

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

Superintendência de Definição de Blocos  
SDB

Elaborado por: André Lopes Ferreira  
2017

## SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO.....	1
2. HISTÓRICO EXPLORATÓRIO.....	2
3. EVOLUÇÃO TECTONOESTRATIGRÁFICA .....	4
3.1 Principais Compartimentos Geológicos da Porção Emersa .....	9
3.2 Tectônica Distensiva .....	10
3.3 Tectônica Compressional .....	11
4. SISTEMAS PETROLÍFEROS .....	12
4.1 Geração e Migração.....	12
4.2 Rochas Reservatório.....	13
4.3 Rochas Selantes .....	13
4.4 Trapas.....	14
4.5 <i>Plays</i> Exploratórios.....	14
5. SETORES EM OFERTA.....	15
5.1 Descrição Sumária.....	15
5.2 Avaliação dos Blocos Propostos .....	16
6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....	17



## 1. INTRODUÇÃO

A Bacia do Espírito Santo está situada no litoral do Estado do Espírito Santo, delimitada a sul com a Bacia de Campos, pelo Alto de Vitória, e a norte com a Bacia de Mucuri. A área terrestre da Bacia do Espírito Santo soma 12.418 km<sup>2</sup>.

Explorada desde a década de 50, a porção emersa da bacia é classificada como madura e é subdividida em quatro setores terrestres: SES-T3, SES-T4, SES-T5 e SES-T6.

Para a 14ª Rodada de Licitações da ANP estão em oferta 19 blocos que contemplam área aproximada de 415 km<sup>2</sup> nos setores SES-T4 e SES-T6 (Figura 1).

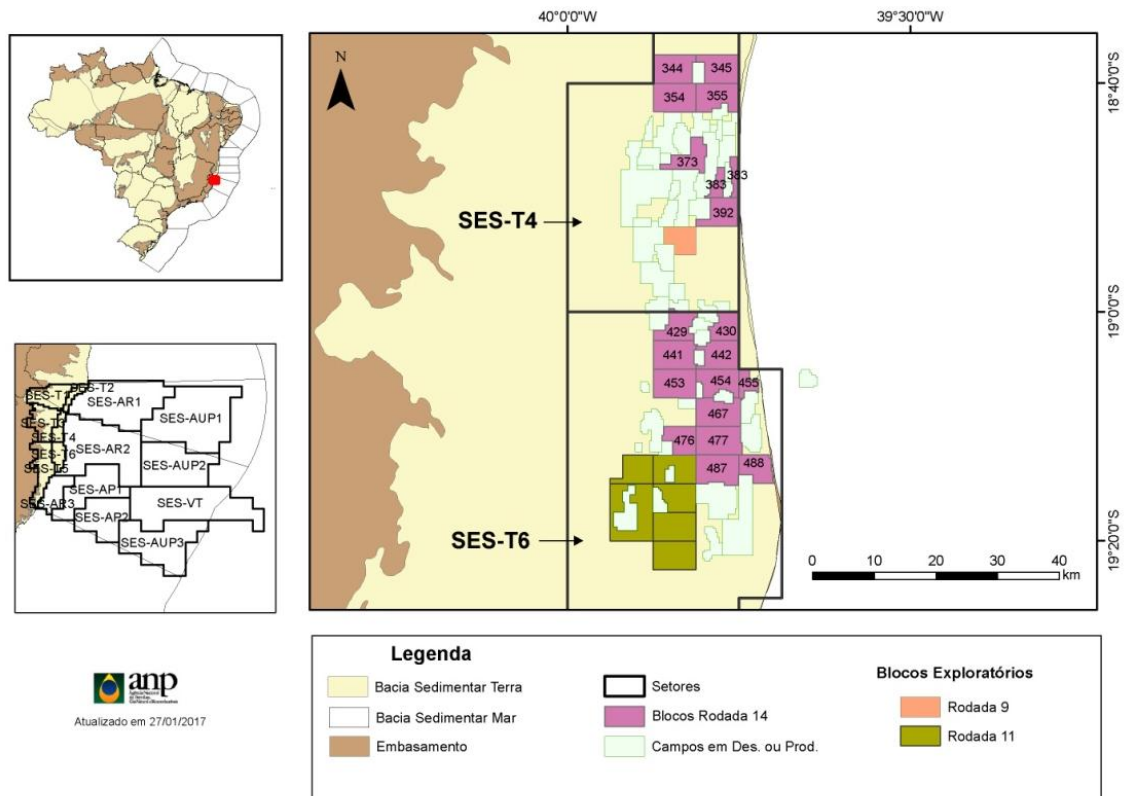


Figura 1. Mapa de localização da Bacia do Espírito Santo (porção terrestre) com destaque para os blocos exploratórios em oferta na 14ª Rodada de Licitações.



