



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

Brasil
13ª Rodada
Licitações de Petróleo e Gás

BACIA DE CAMAMU-ALMADA

Sumário Geológico e Setores em Oferta

Superintendência de Definição de Blocos
SDB



SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO.....	1
3 EVOLUÇÃO TECTONOESTRATIGRÁFICA.....	5
3.3. Estratigrafia	8
4. SISTEMA PETROLÍFERO	14
4.1. Rochas Geradoras.....	15
4.2. Rochas Reservatórios	15
4.3. Geração e Migração	16
4.4. Selos	16
4.5. Trapas	16
5. SETORES OFERTADOS	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). Considerando suas porções emersas e marinhas até a cota batimétrica de 3.000 metros, a bacia ocupa uma área total de 22.429 Km². Seu limite norte com as bacias do Recôncavo e Jacuípe é determinado pela falha da barra e pelo sistema de falhas de Itapuã, respectivamente. Já o limite sul com a bacia de Jequitinhonha é representado pelo alto do embasamento denominado Alto de Olivença.

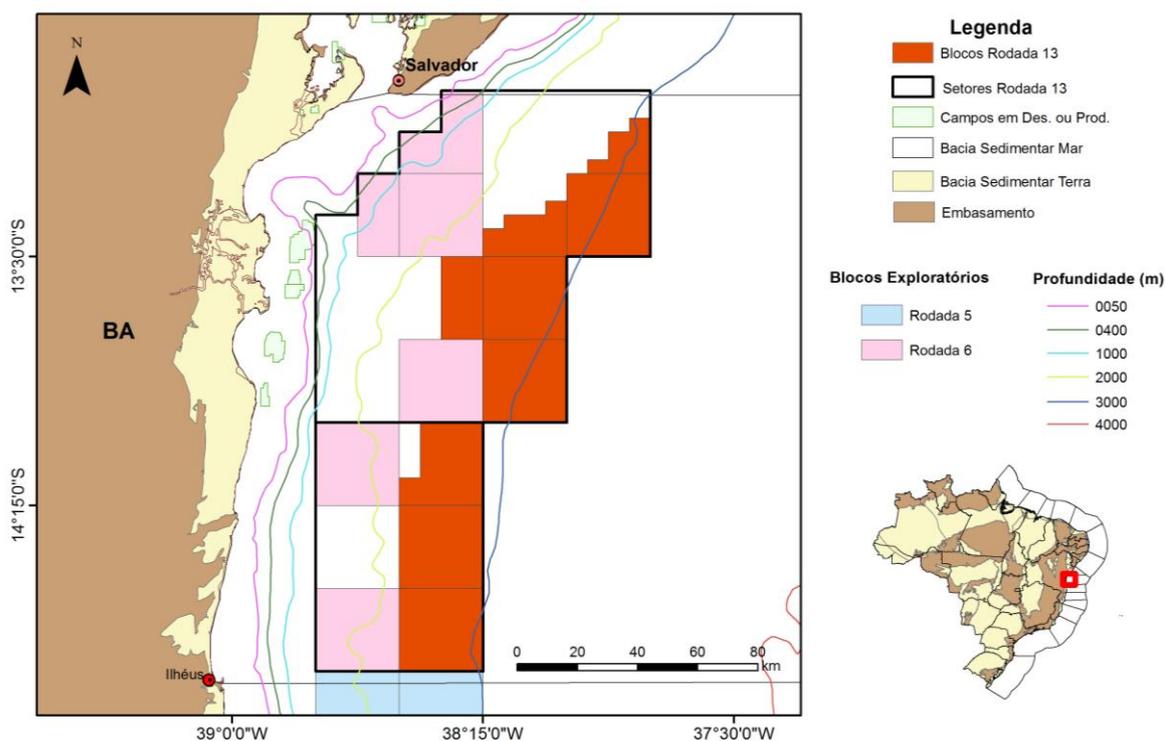


Figura 1. Localização da Bacia de Camamu-Almada, com destaque para os blocos em oferta na 13ª Rodada de Licitações da ANP.

2. HISTÓRICO EXPLORATÓRIO

As atividades exploratórias na bacia de Camamu-Almada tiveram início em 1922 com a perfuração do poço estratigráfico 2SGMB0033 BA na Baía de Camamu. Ao longo do período exploratório é possível distinguir quatro fases principais (Gráfico 1).

