

# EXPLORAÇÃO NA BACIA DE SERGIPE-ALAGOAS: O "ESTADO DA ARTE"

SERGIPE-ALAGOAS BASIN: CURRENT EXPLORATION STATUS

Gabriel Soares de Aquino<sup>(1)</sup> e Marcos da Cunha Lana<sup>(2)</sup>

**RESUMO** - Comparada com as demais bacias da margem leste brasileira, a Bacia de Sergipe-Alagoas encontra-se em estágio exploratório avançado. Cinquenta anos de atividades resultaram na apropriação de volumes consideráveis de hidrocarbonetos e enorme acervo de dados geológicos e geofísicos. A história litoestrutural da bacia é muito rica e variada, evoluindo desde uma sinéclise intracontinental paleozóica até a condição presente de bacia passiva marginal. Na fase *rift*, intenso tectonismo e subsidência diferenciada nos vários compartimentos estruturais praticamente definiram a configuração atual da bacia. Os maiores campos foram descobertos com estágio precoce de exploração, situados em estruturas dômicas, já extensivamente investigadas. Nem por isso a bacia deixa de apresentar perspectivas promissoras, em acumulações sutis e novas fronteiras. A exploração está sendo redirecionada, visando trapas estratigráficas, acumulações pequenas em áreas dotadas de infraestrutura de produção, reservatórios profundos para gás e pesquisa em lâminas d'água profundas. Para tanto, é imprescindível melhor resolução sísmica, grande esforço de informatização para tratamento dos dados disponíveis e criatividade na interpretação.

(Originals recebidos em 16.10.89.)

**ABSTRACT** - Exploration of the Sergipe-Alagoas Basin has reached an advanced stage if compared with other eastern Brazilian margin basins. Fifty years of research activities have resulted in the appropriation of substantial volumes of hydrocarbons and the accumulation of an immense bank of geological and geophysical data. During its rich and varied lithostructural history, the basin evolved from a Paleozoic Intracontinental synclisis to its present-day status as a passive margin basin. Intense tectonism and differential subsidence within structural compartments during the rift phase practically defined its current configuration. Although its largest oil and gas fields were discovered at an early stage of exploratory activities and the sites of these fields, within structures formed by domes, have already been extensively researched, the basin still contains attractive prospects in the form of subtle traps and new frontiers. Exploratory efforts are being re-directed toward stratigraphic traps, small accumulations in areas already equipped with production infrastructure, deep gas reservoirs, and deep-water areas, an effort that will demand enhanced seismic resolution, more sophisticated data treatment, and creativity in interpretation of results.

(Expanded abstract available at the end of the paper.)

1 - Setor de Bacias Terrestres (SEBAT), Divisão de Interpretação (DINTER), Distrito de Exploração do Nordeste (DENEST), Rua do Acre, 2054, CEP 49000, Aracaju, Sergipe, Brasil.

2 - Setor de Interpretação e Exploração da Bacia Sergipe-Alagoas (SESEA), Divisão de Interpretação da Região Nordeste Meridional e Espírito Santo (DIRNEN), Departamento de Exploração (DEPEX), Av. República do Chile, 65, Centro, CEP 20035, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

## 1 - INTRODUÇÃO

A Bacia de Sergipe-Alagoas situa-se no litoral nordeste brasileiro (fig. 1). Sua forma é alongada na direção NE, com extensão de 350 km e largura média, em terra, de 35 km. O limite em direção ao mar não é bem definido, mas certamente estende-se além da isóbata de 2 000 m. A área até esta lâmina d'água é de 35 000 km<sup>2</sup>, sendo 12 000 km<sup>2</sup> em terra. Limita-se a norte com a Bacia de Pernambuco-Paraíba e, a sul, com a Plataforma de Estância, na

porção emersa, e com a Bacia de Bahia-Norte, no mar.

A perfuração do primeiro poço na Bacia de Sergipe-Alagoas foi iniciada há cinquenta anos, em 1939. Nesta longa história de exploração, acumulou-se enorme acervo de dados provenientes de 820 poços exploratórios, 2 400 poços explotatórios, 93 000 km de linhas sísmicas, mapeamentos de superfície e levantamentos gravimétricos e magnetométricos. A resposta ao esforço dis-

