

BACIA DO ESPÍRITO SANTO: O "ESTADO DA ARTE" DA EXPLORAÇÃO

ESPÍRITO SANTO BASIN:

CURRENT STATUS OF EXPLORATION ACTIVITIES

Arnaldo Santos Blassusi⁽¹⁾, Antonio Alves Maciel⁽¹⁾ e Renato Senna de Carvalho⁽²⁾

RESUMO - A Bacia do Espírito Santo é uma das bacias sedimentares da margem continental leste brasileira, onde está bem representada a seqüência evolutiva normal de bacia marginal. A atividade exploratória foi iniciada no final da década de 50 e, atualmente, a bacia conta com aproximadamente 50 000 km de cobertura sísmica e 351 poços exploratórios, 66 destes perfurados na plataforma continental. Os diversos prospectos atualmente concebidos são agrupados em três *plays* exploratórios: *Play Alagoas*, *Play Albo-Cenomaniano* e *Play Cretáceo Superior/Terciário*. Os melhores resultados para hidrocarbonetos foram obtidos na parte emersa, com a descoberta de 35 acumulações, a maioria de pequeno porte, que se tornam atrativas devido ao baixo investimento e boa infra-estrutura de produção. Na plataforma continental, o esforço exploratório resultou em apenas uma descoberta comercial até o momento (Campo de Cação). Melhores perspectivas exploratórias podem ser esperadas dos *plays* ainda pouco conhecidos, a exemplo dos objetivos pré-Alagoas e turbiditos fora da área dos *paleocanyons*, ou mesmo da parte marinha da bacia.

(Originais recebidos em 12.10.89)

ABSTRACT - The Espírito Santo Basin, one of the sedimentary basins on the eastern Brazilian continental margin, stands as a prime example of the normal evolutionary sequence of a passive margin basin. Exploratory activities began there at the end of the fifties and to date approximately 50 000 km of seismic lines have been acquired and 351 exploratory wells drilled, sixty-six of which on the continental shelf. Currently identified prospects can be grouped into three exploratory plays: the Alagoas, the Albo-Cenomanian, and the Upper Cretaceous/Tertiary. Best hydrocarbon results have been attained onshore, where thirty-five accumulations have been discovered. Although most are small in size, they are made attractive by reduced investment requirements and the availability of good production infrastructure. Exploratory efforts on the continental shelf have so far yielded only one commercial discovery, the Cação field. Better exploratory perspectives are expected for lesser known plays, for example, for the pre-Alagoas and turbidite targets outside the area of the paleocanyons and even for the continental shelf itself.

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

- 1 - Distrito de Exploração do Espírito Santo (DEXES), Departamento de Exploração (DEPEX), BR-101, km 67,5, CEP 29930, São Mateus, Espírito Santo, Brasil.
- 2 - Divisão de Interpretação da Região Nordeste Meridional e Espírito Santo (DIRNEM), Departamento de Exploração (DEPEX), Av. República do Chile, 65, Centro, CEP 20035, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

1 - INTRODUÇÃO

As atividades exploratórias na Bacia do Espírito Santo, por suas próprias características e custos envolvidos, devem ser analisadas separadamente para as partes terrestre e marítima. Neste trabalho é relatado o esforço exploratório já realizado, que levou a resultados bastante diversos nas duas porções da bacia. Procurou-se também sintetizar as concepções sobre a formação e evolução da bacia, assim como as idéias e modelos que concernem à exploração de hidrocarbonetos.

Em função dos resultados já obtidos e de estimativas, são delineadas as perspectivas para a exploração nos próximos anos.

2 - LOCALIZAÇÃO E ÁREA PROSPECTÁVEL

A Bacia do Espírito Santo situa-se entre os paralelos 18° 20' e 21° S e geologicamente é delimitada pelo Alto de Vitória ao sul, o *Paleocanyon* de Mucuri ao norte, o embasamento cristalino a oeste, e o Complexo Vulcânico de Abrolhos a leste. A sua área prospectável é de cerca

