

**BACIA DE SANTOS**  
Sumário Geológico e Áreas em Oferta

Superintendência de Definição de Blocos  
SDB

Elaborado por: Marina Abelha  
2017

## SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO.....	1
2. ASPECTOS GERAIS.....	2
3. EVOLUÇÃO TECTONOESTRATIGRÁFICA .....	3
4. ARCABOUÇO REGIONAL .....	7
5. MODELO DE ACUMULAÇÃO .....	9
6. ÁREAS EM OFERTA.....	10
6.1 Peroba e Pau-Brasil .....	10
6.2 Blocos na Região do Alto de Cabo Frio .....	11
7. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....	12

## 1. INTRODUÇÃO

A Resolução nº 009/2017 do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), expedida em 27 de abril de 2017, autorizou a realização da 3ª Rodada de Licitações de Blocos para Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural, sob o regime de partilha de produção.

Os blocos selecionados se localizam dentro do polígono do pré-sal, e incluem quatro blocos no *play* pré-sal da Bacia de Santos: Peroba, Pau-Brasil, Alto de Cabo Frio Central e Alto de Cabo Frio Oeste (Figura 1).

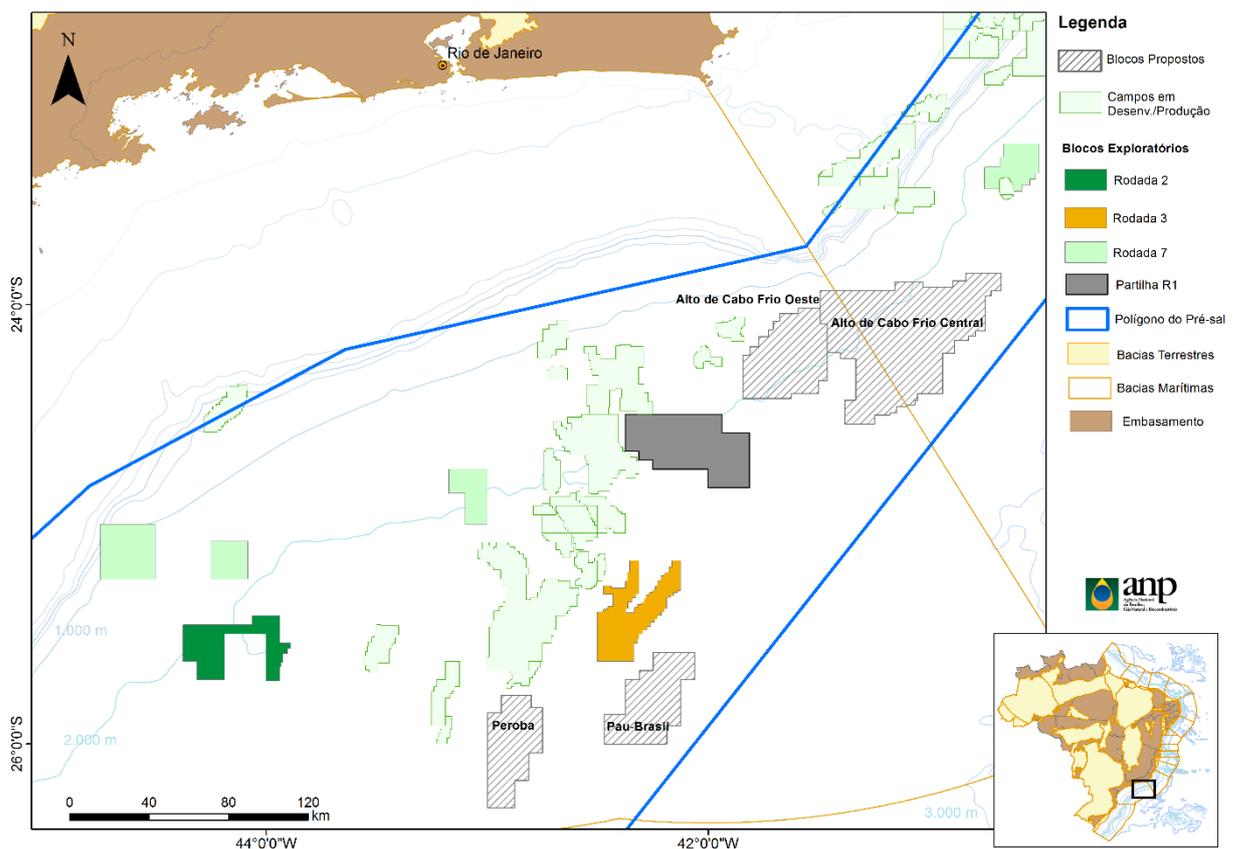


Figura 1. Mapa de localização dos blocos em oferta na 3ª Rodada do Pré-sal.