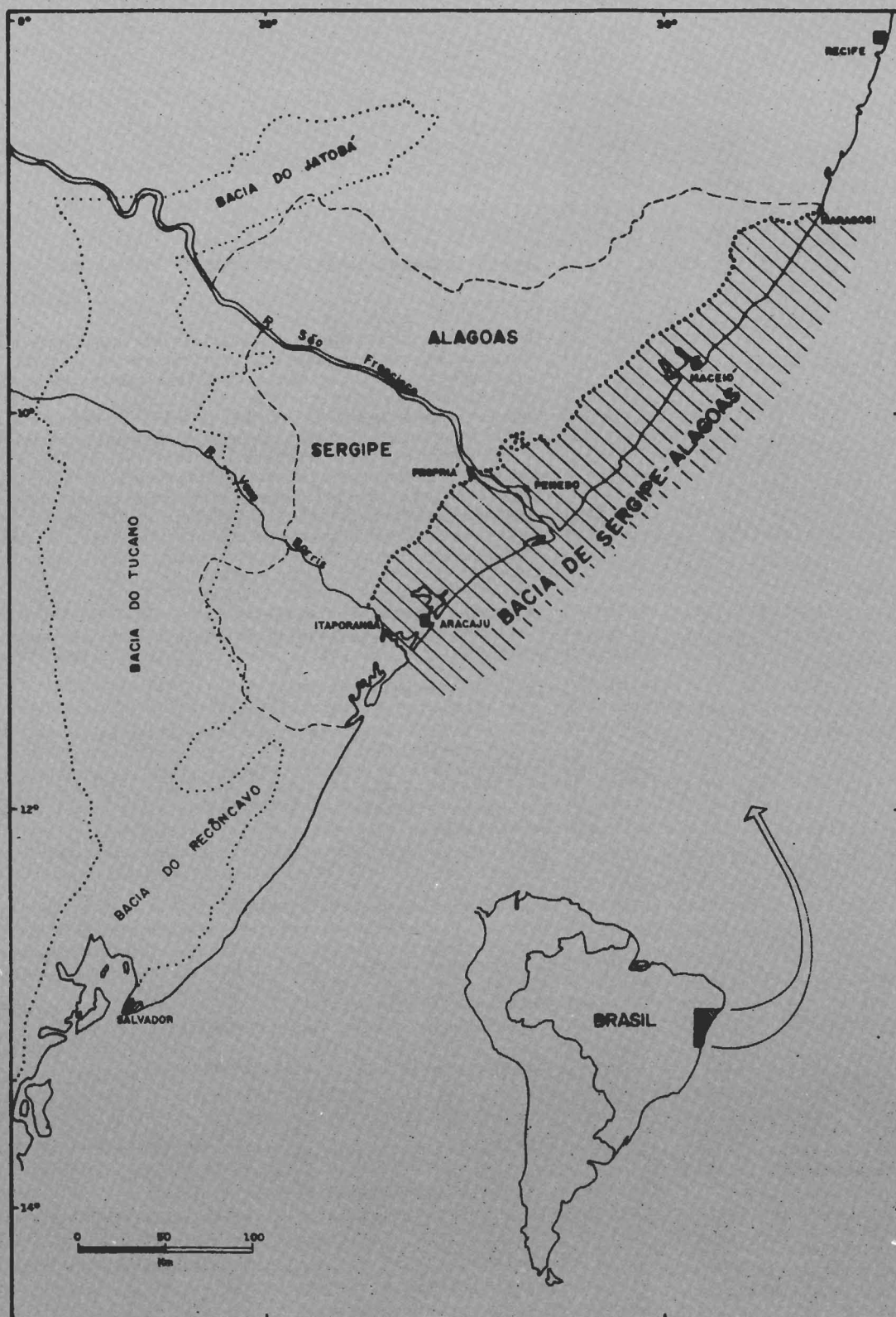


Fig. 1 - Mapa de localização.  
 Fig. 1 - Location map.

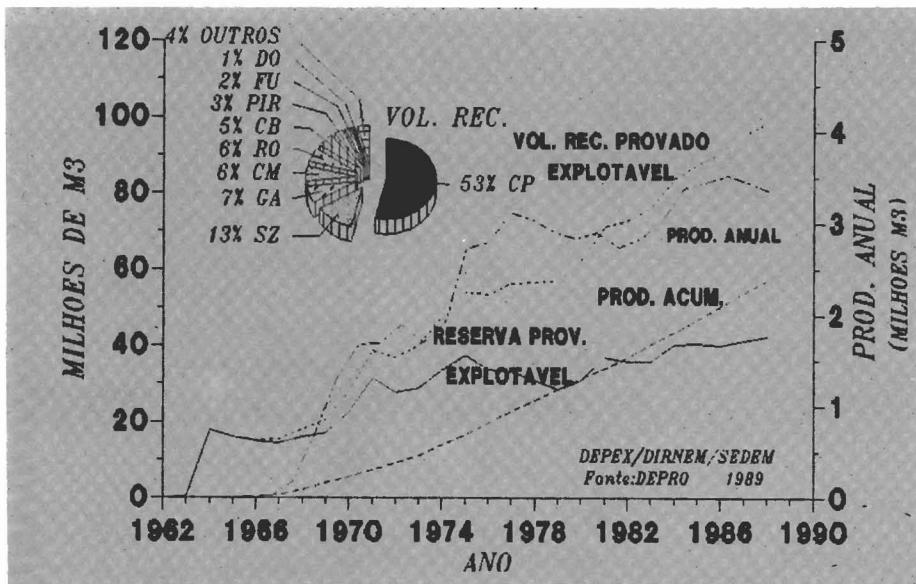


Fig. 2 - Evolução das reservas de óleo na Bacia de Sergipe-Alagoas  
 Fig. 2 - Evolution of oil reserves in Sergipe-Alagoas Basin.

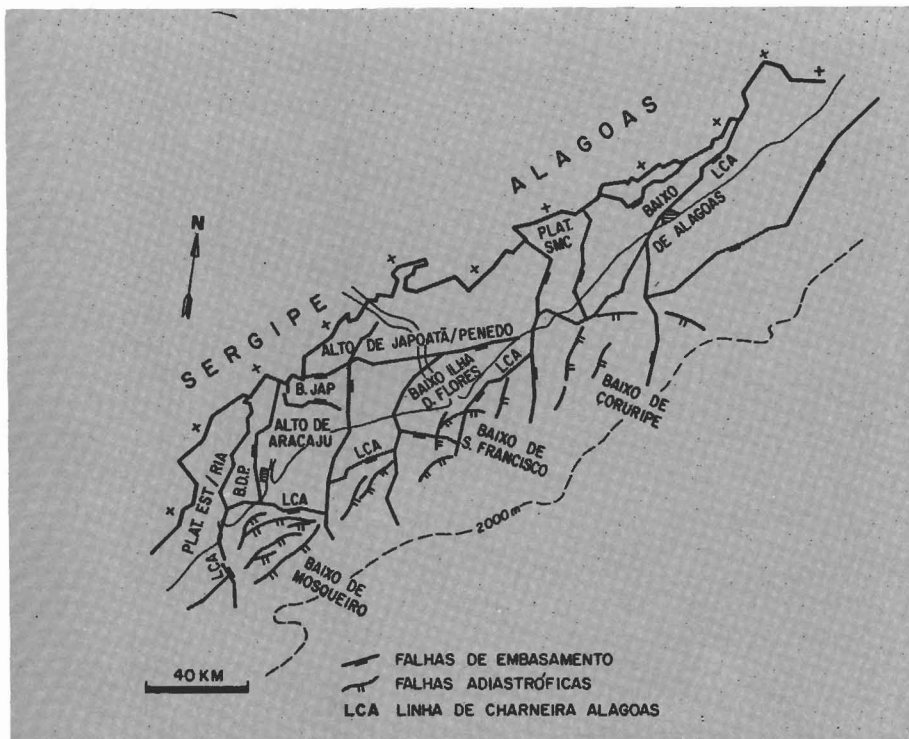


Fig. 3 - Arcabouço estrutural a nível do embasamento da Bacia de Sergipe-Alagoas (Cainelli et al. 1988).  
 Fig. 3 - Structural framework of Sergipe-Alagoas Basin at basement level (Cainelli et al. 1988).

pendido foi satisfatória: a produção acumulada é de 57 milhões de m<sup>3</sup> de óleo e 12,3 bilhões de m<sup>3</sup> de gás; atualmente, 26 campos terrestres e 6 marítimos produzem cerca de 10 000 m<sup>3</sup> diários de óleo e 3,5 milhões de m<sup>3</sup> diários de gás. Foi a segunda bacia a produzir petróleo

no Brasil, ocupando hoje o quarto lugar em produção.

A época áurea da exploração foi de 1963 a 1970, quando foram descobertos os maiores campos da bacia, tanto em terra como no mar. Sem considerar a área do

1-SES-92, primeira acumulação em águas profundas e ainda não delimitada, a última descoberta significativa na bacia foi Pilar, em 1981. Apesar da ciclicidade das descobertas, a produção anual e o volume recuperável provado têm crescido continuamente, graças sobretudo ao desenvolvimento da lavra (fig. 2). Mas a bacia ainda desafia e intriga os técnicos que nela trabalham, não apenas pela complexidade geológica única que a caracteriza, como pelas dificuldades em obter dados confiáveis em extensas áreas que permanecem pouco conhecidas. Ainda que instigante do ponto de vista acadêmico, a diversidade de tipos litológicos e feições estruturais traz sérias complicações de ordem prática. Variações bruscas de velocidades e densidades são responsáveis por deterioração dos dados sísmicos, principal ferramenta da exploração, e/ou distorções no mapeamento.

