

UNIVERSIDADE FEDERAL FLUMINENSE
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS
DEPARTAMENTO DE GEOLOGIA E GEOFÍSICA
CURSO DE GRADUAÇÃO EM GEOFÍSICA

LISANDRA LUCÉLI SILVA DE ALMEIDA

**CARACTERIZAÇÃO DOS ESTILOS TECTONICOS DA PORÇÃO *ONSHORE* DA
SUB-BACIA DE ALAGOAS**

2016

LISANDRA LUCÉLI SILVA DE ALMEIDA

CARACTERIZAÇÃO DOS ESTILOS TECTÔNICOS DA PORÇÃO *ONSHORE* DA SUB-
BACIA DE ALAGOAS

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao curso de graduação em Geofísica da Universidade Federal Fluminense como requisito para obtenção do título de Bacharel em Geofísica.

Orientador: Prof. Dr. André Luiz Ferrari

Coorientador: Dr. Camilo Iván Ordóñez Aristizábal

2016

A447

Almeida, Lisandra Lucéli Silva de

Caracterização dos estilos tectônicos da porção onshore da sub-bacia de Alagoas / Lisandra Lucéli Silva de Almeida. – Niterói : [s.n.], 2016.

55 f.

Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado em Geofísica) – Universidade Federal Fluminense, 2016.

1.Tectônica de placas. 2.Microplaca Sergipe. 3.Fase rifte.
4.Tectônica transcorrente. 5.Sub-bacia de Alagoas. I.Título.

CDD 551.136

Monografia apresentada como requisito necessário para obtenção do título de Bacharel em Geofísica. Qualquer citação atenderá às normas da ética científica.

LISANDRA LUCÉLI SILVA DE ALMEIDA

Monografia apresentada em ____/____/____

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. André Luiz Ferrari – LAGEMAR/UFF

Dr. Camilo Iván Ordóñez Aristizábal – PETREC

Prof. Dr. Adalberto da Silva – LAGEMAR/UFF

2016

AGRADECIMENTOS

Primeiramente agradeço a Deus por me encontrar e levar pela mão nesta jornada debaixo do Sol. Também aos meus pais, Maria da Conceição e Dilson Bruno, juntamente com minha irmã Paloma Bruna. Vocês são as pessoas que mais me inspiram e me habilitaram a levantar voo. Obrigada pelo apoio constante e por acreditarem sempre em mim. Amo vocês profundamente e de todo o coração.

Agradeço às queridas amizades feitas nesta universidade, principalmente à turma de 2010 pelos trabalhos de campos divertidos e inesquecíveis. Em especial às amigas Larissa, Sharon e Shayane, por todo companheirismo e compartilhar de cada dia. Que a graduação tenha sido apenas o início desta incrível e deliciosa amizade! E neste final de etapa, sou grata ao Leandro Lage e Victor Martins, pelos cafés e discussões construtivas (ou não) para a conclusão do projeto.

Agradeço também aos amigos de longe, ou não tão longe, que ouvem minhas reclamações diárias e dão aquele "chá de ânimo" maravilhoso, principalmente às amigas Esther, Camila, Mayara, Giovana, Dorothea, Maria Yolanda e Isabel e aos amigos Guilherme e Estevão. Amo muito vocês. Um agradecimento especial ao eterno amigo Michael Saad pelo apoio incondicional, inúmeros ensinamentos compartilhados e pela lealdade. Guardo em minha memória tudo o que vivemos.

À instituição de ensino Universidade Federal Fluminense (UFF) e aos professores do LAGEMAR-UFF por contribuírem imensamente para o meu crescimento acadêmico e profissional ao longo desses anos. Sou grata também às empresas GEOHUB e ANP por colaborarem ao ceder os dados sísmicos de reflexão 2D e poços utilizados neste projeto de conclusão de curso.

Finalmente, agradeço ao meu orientador André Luiz Ferrari e ao coorientador Camilo Iván Ordóñez Aristizábal, por compartilharem seus conhecimentos e experiência, além de toda paciência. Sem estes, a conclusão deste trabalho seria impossível. E ao membro desta banca, Adalberto da Silva, por aceitar o convite de fazer parte desta banca.

*"Buy the truth, and sell it not; also wisdom,
instruction and understanding."
King James Version*

RESUMO

A Bacia de Sergipe-Alagoas tem sua origem relacionada à ruptura do Megacontinente Gondwana no Eocretáceo. Durante este período, no processo de abertura do Atlântico Sul, ocorreu a rotação da Microplaca Sergipe, a partir da migração da abertura tafrogênica do Atlântico para a zona transformante Sergipe-Alagoas. Esta bacia apresenta uma das mais completas sucessões estratigráficas da margem leste brasileira, iniciando sua sedimentação no estágio de sinéclise durante o Paleozóico, um pacote pré-rifte pertencente aos períodos Jurássico a Eocretáceo e sequências mesozóicas a cenozóicas da fase rifte, transicional e drifte. Como um todo, a bacia compreende dois principais sistemas petrolíferos: Barra de Itiúba, estabelecido na fase rifte, e Muribeca, localizado na fase transicional. O trabalho proposto tem como principal objetivo caracterizar os estilos tectônicos presentes na porção *onshore* da sub-bacia de Alagoas durante a fase rifte, por meio de dados sísmicos de reflexão 2D e dados de perfis de poços. A escolha desta região deve-se ao fato de ser uma bacia rifte com a ocorrência de tectônica transcorrente durante a rotação da Microplaca Sergipe, desejando-se evidenciar a mudança de direção no campo de tensões. Através da interpretação dos dados, foram observadas estruturas em flor positivas e negativas que refletem a presença de uma zona de transcorrência. Entretanto, não foi possível identificar a relação de corte entre o falhamento normal e o transcorrente.

Palavras-chave: Microplaca Sergipe | Fase Rifte | Tectônica Transcorrente | Sub-Bacia de Alagoas | Porção Terrestre

ABSTRACT

The Sergipe-Alagoas basin has its origin related to the Gondwana Megacontinent during the Early Cretaceous. Over this period, on the opening process of the South Atlantic Ocean, the Sergipe Microplate formed and rotated due to the taphrogenic opening of the Atlantic to the Sergipe-Alagoas transform zone. This basin has one of the most complete stratigraphic successions of the Brazilian east margin, with its beginning on the Paleozoic during synclise, a Jurassic to Early Cretaceous pre-rift sedimentation and Mesosoic to Cenozoic rift, transitional and drift sequences. As a whole, the Sergipe-Alagoas basin includes two main petroleum systems: Barra de Itiúba, established during rift phase, and Muribeca, located at the transitional phase. The proposed project has as its main goal to characterize the tectonic styles located at the *onshore* area of the Alagoas subbasin by using 2D seismic reflection and well logging data. The area was chosen due to the fact of being a rift basin with strike-slip tectonics occurrence during the time the Sergipe Microplate rotated, aiming to evidence this change of direction on the stress field. Through the data interpretation, positive and negative flower structures were observed. Those structures expose the presence of a strike-slip tectonics. However, it was not possible to identify cross-cutting relationships between the extensional and strike-slip tectonics.

Keywords: Sergipe Microplate | Rift Phase | Strike-Slip Tectonics | Alagoas Subbasin | Onshore

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1: Mapa de localização e contexto geológico da Bacia de Sergipe-Alagoas (DARROS DE MATOS, 1999).	03
Figura 2: Mapa tectônico apresentando localização, anomalias magnéticas e alinhamentos de zonas de fraturas oceânicas (MOHRIAK, 2003).	04
Figura 3: Representação do fraturamento e ruptura do Megacontinente Gondwana que resultou na formação do Oceano Atlântico. (Modificado de www.accessscience.com).	05
Figura 4: A propagação do rifteamento dividido em três segmentos de <i>break-up</i> (BUENO, 2004)e escala de tempo geológico com a nomenclatura dos andares utilizada no Brasil	07
Figura 5: Área deformada sob a influência da rotação da Microplaca Sergipe. (Modificado de Szatmari e Milani, 1999; BUENO, 2004).	09
Figura 6: Arcabouço estrutural da Bacia de Sergipe-Alagoas, suas principais feições estruturais e compartimentos tectônicos (Lana, 1985 e Falkenhein <i>et al.</i> 1986 <i>apud</i> CRUZ, 2008).	11
Figura 7: Modelo evolutivo do arcabouço estrutural da Bacia de Sergipe-Alagoas proposto por Lana (1985) <i>apud</i> CRUZ (2008) e a distribuição das tensões principais.	12
Figura 8: Modelo evolutivo do arcabouço estrutural proposto por Castro Jr. (1987 <i>apud</i> CRUZ, 2008).	13
Figura 9: Carta estratigráfica da Sub-Bacia de Sergipe (CAMPOS NETO <i>et al.</i> 2007).	15
Figura 10: Carta estratigráfica da Sub-Bacia de Alagoas (CAMPOS NETO <i>et al.</i> 2007).	16
Figura 11: Ocorrência regional da discordância pré-Aratu nos riftes lacustres. A seção-tipo aflorante está localizada na rodovia BR-116, próximo à cidade de Jeremoabo, na Bacia do Tucano (BUENO, 2004).	18
Figura 12: Localização dos principais campos petrolíferos da Bacia de Sergipe-Alagoas, juntamente com seu arcabouço estrutural. (Modificado de Schlumberger, 1985 <i>apud</i> GARCIA & ROCHA, 2011).	24
Figura 13 – Seção geológica do Campo de Pilar (Modificado de Borba, 1998 <i>apud</i> MILANI & ARAÚJO, 2003).	26
Figura 14: Seção geológica do Campo de Carmópolis (Modificado de Piscetta e Michelli, 1998 <i>apud</i> MILANI & ARAÚJO, 2003).	27

Figura 15: Localização das cinco linhas sísmicas (em azul) de reflexão 2D e dos três poços (em amarelo, verde e vermelho) utilizados para interpretação da sub-bacia de Alagoas.....	30
Figura 16: Seção A-A' obtida no relatório da pasta do poço 4-SMC-0044-AL (Fonte: Petrobras, 1993).....	32
Figura 17: Seção D-D' obtida no relatório da pasta do poço 4-SMC-0044-AL (Fonte: Petrobras, 1993).....	32
Figura 18: Correlação estratigráfica dos poços adquiridos. Legenda mostra a litologia das formações perfiladas e mapa mostra a localização e direcionamento da correlação NE-SW em amarelo.....	33
Figura 19: Interpretação da seção sísmica <i>strike</i> 0027-1470 (em vermelho) em tempo duplo TWT (ms), de direção NNE-SSW. (Fonte: BDEP - ANP).....	34
Figura 20: Interpretação da seção sísmica <i>strike</i> 0027-0340 (em vermelho) em tempo duplo TWT (ms), de direção NE-SW. (Fonte: BDEP - ANP).....	35
Figura 21: Interpretação da seção sísmica <i>strike</i> 0042-0034 (em vermelho) em tempo duplo TWT (ms), de direção NE-SW. (Fonte: GEOHUB).....	35
Figura 22: Interpretação da seção sísmica <i>dip</i> 0027-0520 (em vermelho) em tempo duplo TWT (ms), de direção NNW-SSE.(Fonte: GEOHUB).....	36
Figura 23: Interpretação da seção sísmica <i>dip</i> 0027-1666 (em vermelho) em tempo duplo TWT (ms), de direção NW-SE. (Fonte: GEOHUB).....	37

SUMÁRIO

1.	INTRODUÇÃO	01
2.	OBJETIVO	02
3.	LOCALIZAÇÃO DA ÁREA DE ESTUDO	03
4.	REVISÃO DO CONTEXTO GEOLÓGICO REGIONAL	05
	4.1 - EVOLUÇÃO TECTÔNICA DA BACIA DE SERGIPE-ALAGOAS	05
	4.2 - ARQUITETURA DA BACIA DE SERGIPE-ALAGOAS	10
	4.3 - LITOESTRATIGRAFIA DA BACIA DE SERGIPE-ALAGOAS	14
	4.3.1 - ESTÁGIO SINÉCLISE	17
	4.3.2 - ESTÁGIO PRÉ-RIFTE	17
	4.3.3 - ESTÁGIO RIFTE	17
	4.3.4 - ESTÁGIO PÓS-RIFTE	19
	4.3.5 - ESTÁGIO DRIFTE	20
5.	SISTEMA PETROLÍFERO	22
	5.1 - CONCEITO	22
	5.2 - ELEMENTOS DO SISTEMA PETROLÍFERO	22
	5.3 - SISTEMAS PETROLÍFEROS DA BACIA DE SERGIPE-ALAGOAS	24
6.	MATERIAIS E MÉTODOS	28
	6.1 - BASE DE DADOS	28
	6.2 - DADOS DE POÇO	28
	6.3 - DADOS SISMICOS	29
7.	RESULTADOS	31
	7.1 - ANÁLISE DOS POÇOS	31
	7.2 - ANÁLISE SÍSMICA	34

8	DISCUSSÃO E CONCLUSÃO	38
9	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	39
	ANEXOS	42

1 Introdução

O registro geológico indica a existência de bacias sedimentares desde os primórdios da evolução do planeta Terra. Estas, segundo a concepção geodinâmica proposta por Allen & Allen (1990), são definidas pela ocorrência de mecanismos de subsidência interligados, durante o mesmo regime tectônico ou evento tectono-termal, responsável pelo desenvolvimento de um ciclo de embaciamento de primeira ordem.

Durante a evolução destas depressões, podem ser originados e armazenados os hidrocarbonetos, essenciais para a permanência e crescimento da indústria petrolífera atual. Para a acumulação de tais elementos, é de grande importância a existência de armadilhas estruturais e/ou estratigráficas que impeçam a migração do gás e óleo presentes.

A escolha desta região, de grande importância econômica na prospecção de hidrocarbonetos e evaporitos potássicos, deve-se ao fato de ser considerada uma bacia rifte com a ocorrência de uma tectônica transcorrente anterior ao Aptiano; desejando-se assim evidenciá-la através dos dados sísmicos de reflexão 2D e perfis de poço.

O presente trabalho é parte dos requisitos necessários para a obtenção do título de Bacharel em Geofísica na Universidade Federal Fluminense, sendo orientado pelo Professor Doutor André Luiz Ferrari, pertencente ao Laboratório de Geologia Marinha – LAGEMAR – do Departamento de Geologia e Geofísica da UFF, e coorientado pelo Doutor Camilo Iván Ordóñez Aristizábal, pesquisador da PETREC *Petroleum Research and Technology*.

2 Objetivo

O objetivo principal do projeto é caracterizar os estilos tectônicos atuantes na porção *onshore* da sub-bacia de Alagoas e procurar relação de corte que evidencie a rotação da Microplaca Sergipe, indicação da tectônica transcorrente. Para tal, foram interpretadas cinco linhas sísmicas 2D integradas a dados de três perfis de poços disponibilizados e às informações da evolução e caracterização da área de estudo apresentadas a seguir.

3 Localização da área de estudo

A Bacia de Sergipe-Alagoas localiza-se na porção norte da margem continental leste brasileira como uma bacia de margem passiva alongada, com extensão de 350 km na direção NE-SW entre os paralelos 9° e 11°30'S, aproximadamente (Figura 1). Apresenta uma área total de 44.370 km², sendo 12.620 km² em sua porção terrestre.

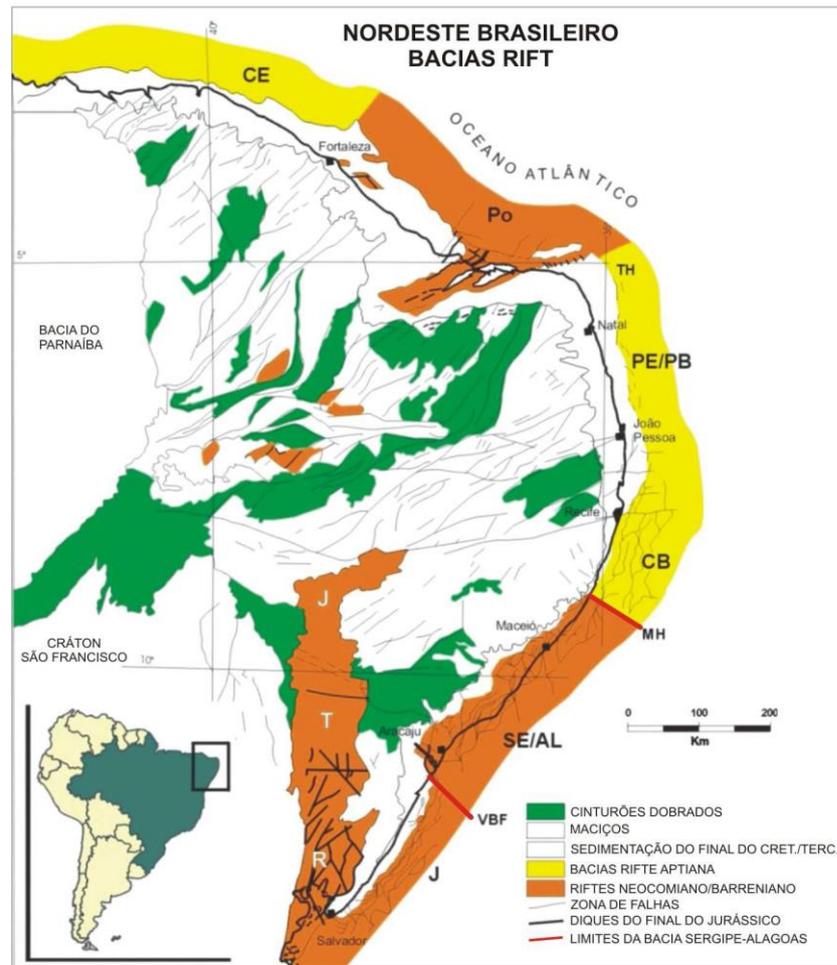


Figura 1: Mapa de localização e contexto geológico da Bacia de Sergipe-Alagoas (DARROS DE MATOS, 1999).