Este documento irá apresentar as principais características geológicas das áreas em oferta.

## 2. ASPECTOS GERAIS

A Bacia de Santos está localizada na plataforma continental brasileira. Estende-se desde o litoral sul do Estado do Rio de Janeiro até o norte do Estado de Santa Catarina, perfazendo área de aproximadamente 300.000 km<sup>2</sup> até a cota batimétrica de 3.000 m (Figura 2). Limita-se a norte com a Bacia de Campos, pelo Alto de Cabo Frio e, a sul, com a Bacia de Pelotas pelo Alto de Florianópolis. É uma bacia de margem divergente, formada pela abertura do Atlântico Sul, que se iniciou no Cretáceo Inferior.

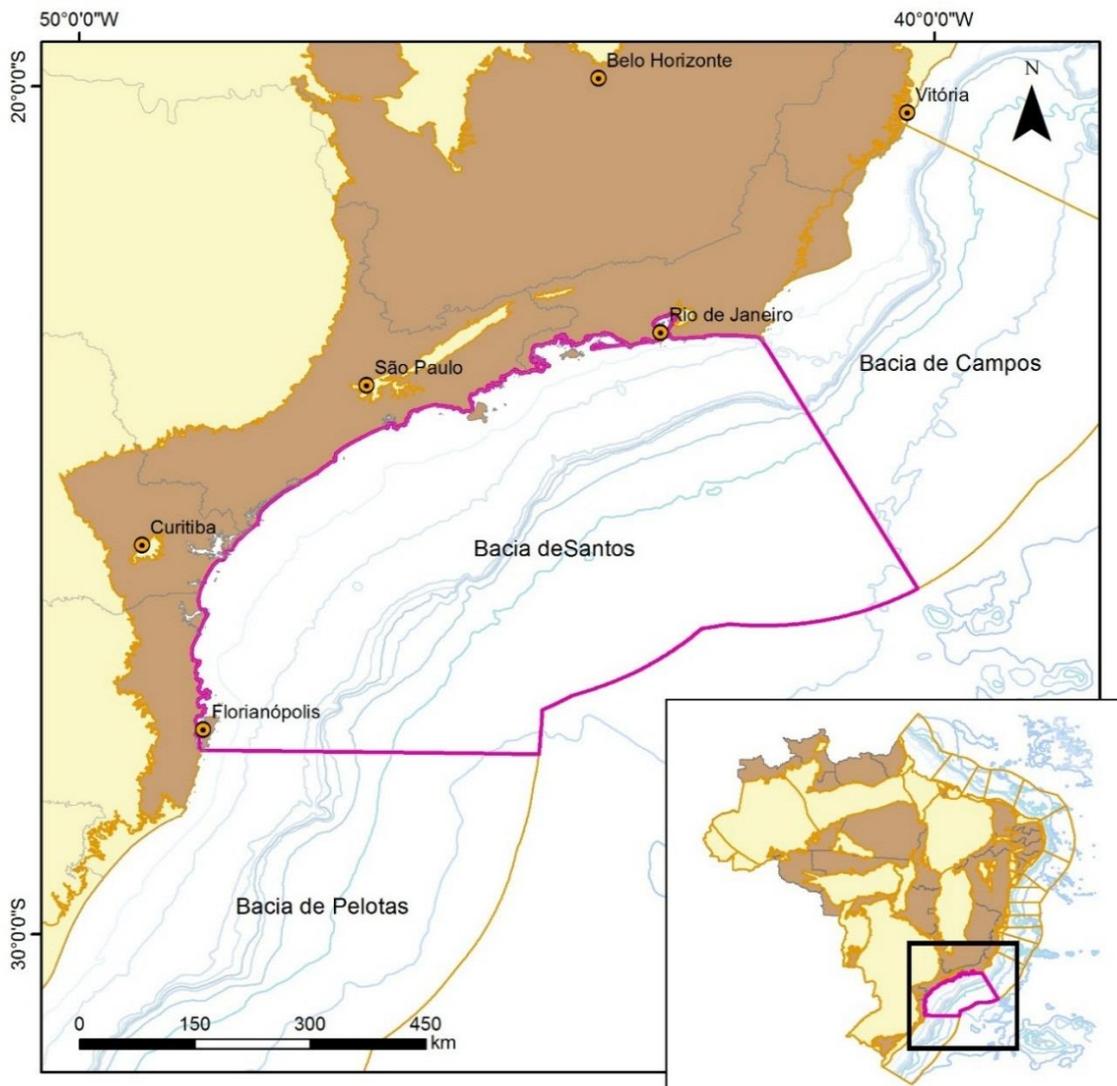


Figura 2. Mapa de localização da Bacia de Santos.

A Bacia de Santos, em conjunto com a Bacia de Campos, desponta como uma das principais bacias produtoras de Petróleo do Brasil, nela estão localizados diversos campos petrolíferos em produção (Figura 3), incluindo Lula, o maior campo produtor de petróleo do Brasil, e grandes reservas a serem exploradas, especialmente na seção pré-sal.

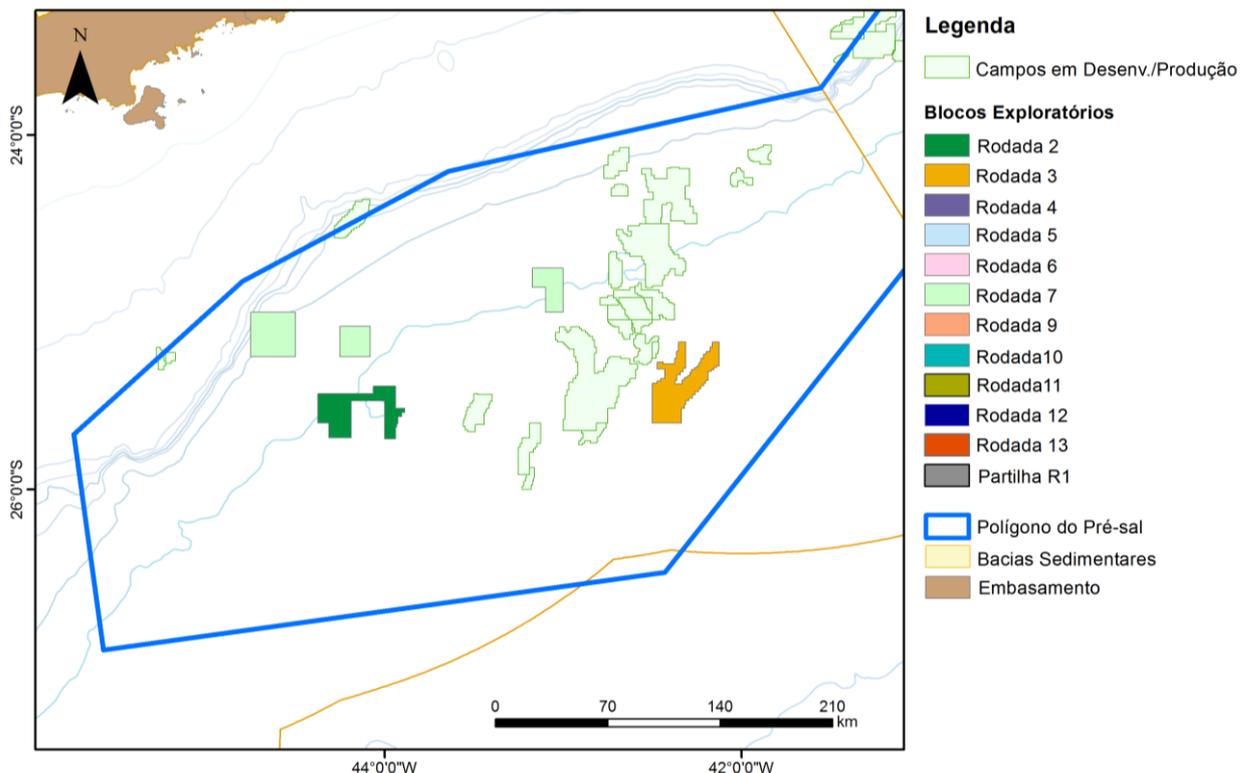


Figura 3. Mapa de localização dos campos em desenvolvimento e produção na Bacia de Santos.

