



**Comitê para Revitalização das Atividades
de Exploração e Produção de Petróleo e
Gás Natural em Áreas Terrestres
REATE 2020**

**Relatório Subcomitê
Potencial de Petróleo e Gás
*Onshore***

Resumo Bibliográfico das Bacias *Onshore*



Relação dos Autores do Relatório

Coordenação

Marcos Frederico Farias de Souza
Regina Freitas Fernandes

Empresa/Instituição

EPE
EPE

Associação

-
-

Participantes

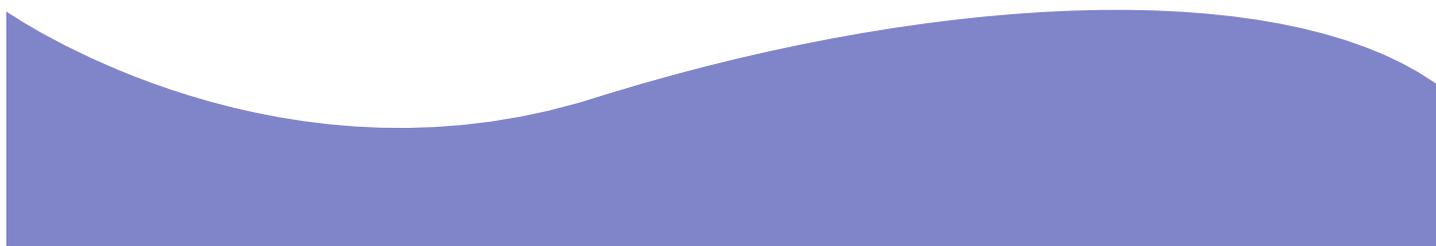
Adriana Queiroz Ramos
Katia Souza D'Almeida
Nathalia Oliveira de Castro
Pamela Cardoso Vilela
Raul Fagundes Leggieri
Roberta de Albuquerque Cardoso

Empresa/Instituição

EPE
EPE
EPE
EPE
EPE
EPE

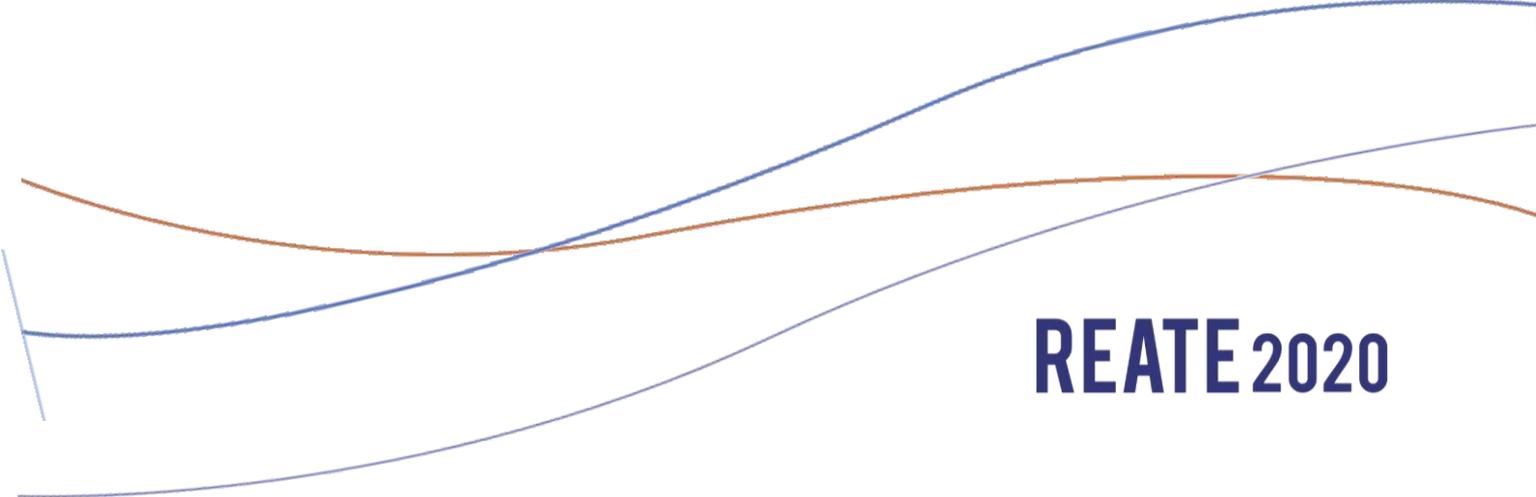
Associação

-
-
-
-
-
-



SUMÁRIO

1.	SUMÁRIO EXECUTIVO	5
2.	HISTÓRICO DE PRODUÇÃO NO BRASIL.....	5
3.	RESUMO BIBLIOGRÁFICO DE EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DAS BACIAS ONSHORE	10
3.1.	Bacia do Acre-Madre de Dios.....	11
3.2.	Bacia do Amazonas.....	15
3.3.	Bacia de Bragança-Vizeu	19
3.4.	Bacia do Espírito Santo-Mucuri	22
3.5.	Bacia de Jatobá.....	26
3.6.	Bacia do Marajó.....	30
3.7.	Bacia do Paraná.....	34
3.8.	Bacia do Parnaíba	41
3.9.	Bacia dos Parecis	53
3.10.	Bacia Potiguar.....	59
3.11.	Bacia do Recôncavo.....	65
3.12.	Bacia do Rio do Peixe	71
3.13.	Bacia de São Luís	76
3.14.	Bacia do São Francisco	82
3.15.	Bacias de Sergipe e Alagoas	86
3.16.	Bacia do Solimões.....	97
3.17.	Bacia do Tacutu	102
3.18.	Bacia de Tucano Central.....	106
3.19.	Bacia de Tucano Norte	109
3.20.	Bacia de Tucano Sul.....	112
4.	CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	115
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	116



REATE 2020

1. SUMÁRIO EXECUTIVO

Este relatório tem por objetivo apresentar bibliografia atualizada sobre a geologia, as atividades de exploração e produção e o potencial de petróleo e gás natural das bacias onshore brasileiras. Serve de base para os estudos de avaliação do potencial de petróleo e gás das bacias onshore, proposto no programa REATE 2020. Assim, será apresentado inicialmente o histórico de exploração de petróleo e gás natural no Brasil, e, em sequência, o resumo bibliográfico para cada bacia sedimentar onshore.

