



AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO,
GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS
DÉCIMA SEXTA RODADA DE LICITAÇÕES



BACIA DE CAMPOS

Sumário Geológico e Setores em Oferta

Superintendência de Definição de Blocos
SDB

Elaborado por: Andressa Yumi Portella, Ricardo Travassos e Júlio Cesar Vital
2019



AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO,
GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS
DÉCIMA SEXTA RODADA DE LICITAÇÕES



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
5.3 Objetivo Exploratório	14
6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	14

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 Sexta Rodada de Licitações, 13 blocos exploratórios estão em oferta na Bacia de Campos, nos setores SC-AP4, SC-AUP3 e SC-AUP4, localizados em região de águas profundas e ultraprofundas. Os blocos em tela possuem área total de 12.004 km² e estão dispostos fora do polígono do Pré-sal, estabelecido pela Lei nº 12.351/10 (Figura 1).

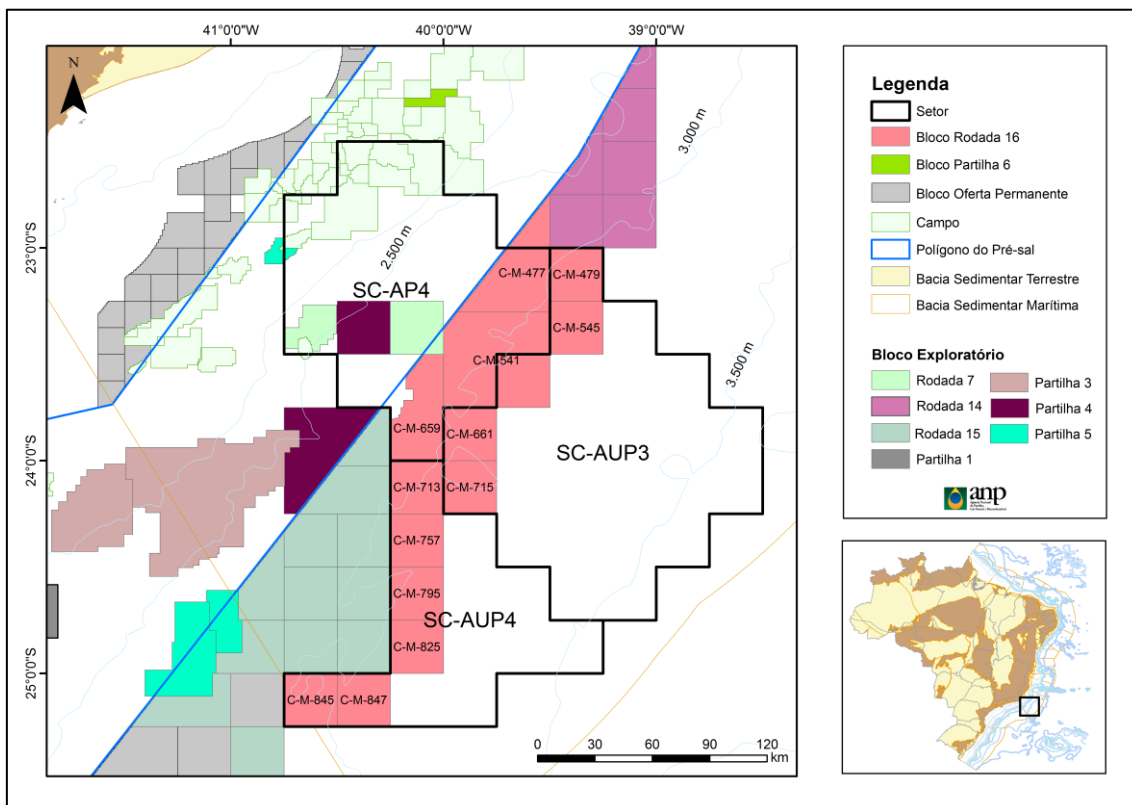


Figura 1. Mapa de localização da Bacia de Campos com indicação dos blocos exploratórios em oferta na Décima Sexta Rodada de Licitações.



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 os campos de Badejo, em coquinas do Aptiano inferior (fase rifte); Enchova, em arenitos do Eoceno; e Namorado, o primeiro campo gigante do Brasil, 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 ocorreu o desenvolvimento da sísmica tridimensional nessa bacia. Por meio de sua utilização na fase exploratória, em conjunto com a maior aplicação 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 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) e a criação da ANP, iniciou-se a 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, pela descoberta de reservatórios em carbonatos microbiais do Pré-sal do Aptiano (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 3.004 poços, sendo 1.070 exploratórios (desconsiderando poços repetidos).

