



AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO,
GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS
OFERTA PERMANENTE

BACIA DE CAMPOS

Sumário Geológico e Setores em Oferta

Superintendência de Avaliação Geológica e Econômica
SAG

2022



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	11
4.2. Rochas Reservatório.....	13
4.3. Rochas Selantes.....	14
4.4. Trapas	14
4.5. <i>Plays</i> Exploratórios.....	14
5. SETORES EM OFERTA	15
5.3 Descrição Sumária.....	15
5.2 Avaliação dos Blocos em Oferta.....	15
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	17



AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS OFERTA PERMANENTE

1. INTRODUÇÃO

A Bacia de Campos está situada na Margem Leste Brasileira, região Sudeste do Brasil, e contempla uma área de aproximadamente 169.000 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.

A Oferta Permanente da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) contempla 46 blocos exploratórios da Bacia de Campos, distribuídos entre 08 setores: SC-AR2, SC-AR3, SCAR4, SC-AP1, SC-AP3, SC-AUP2, SC-AUP3 e SC-AUP4 (Figura 1). Esses blocos totalizam uma área de aproximadamente 16.907 km² (Tabela 1).

Tabela 1 - Quantidade de blocos relativos ao próximo ciclo da Oferta Permanente.

Setor	Quantidade de Blocos	Área (km ²)
SC-AP1	6	4.037,08
SC-AP3	2	1.424,30
SC-AR2	6	1.148,48
SC-AR3	8	1.329,13
SP-AR4	15	2.596,39
SP-AUP2	7	4.966,58
SP-AUP3	1	707,66
SP-AUP4	1	698,21
TOTAL	46	16.907,85

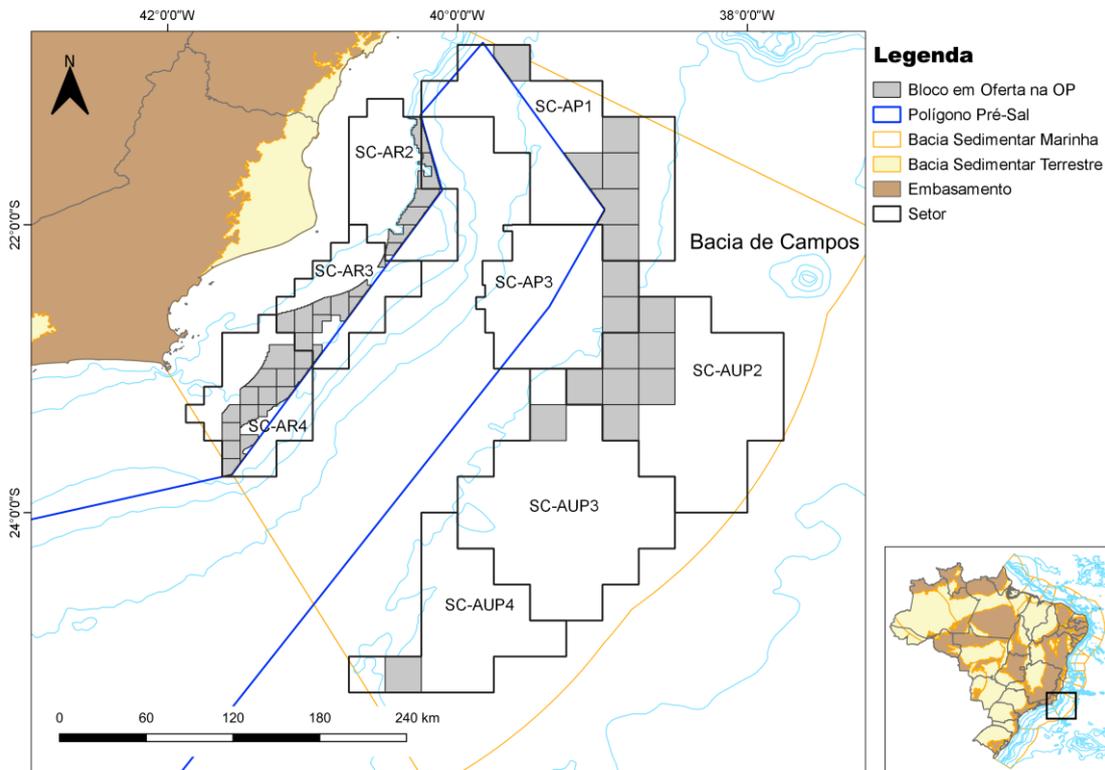


Figura 1 - Localização da Bacia de Campos, com destaque para os blocos em oferta no próximo ciclo da Oferta Permanente da ANP.

