



AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO,
GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS
OFERTA PERMANENTE

BACIA DE SANTOS

Sumário Geológico e Setores em Oferta

Superintendência de Avaliação Geológica e Econômica
SAG

Elaborado por:

Julio Cesar dos Santos Vital

Heloisa Moure Monteiro

2021



AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO,
GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS
OFERTA PERMANENTE

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	1
2. HISTÓRICO EXPLORATÓRIO.....	2
3. EVOLUÇÃO TECTONOESTRATIGRÁFICA	5
4. SISTEMAS PETROLÍFEROS.....	11
4.1 Geração e Migração	12
4.2 Rochas Reservatório.....	15
4.3 Rochas Selantes.....	16
4.4 Trapas.....	17
4.5 <i>Plays</i> Exploratórios.....	17
5. SETORES EM OFERTA	18
5.1 Descrição Sumária.....	18
5.2 Avaliação dos Blocos Propostos.....	19
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	21

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. 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 o Terceiro Ciclo da Oferta Permanente da ANP, estão em oferta 160 blocos exploratórios (Figura 1), sendo 39 no setor SS-AR1, 6 no setor SS-AP1, 1 no setor SS-AR2, 29 no setor SS-AR3, 63 no setor SS-AR4, 3 no setor SS-AP3, 12 no setor SS-AP4 e 7 no setor SS-AUP4. Esses blocos totalizam uma área de aproximadamente 37.532 km².

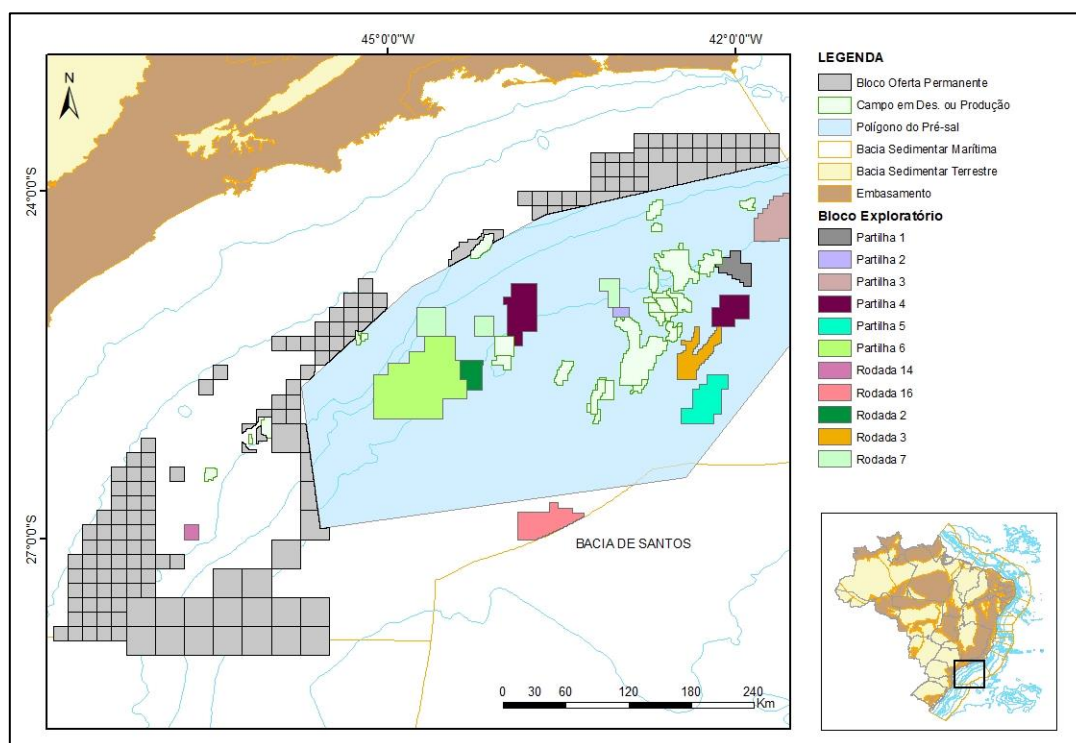


Figura 1 - Localização da Bacia de Santos, com destaque para os blocos em oferta no Terceiro Ciclo de Oferta Permanente da ANP.



AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS OFERTA PERMANENTE

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, 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 Pré-sal.



AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS OFERTA PERMANENTE

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 35 campos descobertos, sendo 16 na fase de desenvolvimento, 17 na fase de produção e 2 campos em devolução (dados de junho de 2021). Além dos campos já descobertos, estão em concessão atualmente, 22 blocos exploratórios referentes às 2^a, 3^a, 7^a, 14^a, 15^a e 16^a Rodadas de Licitação em modelo de concessão; 1^a, 2^a, 3^a, 4^a, 5^a e 6^a Rodadas de Licitação em modelo de partilha da produção; e em Rodada de Licitação de excedente da Cessão Onerosa.

As reservas 1P (provadas) de hidrocarbonetos na Bacia de Santos, são da ordem de 6,884 bilhões de barris de óleo e 205.581 milhões de metros cúbicos de gás natural (dados de dezembro de 2020). No mês de junho de 2021, a produção diária de petróleo na Bacia de Santos foi da ordem de 1,9 milhões de barris e a produção diária de gás natural da ordem de 89,5 milhões de m³. A Figura 2 expõe a distribuição de tamanho de campos dos Pré-sal da Bacia de Santos.



AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS OFERTA PERMANENTE

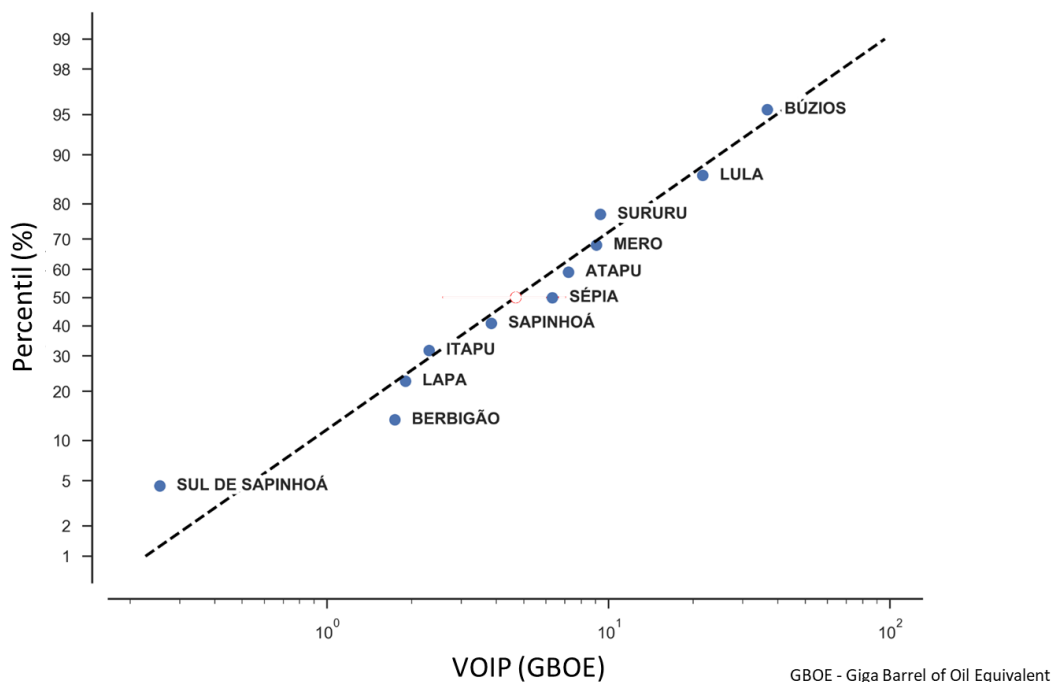


Figura 2 - Distribuição de tamanho de campos do Pré-sal da Bacia de Santos (ANP, 2019).

O acervo de dados resultante do esforço exploratório na Bacia de Santos conta com **732** poços perfurados, dentre estes **374** poços exploratórios (considerando poço pioneiro, pioneiro adjacente, extensão, jazida mais rasa e mais profunda), densa malha de dados sísmicos bidimensionais e levantamentos sísmicos tridimensionais que cobrem grande parte da bacia. A Figura 3 apresenta os dados disponíveis nas proximidades dos blocos em oferta.

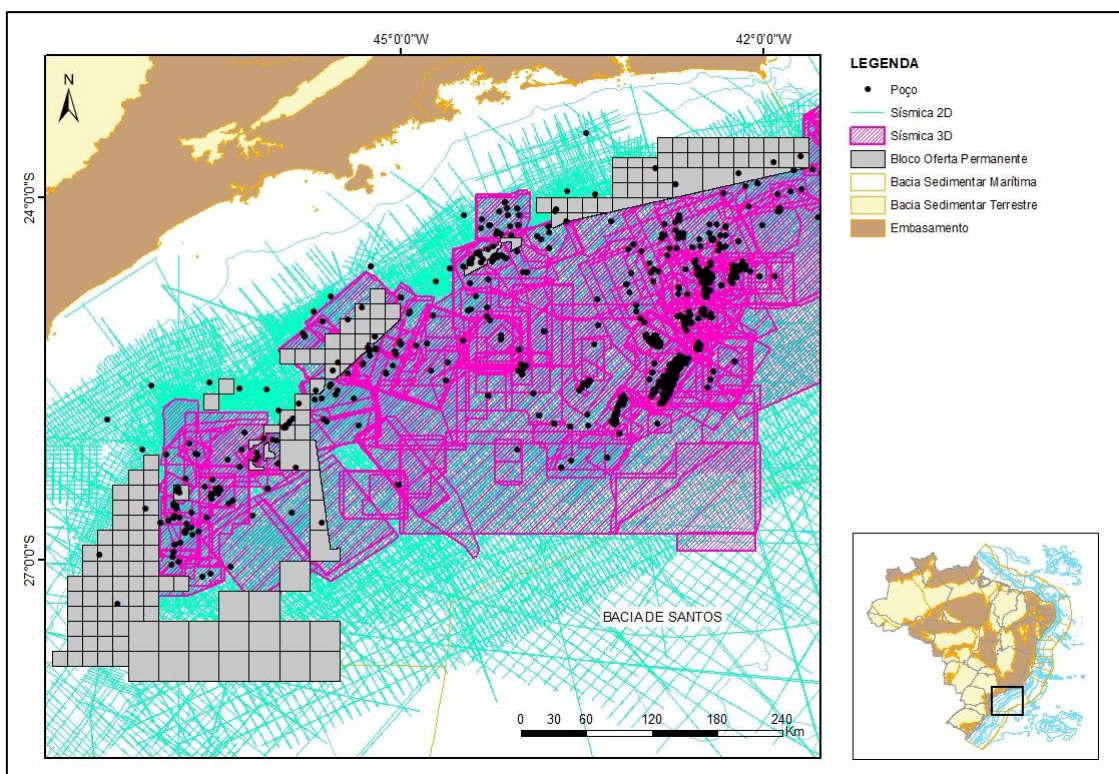


Figura 3 - Mapa ilustrativo do acervo de dados sísmicos e poços disponíveis nas proximidades dos blocos em oferta para a o Terceiro Ciclo da Oferta Permanente.

