

BACIA DO RECÔNCAVO
Sumário Geológico e Setores em Oferta

Superintendência de Definição de Blocos
SDB

Elaborado por: Ildeson Prates Bastos
2017

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO.....	1
2. HISTÓRICO EXPLORATÓRIO.....	3
3. EVOLUÇÃO TECTONOESTRATIGRÁFICA	5
4. SISTEMAS PETROLÍFEROS	10
4.1 Geração e Migração.....	10
4.2 Rochas Reservatório.....	11
4.3 Rochas Selantes	11
4.4 Trapas.....	12
4.5 <i>Plays</i> Exploratórios.....	14
5. SETORES EM OFERTA.....	15
5.1 Descrição Sumária.....	15
5.2 Avaliação dos Blocos Propostos	15
5.2.1 Setor SREC-T1	15
5.2.2 Setor SREC-T2.....	16
5.2.3 Setor SREC-T3.....	17
5.2.4 Setor SREC-T4.....	18
6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	19

1. INTRODUÇÃO

A Bacia do Recôncavo localiza-se na porção Leste do Estado da Bahia, Região Nordeste do Brasil, perfaz uma área de aproximadamente 11.000 km² e apresenta uma orientação geral que segue o *trend* NE-SW. Limita-se a norte e noroeste com a Bacia de Tucano, pelo Alto de Aporá; ao sul com a Bacia de Camamu, pelo sistema de falhas da Barra; a leste, pelo sistema de falhas de Salvador; e a oeste pela Falha de Maragogipe (Figura 1).

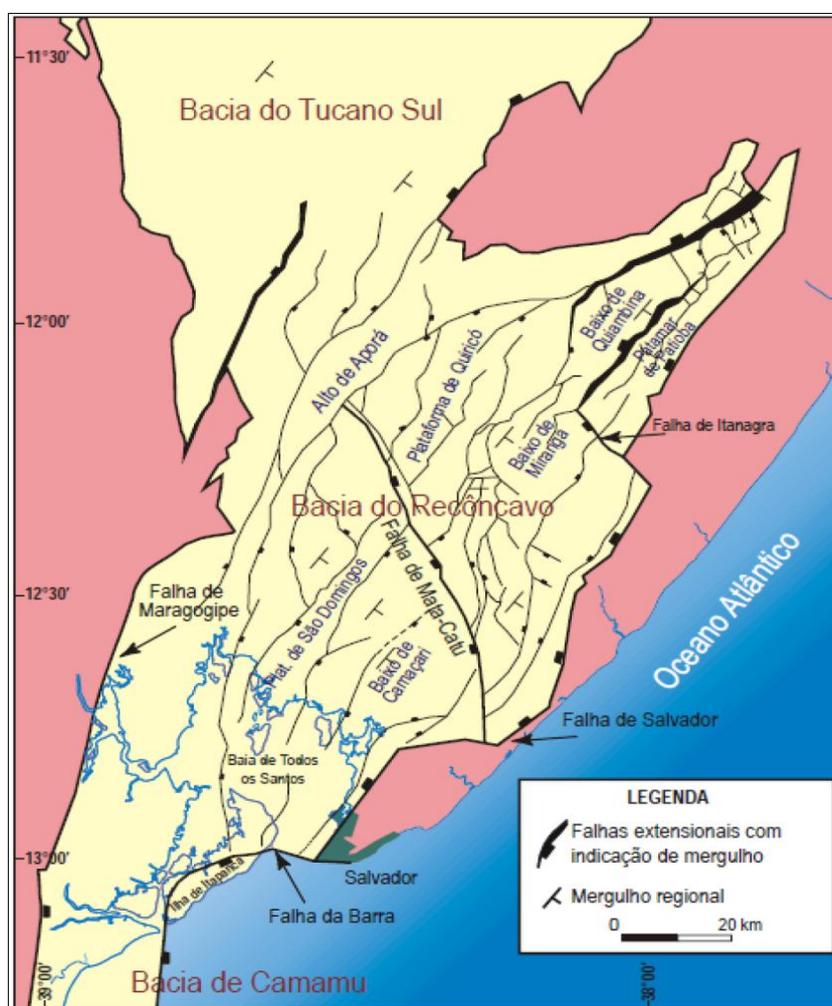


Figura 1. Localização limítrofe e arcabouço estrutural da Bacia do Recôncavo (Milhomem *et al.*, 2003).

É uma bacia classificada como madura com relação ao nível de conhecimento e exploração, englobando cinco setores terrestres, SREC-T1 a SREC-T5, e o setor SREC-C, que cobre a Baía de Todos os Santos.

Para a Décima Quarta Rodada de Licitações da ANP, 27 blocos exploratórios estão em oferta na Bacia do Recôncavo. Essas áreas estão circunscritas na porção sedimentar emersa e abrangem os setores SREC-T1, SREC-T2, SREC-T3 e SREC-T4, totalizando 643,08 km² (Figura 2).

