

BACIA DE CAMPOS

Sumário Geológico e Setores em Oferta

Superintendência de Definição de Blocos
SDB

Elaborado por: Gabriel Bastos e Ildeson Prates Bastos
2017

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.....	11
4.3 Rochas Selantes	12
4.4 Trapas.....	12
4.5 <i>Plays</i> Exploratórios.....	12
5. SETORES EM OFERTA.....	13
5.1 Descrição Sumária.....	13
5.2 Avaliação dos Blocos Propostos	14
5.2.1 Setor SC-AP1	14
5.2.2 Setor SC-AP3.....	14
6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	15

1. INTRODUÇÃO

A Bacia de Campos está situada na Margem Leste Brasileira, região Sudeste do Brasil, e contempla uma área de aproximadamente 100.000 km². Sua superfície é distribuída ao longo do litoral que banha o Norte do Estado do Rio de Janeiro e o Sul do Estado do Espírito Santo, sendo os seus limites estabelecidos ao Norte, pelo alto de Vitória, com a Bacia do Espírito Santo; e ao Sul, pelo Alto de Cabo Frio, com a Bacia de Santos.

Para a Décima Quarta Rodada de Licitações, 10 (dez) blocos exploratórios estão em oferta na Bacia de Campos, nos setores SC-AP1 e SC-AP3, localizados em região de águas ultraprofundas. Os blocos em tela possuem área total de 6.024,52 km² e estão dispostos fora do polígono do Pré-sal, estabelecido pela Lei n° 12.351/10 (Figura 1).

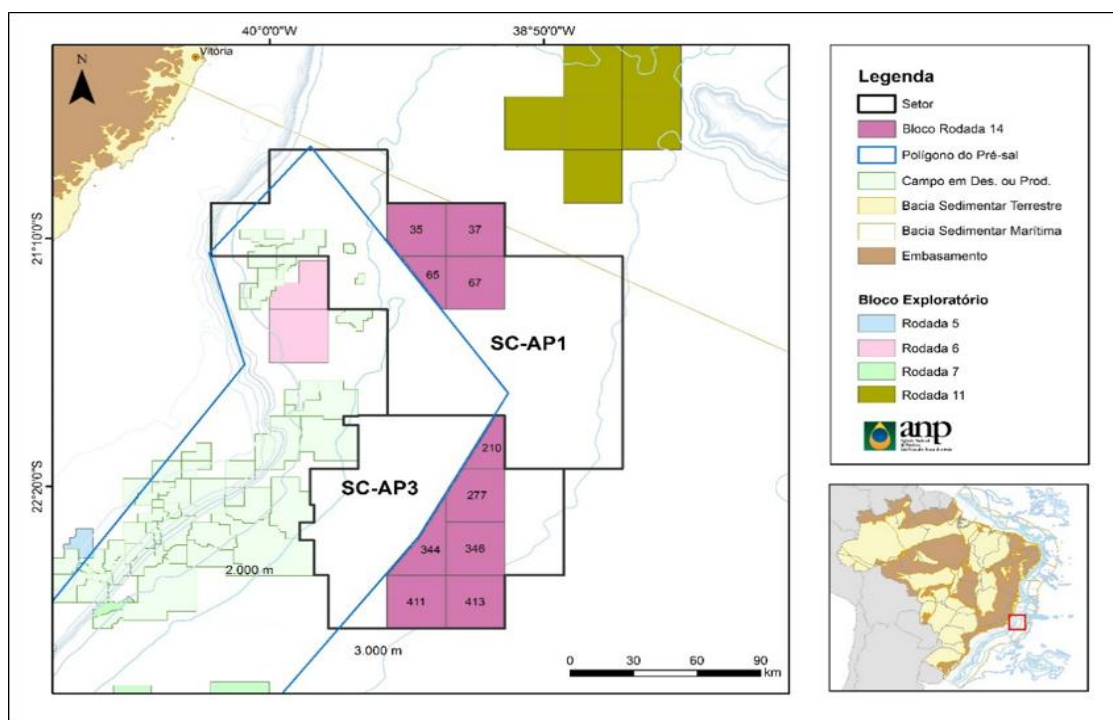


Figura 1. Mapa de localização da Bacia de Campos com indicação dos blocos exploratórios em ofertas na 14ª Rodada de Licitações da ANP.



2. HISTÓRICO EXPLORATÓRIO

A exploração de petróleo na Bacia de Campos teve início no final da década de 1950, quando foi iniciada pela Petrobras uma campanha para aquisição de dados sísmicos bidimensionais em águas rasas da Bacia de Campos.