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 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.



AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS OFERTA PERMANENTE

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. Nesta fase 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, cita-se 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) 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, em função da descoberta de reservatórios em carbonatos microbiais do Pré-sal de idade aptiana (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 3.524 poços, sendo 1.251 exploratórios.

Atualmente a bacia conta com 61 campos descobertos, sendo 38 em fase de produção, 05 em fase de desenvolvimento e 18 em devolução (SIGEP,



AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS OFERTA PERMANENTE

Agosto/22). Registram-se 34 blocos exploratórios em concessão, sendo 03 sob o regime de Partilha.

No mês de junho de 2022, a produção diária de petróleo na Bacia de Campos foi da ordem de 610 mil de barris e a produção diária de gás natural da ordem de 12,2 mil boe, correspondendo respectivamente a cerca de 21% e 9% da produção brasileira de óleo e gás. O volume original *in situ* estimado de reservas para a Bacia de Campos está sumarizado na Tabela 2.

Tabela 2 – Volume de petróleo e gás original *in situ* estimado na Bacia de Campos. Fonte: Boletim de Recursos e Reservas de Petróleo e Gás Natural 2021.

Bacia	Petróleo (milhões de barris)				Gás Natural (milhões de barris)			
	Reservas 1P	Reservas 2P	Reservas 3P	Recursos contingentes	Reservas 1P	Reservas 2P	Reservas 3P	Recursos contingentes
Campos	3.369,95	4.522,48	5.310,15	2.763,87	50.454,76	68.805,71	83.236,90	46.659,08

O acervo de dados resultante do esforço exploratório na Bacia de Campos conta com grande quantidade de poços exploratórios, densa malha de dados sísmicos 2D e 3D disponíveis em diversos tipos de processamento que cobrem grande parte da bacia. A Figura 2 apresenta os dados disponíveis nas proximidades dos blocos na Oferta Permanente.