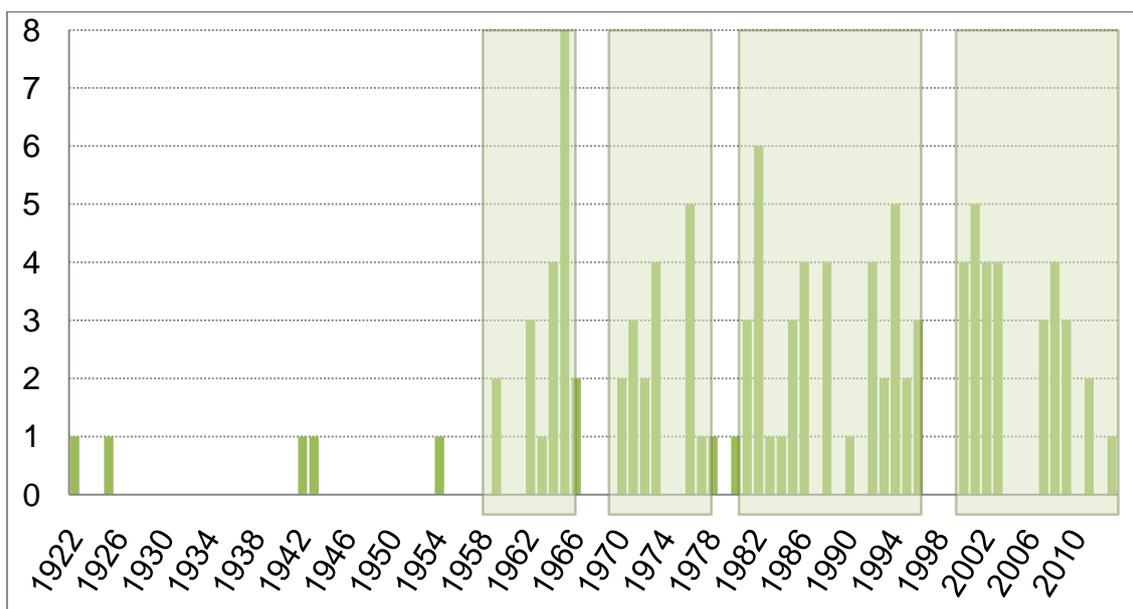


Gráfico 1 – Quantidade de poços exploratórios perfurados ao longo dos anos com destaque para as quatro fases principais de exploração.

- 1959 – 1966 - Fase de exploração em terra. Nesta fase foram perfurados os dois primeiros poços estratigráficos na porção sul da bacia.
- 1971 – 1976 - Fase de início da exploração da plataforma continental.
- 1981 – 1996 - Fase de incremento nas pesquisas. No início desta fase foi instituído o Plano Quinquenal de Exploração 1981-1985 que representou um forte incremento nas atividades exploratórias. Somente no ano de 1982 foram perfurados seis poços em águas rasas. Nessa fase foram descobertas as acumulações Pinaúna (óleo) e Sardinha (gás/óleo).
- 2000 – 2011 - Fase de pesquisa iniciada com a flexibilização do monopólio estatal do petróleo e a criação da Agência Nacional do Petróleo –

ANP e do Conselho Nacional e Política Energética - CNPE. Nesta fase foi descoberta a maior acumulação de hidrocarbonetos na bacia, dando origem ao campo de Manati (gás).

Com o advento da Lei 9478/97 (Lei do Petróleo) que flexibilizou o monopólio do setor de petróleo e instituiu a Agência Nacional do Petróleo (ANP), houve um incremento na pesquisa da bacia com o intuito de seleção de áreas a serem ofertadas nas rodadas de licitação.

Em 2003 um estudo de Interpretação geológico-geofísica da bacia foi desenvolvido pela COPPE/UFRJ a pedido da ANP. No ano seguinte, outros dois projetos foram desenvolvidos pela COPPE. O primeiro, com foco na avaliação do potencial petrolífero foi elaborado pelo Grupo Interdisciplinar de Modelagem e Análise de Bacias (GIMAB) e o segundo modelou dados 2D/3D com objetivo uma análise quantitativa flexural e cinemática do sistema petrolífero da bacia. Esses estudos objetivaram compilar, caracterizar e interpretar os dados sobre a geologia e o sistema petrolífero da bacia. Os principais produtos confeccionados foram mapas e seções geológicas temáticas que caracterizaram o conhecimento e os resultados alcançados pelos projetos. Como resultado desses estudos houve o arremate de 10 dos 16 blocos ofertados na 6ª rodada.

Até maio de 2015 foram perfurados na bacia de Camamu-Almada um total de 120 poços. Destes 109 são exploratórios, com 71 classificados como pioneiros, 30 de extensão e oito estratigráficos, além de 11 poços de desenvolvimento.

A bacia possui boa cobertura de sísmica 2D e 3D (Figura 2), além de dados gravimétricos e magnetométricos em toda sua extensão.

