



AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO,
GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS
DÉCIMA TERCEIRA RODADA DE LICITAÇÕES

Brasil
13ª Rodada
Licitações de Petróleo e Gás

BACIA DO ESPÍRITO SANTO

Sumário Geológico e Setores em Oferta

Superintendência de Definição de Blocos
SDB

Elaborado por: Ronan Ávila

2015



SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO.....	1
2. HISTÓRICO EXPLORATÓRIO.....	2
3. EVOLUÇÃO TECTONOESTRATIGRÁFICA.....	5
4. SISTEMA PETROLÍFERO.....	10
4.1. Geração e Migração	10
4.2. Rochas Reservatório	11
4.3. Rochas Selantes	12
4.4. Trapas	12
4.5. Plays Exploratórios	13
5. SETORES EM OFERTA.....	17
5.1 Descrição Sumária	17
5.2 Avaliação dos Blocos Propostos.....	17
5.3 Objetivo Exploratório	18
6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	18



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 km², dos quais 101.880 km² encontram-se submersos. O 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 13ª 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 5.027,44km².

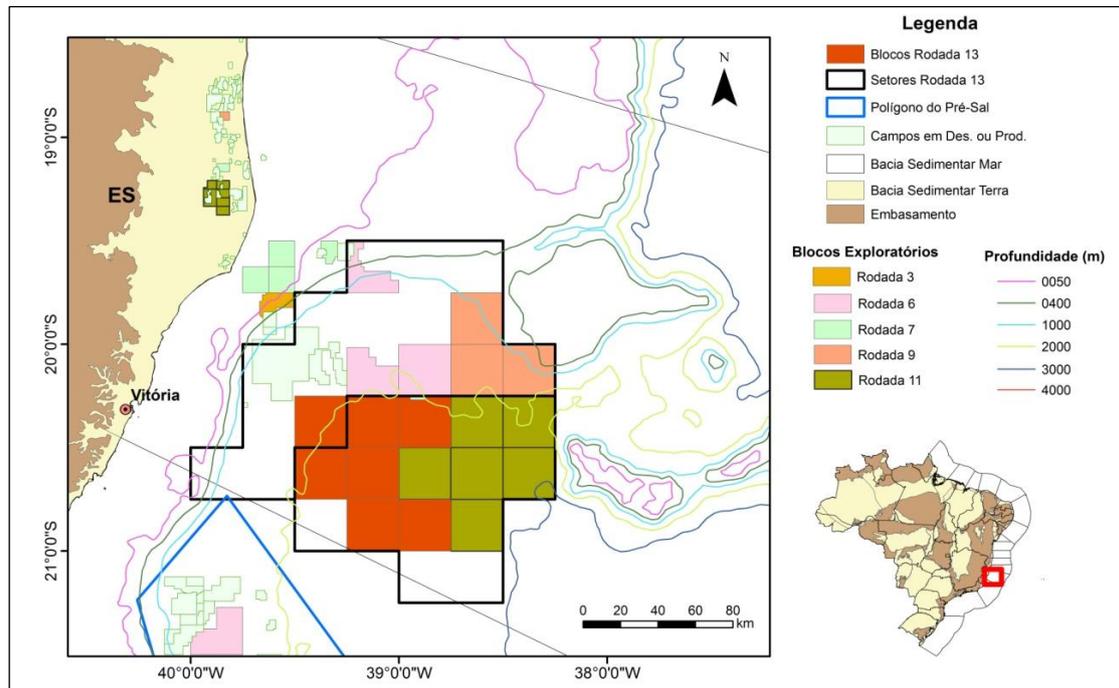


Figura 1. Localização da Bacia do Espírito Santo, com destaque para os blocos sugeridos para oferta na 13ª Rodada de Licitações da ANP.

2. HISTÓRICO EXPLORATÓRIO

A porção emersa da bacia é bem conhecida e classificada como bacia madura, enquanto que a porção marinha 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 primeiro poço em plataforma continental brasileira, denominado 1-ESS-1-ES.