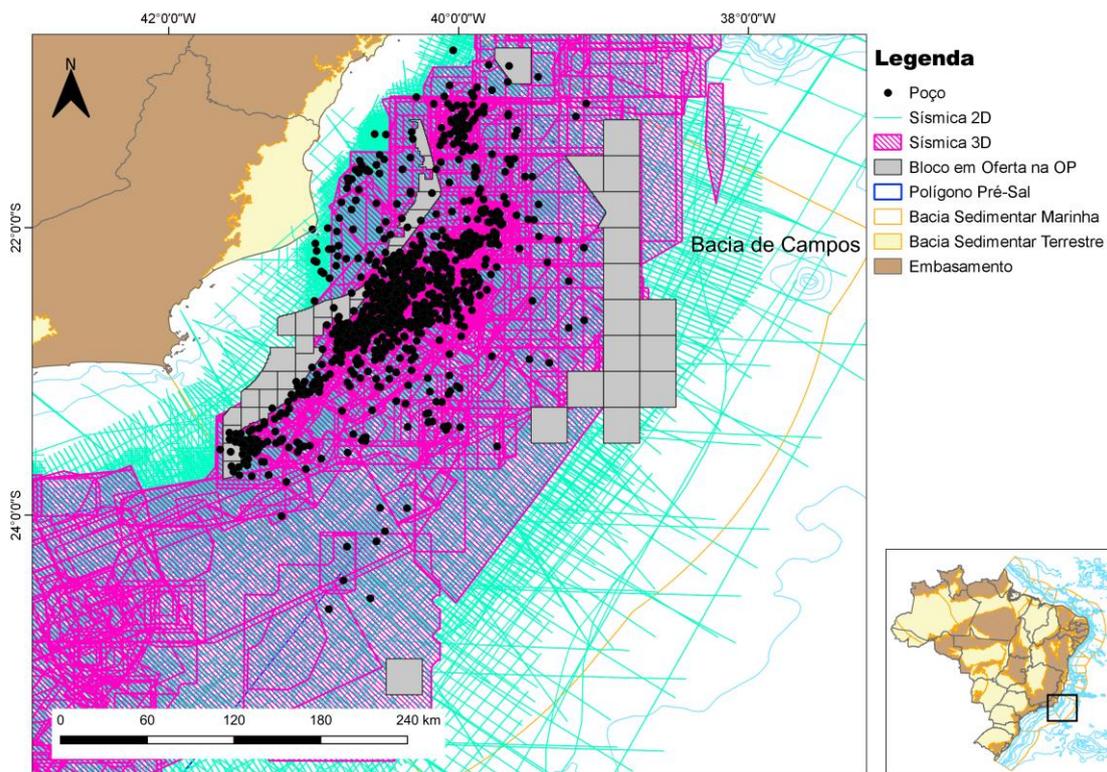


Figura 2 - Mapa ilustrativo do acervo de dados sísmicos e poços disponíveis nas proximidades dos blocos em oferta para o próximo ciclo da Oferta Permanente.

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 a 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.

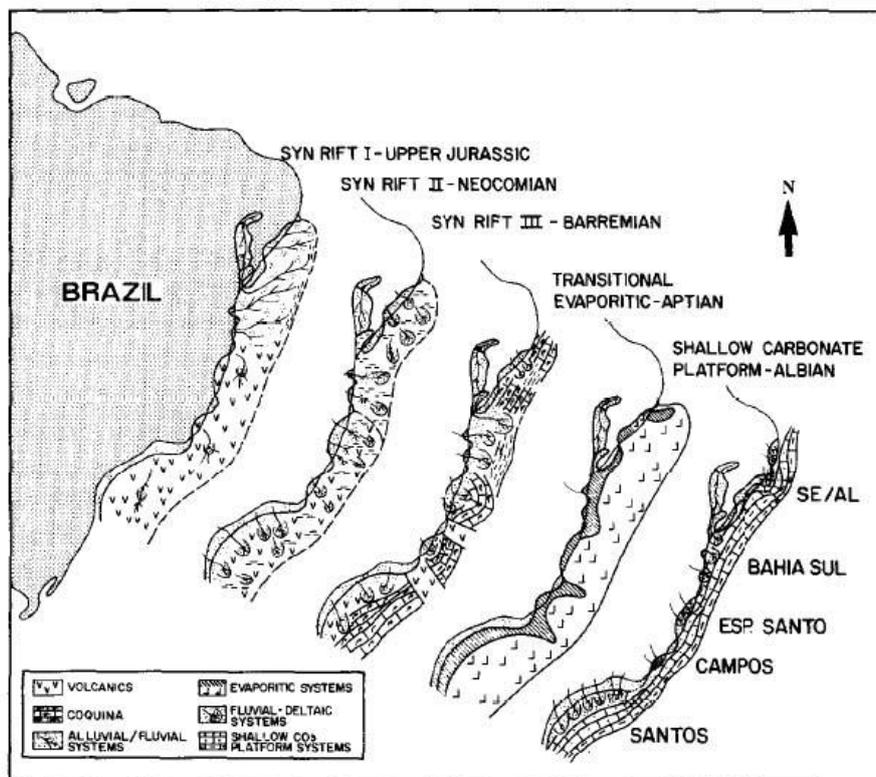


Figura 3 - Reconstrução paleogeográfica das sequências sin-rifte, transicional evaporítica e plataforma carbonática na plataforma continental brasileira (CHANG et al., 1992).



AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS OFERTA PERMANENTE

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 Neojurássico. 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 intervalo inferior do 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



AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS OFERTA PERMANENTE

transicional, entre depósitos de mar epicontinental restrito e depósitos continentais. Aventa-se a ocorrência de extensas regiões rasas e um litoral recortado, com formação de baías, 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 calcilitos) 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.



AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS OFERTA PERMANENTE

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). A Figura 5 exemplifica o arranjo tectonoestratigráfico da Bacia de Campos no tempo presente, evidenciando distintos padrões morfológicos e estruturais ao longo dela.