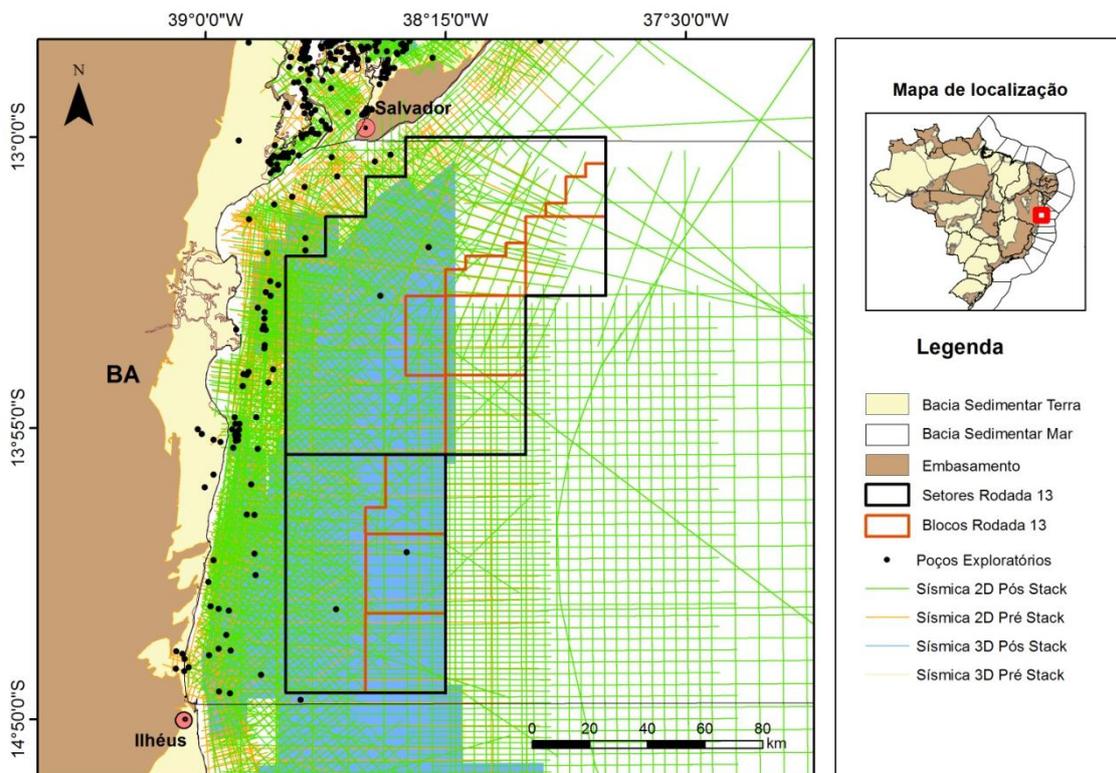


Figura 2 – Mapa de distribuição dos dados sísmicos e a localização dos poços na Bacia de Camamu-Almada.

No momento estão em concessão 4.110,24 Km² distribuídos em seis blocos arrematados na 6ª Rodadas de Licitação, além de cinco campos em produção ou desenvolvimento (figura 3).

Como resultado de todas as atividades exploratórias, a Bacia de Camamu-Almada produz diariamente 503 bbl de óleo e 5.850 Mm³ de gás natural, segundo dados de março de 2015. Essa produção é originada de três campos com localização predominante em águas rasas. A bacia possui reservas provadas¹ de 38,4 MMbbl de óleo e 17.949 MMm³ de Gás.

O campo de Manati é o principal campo da bacia e entrou em produção em 2007, se tornando um dos principais campos de gás natural não associado em produção no Brasil. O campo conta com produção média diária de 5,5 Mm³ de gás natural. Segundo a operadora, atende cerca de 30% da demanda do país.