Esta bacia tem como limite nordeste o Alto de Maragogi (Figura 2), feição que a separa da bacia Pernambuco-Paraíba; e a sudoeste o sistema de falhas Vaza-Barris e o alto vulcânico do Rio Real (SOUZA-LIMA, 2006) que faz fronteira com a Bacia de Jacuípe. Feijó (1994) compartimentou a Bacia de Sergipe-Alagoas devido a diferenças existentes em caráter estrutural e estratigráfico, considerando o Alto Japoatã-Penedo o limite entre a sub-bacia de Sergipe e a sub-bacia de Alagoas, a norte.

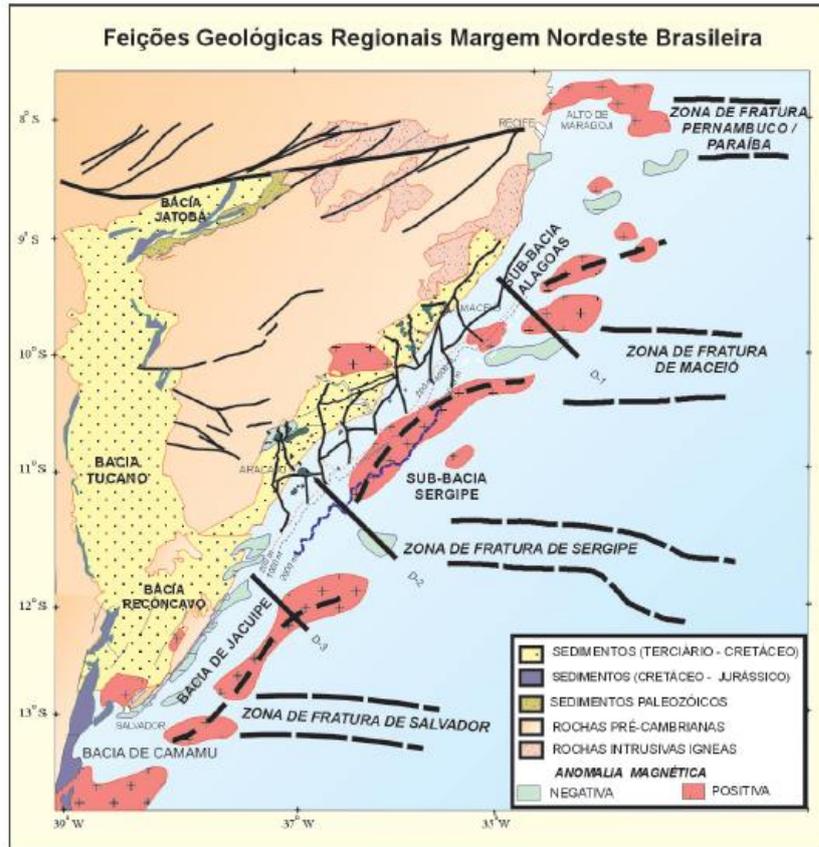


Figura 2: Mapa tectônico apresentando localização, anomalias magnéticas e alinhamentos de zonas de fraturas oceânicas (MOHRIAK, 2003).

A sub-bacia de Sergipe é delimitada pela Plataforma de Estância a sudoeste e a nordeste pelo Alto de Japoatã-Penedo e compreende 37 campos de óleo em produção/desenvolvimento e 1 campo de óleo e gás, segundo a Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP; sendo 29 *onshore* e 9 *offshore*. Dentre estes campos, os que se destacam em produção são os de Carmópolis, Sirizinho e Riachuelo, todos localizados em terra.

Já a sub-bacia de Alagoas, delimitada a sudoeste pelo Alto de Japoatã-Penedo e a nordeste pelo Alto de Maragogi, inclui 10 campos de óleo em produção/desenvolvimento (ANP, 2013), 7 campos de gás e 1 campo de óleo e gás; sendo 17 *onshore* e 1 *offshore*. Dentre estes campos, os localizados em terra de grande notoriedade são os de Pilar, São Miguel dos Campos, Coqueiro Seco e Furado.

4 Revisão do contexto geológico regional

4.1 – Evolução tectônica da Bacia de Sergipe-Alagoas

O entendimento sobre o processo de tectônica de placas é essencial para a compreensão da evolução da margem continental brasileira. Esta foi originada a partir do fraturamento e ruptura do Megacontinente Gondwana Oeste (Figura 3), iniciado durante o Triássico, culminando no desenvolvimento do Rifte Sul – Atlântico (BUENO, 2004). Segundo a discussão de vários autores como Conceição *et al.* (1998), Bradley e Fernandez (1992) e Standlee *et al.* (1992), os pontos iniciais da abertura do Atlântico Sul seriam os *hotspots* Santa Helena e Tristão da Cunha, ocorrendo a propagação de megafraturas após o estabelecimento dos riftes na direção N-S (BUENO, 2004).

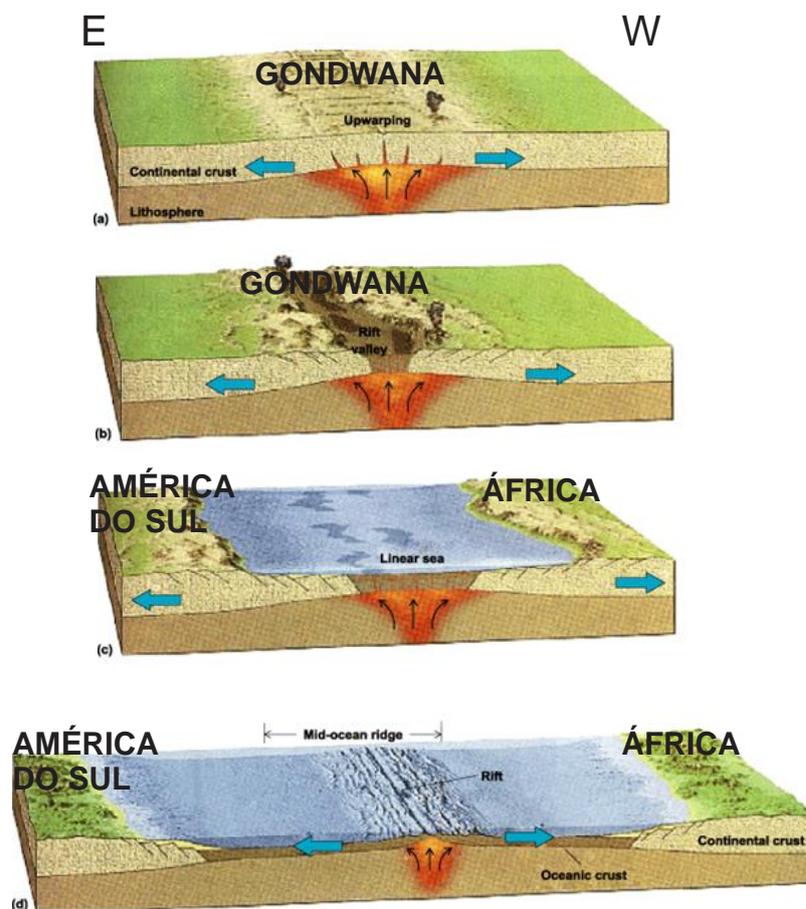


Figura 3: Representação do fraturamento e ruptura do Megacontinente Gondwana que resultou na formação do Oceano Atlântico. (a) Soerguimento no Cretáceo Inferior devido ao elevado fluxo térmico (140 Ma); (b) Início do rifteamento devido aos esforços distensivos no Cretáceo Inferior (em torno de 130 Ma); (c) Transição para o estágio da fase drifte no Cretáceo Inferior (há aproximadamente 110 Ma); (d) Configuração atual após a deriva continental no Pleistoceno Superior (50 ka). (Modificado de www.accessscience.com).

Anterior ao rifteamento do Atlântico Sul sucedeu-se o evento conhecido como Província Magmática Paraná – Etendeka, de onde extravasou mais de 800 000 km³ de lavas básicas a localmente ácidas, tornando-se um dos maiores volumes de rochas magmáticas do registro geológico mundial (BUENO, 2004). Estes derrames basálticos que afloram na Formação Geral, localizada na Bacia do Paraná, apresentam correlação direta em composição e cronologia aos derrames da Formação Etendeka, situada na Namíbia.

A Província Paraná – Etendeka é associada à pluma mantélica Tristão da Cunha e ao processo de formação do Oceano Atlântico Sul no Eocretáceo (Connor e Duncan, 1990 *apud* BUENO, 2004). Após várias análises de amostras de superfície e poços para se determinar a idade absoluta do magmatismo, Stewart *et al.* (1996) calcularam uma idade entre 138 a 127 Ma para todo o magmatismo, tendo seu estabelecimento entre 500 e 1000 km no interior do continente, posteriormente migrando para sudeste em direção ao embrionário Atlântico Sul (BUENO, 2004).

A idade do início do rifteamento é neojurássica, sendo que Lawrence *et al.* (1999) *apud* Bueno (2004) consideram a ocorrência de três fases distintas neste processo no segmento meridional do Atlântico Sul (Figura 4), sendo possível visualizar seus limites a partir dos *seaward dipping reflectors* (SDR), que apresentam rochas vulcânicas em sua composição indicando a transição para crosta oceânica (MOHRIAK *et al.* 1998).

A primeira fase estaria indicada pela discordância de *break up* e pelo segmento de SDR no setor entre a Bacia de São Jorge, na Argentina, até à Província Paraná – Etendeka, localizada temporalmente no limite Valanginiano – Hauteriviano (Rabinowitz e LaBrecque, 1979; Cande *et al.* 1989; Nünberg e Müller, 1991 *apud* BUENO, 2004). Já a segunda fase do rifteamento estenderia o Oceano Atlântico Sul até a porção sul da Bacia de Santos, sendo representada por uma discordância mesobarremiana na Bacia de Santos e por um hiato existente nas bacias rifte a nordeste, presente no Andar Buracica (BUENO, 2004). Por último, a terceira fase do *break-up* é sinalizada pelos SDR registrados à frente das bacias de Jacuípe e sub-bacia de Sergipe (Mohriak *et al.*, 1997 *apud* CRUZ, 2008), possivelmente entre o Neo-aptiano e Eoalbiano.

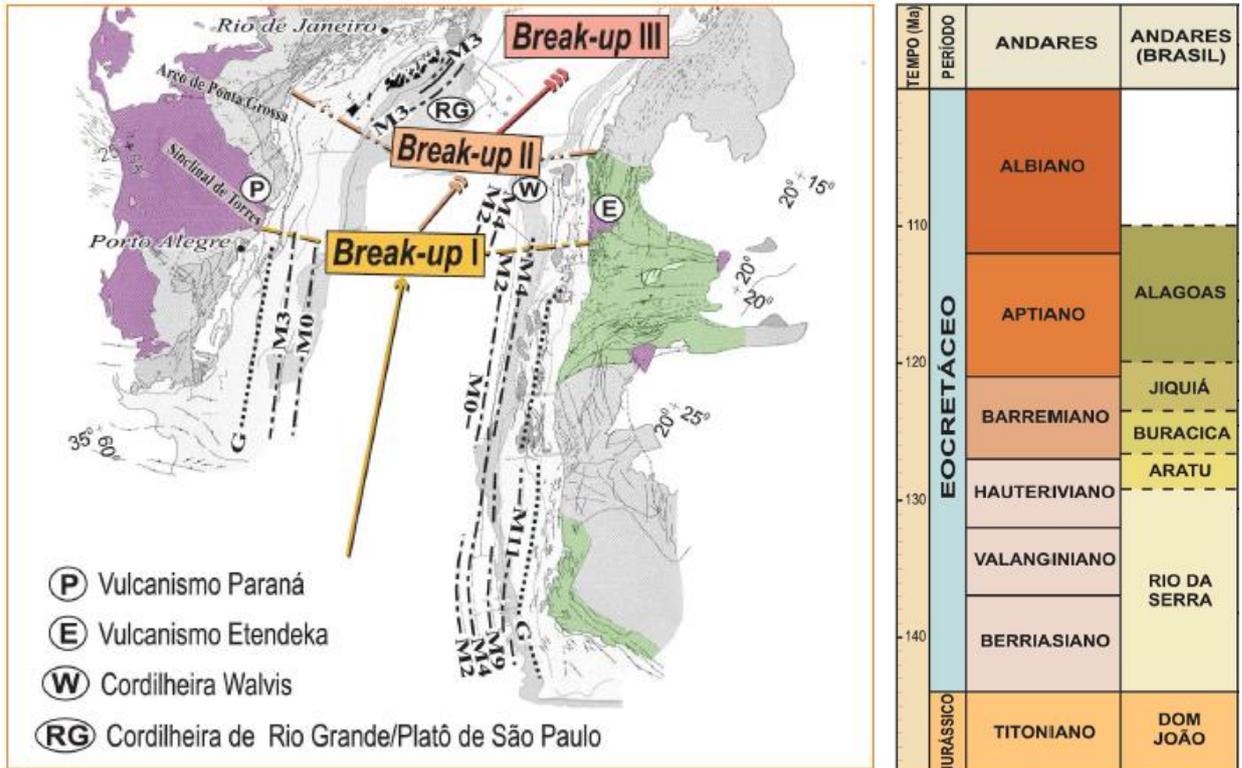


Figura 4: A propagação do rifteamento dividido em três segmentos de *break-up* (BUENO, 2004) e escala de tempo geológico com a nomenclatura dos andares utilizada no Brasil à direita.

De acordo com os autores Szatmari e Milani (1999), o desenvolvimento do Atlântico Sul foi impedido de prosseguir para o norte durante os andares Rio da Serra / Aratu devido à zona de cisalhamento Pernambuco – Ibimirim, considerada um anteparo reológico que gerou a transferência do rifteamento na região Recôncavo – Tucano – Jatobá para a zona transformante Sergipe-Alagoas, pertencente à área de estudo deste trabalho (Figura 5).

A rotação desta microplaca denominada Sergipe afetou o processo de preenchimento das bacias ao seu redor e foi simultânea à formação da Charneira Atlântica na placa africana. Na Bacia do Recôncavo houve deposição sintectônica de sedimentos de acentuada variação faciológica e lateral durante o Andar Rio da Serra (MEDEIROS E PONTE, 1981), ocorrendo um abrandamento gradativo de tectonismo na transição para o Andar Aratu (MAYER E SIMÕES, 1972). As bacias de Camamu e Cabinda apresentam divergência nos mergulhos estruturais no período anterior à ocorrência da discordância pré-Aratu e uma convergência após o pulso de propagação do rifte. Na Bacia do Tucano, os mergulhos estruturais da fase rifte inicial são acentuados pelo segundo pulso tectônico (BUENO, 2004).

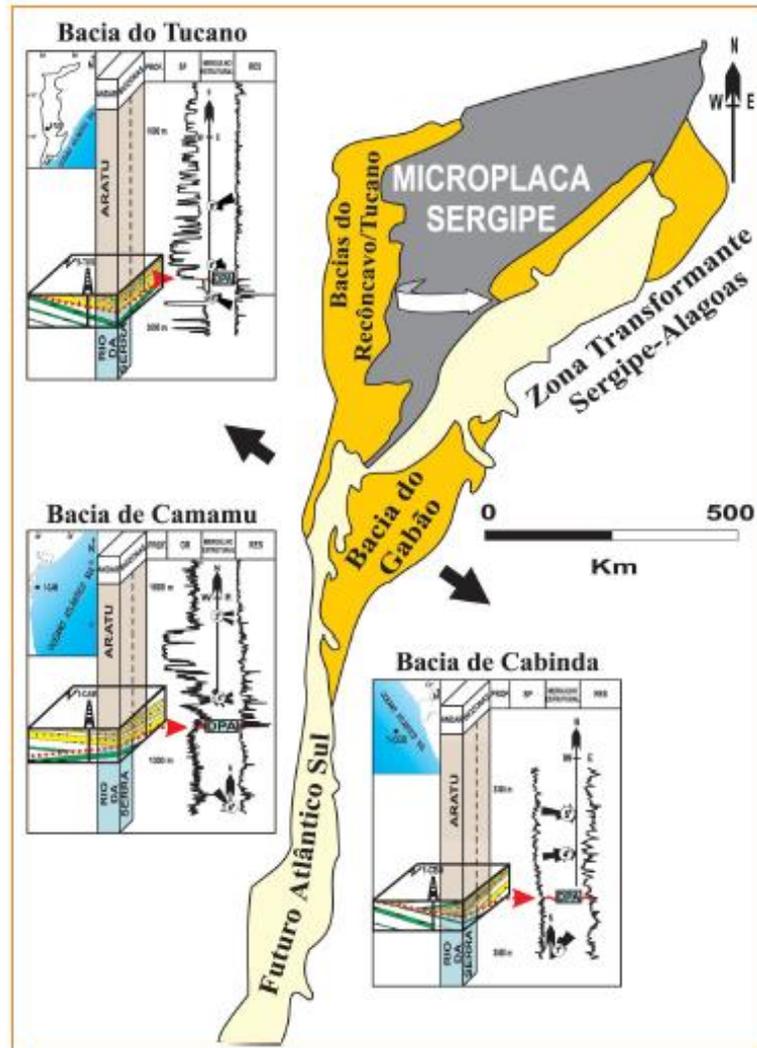


Figura 5: Área deformada sob a influência da rotação da Microplaca Sergipe. (Modificado de Szatmari e Milani, 1999; BUENO, 2004).

Na Bacia de Sergipe, o outro lado da microplaca, foi iniciado um período de grande tectonismo a partir do Andar Aratu, ocasionando falhas normais com rejeito de poucas centenas a 4000 metros, em uma configuração de grábens escalonados de direção N-S e por falhas direcionais sinistrais de direção NE-SW. Essa deformação foi causada pela formação de uma zona transformante NE-SW sinistral associada à rotação da microplaca Sergipe (Figuras 6 e 7). Por fim, a Bacia de Jacuípe foi considerada uma área emergente em quase todo o Andar Rio da Serra, sendo o Alto de Jacuípe a fonte dos sedimentos depositados nas bacias do Recôncavo e Gabão (Filho e Graddi, 1993 *apud* BUENO, 2004).