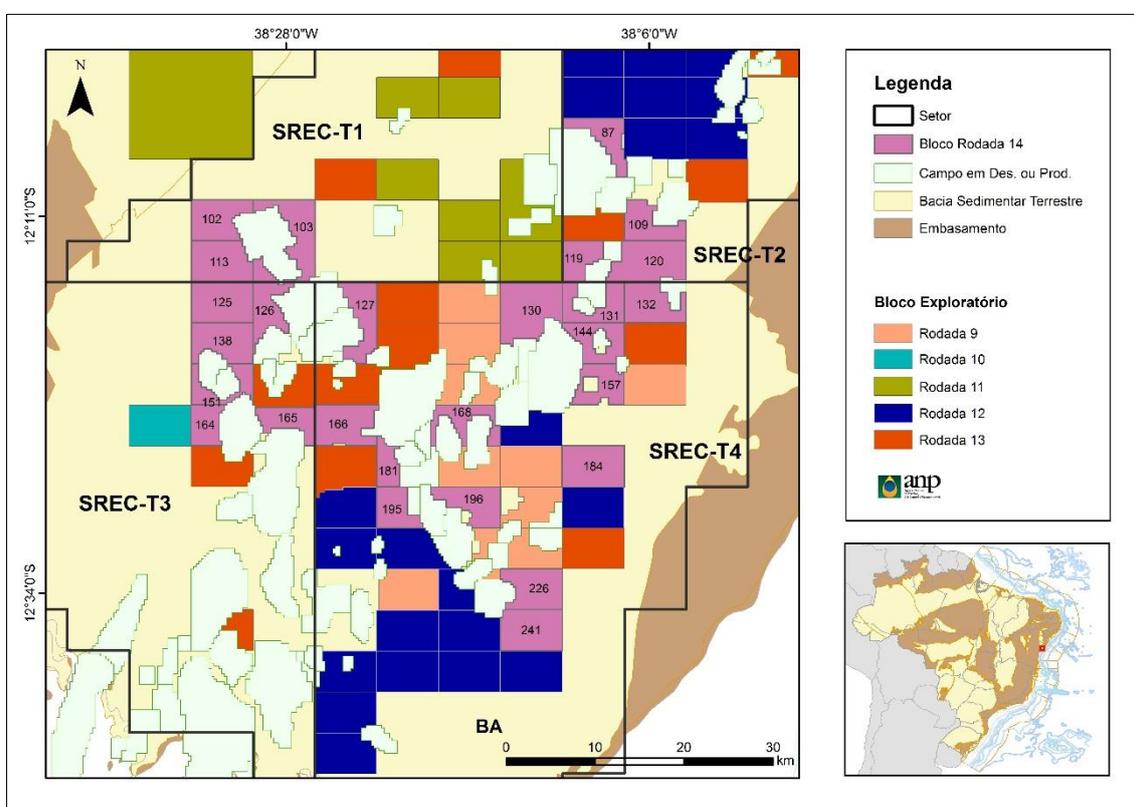


Figura 2. Mapa de localização da Bacia do Recôncavo com indicação dos blocos exploratórios propostos para oferta na 14ª Rodada de Licitações.



2. HISTÓRICO EXPLORATÓRIO

A Bacia Sedimentar do Recôncavo é citada em estudos desde a primeira metade do século XIX. Essas referências são atribuídas a Johann Baptist e Carl Friedrich, que descreveram unidades aflorantes na orla da Baía de Todos os Santos.

O início da exploração no Brasil, no âmbito petrolífero, é datado de 1937 sob a competência do antigo Conselho Nacional do Petróleo (CNP). No entanto, as incertezas sobre a existência de hidrocarbonetos no país somente começariam a ser dissolvidas em janeiro de 1939 com a descoberta da primeira acumulação significativa de petróleo, na localidade de Lobato, no Recôncavo Baiano.

Essa primeira fase exploratória, sob a condução do CNP, se estendeu e consolidou importantes descobertas como os campos de Candeias (1941), Aratu e Itaparica (1942), Dom João (1947) e Água Grande (1952).

Entre 1954 e 1997 a exploração e produção da bacia passou a ser monopólio sob égide da Petrobras, quando cerca de uma centena de novas acumulações foram incorporadas às descobertas já realizadas. Nessa fase cabe mencionar, principalmente, a consolidação dos campos de Buracica, Miranga, Araçás, Taquipe, Fazenda Imbé e, na última fase Petrobras, Fazenda Alvorada, Rio do Bu, Fazenda Bálsamo e Riacho da Barra, dentre outros.

Com a quebra do monopólio da Petrobras ocorreu a implantação da ANP (Lei 9.478/97) e, conseqüentemente, a implementação de um ambiente de competitividade que seria responsável por atrair maiores investimentos exploratórios para o país. Naturalmente, a partir desse marco, se estabeleceu um crescente no número de descobertas de acumulações estabelecidas.

Os esforços exploratórios desenvolvidos até os dias atuais resultaram em levantamentos regionais de dados gravimétricos e magnetométricos, aquisição de dados sísmicos 2D e 3D, além de 6.725 poços (dados de maio de 2017), dos quais 1.263 são exploratórios (Figura 3).

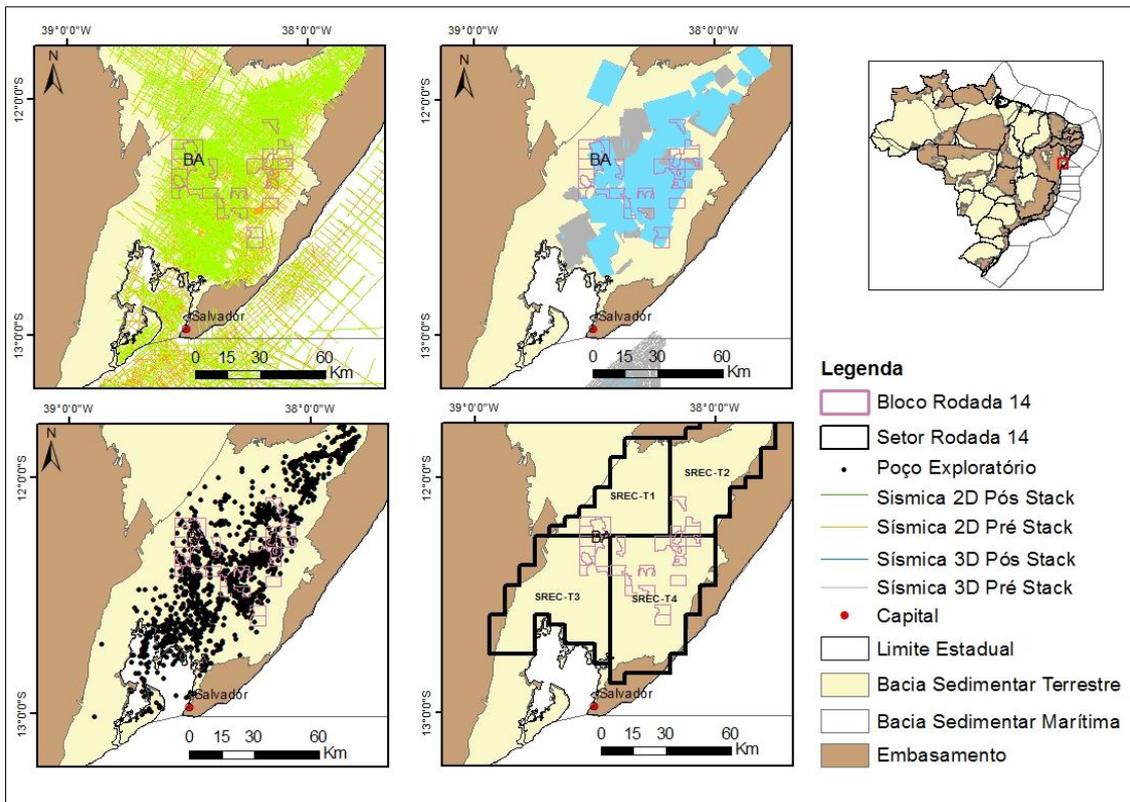


Figura 3. Mapa de localização dos dados de sísmica e poços existentes da Bacia do Recôncavo.