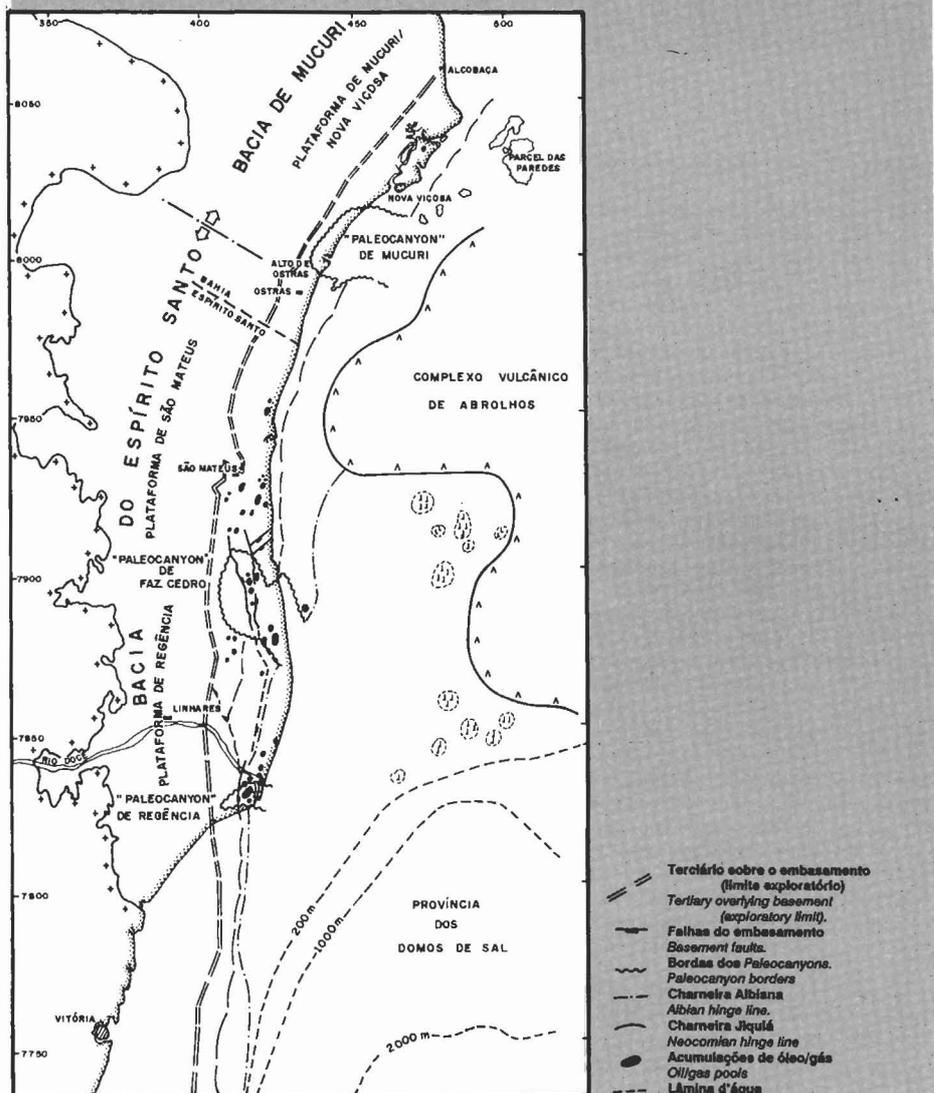


Fig. 1 - Bacia do Espírito Santo - Arcabouço Estrutural
 Fig. 1 - Structural framework, Espírito Santo Basin.

de 25 000 km² dos quais 3 220 correspondem à parte emergida (fig. 1).

3 - EVOLUÇÃO TECTONO-SEDIMENTAR

A coluna sedimentar envolve sedimentos do Eocretáceo ao Terciário; as rochas mais antigas constatadas foram formadas a partir de depósitos continentais

do Neocomiano (cerca de 130 Ma), assentados sobre o embasamento cristalino, representado por migmatitos, granulitos, e granitóides. Em termos litoestratigráficos, representam a parte basal da Formação Mariricu, Membro Mucuri, correspondendo, na seqüência evolutiva da bacia, ao registro da fase *rift*. Pertencem a esta seção os principais geradores de hidrocarbonetos.

O ambiente tectônico é o de implantação do *rift*, com esforços de estiramento crustal, resultando na formação de falhamentos normais com direção grosseiramente norte-sul (fig. 2).

