



UNIVERSIDADE FEDERAL FLUMINENSE
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS
DEPARTAMENTO DE GEOLOGIA E GEOFÍSICA
PÓS-GRADUAÇÃO EM DINÂMICA DOS OCEANOS E DA TERRA

**ANÁLISE DAS ESTRUTURAS DA FASE RIFTE E SUA
INFLUÊNCIA NAS CAMADAS RESERVATÓRIO DO
CAMPO DE BÚZIOS, BACIA DE SANTOS.**

RUANN CARLOS MENDANHA DA SILVA

NITERÓI, 2020



**ANÁLISE DAS ESTRUTURAS DA FASE RIFTE E SUA
INFLUÊNCIA NAS CAMADAS RESERVATÓRIO DO
CAMPO DE BÚZIOS, BACIA DE SANTOS.**

RUANN CARLOS MENDANHA DA SILVA

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

Área de Concentração: Geologia e Geofísica

Aprovada em 28 de dezembro de 2020

NITERÓI, 2020



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

M537a Mendanha, Ruann Carlos da Silva
ANÁLISE DAS ESTRUTURAS DA FASE RIFTE E SUA INFLUÊNCIA NAS
CAMADAS RESERVATÓRIO DO CAMPO DE BÚZIOS, BACIA DE SANTOS. /
Ruann Carlos da Silva Mendanha ; Marco Antonio Santos Cetale,
orientador ; Romário Cardoso Mota, coorientador. Niterói,
2020.
83 f. : il.

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

DOI: <http://dx.doi.org/10.22409/PPGDOT.2020.m.11967729751>

1. Geofísica. 2. Interpretação Sísmica. 3. Bacia de
Santos. 4. Campo de Búzios. 5. Produção intelectual. I.
Cetale, Marco Antonio Santos, orientador. II. Mota, Romário
Cardoso, coorientador. III. Universidade Federal Fluminense.
Instituto de Geociências. IV. Título.

CDD -



BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Marco Antonio Cetale Santos (Orientador)
Deptº de Geologia e Geofísica / DOT – UFF

Msc. Romário Cardoso Mota (Coorientador)
Geofísico – ENEVA S.A.

Drª. Aline Theophilo Silva
Geóloga – PETROBRAS/CENPES

Prof. Dr. Cleverson Guizan Silva
Deptº de Geologia e Geofísica / DOT – UFF

Prof. Dr. Rogério de Araújo Santos
Deptº de Geologia e Geofísica – UFF

NITERÓI, 2020

AGRADECIMENTOS

Agradeço a Dona Rita e Seu Tarciso, simplesmente por tudo sempre, e aos meus queridos irmãos Ronney, Ariadne, Carlos e Yasmin.

Agradeço ao meu orientador Prof. Dr. Marco Cetale, por todo o suporte, ensinamentos passados, confiança depositada e por acreditar no meu trabalho.

Agradeço duplamente como coorientador e amigo o geofísico Msc. Romário Mota, por todo o apoio e motivação, pelas críticas, muitos ensinamentos e por agregar tantos valores.

A Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES), pela concessão da bolsa de pós-graduação.

A Universidade Federal Fluminense e ao Departamento de Geologia e Geofísica, pela oportunidade de participar desta balbúrdia que desenvolve ciência e pesquisa de qualidade neste país.

A Agência Nacional do Petróleo Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), pela concessão dos dados utilizados como base para este trabalho.

A empresa Schlumberger pelas licenças acadêmicas dos software`s que viabilizaram a execução projeto.

Agradeço aos professores Dr. Fernando Freire, Dr. Cleverson Guizan e Dr. Wagner Lupinacci, pelas bibliografias cedidas, pelas dúvidas sanadas e por serem sempre solícitos.

A todos companheiros do Grupo de Imageamento e Inversão sísmica (GISIS), com os quais compartilhei grandes experiências e aprendi muito durante esse tempo.

Agradeço ao grande amigo geólogo Msc. Flavio Oliver por compartilhar tamanha experiência e sabedoria.

Também a todos os amigos da pós-graduação, com os quais dividi momentos alegres e outros não tão alegres, em especial a minha querida amiga geóloga Msc. Tuany Fatah.

Agradeço aos irmãos que a vida me deu Eng. Thairo Bicalho e Chef Lucas Porto, que mesmo distantes e com realidades bem diferentes, estão sempre comigo.

E a todos que de forma direta ou indireta me ajudaram nessa jornada.

*“A vida é como no poker,
uma combinação de habilidade e sorte,
as pessoas pensam que dominar a habilidade é a parte difícil,
quando na verdade o segredo é dominar a sua sorte!”*

(Jesse May)

RESUMO

O presente trabalho está inserido no âmbito do projeto de dissertação de mestrado, que objetiva identificar as principais unidades e estruturas do intervalo pré-sal na porção setentrional do campo de Búzios. O Campo de Búzios descrito como um dos mais promissores campos de águas profundas do mundo, com uma lâmina d'água de aproximadamente 1900 m e distante 180 km da linha de costa, está localizado ao norte da Bacia de Santos, Bacia esta classificada como de margem leste passiva, delimitada a norte com a Bacia de Campos pelo Alto de Cabo Frio, e a sul pelo Alto de Florianópolis com a Bacia de Pelotas, distribuída em uma área de 350.000 Km² abrangendo o litoral dos estados do Rio de Janeiro, São Paulo, Paraná e Santa Catarina. A identificação das principais unidades e estruturas foi realizada através da interpretação e análise de dados públicos referentes a um levantamento sísmico 3D migrado em profundidade, com área de aproximadamente 150 Km² e dos perfis geofísicos de onze poços situados nesse perímetro. O desenvolvimento do trabalho é dado a partir da triagem e controle de qualidade dos dados, seguido pela interpretação sísmica e análise das principais estruturas, tendo como referência trabalhos de geofísica de exploração e a literatura pré-existente da Bacia. Em um fluxo de trabalho semelhante ao desenvolvido pela indústria de E&P, foi realizado a correlação estratigráfica, amarração sísmica/poço, geração de atributos sísmicos e mapeamento das principais superfícies sísmicas da seção pré-sal. Através do mapeamento foram identificadas e analisadas as principais feições estruturais e estratigráficas para as Formações Camboriú, Piçarras, Itapema e Barra Velha, pertencentes ao Grupo Guaratiba compreendido no Cretáceo inferior do Hauteruviano ao Aptiano, em um estágio evolutivo englobando fases Rifte e Pós-Rifte. Com destaque para estruturas antififormes nas camadas sedimentares de eixos congruentes aos planos de falhas da unidade magmática. Como resultados foram gerados mapas estruturais em profundidade para as unidades identificadas, mapas de isópacas, seções estruturais detalhando as falhas principais e a relação com os diferentes intervalos estratigráficos, além da composição de modelo tectono-estratigráfico que se dedica a retratar a geologia local para a área de trabalho. Uma vez gerados resultados, buscou-se relacionar o padrão deposicional observado, com os modelos deposicionais descritos para unidades inseridas em contexto de deposição rifte. A fim de propor uma contextualização tectônica das diferentes unidades mapeadas que compõem o sistema petrolífero da área de trabalho, além da influência de estruturas locais identificadas nas camadas reservatório. Sendo assim realizada a tentativa de uma pequena contribuição para o melhor entendimento da geologia na Bacia de Santos, da configuração tectônica das unidades inseridas no intervalo pré-sal e do sistema petrolífero no campo de Búzios.

Palavras-chave: Bacia de Santos; Campo de Búzios; Pré-sal; EoCretáceo; Interpretação sísmica.

ABSTRACT

The present work is part of master thesis project, that seeks identify the main units and structures of the pre-salt interval in the northern portion of Búzios Field. The Búzios Field described as one of the most promising deep water fields in the world, with a water depth of approximately 1900m and 180km distant from coast line, is located to north of Santos Basin, which is classified as the east margin passive, delimitate to north with the Campos Basin by Cabo Frio High, and to south by Florianópolis High with Pelotas Basin, distributed over area of 350,000 km² comprise the coast states of Rio de Janeiro, São Paulo, Paraná and Santa Catarina. The identification of the main units and structures was carried out through the interpretation and analysis of public data relative to 3D survey seismic depth migrated, with area of about 150 km² and the geophysical profiles of eleven wells located in this boundary. The development of work is based on selection and quality control of the data, consecutive seismic interpretation and analysis of main structures, having as reference works of exploration geophysics and the pre-existing literature of the Basin. A workflow similar to that developed by the E&P industry, stratigraphic correlation, seismic/well integration, produce of seismic attributes and mapping the main seismic surfaces of the pre-salt section were carried out. Through the mapping, the main structural and stratigraphic features were identified and analyzed for the Camboriú, Piçarras, Itapema and Barra Velha Formations, belonging to the Guaratiba Group included in the lower Cretaceous of Hauteruvian to Aptian in evolution stage cover rift and post-rift phases. Highlighting antiformal structures in the sedimentary layers of axes congruent to fault plans of magmatic unit. As result, structural maps were produced in depth for the identified units, maps of isopach, structural section detailing the main faults and the relation with the different stratigraphic intervals, in addition to composition of tectono-stratigraphic model that is dedicated to reflect the local geology for the work. Once results were generated, sought to relate the observed depositional pattern, with depositional models described for units inserted in context of rift deposition. In order to propose a tectonic contextualization of different mapped units that make up the oil system of work area, in addition to influence of local structures identified in reservoir layers. Thus, was try made to make a small contribution to a better understanding of geology in Santos Basin, the tectonic configuration of units inserted in the pre-salt interval and oil system in the Búzios field.

Keywords: Santos Basin; Búzios Field; Pre-salt; Lower Cretaceous; Seismic Interpretation.

LISTA DE FIGURAS

Figura - 1: Gráfico de produção do Pré-sal de 2009 a 2020, extraído de Pré-sal Petróleo S.A. em março de 2020.	11
Figura - 2: Reconstrução tectônica das bacias sedimentares na configuração pré-deriva continental, extraído de Bizzi et al. (2003).	13
Figura - 3: Modelo geodinâmico esquemático da margem continental divergente, extraído de Mohriak et al. (2003).	15
Figura - 4: Carta estratigráfica da Bacia de Santos, retirado de Moreira et al. (2007).	17
Figura - 5: Seção esquemática da Bacia de Santos. (I) Fase Rifte e Sag, (II) seção evaporítica e (III) margem passiva. Retirado de Papaterra (2010) adaptado de Nepomuceno (2005).	18
Figura - 6: Evolução da Bacia no EoCretáceo extraído de Buckley et al. (2015).	19
Figura - 7: Carta de eventos do sistema petrolífero, extraído de Papaterra (2010).	21
Figura - 8: Estágios de desenvolvimento de Rifte. (A) Extensão inicial, (B) Estágio de estiramento e (C) Subsidência pós-Rifte e sedimentação. Extraído de Fossen (2010).	22
Figura - 9: Ilustração esquemática para (A) horst, (B) graben e (C) hemigraben. Retirado de Fossen (2010).	23
Figura - 10: Exemplo de flexura acima de falhas reativadas, extraído de Fossen (2010).	23
Figura - 11: Modelo de sistema de hemigraben com seus principais elementos e compartimentações, retirado de Kuchle (2010).	24
Figura - 12: Tratos de sistema tectônicos em seção sísmica idealizada, extraído de Prosser (1993).	25
Figura - 13: Modelo geométrico básico para estratigrafia de bacia Rifte, retirado de Bosence (1998).	26
Figura - 14: (A) Modelo estratigráfico idealizado de uma bacia Rifte, (B) transposição do modelo estratigráfico para a terminologia sismoestratigráfica e (C) diagrama cronoestratigráfico. Extraído de Kuchle e Scherer (2010).	28
Figura - 15: Localização da Bacia de Santos com a linha pontilhada indicando os limites geológicos e os polígonos coloridos blocos e campos em concessão. Retirado de Papaterra (2010).	29
Figura - 16: Localização do Campo de Búzios com destaque para o polígono de trabalho em vermelho, modificado de Relatório ANP (2016).	30
Figura - 17: Fluxograma representando as etapas de trabalho.	32
Figura - 18: Localização dos poços no polígono de trabalho.	33
Figura - 19: Perfil geofísico do poço “E” como exemplo da composição realizada para os poços.	34
Figura - 20: Recorte do perfil composto do poço “A”, ilustrando a marcação de topo da Fm. Barra Velha.	35
Figura - 21: Dado sísmico 3D carregado no software Petrel ao início do projeto.	36
Figura - 22: Limites do dado sísmico original e do recorte realizado para a área de trabalho.	37

Figura - 23: Método de construção de sismograma sintético, adaptado de Veeken (2007).....	38
Figura - 24: Cálculo do coeficiente de refletividade e impedância acústica, adaptado de Veeken (2007).	38
Figura - 25: Esquemas de padrões de configuração de fácies sísmicas, modificado de Mitchum et al. (1977).	40
Figura - 26: Relação de estratos numa sequência em função da terminação de refletores, retirado de Della Fávera (2001).	40
Figura - 27: Exemplo de (a) seção sísmica e (b) aplicada a TecVA, extraído de Bulhões & Amorim (2005).....	43
Figura - 28: Exemplo aplicado Ant Tracking, retirado de Chahine et al.(2014).	43
Figura - 29: Exemplo da Correlação de poços, exemplo dado de "B" e "C" para os poços "I" e "K".	46
Figura - 30: Exemplo de integração a partir do sismograma sintético para o poço "E".	48
Figura - 31: Atributos sísmicos, depth slice e respectivas seções para (I) sísmica, (II) aplicado TecVA e (III) aplicado Ant Tracking.	50
Figura - 32: Mapeamento sísmico, (I) mapa de horizontes para superfície "H9" e (II) mapa de segmentos de falhas.	51
Figura - 33: Mapa estrutural para superfície "H1".	55
Figura - 34: Mapa estrutural para superfície "H2".	55
Figura - 35: Mapa estrutural para superfície "H3".	55
Figura - 36: Mapa estrutural para superfície "H4".	56
Figura - 37: Mapa estrutural para superfície "H5".	56
Figura - 38: Mapa estrutural para superfície "H6".	56
Figura - 39: Mapa estrutural para superfície "H7".	57
Figura - 40: Mapa estrutural para superfície "H8".	57
Figura - 41: Mapa estrutural para superfície "H9".	57
Figura - 42: (I) Seção interpretada, (II) seção sísmica e (III) orientação da seção em mapa.....	59
Figura - 43: Mapa de isópacas "H2 ISO" e histograma para unidade "H2".	62
Figura - 44: Mapa de isópacas "H3 ISO" e histograma para unidade "H3".	62
Figura - 45: Mapa de isópacas "H4 ISO" e histograma para unidade "H4".	62
Figura - 46: Mapa de isópacas "H5 ISO" e histograma para unidade "H5".	63
Figura - 47: Mapa de isópacas "H6 ISO" e histograma para unidade "H6".	63
Figura - 48: Mapa de isópacas "H7 ISO" e histograma para unidade "H7".	63
Figura - 49: Integração do modelo de falhas ao grid vertical.	64
Figura - 50: Modelo tectono-estratigráfico.	65
Figura - 51: Modelo tectono-estratigráfico com detalhe para os planos de falha.	65
Figura - 52: Estratigrafia da Bacia de Santos, extraído de Wright & Barnett (2015).....	69
Figura - 53: Relação das unidades mapeadas na classificação de Kuchle & Scherer (2010), adaptado de Kuchle & Scherer (2010).	71
Figura - 54: Subdivisão do estágio Rífte, adaptado de Moreira et al. (2007). ..	72
Figura - 55: Subdivisão do estágio Rífte, adaptado de Buckley et al. (2015)..	72
Figura - 56: Carta de eventos do sistema petrolífero, extraído de Papaterra (2010).....	73

<i>Figura - 57: Comparação entre representação de flexura de Fossen (2010) e detalhe seção interpretada.</i>	<i>74</i>
<i>Figura - 58: Mapa estrutural referente a Fm. Barra Velha Superior com destaque para as zonas de maior influência dos falhamentos da fase Rifte e indicação dos poços “L” e “M”.</i>	<i>75</i>

LISTA DE TABELAS

<i>Tabela 1: Identificação dos poços.</i>	<i>33</i>
<i>Tabela 2: Dimensões do dado sísmico original e do recorte realizado.</i>	<i>36</i>
<i>Tabela 3: Profundidade dos marcadores inseridos nos perfis de poços.</i>	<i>45</i>
<i>Tabela 4: Operações entre mapas estruturais para geração de mapas de isópacas.</i>	<i>60</i>
<i>Tabela 5: Relação das superfícies mapeadas com as unidades estratigráficas.</i>	<i>68</i>
<i>Tabela 6: Relação das unidades mapeadas com idades e estágios do rifte.</i>	<i>72</i>

SUMÁRIO

TEXTO EXPLICATIVO.....	13
1.INTRODUÇÃO	10
1.1 PRÉ-SAL E CAMPO DE BÚZIOS.....	10
1.2 MOTIVAÇÃO	11
1.3 OBJETIVOS.....	12
2. CONTEXTO GEOLÓGICO.....	12
2.1 BACIA DE SANTOS.....	12
2.2 SISTEMA DE DEPOSIÇÃO RIFTE	21
3. LOCALIZAÇÃO	29
4. MATERIAS E MÉTODOS.....	31
4.1 FLUXO DE TRABALHO	31
4.2 PERFIS DE POÇOS.....	33
4.3 DADO SÍSMICO	36
4.4 INTEGRAÇÃO SÍSMICA x POÇO.....	37
4.5 INTERPRETAÇÃO SISMICA.....	39
4.6 ATRIBUTOS SÍSMICOS	42
4.7 MAPEAMENTO SÍSMICO.....	44
5. RESULTADOS.....	45
5.1 INTERPRETAÇÃO ESTRATIGRÁFICA E LITOLÓGICA	45
5.2 SISMOGRAMA SINTÉTICO	47
5.3 ATRIBUTOS SÍSMICOS	49
5.4 MAPAS ESTRUTURAIS.....	51
5.5 SEÇÃO ESTRUTURAL.....	58
5.6 MAPAS DE ISÓPACAS.....	60
5.7 MODELO TECTONO-ESTRATIGRÁFICO.....	64
6. ANÁLISE DOS RESULTADOS	66
7. CONCLUSÃO.....	76
8. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	78

TEXTO EXPLICATIVO

Esta dissertação de mestrado está estruturada em modelo científico descritivo de pesquisa, realizada pelo aluno ao longo do curso Pós Graduação em Dinâmica dos Oceanos e da Terra. E sua organização compreende os seguintes aspectos:

Capítulo 1: introdução ao tema e sua importância, motivação da pesquisa e objetivos.

Capítulo 2: Uma breve descrição da Bacia de Santos, abordando aspectos estruturais, estratigráficos e o sistema petrolífero. Seguida por algumas definições de geologia estrutural e modelo de deposição, relevantes a temática abordada.

Capítulo 3: Localização do polígono de trabalho, inserido dentro dos limites do Campo de Búzios e este por sua vez compreendido na Bacia de Santos.

Capítulo 4: Relato dos materiais e métodos utilizados, com apresentação dos dados e ferramentas, resumo das principais técnicas empregadas e organização do fluxo de trabalho.

Capítulo 5: Apresentação e descrição dos produtos gerados: Correlação estratigráfica, integração sísmica/poço, atributos sísmicos, mapas estruturais, seção estrutural, mapas de isópacas e modelo tectono-estratigráfico.

Capítulo 6: Correlação dos resultados obtidos com a evolução da fase rifte e estratigrafia da bacia, representação das principais feições estruturais locais, sua importância para a geologia local e conseqüentemente para o sistema petrolífero.

Capítulo 7: Considerações finais e projeções futuras.

Capítulo 8: Referências bibliográficas.

1. INTRODUÇÃO

1.1 PRÉ-SAL E CAMPO DE BÚZIOS

“O termo “Pré-Sal” de definição geológica temporal, significa o intervalo de rochas que foi depositada antes de camadas de sal, assim, os reservatórios que lá ocorram devem ser considerados simplesmente mais velhos que uma camada de sal autóctone referente.” (PapaTerra 2010).

Disposto entre as bacias de Campos e Santos, o polígono do Pré-sal abrange uma área de aproximadamente 149 mil km², seguindo do litoral de Santa Catarina ao Espírito Santo. A partir de um Teste de Longa Duração realizado em 2009 e a instalação de um Sistema de Produção Definitiva desde 2010, os números do pré-sal brasileiro apresentam uma curva de crescimento íngreme que de acordo com a PRÉ-SAL PETRÓLEO S.A. (Figura - 1) está entre as maiores reservas do mundo e segue quebrando recordes de produção.

O mega leilão realizado em novembro de 2019, referente a cessão onerosa, o campo de Búzios considerado o mais promissor dos ofertados, é arrematado pela PETROBRAS S.A. (90%) em um consorcio com as empresas chinesas CNOOC e CNODC (10%). Divulgado pela PETROBRAS S.A. a média de produção para o mesmo ano foi 1,5 milhões de barris de óleo equivalentes por dia no pré-sal, sendo o campo de Búzios responsável por 20% destes, campo que conta atualmente com 4 unidades de produção em operação e previsão de mais duas até 2026.

Com o grande crescimento de produção do pré-sal brasileiro, também é crescente o desenvolvimento de tecnologias e métodos de exploração, objetivando a redução de custos e o aumento da produtividade para reservatórios em operação, aprimorando técnicas para reservatórios já conhecidos e impulsionando novas descobertas.

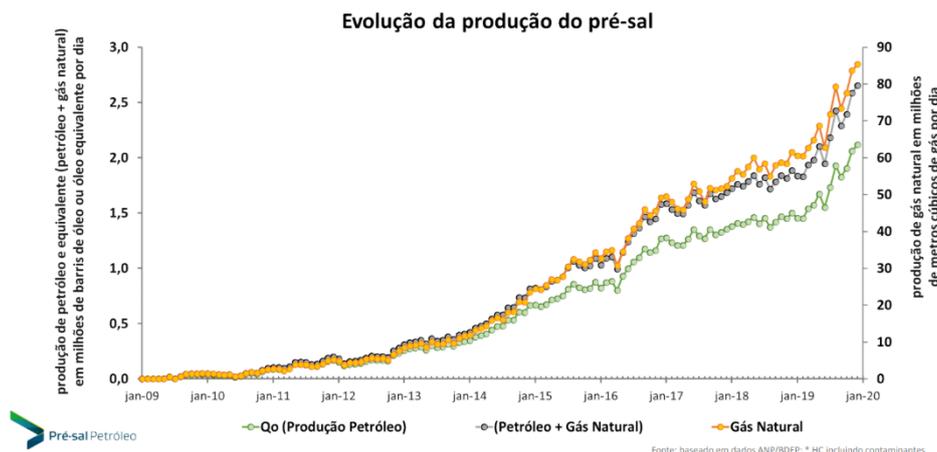


Figura - 1: Gráfico de produção do Pré-sal de 2009 a 2020, extraído de Pré-sal Petróleo S.A. em março de 2020.

1.2 MOTIVAÇÃO

A configuração dos reservatórios do polígono do pré-sal, os quais incluem o Campo de Búzios, estão intimamente ligadas a evolução tectono-estratigráfica da Bacia de Santos. Desde os anos 70`s inúmeros autores se dedicam a elucidar e caracterizar esta evolução, dentre eles podemos destacar os trabalhos de Ojeda e Cesero (1973) e Ojeda (1981) caracterizando a evolução da Bacia de Santos, Chang (1992) e (2008) mostrando importantes aspectos do sistema petrolífero, Pereira e Feijó (1994) e Moreira et al.(2007) trazendo o arcabouço estratigráfico da bacia, Papaterra (2010) montando importante cenário do pré-sal, Wright & Barnett (2015) e Buckley et al.(2015) como trabalhos mais recentes.

A considerar o Brasil com promissora jornada no cenário energético mundial, tendo os reservatórios do pré-sal como força motriz e o campo de Búzios como uma das principais engrenagens. Referenciado pelos estudos desenvolvidos na bacia de Santos e análogos, justifica-se este trabalho como uma contribuição para o melhor entendimento dessa grande e estratégica reserva.

1.3 OBJETIVOS

O presente trabalho traz como objeto de estudo os litotipos encontrados no intervalo pré-sal do Campo de Búzios, Bacia de Santos. Através de dados públicos de sísmica 3D e perfis de poço, realizar-se um mapeamento estratigráfico/estrutural a fim de identificar camadas e estruturas, postular sua contextualização tectônica e analisar feições estruturais de possível influência na disposição das camadas reservatório, podendo assim identificar melhores alvos para o desenvolvimento do campo.

2. CONTEXTO GEOLÓGICO

2.1 BACIA DE SANTOS

A Bacia de Santos pertencente ao grupo das bacias marginais brasileiras, em específico do sudeste brasileiro, que de acordo com Ojeda (1981) tem o seu desenvolvimento relacionado a evolução das placas Sul-Americana e Africana (Figura - 2) no período compreendido do NeoJurássico ao Recente, a partir do intumescimento e faturamento do paleocontinente Gondwana associado as fases de transição e migração das respectivas placas.

Clarificado por Mohriak (2003) a evolução sequencial do Atlântico Sul, contexto no qual está inserida a bacia de Santos, pode ser compreendida em cinco fases com diferentes padrões de tectônica e sedimentação (Figura - 3).

A fase inicial (A) é marcada por processos distensionais e subsequentemente separação, entre os continentes sul-americano e africano. Admitindo um soerguimento astenosférico e um afinamento litosférico regional, com falhas incipientes na crosta superior, controladoras dos depocentros locais, associados a uma deposição sedimentar ampla e pouca espessa.