Atualmente estão em produção 65 campos de óleo e 16 campos de gás natural (dados de maio de 2017). Historicamente, toda a bacia reúne os montantes de produção de aproximadamente 1,6 bilhão de barris de óleo e 73,2 bilhões de m³ de gás. As reservas provadas (1P) são de 182 milhões de barris de óleo e 5,5 bilhões de m³ de gás natural (dados de dezembro de 2016).

Em março de 2017, a produção diária de hidrocarbonetos na Bacia do Recôncavo foi da ordem de 33 mil barris para óleo e da ordem de 2.300 m³ para gás.

Adquiridos entre a 9ª e a 13ª Rodadas de Licitação, a bacia possui 70 (setenta) blocos exploratórios sob concessão, dentre os quais 17 foram arrematados na R13.



3. EVOLUÇÃO TECTONOESTRATIGRÁFICA

A origem da Bacia do Recôncavo está atrelada ao processo de estiramento crustal que, durante o Eocretáceo, resultou na fragmentação do continente Gondwana e na abertura do Oceano Atlântico sobre o Cráton do São Francisco.

A bacia compõe o conjunto de depósitos cretácicos que ocorrem ao longo da margem leste brasileira. Constitui o segmento de um rifte intracontinental abortado e sua arquitetura básica reflete um semi-gráben com orientação NE-SW, onde a falha de borda ao leste apresenta rejeito eventualmente superior a 6.000m.

O mergulho regional das camadas para SE, em direção às áreas mais subsidentes, é condicionado por falhamentos normais planares com direção preferencial N30°E. Zonas de transferência com orientação N40°W acomodaram taxas de extensão variáveis entre diferentes compartimentos da bacia ao longo de sua evolução, quando o campo de tensões responsável pelo rifteamento teria atuado entre o Mesojurássico (cerca de 165 Ma) e o Eocretáceo (cerca de 115 Ma).

O embasamento pré-cambriano da bacia é formado por rochas arqueanas a paleoproterozóicas, pertencentes ao Bloco Serrinha e aos cinturões Itabuna-Salvador-Curaçá, e por rochas metassedimentares de idade neoproterozóica pertencentes ao Grupo Estância.

Segundo Milhomen *et al.* (2003), estima-se que a seção sedimentar preservada na Bacia do Recôncavo possua uma espessura da ordem de 6.900m, no Baixo de Camaçari (Figura 4). Ainda de acordo com os autores, trata-se de depósitos acumulados, sobretudo, durante o processo distensional Juro-Cretáceo e relacionados aos estágios pré-rifte (Thitoniano a Eoberriasiano), sin-rifte (Eoberriasiano a Eoaptiano) e pós-rifte (Neoaptiano a Eoalbiano).

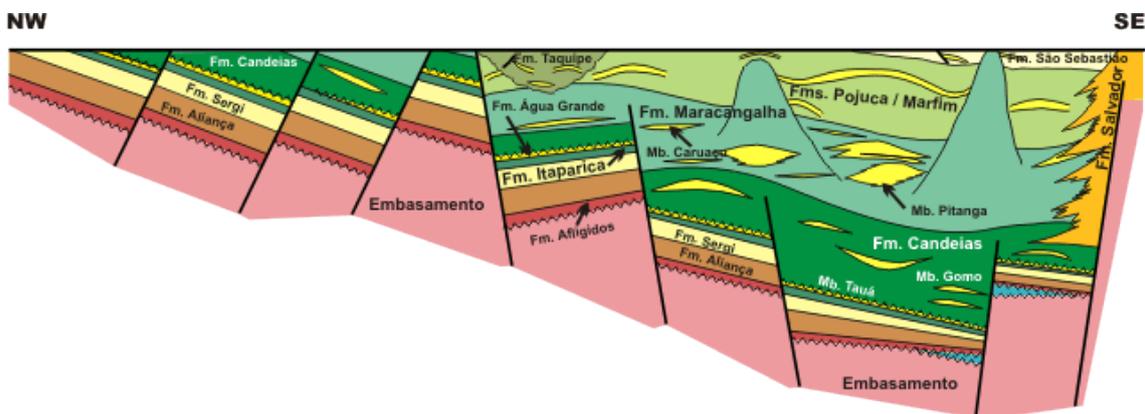


Figura 4. Seção geológica esquemática NW-SE da Bacia do Recôncavo, ilustrando a morfologia de semi-graben (Milhomem *et al.*, 2003).

O preenchimento sedimentar compreende a fase sinéclise, Sequência Permiana, que é constituída pelos membros Pedrão e Cazumba, ambos da Formação Afligidos, depositados sob condições de bacia intracratônica. O Membro Pedrão caracteriza-se por sedimentos clásticos, evaporitos e laminitos algais, depositados em contexto marinho cujos depósitos podem ser relacionados às formações Pedra de Fogo (Bacia do Parnaíba), Aracaré (Bacia do Sergipe-Alagoas) e Santa Brígida (bacias do Tucano Norte e do Jatobá). O Membro Cazumba, por sua vez, é constituído por depósitos continentais representados predominantemente por pelitos e lamitos lacustres avermelhados, com nódulos de anidrita na base da seção (Milhomem *et al.*, 2003).

Em função do controle que a atividade tectônica exerceu sobre a sedimentação, o preenchimento da bacia desenvolveu-se em três fases principais, correspondendo a três supersequências representadas na carta estratigráfica adotada (Figura 5).

A fase pré-rifte representa a primeira supersequência estratigráfica, reúne depósitos relacionados ao estágio inicial de flexura da crosta e se estende do Neojurássico (Andar Dom João) ao Eocretáceo/Eoberriasiense. Essa etapa envolve três ciclos flúvio-eólicos representados pelo Membro Boipeba da Formação Aliança e pelas formações Sergi e Água Grande. Estes ciclos são



separados por transgressões lacustres representadas por sedimentos do Membro Capianga da Formação Aliança e por sedimentos da Formação Itaparica.

A supersequência que corresponde à fase rifte teve início com o aumento da taxa de subsidência e uma brusca mudança climática, quando novamente implantou-se um sistema lacustre, anóxico e inicialmente raso, com a deposição dos sedimentos do Membro Tauá da Formação Candeias (Eoberriasiano), cujo término marca o início da intensa tafrogenia.