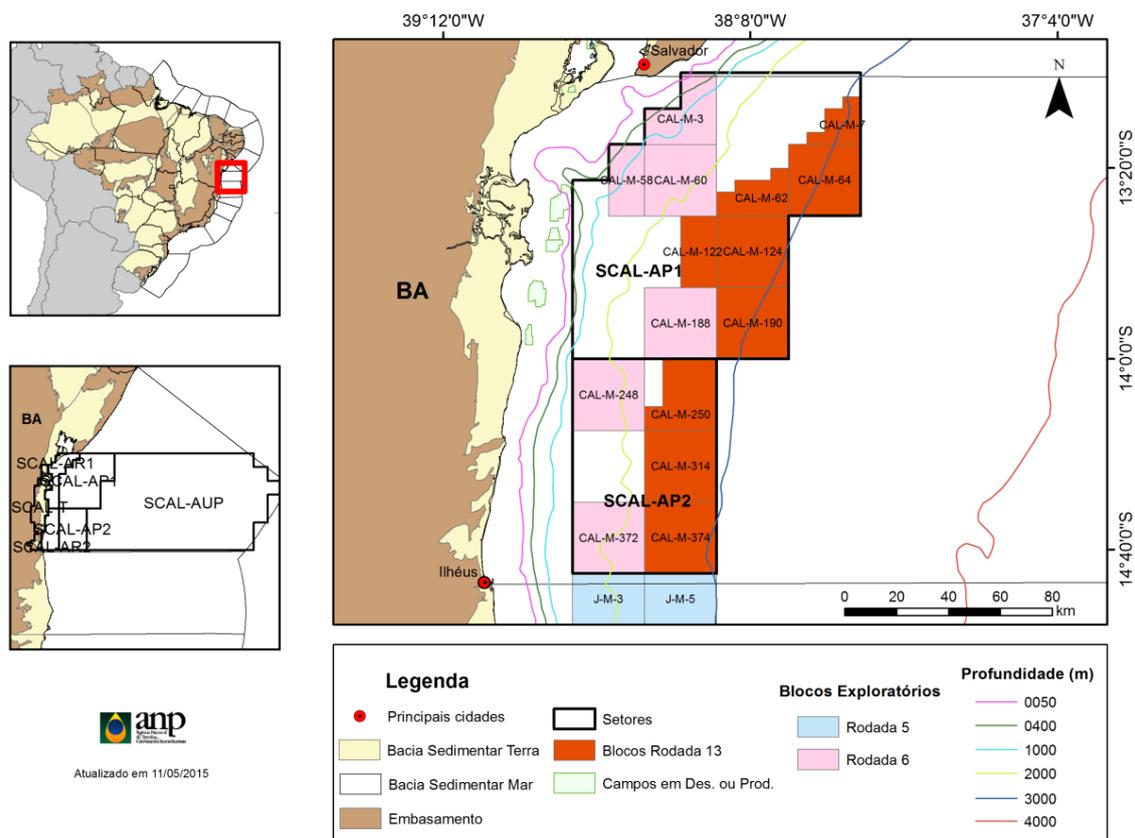


Figura 3. Localização dos blocos em oferta na 13ª Rodada de licitação, assim como as localizações dos blocos em concessão no momento e dos campos em produção ou desenvolvimento na Bacia de Camamu-Almada.

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 aulacógeno, tendo como embasamento rochas do Cráton São Francisco e suas faixas orogênicas adjacentes (Almeida, 1977). O rifteamento ocorrente entre o neocomiano e o aptiano distribuiu esforços de ruptura sobre terrenos que já haviam sido envolvidos em diversos processos, tais como; fechamentos e aberturas de bacias, estiramentos e espessamentos de crosta. Essas anisotropias do embasamento se refletiram no desenvolvimento do falhamento, na 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. Estes 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): uma fase inicial pré-rifte, onde predomina o estilo de sinéclise intracontinental de idade Neojurássica a Eocretácea, uma fase rifte, onde o regime distensivo é intenso perdurando até a quebra do Gondwana e o período pós-rifte, de deriva continental e instalação de uma margem passiva do Albiano até os dias de hoje. Esta possui na plataforma marinha batimetria média variando de 20 a 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).

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 geração 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 N – NNE (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).

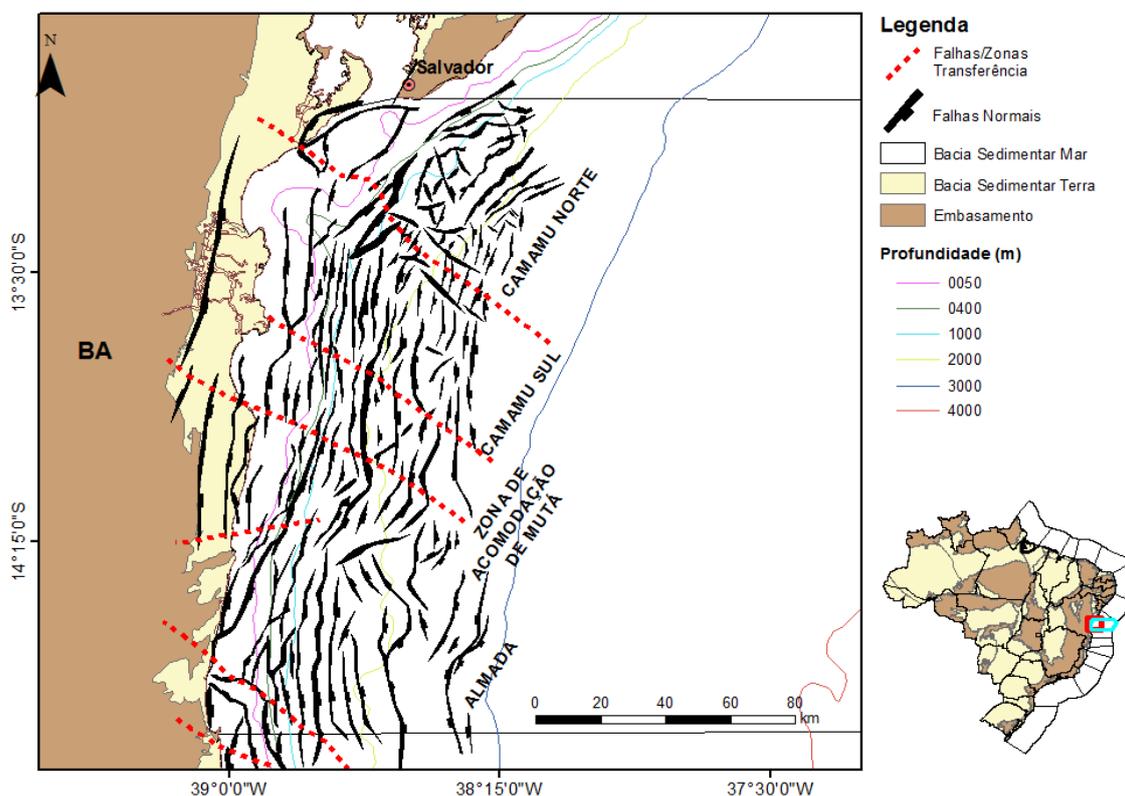


Figura 4 - Mapa do arcabouço estrutural da Bacia de Camamu-Almada com a compartimentação estrutural (modificado de Menezes e Milhomen 2008).