No início da década 1970 iniciou-se uma campanha de perfuração de poços, até que em 1974 foi descoberto o campo de Garoupa em carbonatos do Albiano pelo poço 1-RJS-9A-RJ. Após essa descoberta, ainda na década de 1970 diversos campos foram descobertos nas águas rasas da Bacia de Campos em diferentes *plays* exploratórios, como exemplo os campos de Badejo em coquinas do Aptiano inferior (fase rifte), Enchova em arenitos do Eoceno e o primeiro campo gigante do Brasil que foi o campo de Namorado descoberto em turbiditos do Cenomaniano.

No início da década de 1980, após aquisição de dados sísmicos em águas profundas, iniciou-se uma campanha de perfuração de poços que culminou com a descoberta de campos gigantes em *plays* turbidíticos em diferentes níveis cronoestratigráficos. Como exemplo, podemos citar os campos gigantes de Albacora (Mioceno) e Marlim (Oligo-Mioceno). Já no fim da década de 1980 e início da década de 1990, após o desenvolvimento da sísmica tridimensional e sua utilização na fase exploratória em conjunto com a maior utilização de atributos sísmicos, foi possível a descoberta do campo gigante de Barracuda em arenitos turbidíticos do Oligoceno e Eoceno.

Na década de 1990, a exploração na Bacia de Campos foi marcada pela continuação das descobertas em arenitos turbidíticos e o investimento em tecnologia na perfuração de poços em águas ainda mais profundas. Como exemplo deste sucesso, podemos citar as acumulações descobertas pelos poços 1-RJS-0460-RJ, descobridor de Marlim Sul e 1-RJS-0436A-RJ, perfurado em cota batimétrica de 1.853 m de profundidade e descobridor do campo gigante de Roncador em arenitos do Maastrichtiano com aproximadamente 9 bilhões de barris de óleo *in place* (Mendonça *et al.* 2004).



Após a promulgação da Lei do Petróleo (9.478/97), a criação da ANP e a quebra do monopólio exercido pela Petrobras até então, iniciou-se uma fase de exploração de petróleo em águas ultraprofundas na Bacia de Campos, além da continuidade das descobertas em águas mais rasas. Entre as descobertas importantes nesta fase, podemos citar as acumulações de Maromba, Papa-Terra, Peregrino, Xerelete e Parque das Conchas. As descobertas do Parque das Baleias nessa época foram importantes, além dos diferentes *plays* encontrados, pela descoberta de reservatórios em carbonatos microbiais do pré-sal aptianos (andar alagoas) anteriormente às descobertas do pré-sal da Bacia de Santos.

Os esforços exploratórios desenvolvidos até os dias atuais resultaram em levantamentos geofísicos que cobrem praticamente toda a sua área, além de 3.452 poços, sendo 1.252 exploratórios.

Atualmente a bacia conta com 57 campos, sendo 52 em fase de produção e cinco em fase de desenvolvimento. Registram-se 4 blocos exploratórios em concessão (dados de maio de 2017).

As reservas 1P (provadas) de hidrocarbonetos da Bacia de Campos, são da ordem de 5,7 bilhões de barris de óleo e 92.480,39 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 Campos foi da ordem de 1,37 milhões barris e a produção diária de gás natural da ordem de 25 mil Mm³.

As camadas Pré-Sal são responsáveis por produzir aproximadamente 300.000 boe/dia na Bacia de Campos. Essa produção provém dos campos de Jubarte, Baleia Azul, Baleia Franca, Marlim Leste, Caratinga, Barracuda, Marlim, Voador, Albacora Leste, Linguado, Badejo, Pampo e Trilha.



3. EVOLUÇÃO TECTONOESTRATIGRÁFICA

A bacia de Campos é uma bacia de margem passiva e sua gênese está relacionada ao rifteamento do paleocontinente Gondwana e à subsequente abertura do Oceano Atlântico.

Existem diversas interpretações propostas para a abertura do Atlântico Sul, a mais aceita é de que houve um misto entre estiramento litosférico e afinamento da crosta (McKenzie, 1978) e posteriormente uma anomalia termal (Royden & Keen, 1980) com subsidência associada. A atividade térmica no *hot-spot* de Tristão da Cunha e Santa Helena levou à formação de uma taxa mais larga de afinamento crustal. Em função desta anomalia térmica, o afinamento crustal foi acompanhado de soerguimento, com atuação do fenômeno de *underplating*, o que provavelmente condicionou a deposição da seção pré-rifte durante os andares Dom João e início do Rio da Serra, (segundo Neto *et al.*, 2007 e Silva *et al.*, 2007) do Jurássico e Neocomiano, nas bordas dessa zona soerguida, nas bacias do Recôncavo-Tucano e Sergipe-Alagoas.