### 3. EVOLUÇÃO TECTONOESTRATIGRÁFICA

A Bacia de Santos representa uma das maiores depressões da margem continental brasileira, com espessura sedimentar superior a 10.000 metros. A evolução tectonoestratigráfica é característica de margem passiva, diagnosticada pelos registros geológicos dos processos de estiramento crustal, rompimento da crosta continental, implantação da crosta oceânica e subsidência termal (Demercian, 1996 *apud* Caldas, 2007).

O arcabouço estratigráfico aqui empregado é aquele proposto por Moreira *et al.*, 2007 (Figura 3). Esses autores atualizam o arcabouço cronolitoestratigráfico da Bacia de Santos com ênfase na individualização de sequências deposicionais.

Os autores dividem o registro sedimentar da bacia em três supersequências: rifte, pós-rifte e drifte, separadas por discordâncias erosivas e intrinsecamente relacionadas às principais fases tectônicas. As supersequências são subdivididas em sequências deposicionais.

Segundo Moreira *et al.*, 2007 a supersequência mais antiga corresponde à fase rifte e engloba as formações Camboriú, Piçarras e Itapema. A Formação Camboriú, de idade Hauteriviana, é constituída por derrames basálticos. Sobreposta a esta unidade depositou-se a Formação Piçarras, do Barremiano, representada por leques aluviais de conglomerados e arenitos polimíticos constituído de fragmentos de basalto, quartzo, feldspato, nas porções proximais, e por arenitos, siltitos e folhelhos de composição talcoestevensítica nas porções lacustres. Sobreposta a esta unidade ocorre a Formação Itapema, depositada do Neobarremiano ao Eoaptiano, representada por intercalações de calcirruditos e folhelhos escuros. Os calcirruditos são constituídos por fragmentos de conchas de pelecípodes que frequentemente encontram-se dolomitizados e/ou silicificados. Nas porções mais distais ocorrem os folhelhos escuros, ricos em matéria orgânica.

A fase rifte é recoberta pelos sedimentos da fase pós-rifte, depositada em ambiente transicional, entre continental lacustre e marinho raso, caracterizada pela deposição de carbonatos, margas, folhelhos e evaporitos. O registro sedimentar desta fase é representado pelas formações Barra Velha (correspondente à fase sag) e Ariri (evaporitos). A Formação Barra Velha engloba carbonatos na porção proximal, e na porção distal folhelhos. Esta unidade estratigráfica data do Eoaptiano ao Neoaptiano. A Formação Barra Velha é sobreposta pelos evaporitos da Formação Ariri do Neoaptiano, composta

por halita, anidrita e eventualmente sais mais solúveis, como taquidrita, carnalita e silvinita.

Os evaporitos da Formação Ariri (Aptiano) acumulam mais de 2.000 m de espessura, depositados em um curto período de tempo (Chang *et al.* 1990).

A fase drifte está associada à subsidência térmica da bacia e ao tectonismo adiastrófico. É constituída por sedimentos marinhos depositados do Albiano ao Recente correspondentes aos grupos Camburi, Frade e Itamambuca, intensamente deformados pela tectônica do sal subjacente.

Segundo Garcia *et al.*, 2012 o Grupo Camburi (Albo-Cenomaniano) representa o início da transgressão marinha na Bacia de Santos. A deposição no Albiano é caracterizada por sedimentos siliciclásticos e carbonatos de águas rasas na plataforma continental e por margas e folhelhos na região distal mais profunda. O Cenomaniano registra siliciclásticos deltaicos e aluviais em leques proximais, passando a folhelhos e margas de plataforma nas regiões distais, com turbiditos arenosos nos baixos tectonicamente controlados.

Para Moreira *et al.*, 2007 essa fase transgressiva, representada pelo Grupo Camburi, culmina com a deposição dos folhelhos anóxicos da transgressão Turoniana.

Litoestratigraficamente, o Grupo Camburi é composto pelas as formações Florianópolis, Guarujá e Itanhaém.