2. HISTÓRICO DE PRODUÇÃO NO BRASIL

O Brasil é um país de dimensões continentais, com cerca de 8 milhões de km² de área, sendo 7 milhões de km² de área com depósitos sedimentares. De toda a área sedimentar, 5 milhões de km² estão localizados em terra, divididos em 53 bacias sedimentares. Conforme mostra o Zoneamento Nacional de Recursos de Óleo e Gás (ZNMT), estudo produzido pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), do total de bacias sedimentares terrestres (*onshore*), 25 apresentam algum interesse para atividades de exploração e produção (E&P) de petróleo e gás natural (EPE, 2019), classificadas ainda como bacias de fronteira¹ exploratória, e apenas 5 consideradas como bacias maduras² (Alagoas, Sergipe, Espírito Santo-Mucuri, Potiguar e Recôncavo), ou seja, bacias densamente exploradas (FIRJAN, 2018). No caso das bacias de fronteira exploratória, considerando o tamanho das áreas sedimentares e o pouco conhecimento geológico acumulado, pode-se afirmar que o potencial de produção de hidrocarbonetos ainda não foi devidamente dimensionado (MME 2020).

As primeiras pesquisas exploratórias de petróleo remontam à segunda metade do século XIX, ainda no Brasil Imperial, com a exploração de carvão, turfa e folhelho betuminoso na Bahia em 1858, e as primeiras concessões para a exploração localizadas na atual Bacia de Camamu, e, em 1864, com a concessão à Thomas Dennys Sargent, pelo Imperador, de área para lavra de turfa e petróleo na mesma região (LUCCHESI, 1998; MENDES et al., 2019). Entre 1892 e 1897 foi perfurado o primeiro poço petrolífero em Bofete (SP), pelo fazendeiro Eugênio Ferreira de Camargo, com a recuperação dois barris de petróleo (LUCCHESI, 1998). A atividade de perfuração de poços aumentou significativamente com a criação do Serviço Geológico e Mineralógico Brasileiro (SGMB) em 1907 (LUCCHESI, 1998).

¹ Bacias de Nova Fronteira exploratória são bacias com pouco conhecimento geológico acumulado considerando o tamanho das áreas sedimentares e pode-se dizer que o potencial de produção de hidrocarbonetos ainda não foi dimensionado adequadamente.

² Bacias Maduras são aquelas que já esgotaram grande parte de seu potencial de petróleo. Geralmente, são áreas densamente exploradas, amplamente estudadas e com grande conhecimento geológico disponível.

A primeiras leis federais relacionadas à exploração de petróleo gás no território brasileiro foram propostas pelo Congresso Nacional na década de 20, mas a dependência incômoda do petróleo e derivados de produtores estrangeiros contribuiu para os conflitos entre aqueles favoráveis à participação de empresas estrangeiras e aqueles favoráveis à criação de uma empresa estatal que controlassem as atividades da cadeia produtiva do petróleo e gás (LUCCHESI, 1998; MORAIS, 2013).

Apesar da dificuldade em se obter resultados satisfatórios entre as décadas de 1920 e 1930, colocando-se em dúvida a própria ocorrência de petróleo no País, esforços exploratórios mais organizados surgem em 1933 pelo Departamento Nacional da Produção Mineral (DNPM) e com a criação do 1939 com a criação do Conselho Nacional de Petróleo (CNP) em abril de 1939. Esses órgãos contribuíram para a melhor organização e estruturação das atividades exploratórias. Ainda em 1939, com a descoberta do Campo de Lobato, o foco exploratório passa a se concentrar na Bacia do Recôncavo (DIAS; QUAGLINO, 1993; LUCCHESI, 1998; MORAIS, 2013). A produção comercial de petróleo e gás natural em bacias sedimentares terrestres começou em 1941, na Bacia do Recôncavo, no campo de Candeias. Até 1953, além do campo de Candeias, foram descobertos os campos de Aratú, Dom João e Água Grande, até hoje os maiores campos terrestres já encontrados no Recôncavo (LUCCHESI, 1998; MORAIS, 2013).

Neste período foram perfurados 162 poços exploratórios rasos especialmente nas bacias do Recôncavo, Paraná, Amazonas e Sergipe-Alagoas, com a descoberta de 10 campos de petróleo no Recôncavo Baiano pelo CNP, reservas de 297,9 milhões de barris e produção diária alcançando 2.720 barris de petróleo (LUCCHESI, 1998).

Em 3 de outubro de 1953 a Lei nº2.004/53 criava a Petróleo Brasileiro S.A. (Petrobras), sob o controle acionário da União, e com a função de exercer o monopólio das atividades de exploração, produção, refino e transporte de petróleo e derivados (MORAIS, 2013). O CNP legou à Petrobras, além de um acervo de importantes descobertas no Recôncavo Baiano, uma base conceitual de gestão para a implantação de uma estrutura de exploração que permitiu, de forma organizada, avaliar o potencial petrolífero das bacias sedimentares brasileiras (MENDONÇA; SPADINI; MILANI, 2004).

Buscando resultados no curto prazo, inicialmente a Petrobras centrou-se nas bacias paleozoicas brasileiras, nas quais estariam as acumulações que dariam ao País sua independência em petróleo, segundo a visão de Walter Link e sua equipe de exploração composta por técnicos norte-americanos (MENDONÇA; SPADINI; MILANI, 2004). Nesta época o “Relatório Link”, apresentado em 1960, considerou que as bacias brasileiras não tinham o potencial inicialmente imaginado. Nos anos seguintes, Petrobras redireciona seus investimentos para a Bacia de Sergipe-Alagoas e tem seu esforço coroado pela descoberta de Carmópolis em 1963, um dos maiores campos de petróleo do País, com mais de 1 bilhão de barris de petróleo *in place* (MENDONÇA; SPADINI; MILANI, 2004).