4.2 – Arquitetura da Bacia de Sergipe-Alagoas

De acordo com Falkenhein *et al.* (1986) *apud* Cruz (2008), durante o estágio rifte, o arcabouço estrutural da Bacia de Sergipe-Alagoas pode ser definido por falhas de direções NE-SW, N-S, E-W e ainda NW-SE, sendo consideradas nos trabalhos mais antigos como falhas normais ou de componente predominantemente normal (Figura 6). Destas direções, NE-SW é a mais evidente, pois mostra os alinhamentos estruturais gerados pelo Cinturão Granulítico Atlântico na porção sul da bacia (SOUZA-LIMA, 2006) e estão relacionadas a conglomerados sintectônicos, como as falhas na atual borda da bacia (Ojeda & Fugita, 1974 *apud* CRUZ, 2008).

As falhas de direção N-S são consideradas falhas de grande rejeito de componente predominantemente normal, evidenciadas nos grupos Igreja Nova, Perucaba e Coruripe, na Sub-Bacia de Sergipe, além da Formação Maceió na Sub-Bacia de Alagoas (Ojeda & Fugita, 1974 *apud* CRUZ, 2008). Estas falhas, juntamente com as de direção E-W correspondem às direções dos esforços distensivos ocorridos durante o rifteamento oblíquo da bacia, sendo relacionadas ao falhamento normal e transcorrente, respectivamente (SOUZA-LIMA, 2006), e contemporâneos à formação da Zona de Transferência de Sergipe.

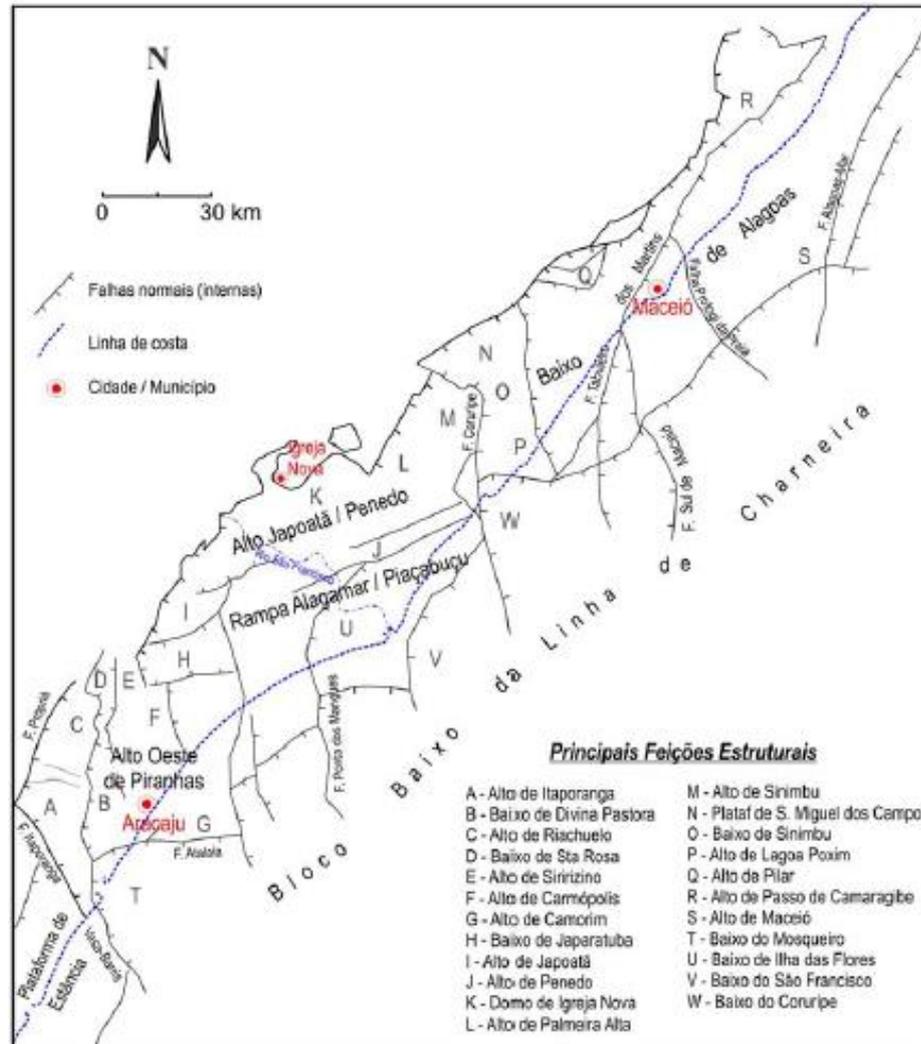


Figura 6: Arcabouço estrutural da Bacia de Sergipe-Alagoas, suas principais feições estruturais e compartimentos tectônicos (Lana, 1985 e Falkenheinet *al.* 1986 *apud* CRUZ, 2008).

Já as de direção NW-SE deslocam algumas falhas NE-SW, o que leva a acreditar que se desenvolveram simultaneamente ou tardiamente (Ojeda&Fugita, 1974 *apud* CRUZ, 2008); sendo controladas pela reativação de zonas de cisalhamento transcorrente neoproterozóicas, geradas principalmente ao longo do Ciclo Brasileiro que deformou a Faixa Sergipana de orientação NW-SE (SOUZA-LIMA, 2006).

Segundo Lana & Milani (1986 *apud* CRUZ, 2008), estas estruturas ocorreram em diferentes fases tectônicas (Figura 7), do Berriasiano ao Barremiano, primeiramente ocorrendo um regime de transcorrência (cisalhamento simples) seguido do deslocamento da Microplaca Sergipe que gerou uma zona NE transtraccional sinistral, apresentando os eixos de tensões principais horizontais. Já no Andar Alagoas, a segunda fase é iniciada pela reativação e implantação de falhas normais de direção NE-SW através de um regime distensional NW-SE perpendicular à margem, definindo assim a Linha de Charneira Alagoas, que controlou a

sedimentação no intervalo Jiquiá-Alagoas, cujos rejeitos podem ter originado depocentros de até 5000 metros de profundidade, a leste da Charneira (Falkenhein *et al.* 1986 *apud* CRUZ 2008).

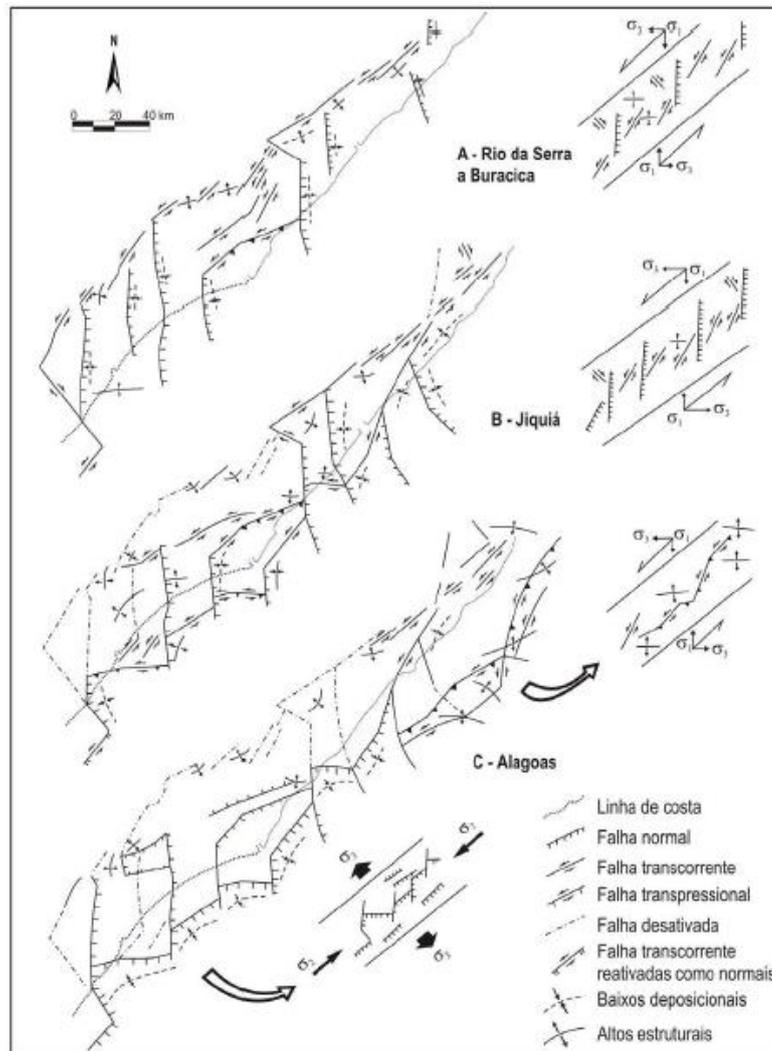


Figura 7: Modelo evolutivo do arcabouço estrutural da Bacia de Sergipe-Alagoas proposto por Lana (1985) *apud* Cruz (2008) e a distribuição das tensões principais. Em A e B há a migração da transcorrência, da borda da bacia em direção ao seu interior, além da formação de semi-grábens escalonados delimitados por falhas N-S. Em C ocorrem distensão e subsidência na porção sul da bacia, juntamente com transpressão ao norte, no final do rifteamento.

Castro Jr. (1987 *apud* CRUZ, 2008) apresenta o modelo (Figura 8) no Neocomiano que, segundo este último, melhor se adequa ao arcabouço estrutural da Bacia de Sergipe-Alagoas, com um eixo de distensão simples de direção próxima a E-W, indicando um sistema principal de falhas NE a N-S normais, presentes em superfícies de descolamento de baixo ângulo, e ainda a implantação de zonas de acomodação ou falhas de transferência NW-SE a partir de um regime de cisalhamento simples. O autor ainda sugere que o arranjo dos falhamentos e depocentros das

bacias indicados para a fase rifte apresenta semelhanças com o arranjo para o Rifte Gregory, situado a Oeste da África, descrito por Bosworth *et al.* (1986) *apud* Cruz (2008).

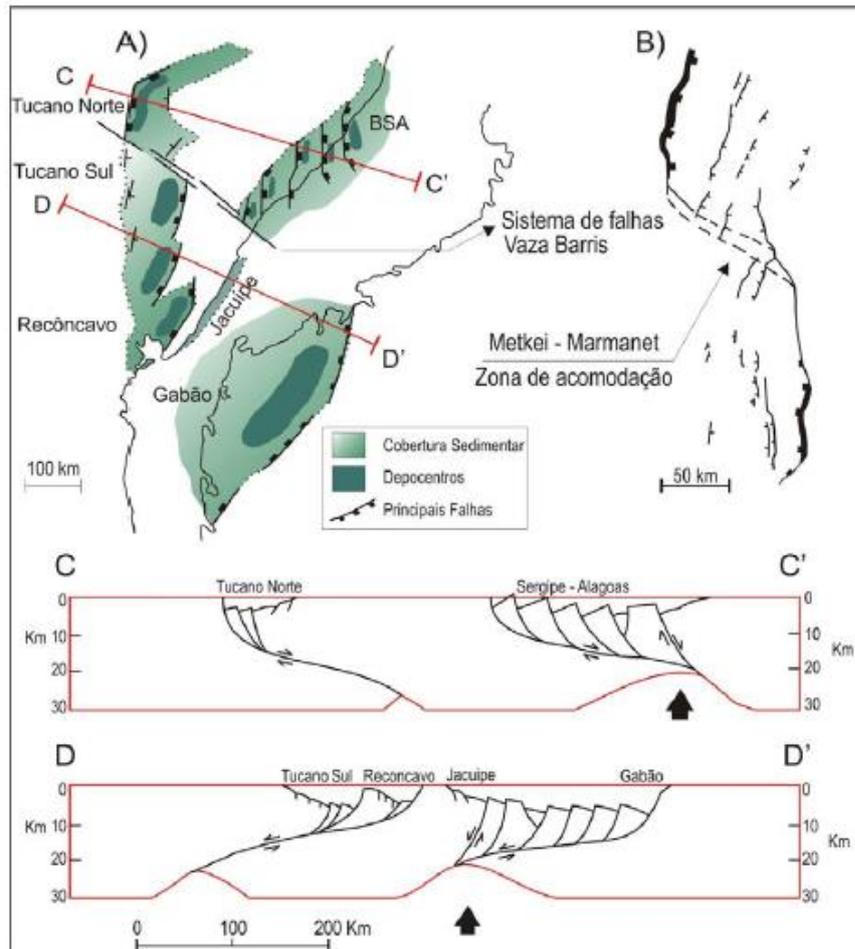


Figura 8: Modelo evolutivo do arcabouço estrutural proposto por Castro Jr. (1987 *apud* CRUZ, 2008). (A) Complexo das bacias Recôncavo-Tucano-Jatobá, Sergipe-Alagoas e Gabão; (B) Sistema Rifte Gregory, localizado no Oeste Africano. Perfis C-C' e D-D' são esquemas apresentando a disposição das bacias durante o Neocomiano, sendo os locais de maior afinamento crustal representados pelas setas em negrito.

Os altos e baixos estruturais presentes no arcabouço tectônico na Bacia de Sergipe-Alagoas são por vezes separados por feições na forma de degraus, sendo os primeiros caracterizados por seu caráter dômico (altos de Aracaju e Itaporanga na sub-bacia de Sergipe e o alto de Palmeira Alta em Alagoas) ou de plataformas como a plataforma de Estância. Os baixos estruturais, semi-grábens, normalmente estão delimitados por uma falha de grande porte e uma rampa homoclinal ou falha, na extremidade oposta (SOUZA-LIMA, 2006).

Os estilos tectônicos atuantes na bacia podem ser definidos como diastrófico nas sequências pré-rifte e rifte e adiastrófico (halocinético) nas sequências drifte posteriores (ANP, 2008).

4.3 – Cronoestratigrafia da Bacia de Sergipe-Alagoas

A Bacia de Sergipe-Alagoas é considerada uma bacia que possui uma das mais completas sucessões estratigráficas da margem leste e sudeste brasileira, compreendendo uma sedimentação do estágio de sinéclise no Paleozóico, um pacote jurássico a eocretáceo pré-rifte e sequências mesozóicas a cenozóicas rifte, pós-rifte e drifte. A nomenclatura litoestratigráfica definida por Schaller (1970) e Feijó (1995) é mantida em geral por Campos Neto *et al* (2007), texto base para a litoestratigrafia exposta a seguir neste trabalho.

As sequências deposicionais que integram o preenchimento sedimentar da bacia estudada (Figuras 9 e 10) estão relacionadas aos estágios evolutivos da margem nordeste brasileira citados anteriormente e serão descritas a seguir com base na litoestratigrafia definida pela Petrobras, segundo Campos Neto *et al.* (2007) e separadas pelo ambiente tectônico em que se depositaram.

Os montes submarinos interpostos às rochas sedimentares presentes nas águas profundas da Bacia de Sergipe-Alagoas têm sua natureza e idade não conhecidas, entretanto os truncamentos e deformações indicados nas reflexões sísmicas atribuem seu aparecimento no final do Andar Alagoas e durante o Turoniano, além de haver reativações no Paleoceno (CAMPOS NETO *et al.* 2007).

O embasamento da sub-bacia de Sergipe é constituído por rochas metamórficas proterozóicas de baixo grau dos grupos Miaba e Vaza Barris (Moraes Rego, 1933 *apud* CAMPOS NETO *et al.* 2007) além dos metassedimentos cambrianos do grupo Estância (Silva *et al.* 1978 *apud* CAMPOS NETO *et al.* 2007), pertencentes à Faixa de Dobramentos Sergipana, sendo depositados por sistemas alúvio-fluviais, deltaicos e de marés. Esta província tectônica, de orientação NW-SE, abrange estes domínios litotectônicos citados acima, que por sua vez são limitados por falhas de cavalgamento de alto ângulo, algumas destas reativadas com movimentação transcorrente e normal (SOUZA-LIMA, 2006).

Já na sub-bacia de Alagoas, segundo Souza-Lima (2006), o embasamento é composto por rochas granitóides (granitos-gnaisses e migmatitos) reativadas durante o Neoproterozóico, pertencentes ao maciço Pernambuco-Alagoas (Província Borborema). Interpreta-se que este maciço em uma colisão oblíqua com a placa São Francisco – Congo deu origem à Faixa de Dobramentos Sergipana citada acima.