A parte superior do Membro Mucuri (Andar Alagoas) é constituída por arenitos e conglomerados depositados em sistema aluvial e fluvial, com intercalações de folhelhos, calcários e anidritas, representando curtos períodos de transgressão marinha. Sobrepostos a estes sedimentos ocorrem os evaporitos do Membro Itaúnas, representando incursões marinhas em condições restritas e clima árido.

O controle deposicional desta unidade é exercido pelos falhamentos herdados da fase *rift*, e a reativação de zonas de fraqueza, no final do Albiano, é a responsável pela estruturação desta seção (fig. 2).

Gomes *et al.* (1988) consideram a atuação de um regime de cisalhamento simples, após a deposição do Alagoas Superior, que teria resultado em falhas transcorrentes com direção noroeste e nordeste, causando dobramentos responsáveis por grande parte da estruturação que abriga as atuais acumulações de hidrocarbonetos nesta unidade.

Durante o Albo-Cenomaniano a bacia evoluiu para condições marinhas rasas, propiciando o desenvolvimento de ampla plataforma carbonática assoreada, na borda oeste, por um sistema de leques costeiros. Litologicamente, a seção é representada por calcarenitos e calcirruditos oncolíticos peletoidais, calcilutitos, folhelhos, margas e arenitos. A seção predominantemente clástica terrígena é denominada de Membro São Mateus, e a carbonática de Membro Regência, pertencentes à Formação Barra Nova.

A partir do Albiano a bacia evolui para uma situação de subsidência com flexurização crustal. O basculamento para leste causa o escorregamento da seção de sais solúveis, pertencentes à fase evaporítica sotoposta.

O estilo tectônico que passa a predominar é consequência do fluxo de sal, formando