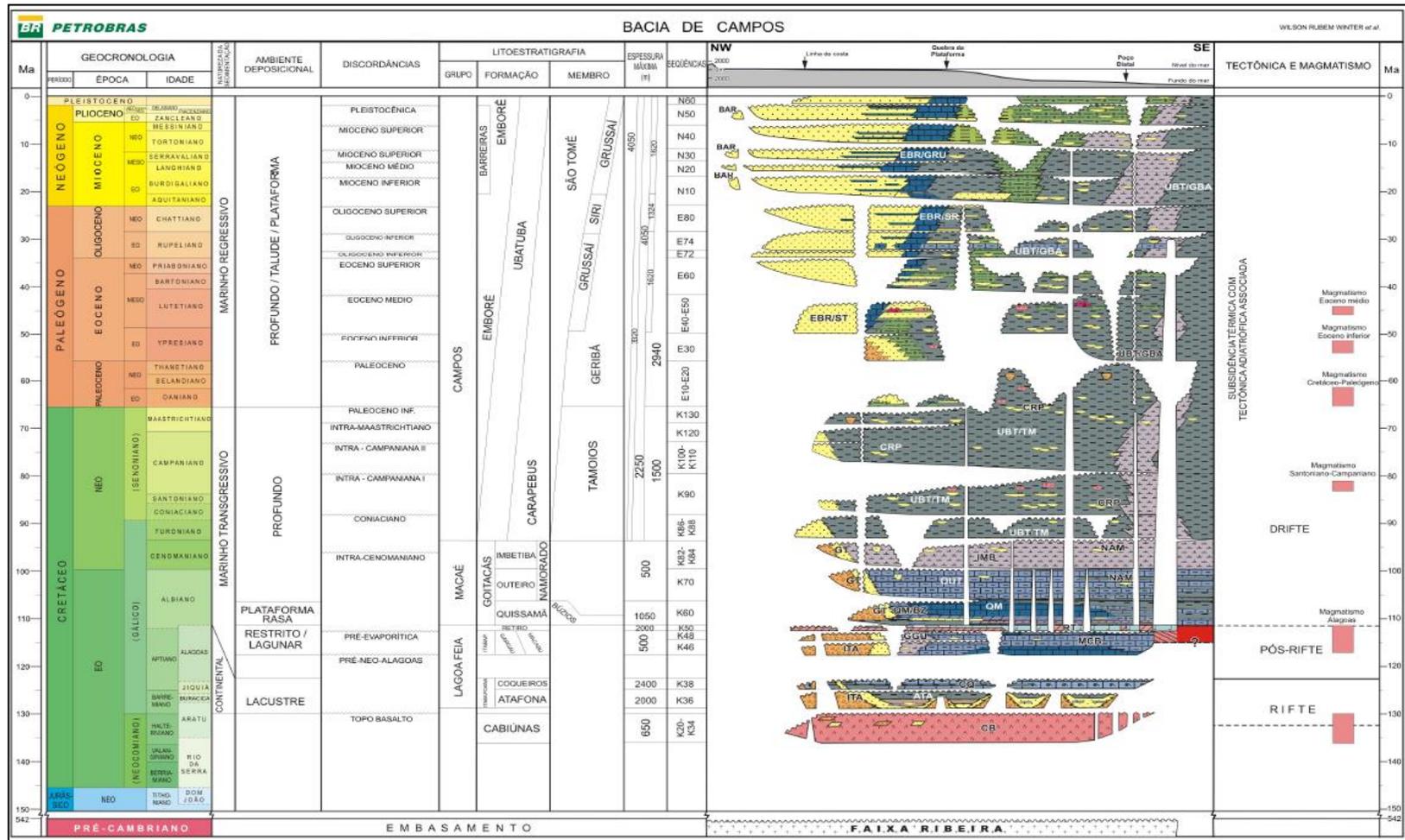


Figura 4 - Diagrama Estratigráfico da Bacia de Campos. Fonte: Moreira et al. (2007).

