

**BACIA DO ESPÍRITO SANTO - MAR**  
Sumário Geológico e Setores em Oferta

Superintendência de Definição de Blocos  
SDB

Elaborado por: Ronan Magalhães Ávila  
2017

## SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO.....	1
2. HISTÓRICO EXPLORATÓRIO.....	2
3. EVOLUÇÃO TECTONOESTRATIGRÁFICA.....	4
4. SISTEMAS PETROLÍFEROS .....	9
4.1 Geração e Migração .....	9
4.2 Rochas Reservatório .....	10
4.3 Rochas Selantes .....	11
4.4 Trapas .....	11
4.5 <i>Plays</i> Exploratórios .....	12
5. SETORES EM OFERTA.....	16
5.1 Descrição Sumária .....	16
5.2 Avaliação dos Blocos Propostos.....	17
6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	17

## 1. INTRODUÇÃO

A Bacia do Espírito Santo-Mucuri é comumente citada na literatura especializada como uma única bacia por não apresentar limites geológicos que as separe, no entanto, uma vez que a porção geográfica que delimita a Bacia de Mucuri não foi contemplada neste estudo, será utilizada a nomenclatura Bacia do Espírito Santo.

A Bacia do Espírito Santo localiza-se na margem continental leste do território brasileiro (Figura 1), ocupando uma área de aproximadamente 115.200 km<sup>2</sup>, dos quais 101.880 km<sup>2</sup> encontram-se submersos. Os limites da bacia dão-se ao Norte pela Bacia de Mucuri (limite geográfico), que por sua vez faz fronteira com a Bacia de Cumuruxatiba pelo Complexo Vulcânico de Abrolhos. Ao Sul, se limita da Bacia de Campos pelo Alto de Vitória.

Para a 14ª Rodada de Licitações da ANP, estão em oferta 7 blocos exploratórios, sendo 1 no setor SES-AP1 e 6 no setor SES-AP2, totalizando área de 5.027,54 km<sup>2</sup>.

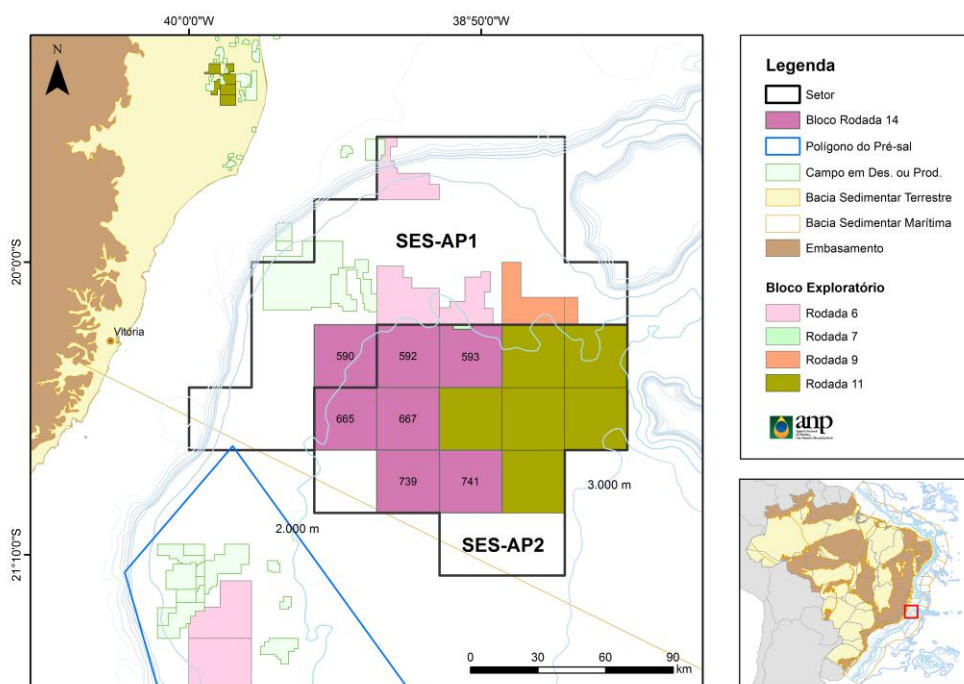


Figura 1. Localização da Bacia do Espírito Santo, com destaque para os blocos sugeridos para oferta na 14ª Rodada de Licitações da ANP.



## 2. HISTÓRICO EXPLORATÓRIO

A porção emersa da bacia é bem conhecida e classificada como bacia madura, enquanto que a porção marítima é relativamente pouco conhecida, sobretudo em águas profundas e ultraprofundas.

O esforço exploratório para prospecção de hidrocarbonetos na Bacia do Espírito Santo teve início no final da década de 1950. Em 1959 e 1961 foram perfurados dois poços estratigráficos terrestres na região de Conceição da Barra e Ilha de Santa Bárbara, respectivamente. Este último constatou a ocorrência de espessa camada vulcânica.

