



Universidade Federal do Rio de Janeiro
Centro de Ciências Matemáticas e da Natureza
Instituto de Geociências
Departamento de Geologia

***CARACTERIZAÇÃO GEOLÓGICA COM BASE EM PESQUISA
BIBLIOGRÁFICA DA BACIA DE SERGIPE-ALAGOAS***

VAGNER LUIS FERREIRA DA COSTA

**MONOGRAFIA DE GRADUAÇÃO SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DO
PROGRAMA DE GRADUAÇÃO EM GEOLOGIA DA UNIVERSIDADE FEDERAL
DO RIO DE JANEIRO COMO REQUISITO PARA A APROVAÇÃO NA DISCIPLINA
ESTÁGIO DE CAMPO IV**

SETOR: GEOLOGIA ECONÔMICA

M
GL
C837C



Universidade Federal do Rio de Janeiro
Centro de Ciências Matemáticas e da Natureza
Instituto de Geociências
Departamento de Geologia

***CARACTERIZAÇÃO GEOLÓGICA COM BASE EM PESQUISA
BIBLIOGRÁFICA DA BACIA DE SERGIPE-ALAGOAS***

VAGNER LUIS FERREIRA DA COSTA

MONOGRAFIA DE GRADUAÇÃO SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DO
PROGRAMA DE GRADUAÇÃO EM GEOLOGIA DA UNIVERSIDADE FEDERAL
DO RIO DE JANEIRO COMO REQUISITO PARA A APROVAÇÃO NA DISCIPLINA
ESTÁGIO DE CAMPO IV

Professor Orientador:

MSc. Carlos Jorge Abreu (Dept^o de Geologia UFRJ)

Banca Examinadora:

Professor Dr. Carlos Jorge Abreu (Dept^o de Geologia UFRJ)

Professor Dr. Cláudio Margueron (Dept^o de Geologia UFRJ)

Professor Dr. Cláudio Bettini (Dept^o de Geologia UFRJ)

AGRADECIMENTOS

Gostaria de agradecer inicialmente à Instituição Universidade Federal do Rio de Janeiro, que viabilizou o meu desenvolvimento acadêmico, através de subsídios financeiros e principalmente com a possibilidade privilegiada de conviver com grandes amigos e excelentes profissionais, entre estes agradeço pela amizade e incentivo a Cleverson Glauber, Henrique Borges, Alexandre Maul, Denilson Gerônimo e Cátia entre outros que não cito, mas que nem por isso são menos importantes para mim.

Ao corpo docente da universidade destaco em especial os professores e futuros colegas de profissão Cláudio Limeira, Carlos Jorge Abreu, Ismar, Fernando Pires, Joel Valença, Cláudia Vilela, Fábio Pacciulo e Cláudio Margueron. Aos funcionários da secretaria acadêmica e do instituto Jane, Valgenor, Beth e Aloísio, e ao técnico em laminação Tarcísio.

Agradeço também a todos os funcionários que tive o prazer de conviver durante os estágios que propiciaram-me o aperfeiçoamento e experiência quanto a realidade que por ventura virei a encontrar no campo profissional, entre estes cito em especial: Professor Muniz Barreto, Nely Palermo, Nick Winner, Alexandre Vaciliou, Carla Lacerda e Richard.

Deixo para o fim meu agradecimento especial e a devida satisfação aqueles que sem os quais não teria sido possível nenhum dos passos que dispus-me a realizar, aos meus irmãos e amigos Gláucio, Gláucia, Reginaldo e Rubens.

Dedico este trabalho a Josephina, mulher única da qual tive o privilégio de ser filho e aos meus sobrinhos Vinicius, Vitor, Pâmela e Luiza que nada sabem de Geologia e que por isso mesmo sempre foram minha grande motivação.

BACIA DE SERGIPE-ALAGOAS

SUMÁRIO

RESUMO	iii
I - INTRODUÇÃO E OBJETIVOS	01
II - CONTEXTO REGIONAL E HISTÓRICO EXPLORATÓRIO	02
III - ORIGEM E EVOLUÇÃO TECTONO-SEDIMENTAR	10
IV - TECTÔNICA E ARCABOUÇO ESTRUTURAL	22
V - ESTRATIGRAFIA	27
V.1 - LITOESTRATIGRAFIA	27
V.1.1 - Complexo do Embasamento	27
V.1.2 - Grupo Igreja Nova	27
V.1.2.1 - Formação Batinga	28
V.1.2.2 - Formação Aracaré	28
V.1.3 - Grupo Perucaba	34
V.1.3.1 - Formação Candeeiro	34
V.1.3.2 - Formação Bananeiras	34
V.1.3.3 - Formação Serraria	35
V.1.4 - Grupo Coruripe	44
V.1.4.1 - Formação Barra de Itiúba	44
V.1.4.2 - Formação Penedo	44
V.1.4.3 - Formação Rio Pitanga	45
V.1.4.4 - Formação Coqueiro Seco	45
V.1.4.5 - Formação Poção	46
V.1.4.6 - Formação Ponta Verde	46
V.1.4.7 - Formação Maceió	46

V.1.5 - Grupo Sergipe	60
V.1.5.1 - Formação Riachuelo	60
V.1.5.2 - Formação Contiguiba	60
V.1.6 - Grupo Piaçabuçu	63
V.1.6.1 - Formação Calumbi	63
V.1.6.2 - Formação Mosqueiro	64
V.1.6.3 - Formação Marituba	64
V.1.7.a - Formação Barreiras	69
V.1.7.b - Rochas Ígenas	69
V.2 - BIOESTRATIGRAFIA	70
V.3 - CRONOESTRATIGRAFIA	76
VI - SISTEMAS PETROLÍFEROS	80
VI.1 - Rochas Geradoras e Caracterização dos Hidrocarbonetos	80
VI.2 - Reservatórios	81
VI.3 - Rochas Selantes e Trapas	82
VI.4- Resultados Obtidos Para os Óleos da Bacia de Sergipe-Alagoas	82
VI.4.1 - Correlação Óleo/Óleo	82
VI.4.1.1 - Óleos Originados de Sequências Continentais	83
VI.4.1.2 - Óleos Originados em Sequências Marinhas e/ou Evaporíticas	84
VI.4.1.3 - Óleos Mistos	85
VI.1.2 - Correlação Óleo/Rocha	86
VII - CONSIDERAÇÕES FINAIS	99
VIII - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	101

RESUMO

BACIA DE SERGIPE-ALAGOAS

A Bacia de Sergipe-Alagoas situa-se no litoral nordeste do Brasil e abrange uma área de 45.760 km², sendo 13.000 km² na porção emersa, estendendo-se por 32.760 km² na porção submersa, considerando-se a cota batimétrica de 3 000 metros. A bacia ocupa uma faixa alongada NE-SW com aproximadamente 350 km paralela a costa, entre os paralelos 9° e 11°30' S. A estratigrafia de sequências na Bacia de Segipe-Alagoas mostra um desenvolvimento desde a idade Permo-carbonífera até o presente, com sedimentos que congregam características dos mais diversos ambientes deposicionais.

Esta bacia possui um arcabouço tectônico estabelecido pelas diversas etapas do processo de rifteamento que causou a ruptura entre a África e América do Sul, podendo ser feita uma correlação entre esta bacia, através das estruturas formadas pelo processo de rifteamento que consistem de uma série de *half-grabens* com mergulho aproximado de 10-15° para SW, cercados por uma série de zonas transcorrentes com direção NE, e as bacias conjugadas do Oeste Africano (Meyers *et alii*, 1996).

A história deposicional na área iniciou-se no final do Paleozóico (Permo-Carbonífero) com a fase de sinéclise interior que perdurou até o final do Jurássico, incluindo também o início do Cretáceo (Neocomiano), gerando um registro sedimentar caracterizado por sedimentos de origem continental. A partir do Neocomiano (Hauteriviano) a Bacia de Sergipe-Alagoas começou a sofrer os reflexos da abertura do Oceano Atlântico desenvolvendo a fase *rift* até a metade do Aptiano, quando então passou a ter um caráter transicional e por seguinte do final do Aptiano até os tempos atuais evoluiu para uma bacia do tipo margem passiva.

A produção de hidrocarbonetos é conhecida em todos os intervalos estratigráficos na Bacia de Sergipe-Alagoas, exceto no Paleozóico (Van der Ven *et alii.*, 1989). Os reservatórios tem sido classificados tectono-estratigraficamente, como: sedimentos *pré-rift*, *rift*, e *pós-rift*. A maior parte da recuperação de hidrocarbonetos na bacia ocorre nos reservatórios na porção clástica *pós-rift* da Formação Muribeca no Aptiano, depositada em lagos e mares restritos, durante a fase transicional do desenvolvimento da Bacia. As

correlações entre os óleos analisados das rochas geradoras identificadas na bacia determinaram dois grandes pacotes geradores, representados pelos sedimentos do Andar Alagoas e dos andares Jiquiá e Buracica/Aratu/Rio da Serra, que geraram óleos com características genéticas marinhas e/ou evaporíticas e continentais, respectivamente (Babinski & Santos *apud* Falkenhein *et alii*, 1985).

As rochas selantes são os evaporitos e folhelhos marinhos depositados entre o Aptiano-Albiano até o Maestrichtiano (Aquino & Lana, 1990; Gaglianone *et al.*, 1991). A formação de trapas começa logo após o final da deposição das rochas geradoras e prolonga-se até o Paleogeno, são essencialmente estruturais devido a compartimentação de toda a Bacia causada pelo processo de rifteamento, porém entre o Albiano e o Cenomaniano, ocorreu uma subsidência termal *pós-rift* que possibilitou a deposição de carbonatos marinhos sobre evaporitos de mar fechado, propiciando a formação de estruturas halocinéticas de grande porte, que afetam a seção pós-Aptiana, como nas bacias de Campos e Santos.

Foram descobertos na bacia 28 campos de petróleo, sendo 23 em terra e 5 no mar. A produção atual é de aproximadamente 23.000 barris/ dia de óleo equivalente (dezembro 99), acumulada de 660×10^6 barris e uma reserva de 410×10^6 barris (dezembro 97). Apesar da longa história, em especial na porção emersa, onde o esforço exploratório foi mais intenso, essa Bacia ainda apresenta boas possibilidades exploratórias na parte *off-shore*, onde já se iniciou um estudo mais detalhado, principalmente nos turbiditos Calumbi, aonde obteve-se resultados satisfatórios.

I - INTRODUÇÃO E OBJETIVOS

Como requisito final do Curso de Graduação de Geologia da Universidade Federal do Rio de Janeiro é necessário cursar a disciplina curricular obrigatória Estágio de Campo IV, cuja aprovação está vinculada à confecção e defesa de uma monografia de graduação, sendo a avaliação realizada por uma banca composta por três membros do corpo docente da universidade.

Procurando atender a este requisito, o autor realizou o trabalho a seguir, que tem por objetivo cumprir esta obrigatoriedade e a obtenção do título de Geólogo. O trabalho foi orientado pelo Prof. MSc Carlos Jorge Abreu, do departamento de Geologia, e originou-se a partir do interesse do aluno em participar do Projeto de Caracterização das Bacias Sedimentares Brasileiras realizado por esta universidade. O trabalho é resultado de uma coletânea bibliográfica da Bacia de Sergipe-Alagoas e que tem por finalidade abranger todos os aspectos geológicos que envolvem o entendimento da sua evolução tectono-sedimentar até os resultados alcançados na sua exploração comercial de hidrocarbonetos.

Esta coletânea busca ser uma fonte futura de pesquisa para a Bacia de Sergipe-Alagoas, pois hoje há um grande interesse de empresas multinacionais em adquirir informações confiáveis à cerca das bacias sedimentares brasileiras, pois com a flexibilização do monopólio governamental quanto a exploração de hidrocarbonetos, vislumbra-se investimentos relevantes e caberá às universidades serem o elo entre o capital e a informação, tornando-se assim parceiras por excelência nesta área que desenvolve-se de forma ampla e realista no Brasil. Porém cabe ressaltar a importância deste trabalho quanto a especialização acadêmica do aluno, pois este é o último passo em direção a realidade profissional que terá que enfrentar a partir de então.

Para realização deste trabalho contou-se com a pesquisa de aproximadamente 40 publicações não-sigilosas, sendo em sua maioria realizadas por profissionais brasileiros a serviço da PETROBRÁS. Quanto a estes trabalhos, por terem sido publicados em uma faixa de tempo extensa, foi necessário efetuar algumas correções e substituições de termos por outros mais atualizados, sem com isso modificar necessariamente o conteúdo das informações consultadas.

II - CONTEXTO REGIONAL E HISTÓRICO EXPLORATÓRIO

A Bacia de Sergipe-Alagoas situa-se no litoral nordeste do Brasil e abrange uma área de 45760 km², sendo 13000 km² na porção emersa, estendendo-se por 32760 km² na porção submersa, considerando-se a cota batimétrica de 3 000 metros. A bacia ocupa uma faixa alongada NE-SW com aproximadamente 350 km paralela a costa, entre os paralelos 9° e 11°30' S. Limita-se, a nordeste, com a Bacia de Pernambuco/Paraíba, pelo Alto de Maragogi; a sudeste, o limite da porção emersa é constituído pela Plataforma de Estância e, no mar, pela Bacia de Jacuípe, através do sistema de falhas do Vaza-Barris; a oeste, pelo embasamento composto por metassedimentos do Sistema de Dobramentos Sergipano na parte da sub-bacia sergipana e com rochas granítico/gnáissicas do Maciço Pernambuco-Alagoas na sub-bacia alagoana; e a leste, ocorre o adelgaçamento da bacia em direção ao mar (figs. 1 e 2).

A estratigrafia de sequências na Bacia de Segipe-Alagoas mostra um desenvolvimento desde a idade Permo-carbonífera até o presente, com sedimentos que congregam características dos mais diversos ambientes deposicionais, sendo dividida em 5 sequências (Gabaglia *et al.* 1990): A primeira seria representada pela Sequência Permo-carbonífera, caracterizada por sedimentos depositados em sinéclises de dimensões continentais em ambiente glacial/periglacial, marinho costeiro e continentais; A Sequência Juro-eocretácea representaria o estágio de depressão *pré-rift*, onde desenvolveu-se lagos pouco profundos em ambiente árido, eventualmente invadido por rios entrelaçados, possibilitando a deposição de grandes e contínuos pacotes sedimentares da Fm. Serraria, que hoje representam um dos principais alvos exploratórios como reservatórios; A Sequência *Sin-rift* precedeu a abertura do Oceano Atlântico e é representada por leques aluviais gradando lateralmente para deltas grosseiros, em sistemas alternadamente progradantes e transgressivos; A Sequência de Transição que representaria a passagem do ambiente continental para o marinho, sob severas condições de restrição e aridez; e a Sequência de Margem Passiva que reflete a instalação progressiva de condições oceânicas, que mostra um conjunto progradante, abrangendo os ambientes costeiro, nerítico, batial e abissal. A evolução tectono-sedimentar da bacia é relacionada com a ruptura e deriva continental entre a África e a América do Sul e apresenta os estágios *pré-rift*, *rift*, transição e *pós-rift*, formando um registro sedimentar que chega a alcançar 8 km de espessura (figs. 3, 4, 5 e 6).

A Bacia de Sergipe-Alagoas possui uma grande importância na história petrolífera brasileira, tendo sido iniciados estudos avaliatórios a partir de 1939, quando foi perfurado o primeiro poço prospectivo, poço AL-1, nas proximidades de Maceió, que alcançou 2144 m, sem resultados significativos. Em 1957, após a criação da PETROBRÁS, registrou-se a primeira descoberta comercial de petróleo, através do poço TM-1-AL (Tabuleiro do Martins - 1962), próximo a Maceió, e cabe ressaltar que o Campo de Guaricema foi a primeira descoberta de óleo na plataforma continental do Brasil, isto ocorreu no ano de 1968 em uma trapa estratigráfica, próximo ao limite sudeste da bacia. A perfuração de poços foi intensificada na década de 60 com a perfuração de aproximadamente 150 poços, que resultaram na descoberta dos campos de, entre os já citados, Riachuelo (1961), Carmópolis (1963), maior campo da bacia com um volume *in place* de 250 milhões de m³ de óleo, Sirizinho (1966) e Caioba (1969) entre outros.

Após estes mais de 50 anos de história exploratória na bacia, alcançou-se um vasto conhecimento acerca da sua potencialidade petrolífera através dos dados obtidos com mais de 2400 poços perfurados, 820 poços exploratórios, 93000 km de linhas sísmicas, mapeamentos de superfície e levantamentos gravimétricos e magnetométricos.

Foram descobertos na bacia 28 campos de petróleo, sendo 23 em terra e 5 no mar. A produção atual é de aproximadamente 23000 barris/ dia de óleo equivalente (dezembro 99), acumulada de 660x10⁶ barris e uma reserva de 410x10⁶ barris (dezembro 97). As tabelas 1, 2 e 3 mostram comparativamente a produção desta bacia com as outras bacias e regiões brasileiras produtoras de hidrocarbonetos. Apesar da longa história, em especial na porção emersa, onde o esforço exploratório foi mais intenso, essa Bacia ainda apresenta boas possibilidades exploratórias na parte *off-shore*, onde já se iniciou um estudo mais detalhado, principalmente nos turbiditos Calumbi, onde obteve-se resultados satisfatórios.

Tab. 1 - Reservas Brasileiras de Óleo e Condensado por Região de Produção (milhões de barris)

Bacia	Provada	Provável + Possível	Total
Amazônia	127,6	33,1	160,7
Bahia	192,6	96,3	288,9
Bacia de Campos	6.362,4	6.555,3	12.917,7
Espírito Santo	33,0	45,5	78,5
R.G.Norte/Ceará	363,7	269,1	632,8
Sergipe/Alagoas	237,0	64,3	301,3
Sul	41,2	19,8	61,0
PETROBRAS	7.357,5	7.083,4	14.440,9

Tab. 2 - Reservas Brasileiras de Óleo Equivalente por Região de Produção (milhões de boe)

Bacia	Provada	Provável + Possível	Total
Amazônia	504,8	264,6	769,4
Bahia	348,7	216,2	564,9
Bacia de Campos	6.956,3	7.256,2	14.212,5
Espírito Santo	69,5	64,1	133,6
R. G. Norte/Ceará	479,5	317,9	797,4
Sergipe/Alagoas	326,5	98,6	425,1
Sul	93,4	22,3	115,7
PETROBRAS	8.778,7	v8.239,9	17.018,6

Tab. 3 - Reservas Brasileiras de Gás Natural por Região de Produção (bilhões de m3)

Bacia	Provada	Provável + Possível	Total
Amazônia	60,0	36,8	96,8
Bahia	24,8	19,1	43,9
Bacia de Campos	94,4	111,4	205,8
Espírito Santo	5,8	2,9	8,7
R. G. Norte/Ceará	18,4	7,8	26,2
Sergipe/Alagoas	14,2	5,5	19,7
Sul	8,3	0,4	8,7
PETROBRAS	225,9	183,9	409,8

Tab. 1, 2 e 3 - Tabelas demonstrativas da reservas referentes ao ano de 1998 (fonte: Revista Brasil Energia, 99)

A Agência Nacional do Petróleo (ANP) tem desenvolvido um programa de concessão de blocos de interesse exploratório que já entrou na sua segunda fase, disponibilizou 5 blocos para pesquisa pelas empresas interessadas, essas terão 8 anos para realizar uma série de pesquisas sísmicas, subdividido nos intervalos de 3, 3 e 2 anos, nos quais deverão cumprir certas etapas pré estabelecidas, e após este prazo definir a posição, ou seja devolver o bloco ou investir na sua exploração (tab. 4).

Período Exploratório	Duração (anos)	Devolução de área obrigatória
Primeiro Período	3	50%
Segundo Período	3	25%
Terceiro Período	2	25%

Tab. 4 - Relação que mostra os prazos para pesquisa sísmica nos blocos em concessão na segunda fase da Bacia de Sergipe-Alagoas (fonte: © 1999 Agência Nacional do Petróleo.).

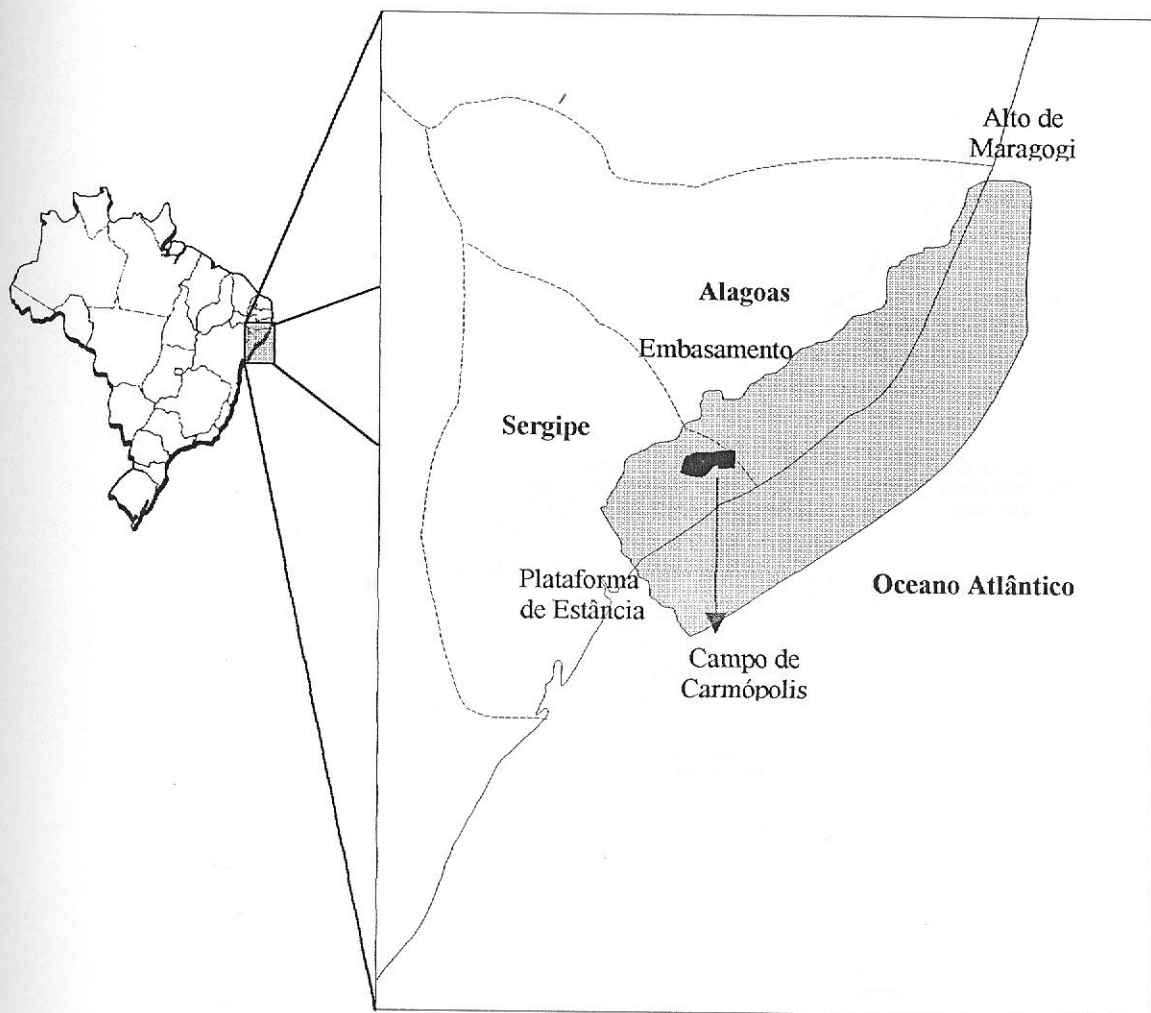


Fig. 1 - Mapa de localização da Bacia Sergipe-Alagoas e a localização aproximada correspondente ao campo de Carmópolis (adaptado de Aquino & Lana, 1990).

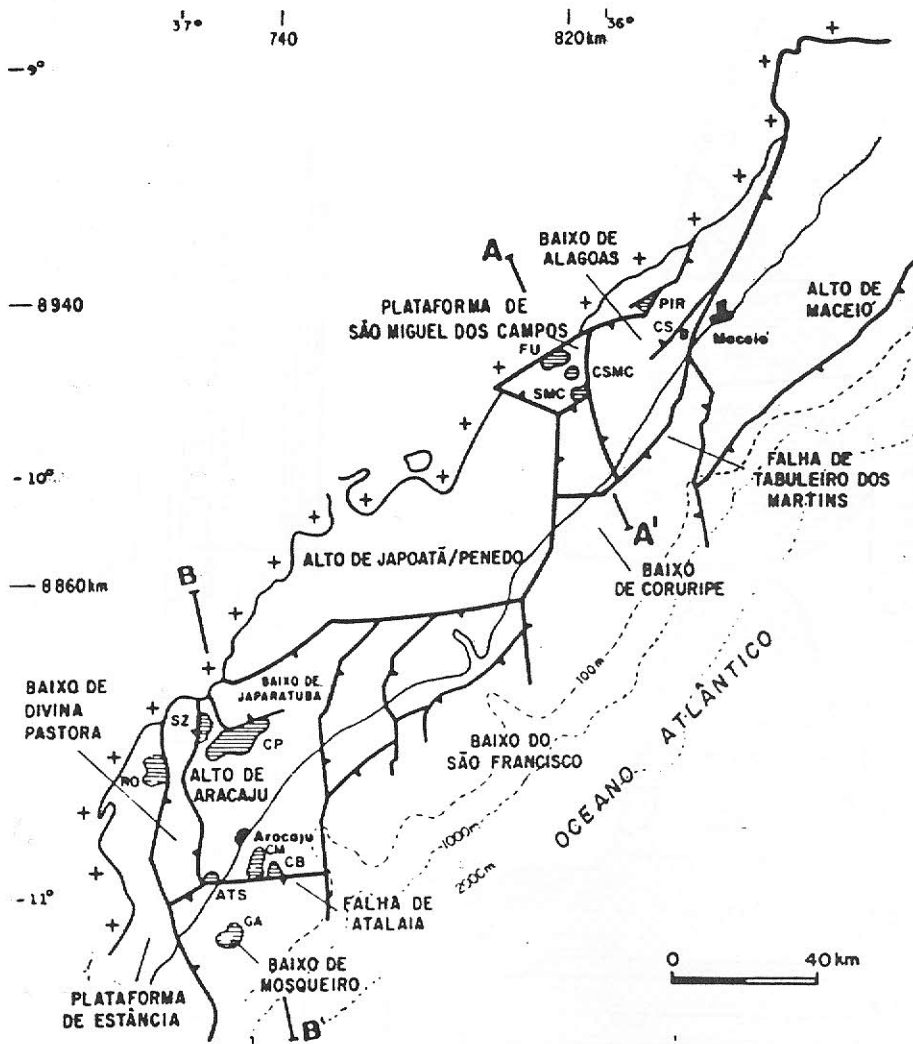
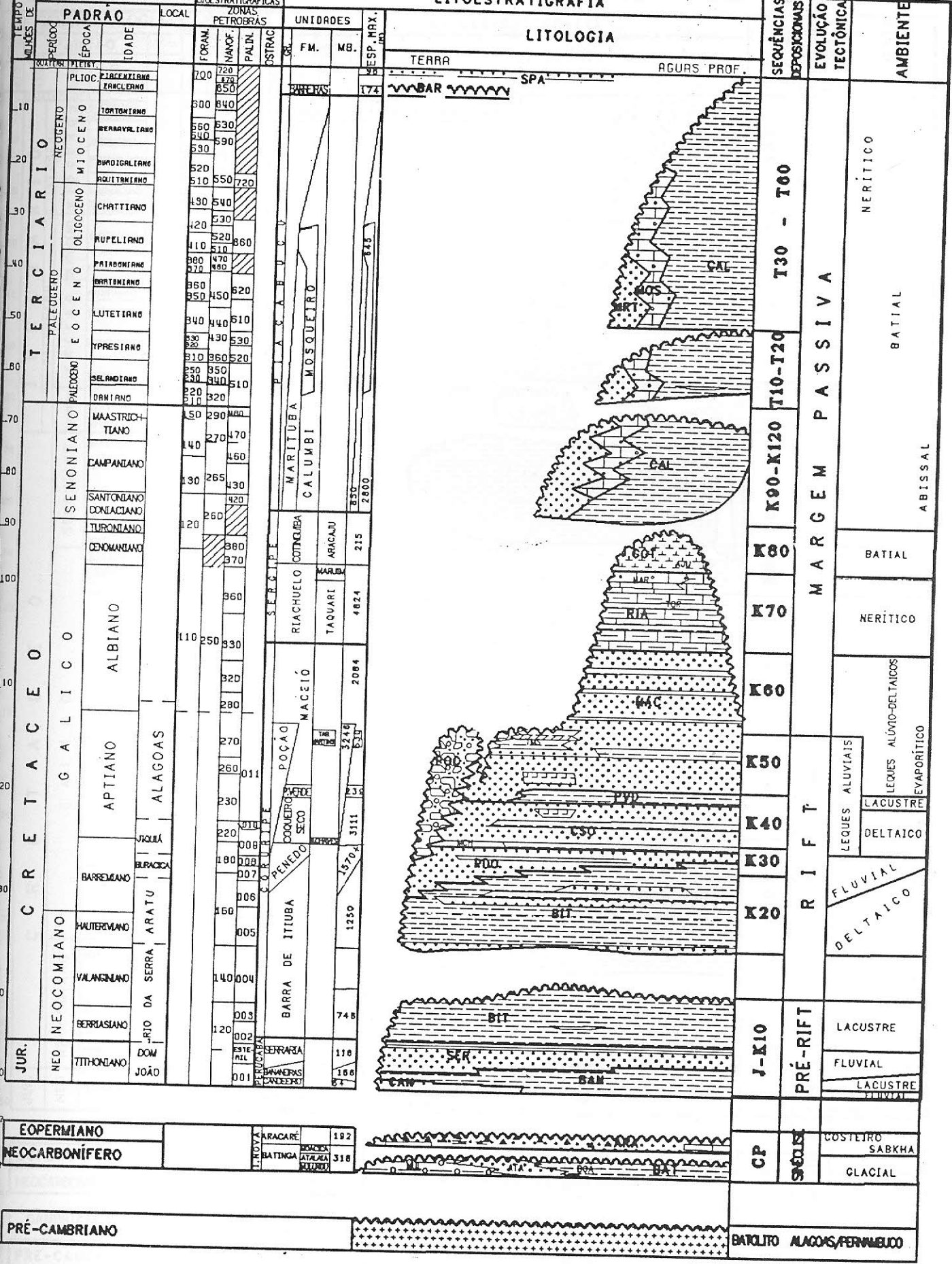


Fig. 2 - Arcabouço estrutural e principais acumulações de óleo e gás da Bacia de Sergipe-Alagoas (adaptado de Falkenhein *et al.*, 1985, em edição, *In*: Van Der Ven, Cainelli e Fernandes, 1989). A-A' e B-B': Localização das seções geológicas da figura 5 e 6.

CARTA ESTRATIGRÁFICA DA BACIA DE ALAGOAS



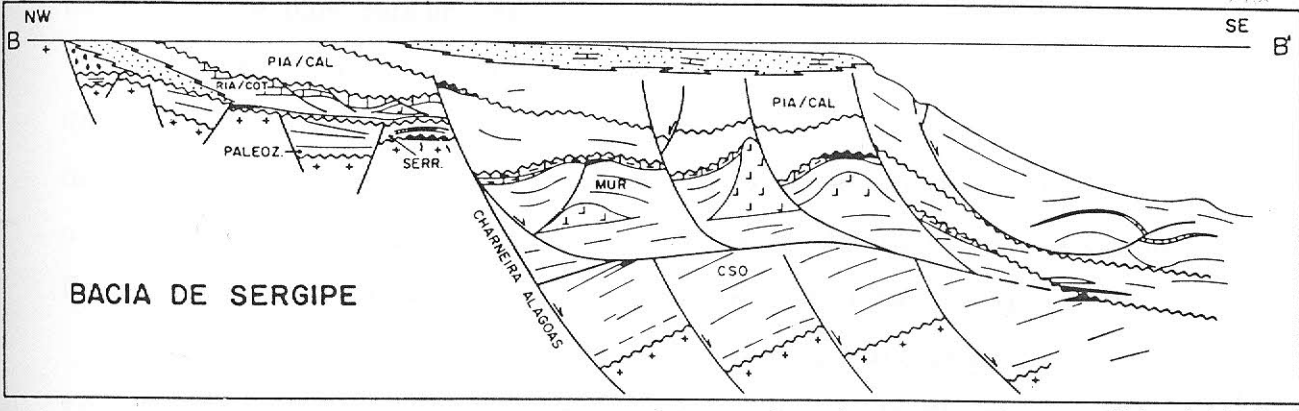
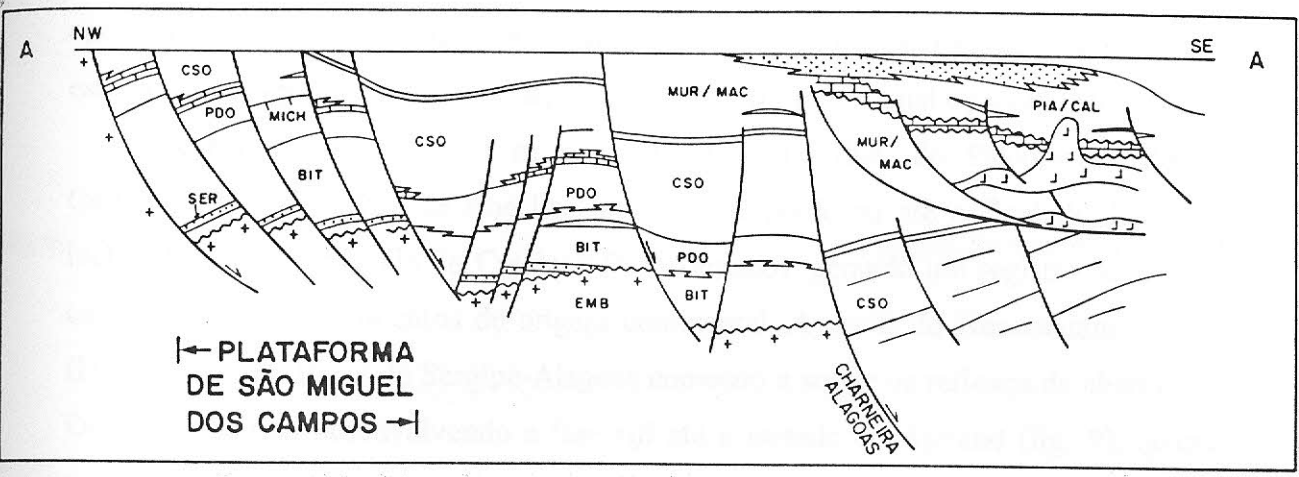


Fig. 5 - Seções Geológicas esquemáticas de distribuição dos *plays* exploratórios na Bacia de Sergipe-Alagoas. (Van Der Ven *et alii.*, 1989).

Lopo de 2.
 escala

III - ORIGEM E EVOLUÇÃO TECTONO-SEDIMENTAR

A evolução tectono-sedimentar da Bacia de Sergipe-Alagoas é relacionada a ruptura e deriva continental entre os continentes da África e da América do Sul, que originou a abertura do Oceano Atlântico (fig. 6) (Meyers *et alii*, 1996). Esta Bacia apresenta quatro estágios de desenvolvimento reconhecidos pelo registro sedimentar e estilo tectônico próprios, são os estágios: *pré-rift*, *rift*, transicional e *pós-rift* (fig. 7).

A história deposicional na área iniciou-se no final do Paleozóico (Permo-Carbonífero) com a fase de sinéclise interior que perdurou até o final do Jurássico, incluindo também o início do Cretáceo (Neocomiano), gerando um registro sedimentar caracterizado por sedimentos de origem continental. A partir do Neocomiano (fig. 8) (Hauteriviano) a Bacia de Sergipe-Alagoas começou a sofrer os reflexos da abertura do Oceano Atlântico desenvolvendo a fase *rift* até a metade do Aptiano (fig. 9), quando então passou a ter um caráter transicional e por seguinte do final do Aptiano até os tempos atuais evoluiu para uma bacia do tipo margem passiva.

Através de levantamentos sísmicos permitiu-se perceber que as partes *on* e *off-shore* são separadas por uma zona de charneira, a qual controla atualmente a margem de recifes daquela parte da costa brasileira. A parte *off-shore* da bacia sofreu uma subsidência mais rápida e a espessura do pacote de acumulação de sedimentos ficam entre 2 a 8 km, vindo desde o Albiano até o Recente (Dias, 1993) (fig. 10).

Os rifteamentos que deram origem as bacias de Tucano e Sergipe-Alagoas foram eventos sincrônicos (fig. 11), mas quando cessou o processo de rifteamento na Bacia de Tucano começou, entre o Albiano e o Cenomaniano, a subsidência termal *pós-rift* na Bacia de Sergipe-Alagoas (fig. 12) e durante esta breve fase de subsidência, a bacia começou a desenvolver carbonatos marinhos sobre evaporitos de mar fechado (fig. 11), propiciando a formação de estruturas halocinéticas de grande porte, afetando a seção Pós-Aptiana, como nas bacias de Campos e Santos (fig. 13).

A estratigrafia de sequências na Bacia de Sergipe-Alagoas mostra um desenvolvimento desde a idade Permo-carbonífera até os dias atuais, com sedimentos que congregam características dos mais diversos ambientes deposicionais. A PETROBRÁS a dividiu em 5 sequências na tentativa de representar as variações por que passou esta bacia.

- *Sequência Permo-carbonífera* - é representada pelas sinéclises de dimensões continentais em ambiente glacial/periglacial da Formação Batinga (Carbonífero) e marinho costeiro e continental da Formação Aracaré.
- *Sequência Juro-eocretácea* - representa o estágio de depressão pré-rift onde desenvolveu-se lagos pouco profundos em ambiente árido, eventualmente invadido por rios entrelaçados, possibilitando a deposição de grandes e contínuos pacotes sedimentares da Formação Serraria, que hoje representam um dos principais alvos exploratórios como reservatórios da bacia.
- *Sequência sin-rift* - precede a abertura do Oceano Atlântico e é representada por leques aluviais gradando lateralmente para deltas grosseiros, em sistemas alternadamente prográdantes e transgressivos e pode ser subdividida em quatro intervalos distintos: Neocomiano/Barremiano, Eoaptiano, Neoaptiano e Albiano.
 - *Seção neocomiana/barremiana* - que compreende depósitos lacustres/deltaicos da Formação Barra de Itiúba, depósitos fluviais/eólicos da Formação Penedo, e cunha clástica de borda de bacia da Formação Rio Pitanga.
 - *Seção eoaptiana* - essencialmente lacustre da Formação Coqueiro Seco e ainda bancos carbonáticos/coquinas do Membro Morro do Chaves que desenvolveram-se em altos estruturais.
 - *Seção neoaptiana* - inicia-se com deposição de conglomerados e arenitos da Formação Muribeca/ Membro Carmópolis que são os principais reservatórios da Bacia, e o intervalo superior dessa seção que corresponde aos folhelhos negros, calcilitos e evaporitos dos membros Oiterinhos e Ibura da Formação Muribeca que representam a principal rocha geradora.
 - *Seção albiana* - composta por sedimentos marinhos em condições de bacia compartimentada, com grandes falhamentos, com cunha clástica de borda do Membro Angico, e depósitos lagunares do Membro Taquari. Estes membros são agrupados na Formação Riachuelo.

- *Sequência de Transição* - representa a passagem do ambiente continental para marinho sob severas condições de restrição e aridez, e que também é representada pela Formação Muribeca.
- *Sequência de Margem Passiva* - reflete a instalação progressiva de condições oceânicas, que mostra um conjunto prográdante, abrangendo os ambientes costeiro, nerítico, batial e abissal, representados pelas formações Cotinguiba, Marituba, Calumbi e Mosqueiro. A Formação Calumbi é composta por turbiditos siliciclásticos, que são os principais alvos de exploração da PETROBRÁS nestes últimos anos.

Nas bacias de Sergipe-Alagoas, Recôncavo, Tucano e Jatobá há um longo hiato deposicional no Triássico sucedido pela deposição do Jurássico na fase *pré-rift* por sedimentos fluviais do tipo *braided*, que foram retrabalhados por processos eólicos. Esta deposição clástica no Jurássico é amplamente distribuída na *sag* África-Brasil. Alguns trabalhos sugerem que a seção Jurássica em Sergipe-Alagoas, depositada depois de um grande evento de falhamento, representa uma fase anterior a sedimentação da fase *rift*. Os sedimentos Jurássicos, 200 a 300 m de espessura, são relativamente contínuos e uniformes. Sedimentação similar é encontrada nas bacias de Jatobá e Tucano. A primeira sedimentação caracterizada como pertencente a fase *rift* é a representada pelos arenitos Barra de Itiúba interdigitados com os conglomerados Rio Pitanga, depositados no início do Cretáceo.