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 Cação, 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: Congoá (1988), Peroá (1996), Golfinho (2003), Canapú (2004) e Camarupim e Camarupim Norte (2007). Há ainda Planos de Avaliação de Descoberta em andamento.

Até o momento foram perfurados 190 poços exploratórios na porção marinha da Bacia do Espírito Santo.

A bacia conta ainda com boa cobertura de sísmica 2D e 3D (Figura 2), além de dados gravimétricos e magnetométricos em toda sua extensão.

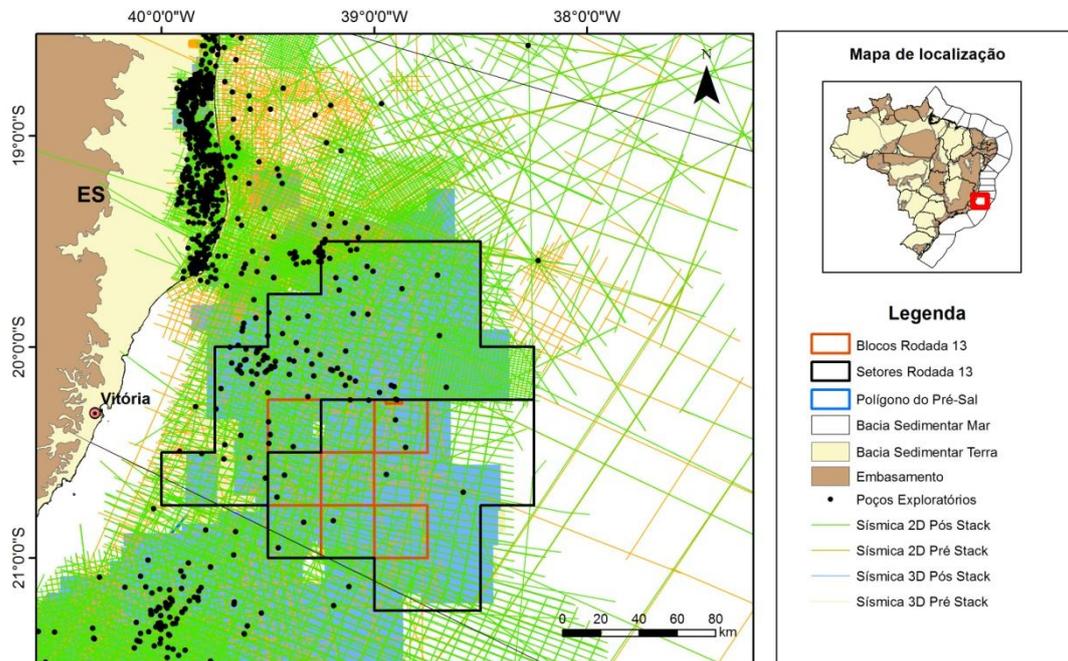


Figura 2. Mapa com distribuição dos dados sísmicos e de poços na região dos blocos da 13ª Rodada de Licitações da ANP.

Atualmente existem quatorze blocos 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 27.654 bbl/d de petróleo e 3.045 Mm³/d de gás natural (dados de março de 2015). Essa produção advém da exploração de 40 campos, destes, apenas cinco são localizados na porção marinha.

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 recentemente outros campos que tem como reservatórios areias cretáceas acumuladas em calhas controladas pela tectônica sal.



Recentemente houve notificação de descoberta a partir da perfuração do poço 3-BRSA-1253D-ESS, em profundidade de água de 1.886 metros, sendo observada a presença de óleo de boa qualidade em reservatórios localizados em profundidade de 3.550 metros. Foram comunicadas ainda acumulações e indícios na região ofertada na Rodada 6, como, por exemplo, nos poços 1-BRSA-939-ESS, 1-BRSA-936D-ESS e 1-BRSA-926D-ESS.