Um marco nacional na exploração de hidrocarbonetos ocorreu no ano de 1968, em que foi perfurado o poço 1-ESS-1-ES, o primeiro poço em plataforma continental brasileira.

Em 1969 foi descoberta a primeira acumulação comercial da bacia, denominado Campo de São Mateus, em reservatórios siliclásticos de idade Alagoas, abaixo da sequencia evaporítica, na porção emersa.

Na década de 1970 foram intensificados os esforços exploratórios impulsionados pelas descobertas dos campos de Fazenda Cedro (1972) e Lagoa Parda (1979), ambos na porção emersa.

No ano de 1977 foi realizada a primeira descoberta em área submersa da Bacia do Espírito Santo, denominada campo de Caçã, distando 50 quilômetros a sudeste de São Mateus, em cota batimétrica de apenas 19 metros (França e Moriak, 2009). Desde então foram realizadas algumas descobertas na porção submersa dessa bacia: Cangoá (1988), Peroá (1996), Golfinho (2003), Canapú (2004) e Camarupim e Camarupim Norte (2007), estes últimos foram unitizados. Atualmente há seis Planos de Avaliação de Descoberta ativos.

Desde 2010 alguns poços pioneiros e de extensão vem sendo perfurados na área dos blocos arrematados nas rodadas 06, 07 e 09, sendo o resultado desse esforço exploratório bastante positivo, com a descoberta de óleo leve e gás.

Até o momento foram perfurados um total 731 poços exploratórios na Bacia do Espírito Santo, sendo 201 poços na porção submersa.

A bacia é coberta por levantamentos sísmicos de reflexão 2D e 3D, além de dados gravimétricos e magnetométricos em toda sua extensão. A distribuição dos dados sísmicos e de poços pode ser observada na Figura 2.

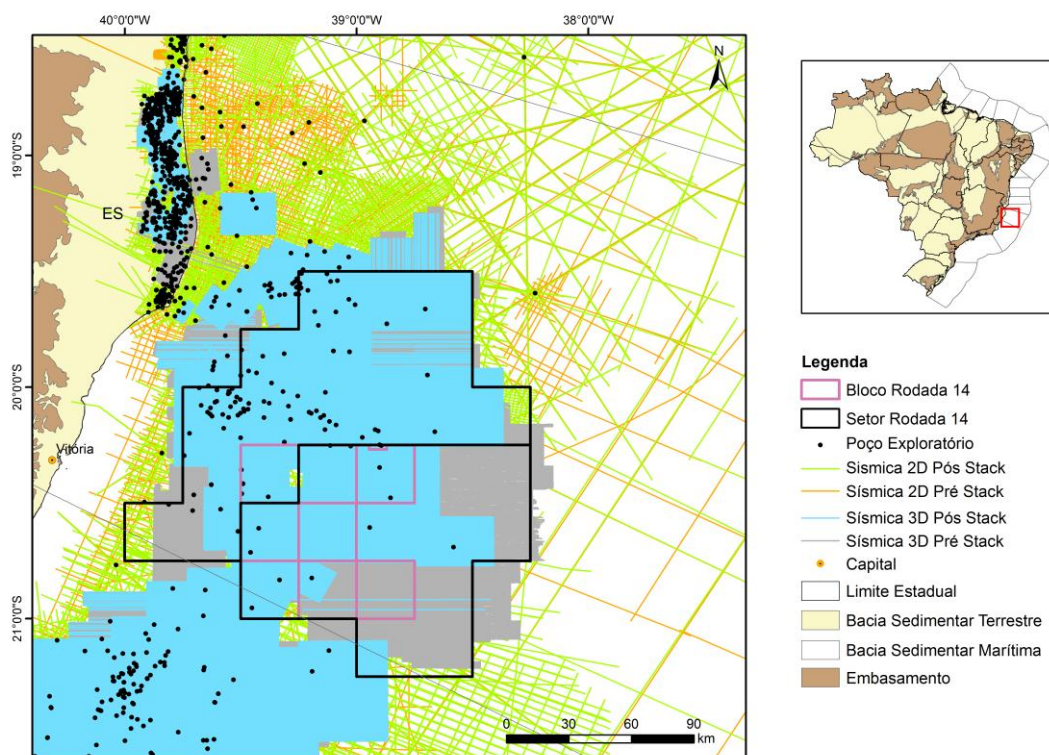


Figura 2. Mapa com distribuição dos dados sísmicos e de poços na região dos blocos da 14ª Rodada de Licitações da ANP.

Atualmente doze blocos ou parte de blocos estão em concessão na porção submersa desta bacia. Destes, seis blocos foram arrematados na 11ª Rodada de licitações da ANP.