Atualmente a bacia conta com 62 campos descobertos, sendo 51 em fase de produção, 6 em fase de desenvolvimento e 5 em devolução. Registram-se 24 blocos exploratórios em concessão (dados de dezembro de 2018).

No mês de dezembro de 2018, a produção diária de petróleo na Bacia de Campos foi da ordem de 1,2 milhões de barris e a produção diária de gás natural da ordem de 23 milhões de metros cúbicos. Neste mesmo mês a seção Pré-Sal foi responsável por produzir aproximadamente 43.321 boe/dia na Bacia de Campos. Essa produção proveio dos campos de Jubarte, Baleia Franca, Baleia Azul, Marlim Leste, Voador, Marlim, Barracuda, Caratinga e Pirambu.

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

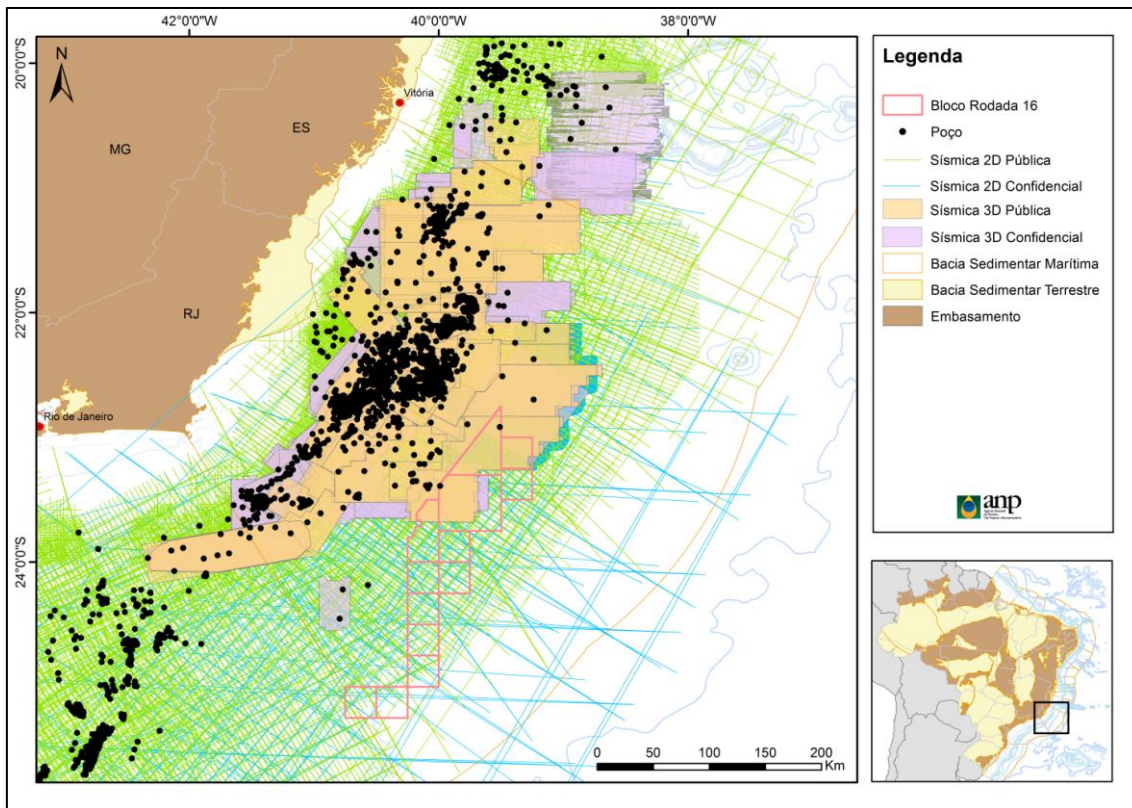


Figura 2. Mapa do acervo de dados sísmicos e poços na Bacia de Campos.

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 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 *hotspot* de Tristão da Cunha e Santa Helena levou à uma maior taxa 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, 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), 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 Megassequências (Figura 3): Continental, Transicional Evaporítica, Plataforma Carbonática Rasa, Marinha Transgressiva e Marinha Regressiva.