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 a halocinese e *detachment* em camadas de argila. Comparativamente entre os segmentos da bacia de Camamu-Almada, as muralhas de sal são mais abundantes na porção sul, associadas à mobilização de sal no Neocretáceo e Terciário com estruturas associadas, tais como; falhas normais de geometria lítrica, deslizamentos de blocos, domos salinos, falhas reversas e dobramentos.

3.3. Estratigrafia

O Pacote sedimentar na Bacia de Camamu-Almada pode ser dividido em cinco Sequências; Paleozóica, Pré-Rifte, Rifte, Pós-Rifte e Drifte (Gontijo *et al.*, 2007 e Caixeta *et al.*, 2007) (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 (Aguiar 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 a porção

norte da bacia e se caracteriza pela presença de espessa seção de folhelhos de coloração avermelhada denominada Membro Capianga, além de arenitos arcossianos 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. Vale ressaltar que o campo de Manati, principal campo em produção da bacia, tem como rocha reservatório o arenito 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 Rífte 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 riftemamento. Fatores como o clima árido, a estratificação regular dos corpos aquosos e as condições anóxicas do fundo do lago favoreceram a preservação da matéria orgânica, tornando a Formação Morro do Barro o principal 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, 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-rífte e é 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, marcada por um expressivo contato erosivo nas linhas sísmicas. São reconhecidos dois membros na formação;

lhéus, representados por folhelhos cinza-esverdeados, localmente acastanhados associados à finas lamínas areníticas, e Mutá, composto por arenitos cinza-esbranquiçados de granulometria grossa associados à margas e biocalcarenitos dispersos em toda seção. O contato inferior, com a Formação Morro do Barro, e o contato superior, com a Formação Taipus-Mirim é discordante (Gontijo et al, 2007).

Encerrando a seção Rife, 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).

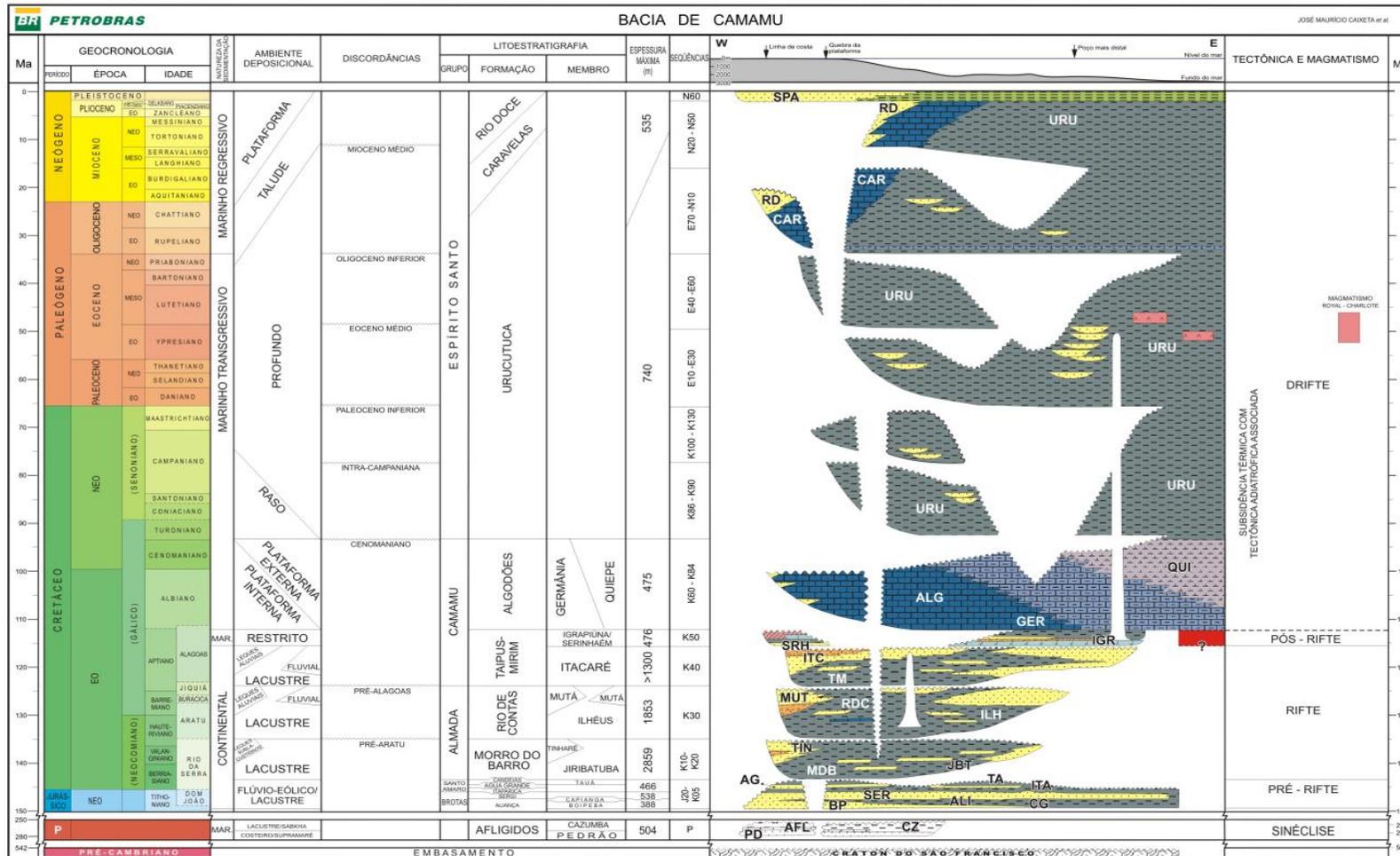
A sequência Pós-Rife é composta pelos membros Serinhaém e Igrapiúna da Formação Taipus-Mirim. O membro Serinhaém tem ocorrência restrita as águas rasas da bacia, sendo constituído por intercalações regulares de arenito cinza claro e escuro, de granulometria muito fina e folhelho síltico carbonoso de coloração 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, já 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 ao sul da bacia. Essas rochas são o resultado das primeiras ingressões marinhas, em clima árido, o que propiciou a deposição de expressivos depósitos evaporíticos (Caixeta *et al.* 2007).

