



BACIA DE SANTOS
Sumário Geológico e Setores em Oferta

Superintendência de Definição de Blocos
SDB

Elaborado por: Vivian Azor de Freitas, Ricardo de Moraes Travassos e Milena
de Barcelos Cardoso

2019



SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO.....	1
2. HISTÓRICO EXPLORATÓRIO.....	2
3. EVOLUÇÃO TECTONOESTRATIGRÁFICA.....	4
4. SISTEMAS PETROLÍFEROS	10
4.1 Geração e Migração	10
4.2 Rochas Reservatório	12
4.3 Rochas Selantes	13
4.4 Trapas	14
4.5 <i>Plays</i> Exploratórios	15
5. SETORES EM OFERTA.....	16
5.1 Descrição Sumária	16
5.2 Avaliação dos Blocos Propostos.....	16
5.3 Objetivo Exploratório.....	17
6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	17

1. INTRODUÇÃO

A Bacia de Santos está localizada nas regiões Sudeste e Sul do Brasil e abrange os litorais dos estados do Rio de Janeiro, São Paulo, Paraná e Santa Catarina. Sua área em águas territoriais brasileiras é de aproximadamente 305.000 km². Geologicamente, segundo Moreira *et al.* (2007), a bacia está limitada a norte com a Bacia de Campos pelo alto de Cabo Frio e a sul com a Bacia de Pelotas pelo alto de Florianópolis. O limite oeste da bacia é representado pelos cinturões das serras costeiras (Maciço da Carioca, Serras do Mar e da Mantiqueira) e a leste a bacia se estende até o sopé do Platô de São Paulo (Macedo, 1989).

Na Décima Sexta Rodada de Licitações estão em oferta 11 blocos, localizados em águas ultraprofundas do setor SS-AUP5, totalizando área de aproximadamente 8.495 km² (Figura 1).

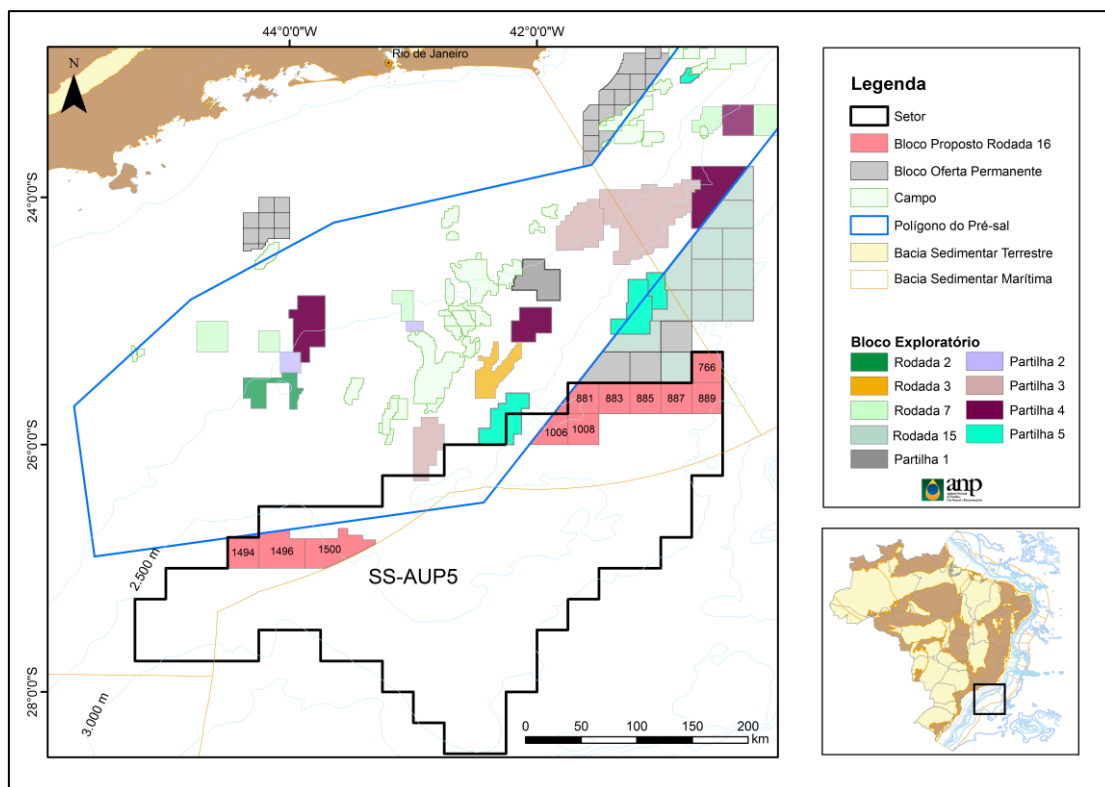


Figura 1. Mapa de localização da Bacia de Santos com indicação dos blocos em oferta na Décima Sexta Rodada de Licitações.



2. HISTÓRICO EXPLORATÓRIO

A exploração de petróleo na Bacia de Santos iniciou-se na década 70, quando ocorreram as primeiras incursões exploratórias, que apontaram para o potencial de reservas de petróleo e gás natural na Bacia de Santos.

O primeiro poço foi perfurado em 1972 e a primeira descoberta na bacia ocorreu em 1983. Nesse ano foi perfurado o poço 1-SPS-20-SP, descobridor do Campo de gás de Merluza, com acumulações em arenitos turbidíticos da Formação Itajaí-Açu e da Formação Juréia.

Na década de 1980 e início da década de 1990 foram realizadas descobertas em reservatórios carbonáticos albianos nos campos de Tubarão, Coral, Estrela do Mar e Caravela, gerando boas perspectivas quanto ao potencial petrolífero da bacia.

A partir da Lei do Petróleo e da criação da ANP, em 1997, a Bacia de Santos recebeu novos investimentos exploratórios da Petrobras e de outras companhias estrangeiras e nacionais na aquisição de dados geológicos e geofísicos que culminaram com a descoberta de novas jazidas: de óleo em Oliva e Atlanta; e de gás natural em Lagosta, Tambuatá, Tambaú, Mexilhão, Carapiá, Uruguá e Pirapitanga.