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 do Valanginiano ao Eo-Aptiano, a fase pós-rifte ocorreu no 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 (rifte-sag) 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 seqüência pode ser dividida em uma seção marinha transgressiva, representada pelo Grupo Barra Nova do Albo-Cenomaniano, e uma seção marinha transgressiva-regressiva, representada pelo Grupo Espírito Santo, depositada entre o Cenomaniano e o Recente.

O Grupo Barra Nova é representado pelas Formações São Mateus e Regência. A primeira é constituída por espessos pacotes de arcóseos e arenitos arcoseanos e, a segunda, por espessos pacotes de sedimentos carbonáticos. O Grupo Espírito Santo é representado pelas Formações Urucutuca, Caravelas e Rio Doce, além da Formação Abrolhos. A Formação Urucutuca, depositada do Cenomaniano ao Recente, se caracteriza 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 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 um 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.

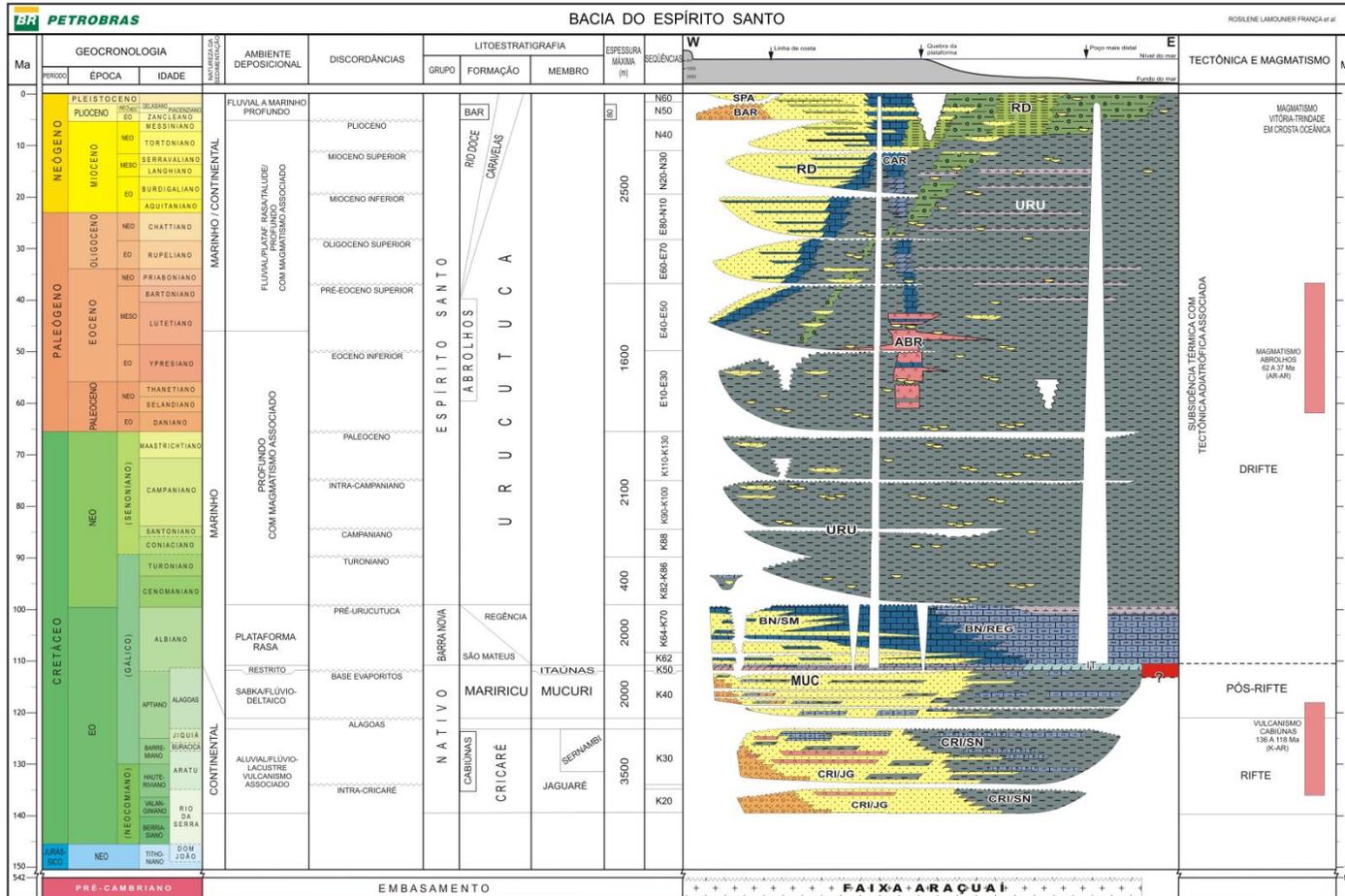
Outro evento que influenciou a geometria da bacia e a deposição dos sedimentos foi a ocorrência de uma série de derrames basálticos submarinos, em intervalos dentro do Paleoceno, que resultaram na formação de um complexo vulcânico-sedimentar expressivo – o Banco de Abrolhos – na porção leste-nordeste da bacia. A implantação desse banco vulcânico resultou, provavelmente, 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 pode ter contribuído para a criação de áreas protegidas ou depocentros, com diferentes geometrias, para a deposição de corpos turbidíticos de características peculiares. Em decorrência desse evento, houve um grande preenchimento sedimentar que caracteriza uma extensa plataforma rasa na maior parte da bacia.



AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO,
GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS
DÉCIMA TERCEIRA RODADA DE LICITAÇÕES



No centro-sul, com características de uma região de águas profundas e ultra-profundas, 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* formadas num talude com mergulho forte, 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, diápiros de sal com as chamadas mini-bacias, intercaladas e o domínio do sal alóctone em águas mais profundas.



4. SISTEMA PETROLÍFERO

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

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 seqüência 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 fases rifte e pós-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, 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% e querogênio Tipo II. A migração é predominantemente vertical por falhas resultantes da ação halocinética e difusão.

Os folhelhos de idade Albiana, localizados nas mini-bacias, feições isoladas entre os domos salinos, também podem ser consideradas rochas geradoras.

A migração de óleo ou gás ocorre primeiramente ao longo de planos de falhas da seção rifte e, para os estratos mais recentes, ao longo dos planos das falhas lítricas associadas a halocinese na porções mais proximais. Nas porções mais distais a migração ocorre através dos flancos dos domos de sal e pelas falhas associadas a movimentação do sal. A migração pode ocorrer ainda pelas superfícies de discordância ou por contato direto entre a rocha geradora e as rochas-reservatório, como no caso dos *canyons* submarinos preenchidos por lentes de arenitos turbidíticos do Neocretáceo.

4.2. Rochas Reservatório

As rochas reservatórios 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 acumulações 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 pataforma rasa como no campo de Cação.

Na porção marinha contituem exemplos de acumulações o 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.

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 da Formação Urucutuca representam o selo mais abundante da bacia, sobretudo para os turbiditos da seção Drifte. Folhelhos intraformacionais da Formação Mariricu também representam rochas selantes.

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, contituindo condições favoráveis à acumulações de hidrocarbonetos.

Para a seção marinha clástica-carbonática Cretácea, as trapas podem ser estruturais, estratigráficas e 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 as falhas lítricas, como observadas na Plataforma de São Mateus

e em águas profundas na porção sul da bacia, relacionadas à quebra do talude e movimentação do sal.

Para a seção clástica de águas profundas da Formação Urucutuca, de idade Cretácea e Paleógena, as trapas são estratigráficas, estruturais e mistas. Nos paleocânions as armadilhas estratigráficas são formadas por reservatórios de *canyonitos* (aqui definidos como depósitos de preenchimento de cânions), ou altos topográficos erosionais, ou mesmo armadilhas relacionadas a truncamentos de reservatórios contra *canyonitos* argilosos ou contra domos de sal.

