



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



BACIA DE CAMAMU-ALMADA

Sumário Geológico e Setores em Oferta

Superintendência de Definição de Blocos
SDB

Elaborado por: Brenda Valente e André Ferreira

2019



SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO.....	1
3 EVOLUÇÃO TECTONOESTRATIGRÁFICA.....	4
3.3. Estratigrafia	7
4. SISTEMA PETROLÍFERO.....	14
4.1. Geração e Migração	15
4.2. Rochas Reservatórios	16
4.3. Selos	16
4.4. Trapas	17
5. SETORES EM OFERTA.....	19
5.1 Descrição Sumária	19
5.2 Avaliação dos Blocos Propostos.....	19
6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	20

1. INTRODUÇÃO

A Bacia de Camamu-Almada situa-se na costa leste brasileira, entre as cidades de Salvador e Ilhéus, no estado da Bahia (Figura 1), ocupando uma área total de 83.976,44 Km² em águas territoriais brasileiras. Seu limite norte com as bacias do Recôncavo e Jacuípe é determinado pela Falha da Barra. Ao sul, limita-se com a bacia de Jequitinhonha pelo alto do embasamento denominado Alto de Olivença.

Para a 16^a Rodada de Licitações, estão em oferta, na Bacia de Camamu-Almada, quatro blocos exploratórios, todos no setor SCAL-AUP, totalizando área de 2.985,74 km² (Figura 1).

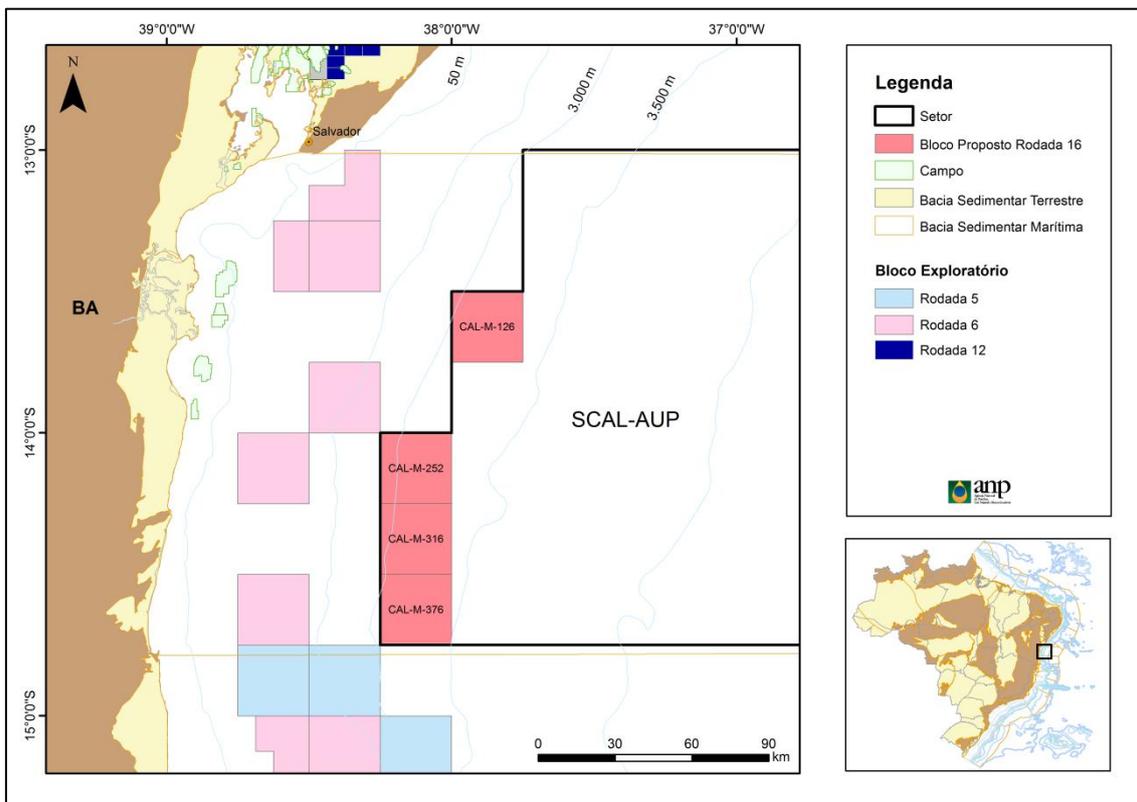


Figura 1. Localização da Bacia de Camamu-Almada, com destaque para os blocos em estudo para a 16ª Rodada de Licitações da ANP.

2. HISTÓRICO EXPLORATÓRIO

As atividades exploratórias na bacia de Camamu-Almada tiveram início em 1922 com a perfuração do poço estratigráfico 2-SGMB-0033-BA nas proximidades do Rio da Serra, no município de Camamu. Ao longo do histórico exploratório, é possível destacar quatro períodos de maior intensidade exploratória (Figura 2).