Como resultado das atividades exploratórias, atualmente a Bacia do Espírito Santo produz 30.492 bbl/d de petróleo e 3.403 Mm<sup>3</sup>/d de gás natural (dados de março de 2017). Essa produção advém da exploração de 40 campos,



destes, apenas quatro são localizados na porção marítima (dados de maio de 2017).

Golfinho, o principal campo da bacia, teve sua produção iniciada no ano de 2006. Este campo dista aproximadamente 60 km da costa, em lâminas d'água ente 700 e 1.740 metros, a leste de Golfinho foram descobertos outros campos que tem com reservatórios areias Cretáceas acumuladas em calhas controladas pela tectônica sal.

### **3. EVOLUÇÃO TECTONOESTRATIGRÁFICA**

A evolução tecnoestratigráfica da Bacia do Espírito Santo é típica das bacias da margem leste brasileira. Segundo o diagrama estratigráfico (Figura 3) proposto por França, et. al. (2007), a evolução estratigráfica da bacia pode ser subdividida em três fases principais. A fase rifte ocorreu entre Neocomiano e Eo-Aptiano, a fase pós-rifte foi restrita ao Neo-Aptiano e, a fase Drifte se iniciou no Albiano e segue até os tempos atuais.

A fase rifte ou continental predominou o ambiente lacustre com contribuição fluvial e aluvial nas bordas dos falhamentos, enquanto que nos altos estruturais internos depositaram-se coquinas e outros carbonatos. Os diversos pulsos tectônicos estão registrados por conglomerados sintectônicos de bordas de falhas, bem como vulcânicas da Formação Cabiúnas.

Falhas normais de direção aproximada norte-sul produziram *horts* e meio-grabens, limitados no topo por uma discordância regional pré-aptiana e preenchidos por sedimentos típicos de ambiente continental (Formação Cricaré), entre os quais arenitos cinzentos e conglomerados do Membro Jaguaré e folhelhos lacustres, carbonatos (coquinas) e margas do Membro Sernambi, por vezes intercalados com rochas vulcânicas da Formação Cabiúnas. Estes sedimentos repousam discordantemente sobre o embasamento Pré-Cambriano,



sendo seu limite superior com a sequência pós-rifte representado pela discordância pré Neo-Alagoas.

O Pós-rifte da Bacia do Espírito Santo é representado por pacotes de sedimentos siliciclásticos (Membro Mucuri) e evaporíticos (Membro Itaúnas) da Formação Mariricu, registro das primeiras incursões marinhas na bacia. Os sedimentos desta fase possuem ampla distribuição areal, assentando-se discordantemente sobre o embasamento Pré-Cambriano ou sobre a Formação Cricaré. Seu limite superior é concordante com o Grupo Barra Nova na porção leste da bacia e, discordante com a Formação Urucutuca, na porção oeste.

A fase drifte da Bacia do Espírito Santo representa o pacote sedimentar mais espesso e, na porção submersa, o mais representativo. Em águas profundas e ultraprofundas o drifte apresenta sistemas petrolíferos comprovados e *plays* estabelecidos. Esta sequência pode ser dividida em uma seção marinha transgressiva, representada pelo Grupo Barra Nova do Albo-Cenomaniano, e uma seção marinha transgressivo-regressiva, representado pelo Grupo Espírito Santo, depositado entre o Cenomaniano e o Recente.

O Grupo Barra Nova é representado pelas Formações São Mateus e Regência. A primeira, constituída por espessos intervalos de arenitos arcoseanos e, a segunda, por espessos intervalos de sedimentos carbonáticos. O Grupo Espírito Santo é representado pelas Formações Urucutuca, Caravelas e Rio Doce. A Formação Urucutuca, depositada do Cenomaniano ao Recente, caracteriza-se nas porções terrestres e proximais da bacia por folhelhos intercalados com conglomerados; nas partes mais rasas por calcários e arenitos e, em direção às águas profundas, por um incremento na proporção de sedimentos pelíticos sobre os clásticos grossos e carbonáticos, com arenitos turbidíticos intercalados aos folhelhos e margas de ambiente batial a abissal. A Formação Caravelas compõe-se por calcarenitos bioclásticos e calcilutitos. A Formação Rio Doce é constituída por sedimentos clásticos de ambiente nerítico, cujo contato inferior é gradacional com os sedimentos das Formações Caravelas e Urucutuca.



Durante o Paleoceno e Eoceno ocorreu, na parte submersa, a ocorrência de extensos derrames basálticos localizados a leste/nordeste da bacia, os quais foram eventualmente cobertos pela Formação Caravelas.

No Plioceno tem-se a deposição da Formação Barreiras, formada por sedimentos clásticos pouco consolidados que ocorrem em toda a faixa litorânea da bacia.

Praticamente toda a coluna sedimentar foi deformada por diversos eventos tectônicos. Inicialmente, devido à deriva continental e à subsidência térmica, a cunha sedimentar sofreu basculamento para leste e, sob influência concomitante da sobrecarga sedimentar, formaram-se diápiros e outras estruturas relacionadas à halocinese, que se concentraram principalmente na área leste e em águas profundas ao sul da bacia.