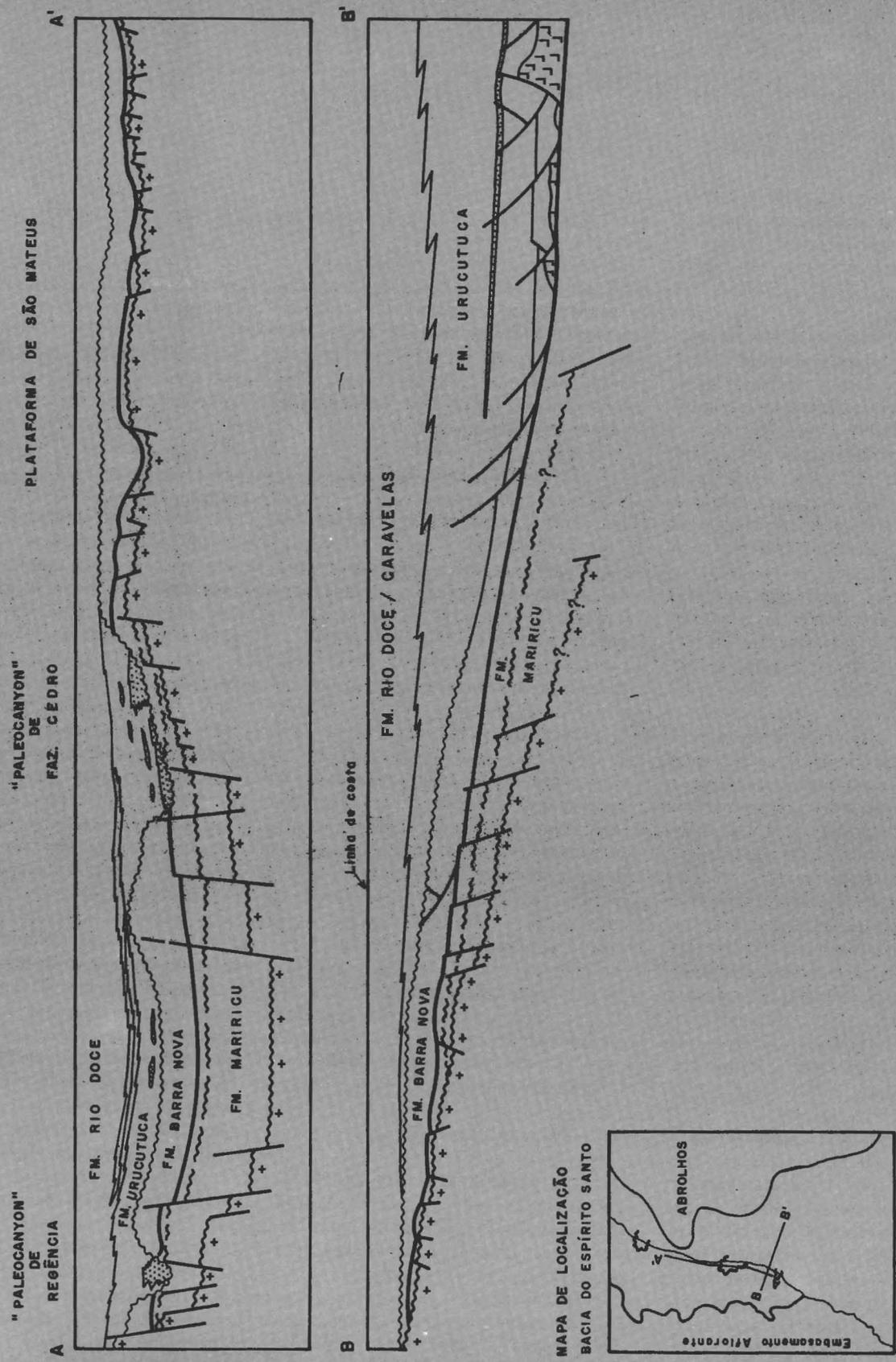


Fig. 2 - Seção geológica esquemática baseada em dados sísmicos e de poços, ilustrando as relações entre as unidades litoestratigráficas e estilos tectônicos na Bacia do Espírito Santo.

Fig. 2 - Schematic geological section based on seismic and borehole data, illustrating relationships between lithostratigraphic units and tectonic patterns in Espírito Santo Basin.

falhas lítricas, arqueamentos e domos. Os falhamentos de pequena amplitude nesta fase, na porção oeste, podem ser relacionados ao efeito da flexurização (fig. 2).

Com o basculamento, a plataforma albo-cenomaniana assume condições de mar profundo, onde foram depositadas as seqüências de plataforma-talude marinho do Neo-Cretáceo ao Terciário. A espessa seção sedimentar dessa fase corresponde a condições tipicamente marinhas e, em termos litoestratigráficos, constituem as formações Urucutuca (depósitos de talude), Caravelas (carbonatos de plataforma) e Rio Doce (leques costeiros). Nesta seção marinha identifica-se, sísmicamente, um episódio predominantemente transgressivo em *onlap* e outro, a partir do Eoceno Médio, regressivo em *offlap*.

A estruturação observada nesta seção é dominantemente controlada pelo fluxo de sal, porém, com um gradual decréscimo nos falhamentos em direção aos pacotes mais jovens. Tal constatação é atribuída à maior movimentação do sal, ocorrida imediatamente após a sedimentação albo-cenomaniana. Gomes *et al.* (1988) reportam a maior persistência dos efeitos de escorregamento gravitacional em camadas mais novas, na área sul da bacia. Esta observação é relevante no que tange à prospectividade dos arenitos turbidíticos mais jovens, favorecidos naquela área sob o aspecto de migração de hidrocarbonetos (fig. 2).

Outro evento significativo, envolvendo a seção marinha da bacia, é a erosão submarina, destacando-se os *paleocanyons* de Fazenda Cedro e de Regência. Ambos tiveram sua implantação controlada por sistemas de falhas do embasamento e proporcionaram situações ideais para a formação de acumulações de hidrocarbonetos, condicionando a presença dos principais campos atualmente em produção.

A implantação dos *paleocanyons* permitiu a divisão da porção emersa da bacia em quatro províncias geológicas distintas (fig. 1): Plataforma de São Mateus, a nor-

te, que constitui a parte mais rasa, caracterizada por reservatórios arenosos de idade Alagoas e recobertos por espesso selo de anidrita; Plataforma de Regência, a sul, onde ocorreu o desenvolvimento de extensa plataforma carbonática durante o Albiano; e, intercalados a esta, os *paleocanyons* de Fazenda Cedro e Regência, onde os reservatórios são arenitos turbidíticos com idades que variam do Cretáceo Superior ao Eoceno.