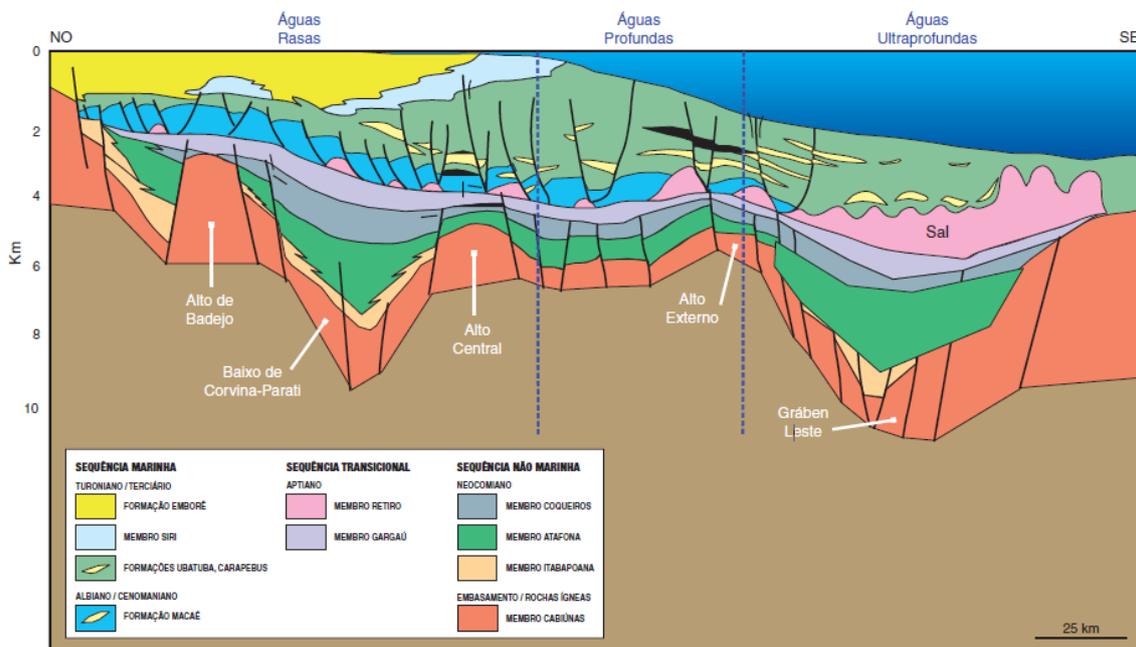


Figura 5 - Seção geológica regional da Bacia de Campos (GUARDADO et al., 2000) mostrando as principais estruturas do embasamento e da tectônica salífera e as seqüências estratigráficas. Notar a diferente influência da tectônica salífera na seção rasa da bacia, em águas profundas e ultraprofundas.

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 de evolução da bacia. 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



AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS OFERTA PERMANENTE

carbono orgânico total (COT) variando entre 2 e 6% (Mello, 1988), podendo chegar a 9%.

De acordo com Guardado et al. (2000), o Índice de Hidrogênio (HI) estão acima de 900 mgHC/COT, que converge ao querogênio do tipo I. A petrografia orgânica mostra a predominância de matéria orgânica rica em lipídios proveniente principalmente de algas e bactérias, nas quais a distribuição dos biomarcadores sugere origem deposicional em ambiente lacustre salobro a salino, com significativa contribuição de origem marinha, conforme revelam os indicadores obtidos no diagnóstico das características moleculares das amostras.

Neste contexto, o tipo de migração mais importante na bacia são as janelas de sal, locais sem a presença dos evaporitos selantes da Formação Retiro, onde falhamentos lístricos levam o óleo gerado na fase rifte até os diferentes níveis reservatórios distribuídos na seção geológica, desde a fase sag (pré-sal) até a fase drifte (pós-sal) em diversas idades. A migração também pode ocorrer por falhas ou contato direto, como no caso de reservatórios intercalados e/ou em contato direto com a rocha geradora. A migração por contato lateral por falha está confirmada, podendo-se citar como exemplo reservatórios em basaltos fraturados e vesiculares da Formação Cabiúnas em contato lateral com os folhelhos geradores de idade Jiquiá.

Adicionalmente, em especial na porção norte da bacia, próximo ao limite com a Bacia do Espírito Santo, também são considerados como possíveis geradores os folhelhos marinhos de idades Turoniana e Cenomaniana. Esta possibilidade é indicada, contudo, sem efetiva confirmação nas descobertas realizadas e nos estudos dos campos, sobretudo, devido a carência de estudos geoquímicos regionais mais conclusivos, sendo reportada em geral, como citações de contribuição de óleos de origem marinha destas idades no resultado de misturas de óleos de diferentes origens.



AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS OFERTA PERMANENTE

4.2. Rochas Reservatório

Uma grande variedade de rochas reservatório em diferentes níveis estratigráficos e de diferentes idades estão confirmadas na Bacia de Campos.

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 (Azul, Jubarte e Franca) e nos campos de Barracuda, Caratinga, Marlim, Marlim Leste, Pampo, Pirambu e Voador.

