



AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO,
GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS
OFERTA PERMANENTE

BACIA DO ESPÍRITO SANTO

Sumário Geológico e Setores em Oferta

Superintendência de Avaliação Geológica e Econômica
SAG

Elaborado por:

Andressa Yumi Portella
Heloisa Moure Monteiro

2021



AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO,
GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS
OFERTA PERMANENTE

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	1
2. HISTÓRICO EXPLORATÓRIO	2
3. EVOLUÇÃO TECTONOESTRATIGRÁFICA	4
4. SISTEMA PETROLÍFERO	10
4.1. Geração e Migração.....	10
4.2. Rochas Reservatório.....	12
4.3. Rochas Selantes.....	12
4.4. Trapas	13
4.5. Plays Exploratórios.....	14
5. SETORES EM OFERTA	17
5.1 Descrição Sumária	17
5.2 Avaliação dos Blocos Propostos.....	17
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	18

1. INTRODUÇÃO

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. Os limites da bacia dão-se ao norte pela Bacia de Mucuri, que por sua vez faz fronteira com a Bacia de Cumuruxatiba pelo Complexo Vulcânico de Abrolhos. Ao sul, há o limite com a Bacia de Campos pelo Alto de Vitória.

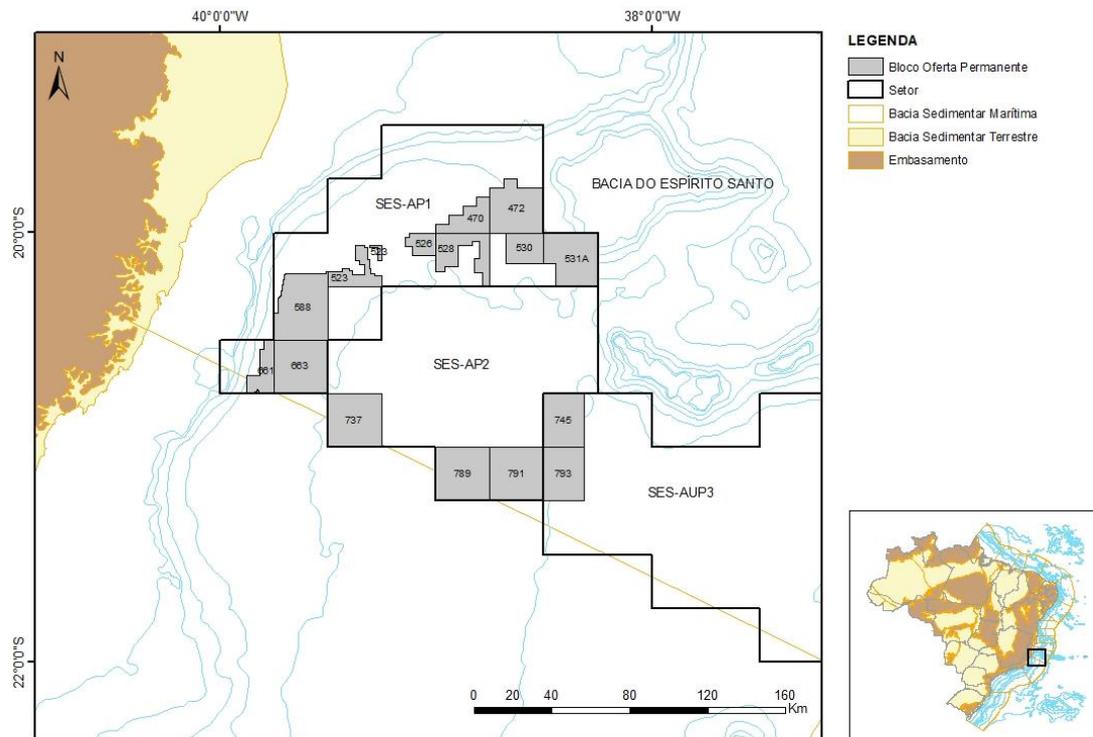


Figura 1. Localização da Bacia do Espírito Santo, com destaque para os blocos disponíveis para a Oferta Permanente.

Estão disponíveis para a Bacia do Espírito Santo no âmbito do Terceiro Ciclo da Oferta Permanente 15 blocos exploratórios, distribuídos em três setores conforme explicitado na Tabela 1.



AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS OFERTA PERMANENTE

Tabela 1 – Blocos em oferta na Bacia do Espírito Santo para o Terceiro Ciclo da Oferta Permanente.