RECONSTRUÇÃO TECTÔNICA

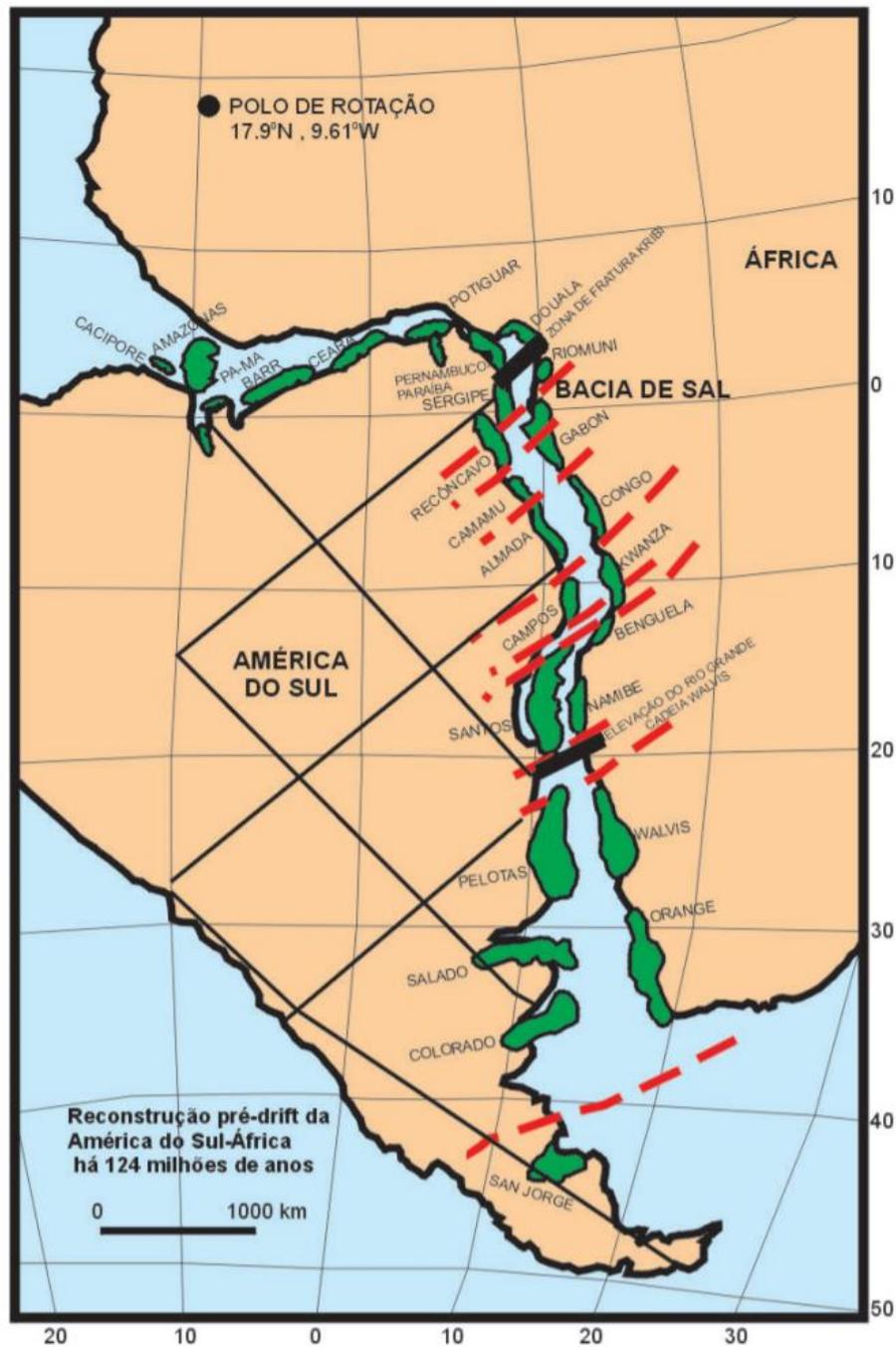


Figura - 2: Reconstrução tectônica das bacias sedimentares na configuração pré-deriva continental, extraído de Bizzi et al. (2003).

Segunda fase (B), caracterizada pelo aumento do estiramento litosférico, com extrusão basáltica, seguida de grandes falhas afetando a crosta continental, resultando na formação de hemigrabens, estes por sua vez preenchidos por sedimentação continental.

Para a terceira fase (C) tem-se o aumento da extensão litosférica, marcado por falhamentos que rotacionam os blocos, sendo então cobertos por sedimentos continentais.

Durante a quarta fase (D) ocorrem as primeiras manifestações de espalhamento oceânico, reativação de grandes falhas e erosão de blocos de Rifte por uma discordância regional que arrasa a topografia e separa ambientes de deposição tipicamente continental de ambientes transicionais e marinhos. Sobre essa discordância angular, ocorre o registro sedimentar de espessura significativa, pouco afetada por falhas, que constituem uma sequência sedimentar do estágio final de Rifte, essa por sua vez pode localmente originar rochas geradora e reservatório de hidrocarbonetos.

Essa sequência é coberta por sedimentos evaporíticos, subsequentemente, a sedimentação torna-se predominantemente carbonática, ao fim desse intervalo, ocorre o aumento da paleobatimetria, resultando na acumulação de sedimentos marinhos de águas profundas caracterizando a quinta fase (E).

Segundo Moreira et al. (2007) a evolução tectono-estratigráfica da Bacia de Santos (Figura - 4) pode ser dividida em três supersequências principais Rifte, Pós-Rifte e Drifte, referenciando como embasamento cristalino pré-cambriano litodemas graníticos e gnáissicos do Complexo Costeiro da Faixa Ribeira. Moreira et al. (2007) suplementa com a consideração de embasamento econômico para os basaltos da Formação (Fm.) Camboriú, datados em 138 Ma pelo método K/Ar, que cobririam de forma discordante estes litodemas.

Supersequência Rifte, compreendida do Hauteruviano ao início do Aptiano e composta por três das cinco unidades do Grupo Guaratiba, sendo elas Fm. Camboriú, Fm. Piçarras e Fm. Itapema. Em sua base os derrames basálticos da Fm. Camboriú, estão presentes em toda extensão da Bacia de Santos sustentando a grande sequência sedimentar nela sobreposta. A Fm. Camboriú é descrita como basalto cinza-escuro de granulação média e textura ofítica, apresenta plagioclásio e piroxênio como principais constituintes.

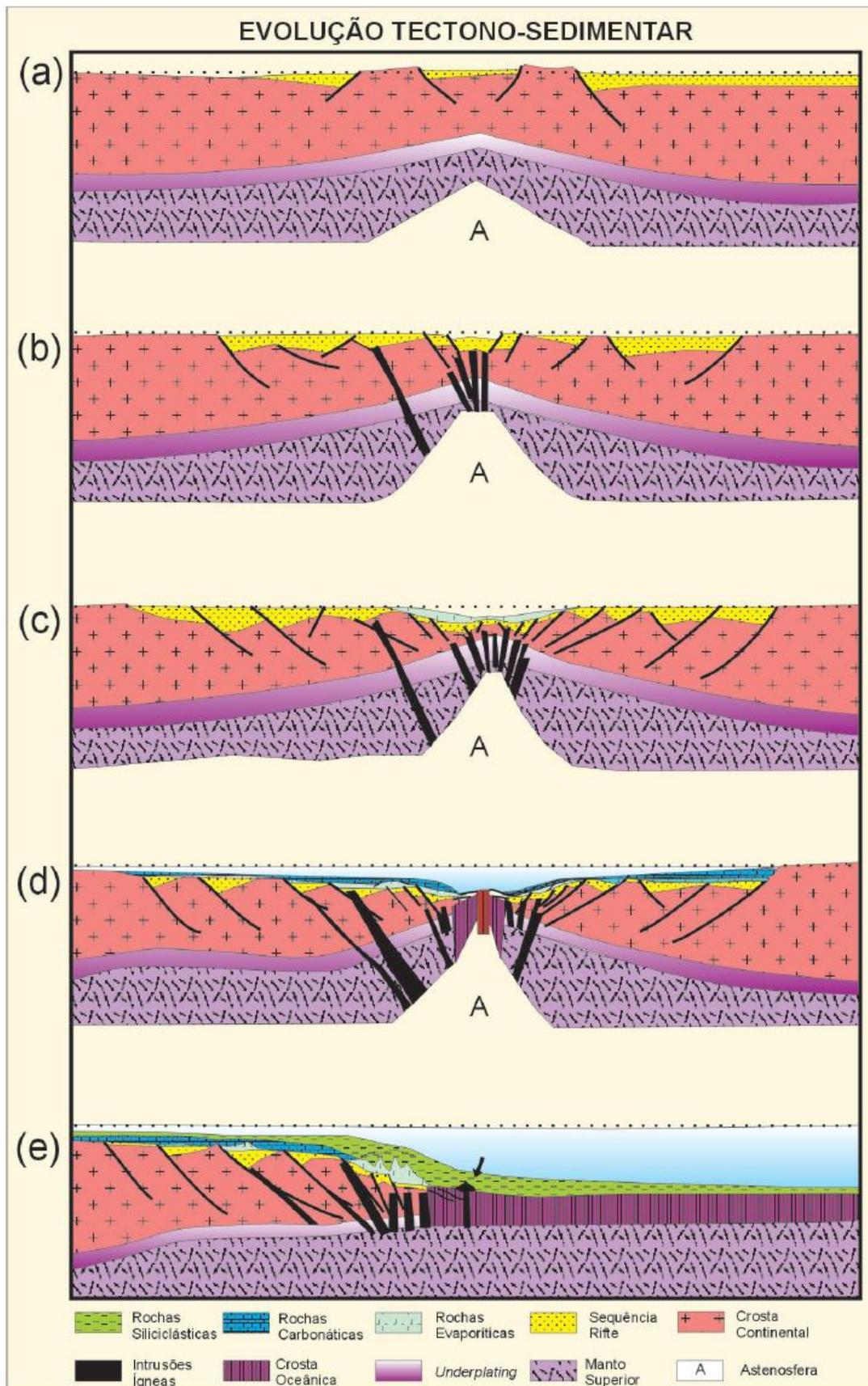


Figura - 3: Modelo geodinâmico esquemático da margem continental divergente, extraído de Mohriak et al. (2003).

Sobreposta a Formação Camboriú de forma discordante, a Fm. Piçarras de idade Barremiana, andar local Aratu superior e Buracica, é composta por leques aluviais conglomeráticos e arenosos nas porções proximais, passando para arenitos, siltitos e folhelhos nas porções lacustres.

Como deposição superior da Supersequência Rifte tem-se a Fm. Itapema de idade Neobarremiana, andares locais Buracica superior e Jiquiá, caracterizada por conglomerados, arenitos, e calcirruditos constituído por fragmentos de pelecípodes comumente dolomitizados, intercalados por folhelhos escuros ricos em matéria orgânica.

Supersequência Pós-Rifte, traduzida pelas duas unidades restantes do grupo Guaratiba, Fm. Barra Velha e Fm. Ariri, esta fase é separada da anterior por marcante discordância erosiva, abrangendo um espaço de tempo do Aptiano ao início do Albiano, andar Local Alagoas.

De idade Eoaptiana e caracterizada por deposição de ambiente marinho raso conturbado, a Fm. Barra Velha é composta por calcários microbiais, estromatólitos, com laminitos nas porções proximais e folhelhos distais, a ocorrência de estromatólitos e ostracodes, é comumente dolomitizada.

Alagoas superior tem-se a passagem da sequência sedimentar clástica/carbonática para um ambiente evaporítico, a seção evaporítica é representada pela Fm. Ariri, composta majoritariamente por halita e anidrita, minoritariamente taquidrita e carnalita, com ocorrências locais de silvinita.

Supersequência Drifte, as idades desta supersequência variam do Albiano ao Recente, composta pelos Grupos Camburi, Frade e Itamambuca, e representam a deposição clástica de ambiente marinho ao marinho profundo.

De acordo com o objetivo proposto, coloca-se como representativa para essa supersequência apenas a Fm. Marambaia pertencente ao Grupo Itamambuca, por ser a deposição mais recente e seu limite superior corresponder ao fundo marinho. Constituída por folhelhos cinzas e margas, de grandes espessuras, caracterizam porções distais da plataforma, talude e bacia.

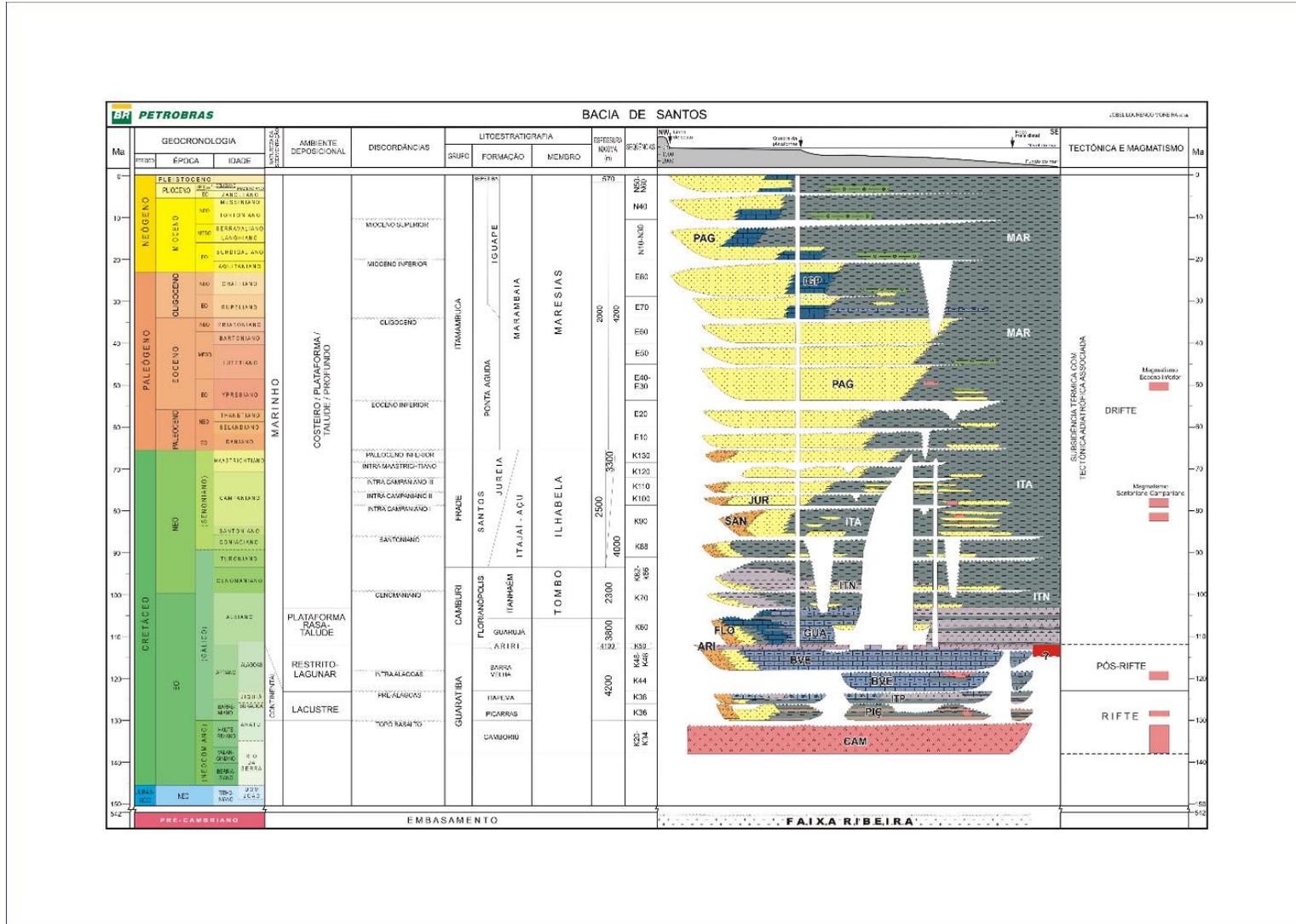


Figura - 4: Carta estratigráfica da Bacia de Santos, retirado de Moreira et al. (2007)

Bukley et al. (2015), postula o rifteamento da bacia de Santos em pelo menos duas fases, trazendo a proposição de Kuszniir e Karner (2007 in Bukley et al. 2015), estipulando uma fase rifte inicial Berriasiano-Barremiana inferior e uma fase rifte final Barremiano-Aptiana superior. Sendo que o limite entre estas fases poderia ser entendido como discordância Pré-Alagoas de referenciada por Wright & Barnett (2015) em uma configuração posterior a Moreira et al.(2007). Segundo Bukley et al. (2015), são reconhecidas em seções sísmicas discordâncias para a fase de rifte inicial, rifte final, fase Sag sobreposta (Figura - 5 I) e a transição da fase Sag para a sequência evaporítica (Figura - 5 II).

A fase Sag faz referência ao estágio de quiescência tectônica (Figura - 5), dentro da evolução rifte marcada na base, segundo Wright & Barnett (2015) pela discordância Intra-Alagoas (Figura - 6), no qual os sedimentos seriam depositados em uma “bacia tipo sag”. Esta fase é representada por uma sequência de camadas sub-horizontais, resultante de uma subsidência termal, flexural, de baixa tectônica rúptil.

SEÇÃO ESQUEMÁTICA DA BACIA DE SANTOS

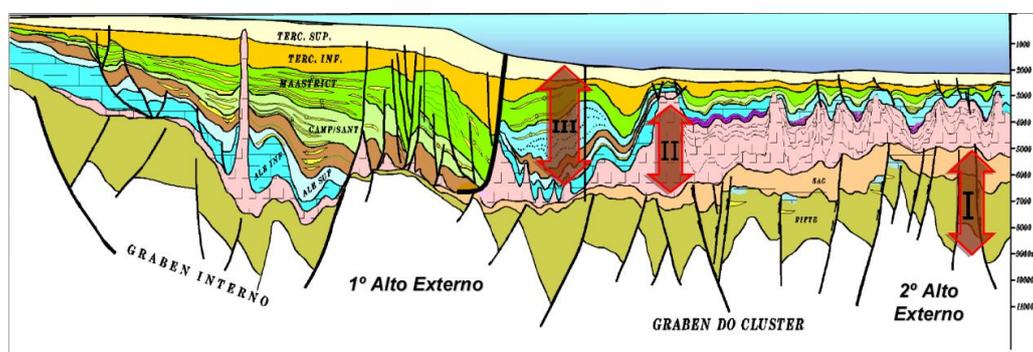


Figura - 5: Seção esquemática da Bacia de Santos. (I) Fase Rifte e Sag, (II) seção evaporítica e (III) margem passiva. Retirado de Papaterra (2010) adaptado de Nepomuceno (2005).

O estágio sin-rifte inicial (Figura - 6) corresponde a um período de vulcanismo, falha de crescimento e subsequente preenchimento sedimentar, representado pelas Fm. Piçarras e Fm. Itapema, caracterizada por falhas sintéticas e antitéticas ao longo da Bacia, com variação nas espessuras dos pacotes sedimentares. Uma espessa cunha de sedimento poderia ser vista na direção das falhas principais, além de arqueamento e rotação dos blocos de

falhas descendente. Isso criaria uma série de altos estruturais menores do embasamento

Os depósitos sin-rifte final (Figura - 6), correspondente a Fm. Barra Velha Inferior, tende a mostrar uma geometria em cunha menos proeminente que o sin-rifte inferior, o que representaria diferença na taxa de movimento de falha, logo criação de espaço de acomodação e possivelmente aumento da taxa de sedimentação carbonática nos últimos estágios.

O pós-rifte (Figura - 6), ou fase de transição que antecede a fase drifte é a fase que duas das litologias mais importantes dentro do sistema petrolífero são depositadas, os reservatórios carbonáticos da Fm. Barra Velha Superior (Sag), e a espessa camada evaporítica sobrejacente da Fm. Ariri . Essas duas sequências seriam separadas por uma desconformidade regional que poderia ser mapeada na base do sal. Posterior ao período de transição marca-se a fase drifte em regime de deriva tectônica (Figura - 5 III), a qual prevalece até o período recente.

EVOLUÇÃO DA BACIA NO EoCRETÁCEO

System	Stage (Ma)	Formation	Basin Evolution
Early Cretaceous	Albian (part) 113	Guaruja	Drift Phase
		Ariri	Evaporites
	Aptian	Barra Velha	Sag Sequence
			Upper Synrift
	125	Itapema	Lower Synrift
	Barr- emian 130	Piçarras	
	Haut- erivian Valan- ginian 140 Berri- asian 145	Camboriú	Volcanics

Figura - 6: Evolução da Bacia no EoCretáceo extraído de Buckley et al. (2015).

O arcabouço estrutural na Bacia de Santos tem um domínio de falhas normais de direção geral NE-SW e NNE-SSW, caracterizadas por métodos potenciais e interpretações de perfis sísmicos (Chang et al., 1992 e Mohriak, 2004 in Souza, 2007), dispostas em planos de falhas escalonados com ocorrência de horst's e graben's. Souza (2007) indica feições estruturais transversais na Bacia de Santos, de direção NW-SE, NNW-SSE e N-S, como possíveis falhas de transferência, tais feições teriam uma forte influência na estruturação e tectônica. Essas falhas transversais podem gerar trapas estruturais cuja geometria é anticlinal e são refletidas como altos estruturais. Além de influenciar na migração do sistema, uma vez que seccionam tanto de rochas geradoras quanto reservatório. A presença destas estruturas propiciaria a formação de trend's com potencial ocorrência de hidrocarbonetos.

De acordo com as definições de sistema petrolífero de Magoon & Dow (1994) e colocado para a Bacia de Santos por Chang et al. (2008) em um modelo de acumulação na seção rifte, a ocorrência de altos estruturais do embasamento controlando a acumulação de hidrocarbonetos em reservatórios carbonáticos, siliciclásticos e possivelmente rochas vulcânicas fraturadas. A geração ocorreria nos baixos estruturais da mesma seção e a migração se daria por carrier-bed até o ápice das estruturas, as quais apresentariam uma excelente geometria. Sintetizado por Papaterra (2010), o sistema petrolífero da Bacia de Santos resumido a configuração do intervalo Pré-Sal (Figura - 7), colocando como rochas geradoras potenciais os folhelhos negros ricos em matéria orgânica de intercalações carbonáticas, pertencentes as Fm. Piçarras e Fm. Itapema, remetentes a deposição lacustre. Para as rochas reservatório são propostos os carbonatos biogênicos das Fm. Itapema e Fm. Barra Velha, com possível ocorrência em porções silicilásticas da Formação Piçarras e fraturamentos da Formação Camboriú. O contato direto entre as rochas geradoras e reservatório indica o sentido da migração, e para todo caso tem-se como rocha selante a espessa camada evaporítica pertencente a Fm. Ariri, justificando assim a acumulação do sistema.

SÍSTEMA PETROLÍFERO

Mesozóico										Cenozóico		Tempo Geológico/Eventos
K										Ter		
Hauteriviano	Barremiano	Aptiano	Albiano	Cen.	Tu	Co	Sa	Camp	Maas	P	N	Sistemas Petrolíferos
		1										Rocha Fonte
2		3										Reservatório
			4									Selo
								5				Soterramento
6												Formação de Trapas
												Geração / Migração
1 formações Itapema e Piçarras (Grupo Guaratiba)				4 Formação Ariri (Grupo Guaratiba)								
2 Formação Camboriú (Grupo Guaratiba)				5 Seção Rifte + Pós-Rifte								
3 formações Piçarras, Itapema e Barra Velha (Grupo Guaratiba)				6 Altos estruturais do rifte								

Figura - 7: Carta de eventos do sistema petrolífero, extraído de Papaterra (2010).

2.2 SISTEMA DE DEPOSIÇÃO RIFTE

De acordo com as definições de Fossen (2010), um rifte se forma quando a crosta é estirada por forças tectônicas (Figura - 8), em dois modelos básicos descritos como rifteamento ativo e passivo.

No modelo de rifteamento ativo o rifte é gerado pela ascensão de material quente do manto astenosférico, causando a formação de domos e esforços tracionais no local. O resultado é um rifte dominado por magmatismo e não necessariamente com muita extensão.

Para o modelo de rifteamento passivo, o rifte forma-se por esforços remotos relacionados a tectônica de placas. Os rifte's passivos tendem a se formarem em zonas de fraqueza herdadas na litosfera, como estruturas reativadas de antigas zonas orogênicas.

Desenvolvimento extensional de um rifte se reflete em sua sequência sedimentar pré, sin e pós-rifte. A sequência pré-rifte é depositada antes do movimento extensional, ao passo que a sequência sin-rifte é depositada durante o rifteamento. Os sedimentos sin-rifte apresentam espessura e variação faciológica de acordo com a evolução das falhas, o espessamento da capa e o adelgaçamento da lapa e a não sedimentação na lapa também são característicos. A sequência pós-rifte é controlada pela geometria dos blocos de falhas e pela subsidência térmica após o término da extensão.

EVOLUÇÃO DE RIFTE

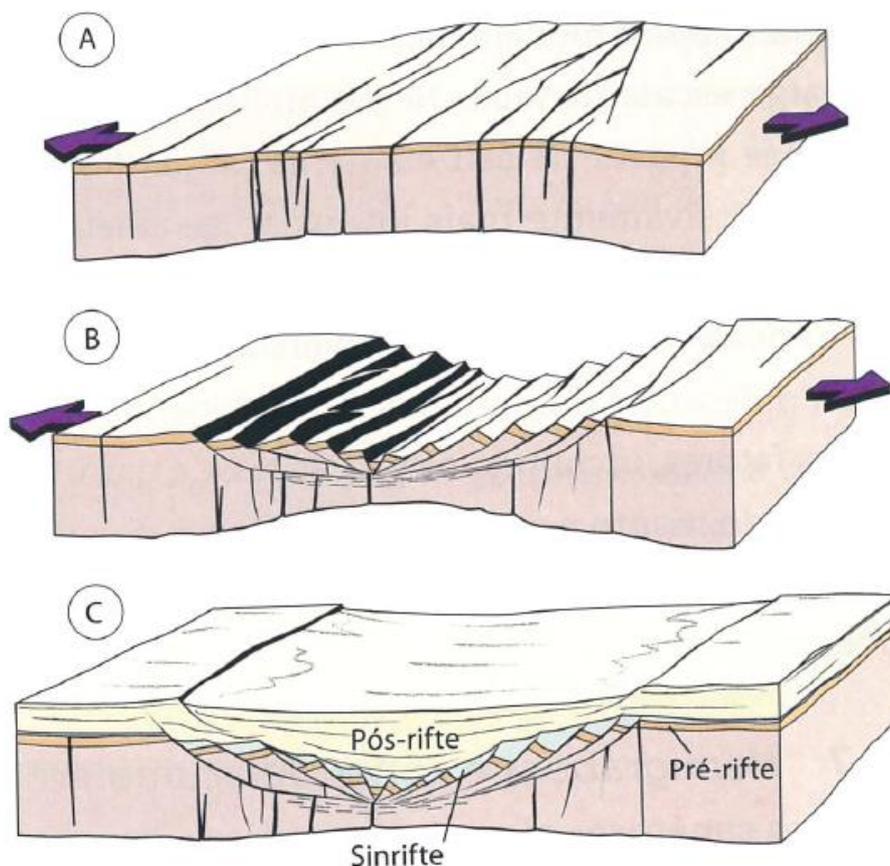


Figura - 8: Estágios de desenvolvimento de Rifte. (A) Extensão inicial, (B) Estágio de estiramento e (C) Subsidência pós-Rifte e sedimentação. Extraído de Fossen (2010).