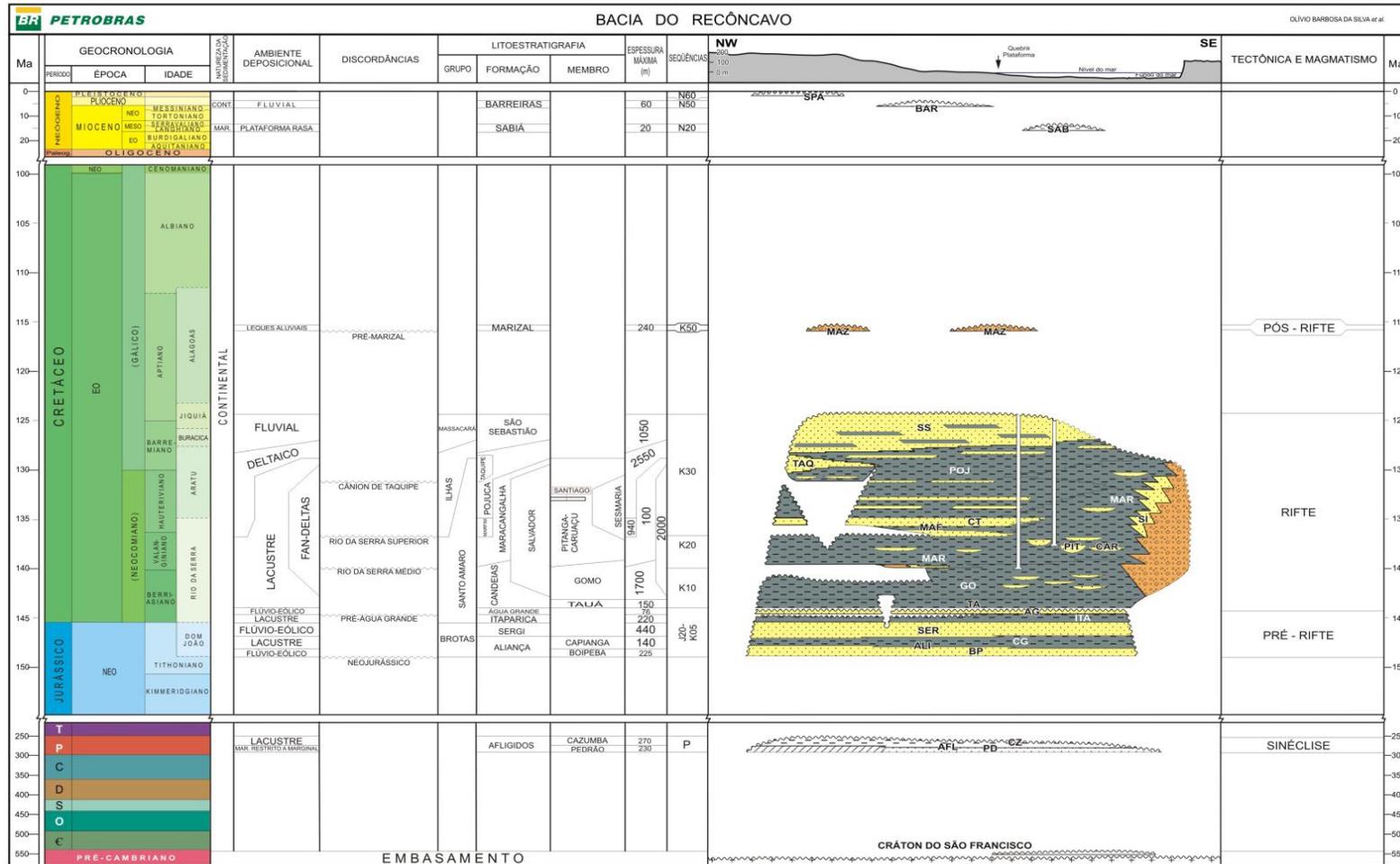


Figura 5. Diagrama Estratigráfico da Bacia do Recôncavo (Silva et al., 2007).

A deposição de sedimentos argilosos intercalados com carbonatos (Membro Gomo da Formação Candeias) ocorreu devido à formação de lagos profundos oriundos do processo de tafrogênese. Nas áreas mais subsidentes, ocorreram, com frequência, correntes de turbidez provenientes de NW, que depositaram arenitos turbidíticos intercalados na seção pelítica.

Com a ampliação e o aprofundamento da bacia, iniciou-se a sedimentação da Formação Maracangalha (Valanginiano a Eoaptiano), acentuando-se nos blocos baixos das grandes falhas a deposição de espessas sequências de arenitos turbidíticos do Membro Caruaçu. Na mesma época, associada à volumosa sedimentação clástica grosseira nas depressões, houve o início do processo de argilocinese, que perduraria até o Andar Buracica (Barremiano).

Desde o final do Andar Rio da Serra até a porção média do Andar Aratu (Hauteriviano) a bacia apontava uma crescente quiescência tectônica e subsidência pouco acentuada. Por sobre uma sedimentação lacustre, partindo de NW, se estabeleceu a progradação de um sistema flúvio-deltaico que representa os sedimentos da Formação Marfim, sobreposto por um sistema deltaico da Formação Pojuca.

No Andar Buracica (Barremiano) iniciou-se a fase final de assoreamento da bacia, com a instituição de uma sedimentação fluvial, provinda também de NW, que deu origem aos arenitos da Formação São Sebastião (até o Eoaptiano). Durante toda a fase rifte, leques aluviais sintectônicos (Formação Salvador) foram depositados junto ao sistema de falhas da borda leste, intercalando-se aos demais sedimentos.

A fase pós-rifte reflete a terceira supersequência contemplada com relevância pelo corpo histórico sedimentar da bacia e caracteriza-se pelos conglomerados pertencentes à Formação Marizal, de idade Neo-alagoas (Neo-aptiano). Trata-se de uma sequência elástica superior que cobre parcialmente a supersequência sin-rifte, embora não esteja relacionada com subsidência térmica.

Ressalta-se também a ocorrência de sedimentos terciários representada pelas fácies de leques aluviais pliocênicos que caracterizam a Formação Barreiras e pelos

folhelhos cinza-esverdeados e calcários impuros da Formação Sabiá. Estes últimos testemunham uma incursão marinha de idade miocênica (Milhomem *et al.*, 2003).

4. SISTEMAS PETROLÍFEROS

O principal sistema petrolífero da Bacia do Recôncavo é definido pelo encadeamento entre a alimentação pela Formação Candeias (Rifte) e o armazenamento pela Formação Sergi (Pré-Rifte).

Mello *et al.* (1994) definiram alguns outros sistemas petrolíferos secundários como sendo Gomo-Marfim, onde os folhelhos lacustres da Formação Candeias (Membro Gomo) representam a rocha geradora da bacia e os arenitos deltaicos da Formação Marfim atuam como rocha reservatório.

Ainda considerando a Formação Candeias e a assumindo como única rocha geradora relevante da bacia, definimos os sistemas petrolíferos, quais sejam: Candeias/Sergi (!), Candeias/Água Grande (!), Candeias/Candeias (!) e Candeias/Ilhas (!).

