

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

LEANDRO LAGE DE OLIVEIRA

**CARACTERIZAÇÃO DE ESTILOS TECTÔNICOS DA FASE RIFTE NA PORÇÃO
ONSHORE DA SUB-BACIA DE SERGIPE**

Niterói - RJ

2016

LEANDRO LAGE DE OLIVEIRA

**CARACTERIZAÇÃO DE ESTILOS TECTÔNICOS DA FASE RIFTE NA PORÇÃO
ONSHORE DA SUB-BACIA DE SERGIPE**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado à
Universidade Federal Fluminense como exigência
para obtenção da formação de nível superior e
título de bacharel em geofísica.

Orientador: Prof. Dr. André Luiz Ferrari

Co-orientador: Dr. Camilo Iván Ordóñez Aristizábal

Niterói - RJ

2016

O48 Oliveira, Leandro Lage de
Caracterização de estilos tectônicos da fase rifte na porção onshore da sub-bacia de Sergipe / Leandro Lage de Oliveira. – Niterói : [s.n.], 2016.
66 f.

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

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

CDD 551.136

LEANDRO LAGE DE OLIVEIRA

**CARACTERIZAÇÃO DE ESTILOS TECTÔNICOS DA FASE RIFTE NA PORÇÃO
ONSHORE DA SUB-BACIA DE SERGIPE**

Trabalho de Conclusão de Curso entregue à
Universidade Federal Fluminense como exigência
para obtenção da formação de nível superior e
título de bacharel em geofísica.

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. André Luiz Ferrari – LAGEMAR/ UFF (Orientador)

Prof. Dr. Adalberto da Silva – LAGEMAR/ UFF

Dr. Camilo Iván Ordóñez Aristizábal - PETREC (Co-orientador)

Niterói - RJ

2016

AGRADECIMENTOS

À Universidade Federal Fluminense, por ter nos dado a oportunidade de realizar este curso e ao LAGEMAR, e todo seu corpo docente, além da direção e da administração, que realizam seu trabalho com tanto amor e dedicação, trabalhando incansavelmente para que nós, alunos, possamos contar com um ensino de qualidade.

À Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP e às empresas GEOHUB e GEONUNES, pela disponibilidade dos dados necessários à realização deste projeto.

Novamente, agradeço imensamente à Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP, e em especial, primeiramente ao professor Adalberto da Silva, e posteriormente ao professor Cleverson Guizan Silva, coordenadores responsáveis pelo projeto na UFF, pelo fornecimento da bolsa de estudos disponibilizada através do PRH-11 durante o período de dois anos letivos, que foi, eu diria, essencial para o prosseguimento deste trabalho.

Agradeço também a meu professor e orientador André Luiz Ferrari pela paciência, dedicação e ensinamentos que possibilitaram que eu realizasse este trabalho. Ao meu co-orientador Camilo Iván Ordóñez Aristizábal por toda orientação e ajuda que me foram dados. E finalmente ao professor Adalberto da Silva, por aceitar fazer parte desta banca.

Meus agradecimentos a todos que direta ou indiretamente contribuíram para que isto se realizasse em especial aos amigos Lisandra Almeida, Juliana Araújo, Thiago Moreira, Umberto Paschoalin e Victor Gomes, companheiros de trabalhos e irmãos na amizade que fizeram parte da minha formação.

Por último, mas não menos importante, agradeço a toda minha família, pelo apoio, parceria, companheirismo e compreensão ao longo dessa longa caminhada. Especialmente à minhas avós Maria Magdalena Duarte de Oliveira e Yacy Yolanda Figueiredo Lage. À minha irmã, Michelle, por todo o apoio e motivação do dia-a-dia. E por fim, agradeço de forma especial à minha mãe Myrthes Coelho Lage, por ser o pilar de sustentação do lar, me apoiar incondicionalmente em minhas escolhas e não medir esforços para que eu pudesse levar meus estudos adiante.

Dedico este trabalho à minha família, pelo apoio, carinho e compreensão. Aos que não estão mais presentes, mas me servem de inspiração a cada dia. Aos meus professores, por seus ensinamentos. E a mim por manter o foco e não desistir de meus ideias.

RESUMO

O presente trabalho se constitui de uma revisão bibliográfica mostrando a evolução tectônica desde a porção sul de abertura do Atlântico Sul até a margem nordeste brasileira, com destaque para esta última parte, mais especificamente na sub-Bacia de Sergipe em sua porção *onshore*, que apresenta como característica adicional uma tectônica transcorrente, além de tão somente as falhas normais representativas da tectônica distensiva. O estilo estrutural direcional é identificado principalmente pelas estruturas em flor positivas e negativas que são geradas em função da criação de zonas de transpressão e transtração, respectivamente. A visualização de estruturas desse tipo é um ponto chave, de crucial importância para o entendimento da evolução estrutural da Bacia. A segunda etapa deste trabalho consiste do aprendizado e familiarização com o software Petrel que foi utilizado na interpretação de linhas sísmicas 2D com o auxílio de dados de poço na sub-Bacia de Sergipe, com o intuito de visualizar e entender melhor os estilos tectônicos e o comportamento estrutural da bacia. A área de estudo apresenta uma alta complexidade estrutural, é repleta de falhas e as linhas sísmicas não apresentam boa qualidade, por serem dados antigos e por serem seções sísmicas *onshore*, o que aumenta a quantidade de ruídos. A interpretação dos dados sísmicos e de poço levou a uma maior compreensão dos estilos tectônicos da sub-Bacia de Sergipe, sendo possível constatar uma componente divergente do rifteamento de margem passiva, a presença de um tectonismo transcorrente que pode ser associado à microplaca de Sergipe.

Palavras-chave: Estilos Tectônicos | Sub-Bacia de Sergipe | Estruturas em Flor | Microplaca Sergipe | Tectônica Transcorrente.

ABSTRACT

The first section of this work shows the evolution since the portion South of the South Atlantic opening until the Northeast Brazilian margin, with emphasis on the latter part, more specifically on the Subbasin of Sergipe, which presents as additional feature a strike-slip tectonics, besides only normal faults that are representative of extensional stress field. The directional structural style is identified mainly by positive and negative flower structures that are generated due to the creation of areas of transpression and transtraction, respectively. Visualization of structures of this type is a key point, of crucial importance for understanding of the structural evolution of the Basin. The second part of this work consists of learning and familiarization with the Petrel software to do the interpretation of 2D seismic lines with the aid of well data from the Subbasin of Sergipe, in order to visualize and better understand the tectonic styles and the structural behavior of the basin. The area has a highly complex structure, with many faults and the seismic lines do not have good quality, because it is an old dataset and they are from the offshore portion of the Basin, which increases the amount of noise. The seismic and well log data interpretation led to a better understanding of the tectonic styles of the Subbasin of Sergipe being possible to observe divergent components on the passive margin and the presence of a transcurrent tectonics that may be associated with microplate Sergipe.

Keywords: Tectonic Styles | Subbasin of Sergipe | Flower Structures | Sergipe Microplate | Strike-slip Tectonics.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Localização da Bacia de Sergipe-Alagoas, dentre as demais bacias sedimentares brasileiras.....	1
Figura 2 – Mapa geológico regional da margem nordeste do Brasil.....	4
Figura 3 – Delimitação da Bacia de Sergipe-Alagoas nos domínios <i>onshore</i> e <i>offshore</i>	5
Figura 4 – Carta cronoestratigráfica correlacionando os andares locais, segundo Arai <i>et al.</i> (1989), com os da coluna padrão.....	7
Figura 5 – Variações de largura no Rifte Sul – Atlântico associadas aos regimes de rifte ativo (margem sul-sudeste) e passivo (margem nordeste).....	8
Figura 6 – Esquema representativo do desenvolvimento dos grábens <i>en échelon</i> , onde em A e B se verifica um processo de rifteamento distensional, enquanto em C, evidencia-se transpressão ao norte e distensão ao sul.....	10
Figura 7 – Destaque para presenças dos SDR (violeta) presentes no rifteamento Albiano (cinza).....	11
Figura 8 – Destaque para o rifteamento Albiano na porção distal da Bacia Sergipe-Alagoas ocasionando reativação de falhas com ocorrência de SDRs.....	12
Figura 9 – Esquema mostrando a correlação cronoestratigráfica entre margens proximal e distal do nordeste brasileiro. Rifteamento magmático Albiano marinho ocorreu apenas na porção distal, gerando os SDR e reativando antigas dobras e falhas proximais.....	13
Figura 10 – Figura 10 – Modelo estrutural proposto por Castro Jr. (1987 <i>apud</i> Cruz, 2008), com enfoque no perfil C-C', que relaciona o rifteamento da margem nordeste a processos puramente distensionais (conforme modelo de cisalhamento simples de Wernicke, 1981, 1985 <i>apud</i> Cruz, 2008). Pouco mais abaixo, perfil sísmico D-D', referente à margem oeste africana e em B, evidencia da similaridade com margem leste africana.....	14
Figura 11 - Carta cronoestratigráfica da sub-Bacia de Sergipe.....	17

Figura 12 – Carta estratigráfica da Sub-Bacia de Sergipe.....	18
Figura 13 – Carta cronoestratigráfica da sub-Bacia de Alagoas.....	19
Figura 14 – Carta estratigráfica da sub-Bacia de Sergipe.....	20
Figura 15 – Fase Pré-Rifte destacando Grupos Igreja Nova e Perucaba.....	22
Figura 16 – Fase Rifte e Pós-Rifte representada pelo Grupo Coruripe.....	22
Figura 17 – Fase drifte englobando Grupo Sergipe e Grupo Piaçabuçu.....	25
Figura 18 – Províncias petrolíferas brasileiras de maiores produções.....	27
Figura 19 – Carta estratigráfica da Bacia Sergipe-Alagoas com elementos dos sistemas petrolíferos associados.....	32
Figura 20 – Seção geológica esquemática do Campo de Carmópolis, com reservatórios no embasamento fraturado e nos conglomerados (Fm. Muribeca) indicados.....	33
Figura 21 – Seção geológica do Campo de Pilar, complexo padrão de falhamentos, com uma série de blocos isolados hidráulicamente. Óleo trapeado nas formações Coqueiro Seco e Penedo.....	34
Figura 22 – Mapa de localização das seis linhas sísmicas 2D na sub-Bacia de Sergipe.....	36
Figura 23 – Poço 1FCO-0001-SE, em profundidade TVD, com todos os topos marcados e com o perfil de densidade sintético adicionado.....	38
Figura 24 – Seção sísmica 0057-0161 <i>dip</i> de direção NW-SE, em TWT (<i>ms</i>), antes da interpretação.....	40
Figura 25 – Seção sísmica 0057-0161 <i>dip</i> de direção NW-SE, em TWT (<i>ms</i>), interpretada.....	40
Figura 26 – Seção sísmica 0027-1395 <i>dip</i> , de direção NW-SE, em TWT (<i>ms</i>), antes da interpretação.....	42
Figura 27 – Seção sísmica 0027-1395 <i>dip</i> , de direção NW-SE, em TWT (<i>ms</i>), interpretada.....	42

Figura 28 – Seção sísmica 0027-1515 <i>dip</i> , em TWT (<i>ms</i>), de direção NW-SE, com o poço 1FCO-0001-SE antes da interpretação.....	44
Figura 29 – Seção sísmica 0027-1515 <i>dip</i> , em TWT (<i>ms</i>), de direção NW-SE, interpretada, com poço 1FCO-0001-SE adicionado.....	44
Figura 30 – Seção sísmica 0027-1524 <i>strike</i> , de direção SW-NE, em TWT (<i>ms</i>), antes da interpretação.....	46
Figura 31 – Seção sísmica 0027-1524 <i>strike</i> , de direção SW-NE, em TWT (<i>ms</i>), interpretada.....	46
Figura 32 – Seção sísmica 0042-0087 <i>strike</i> , de direção SW-NE, em TWT (<i>ms</i>), antes da interpretação.....	48
Figura 33 – Seção sísmica 0042-0087 <i>strike</i> , de direção SW-NE, em TWT (<i>ms</i>), interpretada.....	48
Figura 34 – Seção sísmica 0027-1788, de direção E-W, em TWT (<i>ms</i>), antes da interpretação.....	50
Figura 35 – Seção sísmica 0027-1788, de direção E-W, em TWT (<i>ms</i>), interpretada.....	50

SUMÁRIO

AGRADECIMENTOS	IV
DEDICATÓRIA	V
RESUMO	VI
ABSTRACT	VII
LISTA DE FIGURAS	VIII
1. INTRODUÇÃO	1
2. OBJETIVOS	3
3. CONTEXTO GEOLÓGICO	4
3.1. Geologia regional	4
3.2. Geologia local	5
3.2.1. EVOLUÇÃO TECTÔNICA	5
3.2.2. LITOESTRATIGRAFIA	15
4. SISTEMAS PETROLÍFEROS	26
4.1. Introdução ao conceito de sistemas petrolíferos	26
4.2. Elementos dos sistemas petrolíferos	27
4.2.1. ROCHAS GERADORAS	27
4.2.2. MIGRAÇÃO	28
4.2.3. TRAPAS	28
4.2.4. ROCHAS RESERVATÓRIO	29
4.2.5. ROCHAS SELANTES	30
4.2.6. SINCRONISMO	30
4.2. Sistemas petrolíferos da Bacia Sergipe-Alagoas	30
5. MATERIAIS E MÉTODOS	35
6. RESULTADOS	37
6.1. Análise do poço	37
6.2. Interpretação das seções sísmicas	39
7. ANÁLISE E DISCUSSÃO DOS RESULTADOS	52

8. CONCLUSÕES	53
REFERÊNCIAS	54

1. INTRODUÇÃO

A Bacia de Sergipe-Alagoas está localizada na margem nordeste do Brasil (Figura 1), cobrindo uma área de aproximadamente 13 mil km² em terra e de 35 mil km² no mar (Bizzi *et al.* 2003; Milani *et al.* 2001). Dentre as bacias da margem brasileira, esta é a que registra a mais completa sucessão estratigráfica, é também uma das tradicionais produtoras de petróleo do país e, juntamente com a Bacia do Recôncavo, escreveu as primeiras páginas na história brasileira da geologia do petróleo (Milani *et al.* 2001), com a descoberta em 1963 de seu maior campo, Campo de Carmópolis, com 268 milhões de metros cúbicos de óleo original *in situ*.

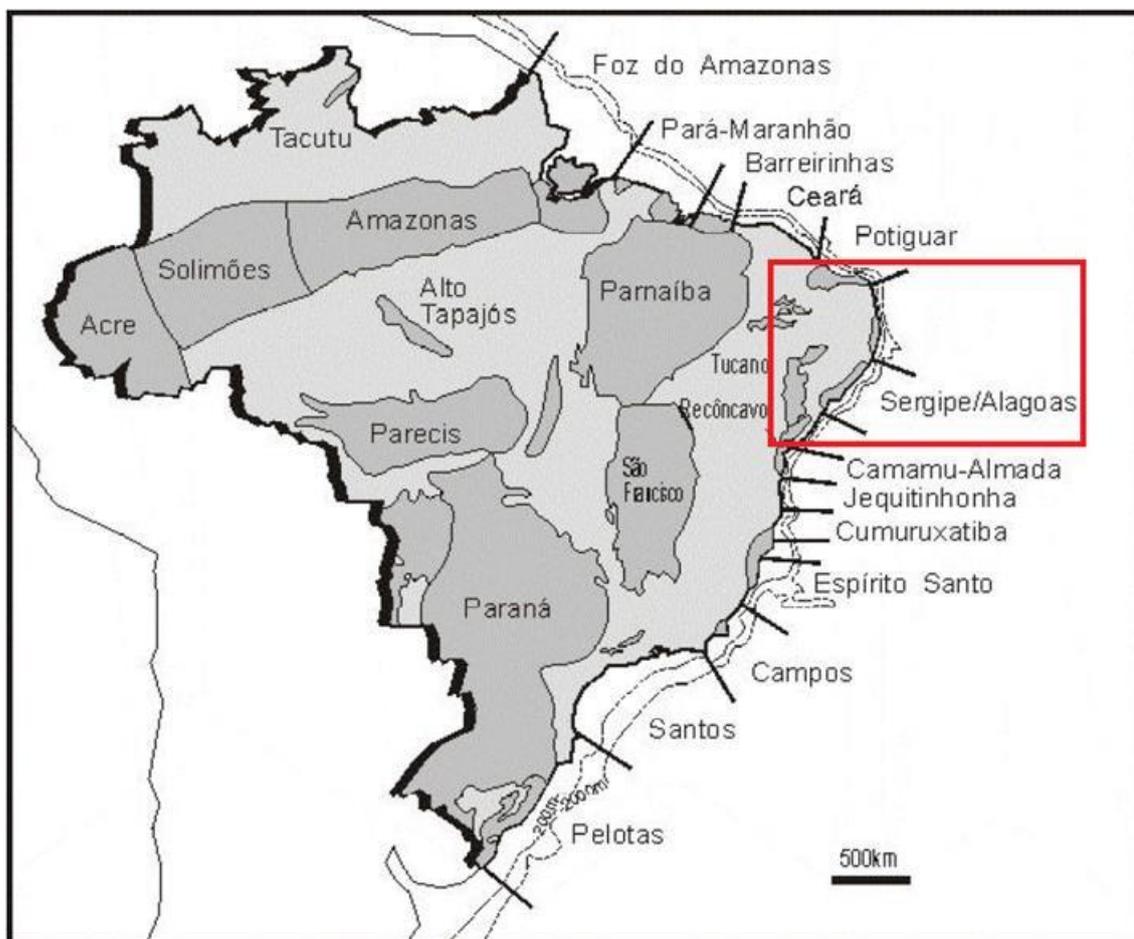


Figura 1 – Localização da Bacia de Sergipe-Alagoas, dentre as demais bacias sedimentares brasileiras (Fonte: Modificado de Milani *et al.* 2001).

A origem da bacia em sua configuração atual, de bacia de margem continental passiva, se deu a partir do rifteamento das placas Sul-Americana e Africana, datando do Eocretáceo (~140 Ma) e possui como principais estruturas

falhas de direção SSW-NNE com rejeitos verticais de até 5 km, *horsts* alongados limitados pelas falhas normais (Alto de Penedo), anticlinais, falhas direcionais e falhas lístricas relacionadas à tectônica do sal (ANP – Décima Rodada de Licitações da Bacia Sergipe-Alagoas).

2. OBJETIVOS

O presente estudo se propõe a reinterpretar linhas sísmicas 2D com o auxílio de perfis de poço na porção proximal da sub-Bacia de Sergipe visando caracterizar a geometria das falhas rifte, especialmente as de direção NE, interpretadas tanto como direcionais como normais. A eventual presença de estruturas em flor de direção NE poderia evidenciar que houve uma atuação de tectônica transcorrente na fase de rifteamento Eocretácea, a visualização de estruturas desse tipo é um ponto chave, de crucial importância para o entendimento da evolução estrutural da Bacia, e o caráter normal identificado por Cruz (2008) poderia representar a reativação destas falhas em um momento distinto.

3. CONTEXTO GEOLÓGICO

3.1. Geologia regional

A bacia possui orientação NNE-SSW, se caracterizando como um rifte assimétrico, sendo limitada ao norte pela Bacia Pernambuco-Paraíba (Alto de Maragogi), e ao sul, na porção emersa pela Plataforma de Estância e pela Bacia de Jacuípe (sistema de falhas de Vaza-Barris) na porção submersa. Embora haja uma subdivisão na parte emersa da Bacia, nas duas sub-Bacias, Sergipe e Alagoas (Figura 2), pelo alto de Jabotã-Penedo, nas imediações do Rio São Francisco, alguns autores não veem razão para tal, uma vez que na parte marítima não há estruturas que demarquem essa divisão (Bizzi *et al.* 2003). Na Figura 3 se pode ver a localização da Bacia SE-AL bem como suas delimitações tanto no domínio *onshore* como *offshore*.