O Grupo Frade inclui os sedimentos depositados do Turoniano até o limite Cretáceo/Paleógeno. Esta unidade representa uma fase de regressão marinha. Engloba as formações Santos, Juréia, Itajaí-Açu e o Membro Ilhabela definidos por Pereira e Feijó, 1994.

O Grupo Itamambuca compreende os sedimentos depositados após o limite Cretáceo/Paleógeno até os dias atuais, incluindo os leques aluviais e os pelitos e arenitos batiais (Moreira *et al.*, 2007).





#### 4. ARCABOUÇO REGIONAL

O processo de ruptura que levou à abertura do Oceano Atlântico imprimiu as principais feições estruturais da Bacia de Santos (Garcia *et al.*, 2012; Garcia, 2012) (Figura 5).

O rifteamento ocorreu até o Eocretáceo, com manifestações magmáticas. A compartimentação sedimentar, provavelmente controlada por zonas de cisalhamento mais frágeis tangidas pelo afinamento crustal, aproveita estruturas preexistentes. A seção rifte é predominantemente controlada por falhas normais SW-NE (Garcia *et al.*, 2012).

O alinhamento do Alto de Florianópolis e da Dorsal de São Paulo proporcionou as condições de desenvolvimento da vasta bacia evaporítica do Atlântico Sul. Estas estruturas barraram a circulação do oceano Atlântico já coexistente mais ao Sul, na Bacia de Pelotas (Demercian, 1996 *apud* Garcia *et al.*, 2012).

A tectônica de sal começa ainda no Aptiano superior devido às irregularidades do relevo de base preexistente, às variações na espessura do sal e ao soterramento diferencial (Demercian *op cit*, Garcia 1999 *apud* Garcia *et al.*, 2012).

A sedimentação marinha progradiu sobre o sal desenvolvendo batimetrias relativamente rasas na Bacia de Santos. A configuração radialmente convergente da sedimentação controlou a tectônica do sal a partir da linha de Charneira de Santos, promovendo um aumento da compressão em direção ao centro da convergência no platô de São Paulo (Cobbold e Szatmari, 1991 *apud* Garcia *et al.*, 2012).

A falha de Cabo Frio marca a transição entre distensão e compressão halotectônicas (Guerra, 2008 *apud* Garcia *et al.*, 2012). A progradação proximal



# AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS

## SEGUNDA RODADA DE PARTILHA

promove falhas de crescimento predominantemente antitéticas, enquanto as minibacias clássicas distais se estabelecem sob compressão (Mohriak e Szatmari, 2001 *apud* Garcia *et al.*, 2012). As minibacias evoluem por fluxos sedimentares mais intensos que ultrapassam o talude e, somente com a relativa desaceleração da tectônica de sal ao final do Neocretáceo, estas minibacias evoluem mais significativamente.

Entre as principais feições do arcabouço regional da Bacia de Santos destacam-se a Charneira de Santos e o Platô de São Paulo.

A Charneira de Santos constitui o limite oeste da sedimentação cretácea na bacia e seu traçado acompanha a configuração da linha de costa.

O Platô de São Paulo constitui uma feição fisiográfica de porte regional e ocorre na parte distal da bacia, possibilitando a exploração da seção pré-sal em águas profundas e ultraprofundas, já que, nas demais bacias da margem leste do Brasil em lâminas d'água acima de 2.000 m esta seção ocorre em profundidades superiores a 7.000 metros.

O Platô de São Paulo constitui uma proeminente feição morfológica positiva do Atlântico Sul, onde a crosta continental sofreu forte estiramento.