4.1 Geração e Migração

A Formação Candeias, que apresenta em sua composição, nos membros Tauá e Gomo, o principal nível gerador da bacia, representa uma espessa seção de folhelhos cinza-esverdeados a escuro, com intercalações subordinadas de siltitos, calcários e dolomitos, englobando localmente, corpos de arenitos maciços e/ou estratificados. Segundo Milani & Araújo (2003), o teor médio de COT associado ao folhelho Candeias é de 4% e o querogênio é do Tipo 1.

Por sua vez, a Formação Pojuca também apresenta um moderado potencial gerador, mas ocorre acima da janela de geração em quase toda a bacia. Em consonância com o estudo realizado por DPC & Assoc. *in Petroleum Systems of Brazil* (2000), a janela de geração da Bacia do Recôncavo possui um limite superior de 2.400 metros de profundidade, o que não ocorre com a Formação em tela.

O processo de migração predominante na bacia é retratado por falhas normais e blocos rotacionados que justapõem lateralmente a seção geradora e os reservatórios, permitindo o translado dos hidrocarbonetos em sentido aos altos estruturais.

4.2 Rochas Reservatório

A Bacia do Recôncavo apresenta reservatórios produtores de hidrocarbonetos em praticamente toda a sua coluna sedimentar, desde a sinéclise (Permiano) até o Rifte Superior (Barremiano). No entanto, considerando a geometria assimétrica da bacia, o que explica a expressiva variação da espessura sedimentar no sentido E-W, os reservatórios depositados mais recentemente – formações, Pojuca, Marfim e Maracangalha -, se tornam escassos à medida que se desloca no sentido da Borda Oeste; ao passo que os reservatórios da seção Pré-Rifte são, normalmente classificados como fechados e de difícil produção à medida que a profundidade e, conseqüentemente, a carga sedimentar aumentam no sentido da Falha da Borda Leste.

Os principais reservatórios da bacia são compostos por arenitos flúvio-eólicos das formações Sergi, Itaparica e Água Grande, turbiditos das formações Candeias e Maracangalha e arenitos flúvio-deltaicos das formações Marfim e Pojuca. Secundariamente, cabe mencionar os arenitos do Membro Boipeba, da Formação Aliança, que são produtores de hidrocarbonetos (Água Grande, Araçás e Fazenda Imbé) e os folhelhos fraturados do Membro Gomo, que também apresenta depósitos turbidíticos do Eocratáceo posicionados geocronologicamente no Andar Rio da Serra.

4.3 Rochas Selantes

Na Bacia do Recôncavo, as principais rochas selantes são preenchimentos com sedimentos finos (argilosos), quais sejam: os folhelhos dos membros Tauá e Gomo, da Formação Candeias, os folhelhos da Formação Maracangalha, os folhelhos prodeltáicos das formações Marfim e Pojuca e os folhelhos da Formação Taquipe.

Para o principal sistema produtor da bacia, Candeias/Pré-Rifte (!), as rochas selantes são os folhelhos das formações Itaparica e Candeias. Nos demais casos o selo é propiciado por folhelhos intraformacionais que compõem as formações Candeias, Maracangalha, Marfim e Pojuca.

4.4 Trapas

Rostirolla (1997) descreve três modelos primordiais de migração e acumulação para a Bacia do Recôncavo: (1) trapas estruturais formadas por *horsts*, basculados ou não, onde os reservatórios do Pré-Rifte são alimentados lateralmente a partir de folhelhos geradores localizados nos baixos de falhas distensionais; (2) trapas estratigráficas, principalmente em reservatórios turbidíticos das formações Candeias e Marfim, conectados diretamente aos folhelhos geradores, com migração a curtas distâncias; e (3) *rollovers* formados ao longo de falhas de crescimento da seção Sin-Rifte, ao nível dos reservatórios deltáicos das formações Pojuca e Marfim, com migração vertical através de falhas regionais (Figuras 6 e 7).

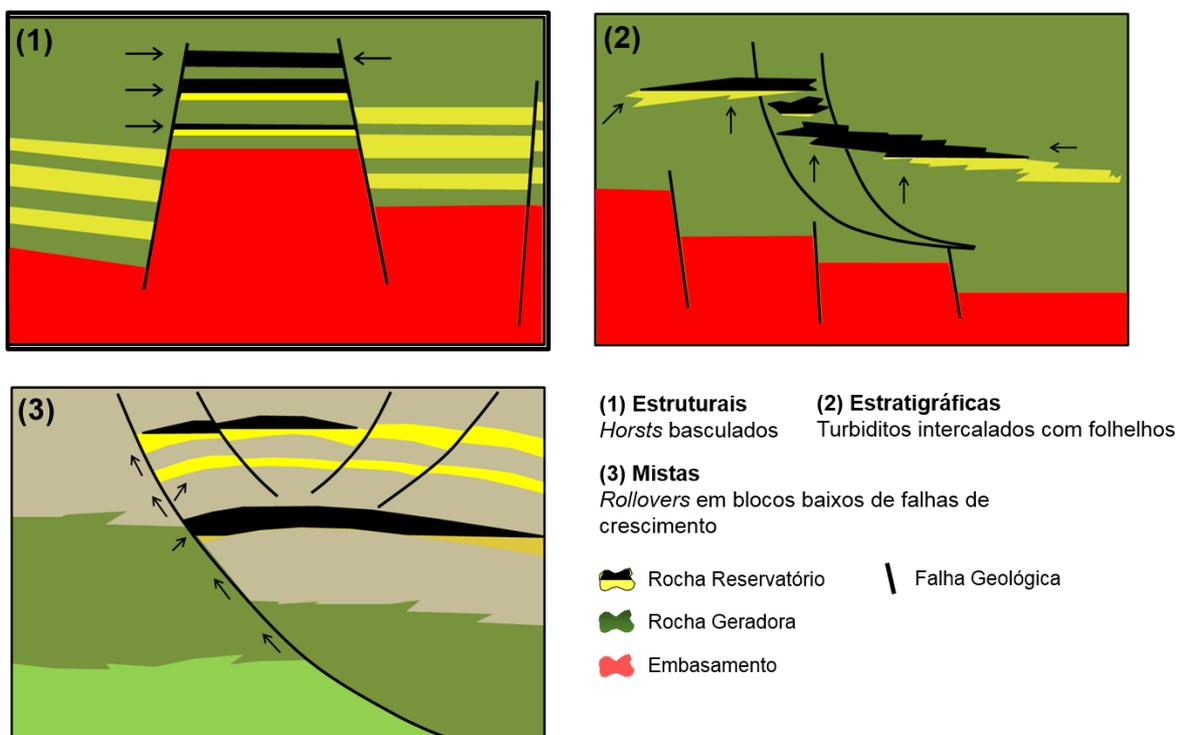


Figura 6. Modelos de migração e acumulação da Bacia do Recôncavo. (Rostirolla, 1997).