Até o ano de 1968 quase todas as bacias terrestres foram reconhecidas atingindo a marca de mil poços perfurados, tendo a produção brasileira atingido o um pico em

1970, principalmente devido às bacias do Recôncavo e Sergipe, mas esses esforços exploratórios não conseguiram diminuir a dependência por importação de petróleo, sendo que na década de 1970, novos investimentos eram necessários (BACOCOLI, 1986). Assim, os investimentos passaram a ser direcionados à plataforma continental, com uma série de descobertas entre os anos 70 e 80 na margem leste aumentando a produção nacional, que alcançou 500.000 bbl/dia ao final de 1984 (MENDONÇA; SPADINI; MILANI, 2004). Nesta época a Bacia de Campos recebeu atenção especial, e empresas internacionais entraram no País e começaram a participar do processo exploratório sob contratos de risco (BACOCOLI, 1986). Mesmo neste período de transição e mudança de foco nos investimentos, os esforços exploratórios de vários anos nas bacias paleozoicas foram recompensados com a descoberta do Campo de Juruá na Bacia do Amazonas, com acumulações de gás (MENDONÇA; SPADINI; MILANI, 2004). Outras descobertas importantes nas bacias terrestres brasileiras foram feitas, em 1964 na Bacia de Tucano Sul; em 1969 na porção terrestre da Bacia do Espírito Santo; em 1978 a descoberta de gás natural na Bacia do Solimões e em 1986 a descoberta de óleo na Bacia do Solimões (BACOCOLI; GUIMARÃES, 2004).

Com o sucesso exploratório *offshore* na década de 1980, o interesse e investimentos exploratórios foram desviados da área terrestre para a marítima. Nesta época a exploração *offshore* se concentrou em águas relativamente rasas, não envolvendo altos custos e tecnologia, como se observa atualmente na exploração de águas ultraprofundas. Além disto, muitas bacias terrestres encontravam-se em áreas de difícil acesso e com pouco apoio logístico (NEVESI; SORDI; EGOROV, 2010).

Em 1997, com a Lei 9478/97, Nova Lei do Petróleo, há a quebra do monopólio da União, e a Petrobrás deixa de atuar com exclusividade no segmento de exploração passando a operar em regime de concessões. Com a redução da participação da Petrobrás em termos de quantidade de campos explorados, outras empresas, inclusive as de pequeno e médio porte, passaram a participar das rodadas de licitação de campos realizadas pela ANP. A lei do Petróleo, portanto, é considerada um marco para participação de empresas privadas na exploração de petróleo e gás natural (MENDONÇA; SPADINI; MILANI, 2004; TELES; MENEZES, 2012).

Entre as décadas de 1940 e 1980, as bacias maduras apoiaram a produção nacional de hidrocarbonetos, e hoje contam uma produção acumulada de cerca de 3,5 bilhões de barris de petróleo e 150 bilhões de m³ de gás natural (Figura 1 e Figura 2) EPE, no prelo).

Na década de 1950, a produção de gás natural atingiu a referência relevante de 170 mil m³ por dia e foi consumida pelo setor industrial. Em 40 anos de crescimento lento e constante, a produção brasileira de gás natural aumentou para 116 milhões de m³ por dia. Atualmente, cerca de 78% desse valor é proveniente de gás de petróleo associado *offshore*. Os maiores produtores terrestres são as bacias do Solimões e Parnaíba. A Figura 2 mostra a história da produção terrestre diária de gás natural no Brasil (EPE, no prelo).

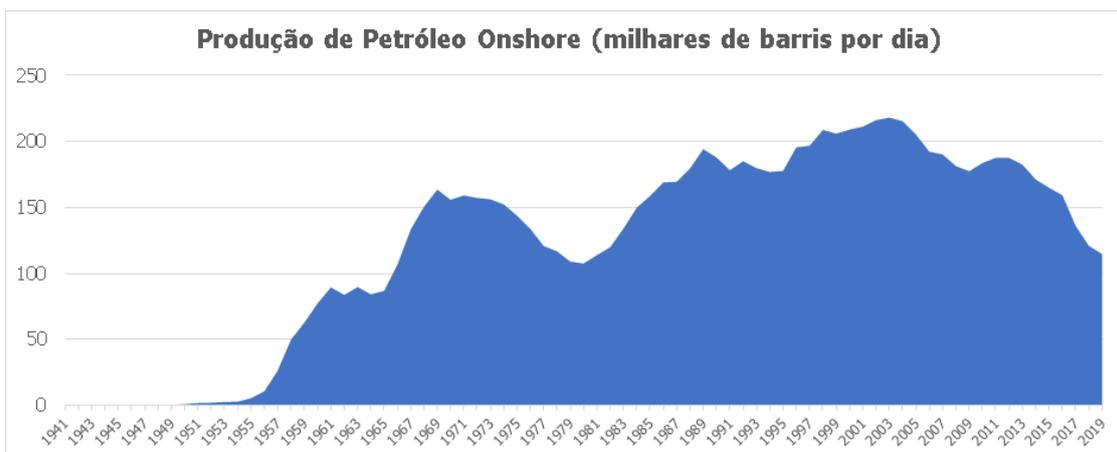


Figura 1: Histórico da produção de petróleo nas bacias *onshore* brasileiras.
Fonte: ANP (2020).

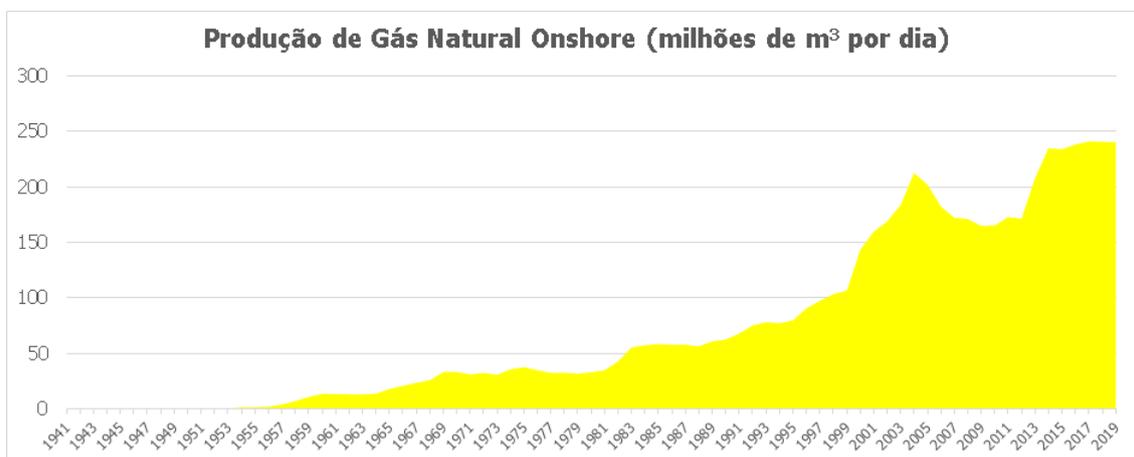


Figura 2: Histórico da produção de gás natural nas bacias *onshore* brasileiras.
Fonte: ANP (2020).