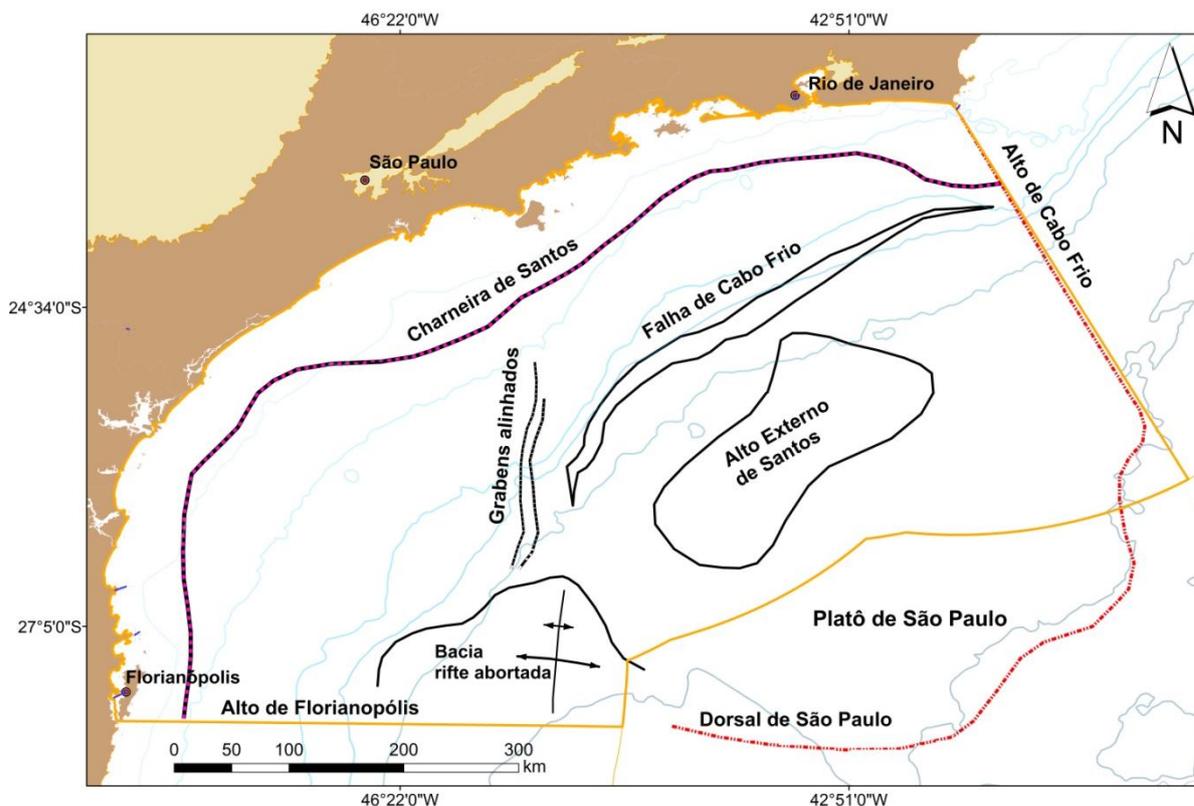


Figura 5. Mapa de localização da Bacia de Santos com os principais elementos do seu arcabouço regional (Garcia *et al.*, 2012).

## 5. MODELO DE ACUMULAÇÃO

O clássico modelo de acumulação das estruturas do Pré-sal na Bacia de Santos se caracteriza por estruturas de fechamento quaquaversal que comportam acumulações de hidrocarbonetos nos reservatórios carbonáticos selados por camadas de evaporitos (Figura 6).

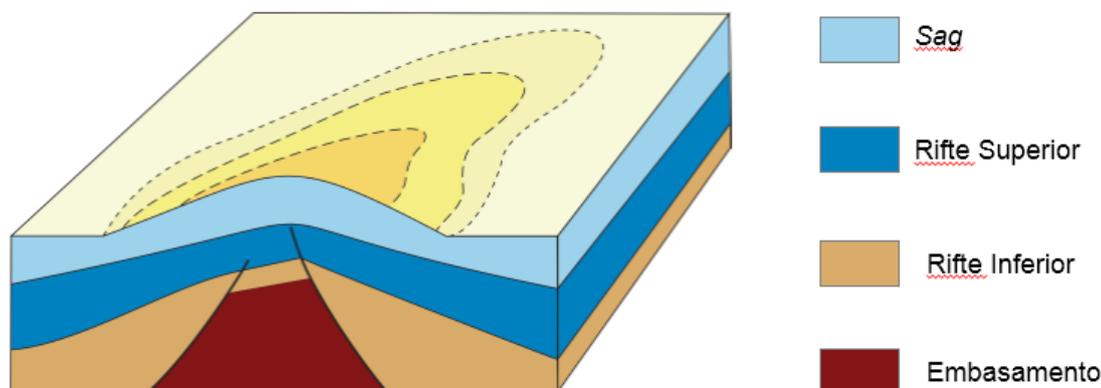


Figura 6. Modelo de acumulação dos prospectos do Pré-sal da Bacia de Santos, com fechamento quaquaversal das estruturas.

