

Na falha regional identificada a norte do campo, o *footwall* e o *hangingwall* foi definido com auxílio das linhas sísmicas.

Em um modelo 3D simplificado do topo da Formação Carapebus, foi possível observar as características resultantes da influência halocinética nesta camada (Figura 25), comprovada, também, pela interpretação da linha sísmica 66-08 (Figura 18), onde é possível observar em detalhes a deformação do refletor da Formação Carapebus pelos domos salinos.

A interpretação dos métodos potenciais demonstra a influência direta do sistema de rifte neste campo - provado pela reativação de falhas, que vão desde o embasamento da bacia, aos domos salinos, chegando até o fundo marinho.

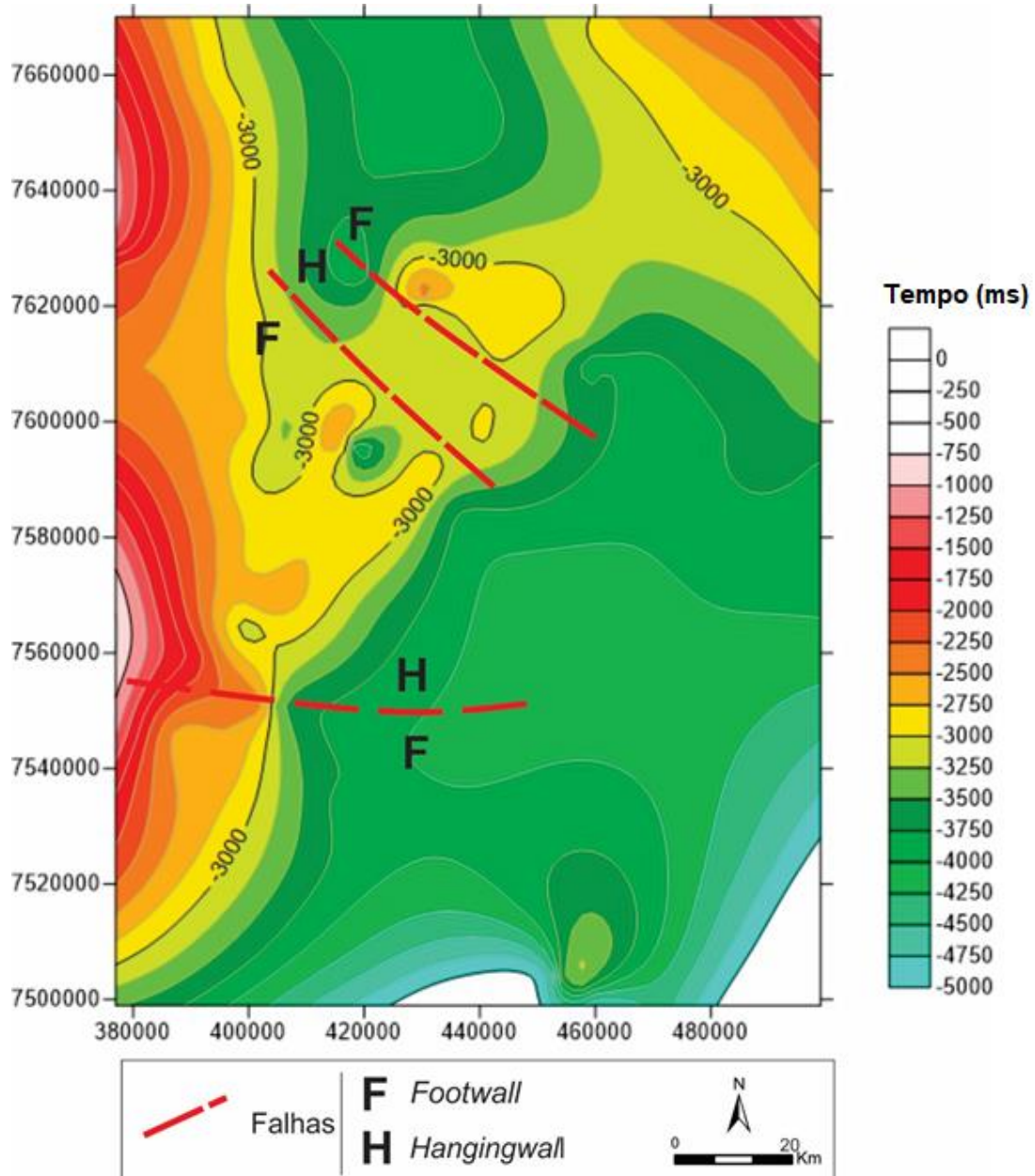


Figura 23: Mapa de contorno estrutural da Formação Carapebus - com ênfase nas falhas identificadas tanto no mapa quanto nas linhas sísmicas.

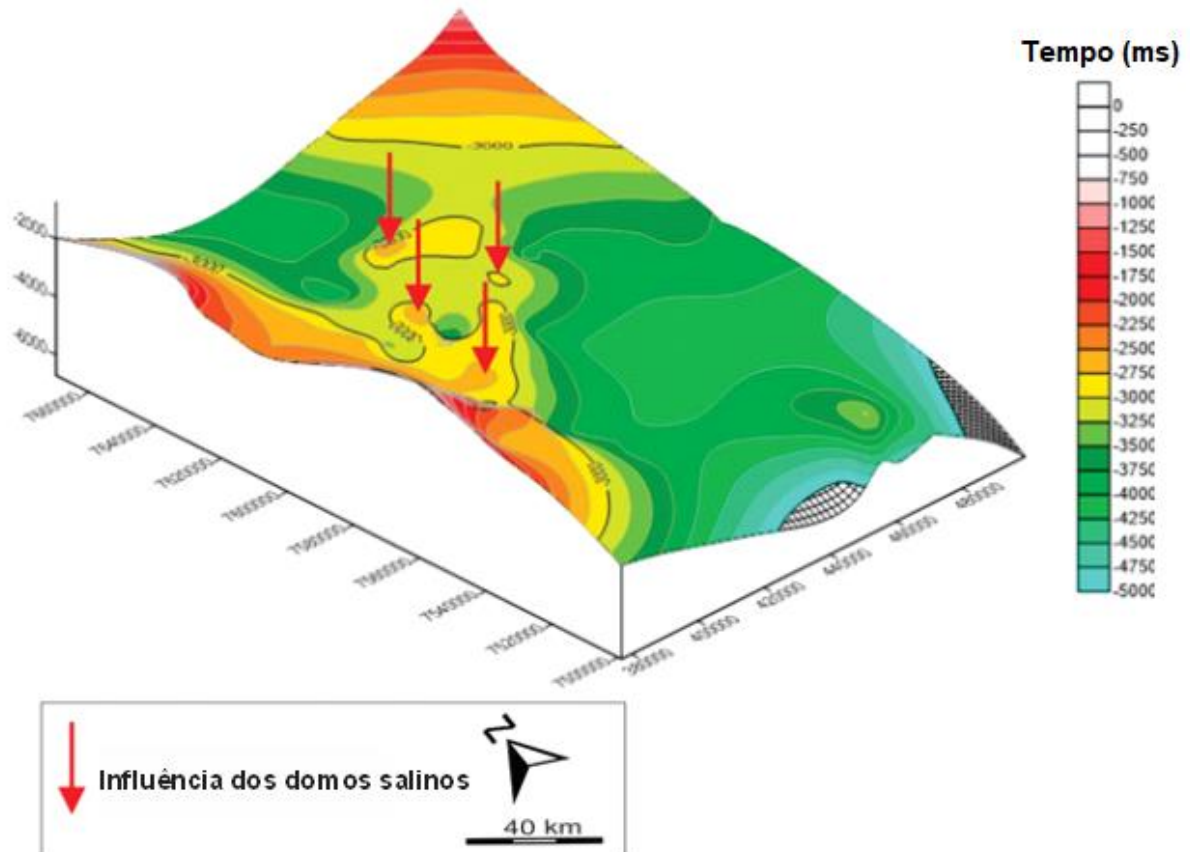


Figura 24: Modelo 3D simplificado da superfície da Formação Carapebus. Com ênfase para a influência da halocinese neste nível. (Setas em vermelho indicando as deformações no horizonte provocadas pela halocinese).