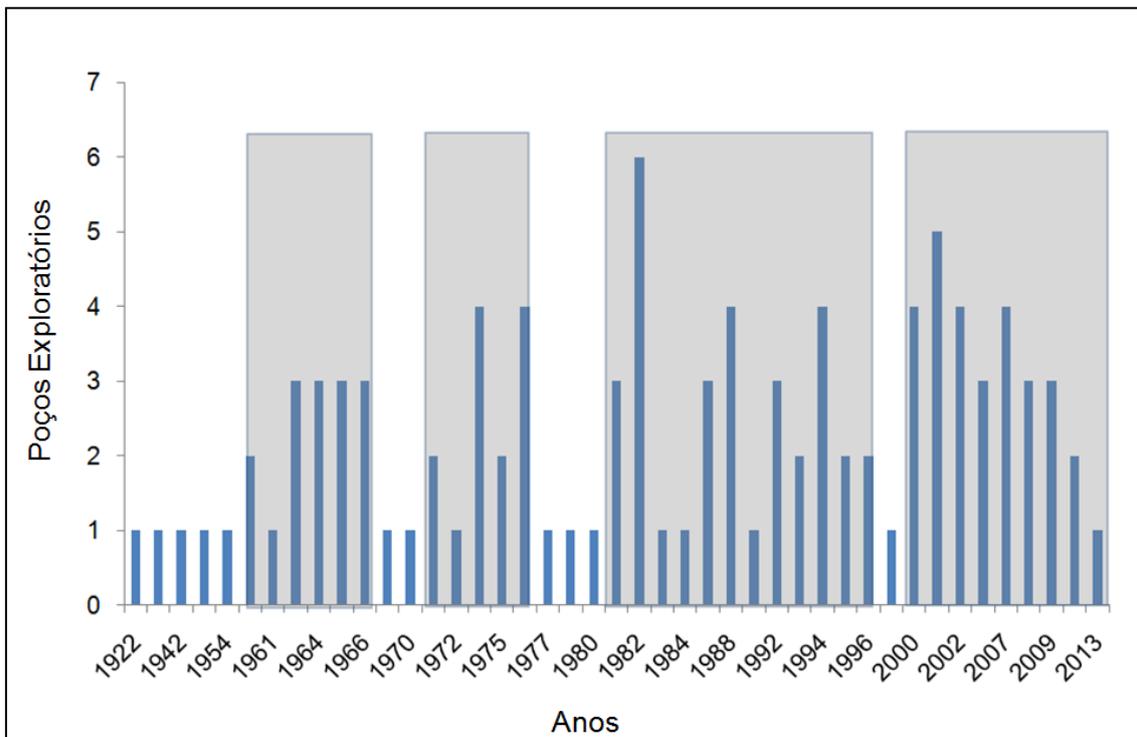


Figura 2. Gráfico de poços exploratórios perfurados ao longo do histórico exploratório.
Destaque para os quatro períodos de maior intensidade exploratória.

O primeiro período se estendeu de 1959 a 1966, caracterizado por exploração em terra. Entre 1971 e 1976 ocorreu o segundo período, marcado pelo início da exploração da plataforma continental. Já o terceiro período, de 1981 a 1996, teve forte incremento nas pesquisas. No ano de 1982 foram perfurados seis poços em águas rasas. Nessa fase foram descobertas as acumulações Pinaúna (óleo) e Sardinha (gás/óleo).

Por fim, o último período, de 2000 ao presente é o principal período de exploração, iniciado com a criação da ANP. Nesta fase foi descoberta a maior acumulação de hidrocarbonetos na bacia, dando origem ao campo de Manati (gás), além dos campos de Camarão Norte (gás/óleo) e Camarão (óleo).

Até Fevereiro de 2019 foram perfurados na bacia de Camamu-Almada um total de 120 poços, considerando apenas poços não repetidos. Destes 109 são exploratórios, com 71 classificados como pioneiros e pioneiros adjacentes, 29 de extensão, 8 estratigráficos e 1 jazida mais profunda, além de 11 poços de desenvolvimento.

A bacia possui cobertura de sísmica bidimensional e tridimensional (Figura 3), além de dados gravimétricos e magnetométricos em toda sua extensão.

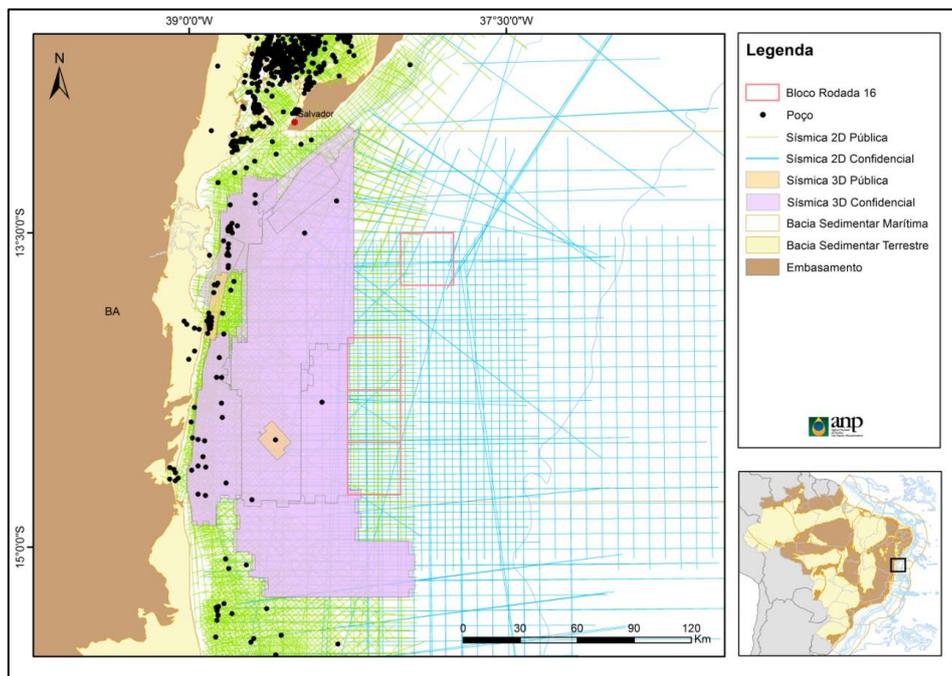


Figura 3. Mapa de distribuição dos dados sísmicos e a localização dos poços na Bacia de Camamu-Almada.

No momento estão em concessão 3.924,91 km² distribuídos em seis blocos, todos arrematados na 6^a Rodada de Licitação, além de cinco campos



em produção ou desenvolvimento. Destes, o mais importante é o campo de Manati, que entrou em produção em 2007, e é um dos principais produtores de gás natural não associado do Brasil. O campo conta com produção média diária de 5,5 Mm³ de gás natural e atende cerca de 30% da demanda do país.

3 EVOLUÇÃO TECTONOESTRATIGRÁFICA

3.1. Contexto Tectônico

A Bacia de Camamu-Almada está inserida na Margem Leste Brasileira e representa um exemplo típico de margem passiva que teve sua gênese associada à ruptura do supercontinente Gondwana e a consequente abertura do Oceano Atlântico. O embasamento é caracterizado por rochas gnáissicas pertencentes ao Cinturão Proterozóico do leste da Bahia na porção norte e rochas mais antigas de idade neo-arqueana pertencentes ao domínio do Orógeno Itabuna-Salvador-Curuçá na porção sul.

A bacia se desenvolveu nas proximidades do segmento do rifte abortado do Recôncavo, tendo como embasamento rochas do Cráton São Francisco e suas faixas orogênicas adjacentes (Almeida, 1977). O rifteamento que ocorreu entre o Neocomiano e o Aptiano distribuiu esforços de ruptura sobre terrenos antigos e muito diversificados, com evolução complexa. Essas anisotropias do embasamento se refletiram no desenvolvimento da estruturação da bacia e no seu consequente preenchimento sedimentar (Caixeta *et al.*, 2007; Gontijo *et al.*, 2007).

O regime estrutural atuante desenvolveu lineamentos no embasamento, representados pelas zonas de cisalhamento Salvador, Itabuna e Itaju do Colônia de direção NW-SE, N-S e NE-SW, respectivamente. Tais lineamentos foram reativados em vários momentos da evolução da bacia, atuando como



falhas transversais e influenciando na iniciação da ruptura litosférica e controlando os principais depocentros da bacia (Ferreira *et al.*, 2009).

