

BACIA DE SANTOS

Sumário Geológico e Setores em Oferta

Superintendência de Definição de Blocos
SDB

Elaborado por: Rodrigo de Oliveira Fernandez e Alhan Jose dos Santos
2017

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO.....	1
2. HISTÓRICO EXPLORATÓRIO.....	2
3. EVOLUÇÃO TECTONOESTRATIGRÁFICA	4
4. SISTEMAS PETROLÍFEROS	8
4.1 Geração e Migração.....	9
4.2 Rochas Reservatório.....	11
4.3 Rochas Selantes	12
4.4 Trapas.....	13
4.5 <i>Plays</i> Exploratórios.....	13
5. SETORES EM OFERTA.....	14
5.1 Descrição Sumária.....	14
5.2 Avaliação dos Blocos Propostos	15
6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	16

1. INTRODUÇÃO

A bacia de Santos está localizada na região sudeste do Brasil e abrange os litorais dos estados do Rio de Janeiro, São Paulo, Paraná e Santa Catarina (Figura 1). Sua área até a cota batimétrica de 3.000 m é de aproximadamente 350.000 km². Geologicamente, segundo Moreira *et al.* (2007), 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).

Para a 14ª Rodada de Licitações da ANP, estão em oferta 76 blocos exploratórios, sendo 19 no setor SS-AR3, 46 no setor SS-AR4 e 11 no setor SS-AP4, totalizando área de 18.904,32 km².

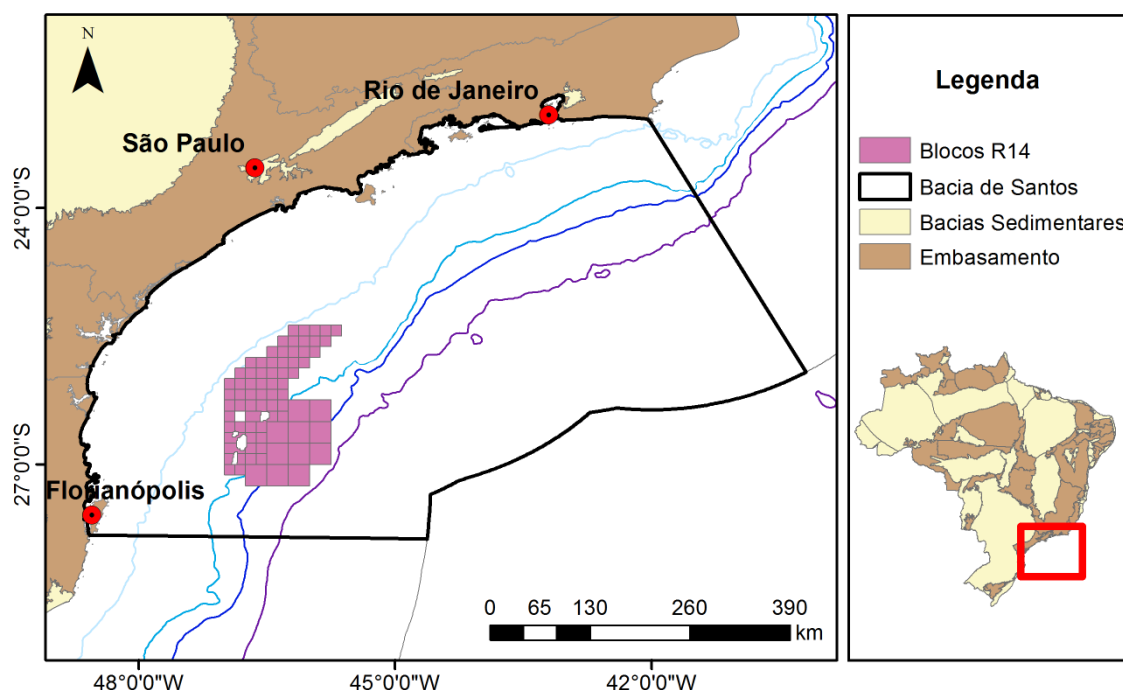


Figura 1: Localização da bacia de Santos, com destaque para os blocos em oferta na 14ª Rodada de Licitações da ANP.



2. HISTÓRICO EXPLORATÓRIO

A exploração de petróleo na Bacia de Santos foi iniciada na década de 70, quando ocorreram as primeiras incursões exploratórias, porém sem sucesso (Chang *et al.*, 2008).