4 – HISTÓRICO EXPLORATÓRIO

Em terra, a exploração de petróleo foi iniciada em 1958, com os primeiros levantamentos sísmicos, e a perfuração, no ano seguinte, do poço estratigráfico 2-CB-1-ES, próximo à cidade de Conceição da Barra. A evolução histórica das atividades de prospecção nessa área apresenta três fases principais:

4.1 – Período de 1959 a 1971

Caracterizado pelo ritmo pouco intenso e irregular das atividades de perfuração de poços exploratórios. Em 1969 ocorreu a descoberta do Campo de São Mateus, a primeira acumulação comercial de hidrocarbonetos da bacia;

4.2 – Período de 1972 a 1979

Iniciado pela descoberta do Campo de Fazenda Cedro, sendo que as atividades de perfuração assumiram um caráter mais intenso, iniciando-se também o processo de exploração;

4.3 – Período após 1979

Iniciado com a descoberta do Campo de Lagoa Parda; verificou-se uma notável intensificação no processo de avaliação da bacia, com grande ênfase nas atividades de desenvolvimento.

Na plataforma continental, as atividades exploratórias também tiveram início na década de 50, envolvendo inicialmente mapeamento sísmico e gravimétrico, com a perfuração, em 1969, do pioneiro 1-ESS-1, que foi o primeiro poço perfurado na plataforma continental brasileira.

Atualmente a bacia conta com cerca de 285 poços exploratórios perfurados na porção terrestre e 66 pioneiros na plataforma continental (tabela 1), que resultaram em 36 campos produtores, com apenas um destes na parte submersa da bacia.

5 – DESCRIÇÃO DOS PLAYS EXPLORATÓRIOS

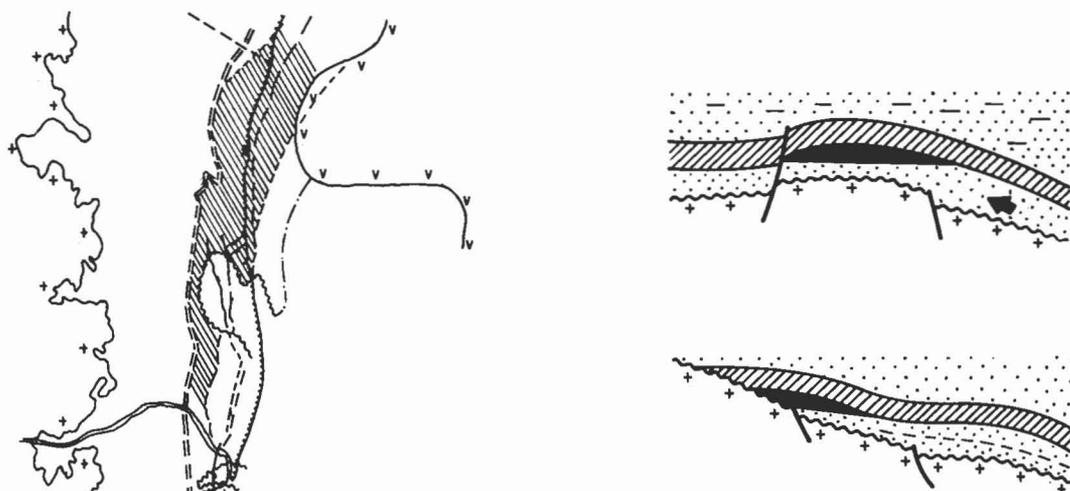
Dentro do quadro de evolução tectono-sedimentar, delineado a partir do conhecimento geológico acumulado ao longo da exploração, são reconhecidos 13 *plays* exploratórios na porção terrestre. Este grande número de *plays* identificados para a parte terrestre advém do maior detalhe assumido para essa porção da bacia, onde são verificadas várias peculiaridades geológicas e operacionais.

Para efeito de simplificação podemos agrupar os *plays* exploratórios em três grupos principais, de acordo com a idade dos reservatórios potencialmente produtores, com correspondência também na parte submersa da bacia: *Play* Alagoas, *Play* Albo-Cenomaniano e *Play* Cretáceo Superior e Terciário (fig. 3).