A evolução da bacia de Camamu-Almada pode ser dividida em três fases geotectônicas distintas (Chang *et al.* 1991): pré-rifte, rifte e pós-rifte.

Na fase pré-rifte, inicial, predominou o estilo de sinéclise intracontinental de idade Neojurássica a Eocretácea. Na fase rifte, perdurou intenso regime distensivo associado à ruptura do paleocontinente Gondwana. Por fim, no período pós-rifte, predominou a deriva continental e instalação de uma margem passiva do Albiano até o Recente.

A configuração da bacia apresenta a plataforma, com lâmina d'água entre 20 e 100 metros, uma região de talude que se originou a partir da zona de charneira da fase rifte e uma região abissal com batimetria média de 2.000 m (Küchle *et al.*, 2005).

Caixeta *et al.* (2015) analisaram dados sísmicos bidimensionais e tridimensionais regionais, associadas a dados de poços exploratórios, e interpretaram a ocorrência de depocentros albianos nas bacias de margem passiva do Nordeste brasileiro. Esses depocentros são decorrentes de um estágio tectônico na porção distal destas bacias, associado a um profuso vulcanismo intraplaca de idade eoalbiana, com potencial para gerar e conter petróleo. O potencial dessas áreas foi corroborado pelos resultados da perfuração de poços exploratórios em águas profundas na bacia de Sergipe.

3.2. Geologia Estrutural

O arcabouço estrutural da Bacia de Camamu-Almada está intimamente relacionado aos eventos distensivos que culminaram com a quebra do Supercontinente Gondwana e abertura do Oceano Atlântico. As principais estruturas relacionadas são falhas normais de alto ângulo com rotação de blocos em estilo dominó, com blocos abatidos para Leste e formando

estruturação com *trend* aproximadamente N-S (Figura 4). As referidas estruturas se desenvolveram paralelas aos lineamentos pré-cambrianos do Cráton São Francisco (Menezes e Milhomen, 2008).

Grábens alongados na direção NE-SW são segmentados por estruturas perpendiculares de direção NW-SE e E-W. Tais estruturas perpendiculares permitem subdividir a bacia em 4 compartimentos estruturais: Bacia de Almada, Zona de Acomodação de Mutá, sub-bacia de Camamu Sul e sub-bacia de Camamu Norte (Menezes e Milhomen, 2008) (Figura 4).

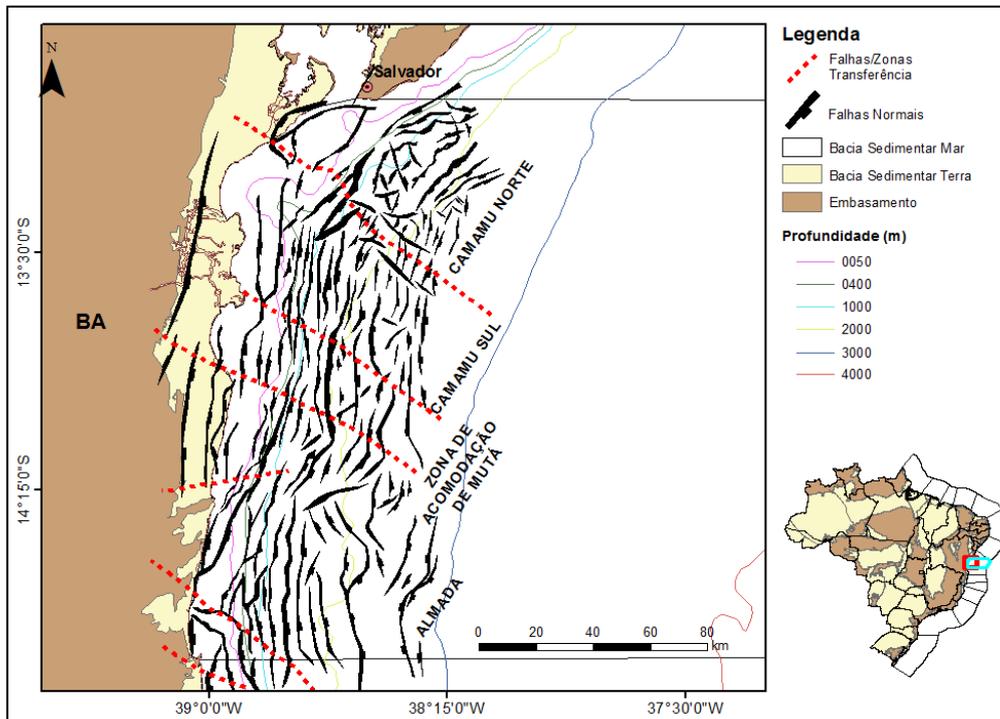


Figura 4. Mapa do arcabouço estrutural da Bacia de Camamu-Almada (Chiossi 2003 *et al.*, 2003).

A bacia está localizada na área contígua ao ponto onde o sistema rifte foi abortado ao norte, formando as bacias interiores Recôncavo-Tucano-Jatobá. No contexto da plataforma, a Bacia de Jacuípe representou um alto estrutural que separava a bacia de Camamu-Almada da bacia de Sergipe-Alagoas. O rifteamento foi um processo que perdurou do Neocomiano ao Aptiano e teve



como foco de enraizamento de suas falhas o Cráton São Francisco e suas faixas orogênicas adjacentes representadas pelo Cinturão Salvador-Itabuna e a faixa Araçuaí (Almeida, 1977).

Estruturas como falhas lítricas são menos comuns na Bacia de Camamu-Almada e estão relacionados localmente à halocinese e descolamento em camadas de argila. As muralhas de sal são mais abundantes na porção sul da sub-bacia de Camamu, associadas à mobilização de sal no Neocretáceo e Terciário, a qual gerou estruturas como falhas normais de geometria lítrica, deslizamentos de blocos, domos salinos, falhas reversas e dobramentos.

3.3. Estratigrafia

Segundo Gontijo *et al.*, 2007 e Caixeta *et al.*, 2007, o pacote sedimentar na Bacia de Camamu-Almada pode ser dividido em cinco Sequências; Paleozóica, Pré-Rifte, Rifte, Pós-Rifte e Drifte (figuras 5 e 6).

A Sequência Paleozóica tem ocorrência restrita a porção norte de Camamu-Almada e corresponde à fase de sinéclise da bacia. É representada pelos sedimentos marinhos e continentais dos membros Pedrão e Cazumba, pertencentes à Formação Afligidos, de idade permiana. O membro Pedrão é formado por arenitos finos de ambiente de supamaré e o membro Cazumba é constituído por uma associação de siltitos, folhelhos e calcários de ambiente lacustre/sabkha continental (Aguilar e Mato, 1990).