Duas falhas normais separadas que mergulham uma em direção a outra criam um bloco rebaixado denominado graben (Figura - 9 B). As falhas normais com mergulhos em direções opostas criam um bloco soerguido denominado horst (Figura - 9 A). Neste contexto as falhas maiores são denominadas falhas principais e estão associadas a falhas menores, sintéticas quando mergulham no mesmo sentido e antitéticas com sentido contrário. A definição de falhas maiores e menores varia com a escala de observação, visto que uma mesma falha pode ser sintética ou antitética no contexto regional e principal localmente.

Fossen (2010), descreve como raros os rifte`s simétricos, a maioria seria composto por uma falha mestra em um de seus flancos. O que resultaria em uma configuração rifte composta por uma serie de hemigraben`s (Figura - 9 C), e considerando uma geometria curva poderiam formar altos e baixos bacinais.

Para a estrutura de sobreposição de hemigraben's, em específico, Fossen (2010) utiliza o termo zona de acomodação.

ESTRUTURAS INTERNAS

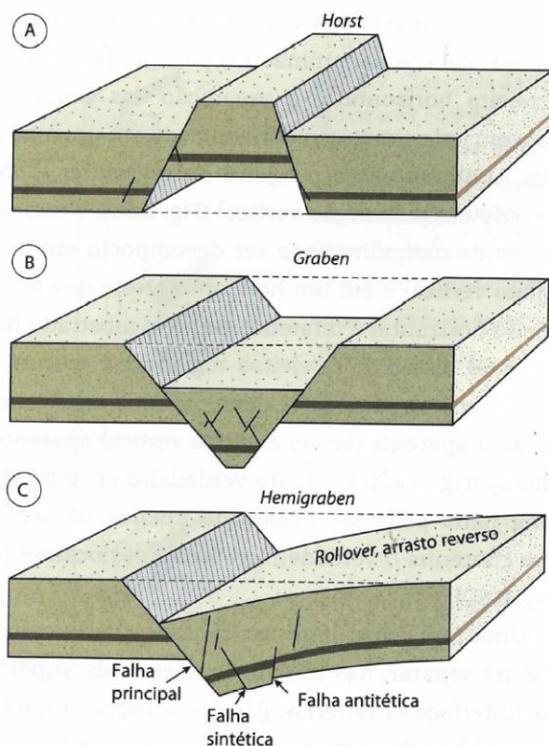


Figura - 9: Ilustração esquemática para (A) horst, (B) graben e (C) hemigraben. Retirado de Fossen (2010).

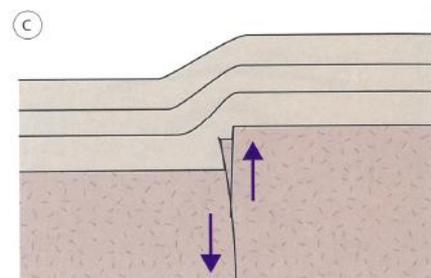


Figura - 10: Exemplo de flexura acima de falhas reativadas, extraído de Fossen (2010).

Para o arranjo sedimentar sobreposto a planos de falhas, Fossen (2010) descreve a possibilidade de ocorrência de flexuras (Figura - 10), que ocorreriam quando os esforços atuam em alto ângulo através das camadas, e poderiam envolver mais de um mecanismo de deformação.

Os resultados clássicos de flexuras, são as dobras forçadas, geradas em camadas sedimentares sobrepostas a blocos rígidos do embasamento. O deslocamento é imposto aos sedimentos pelo movimento de falha preexistente do embasamento, e os sedimentos não pertencentes deformam-se em dobramento monoclinial até um ponto crítico de ruptura, quando a falha começa a propagar-se para cima da seção (Figura - 10).

Kuchle (2010) coloca como parâmetros controladores de uma bacia rifte: tectônica, clima, magmatismo, eustasia, aporte sedimentar e espaço de acomodação. Tais parâmetros regem as diferentes fases da evolução rifte, de forma direta ou indireta, e resultam nos padrões de empilhamento das diferentes camadas sedimentares. Atuando como protagonista o fator tectônico, que em um regime distensivo gera falhamentos normais sintéticos e antitéticos, com associação direta desses falhamentos ao basculamento de blocos, configurando assim um sistema de sub-bacias em hemigraben's. Dessa forma, considera-se o hemigraben como a unidade estrutural básica para bacias do tipo Rifte. Um hemigraben é constituído por uma falha de borda e uma margem flexural, resultando em uma geometria de cunha. Internamente dividido em hangingwall, a rampa de declive com movimentação descendente, e footwall o bloco de sustentação ascendente (Figura - 11), sendo assim a geometria do hemigraben determinante para os sistemas deposicionais em um Rifte.

MODELO DE HEMIGRABEN

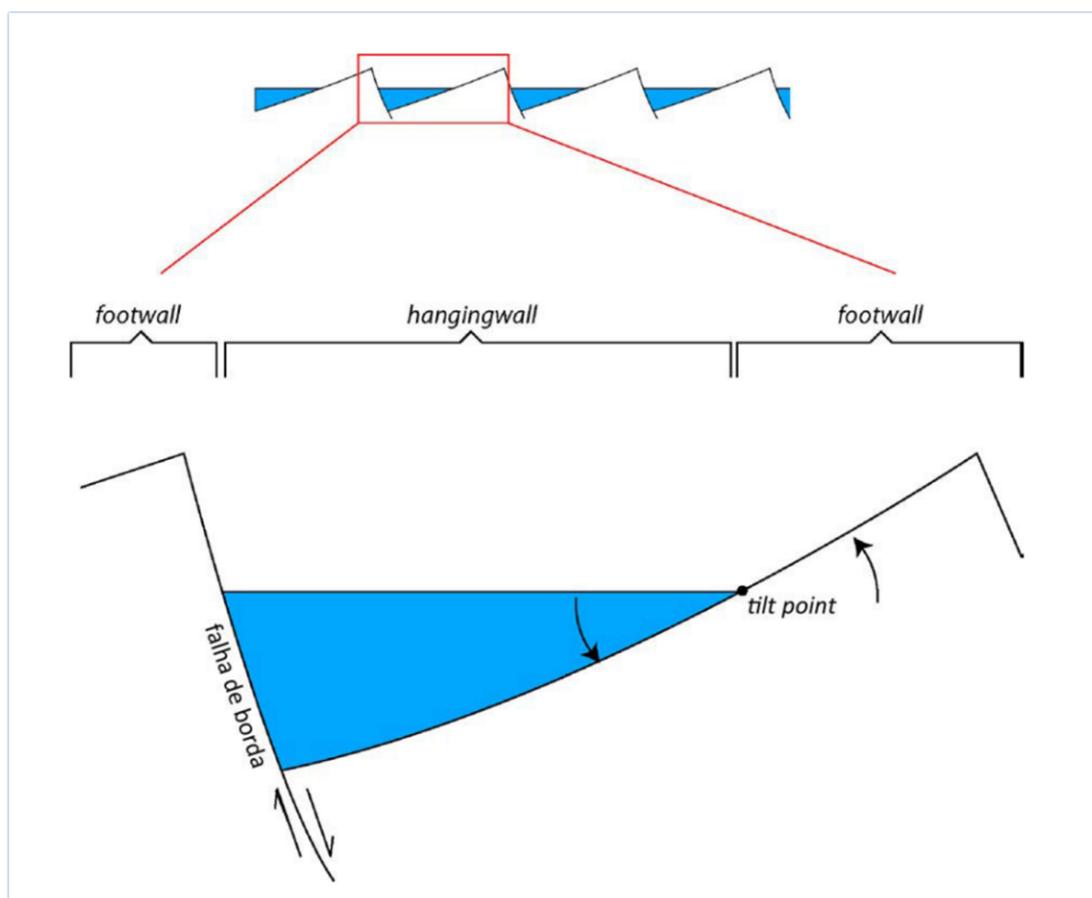


Figura - 11: Modelo de sistema de hemigraben com seus principais elementos e compartimentações, retirado de Kuchle (2010).

Para o modelo de deposição rifte Prosser (1993), associou padrões de refletores sísmicos, sistemas deposicionais, eventos tectônicos e resposta sedimentar, em uma classificação tectono-estratigráfica propondo o modelo de tratos de sistema tectônicos (Figura - 12). Neste modelo são definidos cinco estágios tectônicos, iniciado com “Pré-rifte”, seguido de “Início de rifte” com hemigraben’s rasos e insipientes, “Clímax de rifte” para o momento de maior rejeito de falha, “Pós-rifte Imediato” com o final do tectonismo ativo, e “Pós-rifte Tardio” o início do preenchimento uniforme de bacia.

MODELO DE PROSSER

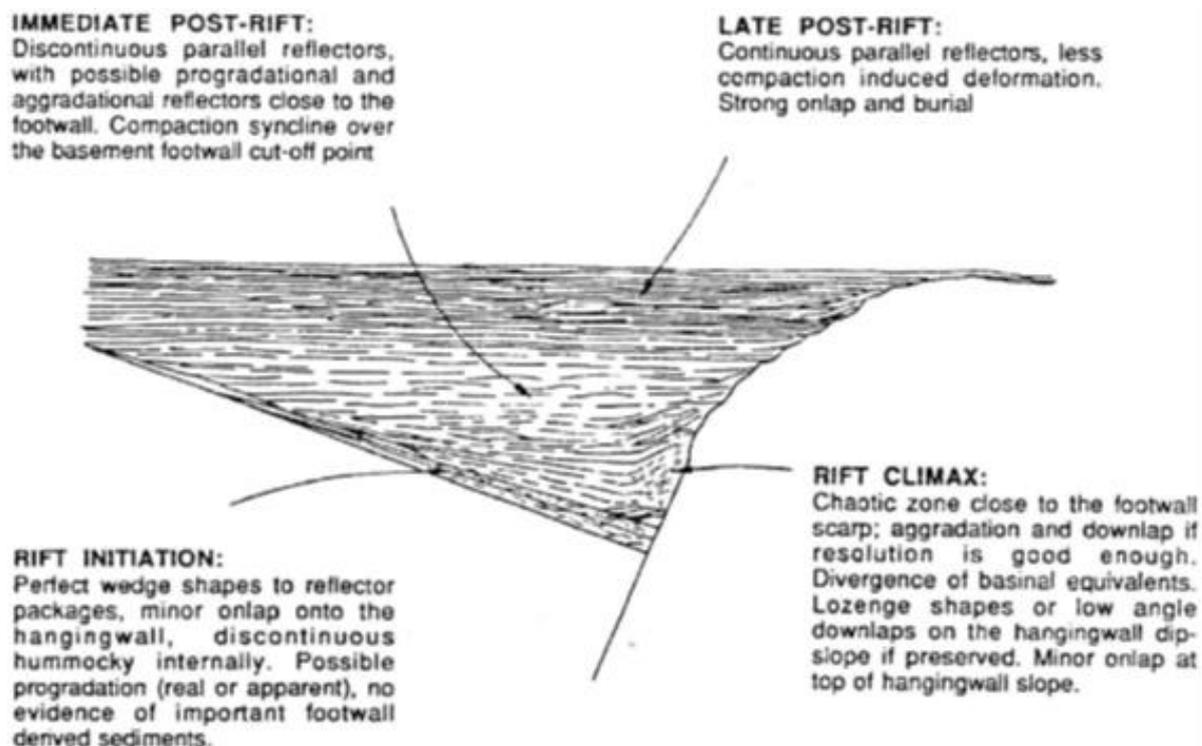


Figura - 12: Tratos de sistema tectônicos em seção sísmica idealizada, extraído de Prosser (1993).

Bosence (1998) propõe que o processo de rifteamento é identificado por um limite de base, uma discordância pré-rifte, e um limite de topo, uma discordância pós-rifte. Assim pode ser definida a ordem dos três estágios de rifteamento, alocando obrigatoriamente o estágio sin-rifte entre as discordâncias (Figura - 13). Bosence (1998) desenvolve a ideia de que os padrões de empilhamento para as camadas pré-rifte tendem a ser basculados, paralelos e uniformes. Já para as camadas sin-rifte basculados e divergentes, e por fim para as camadas pós-rifte paralelos e uniformes.

MODELO DE BOSENCE

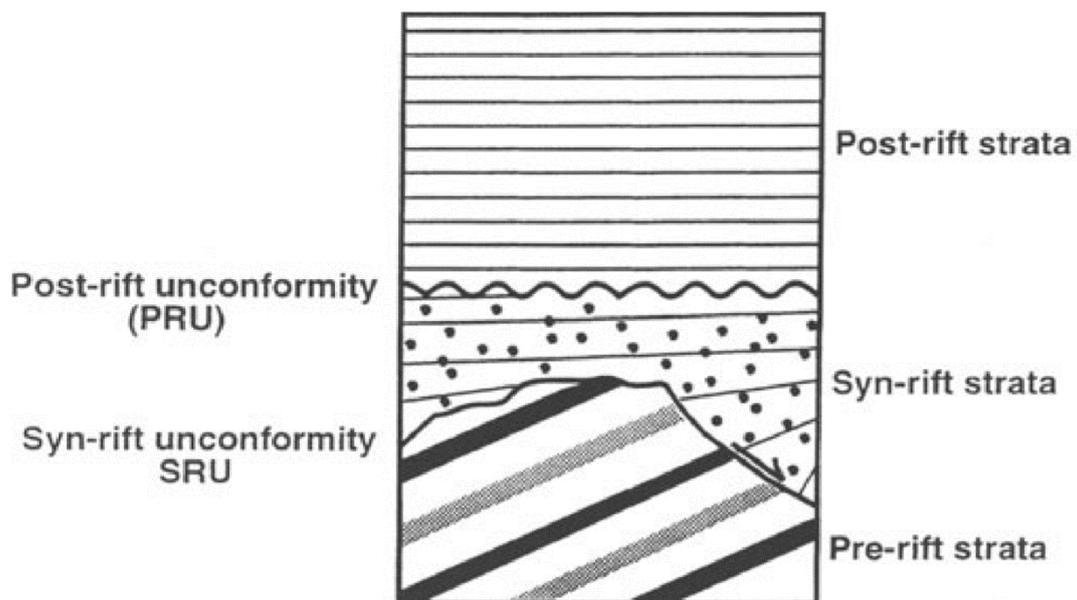


Figura - 13: Modelo geométrico básico para estratigrafia de bacia Rifte, retirado de Bosence (1998).

Nesse contexto Kuchle & Scherer (2010) propõem um modelo utilizando a compartimentação interna baseada nos tratos tectônicos inicialmente sugeridos por Prosser (1993), e a definição de Bosence (1998) para a relação estratal da fase rifte com o início demarcado por uma discordância sin-rifte, e o final por uma discordância pós-rifte (Figura - 14). No modelo de Kuchle & Scherer (2010) usa-se como referência para reconhecer as fases que compõe a seção rifte os padrões de empilhamentos que as constituem. Padrões esses possíveis de serem identificados em seções sísmicas, com base na configuração de refletores, suas terminações e geometrias de fácies sísmicas.

Com o modelo estratigráfico idealizado (Figura - 14), tem-se os tratos de sistemas tectônicos, suas superfícies limítrofes, o arranjo dos sistemas deposicionais e os padrões de empilhamento. Além da correlação sismoestratigráfica realizada para os diferentes tratos e suas configurações internas, e por fim o arranjo temporal.

De acordo com os conceitos estruturais e modelos de deposição rifte citados neste capítulo, a evolução tectônica e estratigráfica proposta para Bacia no capítulo anterior, é dedicado no presente trabalho a tentativa de relacionar o mapeamento sísmico realizado com tais modelos para um melhor entendimento da geologia local.

MODELO DE KUCHLE E SCHERER

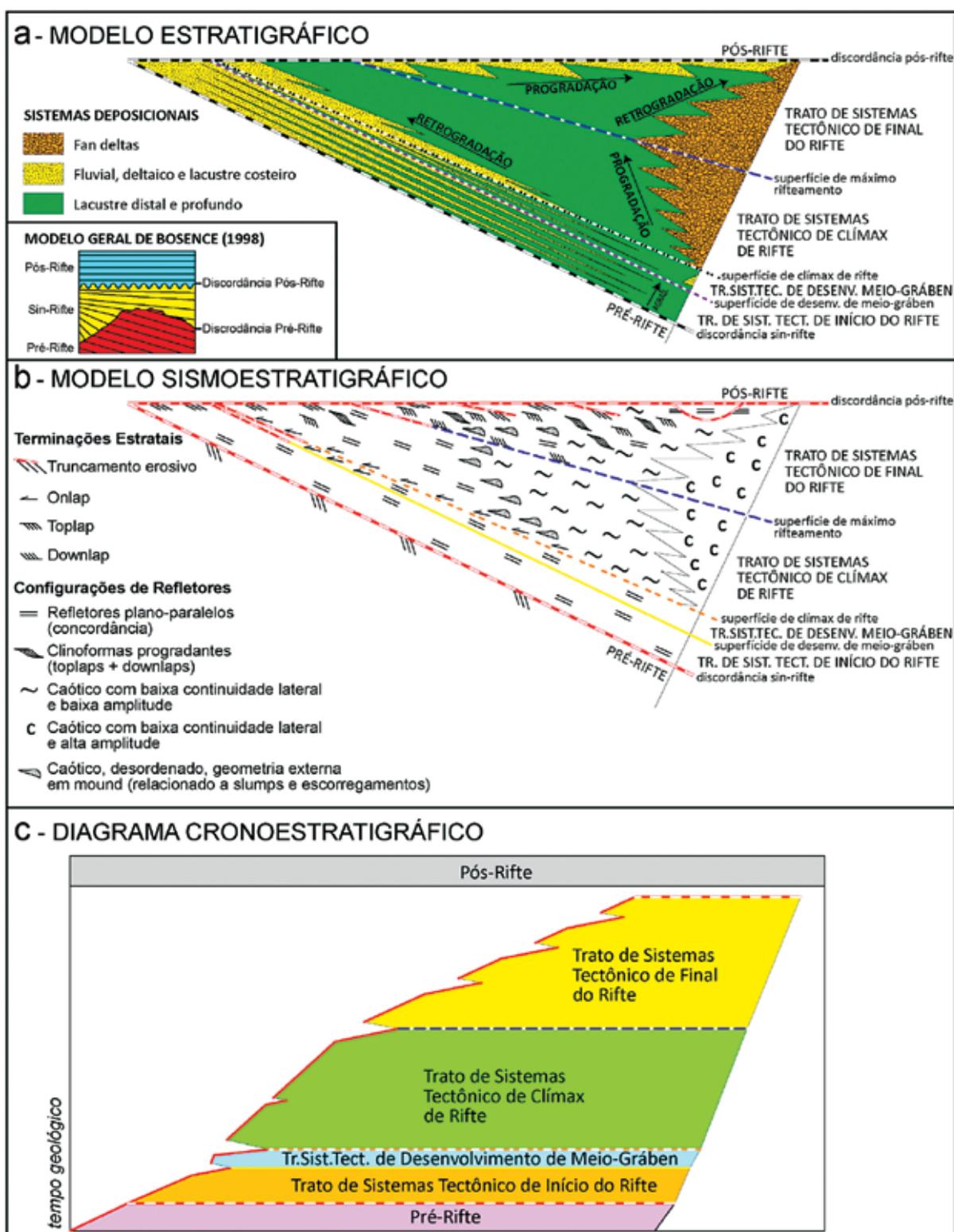


Figura - 14: (A) Modelo estratigráfico idealizado de uma bacia Rife, (B) transposição do modelo estratigráfico para a terminologia sismoestratigráfica e (C) diagrama cronoestratigráfico. Extraído de Kuchle e Scherer (2010).

3. LOCALIZAÇÃO

Localizada na margem continental sudeste brasileira, a Bacia de Santos engloba o litoral dos estados do Rio de Janeiro, São Paulo, Paraná e Santa Catarina (Figura - 15). Dentre uma das maiores bacias sedimentares do Brasil, com uma extensão de aproximadamente 350.000 km² e uma cota batimétrica de até 3.000 m, entre os paralelos 23°S e 28°S, tem como limite a norte a Bacia de Campos definido pelo Alto de Cabo Frio e a sul com a Bacia de Pelotas marcado pelo Alto de Florianópolis. Sua espessura sedimentar em algumas porções é estimada em mais de 10.000 m, o que representa uma das maiores depressões da margem continental brasileira.

LIMITES BACIA DE SANTOS

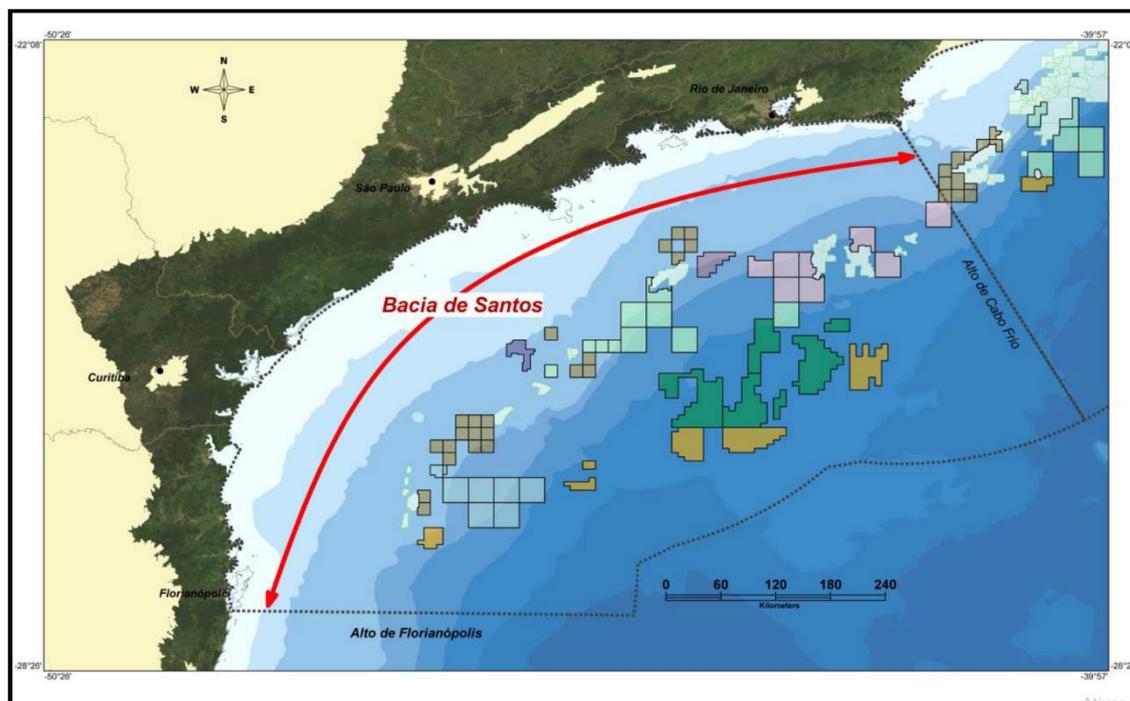


Figura - 15: Localização da Bacia de Santos com a linha pontilhada indicando os limites geológicos e os polígonos coloridos blocos e campos em concessão. Retirado de Papaterra (2010).

Inserido na porção norte da Bacia de Santos o Campo de Búzios, anteriormente denominado como áreas de Franco e Florim, distante 180 km da costa do município do Rio de Janeiro (Figura - 16), com lâmina d'água de aproximadamente 1.900 m de profundidade. O polígono de trabalho está localizado na porção nordeste do campo, delimitado pelas coordenadas UTM N 7.264.253; E 747.703 e UTM N 7.279.134; E 765.355.

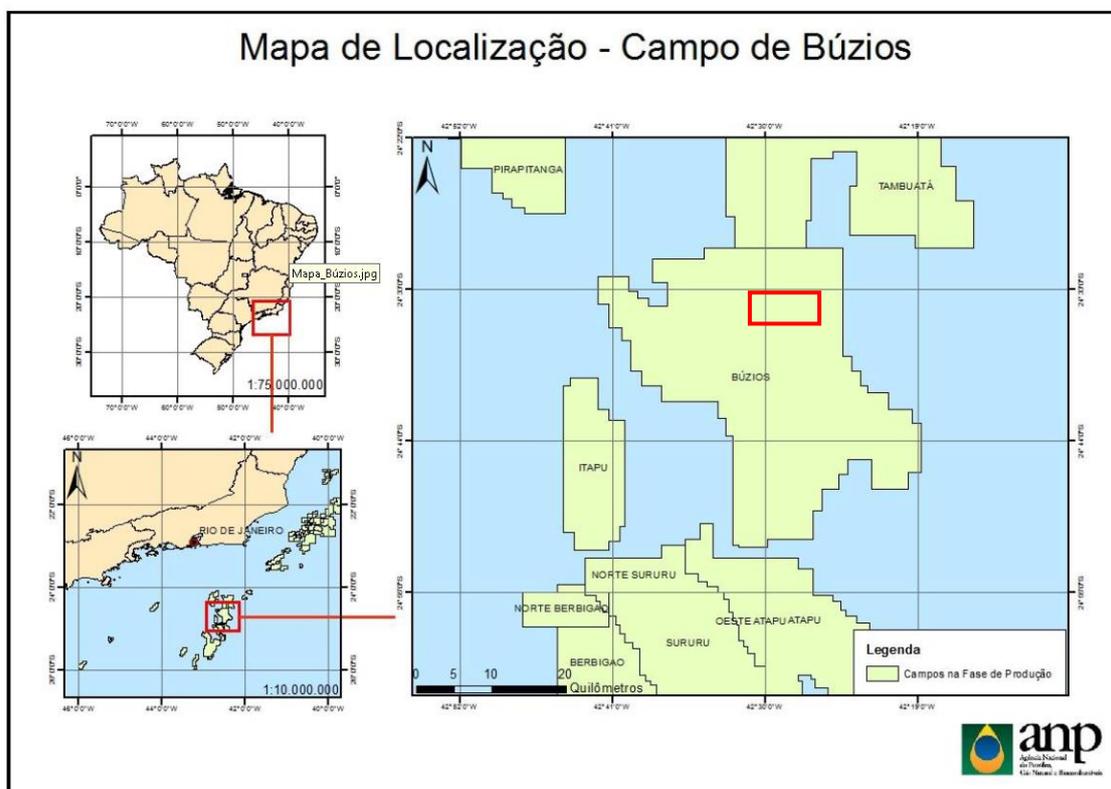


Figura - 16: Localização do Campo de Búzios com destaque para o polígono de trabalho em vermelho, modificado de Relatório ANP (2016).