O afinamento da crosta levou à ruptura do rifte em zonas de fraqueza e gerou a deposição da seção rifte em zona regionalmente soerguida (semelhante aos lagos do rifte africano atual) com contribuição expressiva de rochas vulcânicas no fundo da bacia. Estas vulcânicas, datadas pelo método K-Ar, sugerem idades entre 130 e 120 Ma (Fodor *et al.*, 1983), estas, semelhantes às da Província Serra Geral. Posteriormente, ocorreu uma fase de subsidência termal associada ao resfriamento da anomalia térmica da astenosfera.

Segundo Chang *et al.*, 1992, a estratigrafia das bacias da margem Leste pode ser dividida em cinco Megasequências (Figura 2): Continental, Transicional Evaporítica, Plataforma Carbonática Rasa, Marinha Transgressiva e Marinha Regressiva.

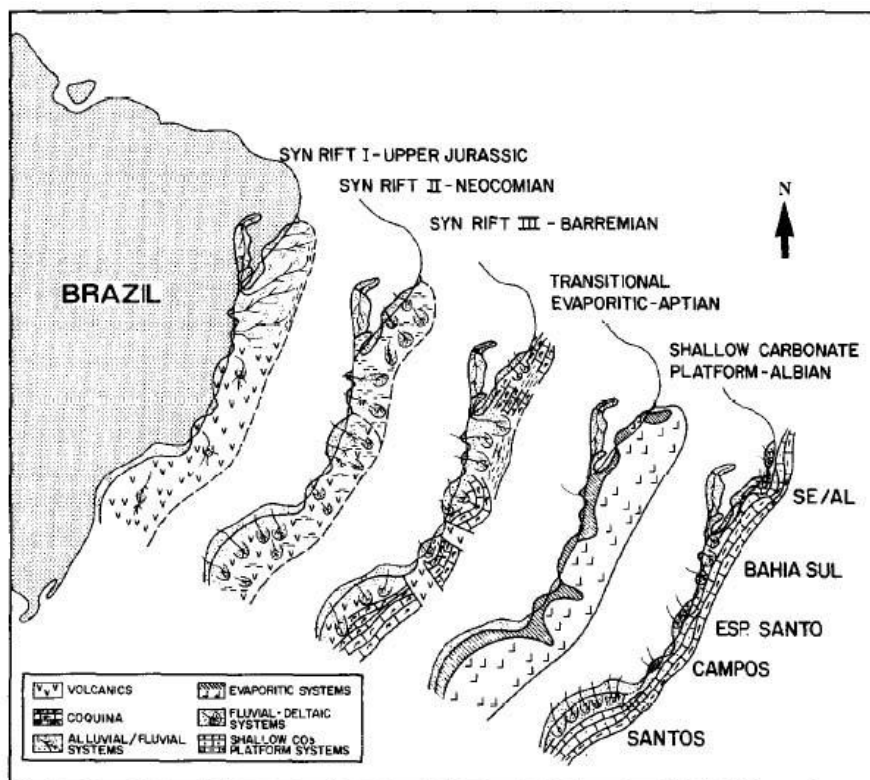


Figura 2. Reconstrução paleogeográfica das sequências sin-rifte, transicional evaporítica e plataforma carbonática na plataforma continental brasileira. Extraído de Chang *et al.* (1992).

A Megasequência Continental foi subdividida por Chang *et al.* (1992) em razão das associações de fácies e estilos estruturais da base para o topo em Sin-Rifte I, Sin-Rifte II e Sin-Rifte III.

A Sequência Sin-Rifte I consiste em depósitos fluviais, leques aluviais e arenitos eólicos do Neo-Jurássico. Estes sedimentos não estão preservados (ou não foram encontradas) na bacia de Campos, com remanescentes, nas bacias da margem leste, apenas nas bacias de Camamu-Almada, Recôncavo-Tucano e Sergipe-Alagoas.

A Sequência Sin-Rifte II ocorreu durante os andares locais Rio da Serra e Aratu. Uma distensão crustal acelerada gerou uma série de meio-grábens onde o vulcanismo foi bastante intenso (Formação Cabiúnas) associado a depósitos lacustres.