Esgotados os prospectos estruturais mais óbvios, torna-se forçoso direcionar a exploração da bacia para alvos mais sutis: trapas estratigráficas, objetivos mais rasos ou profundos em áreas produtoras, reinvestida em prospectos em áreas que não responderam bem até o presente, poços em lâminas d'água profundas. Isto implica em testar modelos geológicos mais arrojados, perseguir acumulações com áreas menores, reservatórios com problemas de permo-porosidade, em suma, locações de grande risco geológico ou econômico. Para tanto, necessita-se de sísmica muito mais refinada - provavelmente desvinculada de compromissos com a produção - e um tratamento mais elaborado dos dados disponíveis, exigindo pessoal qualificado e otimização dos recursos de informática.

Além disso, é imprescindível estreita integração exploração/produção, pois os volumes de hidrocarbonetos esperados em acumulações individuais tendem a ser pequenos e determinada descoberta poderá ou não ser explorada, dependendo dos custos de investimento e produção. O histórico dos poços perfurados mostra que achar petróleo em Sergipe-Alagoas não é difícil, o problema é produzi-lo de forma economicamente viável.

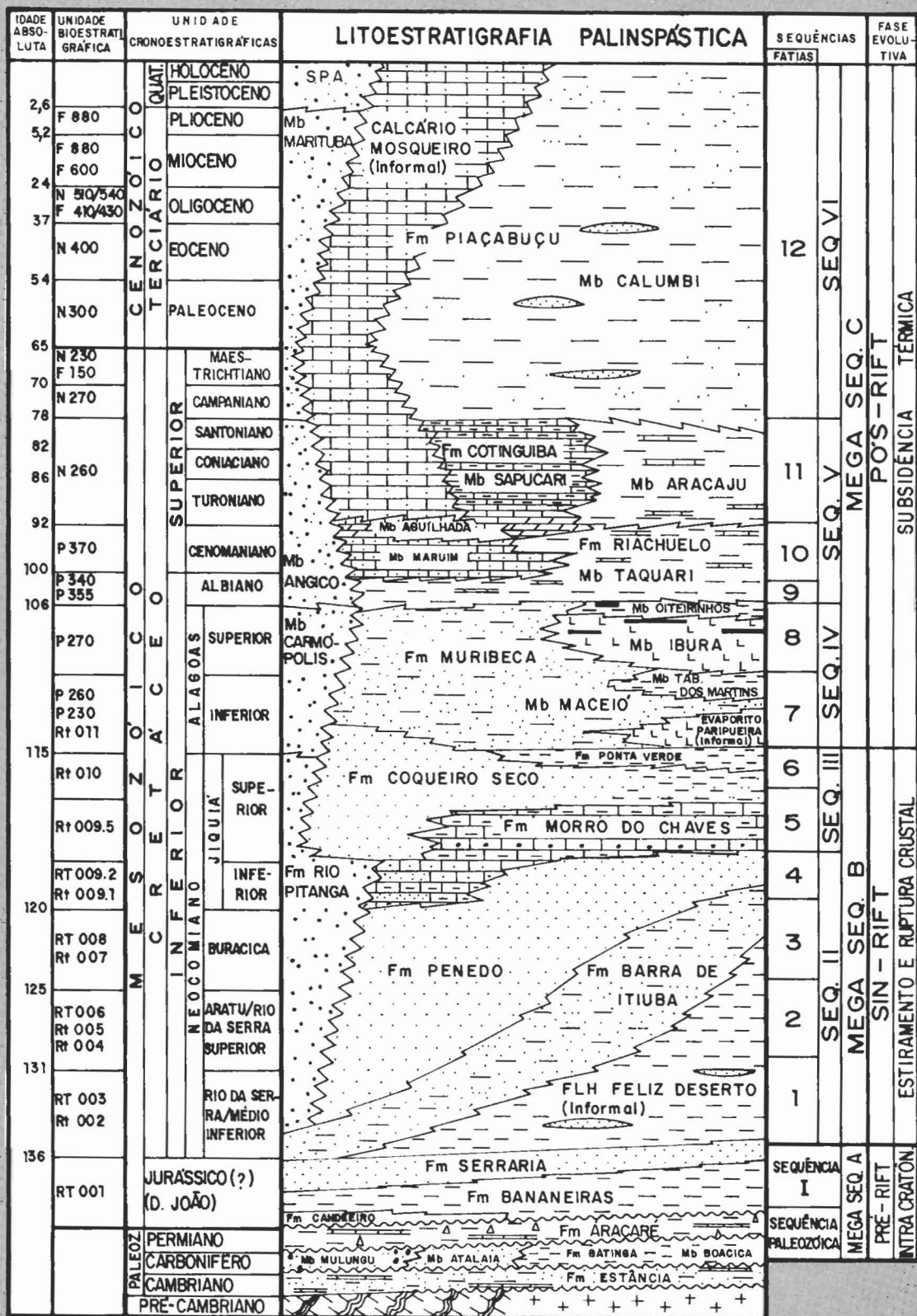


Fig. 4 - Coluna estratigráfica reconstituída. (Falkenhein et al. 1985).  
 Fig. 4 - Reconstructed stratigraphic column (Falkenhein et al. 1985).