Fornecidos pela CPRM – pelo sistema de disponibilização de dados públicos, e elaborados pelo Projeto Neotectônica Unesp entre os anos 2012-2013 - ainda, foi possível a análise regional dos mapas magnetométrico (Figura 26) e gravimétrico (Figura 27), onde as falhas principais identificadas nos mapas de contornos estruturais também puderam ser identificadas na região do Campo de Roncador - culminando com a proposição da reativação do sistema de rifte. Nestes mapas, as descontinuidades do plano de falha são observadas nas perturbações das isócronas.

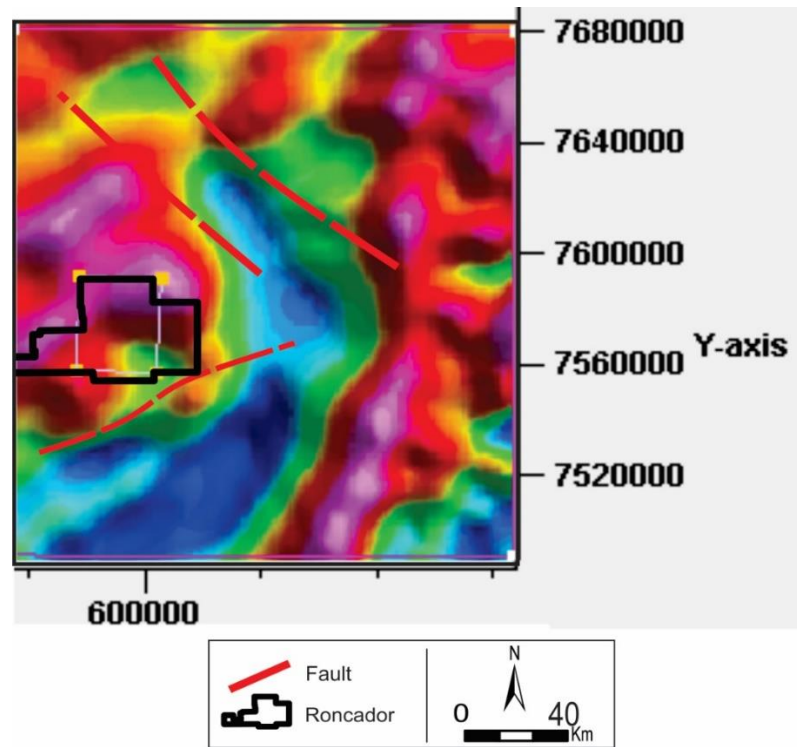


Figura 25: Mapa magnetométrico - cores quentes (vermelho e roxo) representam altos estruturais e intrusões basálticas.