Todas as estruturas estão incluídas no contexto do sistema petrolífero responsável pelas acumulações gigantes na seção pré-sal da Bacia de Santos: Piçarras-Itapema/Barra Velha (!). Este sistema petrolífero é caracterizado pela geração nos folhelhos lacustres com carbonatos intercalados da Formação Piçarras (Barremiano) com acumulação nos reservatórios carbonáticos das formações Itapema (Barremiano/Eoaptiano) e Barra Velha (Aptiano).

## 6. ÁREAS EM OFERTA

### 6.1 Peroba e Pau-Brasil

Os prospectos de Peroba e Pau Brasil são duas proeminentes estruturas de fechamento nas quatro direções. Peroba está localizado ao sul do campo de Lula (vide Figura 1), o campo mais produtivo no Brasil.

Os prospectos são formados por reservatórios carbonáticos do Aptiano, depositados em ambiente lacustre alcalino e com textura bastante característica, tradicionalmente interpretada como de origem microbiana. Ambos são selados por camadas de sal.



# AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS

## SEGUNDA RODADA DE PARTILHA

O potencial é indicado por dados sísmicos, onde as fácies sísmicas indicam a ocorrência de rochas reservatório, com fácies semelhantes às daquelas das prolíficas estruturas do Pré-sal (Lula, Sapinhoá, Libra, Búzios, etc.).

O volume *in place* não riscado estimado para o prospecto de Peroba é de aproximadamente 5,3 bilhões de barris de petróleo, e para o prospecto de Pau-Brasil 4,1 bilhões de barris de petróleo.

### **6.2 Blocos na Região do Alto de Cabo Frio**

A 3ª Rodada do Pré-sal inclui dois blocos no Alto de Cabo Frio (Alto de Cabo Frio Central e Alto de Cabo Frio Oeste), um alto de embasamento que separa as bacias de Campos e de Santos. É um alto estrutural muito proeminente que forma um extenso platô de geologia muito complexa.

Especificamente nos dois blocos em oferta, nenhum poço foi perfurado ainda. Entretanto, os dados sísmicos indicam a presença de cozinha de geração, reservatório e selo. Além disso, as fácies sísmicas desta área também são muito semelhantes às aquelas identificadas nos reservatórios das prolíficas estruturas do pré-sal na Bacia de Santos (Lula, Búzios, Sapinhoá, etc.).



## 7. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

CALDAS, M. F. **Reconstituição cinemática e tectono-sedimentação associada a domos salinos nas águas profundas da Bacia de Santos, Brasil**. Rio de Janeiro, 2007. 111 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Civil) – COPPE, Universidade Federal do Rio de Janeiro.

CHANG, H. K.; KOWSMANM, R. O.; FIGUEIREDO, A. M. F. Novos conceitos sobre o desenvolvimento das bacias marginais do leste brasileiro. In: RAJA GABAGLIA, G. P e MILANI, E. J. **Origem e evolução das bacias sedimentares brasileiras**. Petrobras, 1990, p. 269-289.

GARCIA, S. F. M. **Restauração estrutural da halotectônica na porção central da Bacia de Santos e implicações para os sistemas petrolíferos**. Ouro Preto, 2012. 207 f. Tese (Doutorado em Ciências Naturais, Área de Concentração: Geologia Estrutural) – Universidade Federal de Ouro Preto.

GARCIA, S. F. M.; DANDERFER FILHO, A.; LAMOTTE, D. F.; RUDKIEWICZ, J. L. Análise de volumes de sal em restauração estrutural: um exemplo na Bacia de Santos. **Revista Brasileira de Geociências**, São Paulo, v. 42, n.2, p. 433-450, 2012.

MOREIRA, J. L. P.; MADEIRA, C. V.; GIL, J. A.; MACHADO, M. A. P. Bacia de Santos. **Boletim de Geociências da Petrobras**, Rio de Janeiro, v. 15, n. 2, p. 531-549, 2007.

PEREIRA, M. J.; FEIJÓ, F. J. Bacia de Santos. **Boletim de Geociências da Petrobras**, Rio de Janeiro, v. 8, n. 1, p. 219-234, 1994.