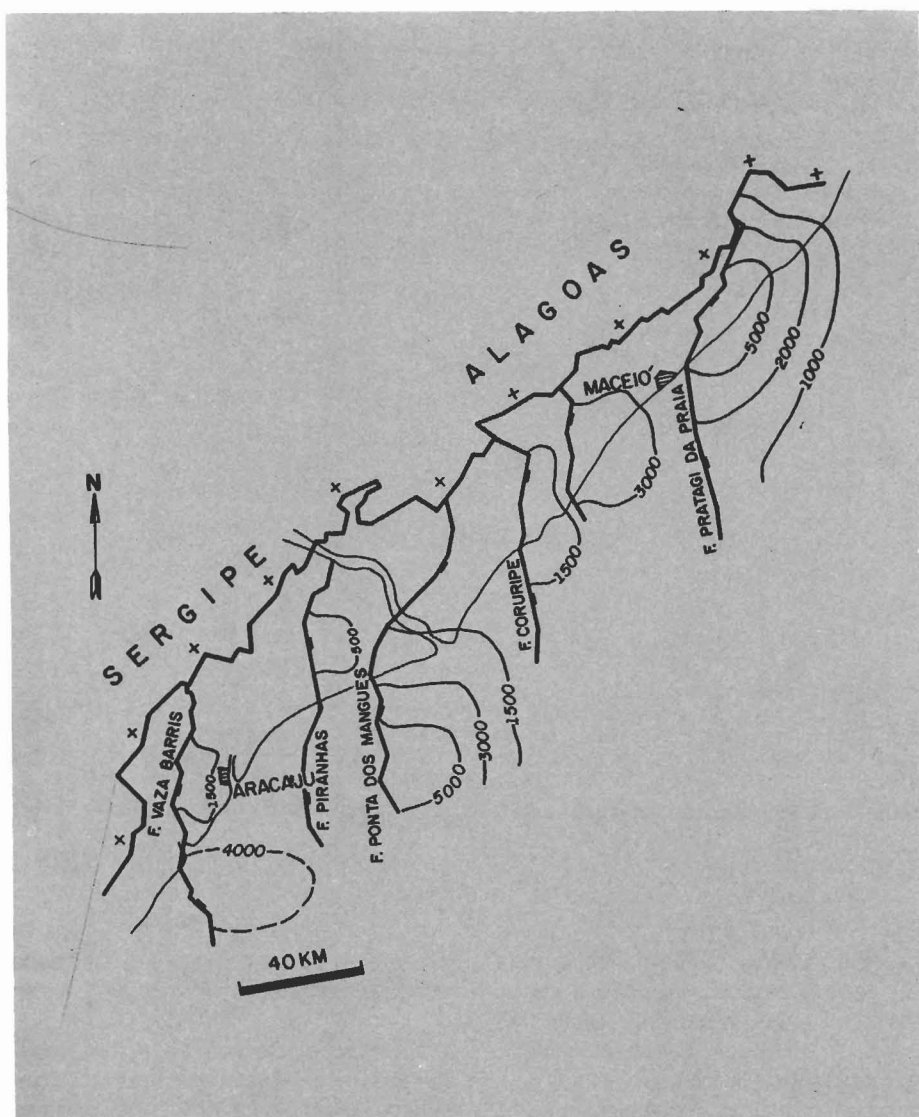


Fig. 5 - Arcabouço e Isópachas reconstituídas de megassequência rift (Rio da Serra a Jequiá). (Falkenhein et al. 1985).

Fig. 5 - Framework and isopachs reconstructed from the Rio da Serra through Jequiá rift megasequence (Falkenhein et al. 1985).

## 2 - EVOLUÇÃO TECTONO-SEDIMENTAR

Em termos gerais, a evolução tectono-sedimentar da Bacia Sergipe-Alagoas é semelhante à das demais bacias da margem leste brasileira, desenvolvidas em função da ruptura e deriva continental entre África e América do Sul. Os quatro estágios básicos, diferenciados por sedimentação e estilo tectônico próprios,

são aí reconhecidos: pré-rift, rift, transição e pós-rift.

A principal distinção reside na complexidade de deformação durante o riftamento. Os mecanismos e regimes de esforços responsáveis pela formação do rift da bacia constituem um dos temas de maior debate entre seus estudiosos (Van Der Ven, 1987). Esta discussão é importante, pois neste estágio, em que o tectonismo atingiu seu paroxismo, é que se

definiram as principais feições estruturais da bacia.

A bacia subdivide-se em blocos ou compartimentos tectônicos, limitados por grandes falhas (fig. 3). O preenchimento sedimentar (fig. 4) é consequência direta das diversas fases tectônicas que originaram e modificaram a bacia. Em cada compartimento, a subsidência ou eventual soerguimento processaram-se de modo desigual ao longo do tempo, resultando em distribuição espacial bastante complexa das unidades crono e litoestratigráficas.

A história deposicional na área remonta ao Paleozóico, com sedimentação intracontinental que se estendeu além dos atuais limites da bacia. No Neo-Jurássico foram depositados *red-beds* e arenitos fluviais ainda em ampla bacia intracontinental, provavelmente como resultado de extensão incipiente, antecedendo o forte tectonismo que levou à ruptura África/América do Sul.

No Eo-Cretáceo, intenso falhamento subdivide a bacia em compartimentos tectono-sedimentares distintos. A complexidade da deformação - com falhas em diversas direções, estruturas arqueadas positivas e negativas, freqüente disposição *en echelon* dos elementos estruturais, mudança na orientação dos depocentros e variação nas taxas de sedimentação - pressupõe a atuação de pelo menos dois regimes tectônicos durante a fase rift (Lana, 1985). Inicialmente, a sedimentação neocomiana foi controlada por falhas N-S escalonadas (fig. 5). A distribuição dos depocentros, associada ao padrão das falhas e à presença de arqueamentos é sugestiva de um regime transtensional no início da formação do rift, explicável por deslocamento sinistral entre África e Microplaca Sergipana. Guimarães (1988) e Castro Jr. (1988) advogam hipóteses diferentes para as primeiras etapas do riftamento, envolvendo superfícies de descolamento crustal, extensão oblíqua e falhas de transferência.