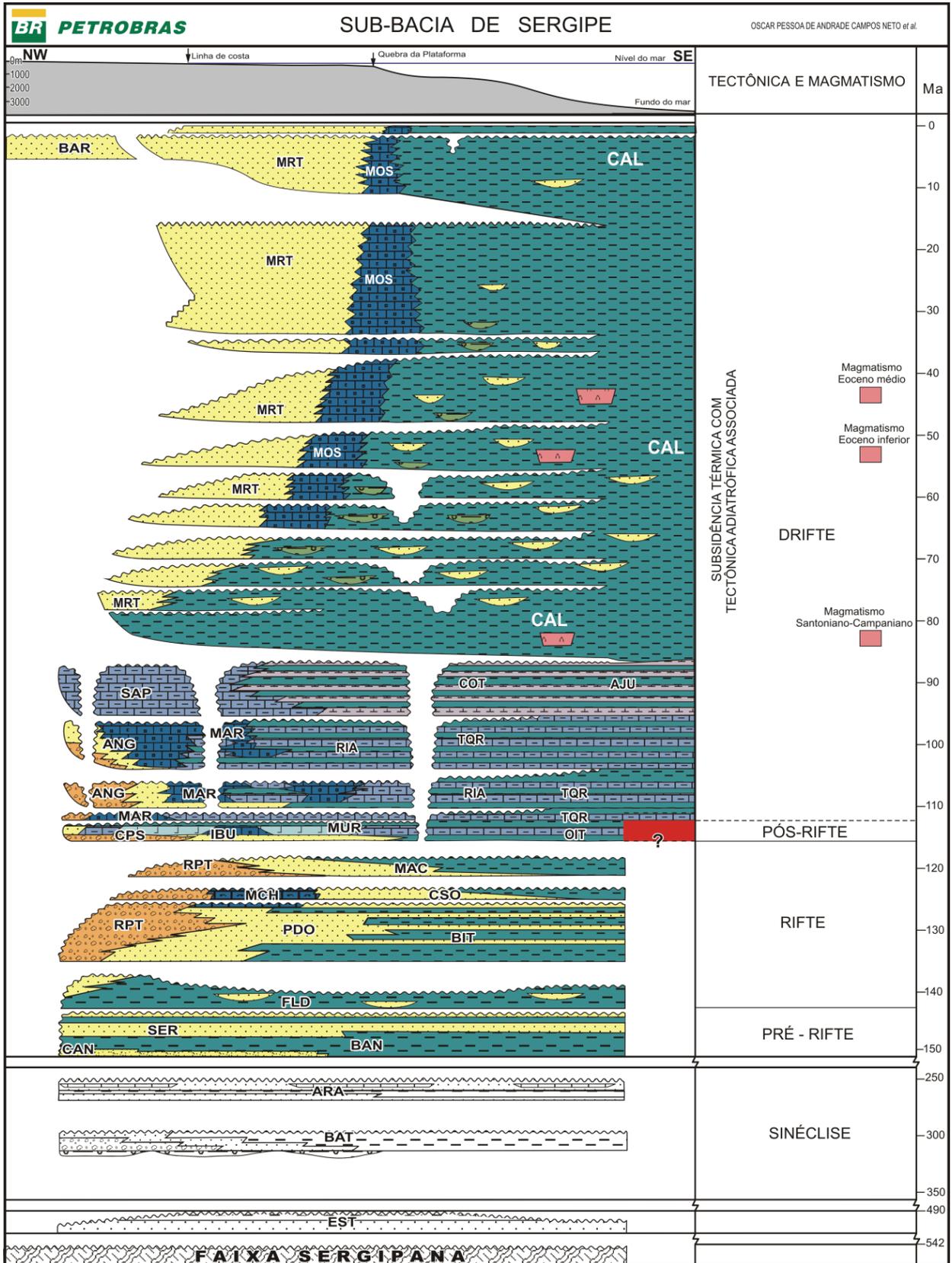


Figura 9: Carta estratigráfica da Sub-Bacia de Sergipe (CAMPOS NETO et al. 2007).

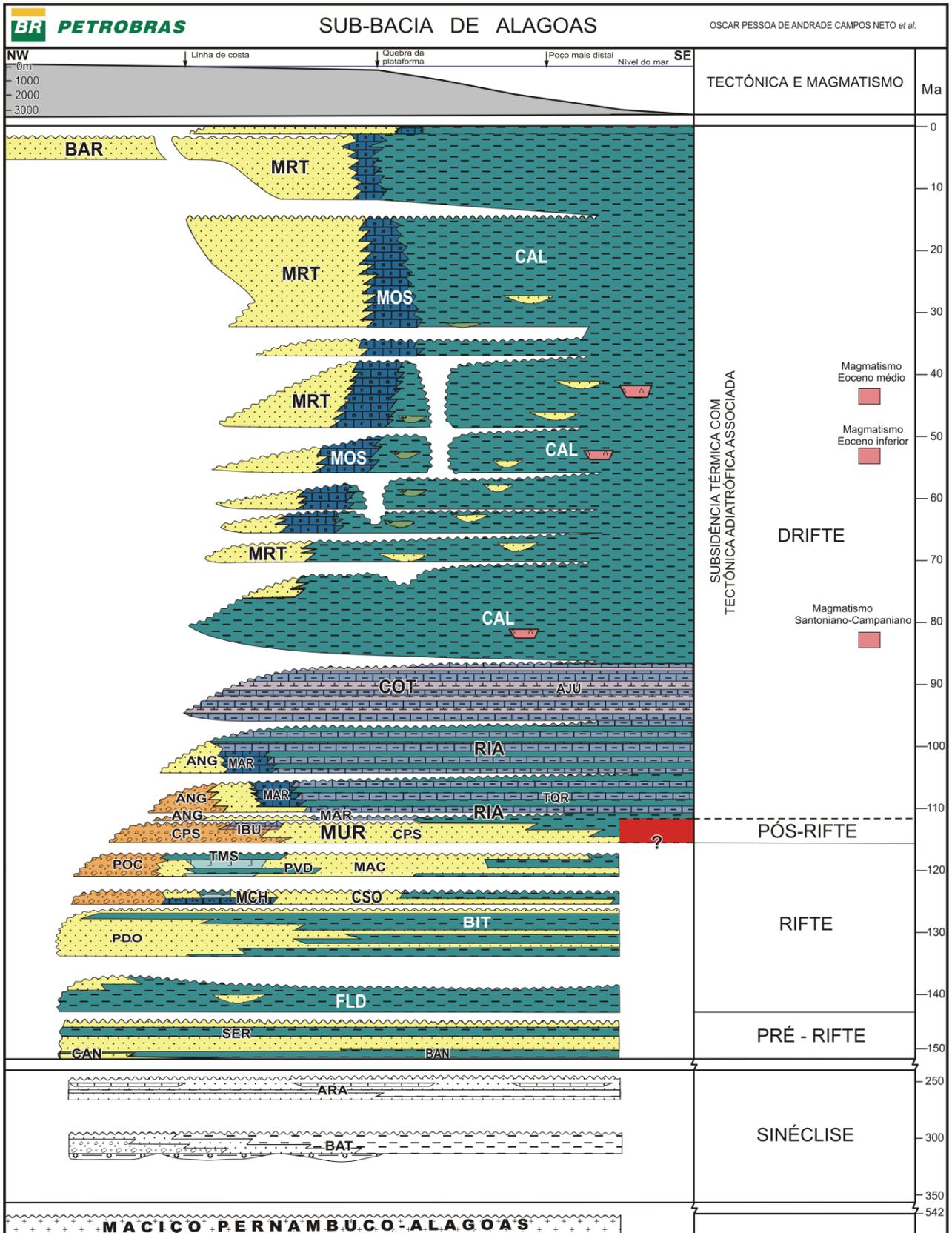


Figura 10: Carta estratigráfica da Sub-Bacia de Alagoas (CAMPOS NETO et al. 2007).

4.3.1 – Estágio Sinéclise

O registro sedimentar da Bacia de Sergipe-Alagoas, desenvolvido no Paleozóico Superior em condições intracratônicas, é composto pela Formação Batinga, representante da Sequência Carbonífera, e pela Formação Aracaré, da Sequência Permiana. A primeira formação de rochas siliciclásticas foi depositada em um sistema glacial subaquoso de caráter transgressivo com influência de processos fluviais e marinhos (Van der Ven *et al.* 1989 *apud* CRUZ, 2008), sendo dividida por Campos Neto *et al.* (2007) em Membro Mulungu, composto por diamictitos resultantes do retrabalhamento dos sedimentos glaciais por fluxos de detritos, e Membro Boacica, formado por conglomerados, arenitos, siltitos e folhelhos depositados por meio de leques deltaicos.

Já a Formação Aracaré depositou-se em ambiente litorâneo, desértico e deltaico, apresentando caráter transgressivo-regressivo e sendo constituída por folhelhos pretos recobertos por arenitos, calcarenitos associados a sílex e laminitos algais (CAMPOS NETO *et al.* 2007).

4.3.2 – Estágio Pré-Rifte

O estágio pré-rifte caracterizou-se por uma fase de estabilidade tectônica, na qual a Bacia de Sergipe-Alagoas compõe uma das seções da depressão afro-brasileira, contemporânea a um soerguimento crustal localizado, ocorrido no Neojurássico (Ponte e Asmus, 1976 *apud* CAMPOS NETO *et al.* 2007). Neste período foram depositados os folhelhos vermelhos lacustres da Formação Bananeiras, os arenitos flúvio-deltaicos da Formação Candeeiro e, em seguida, os arenitos da Formação Serraria.

4.3.3 – Estágio Rifte

Este estágio, iniciado no Andar Rio da Serra com o primeiro pulso, tem seu registro no sistema lacustre-deltaico da Formação Feliz Deserto (CAMPOS NETO *et al.* 2007), que evidencia variações climáticas e um progressivo aumento na taxa de subsidência da bacia, há aproximadamente 142 Ma. Após a deposição desta formação, nota-se um grande evento erosivo denominado Discordância Pré-Aratu (Figura 11), estimado de 132 ± 2 Ma (Cupertino, 2000 *apud* BUENO, 2004). Este fenômeno é classificado por Bueno (2004) como a discordância de

propagação do rifte por possuir notável caráter angular, ampla extensão interbacial e por indicar o encerramento e início simultâneo da fase rifte em diferentes porções da zona de separação continental, ocorrendo posteriormente a um episódio de propagação do rifte em que há migração da direção de ruptura das placas litosféricas e o abandono de riftes iniciais.

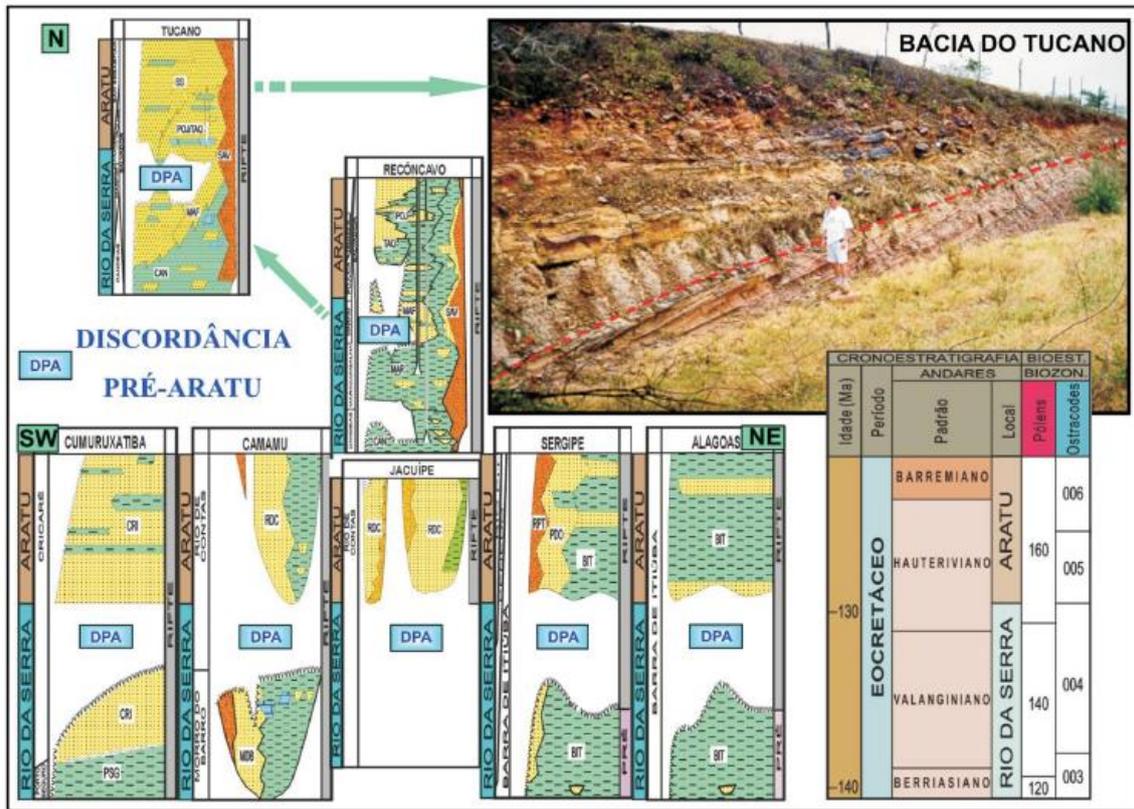


Figura 11: Ocorrência regional da discordância pré-Aratu nos riftes lacustres. A seção-tipo aflorante está localizada na rodovia BR-116, próximo à cidade de Jeremoabo, na Bacia do Tucano (BUENO, 2004).

Nos andares Aratu, Buracica e Jiquiá, que compreendem a continuidade do primeiro pulso tectônico do rifte, foram depositados os conglomerados aluviais da Formação Rio Pitanga; arenitos alúvio-fluviais da Formação Penedo; arenitos, siltitos e folhelhos deltaico-lacustres da Formação Barra de Itiúba, e carbonatos coquinóides e folhelhos da Formação Morro do Chaves. Nesta sequência houve a deposição do folhelho Buracica, marco estratigráfico associado ao nível máximo desse lago (CAMPOS NETO *et. al.* 2007).

Nesta idade a tectônica era restrita à sub-bacia de Sergipe, a deposição das Formações Rio Pitanga e Penedo ocorria nas porções proximais e, nas porções distais, a sedimentação predominante pertencia à Formação Barra de Itiúba. Durante os períodos de baixo aporte sedimentar, eram depositadas as coquinas de bivalves da Formação Morro do Chaves. Concomitantemente, na sub-bacia de Alagoas, a sedimentação arenosa fluvial característica da

Formação Penedo acontecia em sincronia à deposição deltaica-lacustre da Formação Barra de Itiúba (CAMPOS NETO *et al.* 2007).

Durante os andares Neojiquiá a Eoalagoas ocorreu o segundo pulso tectônico, caracterizando-se por apresentar maior intensidade que o primeiro e por estender-se por toda a Bacia de Sergipe-Alagoas (CAMPOS NETO *et al.* 2007). Neste período foi depositado o sistema alúvio deltaico e lacustre da Formação Coqueiro Seco, que apresentou alta taxa de sedimentação devido à subsidência da bacia.

Ainda durante a deposição da Formação Coqueiro Seco ocorreu um evento transgressivo que abrangeu a sub-bacia de Alagoas e foi responsável pela deposição de folhelhos betuminosos, denominados Folhelho “C”. Imediatamente abaixo do Folhelho “C” ocorrem os primeiros evaporitos da Bacia de Sergipe -Alagoas, indicando a primeira incursão marinha, ainda restrita, na mesma (CAMPOS NETO *et al.* 2007).

Já na idade Eoalagoas, final do segundo pulso tectônico, foi delineada a linha de charneira e houve o soerguimento da porção emersa sergipana e parte da porção *onshore* alagoana, ocorrendo sedimentação apenas no bloco baixo da charneira e a nordeste de Alagoas.

Nesta sub-bacia, os chamados evaporitos “Paripueira” foram depositados, sendo originados a partir de uma salmoura marinha com influência continental (Florêncio, 1996 *apud* CAMPOS NETO *et al.* 2007) e evidenciando a ocorrência de incursões marinhas durante a idade Eoalagoas. Foram depositados em ambas as sub-bacias leques alúvio-deltaicos da Formação Rio Pitanga e arenitos, folhelhos, evaporitos e calcilitos da Formação Maceió.

4.3.4 – Estágio Pós-Rifte

O início da subsidência térmica adicionada ao consequente basculamento para sudeste da Bacia de Sergipe-Alagoas ocorreu na idade Neo-Alagoas, proporcionando a primeira grande incursão marinha que gerou a deposição dos sedimentos da Formação Muribeca (CAMPOS NETO *et al.* 2007); sendo retomada a sedimentação na porção *onshore* da sub-bacia de Sergipe, enquanto esta na sub-bacia de Alagoas se restringiu ao bloco baixo da Charneira e à área nordeste.

Estes sedimentos são siliclásticos alúvio-fluviais e deltaicos do Membro Carmópolis, constituindo tratos de sistemas de mar baixo e transgressivo; evaporitos, carbonatos microbiais

e folhelhos do Membro Ibura, representando tratos de sistemas de mar alto sendo depositados em ambiente marinho raso com influência de marés; além de intercalações de folhelhos e calcilitos do membro Oiteirinhos.

4.3.5 – Estágio Drifte

Ao final do Andar Alagoas ocorreu uma subida do nível do mar, sedimentando-se assim a Formação Riachuelo. Esta pode ser dividida em três membros: Membro Angico, composto de rochas siliciclásticas grossas e depositado na borda da bacia e nos blocos rebaixados através de leques deltaicos; Membro Maruim, localizado nas áreas de menor aporte sedimentar, sendo representado por uma rampa carbonática com bancos de oólitos e oncólitos; e, finalmente, nas lagunas e no talude depositou-se os calcilitos e folhelhos do Membro Taquari (Mendes, 1994; Falconi, 2006 *apud* CAMPOS NETO *et al.* 2007).

De acordo com Mendes (1994), após o final do andar Alagoas, do Eoalbio ao Albo-Cenomaniano, a sedimentação foi caracterizada como um intervalo basal argiloso apresentando altos teores de carbono orgânico e um padrão de empilhamento de perfis retrogradacional, sendo considerado o trato de sistemas transgressivo. Acima deste período, é observado um padrão progradacional predominante em carbonatos e pertencente ao trato de sistemas de mar alto.

A Formação Cotinguiba foi depositada em um ambiente de natureza transgressiva, do Neocenomaniano ao Coniaciano, dividindo-se em calcilitos maciços e brechóides do Membro Sapucarí, na parte proximal da bacia; e no talude e restante da bacia em folhelhos, margas e calcilitos pertencentes ao Membro Aracaju.

Ao fim do Coniaciano houve um rebaixamento do nível do mar acarretando na erosão de parte da formação subjacente, tendo sido denominada como Discordância Sub-Formação Calumbi (CAMPOS NETO *et al.* 2007). Após este evento, sucedeu-se outro evento transgressivo que alterou a sedimentação existente de carbonática para siliciclástica, depositando-se os folhelhos da Formação Calumbi.