A sequência Drifte é formada pelas Formações; Algodões, Urucutuca, Caravelas, Rio doce e Barreiras. Com início no albio e perdurando até os dias atuais, a deposição desses sedimentos marca o início da sedimentação marinha 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: às formações Macaé, na bacia de Campos; Regência e São Mateus nas bacias do Espírito Santo, Cumuruxatiba e Jequitinhonha; Riachuelo, em Sergipe-Alagoas, bem como as 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. Tem sua 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).



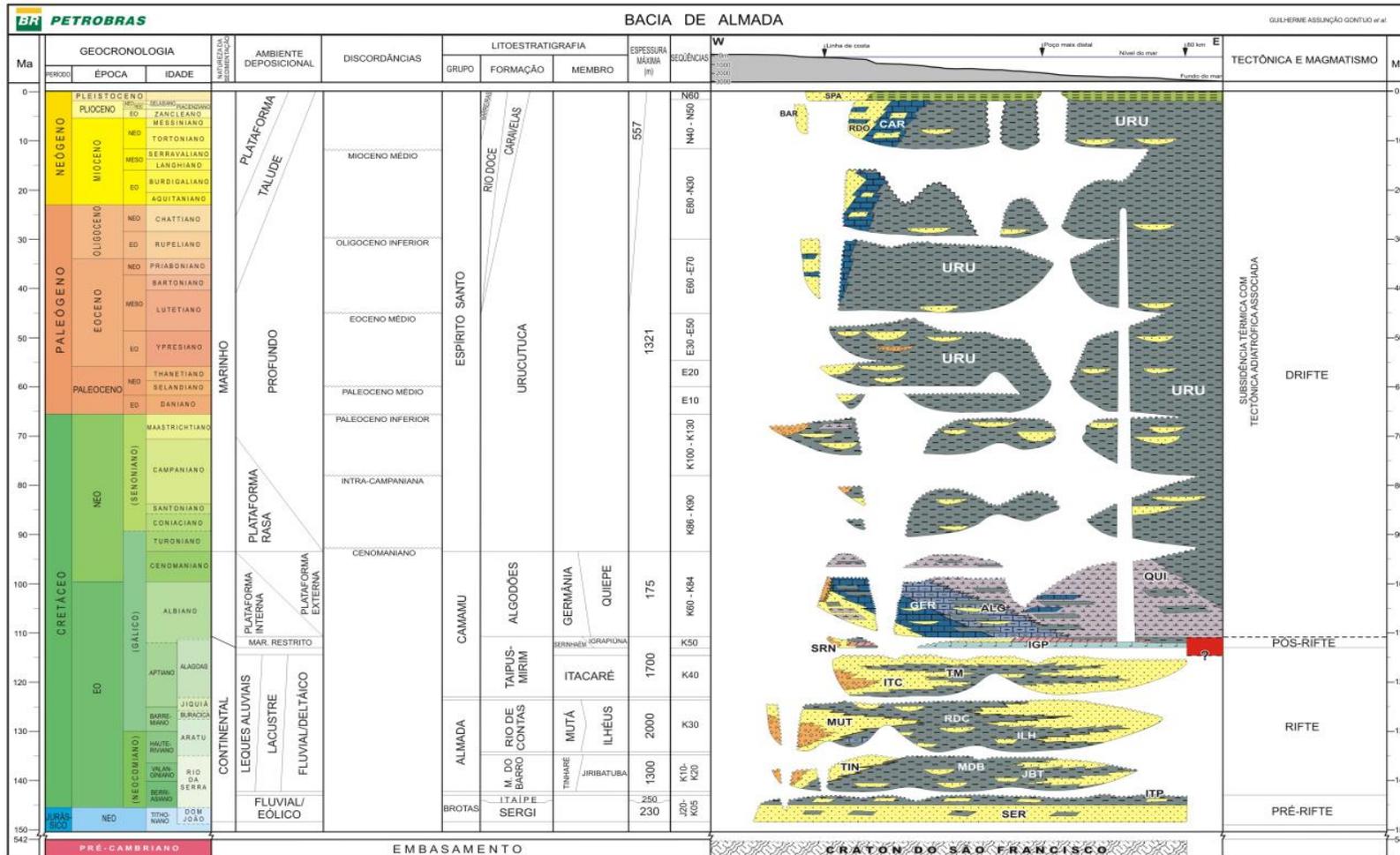


Figura 6 - Coluna Estratigráfica da Bacia de Almada (Gontijo et al., 2007).