Os blocos selecionados estão próximos às imediações dos principais campos da bacia, sendo que os blocos situados nos setores SES-T4 circundam, entre outros, os campos de São Mateus, Rio Mariricu, Rio São Mateus Oeste, e nos setores SES-T6 os campos de Fazenda Alegre, Fazenda Cedro, Fazenda São Jorge, Lagoa Suruaca e Fazenda São Rafael.

## **2. HISTÓRICO EXPLORATÓRIO**

A porção terrestre da Bacia do Espírito Santo é classificada como madura e, assim, amplamente conhecida. Ela apresenta um histórico exploratório que remonta à década de 50, com os primeiros levantamentos sísmicos na porção terrestre. O primeiro poço da bacia do Espírito Santo foi perfurado em 1959, pela Petrobras, nas proximidades da cidade de Conceição da Barra (poço estratigráfico 2-CBST-1-ES) (BIASSUSI *et al.*, 1990).

Em 1969 ocorreu a primeira descoberta comercial da bacia (campo de São Mateus), com a perfuração do poço 1-SM-1-ES. Impulsionada por este fato, teve início a primeira campanha sistemática de exploração na bacia, que se estenderia por toda a década de 1970. Esse esforço resultou na descoberta do campo de Fazenda Cedro, em 1972 (BIASSUSI *et al.*, 1990). Nesse período também foi descoberto o primeiro campo situado na plataforma continental da bacia (Cação, em 1977). Em 1978, a descoberta do campo de Lagoa Parda inaugurou uma nova etapa nos esforços exploratórios, com uma atenção maior para os trabalhos de avaliação e desenvolvimento dos campos descobertos até então.

A década de 1980 caracterizou-se por uma intensificação nos trabalhos de exploração na bacia. Na porção terrestre as atividades exploratórias atingiram o seu pico no ano de 1982, com a perfuração de 29 poços exploratórios. Como resultado, na década de 1980 foram descobertos sete campos na porção terrestre da bacia. Na década de 1990, a exploração da

bacia entrou em um processo de estagnação. Esta fase perdurou até 1997, ano da flexibilização e abertura do mercado do petróleo via da Lei nº 9.478/97, cujos efeitos práticos, no entanto, só seriam sentidos a partir de 1999. Mesmo assim, obteve-se uma média de um campo descoberto por ano neste período.

Até o momento foram perfurados um total 731 poços exploratórios na Bacia do Espírito Santo, sendo 530 poços na porção emersa (dados de maio de 2017).

A bacia é coberta por levantamentos sísmicos de reflexão 2D e 3D, além de dados de métodos potenciais. A distribuição dos dados sísmicos e de poços pode ser observada na Figura 2.

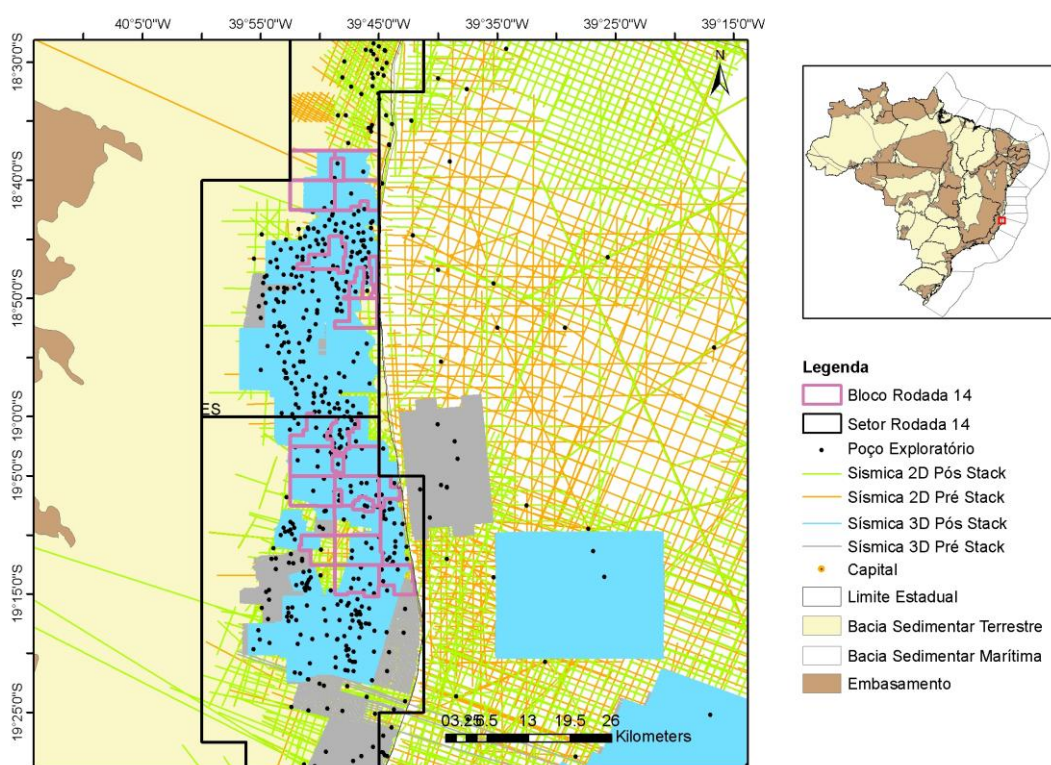


Figura 2. Mapa com distribuição dos dados sísmicos e de poços na região dos blocos da 14ª Rodada de Licitações da ANP.