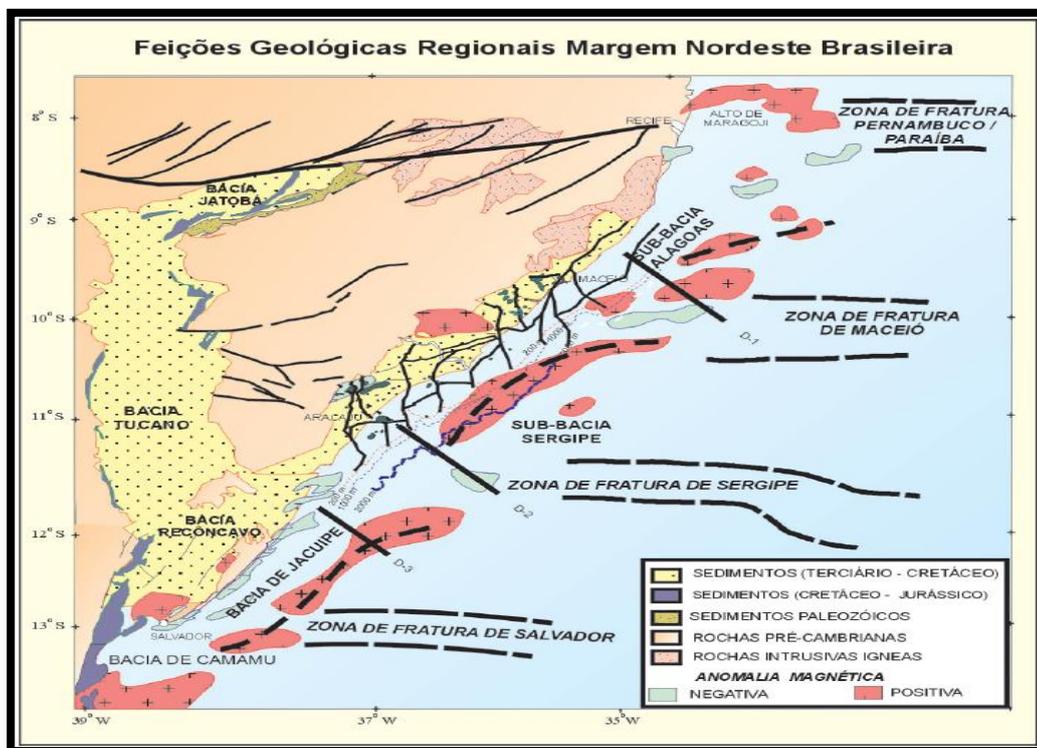


Figura 2 – Mapa geológico regional da margem nordeste do Brasil (Fonte: Bizzi *et al.* 2003).

atuais deste magmatismo o colocam no intervalo entre 134.5-131.5 Ma (Janasi *et al.* 2011). Por outro lado, Zalán *et al.* (2009), baseando-se na sísmica ultra profunda, incluem as bacias de Santos, Campos e Espírito Santo como riftes passivos, pobres em magma e hiperdistendidos.

Pela análise da margem continental do nordeste brasileiro, não é constatada a ocorrência de um arqueamento crustal na fase pré-rifte das bacias, mas sim o contrário, é observado um lento processo de afundamento da região, caracterizando um processo de rifteamento passivo (Bueno, 2004).

A ação pontual do *Hot Spot* Tristão da Cunha, na porção mais ao sul da margem continental brasileira, gerou uma diferença de comportamento entre as margens norte e sul do Brasil, sendo a porção mais ao norte caracterizada por uma crosta rúptil relacionada ao modelo de rifte passivo, enquanto que a porção mais ao sul, sob a influência da pluma, é marcada por características dúcteis. Esta variação dos regimes tectônicos, também parece ter influenciado a variação da largura do rifte ao longo de seu trajeto, onde as máximas extensões estão localizadas nas bacias de Santos e Campos (~500 km), enquanto as mínimas extensões são da ordem de 70 km, no Sistema de Riftes Recôncavo-Tucano-Jatobá (Figura 5).

Almeida & Carneiro (2004) consideram que a separação total de Brasil e África data do Neoturoniano/Eoconiaciano entre 89,5-88 Ma, entretanto, a hipótese mais aceita considera a separação em um intervalo entre o final do Aptiano (Andar Alagoas) e o final do Albiano (i.e. 112-100 Ma). Para Ponte *et al* (1978), por exemplo, a formação do Oceano Atlântico, com todo o processo de ruptura concluído, teria ocorrido no final do Aptiano, já para Dias-Britto (1987) a abertura final teria ocorrido somente a partir do Neo-Albiano, visto que de acordo com registros fósseis e paleoecológicos desta mesma seção de várias bacias, se constatou uma normalização da salinidade entre as porções norte e sul do Atlântico, corroborando para uma conexão efetiva entre as águas das duas porções (Figura 6)(Cruz, 2008). A Figura 4 relaciona os andares locais aos da coluna cronoestratigráfica internacional.

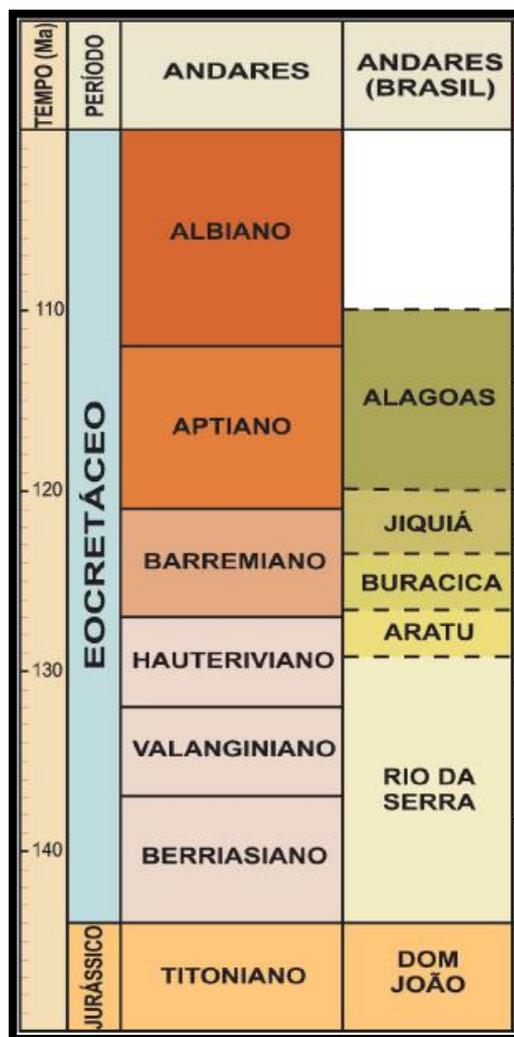


Figura 4 – Carta cronoestratigráfica correlacionando os andares locais, segundo Arai *et al.* (1989), com os da coluna padrão (Grandstein *et al.* 1995) (Fonte: Modificado de Bueno, 2004).

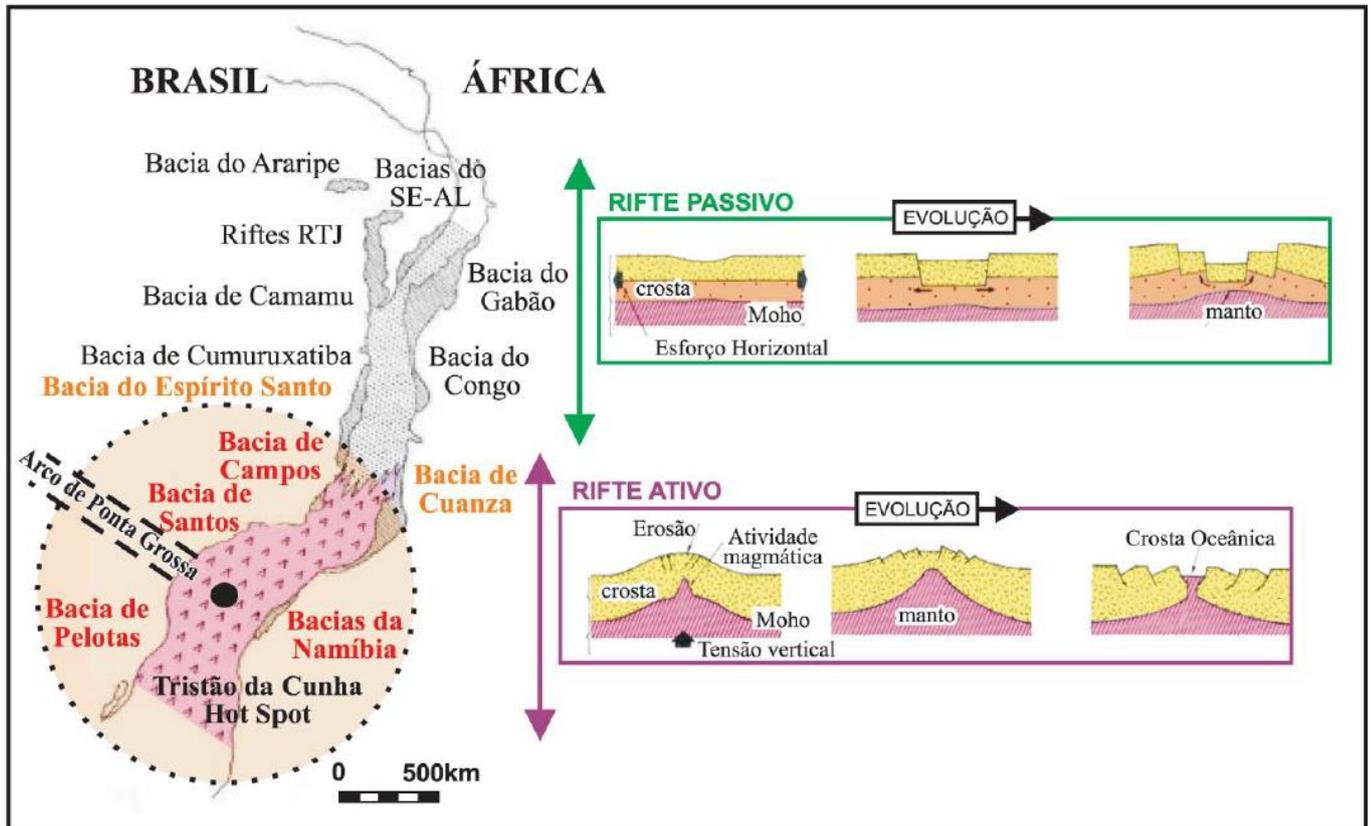


Figura 5 – Variações de largura no Rifte Sul-Atlântico associadas aos regimes de rifte ativo (margem sul-sudeste) e passivo (margem nordeste) (Fonte: Bueno, 2004).

O rifteamento distensivo do Atlântico Sul, na altura das bacias do Recôncavo, Tucano e Jatobá, foi interrompido pela zona de cisalhamento Pernambuco – Ibimirim. Este anteparo reológico foi o responsável por gerar a zona transformante Sergipe – Alagoas, e por consequência o aulacógeno Recôncavo – Tucano – Jatobá. Na Figura 2 é possível uma boa visualização do rifte abortado Recôncavo – Tucano – Jatobá, assim como das delineações da Microplaca Sergipe (Bueno, 2004).

No Andar Aratu, a elevada taxa de subsidência/deposição sedimentar do Andar Rio da Serra sofreu uma intensa diminuição, refletindo a passagem de um ambiente de alto tectonismo para um ambiente tectonicamente estável (Bueno, 2004). No outro lado da Microplaca, por sua vez, ocorreu intenso tectonismo (Hauteriviano), em resposta à rotação da Microplaca Sergipe, ocorrendo uma sequência de grábens (Milani *et al.* 2000). Em áreas hipersubidentes como essa, são comuns depósitos sedimentares turbidílicos, cunhas conglomeráticas,

argilocinese e falhas de crescimento, característicos de um ciclo deposicional sintectônico (Ghigone, 1972 *apud* Bueno, 2004).

Alguns autores consideram a formação das estruturas em duas fases tectônicas diacrônicas, sendo a primeira associada a um regime de transcorrência (modelo de cisalhamento simples), em decorrência do deslocamento horizontal entre a Microplaca Sergipana e a Placa Africana, que gerou uma zona NE transtracional sinistral, com principais eixos de tensão σ_1 de orientação N-S e σ_3 , E-W, que por sua vez, formaram as falhas predominantemente direcionais de orientação NE, e as falhas normais de direção N-S, gerando estruturas de semi-gráben *en échelon* (Figura 6A e B) (Lana, 1985; Lana e Milani, 1986 *apud* Cruz, 2008).

Já a segunda fase seria relacionada à reativação de falhas NE, em caráter normal, geradas por um regime distensional NW-SE, no Andar Alagoas, e cujos esforços seriam σ_3 , NW-SE e σ_1 , vertical (Figura 6C). As falhas da Linha de Charneira Alagoas foram definidas nessa fase, com espessura sedimentar de até 5000m a Leste da linha (Falkenhein *et al.* 1986; Lana 1990 *apud* Cruz, 2008), controlando a sedimentação correspondente ao intervalo das formações Coqueiro Seco, Maceió e Muribeca (Cruz, 2008).

Na sub-Bacia de Alagoas, um regime transpressional ocorreu na porção mais a oeste na chamada Falha de Alagoas Mar, o que acarretou em soerguimento e consequente erosão (Lana, 1985 *apud* Cruz, 2008) (Figura 6C).

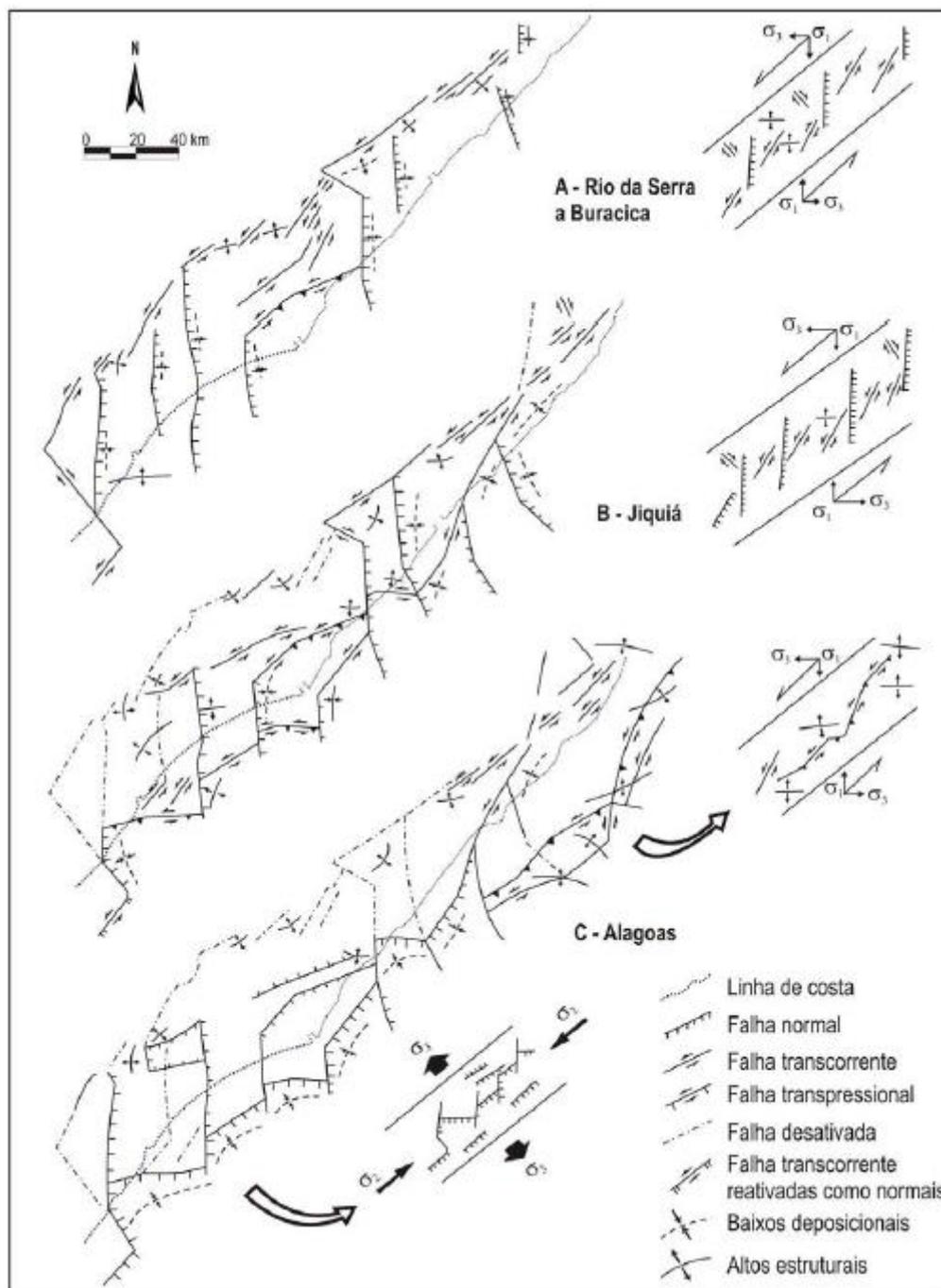


Figura 6 – Esquema representativo do desenvolvimento dos grábens *en échelon*, onde em A e B se verifica um processo de rifteamento distensional, enquanto em C, evidencia-se transpressão ao norte e distensão ao sul (Fonte: Lana, 1985 *apud* Cruz, 2008).

Caixeta *et al.* (2014), a partir da interpretação de linhas sísmicas ultra profundas, identificaram uma fase rifte distal de idade Albiana. Esta fase, acompanhada de magmatismo basáltico alcalino com idade Ar/Ar de aproximadamente 104 Ma, tanto na forma de vulcânicas basálticas, que constituem SDR, como de intrusivas (Figura 7), afetou o sal e foi atribuída por esses autores como resultado de uma hiperdistensão da porção distal da bacia (Figura 8). Um

esquema cronoestratigráfico correlacionando os eventos tectônicos das porções proximal e distal da Bacia de Sergipe-Alagoas pode ser visto na Figura 9.

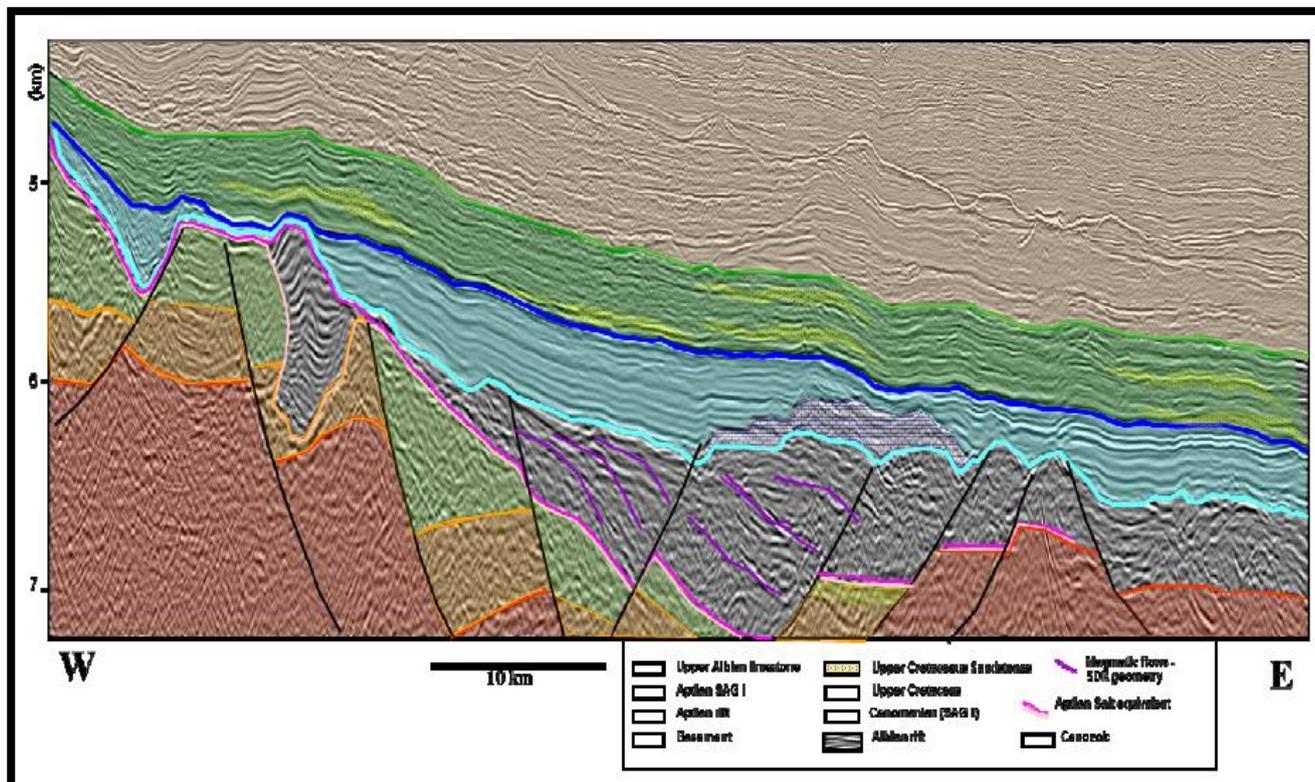


Figura 7 – Destaque para presenças dos SDR (violeta) presentes no rifteamento Albiano (cinza) (Caixeta *et al.* 2014).