A primeira descoberta na bacia ocorreu em 1980, pela Pecten, em arenitos turbidíticos de talude da Formação Itajaí-Açu (Pereira & Macedo, 1990), no campo de Merluza.

Na década de 80 foram criadas grandes expectativas quanto ao potencial petrolífero da Bacia de Santos, impulsionadas principalmente pelas descobertas dos campos de Tubarão, Coral, Estrela do Mar e Caravela, em reservatórios carbonáticos albianos no sul da Bacia de Santos.

A partir da criação da Lei do Petróleo, 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, apesar de descobridor de uma acumulação de gás e condensado pouco atrativa comercialmente em função da baixa qualidade dos reservatórios, comprovou a existência de um sistema petrolífero atuante naquela porção da bacia, abrindo perspectivas para o novo play exploratório da Bacia de Santos: o *play* pré-sal.

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, em conjunto com a Bacia de Campos, desponta como uma das principais bacias produtoras de Petróleo do Brasil, com 26 campos descobertos, sendo 15 na fase de desenvolvimento e 11 na fase de produção (dados de maio de 2017). Além dos campos já descobertos, estão em concessão atualmente, 10 blocos exploratórios referentes as Rodadas de Licitações 2, 3, 7 e 9.

As reservas 1P (provadas) de hidrocarbonetos na Bacia de Santos, são da ordem de 6,1 bilhões de barris de óleo e 203.782,22 milhões de metros cúbicos de gás natural (dados de dezembro de 2016). No mês de março de 2017, a produção diária de petróleo na Bacia de Santos foi da ordem de um milhão de barris e a produção diária de gás natural da ordem de 48,8 milhões de m³.

O acervo de dados resultante do esforço exploratório na bacia de Santos (Figura 4) conta com 425 poços exploratórios, densa malha de dados sísmicos bidimensionais e levantamentos sísmicos tridimensionais que cobrem grande parte da bacia.

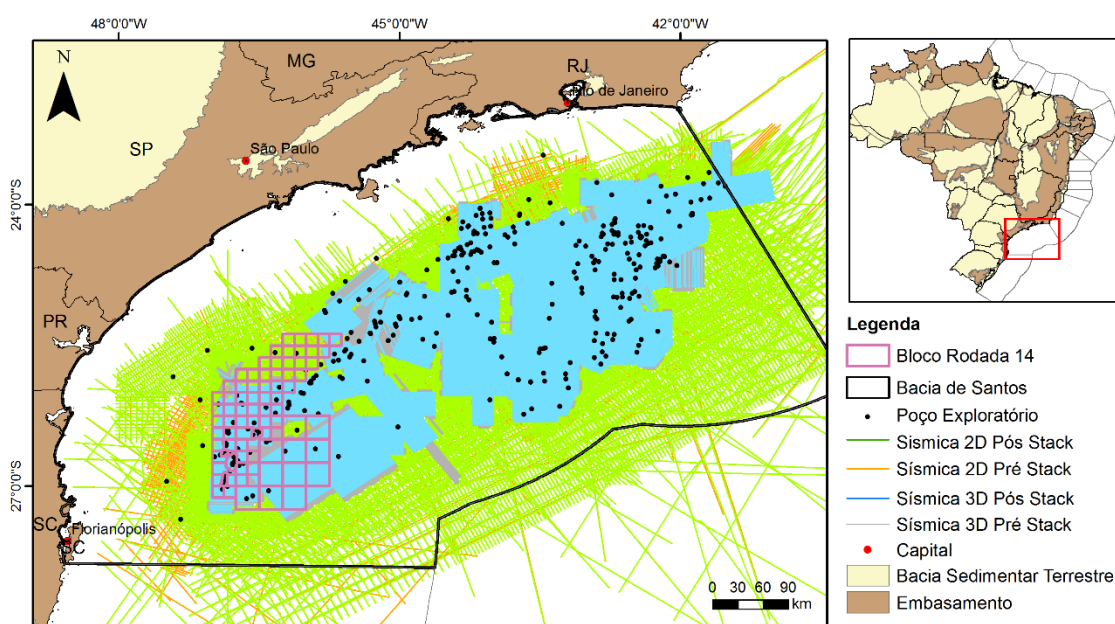


Figura 4: Mapa ilustrativo do acervo de dados sísmicos e poços na Bacia de Santos.