Além disso, os novos levantamentos sísmicos realizados pela iniciativa privada permitiram que a ANP ofertasse blocos exploratórios nas 2ª e 3ª Rodadas de Licitações no setor de águas profundas da Bacia de Santos, cujo potencial petrolífero ainda era desconhecido. A região desses blocos ficou conhecida como “*cluster* do Pré-sal”.

Em 2006, o primeiro poço exploratório, denominado 1-BRSA-329D-RJS, foi perfurado na seção Pré-sal da Bacia de Santos com o objetivo de testar o prospecto Parati, localizado no bloco BM-S-10. Este poço comprovou a existência de um sistema petrolífero atuante naquela porção da bacia, apesar de encontrar uma acumulação de gás e condensado pouco atrativa comercialmente, em função da baixa qualidade dos reservatórios. Assim, abriu perspectivas para o novo *play* exploratório da Bacia de Santos: o *play* Pré-sal.



Ainda em 2006, com a perfuração do poço 1-BRSA-369A-RJS foi descoberto o Campo de Lula, com volumes estimados de óleo *in situ* superiores a 18 bilhões de barris. Assim, foram abertos novos horizontes à exploração de petróleo na bacia, em rochas carbonáticas abaixo de espessas camadas de evaporitos em água ultraprofundas.

A descoberta do Pré-sal modificou profundamente o cenário exploratório brasileiro, dando origem, inclusive, ao novo marco regulatório para as áreas do Pré-sal de Campos e Santos (Leis 12.276/10, 12.304/10 e 12.351/10).

Atualmente, a Bacia de Santos é a maior produtora de petróleo e gás natural do Brasil. A bacia abriga 44 campos descobertos, sendo 22 na fase de desenvolvimento, 12 na fase de produção e outros 10 já devolvidos ou incorporados a outros campos. Além dos campos já descobertos, estão em concessão hoje, 19 blocos exploratórios (sendo 2 deles suspensos) referentes as Rodadas 2, 3, 7, 14 e 15 de Concessão de Blocos e Rodadas 1, 2, 3, 4 e 5 de Partilha de Produção.

Em 2018 foram ofertados blocos nas 15^a Rodada de Concessão, 4^a e 5^a Rodadas de Partilha, totalizando 8 blocos arrematados, os quais despertaram grande interesse da indústria, criando expectativa para o crescimento na exploração e produção de petróleo na Bacia de Santos.

As reservas 1P (provadas desenvolvidas e não desenvolvidas) de hidrocarbonetos na Bacia de Santos são da ordem de 7,58 bilhões de barris de petróleo e 205.045,92 milhões de metros cúbicos de gás natural (dados de março de 2019). No mês de janeiro de 2019, a produção diária de petróleo na Bacia de Santos foi da ordem de 1,303 milhão de barris e a produção diária de gás natural da ordem de 63,34 milhões de m³.

O acervo de dados resultante do esforço exploratório na Bacia de Santos (Figura 2) conta com 366 poços exploratórios (contando apenas poços não repetidos), densa malha de dados sísmicos bidimensionais e levantamentos sísmicos tridimensionais que cobrem grande parte da bacia.

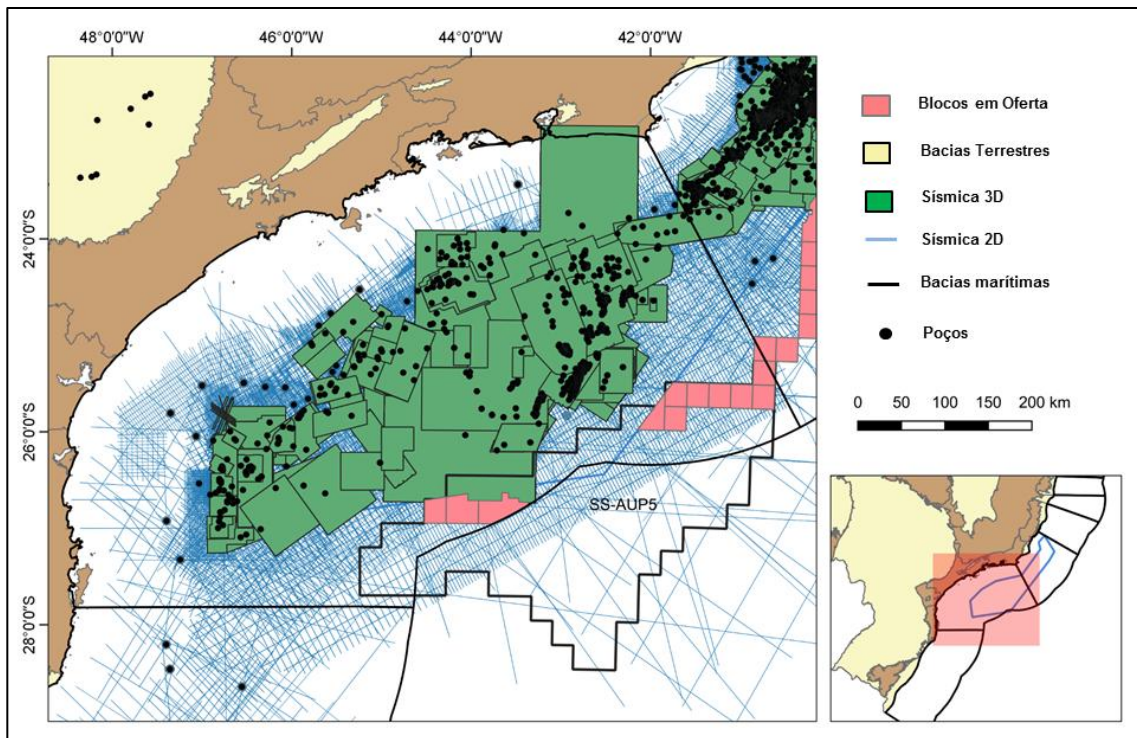


Figura 2. Mapa do acervo de dados sísmicos bidimensionais e tridimensionais e de poços exploratórios na Bacia de Santos.