Condições de lagos hipersalinos e mares restritos no Aptiano é que possibilitaram a deposição dos evaporitos. Entre o Aptiano tardio e o início do Albiano houve a transição destas condições para os carbonatos predominantemente marinhos que são marcadas por um significativo hiato deposicional e uma abrupta variação na microfauna dominante (Koutsoukos *et al.*, 1991). A tênue linha de charneira que separa as partes *on-* e *off-shore* da Bacia desenvolveu-se durante este período (Van Der Ven *et alii.*, 1989). Este período também marcou a mudança da fase *rift* para a fase *pós-rift*.

Os carbonatos da plataforma datados do Cretáceo Médio entre as fases *sin-* e *pós-rift* estendem-se por aproximadamente 3500 km ao longo da margem Atlântica do Brasil, desde a Bacia de Santos ao sul até a Bacia Barreirinhas no Norte, porém apenas na Bacia Sergipe-Alagoas são completamente expostos.

Uma abrupta elevação no nível do mar no Cenoniano inundou os carbonatos típicos de água rasa e possibilitou a deposição de carbonatos de água profunda (Koutsoukos *et al.*, 1993), sendo no Cenoniano tardio a maior elevação no nível do mar. Fácies marinhas marginais estão presentes na parte emersa ao Norte da Bacia.

Com o aprofundamento, o regime de abertura do oceano foi estabelecido entre a América do Sul e África no Coniaciano tardio e início do Santoniano, o clima passou de seco para quente-húmido (Koutsoukos *et alii.*, 1993), como resultado houve o aumento da porção sedimentar siliciclástica da Bacia, originados a noroeste, o que terminou com os fatores que possibilitavam a deposição de carbonatos. O sistema progradante siliciclástico permanece atuante até hoje (Van Der Ven *et alii.*, 1989).

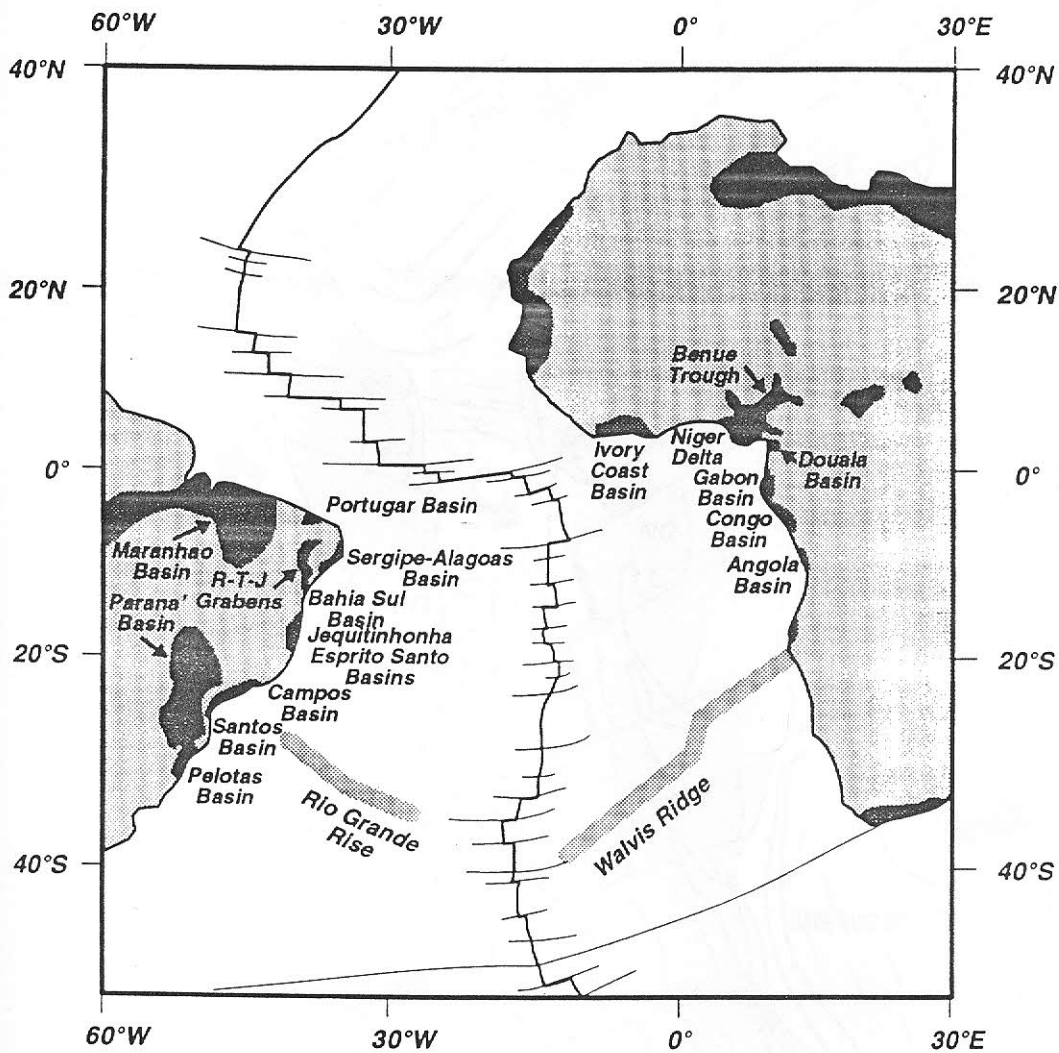


fig. 6 - Bacias Mesozóicas da costa leste do Brasil e oeste da África (Meyers, 1996)

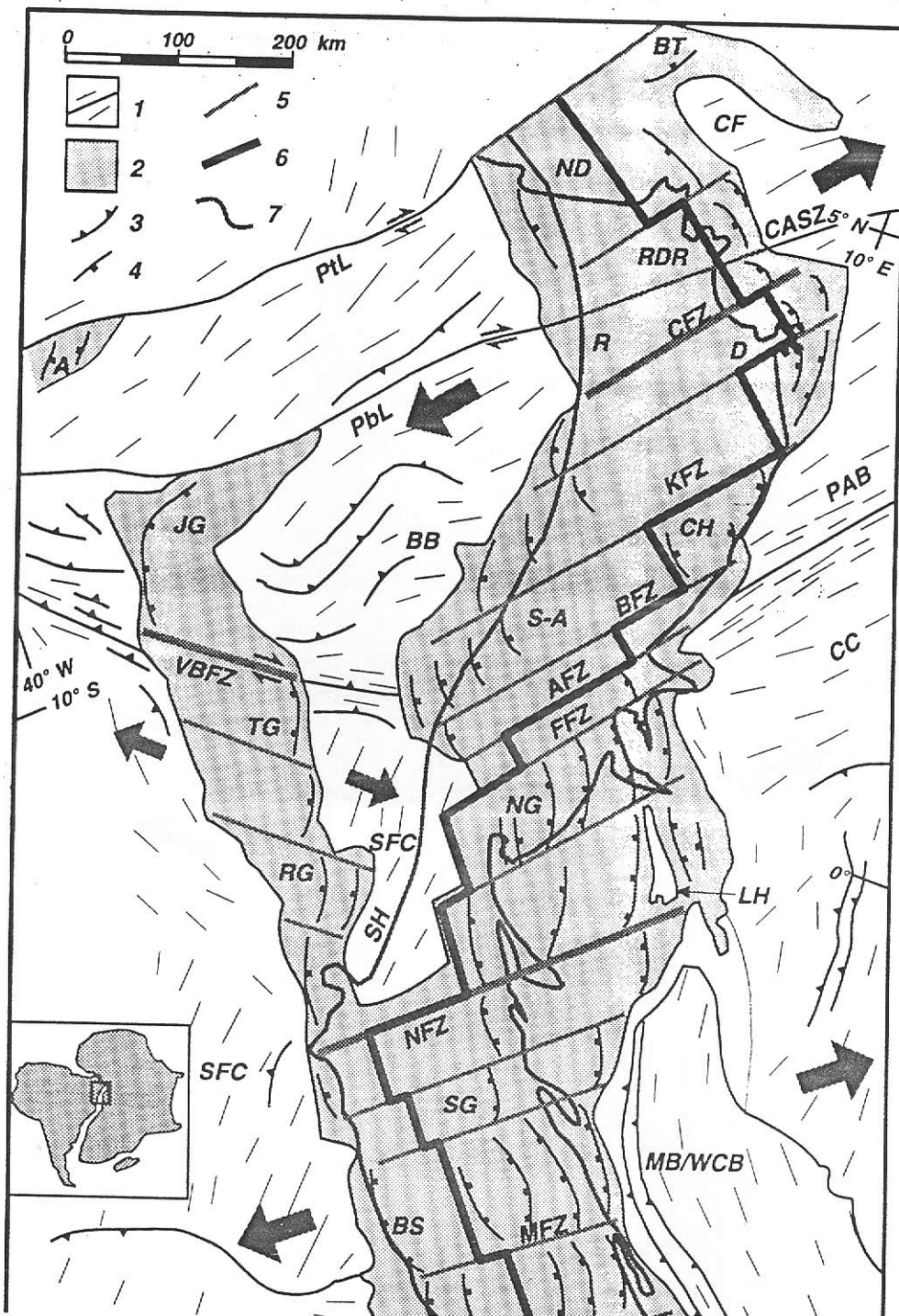


Fig. 7 - Bacias formadas a partir do *rift* do Cretáceo no Atlântico Sul. As feições geológicas superimpostas no ajuste continental entre a América do Sul e África (Bullard *et al.*, 1965, in Meyers *et alii*, 1996). As setas largas mostram a direção da extensão das ramificações do *rift*. Todas estas feições apresentadas nesta figura foram compiladas por Meyers *et alii*, 1996. Legenda: 1 = Embasamento Precambriano e *trends* estruturais, 2 = Bacias do *rift* do Cretáceo, 3 = Falhas de empurrão do Precambriano, 4 = Falhas normais relacionadas com o *rift*, 5 = zonas de *transfer faults*, 6 = local aproximado da ruptura continental (i.e., limite RCC-POC), 7 = linha de costa atual; A = Bacia do Araripe, AFZ = Zona de Fratura Ascensão, BB = Província da Borborema, BFZ = Zona de Fratura Bata, BT = Benue Trough, BS = Bacia do Sul da Bahia, C = Bacia do Congo, CASZ = Zona de Cisalhamento da África Central, CC = Cráton do Congo, CF = Flanco Calabar, CFZ = Zona de Fratura Camarões, CH = Campo High, D = Bacia de Duala, FFZ = Zonas de Fratura Fang N. e S., JG = Gráben Jatobá, KFZ = Zonas de Fratura Kribi, LH = *Horst* Lambarene, MB/WCB = Cinturão Mayumbian e Congo Oeste, MFZ = Zona de Fratura Mayumba, ND = Delta do Niger, NFZ = Zona de Fratura N'Komi, NG = Bacia do Norte do Gabão, PAB = Cinturão móvel Pan-Africano, PblL = Lineação Pernambuco, PtL = Lineação Patos, R = Bacia de Recife, RDR = Bacia de Rio Del Rey, RG = Gráben do Recôncavo, S-A = Bacia de Sergipe-Alagoas, SFC = Cráton São Francisco, SG = Bacia do sul do Gabão, SH = *Horst* Salvador, TG = Gráben Tucano, VBFZ = Zona de Fratura Vaza-Barris.

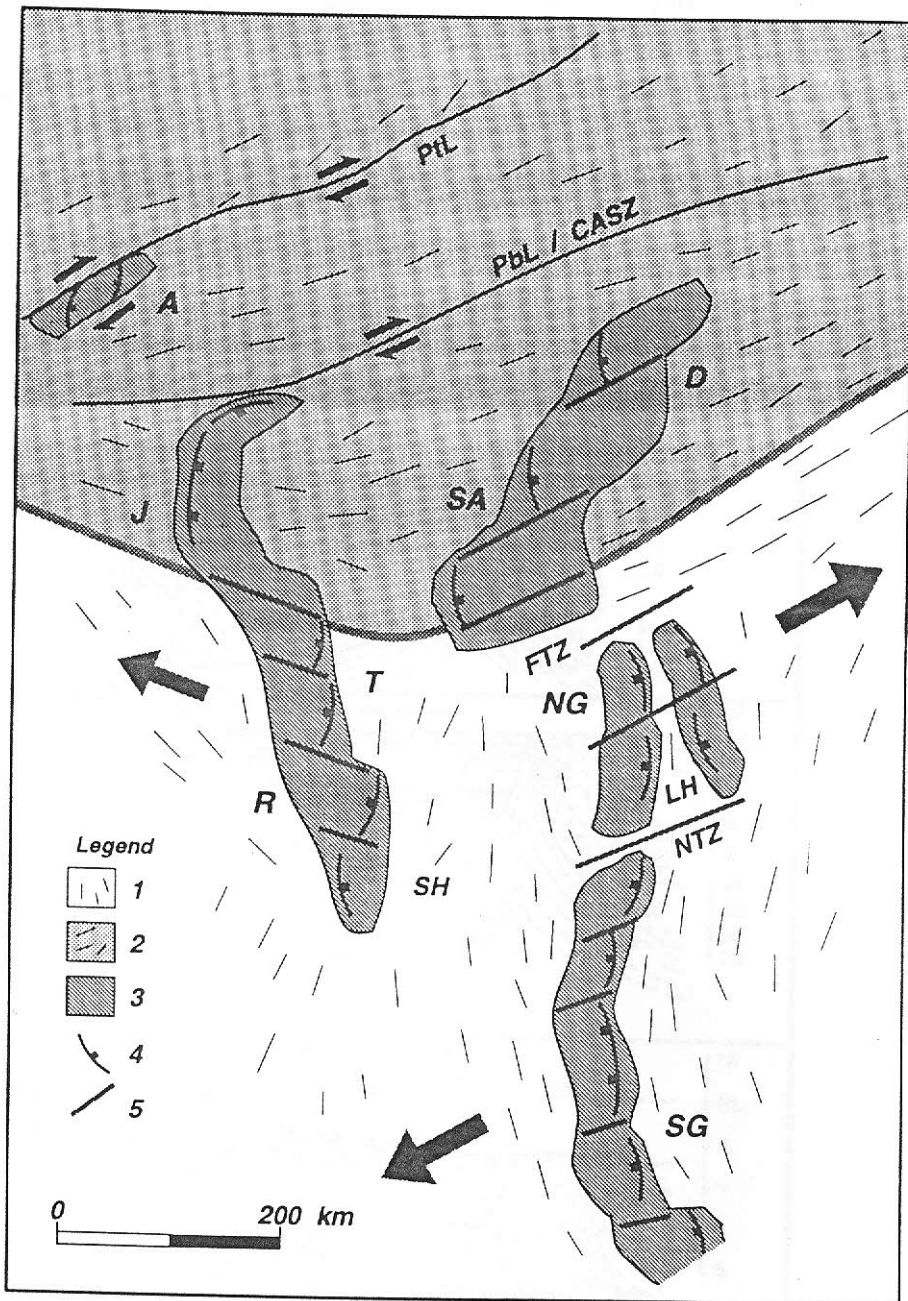


Fig. 8 - Posição inferida do rifteamento e as direções das tensões durante o Neocomiano. As variações para o modelo de uma zona de rifteamento oblíquo entre as bacias de Sergipe-Alagoas/Duala (SA e D), onde havia a preexistência de uma direção de fraqueza no embasamento sub-paralela as tensões do rifteamento. Legenda: 1 = Crátoms do São Francisco e Congo, com um *trend* estrutural formado durante a fase da Orogenia Tranzamasônica, 2 = Rochas do embasamento retrabalhadas durante a fase de Orogenia Pan-africana/ Brasiliana, 3 = Zonas do rifteamento, 4 = *Rift* relacionado a falhas normais; LH = *Horst* Lambarene, NTZ = Zona de Falhas Transformates N'Komí, NG = Bacia do Norte do Gabão, Pbl/CASZ = Lineação Pernambuco / Zona de Cisalhamento da África Central, Ptl = Lineação Patos, R = Gráben do Gráben Tucano (Meyers, 1996).

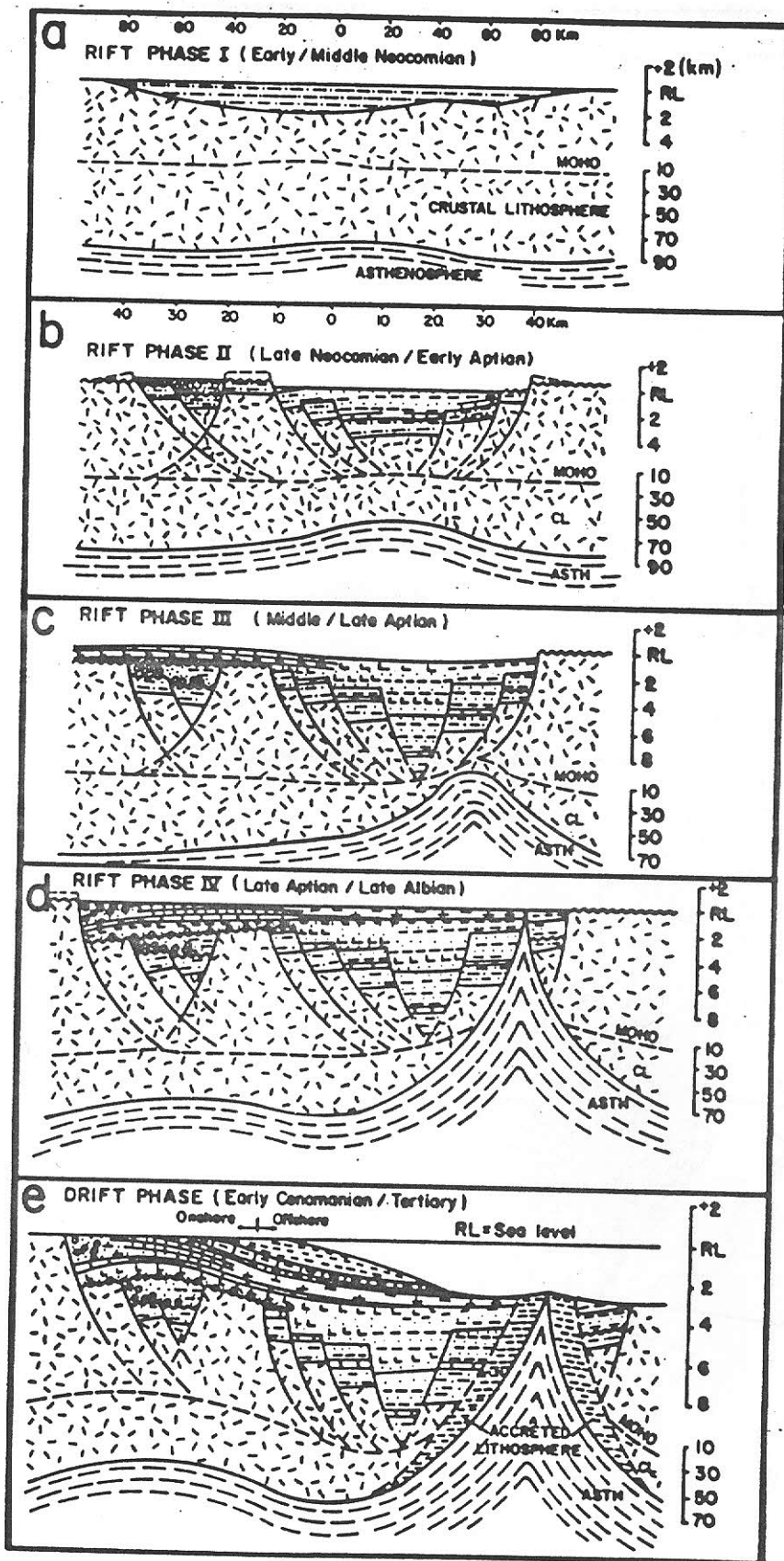










Fig. 9 - Evolução da Bacia de Sergipe através do Cretáceo até o Terciário (Destro, 1993).

CONVENÇÕES:

-  Área de ocorrência do Rift
-  Terciário sobre Embasamento
-  Província de Domos e Muralhas de Sal
-  Províncias Vulcânicas Terciárias de Abrolhos e Royal Charlotte
-  Falha
-  Charneira
-  Batimetria (m)
-  Provável contato Crosta Continental/Crosta Oceânica

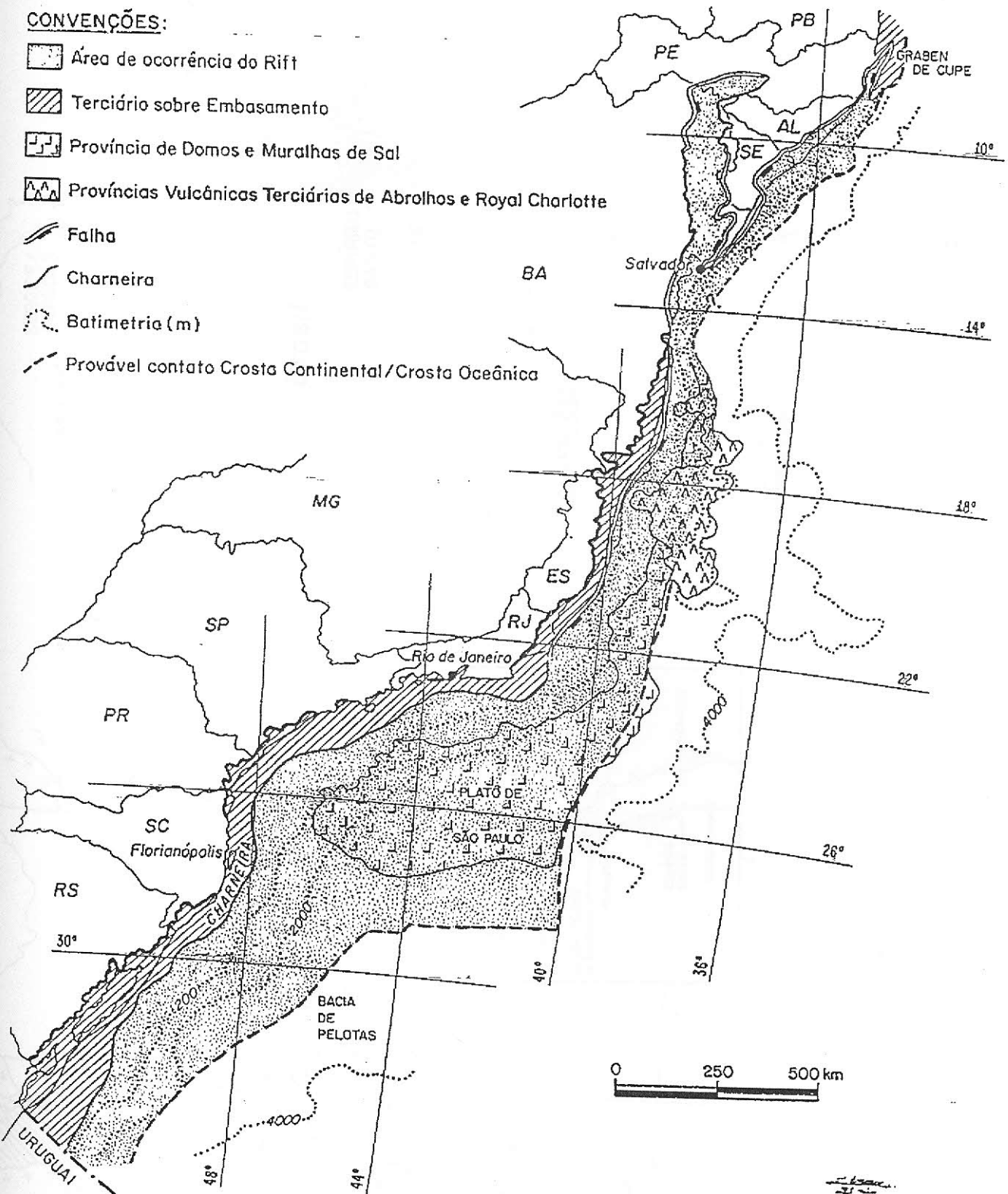


Fig. 10 - Limite oeste das bacias marginais brasileiras marcadas por linhas de charneira ou por falhamentos normais de rejeito variável (Dias, 1993).

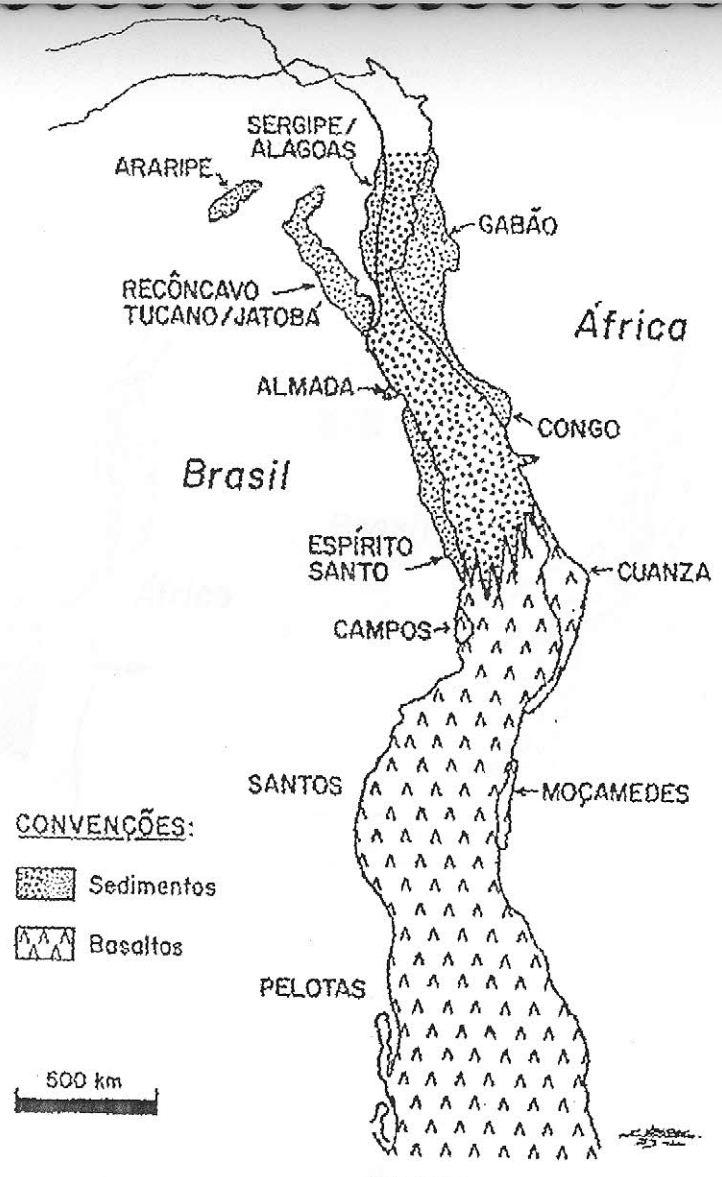
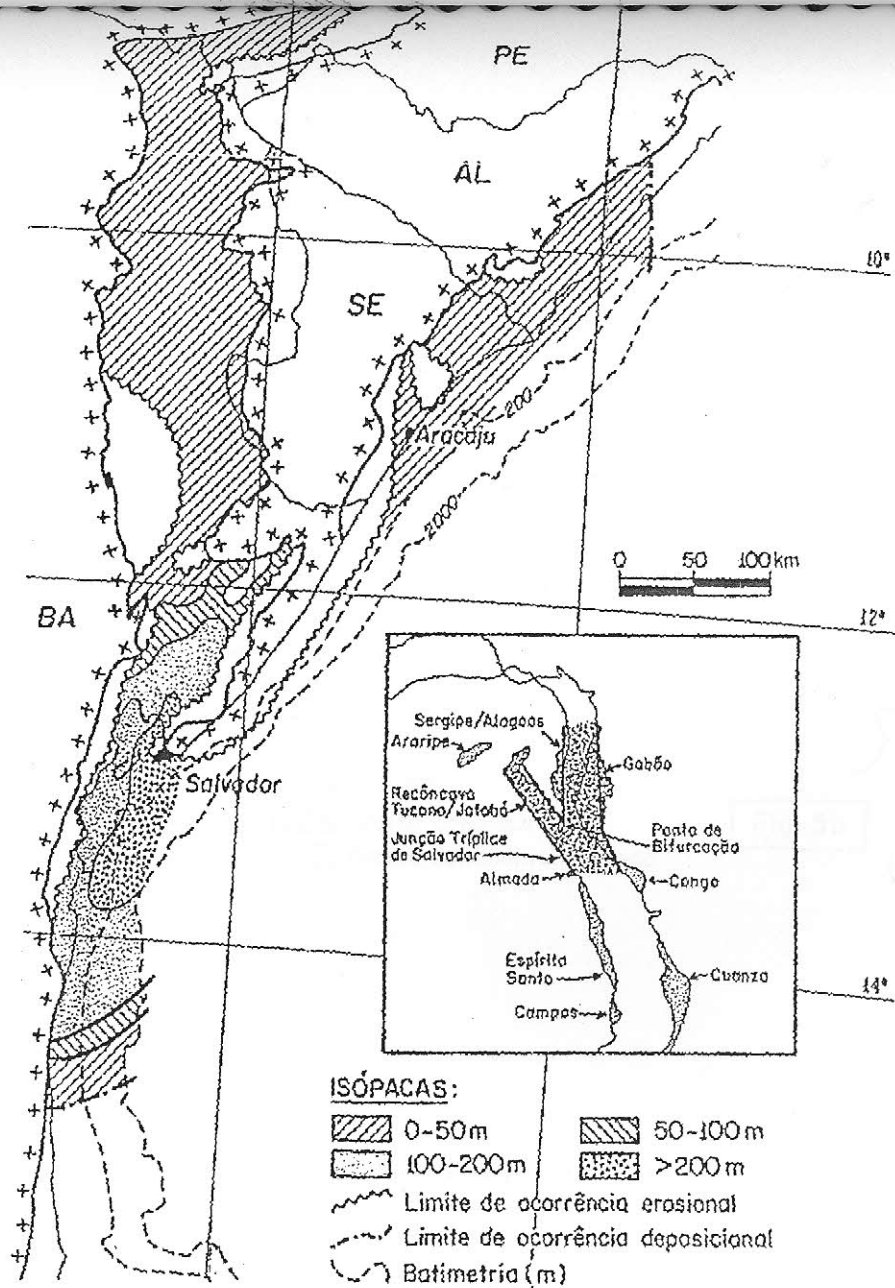


Fig. 11 - Relação entre as bacias da costa oeste africana e a costa leste da América do Sul (Dias, 1993).

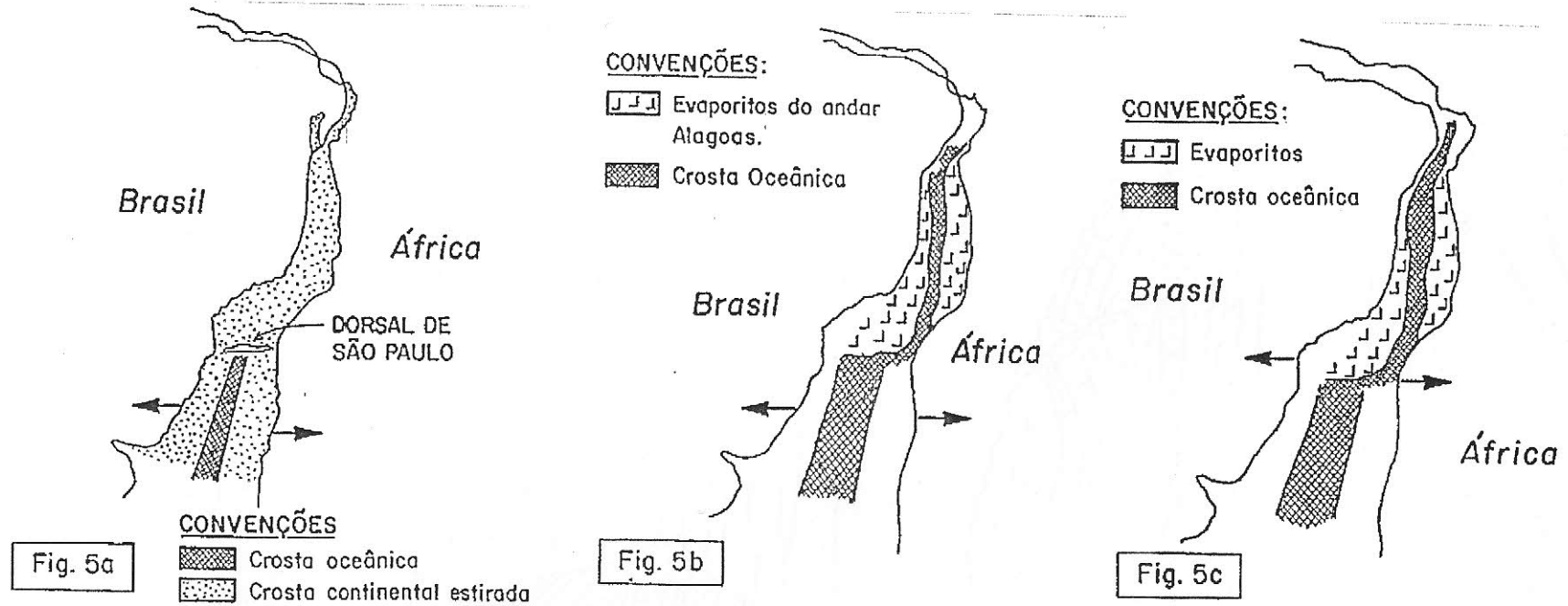


Fig. 12 - Reconstituição do Atlântico durante o Barremiano/Aptiano (5a), EoAlbiano (5b) e Meso/NeoAlbiano (5c) (Dias, 1993).

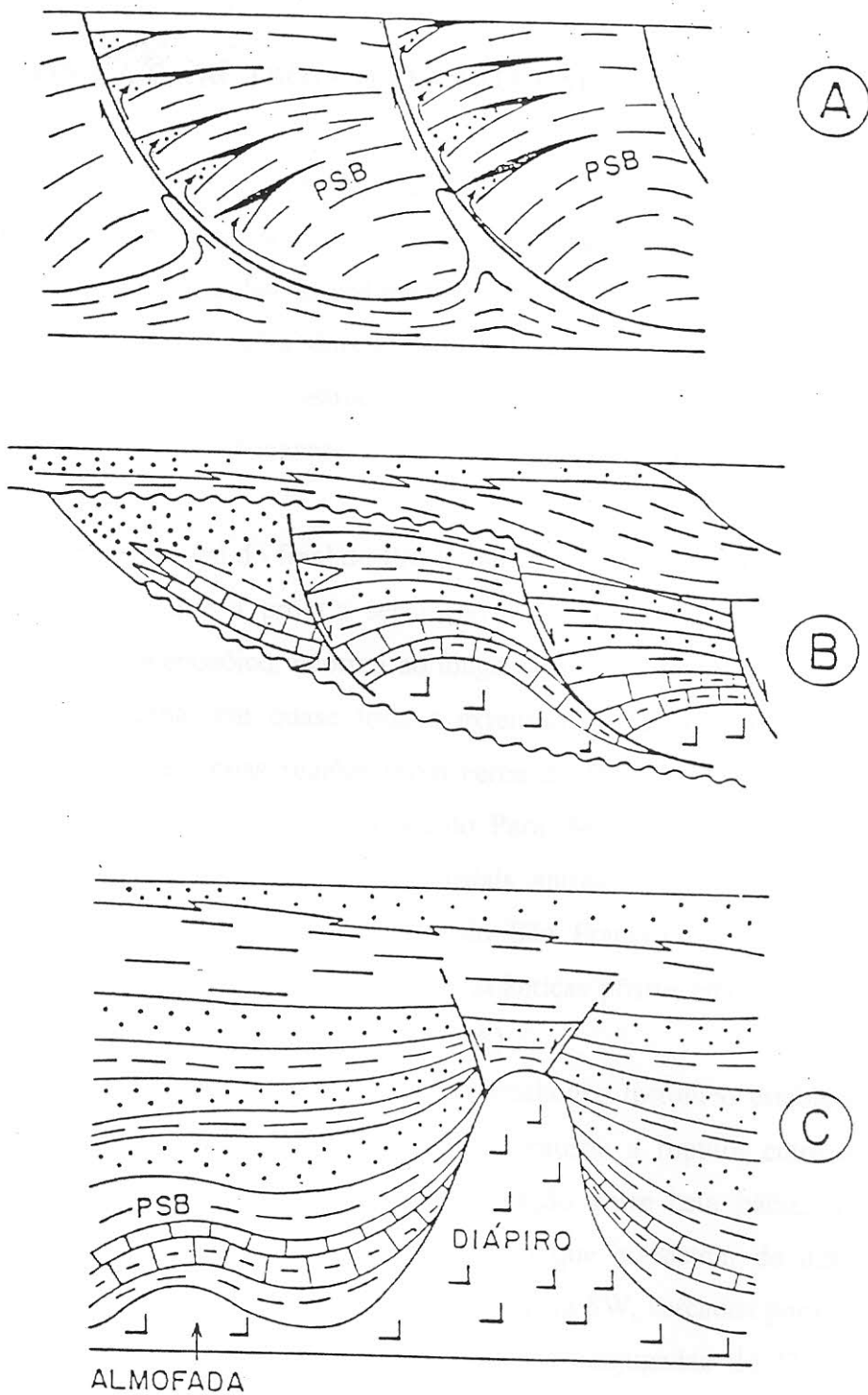


Fig. 13 - Principais estruturas adiastróficas das bacias marginais brasileiras. A - Falhas de crescimento com *rollover* (sistema clástico); B - Falhas de crescimento com estrutura residual (sistema clástico-carbonático-evaporítico); C - Diápiro de sal com intumescência periférica (sistema clástico-carbonático-evaporítico); PSB - Camadas geradoras potenciais de óleo (Freita, 1984).

IV - TECTÔNICA E ARCABOUÇO ESTRUTURAL

Estudos realizados por Cordani *et alli* (1984) propuseram que o condicionamento tectônico estabelecido pelas estruturas do embasamento teve grande importância na origem das bacias sedimentares brasileiras. Existe uma relação entre a posição geográfica das grandes sinéclises do Paleozóico, na parte ocidental do então continente do Gondwana, e as estruturas resultantes do desenvolvimento das Faixas Móveis Brasilianas/Pan-Africanas, do Pré-Cambriano Superior ao Eopaleozóico (fig. 7).

A herança estrutural do final do Pré-Cambriano permaneceu marcada até épocas mais recentes, visto que a própria separação entre os continentes africano e sul-americano, no Mesocenozóico, ocorreu ao longo de regiões marcadas pela Orogênese Brasiliana/Pan-Africana, em quase toda a extensão das costas atlânticas dos dois continentes. Apenas em duas regiões (com cerca de 500 km de extensão), que, no Brasil, correspondem a partes dos litorais do Pará, Maranhão e Bahia, a separação continental deu-se ao longo de regiões crustais antigas, com mais de 2 000 Ma. (Crátons de São Luís - Oeste Africano e do São Francisco - Congo/Kasai). Em consequência, a maioria das bacias marginais atlânticas possui embasamento formado e/ou regenerado no Proterozóico Superior (Fig. 8).

A Bacia de Sergipe-Alagoas possui um arcabouço tectônico estabelecido pelas diversas etapas do processo de rifteamento que causou a ruptura entre a África e América do Sul, podendo ser feita uma correlação entre esta bacia, através das estruturas formadas pelo processo de rifteamento que consistem de uma série de *half-grabens* com mergulho aproximado de 10-15° para SW, cercados por uma série de zonas transcorrentes com direção NE, e as bacias conjugadas do Oeste Africano (Meyers *et alii*, 1996) (fig. 6). A bacia acha-se disposta ortogonalmente ao sistema de dobramentos sergipano (Faixas Sergipana e Sul-Alagoana) e à parte sul do além-país deste sistema brasileiro, o Maciço Pernambuco-Alagoas (fig. 14).

As subdivisões convencionais da bacia correspondem a descontinuidade do substrato pré-cambriano, realçadas no Mesocenozóico.

O "Alto de Palmeira Alta" expressa uma reativação da Zona Geoanticlinal de Propriá, ou zona axial de divergência estrutural entre as Faixas Sergipana e Sul-Alagoana.

A parte sergipana da bacia tem igualmente um padrão estrutural próprio e

distinto, achando-se localizada sobre os metassedimentos brasileiros da Faixa sergipana propriamente dita (Grupos Vaza-Barris e Miaba).

A subdivisão natural da bacia, como um todo, obedece a arranjos geotectônicos preexistentes, todos eles reativados no Juro-Cretáceo e, provavelmente, desde o Paleozóico Superior. A porção alagoana da bacia tem sido a mais dissecada nos ciclos erosivos fanerozóicos, o que pode retratar uma tendência maior ao soerguimento (compensação isostática). A ausência do Grupo Sergipe e a dissecção da supra-estrutura do Complexo Macururé são testemunhos dessa tendência.