3. EVOLUÇÃO TECTONOESTRATIGRÁFICA

A Bacia de Santos corresponde a uma bacia de margem passiva gerada durante o Neocomiano, relacionado ao evento de ruptura do Supercontinente Gondwana e abertura do oceano Atlântico. 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.

Cicatrizes do processo de rifteamento refletem feições importantes no arcabouço estrutural da bacia de Santos (Figura 5), que influenciaram diretamente na estruturação e disposição atual da seção sedimentar.

Há a presença de rochas vulcânicas basálticas na sequência inferior neocomiana da Bacia de Santos, assim como nas bacias de Campos e Pelotas. Essas ocorrências vulcânicas 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, 1988 e 1992), e com os derrames de Kaoko, na África (Pacca & Hiodo, 1976; Bellieni *et al.*, 1984).

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

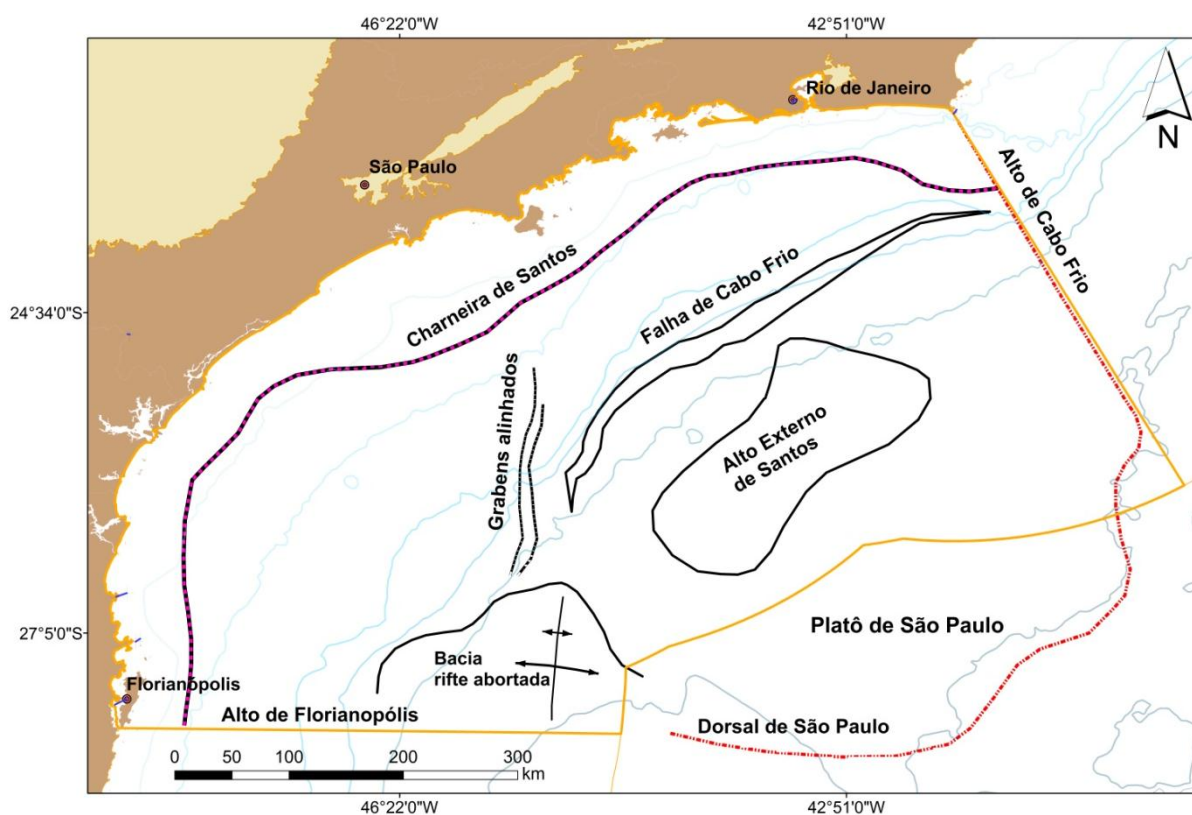


Figura 5: Mapa de localização da Bacia de Santos com os principais elementos do seu arcabouço regional (editado de Garcia *et al.*, 2012)

Segundo Moreira *et al.*, 2007 a evolução tectonoestratigráfica da Bacia de Santos pode ser dividida em três supersequências principais, Rifte, Pós-Rifte e Drifte (Figura 6), sendo o embasamento da bacia representado por rochas pré-cambrianas da Faixa Ribeira. O espaço de acomodação para a sedimentação foi gerado a partir da subsidência relacionada aos esforços distensivos que resultaram no rifteamento do Gondwana.