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.

O sistema é confirmado pelos sete campos em fase de produção e desenvolvimento pertencentes à bacia. Os campos de Manati (gás/óleo), Morro do Barro (gás/óleo) e Jiribatuba (gás/óleo) estão em produção. Os campos de Camarão (óleo/gás), Camarão Norte (óleo/gás), Pinaúna (óleo/gás) e Sardinha (gás/óleo) encontram-se em fase de desenvolvimento. Os campos Morro do Barro e Jiribatuba são em terra, os campos restantes são marítimos de águas rasas.

Por analogia com recentes descobertas no sul da bacia de Sergipe-Alagoas, é possível indicar um sistema petrolífero especulativo nas águas profundas da bacia de Camamu-Almada. Em Sergipe-Alagoas, as descobertas mais recentes apontam acumulações em arenitos turbidíticos de idades campaniana, maastrichtiana e do paleoceno inferior na Formação Calumbi, correlacionável à Formação Urucutuca.

As rochas geradoras são representados pelos calcilutitos da Formação Algodões com acumulações nos arenitos turbidíticos da Formação Urucutuca. A migração pode ocorrer por superfícies de discordância e por falhas sub sísmicas.

4.1. Rochas Geradoras

Os folhelhos neocomianos de água doce a salobra do Membro Jiribatuba da Formação Morro do Barro são os principais geradores da bacia. Esses folhelhos são ricos 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. 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, além dos folhelhos da Formação Itaípe.

Na sequencia drifte é possível determinar como possível gerador os calcilitos da Formação Algodões que apresentam como características geoquímicas índices de COT variando de dois a nove por cento e índices de Hidrogênio entre 440 e 650 mgHC/g COT.

4.2. Rochas Reservatórios

As principais rochas reservatório da Bacia de Camamu-Almada são os arenitos da Formação Sergi. Interpretações paleoambientais indicam sistemas fluviais entrelaçados com retrabalhamento eólico para a formação. A efetividade desses reservatórios é confirmada pelos sete campos em fase de produção e desenvolvimento em águas rasas da bacia.

Arenitos desenvolvidos em ambientes de leques aluviais e lacustres pertencentes às Formações Morro do Barro, Rio de Contas e carbonatos da Formação Algodões também podem atuar como reservatórios. Para a área em oferta, os arenitos turbidíticos da Formação Urucutuca representam os melhores possíveis reservatórios em águas profundas.

4.3. Geração e Migração

A migração parte dos geradores profundos das Formações Morro do Barro e Rio de Contas para reservatórios sobrejacentes através de planos de falhas que colocam em contato direto gerador e reservatório. A migração do óleo pode ter ocorrido horizontalmente à longa distância, no sentido dos baixos regionais para os altos externos, ou ainda através de falhas de grande rejeito e/ou discordâncias regionais dentro da seção rifte. Resultados de modelagem da bacia indicam que os folhelhos da Formação Morro do Barro alcançaram condições de geração durante o Neocomiano / Aptiano (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).

No sistema Algodões-Urucutuca(?) as rochas geradoras são os folhelhos calcíferos da Formação Algodões. A migração é por superfícies de discordância e falhas sub sísmicas.

4.4. Selos

A presença de extensas camadas de folhelhos ao longo de toda a coluna estratigráfica intercaladas com rochas reservatórios potenciais configuram os principais selos da bacia. Na seção rifte, o sal associado ao Membro Igrapiúna da Formação Taipus-Mirím configura outra possibilidade de selo. Em águas profundas, os folhelhos da Formação Urucutuca configuram o principal selo para os arenitos turbidíticos da mesma formação.

4.5. Trapas

Por apresentar uma estruturação complexa, são esperados diversos tipos de trapas na Bacia de Camamu-Almada. Na porção rifte, o estilo estrutural em dominó permite principalmente 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 majoritariamente estratigráficas, com arenitos turbidíticos da Formação Urucutuca sendo capeados pelos folhelhos da mesma formação.

4.6. Plays Exploratórios

Na sequência pré-rifte, os plays exploratórios são caracterizados por trapas estruturais na forma de horsts e meio-grabens basculados estruturando os areníticos flúvioeólicos da Formação Sergi e deltáicos da Formação Itaípe. Um exemplo desse play exploratório é o principal campo em operação na bacia, o campo de gás Manati. Atualmente, trapas mistas com componente estratigráfico representado por discordâncias configuram o principal play exploratório da bacia.