Atualmente a porção terrestre da bacia possui sete blocos de exploração e conta com 47 campos, desses um campo em fase de desenvolvimento



(Bem-te-vi) e 46 em fase de produção (dados de maio de 2017). Destaca-se o de Fazenda Alegre por encontrar-se entre os 20 maiores produtores terrestres. As reservas provadas (1P) da porção terrestre da bacia são da ordem de 24 milhões de barris de petróleo e 675 milhões de metros cúbicos de gás.

### **3. EVOLUÇÃO TECTONOESTRATIGRÁFICA**

A evolução tectonoestratigráfica 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. Essas fases são denominadas Riffe (Neocomiano ao Eoaptiano), Pós-Rift (Aptiano) e Drifte (Albiano ao Recente).



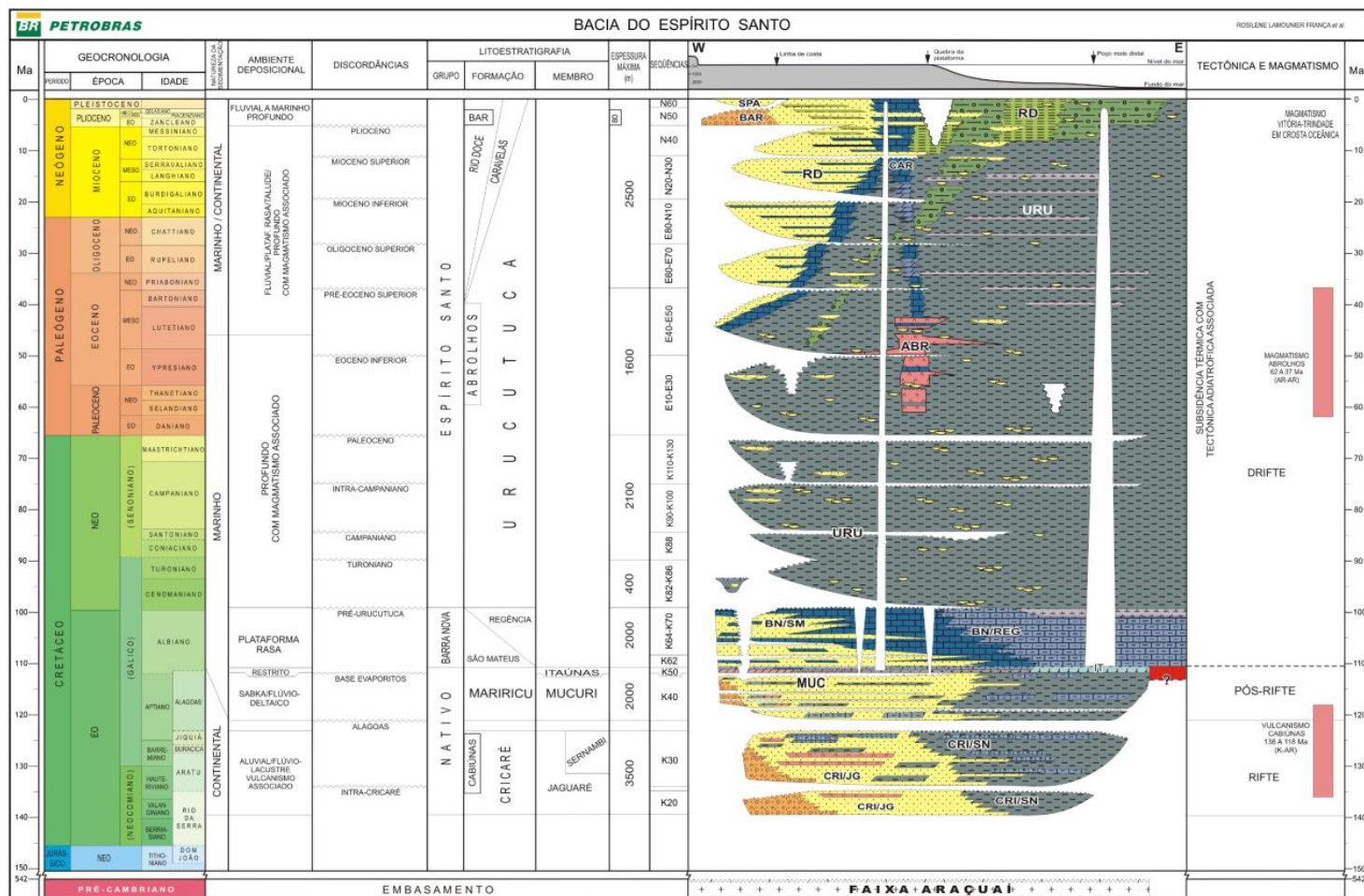


Figura 3. Diagrama Estratigráfico da Bacia do Espírito Santo (França et al. 2007).