Setor	Quantidade de Blocos	Área (km²)
SES-AP1	10	4.484,91
SES-AP2	3	2.156,34
SES-AUP3	2	1.079,18

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 sequência evaporítica, na porção emersa.



AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS OFERTA PERMANENTE

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, dando origem ao Campo de Cação, distando 50 quilômetros a sudeste de São Mateus, em cota batimétrica de apenas 19 metros (FRANÇA, MOHRIAK, 2008). Desde então foram realizadas algumas descobertas na porção submersa dessa bacia: Congoá (1988), Peroá (1996), Golfinho (2003), Canapu (2004) e Camarupim e Camarupim Norte (2007), estes últimos foram unitizados. Há ainda planos de avaliação em andamento.

Até o momento foram perfurados um total 796 poços exploratórios na Bacia do Espírito Santo, sendo 228 poços na porção submersa.

A Bacia do Espírito Santo conta com boa cobertura de sísmica 2D e 3D, além de dados gravimétricos e magnetométricos em toda sua extensão. A Figura 2 ilustra a cobertura de dados presentes na área dos blocos em oferta.

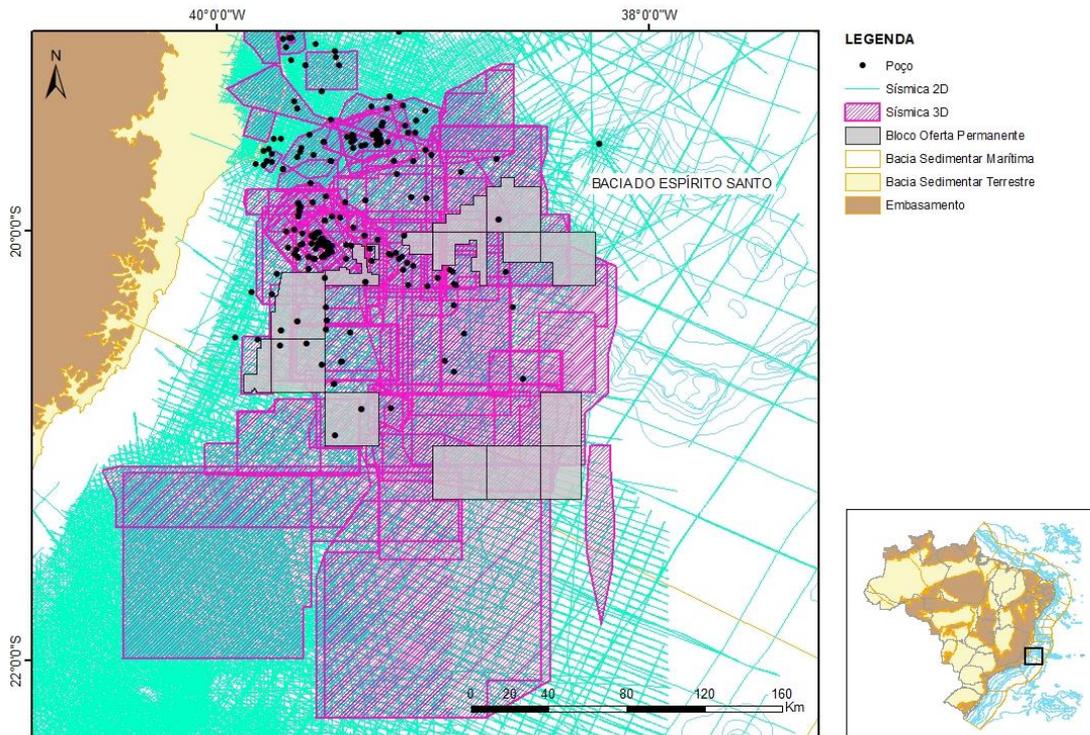


Figura 2. Mapa com distribuição dos dados sísmicos e de poços na região dos blocos em oferta na Bacia do Espírito Santo.

Atualmente existem dez blocos em concessão na porção submersa desta bacia. O esforço exploratório dispendido na porção submersa da bacia até o momento resultou na descoberta de 7 campos, sendo 2 que produzem principalmente óleo.

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



AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS OFERTA PERMANENTE

subdividida em três fases principais. A fase rifte ocorreu entre Neocomiano e Eoaptiano, a fase pós-rifte foi restrita ao Neoaptiano e a fase Drifte se iniciou no Albiano e segue até os tempos atuais.