3. EVOLUÇÃO TECTONOESTRATIGRÁFICA

A Bacia de Santos corresponde a uma bacia de margem passiva gerada durante o Cretáceo Inferior, relacionada ao evento de ruptura do Supercontinente Gondwana e abertura do Oceano Atlântico Sul. A espessura da seção sedimentar pode alcançar 15 quilômetros, incluindo a sequência rifte, e foi depositada sobre uma crosta afinada (Mio *et al.*, 2005).

O embasamento cristalino da Bacia de Santos, que aflora na parte terrestre, na região de São Paulo, é formado por granitos e gnaisses pré-cambrianos do Complexo Costeiro e por metassedimentos da Faixa Ribeira (Moreira *et al.*, 2007). Segundo Macedo (1989), a parte rasa da Bacia de Santos é composta predominantemente pelo Cinturão Ribeira. As partes mais profundas da bacia podem também ser compostas por porções da crosta continental estirada provenientes do mesmo cinturão.



A estruturação gerada pelos processos do rifteamento condicionou as atuais feições estruturais importantes da Bacia de Santos, tendo influenciado diretamente na disposição atual da seção sedimentar (Figura 3).

Rochas vulcânicas basálticas ocorrem na sequência do Cretáceo Inferior da Bacia de Santos, assim como nas bacias de Campos e Pelotas. Tais rochas podem ser correlacionadas com os derrames Serra Geral da Bacia do Paraná, segundo diversos autores (Amaral *et al.*, 1967; Fodor *et al.*, 1983; Fodor & Vetter, 1984; Mizusaki *et al.*, 1988 e Mizusaki *et al.*, 1992), e com os derrames de Kaoko, na África (Pacca & Hiodo, 1976; Bellieni *et al.*, 1984).

Na Fase Rife, a tectônica distensional foi responsável pela geração de espaço de acomodação de sedimentos e de falhamentos normais, neste mesmo período houve reativação de falhas no embasamento Pré-Cambriano. Esta estruturação resultou em grábens com geometria de blocos falhados e rotacionados, gerando grandes depocentros sedimentares.

A partir da individualização do continente sul-americano, depressões marginais foram implantadas nas bacias de Pelotas, Santos e Campos. Ocorreu a deposição de uma cobertura sedimentar típica de bacias de margem passiva, com sequências continentais de fase rife, transicionais e marinhas (Macedo, 1989).

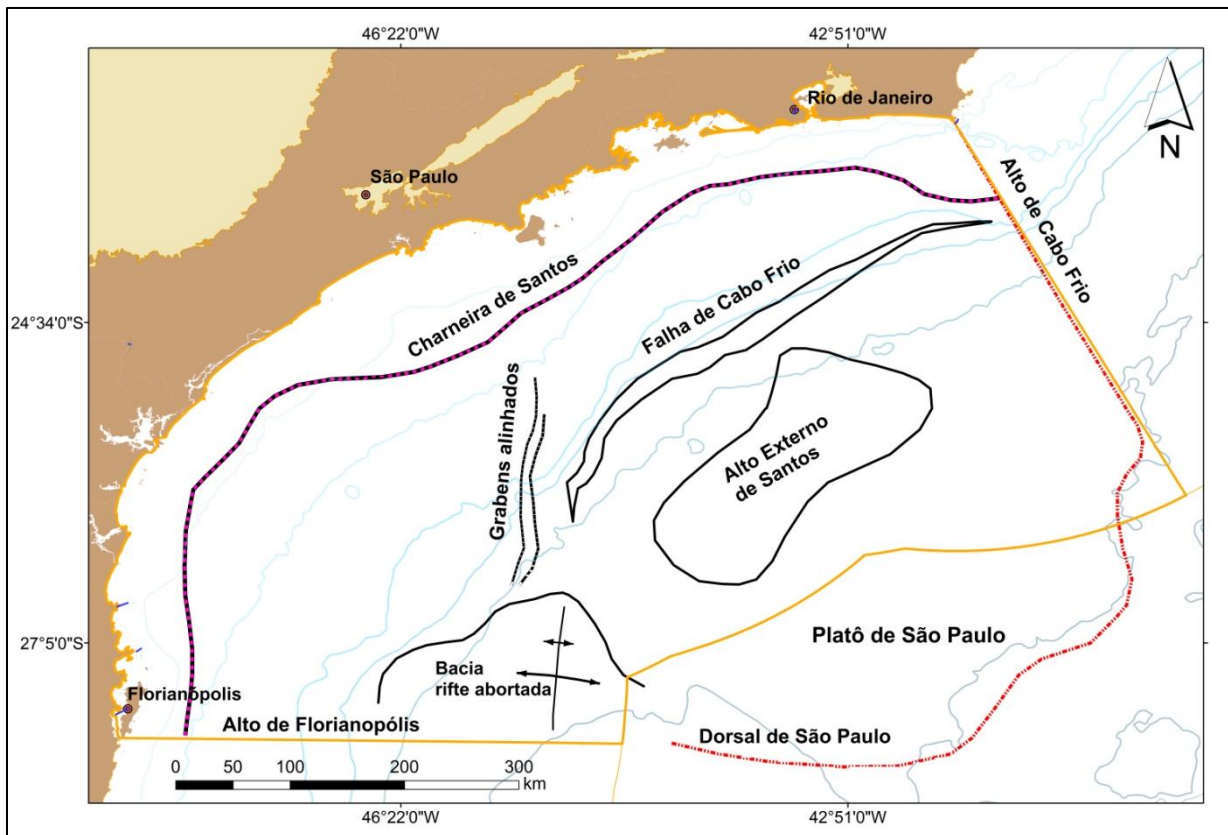


Figura 3. Mapa de localização da Bacia de Santos com os principais elementos do seu arcabouço regional (editado de Garcia *et al.*, 2012).