No lado sergipano, há preservação excepcional das sequências de deriva continental e, ainda hoje, formas supra-estruturais do embasamento (Domo de Itabaiana, Janela de Simão Dias) comandam o quadro morfológico. A presença do Grupo Estância e das molassas da Formação Palmares sobre o cráton do São Francisco mostra que o grau de preservação da supra-estrutura é crescente para o sul, em direção ao cráton.

A subdivisão baseada na geotectônica do embasamento, considerando também o arcabouço estrutural final da bacia, mostra que na porção alagoana predominam estruturas (falhas, grabens, altos) mais regulares e longilíneas, obedecendo principalmente à direção NE (Falha de Propriá e lineações do Batólito Ipojuca-Messias): Baixo Regional de Alagoas, Anticlinal do Francês, Alto Passo do Camaragibe, etc. Estruturas nas direções NS e NW são visualmente em número secundário (fig. 15).

Na porção sergipana da bacia, as rochas do embasamento não possuem um comportamento isotropo. Xistos, quartzitos e calcários são os litotipos dominantes, segmentados por várias zonas de cisalhamento. A trama estrutural da Bacia de Sergipe (altos, baixos, falhas) é também mais complexa, com alinhamentos NW-NNW, NE e E-W, em grande parte seguindo direções não congruentes com aquelas conhecidas do embasamento. Assim, várias e importantes estruturas regionais são de geração no Cretáceo e aparentemente independentes de fraturas preexistentes, como, por exemplo, os Altos Pacatuba, Ponta dos Mangues, Penedo e os baixos adjacentes (fig. 6).

Ao lado destas descontinuidades geotectônicas ocorrem descontinuidades rupturais grandes no embasamento e que atingem diagonalmente a bacia:

- Sistema de Falhas de São Miguel Aleixo-Mocambo. Trata-se de zona com sistema de falhas inversas paralelas, a qual envolve uma importante banda plano-paralela de

metassedimentos crenulados (entre São Miguel Aleixo e Ribeirópolis) e cataclasados. Nesta zona rúptil, parece residir a descontinuidade estrutural (litoestratigráfica e geocronológica) entre os Grupos Macucuré e Vaza-Barris, somente sustentada em escalas de reconhecimento. A projeção para leste do conjunto de falhas deve ser esperada no embasamento de campos de Sirizinho e Carmópolis;

- Série descontínua de falhas inversas que interceptam o Grupo Macucuré por toda a zona ao norte de São Miguel Aleixo; e
- Sistema de Falhas de Itaporanga d'Ajuda delimitando o Baixo Mosqueiro da Plataforma de Estância, no sul da bacia.

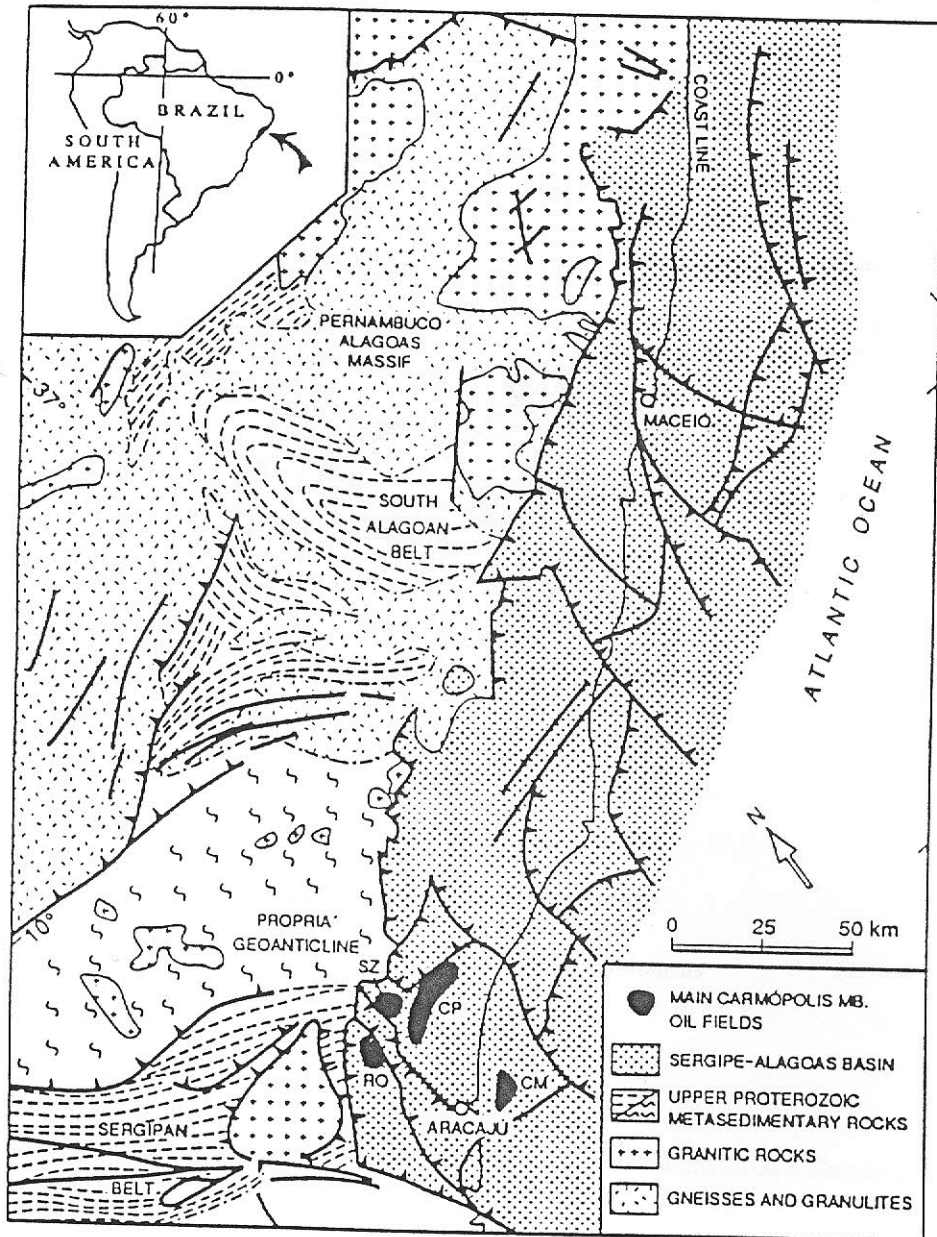


Fig. 14 - Mapa que representa a disposição ortogonal da Bacia de Sergipe-Alagoas ao sistema de dobramentos sergipano (Faixas Sergipana e Sul-Alagoana) e o Maciço Pernambuco-Alagoas (Souza *et alii.*, 1995)



Fig. 15 - Principais feições tectônicas da Bacia de Sergipe-Alagoas (adaptado de Falkenhein *et al.*, in Van Der Ven *et alii*, 1989).

V - ESTRATIGRAFIA

A Bacia de Sergipe-Alagoas tem sido alvo de vários trabalhos científicos, desde o século passado com o interesse em se classificar sistematicamente esta bacia, através do quadro comparativo publicado por Schaller (1969) podemos ter uma noção da evolução na sua classificação (fig. 16), começando com o trabalho desenvolvido pelo pioneiro Hartt (1870) que dividiu a coluna litoestratigráfica em *Camadas Estância* e *Sistema Sergipe*, sendo seguido por outros que procuraram adaptar os dados obtidos com o avanço natural das teorias científicas, até os levantamentos geológicos modernos que revolucionaram o modo de estudar e entender a evolução tectono-sedimentar das bacias sedimentares.

V.1 - LITOESTRATIGRAFIA

V.1.1 - *Complexo do Embasamento*

O Complexo do Embasamento (fig. 17) foi definido por Humphrey, Allard, Sobral e Richter, em relatórios internos da PETROBRÁS, em Gnaisse do Escudo Brasileiro e Migmatito Paulo Afonso pertencentes ao Escudo Brasileiro; Grupo Miaba; Grupo Vaza-Barris; Batólito Pernambuco-Alagoas; e a Formação Estância que foi definida por Banner (1913), ocorre essencialmente na Sub-Bacia de Sergipe na forma de meta-arenito fino e meta-siltito arenoso, com intercalações de ardósia, calcário e camadas pouco espessas de conglomerado policomposto. A base da formação contém camadas de dolomito castanho claro com sílex. Os ambientes deposicionais interpretados para estas rochas são sistemas fluviais entrelaçados e meandantes, deltas, intermaré e nerítico (Silva *et al.*, 1978). De idade provavelmente cambriana, apresenta contatos discordantes com o embasamento subjacente e com as rochas sedimentares sobrejacentes da Sub-Bacia de Sergipe (Schaller, 1969).

V.1.2 - *Grupo Igreja Nova*

Definido como sub-grupo por Schaller (1969), incluía as formações Batinga, Aracaré, Candeeiro, Bananeiras e Serraria. Porém foi promovida a grupo, contendo apenas as unidades clásticas neopaleozóicas, ou seja, a Formação Batinga e a Formação

Aracaré. As demais formações antes componentes do Grupo Igreja Nova, passam a fazer parte do Grupo Perucaba.

V.1.2.1 - Formação Batinga

Reconhecida nas bacias de Sergipe e Alagoas, esta unidade compreende diamictitos, conglomerados, arenitos conglomeráticos, arenitos de granulometria fina interdigitados com lentes de areia muito fina, silte e argila (Cruz, 1990) (fig. 18). A Formação Batinga é subdividida em três membros, que ocorrem interdigitados. O Membro Mulungu é constituído por paraconglomerados com seixos, calhaus e matações de rochas ígneas e metamórficas, caoticamente imersos em matriz arenosa cinzenta. O Membro Atalaia é representado por arenito grosso, esbranquiçado, imaturo e caolínico (fig. 19). O Membro Boacica caracteriza-se pela ocorrência de siltitos laminados. Os contatos da Formação Batinga são discordantes, tanto o inferior, com o embasamento ou com a Formação Estância, quanto a superior, com diversas unidades estratigráficas. A deposição em ambiente glácio-marinho é a interpretação genética mais aceita para esta formação. Apesar de seu pobre conteúdo fossilífero, admite-se a idade neocarbonífera para a Formação Batinga.

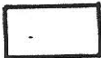
V.1.2.2 - Formação Aracaré

Mapeada nas sub-bacias de Sergipe e Alagoas, os arenitos que gradam de fino a grosso da Formação Aracaré constituem o principal reservatório Paleozóico da seqüência Paleozóica da bacia (Cruz, 1990).

Apresenta predominância de arenitos finos, bem selecionados, em camadas tabulares com estratificação cruzada, superfícies truncadas e depósitos interdunas, típicos de depósitos eólicos. Sobreposto a estes arenitos, há sedimentos finos de ambiente marinho raso e carbonático que podem ser observados na forma de bancos oolíticos/oncolíticos silicificados, *algae laminities* e intercalações de arenito médio avermelhado, folhelho e calcário, associado a sílex, cuja presença é diagnóstica para o reconhecimento da unidade. Seus contatos inferior e superior são discordantes, e a presença de esporomorfos permite atribuir a estas rochas uma idade eopermiana (Schaller, 1969). As rochas da Formação Aracaré depositaram-se provavelmente em

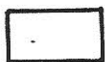
ambiente costeiro desértico, sob a influência de tempestades e com retrabalhamento eólico.

A Formação Aracaré foi identificada através do estudo de aproximadamente 50 poços e apresenta a espessura máxima de 200 metros, e análises petrográficas mostram que as melhores condições desta unidade como rocha reservatório, encontram-se na porção inferior, onde os arenitos quartzosos bem selecionados apresentam valores de porosidade entre 20 a 25% (Cruz, 1990).



1ª citação dos termos
usados no trabalho

HARTT, 1870		OUTROS GEÓLOGOS PIONEIROS		C. J. MAURY, 1924-1930-1936		M. REGO, 1933		DUARTE, 1935		E. P. OLIVEIRA, 1940		A. I. e O.
		SÉRIE ALAGOAS (J.C. BRANNER)						ARENITO CALUMBI				
				SÉRIE SERGIPE		SÉRIE SERGIPE		SÉRIE SERGIPE		SÉRIE SERGIPE		
GRUPO COTINGUIBANO CALCÁRIO		CALCÁRIO SAPUCARI		CALCÁRIO SAPUCARI		GRUPO SUARA - - CEDRO		GRUPO COTINQUIBA		FM. SAPUCARI		
GRUPO SERGIPANO CALCÁRIO		CALCÁRIO MARUIM		CALCÁRIO CEDRO		GRUPO URUBU		GRUPO GANHAMAROBA		FM. CEDRO		
				CAMADAS GARAJAÚ		GRUPO RIACHUELO				SÉRIE LASTRO		
				ARENITO AROEIRA						FM. MARUIM		
				CALCÁRIO LASTRO						FM. PACATUBA		
CAMADAS		SÉRIE ALAGOAS (J.C. BRANNER)										
ESTÂNCIA		SÉRIE BAIXO SÃO FRANCISCO		"TRIÁSSICO" DO MORRO DO CHAVES						SÉRIE B. SÃO FRANCISCO		
		FM. JABOATÃO										



19 citação dos termos usados no trabalho

HARTT, 1870		OUTROS GEÓLOGOS PIONEIROS	C. J. MAURY, 1924-1930-1936	M. REGO, 1933	DUARTE, 1935	E. P. OLIVEIRA, 1940	A. I. OLIVEIRA e O. LEONARD 1943
		SÉRIE ALAGOAS (J. C. BRANNER)					PLANÍCIES COSTEIRAS SÉRIE DAS BARREIRAS
					ARENITO CALUMBI		
COTINGUIBANO	CALCÁRIO SAPUCARI		SÉRIE SERGIPE CALCÁRIO SAPUCARI CALCÁRIO CEDRO CALCÁRIO BOM JESUS	SISTEMA SERGIPE GRUPO SUARA'- - CEDRO	SISTEMA SERGIPE GRUPO COTINGUIBA	SISTEMA SERGIPE SÉRIE GARAUAUENSIS FM. SAPUCARI FM. CEDRO	SÉRIE SERGIPE GRUPO COTINGUIBA CALCA SOBRA CALCA SAPUC CALCA CEDRO- CALCA P. BRA
SERGIPANO	CALCÁRIO MARUIM		SÉRIE SERGIPE CAMADAS GARAJAÚ ARENITO AROEIRA CALCÁRIO LASTRO	SISTEMA SERGIPE GRUPO URUBU GRUPO RIACHUELO	SISTEMA SERGIPE GRUPO GANHAMAROBA	SISTEMA SERGIPE SÉRIE LASTRO FM. MARUIM FM. PACATUBA	SÉRIE SERGIPE GRUPO SERGIPE URUBU- ? - CALCA DE RIACH
		SÉRIE ALAGOAS (J. C. BRANNER)					
CAMADAS							
ESTÂNCIA		"TRIÁSSICO" DO MORRO DO CHAVES					
SÉRIE BAIXO SÃO FRANCISCO		FM. JABOATÃO				SÉRIE B. SÃO FRANCISCO	

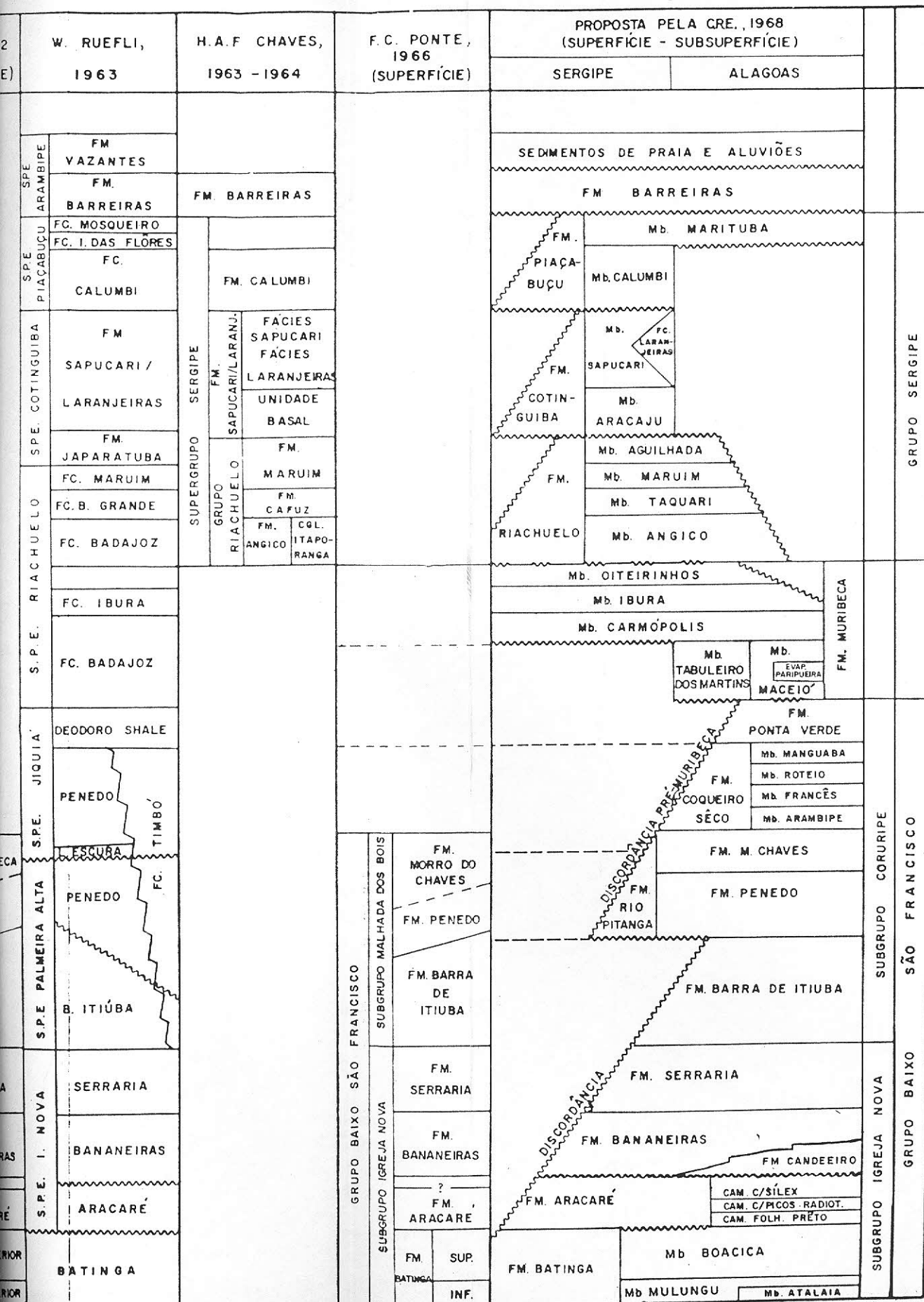
QUADRO COMPARATIVO DAS UNIDADES DA BACIA ALAGOAS / SERGIPE, COM DEFINIÇÃO

A. I. OLIVEIRA e O. LEONARDOS, 1943		CAMPBELL, GUEDES, SILVA, 1948		W. KREIDLER, P. A. ANDERY, 1948, (SUPERFÍCIE)		L. MOTA, 1949 - 1950		A. I. OLIVEIRA, 1956		F. BENDER, 1957 (SUPERFÍCIE) SERGIPE	
PLANÍCIES COSTEIRAS											
SÉRIE DAS BARREIRAS				SÉRIE BARREIRAS		SÉRIE BARREIRAS				FM. BARREIRAS	
										FM. CALUMBI	
SÉRIE SERGIPE	GRUPO SERGIPE	<div style="display: flex; justify-content: space-between;"> <div style="writing-mode: vertical-rl; transform: rotate(180deg);">GRUPO COTINGUIBA</div> <div> CALCÁRIO SOBRADO CALCÁRIO SAPUCARI </div> </div>	FM.			FM.		FM.		CALCÁRIO SAPUCARI/ LARANJEIRAS	FC. CALC. SAPUCARI
		<div style="display: flex; justify-content: space-between;"> <div style="writing-mode: vertical-rl; transform: rotate(180deg);">GRUPO SERGIPE</div> <div> CALCÁRIO CEDRO-SUARA CALCÁRIO P. BRANCA </div> </div>	FM.	LARANJEIRAS		FM. OU CALC.		FM.			FC. CALC. LARANJEIRAS
		<div style="display: flex; justify-content: space-between;"> <div style="writing-mode: vertical-rl; transform: rotate(180deg);">GRUPO SERGIPE</div> <div> CALCÁRIO URUBU-IMBIRA ? CALCÁRIO DE RIACHUELO </div> </div>	FM.	RIACHUELO						FM. MARUIM	
				SÉRIE ALAGOAS						FM. RIACHUELO	
										EVAPORITOS E ROCHAS ASSOCIADAS	
		FM.						RIACHUELO			
		JAPOATÁ									
				SÉRIE BAIXO SÃO FRANCISCO		SÉRIE BAIXO SÃO FRANCISCO				FM. MURIBECA	
				FORMAÇÃO JAPOATÁ		FORMAÇÃO JAPOATÁ				mb. a	
				Mb. PENEDO "C"		Mb. BARRA DE ITIUBA "B"				mb. b	
				Mb. IGREJA NOVA "A"						mb. c	
										?	
				SÉRIE JAPOATÁ		SÉRIE JAPOATÁ				FORMAÇÃO JAPOATÁ	
				ARENITO		ARENITO				FORMAÇÃO MACEIO	
				CAM. VERMELHAS		CAM. VERMELHAS					
				CAM. VERDES		CAM. VERDES					
				CAM. LISTADAS		CAM. LISTADAS					
								JAPOATÁ		FM. BATINGA	

UNIDADES LITOSTRATIGRÁFICAS E SUAS DEFINIÇÕES DE DIVERSOS AUTORES

F. BENDER, 1957 (SUPERFÍCIE) SERGIPE	R. JONES, 1957 (SUBSUPERFÍCIE) SERGIPE	DEPEX BASIN STUDY - 1960				S. PETRI, 1962	J. PERRELA, 1962 (SUPERFÍCIE)
		SUPERFÍCIE		SUBSUPERFÍCIE			
		NE DE SERGIPE (COX, 1960)	SE DE ALAGOAS	SERGIPE	ALAGOAS		
				QUATERNÁRIO			
FM. BARREIRAS				FM. BARREIRAS			
				TERCIÁRIO INFERIOR			
FM. CALUMBI				FM. CALUMBI	GRUPO COTINGUIBA	FM. CALUMBI	
CALCÁRIO SAPUCARI/ LARANJEIRAS	FC. CALC. SAPUCARI			FC. SAP.		FM. SAPUCARI	
	FC. CALC. LARANJEIRAS			FC. LAR.			
FM. MARUIM				FM. MARUIM		FM. LASTRO	
				FM. RIACHUELO		FM. RIACHUELO	
FM. RIACHUELO				?			
EVAPORITOS E ROCHAS ASSOCIADAS	SÉRIE OU FM. ALAGOAS			FM. MURIBECA (SEÇÃO C/ EVAPORITOS DOS POÇOS DE SERGIPE)		FM. ALAGOAS	
				?		FM. MACEIO	
				NÃO DEPO- SITADO OU ERODIDO		FM. JIQUIÁ	
				ZONA DE CARBONATOS			
	UNIDADES "A", "B", "C" e "D" SUPERIOR			FM. POXIM	GRUPO SÃO FRANCISCO	FM. IBURA	
				MB. PENEDO (CORR. c/ JAP. SUP.)		FM. M. CHAVES	mb. g FM. MURIBECA
FM. MURIBECA	UNIDADE "D" INFERIOR			FM. S. MIGUEL	GRUPO BAIXO SÃO FRANCISCO		
mb. a	UNIDADE "E"			FM. FELIZ DESERTO			
mb. b	UNIDADE "F"	SEÇÃO MAPEADA COMO REPETIÇÃO DE SEÇÃO (Japoatã Superior e Japoatã Médio)	MB. BARRA ITIUBA (CORR. c/ JAP. MÉD.)		GRUPO SERGIPE		
mb. g				FM. JAPOATÃ SUPERIOR		GRUPO BAIXO SÃO FRANCISCO	
?	UNIDADE "G"			FM. JAPOATÃ MÉDIO	GRUPO SÃO FRANCISCO		
	SUP.	JAPOATÃ SUPERIOR (Arenito)	MB.	FM. JAPOATÃ INFERIOR		GRUPO BAIXO SÃO FRANCISCO	
	?				GRUPO BAIXO SÃO FRANCISCO		
	MÉD.	JAPOATÃ MÉDIO (Folhelho Vermelho)	IGREJA NOVA (CORR. c/ JAP. INF.)			GRUPO BAIXO SÃO FRANCISCO	
	BASAL				GRUPO BAIXO SÃO FRANCISCO		
	SUP.	JAPOATÃ INFERIOR (Conglomerado de Sílex)				GRUPO BAIXO SÃO FRANCISCO	
	INF.				GRUPO BAIXO SÃO FRANCISCO		
	UNIDADE "H"					GRUPO BAIXO SÃO FRANCISCO	
					GRUPO BAIXO SÃO FRANCISCO		
FM. BATINGA	UNIDADE "I"	BATINGA	FM. BATINGA	FM. BATINGA		GRUPO BAIXO SÃO FRANCISCO	FM. BATINGA
				FM. ITABAIANA	GRUPO BAIXO SÃO FRANCISCO		MB. SUPERIOR MB. INFERIOR

Fig.3



GRUPO SERGIPE

GRUPO SÃO FRANCISCO

GRUPO BAIIXO

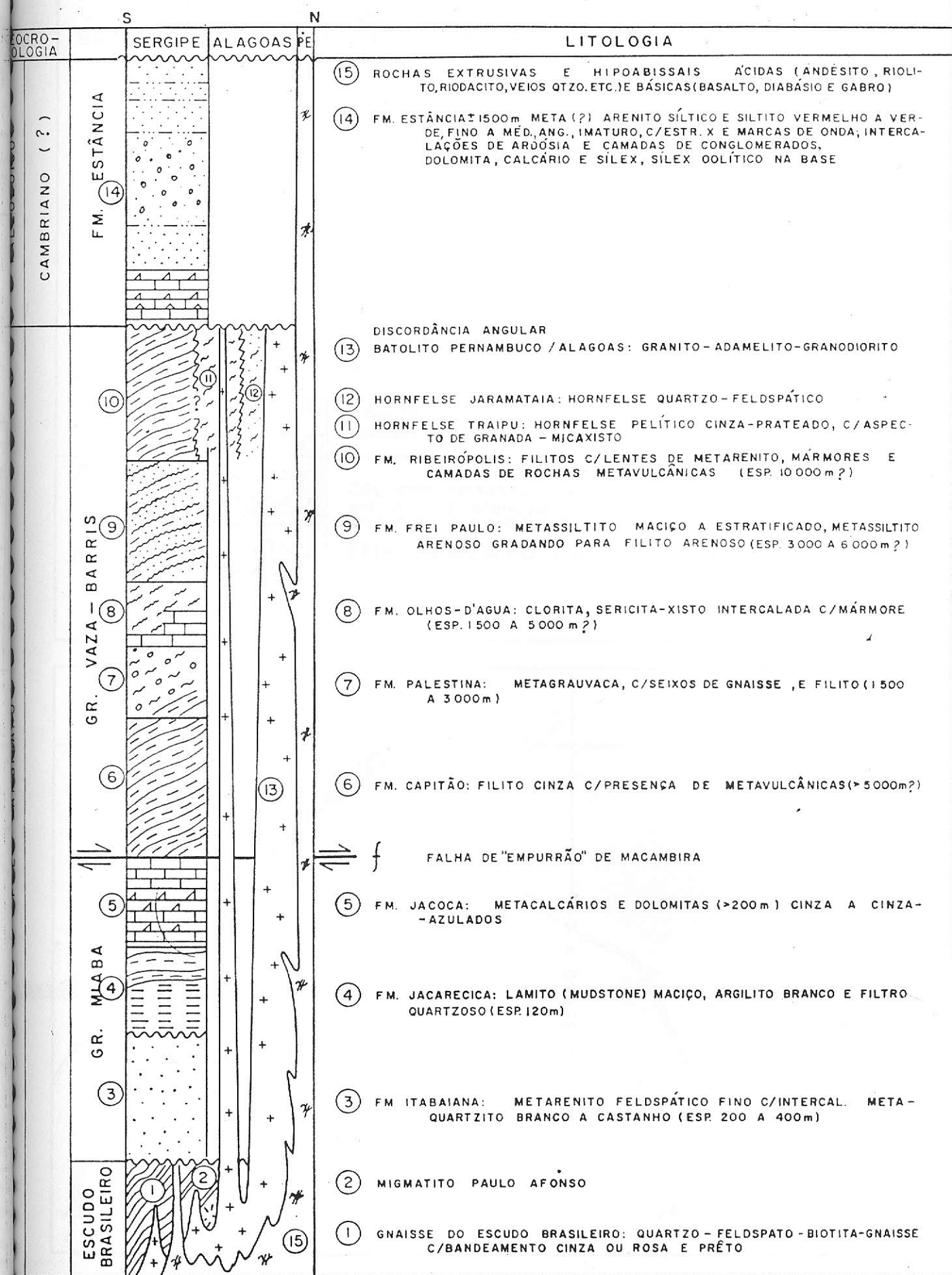


Fig. 18 - Coluna litoestratigráfica do Complexo do Embasamento (Schaller, 1969)

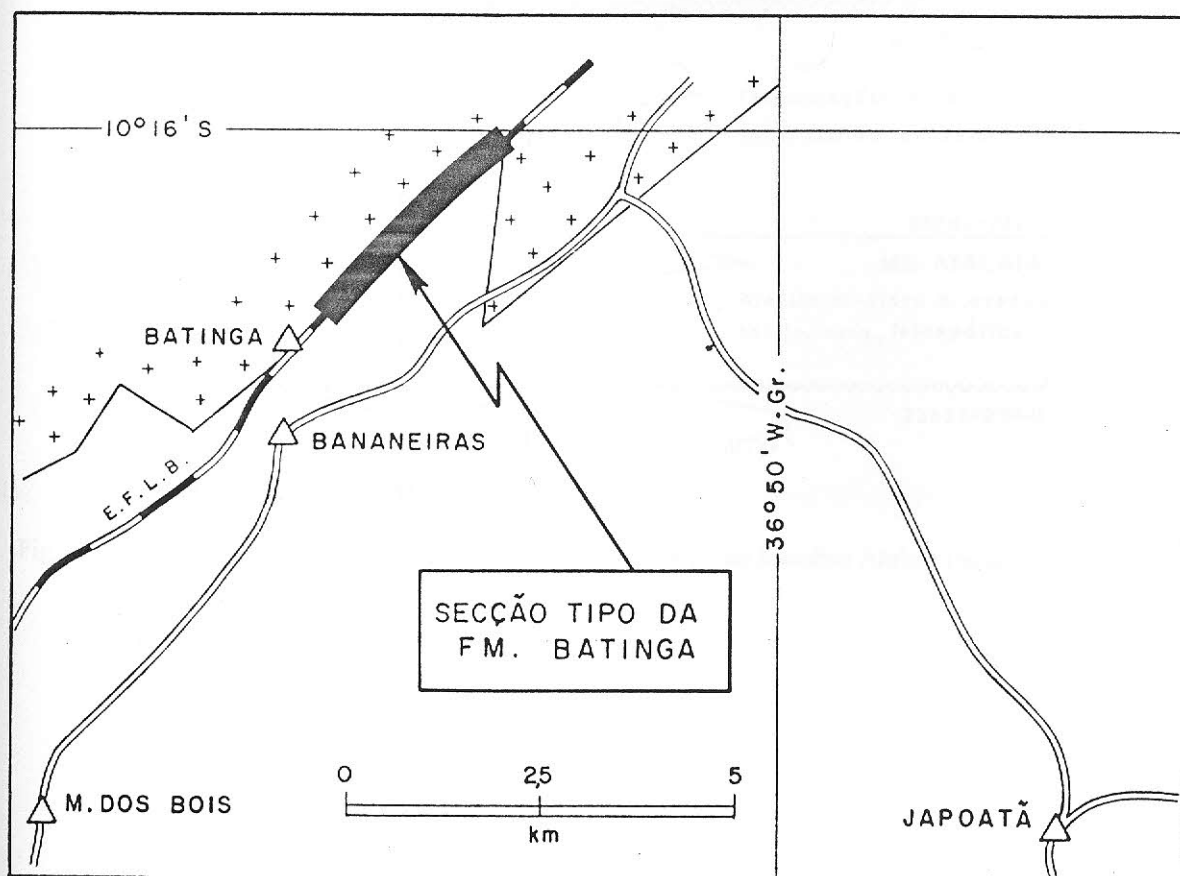
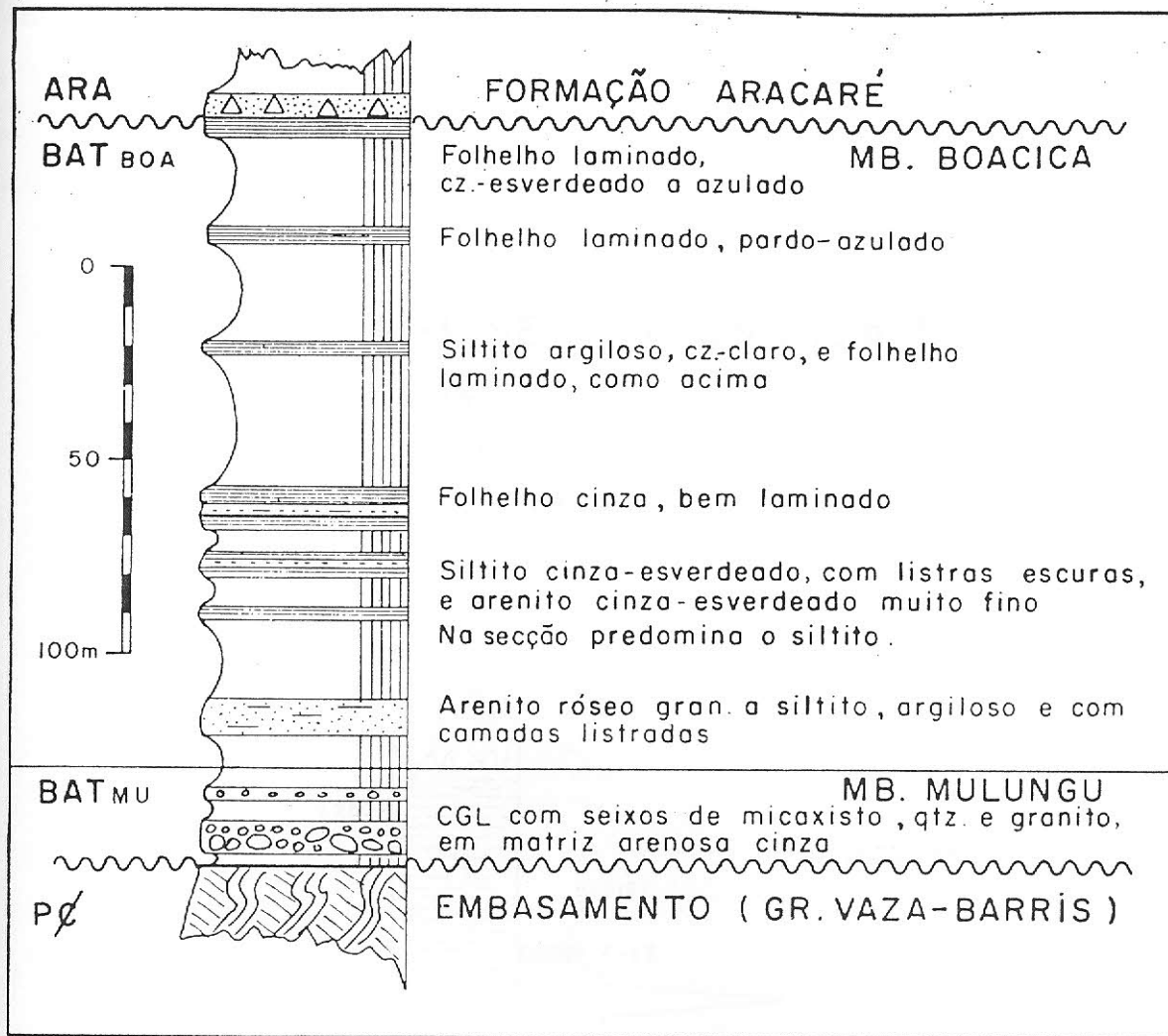


Fig. 19 - Seção-tipo da Formação Batinga (Schaller, 1969).

Poço SM-1-SE (Santa Maria nº1)

BAP = 4,8 m

BHQ = 8,3 m

UTM : 8 786 131 m (MC 39°)

709 550 m

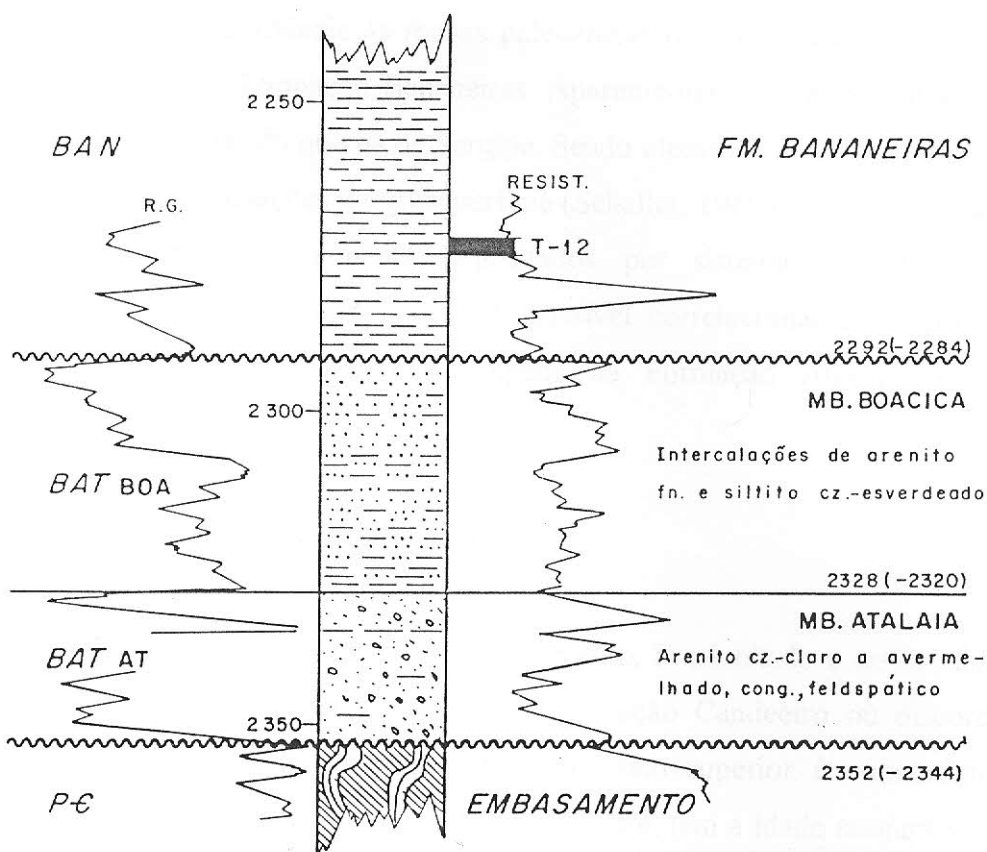


Fig. 20 - Seção de referência da Formação Batinga - Seção-tipo do Membro Atalaia (Schaller, 1969).

V.1.3 - Grupo Perucaba

Designação aqui proposta para reunir as rochas clásticas flúvio-lacustres neojurássicas e eocretáceas aflorantes no vale do Rio Perucaba, em Alagoas, e individualizadas nas formações Candeeiro, Bananeiras e Serraria. No conceito de Schaller (1969), estas unidades faziam parte do Sub-grupo Igreja Nova.

V.1.3.1 - Formação Candeeiro

Constitui-se de arenito fino a médio branco e cinza-avermelhado (fig. 21). Sobrepõe-se em discordância às rochas paleozóicas ou ao embasamento, e sotopõe-se concordantemente à Formação Bananeiras. Aparentemente, está mais desenvolvida na Sub-Bacia de Alagoas do que na de Sergipe. Sendo afossilífera, foi-lhe atribuída a idade neojurássica por correlações de subsuperfície (Schaller, 1969). Os arenitos da Formação Candeeiro foram provavelmente depositados por sistemas fluviais entrelaçados provenientes de NW (Garcia, 1991a). É possível correlacionar estratigraficamente a Formação Candeeiro ao Membro Boipeda da Formação Aliança, na Bacia do Recôncavo.