A fase rifte ou continental teve o predomínio de um ambiente lacustre com contribuição fluvial e aluvial nas bordas dos falhamentos, enquanto que nos altos estruturais internos foram depositados coquinas e outros carbonatos. Ocorre o registro de conglomerados sintectônicos de bordas de falhas da Formação Cricaré (Membro Jaguaré) e rochas vulcânicas da Formação Cabiúnas, relacionados com os diversos pulsos tectônicos dessa fase.

Falhas normais de direção aproximada norte-sul produziram *horsts* e meio-grábens, limitados no topo por uma discordância regional pré-aptiana e preenchidos por sedimentos típicos de ambiente continental da Formação Cricaré, dentre os quais arenitos cinzentos e conglomerados do Membro Jaguaré e folhelhos lacustres, 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 do Membro Mucuri e evaporíticos do 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 a seção drifte apresenta sistema petrolífero



AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS OFERTA PERMANENTE

comprovado e *plays* estabelecidos. Esta seqüência pode ser dividida em uma seção marinha transgressiva, representada pelo Grupo Barra Nova de idade albo-cenomaniana, 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. 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 Eoceno, na parte submersa, houve 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



AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS OFERTA PERMANENTE

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.

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, há a presença de estruturas tipo almofadas de sal, com reflexo até o nível do Neocretáceo, e posteriormente diápiros de sal com as chamadas mini-bacias, intercaladas e o domínio do sal alóctone em águas mais profundas.