As rochas pertencentes à Sequência Pré-Rifte estão relacionadas ao consequente afinamento crustal ocorrido a partir do Jurássico, com alcance até o Eocretáceo/Berriasiano. São representadas pelos sedimentos continentais das Formações Aliança, Sergi e Itaípe. A formação Aliança é restrita à porção norte da bacia e se caracteriza por uma espessa seção de folhelhos de coloração avermelhada, denominada Membro Capianga, além de arenitos



arcosianos finos a médios, que definem o Membro Boipeba. A Formação Sergi, um dos principais objetivos exploratórios da bacia, especialmente em suas partes mais rasas, é composta predominantemente por arenitos finos a conglomeráticos, com intercalações de folhelhos avermelhados ou cinzas. O campo de Manati, principal campo em produção da bacia, tem como rocha reservatório os arenitos da Formação Sergi. A Formação Itaípe caracteriza-se pela presença de folhelho acinzentado com intercalações marrons-avermelhadas na base e acastanhadas no topo, sendo restrita a porção sul da bacia de Camamu-Almada.

A sedimentação da Sequência Rifte é representada pelas Formações Morro do Barro, Rio de Contas e o membro Itacaré da Formação Taipús Mirim, de idade eoaptiana. Os depósitos estão relacionados a leques aluviais e ambientes lacustres, cuja gênese esteve relacionada com o forte tectonismo responsável pela compartimentação estrutural da área durante o rifteamento. Fatores como o clima árido, a estratificação regular dos corpos aquosos e as condições anóxicas do fundo do paleolago favoreceram a preservação da matéria orgânica, tornando a Formação Morro do Barro o principal intervalo gerador da bacia (Souza-Lima *et al.*, 2003).

A Formação Morro do Barro é subdividida nos membros Jiribatuba e Tinharé (Netto *et al.* 1994). O primeiro é formado por folhelhos cinza-esverdeados, calcíferos com intercalações areníticas locais, enquanto o segundo é constituído basicamente por clásticos finos. A formação possui espessura média de 1.100 metros e representa o mais espesso dos pacotes sin-rifte, sendo cronologicamente correlacionável ao Membro Gomo da Formação Candeias, um importante gerador na Bacia do Recôncavo.

No período compreendido entre o Hauteriviano e o Eoaptiano foi depositada a Formação Rio de Contas, cujos contatos inferior e superior são discordantes, marcada por feições erosivas nas linhas sísmicas. Essa formação é dividida em dois membros: Ihéus, representados por folhelhos



cinza-esverdeados, localmente acastanhados associados a finas lâminas areníticas; e Mutá, composto por arenitos cinza-esbranquiçados de granulometria grossa associados a margas e biocalcarenitos dispersos em toda seção (Gontijo et al, 2007).

No final da Sequência Rifte foi depositado o membro Itacaré da Formação Taipus-Mirim, representado por uma expressiva seção de conglomerados polimíticos com intercalações areníticas finas a grossas e presença local de siltitos e folhelhos cinza esverdeados. Esse pacote atinge espessuras superiores a 1.500 m em águas rasas na porção sul da bacia (Gontijo et al, 2007).

A sequência Pós-Rifte é composta pelos membros Serinhaém e Igrapiúna da Formação Taipús-Mirim. O membro Serinhaém tem ocorrência restrita às águas rasas da bacia, sendo constituído por intercalações regulares de arenitos muito finos com cores cinza claro e escuro, e folhelhos siltico-carbonosos de cores cinza-escuro, castanho e preto (Netto *et al.* 1994). O Membro Igrapiúna é formado por calcários, folhelhos castanhos e evaporitos, principalmente anidrita. Nas porções rasas a ocorrência de halita é restrita, enquanto nas partes mais profundas da bacia os dados sísmicos indicam a presença de halocinese, evidenciadas pela intensa deformação associada à fuga de sal em direção à parte sul da bacia. Tal sequência evaporítica expressiva é o resultado das primeiras ingressões marinhas, ocorridas em região com paleoclima árido (Caixeta *et al.* 2007).

A sequência Drifte é formada pelas Formações Algodões, Urucutuca, Caravelas, Rio Doce e Barreiras. Com início no Albiano e perdurando até os dias atuais, a deposição desses sedimentos marca o início da sedimentação marinho franca. A Formação Algodões é subdivida nos membros Germânia e Queipe. O primeiro é caracterizado por calcarenitos e calcirruditos oolíticos e pisolíticos com porções dolomitizadas e presença subordinada de arenitos nas áreas proximais. Já o segundo é constituído por calcilutitos e margas com



presença de foraminíferos plantônicos. A Formação Algodões é cronocorrelata à Formação Macaé, na Bacia de Campos; às Formações Regência e São Mateus, que ocorrem nas bacias do Espírito Santo, Cumuruxatiba e Jequitinhonha; à Formação Riachuelo, na Bacia de Sergipe- Alagoas, bem como às demais unidades carbonáticas albianas das bacias costeiras brasileiras (Netto *et al.* 1994).

As formações Urucutuca, Caravelas e Rio Doce são representadas por folhelhos com intercalações turbidíticas, carbonatos areníticos plataformais e arenitos, respectivamente. Apresentam base marcada por expressiva discordância erosiva com cânions presentes desde a plataforma até as porções de águas profundas.

A Formação Barreiras tem ocorrência restrita a porção sul da bacia e é representada por conglomerados, arenitos maduros, lamitos vermelhos com crosta de limonita e diamictitos (Martin *et al.* 1980).