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 4), 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 que deram origem a Formação Serra Geral da Bacia do Paraná (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; HODO, 1976; BELLINI 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).

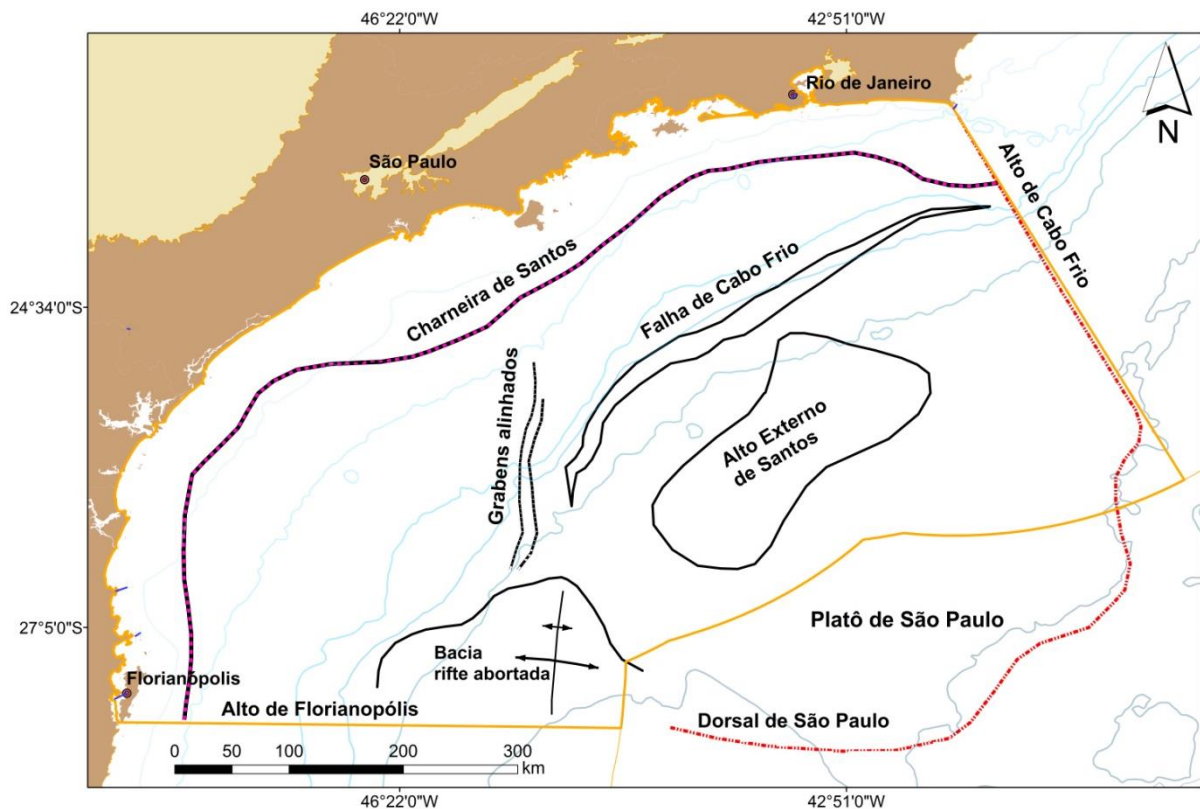


Figura 4 - Mapa de localização da Bacia de Santos com os principais elementos do seu arcabouço regional. Fonte: Editado de Garcia ET AL. (2012).



AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO,
GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS
OFERTA PERMANENTE

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 5), 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.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS OFERTA PERMANENTE