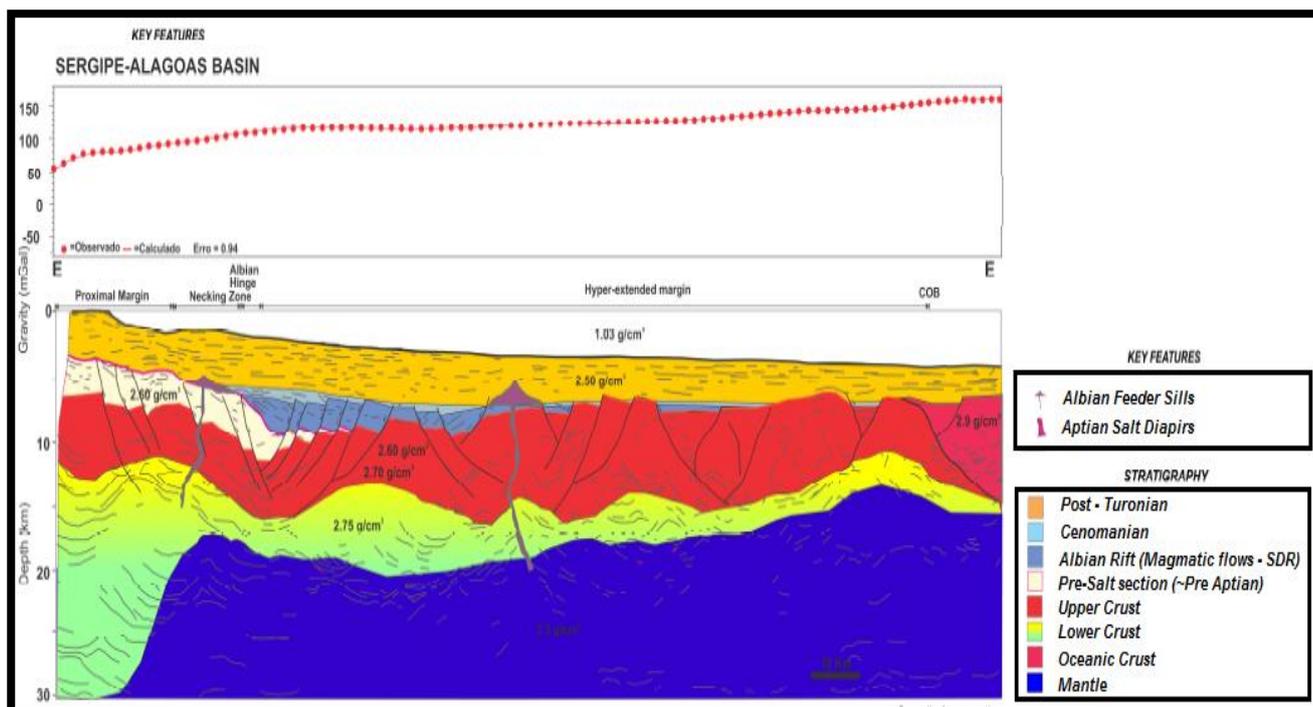


Figura 8 – Destaque para o rifteamento Albiano na porção distal da Bacia Sergipe-Alagoas ocasionando reativação de falhas com ocorrência de SDRs (Caixeta *et al.* 2014).

seriam falhas normais enraizadas em superfícies de descolamento de baixo ângulo e de escala crustal, como pode ser visto na Figura 10.

De acordo com a Figura 10, Castro Jr. (1987, *apud* Cruz 2008) compara este caso ao Rifte Gregory na margem leste africana.

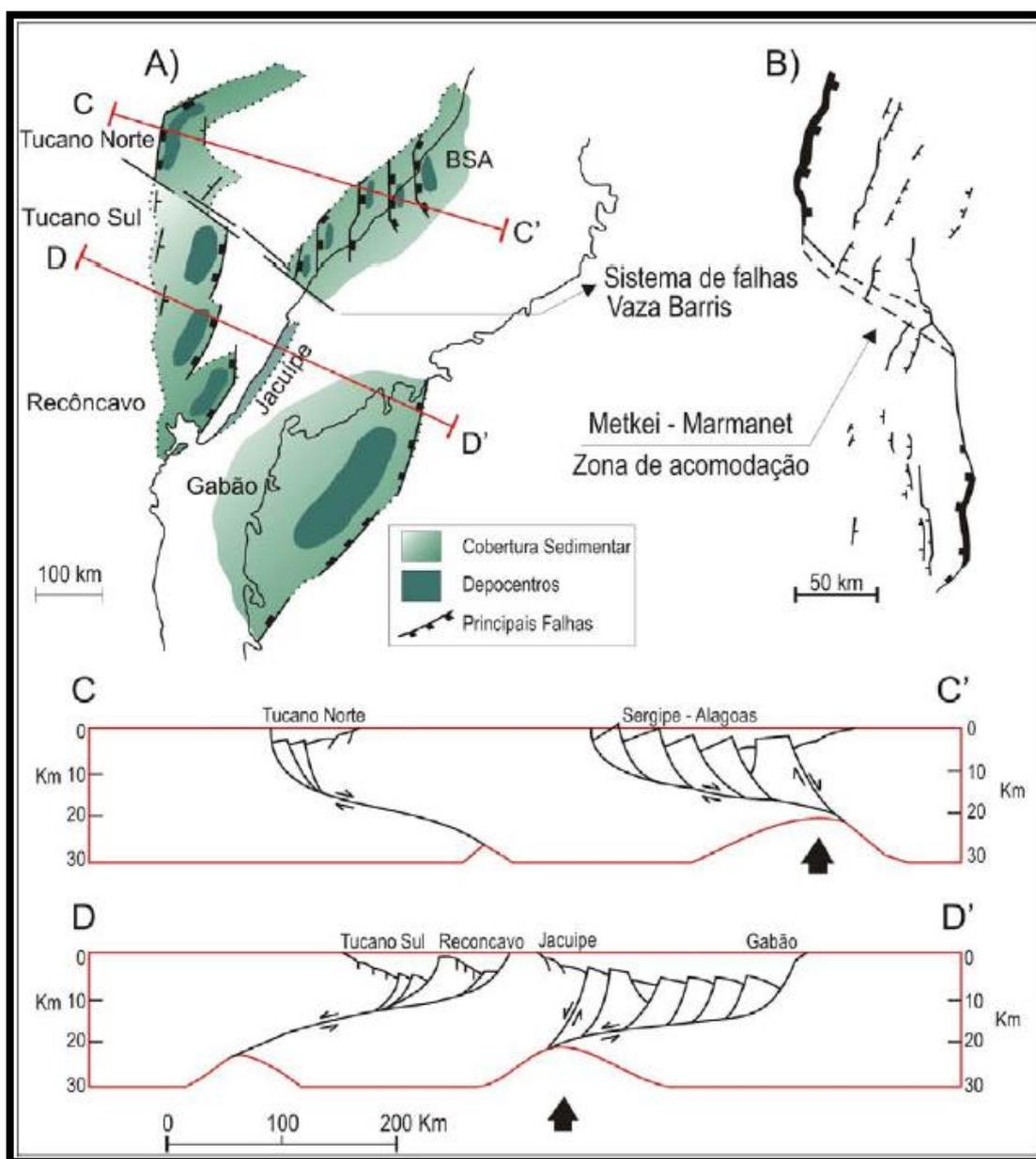


Figura 10 – Modelo estrutural proposto por Castro Jr. (1987 *apud* Cruz, 2008), com enfoque no perfil C-C', que relaciona o rifteamento da margem nordeste a processos puramente distensionais (conforme modelo de cisalhamento simples de Wernicke, 1981, 1985 *apud* Cruz, 2008). Pouco mais abaixo, perfil sísmico D-D', referente à margem oeste africana e em B, indicação da zona de acomodação gerada entre as margens leste africana e oeste brasileira, como proposto por Bosworth *et al.* (1986 *apud* Cruz, 2008).

3.2.2. LITOESTRATIGRAFIA

O embasamento da Sub-Bacia de Sergipe é formado pelas rochas metamórficas proterozóicas formadas sob baixa temperatura e pressão e pertencentes aos grupos Miaba e Vaza-Barris com a presença também de metassedimentos do Grupo Estância, provavelmente datada do cambriano, que foram depositados por sistemas alúvio-fluviais, deltaicos e de marés. Já o embasamento da sub-Bacia de Alagoas é formado por rochas graníticas, também proterozóicas do maciço Pernambuco-Alagoas (Moraes Rego, 1933; Silva *et al.* 1978 *apud* Campos Neto *et al.* 2007).

Como já dito anteriormente, esta é a bacia da margem continental brasileira que apresenta uma das sucessões estratigráficas mais completas sendo reconhecidas quatro megassequências com diferentes fases de desenvolvimento tectono-sedimentar (pré-rifte, *sin-rifte*, transicional e pós-rifte; Cainelli e Mohriak, 1998). Entretanto, Ponte e Asmus (1976) definem uma fase de sinéclise anterior, separada da fase pré-rifte, e uma fase transicional incorporada à fase *sin-rifte*. Campos Neto *et al.* (2007) subdividem as fases de evolução tectônica da Bacia de Sergipe-Alagoas nas fases sinéclise, pré-rifte e rifte (com início no andar Aratu, a cerca de 140 Ma).

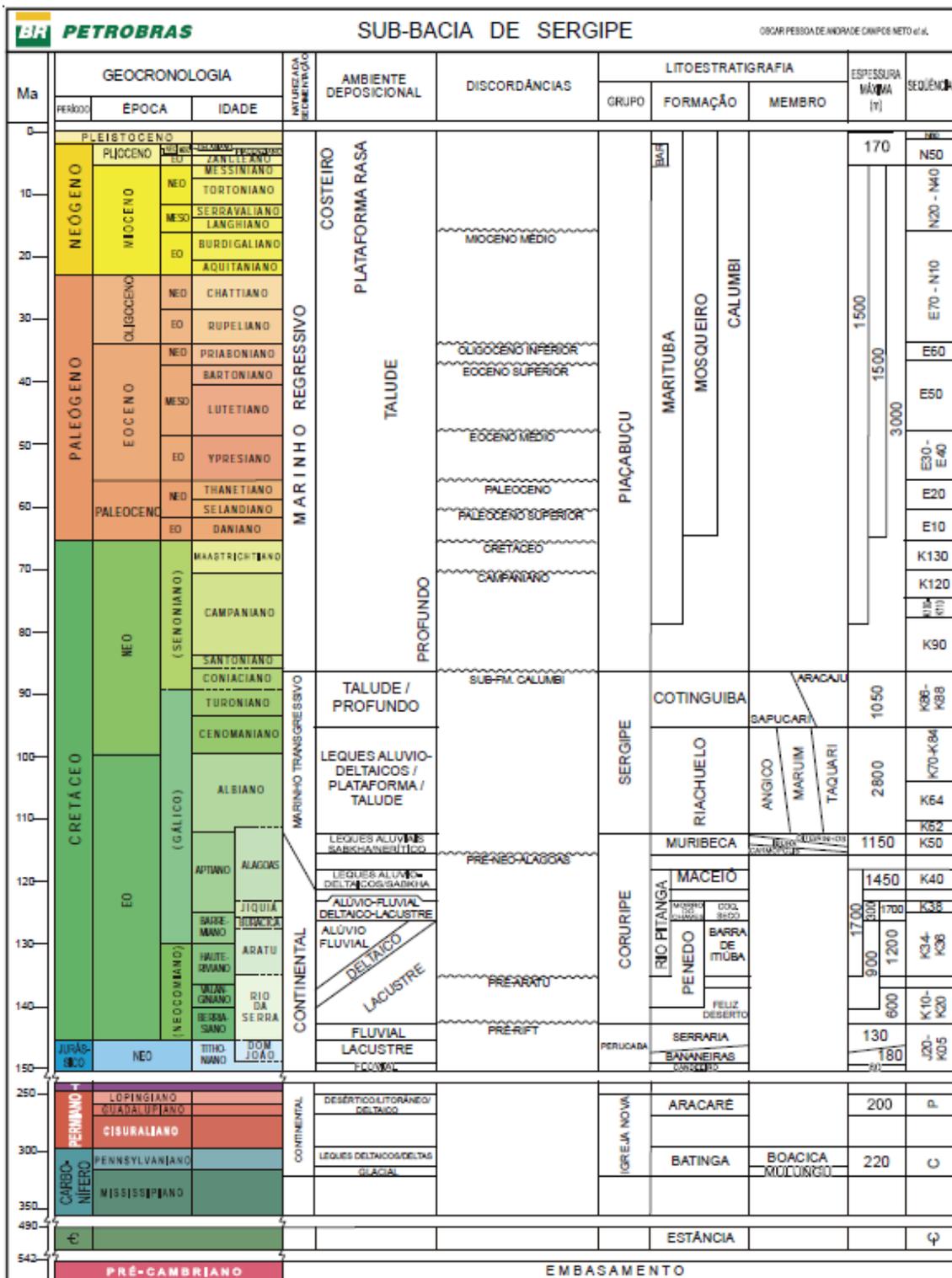
Com relação à sedimentação intracratônica, foram depositadas a Sequência Carbonífera, representada pela Formação Batinga, e, em seguida, a Sequência Permiana, representada pela Formação Aracaré. As rochas siliciclásticas da Formação Batinga depositaram-se em ambiente glacial subaquoso, enquanto a Formação Aracaré foi depositada em ambientes desértico, litorâneo e deltaico. Essas sequências representam o registro sedimentar da sinéclise ocorrida no Paleozóico no paleocontinente Gondwana, onde se percebe a alternância de um clima glacial para desértico (Campos Neto *et al.* 2007).

Ainda de acordo com Campos Neto *et al.* 2007, a megassequência pré-rifte engloba a fase de sinéclise Paleozóica bem como dos períodos posteriores. Incluem rochas cambrianas (Formação Estância), depósitos glaciais do Carbonífero (Formação Batinga) e depósitos de sabkha costeira do Permiano (Formação

Aracaré), como mencionado acima, e sedimentos flúvio-lacustrinos do Neojurássico/Eocretáceo (Formações Candeeiros, Bananeiras, Serraria e Barra de Itiúba).

A primeira parte da fase *sin-rifte*, denominada *sin-rifte* I, ocorreu entre o Neocomiano e o Barremiano, cujas formações são Fm. Rio Pitanga, Fm Penedo e Fm. Barra de Itiúba, representadas por sedimentação siliciclástica. A fase *sin-rifte* II corresponde à megassequência transicional, que vai do Barremiano ao Aptiano, e é localmente afetada por falhamentos, e inclui as Formações Poção, Coqueiro Seco e Maceió. Esta fase é marcada pelas primeiras incursões marinhas, datadas do Aptiano que são as sequências evaporíticas dos Membros Paripuera e Ibura, da Formação Muribeca (Feijó, 1994 *apud* Bizzi *et al.* 2003).

A megassequência pós-rifte ou marinha é caracterizada por subsidência térmica, pelo resfriamento e conseqüente aumento de densidade da crosta, que se iniciou no Albiano, acompanhada de uma plataforma carbonática (Formação Riachuelo), propiciada pelo sistema de mar raso implantado. Ocorreu uma fase marinha transgressiva, resultando na deposição, entre o Albiano e o Santoniano, de três faixas de sedimentos diferenciadas englobadas pela Formação Riachuelo, com arenitos proximais, carbonatos de plataforma e folhelhos distais (Membro Taquari e Aracaju; Feijó, 1994 *apud* Bizzi *et al.* 2003). Após essa fase transgressiva se iniciou uma fase de forte regressão, que durou desde o Campaniano até o Recente, onde as Formações Mosqueiro (carbonatos) e Marituba (siliciclásticos), de maior energia, passaram a recobrir a Formação Calumbi, de menor energia, e então se estabeleceu um sistema de plataforma/talude/bacia profunda. Na parte terrestre da Bacia, todas as megassequências foram recobertas por sedimentos continentais da Formação Barreiras (Bizzi *et al.* 2003). Seguem abaixo as cartas geocronológicas associadas à litoestratigrafia (Figuras 11 e 13), respectivamente, assim como as cartas estratigráficas (Figuras 12 e 14) das sub-Bacias de Sergipe e Alagoas.



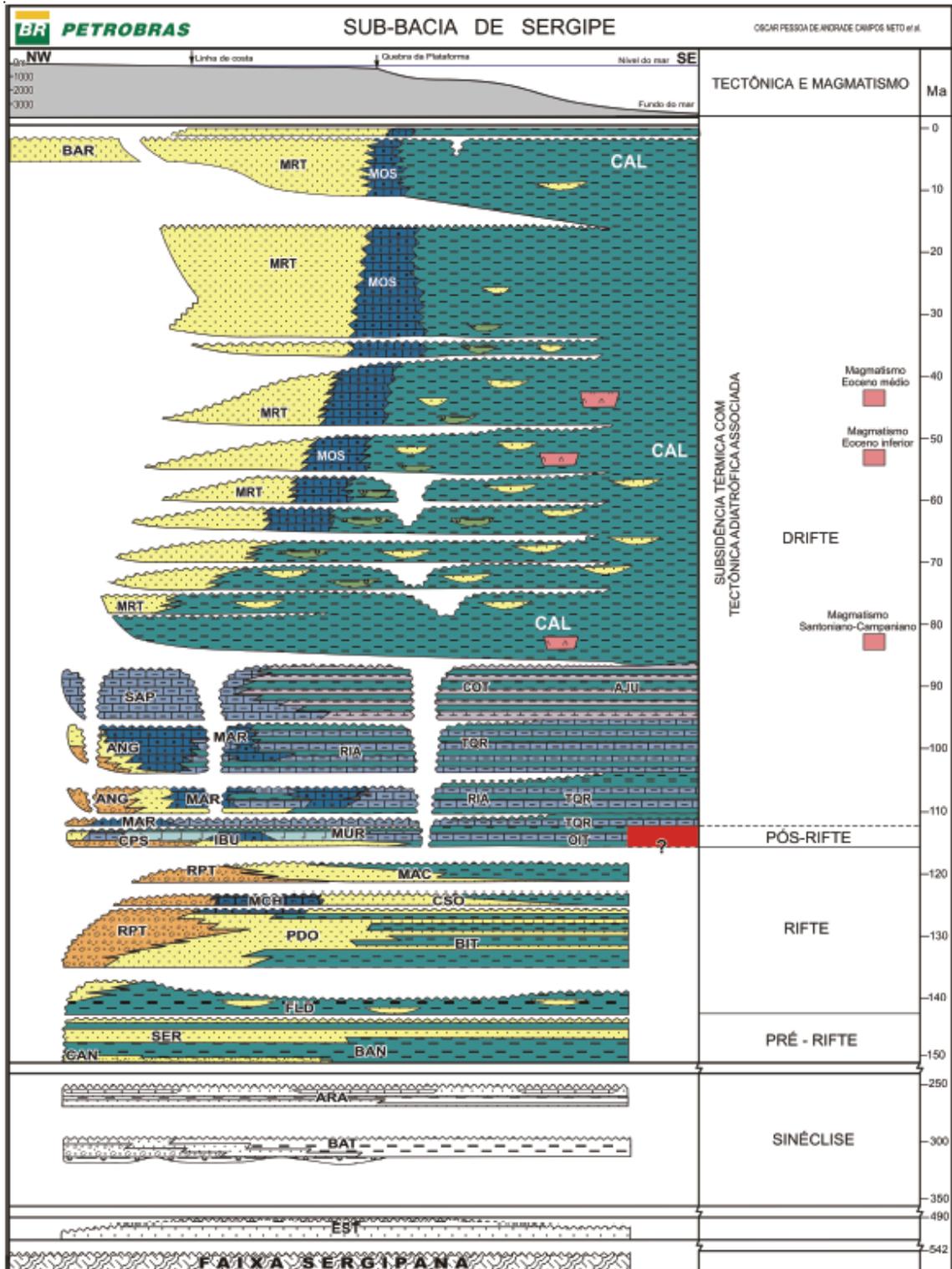
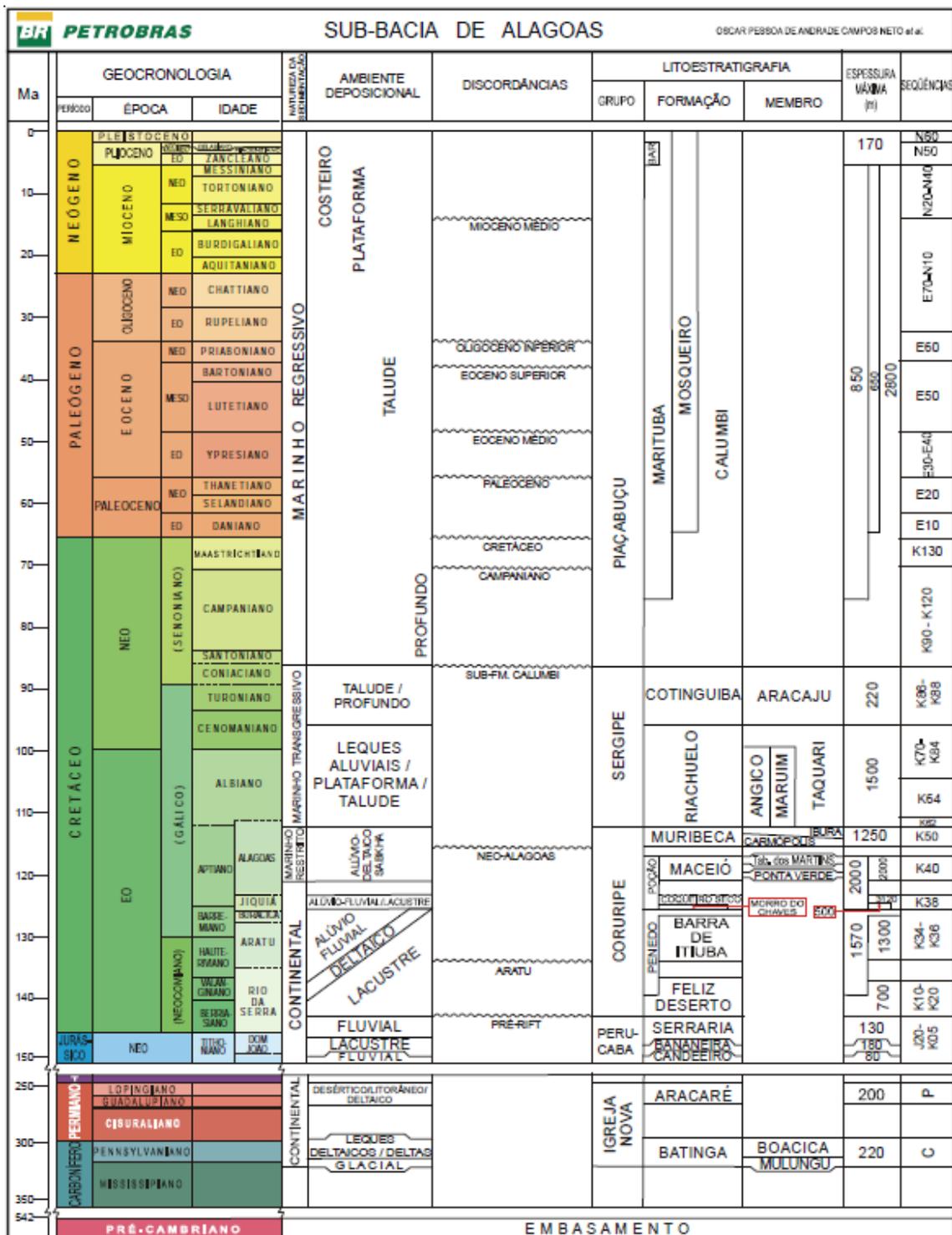


Figura 12 – Carta estratigráfica da Sub-Bacia de Sergipe (Fonte: Campos Neto *et al.* 2007).