No Eo-Alagoas, cessa a subsidência na fossa Recôncavo-Tucano, na outra borda

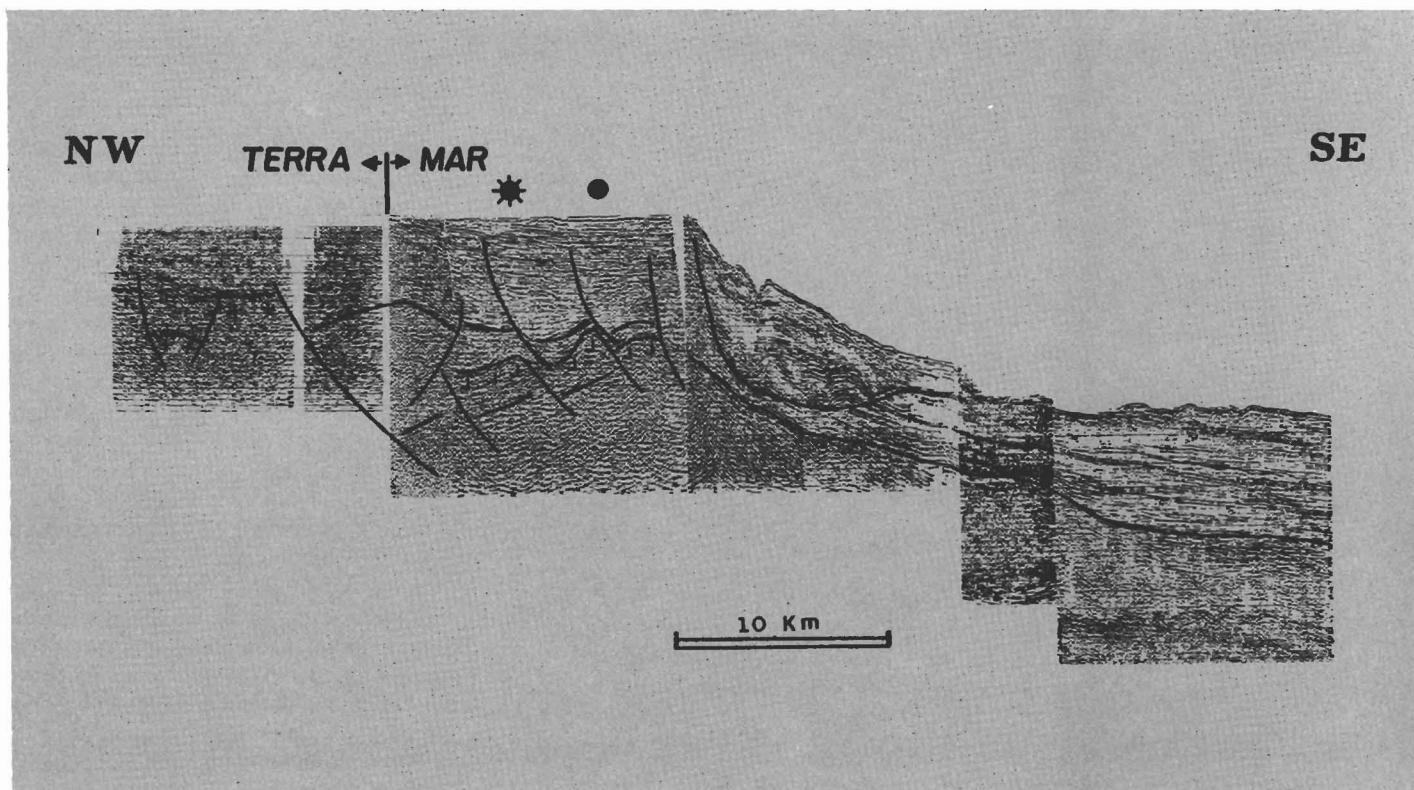


Fig. 6 - Seção sísmica *dip* na Bacia de Sergipe ilustrativa da estruturação adiastrófica da fase pós-rift sobreposta a blocos falhados antitéticos da fase rift (Cainelli et al. 1988).

Fig. 6 - Seismic dip section of Sergipe Basin, illustrating adiaspotic structuring of the post-rift phase, overlying the antithetic fault blocks of the rift phase (Cainelli et al. 1988).

da microplaca, e o regime tectônico em Sergipe-Alagoas torna-se puramente extensional. A taxa de sedimentação aumenta substancialmente e os depocentros assumem orientação NE, localizados nos blocos baixos de conspícua linha de charneira, principal feição estrutural da bacia desde então. Nesta época ocorrem as primeiras ingressões marinhas, atestadas pela presença dos evaporitos Paripueira. No Neo-Alagoas, a sedimentação avança sobre o bloco alto da linha de charneira, em condições tectônicas mais estáveis que, associadas à aridez climática, propiciam a deposição de sais solúveis do Membro Ibura.

Nesta época, as falhas passam a ser também de natureza adiastrófica, de fluxo gravitacional (fig. 6). Têm início movimentações halocinéticas, posteriormente acentuadas com a sobrecarga sedimentar e subsidência térmica,

causando basculamento da bacia para SE, após separação definitiva e deriva dos continentes, a partir do Albiano. O preenchimento sedimentar é completado com a deposição de uma plataforma carbonática e uma seqüência terrígena típicas de bacia marginal passiva.

### 3 - MODELOS DE GERAÇÃO, MIGRAÇÃO E ACUMULAÇÃO

A bacia é produtora em todos os *plays* exploratórios conhecidos no Brasil, exceto o *play* paleozóico (fig. 7).

Análises geoquímicas indicam três pacotes de rochas geradoras para a bacia: um de idade Alagoas, gerando hidrocarbonetos de origem marinha e/ou evaporítica, e dois mais antigos, compreendendo as formações Barra de Itiúba (andares Rio da Serra e Buracica) e Coqueiro Seco (Andar Jiquiá), gerando hidrocarbonetos de origem continental.

Os melhores geradores são de idade Alagoas e Jiquiá.

As janelas de geração e migração dependem muito do compartimento considerado na bacia. Em geral, pode-se dizer que a geração nos folhelhos neocomianos iniciou-se no Jiquiá e, em algumas áreas, prossegue até o Recente; para os folhelhos da Formação Muribeca, que continuam gerando até hoje, o início da geração variou do Alagoas ao Eoceno.

O relacionamento espacial entre gerador e reservatório verifica-se de quatro formas: 1) contato normal; 2) contato lateral por falha; 3) conexão por falhas, formando dutos e possibilitando a migração a partir de folhelhos sem contato lateral com os reservatórios, e, 4) migração a longa distância, através de uma rede de falhas e/ou rochas permo-porosas com grande distribuição areal. No primeiro