4. MATERIAIS E MÉTODOS

O presente trabalho tem como base a interpretação sísmica para o recorte de levantamento sísmico 3D com área aproximada de 150 km², além de onze (11) perfis geofísicos de poços distribuídos pelo polígono de trabalho. O conjunto de dados utilizados foram cedidos pela Agência Nacional do Petróleo Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), em maio de 2018, de acordo com a política de acesso de dados técnicos para universidades e instituições de pesquisa. A execução do fluxo de trabalho foi viabilizada através da plataforma de software`s Schlumberger, utilizando licenças destinadas ao uso em caráter de pesquisa acadêmica. Sendo o tratamento dos dados de poços por meio do software TechLog, e a manipulação do dado sísmico executada através do software Petrel. Também com o auxílio de software`s gratuitos para uso de recursos cartográficos e geoestatísticos. Além de livros, periódicos e trabalhos científicos referentes a área de conhecimento para o embasamento bibliográfico.

4.1 FLUXO DE TRABALHO

Fluxo de trabalho (Figura - 17) é iniciado com a aquisição junto ao órgão competente, carregamento do banco de dados, seleção e triagem dos dados mais relevantes ao projeto, adequação dos dados ao polígono de trabalho pré-estabelecido, conversão de formatos dos arquivos e a padronização de coordenadas geográficas . Posteriormente é realizada a correlação estratigráfica, seguida da integração entre a sísmica e os poços através de sismograma sintético, seleção e execução dos atributos sísmicos, e efetivamente o mapeamento sísmico. Realizado o mapeamento, são gerados mapas estruturais com base nas unidades identificadas, geração de mapas de isópacas, confecção de seções estruturais interpretadas, e a composição do modelo tectono-estratigráfico. Por fim temos a análise e comparação das estruturas identificadas, buscando a contextualização tectônica e a possível influência dessas estruturas nas camadas de maior interesse econômico.

FLUXO DE TRABALHO

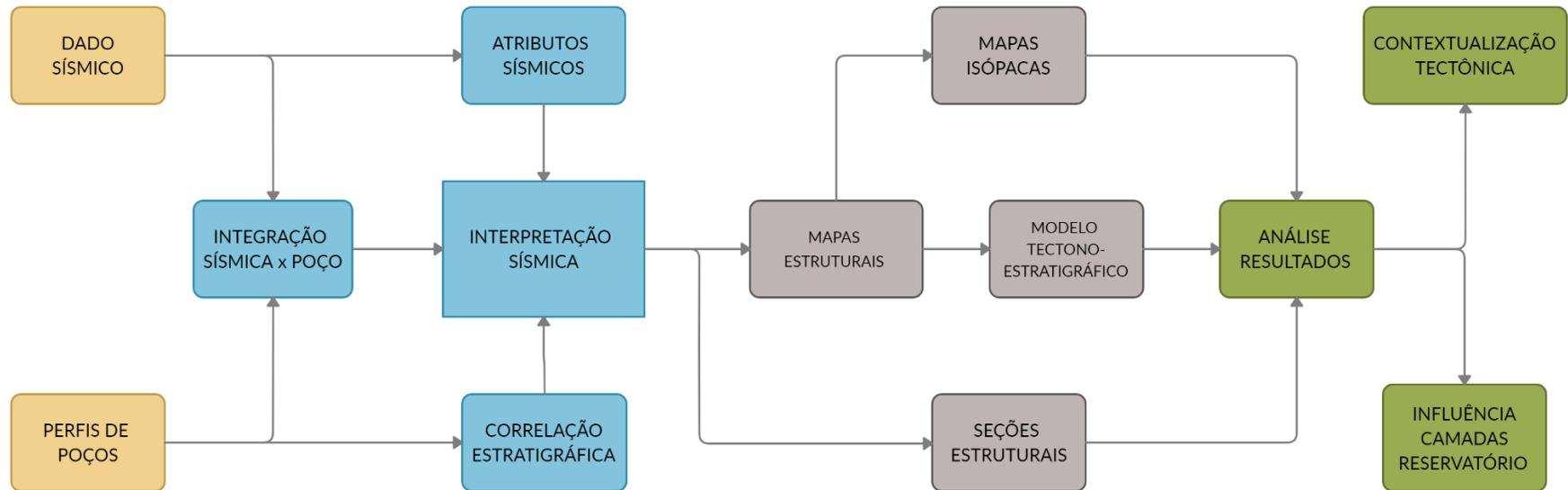


Figura - 17: Fluxograma representando as etapas de trabalho.

4.2 PERFIS DE POÇOS

Por definição, perfil geofísico de poço é a representação gráfica entre as profundidades e as propriedades petrofísicas das rochas atravessadas por um poço. (Nery 2013).

Dentre o conjunto de dados cedidos pela ANP, foram selecionados onze (11) poços, sendo então renomeados como “A”, “B”, “C”, “D”, “E”, “F”, “G”, “H”, “I”, “J” e “K” (Tabela 1), dos quais dez (10) estão inseridos dentro do polígono de trabalho previamente definido, com a adição do poço “D”, localizado próximo ao limite sul do polígono, viabilizando sua correlação com os demais (Figura - 18).

TABELA 1	
2-ANP-1-RJS	A
3-BRSA-1064-RJS	B
3-BRSA-1184-RJS	C
9-BUZ-1-RJS	D
9-BUZ-4-RJS	E
8-BUZ-5-RJS	F
7-BUZ-6-RJS	G
9-BUZ-7-RJS	H
9-BUZ-8-RJS	I
9-BRSA-1159-RJS	J
9-BRSA-1191-RJS	K

Tabela 1: Identificação dos poços.

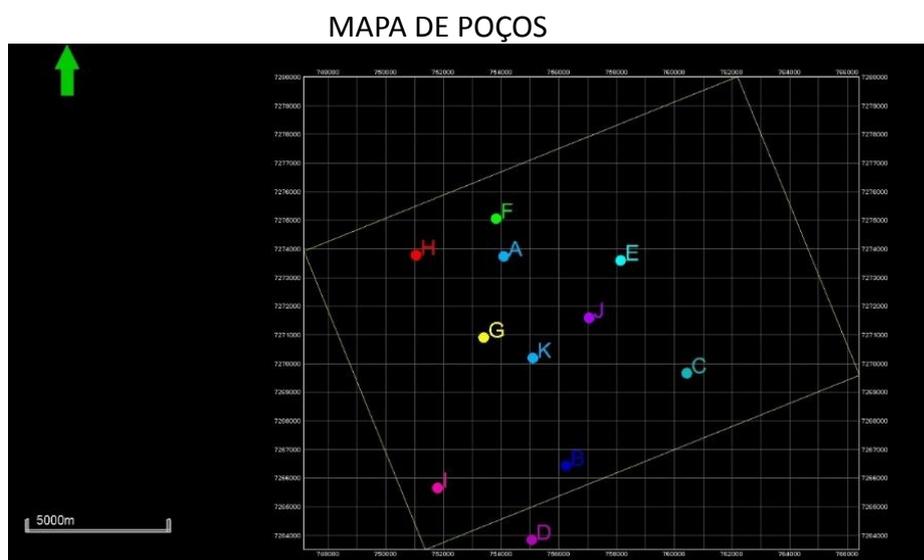


Figura - 18: Localização dos poços no polígono de trabalho.

Utilizando o software TechLog foi realizada a triagem, filtragem e edição das curvas de diferentes corridas de perfilagem a fim de selecionar os dados de maior interesse para o projeto. Realizada a composição para cada poço, respeitando um mínimo de seis (6) perfis (cáliper, sônico, raios gama, resistividade, densidade e neutrônico), exemplo figura “19”, e posteriormente a conversão dos dados, sendo um formato inicial DLIS (Digital Log Information Standart) para o formato LAS (Log ASCII Standart) compatível com a plataforma Petrel.

PERFIL POÇO “E”

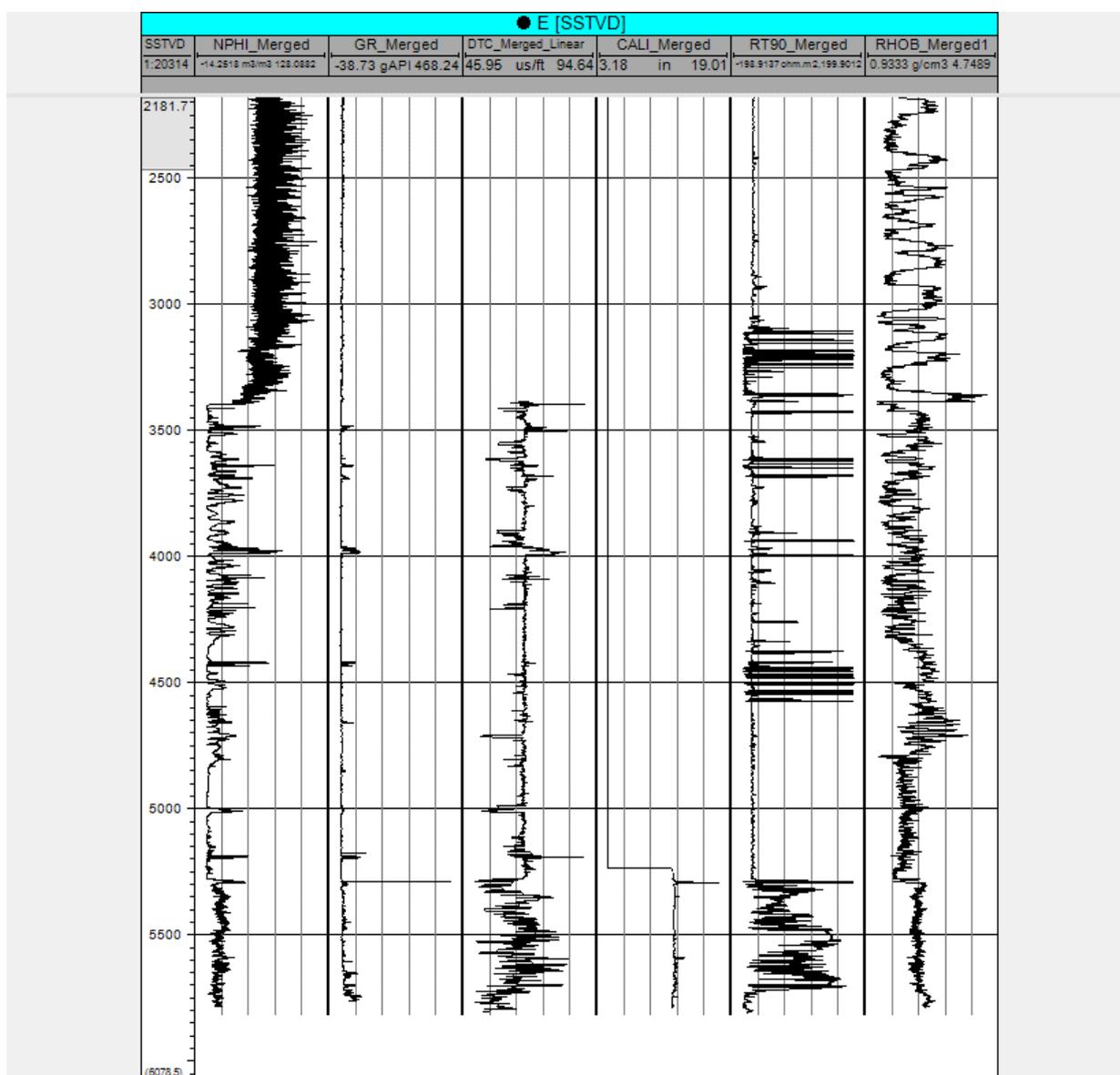


Figura - 19: Perfil geofísico do poço “E” como exemplo da composição realizada para os poços.

4.3 DADO SÍSMICO

O dado sísmico cedido pela ANP utilizado como base para este trabalho é um SEG-Y (Society of Exploration Geophysicists), levantamento 3D PSDM (Pós Stack Depth Migration), migração Kirchhoff em profundidade, georeferenciado em UTM84-24S, composto por 3449 crosslines de espaçamento a 12,5 m e 2403 inlines de espaçamento a 25 m, nomeado como R0276_BS_500_FRANCO_FLORIM (Figura - 21). A partir do dado original foi realizado o recorte (Crop), adequando as dimensões da área de trabalho (Tabela 2/Figura - 22).

TABELA 2		
Parâmetro	Original	Crop
X min	707297 m	747703 m
X max	779064 m	765355 m
Y min	7238286 m	7264253 m
Y max	7300590 m	7279134 m
InLines	2403	600
XnLines	3449	803
Área	2600 km ²	150 km ²

Tabela 2: Dimensões do dado sísmico original e do recorte realizado.

SEG-Y 3D PSDM

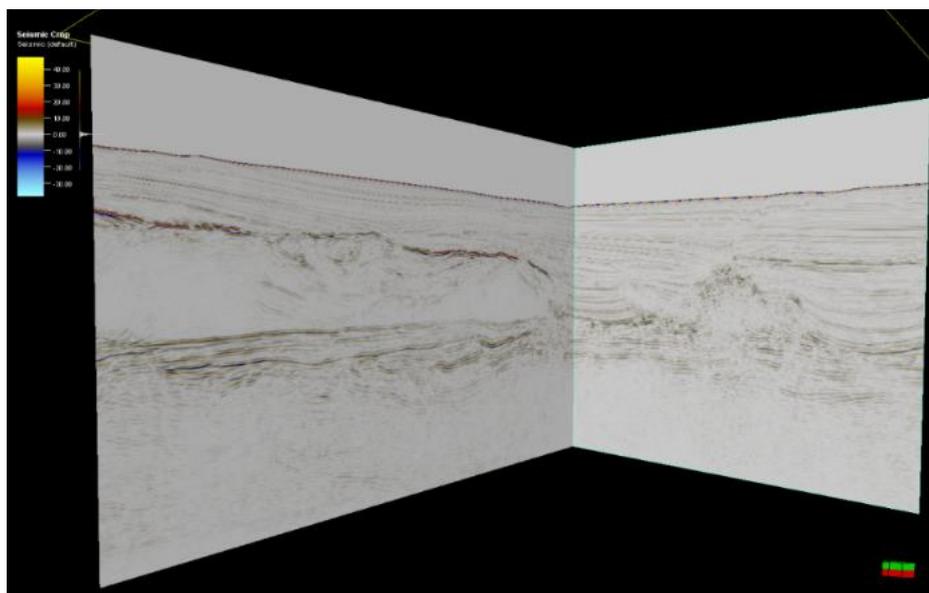


Figura - 21: Dado sísmico 3D carregado no software Petrel ao início do projeto.

LIMITES DO POLÍGONO

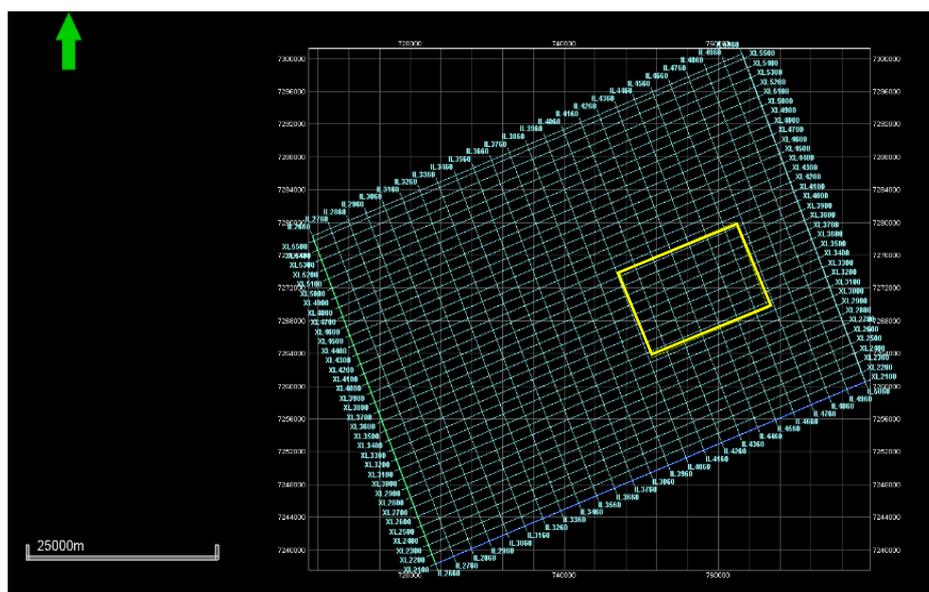


Figura - 22: Limites do dado sísmico original com destaque para o recorte realizado da área de trabalho.

4.4 INTEGRAÇÃO SÍSMICA x POÇO

Integração entre o dado sísmico e o dado de poço é de grande importância para a interpretação, pois permite relacionar marcadores identificados nos poços com reflexões específicas na seção sísmica. Integração do tipo profundidade/profundidade, sendo o dado sísmico migrado em profundidade, se faz necessária devido ao fato dos dados, ainda estando no mesmo domínio, possuírem escalas muito distintas e a integração confere maior precisão dos valores de profundidade na sísmica e conseqüentemente maior precisão dos marcadores. Relatado por Veecken (2007), a integração sísmica/poço deve ser realizada com a geração de sismograma sintético (Figura - 23), para isso são necessários como dados de entrada o perfil sônico, perfil de densidade, registro de velocidade sísmica no poço (check-shot ou VSP - Vertical Seismic Profile) e a determinação de uma wavelet. O fluxo de trabalho se dá através do produto entre velocidade e densidade, tendo como resultado a impedância acústica, que posteriormente é transformada para a função refletividade (Figura - 24), e por fim a convolução da refletividade com a wavelet.

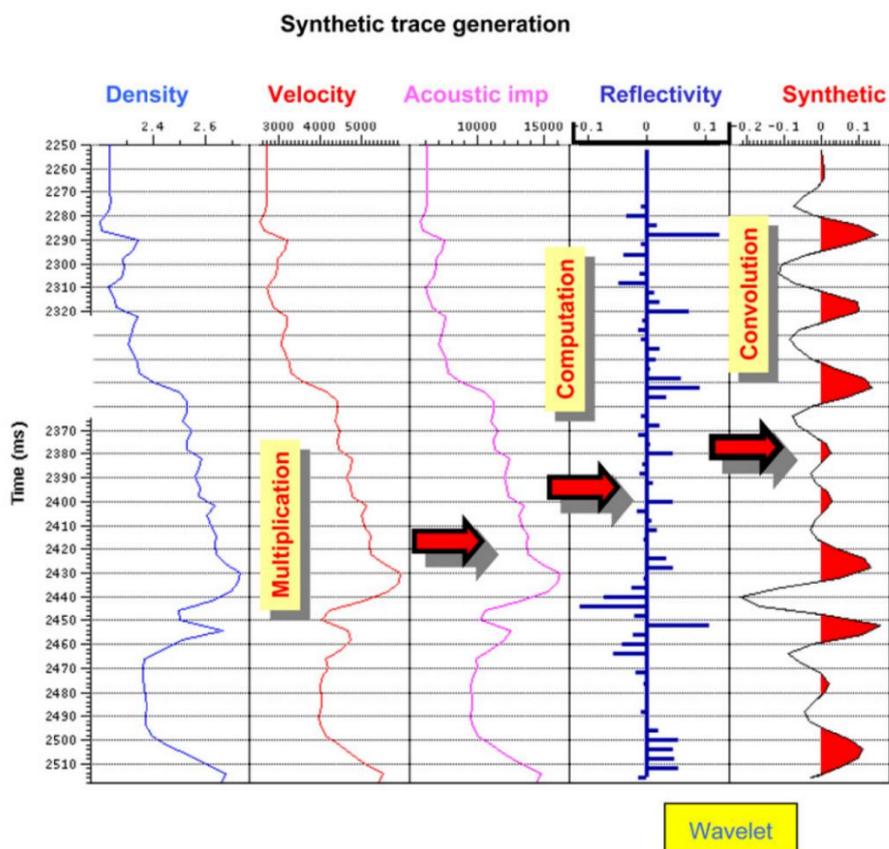


Figura - 23: Método de construção de sismograma sintético, adaptado de Veeken (2007).

$$\text{reflection coefficient} = \frac{\rho_2 \mathbf{v}_2 - \rho_1 \mathbf{v}_1}{\rho_2 \mathbf{v}_2 + \rho_1 \mathbf{v}_1}$$

$$\text{acoustic impedance} = \rho * \mathbf{v}$$

Figura - 24: Cálculo do coeficiente de refletividade e impedância acústica, adaptado de Veeken (2007).

Para o presente trabalho a integração realizada é do tipo profundidade/profundidade, e as curvas de densidade (RHOB) e sônico (DT). Sendo utilizado check-shot para os poços “A”, “B” e “C”, VSP para os poços “D”, “E”, “F”, “G”, “H”, “I”, “J” e “K”, algoritmo Riker 25Hz para a estimativa da wavelet. A partir do sismograma sintético é realizada a união dos refletores identificados no poço com os do dado sísmico, e assim expande-se os valores de profundidade do poço para a sísmica.

4.5 INTERPRETAÇÃO SISMICA

A determinação do significado geológico dos refletores sísmicos é alusiva ao sentido temporal, isto é, o sinal sísmico de forma pontual corresponde a um intervalo de tempo e sua projeção planar uma isócrona, essa por sua vez quando alocada no tempo geológico passa a ter uma representação cronoestratigráfica.

De forma conceitual dividimos a interpretação sísmica em estrutural e estratigráfica, na estrutural, podemos identificar elementos rúpteis e dúcteis presentes, tais como, falhas, domos, antiformes e sinformes. Para a interpretação estratigráfica buscamos relacionar as isócronas com camadas sedimentares e seus respectivos ambientes deposicionais, tendo como referência os padrões de fácies sísmicas e princípios de estratigrafia de sequências.

O agrupamento de refletores sísmicos com comportamento similar e disposição encadeada, distinguível das adjacências, pode caracterizar um padrão de fácies sísmicas (Figura - 25), ao passo da identificação desses padrões e utilização de parâmetros como continuidade, amplitude, frequência e fase, podemos relacionar tais fácies sísmicas com possíveis fácies litológicas.

Uma sequência deposicional é uma unidade estratigráfica composta pela sucessão de estratos geneticamente relacionados, delimitados na base e topo por uma desconformidade ou conformidade correlativa, que foi depositada durante um intervalo de tempo (Mitchum et al. 1977).

As desconformidades estão relacionadas a um período de erosão e/ou não deposição, expressas em seção sísmica com refletores discordantes ou truncados. Já as conformidades a um período de deposição sequencial, indicadas em seção sísmica por diferentes tipos de paralelismo e inclinação de refletores. Para a determinação de sequências deposicionais utiliza-se feições passíveis de serem identificadas em perfil sísmico como onlap, downlap, toplap, offlap, truncamento erosivo e limites de sequência.

FÁCIES SÍSMICAS

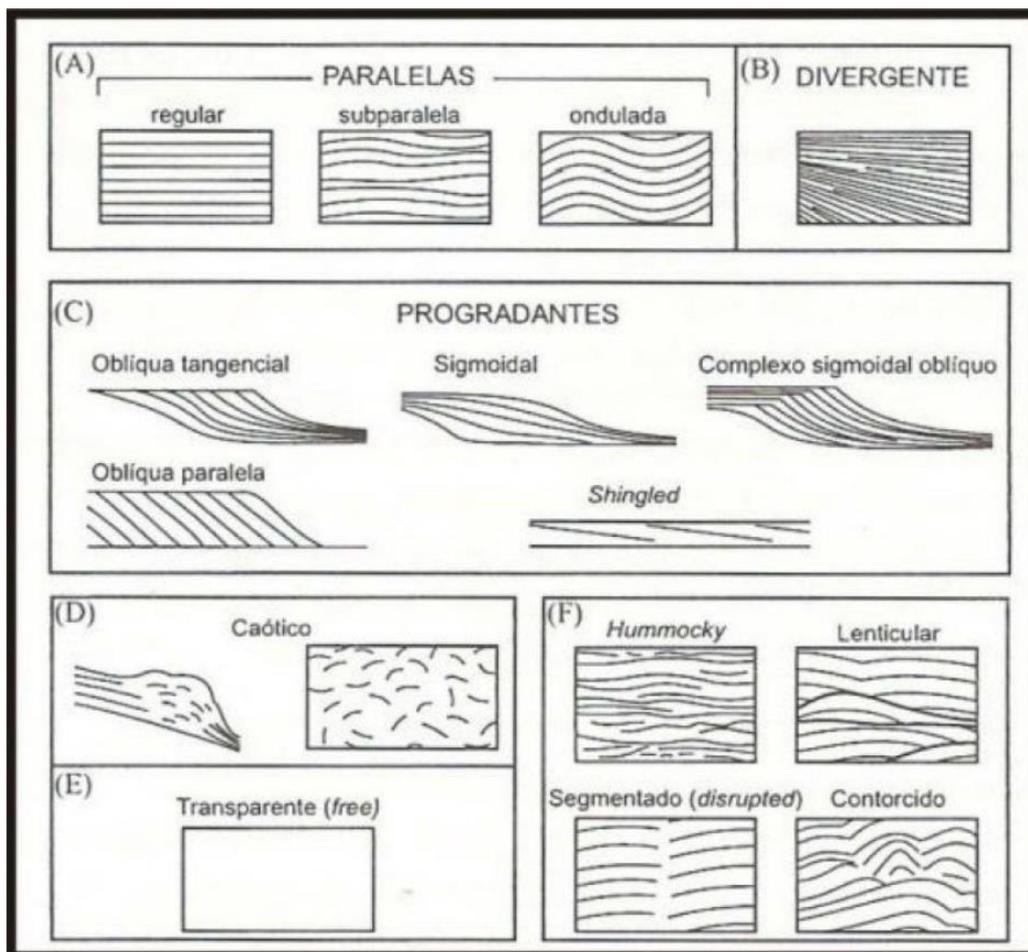


Figura - 25: Esquemas de padrões de configuração de fácies sísmicas, modificado de Mitchum et al. (1977).