Segundo Moreira *et al.* (2007) a evolução tectonoestratigráfica da Bacia de Santos pode ser dividida nas Supersequências Rifte, Pós-Rifte e Drifte (Figura 4), sendo o embasamento da bacia representado por rochas pré-cambrianas da Faixa Ribeira.

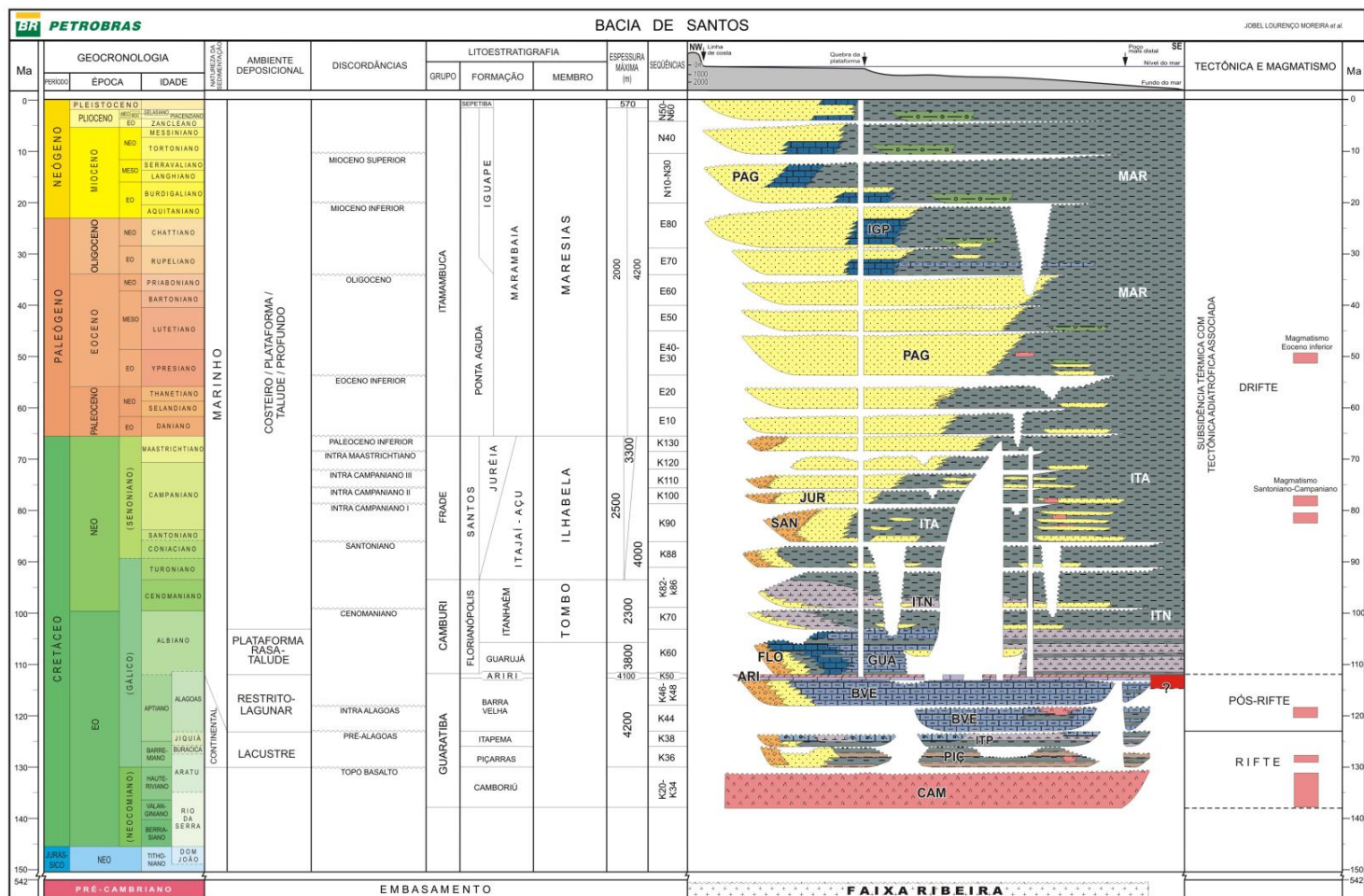


Figura 4. Diagrama Estratigráfico da Bacia de Santos (Moreira *et al.*, 2007).



A Supersequência Rifte se estende do Hauteriviano ao Aptiano e compreende os sedimentos depositados durante o processo de ruptura do Gondwana. Essa Supersequência está dividida em três sequências deposicionais, representadas pelas formações Camboriú, Piçarras e Itapema.

A porção basal é composta por derrames basálticos da Formação Camboriú do Cretáceo Inferior. O limite superior é discordante com a Formação Piçarras, a qual é composta por conglomerados e arenitos de leques aluviais na porção proximal, e por arenitos, siltitos e folhelhos de origem lacustre na porção distal.

O topo dessa Supersequência corresponde à Formação Itapema, composta por conglomerados e arenitos de leques aluviais na porção proximal e intercalações de calcirruditos e folhelhos escuros na parte distal.

A Supersequência Pós-rifte é representada pelo aumento gradual das incursões marinhas que originaram o Oceano Atlântico Sul, foi depositada entre o Aptiano e início do Albiano, idades correspondentes ao andar local Alagoas. As sequências descritas por Moreira *et al.*, (2007) englobam as Formações Barra Velha e Ariri, depositadas em ambiente transicional, bastante estressante, entre continental e marinho raso.

A Formação Barra Velha constitui a base desta supersequência e está dividida em duas sequências. A mais antiga se depositou a partir da quebra de plataforma e é composta por calcários microbiais, estromatólitos e lamitos nas porções proximais e folhelhos nas porções distais. A mais recente é datada do Neoaptiano e se depositou discordantemente sobre o pacote Eoaptiano. A composição predominante é de calcários microbiais intercalados a folhelhos, no entanto ocorrem leques aluviais de arenitos e conglomerados na porção proximal.