V.1.3.2 - Formação Bananeiras

É formada por folhelho e argilito vermelho, acastanhado e arroxeadado (fig. 22). Seu contato inferior é concordante com a Formação Candeeiro ou discordante com rochas paleozóicas ou do embasamento; o contato superior é concordante com a Formação Serraria. Depositada em ambiente lacustre, tem a idade neojurássica definida baseada na presença de ostracodes não-marinhas (Schaller, 1969).

Próximo à base aparecem intercalações de calcário argiloso e síltico, e também de arenitos finos e argilosos (Petri & Fúlfaro, 1988; Garcia, 1991a). Em contraste com a Formação Candeeiro, esta unidade apresenta um adelgaçamento relativamente brusco no sentido NW.

Foram identificados por Malabarba & Garcia (1990), no topo da unidade, escamas de *Lepidotes cf. L. oliveirai*.

Segundo Szatmari (1974), a Formação Bananeiras teria sido depositada em uma planície fluvial. Porém, Garcia (1991a) sugere um paleoambiente lacustre com

contribuição fluvial "secundária", através de canais distais, que atingiriam as margens do lago, principalmente nos períodos de maior precipitação pluviométrica.

É possível estabelecer correlação lito e bioestratigráfica com a Bacia do Recôncavo representada pela Formação Aliança.

V.1.3.3 - Formação Serraria

O final da sedimentação do ciclo *pré-rift* é representado pela Formação Serraria que é composta por arcóseo e quartzarenito médio a grosso, branco, acinzentado e avermelhado, com estratificação cruzada tabular e acanalada (fig. 23). Assenta concordantemente sobre a Formação Bananeiras, e está sotoposta concordantemente à Formação Barra de Itiúba (Schaller, 1969). A presença de ostracodes não-marinhos permite datá-la como neojurássica e eocretácea. As rochas da Formação Serraria foram depositadas por rios entrelaçados, com retrabalhamento eólico subordinado (fig. 24).

O estudo desenvolvido por Garcia *et alii*, (1990) sobre o potencial de reservatórios profundos na Formação Serraria, definiu quatro domínios diagenéticos, dois dos quais com potencial para ocorrência de reservatórios profundos (fig. 25 e 26). O domínio 1 inclui o campo marítimo de Caioba (fig. 27 e 28) e as áreas terrestres adjacentes, foi submetido a diagênese de soterramento no Neocomiano e início do Barremiano. Águas meteóricas, infiltradas pela discordância pré-aptiana e por falhas, dissolveram grande parte do cimento carbonático e dos grãos de feldspato. A abundante porosidade secundária foi apenas parcialmente reduzida durante o novo soterramento. O domínio 2, baseado nos arenitos do campo marítimo de Robalo (4200 m), mostra preservação de porosidade pela saturação precoce por hidrocarbonetos, propiciada pela rápida subsidência durante a fase *rift*.

São encontrados nesta unidade troncos de gimnospermas do gênero *Dadoxylon* e esporomorfos do gênero *Callialasporites*, o que indica idade neojurássica-eocretácica.

POÇO CO-1-AL (Candeeiro nº 1)

BAP = 91,6m BHQ = 96,0m

UTM : 8 891 100m (MC 39°)

806 350m

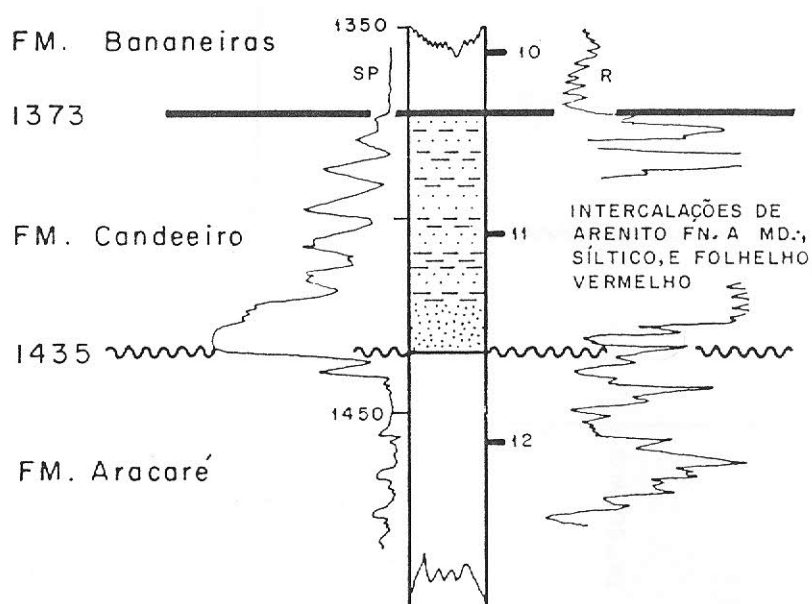


Fig. 21 - Seção-tipo da Formação Candeeiro (Schaller, 1969).

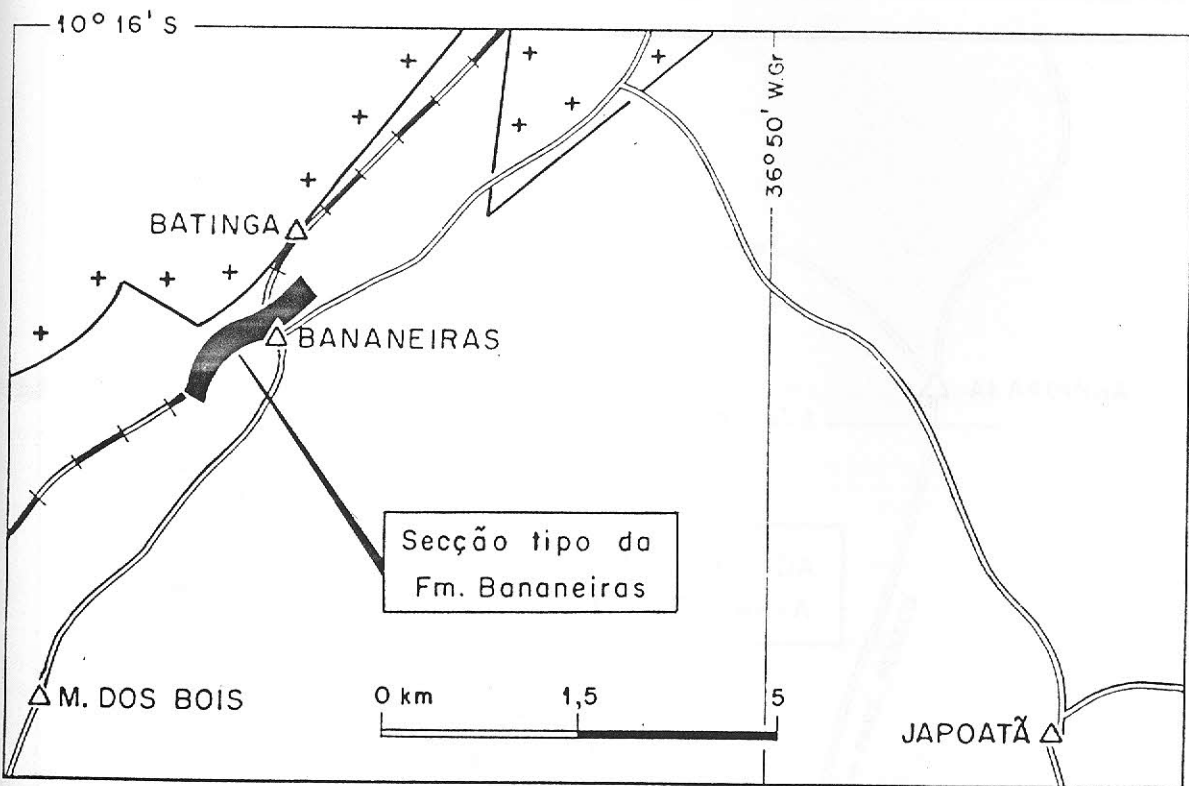
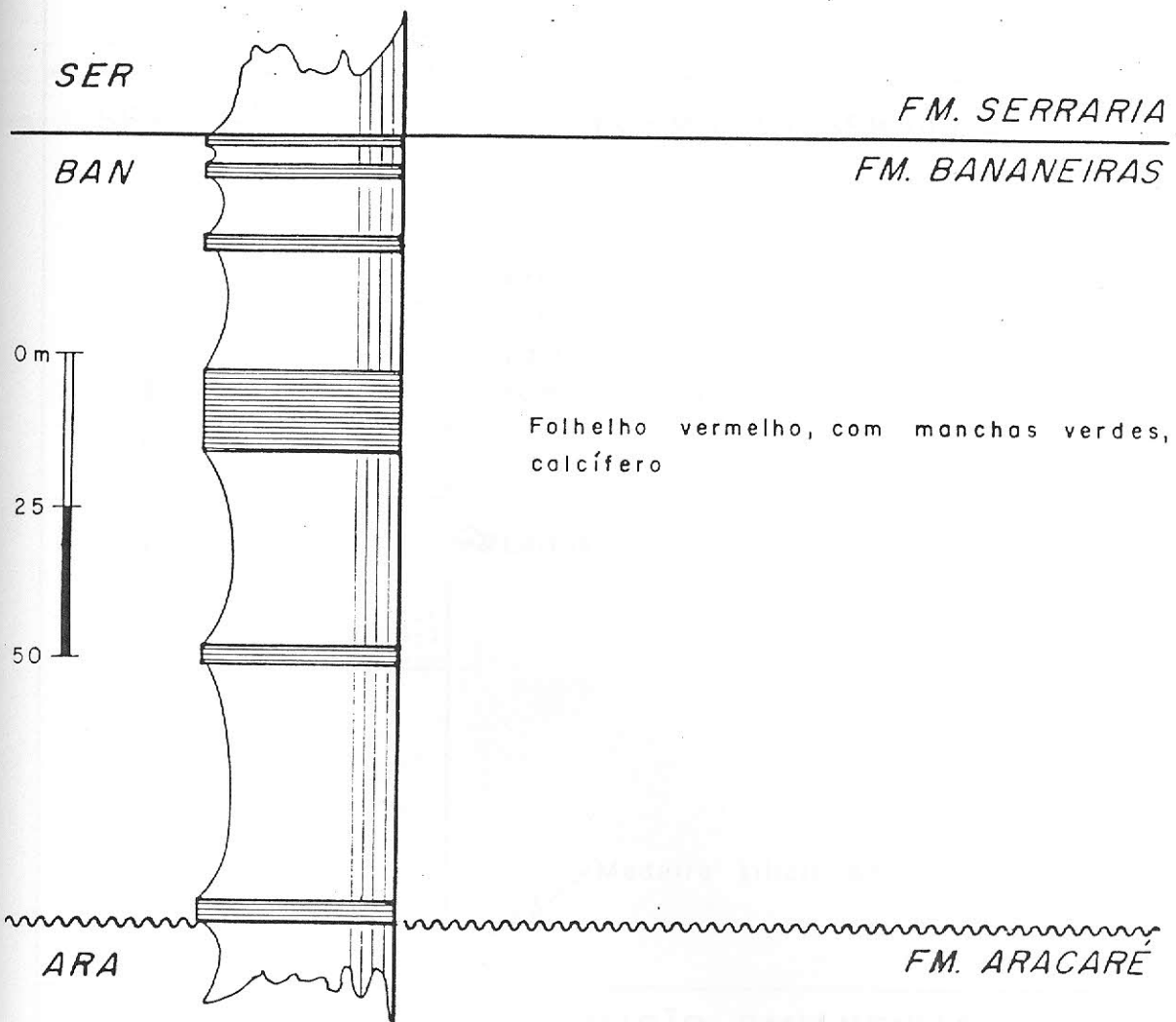


Fig. 22 - Seção-tipo da Formação Bananeiras (Schaller, 1969).

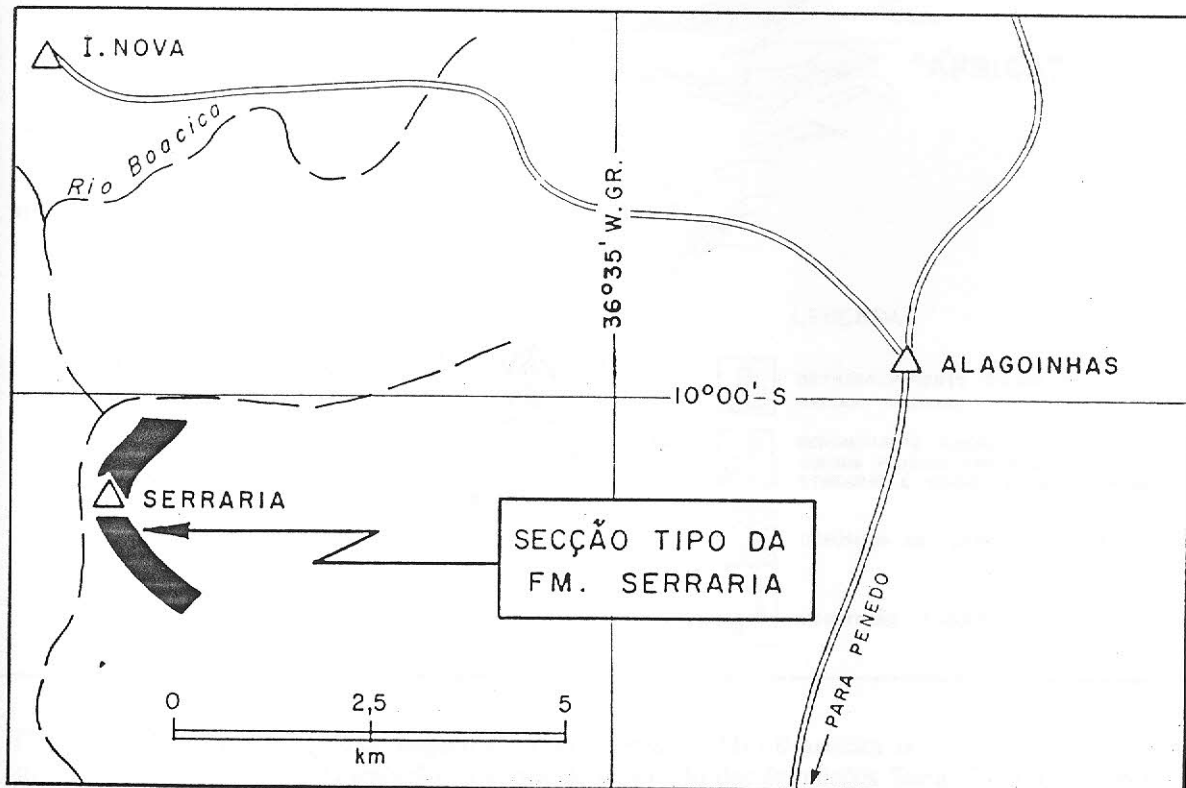
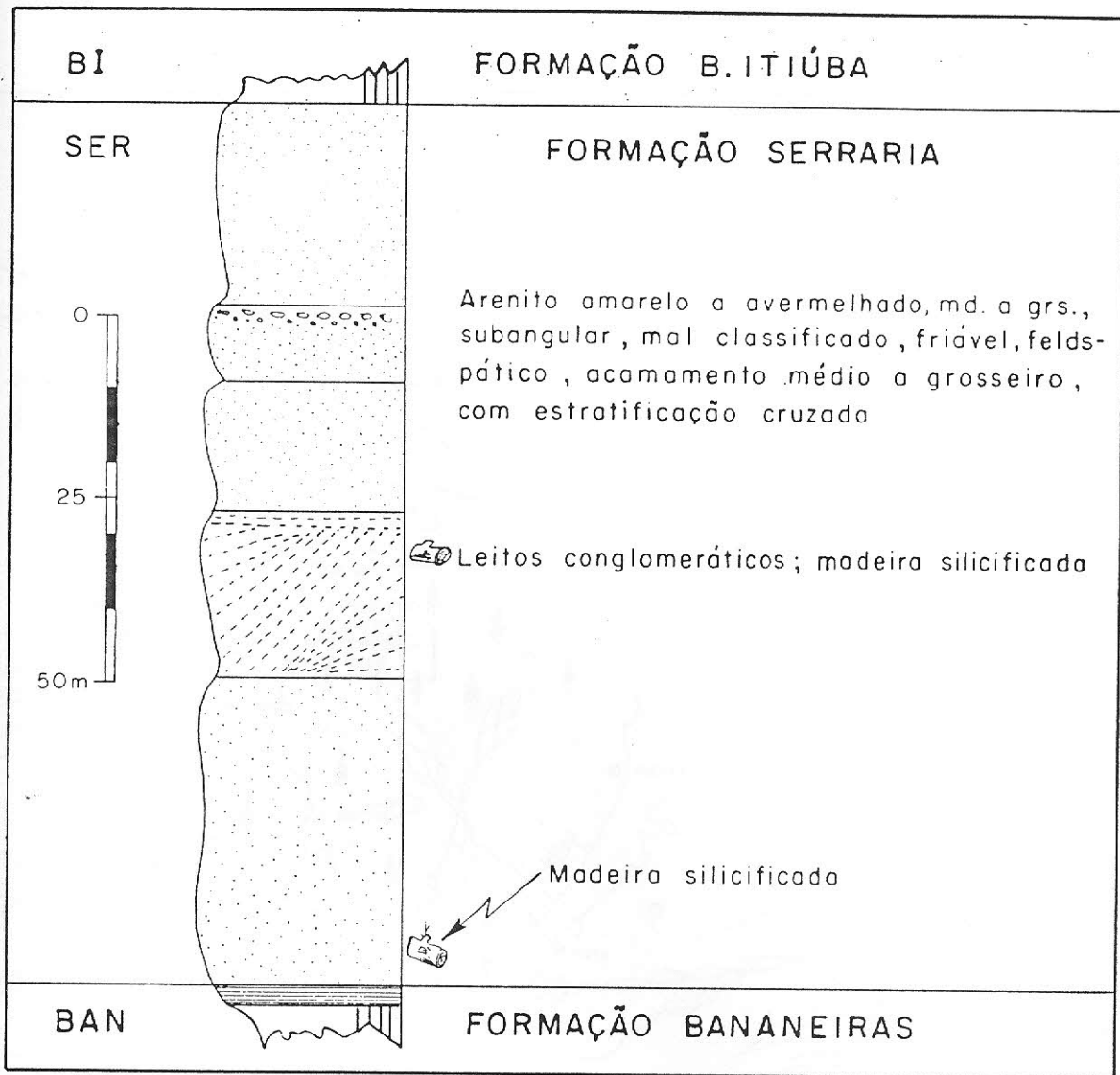


Fig. 23 - Seção-tipo da Formação Serraria (Schaller, 1969).

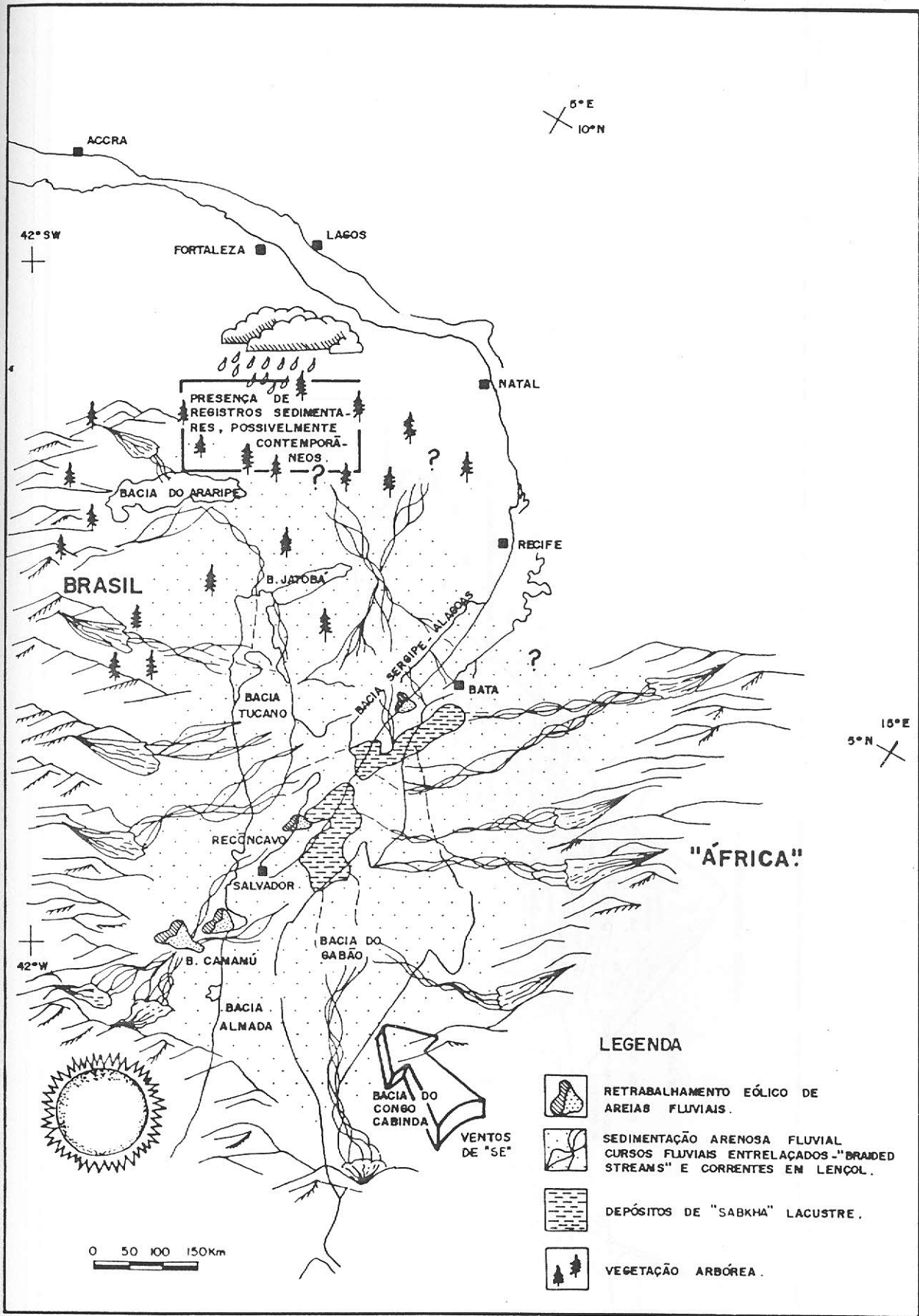


Fig. 24 - Mapa paleogeográfico esquemático da Depressão Afro-Brasileira no Continente Gondwana, mostrando o padrão de sedimentação na época de deposição das formações Serra e Sergi (Garcia *et alii*, 1990).

Fig. 25 - Mapa de subaloramento da discordância pré-Muribeca, ilustrando a faixa de exposição da Formação Serraria ao final da fase r1f, ao longo das margens dos blocos basculados (modificado de Falkenhein *et al.*, in Garcia, 1990).

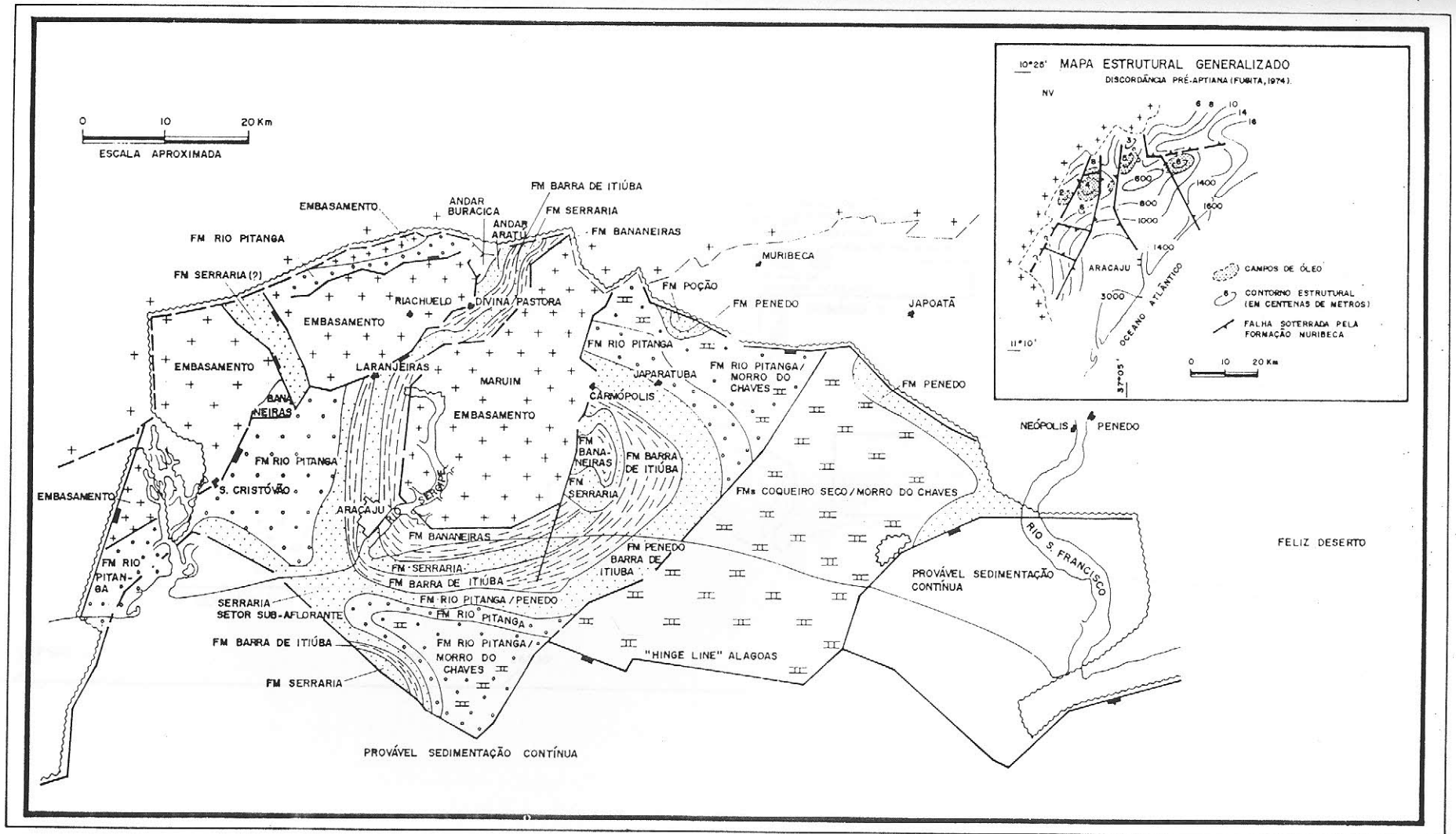
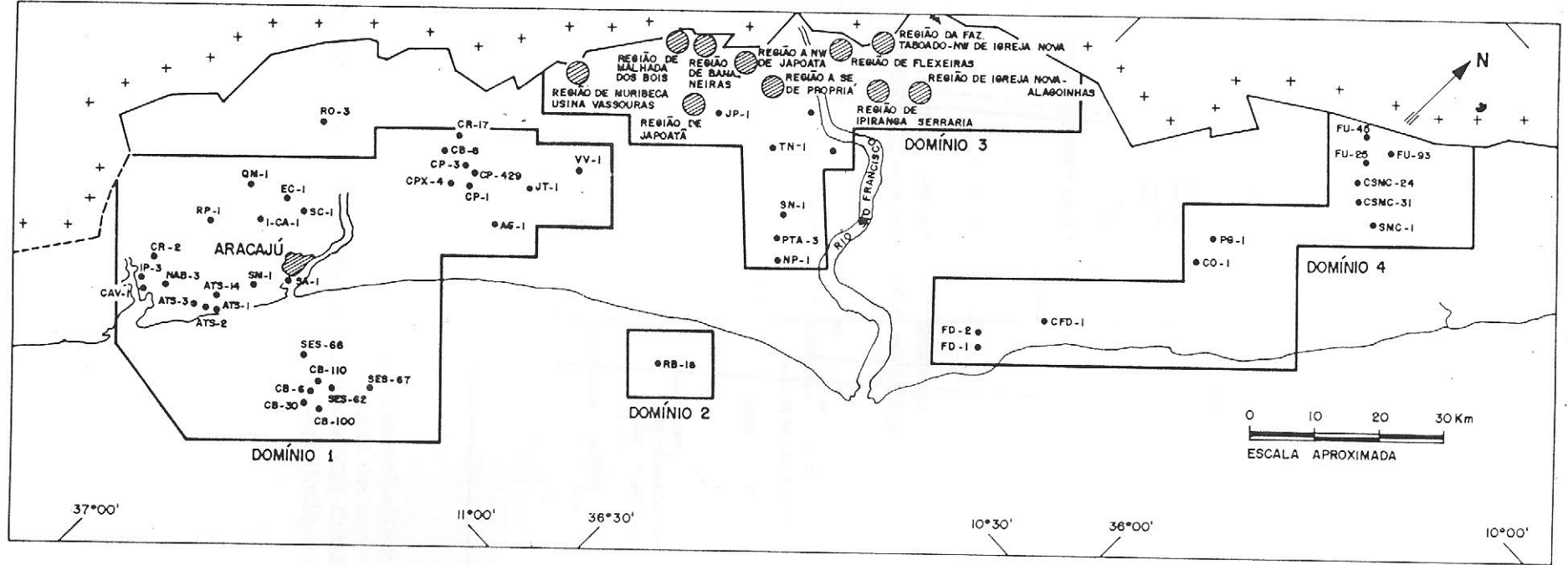


Fig. 26 - Domínios diagenéticos da Formação Serraria (Garcia *et alii*, 1990).



FORMAÇÃO SERRARIA, BACIA DE SERGIPE-ALAGOAS

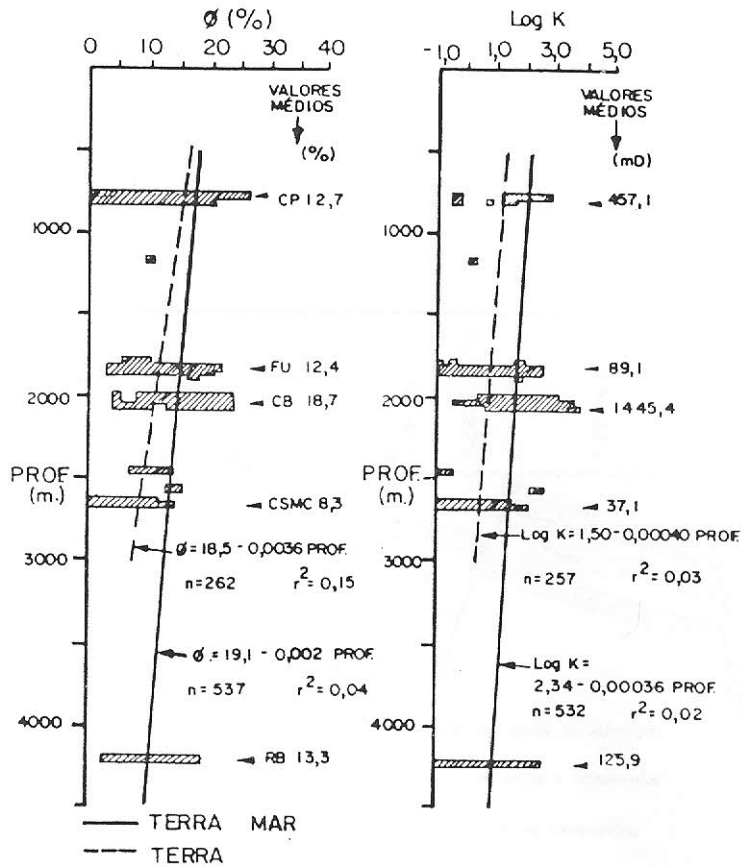


Fig. 27 - Distribuição da porosidade e da permeabilidade em função da profundidade para os reservatórios da Formação Serraria, ilustrando a melhor qualidade dos reservatórios dos campos imersos de Caioba (CB) e Robalo (RB), em relação aos campos emersos de Carmópolis (CP), Cidade de São Miguel dos Campos (CSMC), e Furado (FU). Estão indicados as médias por campo (Bruhn *et al*, 1988, in Garcia *et alii*, 1990).

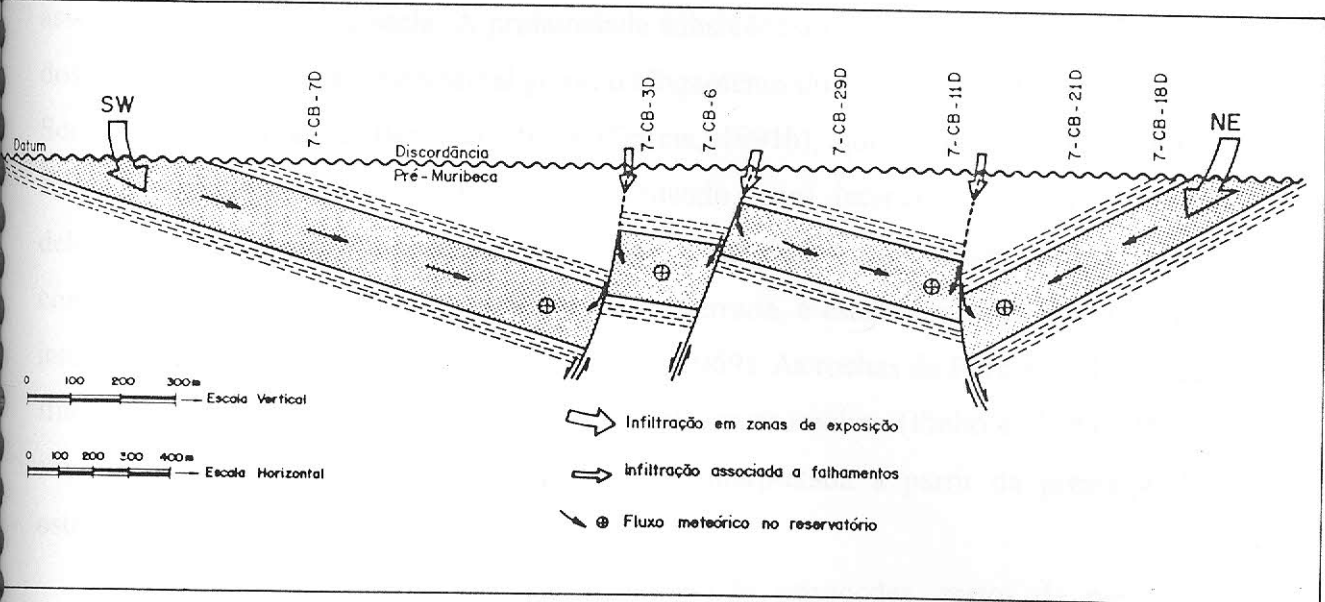


Fig. 28 - Seção estrutural esquemática do Campo de Caioba, com *datum* na discordância pré-Muribeca, mostrando os percursos principais de infiltração meteórica (Garcia *et alii*, 1990).

V.1.4 - Grupo Coruripe

No conceito original de Schaller (1969), o Sub-Grupo Coruripe englobava as formações Barra de Itiúba, Penedo Rio Pitanga, Coqueiro Seco e Ponta Verde (fig. 29). É proposto por Feijó (1994) sua elevação a grupo, com acréscimo das formações Poção, Maceió e Muribeca. As rochas do Grupo Coruripe são principalmente clásticas e evaporíticas, e notabilizam-se pelas rápidas variações de fácies. Este grupo corresponde aproximadamente às fases rift e transicional das bacias de Sergipe-Alagoas.

V.1.4.1 - Formação Barra de Itiúba

A fase de maior expansão do sistema fluvial representou provavelmente o assoreamento parcial da bacia. A pronunciada subsidência da área com a intensificação dos efeitos da separação continental gerou o afogamento do sistema fluvial da formação Serraria pela Formação Barra de Itiúba (Garcia, 1991b), que é constituída por uma sucessão monótona de folhelho cinza-esverdeado, com intercalações relativamente delgadas de arenito muito fino, cinza e branco, e calcilutito acastanhado (fig. 30). Seu contato inferior é concordante com a Formação Serraria, e está sotoposta e lateralmente interdigitada com a Formação Penedo (Schaller, 1969). As rochas da Formação Barra de Itiúba foram depositadas por deltas com retrabalhamento eólico (Pinho e Costa, 1990), em ambiente lacustre. Sua idade eocretácea é interpretada a partir da presença de ostracodes não-marinhos.

A diversidade fossilífera é baixa, ocorrendo ostracodes, restos de peixes e fragmentos vegetais (Perrela et alii, 1963; Garcia, 1991a). Os peixes ocorrem na base da unidade, sendo descritos por Malabarba & Garcia (1990) quatro escamas de *Lepidotes* cf. *L. Oliverai* (mesmo gênero encontrado no topo da Formação Bananeiras) e um espinho de nadadeira dorsal de um tubarão HYBODONTIFDAE.

A base desta formação é correlacionável à Formação Itaparica, assim como o seu topo à Formação Candeias, ambas pertencentes à Bacia do Recôncavo.

V.1.4.2 - Formação Penedo

Esta formação é caracterizada por um aumento na razão arenito/ folhelho. Sua origem está ligada à progradação de rios sobre zonas deltaicas, evento ocorrido

concomitantemente ao assoreamento da bacia (Lana, 1990), e é formada por espessos leitos de arcóseo fino a grosso, mal selecionado, branco e cinzento a amarelado, com estratificação cruzada acanalada frequentemente deformada por gigantescas fluidizações (fig. 30). Sotopõe-se concordantemente e grada lateralmente para a Formação Barra de Itiúba, e está sotoposta concordantemente à Formação Coqueiro Seco. Nas proximidades das falhas de borda da Sub-Bacia de Sergipe, grada lateralmente para a Formação Rio Pitanga (Schaller, 1969). As rochas da Formação Penedo retratam a deposição por sistemas fluviais entrelaçados, com frequente retrabalhamento eólico (Ferreira, 1990; Vieira, 1992), atuantes no Eocretáceo.

V.1.4.3 - Formação Rio Pitanga

Caracteriza-se pela ocorrência de conglomerados e brechas policompostos, de coloração avermelhada a esverdeada (fig. 32). Estes sedimentos, distribuídos por leques aluviais das bordas da bacia e dos altos regionais, diminuem de granulometria e de espessura lateralmente, à medida que se afastam das linhas de falhas, gradando para arenitos e folhelhos das formações Penedo e Coqueiro Seco (Petri e Fúlfaro, 1988; Lana, 1990), e pode estar sotoposta em discordância à Formação Muribeca (Schaller, 1969). As rochas da Formação Rio Pitanga foram depositadas por leques aluviais associados aos falhamentos da borda da bacia, ativos durante as idades Aratu, Buracica e Jiquiá.

V.1.4.4 - Formação Coqueiro Seco

É constituída por alternâncias monótonas de arcóseo fino a grosso, acastanhado, micáceo e folhelho siltico castanho. A Formação Morro do Chaves foi rebaixada para membro da Formação Coqueiro Seco, designando os calcirruditos e palecípodes presentes na base da unidade ou próximo a ela, em partes da Bacia de Sergipe-Alagoas (fig. 33). A Formação Coqueiro Seco sobrepõe-se concordantemente à Formação Penedo e está sotoposta, também concordantemente, às formações Ponta Verde e Maceió (Schaller, 1969; Petri e Fúlfaro, 1988) (fig. 34). Grada lateralmente para a Formação Rio Pitanga na Sub-Bacia de Sergipe, e para a Formação Poção na Sub-Bacia de Alagoas. Os estratos desta unidade foram depositados por deltas curtos em ambiente

lacustre (Falconi, 1990) no Eoaptiano, a julgar pelas datações baseadas em ostracodes não-marinhos e palinomorfos.

V.1.4.5 - Formação Poção

Caracterizada por conglomerados com seixos e matações de rochas graníticas de até 3 m de diâmetro, em matriz arcoseana muito mal selecionada (Figuereido, 1978). Estas rochas ocorrem somente na Sub-Bacia de Alagoas, e eram anteriormente chamadas de Membro Carmópolis da Formação Muribeca (Schaller, 1969), mas mostram características distintas que permitem considerá-las uma unidade independente. Alcançam a maior espessura junto às falhas da borda da bacia, mas ocasionalmente estendem-se para sudeste, como nas proximidades de Maceió. A Formação Poção grada lateralmente para as formações Penedo, Coqueiro Seco e Maceió. Os clásticos da Formação Poção foram depositados em leques aluviais sintectônicos. Sua idade Jiquiá-Alagoas é inferida a partir de correlação por meio de dados sísmicos, uma vez que estas rochas de alta energia são afossilíferas.

O perfil-tipo para a Formação Poção é o intervalo 31 - 1584 m do poço 2-PO-1-AL, perfurado em 1970 pela PETROBRÁS no município de Pilar (fig. 35). Esta unidade pode ser correlacionada com a Formação Cabo, da Bacia de Pernambuco.