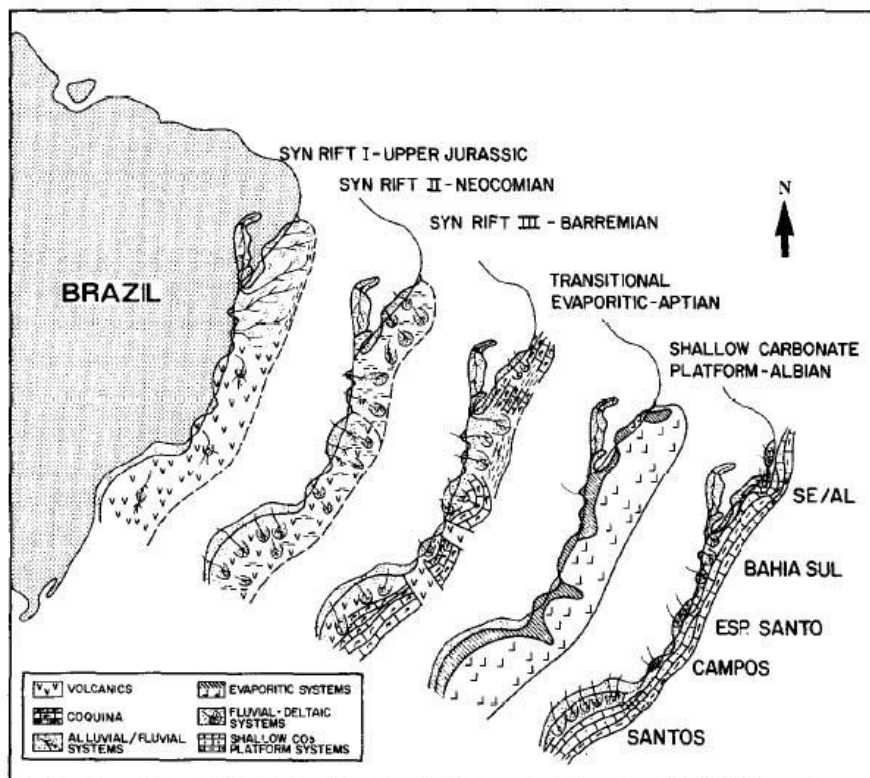


Figura 3. Reconstrução paleogeográfica das seqüências sin-rifte, transicional evaporítica e plataforma carbonática na plataforma continental brasileira (Chang *et al.*, 1992).



A Megassequência 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), além de arenitos, conglomerados sin-tectônicos 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 megassequência é representada pela Formação Cabiúnas (vulcânicas) e pelo Grupo Lagoa Feia, composto pelas formações Atafona (siltitos e arenitos com talco-estevensita), Coqueiros (coquinas e folhelhos) e Itabapoana (conglomerados).

A Megassequência Transicional Evaporítica é composta exclusivamente por sedimentos depositados durante o Andar Alagoas. É separada da Megassequência Continental pela Discordância Pré-Aptiano Superior. 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 aluvial e carbonática principalmente. O início da deposição evaporítica ocorreu no final do Andar Alagoas, ocorrendo, segundo Dias *et al.* (1988), 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 Megassequência Transicional Evaporítica foi depositada em um período tectonicamente estável, podendo ser chamada de fase *sag*. Litoestratigraficamente, a citada megassequência é representada pelas Formações Itabapoana (conglomerados), Macabu (estromatólitos e laminitos microbiais), Gargaú (margas e calcilutitos) e Retiro (anidrita, halita, carnalita e silvinita), do Grupo Lagoa Feia.

A Megassequência 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 oncólitos. Essa megassequência é representada principalmente pela Formação Quissamã, do Grupo Macaé.

Na Megassequência Marinha Transgressiva, após o Albiano, houve um progressivo afundamento da bacia, devido à subida global do nível do mar, acompanhado da transgressão marinha, resultando no afogamento da plataforma carbonática (Chang *et al.*, 1992) 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 Megassequência 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 Megassequência 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 Megassequência 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 4).