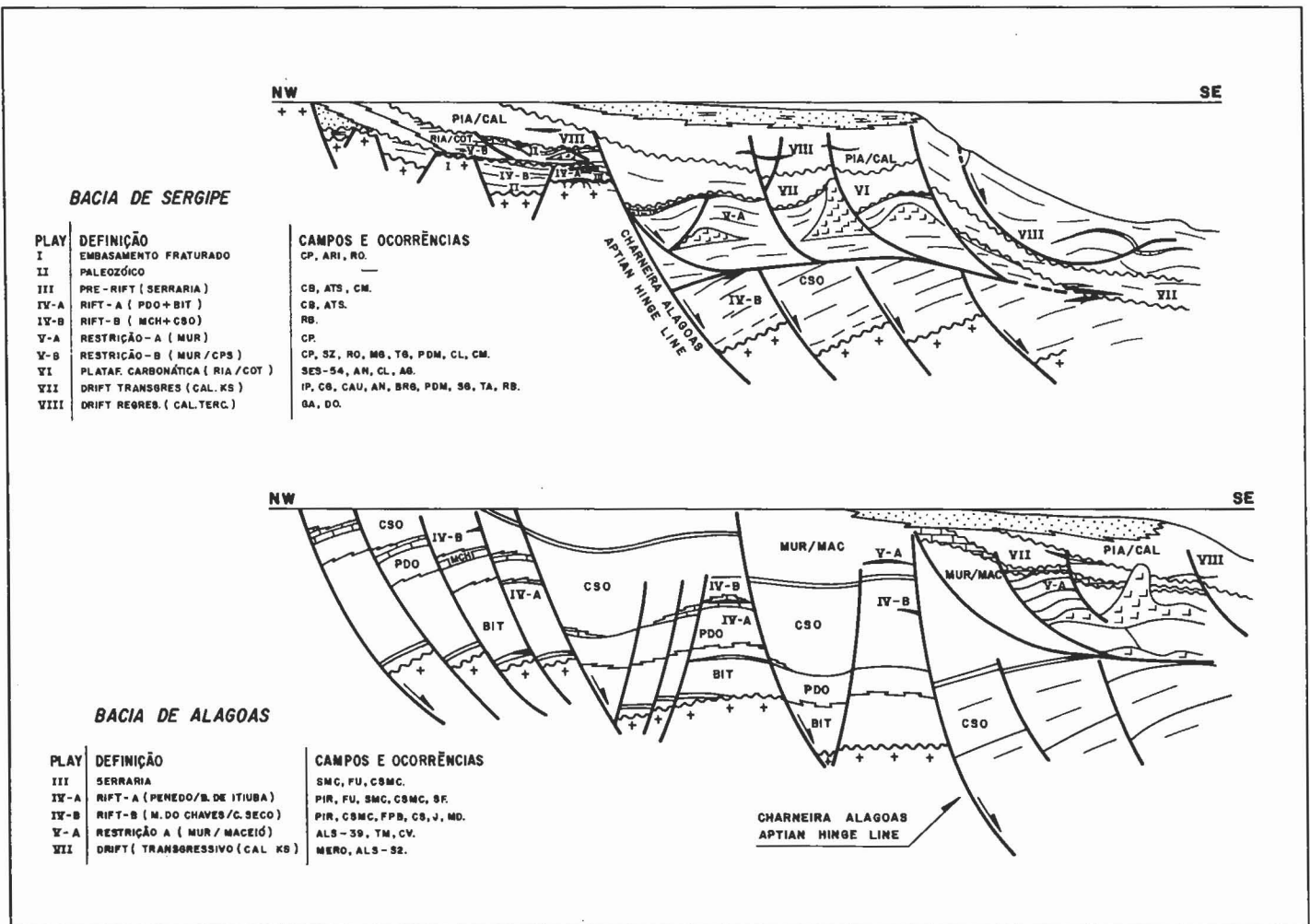


Fig. 7 - Seções geológicas esquemáticas, com a distribuição dos plays exploratórios na Bacia de Sergipe-Alagoas. (Cainelli et al. 1988).  
 Fig. 7 - Schematic geologic sections, showing distribution of exploratory plays in Sergipe-Alagoas Basin (Cainelli et al. 1988).

caso enquadram-se algumas acumulações em São Miguel dos Campos e Pilar; o segundo ocorre nos campos de Camorim, Tigre, São Miguel dos Campos, Coqueiro Seco e Tabuleiro dos Martins. Migração através das falhas ocorre, por exemplo, em Guaricema, Dourado, Caioba e Pilar. O último caso está muito bem representado pelas acumulações do Alto de Aracaju, as maiores da bacia: os geradores maduros mais próximos são de idade Alagoas e situam-se a dezenas de quilômetros, no Baixo de Mosqueiro, principal "cozinha" geradora da bacia. Os dutos de migração foram falhas e os próprios conglomerados do Membro Carmópolis, que também são os reservatórios principais destes campos.

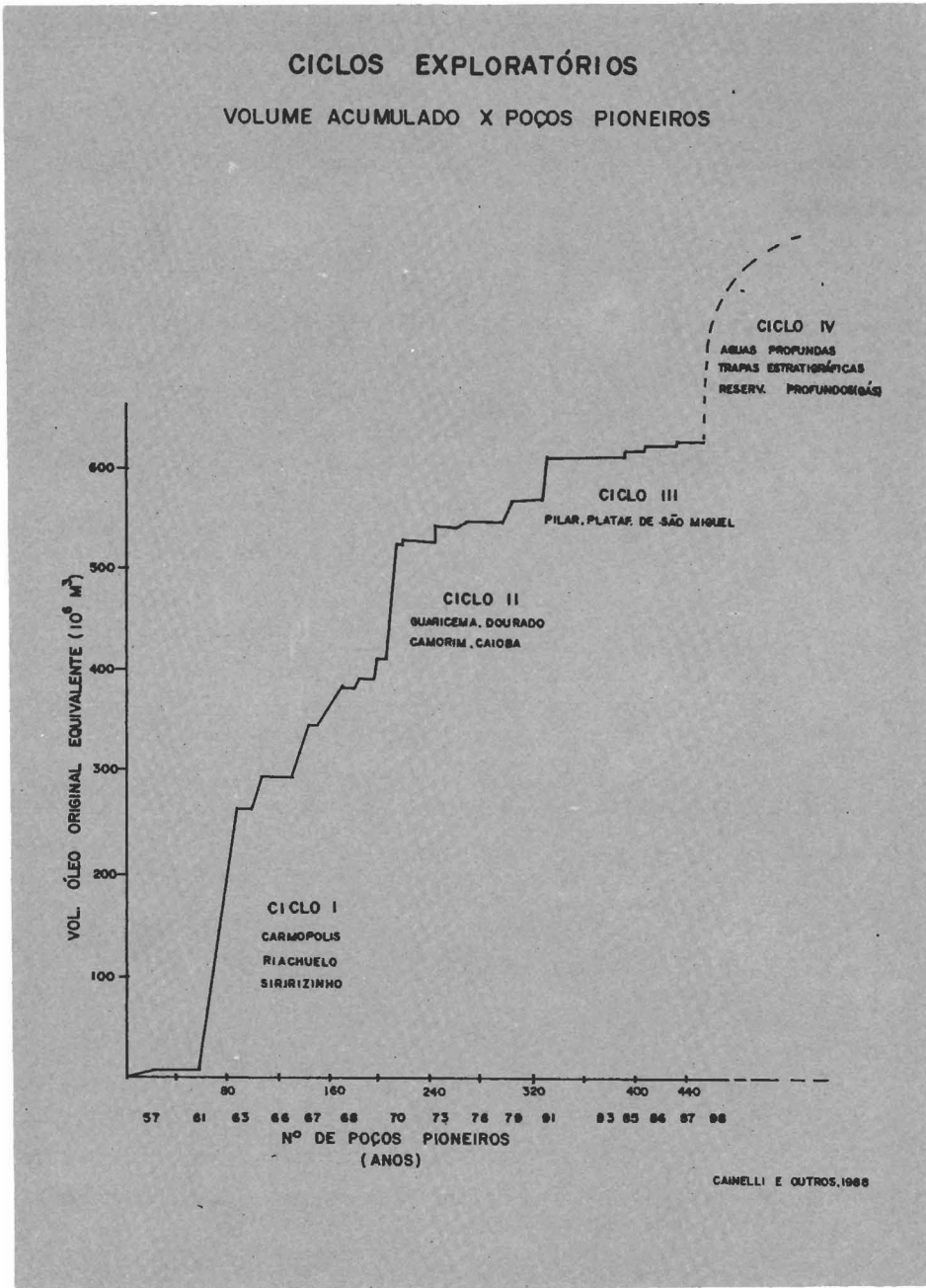
Os maiores campos da bacia situam-se em estruturas arqueadas, do tipo dômicas, formadas no tempo Jiquiá/Neoalagoas, cuja gênese ainda não está satisfatoriamente compreendida. São trapas estruturais, freqüentemente com um componente estratigráfico contribuindo para o fechamento da acumulação. Exemplos incluem os campos de Carmópolis, Siririzinho, Riachuelo, Camorim e outros mais afetados por falhas, como Pilar, Furado e São Miguel dos Campos.

#### 4 - HISTÓRICO DA EXPLORAÇÃO

O ano de 1939 pode ser considerado o marco inicial da perfuração exploratória

para petróleo na Bacia de Sergipe-Alagoas, apesar de algumas tímidas tentativas terem sido esboçadas no Estado de Alagoas (Moura, Carneiro, 1976), desde o advento da República. Em 1939, o Conselho Nacional do Petróleo-CNP iniciou a perfuração do poço estratigráfico AL-1 nas proximidades de Maceió, alcançando a profundidade de 2 144 m, sem resultados significativos.