V.1.4.6 - Formação Ponta Verde

É constituída por folhelho cinza-esverdeado, com formato acicular em amostras de calha. Interpõe-se concordantemente às formações Coqueiro Seco e Maceió, em parte da Sub-Bacia de Alagoas (Schaller, 1969). Estas rochas foram depositadas em ambiente lacustre, no Eoaptiano.

V.1.4.7 - Formação Maceió

Esta unidade era um membro da Formação Muribeca (Schaller, 1969), mas foi promovida a formação por ser mapeável como unidade independente. É formada por intercalações de arcóseo fino a grosso cinza-claro e castanho, folhelho betuminoso castanho com interlaminações de anidrita e dolomita, e camadas de halita informalmente denominadas de Evapritos Paripueira. A Formação Maceió distribui-se

por quase toda a Sub-Bacia de Alagoas e pelo bloco baixo da Linha de Charneira alagoas na Sub-Bacia de Sergipe. Os folhelhos betuminosos, com anidrita subordinada, que ocorrem na região de Maceió, foram reunidos no Membro Tabuleiro do Martins. A Formação Maceió recobre concordantemente as formações Coqueiro Seco e Ponta Verde, e está recoberta concordantemente pela Formação Riachuelo. Grada lateralmente para a Formação Poção. Os clásticos e evaporitos Maceió são o fruto da deposição em leques aluviais sintectônicos, inicialmente continentais mas caracterizando um ambiente marinho a partir do final do Aptiano (Abreu, 1989). Sua sedimentação se deu do Mesoptiano ao Eoalbiano (Falkenheim, 1985).

O perfil-tipo da Formação Maceió é o intervalo 839 - 1830 m do poço 4-ST-1-AL, perfurado em 1964 pela PETROBRÁS em Maceió (fig.36). Como perfil de referência para os estratos mais novos desta unidade, adotou-se a seção perfurada entre 1183 e 2500 m do poço 1-ALS-5B (1976) (fig. 37). A Formação Maceió pode ser correlacionada com a Formação Pescada, da Bacia Potiguar.

Estudos realizados por Abreu & Potter (1990) sobre a porosidade nos arenitos desta formação, procurou classificar esta porosidade agrupando os tipos de porosidade presentes e confeccionar uma seção esquemática da sua distribuição percentual na bacia em relação a variação lateral e vertical.

Foram encontrados 12 tipos de poros mais frequentes e agrupados em três classes:

- Intergranular - poros intergranulares com sólidos residuais resultantes de forte dissolução dos grãos, foram os mais comuns; poros intergranulares totalmente limpos, sendo geralmente secundários; poros intergranulares reduzidos por crescimento secundário de quartzo e cimento carbonático; poros intergranulares limpos com cimento carbonático; e poros intergranulares agigantados.
- Intragranular- múltiplos poros intragranulares; e porosidade intragranular móldica.
- Microporos - microporos intragranulares; microporos nos espaços intergranulares; e microporos intergranulares-intercristalinos.

Os maiores valores de porosidade dos arenitos da Formação Maceió ocorrem no seu topo e é relacionada às discordâncias regionais, próximo aos seus afloramentos, e a distribuição da permeabilidade segue a mesma tendência, sendo mais significativa no topo.

A evolução diagenética e formação da porosidade da Formação Maceió podem ser consideradas em quatro estágios cronológicos, com suas respectivas peculiaridades. a)

estágio de cimentação precoce; b) estágio de dissolução precoce; c) estágio de cimentação tardio; e d) estágio de dissolução tardio. Estes estágios ocorreram com maior ou menor intensidade na Formação Maceió rasa e profunda, como mostra o fluxograma da tabela 5.

Eventos	Maceió Raso	Maceió Profundo
Película de oxidação	Sim	Sim
Compactação	Moderada	Forte
Cresc. Sec. de Quartzo	Raso	Abundante no topo
Cimentação Precoce		
Calcita não ferrosa	Sim	Sim
Calcita ferrosa	Sim	Sim
Mosaico de Anidrita	Não	Sim
Dissolução	Cimento e feldspatos por água meteórica acima de 1000 m	Cimento e feldspatos por ácidos orgânicos abaixo de 1000 m
Hidrocarbonetos	Sim	Sim
Cimentação Tardia		
Caulinita	Intervalo + espesso	Intervalo - espesso
Dolomita e anquerita	Sim	Sim
Quartzo	Sim	Sim
Clorita. ilita e camada mista I/S	Sim	Sim
Pirita e anatásio	Sim	Sim
Formação de caulinita microcristalina por água meteórica	Sim	Não

Tab.5 - Evolução diagenética dos arenitos do Membro Maceió (Abreu & Potter, 1990).

V.1.4.8 - Formação Muribeca

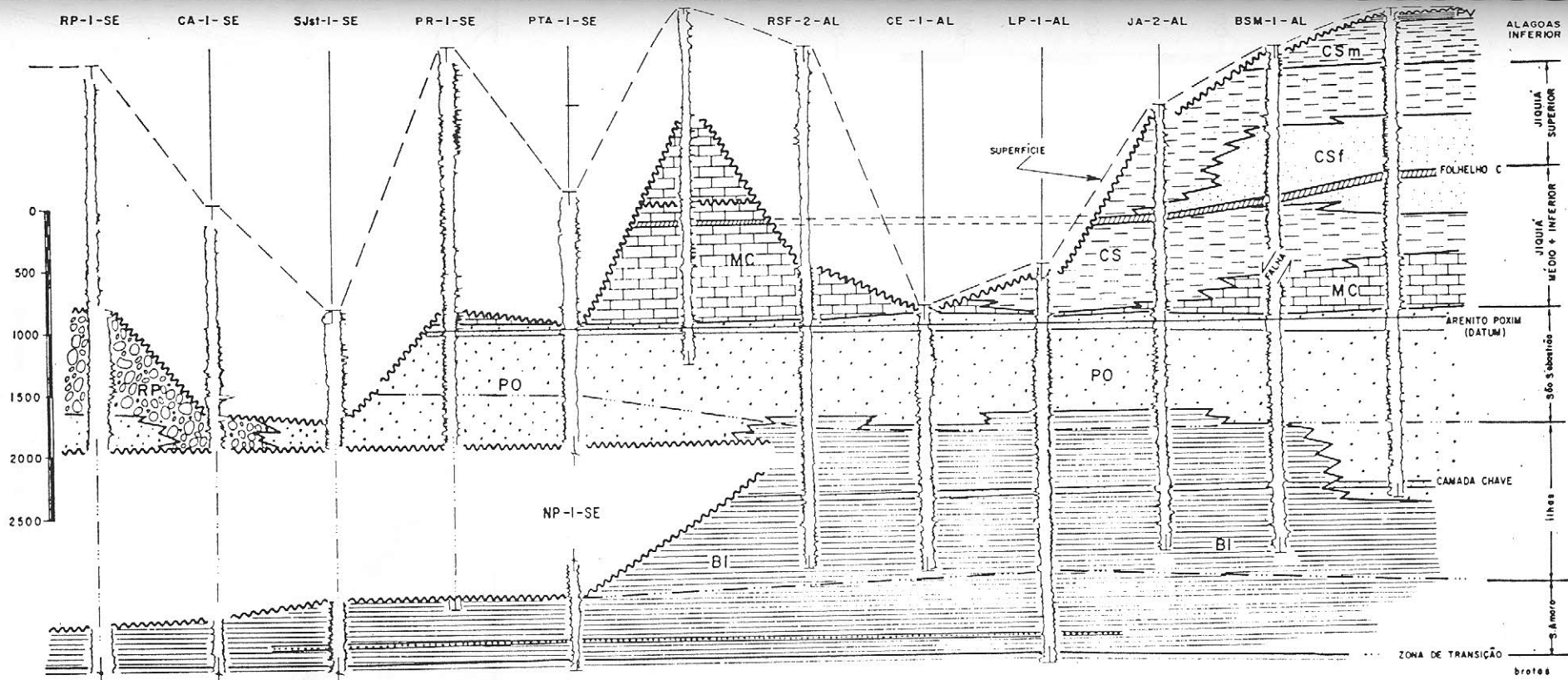
Esta denominação foi reservada para os clásticos grossos, evaporitos e carbonatos de baixa energia presente no bloco alto da Linha de Charneira Alagoas da Sub-Bacia de Sergipe. Na Formação Muribeca podem ser distinguidos três membros. O Membro Carmópolis é formado por conglomerado policomposto cinzento e castanho, e filarenito médio a grosso. O Membro Ibura caracteriza-se por uma variada suite evaporítica, associada a calcarenito e calcirrudito de origem algálica. O Membro

Oiterinhos contém calcilutito maciço e laminado, folhelho e siltito castanho. A Formação Muribeca sobrepõe-se em discordância ao embasamento ou a unidades mais velhas, sotopõe-se concordantemente à Formação Riachuelo. Os clásticos carbonatos e evaporitos Muribeca tratam a deposição em ambiente transicional para marinho restrito, caracterizando planícies de sabkha. A Formação Muribeca é datada por meio de palinomorfos e microforaminíferos (Koutsoukos, 1989) como neo-aptiana.

O perfil-tipo desta unidade passa a ser o intervalo 359-1005 do poço 1-PM-1-SE, perfurado em 1965 pela PETROBRÁS no município de Japaratuba (fig. 38). A Formação Muribeca pode ser correlacionada com a Formação Algamar, da Bacia Potiguar e com a Formação Taipus-Mirim, das bacias de Jacuípe, Camamu e Almada, entre outras.

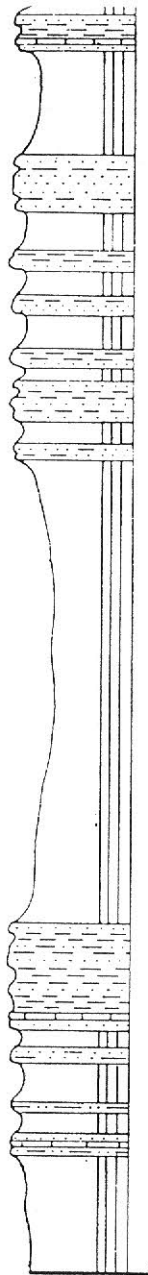
A análise quantitativa das amostras do reservatório de uma profundidade entre 180 a 2200 m, mostraram que o principal processo de destruição da porosidade é devido a compactação mecânica.

Fig. 29 - Seção estratigráfica do Grupo Coruripe (Schaller, 1969).



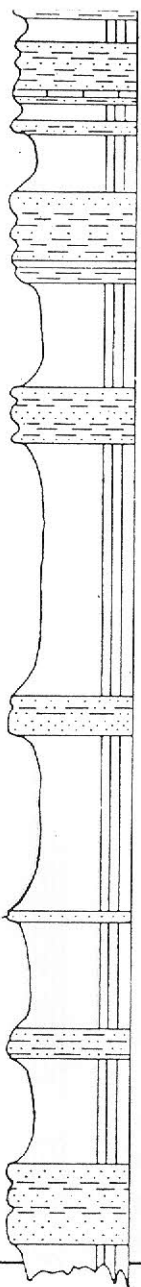
UNIDADES LITOSTRATIGRÁFICAS		
Fm. P. Verde	PV	M. b. Manguaba CSm M. b. Francês CSf
Fm. C. Sêco	CS	
Fm. M. Chaves	MC	
Fm. R. Pitonga	RP	
Fm. Penedo	PO	
Fm. B. Itiúbo	BI	

Bl.



Intercalações de arenito com folhelho e siltito, cz - amarelados a verdes, calcíferos, localmente com ostracodes

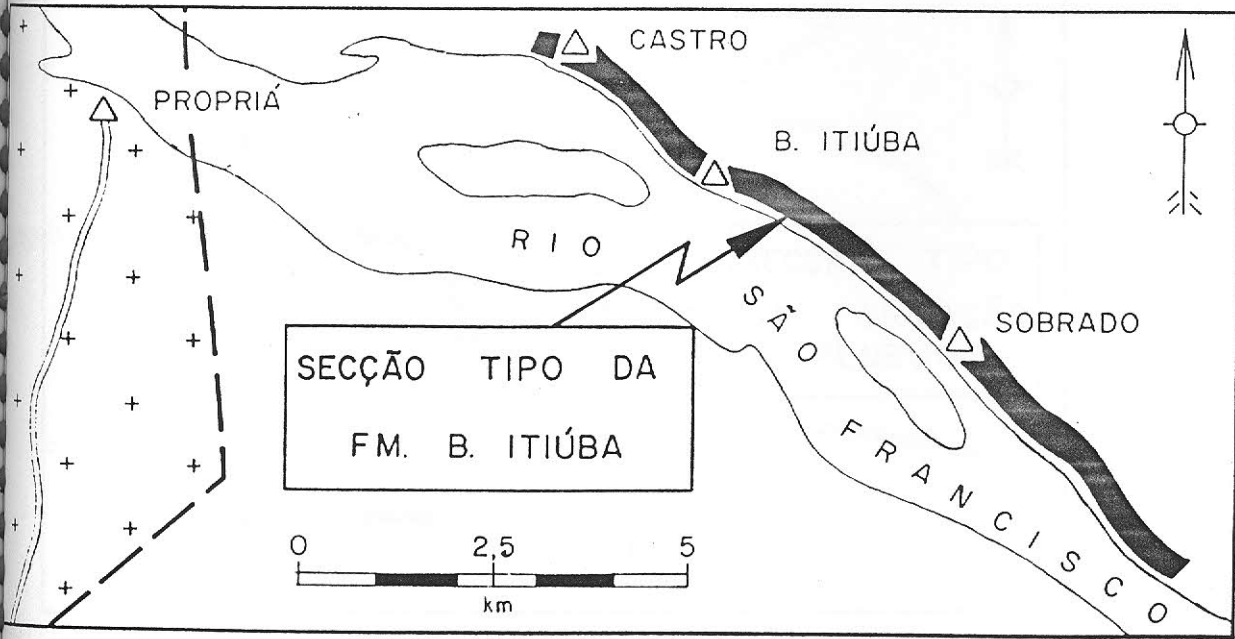
Arenito róseo, fn. bem sel., micáceo; folhelho e siltito cz., calc., ostracodal



Arenito róseo, fn. micáceo, argiloso, com est. cruzada; folhelho cinza, verde e amarelo, calc; calcário cinza a cast., duro, microa recrist., localmente ostracodal

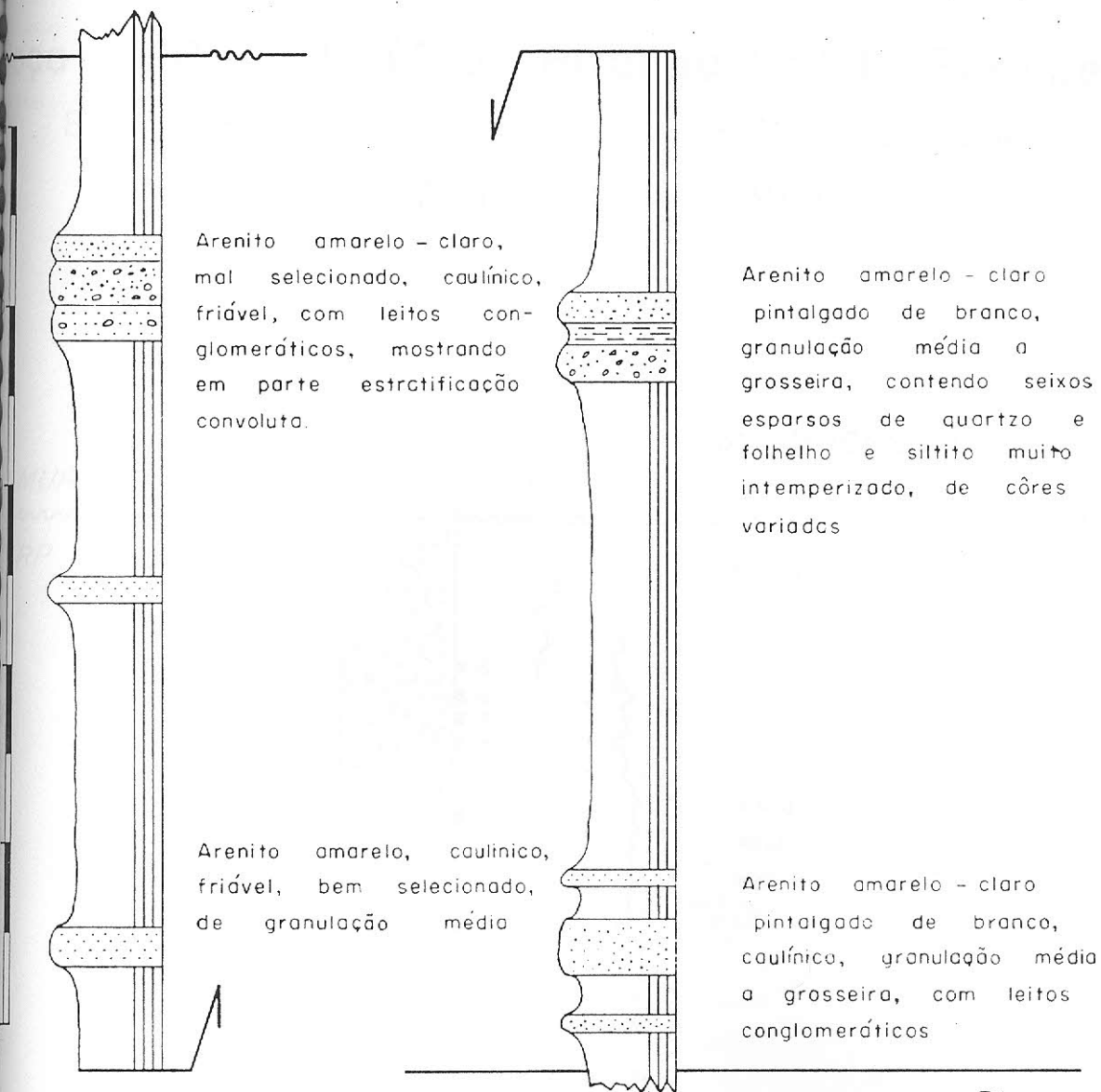
Arenito fn. amarelo, bem sel., com est. cruzada e interc. de folhelho e siltitos verdes, em parte micáceos

SER



SECÇÃO TIPO DA
FM. B. ITIÚBA

Fig. 30 - Seção-tipo da Formação Barra de Itiúba (Schaller, 1969).



BI

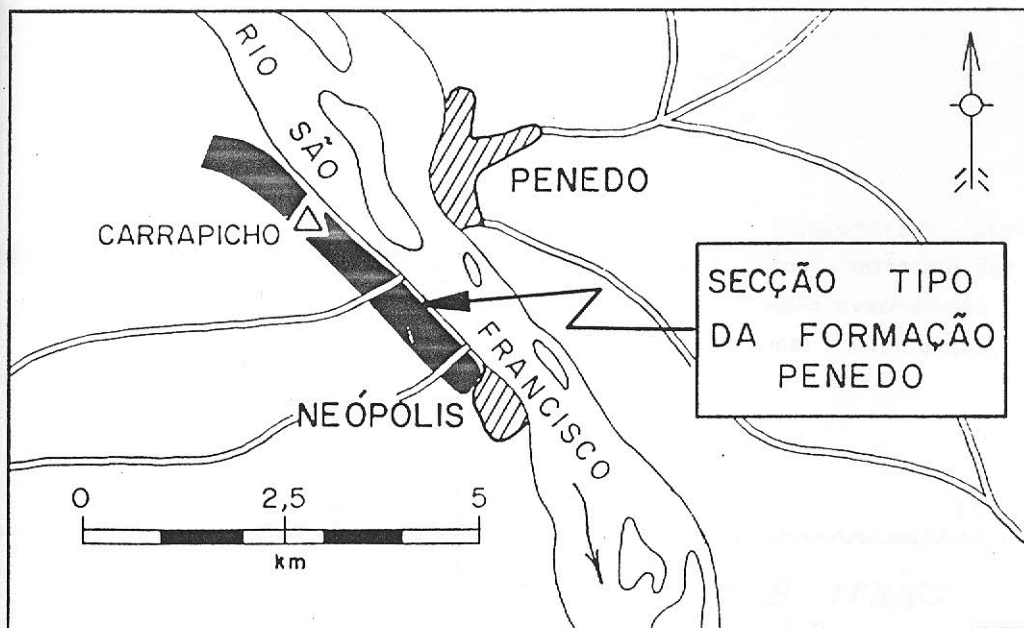


Fig. 31 - Seção-tipo da Formação Penedo (Schaller, 1969)

Poço RP-1-SE (Rio Pitanga nº 1, Sergipe)

BAP = 30,19 m

BHQ = 35,19 m

UTM: 8 788 791 m (MC 39°)

699 857 m

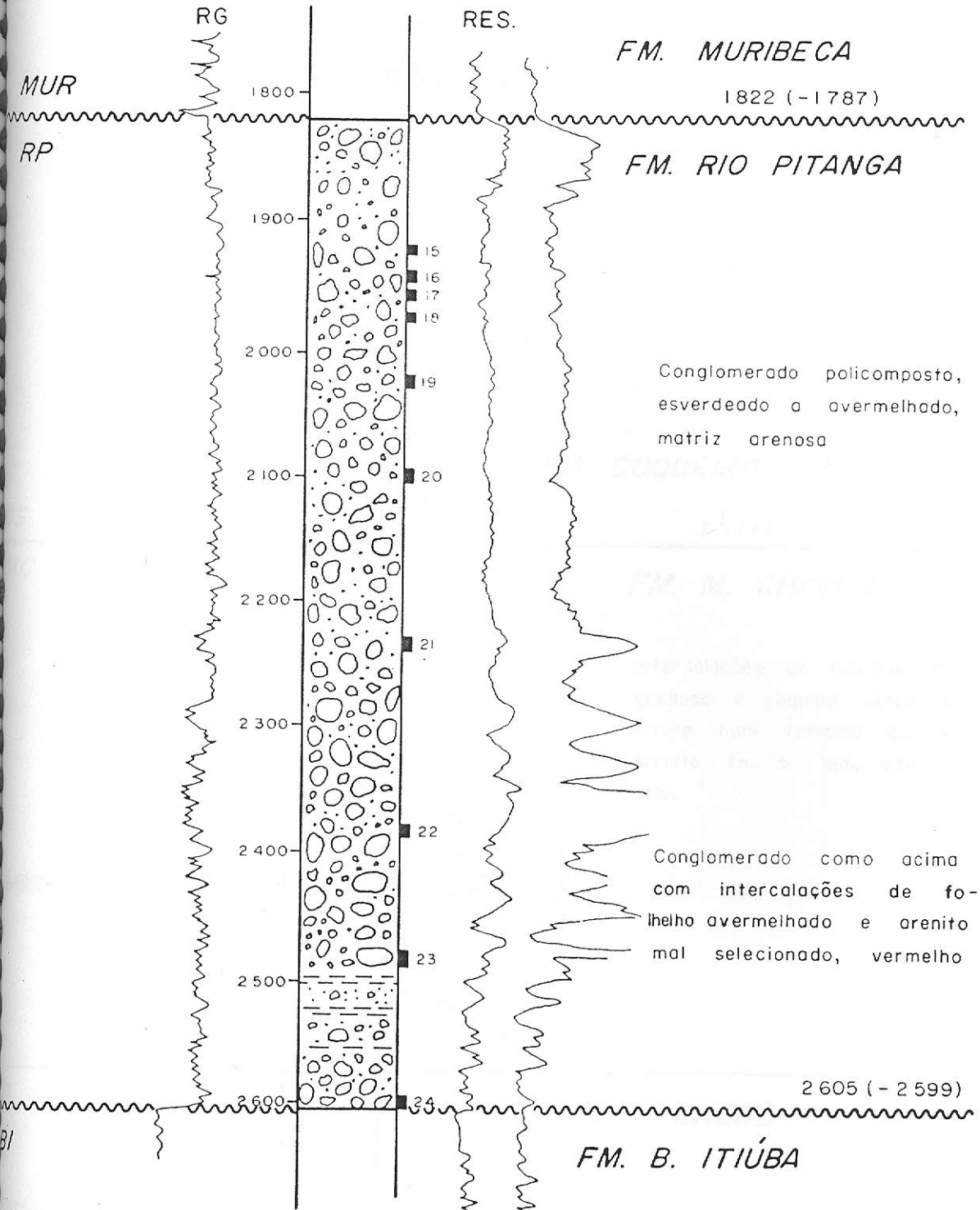


Fig. 32 - Seção-tipo da Formação Rio Pitanga (Schaller, 1969).

CS-1-AL (Coqueiro Sêco nº 1, Alagoas)

BAP = 90,00 m

BHQ = 95,00 m

UTM : 8 930 463 m (MC 39°)

857 621 m

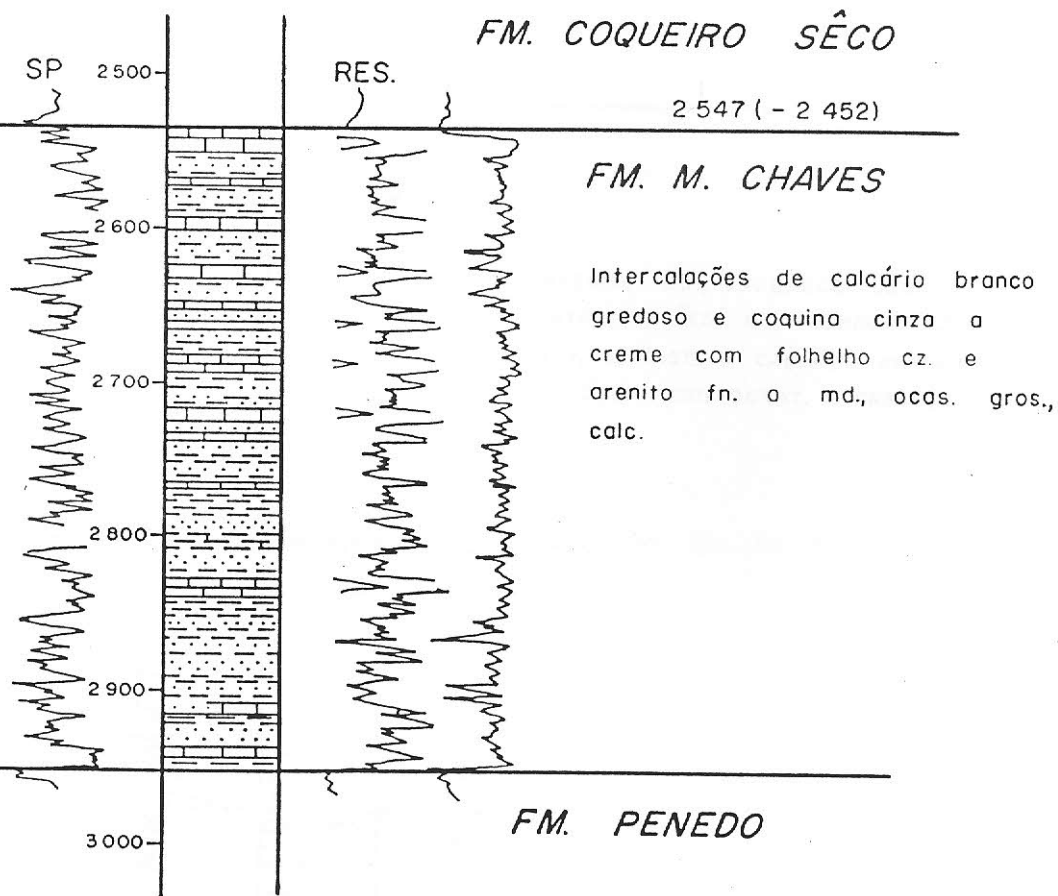


Fig. 33 - Seção-tipo da Membro Morro do Chaves (Schaller, 1969).

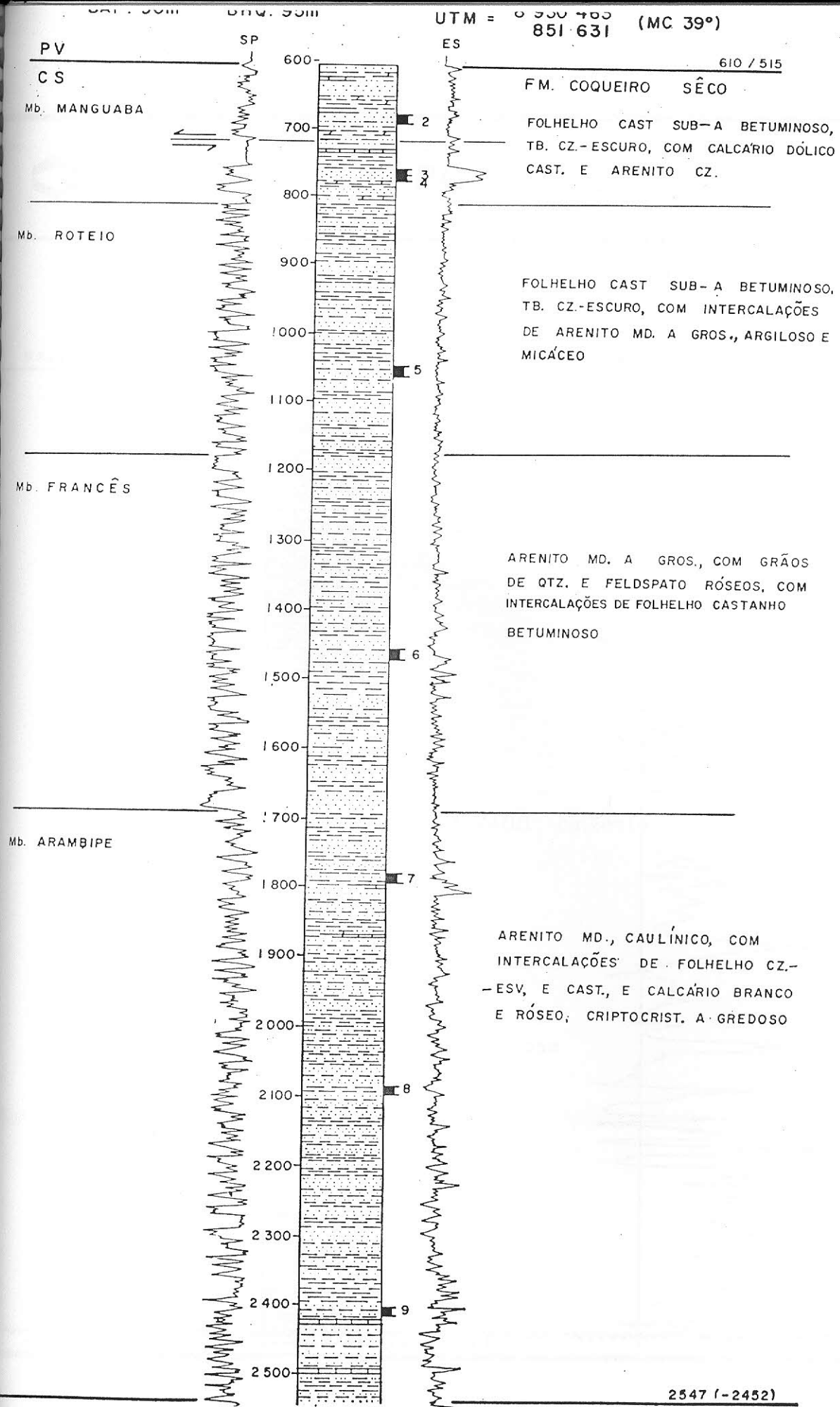


Fig. 34 - Seção-tipo da Formação Coqueiro Seco (Schaller, 1969).



2 - PO - 1 - AL

Altitude = 16 m

9° 37' 21" S

36° 00' 55" W

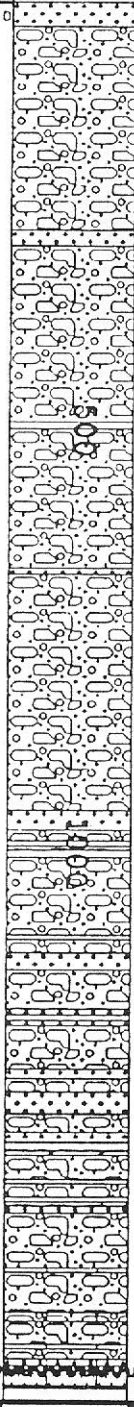
RAIOS GAMA (GAPI)

INDUÇÃO (OHMM)

150.00

0.20

500.00



CONGLOMERADO cinzento

ARENITO grosso

1596 m

Embasamento

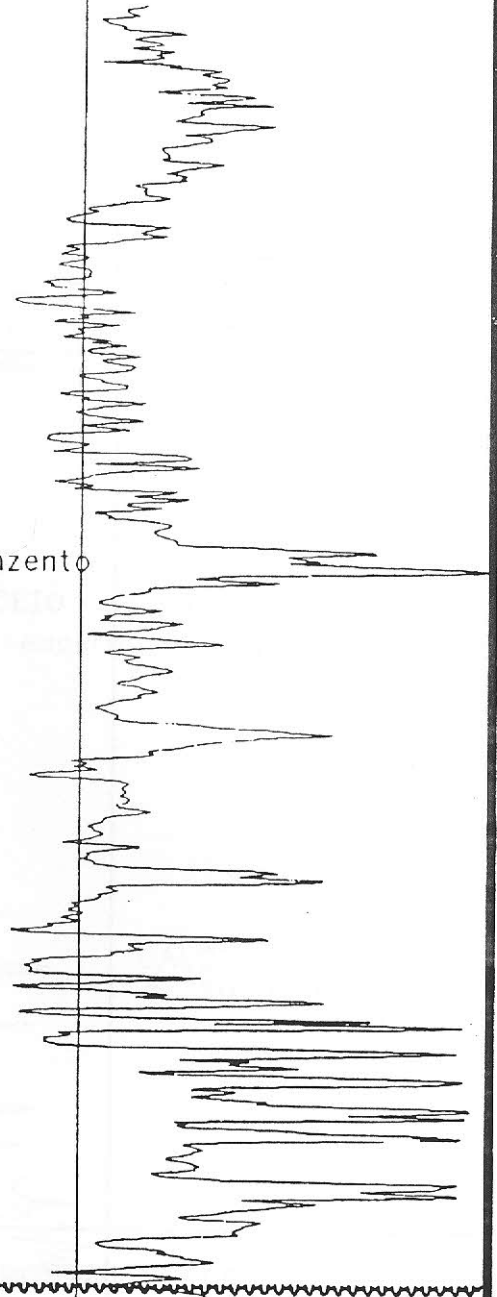


Fig. 35 - Perfil-tipo da Formação Poção (Feijó, 1969)

1936



4 - ST - 1 - AL

Altitude = 51 m

9° 36' 44" S
35° 44' 51" W

RAIOS GAMA (GAPI)

INDUÇÃO (OHMM)

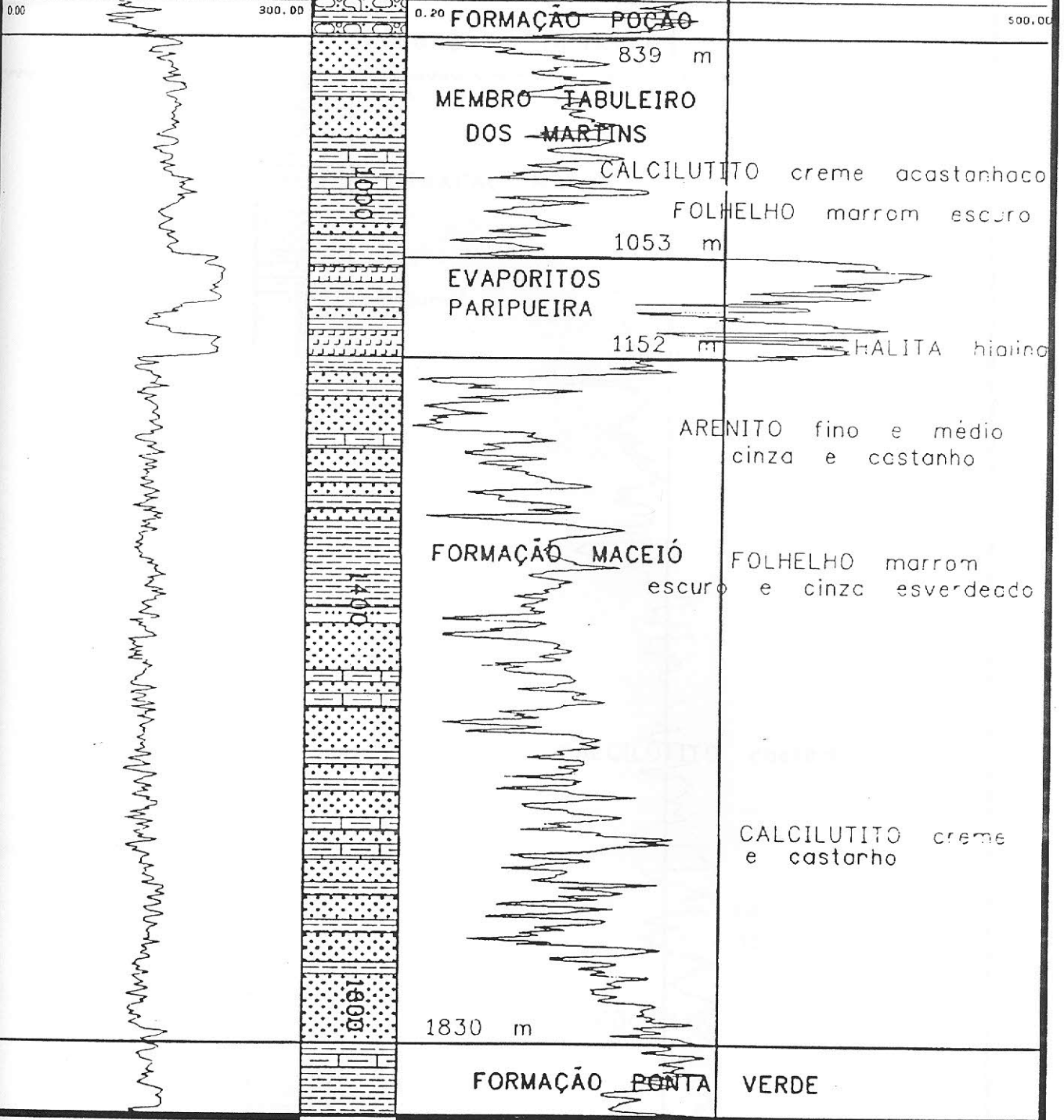


Fig. 36 - Perfil-tipo da Formação Maceió (Feijó, 1969).

1984



1 - ALS - 5B

Altitude = 24 m

10° 8' 42" S

35° 55' 49" W

RAIOS GAMA (GAPI)

INDUÇÃO (OHMM)

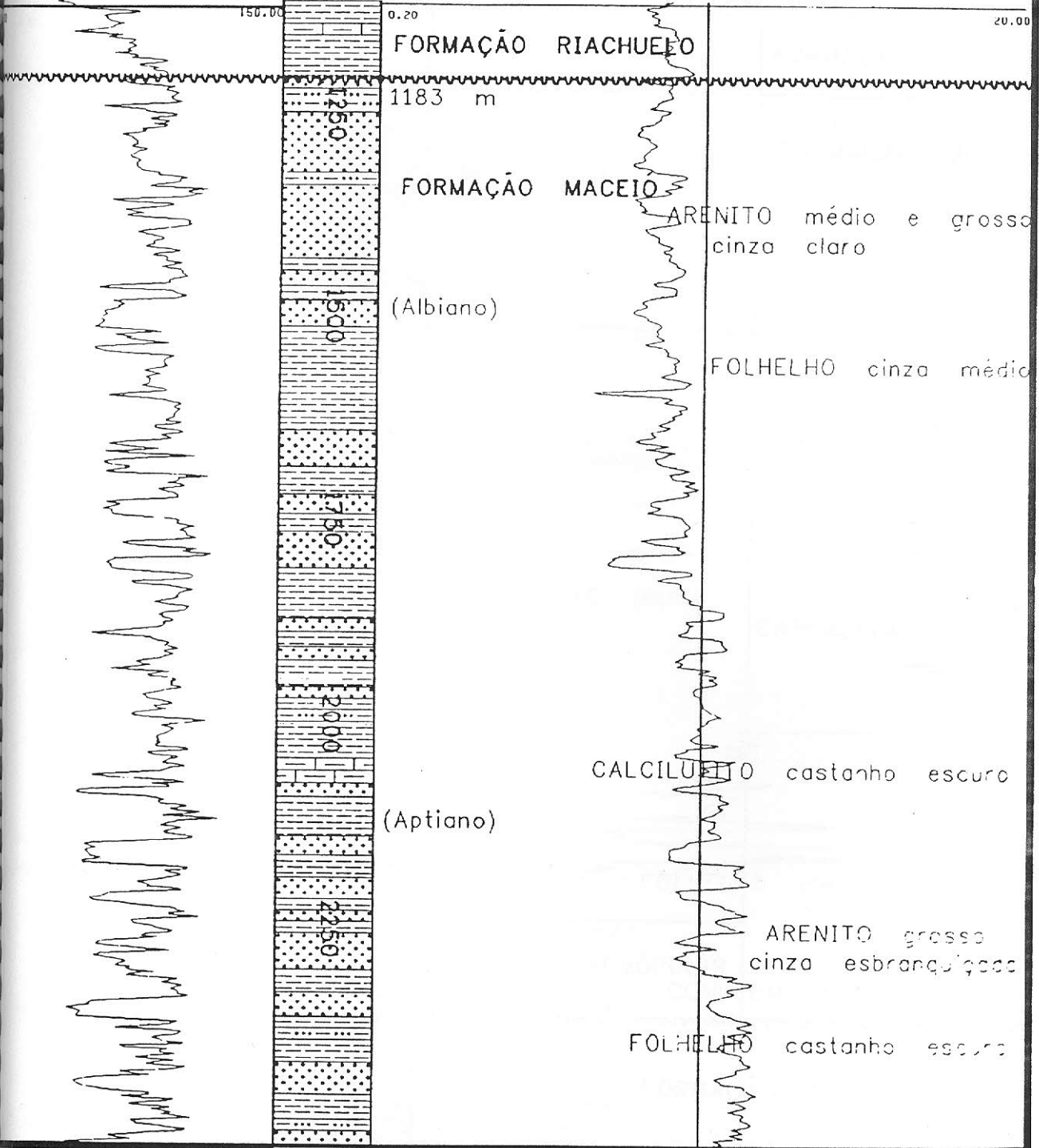


Fig. 37 - Perfil de referência da Formação Maceió (Feijó, 1969).