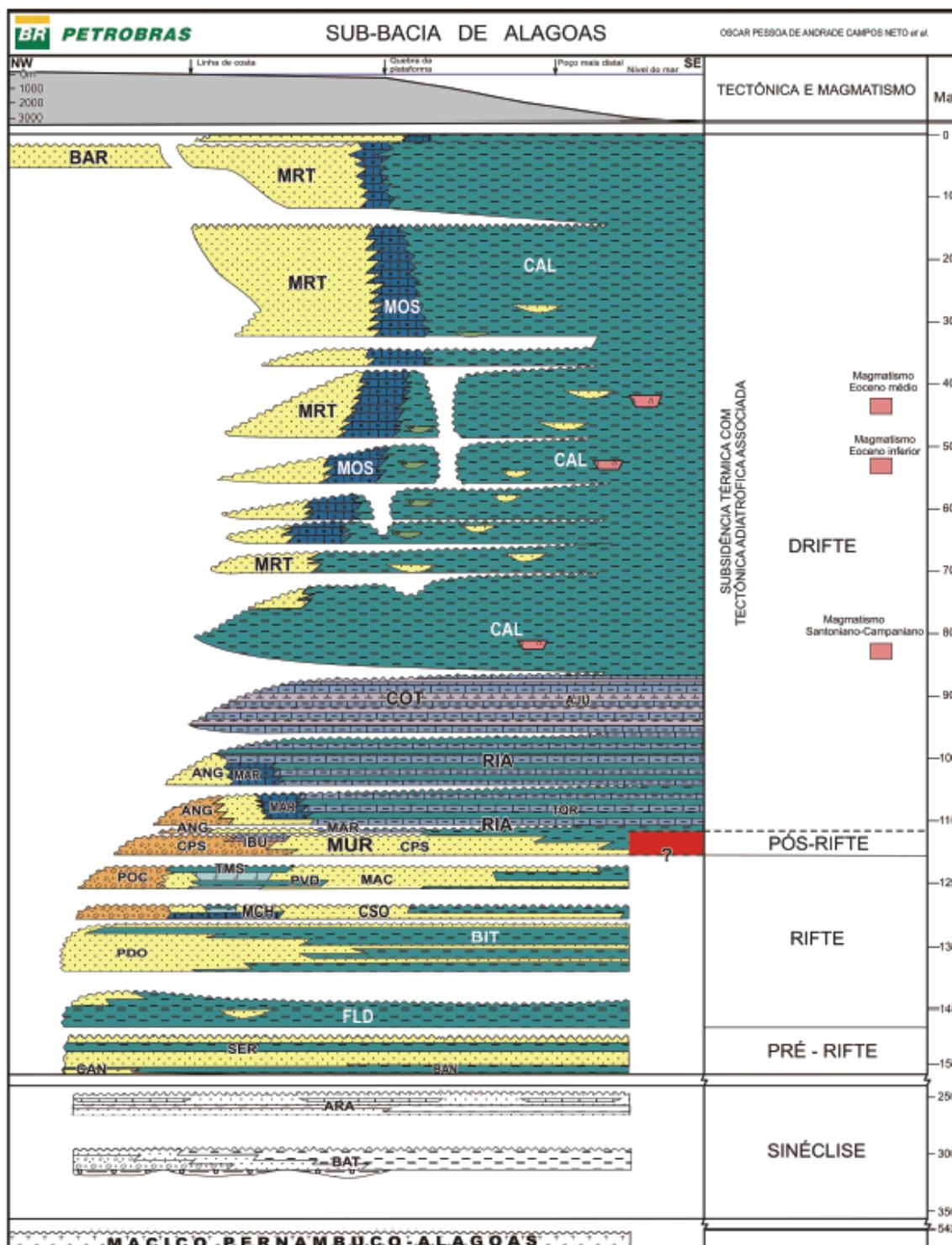


Figura 14 – Carta estratigráfica da sub-Bacia de Alagoas (Fonte: Campos Neto *et al.* 2007).

Segue uma descrição detalhada dos grupos e suas respectivas formações pertencentes à Bacia Sergipe-Alagoas, retiradas do Boletim de Geociências da Petrobrás, nº 15, de 2007 e Souza-Lima *et al.* (2002):

Grupo Igreja Nova:

Este grupo é constituído por duas formações: a Formação Batinga de idade neocarbonífera a eopermiana e a Formação Aracaré de idade permiana (Souza-Lima *et al.* 2002).

A **Formação Batinga**, separada do embasamento e das formações superiores por discordâncias no topo e na base, é subdividida em dois membros: Mulungu e Boacica. O ambiente deposicional é interpretado como glacio-marinho transgressivo. A idade da Formação Batinga foi datada como sendo neocarbonífera à eopermiana.

A **Formação Aracaré** é encontrada nas duas sub-Bacias. Consiste em arenitos de granulação médio-grossa, que exibem estruturas de estratificação cruzada. Folhelhos negros ocorrem na base da formação. O ambiente deposicional é inferido como costeiro influenciado por tempestades e sob a ação de retrabalhamento sedimentar eólico. A formação tem idade Permiana.

Grupo Perucaba:

Grupo formado por unidades flúvio-lacustres, de idades neojurássica à Eocretácea. As formações que compõem este grupo são: Candeeiro, Bananeiras e Serraria. Essas unidades foram depositadas no segmento norte da Grande Depressão Afro-Brasileira, que representa a fase pré-rifte das bacias marginais brasileiras. Figura 15 destacando fase pré-rifte englobando estes dois Grupos, Igreja Nova e Perucaba.

A **Formação Candeeiro** não é exposta. Consiste em arenitos de granulação fina à média, provavelmente depositados por um sistema fluvial do tipo entrelaçado. A Formação Candeeiro está sotoposta à Formação Bananeiras e se sobrepõe em discordância a rochas paleozóicas ou ao embasamento. Por ser afossilífera, estima-se para ela, através de correlações subsuperficiais, uma idade Neojurássica.

A **Formação Bananeiras** é tipicamente composta por folhelhos avermelhados depositados em um ambiente lacustre. Possui contato inferior de dois tipos, concordante com a Formação Candeeiro ou discordante com rochas paleozóicas ou do embasamento. O contato superior é concordante com a Formação Serraria. Data-se esta formação como Neojurássica.

A **Formação Serraria** foi depositada num ambiente fluvial entrelaçado sob influência de retrabalhamento eólico. A idade obtida para esta formação é do Neojurássico ao Eocretáceo.

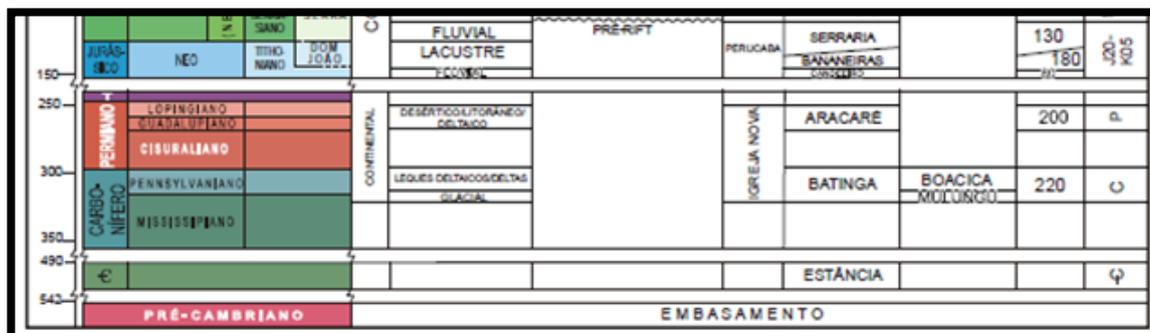


Figura 15 - Fase Pré-Rifte destacando Grupos Igreja Nova e Perucaba (Modificado de Campos Neto *et al.* 2007).

Grupo Coruripe:

Este grupo representa os depósitos da fase rifte e transicional da Bacia (Figura 16). As formações que constituem esse grupo são: Feliz Deserto, Barra de Itiúba, Penedo, Rio Pitanga, Coqueiro Seco, Morro do Chaves, Poção, Ponta Verde, Maceió e Muribeca.

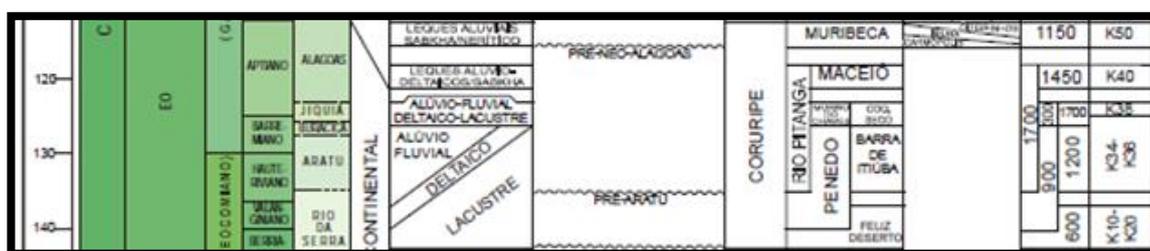


Figura 16 - Fase Rifte e Pós-Rifte representada pelo Grupo Coruripe (Modificado de Campos Neto *et al.* 2007).

A **Formação Feliz Deserto**, de idade Eocretácea, é a formação basal do grupo, sendo limitada em seu topo por uma discordância que a separa da Formação Barra de Itiúba, esta discordância marca o início da fase rifte da bacia de Sergipe-Alagoas. O limitante inferior é concordante com a Formação Serraria. O ambiente deposicional desta formação era lacustre.

A **Formação Barra de Itiúba** é composta por uma monótona sucessão de folhelhos e arenitos de granulação fina, que interdigitam-se lateralmente com a Formação Penedo. A datação de micro fósseis indica idade Eocretácea. A formação foi depositada provavelmente por um sistema deltaico em um ambiente lacustre.

A **Formação Penedo** consiste em arenitos de granulação fina à grossa, mal selecionada, com estratificação cruzada depositados em um ambiente flúvio-deltaico sujeito a retrabalhamento eólico.

A **Formação Rio Pitanga** é composta por conglomerados polimíticos de granulação grossa, distribuídos principalmente ao longo das falhas de borda da Bacia. Infere-se que a idade seja do Hauteriviano ao Eoaptiano.

A **Formação Coqueiro Seco** consiste em arenitos de granulação fina a grossa e argilitos depositados em um ambiente flúvio-deltaico-lacustre.

A **Formação Poção** pode ser considerada como o equivalente proximal da Formação Maceió, sua porção basal também se interdigita com as formações Coqueiro Seco e Ponta Verde. Esta formação ocorre ao longo das falhas de borda da sub-Bacia de Alagoas.

A **Formação Ponta Verde** ocorre apenas em subsuperfície, formada durante uma ampla transgressão. Esta formação se interpõe de maneira concordante com as Formações Coqueiro Seco e Maceió em parte da sub-Bacia de Alagoas. As rochas pertencentes à Formação são características de um ambiente sedimentar lacustre.

A **Formação Maceió**, contemporânea à Formação Muribeca, ocorre principalmente na sub-Bacia de Alagoas, onde aflora extensamente e também pelo bloco baixo da Linha de Carneira Alagoas, na sub-Bacia de Sergipe. Ela consiste em conglomerados e arenitos de granulação grossa à fina, com pequenas intercalações de folhelhos. Uma camada basal de evaporitos, os evaporitos Paripueira, antecedem os evaporitos Ibura da sub-Bacia de Sergipe. O Membro Tabuleiro dos Martins contém folhelhos betuminosos e uma camada de anidrita. A Formação Maceió recobre concordantemente as formações Coqueiro Seco e Ponta Verde e está recoberta concordantemente pela Formação Riachuelo. Os clásticos e evaporitos desta Formação são característicos de um ambiente deposicional de leques aluviais sintectônicos, inicialmente continentais, mas que transitam para um

ambiente marinho em direção ao topo. A idade da Formação é do meso Aptiano ao Eoalbiano.

A **Formação Muribeca**, é composta por três membros estratigraficamente sucessivos. O Membro Carmópolis, basal, consiste em conglomerados polimíticos e arenitos com pequenas intercalações de siltitos e folhelhos. O Membro Ibura, sobreposto, é representado por uma sequência evaporítica contendo uma sucessão de halita, silvinita e carnalita, com camadas subordinadas de taquidrita, intercaladas com folhelhos. Uma ou duas camadas finas de anidrita capeiam a seqüência evaporítica. O membro mais superior, Oiteirinhos, apresenta uma alternância de folhelhos e calcilitos laminados. Este membro, juntamente ao Membro Ibura, constituem as principais rochas-fonte para os hidrocarbonetos da Bacia.

Grupo Sergipe:

Este Grupo engloba as Formações Riachuelo e Cotinguiba, sua litologia é composta principalmente por carbonatos marinhos, de idade Albiana-cenomaniana (Souza-Lima *et al.* 2002).

A **Formação Riachuelo** contém os primeiros sedimentos depositados sob condições francamente marinhas. A formação é subdividida em três membros: Angico, Taquari e Maruim. O Membro Angico é composto por conglomerados e arenitos siliciclástico/bioclásticos, com uma transição quase completa entre rochas essencialmente siliciclásticas a predominantemente bioclásticas. O ambiente deposicional é interpretado como de leques subaquosos, porém ambientes costeiros rasos também podem ser inferidos. A distribuição do Membro Angico possui forte controle tectônico. O Membro Taquari é composto por uma alternância cíclica de margas e folhelhos que interdigitam-se com os membros Angico e Maruim. Ele representa a deposição nas porções mais profundas da Bacia, adjacentes ao Membro Maruim. A idade desta formação vai do Eoaptiano ao Eoalbiano.

A **Formação Cotinguiba** contém dois membros: Sapucari e Aracaju. O Membro Sapucari consiste em calcilitos e brechas carbonáticas subordinadas que gradam Bacia adentro para as margas e folhelhos do Membro Aracaju.

Grupo Piaçabuçu:

Este grupo reúne as rochas clásticas e carbonáticas marinhas, de idade Neocretácea à Neógena, das Formações Calumbi, Mosqueiro e Marituba. Figura 17

representativa da fase drifte englobando os Grupos Sergipe e Piaçabuçu (Souza-Lima *et al.* 2002).

A **Formação Calumbi** se sobrepõe em discordância erosiva à Formação Continguiaba, gradando vertical e lateralmente para as formações Mosqueiro e Marituba. Os pelitos da Formação Calumbi caracterizam ambiente deposicional oceânico de bacia e talude, com arenitos depositados pela ação de correntes de turbidez.

A **Formação Mosqueiro** ocorre ao longo de uma faixa alongada na direção nordeste, junto a atual linha de costa. Ela grada lateralmente para as formações Marituba e Calumbi, representando a plataforma carbonática ativa do Campaniano ao mioceno, na sub-Bacia de Alagoas, do Paleoceno ao Holoceno na sub-Bacia de Sergipe.

A **Formação Marituba** consiste predominantemente em arenitos médios a grossos distribuídos próximos à atual linha de costa. A formação é datada do terciário ao recente.

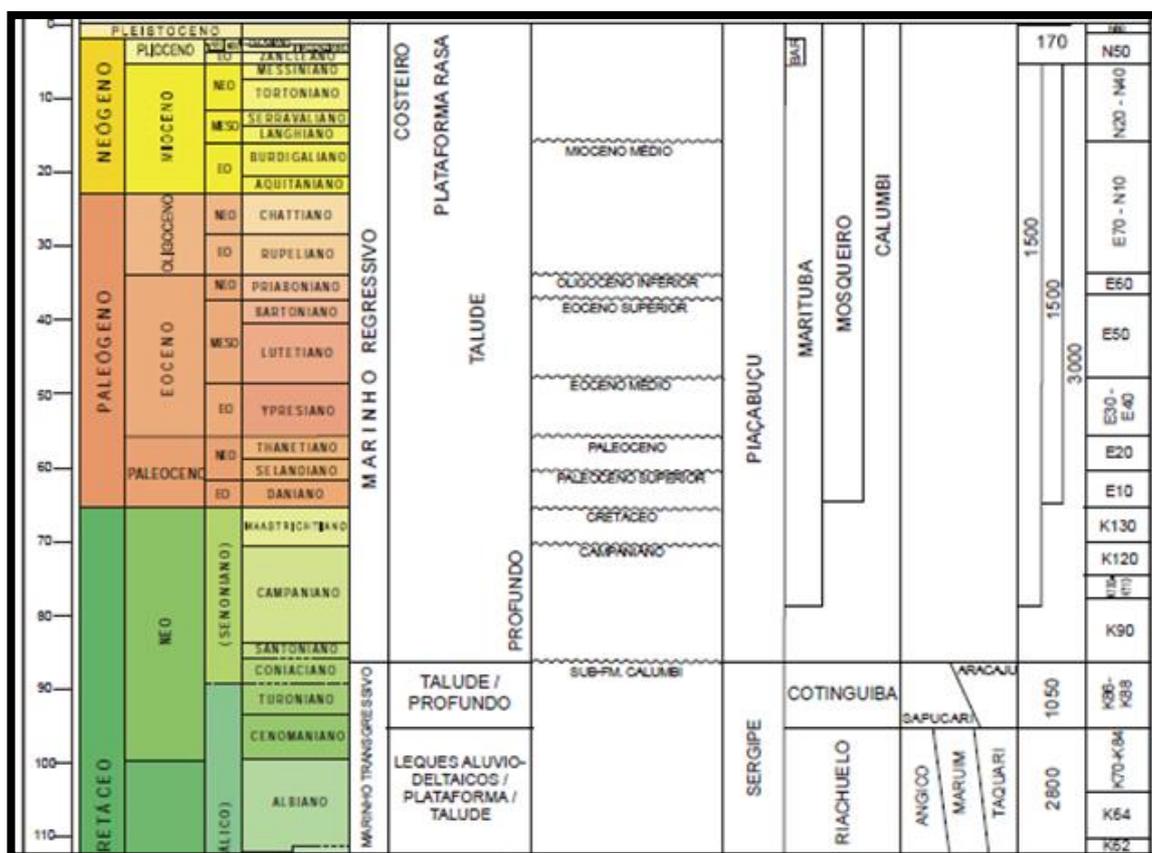


Figura 17 - Fase drifte englobando Grupo Sergipe e Grupo Piaçabuçu (Modificado de Campos Neto *et al.* 2007).