A Sequência Sin-Rifte III ocorreu durante os andares locais Buracica e Jiquiá. A sedimentação foi predominantemente flúvio-deltaica, lacustre e de leques aluviais. Ocorrem nesta sequência pacotes argilosos, depositados em ambiente lacustre de águas doces, conhecidos informalmente como folhelhos Buracica (Winter *et al.*, 2007), arenitos, conglomerados sintectônicos e carbonatos compostos por conchas de pelecípodes (coquinas) em altos estruturais (Alto de Badejo, por exemplo). Ocorrem argilominerais de talco-estevensita precipitados em lagos vulcânicos alcalinos segundo Dias (2005). Essa megasequência é representada pelas Formação Cabiúnas (vulcânicas) e formações Atafona (siltitos e arenitos com talco-estevensita), Coqueiros (coquinas e folhelhos) e Itabapoana (conglomerados) do Grupo Lagoa Feia.

A Megasequência Transicional Evaporítica é composta exclusivamente por sedimentos depositados durante o andar local Alagoas (Aptiano), é separada da Megasequência Continental por discordância chamada pré-Aptiano Superior (Dias, 2005). Durante o Eoalagoas, a sedimentação foi predominantemente continental (sistemas de leques aluviais, lacustre e fluvial) com indicações de incursões marinhas em outras bacias, como folhelhos contendo dinoflagelados na bacia de Sergipe-Alagoas (Dias, 2005). O andar Neoalagoas é interpretado como um ambiente transicional, entre depósitos de mar epicontinental restrito e depósitos continentais. Aventa-se a ocorrência de extensas regiões rasas e um litoral recortado, com embaiamentos, onde as águas se tornaram hipersalinas e propícias para o desenvolvimento de construções microbiais. A sedimentação nesse período foi de leques aluviais e carbonática principalmente. O início da deposição evaporítica ocorreu no final do andar Alagoas e esta deposição, segundo Dias *et al.* (1998), ocorreu em um ambiente marinho raso, corroborado pelos elevados teores de bromo nas halitas e pelos valores isotópicos de estrôncio nas anidritas compatíveis com as águas marinhas do Aptiano. Tal ambiente marinho restrito era limitado a sul por uma cadeia vulcânica de direção E-W conhecida como Dorsal de São Paulo que segundo Kumar & Gambôa (1979) controlava a pouca circulação de água marinha dentro das bacias da margem leste. A circulação restrita de água, associada ao clima quente e árido



do Aptiano, criou as condições ideais para o aumento da concentração de salmoura até o nível de precipitação dos minerais evaporíticos. Ainda segundo Dias (2005), a Megasequência Transicional Evaporítica foi depositada em um período de tectônica estável podendo ser chamada de fase *sag*. Litoestratigraficamente, a citada Megasequência é representada pelas Formações Itabapoana (conglomerados), Macabú (estromatólitos e laminitos microbiais), Gargaú (margas e calcilutitos) e Retiro (anidrita, halita, carnalita e silvinita), do Grupo Lagoa Feia.

A Megasequência Plataforma Carbonática Rasa foi depositada durante o Albiano, a fase *sag* já havia terminado e começava a sedimentação marinha franca, caracterizada por uma plataforma carbonática comum a todas as bacias da margem leste. Essa plataforma alterna sucessões de tratos de mar alto com deposição de carbonatos de alta energia (*packstones/grainstones*) e tratos de sistema transgressivo com deposição de carbonatos de mais baixa energia (*wackestones/mudstones*). O modelo desenvolvido para essa sequência por Spadini *et al.* (1988) é uma rampa carbonática típica, deformada por halocinese que controlou a distribuição de fácies dos carbonatos de água rasa e, especialmente, os bancos de oólitos e oncolitos. Essa megasequência é representada principalmente pela Formação Quissamã, do Grupo Macaé.

Na Megasequência Marinha Transgressiva, após o Albiano, houve um progressivo afundamento da bacia, devido à subida global do nível do mar, acompanhado da transgressão marinha resultou no afogamento da plataforma carbonática (Chang *et al.*, 1988) e na consequente deposição de sedimentos de baixa energia como folhelhos, margas e calcilutitos. Depósitos arenosos turbidíticos estão presentes em toda essa sequência, sendo dois modelos identificados: canalizado, preferencialmente em mini bacias formadas pela halocinese, e em lençol. Essa Megasequência é representada principalmente pelas Formações Outeiro (calcilutitos e folhelhos), Imbetiba (calcilutitos) e Namorado (arenito), do Grupo Macaé, pelo membro Tamoios da Formação Ubatuba (folhelhos) e pela Formação Carapebus (arenitos).