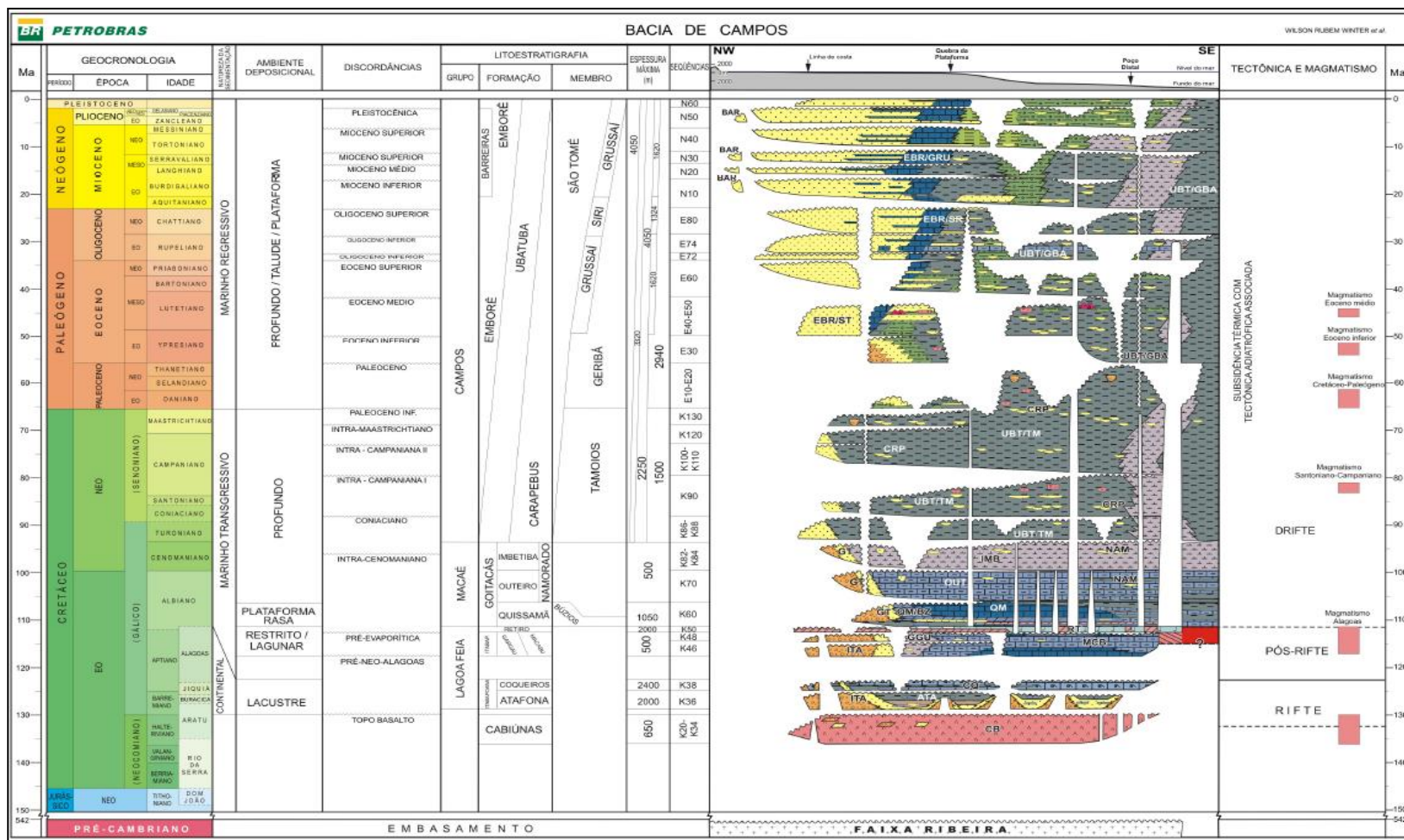


Figura 4. Diagrama Estratigráfico da Bacia de Campos (Winter et al., 2007).



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 do 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 Cabiúnas em contato lateral com os folhelhos de idade 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, bem como 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 do 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 arenitos turbidíticos, 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 do Turoniano ao Maastrichtiano, produtores nos campos de Roncador e Jubarte; do Paleoceno-Eoceno, produtores nos campos de Barracuda e Marlim Sul; e os de idade oligo-miocênica, 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, esperam-se falhas lístricas com *rollover*, estruturas quaquaversais formadas pela movimentação de diápiros de sal, truncamentos contra o flanco de diápiros de sal e *pinch-outs* estratigráficos, compartimentadas ou não por falhas.

4.5 Plays Exploratórios

Na área em oferta na Décima Sexta Rodada é esperada a ocorrência apenas do *play* exploratório do Pré-sal, que consiste em modelo de acumulação de petróleo em carbonatos microbiais aptianos, selados por

camadas de sal, em fechamento quaquaversal. Os demais *plays* conhecidos na bacia são menos prováveis de ocorrer, com acumulações economicamente interessantes, considerando a situação distal em águas ultraprofundas dos blocos em oferta.