Falhas normais de grande rejeito vertical resultantes da tectônica salífera controlaram a sedimentação pós-evaporítica. Esta movimentação propiciou, sobretudo entre o Cenomaniano e o Maastrichtiano, a formação de calhas que controlaram o fluxo das correntes de turbidez.

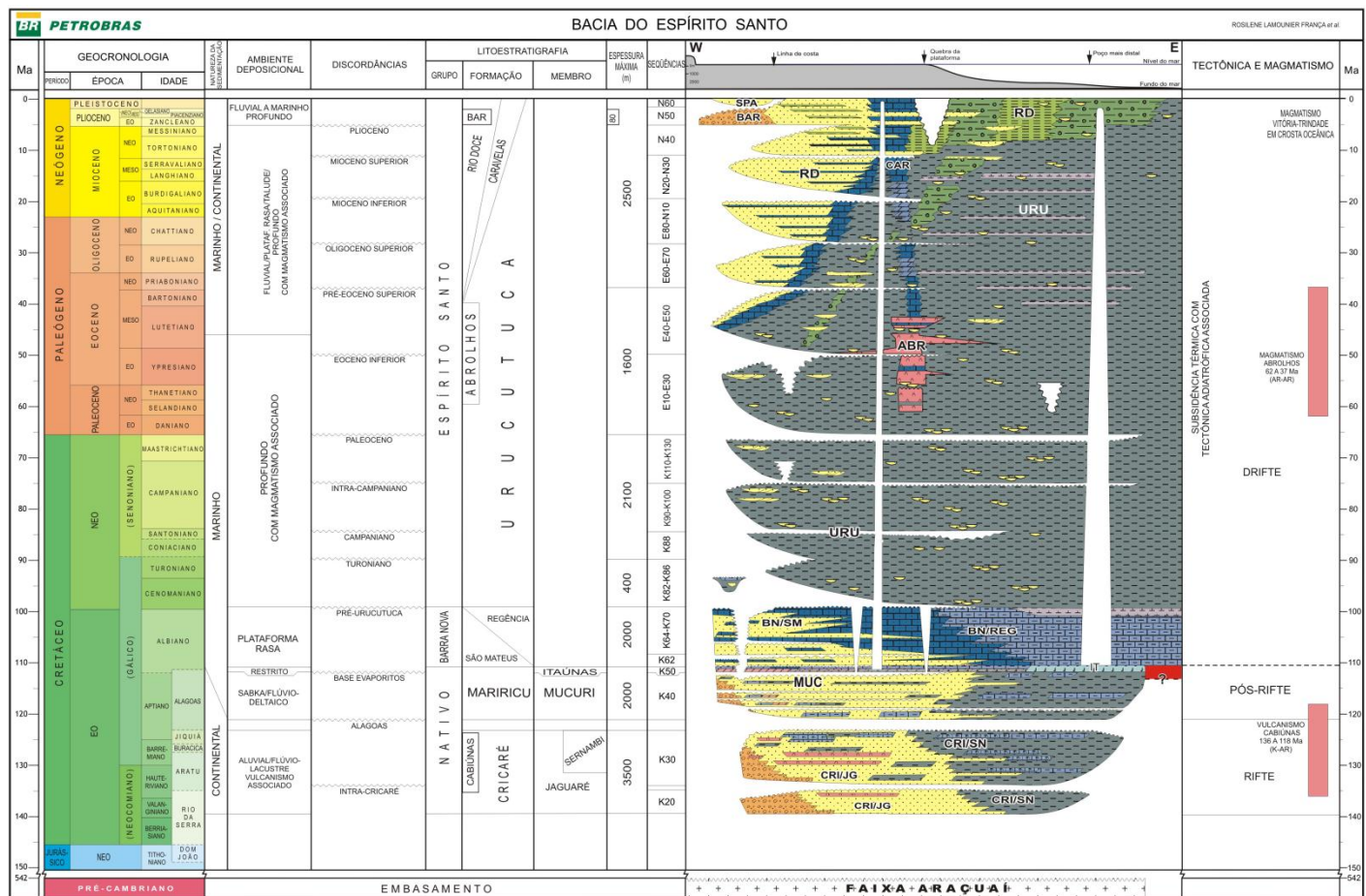
Outro evento que influenciou a geometria da bacia e a deposição dos sedimentos foi à ocorrência de uma série de derrames basálticos submarinos, em intervalos dentro do Paleoceno, que resultaram na formação de um complexo vulcânico-sedimentar expressivo – o Banco de Abrolhos – na porção leste-nordeste da bacia. A implantação desse banco vulcânico resultou, na diminuição do gradiente de mergulho da bacia e na criação de uma barreira externa para a deposição dos turbiditos nessa área. Por outro lado, este complexo vulcânico também contribuiu para a criação de áreas protegidas ou depocentros, com diferentes geometrias, para a deposição de corpos turbidíticos de características peculiares.