A Megasequência Marinha Regressiva é composta pela predominância de sucessivas sequências flúvio-deltaicas, com ocorrência de leques deltaicos, plataformas siliciclásticas e turbiditos em águas mais profundas. Essa Megasequência é representada pelas formações Ubatuba (folhelhos), Carapebus (arenitos) e Emborê (carbonatos).

A nomenclatura litoestratigráfica utilizada neste trabalho foi a proposta por Winter *et al.* (2007) (Figura 3).

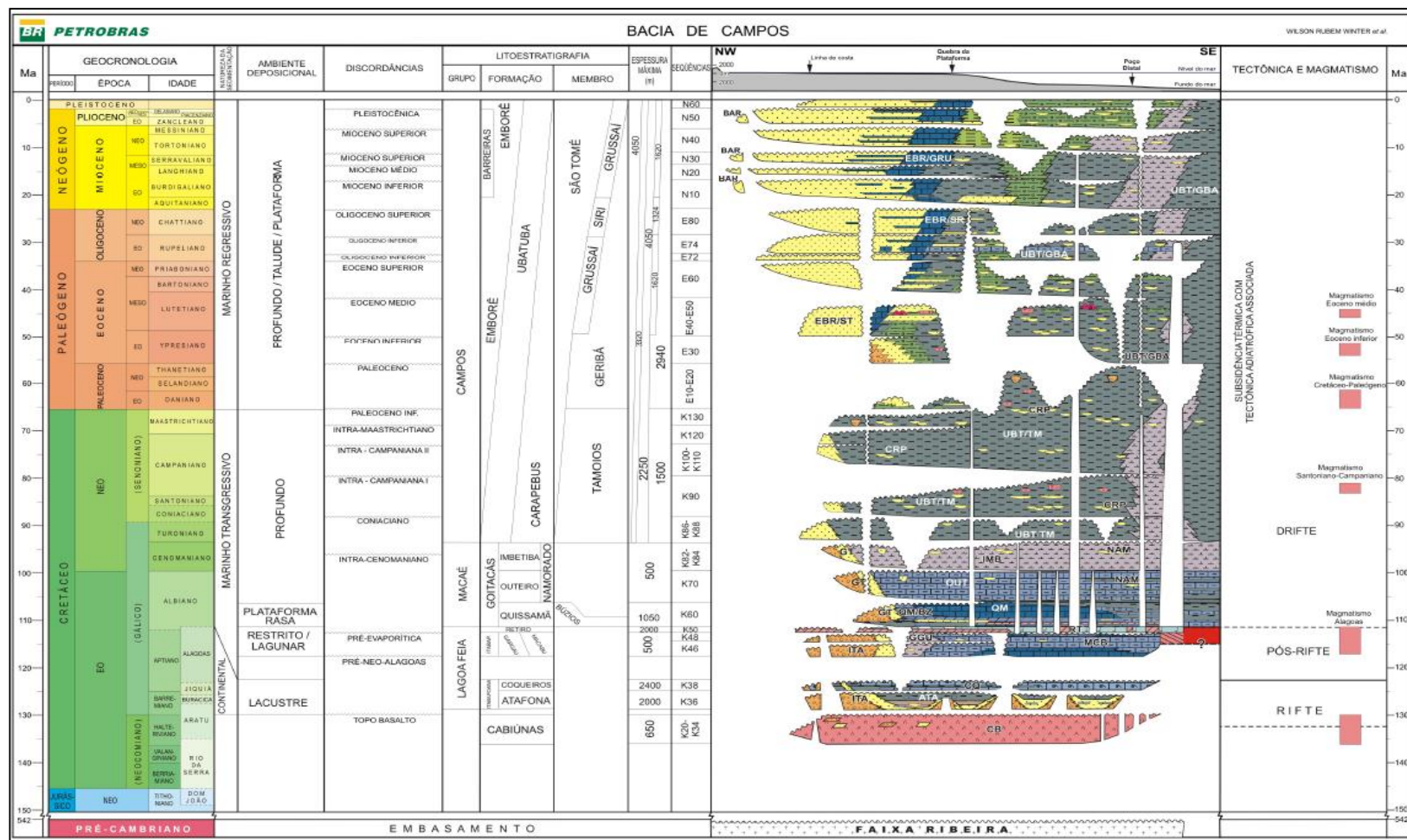


Figura 3. Diagrama Estratigráfico da Bacia de Campos (Winter et al., 2007).



4. SISTEMAS PETROLÍFEROS

Existem diversos sistemas petrolíferos comprovados para a Bacia de Campos. Como principais para a área em oferta, podemos citar os sistemas Lagoa Feia-Lagoa Feia (!), Lagoa Feia-Carapebus (!) e Lagoa Feia-Namorado (!).