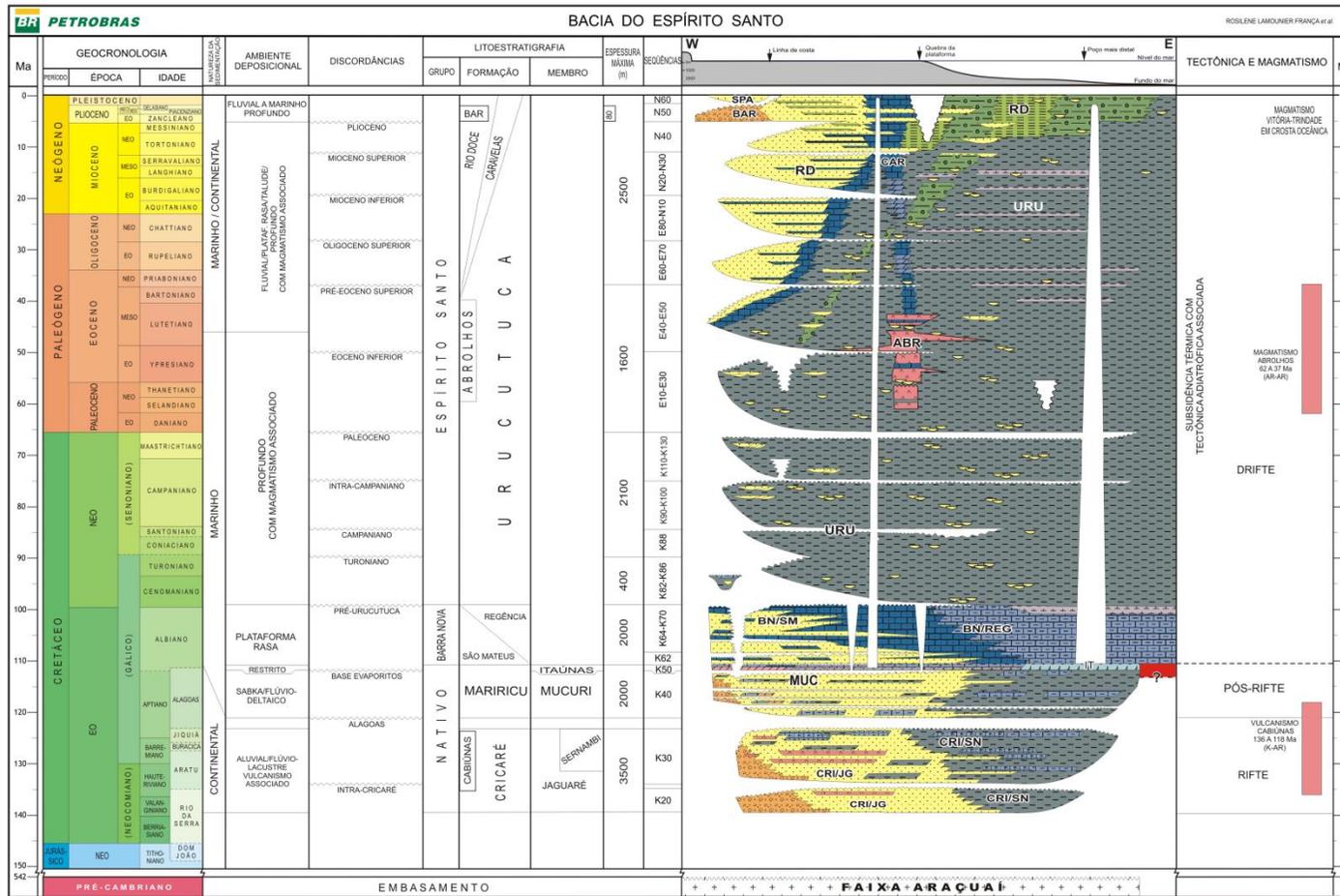


Figura 3. Diagrama estratigráfico da Bacia do Espírito Santo (FRANÇA et al., 2007).



AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS OFERTA PERMANENTE

4. SISTEMA PETROLÍFERO

A Bacia do Espírito-Santo possui diversos sistemas petrolíferos com diferenças entre suas porções emersa e marinha.

Em terra, o principal sistema petrolífero é composto por geradores da fase rifte da Formação Cricaré, porém há também geração a partir de intervalos ricos em matéria orgânica da Formação Regência, com acumulações em reservatórios em arenitos do Membro Mucuri da Formação Mariricu, arenitos e carbonatos da Formação São Mateus e da Formação Regência respectivamente, e arenitos turbidíticos da Formação Urucutuca.

Na porção marinha predomina o sistema petrolífero Urucutuca-Urucutuca da fase drifte, caracterizado pelos geradores de origem marinha da Formação Urucutuca, enquanto que a migração e o trapeamento estão fortemente relacionados à movimentação do sal, com acumulações presentes em reservatórios turbidíticos da mesma formação.

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 do Membro Sernambi da Formação Cricaré. Apresenta teores de carbono orgânico total (COT) entre 1,14 a 11,2%, valor médio de 4,34%, S2 médio de 20 mgHC/gRocha e querogênio predominantemente do tipo I.

As camadas de folhelhos negros associados aos evaporitos da Formação Mariricu apresentam bom potencial gerador, porém são camadas pouco espessas. Apresentam teores de carbono orgânico total variáveis entre 0,02 e 21,63%, valor médio de 2,83%, com valores de IH na faixa de 500 a 1000 mgHC/gCOT, S2 médio de 16,55 mgHC/gRocha, e querogênio de tipos I e II.



AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS OFERTA PERMANENTE

Os folhelhos da Formação São Mateus apresentam teores de COT entre 0,03 a 13,11%, com valor médio de 0,99%, e baixos valores de potencial gerador, com média de 1,3 mgHC/hRocha, com predomínio de querogênio do tipo III.

As rochas da Formação Regência são consideradas rochas geradoras potenciais. Consistem em margas e calcilitos depositados em ambiente marinho anóxico, com teores de COT entre 0,03 a 3,78%, e valor médio de 0,69%.

Nas formações Regência e São Mateus, ainda que exista uma predominância de querogênio do tipo III, ocorre uma significativa quantidade de amostras com matéria orgânica do tipo II, com IH entre 400 a 500 mgHG/gCOT.

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 apresentam COT entre 0,04 a 9,4%, com valor médio de 1,24%, valores médios de S2 de 1,32 mgHC/gRocha, com querogênio dos tipos II e III. A migração é predominantemente vertical por falhas resultantes da ação halocinética e difusão.

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 cânions submarinos preenchidos por lentes de arenitos turbidíticos do Neocretáceo.

Os dados geoquímicos foram retirados do estudo em parceria com a COPPE/UFRJ/Lab2M contratado pela ANP no ano de 2008.



AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS OFERTA PERMANENTE

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 da porção submersa são relacionadas à seção drifte.

Na porção terrestre constituem exemplos de reservatórios em arenitos flúvio-deltaicos neoptianos do Membro Mucuri, carbonatos do Membro Itaúnas e arenitos das formações São Mateus e Urucutuca.