No centro-sul, com características de uma região de águas profundas e ultraprofundas, nos limites com a Bacia de Campos, a cobertura sedimentar do Cretáceo Superior ao Neógeno é relativamente menos espessa devido a fatores tectônicos e pela expressiva redução na presença dessas vulcânicas.





Nesta porção da bacia se observa mais claramente nas linhas sísmicas, de oeste para leste, estruturas características alinhadas em faixas ou domínios: primeiramente, uma sucessão de estruturas do tipo *rollover* associadas a um talude com alto mergulho, onde a “fuga” do sal para as partes mais profundas foi mais intensa, em seguida, estruturas tipo almofadas de sal, com reflexo até o nível do Neocretáceo passando para os diápiros de sal e, na porção mais profunda, se observa o domínio do sal alóctone.





## **4. SISTEMAS PETROLÍFEROS**

A Bacia do Espírito-Santo possui sistemas petrolíferos comprovados, apresentando grandes diferenças entre suas porções emersa e marítima. Em terra, o principal sistema petrolífero é composto por geradores lacustres da fase rifte e, trapas majoritariamente relacionadas às falhas do rifte. Na porção marítima predomina o sistema petrolífero Urucutuca-Urucutuca (!) da fase drifte, caracterizado pelos geradores de origem marinha, enquanto a migração e trapeamento estão fortemente relacionados à movimentação do sal e, os reservatórios são representados pelos turbiditos da Formação Urucutuca, condicionados ou não por calhas erosivas.

### **4.1 Geração e Migração**

A principal rocha geradora na porção terrestre da Bacia do Espírito Santo é representada pelos folhelhos lacustres do Andar Jiquiá, da porção superior da sequencia rifte (Membro Sernambi da Formação Cricaré). Apresenta teores de carbono orgânico total (COT) entre 2,0 e 7,0% e matéria orgânica predominantemente do tipo I. Os hidrocarbonetos produzidos nos campos de Regência, Fazenda Cedro e Cação estão correlacionados a esta rocha geradora, caracterizando assim o sistema petrolífero da fase rifte (Cricaré - Mariricu).

As camadas de folhelhos negros associados aos evaporitos da Formação Mariricu apresentam bom potencial gerador, contudo, são camadas pouco espessas com teores de COT variáveis entre 0,50 e 2,0 % e matéria orgânica do tipo II. Os hidrocarbonetos produzidos pelos campos terrestres da porção norte da bacia, tais como o de Rio Itaúnas e São Mateus, são correlacionados a este gerador.



As rochas da Formação Regência são consideradas rochas geradoras potenciais. Consistem de margas e calcilitos depositados em ambiente marinho anóxico.

Na porção submersa, objeto deste estudo, os folhelhos pretos Cenomanianos e Turonianos da Formação Urucutuca representam os geradores principais. Os sedimentos que deram origem a essas rochas foram depositados em ambiente marinho. Os folhelhos geradores apresentam espessuras entre 40 e 100 m, COT entre 2 e 8%. Importante ressaltar que os folhelhos de idade Albiana se apresentam como rochas geradoras potenciais.

A migração de hidrocarbonetos gerados na seção Albo-Turoniana é predominantemente vertical e de curta distância na área em estudo, ocorre através dos flancos dos domos de sal e pelas falhas associadas à halocinese. Por vezes, a migração pode ocorrer por meio de contato direto entre a rocha geradora e as rochas-reservatório em função da presença estruturas de empurrão.

## **4.2 Rochas Reservatório**

As rochas reservatório ocorrem em toda coluna sedimentar, incluindo a seção rifte, pós-rifte e drifte, e ocorrem com ampla distribuição regional na bacia. Contudo, as descobertas recentes da porção submersa são relacionadas à seção drifte.

Na porção terrestre constituem exemplos de reservatórios portadores de hidrocarbonetos os arenitos flúvio-deltaico Neo-Aptianos do Membro Mucuri (campos de São Mateus, Rio Itaúnas e Fazenda Cedro). Sedimentos clásticos da Formação São Mateus é observado também em plataforma rasa como no campo de Cação.



Na porção marítima constituem exemplos de reservatórios portadores de hidrocarbonetos os arenitos turbidíticos da Formação Urucutuca, do Neocretáceo e Paleógeno (campos de Golfinho, Cangoá e Peroá). Os reservatórios produtores do campo de Golfinho são representados por corpos canalizados de arenito turbidítico em meio a uma espessa seção de folhelhos da Formação Urucutuca.

Nos blocos concedidos na porção Norte, vizinhos aos blocos em oferta, são abundantes as areias turbidíticas, observadas desde o Campaniano ao Eoceno, com algumas notificações recentes de descoberta de gás e óleo leve, com baixo RGO e ausência de biodegradação. A porosidade desses reservatórios é excelente.