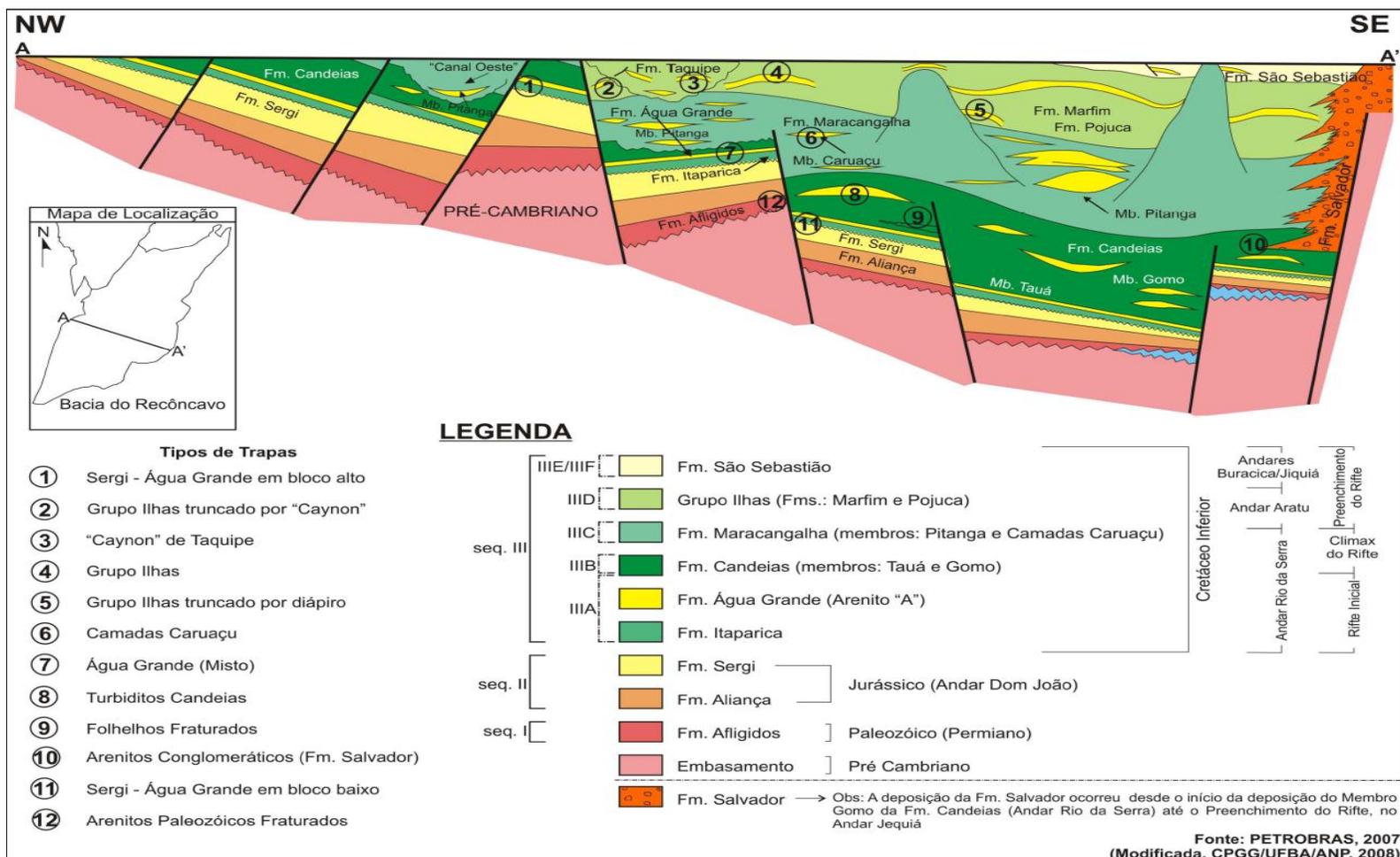


Figura 7. Seção Geológica Esquemática com os diferentes tipos de trapas já identificadas na Bacia do Recôncavo (UFBA/ANP, 2008).



4.5 *Plays* Exploratórios

Santos *et al.* (1990) agrupam as acumulações de petróleo da Bacia do Recôncavo em três grandes sistemas: Pré-Rifte, Rifte-Candeias e Rifte-Ilhas, e identificam quinze modelos de acumulação petrolífera.

No sistema constituído na porção Pré-Rifte, o modelamento da bacia em *horsts* e grábens faz com que os reservatórios situados nos blocos altos fiquem em contato lateral com os folhelhos geradores ocorrendo, assim, a migração direta. As principais acumulações associadas a este sistema são representadas pelos campos de Dom João, Água Grande, Fazenda Alvorada, Buracica Sul, Jiribatuba e Fazenda Bálsamo.

O sistema Rifte-Candeias apresenta condições de trapeamento estratigráfico e, na situação em que os reservatórios estão envoltos pelos folhelhos do membro Gomo, a migração também ocorre de forma direta. Nas demais situações, os falhamentos atuam como condutos de hidrocarbonetos, onde se destacam os campos de Candeias, Riacho da Barra, Miranga Profundo, Jacuípe e Mapele.

O sistema Rifte-Ilhas caracteriza-se pela presença de estruturas dômicas originadas por falhas de crescimento, por compactação diferencial e pelas propriedades plásticas dos folhelhos. Este sistema encerra importantes acumulações de hidrocarbonetos, a exemplo dos campos de Miranga, Araças, Taquipe e Fazenda Imbé.

Basicamente, os principais *plays* que podem ser identificados na Bacia do Recôncavo são Sergi/Água Grande; Arenitos turbidíticos da Formação Candeias; Folhelhos fraturados da Formação Candeias, Arenitos turbidíticos da Formação Caruaçu, Arenitos do Grupo Ilhas, Arenitos da Formação Taquipe, Arenitos grossos e Conglomerados distais relacionados à Falha de Salvador, Arenitos Boipeba da Formação Aliança, e rochas Paleozóicas (arenitos fraturados da Formação Afligidos).

5. SETORES EM OFERTA

5.1 Descrição Sumária

Para a 14ª Rodada de Licitações da ANP, estão em oferta 27 blocos exploratórios na Bacia do Recôncavo, totalizando 643,08 km², localizados nos setores SREC-T1, SREC-T2, SREC-T3 e SREC-T4 (Figura 8 e Tabela 1).