Após um histórico de 60 anos, a produção de petróleo e gás terrestre iniciou um lento aumento, atingindo um pico na década de 2000, com a contribuição de outras bacias, especialmente Potiguar e Solimões, e a partir de 2003 o volume absoluto desta produção passou a declinar (MENDES et al., 2019; EPE, no prelo).

Apesar da baixa expectativa de descobertas, ainda existe potencial para recuperação secundária e terciária de campos maduros, representando uma oportunidade de negócios para pequenas e médias empresas do setor de petróleo. O baixo risco exploratório devido ao conhecimento geológico dessas áreas, compensariam o menor volume de recursos recuperados, devido o menor investimento necessário (MENDES et al., 2019; EPE, no prelo).

Entre as bacias de Nova Fronteira, as bacias do Amazonas, Barreirinhas (porção de terra), Camamu-Almada (porção de terra), Paraná, Parnaíba, Solimões, São Francisco e Tucano Sul são classificadas como bacias produtoras, onde já existe pelo menos uma

descoberta de acumulação com declaração de comercialidade. Algumas delas possuem infraestrutura instalada, a presença de um forte mercado consumidor e de descobertas anteriores, tais como o campo de Barra Bonita na Bacia do Paraná, e os campos do Parque dos Gaviões na Bacia do Parnaíba, entretanto ainda existe a necessidade de mais campanhas exploratórias, para melhor dimensionar o potencial (EPE, no prelo).

Ainda carecem de estudos geológicos as bacias: Parecis, Rio do Peixe, Acre Madre de Dios. As bacias do Amazonas, São Francisco e Solimões têm notificações de descobertas de hidrocarbonetos em pelo menos 20% das áreas já leiloadas. A Bacia do São Francisco tem expectativas de recursos não convencionais de gás natural (gás de folhelho e gás em formação fechada), entretanto os obstáculos ao licenciamento ambiental na região são significativos (EPE, no prelo).

Em 2019, as bacias terrestres no Brasil produziram cerca de 104 mil b/d de petróleo e 23 milhões de m³/d de gás natural, o que corresponde a 3,7% e 18,6% da produção nacional total, respectivamente. Comparado a 2018, houve uma queda de 6,5% no petróleo e um aumento de 3,6% no gás natural. Mesmo que os preços permaneçam os mesmos, são esperadas dificuldades em manter a produção de petróleo (EPE, no prelo).

A Figura 3 apresenta as áreas com atividades de E&P (campos e blocos exploratórios) sob contrato em junho de 2020, além das áreas efetivas das bacias sedimentares, ou seja, áreas com algum potencial para essas atividades.

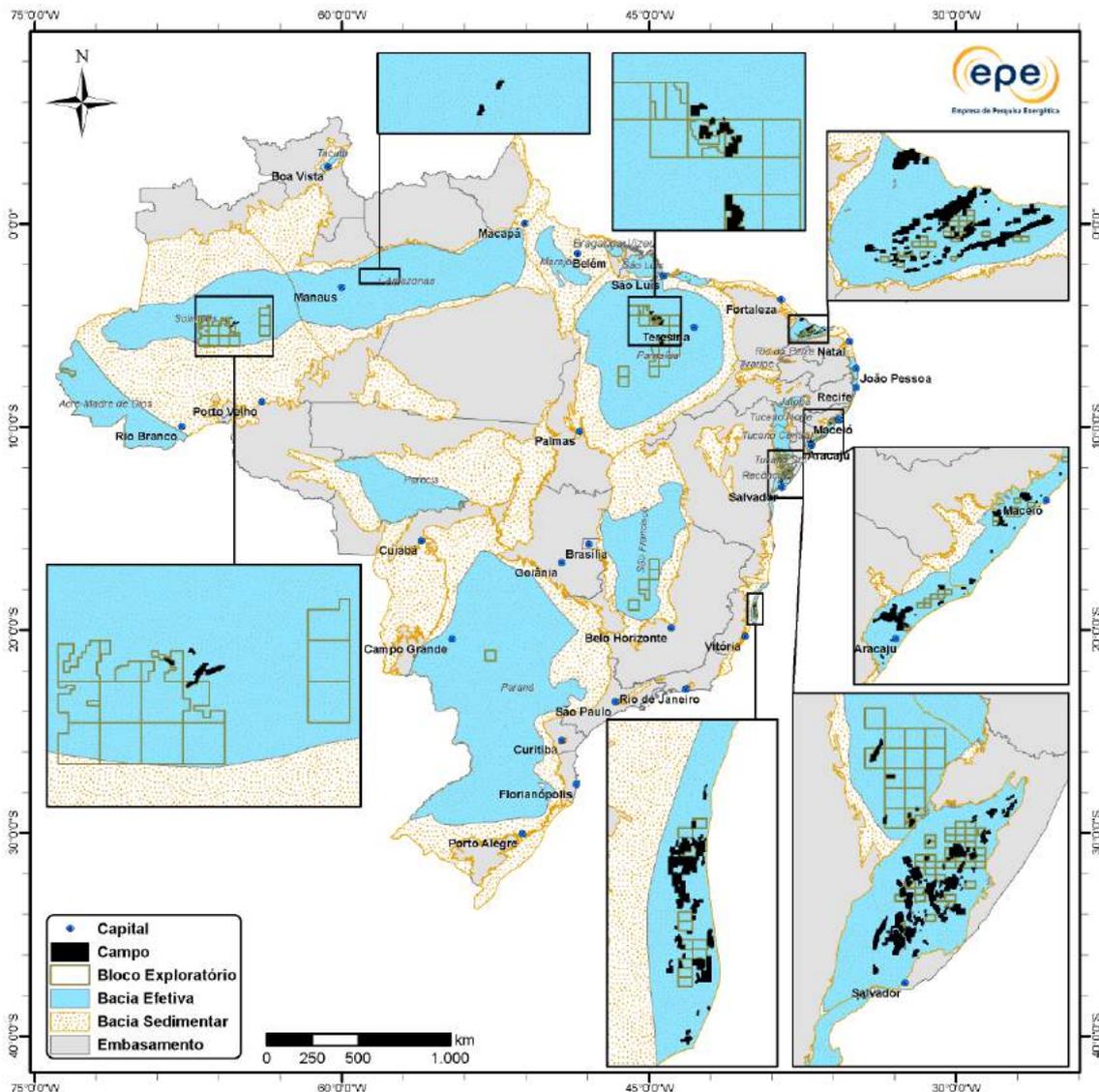


Figura 3: Mapa das áreas efetivas das bacias sedimentares *onshore*, com indicação das áreas exploratórias e campos sob contrato em junho de 2020.