Os primeiros levantamentos geofísicos foram realizados em 1935, na área de Riacho Doce, em Alagoas (sísmica de refração e magnetometria). A sísmica de reflexão, até hoje o principal método geofísico utilizado na bacia, começou a ser empregada de forma extensiva a



**Fig. 8 - Evolução histórica da apropriação de reservas e ciclos exploratórios na Bacia de Sergipe-Alagoas (Cainelli et al. 1988).**

Fig. 8 - History of appropriation of reserves and exploratory phases in Sergipe-Alagoas Basin (Cainelli et al. 1988).

partir de 1955, após a criação da PETROBRÁS.

Em 1957, registrou-se a primeira descoberta comercial de petróleo, através do poço TM-1-AL (Tabuleiro dos Martins). A perfuração de poços foi intensificada e, seis anos mais tarde, em 1963, descobriu-se o maior campo da bacia, Carmópolis, com um volume *in place* de 250 milhões de m<sup>3</sup> de óleo.

Em 1968, abria-se uma nova fronteira com o início da utilização do registro sísmico digital em linhas atiradas pela ES-28 na plataforma continental. Os resultados iniciais da exploração na plataforma em Sergipe foram extremamente animadores. O primeiro poço perfurado descobriu o Campo de Guaricema, primeiro campo marítimo brasileiro. Em apenas três anos, os maiores campos no mar já haviam sido iden-

tificados: Guaricema (1968), Dourado, Caioba e Camorim (1970).

O primeiro levantamento com sísmica tridimensional (3D) foi realizado no Campo de Caioba, em 1981, e o uso de estações interativas de interpretação sísmica foi iniciado em 1985, no 3D do Campo de Salgo.

Em 1987, iniciou-se a investigação de outra grande fronteira exploratória, com a perfuração de dois poços em lâminas d'água superiores a 1 000 m. Testes realizados no primeiro poço (1-SES-92, em cota batimétrica de -1 111m) revelaram vazão diária de 445 m<sup>3</sup> de óleo em arenitos turbidíticos cretácicos do Membro Calumbi. A delimitação desta acumulação aguarda o processamento de sísmica 3D.

O histórico da exploração na bacia (fig. 8) mostra que a apropriação de reservas ocorreu em ciclos, estando intimamente vinculada à investigação de novas fronteiras exploratórias e à aquisição e melhoria de qualidade dos dados sísmicos (Cainelli et al. 1988).

O primeiro e mais importante ciclo ocorreu em meados da década de 60, com a intensificação da exploração na parte sergipana da bacia, visando objetivos rasos. Foram descobertos os campos de Carmópolis, Riachuelo e Siririzinho, que sozinhos respondem por 65% da produção acumulada de óleo e 58% da produção diária atual da bacia.

O ciclo seguinte corresponde à investida na plataforma continental, com as descobertas de Guaricema, Dourado, Caioba e Camorim. No final dos anos 70, com o aumento do interesse por hidrocarbonetos gasosos, voltou-se a explorar intensamente em Alagoas, resultando no efetivo dimensionamento das jazidas de São Miguel dos Campos e na descoberta de Pilar, em 1981.

Observa-se também boa correlação entre aquisição de novos dados sísmicos e descobertas em anos seguintes. Levantamentos sísmicos tridimensionais in-



fluenciam positivamente na apropriação de reservas: o 3D de Caioba resultou na descoberta do Campo de Camorim Leste; o de Salgo permitiu a delimitação deste campo e a investigação de horizontes produtores mais profundos e mais rasos na área de Robalo; o de Mosqueiro, ainda em fase de interpretação, já permitiu a ampliação do Campo de Dourado.

Melhorias na aquisição e no processamento sísmico também podem redundar em ampliação de reservas, como em Guaricema, que foram aumentadas através de técnicas especiais de processamento e interpretação de amplitude sísmica.

## 5 - PERSPECTIVAS

O planejamento exploratório atual considera dois fatos adversos: os prospectos estruturais mais óbvios, que resultaram em descobertas significativas, já foram testados, e a perfuração de poços nos últimos anos não apropriou grandes reservas. Isto não significa, de modo algum, que o potencial da bacia esteja esgotado, apenas que é necessário diversificar os rumos da exploração. A avaliação do potencial petrolífero pelo método *play analysis* acena com um volume recuperável de óleo e gás equivalente de 160 milhões de m<sup>3</sup> (2/3 dos quais em águas profundas), ou seja, 160% do volume já descoberto até hoje na bacia.

A complexidade geológica da bacia oferece, em contrapartida às dificuldades exploratórias, uma ampla gama de situações extremamente atrativas. Algumas destas situações já estão sendo pesquisadas, mas, para definir seu real potencial petrolífero há necessidade de investigação sistemática, que exige não apenas capacitação tecnológica como também criatividade dos intérpretes.

Exemplos destas situações incluem:

- trapas estratigráficas ainda pouco investigadas. Há boas perspectivas, mesmo em áreas já densamente perfuradas, conforme atestado pela

recente descoberta de Ilha do Veiga, na Plataforma de Sergipe;

- prospectos estruturais profundos, com boa potencialidade para produção de gás, nos Baixos de Mosqueiro, São Francisco e Alagoas;
- pequenas acumulações que podem ser numerosas e economicamente viáveis em áreas dotadas de infraestrutura de produção, como na Plataforma de Sergipe, Plataforma de São Miguel dos Campos e Baixo de Mosqueiro;
- áreas pouco exploradas, sem prioridades em função de variáveis imperfeitamente compreendidas hoje, como má qualidade de reservatórios (Baixo de Coruripe), falta de resolução sísmica (norte de Alagoas, Baixos de Japarutuba e São Francisco) e ausência de selo (norte de Maceió e Alto Japoatã/Palmeira Alta);
- águas profundas, fronteira exploratória praticamente virgem e onde o primeiro poço perfurado revelou excelente vazão de óleo em arenitos turbidíticos do Membro Calumbi.

Certos procedimentos estão sendo adotados para otimizar o esforço exploratório. Na atividade de aquisição de dados sísmicos pretende-se iniciar levantamentos 3D em áreas terrestres selecionadas e intensificar sua utilização na plataforma continental. As equipes sísmicas terrestres deverão ser operacionalmente flexíveis para permitir respostas rápidas a problemas cada vez mais específicos e localizados. A qualidade dos dados sísmicos deverá ser priorizada, mesmo em detrimento de uma eventual queda na produção. Programas experimentais em áreas-problema deverão ser incrementados.

O processamento avançado dos dados exploratórios, utilizando estações de interpretação, já é praticado na parte marítima da bacia, mas apenas se inicia na sua parte terrestre. Para atingir sua eficiência máxima, os bancos de dados deverão estar perfeitamente integrados e operacionais. Isto exigirá grande esforço de informatização, sem o que não é possível manipular o enorme acervo de informações disponíveis.