5. SETORES EM OFERTA

5.1 Descrição Sumária

Para a Décima Sexta Rodada de Licitações da ANP estão em oferta 13 blocos exploratórios na Bacia de Campos, totalizando uma área de 12.004 km², todos no setor SC-AP4, SC-AUP3 E SC-AUP4 (Figura 5).

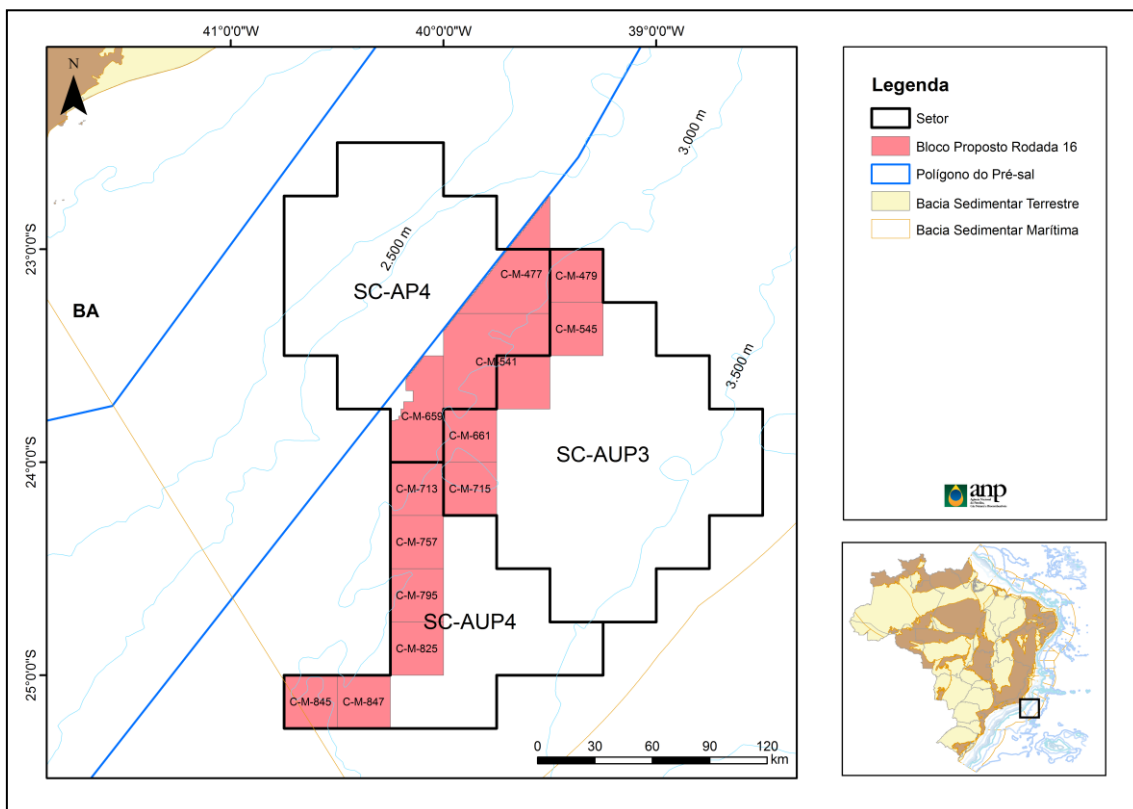


Figura 5. Mapa de localização dos blocos exploratórios da Bacia de Campos em oferta na Décima Sexta Rodada de Licitações.



5.2 Avaliação dos Blocos Propostos

Os setores que contêm os blocos em oferta para a rodada estão situados no compartimento sul da Bacia de Campos. Os blocos em oferta estão compreendidos em lâmina d'água entre 2.500 e 3.500 metros e são cobertos por levantamentos sísmicos bidimensionais. Também há levantamentos tridimensionais cobrindo blocos situados ao norte.

Há, nesse setor, um potencial promissor relacionado a grandes estruturas identificadas no *play* Pré-sal, semelhantes a outras descobertas na bacia em reservatórios carbonáticos das formações Coqueiros e Macabu. Apesar de não haver poços que tenham atingido essas rochas naquela região, foram identificadas prováveis cozinhas geradoras locais adjacentes aos altos do embasamento. Não foram destacadas oportunidades exploratórias ocorrendo em arenitos turbidíticos, porém não se descarta possibilidade de os mesmos estarem presentes nas áreas em oferta.

5.3 Objetivo Exploratório

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

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. 1983. 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. 2004. 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



AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO,
GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS
DÉCIMA SEXTA RODADA DE LICITAÇÕES



Evolution in the Context of the Initial Historial 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.