O topo da Supersequência corresponde aos evaporitos da Formação Ariri, depositados em um ambiente de golfo estreito e alongado (Riccomini *et al.*, 2012). A composição dos evaporitos correspondem principalmente a halita e anidrita, ainda com presença de sais solúveis, tais como, taquidrita, carnalita e silvinita (Moreira *et al.*, 2007). Os evaporitos ocorreram no Neoaptiano,



atingindo atualmente cerca de 2.000 metros de espessura, e fazem limite superior com os sedimentos siliciclásticos/carbonáticos da Formação Florianópolis e da Formação Guarujá.

A última Supersequência descrita por Moreira *et al.*, (2007) foi denominada de Drifte, depositada a partir do Albiano até o recente. Esta sedimentação de origem marinha está relacionada à subsidência termal e é representada pelos grupos Camburi, Frade e Itamambuca. A fase de subsidência possibilitou a transposição dos altos vulcânicos no limite sul da bacia (Garcia *et al.*, 2012) e a instalação do oceano pleno com a deposição de sedimentos carbonáticos e posteriormente siliciclásticos. Esta etapa também pode ser caracterizada pela transição de crosta continental para crosta oceânica, com individualização das placas sul-americanas e africana (Riccomini *et al.*, 2012) determinando o término da bacia evaporítica.

O Grupo Camburi, com relação à sedimentação Albiana, é composto principalmente por sedimentos siliciclásticos e carbonatos de águas rasas na plataforma e por margas e folhelhos na porção distal da bacia. Já o registro Cenomaniano é composto por siliciclásticos deltaicos e aluviais na porção proximal, enquanto que a região distal é composta de folhelhos e margas com presença de turbiditos. O Grupo Camburi é composto pelas formações Florianópolis, Guarujá e Itanhaém.

O Grupo Frade se depositou do início do Turoniano até o fim do Maastrichtiano e está subdividido nas formações Santos, Juréia e Itajaí-Açu. A Formação Santos é composta predominantemente por conglomerados continentais, enquanto a Formação Juréia por arenitos plataformais e costeiros, e a Formação Itajaí-Açu é constituída de siltitos, folhelhos, diamictitos e margas.

A deposição do Grupo Itamambuca ocorreu do Paleoceno até o recente. Sua composição na porção proximal, referente à Formação Ponta Aguda, conta com arenitos plataformais, enquanto que próximo à quebra de plataforma depositaram-se calcarenitos e calcirruditos da Formação Iguape. Nas porções



distais encontram-se siltitos, folhelhos, diamictitos e margas da Formação Marambaia, ainda com a presença de arenitos turbidíticos do Membro Maresias.

4. SISTEMAS PETROLÍFEROS

Os principais sistemas petrolíferos reconhecidos na Bacia de Santos são Itapema/Piçarras-Barra Velha (!) e Itajaí-Açu-Ilha Bela (!), os quais apresentam uma grande variedade de *plays* complementares, com reservatórios que ocorrem em diversos níveis na seção drifte.

O sistema petrolífero Itapema/Piçarras-Barra Velha (!) teve sua geração em folhelhos lacustres da seção rifte da bacia e acumulação principal nos reservatórios carbonáticos da Formação Barra Velha. Corresponde ao sistema petrolífero atuante na seção Pré-sal da Bacia de Santos.

O sistema petrolífero Itajaí-Açu-Ilha Bela foi confirmado no estudo realizado por Chang *et al.* (2008) e combina geração a partir de folhelhos marinhos anóxicos da Formação Itajaí-Açu e acumulação principal em arenitos turbidíticos neoturonianos a eosantonianos do Membro Ilha Bela.

Além dos reservatórios mencionados como principais, existem outros relacionados às descobertas de Oliva e Atlanta, ao norte da Bacia de Santos, com reservatórios de idades entre o Paleoceno e Eoceno, Baúna, na porção sul da bacia, em reservatórios turbidíticos do Oligoceno, e Tubarão, Coral, Cavalinho, Estrela do Mar e Caravela, em calcários oolíticos eoalbianos da Formação Guarujá, também na porção sul da bacia.

4.1 Geração e Migração

A Bacia de Santos tem dois intervalos geradores de hidrocarbonetos conhecidos: os folhelhos lacustres da Supersequência Rifte e a Formação Itajaí-Açu na Supersequência Drifte.

De acordo com Chang *et al.* (2008), análises de biomarcadores em amostras de óleo providas de 15 amostras selecionadas ao longo da bacia



caracterizaram a provável fonte de óleo como sendo lacustre salino, com contribuição marinha siliciclástica.

As rochas geradoras da seção rifte foram depositadas em ambiente lacustre salino no estágio final da fase rifte, no Aptiano. Supõe-se que nesse ambiente, o sistema de lagos passou a receber influência de águas salinas do sul, tendo se tornado salinizado devido ao acréscimo de aridez ao final do Cretáceo Superior (Chang *et al.*, 2008). De acordo com Moreira *et al.* (2007), entre os litotipos da Supersequência Rifte são descritas intercalações de calcirruditos e folhelhos escuros ricos em matéria orgânica.

Os valores para a concentração de Carbono Orgânico Total (COT) para as rochas geradoras do rifte variam entre 2 a 6%. O Índice de Hidrogênio é superior a 900 mg de HC/g COT, o que indica a formação de querogênio do tipo I.

As rochas da Formação Itajaí-Açu são representadas por folhelhos e argilitos cinza-escuros depositados nos ambientes de plataforma distal, talude e bacia (Moreira *et al.*, 2007), e corresponde ao evento anóxico global com base no Turoniano.

O valor de COT médio para as rochas da Formação Itajaí-Açu varia de 0,5 a 2% (Ade *et al.*, 2017), com máximo de 6%, e análise de amostras de rochas dessa formação indicou que sua matéria orgânica é composta por uma mistura dos tipos II e III, ou seja, de origem marinha depositada em ambientes redutores e de origem terrestre. Segundo resultados geoquímicos sobre a origem dos óleos, as rochas da Formação Itajaí-Açu entraram na janela de geração em diferentes locais da bacia (Chang *et al.*, 2008).