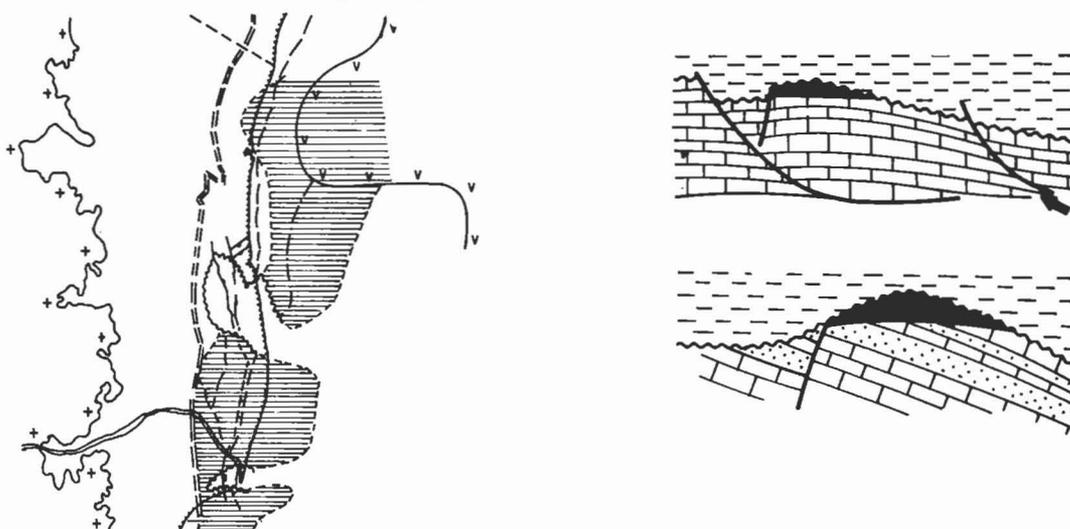
O *Play* Alagoas engloba os prospectos que visam aos reservatórios siliciclásticos da Formação Mariricu, capeados pelos depósitos da fase evaporítica. O controle das acumulações é predominantemente estrutural, configurando feições dômicas ao nível do capeador. São também admitidos trapeamentos estratigráficos dados pelo acunhamento da seção contra o embasamento na borda oeste da bacia (fig. 3A). Substituições locais da anidrita por calcários secundários propiciam a formação de reservatórios também produtores neste *play*.

O volume de óleo equivalente recuperável já apropriado neste *play* é de 39,6 milhões de barris, correspondendo aos campos da Plataforma de São Mateus e oeste da Plataforma de Regência. Na plataforma continental são verificadas acumulações subcomerciais na área adjacente à Plataforma de São Mateus, correspondendo aos mesmos reservatórios produtores da parte terrestre da bacia.