Fonte: Elaboração Própria.

3. RESUMO BIBLIOGRÁFICO DE EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DAS BACIAS ONSHORE

Nos itens a seguir descreve-se, de forma resumida, as principais características geográficas e geológicas das bacias sedimentares brasileiras situadas no ambiente terrestre. Além da identificação dos sistemas deposicionais, são apresentados os sistemas petrolíferos reconhecidos ou especulados, juntamente com a descrição dos fatores considerados essenciais para a ocorrência de acumulações de hidrocarbonetos. Por fim, é realizado um breve panorama sobre o histórico exploratório e produtivo das bacias.

3.1. Bacia do Acre-Madre de Dios

A Bacia do Acre-Madre de Dios, localizada na região amazônica, possui uma área sedimentar total de 155.085 km² (EPE, 2019). Considerada tipo *foredeep* (antepaís), possui uma espessura sedimentar que pode ultrapassar 4.700 m e pode chegar a 6.000 m (e.g. DA SILVA et al., 2003; FEIJÓ; SOUZA, 1994; MILANI; THOMAZ FILHO, 2000; VASCONCELLOS et al., 2016), englobando quatro superseqüências de segunda ordem (3 e 50 M.a.): carbonífero-permiana, jurássica, cretácea e terciária (Figura 4 e Figura 5).

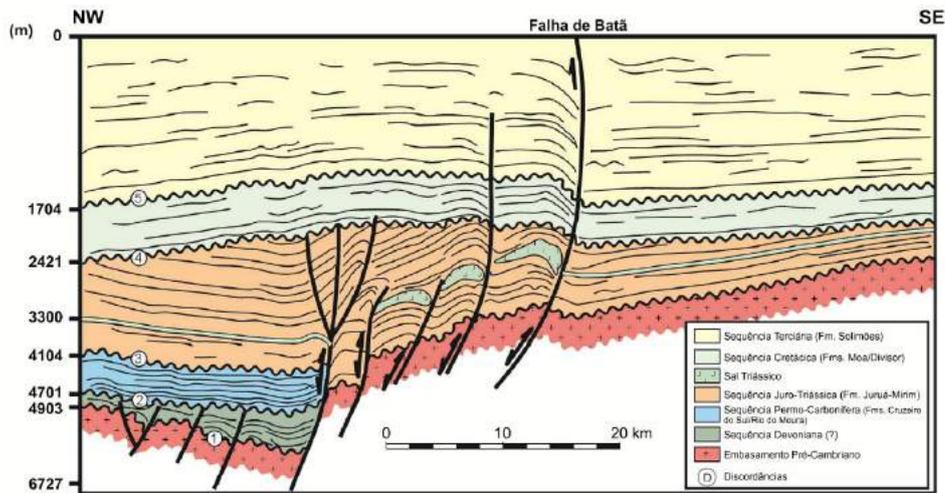


Figura 4: Seção geológica da Bacia do Acre-Madre de Dios.
Fonte: ANP (2013).

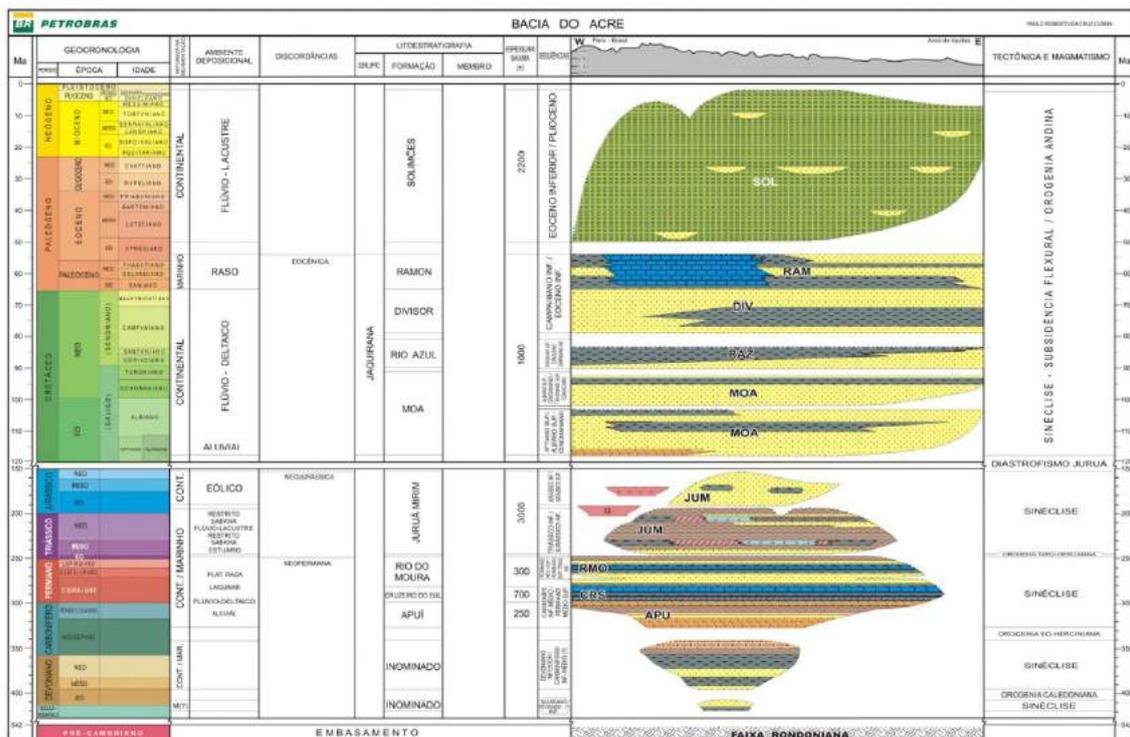


Figura 5: Carta Estratigráfica da Bacia do Acre-Madre de Dios.
Fonte: Petrobras (2007).

Sistemas Petrolíferos

Segundo EPE (2019), o sistema petrolífero principal, especulativo, da Bacia do Acre-Madre de Dios é Cruzeiro do Sul-Juruá Mirim (?). Considera-se a possibilidade do sistema Rio do Moura–Moa (?). Apesar dos sistemas petrolíferos ainda não confirmados, os indícios de hidrocarbonetos encontrados em 3 poços na bacia, indicam a existência de um sistema petrolífero ativo (CABRAL et al., 2018).