Na porção marinha constituem exemplos de acumulações os arenitos turbidíticos da Formação Urucutuca, do Neocretáceo ao Mioceno, como as ocorrências nos campos de Golfinho, Cangoá e Peroá. Os reservatórios produtores do campo de Golfinho são representados por corpos canalizados de arenitos turbidíticos em meio a uma espessa seção de folhelhos da Formação Urucutuca.

4.3. Rochas Selantes

Os evaporitos do Membro Itaúnas da Formação Mariricu correspondem a rochas selantes para reservatórios mais antigos e também para reservatórios mais recentes, em ocorrências de inversão estratigráfica-estrutural na seção marinha.

Os folhelhos da Formação Urucutuca representam também selos de ocorrência abundante da bacia, sobretudo para os turbiditos da seção Drifte. Folhelhos intraformacionais da Formação Mariricu também representam rochas selantes.



4.4. Trapas

Acumulações em arenitos Alagoas localizados principalmente na plataforma de São Mateus e reservatórios calco-arenosos albianos na Plataforma de Regência são caracterizados por trapas estruturais. Os reservatórios turbidíticos de idade cretáceo-terciária localizados dentro dos paleocânions apresentam trapas essencialmente estratigráficas (Wolff et al., 1986).

Segundo Neves ET AL. (2016), grande parte dos reservatórios areníticos na porção terrestre desta bacia é encontrada em blocos falhados, elevados ou basculhados, devido à tectônica rifte atuante em toda área da bacia. Já nos paleocânions predominam as feições de truncamento contra paredes de cânions com trapas estratigráficas.

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 estruturais são representadas pelas anticlinais em *rollovers* associadas às falhas lítricas, e em águas profundas na porção sul da bacia relacionadas à quebra do talude e à movimentação do sal.

Para a seção clástica de águas profundas da Formação Urucutuca, com acumulações de idade neocretácea a miocênica, as trapas são estratigráficas, estruturais e mistas. Nos paleocânions as armadilhas estratigráficas são formadas por reservatórios depositados em preenchimento de cânions. Há também ocorrências de acumulações em altos topográficos erosionais, ou mesmo armadilhas relacionadas a truncamentos de reservatórios contra domos de sal.



AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS OFERTA PERMANENTE

Corpos de sal alóctones também se mostram eficientes no trapeamento de corpos siliciclásticos, como os exemplos das acumulações do campo de Parque dos Doces.

4.5. Plays Exploratórios

No estudo contratado pela ANP em parceria com COPPE/UFRJ/Lab2M (2008) foram descritos seis *plays* exploratórios, sendo eles: Cricaré, Mucuri, Albiano Paleogeomórfico, Albiano Estruturado, Turbiditos Urucutuca e Turbiditos Urucutuca contra corpos de sal.

No *Play* Cricaré, os reservatórios correspondem principalmente a arenitos, mas também eventualmente a calcários coquinóides da Formação Cricaré, de idade variando entre o Neocomiano ao Eoaptiano. Esses reservatórios estariam estruturados pela tectônica rifte, com sua ocorrência relacionada a blocos altos e/ou basculados. A geração, em terra e em plataforma rasa, está relacionada a folhelhos das formações Cricaré e Mariricu.

O *Play* Mucuri corresponde a um *play* comprovado e é composto pelos reservatórios areníticos do Membro Mucuri selados pelos evaporitos do Membro Itaúnas, ambos da Formação Mariricu, ocorrendo acima da discordância Pré-Neo-Alagoas.

O *Play* Albiano Paleogeomórfico é representado pela seção albiana nas bacias do Espírito Santo, sendo formado pelos arenitos alúvio-flúvio-deltaicos da Formação São Mateus e pelos calcários neríticos da Formação Regência. Essas formações se apresentam erodidas pela discordância Pré-Urucutuca, gerando situações em que hidrocarbonetos podem ser armazenados em estruturas de paleorelevo, seladas pelos folhelhos da Formação Urucutuca (Figura 4).