Grupo Barreiras:

A **Formação Barreiras** ocorre como capa em amplas áreas da bacia e apresenta idade neógena. Seus sedimentos são provenientes de fontes continentais, possuindo granulometria muito variada. Os litotipos presentes são arenitos e conglomerados diversamente consolidados pouco selecionados a imaturos e argilitos de coloração variada e grau de compactação insignificante (Souza-Lima *et al.* 2002).

4. SISTEMAS PETROLÍFEROS

4.1. Introdução ao conceito de sistemas petrolíferos

Segundo Magoon & Dow (1994, *apud* Milani *et al.* 2001), conforme a indústria do petróleo foi percebendo as condições geológicas necessárias que deveriam ocorrer de forma síncrona nas bacias sedimentares para que se possibilitasse a geração de significativo volume de hidrocarbonetos, um conceito unificado foi consolidado englobando todos os requisitos necessários: o conceito de sistema petrolífero, que compreende o estudo das características de maneira integrada a simulação preliminar das melhores condições possíveis, conjuntamente com a avaliação do risco exploratório envolvido na produção dos poços. Todo sistema petrolífero ativo apresenta quatro elementos fundamentais: rochas geradoras, rochas reservatório, rochas selantes e as trapas. Além destes, dois fenômenos geológicos, dependentes do tempo, são imprescindíveis para o êxito do sistema petrolífero, que são a migração e o sincronismo. Todos esses elementos e fenômenos serão discutidos adiante. Na Figura 18, abaixo, evidencia-se todas as províncias petrolíferas produtoras do Brasil.

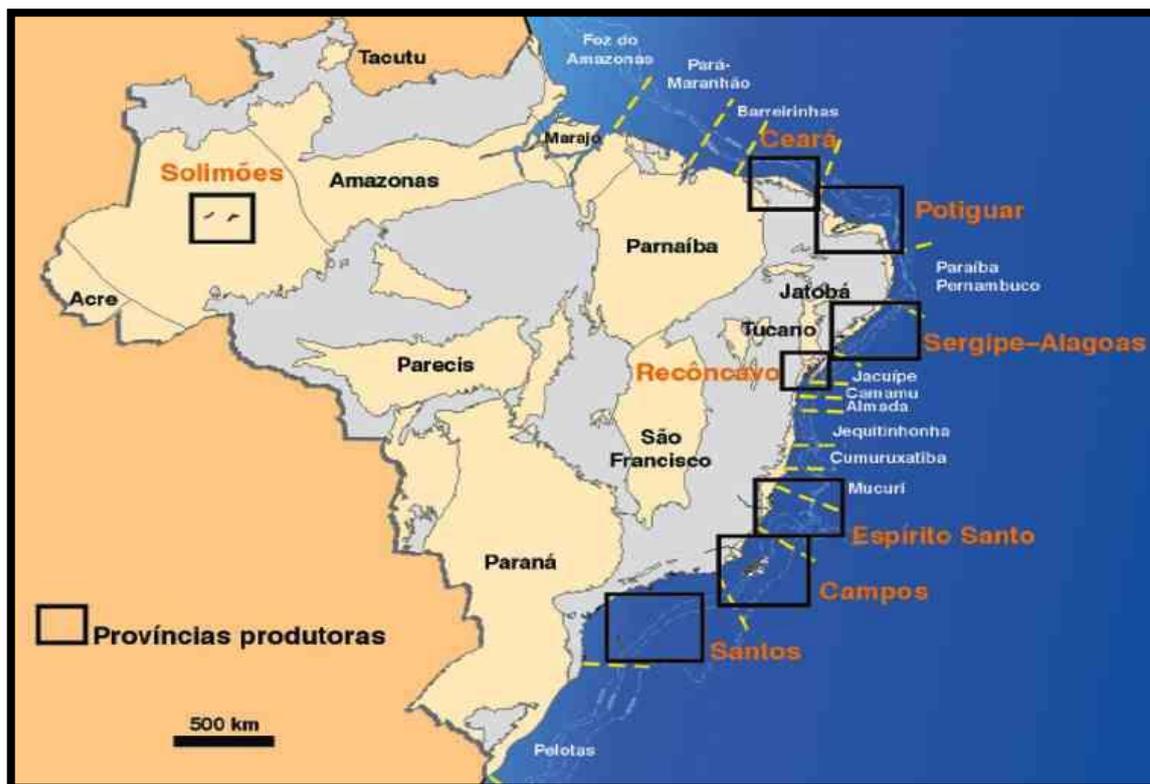


Figura 18 – Províncias petrolíferas brasileiras de maiores produções (Fonte: Milani *et al.* 2003).

4.2. Elementos dos sistemas prolíferos

4.2.1. ROCHAS GERADORAS

Milani *et al.* (2001) dizem que a rocha geradora é o principal e mais fundamental elemento em um sistema petrolífero, pois ela é a responsável pela geração dos hidrocarbonetos. As condições necessárias para a formação das rochas geradoras são primeiramente a presença de significativos volumes de matéria orgânica, que para se preservar necessitam de um ambiente anóxico, pois o oxigênio tem alto poder oxidante e quando interage com os compostos ricos em carbono e hidrogênio (hidrocarbonetos), acaba com a riqueza das partículas orgânicas originais.

Posteriormente, esta matéria orgânica, quando submetida a determinadas temperaturas e pressões, origina diferentes tipos de hidrocarbonetos em subsuperfície. Quanto maior o volume de matéria orgânica, maior a geração dos hidrocarbonetos uma vez que a matéria orgânica tenha sido preservada. Os

ambientes sedimentares das rochas geradoras são ambientes de baixa energia, que por algum motivo experimentaram explosões de vida microscópica, como material planctônico (autóctones) ou material vegetal terrestre (alóctones), que devido à ausência de oxigênio preservaram os teores de H e C (Milani *et al.* 2001).

O tipo de óleo gerado vai depender fundamentalmente da matéria orgânica original depositada. O petróleo é gerado, geralmente, por material derivado de zooplâncton ou fitoplâncton, marinho ou lacustre. Enquanto os gases são gerados em geral pela deposição de vegetais superiores.

O último fator determinante para a geração de óleo ou gás é o chamado estágio de maturação térmica, uma rocha geradora costuma transformar seu querogênio em petróleo por volta de 600°C, onde no início forma-se um óleo de alta viscosidade que vai diminuindo à medida que a temperatura aumenta. Aos 900°C, as rochas geradoras atingem o ápice da geração de óleo, no qual são geradas grandes quantidade de óleo e gás. Quando se atinge os 1200°C o óleo está cada vez menos viscoso e ocorre predomínio da presença de gás. Por fim, acima de 1200°C e abaixo de 1500°C ocorre somente geração de gás (Milani *et al.* 2001).

4.2.2. MIGRAÇÃO

Quando o petróleo é gerado passa a ocupar um volume maior, aumentando a pressão e gerando fraturas na rocha-fonte através das quais o óleo migra para regiões de mais baixa pressão até que atinja um local apto para sua acumulação e armazenamento. A este processo dá-se o nome de migração. O petróleo costuma migrar por falhas, fraturas e rochas porosas diversas, as chamadas rochas carreadoras, que ligam as “cozinhas” de geração, que possuem altas temperaturas e pressões, a regiões mais rasas e de mais baixa pressão (Milani *et al.* 2001).

4.2.3. TRAPAS

As trapas se tratam de armadilhas nas quais o óleo é aprisionado durante a migração. Normalmente se situam em locais mais elevados buscando sempre menores pressões. Elas podem ser simples, como o flanco de domos salinos ou

homoclinais, ou como dobras anticlinais ou de arcos, até situações envolvendo superposição de dobras e falhas (Milani *et al.* 2001).

Estes tipos de aprisionamento são chamados estruturais, como o das trapas desse estudo em questão. Porém, a migração também pode ser trapeada em armadilhas estratigráficas, como, por exemplo, pelo acunhamento da rocha carreadora, ou bloqueio da mesma por barreira diagenética ou de permeabilidade (Milani *et al.* 2001).

4.2.4. ROCHA RESERVATÓRIO

Segundo Milani *et al.* (2001) as rochas reservatório se formam, geralmente, em ambientes sedimentares de alta energia, com um selecionamento de sedimentos com granulometria de areia a seixo e tem como característica o espaço poroso, que é justamente o local de armazenamento dos fluidos. Desta forma, tais rochas são, normalmente, arenitos, calcarenitos e conglomerados diversos. Entretanto, rochas que apresentem espaços de acumulação que não seja necessariamente intergranular também exercem a função de rochas reservatório, como é o caso de rochas fraturadas, mármorex lixiviados por dissolução etc.

Os reservatórios mais comuns são compostos pelos arenitos podendo ter sido depositados em dunas, rios praias, deltas, em maré e lagos profundos causados por correntes turbidíticas entre outros. Em seguida, vêm os reservatórios em rochas calcárias porosas depositadas em praias e planícies carbonáticas, desenvolvidas em ambientes de mar raso. E por fim calcários diversos afetados por dissolução. A porosidade das rochas reservatório costuma variar entre 5 e 35%, sendo de maior moda a faixa de 15 a 30%. As rochas porosas que constituem as rochas reservatório funcionam também como rotas de migração agindo como rochas carreadoras (Milani *et al.* 2001).

4.2.5. ROCHAS SELANTES

Para que o petróleo permaneça nas rochas reservatório é necessário que haja camadas impermeáveis que o impeçam de migrar para outras camadas, essas são as chamadas rochas selantes, que possuem granulometria muito fina, como os folhelhos, siltitos e calcilutitos, ou qualquer rocha que possua baixa permeabilidade e que impossibilite a passagem dos fluidos (Milani *et al.* 2001).

4.2.6. SINCRONISMO

De nada adiantam todos esses elementos se não houver o sincronismo entre eles para que a acumulação do petróleo possa ocorrer. Isto é, o petróleo uma vez gerado pelas rochas geradoras, precisa que os caminhos de migração já estejam formados para que ocorra efetivamente a migração, seja por deformação estrutural anterior ou pela própria geração de pressão nas “cozinhas” de geração. Uma vez migrado, o óleo precisa encontrar as trapas estruturais formadas em um momento anterior, para que quando migrem já possam ser trapeados para as armadilhas estruturais ou estratigráficas, e as rochas reservatórios já devem também ter sido depositadas sob as rochas selantes que irão impedir o fluxo dos hidrocarbonetos de seguir adiante (Milani *et al.* 2001).

Desta forma, se um desses elementos não seguir a ordem cronológica para que ocorra o sincronismo, apesar de todos os elementos do sistema petrolífero estarem presentes, não haverá acumulações de hidrocarbonetos. Esta é uma das causas mais recorrentes de insucesso exploratório no mundo (Milani *et al.* 2001).

4.3. Sistemas petrolíferos da Bacia Sergipe-Alagoas

Os primeiros trabalhos exploratórios na Bacia Sergipe-Alagoas datam da década de 40. Atualmente, somente na porção em terra e de águas rasas, a reserva atual estimada da bacia é de 40 Mi de metros cúbicos de óleo e 11,5 Bi de metros cúbicos de gás (ANP, 2001 *apud* Milani & Araújo, 2003), que já estão em fase

avançada de exploração. Além desses, a bacia apresenta um alto potencial exploratório em águas ultra profundas descoberto ultimamente.

O Sistema Petrolífero Muribeca possui grande parte de suas acumulações localizadas sobre o Alto de Aracaju, incluindo a grande acumulação do Campo de Carmópolis (Membro Carmópolis). As rochas geradoras desse sistema são os folhelhos pretos pertencentes ao Membro Ibura, da Formação Muribeca (Figura 19), apresentando teores de COT alcançando os 12%. Estas rochas foram depositadas em um ambiente marinho restrito, durante o Aptiano, com maior concentração de querogênio tipo II. As trapas, no caso, estruturais, foram altos estruturais do local e os reservatórios, conglomerados da Formação Muribeca, Membro Carmópolis, assim como o próprio embasamento cristalino fraturado, os selantes deste sistema foram os evaporitos e folhelhos também da Formação Muribeca, membros Ibura e Oiterinhos. Outros reservatórios em depósitos arenosos também ocorrem nas Formações Serraria, Coqueiro Seco e Calumbi. Além do campo de Carmópolis os campos de Camorim, Sirizinho, Riachuelo, Guaricema, Caioba, Dourado e Tabuleiro dos Martins estão relacionados a esse sistema petrolífero e a essa mesma rocha geradora depositada no Membro Ibura. A Figura 19 apresenta a carta estratigráfica da Bacia Sergipe-Alagoas com as Formações e Membros associados, assim como especificações de rochas geradoras e reservatório.

O Sistema Petrolífero Barra de Itiúba – Coqueiro Seco apresenta folhelhos depositados em lagos sintectônicos como rochas geradoras. Estes folhelhos possuem idade Neocomiana-Barremiana, ocorrem com espessuras de até 2000 metros e exibem querogênio do tipo I com teor COT de até 5%. A migração secundária deste sistema petrolífero ocorreu ou por contato direto gerador-reservatório ou por falhas lítricas. Os reservatórios deste sistema petrolífero são arenitos conglomeráticos polimíticos da Formação Coqueiro Seco e são selados por folhelhos pertencentes às mesmas unidades. As acumulações desse sistema petrolífero são as dos campos de Pilar, Furado, São Miguel dos Campos, Fazenda Pau Brasil e Rio Vermelho.

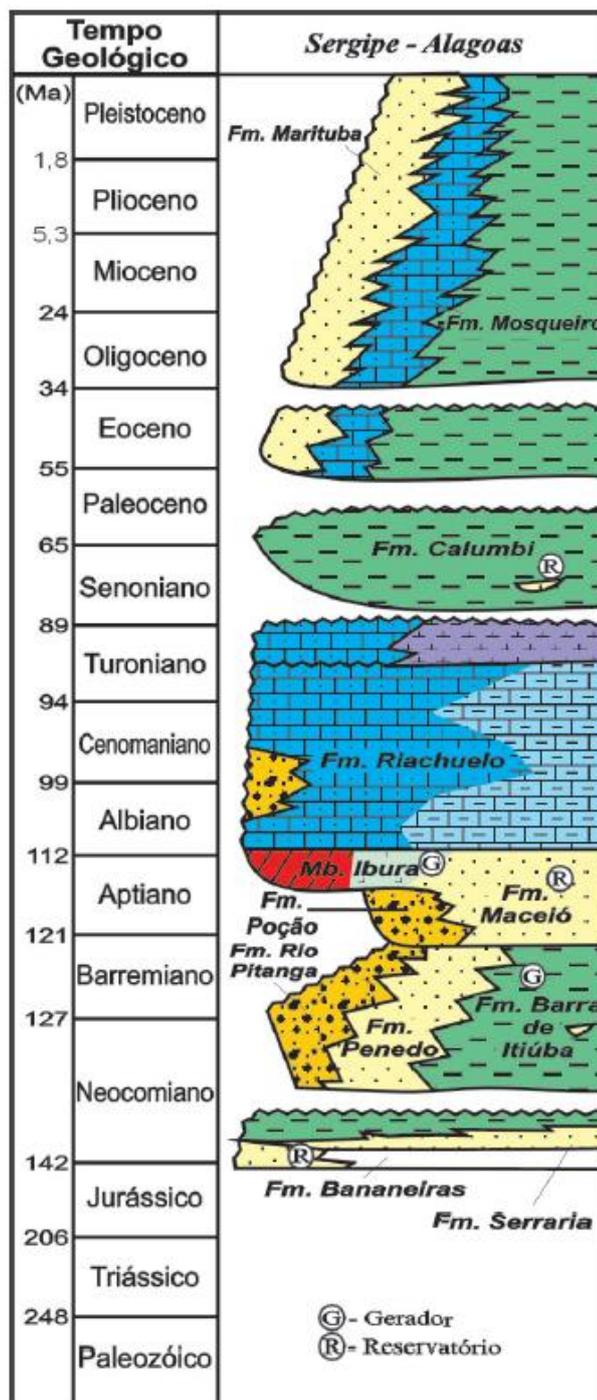


Figura 19 – Carta estratigráfica da Bacia Sergipe-Alagoas com elementos dos sistemas petrolíferos associados (Fonte: Milani & Araújo, 2003).

Os reservatórios produtores do Campo de Carmópolis possuem acumulação dividida em dois blocos com características estruturais e estratigráficas distintas. No bloco principal, os reservatórios da Formação Muribeca são constituídos por conglomerados e arenitos conglomeráticos, onde o ambiente deposicional é lacustre e fluvial de alta energia, de idade Aptiana. Possuem aquífero atuante nas bordas do campo e não ocorre a presença de capa de gás. Os reservatórios da Formação Barra de Itiúba são constituídos por arenitos limpos, de ambiente fluvial, de alta

porosidade e de idade Pré-Aptiana (Formação Coqueiro Seco). O Bloco do Embasamento é constituído por rochas fraturadas do embasamento metamórfico, de idade Pré-Cambriana. Localmente, ocorrem pequenas capas de gás, já depletadas. Esse sistema petrolífero é extremamente heterogêneo, composto por muitas fraturas, microfraturas e dissolução nos veios de quartzo. O óleo produzido em Carmópolis possui entre 22° e 29° API. A Figura 20 apresenta uma seção geológica esquemática do Campo de Carmópolis.

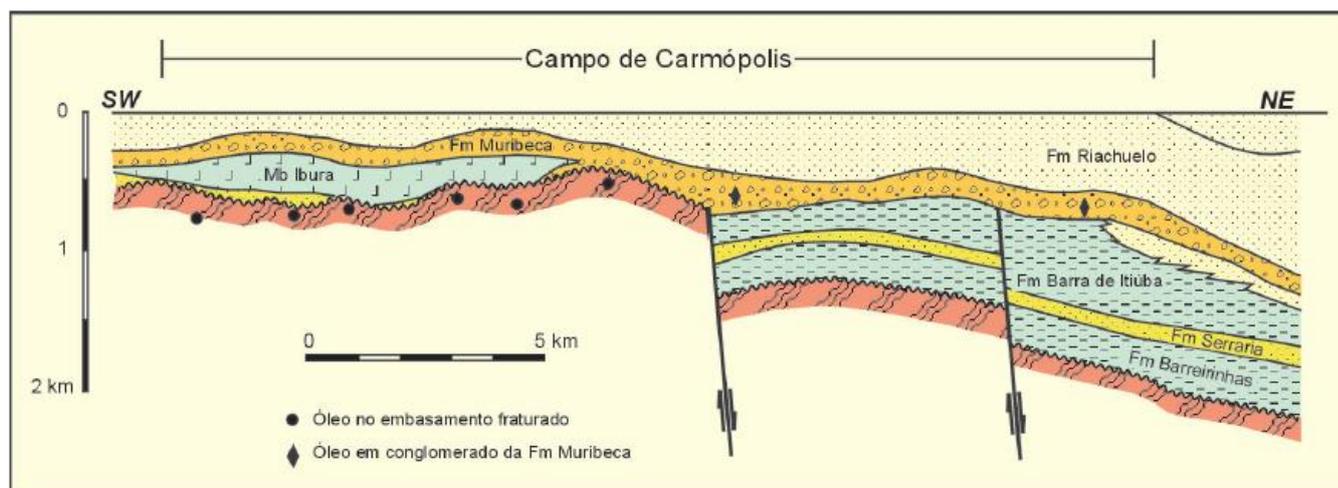


Figura 20 – Seção geológica esquemática do Campo de Carmópolis, com reservatórios no embasamento fraturado e nos conglomerados (Fm. Muribeca-Mb Carmópolis no caso) indicados (Fonte: Milani & Araújo, 2003 modificado de Piscetta & Michelli, 1988).

Apesar do Campo de Carmópolis possuir um grande volume de óleo *in place*, da ordem de 1,6 Bi de barris (Silva & Silva Filho, 1990), seu reservatório apresenta alta variedade faciológica, condição estrutural desfavorável que torna o fator de recuperação primária de óleo muito baixo, da ordem de 10%, sendo necessária a utilização de recursos complementares para a produção petrolífera, como a injeção de água, vapor ou polímeros, bem como da combustão *in situ* (Milani & Araújo, 2003).

O Campo de Pilar é uma estrutura em *rollover*, originada pela falha normal da borda da bacia, e que apresenta um gráben de colapso, em seu ápice, constituído de um complexo arranjo de fraturas e falhas que funcionam como trapas estruturais, dividindo os reservatórios em diversos blocos que são isolados hidráulica e estruturalmente entre si. Estes reservatórios ocupam uma área de 35 km² e suas profundidades variam desde 500 até os 3500 metros (Borba, 1998 *apud* Milani & Araújo 2003),

como pode ser observado na Figura 21. O Campo de Pilar é dividido nos domínios norte e sul por uma falha de transferência E-W. Os principais reservatórios do Campo de Pilar estão na Formação Coqueiro Seco (Aptiano) onde possuem óleos leves, de maior qualidade, de 41° API, e na Formação Penedo (Neocomiano), contendo predominantemente gás. Segundo Ferreira (1990), as acumulações da Formação Coqueiro Seco são da ordem de 19,5 milhões de barris de óleo (Milani & Araújo, 2003).