4.1 Geração e Migração

A principal rocha geradora da bacia são folhelhos dos andares locais Buracica e Jiquiá (Barremiano/Aptiano) do Grupo Lagoa Feia, depositados durante a fase rifte. Essas rochas, de acordo com dados geoquímicos e sedimentológicos, foram formadas em um ambiente lacustre, apresentando Querogênio tipo I (Guardado *et al.*, 1989), com teor de carbono orgânico total (COT) variando entre 2 e 6% (Mello, 1988). Adicionalmente, em especial na porção norte da bacia, próximo ao limite com a Bacia do Espírito Santo, também são considerados possíveis geradores os folhelhos marinhos de idades Turoniana e Cenomaniana.

O tipo de migração mais importante para a bacia são as janelas de sal, locais sem a presença de evaporitos da Formação Retiro onde falhamentos lístricos levam o óleo da fase rifte até os diferentes reservatórios da fase drifte. A migração também pode ocorrer por falhas ou contato direto, no caso de reservatórios intercalados ou em contato com a rocha geradora. Outra forma de migração consiste em contato lateral por falha, como exemplo podemos citar os basaltos vesiculares da Formação Cabúnas em contato lateral com os folhelhos do Jiquiá.



4.2 Rochas Reservatório

Uma grande variedade de rochas reservatório é verificada na bacia de Campos em diferentes níveis estratigráficos.

Na fase rifte ocorrem basaltos fraturados e vesiculares do Neocomiano da Formação Cabiúnas, que são produtores nos campos de Badejo e Linguado, e coquinas do Aptiano da Formação Coqueiros, Grupo Lagoa Feia, produtoras nos campos de Badejo, Linguado, Pampo e Trilha.

Na fase sag ocorrem os reservatórios carbonáticos microbiais do andar Alagoas (Aptiano), dito pré-sal, produtor de óleo na região do Parque das Baleias e nos campos gigantes do pré-sal na Bacia de Santos.

Na fase drifte ocorrem os calcarenitos de alta energia do Albiano da Formação Quissamã, Grupo Macaé, produtores nos campos de Badejo, Garoupa, Congro entre outros. Carbonatos de alta energia em estruturas do tipo "casco de tartaruga" em águas profundas são o principal reservatório de campos como Tartaruga Verde e Catuá. A Formação Imbetiba (carbonatos) de idade Cenomaniano, em suas fácies mais proximais, também é produtora de óleo nos campos de Tubarão Martelo e Polvo. Intercalados aos carbonatos do Grupo Macaé, ocorrem turbiditos, litoestratigraficamente denominados de Formação Namorado, produtores de óleo no campo de Namorado, Nordeste de Namorado, entre outros.

Ainda na fase drifte, os turbiditos do Cretáceo Superior e Paleógeno são os responsáveis pela maior parte do óleo produzido na bacia. Ocorrem arenitos turbidíticos de idade Turoniano ao Maastrichtiano produtores nos campos de Roncador e Jubarte, aqueles de idade Paleoceno-Eoceno produtores nos campos de Barracuda e Marlim sul, e os de idade Oligo-Miocênico produtores nos campos de Marlim e Albacora. Pode-se citar também como reservatório os carbonatos depositados durante o Oligoceno superior do Membro Siri.



4.3 Rochas Selantes

Os principais selos para a Bacia de Campos são os folhelhos da Formação Coqueiros (Jiquiá/Aptiano), o sal da Formação Retiro (Aptiano), os carbonatos de baixa energia das Formações Outeiro e Imbetiba (Albo-Cenomaniano) e os folhelhos de baixa energia da Formação Ubatuba (Turoniano- Recente).

4.4 Trapas

As trapas esperadas são do tipo estrutural, estratigráfica e mista, relacionadas à tectônica distensiva e à halocinese.

Na fase rifte, altos de embasamento são importantes tanto para o contato lateral dos folhelhos geradores com os basaltos fraturados como para o desenvolvimento de coquinas propiciando melhores condições de reservatório, além da focalização da migração de hidrocarbonetos. Estruturas quaquaversais são mapeáveis tanto ao nível das coquinas quanto ao nível do pré-sal.

Na fase drifte, para os carbonatos do Grupo Macaé, esperam-se principalmente trapas estruturais do tipo tectônica dominó em águas rasas, falhas lístricas com *roll-over* e blocos isolados em águas mais profundas que sofreram escorregamento de regiões mais rasas. Para os arenitos turbidíticos, espera-se falhas lístricas com *roll-over*, estruturas quaquaversais formadas pela movimentação de diápiros de sal, truncamentos contra o flanco de diápiros de sal e *pinch-out* estratigráfico, compartimentadas ou não por falhas.