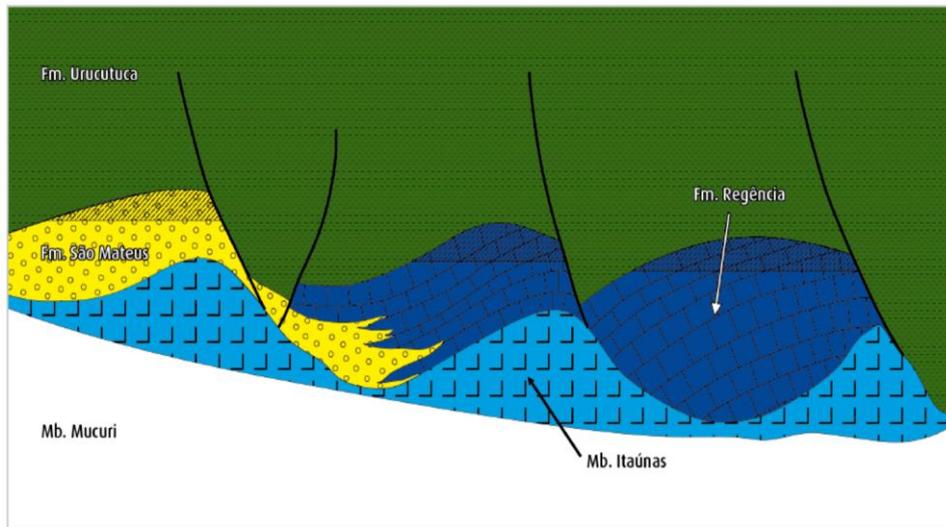


Figura 4 – Representação esquemática das possíveis expressões do *play* Albiano Paleogeomórfico na Bacia do Espírito Santo (ANP/COPPE/UFRJ/Lab2M, 2008).

O *Play* Albiano Estruturado corresponde às configurações em que o depósitos albianos da Formação Regência estão estruturados pela ação da halocinese por meio de falhas lítricas que geram estruturas do tipo *rollover*. Os selos são os folhelhos da Formação Urucutuca.

O *Play* Turbiditos Urucutuca estão relacionados a reservatórios turbidíticos de idade cenomaniense ao recente pertencentes à Formação Urucutuca, estruturados como efeito da halocinese e 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). 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.

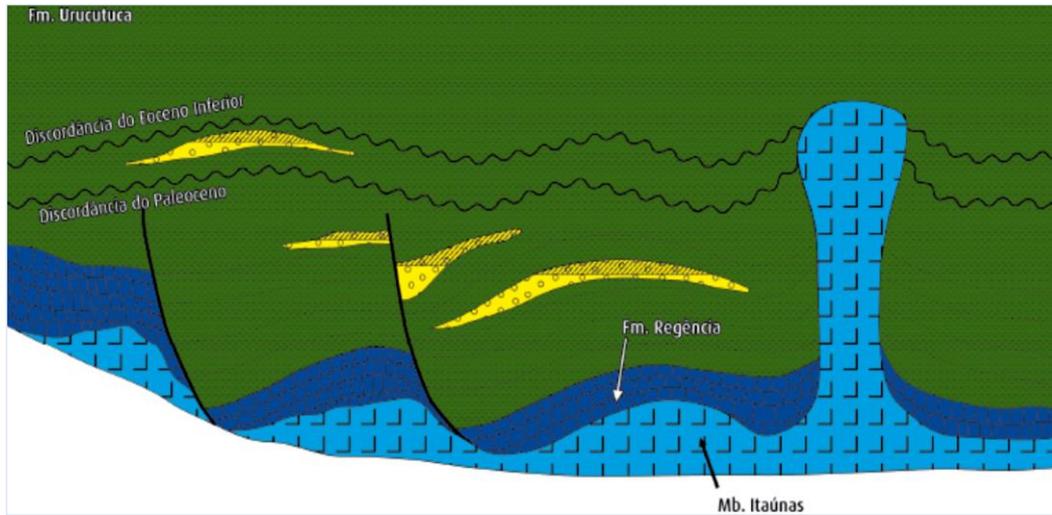


Figura 5 – Representação esquemática do *play* Turbiditos Urucutuca na Bacia do Espírito Santo (ANP/COPPE/UFRJ/Lab2M, 2008).

O *Play* Turbiditos Urucutuca contra Corpos de Sal são os reservatórios correspondentes aos arenitos turbidíticos de idade cenomaniense ao recente e 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).