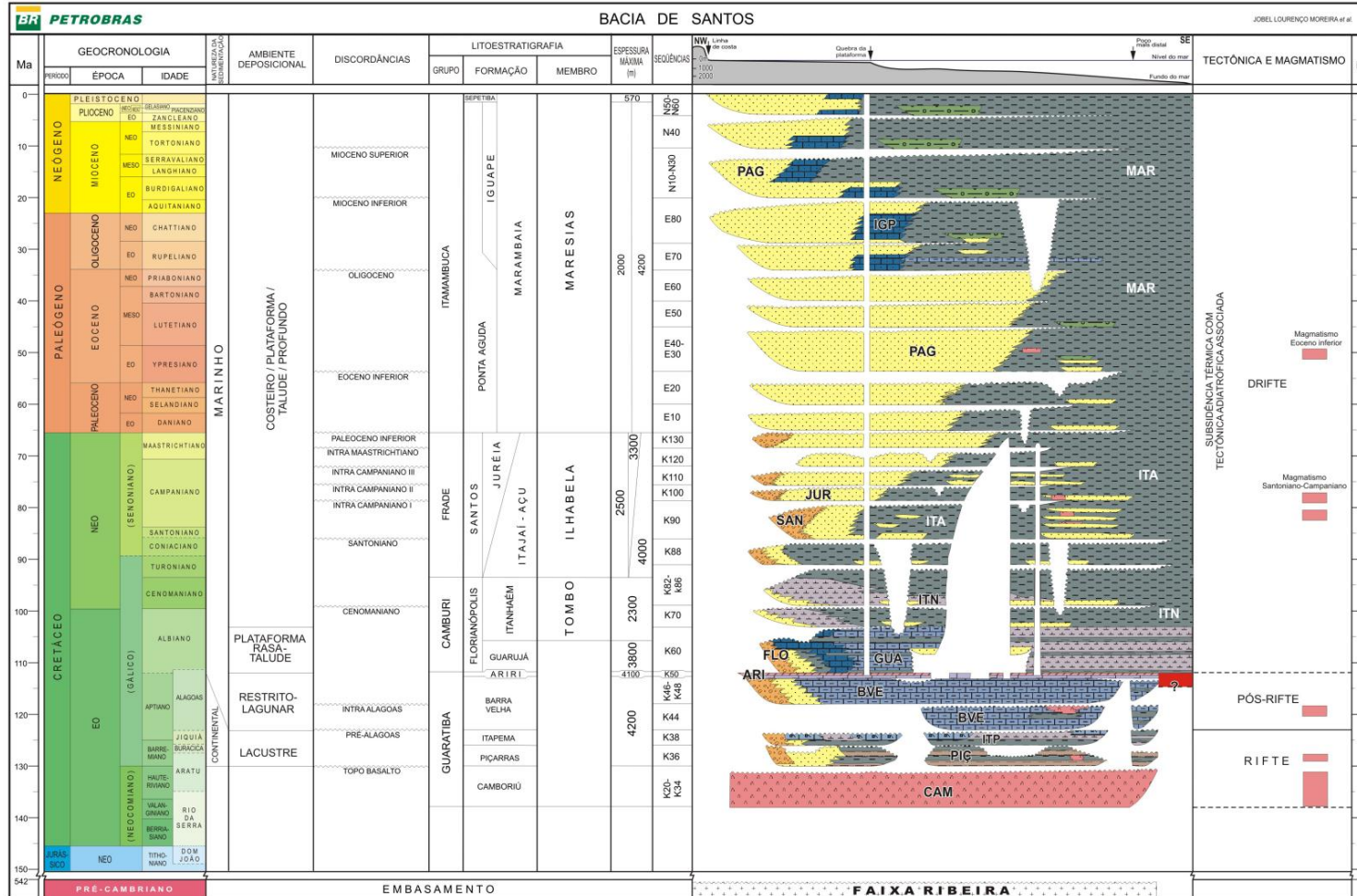


Figura 6. Diagrama Estratigráfico da Bacia de Santos (Moreira et al., 2007).