4.5 Plays Exploratórios

O *play* exploratório esperados para o setor SC-AP3 é o *play* Pré-sal, que consiste em modelo de acumulação de petróleo em carbonatos microbiais aptianos, selados por camadas de sal, em fechamento quaquaversal. para o



setor SC-AP3 é esperado o *play* Turbiditos Cretáceos, composto de acumulação de petróleo em reservatórios turbidíticos em trapas mistas ou estratigráficas, comumente condicionados por domos de sal, de forma similar ao modelo de acumulação de águas profundas da Bacia do Espírito Santo.

5. SETORES EM OFERTA

5.1 Descrição Sumária

Para a Décima Quarta Rodada de Licitações da ANP estão em oferta 10 blocos exploratórios na Bacia de Campos, totalizando uma área de 6.024,52 km², sendo seis blocos no setor SC-AP1 e quatro blocos no setor SC-AP3, (Figura 4).

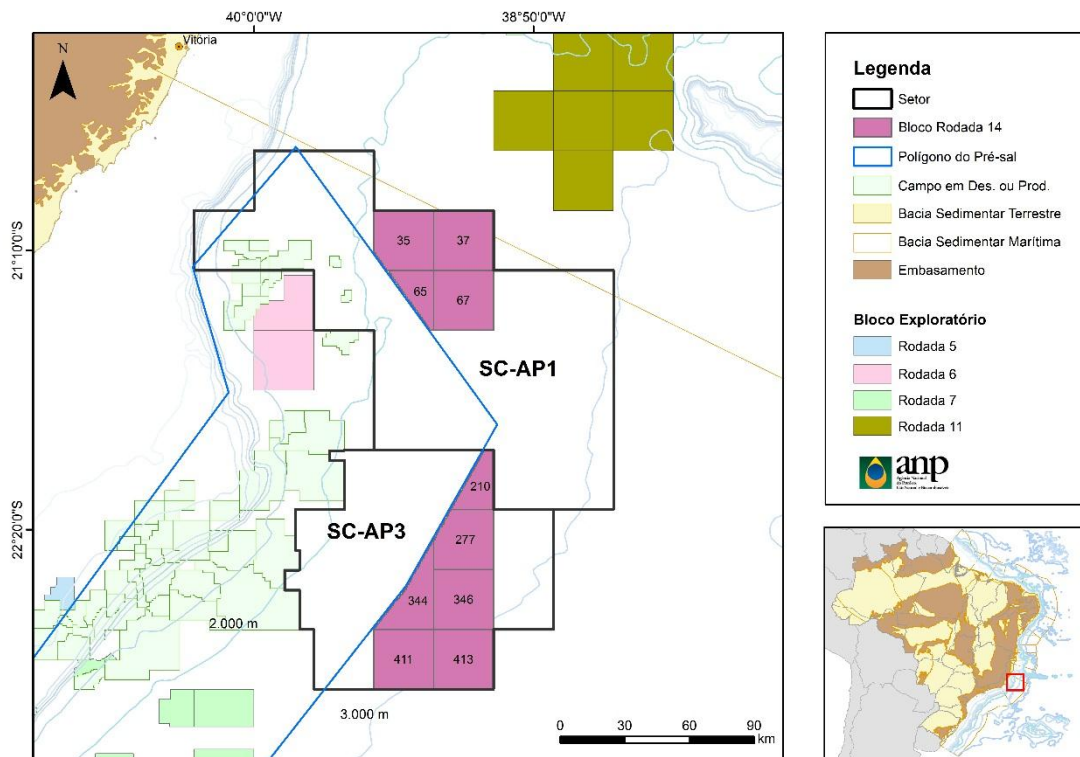


Figura 4. Mapa de localização dos blocos exploratórios propostos na Bacia de Campos para oferta na 14ª Rodada de Licitações da ANP.



5.2 Avaliação dos Blocos Propostos

5.2.1 SETOR SC-AP1

Para a Décima Quarta Rodada de Licitações, no setor SC-AP1, estão em oferta quatro blocos exploratórios que totalizam 2.429,02 km².

O setor SC-AP1 está situado no compartimento norte da Bacia de Campos, na divisa com a Bacia do Espírito Santo, onde cerca de 2.430 km² são contemplados por 4 dos 10 blocos exploratórios que estão sendo ofertados.