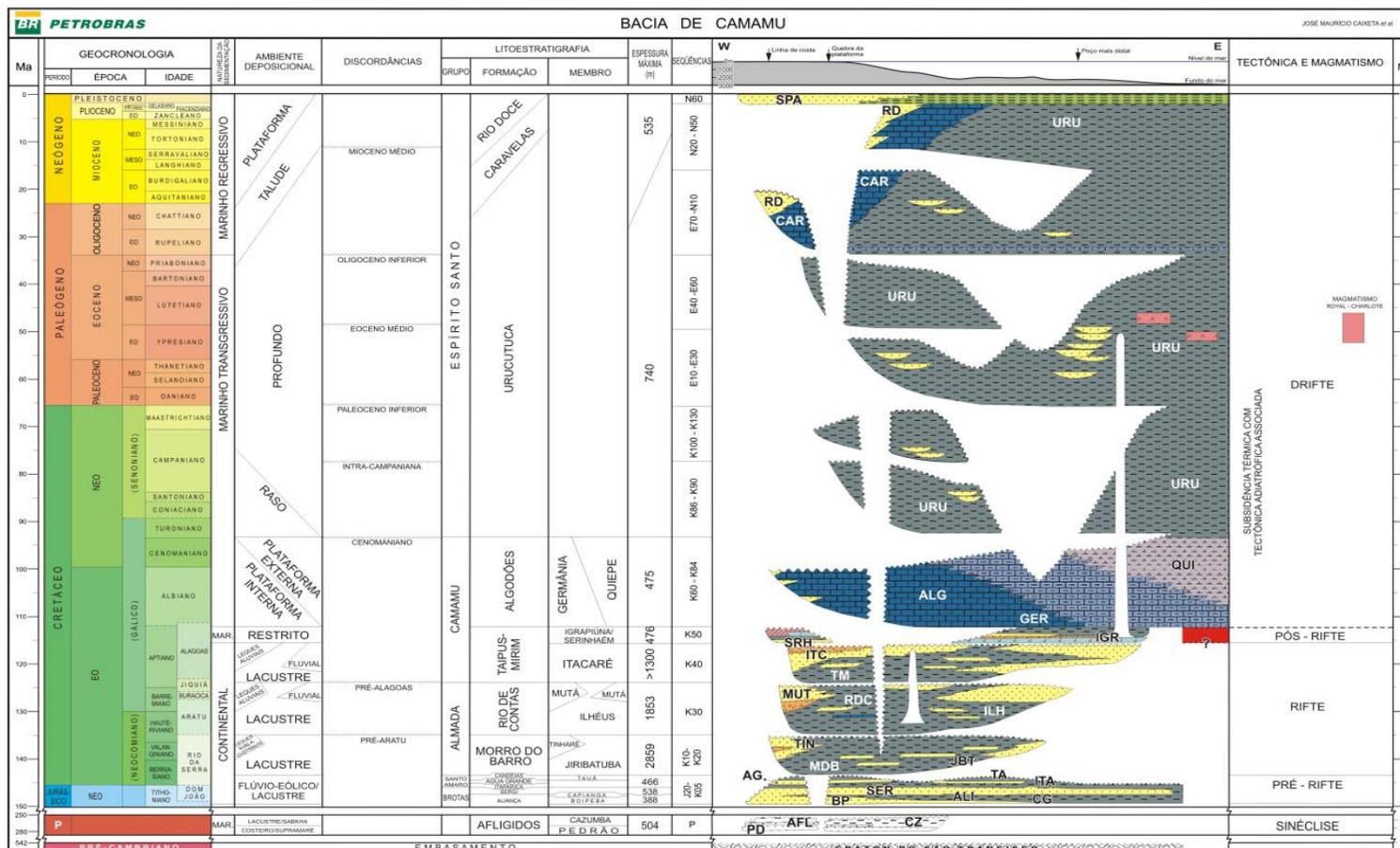


Figura 5. Coluna Estratigráfica da Bacia de Camamu (Caixeta *et al.*, 2007).

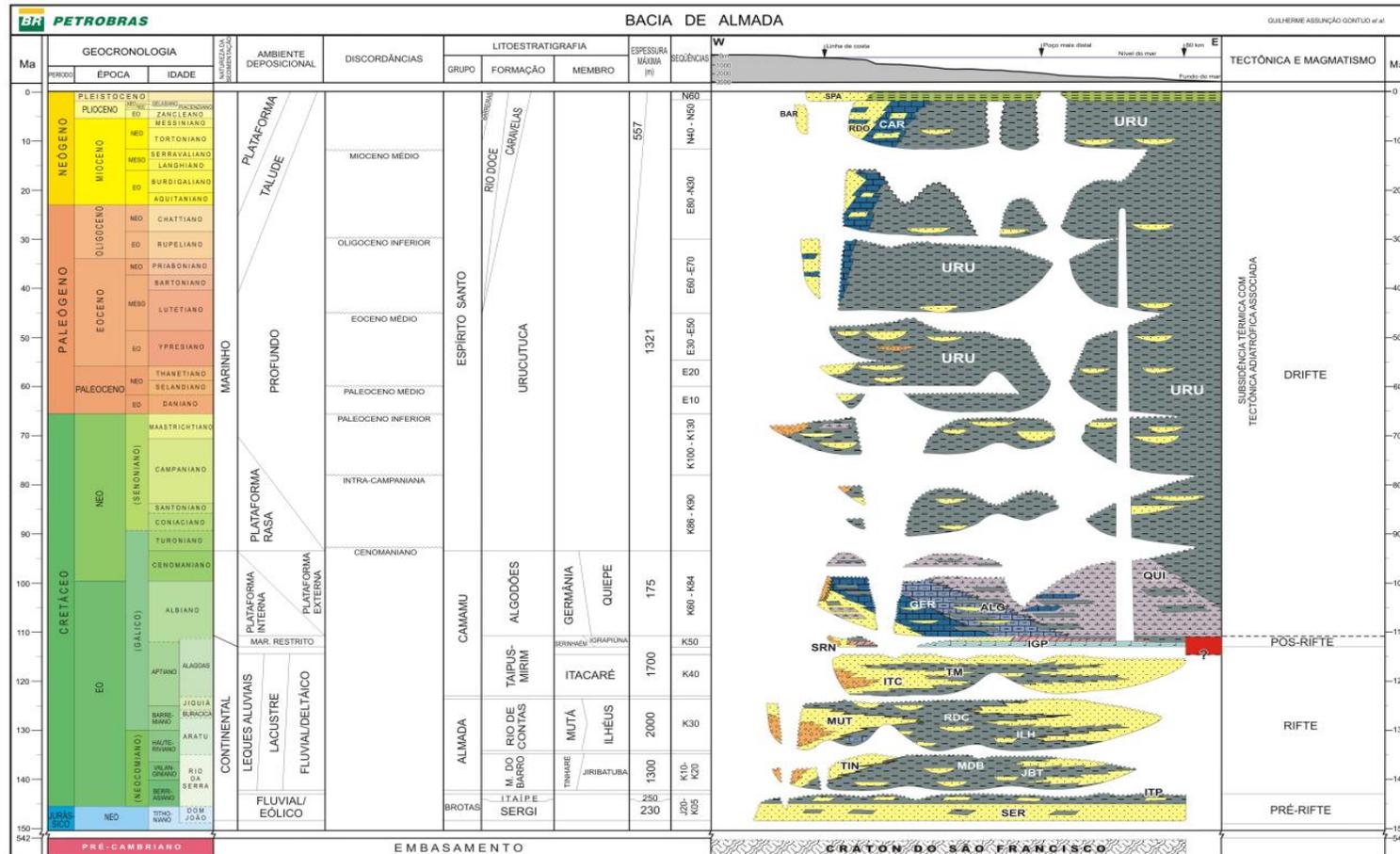


Figura 6. Coluna Estratigráfica da Bacia de Almadá (Gontijo et al., 2007).