Corpos de sal alóctones também se mostram eficiente no trapeamento de grandes volumes de sedimento silicictástico, com fechamento em todas as direções.

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* estabelecido, 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 na Bacia 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 paleorelevo, 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.

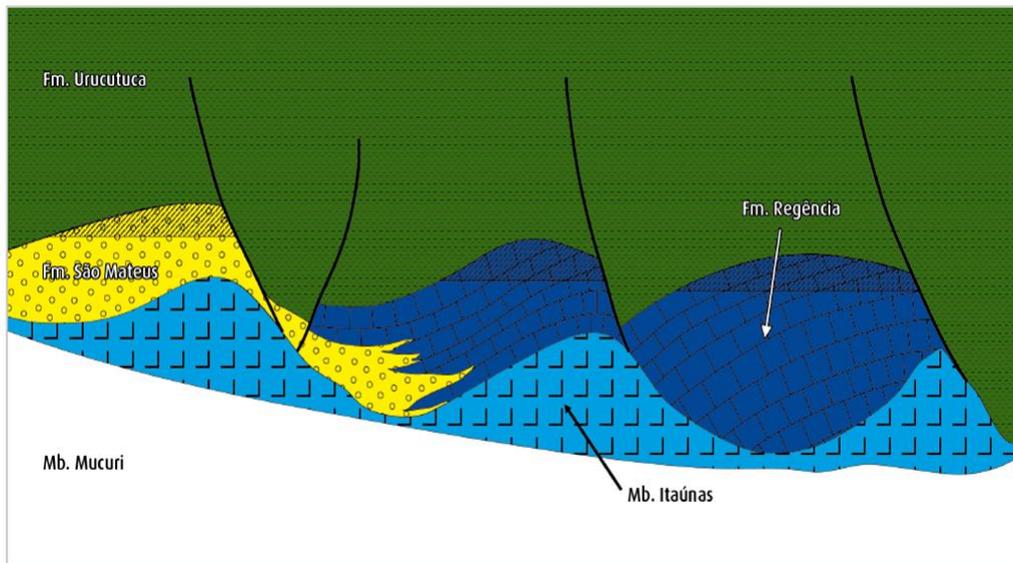


Figura 4 – Representação esquemática das possíveis expressões do *play* Albiano Paleogeomórfico na Bacia do Espírito Santo (ANP/COPPE, 2008).

Play Albiano Estruturado – Corresponde a configuração em que o Albiano das Bacia do Espírito Santo, especialmente a Formação Regência, está estruturado 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 Canapu, cujos reservatórios são do Neo-Cretáceo, também são representantes deste *play*.