#### **4.3 Rochas Selantes**

Os evaporitos do Membro Itaúnas, da Formação Mariricu, representam selo para reservatórios mais antigos e, também, para reservatórios mais recentes, caracterizando inversão estratigráfica-estrutural. Os folhelhos e sedimentos finos da Formação Urucutuca representam o selo mais abundante da bacia, sobretudo para os turbiditos da seção Drifte que estão disseminados por toda seção.

#### **4.4 Trapas**

As trapas identificadas na Bacia do Espírito Santo são bastante diversificadas.

Na seção rifte a movimentação estrutural resultou na presença abundante de *horsts* e grábens e, blocos basculados, constituindo condições favoráveis às acumulações de hidrocarbonetos.



Para a seção marinha clástico-carbonática Cretácea, as trapas podem ser estruturais, estratigráficas ou paleogeomórficas. As paleogeomórficas são representadas pela erosão de reservatórios Albianos, como ocorre no Campo de Cação. As trapas estratigráficas formam-se, principalmente, pelas feições de truncamento de reservatórios Cretáceos contra as paredes de cânions. As trapas puramente estruturais são representadas pelas anticlinais em *rollovers* associadas às falhas lítricas, como observado na Plataforma de São Mateus e em águas profundas na porção sul da bacia, relacionadas à quebra do talude e movimentação do sal.

Para as águas profundas e ultraprofundas abrangidas pelo presente estudo, às trapas são essencialmente estratigráficas, estruturais ou mistas.

Nos blocos em oferta são abundantes os turbiditos caracterizados pela geometria de canais preenchidos por sedimentos clásticos, para os quais predominam as trapas mistas, comumente ocorrendo truncamento lateral com corpos de sal alóctones e autóctones. Da mesma forma são abundantes os turbiditos caracterizados pela geometria externa em forma de leques, neste caso, além das trapas mistas, são comuns as trapas essencialmente estratigráficas.

#### **4.5 Plays Exploratórios**

No estudo contratado pela ANP, intitulado “Modelagem dos Sistemas Petrolíferos das Bacias do Espírito Santo/Mucuri” foram descritos seis *plays* exploratórios:

- Play Cricaré
- Play Mucuri
- Play Albiano Paleogeomórfico
- Play Albiano Estruturado



- Play Turbiditos Urucutuca
- Play Turbiditos Urucutuca contra corpos de sal

*Play Cricaré* - Os reservatórios correspondem principalmente a arenitos, mas também, eventualmente, calcários coquinóides da Formação Cricaré, de idade variando de Neocomiana a Eo-Aptiana. Esses reservatórios estariam estruturados pela tectônica rifte, com sua ocorrência relacionada a blocos altos e/ou basculados.

A Bacia do Espírito Santo difere da Bacia de Campos na seção pré-sal por apresentar na sua seqüência sin-rifte (pré-evaporítica), pelo menos na parte rasa mais conhecida, predominância de sedimentos clásticos grosseiros, com poucos folhelhos lacustres (folhelhos geradores).

*Play Mucuri* - Trata-se de *play* comprovado, que produz, entre outros, nos campos de Campo Grande, Mariricu, Córrego Cedro Norte e Fazenda São Jorge. É composto pelos reservatórios areníticos do Membro Mucuri, selados pelos evaporitos do Membro Itaúnas, ambos da Formação Mariricu, que ocorre acima da discordância Pré-Neo-Alagoas.

*Play Albiano Paleogeomórfico* – O Albiano nas bacias do Espírito Santo é formado pelos arenitos alúvio-flúvio-deltaicos da Formação São Mateus e pelos calcários neríticos da Formação Regência. Essas formações se apresentam cortadas pela discordância Pré-Urucutuca, gerando situações em que hidrocarbonetos podem ser armazenados em estruturas de paleo-relevo, seladas pelos folhelhos da Formação Urucutuca (Figura 4). Os campos de São Mateus, Rio Preto, Rio Itaúnas, Rio São Mateus, Rio Doce, Mariricu Norte, Lagoa Piabanha, entre outros, são exemplos de acumulações ligadas a esse *play*, em terra. O campo de Cação é um exemplo no mar.