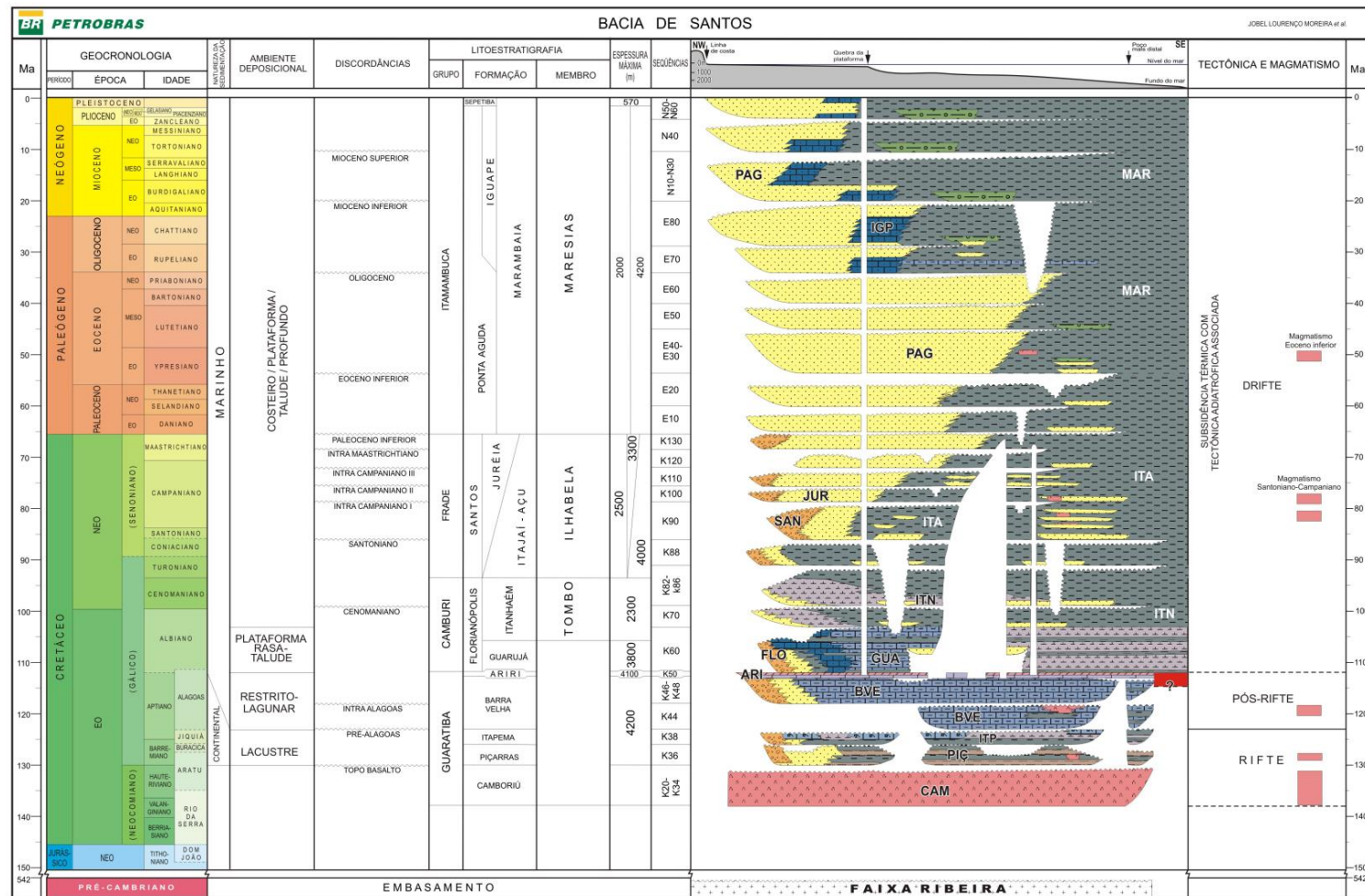


Figura 5 - Diagrama Estratigráfico da Bacia de Santos. Fonte: Moreira ET AL. (2007).



AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS OFERTA PERMANENTE

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 carbonatos incomuns 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 carbonatos 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



AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS OFERTA PERMANENTE

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. O registro Cenomaniano é composto por siliciclásticos deltaicos e aluviais na porção proximal, enquanto 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 Turoniano 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 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.

A Figura 6 exemplifica o arranjo tectonoestratigráfico da Bacia de Santos no tempo presente, evidenciando distintos padrões morfológicos e estruturais ao longo dela.

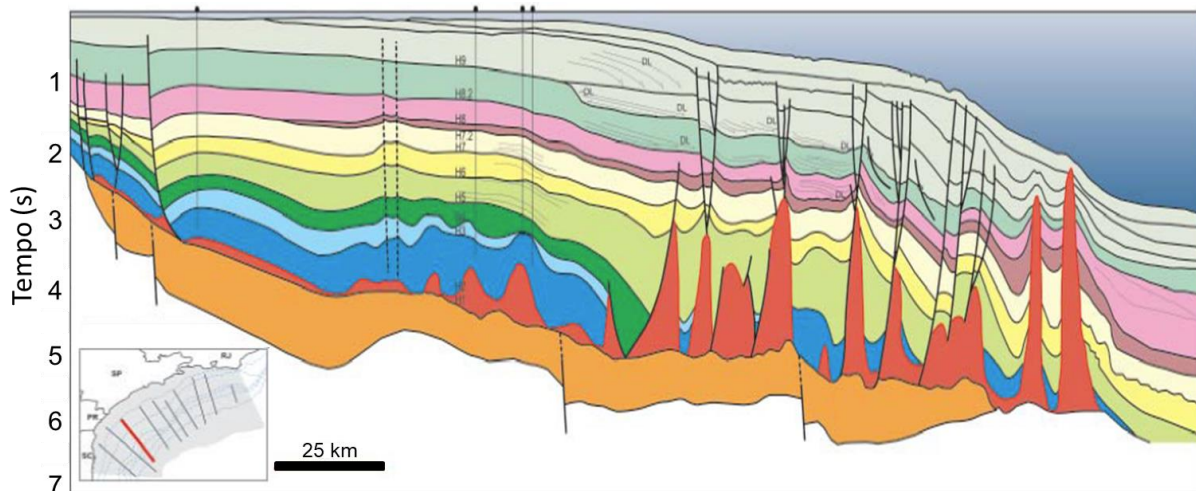


Figura 6: Seção esquemática da Bacia de Santos exemplificando o arranjo tectonoestratigráfico da bacia no tempo presente. Fonte: Interpretação e mapeamento dos sistemas petrolíferos da bacia de Santos (ANP/UNESP/LEBAC, 2003).

4. SISTEMAS PETROLÍFEROS

Os principais sistemas petrolíferos reconhecidos na Bacia de Santos são Itapema/Piçarras-Barra Velha(!), Itapema/Piçarras-Ilhabela(?), Itajaí-Açu-Guarujá (!), Itajaí-Açu-Ilhabela(!), Itajaí-Açu-Maresias(!).

O sistema petrolífero Itapema/Piçarras-Barra Velha teve sua geração em folhelhos lacustres da Formação Itapema e/ou 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 Itapema/Piçarras-Ilhabela consiste em geração nos folhelhos lacustres da Formação Itapema e/ou Formação Piçarras e acumulação em reservatórios de arenitos turbidíticos do Membro Ilhabela da Formação Itajaí-Açu. Este sistema pode haver contribuição secundária de carga proveniente do rifte, resultando em mistura de óleo (DICKSON et al.,2019). Ademais, este sistema petrolífero é atuante no Campo de Uruguá.