Na fase Rifte (Neocomniano ao Aptiano Superior), o estiramento crustal resultou na formação de falhas normais de direção aproximada NS e NE-SW, que produziram *horsts* e meio-grabens com altos estruturais internos, limitados no topo por uma discordância regional pré Neo-alagoas e preenchidos por sedimentos típicos de ambiente continental (Formação Cricaré), entre os quais arenitos cinzentos, conglomerados do Membro Jaguaré, folhelhos lacustres, carbonatos (coquinas) e margas do Membro Sernambi. Podem ocorrer ainda intercalações com rochas vulcânicas da Formação Cabiúnas especialmente no Membro Jaguaré. O contato inferior dessa formação é discordante com as rochas do embasamento Pré-Cambriano, sendo seu limite superior discordante com a sequência transicional (Membro Mucuri). Em parte, a Formação Cricaré pode ser correlacionada com as formações Lagoa Feia (Bacia de Campos) e Guaratiba (Bacia de Santos).

Na fase posterior (Pós-Rifte) no Aptiano, a sedimentação eminentemente continental passaria a sofrer influências marinhas, ocasionadas por progressivas incursões marinhas em um ambiente previamente dominado por ambiente fluvial, deltaico e lacustre, que passaria então a ser preponderantemente marinho restrito (golfo). Essa sequência sedimentar é composta basicamente por arenitos arcoseanos, conglomerados, siltitos e folhelhos na base e dominado por evaporitos (halita e anidrita) no topo. Sendo representada pelo Membro Mucuri (pacotes de sedimentos siliciclásticos) e Membro Itaúnas (evaporitos) da Formação Mariricu. Os sedimentos desta fase assentam-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 (Discordância Pré-Urucutuca) e a Formação Rio Doce na porção oeste.

A fase Drifte se inicia a partir do Alagoas Superior quando ocorreu o efetivo rompimento continental dando-se início à subsidência térmica. Esta supersequência se refere a estágios iniciais com características de mar epicontinental passando para marinho.





O ambiente de mar restrito evoluiu para mar raso no Albiano culminando na deposição de uma grande cunha sedimentar marinha, composta de rochas siliciclásticas e carbonáticas. Esta supersequência pode ser dividida em uma seção marinha transgressiva, que se estende até o Eo-eoceno (Landau e Bedregal 2008), representada pelo Grupo Barra Nova do Albiano, uma seção marinha profunda representada pelos folhelhos, siltitos e margas, além de intercalações de arenitos turbidíticos, conglomerados e calcáreos do Grupo Espírito Santo e uma seção regressiva, posterior ao evento vulcânico de abrolhos formada por sedimentos plataformais siliciclásticos e carbonáticos.

O Grupo Barra Nova compreende as formações São Mateus e Regência. A primeira é constituída por espessos pacotes de arcóseos e arenitos arcoseanos. Essa formação tem contato inferior concordante com a Formação Mariricu e o contato superior é gradacional ou interdigitado lateralmente com a Formação Regência ou discordante com o Grupo Espírito Santo. A segunda compõe-se de espessos pacotes de sedimentos carbonáticos (calcarenitos e calcilutitos). Seu contato inferior é gradacional com as formações São Mateus e Mariricu ou discordante com o embasamento. O contato superior é discordante com o grupo Espírito Santo.

O Grupo Espírito Santo é composto pelas formações Urucutuca, Caravelas e Rio Doce. A Formação Urucutuca foi depositada do Cenomaniano ao Recente e 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. Os contatos superior e lateral da Formação Urucutuca com as formações Rio Doce e Caravelas são transicionais marcados pelo aumento gradativo de pacotes de arenitos ou calcários. Localmente nos *paleocanyons* a Formação Urucutuca assenta-se diretamente sobre a Formação Mariricu e até mesmo sobre o embasamento. A Formação Caravelas compõe-se por



calcarenitos bioclásticos e calcilutitos os contatos inferior, superior e lateral são gradacionais sobre as formações do mesmo grupo. 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 ou discordante com as formações Regência, São Mateus, Mariricu e até mesmo o embasamento (Vieira *et al.*, 1994).