O máximo transgressivo deste evento ocorreu durante o Eocampaniano, aumentando o aporte sedimentar e conseqüentemente, progradando a linha de costa. A partir desse evento, foram depositadas areias costeiras e plataformais da Formação Marituba nas porções proximais

da bacia, enquanto nas porções distais a sedimentação de folhelhos e eventuais intercalações de arenito da Formação Calumbi foi mantida (CAMPOS NETO *et al.* 2007).

Ainda em um sistema progradante, do final do Campaniano ao Maastrichtiano, houve a ampliação da planície costeira e plataforma arenosa da Formação Marituba. Já no início do Terciário, na borda da plataforma siliciclástica da formação citada foram acumulados calcarenitos bioclásticos da Formação Mosqueiro (Feijó, 1995 *apud* Campos Neto *et al.* 2007). O máximo dessa transgressão no Terciário ocorreu durante o Neo-Eoceno.

Após este período, no início do Oligoceno, houve uma subida do nível do mar, acarretando um rebaixamento no Neo-oligoceno, que antecedeu à transgressão meso-miocena. Desta fase até o Eo-mioceno o padrão de sedimentação foi caracterizado como agradacional.

Já no Plioceno, um evento regressivo possibilitou a deposição dos sedimentos costeiros da Formação Barreiras na parte emersa da bacia; tendo como limite inferior a discordância de 1,6 Ma relacionada à queda eustática global e, no limite superior os sedimentos atuais do fundo marinho, em concordância aos dados sísmicos e de poços existentes (CAMPOS NETO *et al.* 2007).

5 Sistema petrolífero

5.1 – Conceito

O conceito de sistema petrolífero denominado por Magoon & Dow (1994) *apud* Milani *et al.* (2001) teve como objetivo reduzir o risco exploratório nas perfurações de poço, ao analisar cuidadosamente as características encontradas nas jazidas de hidrocarbonetos durante décadas de exploração e notar-se um padrão de atributos geológicos simultâneos necessários para a formação de hidrocarbonetos e sua respectiva exploração.

Segundo Milani *et al.* (2001), para um sistema petrolífero ativo existir, é necessária a ocorrência simultânea de quatro elementos (rochas geradoras maduras, rochas-reservatório, rochas selantes e trapas) e dois eventos geológicos relacionados ao tempo (migração e sincronismo). Estes elementos citados serão detalhados a seguir.

5.2 – Elementos do sistema petrolífero

Dos elementos constituintes do sistema petrolífero, a existência de grande quantidade de matéria orgânica de boa qualidade acumulada durante a deposição de certas rochas sedimentares, identificadas como rochas geradoras, é considerada a mais fundamental (MILANI *et al.* 2001).

Rochas Geradoras –Estas rochas, tais como folhelhos ou calcilitos, são formadas de material detrítico de granulometria muito fina, geralmente derivadas de ambientes de sedimentação de baixa energia. Para sua formação, além de ser necessário grande volume de matéria orgânica para gerar maior quantidade de petróleo, segundo Milani *et al.* (2001), a incorporação da matéria orgânica deve ser acompanhada da preservação do conteúdo original, abundante em compostos de carbono e hidrogênio. Logo, é indispensável que as rochas geradoras estejam localizadas em ambientes anóxicos, contribuindo assim para a preservação da matéria orgânica e do conteúdo rico em C e H.

Para que uma rocha sedimentar seja considerada geradora o teor de Carbono Orgânico Total (COT, teor em peso) deve ser superior a 1% (limite de rochas sedimentares comuns),

normalmente localizados entre 2% e 8%, sendo ainda encontrados valores em até 14%, e mais raramente, até 24% (MILANI *et al.* 2001).

O estágio de maturação térmica da rocha geradora é um fator de grande influência no tipo de petróleo gerado. De acordo com Milani *et al.* (2001), em condições normais, esta rocha inicia a transformação do querogênio em petróleo aos 600°C. Com o aumento da temperatura, o óleo passa de viscoso a fluido, enquanto maior quantidade de gás dissolvido é gerada. Entre 1200°C e 1500°C, apenas gás é produzido pelas rochas-fonte.

Migração – Após o querogênio ser transformado em petróleo, que ocupa maior volume que o primeiro, a pressão excessiva dos hidrocarbonetos gera fraturamento na rocha-fonte, permitindo a expulsão dos fluidos para zonas de menor pressão, mais rasas. Este trajeto dos fluidos pela subsuperfície até um local poroso, selado e aprisionado, adequado para o armazenamento destes é reconhecido como o fenômeno de migração (MILANI *et al.* 2001). Este episódio é possível graças a fraturas, falhas e rochas porosas (rochas carreadoras) que vinculam as zonas de alta pressão às de menor pressão.

Armadilhas – De acordo com os autores, estes fluidos petrolíferos movimentados são estabelecidos em áreas elevadas, mais rasas, devido às configurações geométricas das rochas sedimentares, acumulando-se em locais denominados trapas ou armadilhas. Estas podem ser de caráter estrutural, como em dobras anticlinais, arcos, domos salinos; ou de caráter estratigráfico, sendo impedida a migração pelo acunhamento de camada transportadora, a existência de uma barreira diagenética ou de permeabilidade.

Rochas-Reservatório – Estas apresentam litologias constituídas por material detrítico de granulometria variando de areia a seixos, representando ambientes sedimentares de alta energia, de rochas com porosidade variando de 5% - 35%, sendo comumente localizadas na faixa de 15% - 30% (MILANI *et al.* 2001). Estas rochas são normalmente arenitos, calcarenitos e conglomerados. Rochas ígneas e metamórficas cristalinas fraturadas são encontradas como reservatório de petróleo, mesmo apresentando espaço poroso sem interação granular.

Rochas Selantes – Ainda segundo os autores supracitados, a condição de impermeabilização que impede os fluidos de escapar ao chegarem ao interior de uma armadilha é providenciada pelas rochas selantes. Estas são caracterizadas por sua granulometria fina, como em folhelhos, siltitos ou calcilutitos; ou qualquer rocha de baixa permeabilidade, que transmita menor quantidade de fluidos em várias ordens de grandeza que a rocha-reservatório

orgânico de até 5%. A migração secundária neste sistema deu-se por contato direto entre rochas geradoras e reservatório ou por falhamentos lístricos, funcionando como dutos ao fluxo de hidrocarbonetos.

As rochas reservatório deste sistema são as arenosas deltaicas das formações Barra de Itiúba e Coqueiro Seco, sendo seladas por folhelhos das mesmas formações. Os campos relacionados a esse sistema petrolífero são os de Pilar, Furado, São Miguel dos Campos, Fazenda Pau Brasil e Rio Vermelho.

O Campo de Pilar (Figura 13), representante deste sistema petrolífero e dividido em domínios sul e norte por uma falha de transferência de orientação E-W, foi descoberto em 1981 pelo poço 1-PIR-1-AL e é considerado uma estrutura *rollover* associada à falha normal da borda da bacia. O trapeamento de óleo e gás e a compartimentação dos reservatórios acontece pelo complexo arranjo de falhas e fraturas, derivadas de um gráben de colapso em seu ápice (MILANI & ARAÚJO, 2003).

As Formações Coqueiro Seco e Penedo abrigam os reservatórios principais do campo. A primeira formação, de óleo de densidade 41°API, é constituída por intercalações de folhelhos e arenitos deltaicos arranjados em seis ciclos deposicionais, segundo Milani & Araújo (2003), e apresenta reservatórios da ordem de 19,5 milhões de barris (Ferreira, 1990 *apud* MILANI & ARAÚJO, 2003) que alcançam espessura de até 50 metros.

Já a Formação Penedo apresenta sucessivos depósitos eólicos e fluviais intercalados a folhelhos delgados, servindo estes últimos como selantes para as acumulações de gás. Segundo Milani & Araújo (2003), as fácies fluviais não são bons reservatórios, possuindo porosidade da ordem de 10% e baixíssima permeabilidade, ao contrário das fácies eólicas que apresentam grande continuidade lateral e porosidade de até 15%. Cerca de 7 bilhões de m³ de reserva de gás do Campo de Pilar estão situados em reservatórios desta formação, abaixo de 3000 metros de profundidade.

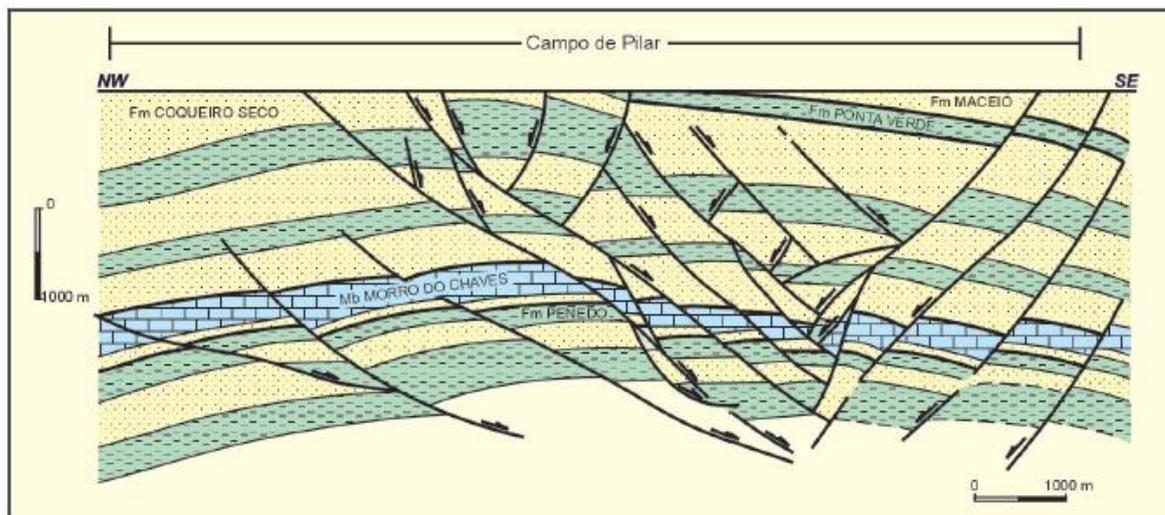


Figura 13 – Seção geológica do Campo de Pilar (Modificado de Borba, 1998 *apud* MILANI E ARAÚJO, 2003).

O outro sistema petrolífero atuante na bacia teve como rocha geradora os folhelhos pretos, margas e calcilitos acumulados em ambiente marinho restrito de idade neoptiana do Membro Ibura, pertencente à Formação Muribeca. Estas rochas apresentam um conteúdo de carbono orgânico de até 12% e há predominância do querogênio tipo II. A migração dos hidrocarbonetos neste sistema ocorreu a partir dos grandes baixos regionais, no sentido da porção *onshore* e de águas rasas da bacia, onde estão situados os altos estruturais (MILANI & ARAÚJO, 2003).

São considerados reservatórios principais do sistema petrolífero Muribeca os conglomerados desta formação, presentes no Membro Carmópolis, e o embasamento cristalino fraturado; sendo o petróleo destes trapeado pelo sistema de blocos falhados e selado por evaporitos e folhelhos aptianos do Membro Ibura. Há também as rochas-reservatório depositadas em outros níveis estratigráficos, como na Formação Serraria, Coqueiro Seco e Calumbi. Os campos representativos deste sistema petrolífero são os de Carmópolis, Camorim, Sirizinho, Riachuelo, Guaricema, Caioba, Dourado e Tabuleiro dos Martins.

O Campo de Carmópolis (Figura 14), maior acumulação *onshore* de petróleo no Brasil, foi descoberto em duas etapas: pelo poço 1-CP-1-SE em 1963, caracterizando-se o reservatório na porção sedimentar, e em 1965 pelo poço 7-CP-20-SE, encontrando-se petróleo no embasamento fraturado da região, correspondente a uma área de 100 km². Este campo apresenta óleo de densidade entre 22° e 29° API, de volume *in place* da ordem de 1,6 bilhões de barris (Silva e Silva Filho, 1990 *apud* MILANI & ARAÚJO, 2003). Entretanto, possui um fator de

recuperação primária baixo, cerca de 10%, devido às complexidades estruturais existentes e características desfavoráveis de seus reservatórios.

O embasamento fraturado é composto por granada-biotita-xistos e muscovita-filitos pré-cambrianos, cortados por veios de quartzo de orientação preferencial SW-NE (Piscetta & Michelli, 1988 *apud* MILANI & ARAÚJO, 2003) e seu sistema permo-poroso é dado por fraturas, microfraturas e feições de dissolução nos veios de quartzo. Na Formação Muribeca (Membro Carmópolis), os reservatórios incluem fácies conglomeráticas (espessuras de 5 a 50 m), areno-conglomeráticas (espessuras de 3 a 30 m) e arenosas, intercalando-se a pacotes pelíticos.

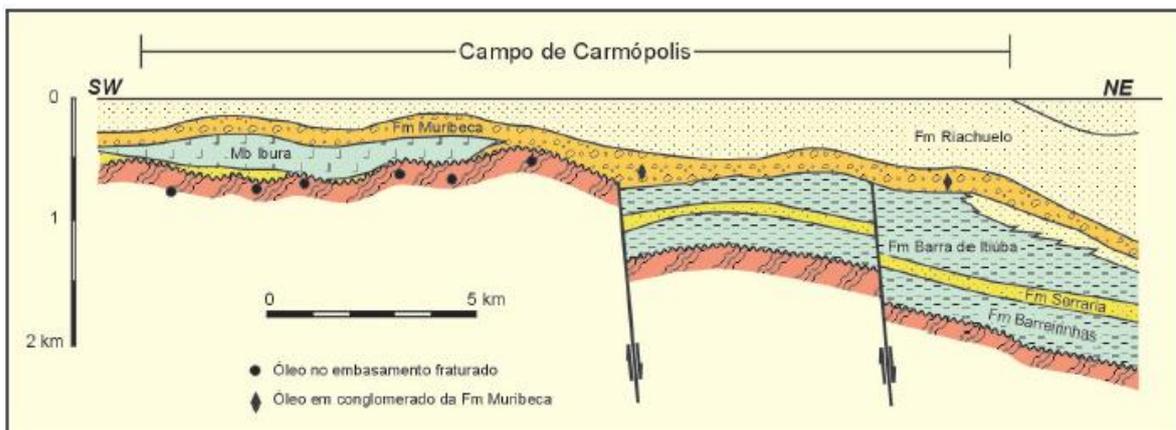


Figura 14: Seção geológica do Campo de Carmópolis (Modificado de Piscetta e Michelli, 1998 *apud* MILANI & ARAÚJO, 2003).

Segundo ANP (2008), nas sequências pré-rifte e rifte as armadilhas estruturais (domos) são predominantes, sendo representadas nos campos de Pilar e São Miguel dos Campos; e blocos falhados, presentes nos campos Atalaia Sul e Coqueiro Seco. Já na sequência transicional, as trapas encontradas na Formação Muribeca são principalmente paleogeomórficas, enquanto na Formação Maceió o trapeamento é associado à movimentação salina e blocos falhados. Finalmente, a sequência superior é caracterizada por um sistema de armadilhas mistas a estratigráficas, relacionadas a calhas e arqueamentos provocados por halocinese ou a preenchimento de canais.

6 Materiais e Métodos

O presente trabalho trata-se de uma caracterização dos estilos tectônicos da sub-bacia de Alagoas, com a intenção de evidenciar a tectônica transcorrente que se conecta com o sistema de falhamentos lístricos ocorrido no Neocomiano, durante a fase rifte da Bacia de Sergipe-Alagoas.

6.1 – Base de dados

A pesquisa desenvolvida foi possível a partir da colaboração das empresas *ANP* (Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis) e *GEOHUB* em ceder os dados sísmicos e de poços utilizados neste trabalho. A interpretação dos dados sísmicos foi realizada com o auxílio do *software* IHS Kingdom e os mapas de localização dos dados foram gerados a partir da plataforma ArcGis. Esta etapa teve início após uma revisão bibliográfica com teses, livro e artigos referentes à bacia de estudo, ao conceito de sistema petrolífero e à técnica de interpretação sísmica focada em análise estrutural.

6.2 – Dados de poço

No projeto, foram utilizados três poços; dois localizados na porção central e um na parte distal da porção *onshore* da sub-bacia de Alagoas.

O poço 3-BRSA-737D-AL (Figura 15), situado na plataforma de São Miguel dos Campos, apresenta as coordenadas UTM em datum SAD-69 de 8907158.9m (N) e 818029.2m (E). Com elevação da mesa rotativa de 97 metros, alcançou 2659 m de perfuração (Formação Barra de Itiúba). Segundo o relatório do poço, encontrou-se óleo e gás nas Formações Penedo e Barra de Itiúba.

O poço 4-SMC-0044-AL (Figura 15), também localizado na plataforma de São Miguel dos Campos, apresenta as coordenadas UTM em datum ARATU de 8907532.2m (N) e 817282.3m (E) e distancia-se apenas 484 metros a NE do anterior. Com elevação de 96m da mesa rotativa, alcançou 2451 m de perfuração (Formação Barra de Itiúba). Segundo o relatório deste poço, o previsto era encontrar uma estrutura anticlinal com eixo N-S e caimento para o

sul, o que não foi possível. Entretanto, falhamentos normais foram evidenciados e recentemente houve a descoberta de nova acumulação com óleo e gás.

O poço 1-BRSA-464D-AL (Figura 15), localizado na área de Mutum, fica a aproximadamente 28 km a nordeste do último poço. Este apresenta as coordenadas UTM 8923594.7m (N) e 840060.2m (E) no datum SAD-69. A elevação da mesa rotativa foi de 22 metros e profundidade de perfuração de 4735 m. O acesso ao relatório deste poço não foi possível.

6.3 – Dados sísmicos

As linhas sísmicas 2D utilizadas para a análise dos estilos tectônicos observados na sub-bacia são antigas e não dispõem de boa qualidade. Portanto, a aplicação de filtros de *passa-banda* (5Hz a 40Hz), *ajuste dos ganhos* e *impedância acústica* foi necessária para a visualização das estruturas e horizontes.