O sistema petrolífero Itajaí-Açu-Guarujá é caracterizado por geração nos folhelhos marinhos anóxicos da Formação Itajaí-Açu com acumulação em



AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS OFERTA PERMANENTE

calcários oolíticos eoalbianos da Formação Guarujá por meio de migração lateral de hidrocarbonetos associados a falhas lítricas do pós-sal (DICKSON et al., 2019). Este sistema petrolífero é atuante nos Campos de Coral, Caravela e Estrela do Mar.

O sistema petrolífero Itajaí-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 pertencente à Formação Itajaí-Açu. Este sistema petrolífero é atuante nos Campos de Merluza e Lagosta.

O sistema petrolífero Itajaí-Açu-Maresias é caracterizado por geração nos folhelhos marinhos anóxicos da Formação Itajaí-Açu e acumulação em arenitos turbidíticos recentes, do eoceno ao oligoceno, do Membro Maresias pertencente a Formação Marambaia. Este sistema petrolífero é atuante nos Campos de Baúna, Atlante e Oliva.

4.1 Geração e Migração

Há na Bacia de Santos dois principais intervalos geradores de hidrocarbonetos: o Grupo Guaratiba (Formação Itapema e/ou 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.

Tendo em vista, a carência de estudos que objetivam a caracterização dos intervalos geradores do Pré-sal da Bacia de Santos, a fonte lacustre salina será tratada neste sumário como Grupo Guaratiba. Neste segmento, os folhelhos lacustres escuros em contexto distal proveniente da Formação Itapema (MOREIRA et al., 2007) são descritos como a principal rocha geradora da bacia



AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS OFERTA PERMANENTE

(ROCHA et al., 2019), entretanto não se descarta a possibilidade de contribuição intervalos geradores nos folhelhos lacustres talco-estevensíticos da Formação Piçarras.

A partir de analogia com os folhelhos laminado lacustres salino da Formação Lagoa Feia, Chang ET AL. (2008) estima que os folhelhos geradores do Grupo Guaratiba apresentam Carbono Orgânico Total (COT) variam entre 2 e 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 geradoras da Formação Itajaí-Açu são representadas por folhelhos e argilitos cinza-escuros depositados de idade cenomaniano-turoniano 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).

Conforme indicado por Dickson ET AL..(2019) e observado na Figura 7, a porção sudoeste da Bacia de Santos há maior predominância de contribuição de fonte das rochas geradoras marinhas da seção drifte da bacia caracterizada pelos folhelhos escuros da Formação Itajaí-Açu. A região central e nordeste tem maior predominância de contribuição de aporte de hidrocarbonetos advindo da seção lacustre do rifte caracterizada pelos folhelhos da formação Itapema e/ou Piçarras.

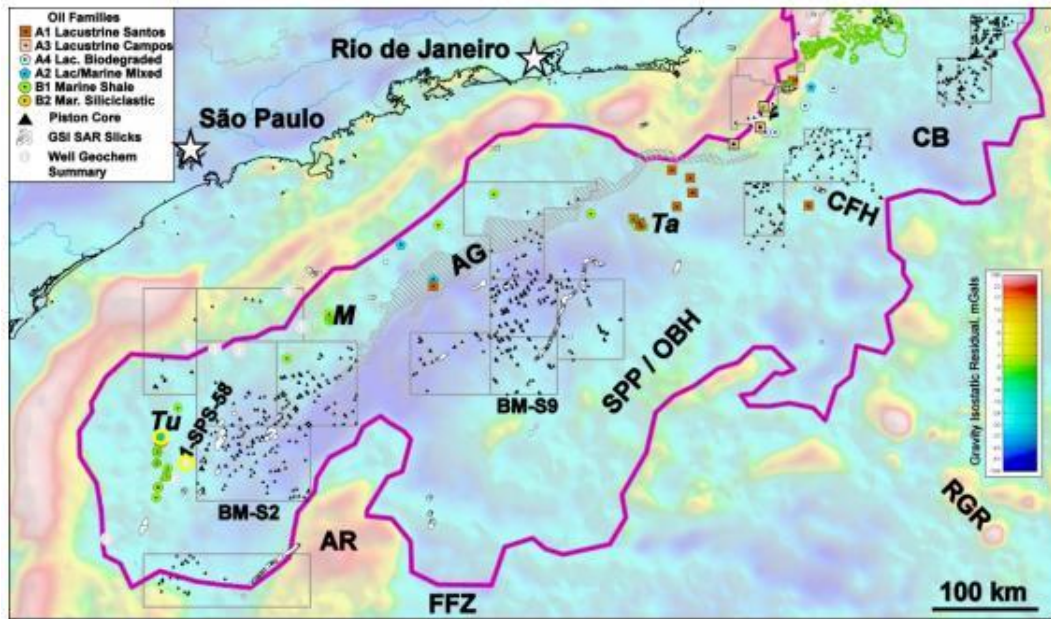


Figura 7: Mapa de anomalia gravitacional isostática residual da Bacia de Santos, contendo o limite de fonte efetiva (Magenta), campos de produção, pontos de controle geoquímico e SAR slicks. Além da apresentação da interpretação das famílias de óleo obtidas na bacia, onde quadrado vermelho são provenientes de fontes lacustres enquanto verde são provenientes de fontes marinhas, e azul mistura de ambos. (extraído de Dickson ET AL., 2019)

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.



AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS OFERTA PERMANENTE

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 destes, 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 da formação Barra Velha são compostos por ciclos de carbonatos aptianos incomuns, cujas fácies são compostas por três principais componentes: Shrebs, Esferutitos e Laminitos, assim como componentes secundários como dolomita, sílica entre outros. Há evidências de intenso processo diagenético nestas rochas que possibilitam o aumento da porosidade por dissolução secundária, assim como também pode reduzir esta propriedade



AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS OFERTA PERMANENTE

em alguns casos. Os reservatórios da formação Itapema apresentam idade neobarremiana-eoaptiana e são constituídos por calcirruditos constituídos de fragmentos de concha de 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 nos 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.

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 revelou 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 8) estão os carbonatos aptianos da Formação Itapema e da 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).

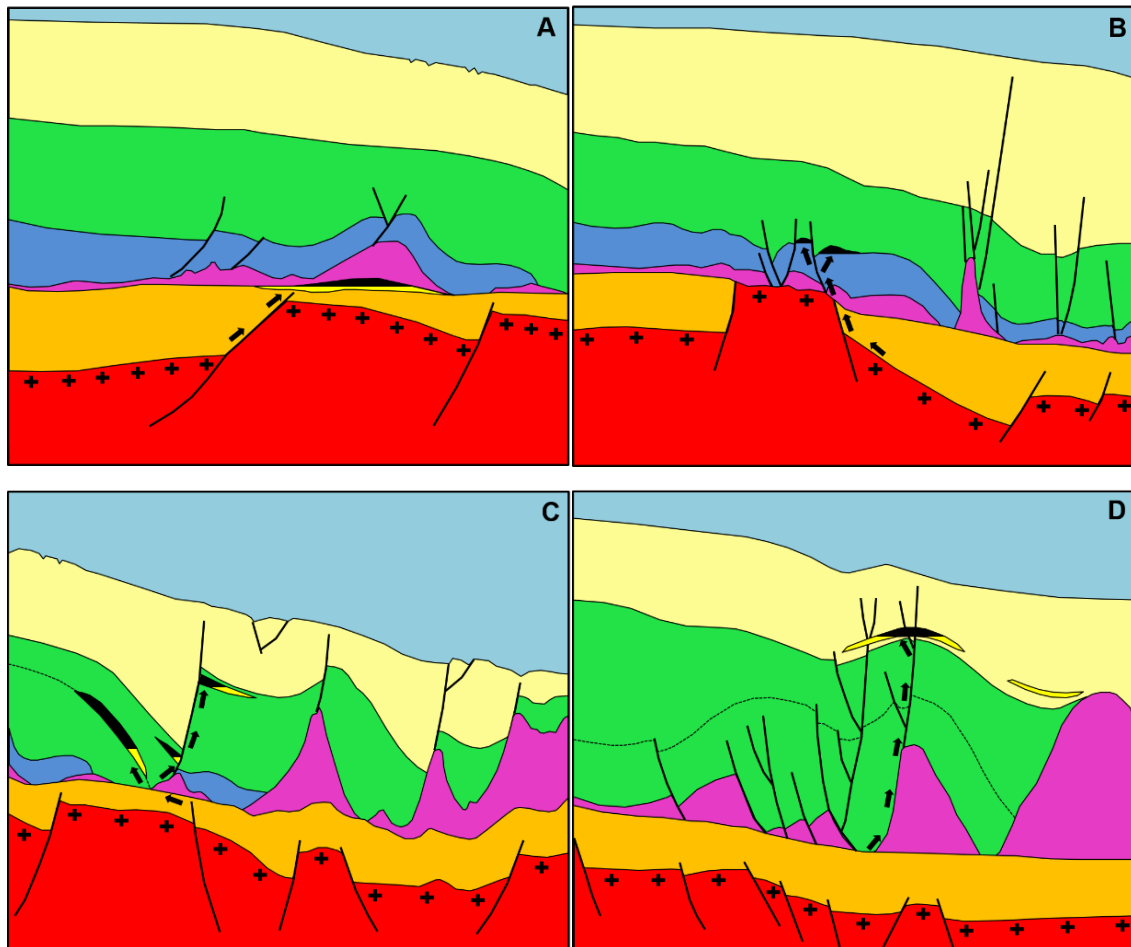


Figura 8 - Principais modelos de acumulação da Bacia de Santos; A) *Play* Pré-Sal; B) *Play* carbonático albio da Formação Guarujá; C) *Play* turbidítico do Membro Ilhabela; D) *Play* turbidítico da Formação Marambaia. (CHANG et al., 2008)

5. SETORES EM OFERTA

5.1 Descrição Sumária

O terceiro ciclo da oferta permanente contempla 160 blocos exploratórios da Bacia de Santos, distribuídos entre os setores: SS-AR1, SS-AR2, SS-AR3, SS-AR4, SS-AP4 e SS-AUP4 (Figura 9). Nesse sentido, os blocos localizam-se em distintas cotas batimétricas conforme o setor de pertencimento, variando desde lâminas d'água rasas até águas ultraprofundas. A área total de blocos em oferta corresponde a aproximadamente 37.532km², os quais apresentam cobertura total de levantamentos sísmicos bidimensionais e parcial de dados sísmicos tridimensionais.