95



1 - PM - 1 - SE

Altitude = 46 m

10° 36' 43" S

37° 00' 03" W

RAIOS GAMA (GAPI)

LATERAL (OHMM)

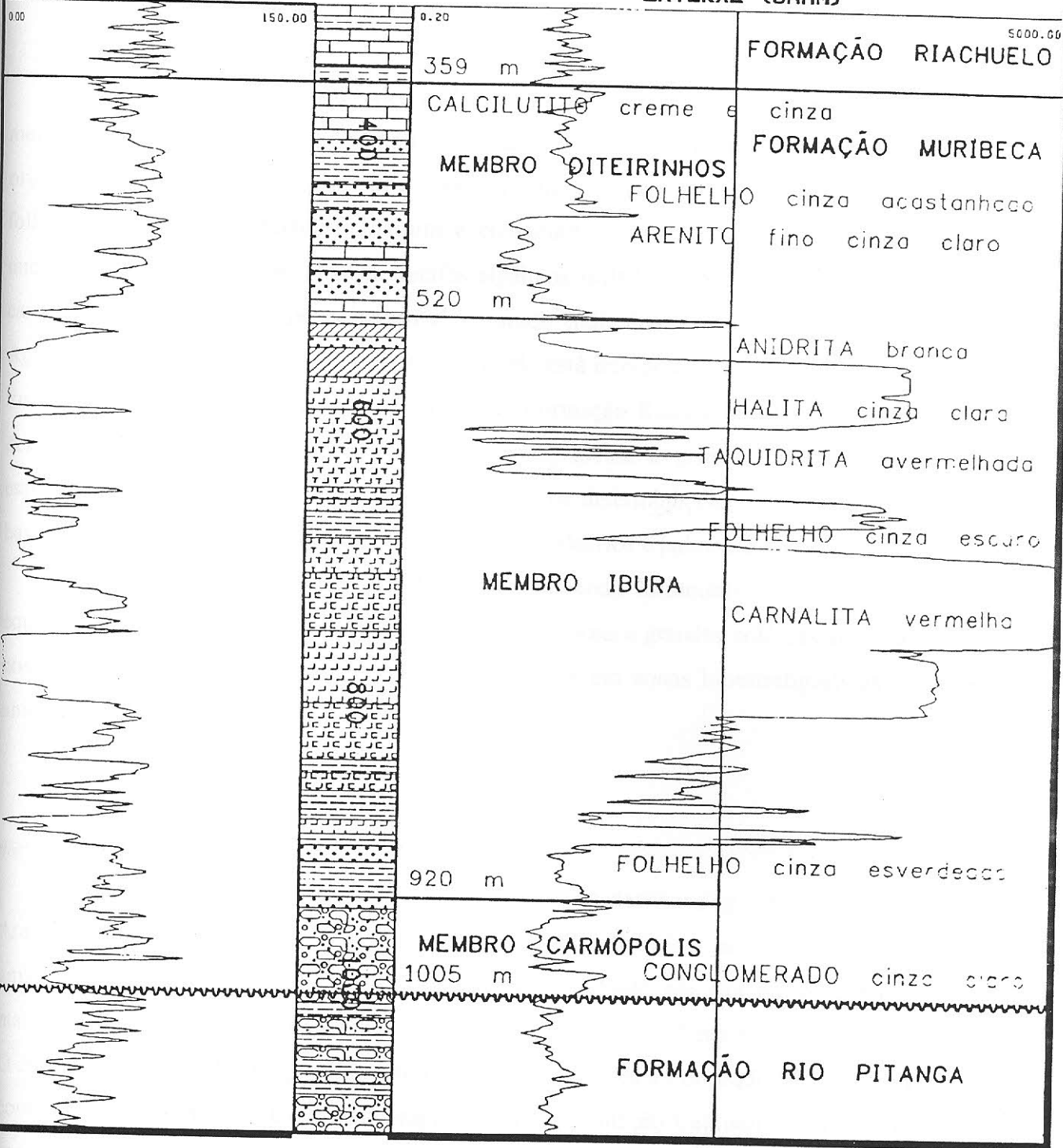


Fig. 38 - Perfil-tipo da Formação Muribeca (Feijó, 1969)

V.1.5 - Grupo Sergipe

Reúne as formações Riachuelo e Cotinguiba, compostas principalmente por carbonatos marinhos, de idade albiana-cenomaniana. Exclui-se deste grupo a Formação Piaçabuçu (Schaller, 1969), agora promovida também a grupo.

V.1.5.1 - Formação Riachuelo

Engloba um complexo clástico-carbonático, onde podem ser reconhecidos três membros. O Membro Angico é composto por arenito branco fino a conglomerático de origem deltaica. O Membro Taquari é caracterizado por intercalações de calcilutitos e folhelhos cinzentos. O Membro Maruim é constituído por calcarenito e calcirrudito oncolítico e oolítico creme, além de recifes algálicos isolados. Este membro inclui os carbonatos de alta energia dolomitizados, antes individualizados como Membro Aguilhada (Schaller, 1969). A Formação Riachuelo está interposta concordantemente às formações Muribeca e contiguiba. As rochas da Formação Riachuelo estão bem mais desenvolvidas na Sub-Bacia de Sergipe, onde representa a primeira sedimentação essencialmente marinha. Sua idade albiana provém de determinações bioestratigráficas baseadas em foraminíferos plantônicos, nanofósseis calcários e palinormorfos.

A Formação é altamente fossilífera, predominando foraminíferos, moluscos e equinóides, além de crustáceos, peixes e presença de corais e grandes colônias algálicas nos bancos carbonáticos, sendo a unidade subdividida em zonas bioestratigráficas de amonóides (Beurlen, 1968; Brito, 1979).

V.1.5.2 - Formação Contiguiba

Constitui-se de carbonatos com interestratificações clásticas (fig. 39). O Membro Aracaju está representado por argilito cinza a verde, folhelho castanho e marga amarelada. O Membro Sapucari é essencialmente constituído por calcilutito cinzento maciço estratificado, ciclicamente mais argilosos (Schaller, 1969, Petri e Fúlfaro, 1988). O contato inferior da Formação Contiguiba é concordante com a Formação Muribeca ou com a Formação Maceió, e o contato superior com a Formação Calumbi está marcada por uma discordância erosiva. Este conjunto foi depositado em talude e bacia oceânicos, do Cenomaniano ao Eoconiaciano.

A Formação Contiguiba apresenta rica associação fossilífera, composta especialmente por foraminíferos, radiolários, ostracodes, outros crustáceos, moluscos, equinóides e peixes de um ambiente marinho aberto. O zoneamento bioestratigráfico, também com base em amonóides (Bengtson, 1983), define bem o intervalo Cenomaniano-Coniaciano.

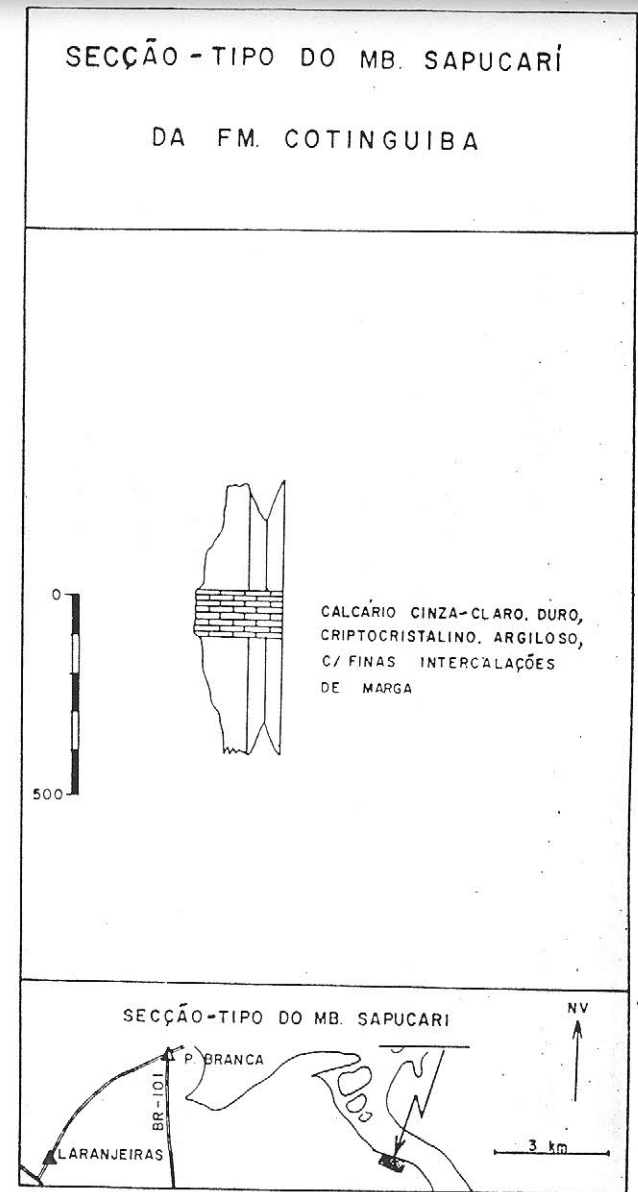
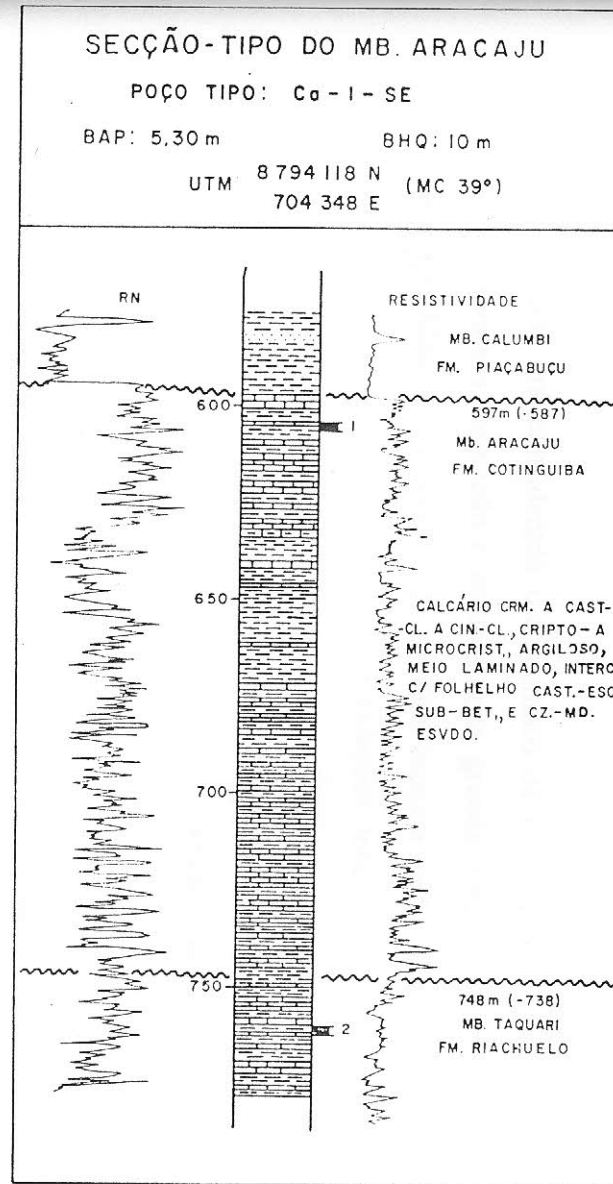
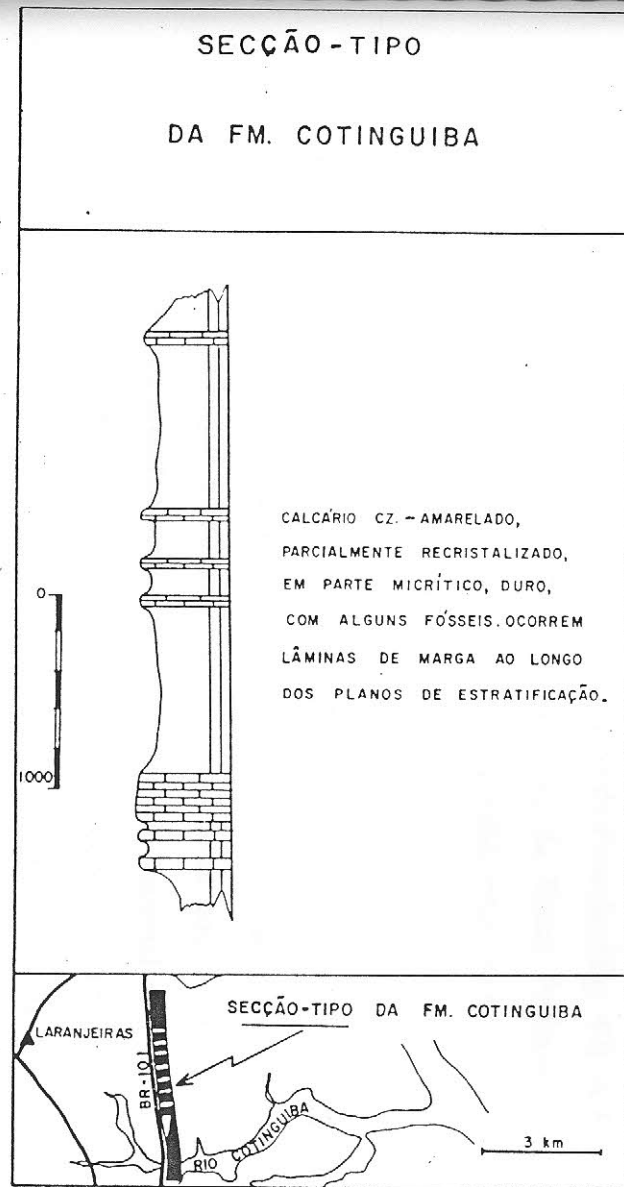


Fig. 39 - Seção-tipo da Formação Cotinguiba e dos seus membros (Schaller, 1969)

V.1.6 - Grupo Piaçabuçu

Definido por Schaller (1969) como formação, foi promovida a grupo reunindo as rochas clásticas e carbonáticas marinhas neocretáceas e terciárias das formações Calumbi, Mosqueiro e Marituba.

O Grupo Piaçabuçu é caracterizada pela regressão marinha final da Bacia de Sergipe-Alagoas. Os fósseis mais abundantes são foraminíferos planctônicos, característicos do intervalo Campaniano-Eoceno Inferior. Ocorrem, ainda, dentes de peixes, gastrópodes, bivalves e icnofósseis.

V.1.6.1 - Formação Calumbi

Esta unidade era considerada um membro da Formação Piaçabuçu (Schaller, 1969), foi promovida a formação e abrange uma grande área na porção marítima da Bacia de Sergipe-Alagoas e é constituída por uma espessa seção de argilitos e folhelhos cinzentos a esverdeados, com delgadas intercalações lenticulares de arenito fino a grosso. A Formação Calumbi sobrepõe-se em discordância erosiva à Formação Contiguiba, e grada vertical e lateralmente para as formações Mosqueiro e Marituba. Os pelitos da Formação Calumbi foram depositados em talude e bacia oceânicos, com arenitos resultantes da ação de correntes de turbidez. As determinações bioestratigráficas com base em foraminíferos plantônicos, nanofósseis calcários e palinórfos conferem-lhe idade do Neoconiaciano ao Holoceno.

Como perfil-tipo foi selecionado o intervalo 376 - 1260 m do poço 1-IPA-1SE, perfurado em 1983 pela PETROBRÁS no município de Pirambu (fig. 40). A Formação Calumbi correlaciona-se com a Formação Ubarana, da Bacia Potiguar, e com a Formação Urucutuca, das bacias da costa baiana e capixaba, entre outras.

Segundo Morelli (1989), no seu trabalho baseado em análises geoestatísticas, os arenitos representam um maior percentual dentro da seção argilosa na parte mais distante da costa, próximas a região do Baixo do Rio São Francisco e proximidades da borda S/SE da bacia ao longo da Falha de Itaporanga. Quanto ao estudo de pressão e porosidade, desenvolvido por este mesmo autor, concluiu-se que ocorre uma faixa de transição que separa os arenitos turbidíticos com pressão anormalmente alta (PAA) e depletivos, dos arenitos com pressão normal (PN) e não-depletivos (fig. 41), conclusão esta de grande relevância para futuras investigações exploratórias, visto que os arenitos

com PN e não-depletivos possuem maior potencial petrolífero. Quanto a porosidade notou-se que não ocorre grandes variações devido a espessura da camada ou pela idade dos arenitos. O percentual de porosidade alterou-se apenas em função da cimentação carbonática, que ocorre em maior grau nos arenitos cretácicos do Baixo de Mosqueteiro, e também em relação às profundidades dos arenitos (fig. 42), mostrando uma influência relativa da densidade da água (cota batimétrica de 1111 m) sobre a compactação.

V.1.6.2 - Formação Mosqueiro

Caracteriza-se pela predominância de calcarenito bioclástico cinzento, composto basicamente por foraminíferos e moluscos, e ocorre ao longo de uma faixa alongada na direção nordeste, junto à atual linha de costa. Anteriormente, estas rochas eram incluídas no Membro Marituba da Formação Piaçabuçu (Schaller, 1969). A Formação Mosqueiro grada lateralmente para as formações Marituba e Calumbi, e representa a plataforma carbonática ativa do Campaniano ao Mioceno na Sub-Bacia de Alagoas, e do Paleoceno ao Holoceno na Sub-Bacia de Sergipe.

O perfil-tipo desta unidade é o intervalo 150 - 1041 m do poço 1-SES-54, perfurado em 1979 pela PETROBRÁS na plataforma continental de Sergipe (fig. 43). A Formação Mosqueiro correlaciona-se, entre outras, com as formações Guamaré, da Bacia Potiguar, e Caravelas, das bacias de Jacuípe, Camamu e Almada.

V.1.6.3 - Formação Marituba

Nesta unidade predomina arenito médio a grosso cinzento. Anteriormente, era considerada um membro da Formação Piaçabuçu, e incluía os carbonatos agora individualizados na Formação Mosqueiro (Schaller, 1969). A Formação Marituba grada lateralmente para as formações Mosqueiro e Calumbi. Estas rochas foram depositadas por leques costeiros do Campaniano ao Holoceno.

Adotou-se para perfil-tipo desta unidade o intervalo 53 - 376 m do poço 1-IPA-1-SE (fig. 40). A Formação Marituba tem correlatos em todas as bacias costeiras brasileiras, como Tibau (Potiguar), Rio Doce (Jacuípe, Camamu, Almada), etc.



1 - IPA - 1 - SE

Altitude = 19 m

10° 32' 59" S

36° 38' 11" W

RAIOS GAMA (GAPI)

INDUÇÃO (OHMM)

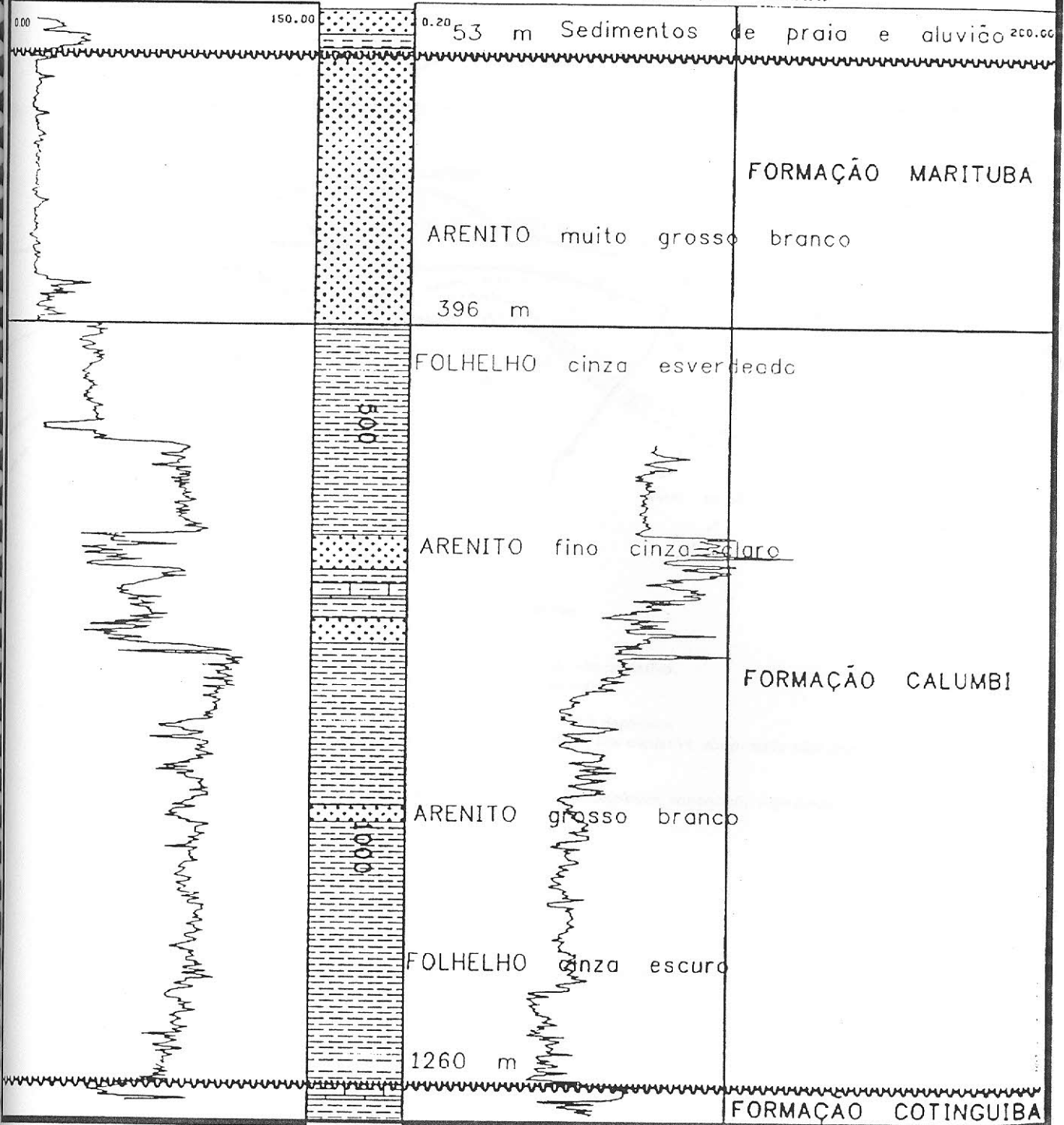
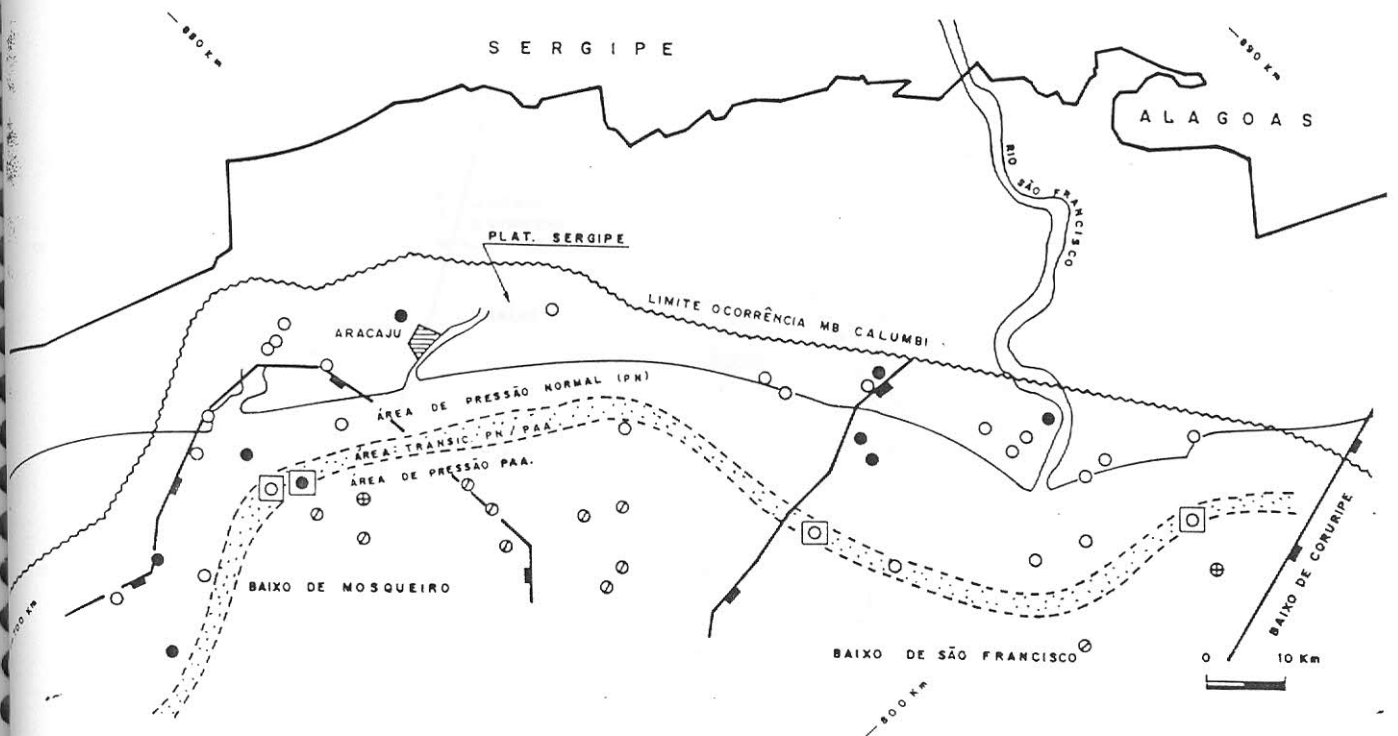


Fig. 40 - Perfil-tipo das formações Calumbi e Marituba (Feijó, 1994).



- Poço com teste de pressão normal (PN) não-depletivo.
Non-depletive, normal pressure (PN) well test.
- ⊕ Poço com teste de pressão anormalmente alta (PAA) não-depletivo.
Non-depletive, abnormally high pressure (PAA) well test.
- ◼ Poço com 1 arenito de PN não-depletivo e outro de PAA depletivo.
One non-depletive, normal pressure sandstone layer and one depletive, abnormally high pressure layer.
- ◻ Idem, com PN-PAA depletivos.
One depletive, normal pressure sandstone layer and one depletive, abnormally high pressure layer.
- Poço com teste depletivo e PN.
Depletive, normal pressure well test.
- ⊖ Poço com teste depletivo e PAA.
Depletive, abnormally high pressure well test.

Fig. 41 - Mapa da distribuição da pressão de formação (Morelli, 1989).

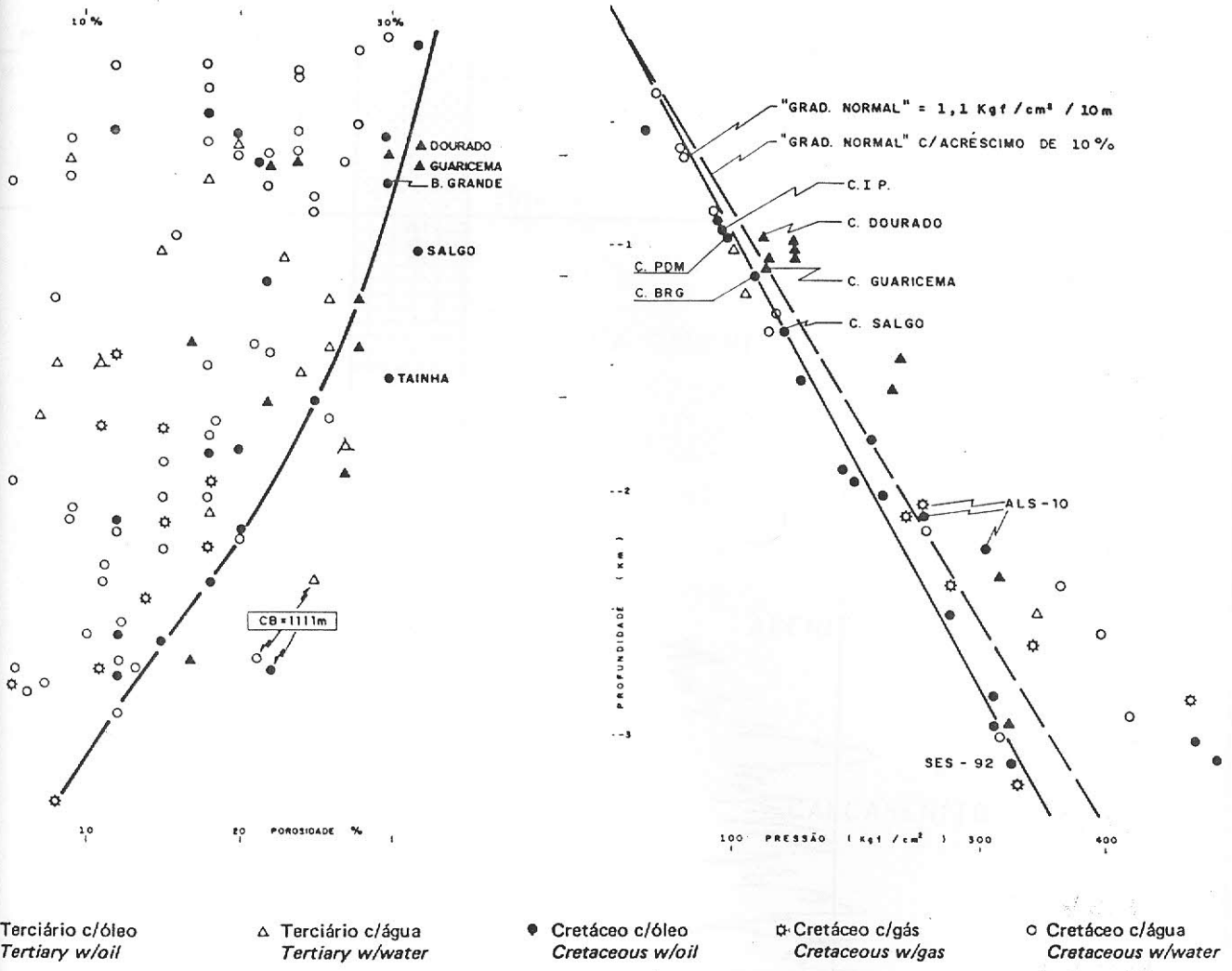


Fig. 42 - Porosidade versus profundidade em arenitos "limpos" (Morelli, 1989)



1 - SES - 54

Altitude = 26 m

10° 58' 15" S

36° 40' 44" W

RAIOS GAMA (GAPI)

INDUÇÃO (OHMM)

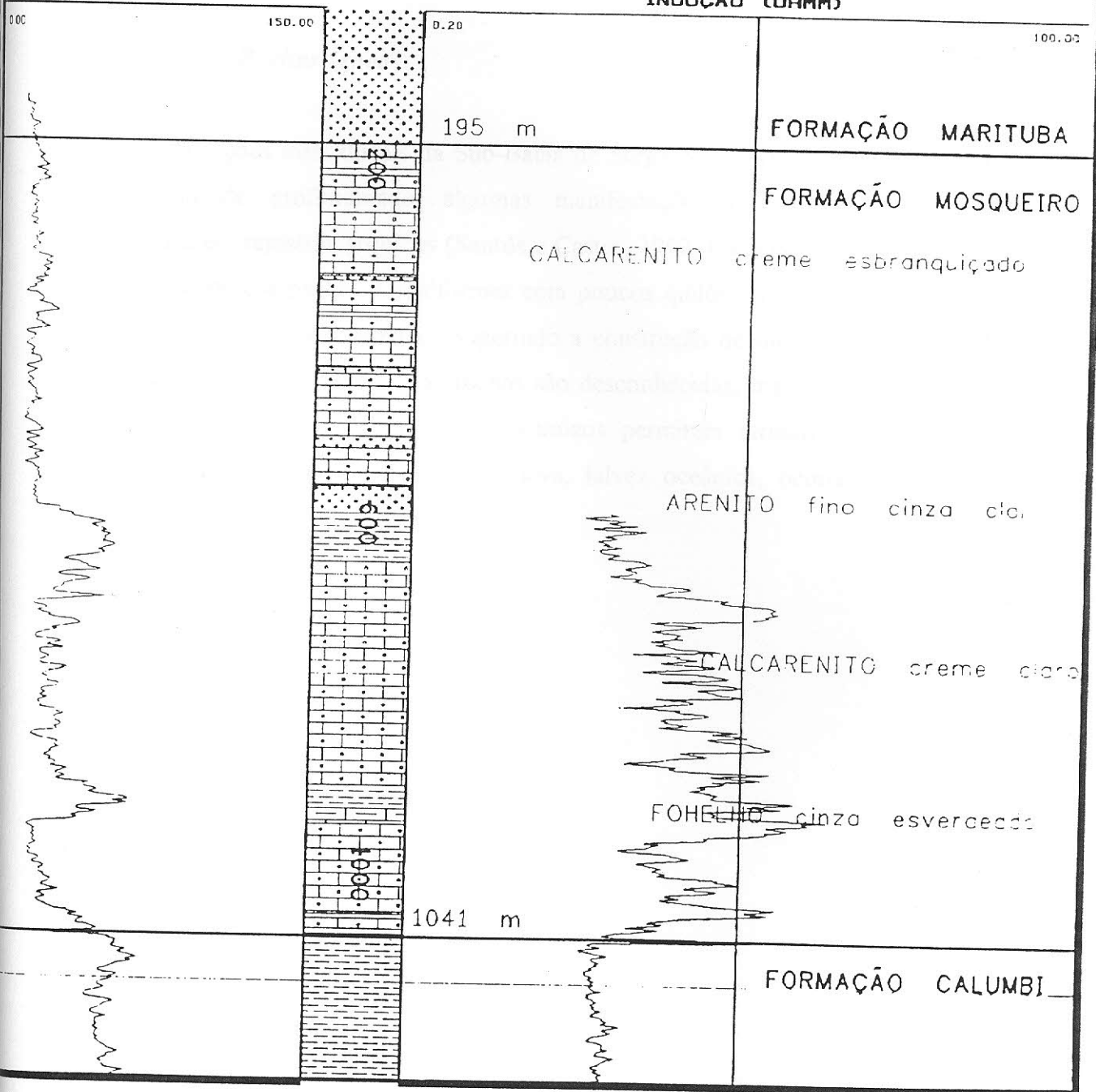


Fig. 43 - Perfil-tipo da Formação Mosqueiro (Feijó, 1994).

V.1.7.a - Formação Barreiras

A exemplo do que ocorre na maior parte da costa brasileira, esta unidade neocenozóica serve de cobertura para o registro sedimentar. Aqui, está composta por clásticos continentais finos e grossos, de coloração variada e grau de compactação insignificante (Schaller, 1969), e recoberta por carbonatos através de um contato representado por uma superfície cárstica irregular (Gomes, 1991).

V.1.7.b - Rochas Ígneas

Nas porções mais distais da Sub-Bacia de Sergipe-Alagoas, sob águas de mais de 2000 m de profundidade, algumas manifestações magmáticas podem ser reconhecidas em registros sísmicos (Santos e Castro, 1992; Cainelli, 1992). Trata-se de corpos rochosos compactos e coniformes com poucos quilômetros quadrados de área interpostos às rochas sedimentares, sugerindo a construção de montes vulcânicos. As verdadeiras natureza e idade destas rochas são desconhecidas, mas os truncamentos e deformações provocados nos refletores sísmicos permitem atribuir-lhes uma idade turoniana. Outro evento de idade mais nova, talvez oceânica, ocorre na forma de intrusões localizadas.

V.2 - BIOESTRATIGRAFIA

Estudos realizados por Schaller (1969) na microfauna - foraminíferos e ostracodes - macrofauna e flora - pólen e esporos - foram a base para a definição da bioestratigrafia da Bacia de Sergipe-Alagoas.

As zonas bioestratigráficas foram designadas por uma centena cujo algarismo à esquerda, na escala de zero (0) a quatro (4), indica o tipo de fóssil em que se baseou o zoneamento: zero (0) para ostracodes, um (1) para foraminíferos planctônicos, dois (2) para microfósseis marinhos bentônicos, três (3) para amonóides e quatro (4) para esporomorfos. A dezena e a unidade assinalam a zona definida. Em casos específicos há uma subdivisão decimal que representará as subdivisões da zona, a partir do segmento basal respectivo.

São identificados dois tipos de deposição distintos entre si na Bacia de Sergipe-Alagoas. O primeiro, caracterizado pela presença de fósseis indicativos de um ambiente continental, tem início na parte inferior da seção sedimentar e prolonga-se até a sequência Aptiano-Albiano. Este pacote foi zonado com base em representantes de ostracodes e esporomorfos. O segundo, caracteriza-se por sua fauna tipicamente de ambiente marinho, prolonga-se até o Terciário Inferior e foi zonado com base em foraminíferos, ostracodes e esporomorfos. Leva-se em consideração o zonamento baseado em macrofósseis para um trecho da coluna estratigráfica (figs. 44, 45, 46, 47 e 48).

brotas		sto. amaro			ilhas		são sebastião		JIQUIÁ		ALAGOAS	ANDARÉS
R-10	—	R-9	R-8	R-6	R-5	R-4	R-3	R-2	—	—	—	BAHIA
001	—	002	003	004	005	006	007	—	—	—	010/011	SERGIPE-ALAGOAS
												OSTRACO DES
												Cytheridea (?) gr. 201/218
												Candona (?) centroimpressa W.
												C. (?) são-franciscoensis W.
												Cypridea benderi W.
												Limnocypridea (?) subquadrata W.
												Cyprideis (?) rugosa W.
												Ostracode sp. 408
												Cypridea nodoreticulata W.
												Pseudocypridina (?) faveolata W.
												Ostracode sp. 406
												Schuleridea (?) immensa W.
												Ostracode sp. 409
												O. sp. 405
												O. sp. 402
												O. sp. 403
												Cytheridea ? sp. 305
												C. ? sp. 304
												C. ? sp. 303
												C. ? sp. 302
												Petrobrasia n. sp. I
												Cytheridea ? sp. 301
												Ostracode sp. 407
												O. sp. 311
												O. sp. 404
												Cytheridea ? sp. 306
												Cytheridea ? sp. 307
												Cytheridea ? sp. 308
												Cytheridea ? sp. 309
												Cytheridea ? sp. 310
												Cypridea (Sebastianites) devaxa KR.
												C. (S.) fida KR.
												C. (S.) sostensis KR.
												Ostracode sp. 312
												O. sp. 313
												"Metacypris" postangularis SWAIN
												Petrobrasia marfinensis (KR)
												Ostracode n. sp. A
												O. n. sp. I
												O. n. sp. II
												"Metacypris" sp. 6-Ba
												Paracypridea quadrirugosa weberi KR
												Cypridea (M) bibullata bibullata W.
												Cypridea (M) bibullata tribullata KR.
												Reconcavona triebeli KR
												Reconcavona bythrocypoides
												Paracypridea rhomboidalis (W)
												P. obovato obovata (SWAIN)
												Reconcavona striatula (SWAIN)
												Reconcavona aff. uniacantha KR
												Cypridea aff. lunula KR.
												Paracypridea similis KR.
												P. langdoni KR.
												P. elegans KR.
												P. brasiliensis KR.
												Cypridea sp. aff. opifera (cfr KR)
												C. (Morinioides) hadronodosa KR.
												Tucanocypris camposi KR.
												Candona ? condensata KR.
												Cypridea (M) sellata
												"Metacypris" aff. mammillata
												Cypridea (Morinioides) candeiensis
												C. (M.) grekoffi KR.
												C. (M.) barnesi
												C. luzi
												C. sp. 5-g-M
												C. sp. 9-M
												Reconcavona sp. 2-M
												R. sp. 3-M
												R. sp. 3-Ba
												Illiciocypris sp. I-M
												Cypridea sp. II-M
												Cypridea ambigua KR (p)
												Cypridea ambigua KR (g)
												"Metacypris" longisulcata
												"M" sp. glandulata
												"M" sp. I-Ba
												"M" sp. 3-Ba
												"M" sp. 4-Ba

Fig. 44 - Zonas diferenciais superiores - Amplitude local aproximada de ostracodes diagenéticos dos depósitos não-marinhos - Bacia de Sergipe-Alagoas (Schaller, 1969).