Para a interpretação, foram selecionadas cinco linhas sísmicas 2D migradas em tempo, sendo 3 seções *strike* NE-SW e 2 seções *dip* de direções NW-SE e NNW-SSE, distribuídas na sub-bacia de Alagoas. A localização das linhas e poços utilizados no projeto pode ser visualizada na figura abaixo (Figura 16).

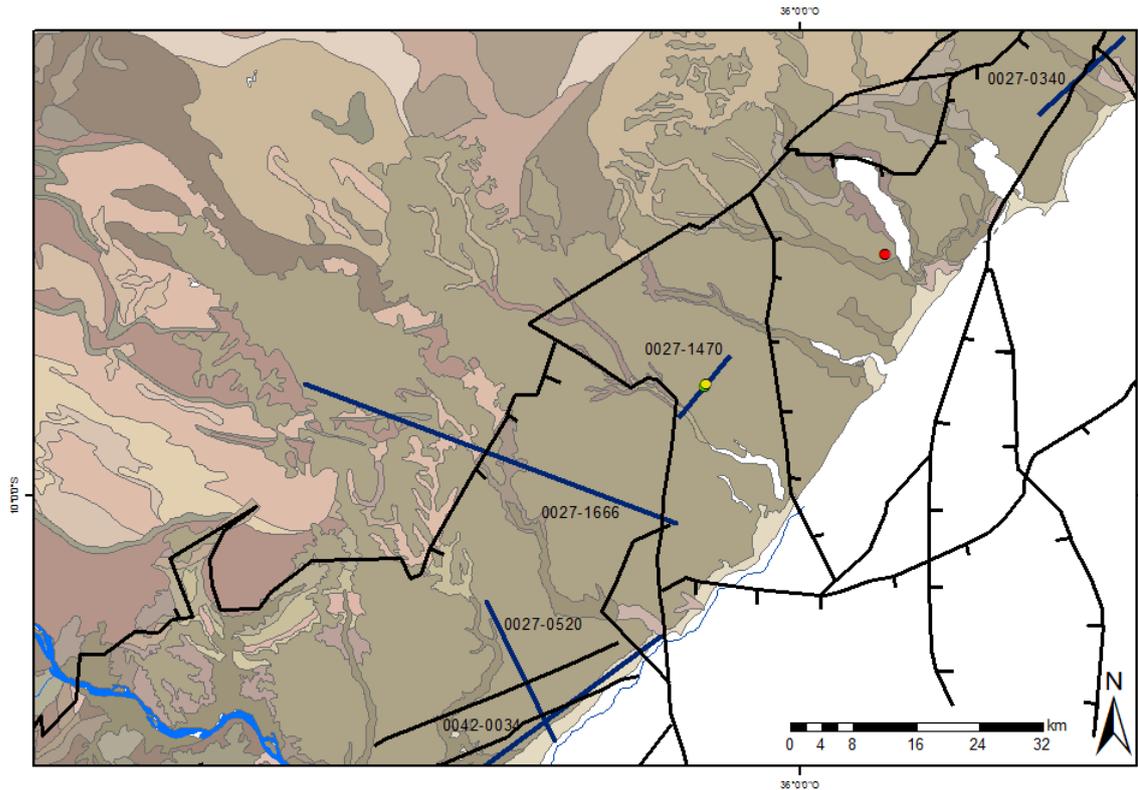


Figura 15: Localização das cinco linhas sísmicas (em azul) de reflexão 2D e dos três poços (em amarelo, verde e vermelho) utilizados para interpretação da sub-bacia de Alagoas.

A linha 0027-1470 é a única linha próxima aos poços 3-BRSA-737D-AL e 4-SMC-0044-AL, distanciando-se destes por 110m e 65m, respectivamente. Estes poços foram plotados, porém não foi possível gerar o sismograma sintético. As correlações dos horizontes com os topos das formações foram deduzidas a partir do relatório dos poços e da literatura, que contém esta relação tempo-profundidade.

7 Resultados

Nesta seção do trabalho são apresentados os resultados obtidos na análise dos poços e na interpretação das cinco linhas sísmicas de reflexão 2D (Figura 19 a Figura 23). Estas seções sem a interpretação, para fins comparativos, encontram-se no final deste trabalho (Anexos).

7.1 - Análise dos poços

Dentre os poços adquiridos, apenas 4-SMC-0044-AL apresentou os resultados obtidos na análise da configuração estrutural do campo de São Miguel dos Campos, onde foi realizada a perfuração. Este atravessou as formações de Barreiras, Coqueiro Seco, Penedo e Barra de Itiúba, encontrando acumulações de gás e óleo nas duas últimas. O Membro Morro do Chaves apresentou espessura menor que 15 metros, não sendo considerado como unidade estratigráfica detectável.

A partir da correlação deste poço com outros, existentes em 1993, foi possível a reinterpretção estrutural da área (Figura 16 e Figura 17). A feição dômica esperada não foi encontrada. Entretanto, foi possível observar falhamentos normais e uma estrutura em flor.

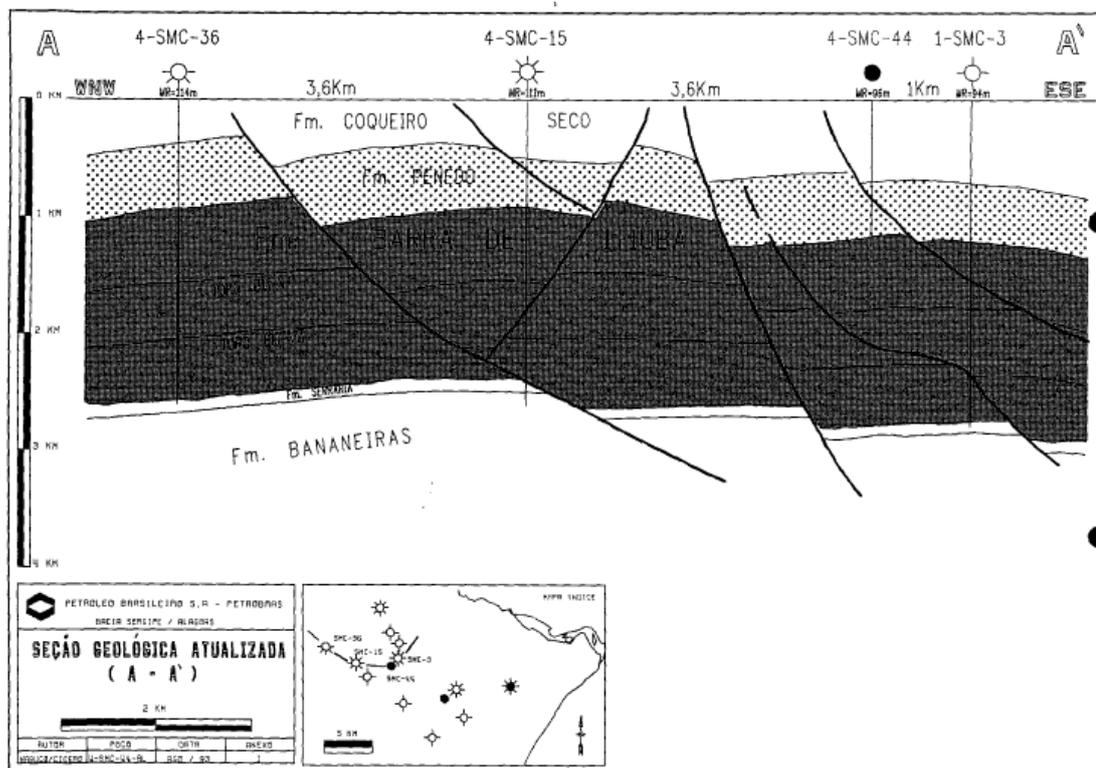


Figura 16: Seção A-A' obtida no relatório da pasta do poço 4-SMC-0044-AL (Fonte: Petrobras, 1993).

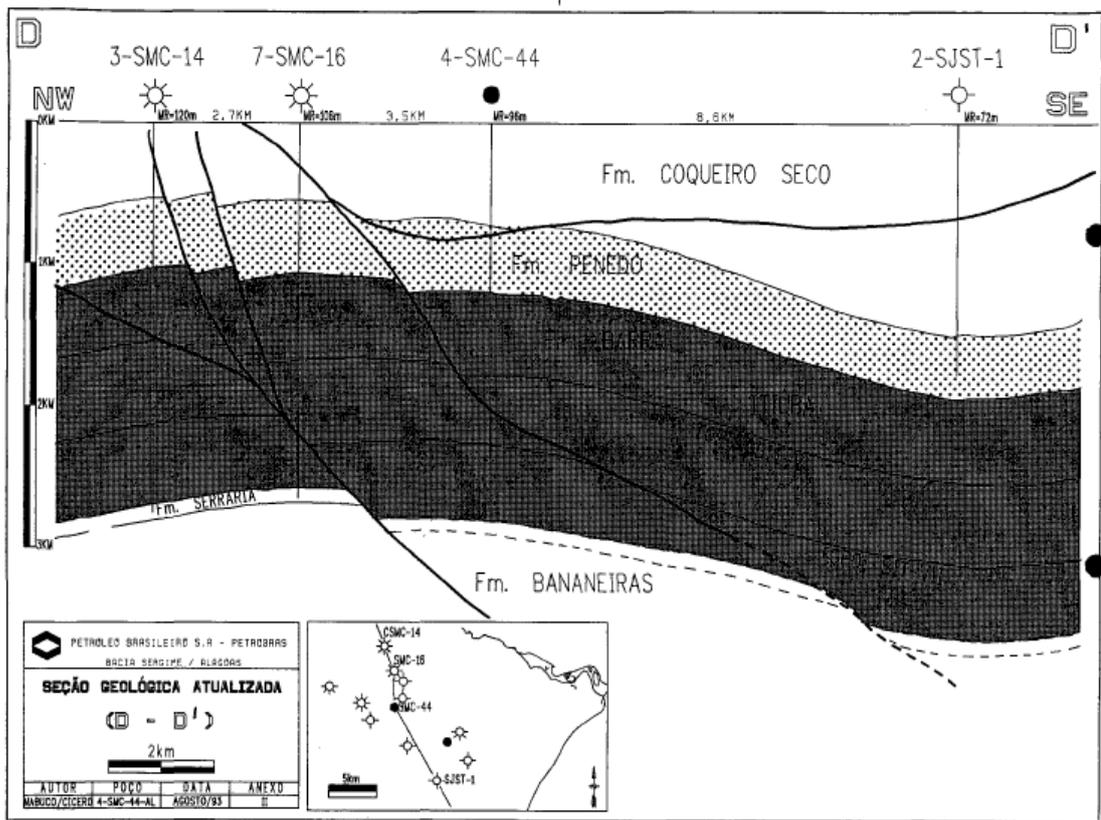


Figura 17: Seção D-D' obtida no relatório da pasta do poço 4-SMC-0044-AL (Fonte: Petrobras, 1993).

Uma correlação estratigráfica com os outros dois poços disponíveis, 3-BRSA-737D-AL e 1-BRSA-464D-AL foi realizada (Figura 18). Nenhum poço obtido alcançou o embasamento cristalino da bacia.

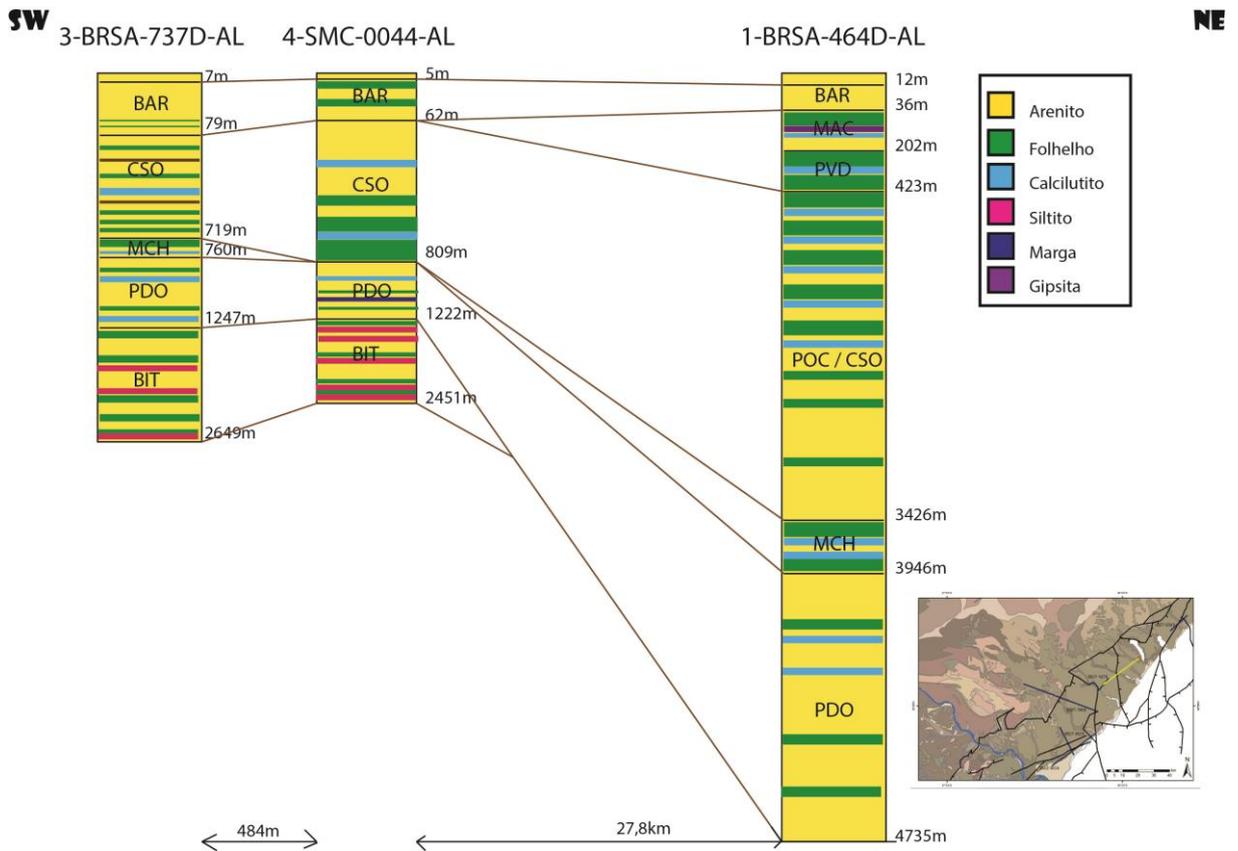


Figura 18: Correlação estratigráfica dos poços adquiridos. Legenda mostra a litologia das formações perfiladas e mapa mostra a localização e direcionamento da correlação NE-SW em amarelo.

A partir desta correlação entre poços, é possível observar que as formações Maceió e Ponta Verde foram depositadas apenas na porção nordeste da sub-bacia, onde há a presença de evaporitos. Nota-se também maior espessura das formações de sistema flúvio-deltaico Coqueiro Seco e Penedo, não sendo possível encontrar a formação Barra de Itiúba. Esta provavelmente foi depositada em maiores profundidades, evidenciando um embasamento profundo na região onde o poço se encontra.

7.2 - Análise sísmica

A linha 0027-1470 (Figura 19) é a mais próxima dos poços 3-BRSA-737D-AL e 4-SMC-0044-AL, distando 110 m e 65 m respectivamente. Em sua estrutura é possível notar um amplo anticlinal que em seu ápice apresenta falhas normais sintéticas e antitéticas. Nesta seção podem ser observados 3 horizontes, onde o mais profundo refletor foi inferido como

embasamento acústico. Os outros dois horizontes fazem referência ao início das Formações Barra de Itiúba e Penedo, sendo a camada superior referente à Formação Coqueiro Seco. Os mesmos horizontes foram observados nas demais seções que serão descritas.

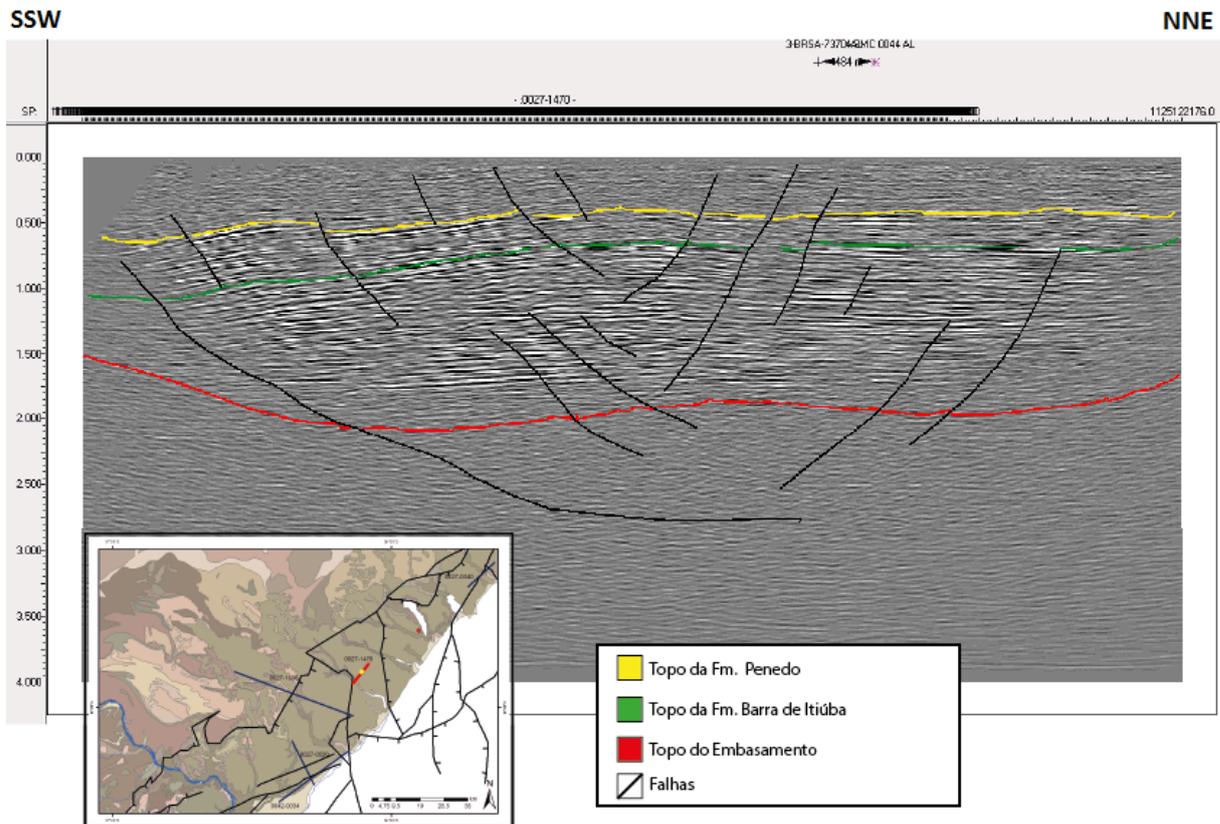


Figura 19: Interpretação da seção sísmica *strike* 0027-1470 (em vermelho) em tempo duplo TWT (ms), de direção NNE-SSW. (Fonte: BDEP - ANP)

Na seção *strike* 0027-0340 (Figura 20), localizada a nordeste da sub-bacia, observa-se a ocorrência de falhamentos transcorrentes (direção ENE), evidenciados pelas estruturas em flor, predominantemente negativas, que podem chegar a 4023 metros de profundidade e 670 metros de rejeito. A presença de falhamentos normais (direção NNE) e de um embasamento mais raso a nordeste da seção também podem ser observados.