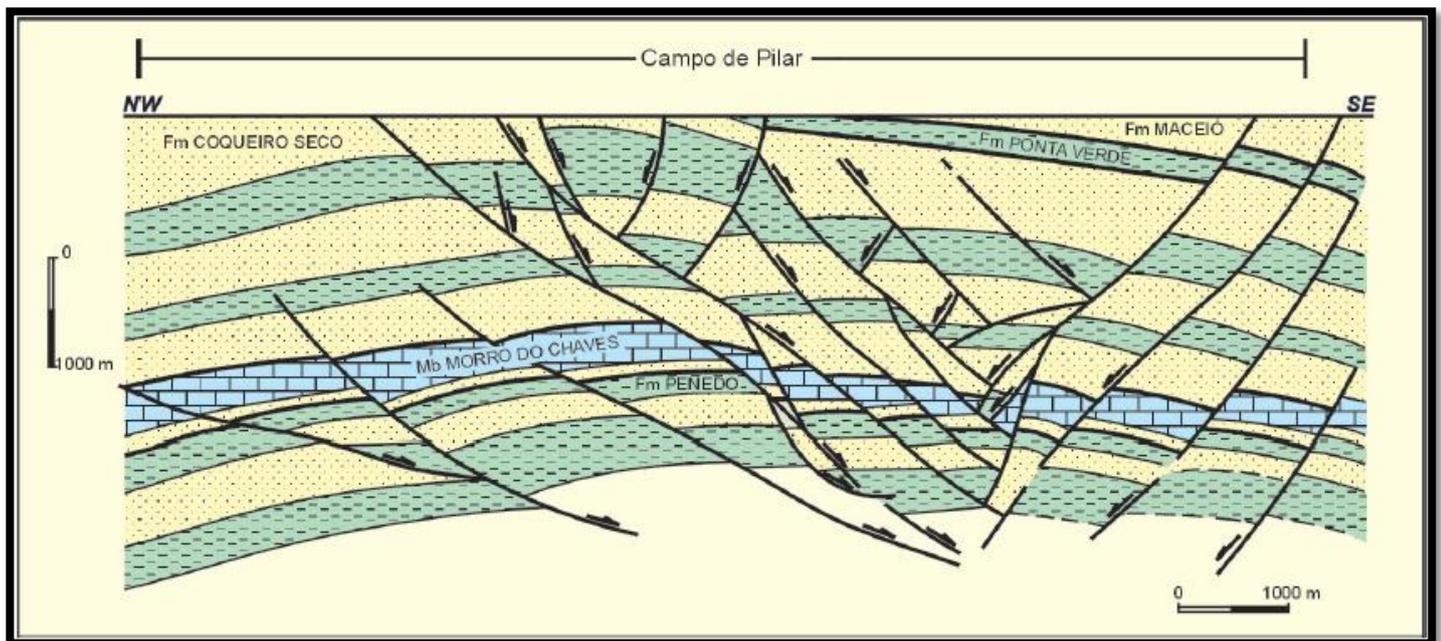


Figura 21 – Seção geológica do Campo de Pilar, complexo padrão de falhamentos, com uma série de blocos isolados hidráulicamente. Óleo trapeado nas formações Coqueiro Seco e Penedo (Fonte: Milani & Araújo, 2003 modificado de Borba, 1998).

A Formação Penedo é predominantemente arenosa com alternância entre depósitos eólicos e fluviais. Há a ocorrência de camadas delgadas de folhelhos intercaladas, que agem como selantes para as acumulações de gás. As fácies fluviais apresentam apenas 10% de porosidade e baixíssima permeabilidade, não constituindo um bom reservatório. Já as fácies eólicas apresentam grande continuidade lateral e sua porosidade chega a atingir os 15%, sendo, por isso, a maior parcela de acumulação de gás desse campo (ordem de sete Bi m³), localizadas em profundos reservatórios da Formação Penedo, a profundidades por volta dos 3000 metros (Milani & Araújo, 2003).

5. MATERIAIS E MÉTODOS

Foram utilizadas para este trabalho seis linhas sísmicas 2D, das quais quatro foram cedidas pela empresa Geohub e duas pela empresa Geonunes, ambas para fins estritamente acadêmicos, além de um poço (1FCO-0001-SE) cedido também pela Geonunes.

Das linhas sísmicas três possuem orientação *dip* de direção NW-SE, que são as linhas: “0027-1515”, “0027-1392-5” e “0057-0161”, duas possuem orientação *strike* de direção SW-NE, são estas: “0027-1524” e “0042-0087” e uma possui direção E-W: “0027-1788”, conforme Figura 22 a seguir.

O poço 1FCO-0001-SE possui localização em coordenadas UTM x: 729172.0 m (W) e y: 8837645.3 m (S), Datum Aratu, possui profundidade de perfuração de 3154.0 m e atinge o embasamento a 3138.0 m, de acordo com o relatório do poço. Através do software de interpretação Petrel, da Schlumberger, se verificou uma distância de cerca de 5 km, deste poço até a seção sísmica 2D “0027-1515”, sendo esta a linha mais próxima ao poço.

A metodologia deste trabalho consiste primeiramente na importação das linhas sísmicas 2D e do poço no software Petrel de interpretação sísmica e geológica da Schlumberger, interpretação das linhas com base na literatura com enfoque na evolução estrutural da Bacia, portanto mais atento à geometria das falhas do que aos horizontes propriamente ditos. Posteriormente, carregar os perfis presentes no poço, adicionar o topo das formações a ele, converter o domínio do poço de profundidade para tempo, o mesmo domínio da seção sísmica, e efetuar a amarração deste com a sísmica. Para então, finalmente, realizar a interpretação dos horizontes referentes ao topo das formações para que se possam delimitar os intervalos pertencentes às formações.

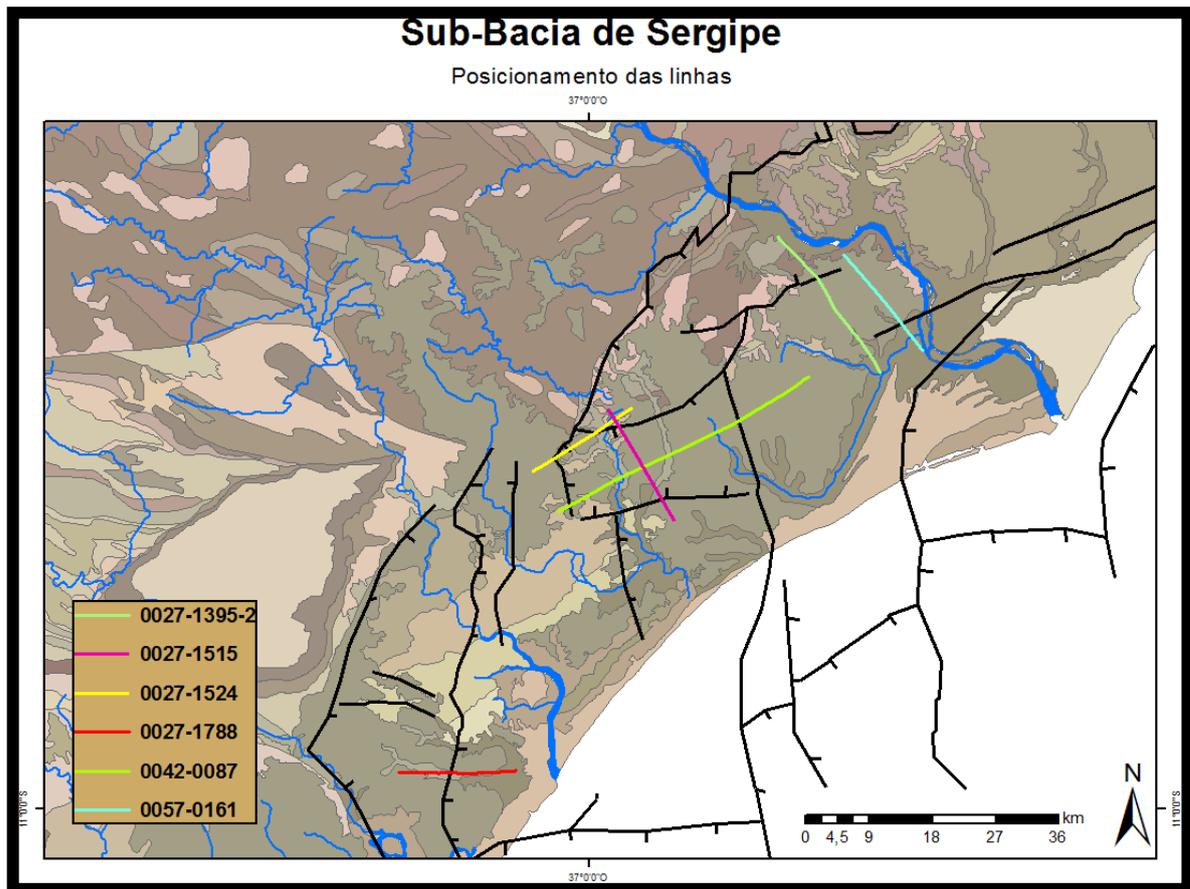


Figura 22 – Mapa de localização das seis linhas sísmicas 2D na sub-Bacia de Sergipe.

6. RESULTADOS

6.1. Análise do poço

Na importação do poço, alguns empecilhos ocorreram em virtude das informações deste estarem dispersas em diferentes formatos de arquivos, que foram estes, arquivos '.las', planilhas excel e informações em pdf. Para integrar estes dados, foi preciso a utilização do software para análise de poços, Techlog, também da Schlumberger. As planilhas precisaram ser convertidas para a extensão '.las' e unificadas aos arquivos '.las' existentes.

O objetivo inicial de utilização deste poço era o de marcar o topo das formações neste, com base nas informações presentes no relatório do poço, para então fazer a amarração do poço com a sísmica, através da geração de um sismograma sintético, para que a partir daí os horizontes sísmicos referentes aos topos das formações fossem interpretados na seção sísmica. No entanto, dentre os perfis presentes no poço, não consta o log RHOB, de densidade, dado este fundamental para a geração do sismograma sintético juntamente com o log de vagariedade ou perfil sônico, que é de onde se obtém a velocidade de propagação das ondas.

Para tentar solucionar este problema, foram gerados dados de RHOB empíricos, através da utilização da equação de Gardner (Gardner *et al*, 1974), usando folhelhos como parâmetro, somente por estes terem sido mais condizentes com o restante dos perfis do poço. A partir deste RHOB era de se esperar que um sismograma sintético fosse gerado, entretanto, não foi o que ocorreu. Após todo o processo e passo-a-passo para geração deste, não foi obtido êxito por causas desconhecidas.

O poço foi carregado com o log de RHOB criado (Figura 23), no entanto não foi possível fazer a amarração e marcar o topo das formações no domínio do tempo corretamente na sísmica. Desta forma o poço 1FCO-0001-SE foi inserido na linha sísmica 0027-1515, todavia, apresentando domínios diferentes, sendo a sísmica em tempo e o poço em profundidade. Mesmo assim, a correlação do topo das

formações com algumas reflexões dos horizontes sísmicos aparentam possuir certa concordância.

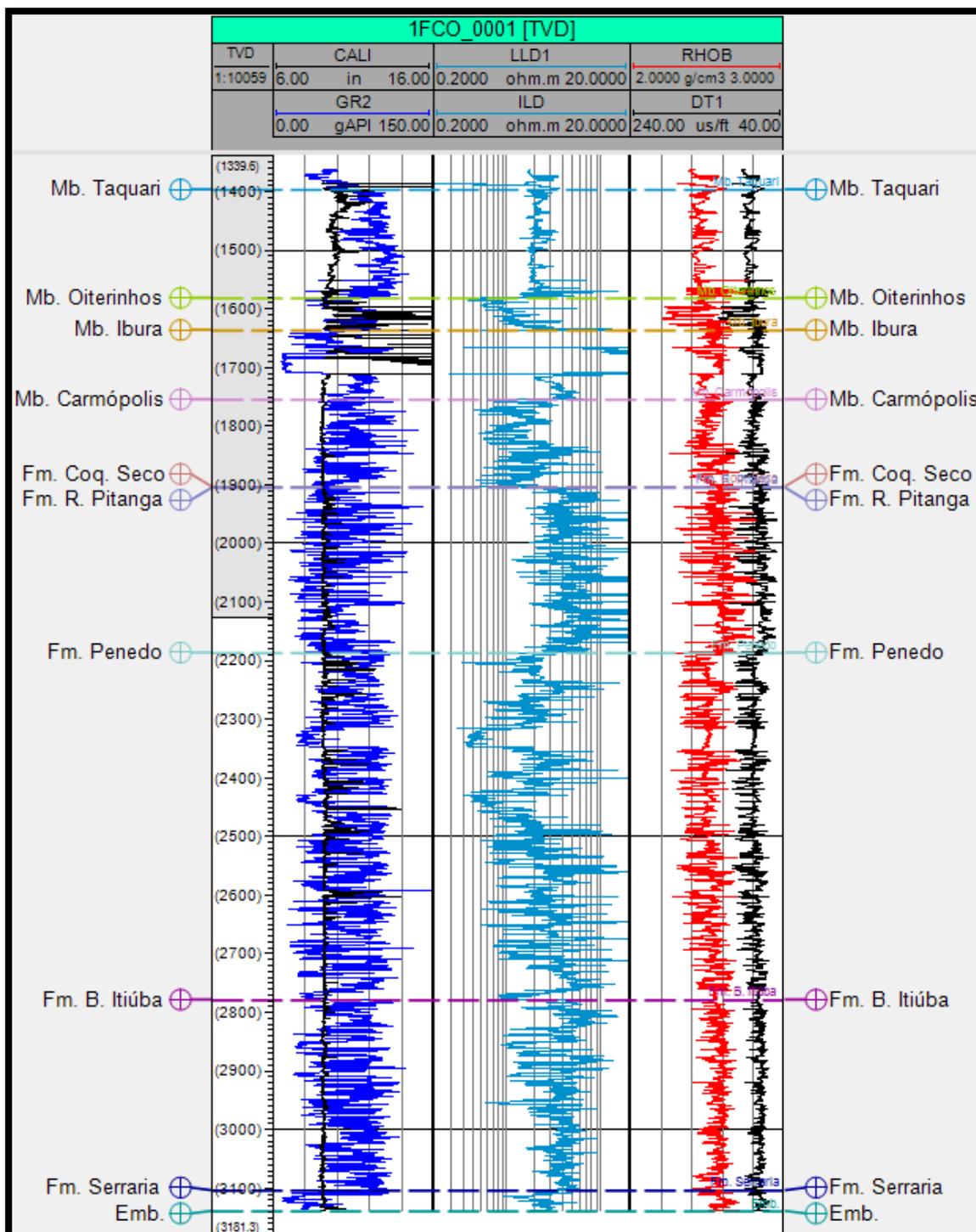


Figura 23 – Poço 1FCO-0001-SE, em profundidade TVD, com todos os topos marcados e com o perfil de densidade sintético adicionado.

Uma outra alternativa à criação do sismograma sintético seria através dos checkshots. Contudo, por este poço ser antigo, durante sua aquisição, também não foram realizados.

6.2. Interpretação das seções sísmicas

A seguir são exibidas as seis seções sísmicas antes e depois da interpretação, para efeito comparativo. Primeiramente serão apresentadas as três seções *dip* (Figuras 24 a 29), depois as duas *strike* (Figuras 30 a 33) e por fim a seção de orientação E-W (Figuras 34 e 35).

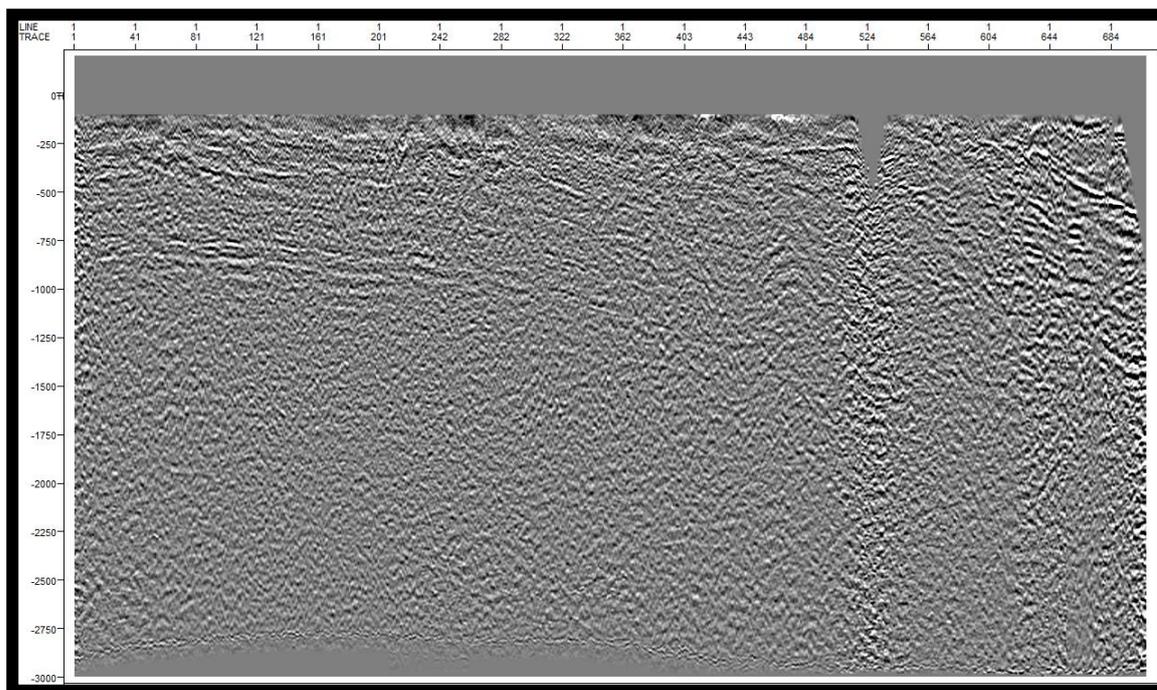


Figura 24 – Seção sísmica 0057-0161 *dip* de direção NW-SE, em TWT (ms), antes da interpretação.

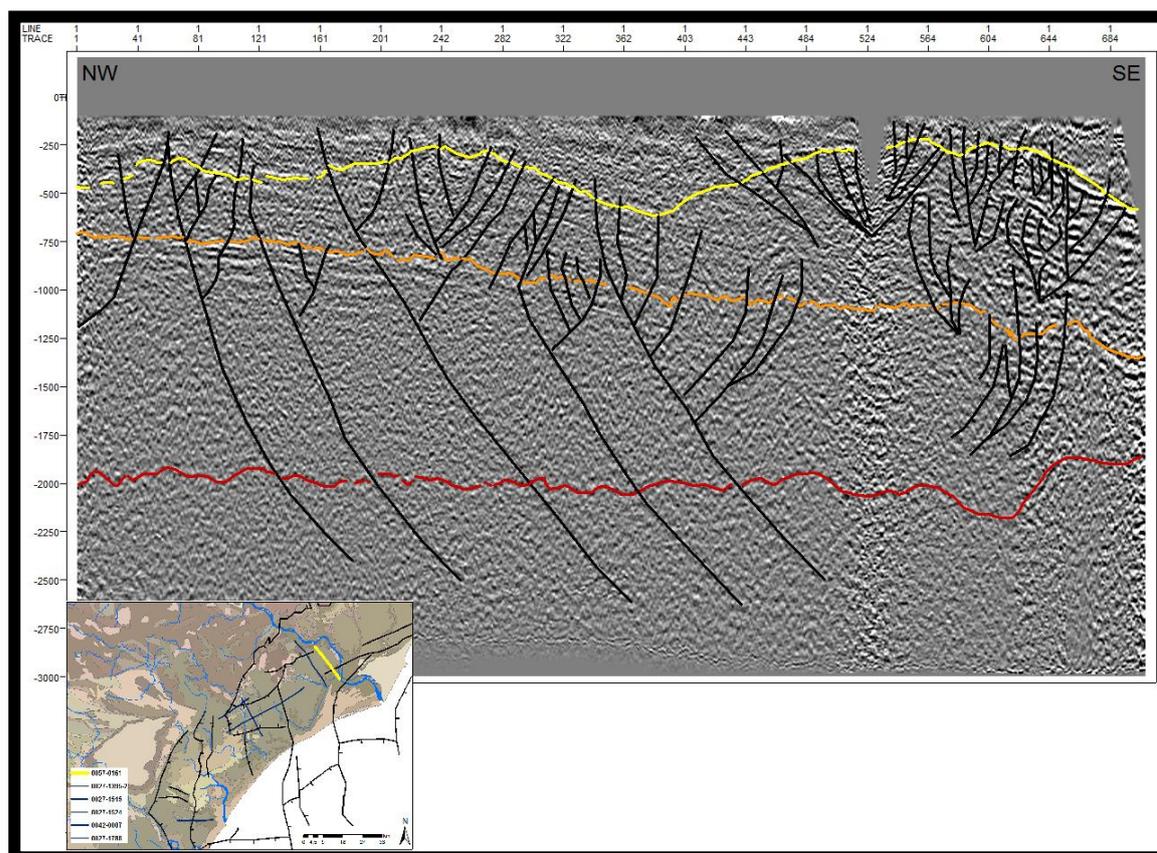


Figura 25 – Seção sísmica 0057-0161 *dip* de direção NW-SE, em TWT (ms), interpretada.