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, o que levou as camadas de sal a fluírem gravitacionalmente nessa direção e, sob influência concomitante da sobrecarga sedimentar, a formarem diápiros e outras estruturas relacionadas à halocinese, que se concentraram principalmente na área leste e em águas profundas ao sul da bacia.

O magmatismo básico do Eo/Meso-Eoceno foi responsável por outras modificações na evolução estrutural desta bacia. Estes expressivos derrames além de acelerar a subsidência da bacia, pressionaram os sedimentos sotopostos, provocando o fluxo reverso do sal e dos folhelhos sobrepostos da Formação Urucutuca em direção ao continente. Isto gerou esforços compressivos de leste para oeste (Mohriak *et al.* 2008). Uma feição estrutural importante é um longo anticlinal compressivo, que se estende na direção norte-sul entre o complexo vulcânico de Abrolhos e a região costeira, denominado anticlinal do Parcel das Paredes, na bacia de Mucuri. Localmente, essa estrutura ocorre sob a plataforma de Abrolhos e pode ser interpretada como feição associada à backthrusts, inferidos a partir dos dados sísmicos e corroborados com dados de poços (Van der Ven *et al.*, 1998). Na região sul da bacia do Espírito Santo, em águas rasas e profundas, estruturas relacionadas à compressão como falhas de empurrão também estão presentes, associadas,



mas não relacionadas geneticamente com domos de sal e halocinese. A ausência de estratos do Eoceno sobrepostos à estrutura coincide com o pico do vulcanismo de Abrolhos e o desenvolvimento da plataforma. De norte para sul esta feição é interpretada como efeito da sobrecarga na porção leste da bacia pelo complexo vulcânico de Abrolhos, principalmente a partir do Eoceno Médio até o Oligoceno (Van der Ven *et al.*, 1998).

### **3.1 Principais Compartimentos Geológicos da Porção Emersa**

A porção emersa da bacia do Espírito Santo pode ser dividida nas seguintes províncias geológica, de sul para norte: *Paleocanyon* de Regência, Plataforma de Regência, *Paleocanyon* de Fazenda Cedro e Plataforma de São Mateus (Figura 4).

As plataformas de São Mateus e Regência correspondem a reentrâncias do embasamento, onde este ocorre a menos de 1200 m de profundidade, com sedimentos do Neoptiano ocorrendo em contato direto com o assoalho da bacia. Limitam-se a leste por falhamentos de direção N-S que segundo Felix (2000), foram gerados na zona de charneira durante o Neocomiano. Carvalho *et al.* (1989, apud Felix, 2000) atribuem a estruturação da seção neoaptiana a essas falhas.

Os paleocanyons de Fazenda Cedro e Regência localizados, respectivamente, a norte e sul da plataforma de Regência, representam escavações que atingem rochas do Albiano, Neocomiano e localmente do embasamento (Vieira *et al.*, 1998 apud Felix, 2000). Sua formação é atribuída a sucessivas quedas relativas do nível do mar e controlada geograficamente por sistemas de falhas do embasamento.

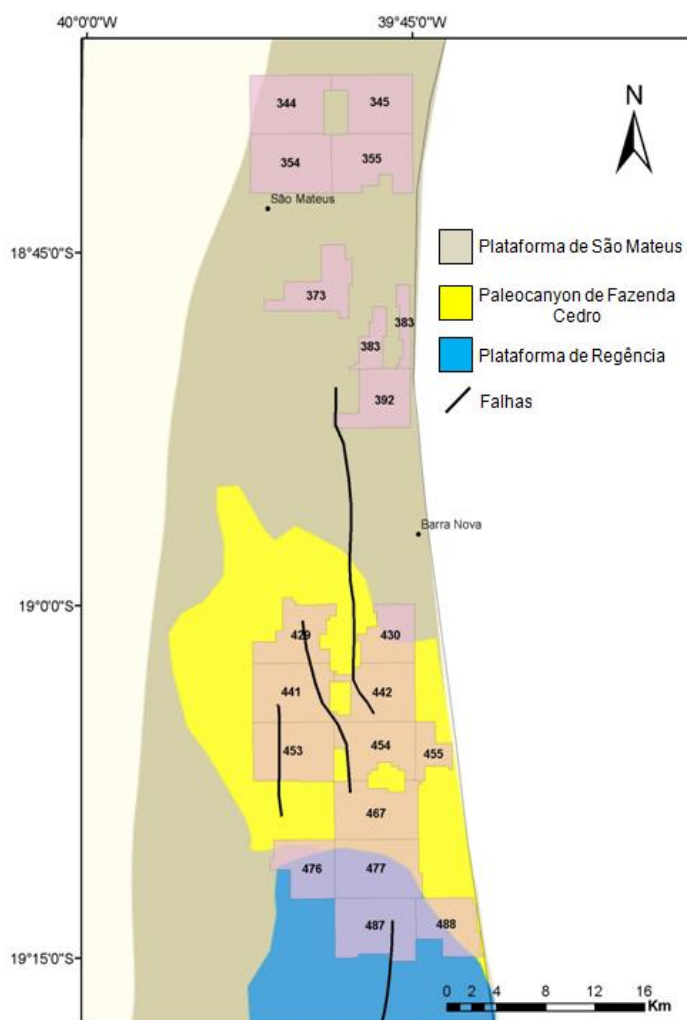


Figura 4. Detalhe das principais províncias geológicas Bacia do Espírito Santo na região dos blocos da R14.