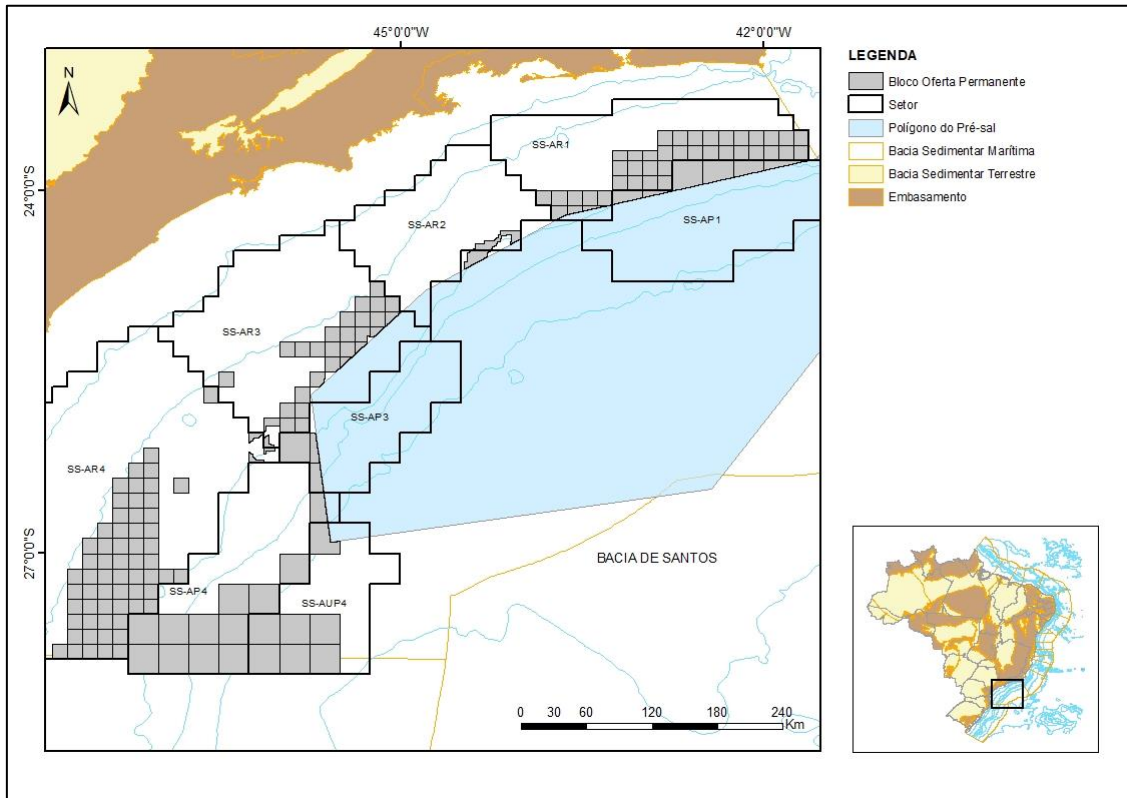


Figura 9 - Localização dos blocos em oferta no Terceiro Ciclo de Oferta Permanente ANP.

5.2 Avaliação dos Blocos Propostos

Para o Terceiro Ciclo da Oferta Permanente, há oferta de blocos em distintos contextos e segmentos da Bacia de Santos. De acordo com dados de produção de maio de 2021, a Bacia de Santos foi responsável por 69% do petróleo e 67% do gás natural produzido no Brasil, sendo que o Pré-sal é responsável por 97,43% da produção de barris de óleo equivalente da bacia. Entretanto, recentes descobertas localizados no *play* Pós-sal da bacia de Santos como os Campos de Bauna, Neón e Góia indicam o potencial a ser explorado deste *play*.

Os blocos indicados para oferta nos setores SS-AR1, SS-AR2 e SS-AP1 situam-se em contexto proximal, onde foram identificadas oportunidades exploratórias relacionadas a sistemas turbidíticos santonianos do Mb. Ilha Bela da Fm. Itajaí Açú análogos ao Campo de Mexilhão e Uruguá, eocênicos do Mb.



AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS OFERTA PERMANENTE

Maresias da Fm. Marambaia análogos ao Campo de Atlanta e secundariamente, arenitos da Formação Iguape análogo ao Campo de Oliva. Esses setores têm possibilidade de ter tido aporte de duas fontes distintas de hidrocarbonetos provenientes dos folhelhos escuros lacustre do rifte na porção mais a leste e folhelhos marinhos na porção mais a oeste.

Os blocos do setor SS-AR3 e SS-AP3 também se situam em contexto proximal, onde foi identificadas oportunidades exploratórias relacionadas a sistemas de leques submarinos amalgamados e sistemas turbidíticos encaixados em paleo-vales do Mb. Ilha Bela da Formação Itajaí-Açu análogos aos Campos de Merluza, Lagosta e Piracucá, assim como sistemas turbidíticos recentes do Membro Maresias da Formação Marambaia análogos ao campo de Bauna e plataformas carbonáticas albianas de alta energia de idade análogas aos Campos de Coral, Turbarão e Caravela. Esses setores apresentam maior favorabilidade de contribuição de fonte de hidrocarbonetos proveniente dos folhelhos marinhos cenomaniano-turonianos.

Os blocos do setor SS-AR4, também em contexto proximal, apresentam potencial para descobertas em plataformas carbonáticas albianas de alta energia análogas aos Campos de Coral, Tubarão, Estrela do Mar, Caravela e Cavalo marinho, assim como de forma secundária os sistemas turbidíticos plataformais dos membros Ilha Bela e Maresias. A carga nesse setor é predominantemente de fonte marinha cenomaniano-turianos assim como possível contribuição dos calcilutitos albianos conforme indicado por Dickson ET AL. (2019).