Carga (Geração e Migração)

A geração na bacia é relacionada aos folhelhos/calculutitos da Formação Rio do Moura (NeoPermiano), folhelhos da Formação Juruá Mirim (Jurássico) ou folhelhos da Formação Moa (Cenomaniano-Turoniano) que são correlatas, respectivamente, às Formações geradoras nas bacias do Marañon e Ucayali no Peru, denominadas de Ene, Pucara e Oriente (ANP, 2013; EPE, 2019; VASCONCELLOS et al., 2016). No poço 1 RM 0001 AC foram encontrados níveis com Conteúdo Orgânico Total (COT) de até 6% (ANP, 2013).

Estudo de geoquímica de superfície da HRT identificou “microexsudações” sobre os grandes altos magnéticos e seus flancos e ao longo dos traços das falhas regionais, evidenciando grande movimentação de fluídos potencial para a acumulação de hidrocarbonetos gasosos (HRT, 2009). A migração de hidrocarbonetos ocorre a partir de grandes profundidades e a larga distância, provenientes dos depocentros localizados a Oeste da Falha de Batã até a plataforma de Cruzeiro do Sul (ANP, 2013; EPE, 2019). A evolução térmica dos gases (razões composicionais e isótopos), permite inferir a possibilidade de geração a partir de rochas geradoras de idade Devoniana, como encontrada nas Bacias de Solimões, no Brasil e Ucayali no Peru (HRT, 2009). Entretanto, esses folhelhos devonianos ainda não foram perfurados em poços. Os dados geoquímicos somados aos novos levantamentos aerogeofísicos, indicam presença de grandes depocentros na bacia e são capazes de elevar seu potencial exploratório (CABRAL et al., 2018; HRT, 2009; VASCONCELLOS et al., 2016;).

Cabral et al. (2018) analisou os poços 1-RM-0001-AC e 1-SD-0001-AC obtendo para as rochas da Formação Cruzeiro do Sul COT de até 6,45% nas camadas mais ricas. Correlacionando esses valores com outros parâmetros geoquímicos, tais como os valores de S2 (máximo de 10,83 mg HC/g rocha), S1 (máximo de 1,56 mg HC/g rocha) e Tmax (entre 407º e 531ºC), o referido trabalho concluiu que a Formação tem um potencial gerador classificado entre bom a muito bom. Os valores de Índice de Hidrogênio (IH) indicam um maior potencial para a geração de gás (média de 117 mg HC/g COT), e há a predominância de matéria orgânica Tipo III, principalmente no poço 1-SD-0001-AC.

Reservatórios

São indicados como reservatórios os arenitos fluvio-deltaicos da Formação Moa (Aptiano-Turoniano), arenitos do Juro-Triássico da Formação Juruá-Mirim, além dos arenitos e carbonatos do Permo-carbonífero da Formação Cruzeiro do Sul (ANP, 2013; EPE, 2019).

Rochas Selantes e Trapas

As rochas selantes seriam representadas pelos folhelhos da Formação Rio do Moura e evaporitos da fase *sabkah* (restrito e eólico) da Formação Juruá Mirim (ANP, 2013; EPE, 2019). Também são indicados os folhelhos (intraformacionais), margas e calcilutitos da Formação Cruzeiro do Sul (EPE, 2019; VASCONCELLOS et al., 2016). As trapas na bacia estão relacionadas as estruturas compressoriais provenientes das orogenias andinas, sendo estas de grande porte, especialmente as estruturas compressoriais associadas às falhas de Batã e Oeste de Batã (VASCONCELLOS et al., 2016).

Play Exploratórios

Três *plays* exploratórios são indicados para a Bacia do Acre-Madre de Dios segundo o estudo “Zoneamento Nacional de Recursos de Óleo e Gás - Ciclo 2017-2019” (EPE, 2019):

- i) arenitos flúvio-deltaicos do Cretáceo Inferior - Formação Moa (*play* Moa);
- ii) arenitos eólicos do Jurássico-Triássico - Formação Juruá Mirim (*play* Juruá Mirim);
- iii) carbonatos plataformais do Permiano - Formação Cruzeiro do Sul (*play* Cruzeiro do Sul).

Como observado na Figura 6, a bacia apresenta chances de moderadas a baixas para descoberta de hidrocarbonetos, estando as maiores chances à noroeste, onde ocorre o Baixo de Batã. Justamente nesta região, existem *plays* análogos nas bacias limítrofes de Marañón e Ucayali, no Peru, onde ocorrem concessões, incluindo alguns campos de óleo e gás (ANP, 2013). Nessas bacias, as descobertas são em reservatórios do Paleozoico e do Cretáceo.

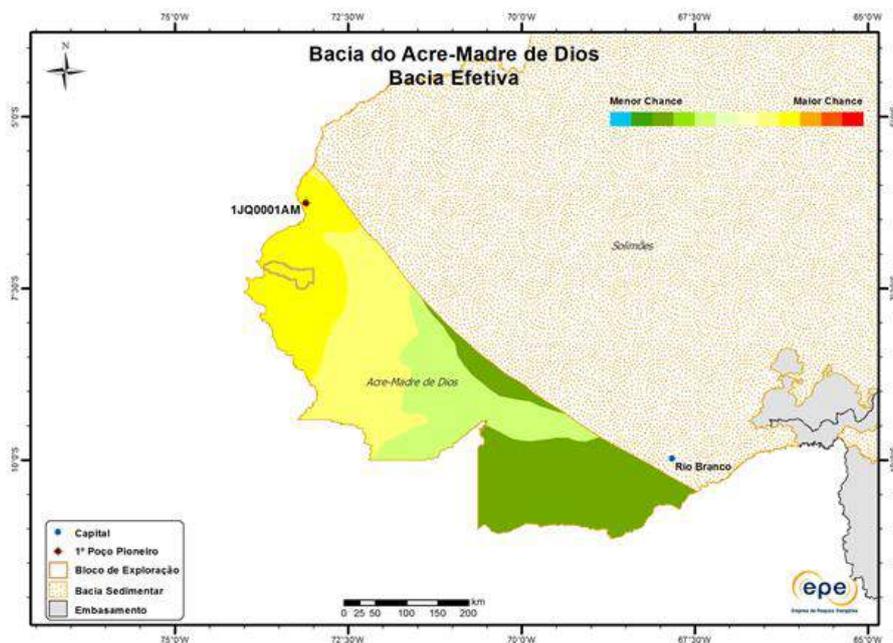


Figura 6: Chances de descoberta de hidrocarbonetos na Bacia do Acre-Madre de Dios. Fonte: EPE (2019).