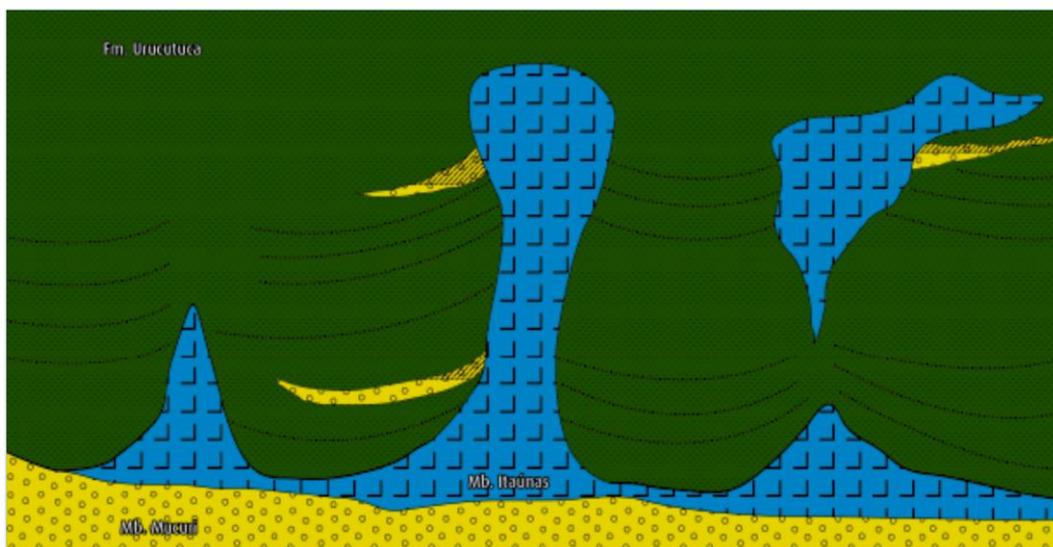


Figura 6 – Representação esquemática do *play* Turbiditos Urucutuca contra corpos de sal Espírito Santo (ANP/COPPE/UFRJ/Lab2M, 2008).



AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS OFERTA PERMANENTE

5. SETORES EM OFERTA

5.1 Descrição Sumária

Estão disponíveis para o Terceiro Ciclo da Oferta Permanente 15 blocos exploratórios, sendo 10 no setor SES-AP1, 3 no setor SES-AP2 e 2 no setor SES-AUP3, totalizando área de 7.720,43 km².

5.2 Avaliação dos Blocos Propostos

Os blocos disponíveis localizam-se na porção centro-sul da Bacia do Espírito-Santo, próximo ao limite com a Bacia de Campos, em lâminas d'água de 1.200 a 3.250 metros. A região é coberta por levantamentos sísmicos bidimensionais e tridimensionais.

No setor SES-AR2 esperam-se oportunidades em arenitos turbidíticos da Formação Urucutuca, assim como oportunidades em carbonatos albianos da Formação Regência. Os blocos em oferta localizam-se próximos aos campos de Canapu e Golfinho, além do bloco ES-M-525, conhecido como Parque dos Doces.

Nos setores SES-AP2 e SES-AUP3, as principais oportunidades estão relacionadas aos arenitos turbidíticos da Formação Urucutuca.



AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO,
GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS
OFERTA PERMANENTE

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANP/COPPE/UFRJ/Lab2M. Mapeamento e modelagem de sistemas petrolíferos das bacias de Cumuruxatiba e Espírito Santo. **Relatório Interno**, Rio de Janeiro, 2008. 266 p.

DPC & ASSOCIATES. Petroleum systems of Brazil. **Relatório Interno**, 2000. 178p.

FRANÇA, R. L.; DEL REY, A. C.; TAGLIARI, C. V.; BRANDÃO, J. R.; FONTANELLI, P. R. Bacia do Espírito Santo. **Boletim de Geociências da Petrobrás**, Rio de Janeiro, maio/nov. 2007, v. 15, n. 2, p. 501-509.

FRANÇA, R.; MOHRIAK, W. Tectônica de sal das bacias do Espírito Santo e de Mucuri. **Sal: Geologia e Tectônica**. São Paulo: Edições Beca, Petrobrás, 2008. 284-299 p.

NEVES, I. A.; FRANÇOLIN, J. B.; LUPINACCI, W. M. Um novo modelo geológico conceitual do leste do Campo de Inhambu da Bacia do Espírito Santo. In: **Simpósio Brasileiro de Geofísica (SIMBGF)**, 7, 2016, Minas Gerais. Anais [...], 2016.

WOLFF, B; BIASSUSI, A. S.; TRINDADE, L. A. F. Origem e alteração de petróleo na bacia terrestre do Espírito Santo. Rio de Janeiro: Petrobrás, DEPEX, DESUD, DINTER, CENPES. **Relatório Interno**, 1986.