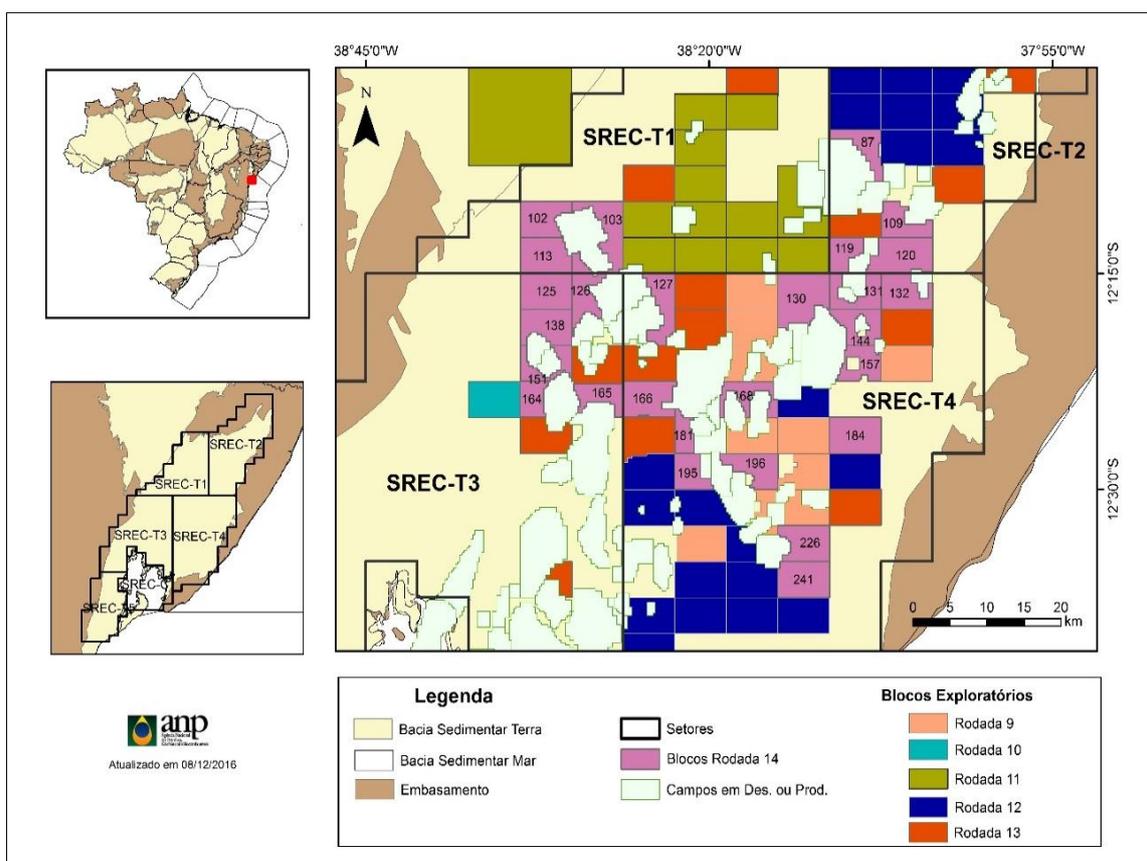


Figura 8. Mapa de localização dos blocos exploratórios propostos na Bacia do Recôncavo para oferta na 14ª Rodada de Licitações.

5.2 Avaliação dos Blocos Propostos

5.2.1 SETOR SREC-T1

O setor SREC-T1 envolve os compartimentos NW e Central da bacia, que inclui o Baixo de Alagoinhas, classificado como uma cozinha de geração de



considerável relevância local. Representa uma área de aproximadamente 1.570 km², onde cerca de 83 km² são contemplados por 3 dos 27 blocos exploratórios que estão sendo ofertados.

O setor está inserido na denominada Plataforma de Quiricó, que denota uma zona de estabilidade tectônica onde os arenitos das formações Sergi e Água Grande se estendem largamente e desfrutam da adequada posição estrutural, confrontando as áreas deprimidas circundantes, as quais são o principal repositório de espessas camadas geradoras. Os clásticos arenosos presentes em trapas estruturais (Sergi e Água Grande) e em trapas mistas e estratigráficas (Água Grande) refletem os seus alvos primordiais.

Ao sul do setor, a estruturação dos reservatórios petrolíferos subsidia a possibilidade de acúmulos de hidrocarbonetos, advindos, por sua vez, da cozinha principal (Baixo de Camaçari) através de rotas de migração existentes, à exemplo do Sistema de Falhas de Mata-Catu. O setor ainda abrange reservatórios constituídos por folhelhos fraturados associados ao Membro Gomo.

5.2.2 SETOR SREC-T2

Localizado no compartimento Nordeste (NE) da bacia, limitando-se a Leste pelo Sistema de Falhas de Salvador; a norte pelo Alto de Aporá; a oeste com o setor SREC-T1; e a sul com o setor SREC-T4, próximo à Falha de Transferência de Itanagra-Araçás. O setor SREC-T2 possui uma área de 2.320 km² e para a Décima Quarta Rodada de Licitações, 4 blocos exploratórios, que integram uma área com cerca de 91 km², estão sendo ofertados.

As feições estruturais mais evidentes são o Baixo de Quiambina, o Patamar de Patioba e as falhas de Pedras e Patioba. Falhas antitéticas, do final do Neocomiano, são predominantes nesta área, onde os blocos de falha mergulham, geralmente, para sudeste. Existem outras peculiaridades geológicas próprias desse compartimento, como o baixo ângulo de mergulho da Falha de



Pedras (30°), ausência de massas de folhelhos diapirizados, (comuns nos compartimentos Central e Sul) e o fato de cerca de 1.700 metros de seção sedimentar terem sido erodidos, particularmente na porção norte da bacia, devido à ocorrência de um soerguimento tectônico pós-Eoaptiano, fazendo com que a Formação Sergi tenha chegado bem próximo da superfície, como ocorre no Campo de Fazenda Alvorada.

Os principais objetivos exploratórios para este setor correspondem aos *plays* formados pelos reservatórios areníticos das formações Sergi e Água Grande, estruturados em *horsts* e blocos basculados, constituindo trapas estruturais e mistas de ocorrência bastante comum em toda a bacia.