## AGRADECIMENTOS

O atual conhecimento geológico da Bacia de Sergipe-Alagoas resulta do esforço dedicado e contínuo de muitos técnicos da PETROBRÁS que nela trabalharam ao longo de cinquenta anos de atividades exploratórias. Os dados e interpretações expostos neste artigo estão fortemente calcados em estudos e publicações anteriores, em particular no trabalho de Cainelli, Fernandes e Van Der Ven (1988). A todos estes técnicos, os autores expressam os seus agradecimentos.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- CAINELLI, César, FERNANDES, Gerson José Faria, VAN DER VEN, Paulus Hendrikus. *Bacia de Sergipe - Alagoas, geologia e exploração*. Rio de Janeiro: PETROBRÁS/DEPEX, 1988. 12 f. (Relatório interno 103-06560).
- CASTRO JÚNIOR, Augusto Canellas Monteiro de. *Structural evolution of the Sergipe Alagoas Basin, Brazil*. Houston, Tex. Rice University, 1988. 183 p. (Tese de Doutorado).
- GUIMARÃES, Paulo de Tarso Martins. *Basin analysis and structural development of the Sergipe Alagoas Basin, Brazil*. Austin. University of Texas, 1988. 171 f. (Relatório interno 103-06473).
- LANA, Marcos da Cunha. *Rifteamento na Bacia de Sergipe-Alagoas, Brasil*. Ouro Preto: UFOP, 1987. 124 p. (Tese de Mestrado).
- MOURA, Pedro de, CARNEIRO, Felisberto Olímpio. *Em busca do petróleo brasileiro*. Ouro Preto. Fundação GORCEIX, 1976. 360 p.
- VAN DER VEN, Paulus Hendrikus. Estilos estruturais na Bacia de Sergipe - Alagoas. In: SEMINÁRIO DE TECTÔNICA DA PETROBRÁS (001: 1987: Rio de Janeiro, RJ). *Anais...* Rio de Janeiro: PETROBRÁS/DEPEX, 1987. v1, p. 332-343.

## EXPANDED ABSTRACT

Located along the northeastern coast of Brazil, the Sergipe-Alagoas Basin extends over an area of 12 000 km<sup>2</sup> onshore and 23 000 km<sup>2</sup> offshore, to a water depth of 2 000 m (fig. 1). Since the drilling of the first well, begun in 1939, an enormous volume of data has been collected: 820 exploratory and 2 400 production wells have been drilled, 93 000 km of seismic lines shot, and field mapping and gravimetric and magnetometric surveys conducted. Satisfactory results are expressed in the accumulated production of 57 x 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> of oil e 12.2 x 10<sup>6</sup> m<sup>3</sup> of gas. Current daily production from twenty-six onshore and six offshore fields totals around 10 000 m<sup>3</sup> of oil and 3,5 x 10<sup>6</sup> m<sup>3</sup> of gas.

### TECTONO-SEDIMENTARY EVOLUTION

As happened in other basins on the eastern Brazilian continental margin, the tectono-sedimentary evolution of the Sergipe-Alagoas unfolded in response to the break-up and drifting of the African and South American continents. The basin is sub-divided into structural blocks, limited by large faults (fig. 3). In consequence of the different tectonic phases which gave rise to and modified the basin, sedimentary filling varies in each block (fig. 4). The result is a rather complex spatial distribution of chronostratigraphic and lithostratigraphic units.

The depositional history of the basin dates to the Paleozoic, when intracontinental sedimentation extended beyond present basin boundaries. Fluvial red beds and sandstones were deposited during the Late-Jurassic (when it was still a broad intracontinental basin), most likely as the result of the incipient stretching preceding the intense tectonism that broke up Africa and South America.

The main structural features of the Sergipe-Alagoas Basin formed as a result of the intense tectonism associated with rifting that occurred during the Early Cretaceous. The complexity of deformation implies that at least two tectonic regimes were active during the rift phase. Neocomian sedimentation (essentially clastic) was controlled by N-S faults en echelon (fig. 5). During the Aptian, the sedimentation rate increased

substantially and depocenters began trending NE in the downthrown blocks of a conspicuous hinge line - the basin's main structural feature since then. The first sea ingressions occurred at that time, with deposition of evaporites.

From the Albian on, with the definitive separation and drifting of the continents, a sequence of carbonates and clastics typical of a passive margin basin has been deposited.

### HYDROCARBON GENERATION, MIGRATION, AND ACCUMULATION

The basin produces from all exploratory plays known in Brazil, except the Paleozoic (fig. 7). Geochemical data point to three sets of source rocks: Upper Aptian, yielding marine/evaporite hydrocarbons, and Lower Aptian and Neocomian, both of which yield continental hydrocarbons. Of these, Aptian source rocks are the best.

Oil generation windows and migration vary greatly, depending on the compartment in question. It may generally be said that oil generation began in continental shales during the Early Aptian and continues today in some areas; Upper Aptian shales have been forming oil since Aptian-Eocene times.

Source rock and reservoirs may be spatially related in four manners: a normal boundary, a side contact through a fault, a fault connection, or long-distance migration through a fault net or horizontally widespread permeable rocks.

The largest fields overlie arched structures formed by salt domes, which constitute structural traps; these often display a stratigraphic component that contributes to the closure. The Carmópolis, Siririzinho, Riachuelo, and Camorim fields, as well as the more intensely faulted Pilar, Furado, and São Miguel dos Campos, are some examples.

### EXPLORATION HISTORY

Geophysical surveying through seismic refraction and magnetometry commenced in 1935, but extensive application of seismic reflection studies began only in 1955, following the founding of PETROBRAS. The first commercial

discovery was made in 1957; Carmópolis, the largest field in the basin, was discovered in 1963. Exploration of the continental shelf began in 1968. In 1987, deep-water investigations got underway with the drilling of two wells at water depths exceeding 1 000 m.

A look at the exploration history of the basin shows that the appropriation of reserves has occurred in phases, directly linked to the investigation of new exploratory frontiers and to the acquisition and enhanced resolution of seismic data (fig. 8). The first and most important phase took place during the mid-sixties, when the Carmópolis, Riachuelo, and Siririzinho fields were discovered; these three account for 65% of accumulated basin production. The next phase corresponds to research on the continental shelf and the discoveries of the Guaricema, Dourado, Caioba, and Camorim fields. The last significant discovery (excluding the area of the first deep-water accumulation, well 1-SES-92, which has not yet been delimited) was the Pilar Field, in 1981. Since then, annual production and proved recoverable volume have nonetheless both grown continuously, thanks above all to production development (fig. 2).

### OUTLOOK

Play analysis suggests that the basin contains a recoverable volume of oil and equivalent gas of 160 x 10<sup>6</sup> m<sup>3</sup> (two-thirds located in deep waters), or 160% of the volume already discovered.

Although the most obvious structural prospects have already been tested, the geological complexity of the basin means that a wide range of attractive situations still remain but present exploratory difficulties. Exploration should now be directed toward more subtle traps and new frontiers, including stratigraphic traps, smaller structures, deep reservoirs or reservoirs with permeability lower values, and deep waters - in short, toward targets that are high-risk either geologically or economically and that will demand enhanced seismic resolution, more sophisticated data treatment, the close integration of exploration and production activities, and creativity in data interpretation.