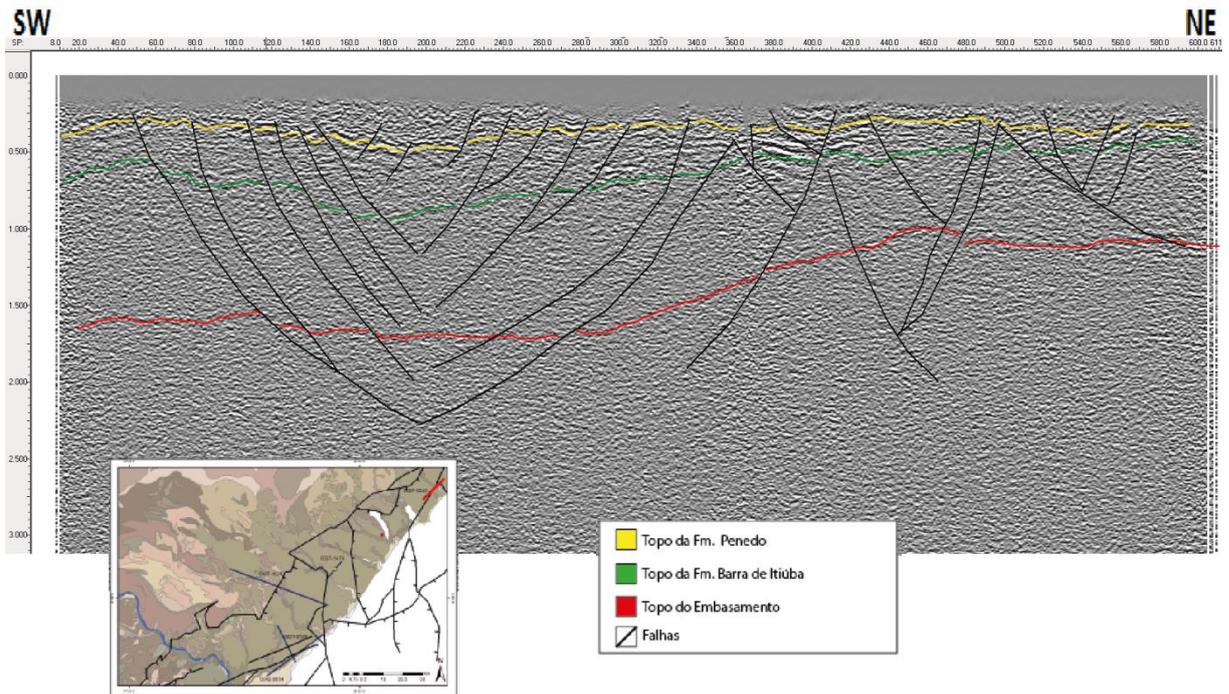


Figura 20: Interpretação da seção sísmica *strike* 0027-0340 (em vermelho) em tempo duplo TWT (ms), de direção NE-SW. (Fonte: BDEP - ANP)

Já a terceira seção sísmica, 0042-0034 (Figura 21), situa-se a sudoeste da sub-bacia e apresenta uma visível superfície de descolamento, que chega até o embasamento, na qual nucleiam-se várias falhas. Este falhamento lístrico, segundo a literatura, ocorreu durante o Neocomiano (MELTON, 2012).

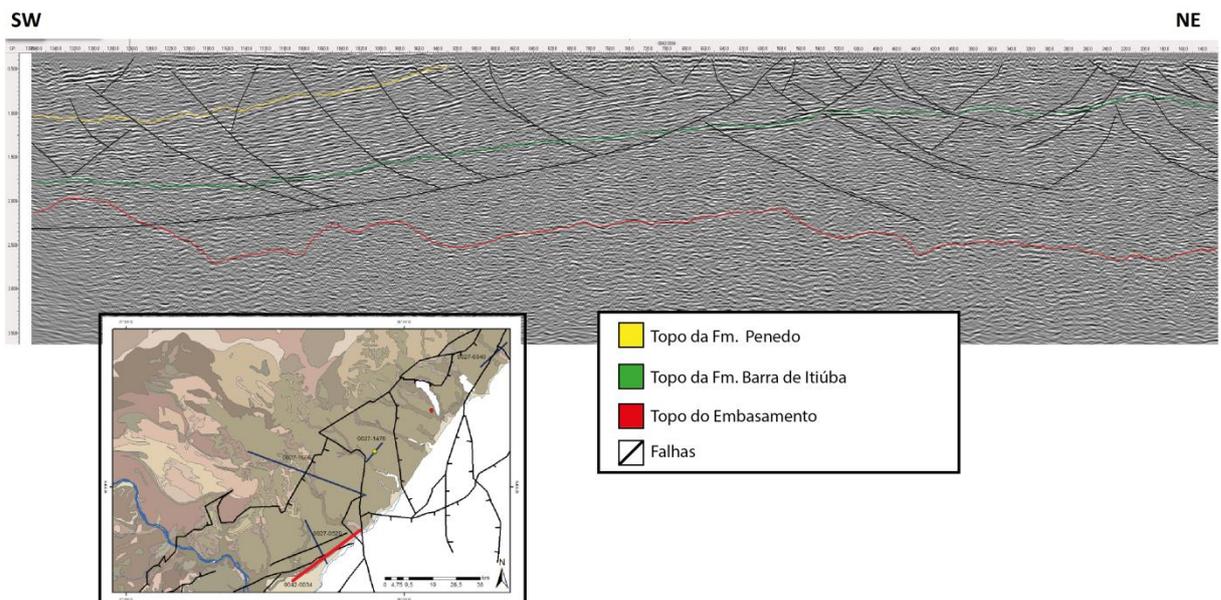


Figura 21: Interpretação da seção sísmica *strike* 0042-0034 (em vermelho) em tempo duplo TWT (ms), de direção NE-SW. (Fonte: GEOHUB)

Na primeira seção *dip* apresentada, 0027-0520 (Figura 22), que corta a linha anterior, é possível notar estruturas em flor positivas e negativas; ocasionando, as últimas, um basculamento das camadas sedimentares a sudeste da seção.

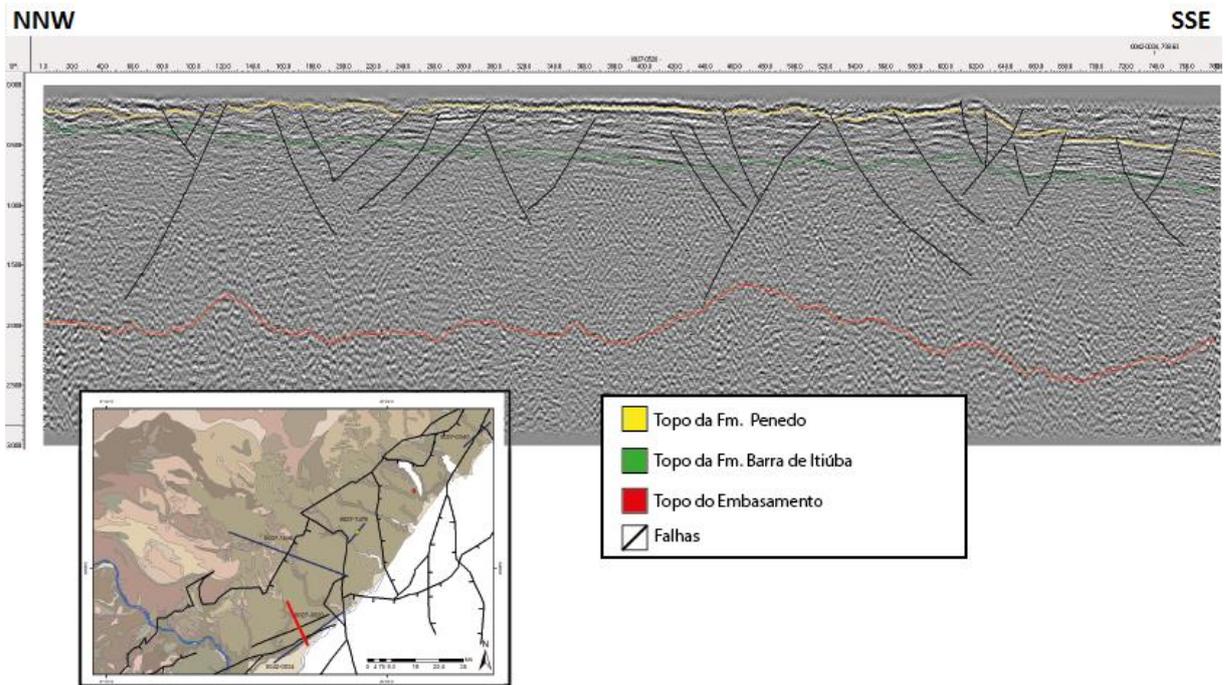


Figura 22: Interpretação da seção sísmica *dip* 0027-0520 (em vermelho) em tempo duplo TWT (ms), de direção NNW-SSE. (Fonte: GEOHUB)

Na linha sísmica de direção *strike* 0027-1666 (Figura 23) nota-se a ocorrência de falhas de baixo ângulo evidenciado pela superfície de descolamento e pela feição de leque de borda, já que a falha de borda da bacia está próxima (a NW) à seção descrita. A partir do descolamento nucleiam-se falhas lítricas sintéticas e em um nível estratigráfico superior são identificadas estruturas em flor positivas e negativas.

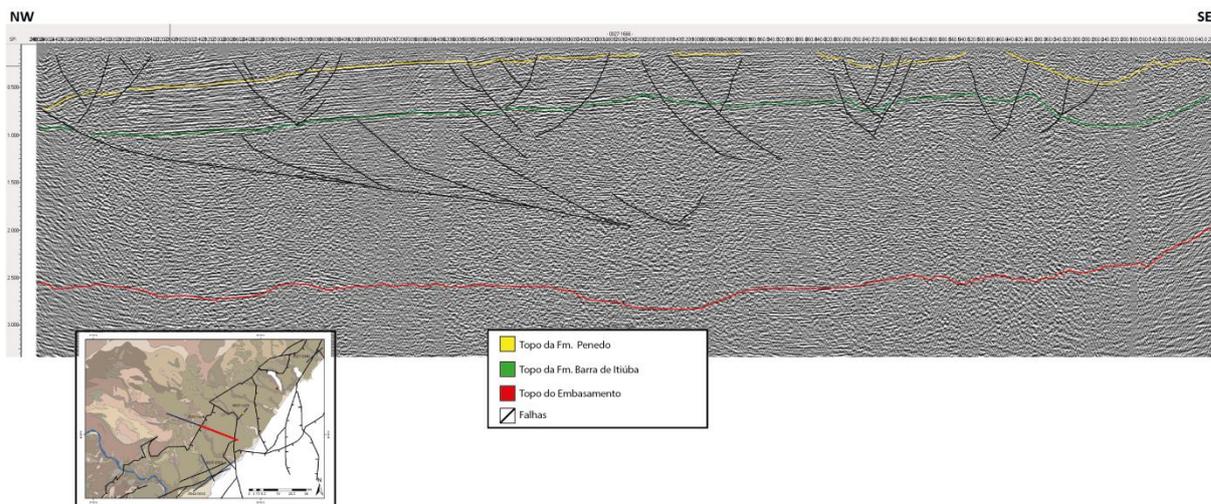


Figura 23: Interpretação da seção sísmica *dip* 0027-1666 (em vermelho) em tempo duplo TWT (ms), de direção NW-SE. (Fonte: GEOHUB)

8 Discussão e Conclusão

Segundo o objetivo proposto deste projeto, a compilação bibliográfica combinada com as linhas sísmicas de reflexão 2D e os dados de poços, ainda que não amarrados com a sísmica, contribuiu para o melhor entendimento e caracterização dos estilos tectônicos na porção *onshore* da sub-bacia de Alagoas. Ressalta-se que as estruturas em flor citadas e debatidas por Lana (1985), Lana e Milani (1986) presentes em Cruz (2008) foram identificadas na interpretação.

Entretanto, não foi possível observar-se a relação de corte entre o falhamento normal, ocorrido no Neocomiano, e o transcorrente, que evidenciaria a rotação da Microplaca Sergipe durante os andares Rio da Serra/Aratu; modelo primeiramente apresentado por Lana (1985 *apud* CRUZ, 2008) e evidenciado pela presença de estruturas em flor, indicando a tectônica transcorrente (BUENO, 2004).

Somando-se tudo o que foi analisado no decorrer do projeto, nota-se que o regime de deformação da fase rifte desta sub-bacia é primeiramente caracterizado por falhas de descolamento de baixo ângulo onde nucleiam-se falhas sintéticas NE-SW ou N-S (CRUZ, 2008) e algumas antitéticas. Há uma mudança no campo de tensões advogada nos trabalhos anteriores que foi confirmada pelas estruturas em flor, decorrente da tectônica transcorrente na zona transformante Sergipe-Alagoas.

9 Referências Bibliográficas

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (ANP). **Bacia de Sergipe-Alagoas.** Disponível em: http://www.brasil-rounds.gov.br/arquivos/Seminarios_R12/apresentacao/r12_08_sergipe_alagoas.pdf. Acesso em 17 de abril de 2014.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (ANP). **Bacia de Sergipe-Alagoas.** Disponível em: http://www.brasil-rounds.gov.br/arquivos/seminarios/STA_8_Bacia_de_Sergipe_Alagoas_portugues.pdf. Acesso em 16 de abril de 2014.

BLAICH, O.A; TSIKALAS, F.; FALEIDE, J.I. Northeastern Brazilian margin: Regional tectonic evolution based on integrated analysis of seismic reflection and potential field data and modelling. *Tectonophysics*, 458, p. 51-67. Elsevier, 2008.

BUENO, G.V. **Diacronismo de eventos no rifte Sul-Atlântico.** B. Geoci. Petrobrás, Rio de Janeiro, v. 12, n. 2, p. 203-229, maio/nov. 2004.

CAMPOS NETO, O.P.A., SOUZA-LIMA, W., CRUZ, F.E.G. **Bacia de Sergipe-Alagoas.** B. Geoci. Petrobrás, Rio de Janeiro, v. 15, n. 2, p. 405-415, maio/nov. 2007.

CRUZ, L.R. Caracterização tectono-estratigráfica da sequência transicional na sub-bacia de Sergipe. Universidade Federal do Rio Grande do Norte. Natal. RN. Tese nº 24/PPGG.

DAVISON, I. Geology and tectonics of the South Atlantic Brazilian salt basins. The Geological Society of London, 2007.

FEIJÓ, F.J. **Bacias de Sergipe e Alagoas.** B. Geoci. Petrobrás, Rio de Janeiro, 8(1): 149-161, jan/mar, 1994.

FREIRE, A.F.M., MILANI, E.J., BUENO, G.V., LEITE, C.M.M. Correlação de eventos tectono-magmático-deposicionais das bacias sedimentares brasileiras. Anais do 46º Congresso Brasileiro de Geologia. Santos, 2012.

GARCIA, A.J.V., ROCHA, L.M. Considerações sobre modelos diagenéticos associados a discordâncias e sua aplicação na exploração de Hidrocarbonetos na Sub-Bacia de Sergipe. 6º Congresso Brasileiro de Pesquisa e Desenvolvimento em Petróleo e Gás. ABGP, outubro de 2011.

HERRON, D.A. First Steps in Seismic Interpretation. Geophysical monograph series; no. 16. Society of Exploration Geophysicists, 2011.

MELTON, Bradley. A geological and geophysical study of the Sergipe-Alagoas basin. Texas A&M University. Texas, USA. Tese, 2008.

MILANI, E.J., BRANDÃO, J.A.S.L., ZALÁN, P.V., GAMBOA, L.A.P. Petróleo na margem continental brasileira: geologia, exploração, resultados e perspectivas. Revista Brasileira de Geofísica, Vol 18(3), 2000.

MILANI, E.J., ARAÚJO, L.M. Recursos Minerais Energéticos: Petróleo. *In*: BIZZI, L.A., SCHOBENHAUS, C., VIDOTTI, R.M., GONÇALVES, J.H. **Geologia, Tectônica e Recursos Minerais do Brasil: Texto, Mapas &SIG**. Brasília. CPRM. Serviço Geológico do Brasil, p.553-556.