TERMINAÇÕES DE REFLETORES

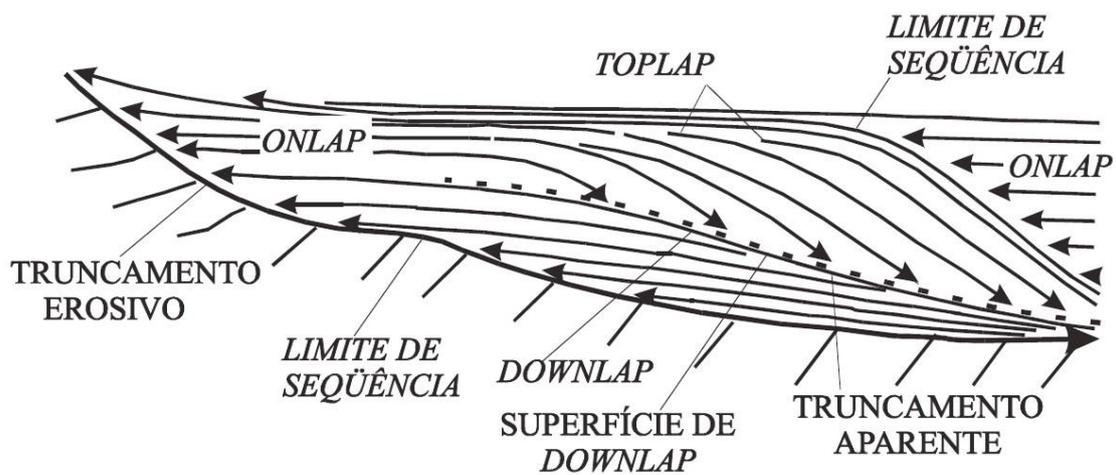


Figura - 26: Relação de estratos numa sequência em função da terminação de refletores, retirado de Della Fávera (2001).

Seguindo o entendimento de Catuneanu (2006), tais feições são um padrão de terminações de refletores (*types of stratal terminations*), e são definidos pela relação geométrica entre o estrato e a superfície estratigráfica na qual ela termina. Esse padrão é largamente empregado na sismoestratigrafia como um todo, assim como neste trabalho. Catuneanu (2006) descreve os padrões de terminações de refletores como:

Onlap: Terminação de estratos de baixo ângulo contra superfície estratigráfica de ângulo maior. Pode ser referido por *lapout*. Limita lateralmente a unidade sedimentar. Pode ser desenvolvido em ambiente marinho, costeiro e não-marinho (Figura - 26).

Downlap: Terminação de estrato inclinado contra uma superfície de menor ângulo. É também chamado de *baselap*. Limita na base a unidade sedimentar. *downlap* é comum na base de clinofomas progradantes, tanto em ambiente marinho raso como profundo. É incomum a geração de *downlap* em configurações não-marinhas, exceto em ambiente lacustre (Figura - 26).

Offlap: É gerado pela queda do nível de base, sendo diagnóstico, portanto, de regressão forçada. A queda progressiva do nível de base expõe a parte superior das unidades progradantes mais velhas à medida que as unidades progradantes mais novas vão sendo depositadas (Figura - 26).

Toplap: terminação de estratos inclinados contra uma superfície de menor ângulo sobrejacente, sendo resultado principalmente de não-deposição (*bypass sedimentar*) e pouca erosão. A superfície *toplap* representa o limite deposicional proximal da unidade sedimentar no topo (Figura - 26).

Truncamento erosivo: terminação de estrato contra uma superfície erosiva sobrejacente. *Toplap* pode evoluir para truncamento erosivo, mas implica tanto no desenvolvimento de um relevo erosivo ou no desenvolvimento de uma discordância angular (Figura - 26).

4.6 ATRIBUTOS SÍSMICOS

De acordo com Chopra & Marfurt (2005), um atributo sísmico é definido como uma informação obtida a partir de um dado sísmico, na forma de uma medida quantitativa direta das características sísmicas, objetivando maximizar a identificação dos alvos e/ou propriedades de interesse.

Com o passar dos anos os atributos sísmicos se consolidaram como uma das principais ferramentas para a interpretação sísmica e caracterização de reservatórios, para este trabalho utilizamos a Técnica Volume de Amplitude e o Ant Tracking como ferramentas de atributos para uma melhor identificação dos alvos.

A Técnica Volume de Amplitude (tecVA) coloca como alvo a camada ou o conjunto de camadas geológicas menos espessas que o dado sísmico identifica, aproximando-se do limite de resolução, baseada na observação e leitura do menor período identificado no objeto exploratório. Descrita por Bulhões & Amorim (2005), a técnica facilita a visualização da variação lateral de sismofácies além de ressaltar as discontinuidades contidas no dado. A partir de sua aplicação é viabilizada a geração de mapas de amplitude e seções verticais de maior detalhe para as sequências sísmicas e/ou de suas camadas internas (Figura - 27).

Com o Ant Tracking (Pedersen et al. 2002), identificando os eventos associados a falhas de maneira mais bem definida e contínua, ao passo que eventos não associados a essas estruturas são eliminados. Observa-se o comportamento de agentes autônomos capazes de reforçar as respostas compatíveis com as falhas no volume de atributo. Para o uso deste atributo é aplicada a técnica abordada por Chahine (et al. 2014), compilada ao uso de Amplitude de Contraste e Evidencia de Borda, almejando diminuir o ruído, destacar proeminências e preservar o detalhamento (Figura - 28).

TecVA

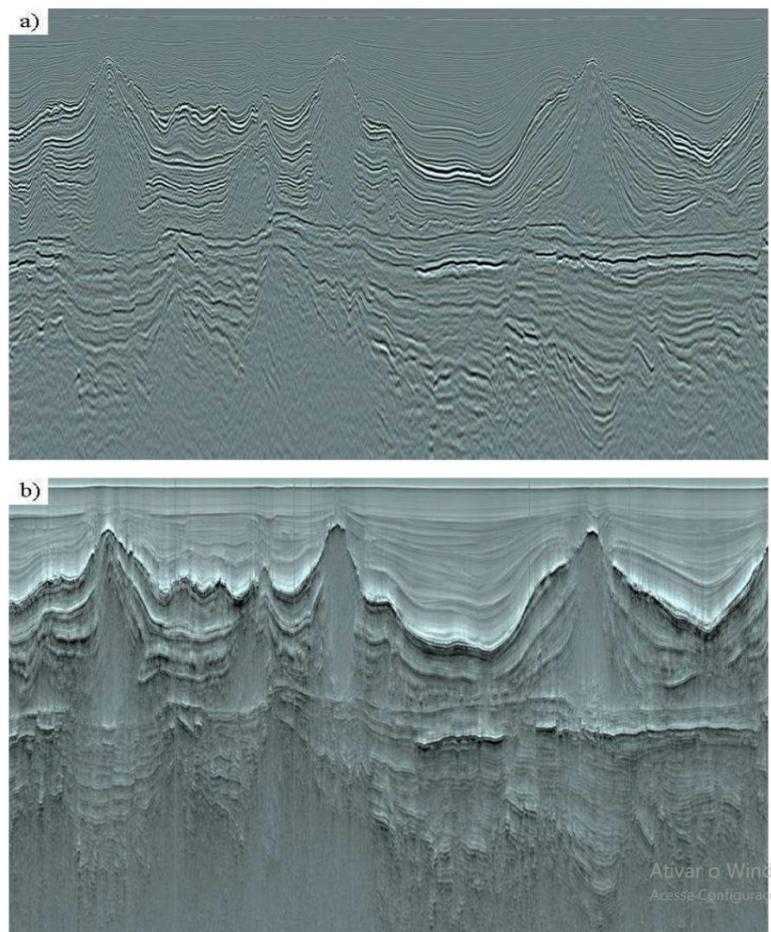


Figura - 27: Exemplo de (a) seção sísmica e (b) aplicada a TecVA, extraído de Bulhões & Amorim (2005).

ANT TRACKING

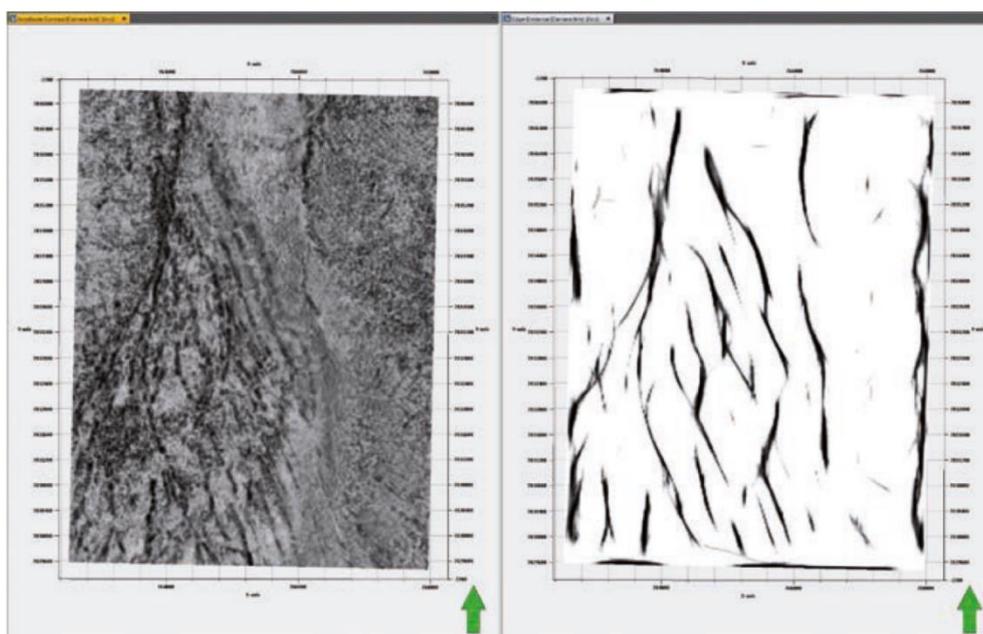


Figura - 28: Exemplo aplicado Ant Tracking, retirado de Chahine et al.(2014).

4.7 MAPEAMENTO SÍSMICO

Tendo como base para a interpretação, os parâmetros de fácies sísmicas e os princípios de sequências deposicionais, auxiliado pelo uso de atributos, é realizado o mapeamento de horizontes e falhas, buscando conciliar o sentido temporal e litológico das formações, a fim de compor o modelo tectono-estratigráfico da área de trabalho.

O mapeamento estratigráfico, partiu do rastreamento de horizontes de forma manual, adotando um critério de espaçamento de dez (10) unidades em relação ao espaçamento do levantamento sísmico. Desta forma, obteve-se a individualização de nove (9) superfícies, inicialmente denominadas como “H1”, “H2”, “H3”, “H4”, “H5”, “H6”, “H7”, “H8” e “H9”. Referenciadas como topo de camadas e intra-camadas sedimentares correlacionadas a estratigrafia da bacia, considerando o enfoque do trabalho para as formações dispostas no intervalo do pré-sal. Para o mapeamento estrutural, assim como o estratigráfico foi feito de forma manual e adotando um espaçamento de dez (10) unidades. Foram identificados dezesseis (16) segmentos de falhas, os quais representam os planos de falhas mais expressivos na área de trabalho. Mapeamento também realizado com enfoque para as estruturas no intervalo do pré-sal.

A partir do mapeamento estratigráfico é realizada a interpolação, utilizando a malha de horizontes rastreados como dado de entrada, o método de interpolação convergente e um incremento de gridagem de dez (10) unidades. Como resultado obteve-se grid's em profundidade que nos representam mapas estruturais das unidades mapeadas. Com a interpolação dos seguimentos de falha identificados, são gerados os planos de falha, e o agrupamento dos planos de falha para a composição do modelo de falhas. Sobrepondo os mapas de superfície e executando uma gridagem 3D obtemos o modelo estratigráfico. A integração do modelo estratigráfico com o modelo de falhas nos resulta no modelo tectono-estratigráfico. A partir dos mapas estruturais, são extraídos então os mapas de isópacas, considerando a diferença de espessuras entre as unidades mapeadas, para as superfícies “H2”, “H3”, “H4”, “H5”, “H6” e “H7”. Além da seleção de seção vertical interpretada representativa ao presente estudo.

5. RESULTADOS

Como resultados obtidos neste trabalho temos: *Interpretação estratigráfica e litológica a partir da correlação de poços, sismograma sintético e correção de profundidade por amarração entre sísmica e poço, atributos sísmicos, mapas estruturais de topo das unidades, seção estrutural interpretada, mapas de isópacas e modelo tectono-estratigráfico.*

5.1 INTERPRETAÇÃO ESTRATIGRÁFICA E LITOLÓGICA

A interpretação estratigráfica e litológica teve como referência os marcadores estratigráficos, fixados nos poços “A”, “B” e “C” a partir das informações de profundidades (Tabela 3), observadas para mudanças de litologia extraídas dos perfis compostos, com o objetivo de projetar tais marcadores para os demais poços, tendo como critério o comportamento das curvas de perfilagem.

TABELA 3			
Formação/Poço	A	B	C
Marambaia	1919m	2064m	2048m
Ariiri	3312m	3272m	3388m
Barra Velha	5415m	5427m	5398m

Tabela 3: Profundidade dos marcadores inseridos nos perfis de poços.

De acordo com Rider (2002), os perfis geofísicos de melhor uso para identificação de litologias e conseqüentemente correlação estratigráfica, são os de raios gama (GR), resistividade (RT) e sônico (DT). Aliado ao fato de seções evaporíticas apresentarem respostas petrofísicas bem características para GR e RT, é então colocado como alicerce para este trabalho, a correlação do topo e base as seção evaporítica.

Considerando os padrões de comportamento dos perfis, as respostas mais baixas para GR, mais altas para resistividade RT e maior velocidade de sônico DT (Figura - 29), respeitando princípios estratigráficos de horizontalidade e continuidade lateral, é então identificado o intervalo referente a seção evaporítica nos perfis "A", "B" e "C", e projetado esse intervalo para os poços "D", "E", "F", "G", "H", "I", "J" e "K".

Representada para a estratigrafia da Bacia de Santos a seção evaporítica como Fm. Ariri, esta por sua vez, sobreposta a Fm. Barra velha. Logo o topo e base da seção evaporítica, ferramenta de correlação estratigráfica deste trabalho, são equivalentes aos topos das Fm. Barra Velha e Fm. Ariri respectivamente.

CORRELAÇÃO DE POÇOS

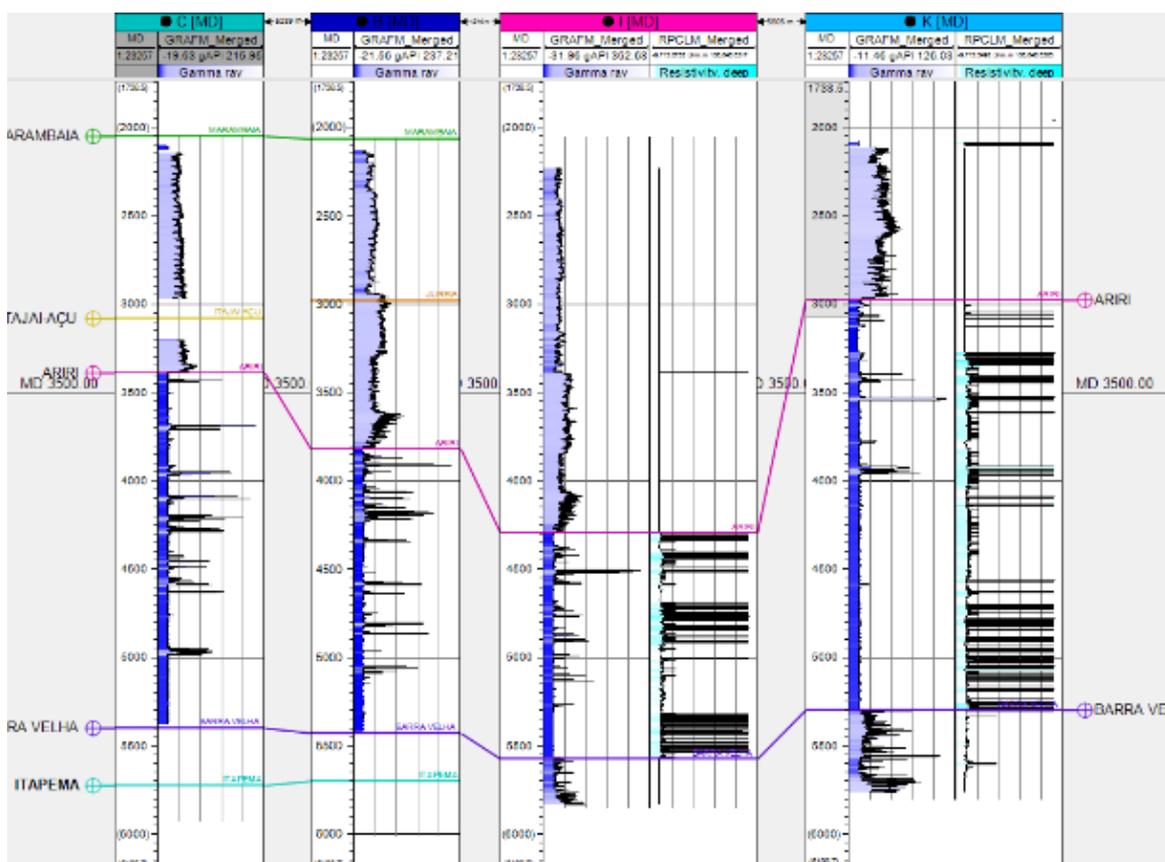


Figura - 29: Exemplo da Correlação de poços, exemplo dado a partir dos poços "B" e "C" (providos de marcadores) para os poços "I" e "K" (não providos de marcadores).

5.2 SISMOGRAMA SINTÉTICO

Seguindo o fluxo de trabalho de Veeken (2007), foi realizado para o presente trabalho a calibração do perfil sônico (DT) para VSP (Vertical Seismic Profile) nos poços “D”, “E”, “F”, “G”, “H”, “I”, “J” e “K”, sendo providos de arquivo check-shot apenas os poços “A”, “B” e “C”. É realizada a multiplicação das curvas de sônico (DT) e densidade (RHOB), obtendo a impedância acústica, posteriormente transformada para a função refletividade, assim a convolução do coeficiente de refletividade com a wavelet sintética do tipo Riker 25 Hz, resultando na geração do sismograma sintético. Desta forma são combinados os refletores do dado sintético com os padrões de amplitude e frequência dos refletores do dado sísmico 3D.

Realizada a integração para todos os poços, como exemplo Figura “30”, com eventuais ajustes de profundidade do poço para a sísmica, aumentou assim a precisão do dado. O que concedeu maior confiabilidade aos marcadores estratigráficos e ao mapeamento posteriormente realizado.

SISMOGRAMA SINTÉTICO

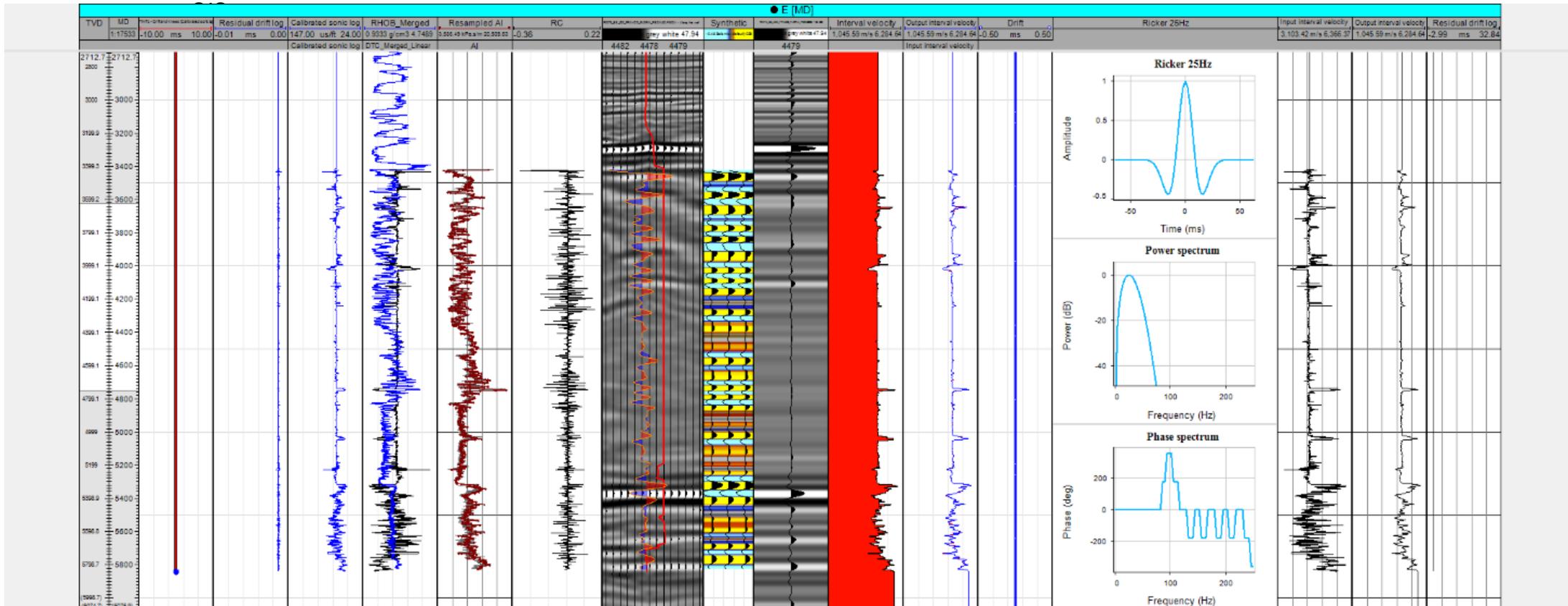


Figura - 30: Exemplo de integração a partir do sismograma sintético para o poço "E".

5.3 ATRIBUTOS SÍSMICOS

Atributos sísmicos gerados para o presente trabalho, tiveram como objetivo o suporte ao mapeamento sísmico, uma vez que os atributos realçam propriedades dos refletores, que são traduzidas como feições estratigráficas e estruturais. Visando essa caracterização foram aplicados os atributos de TecVa e Ant Tracking (Figura - 31).

Com a aplicação do TecVa obteve-se um volume de amplitude de maior contraste que o volume sísmico original, evidenciando feições chave para o mapeamento sísmico. Para a execução do atributo TecVa no polígono de trabalho, a partir do crop realizado na sísmica original, foi realizada através do fluxo de trabalho de Bulhões & Amorim (2005).

De forma análoga para o Ant Tracking, alcançamos um volume de atributo estrutural salientando as descontinuidades dos refletores contidas no volume original, fazendo uma relação direta das descontinuidades de refletores com estruturas rúpteis, criando um panorama estrutural para o mapeamento sísmico. A geração do volume de atributo Ant Tracking a partir do crop original, segue os passos de Chahine et al. (2014).

A comparação da sísmica (Figura - 31) com os atributos é dada por seções e mapas, ao passo que, segundo os autores são mais bem exploradas em seção para TecVa (Figura - 31), e em mapa para Ant Tracking (Figura - 31). Para melhor visualização são demarcadas as linhas de interseção, entre seção com direção ENE, e depth slice a 6000 m, além da projeção do poço “G” como referência.

O paralelo exibido entre as seções (ENE-WSW) sísmica e a aplicada TecVa nos mostra os topos das formações Ariri e Barra Velha, correlatas aos marcadores do poço “G”. Também com destaque de mesmo padrão para uma superfície abaixo da Fm. Barra Velha sendo o provável topo da Fm. Itapema, além de uma estrutura em cunha bem marcada e o realce para os refletores mais profundos distinguíveis. Em mapa é dado destaque para a estrutura ao centro do polígono (Figura - 31).

Já o paralelo entre o depth slice (6000 m) da sísmica e o aplicado Ant Tracking observamos melhor o trend estrutural de direção NW com variação para NNW. Destaque para o agrupamento de estruturas conectadas na porção central do polígono. Em seção podemos observar uma diminuição de segmentos na cota do marcador da Fm. Barra Velha marcada no poço “G”.

ATRIBUTOS SÍSMICOS

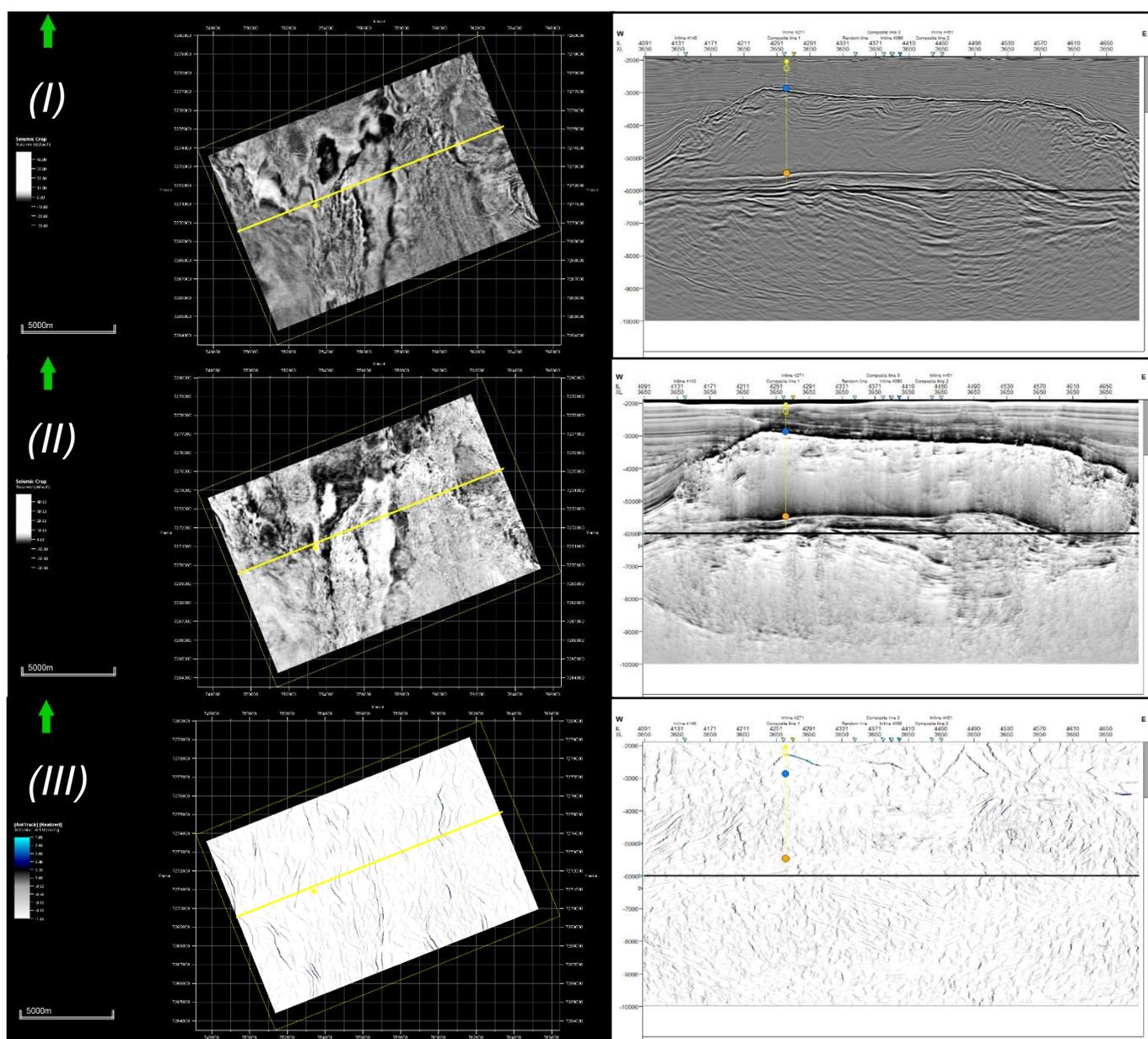


Figura - 31: Atributos sísmicos, depth slice e respectivas seções para (I) sísmica, (II) aplicado TecVA e (III) aplicado Ant Tracking.