4. SISTEMA PETROLÍFERO

O principal sistema petrolífero da Bacia de Camamu-Almada é o sistema Morro do Barro – Sergi (!). A rocha geradora é o folhelho lacustre pertencente ao membro Jiribatuba da Formação Morro do Barro. A rocha reservatório é representada pelos arenitos fluvio-eólicos da Formação Sergi, pertencentes à seção pré-rifte da bacia. As acumulações dos cinco campos em fase de produção e desenvolvimento localizados nessa bacia estão relacionadas a esse sistema petrolífero. O campo de Manati (gás/óleo) é o único em produção no momento. Os campos de Camarão (óleo/gás), Camarão Norte (óleo/gás), Pinaúna (óleo/gás) e Sardinha (gás/óleo) encontram-se em fase de desenvolvimento.

É possível indicar a ocorrência de um sistema petrolífero especulativo nas águas profundas da Bacia de Camamu-Almada, por analogia com descobertas recentes na porção sul da Bacia de Sergipe-Alagoas. Naquela bacia, tais descobertas apontam geração a partir dos folhelhos do Cenomaniano-Turoniano da Formação Urucutuca.

Na Bacia de Camamu-Almada, este intervalo também possui potencial de geração e engloba rochas da Formações Algodões, constituída por folhelhos albianos e cenomanianos. O poço 1-BP-10-BS, perfurado em águas ultra-profundas dessa bacia, amostrou rochas dessa seção e comprovou o potencial gerador através de análises geoquímicas.

Desse modo, é possível estabelecer os sistemas petrolíferos especulativos Urucutuca-Urucutuca (?) e Algodões-Urucutuca (?) em águas profundas e ultraprofundas na bacia de Camamu-Almada. Sendo que os reservatórios na Formação Urucutuca são constituídos por arenitos turbidíticos intercalados aos folhelhos intraformacionais, que também atuam como selo.

4.1. Geração e Migração

Os folhelhos neocomianos de água doce a salobra do Membro Jiribatuba da Formação Morro do Barro são os principais geradores da bacia. Essas rochas são ricas em matéria orgânica, com valores de COT entre 2 e 10% e índices de hidrogênio em torno de 600 a 800 mgHC/g COT (Gonçalves *et al.*, 1997). Os folhelhos da Formação Morro do Barro são equivalentes em termos cronoestratigráficos e geoquímicos aos folhelhos pertencentes ao Membro Tauá e Gomo da Formação Candeias, eficientes rochas geradoras da Bacia do Recôncavo.

Resultados de modelagem da bacia indicam que os folhelhos da Formação Morro do Barro alcançaram condições de geração durante o Cretáceo Inferior (Mello *et al.*, 1994). A geração de óleo ocorreu principalmente durante a fase rifte, enquanto a formação de gás se iniciou nos últimos estágios de formação do rifte e prosseguiu na fase pós-rifte de evolução da bacia (Gonçalves *et al.*, 1997).

Outros possíveis geradores da Bacia de Camamu-Almada são os folhelhos flúvio-deltaicos e lacustres do Membro Ilhéus da Formação Rio de Contas, cujo COT pode alcançar 10% em águas profundas, e os folhelhos da Formação Itaípe. Na sequência drifte é possível apontar como possível intervalo gerador os folhelhos marinhos da Formação Urucutuca, que inclui rochas relacionadas a eventos anóxicos globais do Turoniano, bem como folhelhos albianos e cenomanianos da Formação Algodões. Conforme citado, o poço 1-BP-10-BS amostrou aproximadamente 400 metros dessas rochas, e análises mostraram teor COT médio de 2% e matéria orgânica tipo II. O potencial desses folhelhos é análogo aos geradores dos hidrocarbonetos das descobertas recentes na seção drifte da bacia de Sergipe-Alagoas.

A migração dos hidrocarbonetos gerados nas Formações Morro do Barro e Rio de Contas pode ter ocorrido tanto de modo direto, através de planos de falhas que colocam em contato direto gerador e reservatório, quanto por longa

distância, no sentido dos altos do embasamento, ou ainda através de falhas de grande rejeito e/ou discordâncias regionais dentro da seção rifte.

Já em relação aos sistemas Urucutuca-Urucutuca (?) e Algodões-Urucutuca (?), possivelmente atuantes na seção drifte da bacia, a geração pode ter ocorrido a partir dos folhelhos da Formações Urucutuca e Algodões, respectivamente. Quanto à migração dos hidrocarbonetos possivelmente gerados, espera-se que tenha ocorrido por falhas, discordâncias ou camadas carreadores até os arenitos turbidíticos da Formação Urucutuca.

4.2. Rochas Reservatórios

As principais rochas reservatório da Bacia de Camamu-Almada são os arenitos pré-rifte da Formação Sergi, depositados em sistemas fluviais entrelaçados com retrabalhamento eólico, de acordo com interpretações paleoambientais. A efetividade desses reservatórios é confirmada pelos cinco campos em fase de produção e desenvolvimento em águas rasas da bacia.

Outros reservatórios importantes para a bacia são os arenitos das Formações Morro do Barro, Rio de Contas, depositados em ambientes de leques aluviais e lacustres, bem como os carbonatos da Formação Algodões. Para as áreas em oferta, localizadas em águas ultraprofundas, os arenitos turbidíticos da Formação Urucutuca representam os possíveis reservatórios.

4.3. Selos

Os principais selos da bacia são folhelhos, com ampla ocorrência ao longo de toda a coluna estratigráfica, intercalados às potenciais rochas reservatórios. Na seção rifte, o sal associado ao Membro Igrapiúna da Formação Taipus-Mirím configura outra possibilidade de selo. Os calcilutitos e margas da Formação Algodões são os potenciais selos da seção drifte da bacia. Em águas profundas e ultraprofundas, os arenitos turbidíticos da Formação Urucutuca devem ter como selo os próprios folhelhos intraformacionais.

4.4. Trapas

A Bacia de Camamu-Almada apresenta uma estruturação complexa, e por isso são esperados diversos tipos de trapas. Na porção rifte, o estilo estrutural em dominó permite a ocorrência de trapas estruturais, com trapas estratigráficas e mistas subordinadas. Também há a possibilidade de trapas paleogeomórficas na Formação Algodões. Na seção drifte as trapas esperadas são predominantemente estratigráficas, com arenitos turbidíticos da Formação Urucutuca sendo capeados pelos folhelhos da mesma formação.

4.5. Plays Exploratórios

Na sequência pré-rifte, os *plays* exploratórios são caracterizados por trapas estruturais na forma de horsts e meio-grabens basculados estruturando os arenitos flúvio-eólicos da Formação Sergi e arenitos deltaicos da Formação Itaípe. Um exemplo desse *play* exploratório é o campo de gás Manati, principal em operação na bacia.