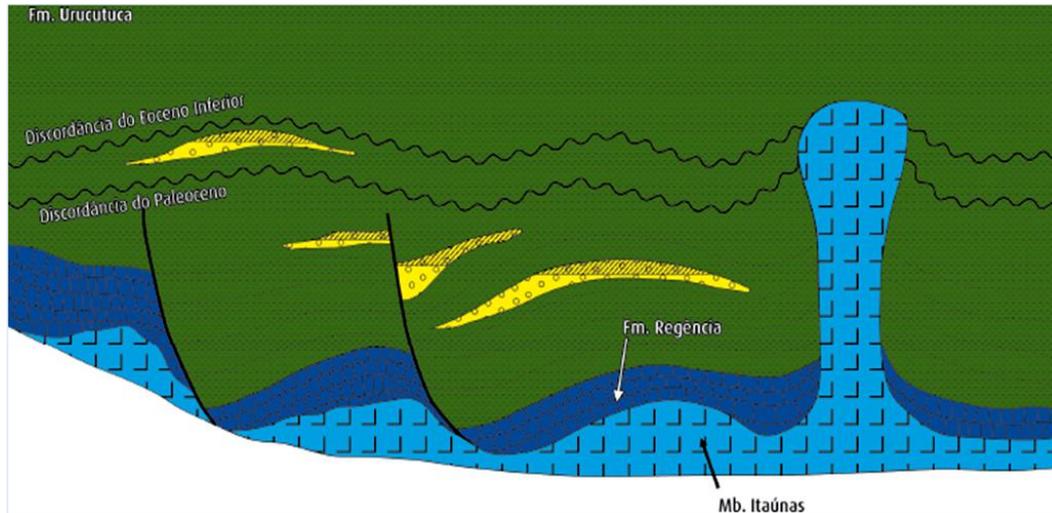


Figura 5 – Representação esquemática do *play* Turbiditos Urucutuca na Bacia do Espírito Santo (ANP/COPPE, 2008).

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 pelo campo de Congoá.

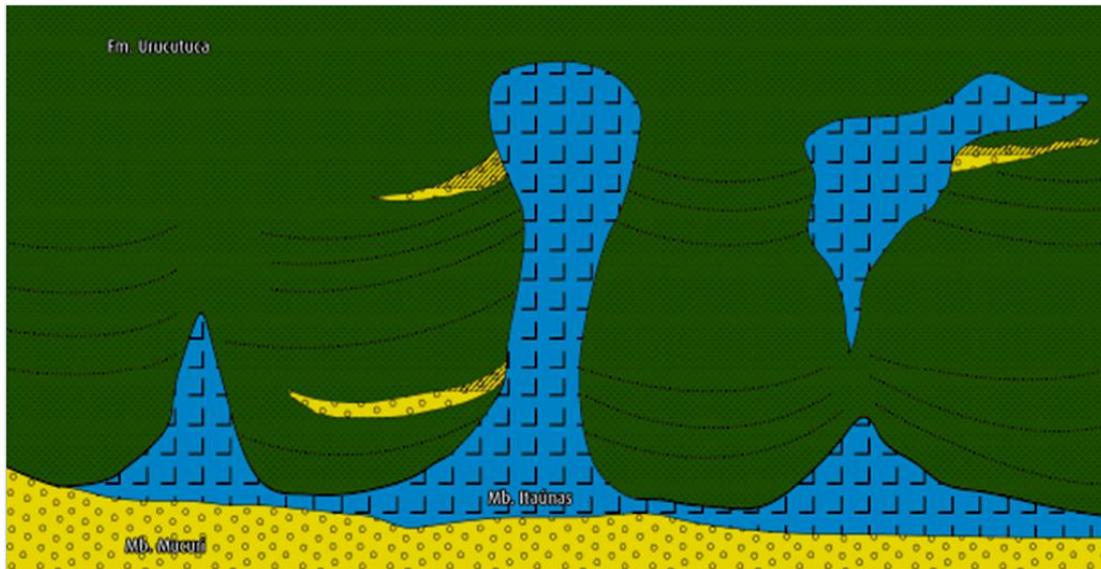


Figura 6 – Representação esquemática do play Turbiditos Urucutuca contra corpos de sal Espírito Santo (ANP/COPPE, 2008).

Na área em oferta na 13ª 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 13ª 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 km².

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 EM-S-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 EM-S-592 e EM-S-593 fazem fronteira com prospectos recentemente testados e que vem apresentando bons resultados, sobretudo relacionados aos *Plays* Turbiditos Urucutuca em trapas estigráficas 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. Fazem fronteira com a Bacia de Campos os blocos EM-S-739 e EM-S-741.

5.3 Objetivo Exploratório

O objetivo exploratório para os blocos em oferta na 13ª Rodada de Licitações da ANP são os arenitos neocretácicos da Formação Urucutuca, turbidíticos e depositados em canais erosivos, recobertos por folhelhos da própria formação.

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.