5.4 MAPAS ESTRUTURAIS

O mapeamento sísmico, estratigráfico e estrutural, foi realizado através do rastreamento de horizontes referentes a topos de camadas e intra-camadas, e a identificação de grandes descontinuidades referentes a segmentos de estruturas rúpteis (Figura - 32). Seguindo para ambos um espaçamento de dez (10) traços.

Para tal, são tidos como referência os marcadores estratigráficos dos perfis de poços e seus refletores sísmicos correspondentes. Tendo parâmetros de distinção sísmica como amplitude, continuidade, frequência, utilizando critérios de fácies sísmicas, terminações de refletores, geometria de camadas e complementado pelas feições observadas nos volumes de atributo sísmico. Embasado por princípios estratigráficos, modelos de deposição e na estratigrafia da bacia. Assim foram mapeadas nove (9) superfícies estratigráficas, “H1”, “H2”, “H3”, “H4”, “H5”, “H6”, “H7”, “H8” e “H9” (Figura - 32 I), e dezesseis (16) segmentos de falhas (Figura - 32 II).

MAPEAMENTO SÍSMICO

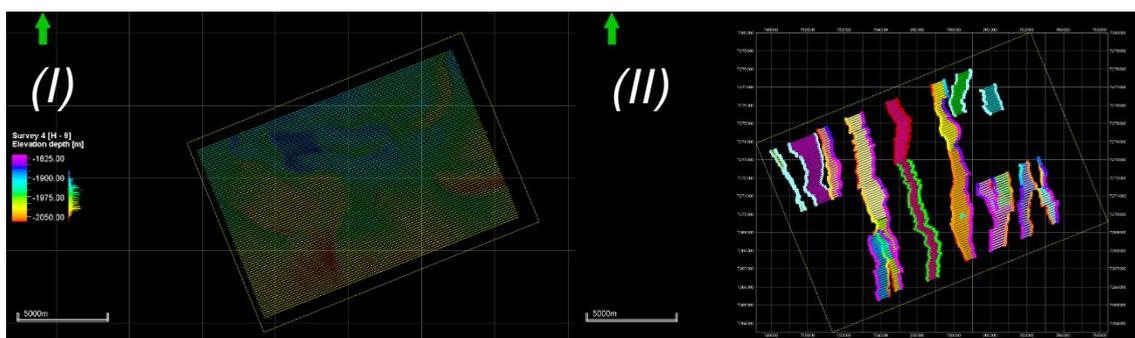


Figura - 32: Mapeamento sísmico, (I) mapa de horizontes para superfície "H9" e (II) mapa de segmentos de falhas.

Unidade mapeada como “H1”, caracterizada com baixa amplitude, apresenta refletores pouco contínuos, sem geometria bem definida e um padrão de fácies sísmicas caótica.

Para “H2” observado uma continuidade média, baixa amplitude e baixa frequência. De configuração interna paralela a sub-paralela, e de provável geometria em lençol, não muito bem definida devido a provável inclinação de blocos.

Unidade “H3” ocorre com baixas amplitude e frequência, diferenciando-se por menor continuidade. Com padrão interno sub-paralelo, e terminações do tipo onlap predominantes, é atribuído a esta unidade uma geometria em lente.

Unidade “H4” segue a tendência de baixa amplitude e baixa frequência, sendo de continuidade média. Apresenta geometria interna sub-paralela, geometria externa como lençol ondulado e um padrão de terminação dos refletores predominante em onlap.

“H5” apresenta uma mudança de tendência em relação as unidades anteriores, com amplitude variando de média para alta, média frequência e continuidade maior. Observada variação lateral, ocorrem padrões internos de sub-paralelos a divergentes e terminações de refletores em onlap e toplap, conferindo uma geometria externa do tipo cunha.

Para “H6” é caracterizado uma maior continuidade, com média amplitude e média frequência. De tendência sub-paralela e variação das terminações de refletores em onlap e toplap, dentro de uma geometria do tipo lençol ondulado.

Em “H7” temos a correspondência direta do topo desta unidade com os marcadores da Fm. Barra Velha nos poços “A”, “B”, “C”, “E”, “F”, “G”, “H”, “I”, “J” e “K”. Unidade caracterizada por alta amplitude e grande continuidade, com padrão interno plano-paralelo e geometria externa do tipo lençol.

Unidade “H8” compatível com os marcadores da Fm. Ariri também nos poços “A”, “B”, “C”, “E”, “F”, “G”, “H”, “I”, “J” e “K”. Apresenta um padrão caótico de topo muito bem marcado com sinal de alta amplitude.

Por fim a unidade “H9” englobando todas a unidade sotopostas a Fm. Ariri, convencionada como Fm. Marambaia, sendo seu topo correspondente ao fundo marinho, variação de refletores de paralelos a sub-paralelos com ocorrência de padrão divergente e alta amplitude.

A partir do mapeamento de horizontes é realizada a interpolação, utilizando a malha confeccionada como dado de entrada, o método de interpolação convergente e um incremento de gridagem de dez (10) traços. Como resultado obteve-se grid's em profundida que nos representam mapas estruturais referente as superfícies de topo das unidades mapeadas.

O mapa gerado a partir da superfície de “H1”, representa a unidade mais profunda mapeada, com grande variação estrutural (Figura – 33). Exibe a proeminência de estruturas na configuração de duas antiformes, no sentido NW com variação para NNW, marcadas por mudanças abruptas das linhas de cota.

A interpolação de “H2” resulta em um mapa de tendência similar a “H1” (Figura - 34), tendo uma distribuição estrutural levemente suavizada, com ocorrência de depocentros maiores nas adjacências das estruturas e depocentros menores conforme se afastam.

Mantendo a tendência de “H2”, o mapa para “H3” preserva as estruturas em NW e NNW (Figura - 35), sendo possível observar um pequeno deslocamento dos depocentros maiores uma leve cobertura nos depocentros menores.

Para o mapa de “H4” (Figura - 36), mantem-se a configuração estrutural similar as anteriores, ocorrendo a instalação de novos depocentros menores e o início da migração dos depocentros maiores no sentido das estruturas.

Já em “H5” ocorre grande suavização dos depocentros, com drástica diminuição tanto dos maiores quanto dos menores, agrupamento de altos na porção norte e surgimento de novas linhas de cotas intermediárias (Figura - 37).

Mapa de “H6” revela uma suavidade das estruturas antiformes, passando de uma variação de contornos de abrupta para gradativa (Figura - 38), com o espessamento das linhas de cota. Possível observar o preenchimento dos

depocentros maiores e a diminuição de depocentros menores, em relação as unidades sotopostas e o início de junção das duas principais estruturas.

Para “H7” tem-se uma maior continuidade das linhas de cota (Figura - 39), o desaparecimento de inúmeros depocentros menores e pequena variação onde anteriormente localizavam-se os depocentros maiores. Ocorre a união das duas estruturas em uma grande antifome com altos locais.

Interpolação do mapeamento para a superfície “H8” apresenta uma configuração muito distinta em relação aos anteriores (Figura - 40). Com grande variação, apresenta uma configuração de platô para cânions, com estruturação marcada do centro para WNW.

Por fim, o mapa de “H9” (Figura - 41), também apresentando configuração totalmente independente dos anteriores, apresenta pouca variação estrutural, sem uma tendência bem definida, com pequeno alto de sentido WNW e alguns pequenos depocentros sem alinhamento aparente.

MAPAS ESTRUTURAIS

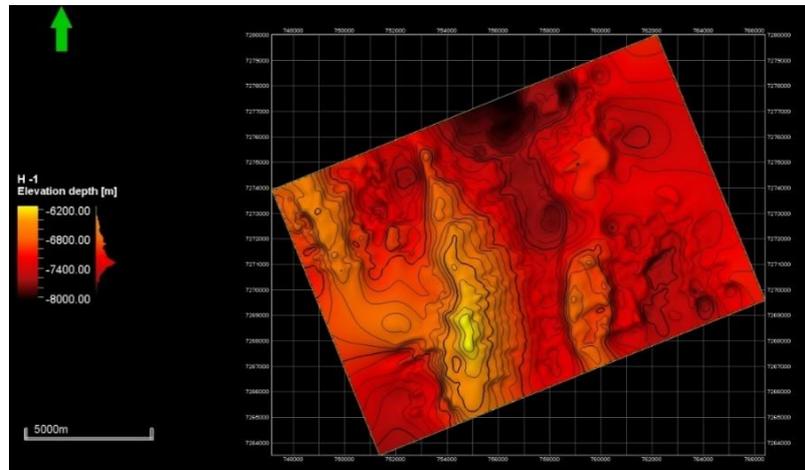


Figura - 33: Mapa estrutural para superfície "H1".

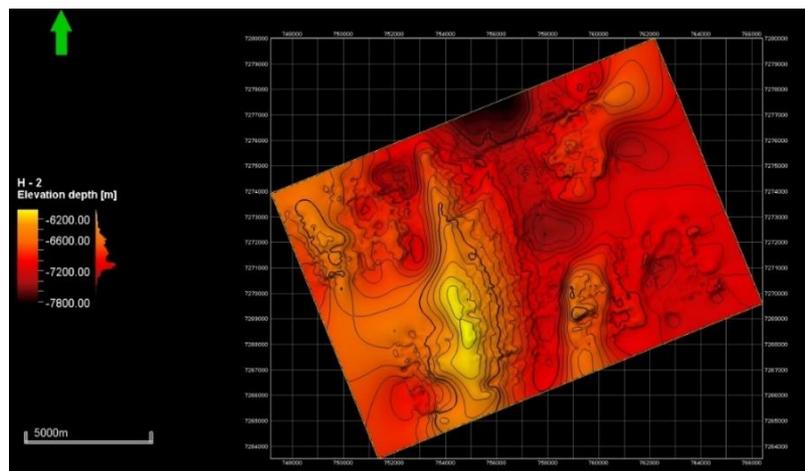


Figura - 34: Mapa estrutural para superfície "H2".

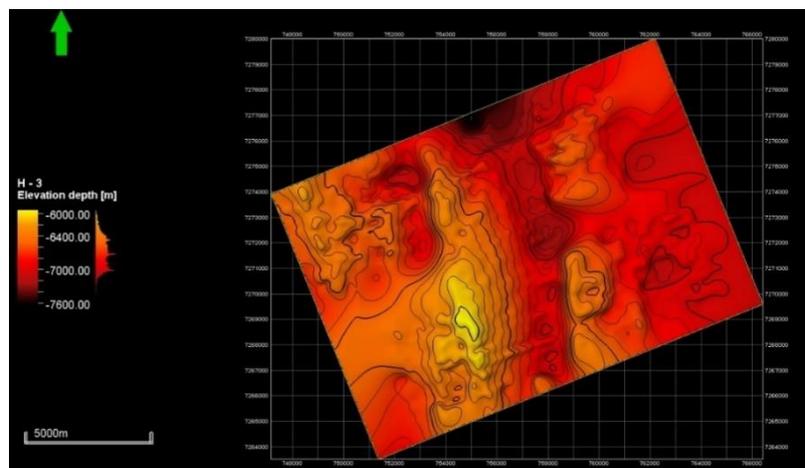


Figura - 35: Mapa estrutural para superfície "H3".

MAPAS ESTRUTURAIS

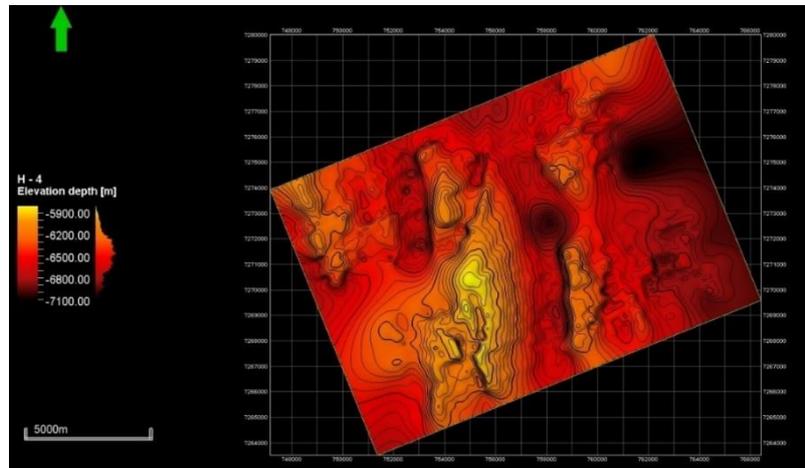


Figura - 36: Mapa estrutural para superfície "H4".

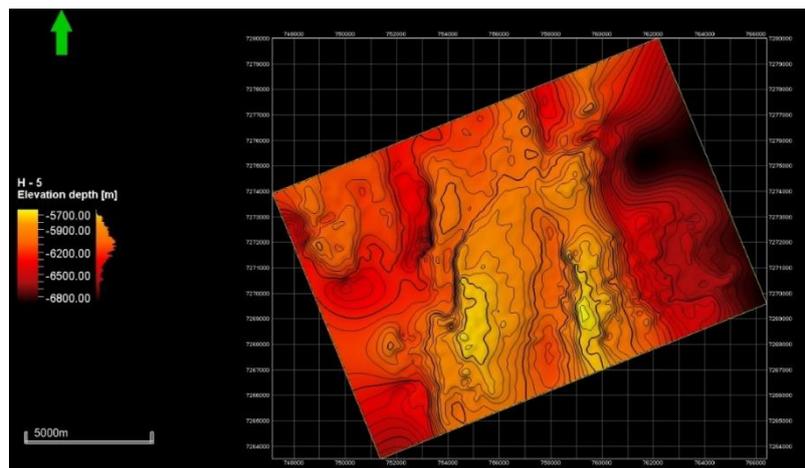


Figura - 37: Mapa estrutural para superfície "H5".

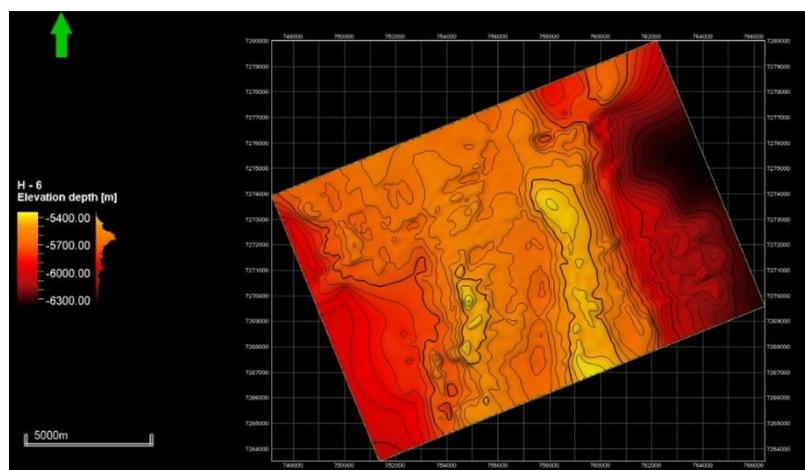


Figura - 38: Mapa estrutural para superfície "H6".

MAPAS ESTRUTURAIS

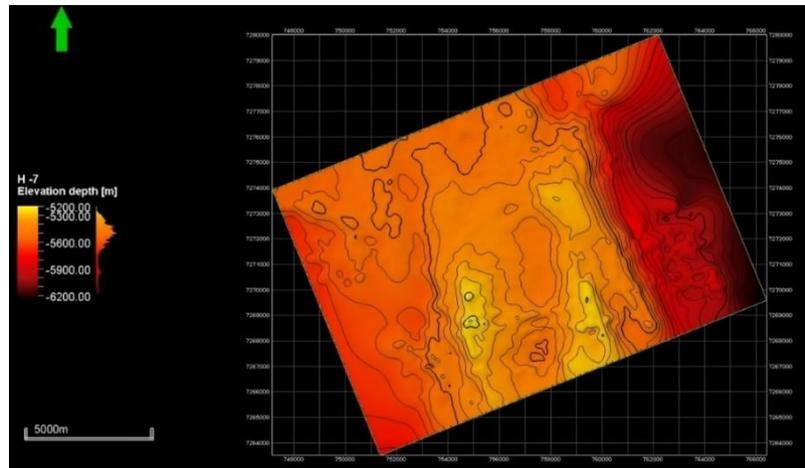


Figura - 39: Mapa estrutural para superfície "H7".

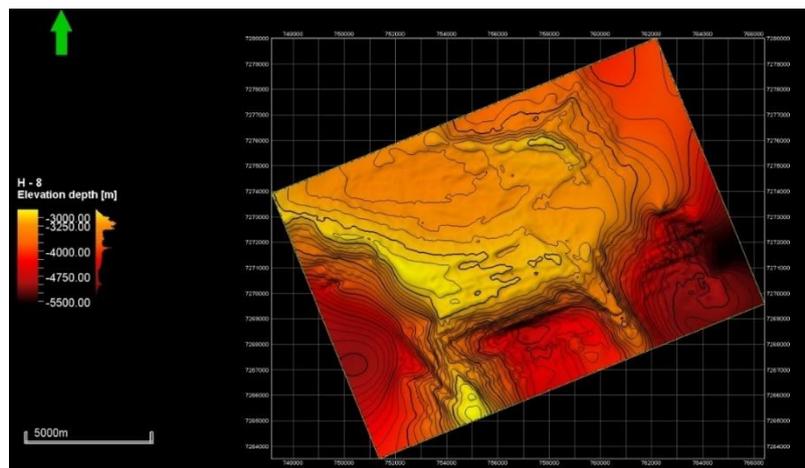


Figura - 40: Mapa estrutural para superfície "H8".

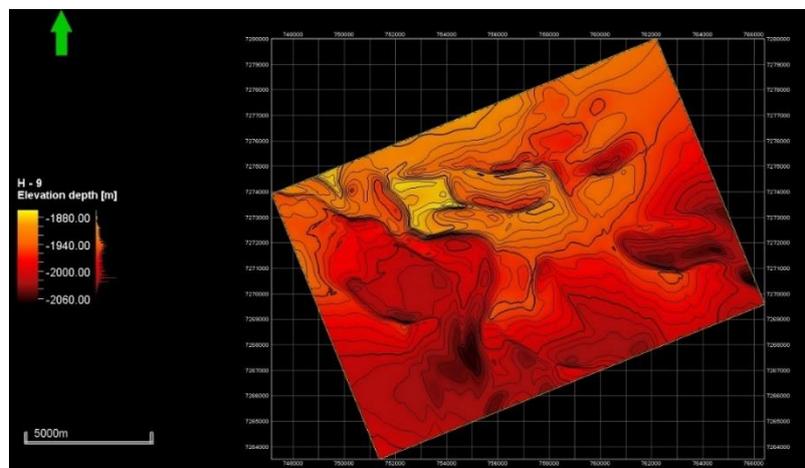


Figura - 41: Mapa estrutural para superfície "H9".

5.5 SEÇÃO ESTRUTURAL

Interpretadas seções estruturais, é selecionada a interpretação de uma seção arbitrária NE-SW, representativa aos aspectos observados na área de estudo (Figura - 42). As estruturas antiformes observadas nos mapas estruturais são congruentes com as maiores falhas observadas na seção estrutural. As quais nos referimos no presente trabalho como falhas principais locais, além de falhas sintéticas e antitéticas, em uma configuração de horst's e graben's típica de bacias marginais. Identificados os graben's assimétricos, hemigrabens, demarcados por falhamentos da unidade basal e sequencial deposição das unidades com mergulho em direção ao plano de falha, exibindo feições de preenchimento e cobertura, características de deposição sin e pós-tectônica.

As falhas principais locais apresentam um arranjo geométrico similar, de mesma direção e com altos mergulhos, sendo falhas de tendência retilínea e pouca curvatura na base. A rotação de blocos é marcada pelo soerguimento das bordas flexurais opostas ao crescimento de seção sedimentar em direção as bordas falhadas, caracterizando assim um arranjo geométrico de falhas no padrão dominó. Crescimento do pacote sedimentar em direção as bordas falhadas ocorre de forma heterogênea nas diferentes porções da área de estudo. Para o comparativo entre os mapas estruturais pode-se observar um crescimento de falha de Norte para Sul do polígono, que observado em seção apresenta aumento de rejeito. O crescimento de falha marcado pelo aumento de rejeito de falha nas diferentes camadas, considerando a propagação das falhas pelas unidades "H1", "H2", "H3", "H4", "H5", "H6" e "H7". Sendo o rejeito de falha marcado nas unidades "H1", "H2", "H3", "H4", "H5" e "H6", sobreposto por deformação de eixo concordante ao plano de falha para a unidade "H7". Observado a disposição das camadas nas bordas flexurais, é possível identificar terminações de refletores em toplap, além de irregularidade em padrão ondulado, característico de discordância erosiva. Dentre as unidades que ocorre rejeito de falha, é notória a diferença "H5", que apresenta maior crescimento em direção ao plano de falha. O que é refletido na geometria externa da camada exibindo um padrão em cunha.

SEÇÃO ESTRUTURAL

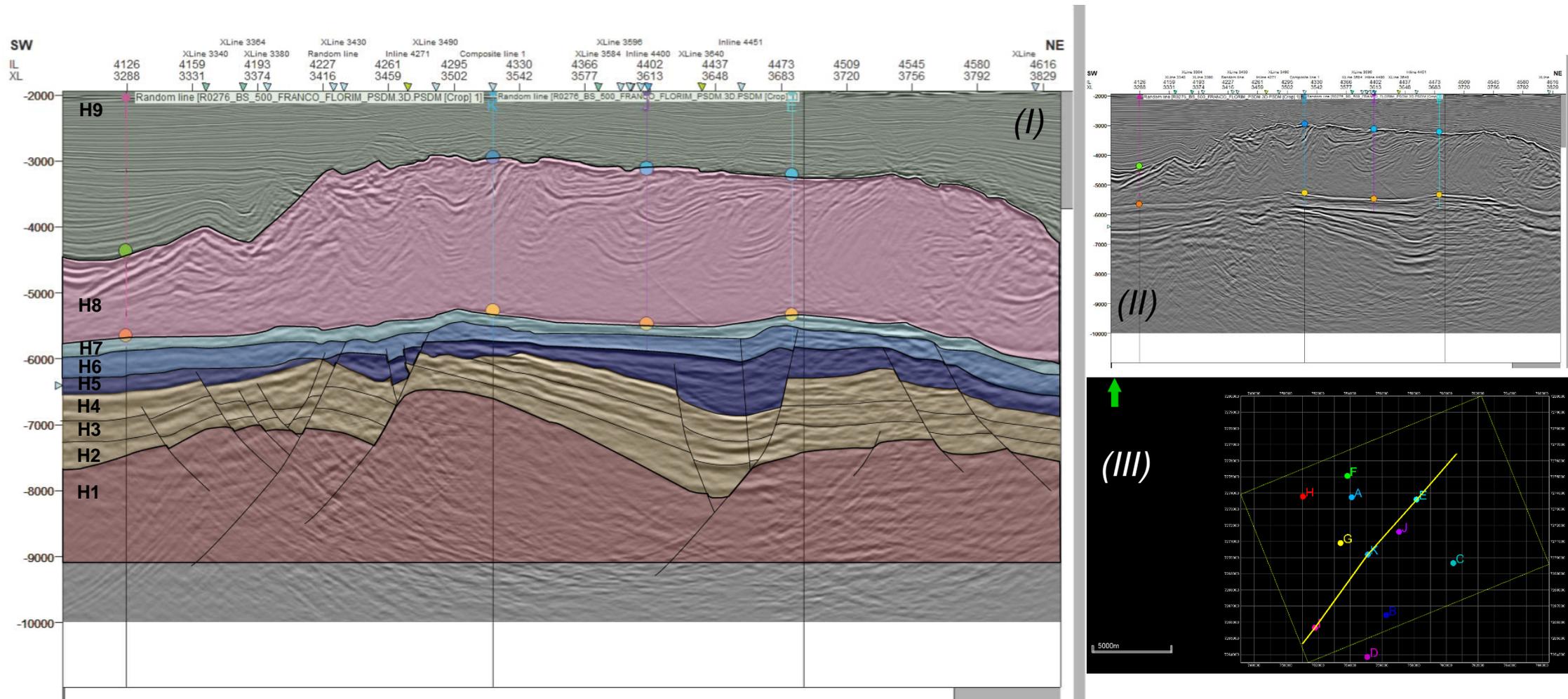


Figura - 42: (I) Seção interpretada, (II) seção sísmica e (III) orientação da seção em mapa.

5.6 MAPAS DE ISÓPACAS

Mapas de isópacas representam estruturas com mesma espessura real, apresentadas em valores múltiplos e projetadas verticalmente no plano do mapa. Desta forma é possível observar a variação de espessura das diferentes unidades mapeadas. A variação de espessura das camadas está intimamente ligada à sua geometria, imposta pelos condicionantes deposicionais e tectônicos.

Para a confecção dos mapas de isópacas, são realizadas operações entre os mapas estruturais. Ao passo que são subtraídos valores dos mapas das unidades mapeadas pelos valores das unidades sobrejacentes (Tabela 4). Assim foram gerados mapas de isópacas para as unidades situadas no intervalo pré-sal, exceto a unidade basal "H1".