A fase 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 base é composta por derrames basálticos da Formação Camboriú, a qual apresenta limite superior discordante com a Formação Piçarras, 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 da seção é denominado de 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 foi depositada entre o Aptiano e início do Albiano, idades correspondentes ao andar Alagoas. As sequências descritas por Moreira *et al.*, 2007 englobam as Formação Barra Velha e Formação Ariri, depositadas em ambiente transicional entre continental e marinho raso bastante estressante.

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 Neoptiano 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, principalmente halita e anidrita, ainda com presença de sais solúveis, tais como, taquidrita, carnalita e silvinita (Moreira *et al.*, 2007). Os evaporitos ocorreram no Neoptiano, atingindo cerca de 2.000 metros de espessura, e o limite superior é com os sedimentos siliciclásticos/carbonáticos das Formação Florianópolis e Formação Guarujá.



A última supersequência descrita por Moreira *et al.*, 2007 foi denominada de fase 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.

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 compõe as formações Florianópolis, Guarujá e Itanhaém.

O Grupo Frade se depositou do início do Turaniano até o fim do Maastrichtiano e está subdividido em formações Santos, Juréia e Itajaí-Açu. A Formação Santos é composta predominantemente por conglomerados continentais, a Formação Juréia por arenitos plataformais e costeiros, e a Formação Itajaí-Açu composta 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 encontra-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 Piçarras-Itapema/Barra Velha (!), Piçarras-Guarujá (!) e Itajaí-Açu-Ilha Bela (!).

O sistema petrolífero Piçarras-Itapema/Barra Velha teve sua geração em folhelhos lacustres com carbonatos intercalados da Formação Piçarras e acumulação nos reservatórios carbonáticos das formações Itapema e Barra



Velha. Corresponde ao sistema petrolífero atuante na seção pré-sal da Bacia de Santos.

O sistema petrolífero Piçarras-Guarujá é caracterizado por geração também nos depósitos correspondentes à Formação Piçarras, porém com acumulação em calcários oolíticos eolbianos da Formação Guarujá. Esse sistema era denominado Guaratiba-Guarujá, mas após a revisão estratigráfica proposta por Moreira *et al.*, 2007, a Formação Guaratiba foi considerada um grupo, e foi subdividido em cinco formações.

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

Além dos sistemas petrolíferos mencionados como principais, existem outros sistemas ativos relacionados às descobertas de Oliva e Atlanta, ao norte da Bacia de Santos, com reservatórios de idades entre o Paleoceno e Eoceno, e Baúna, na porção sul da bacia, em reservatórios turbidíticos do Oligoceno.

4.1 Geração e Migração

Há na Bacia de Santos dois intervalos geradores de hidrocarbonetos: a Formação Piçarras e a Formação Itajaí-Açu.

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 Formação Piçarras 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). Já de acordo com Moreira *et al.* (2007),



a Formação Piçarras corresponde a depósitos de leques aluviais compostos por conglomerados e arenitos polimíticos, nas porções proximais, e por arenitos, siltitos e folhelhos de composição talco-estevensítica, nas porções lacustres.

Os valores para a concentração de Carbono Orgânico Total (COT) para as rochas geradoras da Formação Piçarras 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).

O valor de COT médio para as rochas da Formação Itajaí-Açu é próximo a 1%, 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 fundamental condicionante 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 na seção rifte. 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 traqueamento 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

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).

Além deles, há também os carbonatos das formações Itapema e Barra Velha, que constituem os principais reservatórios da seção pré-sal, com gigantescos volumes de óleo descobertos nos campos de Lula, Sapinhoá, Búzios, entre outros.

Os reservatórios das formações Itapema e Barra Velha são compostos por rochas carbonáticas formadas por coquinas e/ou microbialitos, além de



coquinhas de ostracodes e clastos de etromatólitos. Os carbonatos microbiais ocorrem nas seções rifte superior (sin-rifte) e sag (pós-rifte), podendo estar sobrepostos a depósitos de coquinas da Formação Itapema (rifte superior), de idade neobarremiana-eoaptiana. As coquinas são calcirruditos constituídos de fragmentos de conchas e pelecípodes 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 Cavalo-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

Ocorrem na Bacia de Santos, de maneira generalizada, selos compostos por pelitos e calcilitos intercalados aos reservatórios, segundo 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.



Além disso, para as rochas reservatórios do *play* pré-sal as extensas muralhas de sal da Formação Ariri representam um selo eficaz.

4.4 Trapas

As trapas relacionadas às principais acumulações 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.