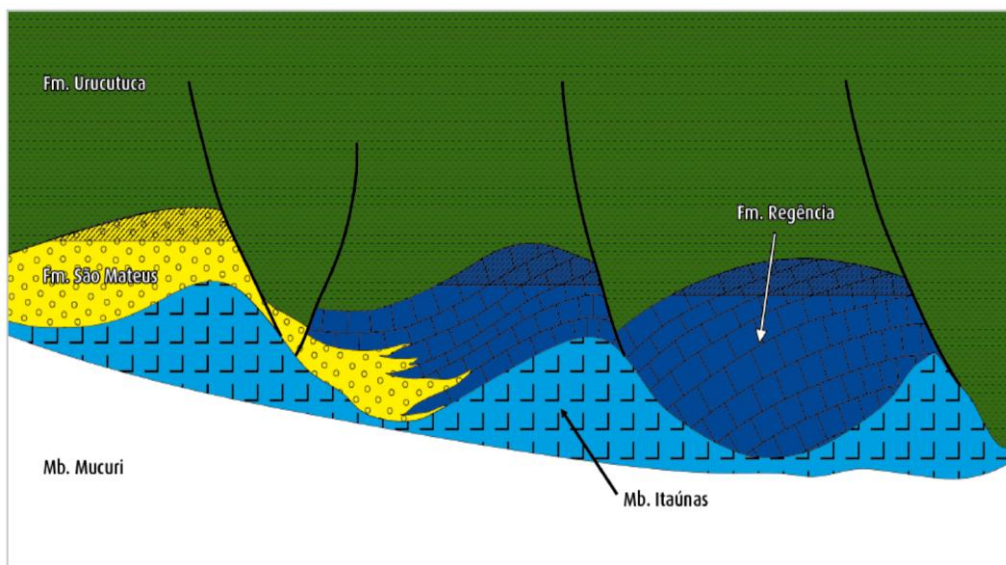


Figura 4. Representação esquemática das possíveis expressões do play Albiano Paleogeomórfico na Bacia do Espírito Santo (ANP/COPPE, 2008).

*Play* Albiano Estruturado – Correspondem as configurações em que o Albiano das bacias do Espírito Santo, especialmente a Formação Regência, está estruturada pela ação da halocinese, por meio de falhas lítricas que geram estruturas tipo *rollover*. Os selos são os folhelhos da Formação Urucutuca.

*Play* Turbiditos Urucutuca – Os reservatórios deste play são os arenitos turbidíticos, de idade Cenomaniana ao Recente, pertencentes à Formação Urucutuca, estruturados como efeito da halocinese, associados ou não a falhas que podem servir de condutos para os hidrocarbonetos. Esses depósitos se desenvolveram nos grandes baixos estruturais e, principalmente, em direção à região *offshore* (Figura 5). As primeiras descobertas relacionam-se aos cânions terrestres de Fazenda Cedro e de Lagoa Parda. Outras acumulações incluem os campos de Fazenda Cedro Norte, Lagoa Suruaca, Fazenda Queimadas, Lagoa Parda Norte, Barra do Ipiranga e Cacimbas. Dentro dos cânions citados e na porção mais proximal da bacia, em terra e junto à costa, foram descobertas várias acumulações de pequeno e médio porte de petróleo e de gás natural. Os



campos de Golfinho e Canapú, cujos reservatórios são do Neo-Cretáceo, também são representantes deste *play*.

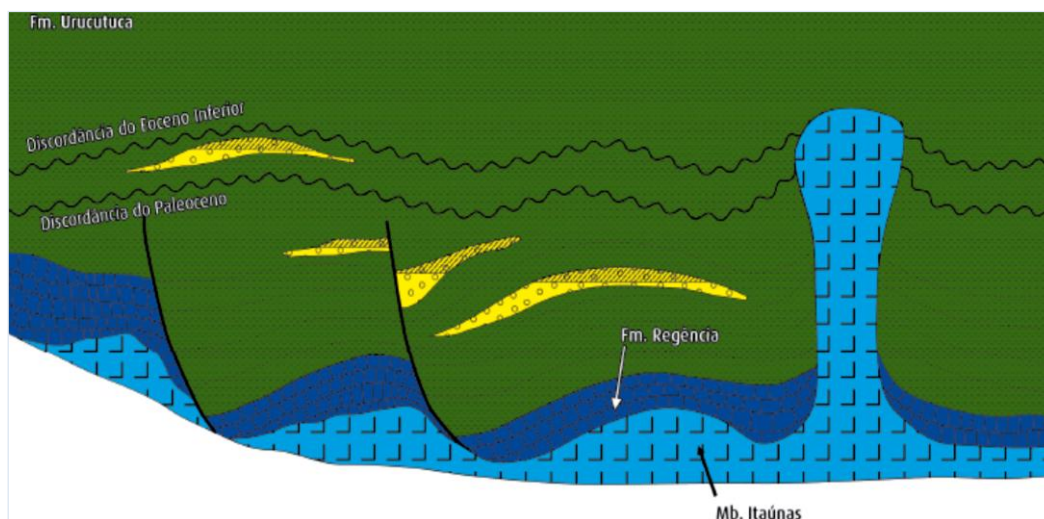


Figura 5. Representação esquemática do *play* Turbiditos Urucutuca na Bacia do Espírito Santo (ANP/COPPE, 2008).