A linha 0057-0161, de direção *dip*, está localizada na porção mais a nordeste da sub-Bacia de Sergipe, quase limite com a sub-Bacia de Alagoas, e intercepta

uma zona de falhas de direção NE que se estende até a sub-Bacia supracitada (Figura 25), de acordo com as estruturas identificadas na sísmica, esta zona de falhas aparenta ter componente predominantemente direcional, tendo em vista o complexo padrão de falhamentos semelhantes a estruturas em flor na porção mais ao sul da seção. Também são observadas diversas falhas normais mais ao norte da linha, relacionadas talvez à reativação das falhas NE em caráter distensivo, como proposto por Lana (1985 *apud* Cruz 2008). Os três horizontes interpretados são inferidos a partir da correlação entre o poço FCO-0001-SE e a seção sísmica 0027-1515, sendo eles da base para o topo o Embasamento (vermelho), a Formação Coqueiro Seco (laranja) e a Formação Riachuelo (amarelo).

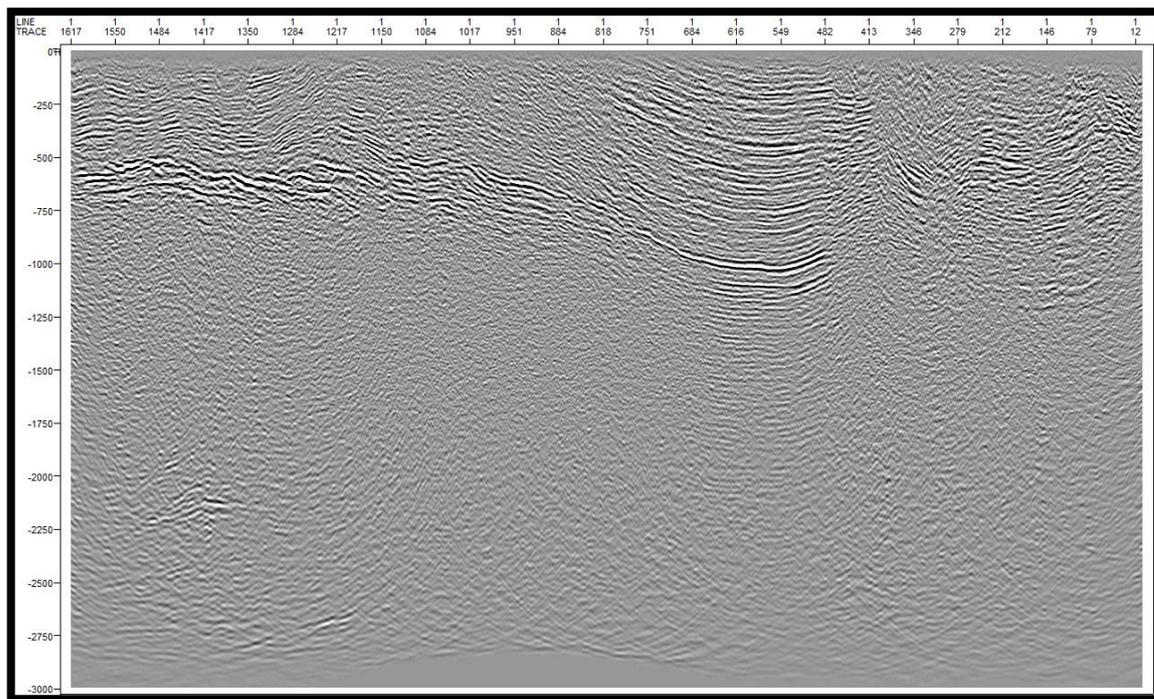


Figura 26 – Seção sísmica 0027-1395 *dip*, de direção NW-SE, em TWT (ms), antes da interpretação.

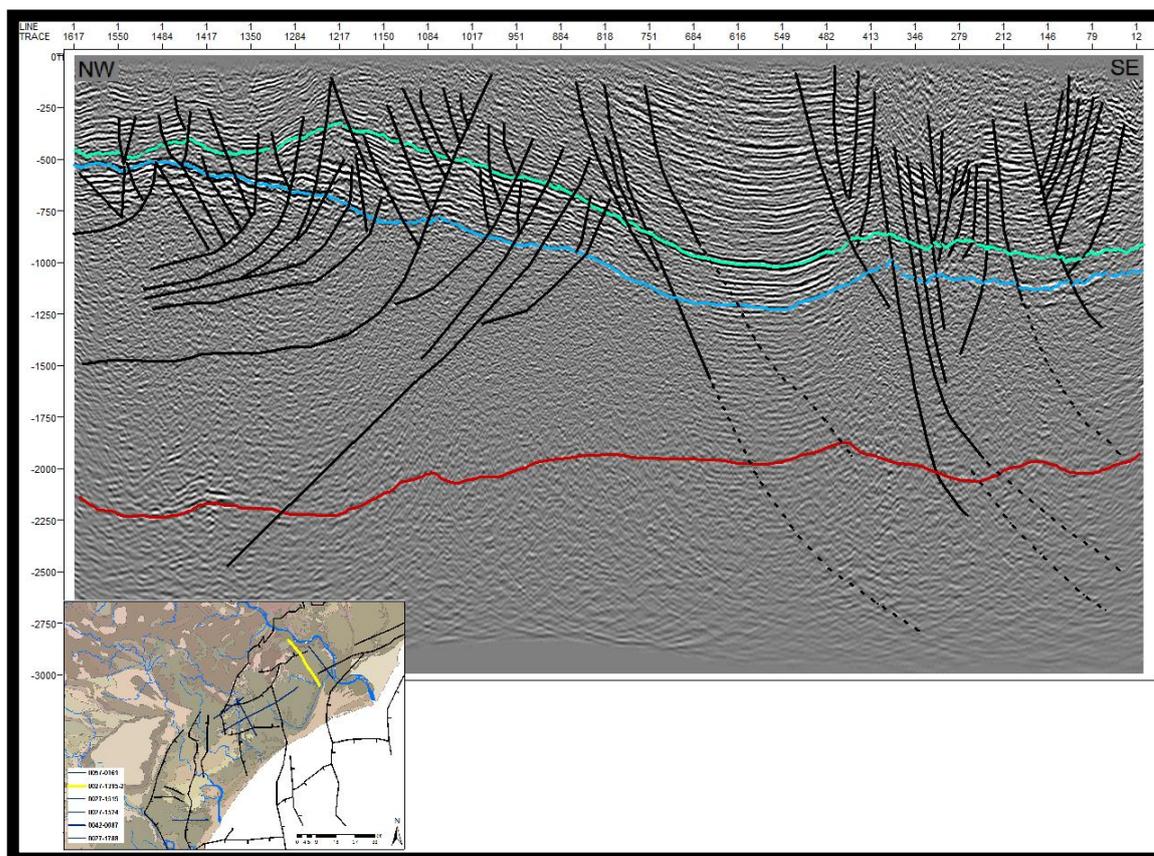


Figura 27 – Seção sísmica 0027-1395 *dip*, de direção NW-SE, em TWT (ms), interpretada.

A segunda linha *dip* selecionada, a 0027-1395 (Figuras 26 e 27), é paralela à seção sísmica anterior e se situa bem próximo a ela, inclusive. No entanto, corta

falhas diferentes, o que lhe confere outro arranjo estrutural. Em sua porção noroeste, intercepta uma zona de falhas normais antitéticas, como mostra o mapa do arcabouço estrutural (Figura 22). A partir do meio da seção para baixo, constata-se a presença de falhas normais sintéticas NW-SE, atreladas a estruturas em flor, indicativas de uma tectônica direcional.

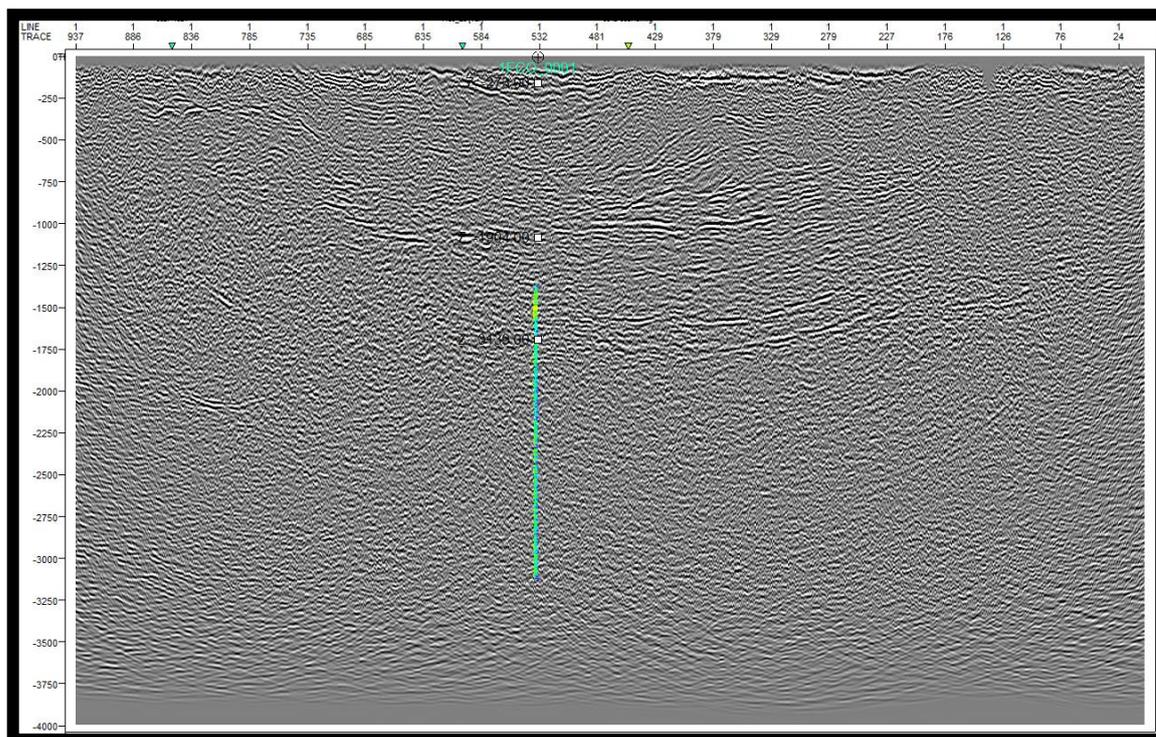


Figura 28 – Seção sísmica 0027-1515 *dip*, em TWT (ms), de direção NW-SE, com o poço 1FCO-001-SE antes da interpretação.

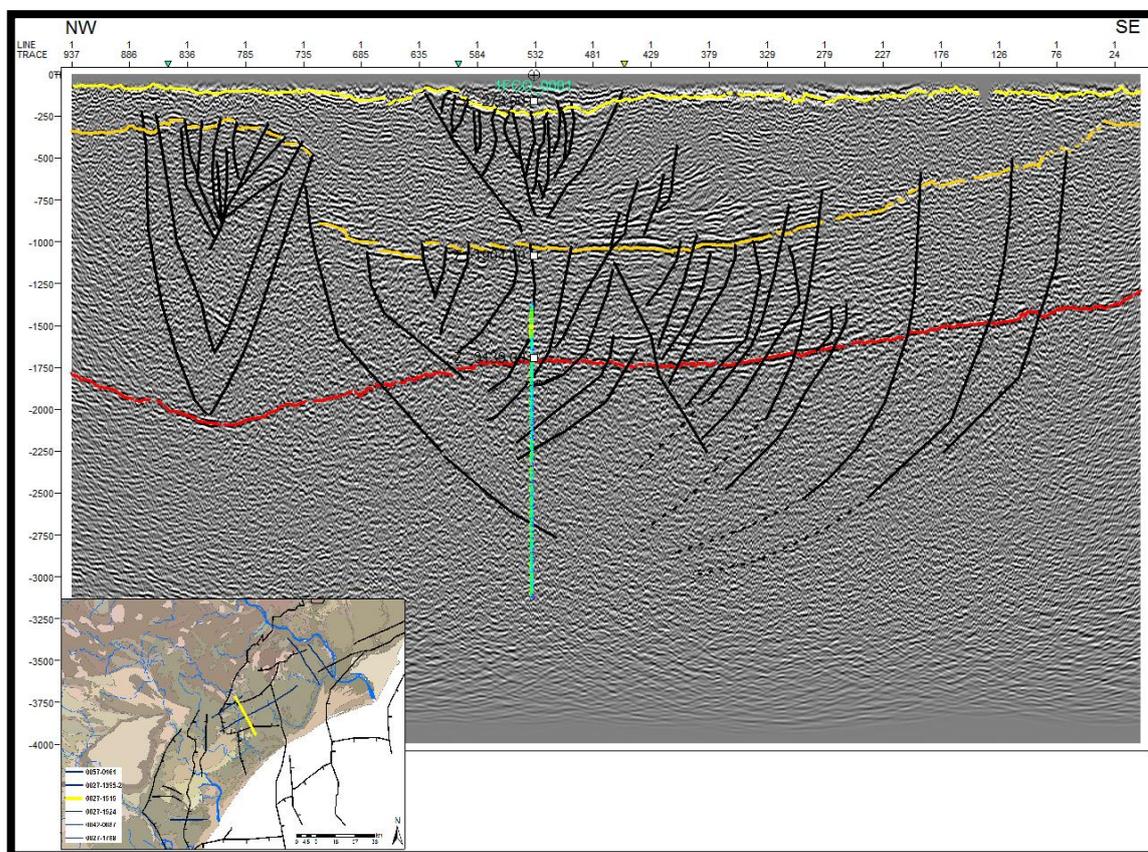


Figura 29 – Seção sísmica 0027-1515 *dip*, em TWT (ms), de direção NW-SE, interpretada, com poço 1FCO-001-SE adicionado.

A linha 0027-1515 é a única seção sísmica com poço presente, o poço 1FCO-0001-SE, que dista cerca de 5 km da linha e foi usado como auxílio na determinação de três horizontes sísmicos (Figura 29), no caso, sendo estes o embasamento (vermelho), a Formação Coqueiro Seco (laranja) e a Formação Riachuelo (amarelo). Esta linha *dip*, de direção NW-SE, apresenta estruturas em flor positivas e negativas, falhas lítricas e um intenso falhamento, estruturas plausíveis de acordo com o mapa do arcabouço estrutural, visto que a linha intercepta uma grande falha de direção NE, apontada por Cruz (2008), como podendo ser tanto direcional como distensiva, em eventos diacrônicos.

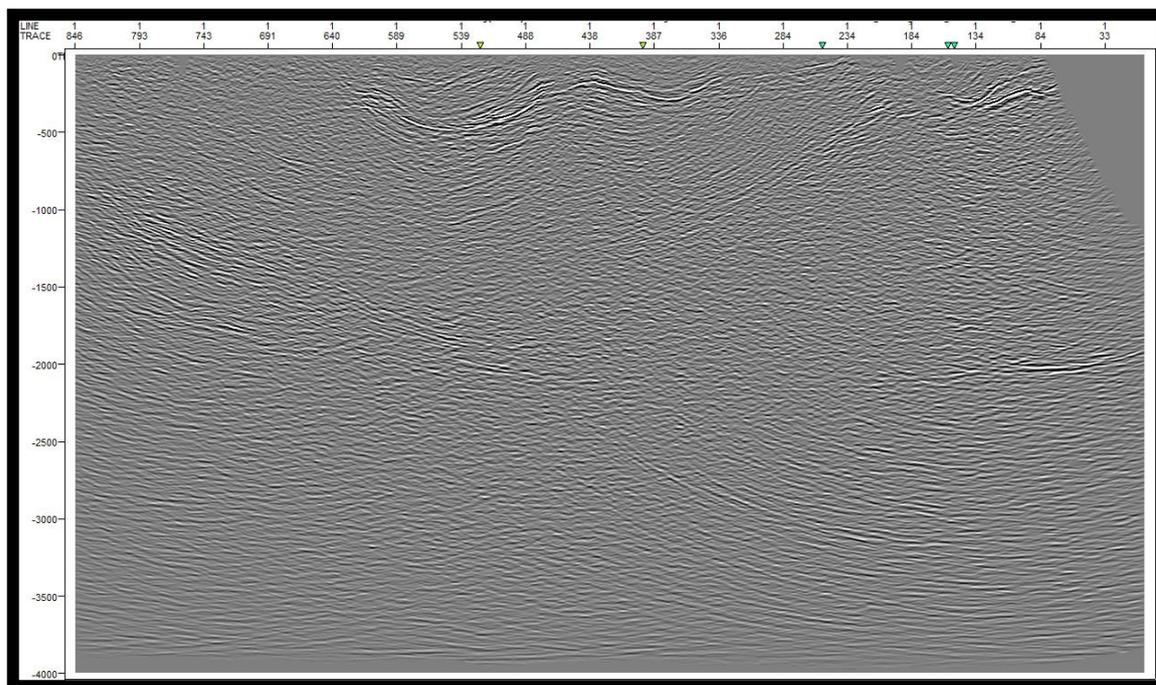


Figura 30 – Seção sísmica 0027-1524 *strike*, de direção SW-NE, TWT (ms), antes da interpretação.

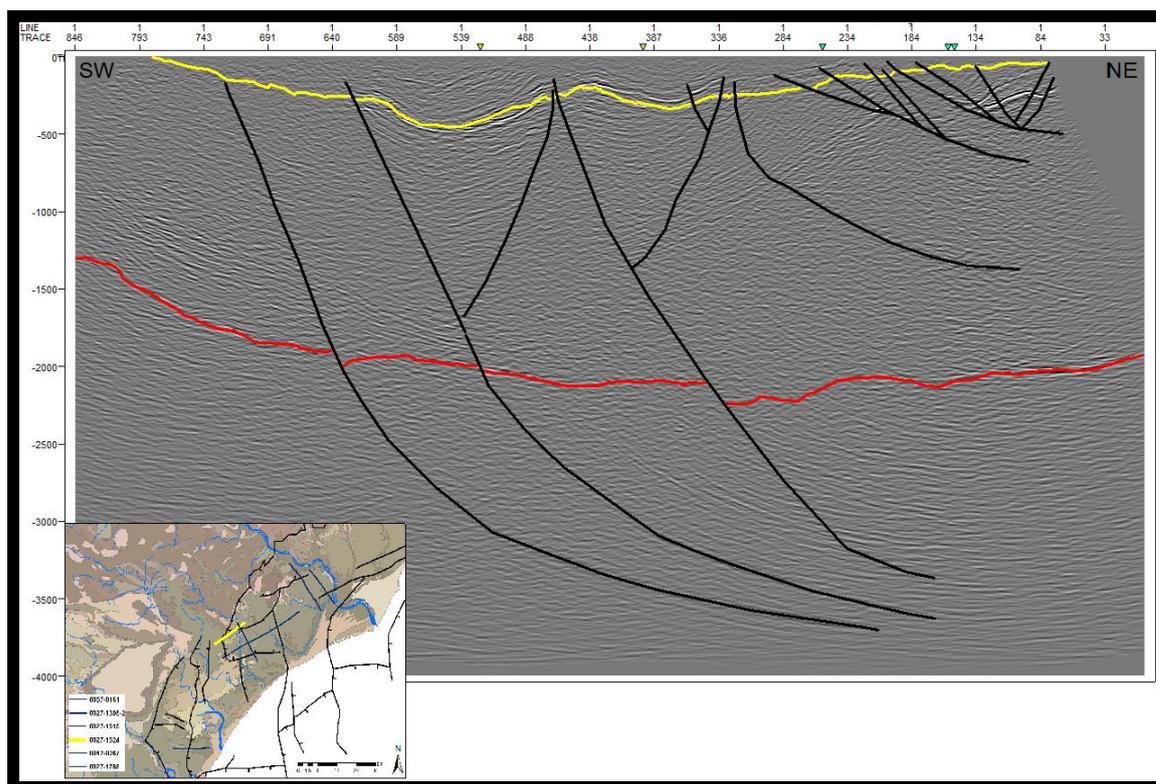


Figura 31 – Seção sísmica 0027-1524 *strike*, de direção SW-NE, TWT (ms), interpretada.