Os processos de migração e acumulação de hidrocarbonetos na Bacia de Santos estão fortemente relacionados à dinâmica da sequência evaporítica, atuando como limitante ao fluxo dos hidrocarbonetos gerados na seção rifte devido à baixíssima permeabilidade. A migração ocorreu até o contato basal da sequência sedimentar pré-aptiana, que funcionou como uma camada carreadora (*carrier-bed*), e transpassou a sequência evaporítica a partir de janelas ou zonas de espessura adelgada. Assim, o fluxo de hidrocarbonetos



foi concentrado em falhas distensivas lítricas associadas aos domos e diápiros de sal, ou em falhas de transferência, até as armadilhas (Chang *et al.*, 2008).

Logo, têm-se como consequência desse evento uma grande janela de sal que foi criada a partir de grandes cunhas clásticas numa região conhecida como Calha Central, a partir do imenso aporte sedimentar que ocorreu entre o Campaniano e o Maastrichtiano. Nesse contexto, evaporitos da Formação Ariri foram transportados em direção a águas profundas.

As falhas criadas na fase rifte também foram de fundamental importância para o direcionamento do fluxo de hidrocarbonetos gerados nessa mesma seção. Os hidrocarbonetos gerados na Formação Itajaí-Açu migraram preferencialmente pelas falhas lítricas ou de transferência originadas pela halocinese.

A partir de estudos de modelagem, segundo Chang *et al.* (2008), foi possível reconhecer que a fase de geração e expulsão de hidrocarbonetos da seção rifte começou a partir de 100 Ma, com pico por volta de 90 Ma e 70 Ma, e estendeu-se até o Eoceno, com menor intensidade. Assim, o trapeamento de diversos reservatórios foi viabilizado, desde os correspondentes à Formação Guarujá aos arenitos do Membro Ilhabela, do Neocretáceo (Formação Juréia) ao Eoceno (Formação Marambaia).

Para as rochas geradoras da Formação Itajaí-Açu, a geração ocorreu a partir do Maastrichtiano, de acordo com estudos de modelagem. Houve, portanto, a existência de sincronismo para todos os reservatórios da seção pós-evaporítica.

4.2 Rochas Reservatório

Os carbonatos da Formação Barra Velha, secundariamente da Formação Itapema, constituem os principais reservatórios da seção Pré-sal, com gigantescos volumes de óleo descobertos nos campos de Lula, Sapinhoá, Búzios, entre outros.



Na seção marinha, a Bacia de Santos tem um conjunto diversificado de rochas reservatório, como os carbonatos oolíticos de águas rasas da Formação Guarujá, os arenitos turbidíticos eocênicos da Formação Marambaia e do Membro Ilha Bela, da Formação Itajaí-Açu (Chang *et al.*, 2008).

Os reservatórios da Formação Barra Velha são compostos por rochas carbonáticas microbiais originadas em ambientes lacustres com influência marinha, enquanto que da Formação Itapema, por coquinas, que representam fácies de alta energia constituídas por fragmentos de conchas, frequentemente dolomitizados ou silicificados.

Os carbonatos da Formação Guarujá representam os reservatórios mais importantes da seção pós-sal devido ao grande volume de óleo descoberto nessas rochas nos campos de Tubarão, Estrela do Mar, Coral, Caravela e Cavalão-Marinho (Chang *et al.*, 2008). Correspondem a calcarenitos oolíticos e foram depositados em águas rasas, em uma extensa plataforma carbonática durante o Albiano Médio-Inferior.

Os reservatórios turbidíticos do Membro Ilhabela têm ocorrência intercalada com pelitos de águas profundas da Formação Itajaí-Açu. Essas rochas funcionam como reservatórios para os campos de Merluza, Lagosta e Mexilhão.

Além dos reservatórios citados, outras unidades litoestratigráficas compõem reservatórios siliciclásticos, como os arenitos das formações Santos e Juréia e os arenitos turbidíticos do Paleoceno, Eoceno e Oligoceno da Formação Marambaia, que são reservatórios para os campos de Oliva, Atlanta e Baúna.

4.3 Rochas Selantes

Para as rochas reservatórios da seção Pré-sal as extensas muralhas de sal da Formação Ariri representam um selo eficaz.



Na seção drifte da bacia, de maneira generalizada, ocorrem selos compostos por pelitos e calcilitos intercalados aos reservatórios (Chang *et al.*, 2008).

Para as rochas da Formação Guarujá, têm-se para rochas selantes os calcilitos intercalados aos calcarenitos porosos, formando ciclos de *coarsening-upward*, e os calcilitos e pelitos da Formação Itanhaém.

Já para os reservatórios siliciclásticos, as rochas selantes são os pelitos intercalados aos arenitos das formações Itajaí-Açu, Santos/Juréia e Marambaia.

4.4 Trapas

As trapas associadas a altos estruturais da seção rifte são de grande importância para a concentração de hidrocarbonetos, sendo esse o caso de descobertas na seção Pré-sal da Bacia de Santos.

As trapas relacionadas às principais acumulações da seção pós-sal da bacia têm caráter estrutural e misto. O aporte sedimentar e o enorme volume de evaporitos depositados durante o aptiano colaboraram amplamente com a geração de trapas relacionadas à halocinese desde o Neo-Albiano (em águas rasas) até o Oligoceno (em águas profundas), formando armadilhas em forma de domos ou diápiros de sal. O acunhamento de corpos arenosos contra a parede de domos e diápiros salinos (*pinch-out*) é muito comum em áreas de intensa ocorrência de halocinese, como a região de águas profundas.

As trapas estratigráficas podem ocorrer principalmente em unidades mais recentes, principalmente no Terciário e, mais raramente, no Maastrichtiano.

4.5 Plays Exploratórios

A bacia de Santos apresentou diversos modelos de acumulação ao longo de sua exploração, que resultaram em campos e descobertas subcomerciais em vários níveis estratigráficos, principalmente na seção drifte. Dentre os principais *plays* exploratórios da Bacia de Santos (Figura 5) estão os carbonatos aptianos das Formações Barra Velha e Itapema (*play* Pré-Sal), os carbonatos albianos da Formação Guarujá, os arenitos turbidíticos do Cretáceo Superior da Formação Itajaí-Açu (Membro Ilhabela) e arenitos turbidíticos do Paleógeno e Neógeno da Formação Marambaia (Membro Maresias).