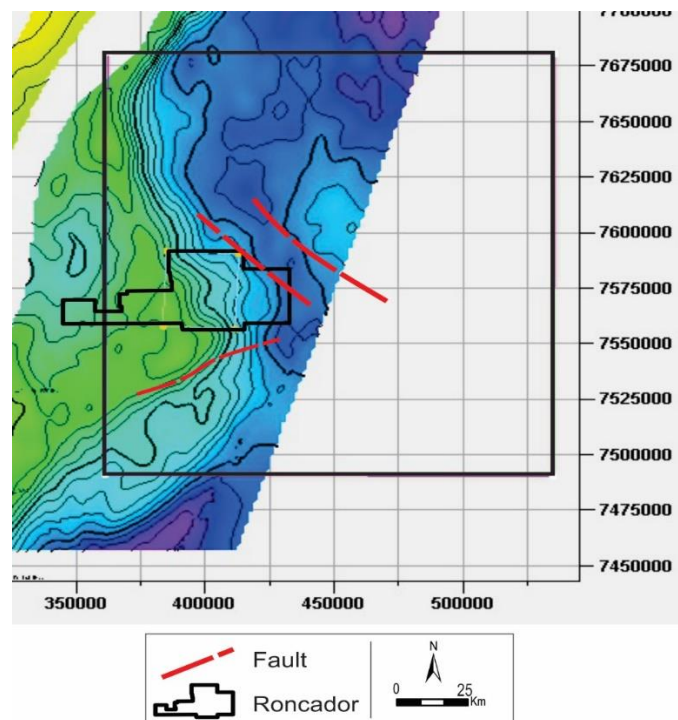


Figura 26: Mapa gravimétrico, representando a configuração do embasamento da bacia - cores quentes (verdes) representam os altos estruturais.

6. ANÁLISE TECTONOESTRATIGRÁFICA

A interpretação das linhas sísmicas da região do Campo de Roncador corroborou com os já conhecidos modelos e esquemas existentes na literatura para a Bacia de Campos.

Estratigraficamente, o empilhamento encontrado nas interpretações, bem como nas pastas de poço, é correlato com o empilhamento esperado para a região, com destaque para os reservatórios da Formação Carapebus, envoltos pelas rochas selantes da Formação Ubatuba.

As interpretações evidenciam extensos falhamentos normais, que atingem desde os litotipos da sequência rifte até as rochas mais recentes da sequência drifte – em outras palavras, desde o Grupo Lagoa Feia até o fundo marinho, afetando também neste intervalo as rochas do principal nível produtor, a Formação Carapebus (Gr. Campos).

As falhas normais da bacia de Campos são resultantes da reativação do sistema rifte - evento que afeta todos os pacotes sedimentares sobrepostos, até atingir os sedimentos mais recentes do Plioceno, não deformados.

A evolução tectonoestratigráfica da região do campo de Roncador foi subdividida em 3 estágios principais.

1) Estágio de estabilidade: compreende o período de abertura do Oceano Atlântico, entre a instalação da bacia (fase rifte) e o desenvolvimento do estágio de margem passiva, durante o Oligo-Mioceno. Foi um período de tectônica relativamente estável, onde as falhas do sistema drifte ainda não existiam ou eram pouco pronunciadas, de modo a não afetar os turbiditos da Formação Carapebus.

2) Estágio de ativação: a segunda fase, compreendida na Época Oligo-Miocênica (aproximadamente 15 Ma), é identificada pelo desenvolvimento de falhamentos normais, cuja base posiciona-se na superfície Aptiana (observável nas linhas sísmicas apresentadas no item “5.1”). Estas falhas, embora deformem os litotipos do sistema drifte, comumente atuam como estruturas selantes impedindo, em um primeiro momento, a migração de hidrocarbonetos. Posteriormente, a bacia tornou-se novamente estável, sujeita a retrogradação e conseqüente subida do nível eustático.

3) Estágio de reativação: Ocorreu a partir de 15 Ma, baseou-se na reativação das falhas do sistema rifte. Conforme observado, em situações onde as falhas conectam-se diretamente aos reservatórios da Formação Carapebus ou a outras falhas associadas a estes, ocorre migração de hidrocarbonetos da zona do pré-sal em direção ao pós-sal. Desta forma, o óleo acumula-se nesta formação, por encontrar condições favoráveis para a criação de um reservatório de hidrocarbonetos.

Atuante durante o Cretáceo Inferior, o processo de extensão crustal levou à instalação de um sistema de *rift valley* alongado, que pode ser observado tanto no esquema da Bacia de Campos quanto na região do Campo de Roncador. Há horsts, grábens e hemi-grábens que afetam tanto o embasamento quanto as rochas vulcânicas e sedimentos da seção pré-sal.