*Play* Turbiditos Urucutuca contra Corpos de Sal - os reservatórios correspondem os arenitos turbidíticos, de idade Cenomaniana ao Recente, pertencentes à Formação Urucutuca. O que diferencia estas oportunidades exploratórias do *play* anterior é que além do fator trapeamento, o corpo de sal também atua diretamente como rocha selante (Figura 6). Este *play* é comprovado na Bacia do Espírito Santo, pelos campos de Congoá e Peroá.

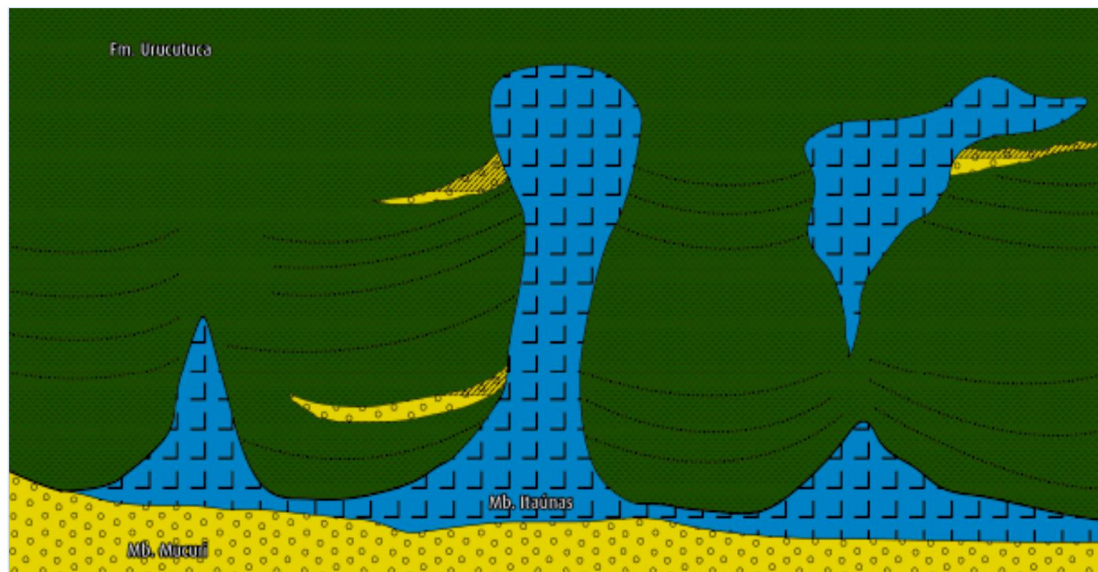


Figura 6. Representação esquemática do play Turbiditos Urucutuca contra corpos de sal Espírito Santos (ANP/COPPE, 2008).

Com base na divisão proposta no estudo suprarreferido, para os blocos em oferta na 14ª rodada de licitações, os principais *plays* esperados são os Turbiditos Urucutuca em trapas estratigráficas e Turbiditos Urucutuca contra corpos de sal.

## 5. SETORES EM OFERTA

### 5.1 Descrição Sumária

Para a 14ª Rodada de licitações da ANP estão em oferta sete blocos exploratórios, sendo um no setor SES-AP1 e seis no setor SES-AP2, totalizando uma área de 5.027,44 km<sup>2</sup>.



## 5.2 Avaliação dos Blocos Propostos

Os blocos selecionados localizam-se entre a porção centro sul da Bacia do Espírito-Santo e o limite com a Bacia de Campos, em lâminas d'água de 1.700 a 2.750 metros. A região é coberta por levantamentos sísmicos bidimensionais e tridimensionais.

No setor SES-AP1, o bloco ES-M-590 faz fronteira com os campos relacionados ao *Play* Turbiditos Urucutuca. Nesta região também se observa o *Play* Albiano Estruturado.

No setor SES-AP2, os blocos ES-M-592 e ES-M-593 fazem fronteira com prospectos recentemente testados e que vem apresentando bons resultados, sobretudo relacionados aos *Plays* Turbiditos Urucutuca em trapas estratigráficas e Turbiditos Urucutuca contra corpos de sal. Por toda região ofertada são observadas condições favoráveis para ocorrência de canais erosivos que datam do Cretáceo Superior ao Recente, além de leques turbidíticos. Fazem fronteira com a Bacia de Campos os blocos ES-M-739 e ES-M-741.

## 6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANP-COPPE/UFRJ, 2008. Mapeamento e Modelagem dos Sistemas Petrolíferos das Bacias de Cumuruxatiba e Espírito Santo. Superintendência de Definição de blocos, relatório interno.

FRANÇA, R. L. *et al*, "Bacia do Espírito Santo". Boletim de Geociências da Petrobras, Rio de Janeiro, v.15, n.02, p.501-509, jan./mar. 2007.

MOHRIAK, W.; Szatmari. P., Anjos S. M. C., Geologia e Tectônica, Exemplos nas Bacias Brasileiras, p. 286-301, 2008.