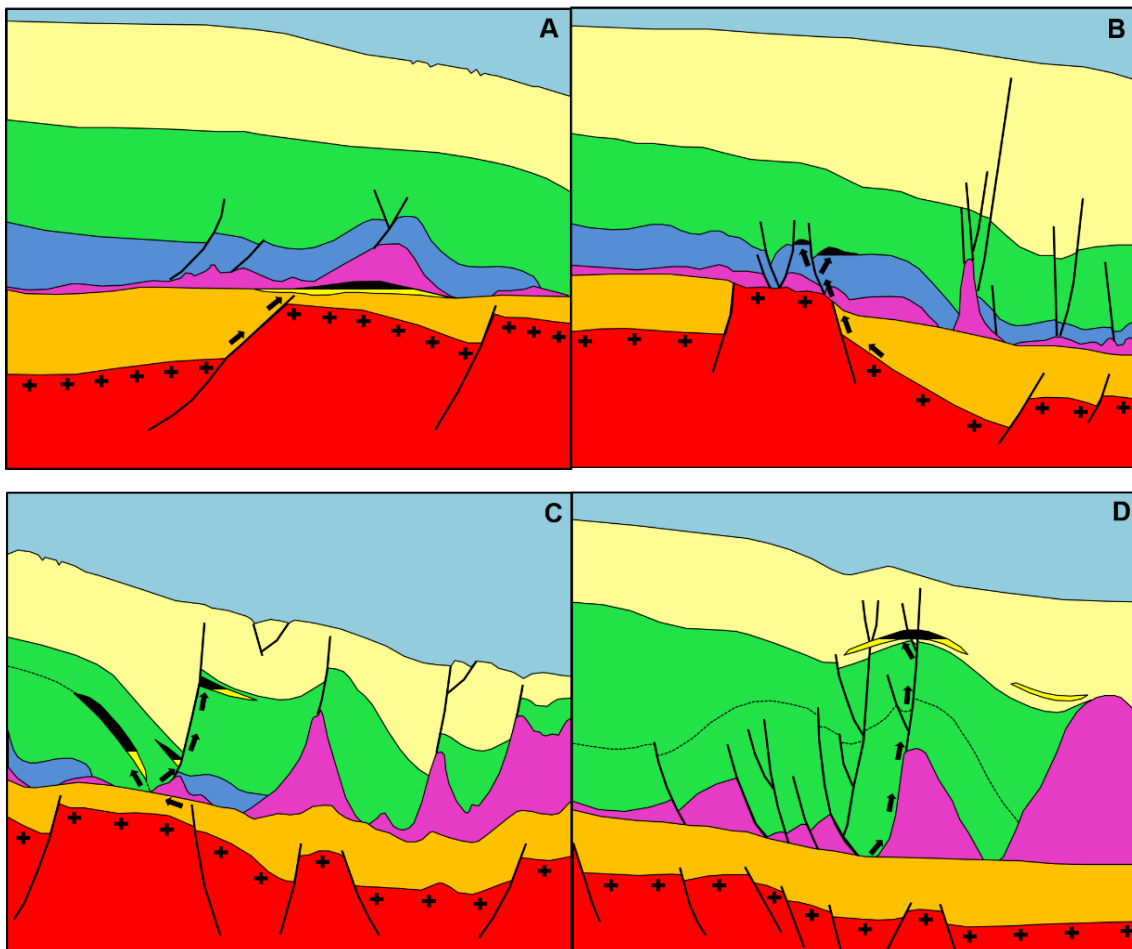


Figura 5. Principais modelos de acumulação da Bacia de Santos (Chang *et al.*, 2008); A) *Play* Pré-Sal; B) *Play* carbonático albiano da Formação Guarujá; C) *Play* turbidítico do Membro Ilhabela; D) *Play* turbidítico da Formação Marambaia.

5. SETORES EM OFERTA

5.1 Descrição Sumária

Na Décima Sexta Rodada de Licitações estão em oferta 11 blocos exploratórios (Figura 6), todos no setor SS-AUP5, totalizando área de aproximadamente 8.495 km².