Esse setor guarda forte analogia geológica com a Bacia do Espírito Santo, devido à ausência de limite geológico na região de águas profundas e ultra profundas. Assim como na Bacia do Espírito Santo, para esta porção da Bacia de Campos considera-se uma possível seção geradora marinha para os *leads* identificados na seção Pós-Sal.

Algumas oportunidades exploratórias foram identificadas em arenitos turbidíticos semelhantes àqueles campos adjacentes ao Parque das Conchas e aos campos da Bacia do Espírito Santo (Golfinho, Parque dos Doces), ou seja, reservatórios arenosos estruturados por diápiros de sal. Além disso, foram mapeados possíveis complexos de canais, reservatórios arenosos, encaixados em cânions do Paleógeno.

Neste mesmo setor também foram mapeadas estruturas no Pré-Sal, contudo, tais oportunidades ocorrem a maiores profundidades.

5.2.2 SETOR SC-AP3

Para a Décima Quarta Rodada de Licitações, no setor SC-AP3, estão em oferta seis blocos exploratórios que totalizam 3.595,50 km². Todos os blocos se localizam em área externa ao polígono do Pré-sal.

Essa região não possui poços que tenham atingido o Pré-sal, configurando-se como uma área de fronteira exploratória. Contudo, se destaca pelo potencial



promissor relacionado às estruturas da seção Pré-Sal. As oportunidades exploratórias identificadas apresentam anomalias de amplitude na seção sag, com sismofácies similares aos reservatórios de consagradas estruturas do Pré-sal da Bacia de Santos.

6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

CHANG, H. K.; KOWSMANN, R.O.; FIGUEIREDO, A.M.F. & BENDER, A.A. 1992. Tectonics and stratigraphy of the East Brazil Rift System: an Overview. *Tectonophysics*, 213 (1-2): 97138.

DIAS, J.L.; OLIVEIRA, J.Q.; VIEIRA, J.C. 1988. Sedimentological and Stratigraphic Analysis of the Lagoa Feia Formation, Rift Phase of the Campos Basin, Offshore Brazil. *Revista Brasileira de Geociências*, 18 (3): 252-260.

DIAS, J.L. 2005. Tectônica, estratigrafia e sedimentação no Andar Aptiano da margem leste brasileira. *Boletim de Geociências da Petrobrás*, 13: 7-25.

FODOR, R.V.; MCKEE, E.H. & ASMUS, H.E. 1984. K–Ar Ages and the Opening of the South Atlantic Ocean: Basaltic Rock from the Brazilian Margin. *Marine Geology*, 54: M1–M8.

GUARDADO, L.R.; GAMBOA, L.A.P & LUCHESI, C.F. 1989. Petroleum Geology of the Campos Basin, a Model for a Producing Atlantic Type Basin. In: EDWARDS, J.D.; SANTOGROSSI, P.A. (Eds.). *Divergent/Passive Margin Basins*. Tulsa: American Association of Petroleum Geologists, p. 3-79. (AAPG MEMOIR 48).

KUMAR, N. & GAMBOA, L.A.P. 1979. Evolution of the São Paulo Plateau (Southeastern Brazilian Margin) and Implications for the Early History of the South Atlantic. *Geological Society of America Bulletin*, Boulder, Colorado, 90: 281-293. part.1.

MCKENZIE, R.P. 1978. Some Remarks on the Development of Sedimentary Basins. *Earth and Planetary Science Letters*, 40: 25-32.



MELLO, M.R. 1988. Geochemical and Molecular Studies of the Depositional Environments of Source Rocks and their Derived Oils from the Brazilian Marginal Basins: Ph.D. Dissertation, Bristol University, 240 p.

MENDONÇA, P.M.M.; SPADINI, A.R.; MILANI, E.J. 2003. Exploração na Petrobras: 50 anos de Sucesso. Boletim de Geociências da Petrobrás, 12 (1): 9-58.

ROYDEN, L. & KEEN, C.E. 1980. Rifting Processes and Thermal Evolution of the Continental Margin of Eastern Canada Determined from Subsidence Curves. Earth & Planetary Science Letters, 51: 343-361.

SPADINI, A.R.; ESTEVES, F.R.; DIAS-BRITO, D.; AZEVEDO, R.L.M. & RODRIGUES, R. 1988. The Macaé Formation, Campos Basin, Brazil: Its Evolution in the Context of the Initial Historical of South Atlantic. Revista Brasileira de Geociências, 18 (3): 261-272.

WINTER, W.R.; JAHNERT, R.J. & FRANÇA, A.B. 2007. Bacia de Campos. Boletim de Geociências da Petrobrás, 15 (2): 511-529.