A migração do óleo na região do Campo de Roncador é bastante influenciada pelas falhas interpretadas tanto a norte como a sul da área – a migração do óleo da seção pré-sal até os reservatórios da Formação Carapebus ocorre geralmente por meio de falhamentos extensionais associados a altos estruturais locais. Embora nos perfis sejam identificadas falhas lítricas, estas não fornecem condutos para o transporte do hidrocarboneto da seção pré-sal para a pós-sal, pois justamente entre estas seções se encontra os domos salinos, que são exímios selantes dos hidrocarbonetos.

A grande extensão destas falhas, associadas à reativação halocinética, pode ser um dos motivos da maior vulnerabilidade de vazamentos de hidrocarbonetos no fundo marinho na região do Campo de Roncador. Como pode ser observado no Estágio 3 (Reativação), as falhas, algumas vezes, são expressivas desde a superfície Aptiana até o fundo marinho.

Na maioria das regiões abordadas durante este estudo, os reservatórios associados a Formação Carapebus se encontram próximas às Sequências Transicionais, porém, em algumas localidades da Bacia de Campos (como exemplo o Campo de Frade), os reservatórios se encontram em regiões mais rasas da Sequência Drifte, o que potencializa ainda mais os vazamentos de óleo no contexto geológico encontrado para a região.