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

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 variados níveis estratigráficos, principalmente na seção drifte. Dentre os principais *plays* exploratórios da Bacia de Santos (Figura 7) estão os carbonatos aptianos das Formação Itapema e Formação Barra Velha (*play* Pré-Sal), os carbonatos albianos da Formação Guarujá, arenitos turbidíticos da Formação Itajaí-Açu (Membro Ilhabela) e arenitos turbidíticos da Formação Marambaia (Membro Maresias).

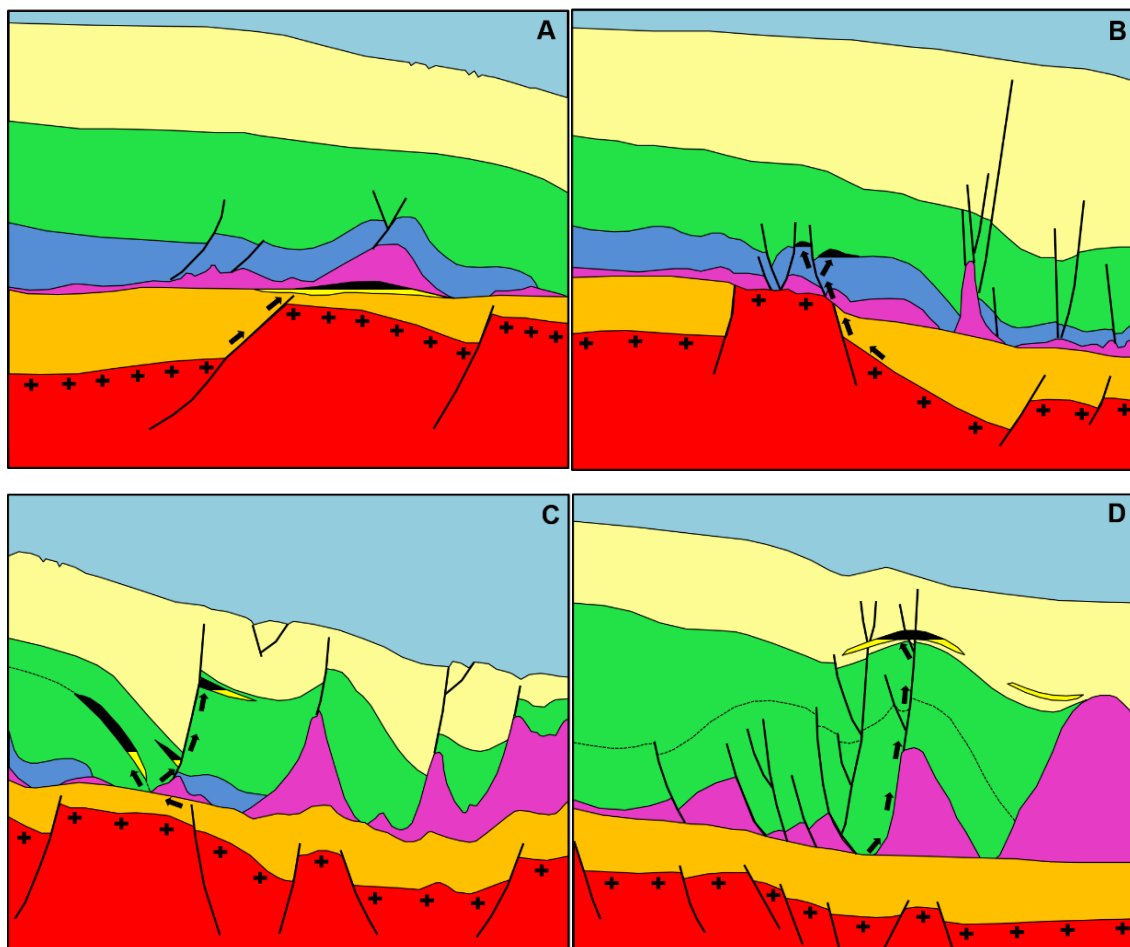


Figura 7: Principais modelos de acumulação da Bacia de Santos (Chang *et al.*, 2008); A) *Play* Pré-Sal; B) *Play* carbonático albiano da Formação Guarujá; C) *Play* turbidítico do Membro Ilhabela; D) *Play* turbidítico da Formação Marambaia.