Os *plays* exploratórios da sequência rifte são caracterizados por trapas estruturais, podendo ocorrer trapas estratigráficas e combinadas. Nestes estilos, os objetivos estão associados a falhas normais com rotação de blocos, que ocorrem ao longo das principais falhas de borda dos grábens. As principais estruturas encontradas são falhas normais, antitéticas, lítricas e *rollovers* desenvolvidos por movimentação de folhelhos que contribuem para o desenvolvimento de trapas estruturais, como a que ocorre na área do campo Sardinha. Os reservatórios são constituídos por arenitos flúvio-lacustres e leques aluviais das Formações Morro do Barro e Rio de Contas.

Já os *plays* da Sequência drifte são representados por arenitos turbidíticos da Formação Urucutuca, que se intercalam em meio a folhelhos de talude pertencentes a mesma formação e constituem uma trapa estratigráfica. Este tipo de *play* é correlato a alguns dos maiores campos em águas profundas da Bacia de Campos, assim como em recentes descobertas em turbiditos

análogos na Bacia de Sergipe-Alagoas. Outro alvo exploratório dessa sequência é representado por cânions preenchidos por areias e capeados por folhelhos sobrejacentes ambos da pertencentes à Formação Urucutuca.

A figura 7 mostra uma seção esquemática da porção norte da Bacia de Camamu-Almada com destaque para os principais *plays* exploratórios.

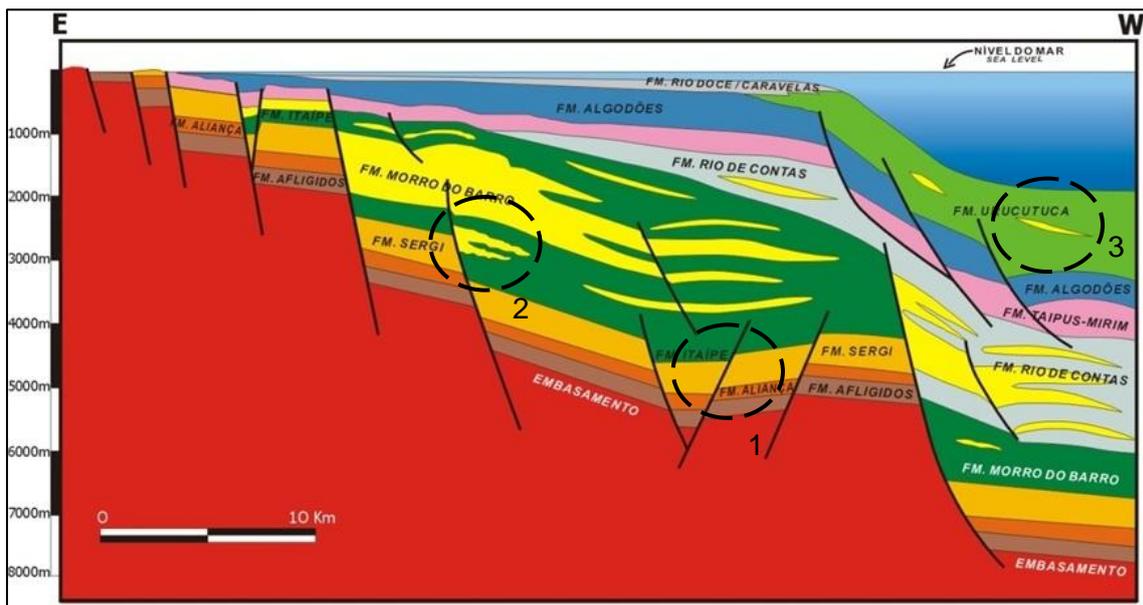


Figura 7. Seção geológica esquemática da Bacia de Camamu-Almada, com destaque para os principais *plays* exploratórios (1) Pré-Rifte, (2) Rifte e (3) Drifte. Disponível em: www.brasil-rounds.gov.br.

Como os blocos em oferta na 16ª Rodada estão localizados em águas profundas a ultraprofundas, onde a fase drifte tem maior importância exploratória, o principal *play* exploratório são os arenitos turbidíticos de idade Campaniana-Maastrichtiana, além de feições de cânions de idade Paleocênica-Eocênica preenchidos por areias e capeados por folhelhos da Formação Urucutuca.

5. SETORES EM OFERTA

5.1 Descrição Sumária

Para a Décima Sexta Rodada de licitações estão em oferta quatro blocos distribuídos no setor de águas ultra-profundas (SCAL-AUP) totalizando uma área de 2.985,74 km² (Figura 8).

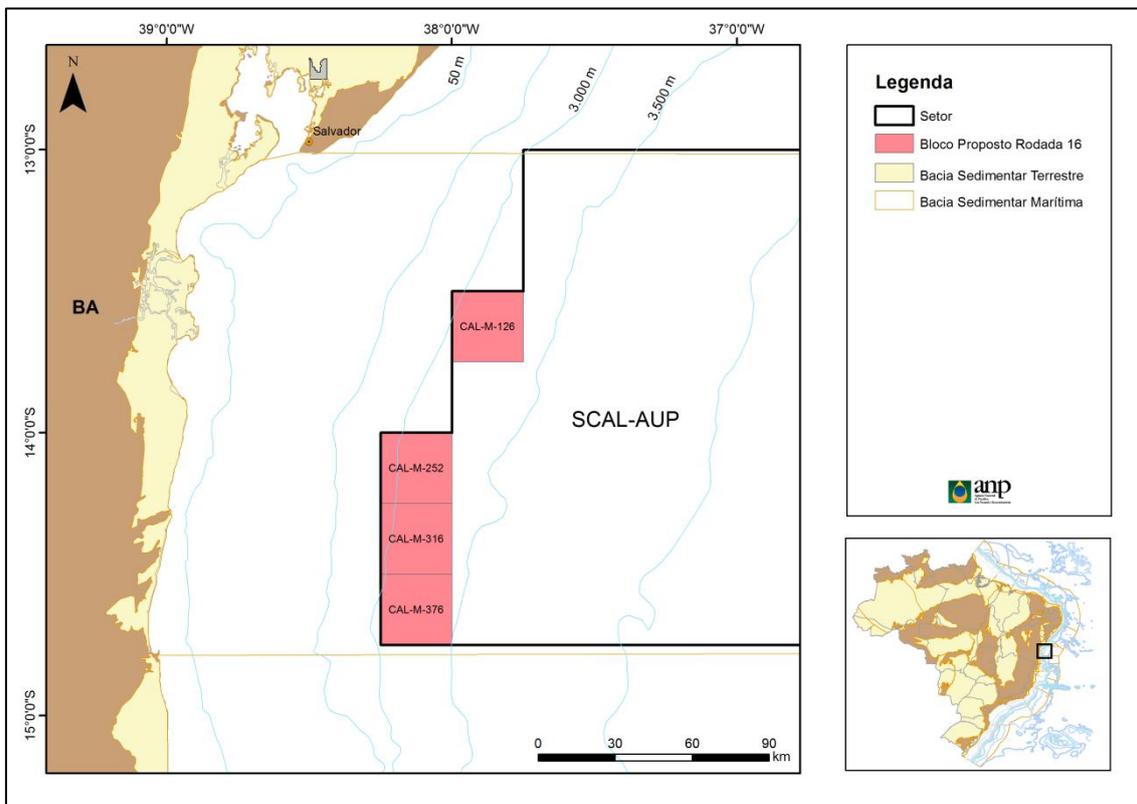


Figura 8. Mapa de localização dos blocos em oferta da Bacia de Camamu-Almada na Décima Sexta Rodada.