### 3.2 Tectônica Distensiva

Como em todas as bacias da margem leste, a fase rifte foi responsável pela geração das falhas normais, cuja atividade se estendeu do Neocomiano ao final do Aptiano. A maior parte destes falhamentos apresenta um alto ângulo de mergulho para E, entretanto, ocorrem também falhas com mergulho para W, configurando um típico sistema de *grabens* e *horsts* (Júnior 2007).



Exemplos dessa estruturação são dados por Costa (1988) na parte centro-sul da porção emersa. Entre os cânions de Fazenda Cedro e Regência ele descreve um sistema de falhamentos normais, sub-paralelos, com direção geral N20°E. Mais ao norte, nas imediações do cânion de Fazenda Cedro, este sistema é interrompido por outro, com orientação N10°-30°W. Na extremidade norte da bacia, porém, os falhamentos voltam a apresentar o padrão N10°-30°E. No extremo sul da bacia, próximo ao cânion de Regência, o sistema de falhamentos N60°E é interceptado por outro N50°W.

### **3.3 Tectônica Compressional**

Carvalho *et al.* (1988, apud Costa, 1988) mapeou uma série de pequenos arqueamentos e falhas de empurrão com direção NE na parte norte da bacia emersa. O evento transcorrente responsável por estas estruturas envolveria um deslocamento sinistral ao longo dos falhamentos de direção NW, gerando compressão localizada e inversão estrutural de falhas normais. A maior parte da Plataforma de São Mateus estaria localizada na área de compressão e soerguimento, já a porção sudeste da Plataforma de São Mateus e a parte leste do *Paleocanyons* de Fazenda Cedro, localizadas mais a sul, estariam numa zona de extensão e subsidência. Nas áreas sujeitas a compressão foram geradas estruturas do tipo *pop-up*. Essas estruturações podem ser observadas em linhas sísmicas se estendendo até o Eoceno.

Esses esforços tiveram maior intensidade no embasamento cristalino, tendo produzido, na maioria dos casos, apenas flexuras no nível dos sedimentos sem rompimentos das camadas. São estruturas deste tipo que constituem a grande quantidade de trapas para a acumulação de petróleo existente na Plataforma de São Mateus.





## 4. SISTEMAS PETROLÍFEROS

Podem ser considerados para a Bacia do Espírito Santo três sistemas petrolíferos principais: Cricaré-Mariricu(!), Regência-Regência(!) e Urucutuca-Urucutuca(!).

O primeiro tem como rocha geradora os folhelhos lacustres do Membro Sernambi e os siliciclásticos do Membro Mariricu como reservatório, substituições locais de anidrita por calcários secundários também são reservatórios. A maioria dos campos descobertos na bacia está associada a este sistema petrolífero.

Os sistemas Regência-Regência(!) e Urucutuca-Urucutuca(!) geram a partir dos folhelhos e margas marinhos do Albo-Turoniano. Os reservatórios são carbonatos, arenitos, conglomerados da Formação Regência e São Mateus e também arenitos turbidíticos que na porção terrestre preenchem *paleocanyons* da Formação Urucutuca. É comum a mistura desses óleos com óleos de origem lacustre.

### 4.1 Geração e Migração

A principal rocha geradora na 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 Rio Itaúnas e Lagoa Parda estão correlacionados a esta rocha geradora. (DPC & ASSOCIATES, 2000).

As rochas da formação Regência também são consideradas rochas geradoras e consistem de folhelhos calcíferos e margas depositadas em ambiente marinho anóxico. Atingem em média COT de 1%. Essa geradora participa dos sistemas petrolíferos relacionados à formação de mesmo nome,



gerando para os campos de Cação e Lagoa Parda como exemplo. Os folhelhos Cenomanianos a Turonianos da Formação Urucutuca, depositados em condições similares as geradoras da Formação Regência, apresentam bom potencial gerador, com teores de COT de até 4,0% e querogênio tipo II. (DPC & ASSOCIATES, 2000).

O modelo de migração conhecido na bacia é *updip*, de mar para terra, devido aos geradores em sua maioria atingirem a janela de óleo na porção marinha. É comum a mistura de óleos de diferentes origens, re-migrações e a biodegradação. Consequência disso é que as rotas de migração e seus elementos (falhas, camadas carreadoras) não são completamente conhecidos em especial os relacionados aos geradores marinhos.