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.



AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS OFERTA PERMANENTE

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 lítricas com *rollover* e blocos isolados em águas mais profundas que sofreram escorregamento de regiões mais rasas. Para os arenitos turbidíticos, esperam-se falhas lítricas 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

A Bacia de Campos 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 estão os carbonatos aptianos da



AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS OFERTA PERMANENTE

Formação Macabú e da Formação Coqueiros (play Pré-Sal), os calcarenitos da Formação Quissamã, os carbonatos da Formação Imbetiba, e os arenitos turbidíticos da Formação Namorado e os turbiditos do Cretáceo Superior (Fm. Carapebus e Ubatuba).

5. SETORES EM OFERTA

5.3 Descrição Sumária

O próximo ciclo da Oferta Permanente contempla 46 blocos exploratórios da Bacia de Campos, distribuídos entre oito setores: SC-AR2, SC-AR3, SC-AR4, SC-AP1, SC-AP3, SC-AUP2, SC-AUP3 e SC-AUP4. 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 16.907 km², os quais apresentam cobertura total de levantamentos sísmicos bidimensionais e parcial de dados sísmicos tridimensionais.

5.2 Avaliação dos Blocos em Oferta

Na Oferta Permanente, estão em oferta blocos em distintos contextos e segmentos da Bacia de Campos.

Os blocos de águas rasas estão dispostos sobre o contexto “Alto de Badejo/Baixo Corvina-Parati”, marcado pela ausência dos evaporitos da Formação Retiro e, por consequência, pelo contato direto entre as seções Pré-Sal (rifte e sag) e Pós-Sal. Portanto, para esses blocos, espera-se que os hidrocarbonetos gerados, principalmente, no Grupo Lagoa Feia estejam aprisionados em reservatórios de diferentes níveis estratigráficos. As coquinas aptianas da fase Rifte seriam candidatas como reservatórios nestes blocos, tendo como análogo o campo de Badejo. Também espera-se encontrar arenitos



AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS OFERTA PERMANENTE

turbidíticos do Cenomaniano e arenitos do Eoceno com acumulações de hidrocarbonetos.

Os setores dos blocos em oferta para o próximo ciclo da Oferta Permanente estão situados na porção extremo norte da Bacia de Campos. Com exceção do bloco C-M-13, que se encontra isolado e localizado em lâmina d'água que varia entre 1.700 e 2.100m, todos os demais blocos estão alinhados na direção N-S se encontram compreendidos entre 2.500 e 3.250 metros de lâmina d'água.

Todo o conjunto dos blocos foi diretamente afetado e se encontra inteiramente posicionados na porção baixa de uma extensa falha normal de caráter regional, de grande rejeito vertical e orientação NNW-SSE que condiciona toda a geologia da área no contexto do pré-sal.

Apesar de não haver poços exploratórios que tenham atingido rochas abaixo do sal nesta região ou em outras regiões da bacia com sismofácies semelhantes, a oferta destes blocos exploratórios e sua disponibilidade futura traz excelente oportunidade de se investigar um contexto exploratório desconhecido e de nova fronteira na Bacia de Campos.



AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO,
GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS
OFERTA PERMANENTE

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANP - AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. **Boletim de Recursos e Reservas de Petróleo e Gás Natural 2021**. Rio de Janeiro, 2021. Disponível em: https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/dados-estatisticos/arquivos-reservas-nacionais-de-petroleo-e-gas-natural/boletim_reservas_2021.pdf. Acesso em: 31 ago. 2022.

ANP - AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. **Boletim da Produção de Petróleo e Gás Natural de Junho de 2022**. Rio de Janeiro, 2022. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/publicacoes/boletins-anp/boletins/arquivos-bmppgn/2022/boletim-junho.pdf>. Acesso em: 31 ago. 2022.

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 Petrobras**, 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.



AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO,
GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS
OFERTA PERMANENTE

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).

GUARDADO, L. R., A. R. SPADINI, J. S. L. BRANDÃO, and M. R. MELLO, 2000. Petroleum System of the Campos Basin, in M. R. Mello and B. J. Katz, eds., Petroleum systems of South Atlantic margins: **AAPG Memoir 73**, p. 317–324.

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 Petrobras**, 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.



AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO,
GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS
OFERTA PERMANENTE

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 Petrobras**, 15 (2): 511-529.