Também constituem alvo de interesse, os *plays* representados por trapas estratigráficas ou mistas, associadas à gênese dos reservatórios depositados como leques turbidíticos lacustres da Formação Candeias. Esses leques ocorrem preferencialmente na parte leste do setor, próximos ao Sistemas de Falhas de Salvador, intercalados com os leques aluviais conglomeráticos da Formação Salvador, a exemplo dos campos de Rio Itariri, Rio do Bu, Fazenda Bálsamo e Riacho da Barra.

5.2.3 SETOR SREC-T3

Contemplando grande parte do compartimento Sul da Bacia do Recôncavo, o setor SREC-T3 abrange cerca de 2.280 km². No que se refere à Décima Quarta Rodada de Licitações, na região, se propõe a oferta de uma área com aproximadamente 131 km², que representa 6 blocos exploratórios.

Nessa faixa da bacia, a configuração estrutural exprime feições que evidenciam o seu potencial de acumulação através dos campos produtores de Dom João, associado principalmente às formações Água Grande e Sergi; de Taquipe, que produz essencialmente a partir dos reservatórios correspondentes à Formação Pojuca (Grupo Ilhas); de Cexis e Candeias, produtores baseados nos reservatórios da Formação Candeias; e o de Cassarongongo, que se revelou



produtor de hidrocarbonetos na seção Pré-Rifte (Água Grande e Sergi) e nas formações Taquipe, Marfim e Maracangalha.

O Baixo de Camaçari atua como a principal cozinha de geração para os campos situados no SREC-T3. A disposição do arcabouço estrutural da bacia proporciona a migração dos hidrocarbonetos gerados no depocentro.

Os *plays* mais notáveis nesse setor correspondem aos reservatórios areníticos da seção Pré-Rifte, das formações Maracangalha, Pojuca e Marfim e aos folhelhos fraturados da Formação Candeias, variando entre estruturações em *horsts* e blocos basculados, constituindo trapas estruturais, estratigráficas e/ou mistas.

5.2.4 SETOR SREC-T4

O setor SREC-T4 está inserido nas áreas pertencentes aos compartimentos Central e Sul da bacia, incluindo o importante Sistema de Falhas de Mata-Catu - divisa natural entre essas províncias geológicas. O SREC-T4 contempla uma área aproximada de 2.600 Km² onde, para a Décima Quarta Rodada de Licitações estão sendo ofertados 14 blocos exploratórios que integram cerca de 340 km².

Nessa região se estabelece o prolífico e importante *trend* de Mata-Catu (NW-SE), disposto em grande parte do setor no qual, em direção ortogonal, se insere o Patamar Mata-Araçás.

Outras províncias que fazem jus à contribuição para a formação do sistema petrolífero da bacia, no setor, são o Baixo de Miranga - área marcada pela intensa argilocinese -, e o trecho do Baixo de Camaçari que flanqueia o Alto de Mata-Catu na sua parte mais elevada.

O objetivo primordial no referido compartimento é a investigação de horizontes profundos buscando a caracterização de trapas de gás natural. Neste contexto reveste-se de particular interesse os reservatórios dos membros



Caruaçu e/ou Pitanga, da Formação Maracangalha, além dos turbiditos areníticos do Membro Gomo, da Formação Candeias.

Os arenitos das formações Água Grande e a Sergi comprovadamente constituem alvos interessantes em toda a bacia, no entanto, em um cenário de elevadas profundidades, a porosidade intragranular e a permeabilidade dessas rochas reservatórios são essencialmente comprometidas.

Ainda assim, independente dos objetivos principais, há outras possibilidades em níveis rasos a médios que apresentam alicerces na região, tais como o campo raso de Camaçari, produtor vigente de óleo e gás.

As massas diapirizadas se apresentam como feições responsáveis por proporcionar situações estruturais favoráveis ao trapeamento de hidrocarbonetos, como é o caso dos diápiros presentes no Baixo de Miranga, imediatamente a norte, onde cerca de uma dezena de acumulações foram estabelecidas, nos campos de Miranga Norte, Miranga Leste, Apraiús e Vale do Quiricó.

Adicionalmente, ocorrem trapeamentos estratigráficos ou mistos para os Sistemas Petrolíferos Pré-Rifite, Candeias e Ilhas na parte do setor inserida no contexto da borda leste (Patamar de Pedra do Salgado).

6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

DPC & ASSOCIATES Petroleum Systems of Brazil. Brasil: Dpc & Associates, 2000.

MELLO, M. R.; MOHRIAK, W.U.; KOUTSOUKOS, E. A. M. & BACOCOLI, G. 1994. Selected petroleum systems in Brazil. In: L.B. Magoon & W.G. Dow (eds.) The Petroleum System - from Source to Trap, Tulsa, American Association of Petroleum Geologists, p. 499- 512 (Memoir 60).



MILANI, E. J.; ARAÚJO, L. M. Recursos Minerais Energéticos: Petróleo (2003). In: BIZZI, L. A.; SCHOBENHAUS, C.; VIDOTTI, R. M.; GONÇALVES, J. H. (eds.) Geologia, Tectônica e Recursos Minerais do Brasil: textos, mapas & SIG. Brasília, Companhia de Pesquisa de Recursos Minerais, 2003. pág. 541-576.

MILHOMEM, P. S.; DE MAMAN, E. J.; OLIVEIRA, F.M.; CARVALHO, M.S.S.; SOUZA-LIMA, W. Bacias sedimentares brasileiras: Bacia do Recôncavo (2003). Phoenix. Ano 5, n. 11.

NAZÁRIO, J. S. Estudo de Análogos de Reservatório Petrolífero para Modelagem 3D – Exemplo na Bacia do Recôncavo – Bahia (2009). Salvador: IGEO/UFBA (Trabalho de Graduação).

PORSANI, M. J. *et al.* Estudos dos Sistemas Petrolíferos das Bacias do Recôncavo, Tucano e Jatobá (2008). Relatório Final, Salvador, IGEO/CPGG/UFBA/ANP.

ROSTIROLLA, S. P. Alguns aspectos da avaliação de favorabilidade em geologia exploratória (1997). Revista Brasileira de Geociências, Rio de Janeiro, Volume 27, pág. 327-338.

SANTOS, C. F.; CUPERTINO, J. A.; BRAGA, J. A. E. Síntese sobre a geologia das bacias do Recôncavo, Tucano e Jatobá (1990). In: RAJA GABAGLIA, G.P.; MILANI, E.J. (Coord.) Origem e evolução de bacias sedimentares. Rio de Janeiro: Petrobras. SEREC.CENSUD. P. 235-266.

SILVA, O. B.; CAIXETA, J. M.; MILHOMEM, P. S.; KOSIN, M. D. Bacia do Recôncavo (2007). Boletim de Geociências Petrobras, Rio de Janeiro, v. 15, n. 2, pág. 423-431.