TABELA 4	
MAPA	OPERAÇÃO
H2 ISO	H2 – H1
H3 ISO	H3 – H2
H4 ISO	H4 – H3
H5 ISO	H5 – H4
H6 ISO	H6 – H5
H7 ISO	H7 – H6

Tabela 4: Operações entre mapas estruturais para geração de mapas de isópacas.

O mapa "H2 ISO" apresenta em geral pouca variação de espessura (Figura - 43), com variações pouco proeminentes e distribuídas de maneira dispersa. Sem correlação direta com as estruturas antififormes observadas nos mapas estruturais.

Em “H3 ISO” (Figura - 44), tem-se pouca variação geral, mas com variações pontuais relevantes, nota-se o trend NW com espessura de camada quase inexistente, indicando menor deposição nessas porções.

Para “H4 ISO” observa-se a proeminência do trend NW (Figura – 45), com a instalação de uma faixa maior ao centro do mapa em relação a suas adjacências. Destaque para as mudanças abruptas de maiores para menores espessuras.

Em “H5 ISO” é observado grande variação de espessura geral (Figura - 46), com definição clara da grande faixa de maiores valores ao centro, delimitada pelo trend NW.

“H6 ISO” mantém a tendência NW (Figura - 47), com variação geral de espessuras, sendo menores que “H5 ISO”. Possível observar o início do espaçamento entre as isolinhas, suavizando a estruturação antifforme aparente.

Por fim “H7 ISO” apresenta muito pouca variação de espessura (Figura - 48), em relação as unidades anteriores. Com grande espaçamento e continuidade das isolinhas, sendo discreta a ocorrência de aumento de espessura.

MAPAS DE ISÓPACAS

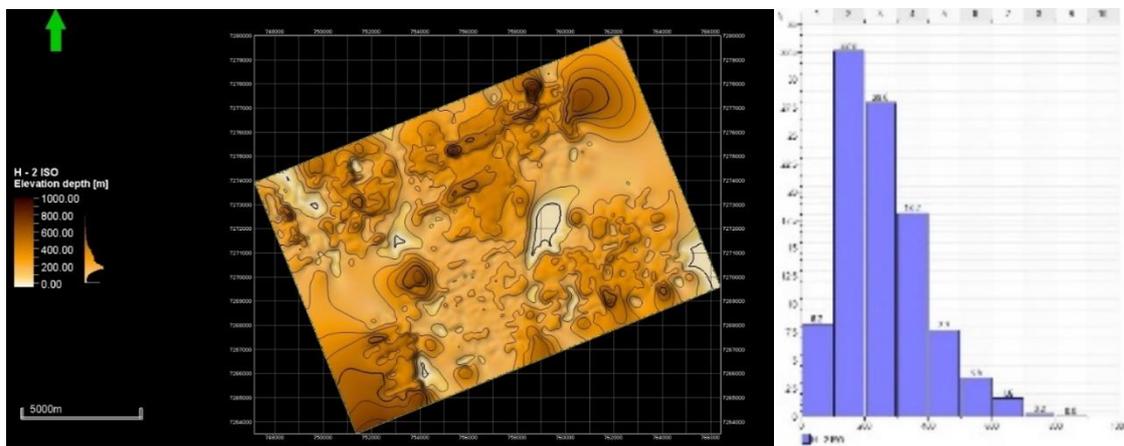


Figura - 43: Mapa de isópacas "H2 ISO" e histograma para unidade "H2".

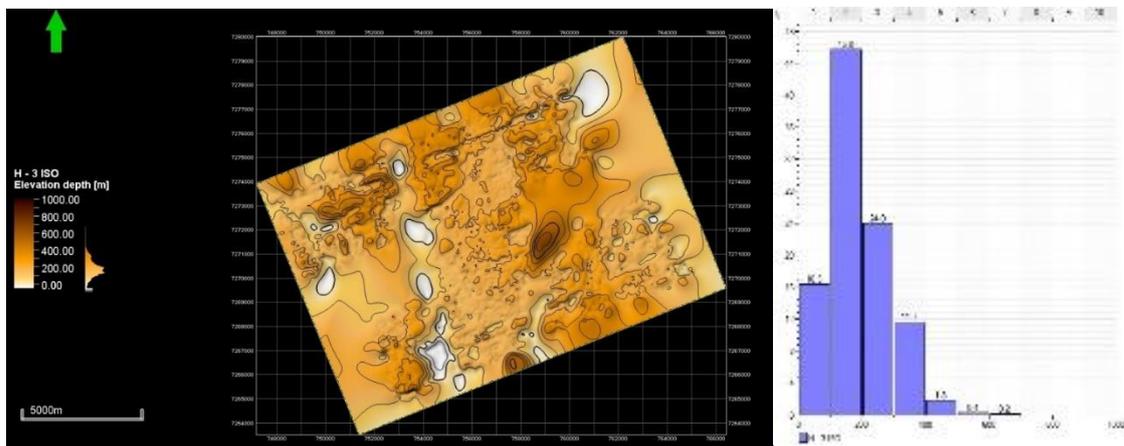


Figura - 44: Mapa de isópacas "H3 ISO" e histograma para unidade "H3".

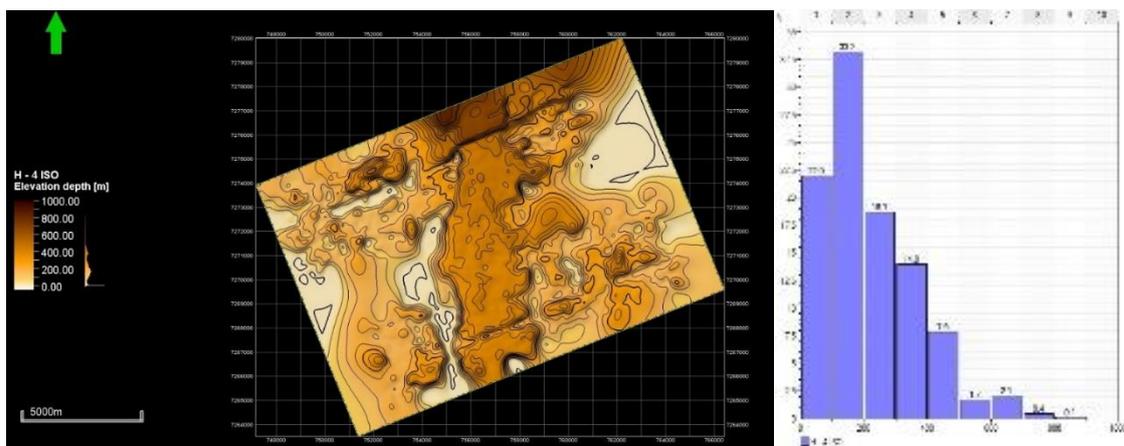


Figura - 45: Mapa de isópacas "H4 ISO" e histograma para unidade "H4".

MAPAS DE ISÓPACAS

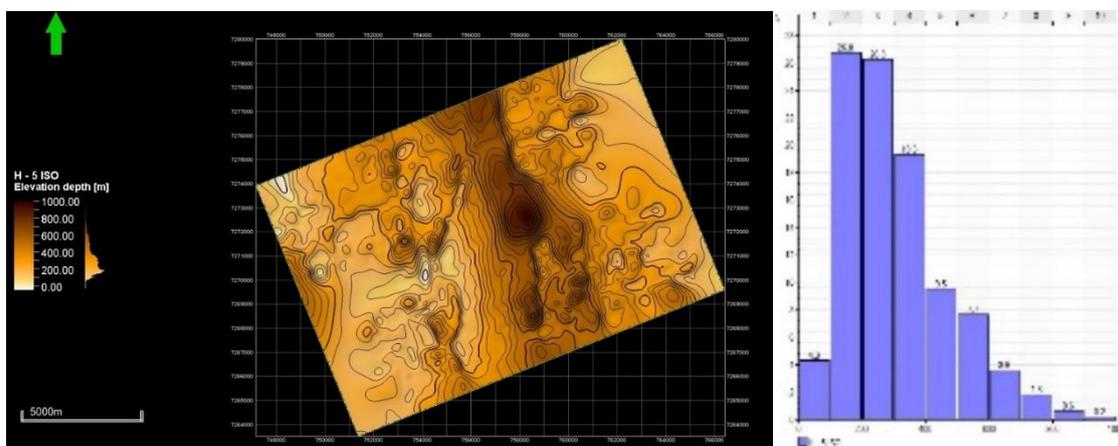


Figura - 46: Mapa de isópacas "H5 ISO" e histograma para unidade "H5".

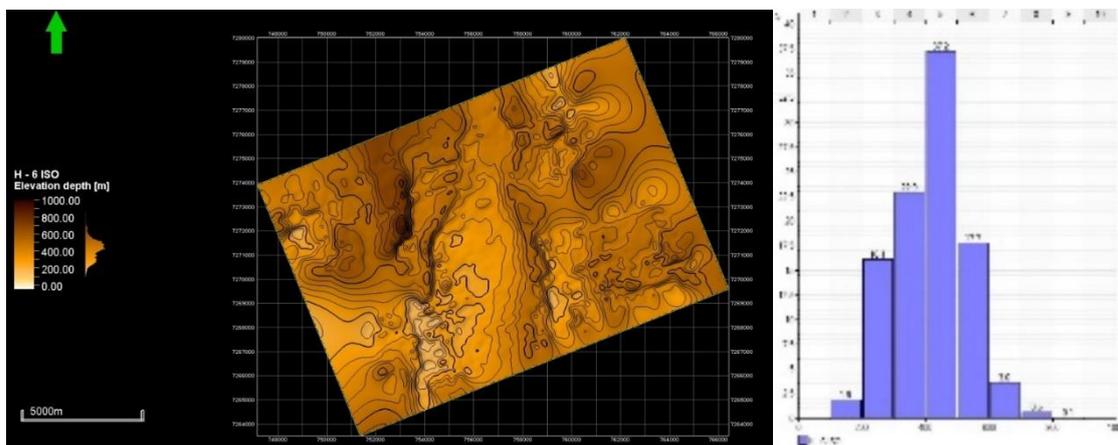


Figura - 47: Mapa de isópacas "H6 ISO" e histograma para unidade "H6".

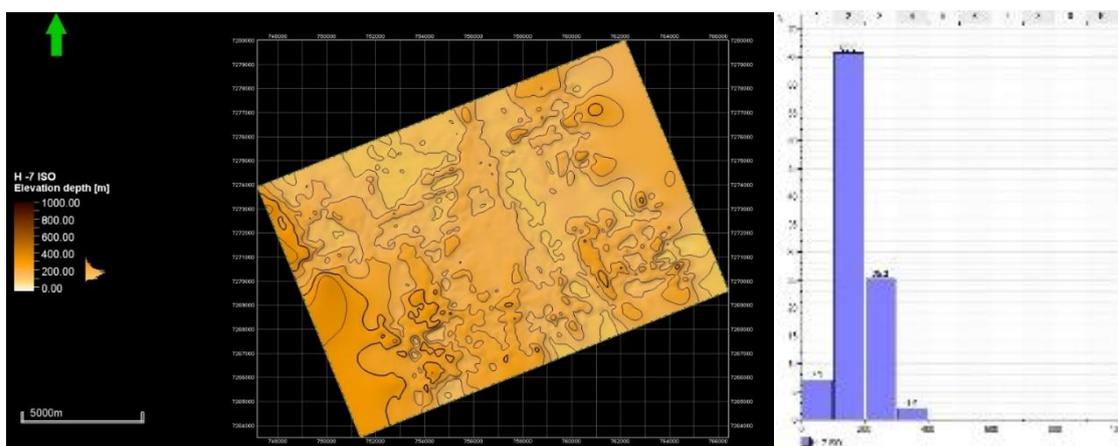


Figura - 48: Mapa de isópacas "H7 ISO" e histograma para unidade "H7".

5.7 MODELO TECTONO-ESTRATIGRÁFICO

Em busca de caracterizar os aspectos estratigráficos e estruturais da área de trabalho, é realizada a composição do modelo tectono-estratigráfico. A partir da sobreposição dos mapas estruturais, realiza-se a gridagem vertical, assim como para os mapas. Estipula-se uma base arbitraria a 9000 m para limite inferior do cubo, e coloca-se a superfície referente a Fm. Marambaia, equivalente ao fundo marinho, como limite superior. Os limites laterais são dados pelas arestas do polígono de trabalho. A partir do mapeamento de estruturas rúpteis e gerado o modelo de falhas, tem-se a integração do modelo de falhas com o grid vertical, nos resultando em um modelo contendo as feições estratigráficas e estruturais mapeadas (Figura - 49). No modelo tectono-estratigráfico é possível observar a disposição das camadas e intra-camas de maneira conjunta (Figura - 50), suas variações laterais e relações de contato entre si. A geometria de unidades subordinada aos planos de falha (Figura - 51), como esperado para um sistema de deposição rifte, tendo o parâmetro tectônico como principal. Possível observar a disposição da unidade “H2” e “H3” seguindo o padrão morfológico de “H1”, “H4” com comportamento intermediário, “H5” com feições clássicas de preenchimento, para “H6” e “H7” uma configuração de tendencia planar mas com diferentes sinuosidades, revelando uma arquitetura que sugere momentos deposicionais distintos.

COMPOSIÇÃO DO MODELO

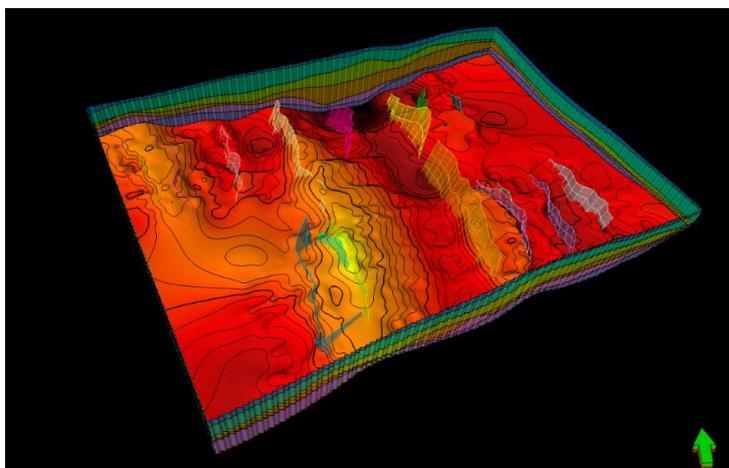


Figura - 49: Integração do modelo de falhas ao grid vertical, a partir da unidade H1 com a representação lateral das unidades sobrepostas.

MODELO TECTONO-ESTRATIGRÁFICO

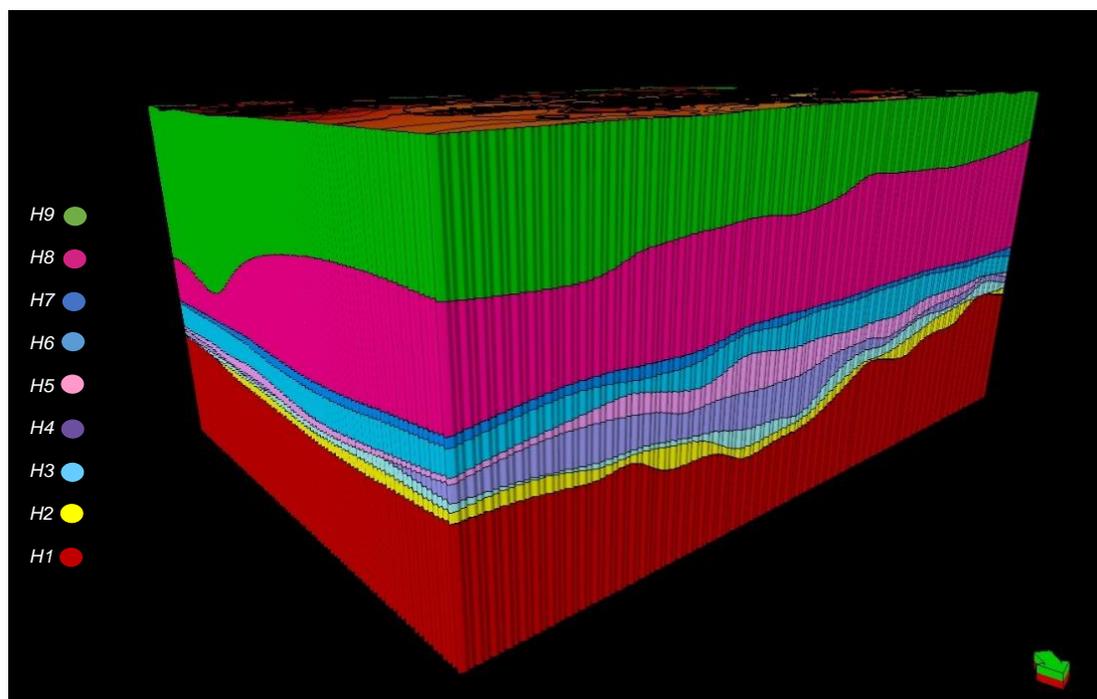


Figura - 50: Modelo tectono-estratigráfico.

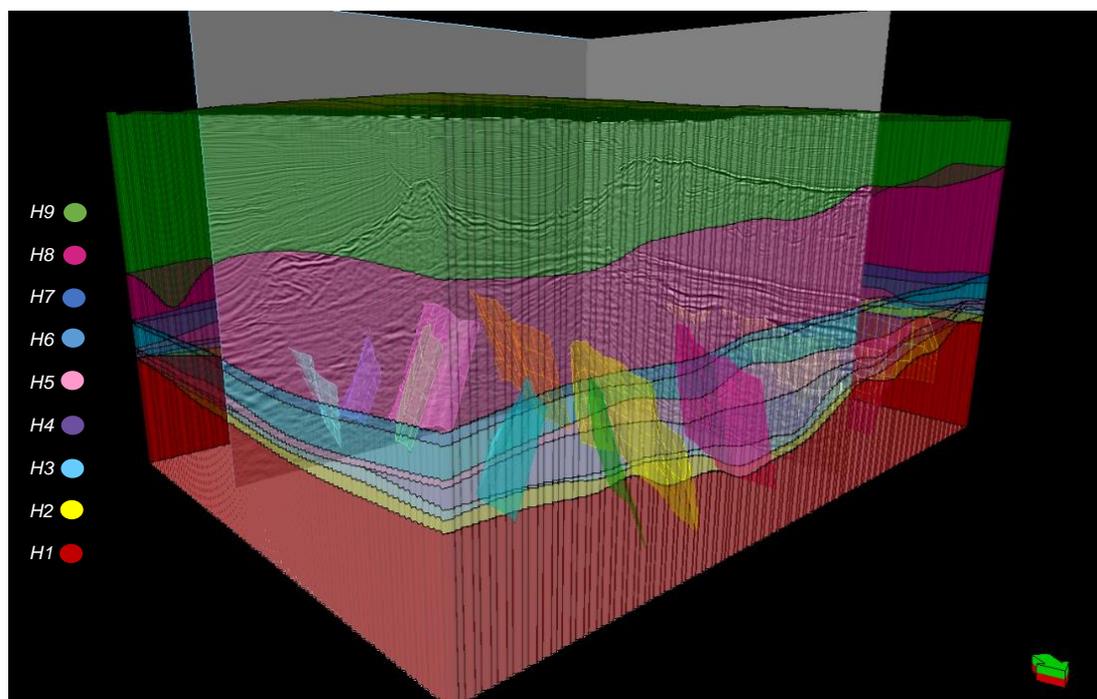


Figura - 51: Modelo tectono-estratigráfico com detalhe para os planos de falha.

6. ANÁLISE DOS RESULTADOS

Comparação entre os mapas estruturais confeccionados para o intervalo pré-sal, revela que a estruturação da unidade basal exerce influência nas camadas subjacentes. Uma vez que a sequência sedimentar exibe tal influência, entende-se que estas camadas foram depositadas em período de tectonismo ativo com momentos de maior ou menor intensidade.

Variação de espessuras para as diferentes camadas, observadas nos mapas de isópacas (Figuras - 43 a 48), representam os diferentes momentos de atividade tectônica. Sendo por exemplo de maior intensidade o momento de deposição do intervalo "H5" (Figura - 46), que apresenta as maiores variações em mapa. Observados os rejeitos de falha em seção (Figura - 42) para "H5" também é perceptível a maior variação, o que corrobora a ideia de atividade tectônica mais intensa.

Em "H2", "H3" e "H4" observa-se grandes rejeitos de falha, mas com pouca variação (Figuras - 43 a 45), percebido que as espessuras tendem a se manter nas diferentes porções das bordas falhadas, e quando não seguem essa tendência são marcadas por feições erosivas (Figura - 42). Comportamento que se distingue de "H5", que com maior variação de rejeito e resulta em geometria do tipo cunha, caracterizando assim uma feição de preenchimento sedimentar. O que não ocorre na superfície "H6" sobreposta, que apresenta discretos rejeitos e pouca variação de espessura.

Ocorrência e variação dos rejeitos de falha (Figura - 42) junto as variações de espessura de camadas (Figura - 43 a 48), entendidos como reflexo da atividade tectônica, sugerem a marcação dos diferentes momentos dessa atividade. Compreendendo os intervalos "H2", "H3" e "H4" em um primeiro momento, "H5" como o segundo e de maior intensidade e "H6" o terceiro e de menor intensidade. Considerando o contexto no qual estão inseridas estas superfícies, entende-se esses diferentes momentos de atividade tectônica como sendo diferentes estágios sin-rifte.

Mapeamento estrutural realizado exibe um trend de falhas NW-SE com variação para NNW-SSE, sendo então oblíquo a estruturação regional descrita

para a Bacia, dada em NE-SW. Direção essa referenciada por Souza (2007), como direção preferencial de falhas transcorrentes que interceptariam perpendicularmente as estruturas regionais NE-SW, caracterizando falhas de transferência, e serviriam como trapas estruturais para o sistema petrolífero. No entanto as características observadas em seção mostram que apesar de seguir o trend relatado por Souza (2007), as falhas principais locais fogem do escopo de falhas de transferência, com rejeitos verticalizados de estruturas tipicamente distensionais e sem transferência aparente de deformação para outras falhas

Diante dos resultados obtidos, é feita a correlação das superfícies mapeadas com a estratigrafia da bacia, modelo de deposição, o sistema petrolífero e a inserção na contextualização tectônica regional.

A partir de características observadas para “H1”, como sendo a unidade mais profunda mapeada, de fácies sísmicas caótica, com delimitação de estruturas rúpteis no trend NW, apresentando influência direta na morfologia das camadas sobrejacentes, atribui-se esta unidade a Fm. Camboriú. Formação composta pelos derramamentos basálticos de idade Hauteruviana, que recobrem de forma discordante o embasamento da Faixa Ribeira e/ou os próprios litodemas graníticos e gnáissicos pertencentes à Faixa Ribeira.

As unidades “H2”, “H3” e “H4” sequenciais à Fm. Camboriú, mesmo apresentando pequenas diferenças em suas geometrias, seguem padrões de conformidade entre si e de reflexão muito similares, assim são consideradas no presente trabalho como subdivisões de uma mesma formação. Estes intervalos são atribuídos à Fm. Piçarras, de idade Barremiana e composição predominante siliciclástica, considerando “H4” como seu topo, “H2” e “H3” como intra-camadas.

Sobrepostas a Formação Piçarras tem-se o intervalo “H5”, compondo um pacote sedimentar representado por refletores de grande continuidade e medias amplitudes. A diferenciação destas unidades é dada pelos padrões geométricos resultantes do preenchimento de espaço de acomodação gerados pela estruturação do rifte por subsidência mecânica. Desta forma atribui-se a esta unidade a Fm. Itapema, de idade Barremiana.

Intervalo “H6” separado de “H5” por discordância erosiva evidenciada com feições de truncamento e toplap, caracterizada por refletores de grande

continuidade e altas amplitudes. Sobreposta a Fm. Itapema, separada pela provável discordância Pré-Alagoas, a este intervalo é designada Fm. Barra Velha Inferior de idade Aptiana.

Como intervalo referente a Fm. Barra Velha Superior tem-se “H7”, de idade Aptiana e composta por calcários microbiais, com tendência plano-paralela e grande continuidade lateral. Coincidindo com os marcadores de todos os poços inclusos na área de trabalho, dada a partir de uma discordância erosiva a qual é proposta como discordância Intra-Alagoas, o que marca o início da fase Sag.

O intervalo “H8” representa a Fm. Ariri, de idade também Aptiana, constituída por evaporitos e sobreposta a Fm. Barra Velha Superior com a qual é limitada por uma desconformidade em sua base. Tem o seu topo e base bem marcado por refletores de altas amplitudes em seção sísmica e pelas variações de DT, GR e RT nos perfis de poços.

Intervalo “H9” atribuída ao topo da Fm. Marambaia, referente ao fundo marinho, englobando todas as formações do intervalo pós-sal, de composição siliciclástica e carbonática, compreendida do Albiano ao recente.

Para a síntese da relação entre os intervalos dados pelos topos das superfícies mapeadas e as unidades estratigráficas, segue Tabela “5”:

TABELA 5	
Superfície	Unidade
H9	Fm. Marambaia
H8	Fm. Ariri
H7	Fm. Barra Velha Superior
H6	Fm. Barra Velha Inferior
H5	Fm. Itapema
H4	Fm. Piçarras III
H3	Fm. Piçarras II
H2	Fm. Piçarras I
H1	Fm. Camboriú

Tabela 5: Relação das superfícies mapeadas com as unidades estratigráficas.

Em uma alocação das unidades mapeadas dentro da estratigrafia descrita posterior a Moreira (et al. 2007), como mostra a Figura “52”, para a sequência rifte estaria Fm. Camboriú limitada no topo por uma inconformidade marcando a passagem Hauteruviano-Barremiano. Com idade Barremiana andar local Aratu para as unidades mapeadas Fm. Piçarras I e Fm. Piçarras II, sendo a discordância Aratu-Buracica em seu topo. Para Fm. Piçarras III atribui-se andar local Buracica tendo a passagem para Fm. Itapema pela discordância Buracica-Jiquiá. Considerando o topo da Fm. Itapema a discordância Pré-Alagoas subsequente tem-se a Fm. Barra Velha Inferior de andar local Alagoas. Já para a sequência pós-rifte teríamos Fm. Barra Velha Superior e Fm. Ariri de idade Aptiana andar local Alagoas.