A) "PLAY" ALAGOAS



B) "PLAY" ALBIANO - CENOMANIANO



C) "PLAY" CRETÁCEO SUPERIOR E TERCIÁRIO

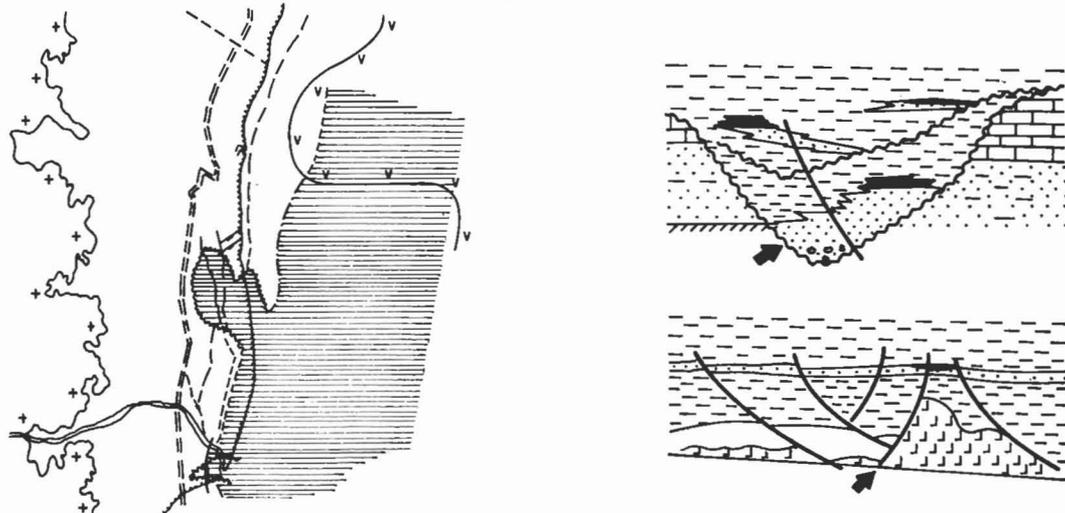


Fig. 3 - Distribuição das áreas prospectáveis e modelos de acumulações dos principais plays da Bacia do Espírito Santo.
 Fig. 3 - Distribution and accumulation models for main plays in Espírito Santo Basin.

TABELA I/TABLE I

ESFORÇO EXPLORATÓRIO NA BACIA DO ESPÍRITO SANTO
EXPLORATORY EFFORTS IN ESPÍRITO SANTO BASIN

	Cobertura sísmica (km)	Nº de poços exploratórios	Nº de campos descobertos	Volume de óleo recuperável (milhões de m ³)
Terra	9.768	285	35	11,508
Mar	40.169	66	01	2,016
Total	49.937	351	36	13,524

O Play Albo-Cenomanianno agrupa os prospectos que objetivam os reservatórios da Formação Barra Nova, capeados pelos folhelhos da seção marinha sobreposta ou por níveis internos de folhelhos e calcilitos. As acumulações têm controle estrutural dado por falhas lítricas e arqueamentos provocados pelo fluxo de sal. Apresentam, também forte componente estratigráfico, devido às variações de fácies dentro da Formação Barra Nova e à presença de truncamentos erosionais nas áreas proximais.

Os principais campos terrestres produtores neste play situam-se na Plataforma de Regência, e apresentam um volume de óleo equivalente recuperável de 10,5 milhões de barris. Na plataforma continental, o único campo de óleo descoberto produz em reservatórios deste play e possui um volume de óleo recuperável de aproximadamente 12,6 milhões de barris.

No Play Cretáceo Superior e Terciário agrupam-se os prospectos que visam aos arenitos turbidíticos da Formação Urucutuca. O condicionamento das acumulações é fortemente estratigráfico, na parte emersa da bacia, e preferencialmente estrutural, associado ao fluxo salino, na plataforma continental. Os

maiores campos e melhores reservatórios pertencem a este play, que já teve apropriado um volume de óleo equivalente recuperável de 58,5 milhões de barris.

Em direção à plataforma continental, o alto gradiente de declividade da bacia coloca a maioria dos objetivos exploratórios da parte emersa a profundidades elevadas (maiores que 4 000 m) que, aliado ao contexto estratigráfico-estrutural, determina áreas preferenciais de prospectividade dos vários plays. Assim sendo, na área norte, os prospectos são voltados para a seção Alagoas e Albo-Cenomanianna, enquanto na área sul, os objetivos são os turbiditos do Cretáceo Superior ao Mioceno.

6 - CONCLUSÕES

A parte emersa da bacia encontra-se já bastante explorada, porém a análise do seu potencial petrolífero, pelo método *Play Analysis*, ainda contempla a apropriação de óleo em volumes da mesma ordem de grandeza do atualmente provado. A expectativa de incorporação de volumes adicionais de hidrocarbonetos, em plays tradicionalmente produtores, é na forma de um grande número de acumulações de pequeno porte, tendência esta que já tem-se

caracterizado nos últimos anos, conforme relatado por Wolff (1988).

Esta perspectiva implica na redução da expectativa de prêmio individual dos futuros prospectos exploratórios, tornando-se crítica a avaliação dos aspectos econômicos envolvidos na exploração desses plays. Por outro lado, o histórico de produção torna tais acumulações economicamente atrativas, dado às facilidades de infra-estrutura de produção já implantadas.

A obtenção e o processamento dos dados sísmicos devem ser adequados a esta perspectiva exploratória, ou seja, visando à descoberta de campos pequenos, complexos e sutis.