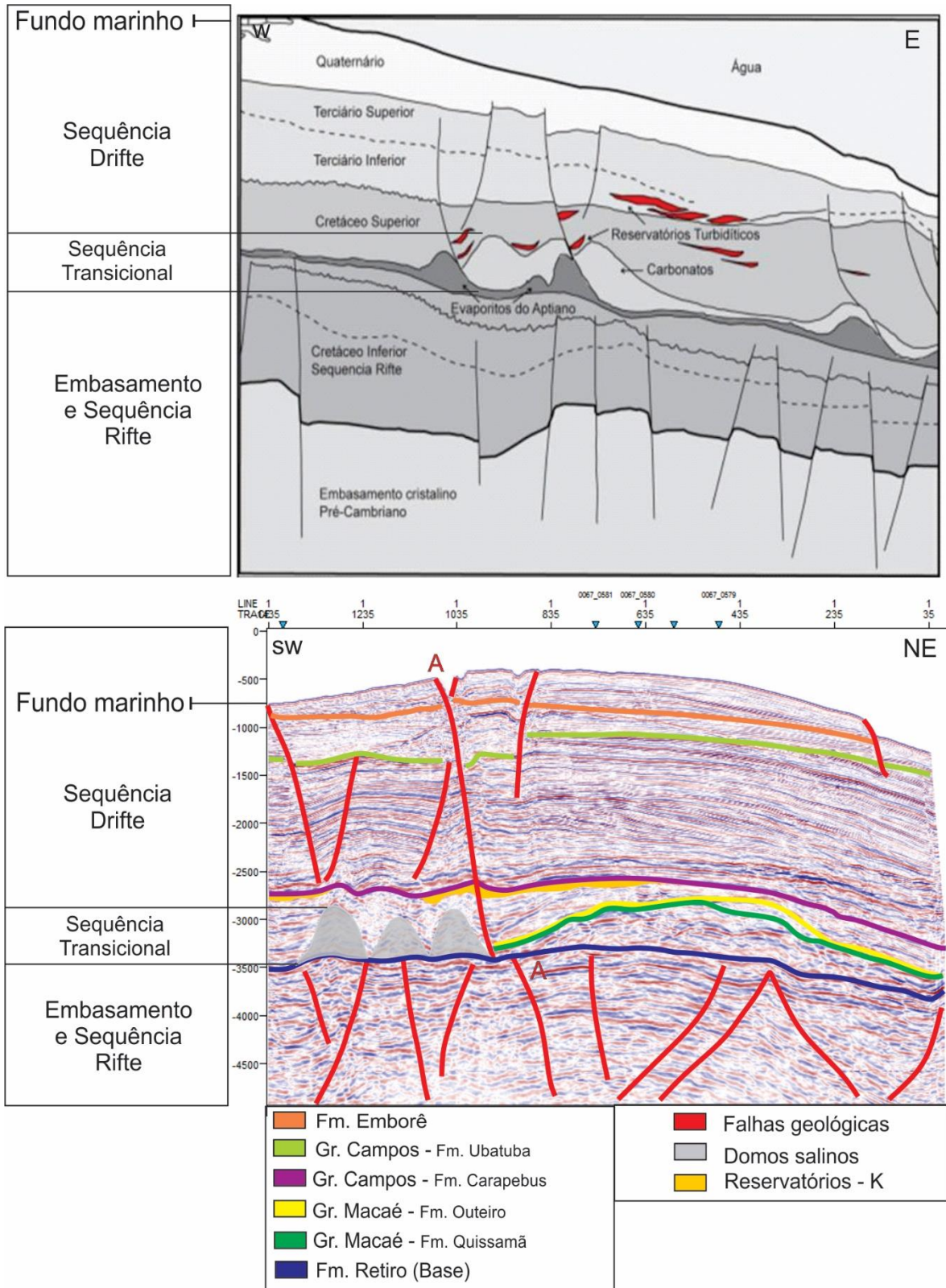


Figura 28: Imagem comparativa entre o esquema ilustrativo da Bacia de Campos (Rangel et al. 1998) com a linha sísmica 0576 interpretada, com as principais sequências identificadas.

7. CONCLUSÕES

No contexto apresentado, foram identificadas falhas normais, antitéticas e lístricas, que podem deslocar as camadas sedimentares, formando armadilhas estruturais, que aliadas às armadilhas estratigráficas (camadas pouco permeáveis, como folhelhos, margas, argilitos e evaporitos da Formação Ubatuba) originam importantes trapas para os depósitos turbidíticos da Formação Carapebus.

Porém, a extensão das falhas que vão desde o embasamento da bacia ao fundo do mar, gera áreas de instabilidade geológica, tornando a região do Campo de Roncador, embora uma excelente área para trapeamento de hidrocarbonetos, suscetível a vazamentos de óleo.

O sistema de falhas observado no fundo do mar foi reativado tectonicamente, pois a mesma característica, além de ser observada em demais horizontes, é constatada em mapas gravimétricos e magnetométricos.

A vulnerabilidade dos selos de hidrocarbonetos em regiões com litologias e contextos geológicos similares são existentes por dois motivos principais: o primeiro, já discutido, compete à extensão das falhas, o segundo, devido às poucas profundidades em que os reservatórios – principalmente na Sequência Drifte – podem estar localizados. Por esse motivo, recomenda-se maiores pesquisas sobre aspectos ambientais e estruturais associadas a estas regiões.

Destaca-se, ainda, que no momento da prospecção dos hidrocarbonetos, estudos são realizados e pretende-se sempre equalizar a pressão já existente com a pressão dos fluidos prospectantes. Porém, essas diferenças de pressões podem acarretar fraturamentos no fundo marinho, fazendo com que as falhas já identificadas possuam novas conexões e se tornem, em devidas proporções, caminhos para a migração dos hidrocarbonetos.

8. REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICAS

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO – ANP - **Boletim da Produção de Petróleo e Gás Natural** – Setembro de 2017. Site: www.anp.gov.br. Acessado em 22/10/2017.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO – ANP - **Boletim da Produção de Petróleo e Gás Natural** – Dezembro de 2016. Site: www.anp.gov.br. Acessado em 22/03/2017.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO – ANP - **Sumário Executivo Do Campo De Roncador** – Jan. de 2013. Site: www.anp.gov.br. Acessado em 22/03/2017.