A seção 0027-1524 (Figuras 30 e 31) é uma seção *strike*, que corta uma zona de falhamentos N-S, relacionada à primeira fase de distensão e uma outra falha normal, porém com direção mais SW-NE. Houve uma grande dificuldade de

interpretação desta linha em virtude de sua má qualidade. Fatores como seu posicionamento com relação às estruturas também podem ter acarretado uma maior complexidade estrutural, tornando-a de difícil interpretação. Somente dois horizontes foram inferidos, sendo o mais inferior o embasamento (vermelho) e o próximo ao topo (amarelo), inferido como pertencente à Formação Riachuelo. As estruturas identificadas, tendo como base o mapa do arcabouço estrutural, foram falhas lístricas com falhas secundárias antitéticas associadas, na porção mais central da seção seguindo até o limite direito da linha em direção ao nordeste.

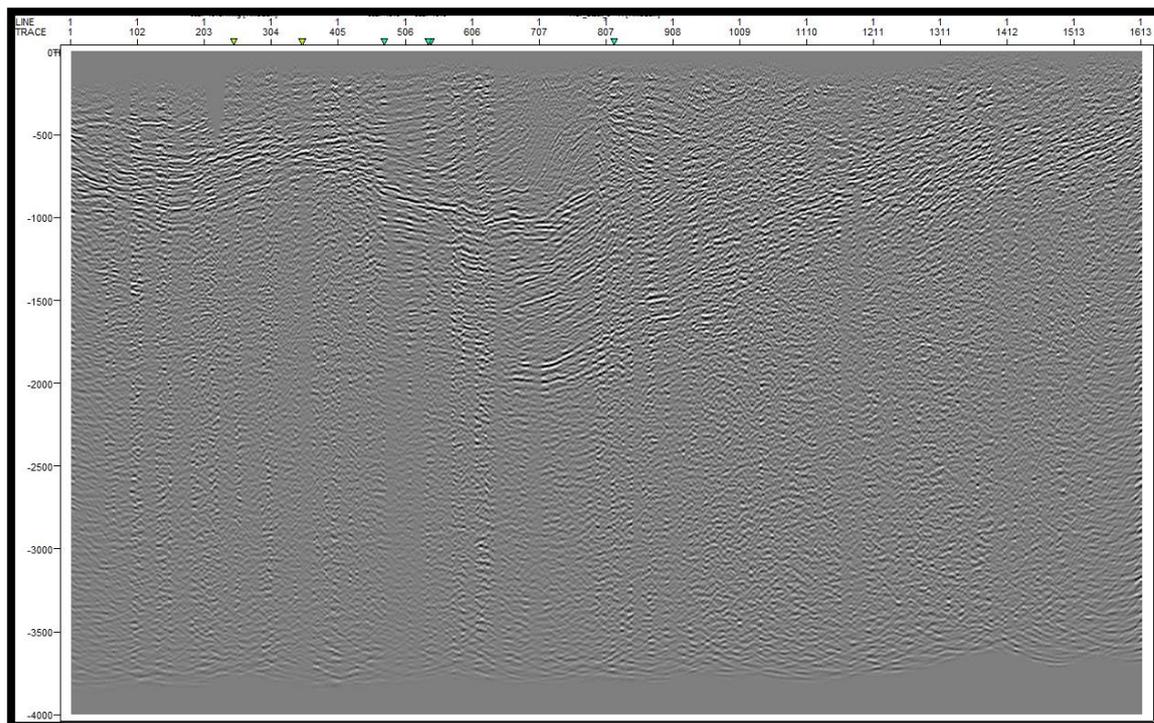


Figura 32 – Seção sísmica 0042-0087 *strike*, de direção SW-NE, TWT (ms), antes da interpretação.

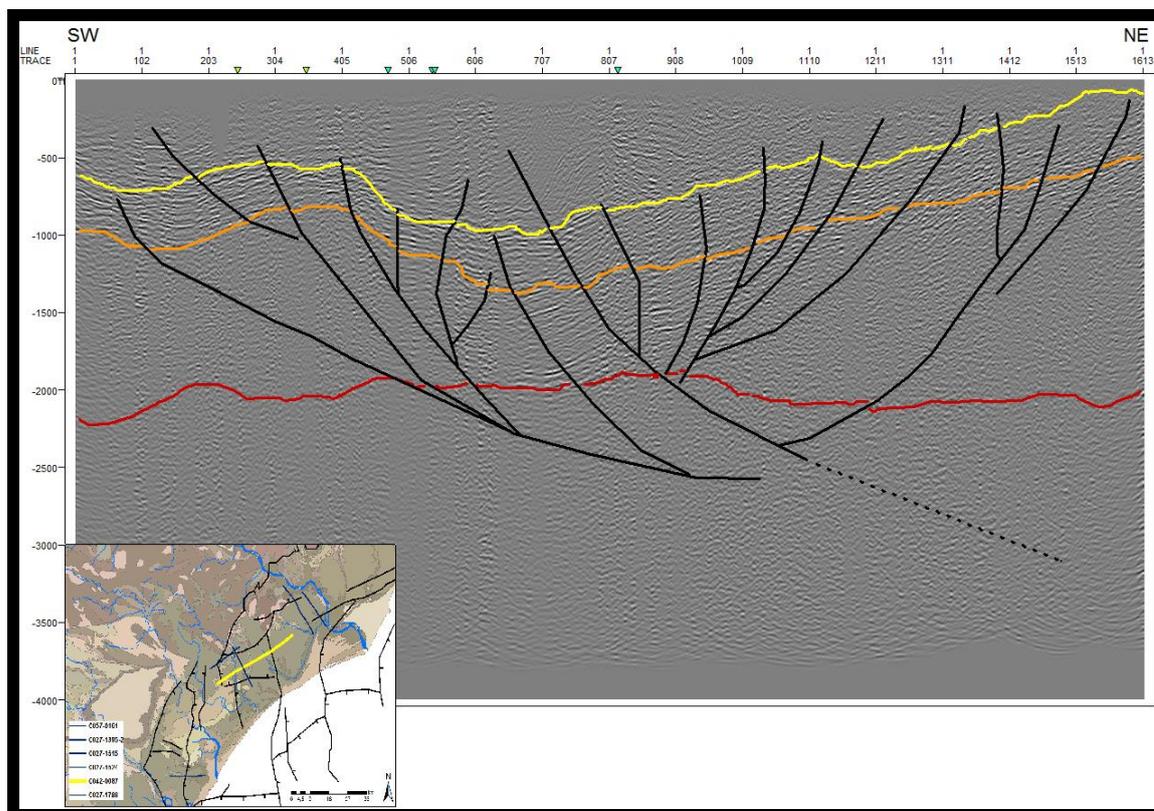


Figura 33 – Seção sísmica 0042-0087 *strike*, de direção SW-NE, em TWT (ms), interpretada.

A segunda e última seção *strike*, a linha 0042-0087, é a que apresenta maior extensão, corta a mesma falha N-S que a seção 0027-1524, porém mais ao sul desta, além de cortar outra falha de direção praticamente N-S, como pode ser visto na Figura 33. Nesta é possível observar os três horizontes inferidos, e seu estilo estrutural composto predominantemente por falhas lístricas normais com diversas antitéticas associadas.

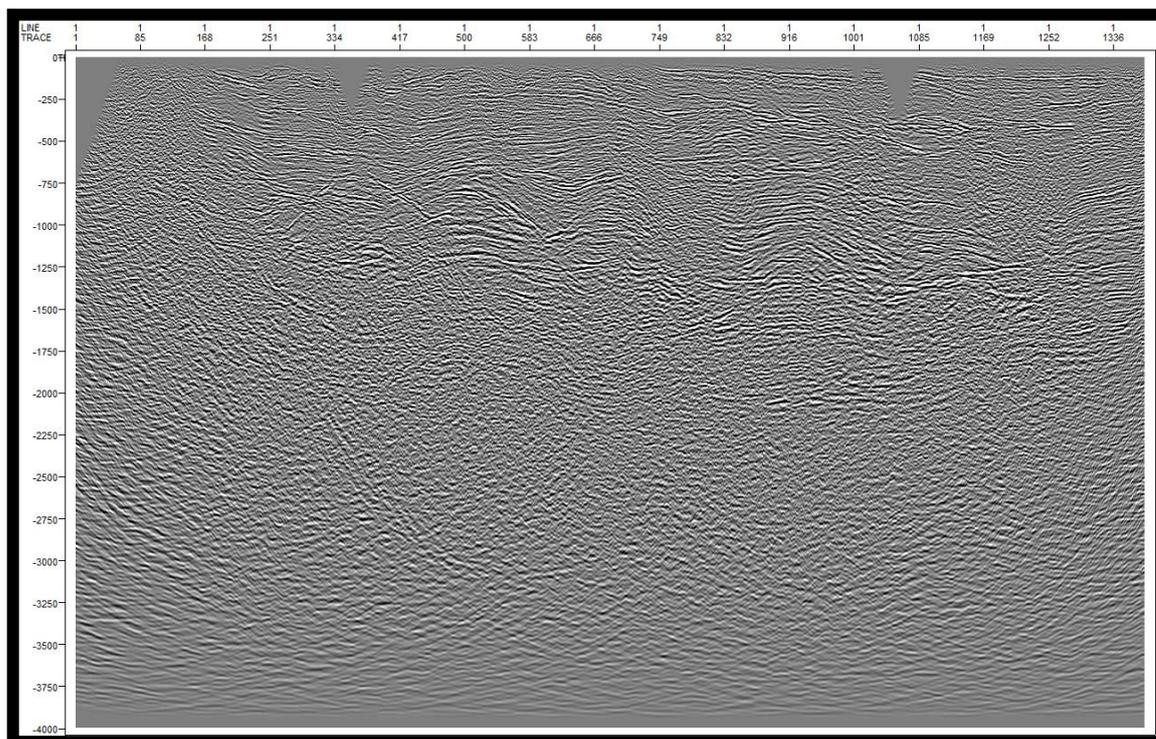


Figura 34 – Seção sísmica 0027-1788, de direção E-W, em TWT (ms), antes da interpretação.

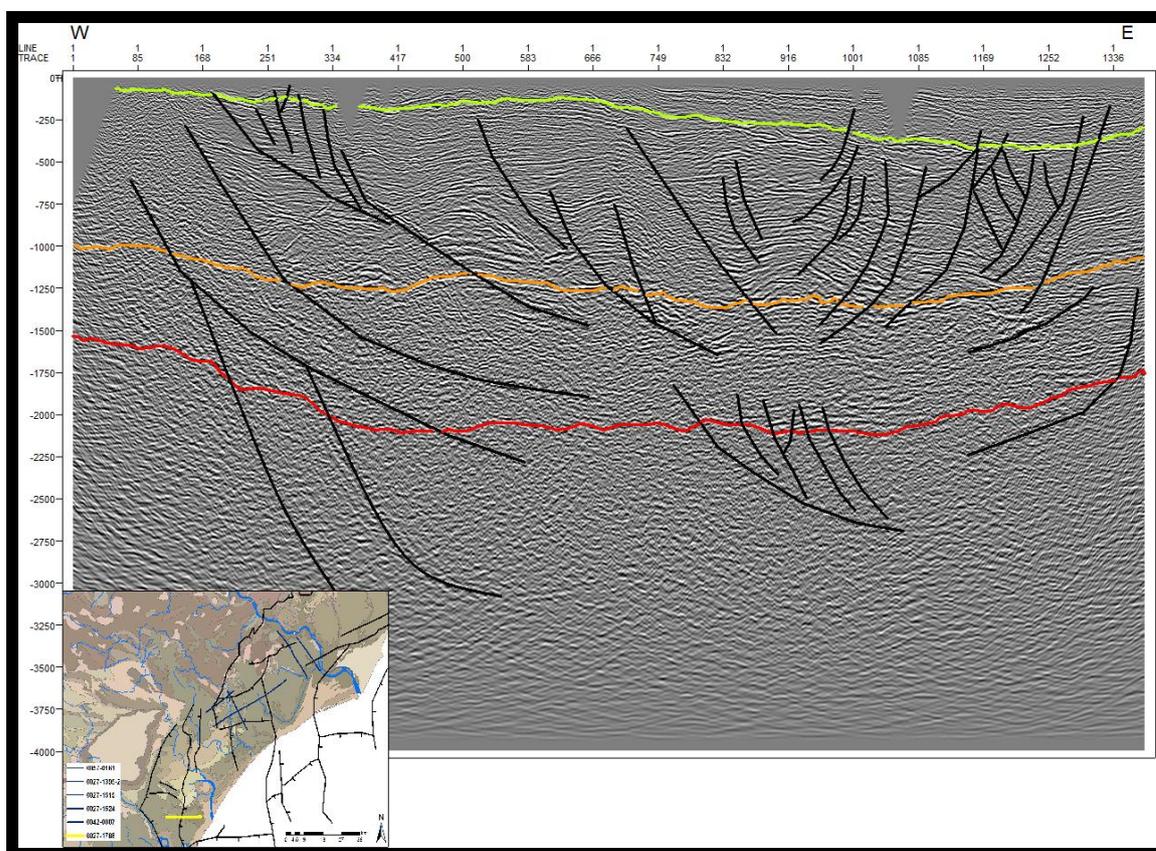


Figura 35 – Seção sísmica 0027-1788, de direção E-W, em TWT (ms), interpretada.

A última seção apresentada, a linha 0027-1788 (Figuras 34 e 35), possui direção E-W e corta uma grande falha normal, que de acordo com Lana & Milani (1986 *apud* Cruz 2008) se refere à primeira fase de distensão. Nesta seção, são interpretadas falhas normais e de caráter lístrico, ambas sintéticas, que constituem superfícies de descolamento e têm associadas a elas falhas antitéticas. A presença de anticlinais de *rollover* reforça a identificação dessas estruturas. Os mesmos três refletores referentes aos horizontes sísmicos foram inferidos.

7. ANÁLISE E DISCUSSÃO DOS RESULTADOS

Além da área de estudo já apresentar alta complexidade estrutural, sendo repleta de falhas, a qualidade das linhas sísmicas não favoreceu a interpretação, visto que são linhas antigas e ainda por se tratarem de seções sísmicas *onshore*, o que aumenta ainda mais a quantidade de ruídos.

A fim de otimizar a interpretação, uma série de recursos presentes na própria plataforma do software Petrel foram utilizados, como aplicação de filtros e atributos variados, além de mecanismos adicionais de corte de frequências para aumentar o ganho do sinal sísmico e tentar minimizar ruídos. Os principais filtros utilizados foram: *Time Gain*, *Frequency Filter*, *Band Pass*, *Acoustic Impedance* e *Structural Smoothing*. A variação das escalas de cor também foi essencial para uma melhor visualização e interpretação, sendo as de maior uso: *Black grey white*, *Seismic (default)*, *Structural lows* e *Red white black light*.

A revisão bibliográfica somada à interpretação dos dados sísmicos e de poço corroborou para o acréscimo de conhecimento a respeito dos estilos tectônicos da sub-Bacia de Sergipe. Além disso, através deste trabalho foi possível o aprendizado prático nas áreas de processamento e interpretação geofísicas, através da familiarização e do contato direto com *softwares* largamente utilizados na indústria do petróleo, como o ArcGIS, desenvolvido pela Esri, o Petrel e o Techlog, desenvolvidos pela Schlumberger.

8. CONCLUSÕES

As seções sísmicas realmente evidenciam o grande falhamento presente na sub-Bacia de Sergipe, com estruturas em flor sendo visualizadas principalmente nas seções *dip*, perpendiculares às falhas de direção NE, como descrito na literatura, referentes à tectônica direcional existente entre a Microplaca de Sergipe e a Placa Africana (Lana 1985 *apud* Cruz 2008), pertencendo a uma primeira fase da evolução estrutural compreendida possivelmente no intervalo Berriasiano-Barremiano, entendida como o início do estágio rifte. Outras estruturas relacionadas a essa primeira fase foram identificadas tanto na seção sísmica 0027-1788 de direção E-W como nas duas seções *strike*, que foram as falhas normais N-S, causadas pelo movimento distensivo de rifteamento inicial de direção E-W.

Além das estruturas em flor visualizadas nas seções *dip*, falhas normais e lístricas também foram identificadas, sendo estas, porém, relativas à segunda fase de evolução da Bacia (Eoaptiano-Eoalbio), na qual as falhas transcorrentes NE foram reativadas, contudo agora em caráter distensional NW-SE (Cruz 2008). A transcorrência evidenciada pelas estruturas em flor, juntamente com a presença de uma tectônica divergente dão lugar a falhas oblíquas.

Desta forma, apesar da má qualidade dos dados e da falta de uma melhor interação com poços, à priori, foi possível constatar além da componente divergente do rifteamento de margem passiva a presença de um tectonismo transcorrente, podendo ser associado à microplaca de Sergipe.

REFERÊNCIAS

ANP – Décima Rodada de Licitações da Bacia Sergipe-Alagoas. Disponível em: <http://www.brasil-rounds.gov.br/arquivos/seminarios/STA_8_Bacia_de_Sergipe_Alagoas_portugues.pdf> Acesso em: Set. 2014.

BDEP Web Maps. Disponível em: <<http://maps.bdep.gov.br/website/mapas/viewer.htm>> Acesso em: Set. 2014.

BIZZI *et al.* **Geologia Tectônica e Recursos Minerais do Brasil.** Serviço Geológico do Brasil – CPRM, Brasília, 2003.

BUENO, Gilmar V. Diacronismo de eventos no rifte Sul-Atlântico. **Boletim de Geociências da Petrobras**, Rio de Janeiro, v. 12, n. 2, p. 203-229, maio/Nov 2004.

CAMPOS NETO, Oscar P. A., *et al.* Bacia de Sergipe-Alagoas. **Boletim de Geociências da Petrobras**, Rio de Janeiro, v. 15, n. 2, p. 405-415, maio/nov 2007.

CAIXETA *et al.* **Albian rift systems in the northeastern Brazilian margin: An example of rifting hiper-extended continental crust.** In: *AAPG International Conference & Exhibiton, abstract volume, Istanbul, Turkey, 2014.*

CRUZ, L. R. **Caracterização tectono-estratigráfica da sequência transicional na sub-Bacia de Sergipe.** Tese de Doutorado – Centro de Ciências Exatas e da Terra, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, 2008.

DESTRO, Nivaldo. Release Fault: A variety of cross fault linked extensional fault systems, in the Sergipe-Alagoas Basin, NE Brazil. **Journal of Structural Geology**, v. 17, n. 5, p. 615-629, 1995.

GARDNER, G.H.F., GARDNER, L.W., and GREGORY, A.R., 1974, **Formation velocity and density – the diagnostic basics for stratigraphic traps:** *Geophysics*, 39, 770-780.

MILANI, E.J.; THOMAZ FILHO, A. **Sedimentary basins of South America.** In: Cordani, U.G.; Milani, E.J.; ThomazFilho, A.; and Campos, D.A. (Eds.), *Tectonic evolution of South America.* Rio de Janeiro, 31st International Geological Congress, p. 389-452, 2000.

MILANI, E. J. *et al.* Petróleo na margem continental brasileira: geologia, exploração, resultados e perspectivas. **Brazilian Journal of Geophysics**, Vol. 18 (3), 2001.

MILANI, E. J.; ARAÚJO, L. M. Recursos Minerais Energéticos: Petróleo. **Geologia Tectônica e Recursos Minerais do Brasil**, CPRM, Brasília, 2003.

MOHRIAK, W. U. *et al.* **Crustal architecture and tectonic evolution of the Sergipe-Alagoas and Jacuípe basins, offshore northeastern Brazil**. *Tectonophysics* 288, Rio de Janeiro, p. 199-220, 1998.

PERON-PINVIDIC, G. *et al.* **Structural comparison of archetypal Atlantic rifted margins: A review of observations and concepts**. *Marine and Petroleum Geology*, 2013. Disponível em: <www.elsevier.com/locate/marpetgeo> Acesso em: Nov. 2014.

SOUZA-LIMA, W. *et al.* A Bacia de Sergipe-Alagoas: evolução geológica, estratigráfica e conteúdo fóssil. **Aracaju: Fundação Paleontológica Phoenix**, 2002.

STICA, J. M.; ZALÁN, P. V.; FERRARI, A. L. 2014. **The Evolution of rifting on the volcanic margin of the Pelotas Basin and the contextualization of the Paraná-Etendeka IP in the separation of Gondwana in the South Atlantic**. *Marine and Petroleum Geology*, 50: 1-21.

TANASI, V. A.; FREITAS, V. A.; HERMAN, L. H. 2011. **The onset of flood basalt volcanism, northern Paraná Basin, Brazil: A precise U-Pb Baddeleyite/ Zircon age for a Chapecó-type bacite**. *Earth Planet. Sci. Lett.* 302: 147-153.

ZALÁN, P. V.; SEVERINO, M. C. G.; RIGOTI, C. A.; MAGNAVITA, L. P.; OLIVEIRA, J. A.; VIANNA, A. R. 2011. **An entirely new 3D-View of the crustal and mantle structure of a South Atlantic passive margin – Santos, Campos and Espírito Santo basins, Brazil**. In: *AAPG Annual Convention and Exhibition Abstracts Volume CDROM*. AAPG, Houston, Texas, USA.