Exploração e Produção: histórico e perspectivas de desenvolvimento

Ainda não foram feitas descobertas comerciais de petróleo e gás natural na bacia, mas os esforços exploratórios resultaram na perfuração de 11 poços, sendo que 3 apresentaram indícios de hidrocarbonetos (CABRAL et al., 2018; VASCONCELLOS et al., 2016). Atualmente, a bacia possui apenas um bloco exploratório em concessão (Figura 7) e não há previsão de novas ofertas nas rodadas de licitação previstas até 2021 (EPE, 2019).

Conforme o trabalho de Vasconcellos et al. (2016), realizado através do Plano Plurianual de Estudos de Geologia e Geofísica da ANP (PPA), foram investidos cerca de R\$ 77 milhões nos últimos 10 anos na Bacia do Acre Madre de Dios, para a execução de levantamentos aerogeofísico, geoquímico de superfície, aquisição sísmica bidimensional e processamento de linhas sísmicas antigas (pré-1998).

Os dados de aerolevantamentos gravimétricos e magnetométricos permitiu investigar os sedimentos e as estruturas profundas relacionadas ao embasamento da bacia. O levantamento geoquímico identificou microexsudações de origem termogênica, apontando para a ocorrência de sistema petrolífero ativo, com propensão para geração de gás natural. A aquisição sísmica permitiu identificar as principais sequências sedimentares e importantes feições estruturais em grande extensão na bacia, e áreas nunca antes imageadas (VASCONCELLOS et al., 2016).

Esse levantamento confirmou que o maior potencial exploratório se concentra em sua porção oeste, que apresenta uma dobra anticlinal relacionada à frente de empurrões gerada por esforços compressoriais resultantes do choque entre as Placas Sul-Americana e Nazca. A região mais profunda da Bacia localiza-se entre as falhas de Batã e Oeste de Batã. Apesar da localização remota representar desafios para a exploração na bacia, a configuração estrutural, bem como a analogia com as bacias produtoras de hidrocarbonetos peruanas e bolivianas, apontam para um bom potencial desta área, (VASCONCELLOS et al., 2016).

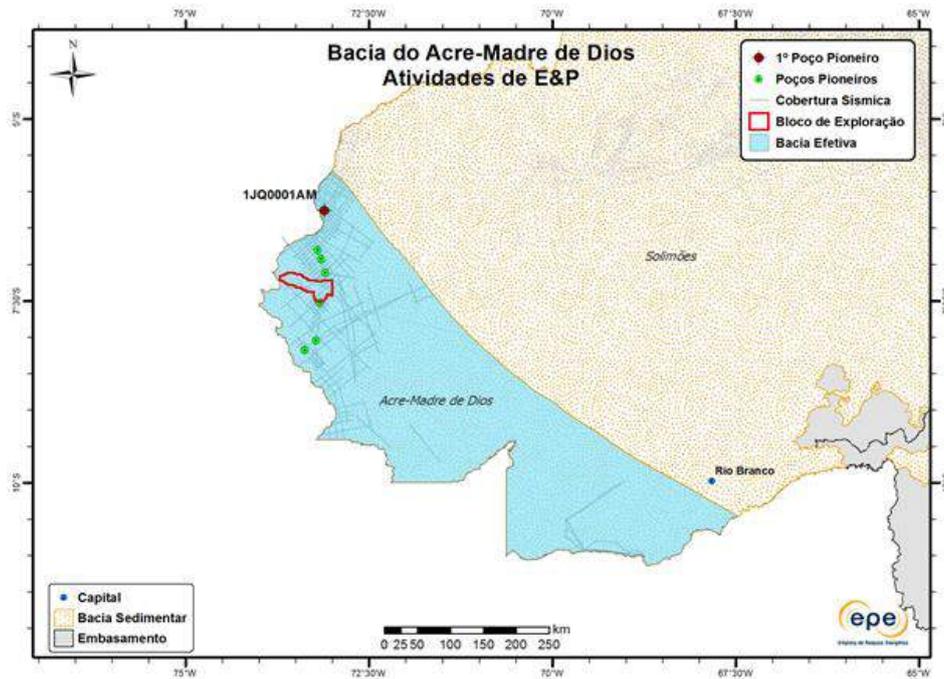


Figura 7: Atividades de E&P na Bacia do Acre-Madre de Dios.
 Fonte: EPE (2019).

3.2. Bacia do Amazonas

A Bacia do Amazonas está localizada na região norte do Brasil e possui uma área sedimentar de 624.334 km². Classificada como uma bacia paleozoica do tipo intracratônica, e em termos de maturidade exploratória inserida no grupo de Nova Fronteira Exploratória, possui um arcabouço estratigráfico que engloba duas megassequências deposicionais de primeira ordem totalizando mais de 5.000 m de espessura (Figura 8 e Figura 9).

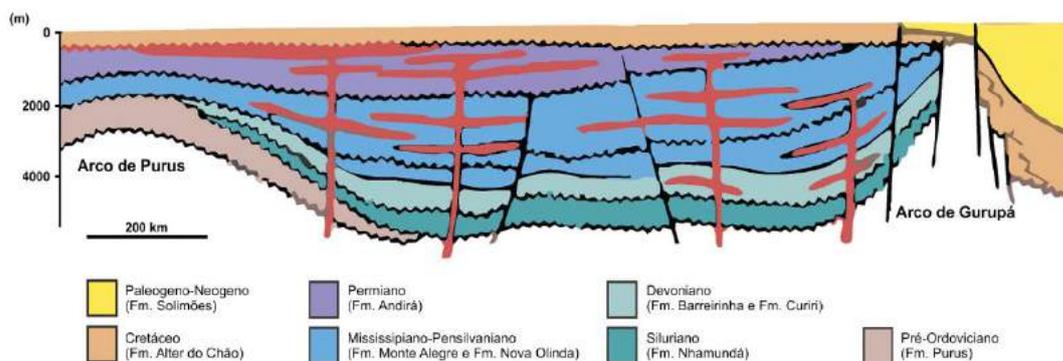


Figura 8: Seção geológica da Bacia do Amazonas.
 Fonte: Cunha et al. (1994).