ASMUS & PORTO. 1980. Diferenças nos estágios iniciais da evolução da margem continental brasileira: possíveis causas e implicações. IN: CONGRESSO BRASILEIRO DE GEOLOGIA, 31. Camboriú, 1980. **Anais...** Camboriú. 1980, SBG. 1: 225-239.

BASSIOUNI, Z. **Theory, Measurement, and Interpretation of Well Logs**. SPE textbook series vol. 4, 1994. 372 p.

BRUHN, C. H. L., J. A. T. GOMES, C., C. DEL LUCHESE, P.R.S. JOHANN. Campos Basin: Reservoir characterization and management – Historical overview and future challenges: **OTC Proceedings Contribution** No. 15220, 13 p. 2003.

CAINELLI, C. & MOHRIAK, W. U. Geology of atlantic eastern brazilian basins. IN: 1998 AAPG INTERNATIONAL CONFERENCE & EXHIBITION, Rio de Janeiro: **Brazilian Geology part 2**, 1998.

CHANG, H. K., ASSINE, M. L., CORRÊA, F. S., TINEN, T. J, VIDAL, A. C., KOIKEL, L. Sistemas petrolíferos e Modelos de Acumulação de Hidrocarbonetos na Bacia de Santos, **Revista Brasileira de Geociências**, 38 (suplemento), p. 29-46. 2008.

CHANG, H. K; KOWSMAMN, R. O.; FIGUEIREDO, A. M. F. Novos Conceitos Sobre o Desenvolvimento das Bacias Marginais do Leste Brasileiro, IN G. P. RAGA

GABAGLIA & E. J. MILANI (eds.). **Origem e Evolução de Bacias Sedimentares**, Rio de Janeiro, Petrobras, 1990. p. 269-89.

CPRM – **Serviço Geológico do Brasil**. 2003. Acervo institucional do Centro de Geociências Aplicadas ao Petróleo.

CONTRERAS, S. A. C. & DE CASTRO, J. C. Metodologia para determinar parâmetros petrofísicos de corte em um campo e petróleo: o caso Socorro, bacia do Oriente, Venezuela. **Revista Escola de Minas**. Ouro Preto. V. 65, n. 3, Jul/Set 2012.

DEMERCIAN, S. P.; SZATMARI, P. R. 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, 393-443, 1993.

EVENICK, J. Introduction to well logs and subsurface maps. Pennwell, Oklahoma, EUA, 2008.

FIGUEIREDO, A. M. F.; MOHRIAK, W. U. – A Tectônica Salífera e as Acumulações de Petróleo da Bacia de Campos. IN: CONGRESSO BRASILEIRO DE GEOLOGIA, 33. RIO DE JANEIRO. **Anais...** Rio de Janeiro: SBG. p. 1380-1394. 1984.

GAMBOA, L. A. P.; MACHADO, M. A. P.; SILVA, D. P.; FREITAS, J. T. R.; SILVA, 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, p. 340-359. 2008.

GERHARDT, A. **Aspectos da visualização volumétrica de dados sísmicos**. 1998. Dissertação de Mestrado, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro - RJ, 1998.

GUARDADO, L.R.; GAMBOA, L. A. P. & LUCHESI, C. T. Petroleum Geology of the Campos Basin, Brazil, a Model for a Producing Atlantic Type Basin. **AAPG Memoir 48**. Tulsa, American Association of Petroleum Geologists. p. 3-79. 1989.

GUARDADO, L.R., MELLO, M.R, SPADINI, A.R., BRANDÃO, J.S.L. Petroleum System of the Campos Basin, Brazil: **AAPG memoir 73**, 2000.

HABERMANN, Leonardo. Caracterização tectono-estratigráfica integrada dos reservatórios do pós-sal na porção sudoeste da Bacia de Campos. 106 p. Trabalho de Conclusão de Curso (Geologia). Universidade Estadual Paulista - Unesp. Rio Claro, 2016.