ESTRATIGRAFIA DO EoCRETÁCEO

Time (Ma)	System	Stage	Unconformities	Formation	Maximum thickness (m)
110	Cretaceous (part)	Albian (part)		Guaruja	3800
				Ariri	4100
Aptian		Alagoas	Intra-Alagoas	Barra Velha	4200
				Jiquiá	
Barremian		Buracica	Pre-Alagoas	Piçarras	
		Aratu		Top Basalt	
Hauterivian					
140		Valanginian	Rio da Serra		
		Berriasian			

Figura - 52: Estratigrafia da Bacia de Santos, extraído de Wright & Barnett (2015).

Bosence (1998) institui a delimitação do sistema de deposição rifte com discordâncias (Figura - 13). Em uma adaptação da estratigrafia observada para esse modelo, referencia-se a Fm. Camboriú como uma discordância pré-rifte, considerando esta a unidade mais basal observada, e Fm. Barra Velha Inferior como discordância pós-rifte. Nesta configuração ter-se-ia Fm. Piçarras I, Fm. Piçarras II, Fm. Piçarras III, Fm. Itapema e Fm. Barra Velha Inferior também no estágio sin-rifte, seguidas por Fm. Barra Velha Superior e Fm. Ariri como pós-rifte.

Perante o exposto por Buckley et al. (2015) para a evolução da bacia, no estágio sin-rifte inicial ocorreriam variações de espessuras nos pacotes sedimentares devido ao espaço de acomodação criado por crescimento de falha. Ao observar os mapas de isópacas gerados para as diferentes unidades, é observado maiores variações de espessuras para a unidade referente a Fm. Itapema. Nota-se o alargamento da base do histograma para essa unidade, além de uma distribuição mais heterogênea das isolinhas. Sendo assim tem-se Fm. Itapema e todas as unidades sotopostas no estágio sin-rifte inicial e conseqüentemente Fm. Barra Velha Inferior como sin-rifte final.

De acordo com os critérios adotados por Prosser (1993) e as feições observadas, pode-se relacionar as unidades mapeadas com os estágios tectônicos (Figura - 12) da seguinte forma: Fm. Piçarras I, Fm. Piçarras II e Fm. Piçarras III para o estágio de rifte inicial, Fm. Itapema referente ao estágio de clímax de rifte, Fm. Barra Velha Inferior para pós-rifte imediato e Fm. Barra Velha Superior como pós-rifte tardio.

Já na configuração proposta por Kuchle & Scherer (2010), tendo como referência os padrões de empilhamento, pode-se relacionar Fm. Piçarras I e Fm. Piçarras II como início de rifte, Fm. Piçarras III como desenvolvimento de hemigraben, Fm. Itapema para clímax de rifte e Fm. Barra Velha Inferior como sendo final de rifte (Figura - 53).

DIAGRAMA DE SISTEMA RIFTE

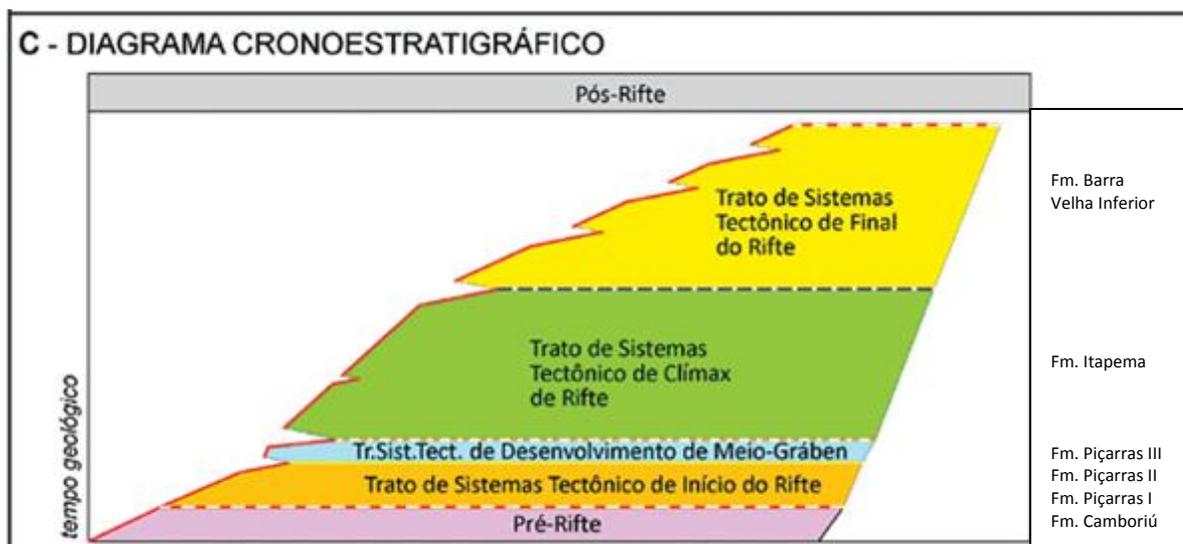


Figura - 53: Relação das unidades mapeadas na classificação de Kuchle & Scherer (2010), adaptado de Kuchle & Scherer (2010).

De acordo com as feições observadas para as unidades mapeadas na área de estudo e pela relação da estratigrafia e modelo de deposição rifte, independente da nomenclatura, é possível distinguir três diferentes momentos deposicionais sin-rifte (Figuras 54 e 55). Tais momentos deposicionais são identificados pelo reconhecimento das discordâncias, variação de espessura representada nos mapas de isópacas e também a variação da quantidade de deformação pra cada unidade, representadas pela quantificação do rejeito das falhas principais em cada intervalo estratigráfico definido pelas superfícies H's. Assim é sugerida a subdivisão de três estágios para o pacote sedimentar sin-rifte em Rifte A, Rifte B e Rifte C (Tabela 6).

TABELA 6			
Unidade	Estágio	Idade	Andar
Fm. Ariri	Pós-Rifte	NeoAptiano	Alagoas Superior
Fm. Barra Velha Superior	Pós-Rifte	NeoAptiano	Alagoas Superior
<i>Intra-Alagoas</i>			
Fm. Barra Velha Inferior	Rifte C	EoAptiano	Alagoas Inferior
<i>Pré-Alagoas</i>			
Fm. Itapema	Rifte B	NeoBarremiano	Jiquiá
<i>Buracica – Jiquiá</i>			
Fm. Piçarras III	Rifte A	NeoBarremiano	Buracica
<i>Aratu – Buracica</i>			
Fm. Piçarras II	Rifte A	EoBarremiano	Aratu Superior
Fm. Piçarras I	Rifte A	EoBarremiano	Aratu Superior
Fm. Camboriú	Rifte A	Hauteruviano	Aratu Inferior

Tabela 6: Relação das unidades mapeadas com idades e estágios do rifte.

ESTÁGIOS DO RIFTE

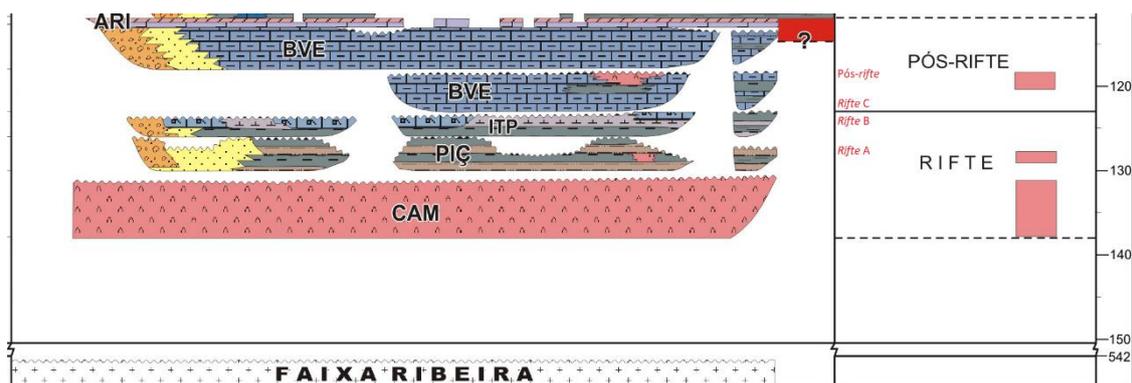


Figura - 54: Subdivisão do estágio Rifte, adaptado de Moreira et al. (2007).

System	Stage (Ma)	Formation	Basin Evolution	
Early Cretaceous	Albian (part)	Guaruja	Drift Phase	
	113	Ariri	Evaporites	
	Aptian	Barra Velha	Sag Sequence Pós-rifte	
			Upper Synrift	Rifte C
	125	Itapema	Lower Synrift	Rifte B
	Barr-emian	Piçarras		Rifte A
	130	Haut-erivian	Camboriú	Volcanics
Valan-ginian				
140	Berri-asian	145		

Figura - 55: Subdivisão do estágio Rifte, adaptado de Buckley et al. (2015).

Utilizando como referência a configuração do sistema petrolífero de Magoon & Dow (1994), dada para a Bacia de Santos por Chang et al. (2008) e posteriormente Papaterra (2010), exibido na Figura “56”, é realizada a correlação das unidades com os componentes do sistema petrolífero. As rochas geradoras englobam as unidades mapeadas como Fm. Piçarras I, Fm. Piçarras II, Fm. Piçarras III e Fm. Itapema. Já para as reservatório tem-se principalmente Fm. Barra Velha Inferior e Fm. Barra Velha Superior, as quais tem a Fm. Ariri como rocha selante. E assim todo o sistema estando subordinado a configuração estrutural da Fm. Camboriú.

SISTEMA PETROLÍFERO

Mesozóico										Cenozóico		Tempo Geológico/Eventos
K										Ter		
Hauteriviano	Barremiano	Aptiano	Albiano	Cen.	Tu	Co	Sa	Camp	Maas	P	N	Sistemas Petrolíferos
		1										Rocha Fonte
2	3											Reservatório
		4										Selo
				5								Soterramento
6												Formação de Trapas
								7				Geração / Migração
1 formações Itapema e Piçarras (Grupo Guaratiba)				4 Formação Ariri (Grupo Guaratiba)								
2 Formação Camboriú (Grupo Guaratiba)				5 Seção Rifte + Pós-Rifte								
3 formações Piçarras, Itapema e Barra Velha (Grupo Guaratiba)				6 Altos estruturais do rifte								

Figura - 56: Carta de eventos do sistema petrolífero, extraído de Papaterra (2010).

As estruturas em hemigraben observadas na seção interpretada, apresentando relevantes variações de espessura, menores para Fm. Piçarras e maiores para Fm. Itapema, tidas como geradoras do sistema petrolífero, além de comportar maior volume de rocha provavelmente teriam sofrido maior soterramento, fatores estes que aumentariam o potencial gerador das formações. Da mesma forma para Fm. Barra Velha Inferior, a estruturação em hemigraben indica discretas, porém existentes, deformações com propagação de falhas, o que traz grande relevância a essa estrutura por se tratar de uma camada reservatório.

Uma vez entendida a fase pós-rifte como um momento de quiescência tectônica conforme descrito pela maioria dos autores, a Fm. Barra Velha Superior

caracterizada em contexto pós-rifte, de modo ideal deveria apresentar nenhuma ou inexpressiva deformação. O que não ocorre principalmente nas porções próximo a bordas falhadas (Figura - 57). As feições apresentadas são similares a de dobras forçadas, semelhantes as estruturas descritas por Fossen (2010), sendo uma deformação provavelmente imposta por reativação de falhas do embasamento num momento posterior a instalação da fase pós-rifte que ao propagar deforma as camadas da seção pós-rifte gerando altos estruturais por mecanismos de dobras por propagação de falhas. Considerado que a Fm. Barra Velha Superior sofreu tal deformação, sendo uma camada reservatório de composição predominantemente carbonática, é plausível supor uma ocorrência de maior faturamento nessas porções, o que aumentaria a sua permeabilidade, sugerindo assim maior probabilidade de ocorrência de percolação de fluidos. Herlinger (2016) relata fácies hidrotermais associadas a contexto estrutural semelhante para reservatórios da Fm. Coqueiros, correlato da Fm. Barra Velha, na Bacia de Campos. Tais rochas apresentam melhores fácies reservatório devido ao incremento de porosidade e permeabilidade devido a processos de dolomitização e dedolomitização ocasionado por percolação de fluidos hidrotermais. O presente trabalho sugere que essas fácies estão condicionadas espacialmente à ocorrência de dobras forçadas o que ocasionaria corredores de fraturas ao longo do plano de charneira dessas dobras. Esses corredores de fraturas seriam zonas de menor pressão por onde fluidos hidrotermais teriam promovido processos diagenéticos que melhorariam as fácies reservatório.



Figura - 57: Comparação entre representação de flexura de Fossen (2010) e detalhe seção interpretada.

Mapeamento realizado, tendo os altos estruturais da Fm. Camboriú, sobreposto pelas sequencias sin-rifte e pós-rifte estruturadas de maneira subordinada, em uma configuração antiforme de direção NW. Para o arranjo exibido pelos mapas e seção gerados, é explícita a variação das rochas que compõem o sistema petrolífero nas diferentes porções da área mapeada, em especial com proximidade as falhas principais locais.

Como exposto anteriormente, seriam onde ocorrem as melhores fácies reservatórios do sistema, dada pelo maior espessamento e soterramento de rochas geradoras, aumento de permeabilidade das rochas reservatório e que estão situadas em altos estruturais, e também sendo as porções mais rasas (Figura - 58).

De conhecimento público a situação do Campo de Búzios como um campo já em etapas de produção, com base na configuração tectono-estratigráfica local observada, é sugerido a alocação de dois novos poços de desenvolvimento (“L” e “M”; Figura - 58), a fim de atingir as porções dos componentes reservatório do sistema, do ponto de vista estrutural, que aumentariam o potencial de desenvolvimento do campo.

BARRA VELHA SUPERIOR

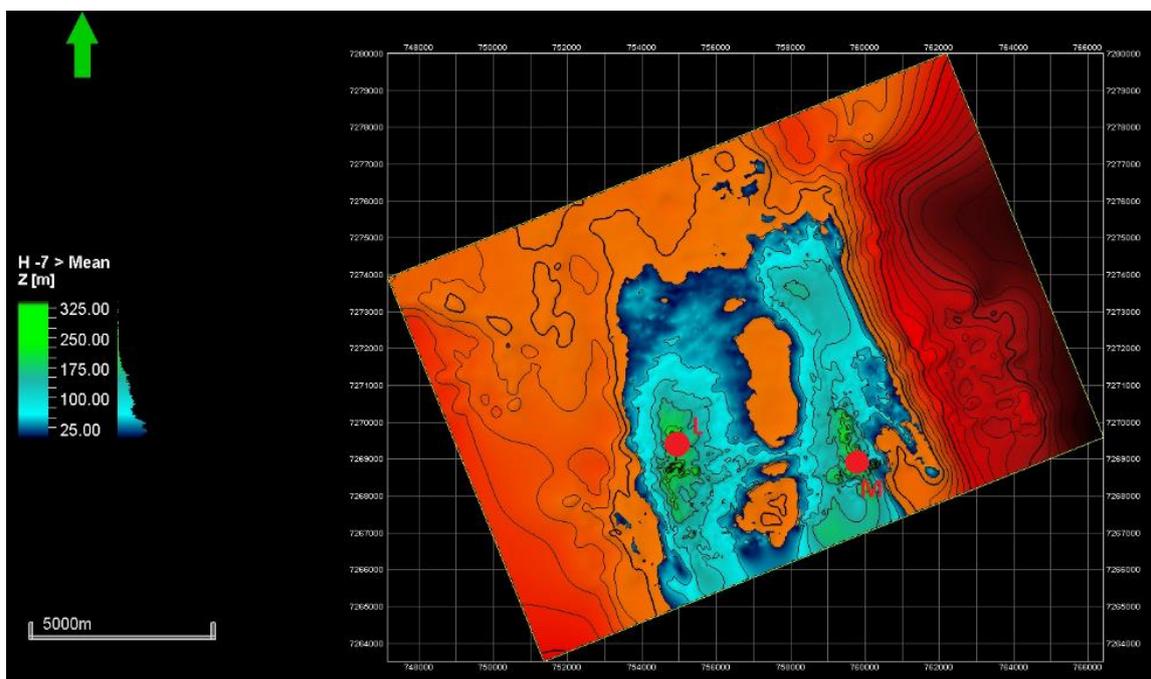


Figura - 58: Mapa estrutural referente a Fm. Barra Velha Superior com destaque para as zonas de maior influência dos falhamentos da fase Rife e indicação dos poços “L” e “M”.

7. CONCLUSÃO

O trabalho realizado cumpre os objetivos inicialmente propostos, com mapeamento estratigráfico e estrutural para a área de trabalho, contextualização das unidades mapeadas na evolução da bacia e a identificação de feições estruturais de possível influência nas camadas reservatório.

Correlação estratigráfica dos perfis de poços, relacionando as informações das diferentes curvas de perfilagem, inseridos os marcadores estratigráficos e importados para a sísmica, havendo correspondência direta com as reflexões tidas para base e topo da seção evaporítica.

Integração sísmica/poço dada através da geração de sismograma sintético, trouxe maior confiabilidade dos marcadores estratigráficos inseridos nos poços, por possibilitar a correção de profundidade. Atributos sísmicos gerados auxiliaram de maneira eficaz o mapeamento, destacado importantes feições como superfícies chaves da estratigrafia, estruturações de camadas e trend estrutural.

Mapeamento realizado possibilitou a confecção dos mapas e seções estruturais, e posteriormente a composição do modelo tridimensional para melhor visualização do arranjo estratigráfico. Desta forma, os produtos gerados exibem riqueza de detalhes morfológicos e estruturais, o que permitiu uma análise tectono-estratigráfica coerente, assim atribui-se um caráter positivo a qualidade do mapeamento sísmico realizado.

Mapas estruturais obtidos do mapeamento, indicaram as profundidades e revelaram estruturação principal de direção NW-SE da Fm. Camboriú a qual tem suas marcas impressas até a Fm. Barra Velha Superior. Mapas de isópacas dados a partir dos mapas estruturais, apresentam menor variação para Fm. Barra Velha Superior e maior variação para Fm. Itapema. Seção estrutural interpretada, caracterizando a sobreposição e continuidade das camadas, estruturas em hemigraben, feições de preenchimento, discordâncias, principais planos de falhas, rejeitos e dobras forçadas.

Obtidos os resultados, identificadas as unidades, tendo como base características sismoestratigráficas observadas, foi feita a relação com os modelos de deposição rifte e a tentativa de contextualizar as unidades na evolução da Bacia. A contextualização tectônica realizada para as unidades mapeadas, referenciada por diferentes autores, indica distintos momentos sin-tectônicos. Na tentativa de contribuir com o melhor entendimento da evolução da bacia, com base nas características locais observadas, são propostos três momentos sin-rifte, Rifte A, Rifte B e Rifte C, os quais foram representados na Tabela “6” e Figuras “54” e “55”.

Sendo os parâmetros observados, como profundidade, espessamento de camadas e ocorrência de falhas e dobras, fatores que influenciam estruturalmente nas camadas reservatório. As porções reservatório identificadas que sofreram maior influência de forma positiva pela fase rifte, são indicadas (Figura 58) como a sugestão de dois novos poços de desenvolvimento, “L” e “M”, para alavancar a o desenvolvimento do campo, o que pode ser aprimorado com novos estudos.

Baseado nos estudos aqui apresentados, recomenda-se para trabalhos futuros, a ampliação de área do mapeamento estratigráfico e estrutural junto a caracterização petrológica afim de identificar as fácies reservatório condicionadas ao padrão estrutural proposto. Inicialmente para sul do polígono estudado, visto a tendência de prolongamento das antiformes observadas, e posteriormente para outras estruturas similares. Além da ampliação de área, também é sugerida a integração de dados petrofísicos ao modelo tectono-estratigráfico, buscando a caracterização faciológica das unidades, em especial para as camadas reservatório.

8. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (ANP). *Boletim da Produção de Petróleo e Gás Natural*. Janeiro, n. 101. 2019. 32p.

AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (ANP). *Resolução nº 093/2016*. Fevereiro, 2016.

BOSENCE, D. W. J. *Stratigraphic and sedimentological models of rift basins*. In: PURSER, B. H., BOSENCE, D. W. J. *Sedimentation and Tectonics of Rift Basins: Red Sea - Gulf of Aden*. Chapman & Hall, London, p. 9-25. 1998.

BUCKLEY, J. P., BOSENCE D., ELDERS C., 2015, *Tectonic setting and stratigraphic architecture of an Early Cretaceous lacustrine carbonate platform, Sugar Loaf High, Santos Basin, Brazil: Geological Society of London, London: n. 418, p. 175-191. 2015. (Special Publication)*.

BULHÕES, M. E; AMORIM, N. W. *Princípio da sismo camada elementar e sua aplicação à técnica volume de amplitudes (tecVA)*. In: *9th international congress of the Brazilian geophysical society, 9., 2005, Salvador. Anais... Salvador: SBGF, 2005. p. 1-6.*

CATUNEANU, O. **Principles of Sequence Stratigraphy**. Amsterdam: Elsevier, 2006. p.375.

CHAHINE, C., TRUELOVE, L., VOLCAN, M. H. *Enhanced delineation of reservoir compartmentalization from advanced pre- and post-stack seismic attribute analysis*. In: *first break V. 32, march 2014, p. 75-84.*

CHANG, H.K., ASSINE, M.L., CORRÊA, F.S., TINEN, J.S., VIDAL, A.C., E KOIKE, L. *Sistemas petrolíferos e modelos de acumulação de hidrocarbonetos na Bacia de Santos*. *Revista Brasileira de Geociências*, n.38(2 - suplemento), 29-46. 2008.

CHOPRA, S., MARFURT K. J. *75 th anniversary: Seismic attributes – A historical perspective*. *Geophysics*, v. 70, no. 05, p. 03-28. 2005.

DELLA FÁVERA, J.C. **Fundamentos de Estratigrafia Moderna**. Rio de Janeiro: EdUERJ, 2001. 264 p.

FOSSEN, H. **Geologia Estrutural**. São Paulo: Oficina de textos, 2012. 584p.

HERLINGER, R.J. **Controles deposicionais e diagenéticos das propriedades petrofísicas dos reservatórios Aptianos/Barremianos do Grupo Lagoa Feia no norte da Bacia de Campos**. *Dissertação (Mestrado em Geologia), Instituto de Geociências. Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre. 2016.*

KUCHLE, J. **Análise tectono-estratigráfica de bacias rifte**. 2010. 186f. Tese (Doutorado em Geologia). Programa de pós-graduação em geociências, Instituto de Geociências, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, porto alegre, 2010.

KUCHLE, J. & SCHERER, C. M. S. Sismoestratigrafia de bacias rifte: técnicas, métodos e sua aplicação na Bacia do Recôncavo. *Boletim de Geociências da Petrobras*, n. 18 (2), p.33-60. 2010.

MAGOON, L.B. & DOW, W.G. *The petroleum system in Magoon L.B. and Dow W.G., eds., The Petroleum System-From Source to Trap: AAPG Memoir 60*, p. 3-24, 1994.

MITCHUM Jr., R. M., VAIL, P. R., SANGREE, J. B. Seismic stratigraphy and global changes of sea level, part 6: stratigraphic interpretation of seismic reflection patterns in depositional sequences. In: PAYTON, C. E. (Ed.) *Seismic stratigraphy - applications to hydrocarbon exploration*. American Association of Petroleum Geologists, Tulsa, n. 26 p.117-133. 1977.

MOHRIAK, W.U. *Bacias Sedimentares da Margem Continental Brasileira*. In: L.A. BIZZI, C. SCHOBENHAUS, R.M. VIDOTTI, J.H. GONÇALVES (eds.). **Geologia, Tectônica e Recursos Minerais do Brasil**. Serviço Geológico do Brasil – CPRM. p. 87-165. 2003.

MOREIRA, J.L.P., MADEIRA, C.V., GIL, J.A., E MACHADO, M.A.P. Bacia de Santos. *Boletim de Geociências da Petrobras*, n. 15(2), p. 531-549. 2007.

NERY, G. G. **Perfilagem Geofísica em Poço Aberto: Fundamentos básicos com ênfase em petróleo**. Rio de Janeiro: Sociedade Brasileira de Geofísica (SBGf); Salvador: Instituto Nacional de Ciência e Tecnologia de Geofísica do Petróleo (INCT-GP), 2013. 221p.

OJEDA H.A.O., *Estrutura, estratigrafia e evolução das bacias marginais brasileiras*. *Revista brasileira de geociências*, n. 11(4), p. 257-273. 1981.

PAPATERRA, G. E. Z. **PRÉ-SAL: conceituação geológica sobre uma nova fronteira exploratória no Brasil**. Rio de Janeiro, 2010. xiii, 81 f. Dissertação (Mestrado em Geologia) – Programa de Pós-graduação em Geologia, Instituto de Geociências, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2010.

PEDERSEN, S.I., RANDEN, T., SONNELAND, L. & STEEN, O. Automatic fault extraction using artificial ants. In: 72nd Annual International Meeting of the Society of Exploration Geophysicists Expanded Technical Program Abstracts with Biographies. Society of Exploration Geophysicists, Tulsa, p.512–515. 2002.

PETROLEO BRASILEIRO S.A., *Dados técnicos públicos*, disponível em: <<https://petrobras.com.br/>> Acessado em março de 2020.

PRÉ-SAL PETRÓLEO S.A., *Pré-sal em números*, disponível em: <<https://www.presalpetroleo.gov.br/>> Acessado em março de 2020.

PROSSER, S. *Rift-related linked depositional systems and their seismic expression. In: WILLIAMS, G. D., DOBB, A. (Ed.) Tectonics and Seismic Sequence Stratigraphy. Geological Society of London, London: n. 71 p. 35-66. 1993. (Special Publication).*

RIDER, M. **The Geological Interpretation of Well Logs.** 2 ed. Scotland. Rider-French Consulting Ltd, Sutherland. 2002. p280.

SOUZA, I.A. **Falhas de transferência da porção norte da Bacia de Santos interpretadas a partir de dados sísmicos: sua influência na evolução e deformação da bacia.** Tese (Doutorado em Geologia), Instituto de Geociências e Ciências Exatas. Universidade Estadual Paulista, Rio Claro. 2008.

VEEKEN, P.C.H. **Seismic stratigraphy, basin analysis and reservoir characterisation.** *Handbook of Geophysical Exploration*, v.37, eds prof K. Helbig and S. Treitel, Elsevier Scientific Publisher, Amsterdam, 2007. 509 p.

WRIGHT, V. & BARNETT, A.J. *An abiotic model for the development of textures in some South Atlantic early Cretaceous lacustrine carbonates. Geological Society of London, London: n. 418, p. 175-191. 2015. (Special Publication).*