Por fim, os blocos dos setores SS-AP4 e SS-AUP4 já em contexto distal tem potencial para descoberta em sistemas turbidíticos do Mb. Ilha Bela e do Mb. Maresias. Estima-se que a carga nesse setor é proveniente de folhelhos marinhos escuros de idade cenomaniana-turoniana, os quais são indicados em sísmica associados a refletores plano-paralelos com intensa anomalia negativa de amplitude.



AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO,
GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS
OFERTA PERMANENTE

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AMARAL, Gilberto et al. Potassium-argon ages of alkaline rocks from southern Brazil. **Geochimica et Cosmochimica Acta**, v. 31, n. 2, p. 117-142, 1967.

ANP, AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. **Boletim da Produção de Petróleo e Gás Natural – Setembro/2019**. Rio de Janeiro: ANP, 2019a. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/arquivos/publicacoes/boletins-anp/producao/2019-09-boletim.pdf>>. Acesso em: 4 dez. 2019.

ANP, AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. **Seminário Técnico da 6ª Rodada de Partilha da Produção: Aram, Sudoeste de Sagitário e Norte de Brava**. Rio de Janeiro: ANP, 2019. Disponível em: <<http://rodadas.anp.gov.br/pt/partilhadeproducao/6rodadadepartilhadeproducao/presal/seminarios>>. Acesso em: 29 jun.2021.

ANP, AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. **Painel Dinâmico de Produção de Petróleo e Gás Natural – Junho/2021**. Rio de Janeiro: ANP, 2021. Disponível em: <<https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/paineis-dinamicos-da-anp/paineis-dinamicos-sobre-exploracao-e-producao-de-petroleo-e-gas/paineis-dinamicos-de-producao-de-petroleo-e-gas-natural>>. Acesso em: 29 jun.2021.

ANP, AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. **Painel Dinâmico de Recursos e Reservas de Hidrocarbonetos – Junho/2021**. Disponível em: <<https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/paineis-dinamicos-da-anp/paineis-dinamicos-sobre-exploracao-e-producao-de-petroleo-e-gas/painel-dinamico-de-recursos-e-reservas-de-hidrocarbonetos>>. Acesso em: 29 jun.2021.

BELLIENI, G. et al. 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.



AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO,
GÁS NATURAL E BIOCMBUSTÍVEIS
OFERTA PERMANENTE

BRASIL. Lei nº 12.276, de 30 de junho de 2010. Autoriza a União a ceder onerosamente à Petróleo Brasileiro S.A. - PETROBRAS o exercício das atividades de pesquisa e lavra de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos de que trata o inciso I do art. 177 da Constituição Federal, e dá outras providências. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, p.1, 30 de junho de 2010. Seção 1.

BRASIL. Lei 12.304, de 2 de agosto de 2010. Autoriza o Poder Executivo a criar a empresa pública denominada Empresa Brasileira de Administração de Petróleo e Gás Natural S.A. - Pré-Sal Petróleo S.A. (PPSA) e dá outras providências. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, p.1, 2 de agosto de 2010. Seção 1.

BRASIL. Lei 12.351, de 22 de dezembro de 2010. Dispõe sobre a exploração e a produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos, sob o regime de partilha de produção, em áreas do pré-sal e em áreas estratégicas; cria o Fundo Social - FS e dispõe sobre sua estrutura e fontes de recursos; altera dispositivos da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997; e dá outras providências. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, p.1, 22 de dezembro de 2010. Seção 1.

CHANG, H. K.; KOWSMANN, Renato O.; FIGUEIREDO, Antônio MF. Novos conceitos sobre o desenvolvimento das bacias marginais do leste brasileiro. **Origem e evolução de bacias brasileiras**. Petrobrás. Rio de Janeiro, p. 269-289, 1990.



AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO,
GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS
OFERTA PERMANENTE

CHANG, Hung Kiang et al. Sistemas petrolíferos e modelos de acumulação de hidrocarbonetos na Bacia de Santos. **Revista Brasileira de Geociências**, v. 38, n. 2 suppl, p. 29-46, 2008.

DICKSON, William; SCHIEFELBEIN, Craig; ODEGARD, Mark. Defining a supergiant petroleum system in Brazil's Santos Basin with multidisciplinary methods: One template for exploration success. **Interpretation**, v. 7, n. 4, p. SH133-SH152, 2019.

DOS SANTOS ROCHA, Ygor; PEREIRA, Rosana Cardoso Lopes; MENDONÇA FILHO, João Graciano. Geochemical assessment of oils from the Mero Field, Santos Basin, Brazil. **Organic Geochemistry**, v. 130, p. 1-13, 2019.

GARCIA, Sávio Francis de Melo et al. Análise de volumes de sal em restauração estrutural: um exemplo na bacia de Santos. 2012. **Revista Brasileira de Geociências**, São Paulo, v. 42, n.2, p. 433-450, 2012.

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, n. 1-2, p. M1-M8, 1983.

FODOR, R. V.; VETTER, SKs. Rift-zone magmatism: petrology of basaltic rocks transitional from CFB to MORB, southeastern Brazil margin. **Contributions to Mineralogy and Petrology**, v. 88, n. 4, p. 307-321, 1984.

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

MIO, Eduardo de; CHANG, Hung Kiang; CORRÊA, Fernando Santos. Integração de métodos geofísicos na modelagem crustal da Bacia de Santos. **Revista brasileira de Geofísica**, v. 23, n. 3, p. 275-284, 2005.



AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO,
GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS
OFERTA PERMANENTE

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

MIZUSAKI, A. M. P. et al. Basalt magmatism along the passive continental margin of SE Brazil (Campos Basin). **Contributions to Mineralogy and Petrology**, v. 111, n. 2, 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.; 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.

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