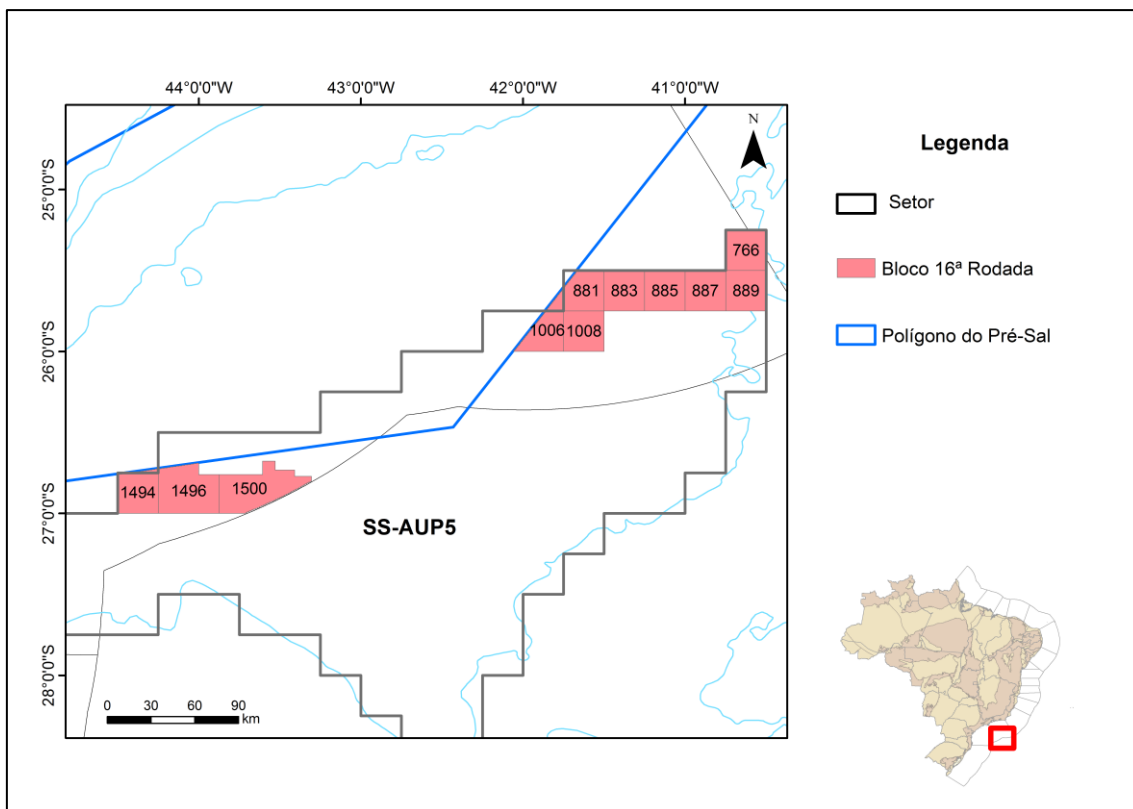


Figura 6. Mapa de localização da Bacia de Santos com indicação dos blocos em oferta na Décima Sexta Rodada de Licitações.

5.2 Avaliação dos Blocos Propostos

Os blocos selecionados localizam-se na porção norte da Bacia de Santos, fora do polígono do Pré-sal e próximo ao limite com a Bacia de Campos, em lâminas d'água entre 2.500 e 3.000 metros. A região é coberta por



levantamentos sísmicos bidimensionais nos blocos localizados na porção norte da bacia e dados bidimensionais e tridimensionais no setor sul da bacia.

Na área em oferta, foram identificadas situações favoráveis à acumulação de hidrocarbonetos na seção Pré-sal, semelhantes às descobertas já realizadas na bacia. São esperados, principalmente, reservatórios carbonáticos barremianos e aptianos das Formações Barra Velha e Itapema. Quanto a seção drifte, não foram encontrados sismofácies ou indícios de arenitos turbidíticos ou em carbonatos do Albiano, e por isso foram identificadas apenas oportunidades referentes ao *Play* Pré-sal.

5.3 Objetivo Exploratório

O objetivo exploratório dos blocos propostos para oferta na 16ª Rodada de Licitações da ANP são os carbonatos microbiais aptianos da Formação Barra Velha.

6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ADE. M, NUNES. N, RODRIGUES. R, ASSIS. F, NASCIMENTO. F, LEITE. R. Geochemical and chemostratigraphic assessment of the Albian-Oligocene interval of the Northern portion of Santos Basin. São Paulo, UNESP, Geociências, v. 36, n. 4, p. 673 - 689, 2017.

AMARAL, G.; BUSHEE, J. C. U. G.; CORDANI, U. G.; KAWASHITA, K.; REYNOLDS, J. H. Potassium-argon ages of alkaline rocks from southern Brazil. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, v. 31, n. 2, p. 117-142, 1967.

BELLIENI, G.; BROTZU, P.; COMIN-CHIRAMONTI, P.; ERNESTO, M.; MELFI, A.; PACCA, I. G.; PICCIRILLO, E. M. Flood basalt to rhyolite suites in the southern Parana Plateau (Brazil): palaeomagnetism, petrogenesis and geodynamic implications. *Journal of Petrology*, v. 25, n. 3, p. 579-618, 1984.



CHANG, H. K.; ASSINE, M. L.; CORRÊA, F. S.; TINEN, J. S.; VIDAL, A. C.; KOIKE, L. Sistemas petrolíferos e modelos de acumulação de hidrocarbonetos na Bacia de Santos. Revista Brasileira de Geociências, São Paulo, v. 38 (2 – suplemento), p. 29-46, 2008.

FODOR, R. V.; McKEE, E. H.; ASMUS, H. E. K-Ar Ages and the opening of the South Atlantic Ocean: Basaltic rock from the Brazilian margin. Marine Geology, v. 54, M1-M8, 1983.

FODOR, R. V.; VETTER, S. K. Rift-zone magmatism: petrology of basaltic rocks transitional from CFB to MORB, Southeastern Brazil margin. Contr. Min. Petrol, v. 88, p. 307-321, 1984.

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.

MACEDO, J. M. Evolução tectônica da Bacia de Santos e áreas continentais adjacentes. Boletim de Geociências da Petrobras, Rio de Janeiro, v. 3, n. 3, p. 159-173, 1989.

MIO, E. de; CHANG, H. K.; CORRÊA, F. S. Integração de métodos geofísicos na modelagem crustal da Bacia de Santos. Revista Brasileira de Geofísica, v. 23, n. 3, p. 275-284, 2005.

MIZUSAKI, A. M. P.; FILHO, A. T.; VALENÇA, J. Volcano-sedimentary sequence of Neocomian age in Campos Basin (Brazil). Rev. Bras. Geociências, v. 18, p. 247-251, 1988.



MIZUSAKI, A. M. P.; PETRÍNÍ, P.; BEILIENI, G.; COMIN-CHIRAMONTI, P.; DIAS, J. L.; MIM, A.; PICCIRILLO, E. M. Basalt magmatism along The passive continental margin of SE Brazil (Campos Basin). Contributions to Mineralogy and Petrology, v. 111, p. 143-160, 1992.

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

PACCA, I. G.; HODO, F. Y. Paleomagnetic analysis of Mesozoic Serra Geral basaltic lava flows in southern Brazil. Anais da Academia Brasileira de Ciências, v. 48, p. 207-214, 1976.

RICCOMINI, C.; SANT'ANNA, L. G.; TASSINARI, C. C. G.; Pré-Sal: Geologia e Exploração. Revista USP – SÃO PAULO, n. 95, p. 33-42, 2012.