A Bacia do Espírito Santo ainda contempla a existência de prospectos potenciais pouco conhecidos e ainda não avaliados, a exemplo dos objetivos pré-Alagoas e turbiditos da Formação Urucutuca, fora da área dos *paleocanyons*. Desse modo, o esforço exploratório também deve ter em vista estes objetivos para uma correta e oportuna avaliação da real potencialidade da bacia.

Na plataforma continental o esforço exploratório atual está concentrado na extremidade sul, objetivando reservatórios do Eoceno, Oligoceno e Mioceno, e na parte norte, no domínio do complexo vulcânico de Abrolhos.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- GOMES, J.B. *et al.* *Revisão geológica regional da Bacia do Espírito Santo*. Rio de Janeiro: PETROBRÁS/DEPEX/DIRNEM, 1988. (Relatório interno)
- WOLFF, B. *Histórico exploratório da Bacia do Espírito Santo*. Rio de Janeiro: PETROBRÁS/DEPEX/DEXES, 1988. (Relatório interno)

EXPANDED ABSTRACT

Exploratory efforts, models, and ideas pertaining to the Espírito Santo Basin,

located on the eastern Brazilian continental margin, are reviewed and a

summary of conceptions on basin formation and evolution is offered. The

outlook for future exploration activities is also presented, based on the results obtained so far.

The oldest sediments in the basin are Neocomian continental deposits overlying the crystalline basement. In the evolutionary sequence they correspond to a rift phase, when crustal stretching gave rise to north-south-trending normal faults. Containing the main hydrocarbon source rocks, this section corresponds lithologically to the lower portion of the Mucuri Member. The upper portion (Aptian Stage) contains sandstones and conglomerates deposited in alluvial and fluvial systems, with evidence of short periods of marine transgression. This unit is overlain by evaporites (Itaúnas Member) which represent a restricted sea environment and arid climate. The Itaúnas and Mucuri members constitute the Marricu Formation.

During the Albian and Cenomanian, shallow sea conditions led to the development of a large carbonate platform (Regência Member) which graded towards the mainland to strand-plain systems, generating a thick sandy section (São Mateus Member). This sequence as a whole is named the Barra Nova Formation. At that time, as a result of the opening process, the basin began to subside, tilting eastward. This triggered the

slumping of soluble salts deposited during the evaporitic phase and produced listric faults, swells, and domes.

The platform later became part of a deep-sea environment, with platform and slope sequences being deposited until the Tertiary. The three resultant formations are the Urucutuca (slope sediments), the Caravelas (carbonate platform), and the Rio Doce (strand plain). Submarine erosion also played an important role, forming the Fazenda Cedro and Regência paleocanyons; these in turn provided excellent conditions for the formation of the petroleum pools and contain the main producing oil fields in this basin.

Onshore exploration began in 1958 and the first field was discovered in 1969. Basin evaluation has intensified since exploitation activities got underway in 1972. Offshore exploration also began during the fifties, with well 1-ESS-1 having been drilled in 1969 - the first on the Brazilian continental shelf.

Three plays have been defined, according to reservoir ages: the Aptian, Albian/Cenomanian, and Upper Cretaceous/Tertiary. The first comprises structural traps sealed by evaporites in the Marricu Formation. The second contains reservoirs of the Barra Nova Formation, located in traps which are structurally

controlled by listric or stratigraphic faults, due to facies changes. The third comprises turbidite sandstones of the Urucutuca Formation, where traps are usually stratigraphic but sometimes display a structural component as a result of salt flow.

Offshore, the basin dips more sharply east and southward, meaning most targets are located at depths of over 4 000 m. Taken together with the structural and stratigraphic context, this suggests that better prospects are to be found in the Alagoas and Albian/Cenomanian reservoirs located in the north as well as in the Cretaceous through Miocene turbidites in the south.

Onshore exploration has reached an advanced stage but the volume of hydrocarbons already discovered is still expected to double, mainly in small fields whose profitability is assured by reduced investment requirements and the ready availability of good production infrastructure.

The Espírito Santo Basin contains prospects which are not yet well known or evaluated, and these tend to represent the next exploration frontier. Such prospects include Pre-Aptian reservoirs, turbidites outside paleocanyon areas, and all plays on the continental shelf.