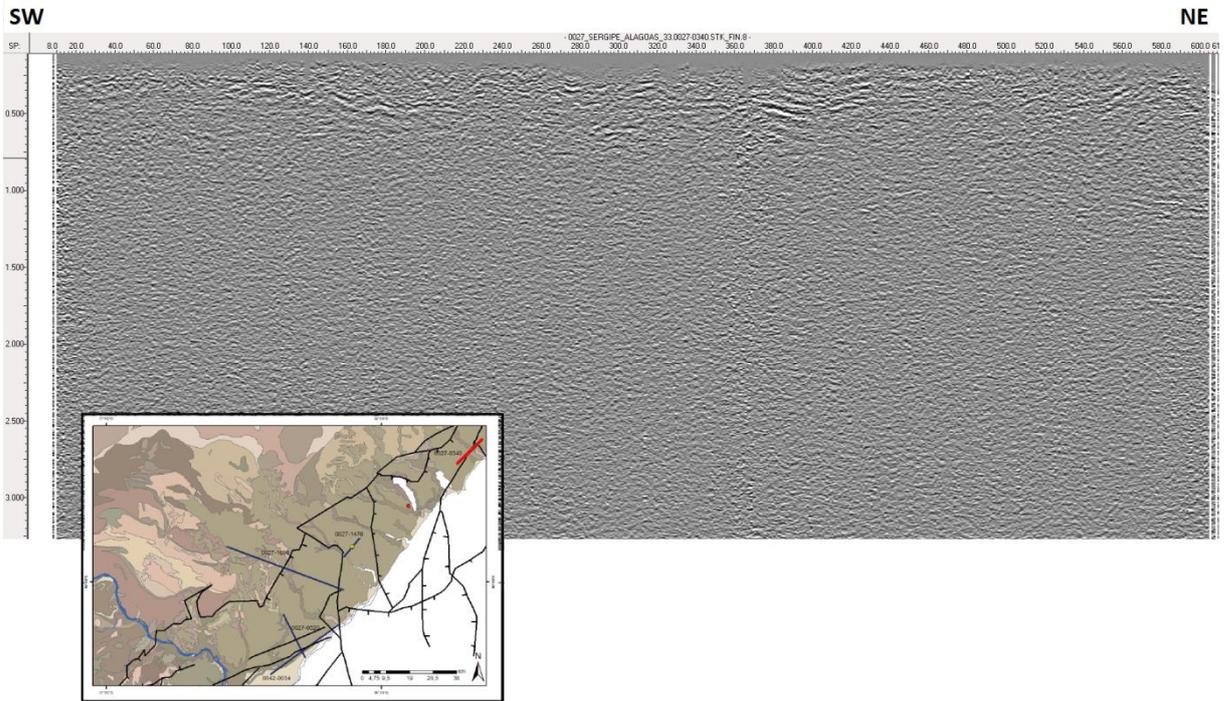
MOHRIAK, W.U. 2003. Bacias Sedimentares da Margem continental Brasileira. *In*: BIZZI, L.A., SCHOBENHAUS, C., VIDOTTI, R.M., GONÇALVES, J.H. **Geologia, Tectônica e Recursos Minerais do Brasil: Texto, Mapas &SIG**. Brasília. CPRM. Serviço Geológico do Brasil, p. 139-142.

MOHRIAK, W.U., BASSETO, M., VIEIRA, I.S. Crustal architecture and tectonic evolution of the Sergipe-Alagoas and Jacuípe basins, offshore northeastern Brazil. *Tectonophysics* 288 (1998) 199-230.

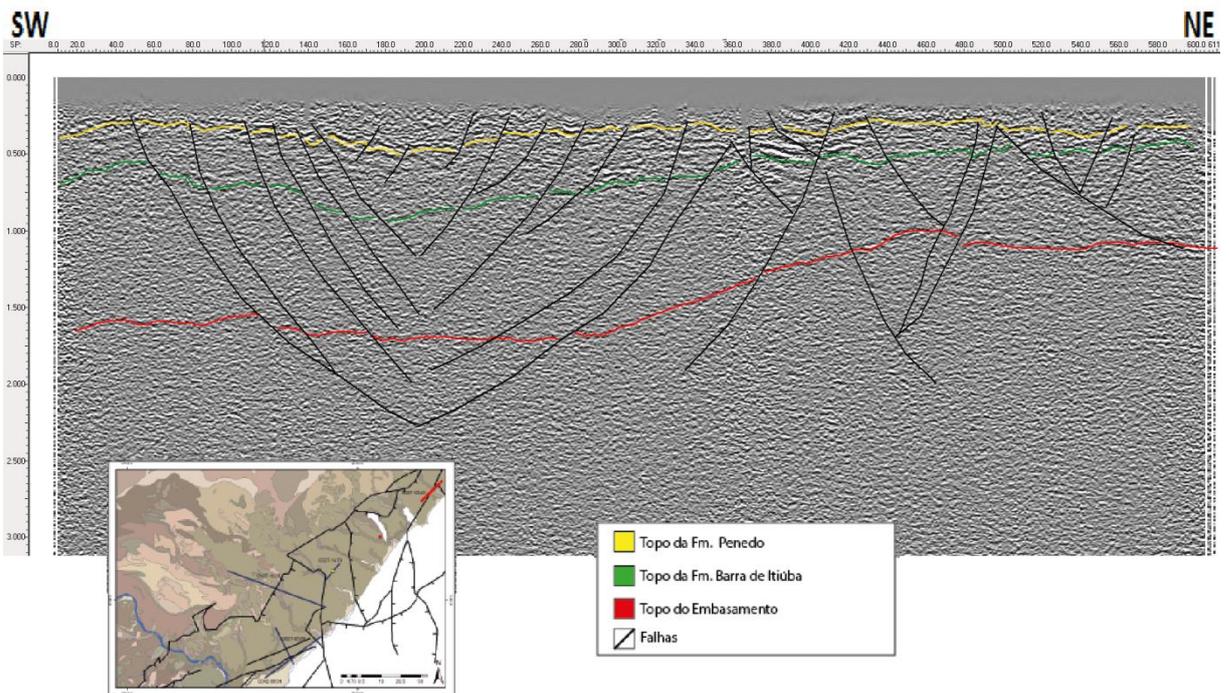
SOUZA-LIMA, W. Litoestratigrafia e evolução tectono-sedimentar da bacia de Sergipe Alagoas. *Introdução*. Fundação Paleontológica Phoenix, Ano 8, Número 89, maio 2006.

SOUZA-LIMA, W. Litoestratigrafia e evolução tectono-sedimentar da bacia de Sergipe Alagoas. *O embasamento*. Fundação Paleontológica Phoenix, Ano 8, Número 90, junho 2006.

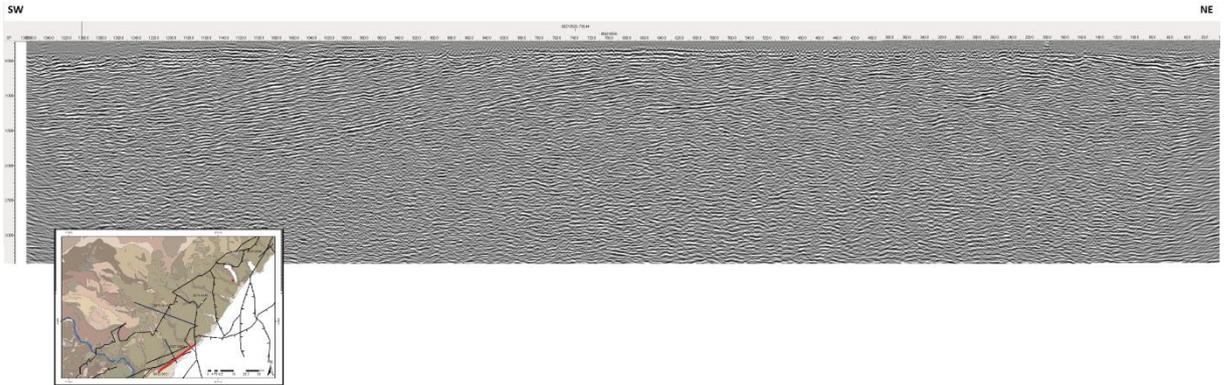
SEÇÃO SÍSMICA 0027-0340



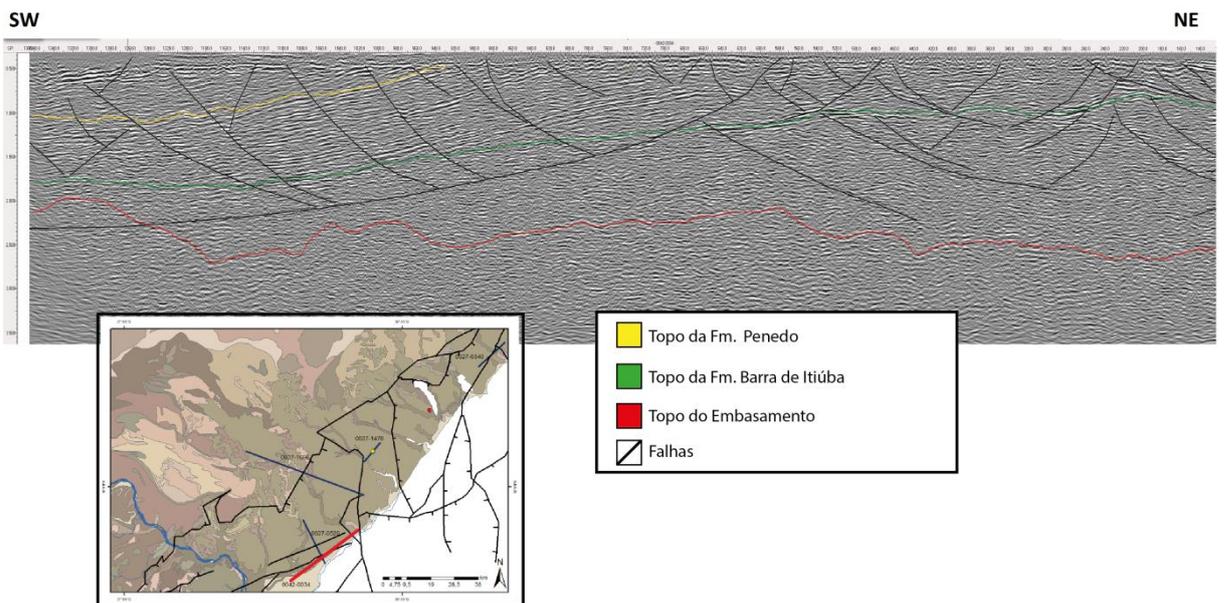
SEÇÃO SÍSMICA 0027-0340



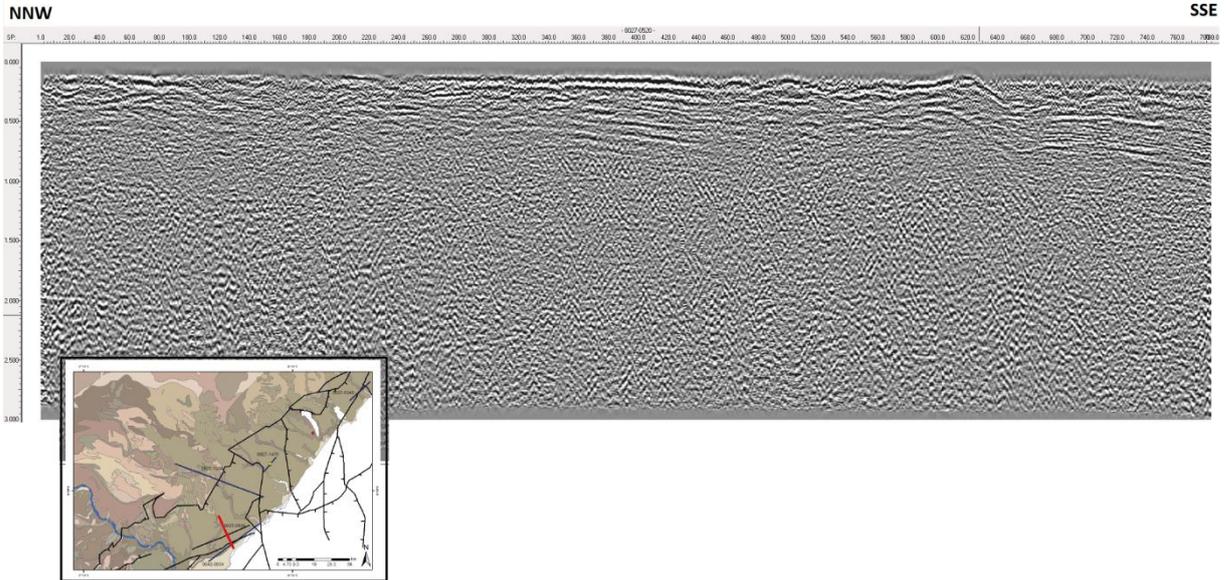
SEÇÃO SÍSMICA 0042-0034



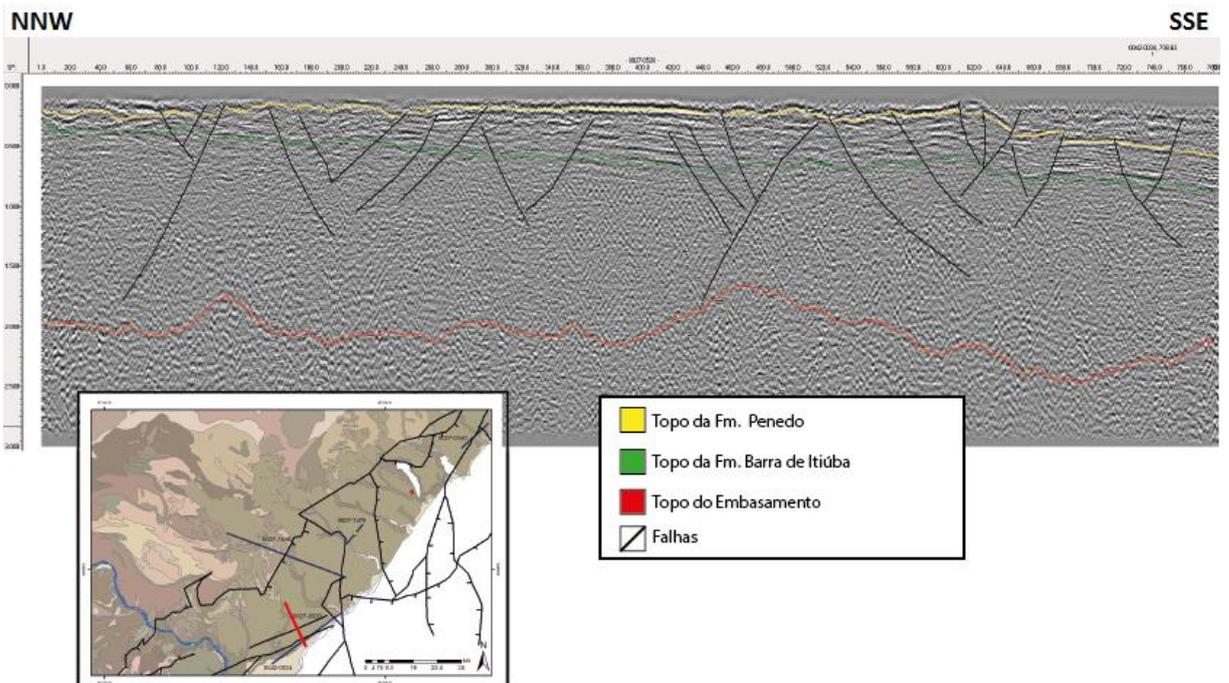
SEÇÃO SÍSMICA 0042-0034



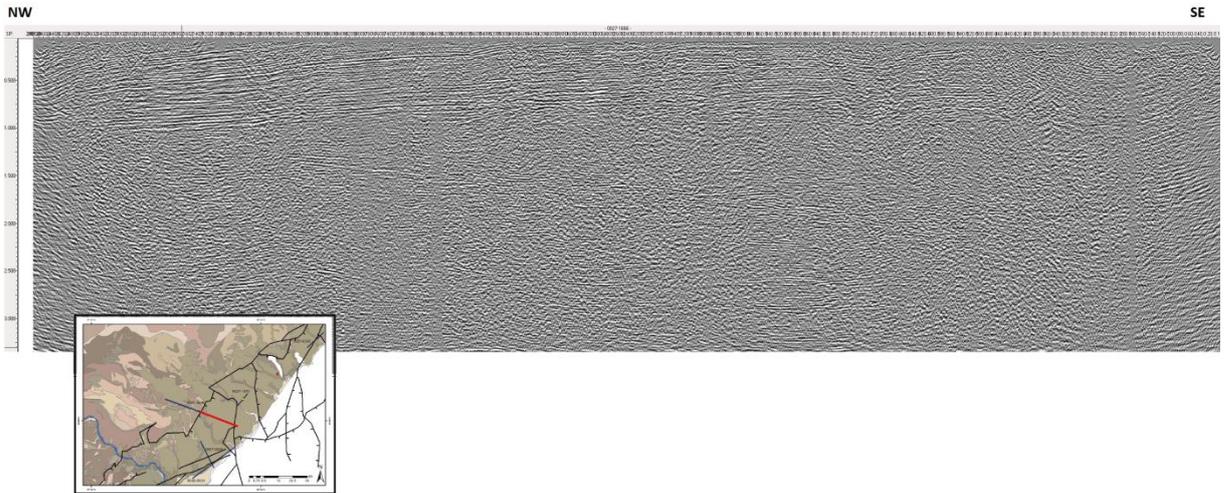
SEÇÃO SÍSMICA 0027-0520



SEÇÃO SÍSMICA 0027-0520



SEÇÃO SÍSMICA 0027-1666



SEÇÃO SÍSMICA 0027-1666