HASUI, Y., CARNEIRO C. D. R., ALMEIDA, F. F. M. DE, BARTORELLA A. (Eds). **Geologia do Brasil**. São Paulo: Ed. Beca. 900 p. 2012.

KEARY, P.; BROOKS, M.; IAN, H. **Geofísica de exploração**. Tradução de Maria Cristina Moreira Coelho. São Paulo: Oficina de Textos, 438 p. Original: Na Introducing to geophysical exploration. 2009.

LOPES, M. F. B. V. **Caracterização Geológica da Província Petrolífera de Campos**. 196 p. Dissertação de Mestrado. Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2004.

MILANI, E. J.; ARAUJO, 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, DF: CPRM. Capítulo X, parte IV. 2003.

MILANI, E. J.; THOMAS FILHO, A. Sedimentary Basins of South America. IN: CORDANI, U. G.; MILANI, E. J.; THOMAS FILHO, A.; CAMPOS, D. A. (Eds.). **Tectonic Evolution of South America**. Rio de Janeiro, 31st. IGC, p. 389-449. 2000.

MOHRIAK, W. U. Recursos energéticos associados à ativação tectônica mesozoico-cenozoica da América do Sul. A Evolução tectônica da Faixa Brasília. IN: Capítulo XVIII – **Geologia do Continente Sul-Americano: Evolução da Obra de Fernando Flávio Marques de Almeida**. P. 293-319, 2004.

PERES, W. E. **Seismic -stratigraphic study of the Oligocene-Miocene shelf-fed turbidite systems of the Campos Basin, Brazil**: PhD Thesis, The University of Texas at Austin, 188 p. 1990.

PONTE, F.C.; ASMUS, H. E. The Brazilian Marginal Basins: Current state of knowledge. **Anais da Academia Brasileira de Ciências**. Vol. 48, p. 215-239. 1976.

RANGEL, H. D.; MARTINS F. A. L.; ESTEVES F. R.; FEIJÓ, F. J. Bacia de Campos. **Boletim de Geociências da Petrobrás**. Vol. 8, p. 203-218. 1994.

RANGEL, H. D.; MARTINS, C. C. Principais compartimentos exploratórios, Bacia de Campos. **IN: (ed.) Searching for Oil and Gas in the Land of Giants**. Rio de Janeiro. Schlumberger p. 32-40. 1998.

RICCOMINI, C. SANTANA, L. G.; TASSINARI, C. C. G. Pré-sal: Geologia e exploração. **Revista USP**, vol. 9. p. 33-42. 2012.

ROBINSON, E A.; TREITEL, S. **Geophysical signal analysis**. Prentice-Hall, Inc: 1980.

SCHALLER H. Estratigrafia da Bacia de Campos. **IN: XXVII CONGRESSO BRASILEIRO DE GEOLOGIA. Anais...** Aracaju, 3: 247-258. 1973.

SILVA, M. G. Processamento de Dados Sísmicos da Bacia do Tacutu. Dissertação de Mestrado, 126 p. Universidade Federal da Bahia, Salvador, Brasil, 2004.

VINCENTELLI, M. G. C.; NEVES, M.; MORALES, N. Controle Estrutural do Neógeno e Quaternário nas Bacias de Campos e Espírito Santo. **Geociências**, São Paulo, p. 1-16. 2015.

WINTER, R.W, JAHNERT, R.J, FRANÇA, A.B. Bacia de Campos. **Boletim de Geociências da Petrobrás**, v.15, n. 2. Rio de Janeiro, p. 511-529. 2007.

WILSON, M. Magmatism and the geodynamics of basin formation. **Sedimentary Geology**, v. 86. p. 5-29. 1993.

YILMAZ, O. **Seismic Data Analysis – Processing, Inversion and Interpretation of Seismic Data**. Volume I – Editor Stephen M. Doherty. Society of Exploration Geophysicists. 2001.