ALAGOAS	Aib.	CENOM.	TURON.	CON.	SANT.	CAMP.	MAEST.	PALEOCENO		EOCENO	ANDARES
								INF.	SUR.		
III		II2/II3		II5		II9			ZONAS		
III.1	III.2	II2	II3	II4	II6	II7	II8	II0		FORAMINÍFEROS	
											Subbotina triloculinoides
											Globigerina spiralis B.
											Globorotalia pseudomenardii B.
											Globanomalina aff. pseudovoluta
											Globorotalia aff. wilcoxensis CBP
											Globorotalia acuta, Toulmin
											Globorotalia velascoensis (Cushman)
											Globorotalia angulata (White)
											G. perciara Loeblich & Tappan
											G. pseudobulloides (Plummer)
											G. compressa (Plummer)
											Globoconusa daubjergensis (B)
											Chiloguembelina marsei (Kline)
											Globotruncana contusa (Cushman)
											G. stuarti (de Lapparent)
											G. arca (Cushman)
											Planoglobulina acervulinoides (E.)
											Pseudotextularia deformis (K)
											Racemiguembelina fructicosa (E)
											Pseudotextularia elegans (R)
											Globotruncana gansseri, Bolli
											G. gagnebini, Tillev
											Gublerina gloessneri, B & B
											G. robusta, de Kiaz
											Globotruncana havanensis (V)
											Pseudoguembelina costulata (C)
											Hedbergella monmouthensis (O)
											H. ? petaloidea (Gandolfi)
											Rugoglobigerina rugosa (Plummer)
											R. macrocephala, Bronnimann
											Globigerinelloides messinae (B)
											Globotruncana campbelli, Petri
											Hedbergella clavigera, n. sp.
											Globotruncana fornicata, Pl.
											Globotruncana duwi, Nakkady
											G. stuartiformis, Dalbiez
											G. calcarata, Cushman
											G. repanda, Bolli
											Trinitella ? cornigera, n. sp.
											Globotruncana coarctata (Bolli)
											Heterohelix pseudotessera (C)
											H. carinata (Cushman)
											H. sp. 4
											Planoglobulina alabrata (C)
											Heterohelix reussi (Cushman)
											Hasterigerinoides watersi (C)
											H. alexanderi (Cushman)
											Clavhedbergella simplex (Morrow)
											Globigerinelloides sp. 2
											Globotruncana wilsoni, Bolli
											G. renzi Gandolfi
											Heterohelix moremani (C)
											Globotruncana inornata, Bolli
											Hedbergella delrioensis (destr.)
											Hedbergella delrioensis (ambig)
											Clavhedbergella n. sp. 1
											Globigerinelloides eaglefordensis (Mor)
											Gubkinella graysonensis (Tappan)
											Hedbergella amabilis (L & T)
											Praglobotruncana delrioensis (Pl)
											Rotalipora evoluta, (Sigal)
											Hedbergella n. sp. 1
											Hedbergella planispira (Tappan)
											Hedbergella washitensis (Corsey)

Fig. 45 - Zonas diferenciais superiores - Amplitude local aproximada dos foraminíferos planctônicos - Bacia de Sergipe-Alagoas (Schaller, 1969).

ALAGOAS	ALB.	CEN.	TUR.	CON.	SANT.	CAMP.	MAEST.	PALEOCENO		EOCENO INF.	ANDARES
								INF.	SUP.		
	III		II2 / II3		II5		II9			ZONAS BASEADAS EM FORAMINIFEROS PLANCTÔNICOS	
	III.1	III.2	II2	II3	II4	II6	II7	II8	II0		
	211		212 / 213		215		219		221	ZONAS BASEADAS EM MF. BENT. MICROFÓSSEIS BENTÔNICOS	
										Moluscos + Nanofósseis	
										Eoannularia sp. 1	
										Technitella sp. 1	
										Discocyclina aff. evremondi	
										Planulina aff. spissicostata	
										Palmula sigmoicostata	
										Dorothia aff. sp. 2	
										Pulsifonina sp. 1	
										Clavulina sp. 4	
										Stomatorbina	
										Chilostomella sp. 2	
										Allomorphina sp. 1	
										Astocolus sp. 1	
										Neoflabellina sp. sp.	
										Nodosoria sp. 10	
										Siphogenerinoides sp. sp.	
										Allomorphina sp. 2	
										A. sp. 3	
										Anomolino sp. 1	
										Bulimina sp. 1-2	
										B. sp. 4	
										Chilostomella sp. 1	
										Citharina sp. 3	
										Clavulinoides sp. 1	
										C. sp. 2	
										Dorothia sp. 2	
										Cyclammina sp. 1	
										Fronicularia sp. 1	
										Citharina sp. 2	
										Bolivina sp. 4	
										B. sp. 7	
										Cornuspira sp. 1	
										Flabelammina sp. 1	
										Gaudryinella sp. 1	
										Gavelinella sp. 1	
										Goesello sp. 1	
										Lenticulina quedesi	
										Marginulina sp. 1	
										Rzehokina sp. 1	
										Planulina spissicostata	
										Gaudryina sp. 1	
										Spirophtalmidium sp. 1	
										Brachythere non sapucariensis	
										Rotomorphina sp. 1	
										Planulina sp. 1	
										Siphogenerinoides dentata	
										Lenticulina benderi	
										Brachythere sapucariensis	
										Lenticulina sp. 1-15	
										Tristix sp. 1	
										Glabrotalites sp. 3	
										Trocholina silvai	
										Patellina sp. 1	
										Planulina sp. 5	
										Clavulinoides sp. 3	
										Epistomina sp. 4	
										E. spinulifera	
										Citharina sp. 1	
										Protocythere sp. sp.	

Fig. 46 - Zonas diferenciais superiores - Amplitude local aproximada de microfósseis bentônicos - Bacia de Sergipe-Alagoas (Schaller, 1969).

ALAGOAS		ALBIANO				CENOMAN.		TURON.		CON.	SANT.	ANDARÉS
ZONAS	300	301	302	303	304	—	305	307	—	309	—	ESPÉCIES DE AMONÓIDES
												Forresteria (?) tabuaense BEURLÉN
												Damesites petrobrosia B.
												Prionocycloceras cf. lenti (GERHARDT)
												P. cf. hazzardi Young
												Protexanites troelseni B.
												Tissotiinae (?) gen. sp. indet.
												Parapuzosia (Austiniceras?) sp.
												Coilopoceras benderi B.
												C. aff. colleti Hyatt
												Pseudotissotia cf. P. (Bauchioceras) nigeriensis
												Pseudotissotia (bauchioceras) gabonensis
												Neoptychites sp. sp.
												Vascoceras cf. globosum compressum
												V. cf. globosum globosum (Reyment)
												V. hartti (Hyatt)
												Gombeoceras (?) sp.
												G. gongilense cf. compressum Barber
												Nigericeras (?) sp.
												Pseudospidoceras pedroanum (White)
												Kamerunoceras tenuistriata B.
												Mammites beurleni B.
												Pachydesmoceras sp.
												Metoicoceras sp.
												Neokentroceras cf. tectorium (White)
												Mortonoceras sergipensis (White)
												M. sp. A
												Elobiceras sp. B
												Hamites (?) sp.
												Elobiceras maruimensis B.
												Puzosia (Anapuzosia) sp. A
												Oxytropidoceras sp. A
												Puzosia garajouana Maury
												Oxytropidoceras (O) buarquianum (W)
												O. (Androiavites) mauryae B.
												O. (Manuaniceras) involutum B.
												Puzosia rosarica Maury (forma típica)
												P. rosarica M. (forma típica)
												P. (Anapuzosia) brasiliana (Maury)
												Douvilleiceras sp. A
												D. sp. B
												D. euzebioi (Maury)
												D. sergipensis B.
												Chelonoceras (?) sp.
												Diadochoceras (?) sp.
												Deshayesites (?) sp.

Fig. 47 - Zonas amplitude local baseadas em amonóides - Bacia de Sergipe-Alagoas (Schaller, 1969).

SISTEMAS OU ANDARES	ZONAS PALINOLÓGICAS	ESPOROMORFOS									
		Tetraporado	Trilete c/perle- para 49	Hexaportricolpi- tes sp	Classopollis maior	Araucariacites sp.	Inaperturopolleni- tes sp	Dissacites	Classopollis micro- espinado	Applanopsis trilo- batus	Striatites
PALEOCENO	430										
MAEST.-CAMP.	440										
TURON.-CONIAC	450										
CENOM.	451										
ALBIANO	460										
ALAGOAS	470										
JUIQUIÁ - s. seb e ilhas	480										
sto. amaro	490										
brota s	495										
PERMIANO	496										
CARBONIFERO	497										

Fig. 48 - Zonas de amplitude (zonas diferenciais superiores) de esporomorfos na Bacia de Sergipe-Alagoas (Schaller, 1969).

V.3 - CRONOESTRATIGRAFIA

Estudos cronoestratigráficos realizados por Schaller (1969) serviram para dividir em três sistemas informais o Eratema Pré-Cambriano: *sistema Pré-Cambriano Inferior*, representado pelos gnaisses do Escudo Brasileiro; o *sistema Pré-Cambriano Médio*, incluindo os Grupos Miaba e Vaza-Barris; e o *sistema Pré-Cambriano Superior*, formado pelas intrusivas ácidas do Batólito Pernambuco/Alagoas.

Eratema Paleozóico é dividido em três seções independentes e limitadas por lacunas pronunciadas:

- Sistema Cambriano, composto pelos sedimentos da Formação Estância, que aflora ao sul do rio Vaza-Barris. Atribui-se idade cambriana a estes sedimentos devido a presença de algas do gênero *Collenia* (?), coletadas em calcários. Este sistema, junto com o Eratema Pré-Cambriano, forma o Complexo do Embasamento da Bacia de Sergipe-Alagoas.
- Sistema Carbonífero, corresponde aos estratos entremeados, na base, pela discordância heterogênea com rochas do Complexo do Embasamento, e no topo, pelo limite superior da Zona 411, caracterizada pela ocorrência de pólen do gênero *Florinetes*, é representado pelos Membros Mulungu, Boacica e Atalaia;
- Sistema Permiano, corresponde uma seção sedimentar, limitada no tópo pela discordância erosional pré-mesozóica e sobrejacente aos sedimentos do Sistema Carbonífero, representada pelos sedimentos da Formação Aracaré.

O Eratema Mesozóico é dividido nos sistema Jurássico e Cretáceo que por sua vez são subdivididos internamente em andares. O Sistema Jurássico é representado apenas por sedimentos da parte superior, não-marinhos, de difícil correlação intercontinental, o *andar Brotas*.

- O termo *Brotas*, informalmente utilizado, não é diretamente correlacionável com a nomenclatura litoestratigráfica da Bahia e a coluna cronoestratigráfica internacional, e corresponde a parte mal definida do Jurássico Superior por falta de fósseis marinhos. A unidade engloba sedimentos das formações Serraria, Bananeiras e Candeeiro. A parte superior do andar é constituída por um intervalo sem fósseis que corresponde aos sedimentos da Formação

Serraria; a parte inferior corresponde, na coluna bioestratigráfica, à Zona 001, baseada em ostracodes não-marinhos e caracterizada pela presença de alguns representantes dos gêneros *Darwinula* e '*Metacypris*'.

O Sistema Cretáceo é dividido em *Cretáceo Inferior* e *Cretáceo Superior*, que por sua vez são subdivididos em andares. A Série Cretáceo Inferior abrange o Albiano e a porção superior do Aptiano, desenvolvidos em fácies marinha, contendo uma fauna de amonóides, foraminíferos e nanofósseis que permite amarração com a coluna cronoestratigráfica internacional. Esta coluna sedimentar desta série foi dividida nas unidades de âmbito local: *Andar Alagoas*, *Andar Jiquiá* e mais três unidades operacionais não formalizadas: *andar São Sebastião*, *andar Ilhas* e *andar Santo Amaro*.

- *Andar Santo Amaro* - engloba a parte inferior dos sedimentos da Formação Barra de Itiúba e corresponde à amplitude local de ostracodes não-marinhos das Zonas 002 e 003. Através de perfis elétricos determinou-se que a base do andar coincide aproximadamente com o topo da "zona de transição" que separa as formações Serraria e Barra de Itiúba. O limite superior da unidade é tomado no topo da Zona 003.
- *Andar Ilhas* - este andar corresponde à amplitude local de ostracodes não-marinhos das Zonas 006, 005 e 004. O limite superior é tomado pelo topo da Zona 006 e a sua base é delineada ao longo do topo da Zona 003. Sedimentos da Formação Ilhas, na Bahia, e do *Cocobeach* Médio, na bacia do Gabão, África, são correlacionáveis a este andar.
- *Andar São Sebastião* - corresponde à porção média e inferior da Biozona 007, definida pelos ostracodes não-marinhos *Cypridea* (*Sebastianites*) *fida* Kroemmelbein, *Petrobrasia marfinensis* Kroemmelbein e outros. A unidade engloba a parte superior das formações Penedo, Rio Pitanga e Barra de Itiúba. O topo do andar coincide com a base dos carbonatos do Membro Morro do Chaves. O limite inferior do andar é delineado no topo da Zona 006.
- *Andar Jiquiá* - o holoestratotipo é o intervalo de 1180 - 2330 m, do poço pioneiro MD-1-AL (Marechal Deodoro), complementado pelo intervalo 1533 - 2445 m, do poço pioneiro PIA-1-AL (Piaçabuçu). Este andar engloba sedimentos da Formação Coqueiro Seco/ Membro Morro do Chaves, sendo

seu limite inferior coincidente com a base dos carbonatos do Membro Morro do Chaves. As zonas 009, 008 e à parte superior da 007 da coluna bioestratigráfica coincide com este andar.

- *Andar Alagoas* - O termo Alagoas foi introduzido por Branner (1919), para designar a seção de folhelhos betuminosos que ocorre ao longo da costa de Alagoas. Os holoeostratotipos do Andar Alagoas são: o limite superior pelo poço CPB-1R-SE (Carmópolis, B) à profundidade de 324 m (base da "zona 12 picos" da Formação Riachuelo); o limite inferior tomado no pioneiro MD-1-AL (Marechal Deodoro), à profundidade de 1180 m. este andar corresponde, na coluna bioestratigráfica, à Zona 010/011, baseada em ostracodes não-marinhos, e localmente, quando a parte superior da unidade é desenvolvida em fácies marinha, à Zona 300 e parte inferior da Zona 111.1, baseada em amonóide e foraminíferos planctônicos, respectivamente.
- *Andar Albiano* - é representado pelos sedimentos situados entre o desaparecimento do amonóide *Mortoniceras sergipensis* (Zona 304), no topo, e o aparecimento do amonóide diagnóstico da Zona 301 (*Dowilleiceras* spp.), correspondendo ao desaparecimento do foraminífero *Hedbergella washitensis praecursor* (Zona 111.1, parte inferior), na base. Esta unidade engloba a maior parte da Formação Riachuelo.

A Série Cretáceo Superior abrange sedimentos desenvolvidos em fácies marinhas, contendo a fauna de amonóides, foraminíferos e nanofósseis, que permite uma correlação com a coluna cronoestratigráfica internacional: Cenomaniano, Turoniano, Coniaciano, Santoniano, Campaniano e Maestrichtiano.

- *Andar Cenomaniano* - abrange os estratos situados entre o aparecimento de *Metoicoceras* sp. (Zona 306) no limite superior, e desaparecimento de *Mortoniceras sergipensis* (Zona 304) no limite inferior. O aparecimento do foraminífero *Rotalipora evoluta* e o desaparecimento do esporomorfo *Araucariacites* também servem de elementos complementares na definição do limite inferior desta unidade. Este andar engloba uma reduzida seção pertencente à parte superior da formação Riachuelo, na base, e as camadas basais da Formação Contiguiba, no topo.

- *Andar Turoniano* - é demarcado no topo pelo aparecimento de *Protexanites troelseni*, e a base por *Coilopoceras aff. colleti*. A unidade abrange os sedimentos da porção média da Formação Cotinguiba.
- *Andar Coniaciano* - é definido pela zona de amplitude do amonóide *Protexanites troelseni* (Zona 309). A unidade abrange os estratos da parte superior da Formação Cotinguiba.
- *Andar Santoniano* - é definido pela ocorrência simultânea dos foraminíferos *Hasterigerinoides watersi*, *Planoglobulina glabrata* e *Siphogenerinoides dentata*. A unidade representa a discordância entre a Formação Cotinguiba e o Grupo Piaçabuçu.
- *Andar Campaniano* - é definido através do limite da Zona 114 e é representado pela parte inferior da Formação Calumbi.
- *Andar Maestrichtiano* - é definida pelos sedimentos situados entre o desaparecimento do foraminífero *Globotruncana contusa* (Zona 116) e o desaparecimento do foraminífero *Heterohelix pseudotessera*. Abrange a seção média da Formação Calumbi.

O Eratema Cenozóico

- *Série Paleoceno* - é representada pelos estratos que comportam as Zonas 117 e 118. Abrange a porção médio-superior do Grupo Piaçabuçu.
- *Série Eoceno* - é representada pelos estratos que comportam as Zonas 119 e 120. Abrange a porção superior do Grupo Piaçabuçu.

VI - SISTEMAS PETROLÍFEROS

O estudo realizado por Babinski e Santos (1987), de caracterização geoquímica dos hidrocarbonetos recuperados na Bacia de Sergipe-Alagoas, foi feito mediante a determinação e identificação das propriedades químicas e físico-químicas através dos métodos analíticos de cromatografia líquida e gasosa, composição isotópica, marcadores biológicos e análises físico-químicas, que incluem determinação de densidade, grau API, viscosidade, teor de água, sal, sedimentos e enxofre, índice de acidez e fator de caracterização. Estas análises possibilitaram a comparação e classificação entre os diversos tipos de hidrocarbonetos presentes na bacia, que tem por objetivo correlacionar as rochas geradoras com os hidrocarbonetos acumulados, o que permite definir onde cada acumulação foi gerada e confeccionar modelos de migração até o reservatório.

VI.1 - Rochas Geradoras e Caracterização dos Hidrocarbonetos

Estudos geoquímicos detalhados de amostras de óleo obtidas dos poços da Bacia de Sergipe-Alagoas revelaram que as rochas geradoras do campo de Carmópolis são originárias de ambiente de lagos hipersalinos que proporcionaram a formação de calcários e folhelhos negros do Membro Ibura na Formação Muribeca no Cretáceo Inferior. Estes folhelhos negros chegam a ter 700 m de espessura mas em média sua espessura fica em torno de 200 m e possui um percentual de carbono orgânico total (COT) superior a 12 wt. %, sendo que a média fica por volta dos 3,5 wt. %. Em intervalos ricos, o potencial de geração de hidrocarbonetos excede 9 mg HC/g rocha, e HI médio de 300 mg HC/g COT, indicando querogênio do tipo II. Esta análise geoquímica mostrou que a rocha fonte é termicamente imatura ($R_o < 0,6\%$), mas a uma profundidade superior a 2500 m ela alcança a janela de formação de óleo, alcançada a sudeste, onde concentra-se as principais áreas de prospecção e exploração.

O modelo geoquímico da razão de transformação ($S1/(S1 + S2)$) e tempo de geração do óleo, indica que mais de 80% da matéria orgânica foi convertida em hidrocarbonetos. Um maior pulso de migração foi detectado na rocha fonte de Ibura ocorrido no Oligoceno tardio (cerca de 26 Ma). Esta evidência é baseada nas observações químicas, ópticas, e outros dados geoquímicos que indicam uma maturação termal, através da reflectância da vitrinita e $T_{máx}$ da pirólise *Rock-Eval*.

Os biomarcadores extraídos do óleo do campo de Carmópolis e extratos da rocha geradora, Membro Ibura, mostram um alto estágio de similaridade (Mello, 1988). Os aspectos moleculares destas amostras incluem as seguintes características: alto fitano em relação ao pristano; uma alta concentração de isoprenóides acíclicos, β -caroteno, gamacerano, 28,30-bisnorhopano, C_{30} hopanos, e esteranos; a presença de dinosterano e C_{30} esteranos indicam uma origem marinha; $T_m > T_s$; um domínio de C_{35} hopanos sobre suas contrapartes C_{34} ; uma baixa razão hopano-esterano; e um pouco de componentes tricíclicos e diasteranos (Mello *et al.*, 1988). Este sistema, baseado na correlação da óleo-rocha fonte, é conhecido e classificado como Sistema Petrolífero Ibura-Muribeca (!).

Os carbonatos do Aptiano-Albiano superior possuem características geoquímicas favoráveis, em parte devido a severos episódios de condições anóxicas que prevaleceram durante sua deposição (Koutsoukos *et al.*, 1991). Todavia estas rochas não tem sido encontradas em grande profundidade, e são imaturas.

VI.2 - Reservatórios

A produção de hidrocarbonetos é conhecida em todos os intervalos estratigráficos na Bacia de Sergipe-Alagoas, exceto no Paleozóico (Van der Ven *et al.*, 1989). Os reservatórios tem sido classificados tectono-estratigraficamente, como: sedimentos *pré-rift*, *rift*, e *pós-rift*. A maior parte da recuperação de hidrocarbonetos na bacia ocorre nos reservatórios na porção clástica *pós-rift* da Formação Muribeca no Aptiano, depositado em lagos e mares restritos, durante a fase transicional do desenvolvimento da Bacia.

O campo de Carmópolis, o segundo maior campo emerso brasileiro com uma área de aproximadamente 100 km², estima-se que contém uma reserva de aproximadamente de 185 x 10⁶ m³ de óleo. Em 1995, o campo produziu 2.656 m³/dia em um filarenito do Membro Carmópolis da Formação Muribeca.

A porosidade secundária nos filarenitos representam cerca de metade do total da porosidade total. Entre 180 e 400 m, a porosidade diminui e pode ser dividida igualmente entre a primária e secundária devido a dissolução dos feldspatos e carbonatos presentes como fragmentos de rocha. Entre 400 e 700 m estima-se que a porosidade secundária represente cerca de 80% da porosidade total. A distribuição da

porosidade na escala do reservatório é heterogênea tanto horizontalmente como verticalmente, e não há correlação entre os reservatórios (Souza *et al.*, 1995).

Desde 1985 a produção em Sergipe-Alagoas tem declinado e a PETROBRÁS tem se esforçado para aumentar a recuperação, vindo a investigar o potencial em novos campos do Jurássico tardio e clastos do início do Cretáceo das formações Serraria e Barra de Itiúba, respectivamente (i.e., Pinho e Costa, 1990) e (Garcia *et alii.*, 1990).

VI.3 - Rochas Selantes e Trapas

Os carbonatos depositados na plataforma sob condições de mares rasos do Albiano provavelmente representam as melhores rochas selantes na parte submersa da Bacia.

Por causa da complexidade estrutural e diápiros, ambos afetaram os reservatórios do *pós-rift*, sendo que a maior parte das trapas de exploração em Sergipe-Alagoas são estruturais.

VI.4 - Resultados Obtidos Para os Óleos da Bacia de Sergipe-Alagoas

VI.4.1 - Correlação óleo/óleo

Foram definidos três grupos distintos de óleos com base no ambiente deposicional das rochas geradoras e à origem (Babinski *et alii.*, 1984), são eles (fig. 49, 50 e 51):

- **Continentais** - óleos gerados pelos sedimentos neocomianos e representados pelas acumulações dos campos de Atalaia do Sul (poços 3-ATS-2 e 3-SE), Jiquiá, São Miguel dos Campos, Engenho Furado, Fazenda Pau-Brasil, Pilar (à exceção do poço 3-PIR-7AL) e pelos hidrocarbonetos recuperados nos poços 1-CR-2-SE, 1-NAB-1-SE, 4-SES-44, 3-SES-72 e 3-PDM-5-SE;
- **Marinhos e/ou evaporíticos** - óleos gerados pelos sedimentos do Andar Alagoas e representados pelas acumulações dos campos de Atalaia do Sul (poços 4ATS-1 e 14-SE), Riachuelo, Mato Grosso, Carmópolis (todos os reservatórios), Sirizinho, Castanhal, Tigre, Brejo Grande, Coqueiro Seco, Tabuleiro dos Martins, Guaricema, Dourado, Camorim (à exceção dos poços 7-CM-22D e 37-SES), Camorim Leste,

Mero, Tainha e Cavala e pelos hidrocarbonetos recuperados nos poços 1-IP-2-SE, 1-CAV-1-SE, 1-CAU-3-SE, 1-ATN-1-SE, 1-POR-1-SE, 1-ALG-1-SE, 9-CG-2-SEX, 1-CAP-1-SE, 1-RR-1-AL, 1-SES-30, 1-SES-63, 1-SES18A, 1-SES-64, 1-ALS-15, 1-ALS-27, 1-ALS-8 e 1-ALS-3;

- **Mistos** - óleos resultantes da mistura de hidrocarbonetos gerados nos sedimentos do Neocomiano e do Andar Alagoas, e representados pelas acumulações dos campos de Aningas, Angelim, Caioba, Robalo, e pelos hidrocarbonetos recuperados nos poços 6-PDM-8SES, 3-PIR-7-AL, 1-SES-19D, 6-CM-37-SES, 7-CM-22D-SES e 4-SES-67.

VI.4.1.1 - Óleos Originados de Sequências Continentais

Gerados pelos sedimentos neocomianos, os óleos originados de sequências continentais apresentam distribuição cromatográfica das parafinas normais, com acentuada predominância na faixa C_{21} - C_{28} , o que caracteriza matéria orgânica do tipo continental (algas lacustres ou palinómorfs e cutículas). Em virtude do elevado craqueamento térmico das parafinas normais mais pesadas, observam-se grandes quantidades de parafinas na faixa até C_{15} .

A distribuição dos marcadores biológicos na faixa de terpanos evidencia clara predominância das cicloparafinas C_{29} (norhopano) e C_{30} (hopano). O percentual relativo da cicloparafina C_{30} (gamacerano, ao contrário do que ocorre com os óleos gerados em sedimentos de ambientes marinhos e/ou evaporíticos, é menor que o da cicloparafina C_{29} (norhopano). Atualmente, aceita-se que a inversão S-M nas cicloparafinas C_{27} (trisorhopano) se deva à maturação, embora se observe nos óleos continentais a constante predominância da $C_{27}S$.

A distribuição dos marcadores biológicos da família dos esteranos em hidrocarbonetos de origem continental é pouco conhecida devido à sua baixa concentração. Nos óleos continentais, estes marcadores estão presentes em pequenas quantidades, quase sempre em nível de traços, ao passo que nos óleos de origem marinha e/ou evaporítica, eles estão presentes em quantidades razoáveis.

Os óleos de origem continental possuem teor percentual de enxofre muito baixo, sempre inferior a 0,05% em decorrência de pouca solubilidade do enxofre em água doce (baixo Eh), ao contrário do que ocorre em águas salgadas (Eh elevado), onde a

solubilidade é acentuada.

A razão isotópica de carbono sempre mais negativa que $-27,5$ ‰, é importante fator para a caracterização de óleos gerados em sedimentos neocomianos da Bacia de Sergipe-Alagoas.

A distribuição triangular dos componentes dos óleos continentais determinados pela cromatografia líquida mostra que o percentual de compostos polares (resinas + asfaltenos) é relativamente baixo, de 7 a 10%, ao passo que o das parafinas é elevado e varia de 70 a 85% (fig. 52). O percentual de componentes aromáticos situa-se em torno de 10 e 15%. Essa composição se deve, principalmente, ao tipo parafínico (KUOP 12,0) e ao elevado grau API observados nos óleos de origem continental (fig. 53).

Entre os óleos gerados pelos sedimentos neocomianos e classificados geneticamente como de origem continental, observa-se que as características geoquímicas daqueles oriundos das rochas geradoras do Andar Jiquiá situam-se na faixa em direção aos óleos mistos e marinhos e/ou evaporíticos, ou seja, algumas características comuns aos óleos gerados a partir de sedimentos destes ambientes são previsíveis. Tais características foram observadas nos óleos acumulados nos campos de Jiquiá e Pilar, bem como nos extratos orgânicos da parte superior da Formação Coqueiro Seco, de idade Alagoas, na área norte de Alagoas (nos poços I-BC-1-AL e I-RN-1-AL, por exemplo).

VI.4.1.2 - Óleos Originados em Sequências Marinhas e/ou Evaporíticas

Ao contrário dos continentais, os óleos originados em sequências marinhas e/ou evaporíticas apresentam, na distribuição das parafinas normais, predominância na faixa das de baixo peso molecular (C_{13} - C_{17}), o que indica matéria orgânica derivada principalmente de algas.

Os fragmentogramas dos marcadores biológicos na faixa dos terpanos apresentam predominância da cicloparafina C_{30} (hopano) em relação à C_{29} (norhopano). O percentual da cicloparafina C_{30} (gamacerano) é bastante significativo, apresentando predominância, inclusive, em relação à C_{29} (norhopano). Outra característica também importante é a predominância, nesses óleos, das cicloparafinas C_{27} (trisorhopano) *M* sobre *S*.

A família dos esteranos está sempre presente em proporções razoáveis nos óleos

de origem marinha e/ou evaporítica, ao contrário do que ocorre com os de origem continental. Observou-se que a cicloparafina C_{27} (colestano) é característica e predomina sobre as demais.

Os teores percentuais de enxofre variam entre 0,15 e 0,5%, sendo, portanto, maiores que nos óleos de origem continental. A razão isotópica de carbono varia entre -24,6 e -26,6 ‰, ou seja, é mais positiva.

A distribuição triangular dos componentes determinados pela cromatografia líquida mostra que os óleos de origem marinha e/ou evaporítica apresentam teores de resinas + asfaltenos em torno de 15 a 35%, compostos saturados (parafinas) entre 40 e 75% e compostos aromáticos entre 8 e 25%.

Os óleos de origem marinha e/ou evaporítica são do tipo naftênico-parafínico ou intermediário (KUOP entre 11,5 e 12,0) e apresentam grau API entre 15 e 40.

Foram observados indícios de biodegradação nos óleos recuperados do Campo de Castanhal (9-CL-4-SE e 9-CL-24-SE), o que não impediu sua perfeita classificação.

VI.4.1.3 - Óleos Mistos

Resultantes da mistura de óleos originados em sequências continentais e de óleos marinhos e/ou evaporíticos, os óleos mistos apresentam características geoquímicas intermediárias, cuja variação está diretamente ligada ao percentual de cada tipo de óleo que compõe a mistura. De maneira geral, apresentam a distribuição das parafinas normais, com predominância na faixa C_{15} - C_{19} .

Os marcadores biológicos da família dos terpanos também refletem predominância da cicloparafina C_{30} (hopano) e percentuais praticamente iguais de C_{30} (gamacerano) e C_{29} (norhopano). As cicloparafinas C_{27} *M* e *S* (trisorhopano) possuem, igualmente, o mesmo percentual.

A família dos esteranos também se faz presente nas mesmas proporções que nos óleos de origem marinha e/ou evaporítica, e o componente predominante é a cicloparafina C_{27} (colestano).

O teor percentual de enxofre varia entre 0,08 e 0,40 %, ao passo que a razão isotópica de carbono apresenta valores entre -26,0 e -27,5 ‰.

A distribuição triangular dos componentes dos óleos e daqueles determinados pela cromatografia líquida mostra que os óleos provenientes de mistura possuem teores percentuais de compostos altamente polares (resinas+asfaltenos), que variam entre 7 e

36%. Os teores de parafinas oscilam entre 40 e 80%, ao passo que o percentual de compostos aromáticos varia de 12 a 23 %.

Os óleos originados de mistura são do tipo naftênico-parafínico ou intermediário (KUOP entre 11,5 e 12,0), e seu grau API varia entre 22 e 35.

VI.4.2 - Correlação Óleo/Rocha

As correlações entre os óleos analisados e as rochas geradoras que foram identificadas na bacia, determinaram dois grandes pacotes geradores, representados pelos sedimentos do Andar Alagoas e dos andares Jiquiá e Buracica/Aratu/Rio da Serra, que geraram óleos com características genéticas marinhas e/ou evaporíticas e continentais, respectivamente (Babinski & Santos *apud* Falkenhein et alii, 1985).

Observa-se que os estratos orgânicos dos sedimentos geradores de idade neocomiana e os óleos de origem continental são geoquimicamente correlacionáveis (fig. 54 e 55). A distribuição cromatográfica das parafinas dos extratos orgânicos, a exemplo do apresentado pelos óleos, mostra predominância na faixa de C_{21-27} . A distribuição dos marcadores biológicos na faixa dos terpanos é idêntica, conservando as mesmas proporções percentuais. Nos óleos, os marcadores biológicos da faixa dos esteranos geralmente estão presentes em concentrações em nível de traços; já que nos estratos orgânicos, principalmente naqueles de menor estágio de maturação, observam-se quantidades relativamente maiores. Entretanto, esses teores são considerados muito baixos e encontram-se no limite de detecção do equipamento.

As razões isotópicas de carbono dos extratos orgânicos variam de -26,5 a -31,0%, sendo, portanto, perfeitamente correlacionáveis com os óleos nos quais, em função do maior percentual da fração parafina, os valores das razões isotópicas são mais negativos (fig. 56).

A distribuição triangular dos componentes determinados pela cromatografia líquida demonstra boa correlação entre estes e os óleos autóctones dos sedimentos de idade neocomiana. As variações advêm somente do efeito geocromatográfico. O teor dos compostos altamente polares (resinas+asfaltenos) é alto e varia de 22 a 58%, ao passo que o percentual de compostos parafínicos oscila entre 17 e 50%, e os compostos aromáticos varia de 15 a 28%.

A integração de todos os dados geoquímicos dos óleos e extratos orgânicos indica que as rochas geradoras identificadas nos sedimentos de idade neocomiana

(formações Barra de Itiúba e Coqueiro Seco e, secundariamente, Membro Morro do Chaves) são as responsáveis pela geração de todos os óleos continentais detectados até o momento na Bacia de Sergipe-Alagoas.

As correlações cromatográficas entre os óleos com características geoquímicas de ambiente marinho e/ou evaporítico e os extratos orgânicos dos sedimentos do Andar Alagoas mostram perfeita correlação entre si, apresentando a mesma distribuição das isoparafinas e predominância na faixa das parafinas normais mais leves. Fato idêntico é observado nas composições dos extratos orgânicos, onde, subtraindo-se o efeito geocromatográfico, verifica-se perfeita correlação com os óleos autóctones. O teor percentual das parafinas varia de 20 a 45%, enquanto o de aromáticos oscila entre 10 e 38%. O percentual de não-hidrocarbonetos (resinas + asfaltenos) situa-se entre 35 e 70%.

A distribuição dos marcadores biológicos na faixa dos terpanos nos extratos orgânicos do Andar Alagoas é perfeitamente correlacionável quando se leva em consideração os níveis de maturação, com a distribuição dos terpanos dos óleos de origem marinha e/ou evaporíticas. Pode-se, então, observar a mesma distribuição percentual dos elementos usados nas correlações. Situação semelhante é observada em relação aos marcadores biológicos da família dos esteranos, em que se constata a mesma distribuição percentual e predominância na cicloparafina C₂₇ (colestano).

As razões isotópicas de carbono dos óleos de origem marinha e/ou evaporítica (entre -24,6 e -26,6 ‰) e dos extratos orgânicos (entre -22 e -25,5 ‰) são geoquimicamente correlacionáveis entre si. Os valores mais negativos que -25,5 ‰ devem-se ao fato de os extratos orgânicos se encontrarem no limiar da fases imatura/matura ou logo no início da fase principal de maturação (0,65 a 0,7 % de reflectância das vitrinitas).

A associação dos dados geoquímicos mencionados indica que as rochas geradoras dos sedimentos do Andar Alagoas são responsáveis pela geração de quase totalidade dos óleos com características marinhas e/ou evaporíticas detectados na Bacia de Sergipe-Alagoas.

Embora remota, existe a possibilidade de contribuição da geração em sedimentos de idade albo-cenomaniana. Entretanto, onde se verificam as melhores potencialidades para a geração de hidrocarbonetos, os sedimentos encontram-se imaturos e, nas partes submersas da bacia, a distribuição das potencialidades não é de todo conhecida, já que a grande maioria dos poços atingiu somente sedimentos do Terciário ou do Cretáceo

Superior (Santos & Fujita, 1982, e Cainelli *et alii*, 1985).

Babinski e Santos (1987) fizeram análises em todas as amostras de óleos recuperados em diferentes testes e atualmente disponíveis na Bacia de Sergipe-Alagoas. No total foram estudadas 116 amostras representativas da bacia, desde o Andar Dom João até o Eoceno.

- **Cromatografia Líquida** - a análise de cromatografia líquida consiste na separação das amostras de óleo em três frações, através de uma coluna preenchida sílica gel, alumina e cobre coloidal. A fração parafinas é obtida utilizando-se n-pentano como solvente, a fração aromáticos é dissolvida com uma mistura de tolueno e n-pentano, e o conjunto de resinas e asfaltenos é obtido através do uso de tolueno e etanol. A quantidade relativa destes componentes é dependente do tipo de óleo, estágio de evolução térmica e estágio de alteração.
- **Cromatografia whole-oil** - as amostras são analisadas através da injeção das mesmas em um cromatógrafo de alta resolução. Há uma programação de temperatura e os componentes são volatilizados e separados de acordo com seu tempo de retenção ao percorrerem uma coluna capilar, sendo carreados por hidrogênio até o detector de ionização de chama.

As assinaturas dos cromatogramas permitem caracterizar diferentes óleos em relação à origem, estágio de maturação e alteração.

O Índice Preferencial de Carbono (I.P.C.) obtido a partir de cromatogramas corresponde à relação parafinas ímpares / parafinas pares. Este índice varia conforme o estágio de maturação dos óleos.

- **Biomarcadores** - a análise de biomarcadores é feita através do acoplamento de um cromatógrafo e um espectrômetro de massa. Esteranos e terpanos são duas classes de compostos naftênicos bastante utilizados em correlações geoquímicas. A fração parafinas é injetada no cromatógrafo, ionizada e fragmentada por bombardeamento de elétrons.

Esterpanos são parafinas com quatro anéis saturados derivados de compostos bioquímicos conhecidos como esteróides. Terpanos são derivados de terpenóides e

possuem três (diterpanos) e cinco (triterpanos) anéis de átomos de carbono.

Esses compostos fornecem informações sobre origem, estágio de maturação e alteração dos hidrocarbonetos, embora sejam pouco afetados pela biodegradação.

- **Razão Isotópica** - as razões entre os isótopos estáveis de carbono $^{13}\text{C}/^{12}\text{C}$ são obtidas utilizando-se um espectrômetro de massa de alta resolução, e os resultados reportados como $\delta^{13}\text{C}$, em relação ao padrão internacional PDB.

A razão isotópica original é função do ambiente de deposição da rocha geradora, sendo os valores de matéria orgânica depositada em ambiente de água doce mais negativos (mais rico em ^{12}C) que em ambiente de água salgada. Entretanto esses valores são modificados por maturação, migração e alteração

- **Densidade ($^{\circ}\text{API}$)** - o grau API dos óleos foi determinado pelo medidor digital de densidade. Cerca de 0,7 ml da amostra líquida é introduzida em um tubo oscilante, e a modificação na frequência de oscilação causada pela mudança na massa do tubo é utilizada em conjunto com dados de calibração para determinar a densidade das amostras.

- **Teores de Enxofre** - são determinados por fluorescência de raios-X. o espectrômetro de massas consiste em um tubo de tungstênio que emite estes raios, excitando a amostra de óleo, a qual libera uma certa quantidade de radiação. O resultado é expresso em porcentagem.

- **Viscosidade** - é a medida de resistência ao fluxo. A viscosidade cinemática mede o tempo de escoamento através de capilares calibrados a temperatura controlada. O método utilizado no CENPES é o MB293 (ASTM D-445). A viscosidade do óleo aumenta com o tamanho das moléculas.