Os plays exploratórios da sequência rifte são caracterizados por trapas estruturais, podendo ocorrer trapas estratigráficas e combinadas. Nestes estilos, prospectos estão associados a falhas normais com rotação de blocos ocorrentes 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, descoberto pelo furo 1BAS 0097 BA. Os reservatórios são constituídos por arenitos flúvio-lacustres e leques aluviais das Formações Morro do Barro e Rio de Contas.

A geração de hidrocarbonetos ocorre principalmente nos folhelhos lacustres das Formações Morro do Barro e Rio de Contas, depositados na bacia desde o Berriasiano até o Aptiano. Os hidrocarbonetos gerados migraram na direção dos arenitos intraformacionais de ambas as formações. Destaca-se que carbonatos da Formação Algodões estão sobrepostos podendo assim ser abastecidos por hidrocarbonetos oriundos da Formação Morro do Barro.

Plays da Seqüência 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 seqüência são representados por cânions preenchidos por areias e capeados por folhelhos sobrejacentes ambos da pertencetes a Formação Urucutuca.

A figura 7 mostra uma seção esquemática da porção sul da Bacia de Camamu-Almada.

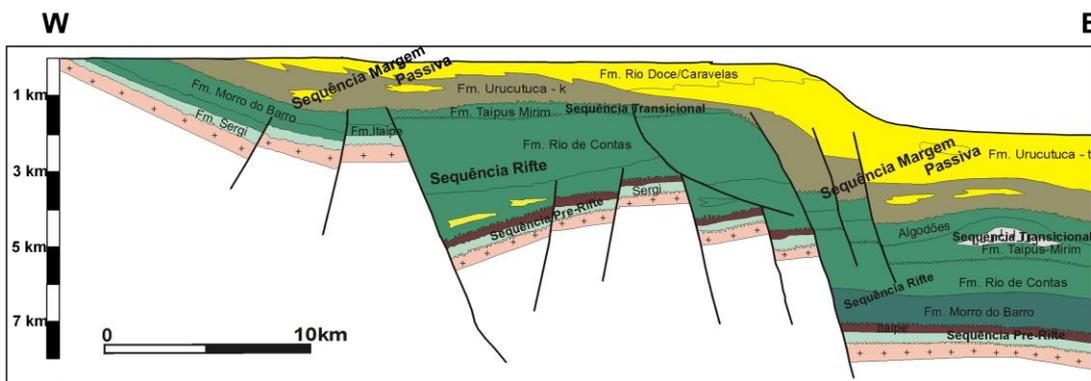


Figura 7. Seção geológica esquemática da Bacia de Camamu-Almada.
(http://www.cprm.gov.br/gis/secoes_almada.htm (acessado em julho, 2015))

Por estarem localizados predominantemente em áreas pertencentes à fase drifte, os blocos em oferta na 13ª Rodada tem como objetivo exploratório os turbiditos 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 OFERTADOS

5.1 Descrição Sumária

Para a Décima Terceira Rodada de licitações foram indicados para oferta nove blocos distribuídos em dois setores em águas profundas (SCAL-AP1 e SCAL-AP2) totalizando uma área de 5.356 km² (Figura 3).

5.2 Avaliação dos Blocos Propostos

O setor SCAL-AP1 localiza-se na porção norte da bacia em lâmina d'água de 2.000 a 3.200 m e distante cerca de 60 km de Salvador (Figura 3). O setor possui seis blocos em oferta, localizados predominantemente na porção drifte da bacia e os principais *plays* exploratórios são formados por arenitos turbidíticos pertencentes a Formação Urucutuca e capeados por folhelhos pertencentes a mesma formação, além de feições de cânios preenchidos por areias e capeados pelos mesmos folhelhos.

O setor SCAL-AP2 localiza-se na porção Sul da bacia, inserido em lâminas d'água entre 2.200 e 3.000 metros (figura 3). Os três blocos em oferta estão localizados preferencialmente nas porções distais de rifte da bacia e embora estejam localizadas em áreas mais próximas à costa, ainda possuem *plays* exploratórios principais idênticos ao setor SCAL-AP1.

5.3 Objetivos Exploratórios

Os objetivos exploratórios para os blocos propostos para a 13ª Rodada de Licitações da ANP na área da Bacia de Camamu-Almada são os arenitos



turbidíticos de idade Campaniana/Maastrichtiana da Formação Urucutuca e as feições de cânions de idade Paleocênica-Eocênica preenchidos por areias, ambos capeados pelos folhelhos da Formação Urucutuca.

6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AGUIAR, G. A. G.; MATO, L. F., Definição e relações estratigráficas da Formação Aflígdos 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.; 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.

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.

GONTIGO, 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.

KUCHLE, J.; HOLZ, M.; BRITO, A. F.; BEDREGAL, R. P. Análise Estratigráfica de bacias Rífte: 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”, Mexico City, Mexico, 1994.

MELLO, M. R., GONÇALVES F. T. T., NETTO A. S. T., AMORIM J. L., WITZKE R. E. – 1995 - Application of the petroleum system concept in the assessment of exploration risk: the Camamu Basin example, offshore Brazil. 4º CONG.INT. SOC. BRAS. GEOFÍSICA, Rio de Janeiro, Brasil.

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.



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



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.