#### **4.2 Rochas Reservatório**

As rochas reservatórios ocorrem em toda coluna sedimentar, incluindo a seção Rífte, transicional e Drífte, e ocorrem com ampla distribuição regional na bacia. Contudo, as acumulações de hidrocarbonetos descobertas estão restritas à seção transicional e Drífte. Assim, constituem exemplos de acumulações os siliciclásticos e carbonatos do Membro Mucuri da Formação Mariricu (exemplos nos campos de São Mateus, Rio Itaúnas e Fazenda Cedro), os sedimentos clásticos da Formação São Mateus (exemplo Campo de Tucano) os carbonatos da Formação Regência e os arenitos turbidíticos da Formação Urucutuca, do Neocretáceo ao Terciário (exemplos nos campos de Fazenda Cedro e Lagoa Parda).

#### **4.3 Rochas Selantes**

Os evaporitos do Membro Itaúnas, da Formação Mariricu, representam selo para os reservatórios da mesma formação. Os folhelhos e sedimentos finos da Formação Urucutuca representam o segundo selo da bacia da seção



Drifte tanto para os reservatórios do Grupo Barra Nova como para os turbiditos da própria formação.

#### **4.4 Trapas**

As trapas na Bacia do Espírito Santo são bastante diversificadas, podendo ter tanto um caráter estrutural como estratigráfico e ou misto.

Para a seção transicional, que concentra a maioria das acumulações de óleo da bacia terrestre, a trapa mais comum é a trapa estrutural associada à inversão estrutural de falhas normais ocorridos por evento tectônico no Eoceno. Ocorre também estruturação em blocos basculados gerados por falhas normais ou blocos falhados e rotacionados com fechamento quaquaversal relacionados à halocinese.

Armadilhas estratigráficas estão relacionadas a adelgaçamentos e acunhamentos da seção sedimentar contra o embasamento ou aos turbiditos associados aos *paleocanyons*.

Armadilhas paleogeomórficas podem ser formadas por altos remanescentes de erosão no Grupo Barra Nova, ou em arenitos do Membro Mucuri, moldados pelo corte de cânions, como ocorre no campo de Fazenda Cedro. Outro exemplo raro de armadilha é uma acumulação de caráter diagenético, por transformação de anidrita em carbonato, como a encontrada no campo terrestre de Fazenda São Jorge.

#### **4.5 Plays Exploratórios**

Os principais plays da porção terrestre podem ser agrupados em *Play* Mucuri, *Play* Albiano e *Play* Urucutuca.



*Play Mucuri* – composto pelos arenitos da Formação Mariricu membro Mucuri trapeados principalmente em altos estruturais e selados pelos evaporitos do membro Itaúnas. Esse é o principal play dos campos da porção emersa da bacia.

*Play Albiano* – formado pelos arenitos e carbonatos da Formação São Mateus e da Formação Regência respectivamente. Essas formações podem ser trapeadas através de estruturas de paleo-relevo ou através da ação de falhas lítricas, associadas à holocinese, e também através de blocos altos de falhas normais. As trapas paleogeomórficas são geradas por discordâncias erosionais e são seladas pelos folhelhos da Formação Urucutuca. As trapas estruturais por meio de falhas lítricas que geram estruturas tipo rollover são resultantes da ação da halocinese. Os selos são os mesmos folhelhos da Formação Urucutuca.

*Play Urucutuca* – Os reservatórios deste play são os arenitos turbidíticos pertencentes à Formação Urucutuca. Esses depósitos se desenvolveram nos baixos estruturais e, principalmente, em direção à região *offshore*. As primeiras descobertas relacionam-se aos cânions terrestres de Regência e Fazenda Cedro. Exemplos de acumulação incluem os campos de Fazenda Cedro, Lagoa Parda e Barra do Ipiranga.

## **5. SETORES EM OFERTA**

### **5.1 Descrição Sumária**

Para a 14ª Rodada de licitações da ANP foram definidos para oferta 19 blocos, sendo 7 pertencentes ao setor SES-T4 e 12 blocos localizados no setor SES-T6, totalizando uma área de 415 km<sup>2</sup>.



## 5.2 Avaliação dos Blocos Propostos

No setor SES-T4 os blocos em oferta encontram-se na plataforma de São Mateus e os dados da região indicam diversas de estruturas compressionais do tipo *pop-up*. O play Mucuri é o explorado na região pelos diversos campos que circundam os blocos. No setor SES-T6 os blocos selecionados estão sobre o Paleocanyon de Fazenda Cedro e porção da plataforma de Regência. Nessa região são esperados o play Urucutuca e o play Regência. Os blocos mais ao norte apresentam-se completamente dentro do paleocanyon e os mais ao sul apresentam evidentes estruturas das plataformas carbonáticas desta região.