- **Fator de Caracterização** - é a classificação do petróleo de acordo com o "U. S. Bureau of Mines", dependendo do tipo de hidrocarboneto predominante. O critério utilizado leva em conta a faixa de destilação do petróleo e a sua densidade. Através de uma relação matemática determina-se o fator K, que classifica o petróleo como

parafínico (12,0-12,5), intermediário (11,5-11,9) naftênico (11,0- 11,4) e aromático (10,5-11,0).

- **Índice de Acidez** - a acidez naftênica do petróleo é devida a processos de biodegradação. O índice de acidez é determinado por titulação volumétrica, e o resultado é expresso em mg KOH/g de óleo.
- **Ponto de Ebulição** - é definido como a temperatura na qual sua tensão de vapor é de uma atmosfera. Tratando-se de hidrocarbonetos, os seus pontos de ebulição não somente os caracterizam, como também podem ser correlacionados com outras propriedades físicas.

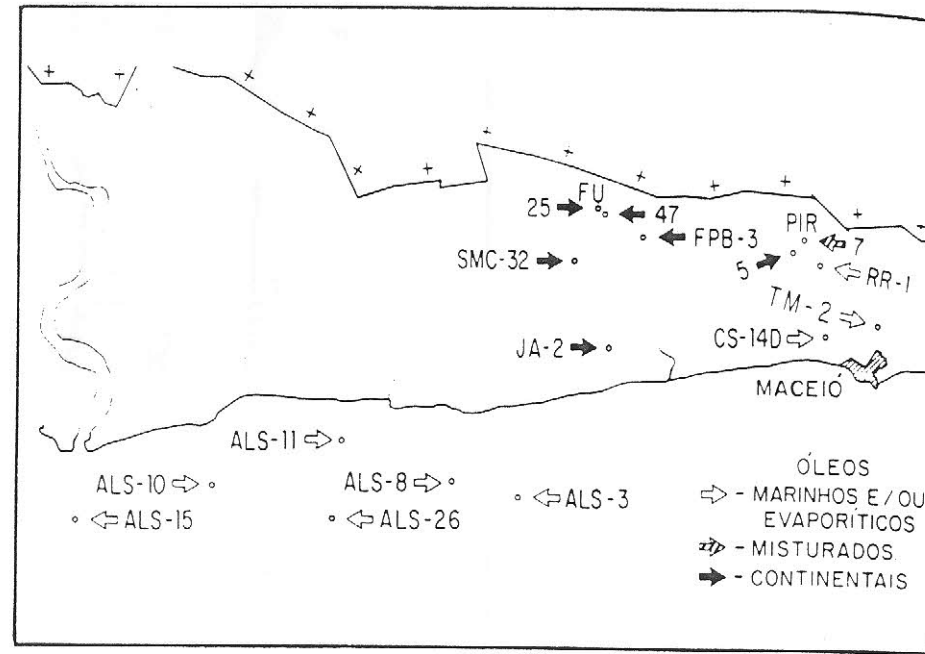
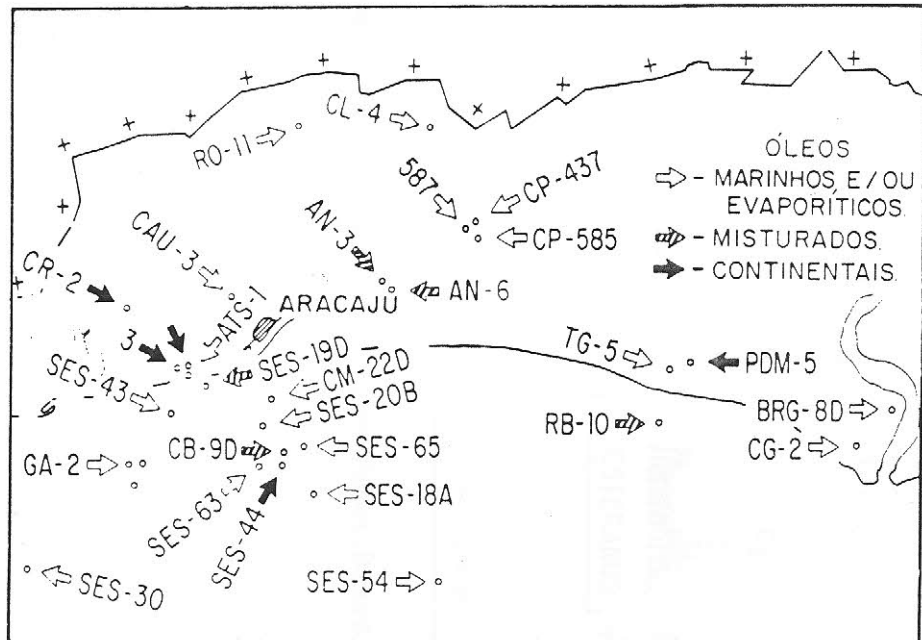


Fig. 49 - Áreas de Sergipe e Alagoas onde foram extraídos os óleos que foram utilizados para análise (Babinski *et al.*, 1987).

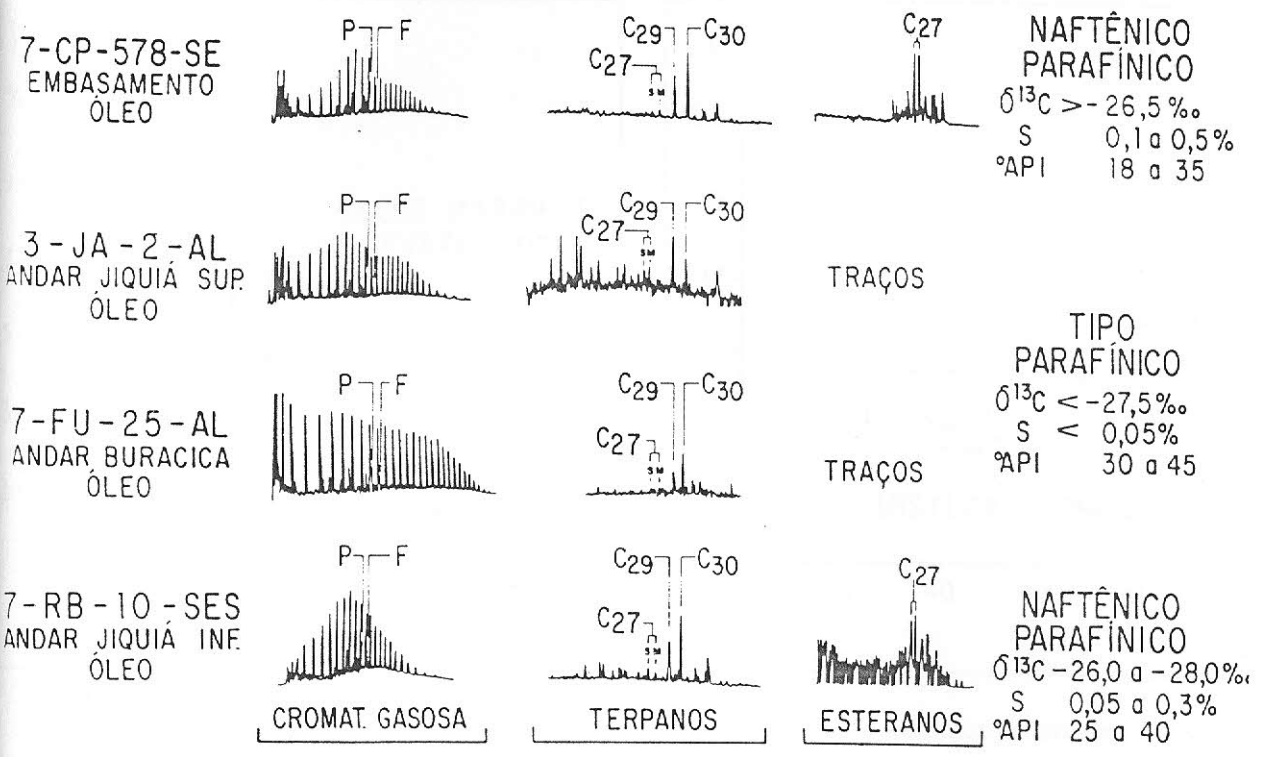


Fig. 50 - Caracterização geoquímica dos óleos da Bacia de Sergipe-Alagoas (Babinski *et al.*, 1987).

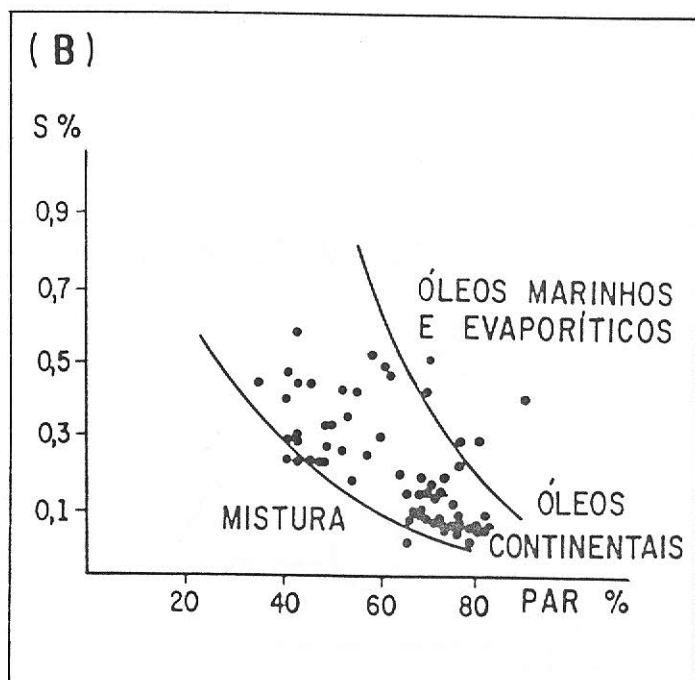
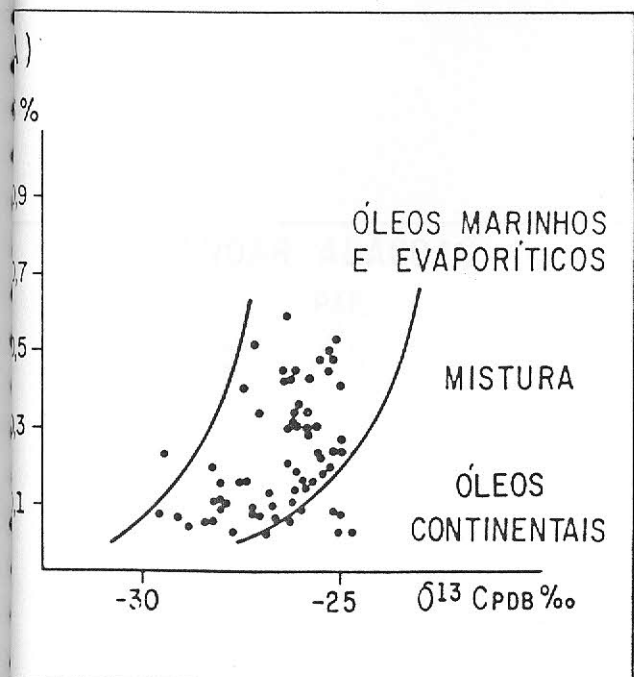


Fig. 51 - Correlações entre os teores percentuais de enxofre e razão isotópica de carbono (A) e teor percentual de parafina (B) (Babinski *et al.*, 1987).

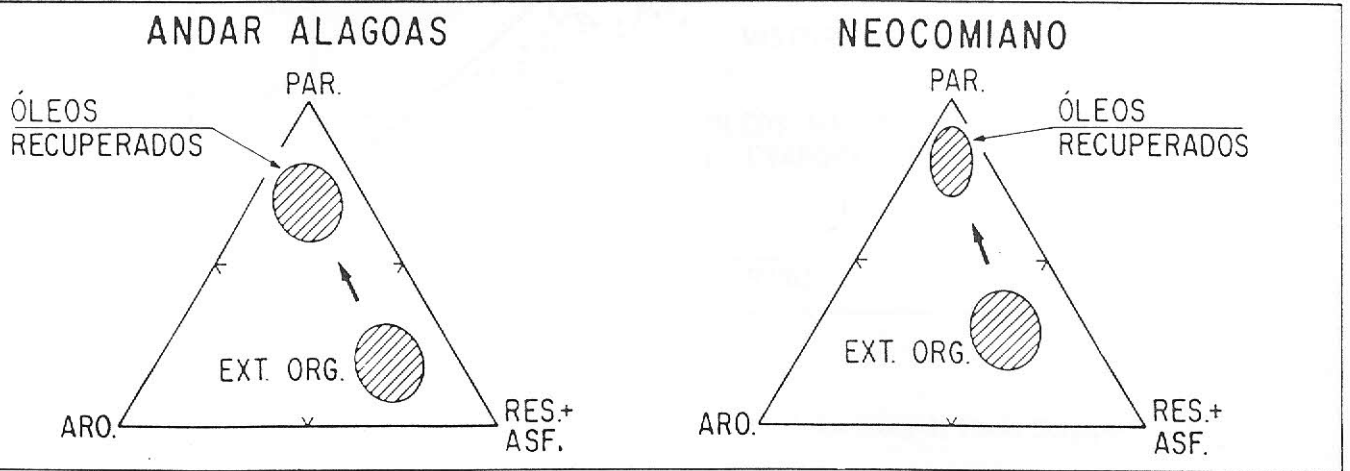


Fig. 52 - Distribuição composicional dos óleos e extratos orgânicos (Babinski *et al.*, 1987).

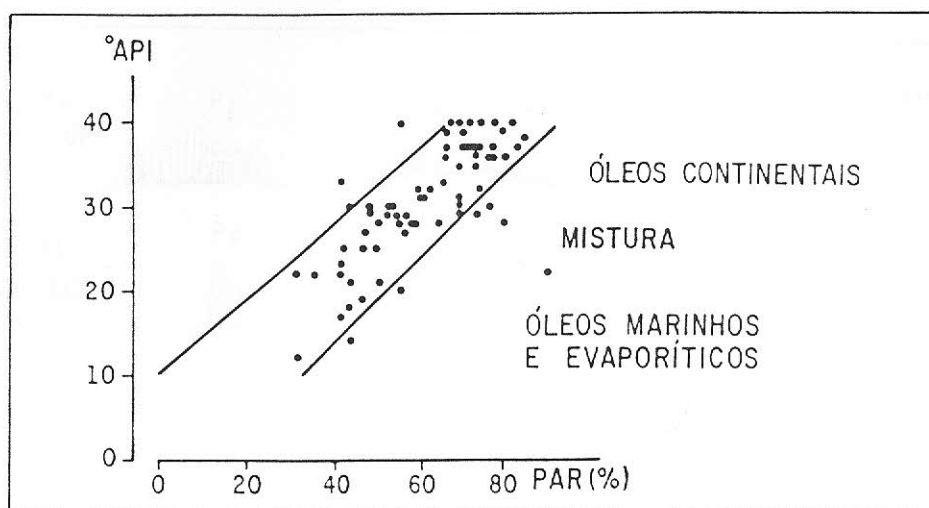


Fig. 53 - Correlação entre teor percentual de parafinas e grau $^{\circ}$ API dos óleos da Bacia Sergipe-Alagoas (Babinski *et al.*, 1987).

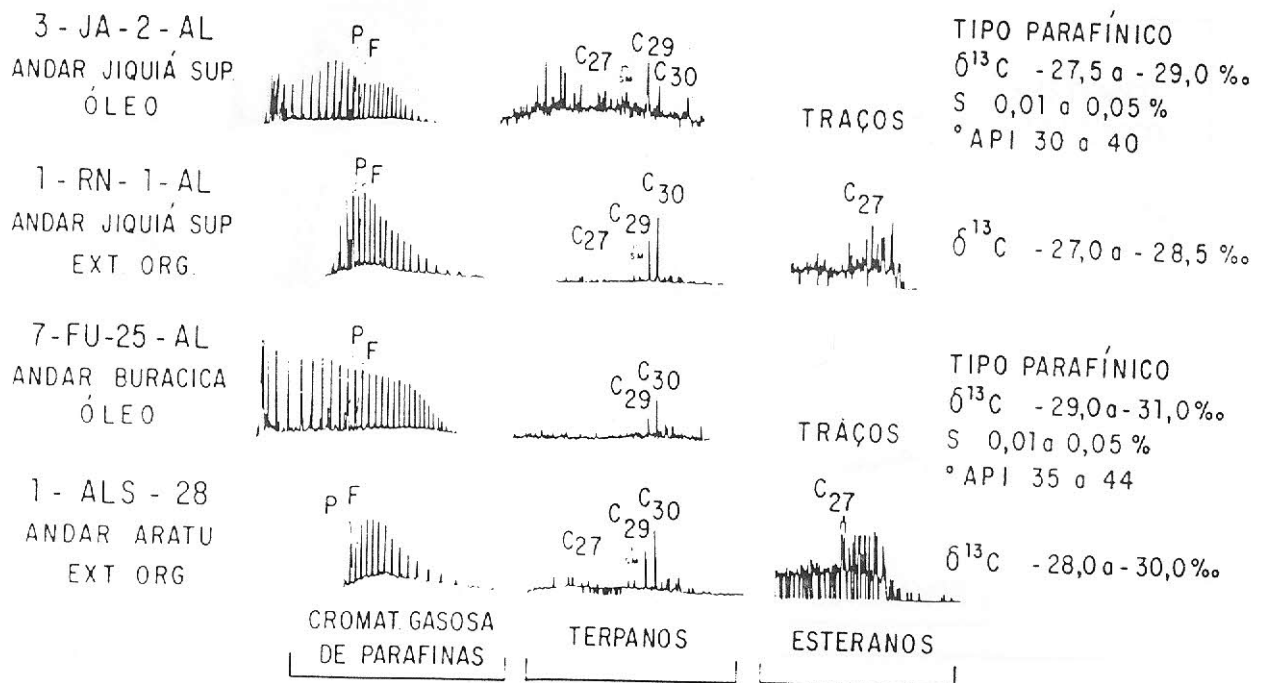
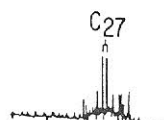
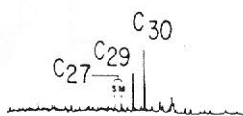
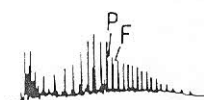


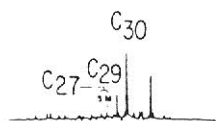
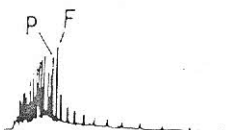
Fig. 54 - Correlação óleo/rocha. Andar Neocomiano da Bacia de Sergipe Alagoas (Babinski *et al.*, 1987).

7-CP-578-SE
EMBAÇAMENTO
ÓLEO



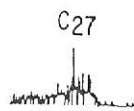
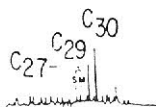
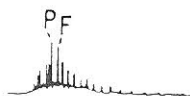
NAFTÊNICO
PARAFÍNICO

3-TM-34-AL
ANDAR ALAGOAS
ÓLEO



$\delta^{13}C > -26,5 \text{ ‰}$
S 0,1 a 0,5%
°API 18 a 35

1-PP-3-AL
ANDAR ALAGOAS
EXT. ORG.



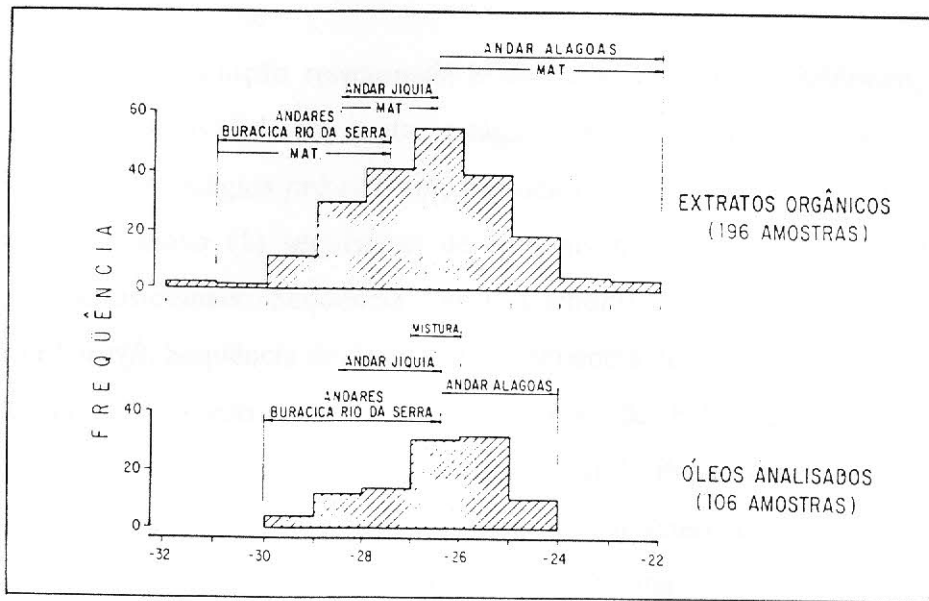
$\delta^{13}C -24 a -26 \text{ ‰}$

CROMAT. GASOSA

TERPANOS

ESTERANOS

Fig. 55 - Correlação óleo/rocha. Andar Alagoas da Bacia de Sergipe Alagoas (Babinski *et al.*, 1987).



Wagner Paves de
 Fig. 56 - Histograma de distribuição das razões isotópicas de carbono de óleos e extratos orgânicos (Babinski *et al.*, 1987).

VII - CONSIDERAÇÕES FINAIS

Conclui-se com esse trabalho que a Bacia de Sergipe-Alagoas, apesar de sua longa história de exploração, continua sendo um dos principais alvos exploratórios de petróleo no Brasil, servindo como palco de uma série de trabalhos que visam, através da sua devida compreensão, traçar modelos que possam ser transportados ou aplicados em outras bacias, visto que a Bacia de Sergipe-Alagoas é geneticamente relacionada com todas as outras bacias das costas leste brasileira e oeste africana, e possui condições favoráveis para sua análise.

Possui sua evolução relacionada a abertura do Oceano Atlântico, tendo sido estruturalmente subdividida em quatro estágios diretamente relacionados ao processo de rifteamento: os estágios *pré-rift*, *rift*, transicional e *pós-rift*. E estratigraficamente é subdividida em cinco (5) sequências deposicionais que congregam os mais variados ambientes deposicionais: Sequência Permo-Carbonífera, Sequência Juro-Eocretácea, Sequência *Sin-rift*, Sequência de Transição e Sequência de Margem Passiva.

O arcabouço estrutural consiste de série de half-grabens relacionados ao rifteamento, mas que manteve certas feições do final do Pré-Cambriano, pois percebe-se que a separação entre os continentes africano e sul-americano ocorreu ao longo de regiões marcadas pela Orogênese Brasileira/Pan-Africana.

A estratigrafia da bacia é representada por: Grupo Igreja Nova, subdividido na Formação Batinga e Formação Aracaré; Grupo Perucaba, subdividido na Formação Candeeiro, Formação Bananeiras e Formação Serraria; Grupo Coruripe, subdividido na Formação Barra de Itiúba, Formação Penedo, Formação Coqueiro Seco, Formação Poção, Formação Ponta Verde e Formação Maceió; Grupo Sergipe, subdividido na Riachuelo e Formação Contiguiba; Grupo Piaçabuçu, subdividido na Formação Calumbi, Formação Mosqueiro e Formação Marituba; e na Formação Barreiras.

O quadro de eventos que sumariza a relação temporal dos elementos e processos essenciais para o sistema petrolífero, mostra que sedimentos de idade neocomiana (formações Barra de Itiúba e Coqueiro Seco e, secundariamente, Membro Morro do Chaves) são as responsáveis pela geração de todos os óleos continentais detectados até o momento e que as rochas geradoras dos sedimentos do Andar Alagoas são responsáveis

pela geração de quase totalidade dos óleos com características marinhas e/ou evaporíticas detectados na Bacia de Sergipe-Alagoas. As rochas reservatório abrangem praticamente todos os intervalos estratigráficos na bacia, exceto no Paleozóico.

As rochas selantes são representadas pelos evaporitos e folhelhos marinhos depositados entre o Aptiano-Albiano até o Maestrichtiano. As rochas de soterramento, na parte *off-shore* são todas as rochas sedimentares que estão sendo depositadas desde o Albiano até o Holoceno. A formação de trapas começa logo após o final da deposição das rochas geradoras e prolonga-se até o Paleogeno, são essencialmente estruturais devido a compartimentação de toda a Bacia causada pelo processo de rifteamento, porém entre o Albiano e o Cenomaniano, ocorreu uma subsidência termal *pós-rift* que possibilitou a deposição de carbonatos marinhos sobre evaporitos de mar fechado, propiciando a formação de estruturas halocinéticas de grande porte, que afetam a seção pós-Aptiana, como nas bacias de Campos e Santos.

A reconstrução da história de deposicional e termal indica que a geração, migração e acumulação iniciou-se no Maestrichtiano tardio e continua até o presente, apresentando um pulso no Oligoceno Tardio.

A flexibilização do monopólio do petróleo abriu grandes perspectivas no cenário nacional quanto ao desenvolvimento de pesquisas acadêmicas, esse fator propiciará o maior acúmulo de dados e conseqüentemente do entendimento sobre as bacias sedimentares brasileiras.

Esta monografia procurou, ao utilizar a bibliografia disponível, esboçar o quadro atual de conhecimento sobre a bacia, porém esperasse que novos trabalhos venham a acrescentar mais dados que possam definir mais adequadamente certos pontos, tais como: a subdivisão da bacia em Bacia de Alagoas e Bacia de Sergipe, defendida por alguns autores; ou mesmo análises mais aprofundadas sobre as carbonatos do Albo-Aptiano, que estendem-se por aproximadamente 3500 km ao longo da margem Atlântica do Brasil, e que podem se apresentar como rochas reservatório, como as coquinas da Formação Morro do Chaves que estão expostas nas proximidades de Maceió - Sergipe.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ABREU, C. J. - *Predicting Reservoir Quality in the Cretaceous Maceió Member of the Sergipe-Alagoas Basin, Northeast Brazil*. Cincinatti, University of Cincinatti. MSc. Thesis, 1989.
- ABREU, C. J. & POTTER, P. E. - *Tipos e Distribuição de Porosidade nos Arenitos do Membro Maceió, Cretáceo da Bacia Sergipe-Alagoas, NE do Brasil*. - Boletim de Geociências da PETROBRÁS V. 4 (3): 315-336, 1990.
- AQUINO, G. S. & LANA, M. C. - *Exploração na Bacia de Sergipe-Alagoas: o "Estado da Arte"*. - Boletim de Geociências da PETROBRÁS V. 4 (1): 75-84, 1990.
- BABINSKI, N. A. & SANTOS, R. C. R. - *Origem e Classificação dos Hidrocarbonetos da Bacia de Sergipe-Alagoas - Caracterização Geoquímica*. - Boletim de Geociências da PETROBRÁS. V. 1(1), 87-95, 1987.
- BABINSKI, N. A. *et alii* - *Avaliação Geoquímica da Bacia de Sergipe-Alagoas*. Rio de Janeiro, PETROBRÁS. CENPES. DIVEX, 1984. (Relatório interno).
- BENGTSON, P. - *The Cenomanian-Coniacian of the Sergipe Basin, Brazil*. Fossils and Strata, Oslo, V. 12, p. 1-78, 1983.
- BEURLEN, G. - *A Fauna do Complexo Riachuelo-Marumim. I - Ammonoidea*. - Boletim Técnico da Petrobrás, Rio de Janeiro, V. 11, No. 4, p. 437 - 482, 1968.
- BRANDÃO, J. A.S. L. & GUARDADO, L. R. - *A Exploração de Petróleo no Brasil*. - The Search (publicação especial: *Searching For Oil and Gas in the Land of de Giants.*), p. 2-14, 1998.
- BRITO, I. M. - *Bacias Sedimentares e Formações Pós-Paleozóicas do Brasil*. Interciência, Rio de Janeiro, 1979, 179 p., il.
- BULLARD, E. C., EVERETT, J. E. & SMITH, A. G. - *The Rift of the continents*

- around the Atlantic, *A Symposium on Continental Drift*. Phil. Trans. R. Soc. Lond. A258, 41-51, 1965.
- CAINELLI, C. - *Sequence Stratigraphy, Canyons, and Gravity Mass-Flow Deposits in the Piaçabuçu Formation, Sergipe-Alagoas Basin, Brazil*. - Dissertation of Doctor of Philosophy, The University of Texas at Austin, 1992.
- CAINELLI, C. *et alii* - *Sedimentos Albo-Santonianos da Bacia de Sergipe-Alagoas; Ambientação e Perspectivas Petrolíferas*. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE PALEONTOLOGIA. 6., Fortaleza, 1985. *Anais...*[s.n.t.].
- CORDANI, U. G., NEVES, B. B. B., FUCK, R. A., PORTO, R., FILHO, A. T., CUNHA, F. M. B. - *Estudo Preliminar de Integração do Pré-Cambriano com os Eventos Tectônicos das Bacias Sedimentares Brasileiras*. - PETROBRÁS, CENPES, SINTEP, 1984 (Série Ciência-Técnica-Petróleo. Seção: Exploração de petróleo. Publ., No. 15).
- CRUZ, F. E. G. - *Glacial and Glacially Influenced Records in the Batinga Formation, Sergipe-Alagoas Basin, Northeast Brasil*. - 14th International Sedimentological Congress, A-9, 1990.
- CRUZ, F. E. G. - *Permian Sandstones of the Aracare Formation of Sergipe-Alagoas Basin, Northeast Brasil*. - 14th International Sedimentological Congress, A-9.
- DESTRO, N. - *Reativação Pós-Devoniana do Lineamento Transbrasiliano entre Santana do Aracajú (CE). Análise Estrutural de uma Zona de Cisalhamento*. - Dissertação de Mestrado, Universidade Federal de Ouro Preto, 1987.
- DESTRO, N. - *Tectonism, Stratigraphy and Sedimentation in the Sergipe and Alagoas Basins, NE-Brazil: na Overview*. - 14th International Sedimentological Congress, G-25.
- DESTRO, N. & MASIERO, G. H. N. - *Zonas de Transferência na Fase Rifte da Bacia de Sergipe-Alagoas e suas Implicações na Exploração de Hidrocarbonetos nos*

Riftes. Geociências 12(1), p. 47-59, 1993.

- DIAS, J. L. - *Evolução da Fase Rift e a Transição Rift/Drift nas Margens Leste e Sudeste do Brasil* - 3rd Brazilian Geophysical Soc. 1993. V. 1, Abstracts p. 1328 - 1332.
- FALKENHEIN, F. U. H. *et alii*. *Análise da Bacia de Sergipe-alagoas*. Rio de Janeiro, PETROBRÁS. CENPES, 1985. (Relatório interno DEPEX/CENPES).
- FEIJÓ, F. J. - *Bacias de Sergipe e Alagoas*. - Boletim de Geociências da PETROBRÁS V. 8 (1): 149-161, 1994.
- FIGUEIREDO, A. M. F. - *Avaliação e perspectivas petrolíferas da Bacia Sergipe-Alagoas*. Rio de Janeiro: PETROBRÁS, 1978. (Relatório interno).
- FIGUEIREDO, A. M. F. - *Geologia das Bacias Brasileiras*. - The Search (publicação especial: *Searching For Oil and Gas in the Land of de Giants.*), p. 16-22, 1998.
- GARCIA, A. J. V. - *Estratigrafia, Sedimentação e Diagênese dos arenitos da Formação serraria, Cretáceo Inferior da Bacia de Sergipe-Alagoas, Nordeste do Brasil*. Porto alegre, 1991, 2v., 305p. il. Dissertação de Doutorado, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, 1991a.
- GARCIA, A. J. V. - *Evolução Sedimentar da Sequência Pré-Rift das Bacias Costeiras e Interiores do Nordeste Brasileiro*. Pesquisas, Porto Alegre, V. 18, No. 1, p. 3-12, 1991b.
- GARCIA, A. J. V., De ROS, L. F., SOUZA, R. S. & BRUHN, C. H. L. - *Potencial de Reservatórios Profundos na Formação Serraria, Bacia de Sergipe-Alagoas* - Boletim de Geociências da PETROBRÁS. V. 4 (4): 467-488, 1990.
- GOMES, F. A. F. - *Influência do Binômio Fm. Barreiras/Carbonatos na Qualidade Sísmica na Região de Japaratuba (SE)*. - 2nd Brazilian Geophysical Soc. 1995. V. 2, Abstracts p. 912 - 916, 1991.

- HARTT, C. F. - *Geologia e Geografia física do Brasil - Sergipe*. São Paulo, Cia. Editora Nacional, 1870. (Col. Brasileira, Sér. 5, v. 200)
- KOUTSOUKOS, E. A. M. - *Mid- to Late Cretaceous Microbiostratigraphy, Palaeoecology and Palaeogeography of the Sergipe Basin, Northeastern Brazil*. Polytechnic South West, Plymouth, PhD. Dissertation, 645 pp., 38 est., 1989.
- KOUTSOUKOS, E. A. M. & BEURLIN, G. - *Análise Paleobiocênótica de Foraminíferos Bentônicos do Cretáceo Superior da Bacia de Sergipe pelo Método Braun-Blanquet*. - Boletim de Geociências da PETROBRÁS V. 5 (1/4): 5-16, 1991.
- KOUTSOUKOS, E. A. M. & DESTRO, N., AZAMBUJA Filho, N. C. & SPADINI, A. R. - 1993 - *Upper Aptian-Lower Coniacian Carbonate Sequences in the Sergipe Basin, Northeastern Brazil*. In: *Cretaceous Carbonate Platforms* (edited by: TONI SIMO, J. A., SCOTT, R. W. & MASSE, J. P.) AAPG Memoir 56, p. 127-144.
- LANA, M. C. - *Bacia de Sergipe-Alagoas: uma Hipótese de Evolução Tectono-Sedimentar*. In: RAJA GABAGLIA et al., 1990. Editado pela PETROBRÁS S.A., Rio de Janeiro, p. 311-332, 1990.
- LANA, M. C., RODRIGUES, S. M. & ARAÚJO, M. B. - *Atividades Exploratórias e Perspectivas Petrolíferas em Águas Profundas na Costa Nordeste Brasileira*. - 5º Congresso Brasileiro de Petróleo e CONEXPO - ARPEL'94. TT 284: 1-9.
- MALABARBA, M. C. S. L. & GARCIA, A. J. V. - *Peixes (Semionotidae e Hybodontidae) do Jurássico e Cretáceo da Bacia Sergipe-alagoas, Brasil*. Paulacoutiana, Porto Alegre, No. 4, p. 61-77, 1990.
- MARTINIS, E. - *Foraminíferos Planctônicos do Paleoceno - Eoceno da Bacia de Sergipe: Taxonomia e Bioestratigrafia*. - Dissertação de Mestrado, Universidade Federal do Rio de Janeiro, 1997.

- MELLO, M.R.; KOUTSOUKOS, E.A.M.; MOHRIAK, W.U. & BACOCOLI, G. 1994. *Selected Petroleum Systems in Brazil*. In: Magoon, L.B. & Dow, W.G. (Eds). *The Petroleum System*. - from Source to Trap. Tulsa, AAPG, Memoir 60, p. 505-508.
- MENDES, J.M.C.. *Bacia de Sergipe-Alagoas - A história da Exploração*. - The Search (publicação especial: *Searching For Oil and Gas in the Land of de Giants*.), p. 16-22, 1998.
- MEYERS, J. B., ROSENDAHL, B. R., GROSCHEL-BECKER, H., AUSTIN Jr, J. A. & RONA, P. A.- *Deep Penetrating MCS Imaging of the Rift-to-Drift Transition, Offshore and North Gabon Basins, West Africa*. - *Marine and Petroleum Geology*. V. 13. No. 7, pp. 791 - 835, 1996.
- MOHRIAK, W. U. - *Evasive Salt Tectonics in the Deepwater Region of the Sergipe-Alagoas Basin: Evidence from Deep Seismic Reflection Profiles*. 4th Brazilian Geophysical Soc.. V. 1, *Abstracts* p. 51 - 54, 1995.
- MORELLI, B. - *Formação Piaçabuçu, Membro Calumbi, Bacia Sergipe-Alagoas: Análise Estatística dos Dados Exploratórios* - Boletim de Geociências da PETROBRÁS V. 3 (1/2): 43-48, 1989.
- PERRELA, J. M. L., CHAVES, H. A. F. & RICHTER, A. J. - *Levantamento Geológico do Nordeste de Sergipe e Sudeste de Alagoas*. Editado pela PETROBRÁS S. A., Setor de Exploração, Maceió, 83 p., 1963.
- PETRI, S. & FÚLFARO, V. J. - *Geologia do Brasil*, EDUSP, São Paulo, 631 p., 1988, il.
- PINHO, G. C. & COSTA, M. N. C. - *Fácies Eólica na Formação Barra de Itiúba - exemplo de potencial reservatório profundo*. Rio de Janeiro, Boletim de Geociências PETROBRÁS, V. 4, No. 4, p. 489-507, 1990.
- PONTES, C. E. S., CASTRO, F. C. C., RODRIGUES, J. J. G., ALVES, R. R. P., CASTELLANI, S. F. S & MONIS, M. B. - *Reconhecimento Tectônico e*

Estratigráfico da Bacia Sergipe-Alagoas em Águas Profundas - 2nd Brazilian Geophysical Soc. V. 2, *Abstracts* p. 912 - 916, 1991.

RAJA GABAGLIA, G. P. & FIGUEIREDO, A. M. F. - *Evolução dos Conceitos Acerca das Classificação de Bacias Sedimentares*. - Revista Brasileira de Geociências . V. 16 (4), 1986.

RAJA GABAGLIA, G.P. E MILANI, E.J. (Coords.). *Origem e Evolução de Bacias Sedimentares*. Editado pela PETROBRÁS S.A., Rio de Janeiro, p. 311-332, 1990.

REVISTA BRASIL ENERGIA, 1999. In: Web site da Agência Nacional do Petróleo [www. anp.gov](http://www.anp.gov).

SANTOS, R. C. R. & FUJITA, A. M. - *Avaliação Geoquímica da Bacia de Sergipe-Alagoas (parte terrestre)*. Rio de Janeiro, PETROBRÁS. CENPES. DIVEX, 1982.

SANTOS, S. F. - *Seismic Expression of Tertiary Sand Deposits in the Deep Water Portion of the Sergipe and Alagoas Basins, NE Brazil*. - 14th International Sedimentological Congress, S2 - 21.

SANTOS, S. F. & CASTRO, F. C. C. - *Mapa sísmico em Águas Profundas das Bacias de Sergipe e Alagoas*. Rio de Janeiro, PETROBRÁS. 1992.(Relatório interno).

SCHALLER, H. - *Revisão Estratigráfica da Bacia de Sergipe-Alagoas*. - Boletim Técnico da Petrobrás, Rio de Janeiro . V. 12, No. 1, p. 21-86, 1969.

SILVA F., M. A., SANTANA, A. C. & BONFIM, L.F.C. - *Evolução Tectono-Sedimentar do Grupo Estâncias: suas correlações*. In: Congresso Brasileiro Geológico, 30. Recife, SBG. V. 2, p. 685-699, 1978.

SILVA, V. G. - *A "Coleção COPE" no Museu Nacional/UFRJ: Vertebrados Fósseis da Bahia, Sergipe e Pernambuco (Brasil), e sua Correlação Estratigráfica*. - Universidade Federal do Rio de Janeiro, 1993.

- SOUZA, R. S., De ROS, L. F. & MORAD, S. - *Dolomite Diagenesis and Porosity Preservation in Lithic Reservoirs: Carmópolis Member, Sergipe-Alagoas Basin, Northeastern Brasil*. - AAPG Bulletin, V. 79, No. 5, p. 725 - 748, 1995.
- SZATMARI, P. - *Evaporitos de Sergipe: Geologia e Geoquímica*. Projeto Evaporitos. - PETROBRÁS/SEM-BA/SEPES, Aracaju, V. 1, p. 160 (relatório interno), 1974.
- UESUGUI, N. - *Posição Estratigráfica dos Evaporitos da Bacia de Sergipe-Alagoas*. - Revista Brasileira de Geociências, 17 (2): 131-134, 1987.
- VAN DER VEN, P. H., CAINELLI, C. & FERNANDES, G. J. F. - *Bacia de Sergipe-Alagoas: Geologia e Exploração*. - Boletim de Geociências da PETROBRÁS V. 3 (4): 307-319, 1989.
- VIEIRA, A. C. - *Aplicação de Técnicas de Sensoriamento Remoto de Geoprocessamento na Pesquisa Mineral: uma Abordagem Metodológica para a Prospecção de Enxofre na Bacia Sergipe-Alagoas, Estado de Sergipe*. - Dissertação de Mestrado, Universidade Federal do Rio de Janeiro, 1992.