5. SETORES EM OFERTA

5.1 Descrição Sumária

Para a 14ª Rodada de licitações da ANP estão em oferta 76 blocos exploratórios (Figura 8), sendo 19 no setor SS-AR3, quarenta e seis no setor SS-AR4 e 11 no setor SS-AP4, totalizando uma área de 18.904,32 km².

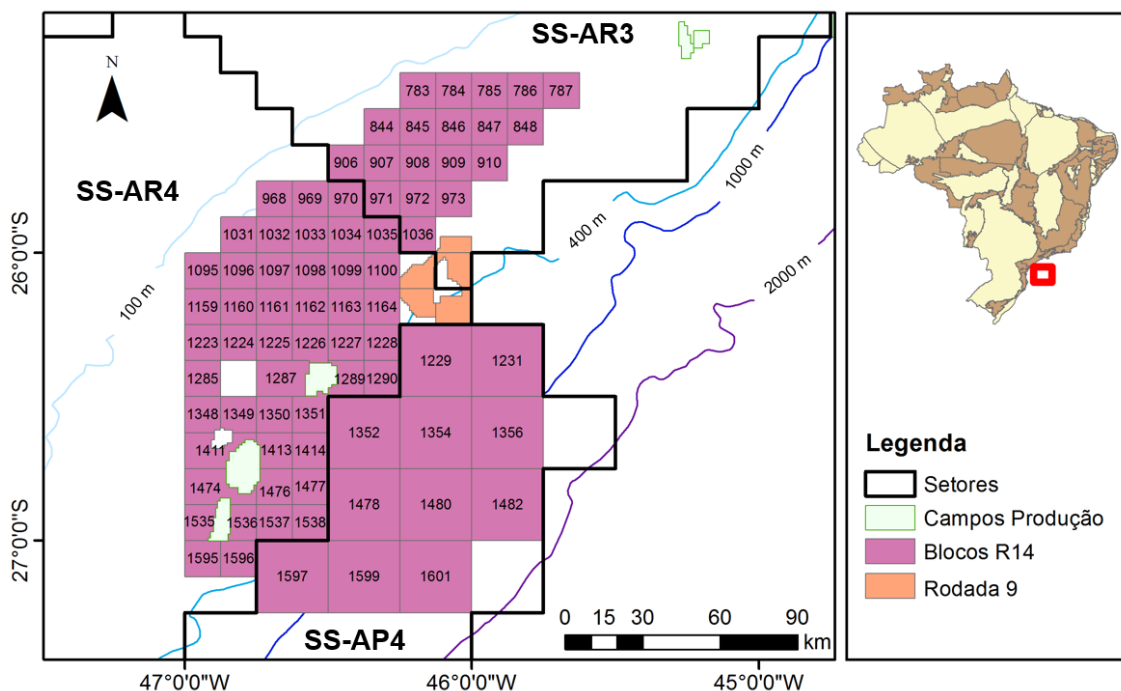


Figura 8: Localização dos blocos em oferta na 14ª Rodada de Licitações da ANP.

5.2 Avaliação dos Blocos Propostos

Os blocos selecionados localizam-se na porção sul da Bacia de Santos, fora do polígono do pré-sal e próximo ao limite com a Bacia de Pelotas, em lâminas d'água de 100 a 2.000 metros. A região é coberta por levantamentos sísmicos bidimensionais e tridimensionais.

Na área em oferta, tanto para os blocos de águas rasas quanto para os de águas profundas, foram identificadas oportunidades exploratórias na seção drifte da bacia, semelhantes aos campos descobertos nessa região que contemplam, principalmente, reservatórios carbonáticos albianos da Formação Guarujá, arenitos turbidíticos neocretácicos da Formação Itajaí-Açú (Membro Ilhabela) e arenitos turbidíticos oligocênicos da Formação Marambaia (Membro Maresias).



6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

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.; 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.

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.

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.

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



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

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.; PETRÍNI, 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. (2007). Bacia de Santos. *Boletim de Geociências da Petrobras*, v. 15, n. 2, p. 531-549.

PACCA, I. G.; HIODO, 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.

PEREIRA, M. J.; MACEDO, J. M. A Bacia de Santos: perspectivas de uma nova província petrolífera na plataforma continental sudeste brasileira. *Boletim Geociências da Petrobras*, v. 4, p. 3-11, 1990.



anp
Agência Nacional
do Petróleo,
Gás Natural e Biocombustíveis

Brasil
14ª Rodada
Licitações de Petróleo e Gás