A Figura 5 apresenta a localização detalhada dos blocos em oferta na 14ª Rodada de Licitações da ANP na Bacia do Espírito Santo porção terrestre.

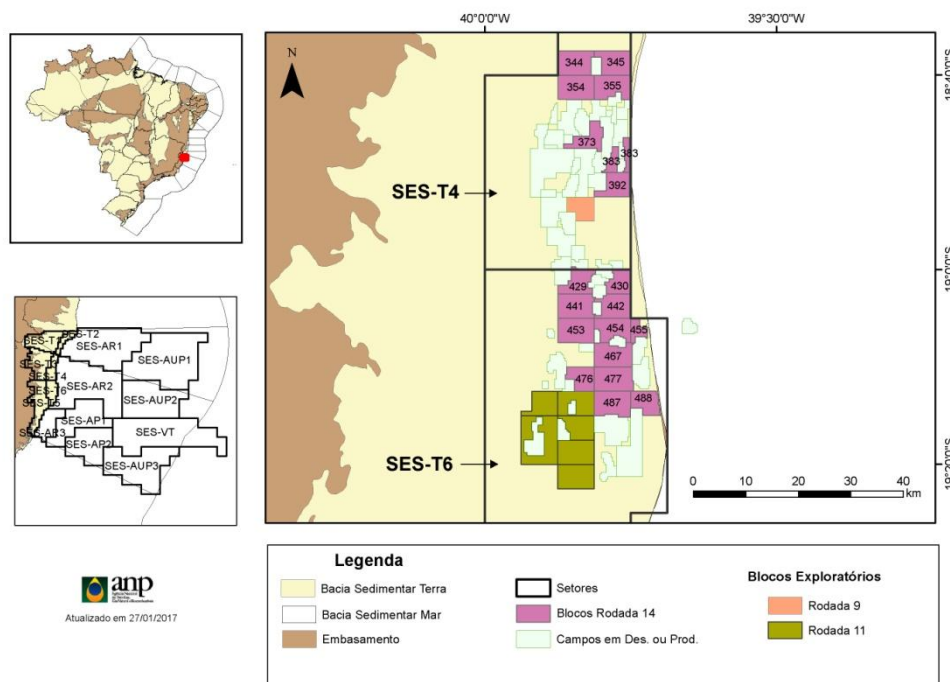


Figura 5. Localização com detalhe dos blocos sugeridos para a 14ª Rodada de Licitações da ANP na Bacia do Espírito Santo porção terrestre.





## 6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

BIASSUSI, A.; MACIEL, A. A.; CARVALHO, R. S. Bacia do Espírito Santo: o “estado da arte” da exploração. Boletim de Geociências, Rio De Janeiro, v. 4, n. 1, p. 13-19. Março, 1990.

COSTA, L. A. R. **Evolução Termodinâmica da Bacia do Espírito Santo - Brasil**. 1988. Dissertação (Mestrado em Geologia) - Departamento de Geologia da Escola de Minas, Universidade Federal de Ouro Preto, 1988.

DPC & ASSOCIATES Petroleum Systems of Brazil. Brasil: Dpc & Associates, 2000.

FELIX, L. M. **Controles estratigráficos dos padrões diagenéticos nos Arenitos Mucuri, Andar Alagoas - Bacia do Espírito Santo**. 2000. Dissertação (Mestrado) - Instituto de Geociências, Programa de Pós-Graduação em Geociências, Universidade Federal do Rio Grande do Sul. Porto Alegre, RS, 2000.

JÚNIOR, N. Z. **Arcabouço Morfoestrutural do Embasamento Adjacente e da Parte Emersa das Bacias do Espírito Santo e Mucuri**. 2007. Dissertação (Mestrado em Engenharia Civil), Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro, RJ, 2007.

LANDAU, L.; BEDREGAL, R. P.. **Mapeamento e Modelagem dos Sistemas Petrolíferos das Bacias de Cumuruxatiba e do Espírito Santo: Relatório Final - ANP.** : , 2008.

MOHRIAK, W.; SZATMARI, P.; ANJOS, S. M. C.. **SAL - Geologia e Tectônica - Exemplos nas Bacias Brasileiras (ORG.)**. 2008. p. 286-301.

VAN DER VEN, P. H.; CUNHA C. G. R.; BIASSUSI, A. S. **Structural Styles in the Espírito Santo - Mucuri Basin, Southeastern Brazil**. In: 1998: p. 374-375. Extended Abstracts Volume.



VIEIRA, R. A. *et al.* Bacias do Espírito Santo e Mucuri. Boletim de Geociências da Petrobras, Rio De Janeiro, v. 8, n. 1, p. 191-202. Março, 1994.