5.2 Avaliação dos Blocos Propostos

O setor SCAL-AUP localiza-se na porção norte da bacia, em lâmina d'água entre 3.000 e 3.500 m e distante cerca de 145 km de Salvador. O setor possui quatro blocos em oferta, localizados predominantemente na porção



drifte da bacia e o principal *play* exploratório é formado por arenitos turbidíticos pertencentes à Formação Urucutuca e capeados por folhelhos pertencentes a mesma formação, além de feições de cânios preenchidos por areias e capeados pelos mesmos folhelhos. Não se descarta a possibilidade de ocorrência de *plays* da fase rifte.

5.3 Objetivos Exploratórios

Os objetivos exploratórios para os blocos em oferta na 16ª Rodada de Licitações da ANP na área da Bacia de Camamu-Almada são os arenitos turbidíticos do Cretáceo Superior da Formação Urucutuca.

6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AGUIAR, G. A. G.; MATO, L. F., Definição e relações estratigráficas da Formação Afligidos nas Bacias do Recôncavo, Tucano Sul e Camamu, Bahia. Brasil In: **Congresso Brasileiro de Geologia**, vol. 36, pp. 157-170. 1990.

ALMEIDA, F. F. M. O Cráton do São Francisco. **Revista Brasileira de Geociências**, São Paulo, v.7, n. 4, p. 349-364, dez. 1977.

CAIXETA, J. M.; MACHADO JUNIOR, D. L.; FERREIRA, T. S.; ROMEIRO, M. A. T. O desenvolvimento da margem rifteada vulcânica albiana no Nordeste brasileiro e seu perfil para a geração de petróleo. **Boletim de Geociências da Petrobras**, Rio de Janeiro, v. 23, n. 1/2, dez. 2015.

CAIXETA, J. M.; MILHOMEM, P. S.; WITZKE, R. E.; DUPUY, I. S. S.; GONTIJO, G. A. Bacia de Camamu. **Boletim de Geociências da Petrobras**, Rio de Janeiro, v. 15, n. 2, p. 455-462, mai./nov. 2007.



CHANG, H. K.; KOWSMANN, R. O.; FIGUEREDO, A.M. F. Novos conceitos sobre o desenvolvimento das bacias marginais do leste brasileiro. In: RAJA-GABAGLIA, G. P.; MILANI, E. J. (Eds.). **Origem e evolução de bacias sedimentares**. Rio de Janeiro: PETROBRAS, p. 97-123, 1991.

CHIOSSI, D. S. N.; DANIEL, L. M. F.; SERAFIM, M. C. P.; SILVA, O. B.; GONTIJO, G. A.; MILHOMEN, P. S.; DE MAMAM, E. J.; MENEZES, P. E. L.; **Projeto regional da bacias de Camamu e Almada. Fase 2.** [S.l.] : PETROBRAS. UN-BA. ATEX. ABIG, 2003. Relatório Interno. UN-BA/ATEX/ABIG.

COPPE/UFRJ - Mapeamento, sistemas petrolíferos e modelagem quantitativa da Bacia de Camamu-Almada. GIMAB/LAMCE/COPPE/UFRJ. Relatório Interno ANP. 2003.

FERREIRA, T. S.; CAIXETA, J. M.; LIMA F. D. Controle do embasamento do rifteamento das bacias de Camamu e Almada. **Boletim de Geociências da Petrobrás**, Rio de Janeiro, v. 17, n. 1, p. 69-88, nov./mai. 2009.

GONÇALVES F. T. T., BEDREGAL, R. P., COUTINHO L. F. C., MELLO M. R.– Petroleum System of the Camamu-Almada Basin: a 2D compositional modeling approach. HEDBERG RESEARCH SYMPOSIUM **Petroleum system of the South Atlantic margins** – Rio de Janeiro – Brasil p.1-4.1997.

GONTIJO, G. A.; MILLHOMEN, P. S.; CAIXETA, J. M.; DUPUY, I. S. S.; MENEZES P. E.L. Bacia de Almada. **Boletim de Geociências da Petrobrás**, Rio de Janeiro, v. 15, n. 2, p. 463-474, mai./nov. 2007.

KÜCHLE, J.; HOLZ, M.; BRITO, A. F.; BEDREGAL, R. P. Análise Estratigráfica de bacias Rifte: Aplicação de Conceitos Genéticos nas bacias de Camamu-Almada e Jequitinhonha. **Boletim de Geociências da PETROBRAS** v. 13, p. 227/244, 2005.



MARTIN, L., BITTENCOURT, A. C. S. P., VILAS BOAS, G. S., FLEXOR, J. M.,
Mapa geológico do quaternário costeiro do estado da Bahia. Salvador:
Secretaria das minas e energia, 1980. Escala 1:250.000.

MELLO, M. R., GONÇALVES, F. T. T., NETTO, A. S. T. — A successful
application of the petroleum system concept in the Camamu Basin offshore
Brazil. In: **First Point AAPG/AMPG Research Conference “Geological
Aspects of Petroleum Systems”**, Cidade do México, México, 1994.

MENEZES, P.E.; MILHOMEM, P.S. Tectônica de sal nas bacias de
Cumuruxatiba, do Almada e de Camamu. In: MOHRIAK, W.; SZATMARI, P.;
ANJOS, S.M.C. (Org.). **Sal: Geologia e Tectônica.** São Paulo: Beca Edições
Ltda, 2008. cap. XI, p.250-271.

NETTO, A. S. T., WANDERLEY FILHO J.R., FEIJÓ F.J. 1994. Bacias de
Jacuípe, Camamu e Almada – B. Geoci. PETROBRAS vol 8 nº 1, p.173 - 184.

SOUZA-LIMA, W.; MANSO, C. L. C.; ANDRADE, E. J.; GRILLO J. L. Bacias
sedimentares brasileiras: Bacia de Camamu. *Phoenix*, **54**: 1-6, 2003.