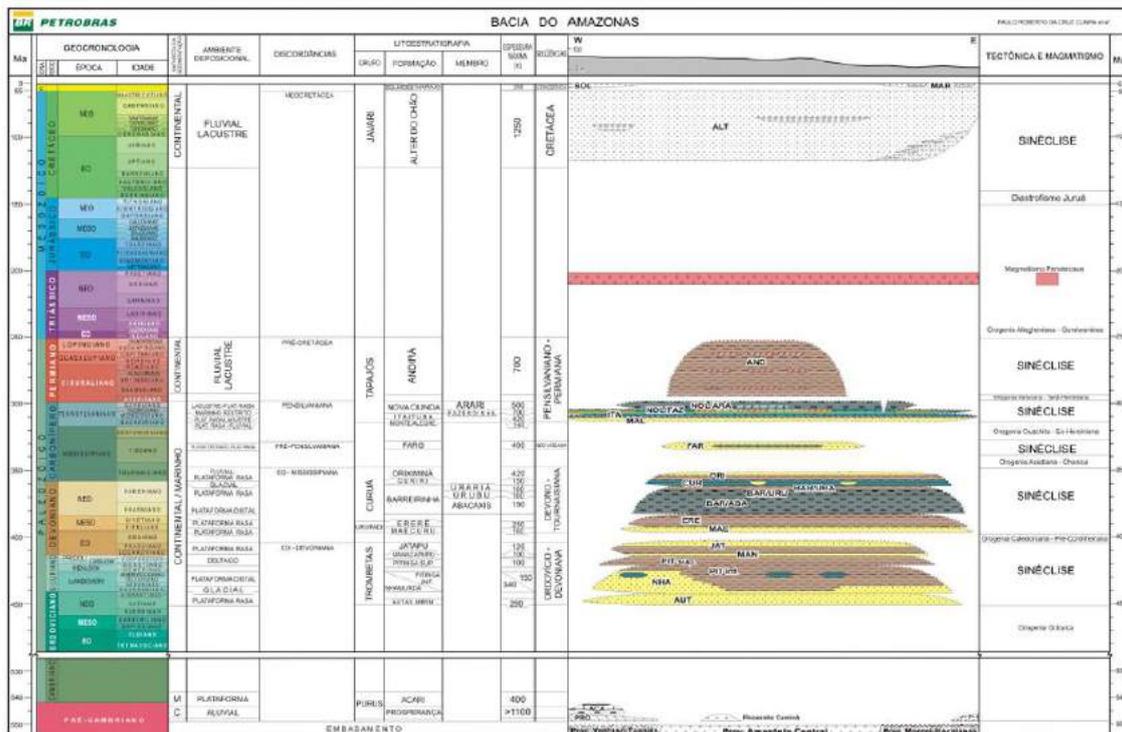


Figura 9: Carta Estratigráfica da Bacia do Amazonas.
 Fonte: Petrobras (2007).

Sistemas Petrolíferos

A Bacia do Amazonas possui sistema petrolífero principal Barreirinha-Nova Olinda (!). São considerados secundariamente os sistemas Barrerinha-Monte Alegre(!), Pitinga-Monte Alegre (?), Barrerinha-Curiri(!), Pitinga-Trombetas(?) e Barrerinha-Purus(?) (ANP, 2015; EPE, 2019; PETRONILHO, 2014).

Carga (Geração e Migração)

A geração na bacia ocorre principalmente nos folhelhos marinhos cinza-escuros a pretos da Formação Barrerinha (NeoDevoniano). O intervalo Barreirinha Superior, composto de folhelhos cinza escuros, possui espessuras variando de 30 m nas margens da bacia até 150 m em seu depocentro, com COT entre 1 e 2%, com predominância de querogênio do tipo III. O intervalo Barreirinha Inferior consiste de folhelhos negros com altos valores de raios gama e resistividade. Possui espessuras que variam de 30 a 40 m na margem da bacia e de 150 a 160 m no depocentro, com COT variando de 3 a 8%, com predominância de Kerogênio do tipo II, e indicações de deposição em ambiente anóxico profundo. Secundariamente, os folhelhos silurianos da Formação Pitinga são apontados como possíveis rochas geradoras. A migração ocorre por falhas normais ou contato direto geradora-reservatório (EPE, 2019).

Reservatórios

Os reservatórios podem ser constituídos por arenitos aluviais e fluviais da Formação Prosperança (Grupo Purus - Proterozóico); quartzo-arenitos glacio-marinhos da Formação Nhamundá; arenitos marinho-rasos, em parte glacio-marinhos da

Formação Curiri (NeoDevoniano); arenitos fluvio-eólicos da Formação Monte Alegre (Carbonífero) e arenitos de ambiente praias associado com arenitos flúvio-deltaicos-estuarinos da seção basal da Formação Nova Olinda, do Pensilvaniano (CUNHA; MELO; SILVA, 2007; EPE, 2019).

Rochas Selantes e Trapas

Os selos são os folhelhos marinhos cinza-escuros a pretos da Formação Barrerinha (NeoDevoniano), folhelhos marinhos silurianos da Formação Pitinga, folhelhos e carbonatos da Formação Itaituba (Formação sotoposta à Formação Monte Alegre e evaporitos Formação Nova Olinda. As trapas são dos tipos estrutural (altos do embasamento), estratigráfica (corpos arenosos de geometria lenticular) e mista.

Plays Exploratórios

EPE (2019) indica a existência de cinco *plays* exploratórios na Bacia do Amazonas:

- i) arenitos aluvio-fluviais do Neoproterozoico - Formação Prosperança (*play* Purus);
- ii) quartzo-arenitos glácio-marinhos do Siluriano (Llandoveryano) - Formação Nhamundá (*play* Trombetas);
- iii) arenitos marinho rasos e glácio-marinhos do NeoDevoniano – Formação Curiri (*play* Curiri);
- iv) arenitos eólicos-fluviais do Carbonífero (Pensilvaniano) - Formação Monte Alegre (*play* Monte Alegre);
- v) arenitos flúvio-deltaicos-estuarinos do Carbonífero (Pensilvaniano) - Formação Nova Olinda (*play* Nova Olinda).

A Figura 10 indica a expectativa de maior chance de descoberta hidrocarbonetos na região central da bacia (EPE, 2019). A leste haveria propensão para gás natural, enquanto que a oeste, em direção ao Arco de Purus, a expectativa seria de petróleo e gás.

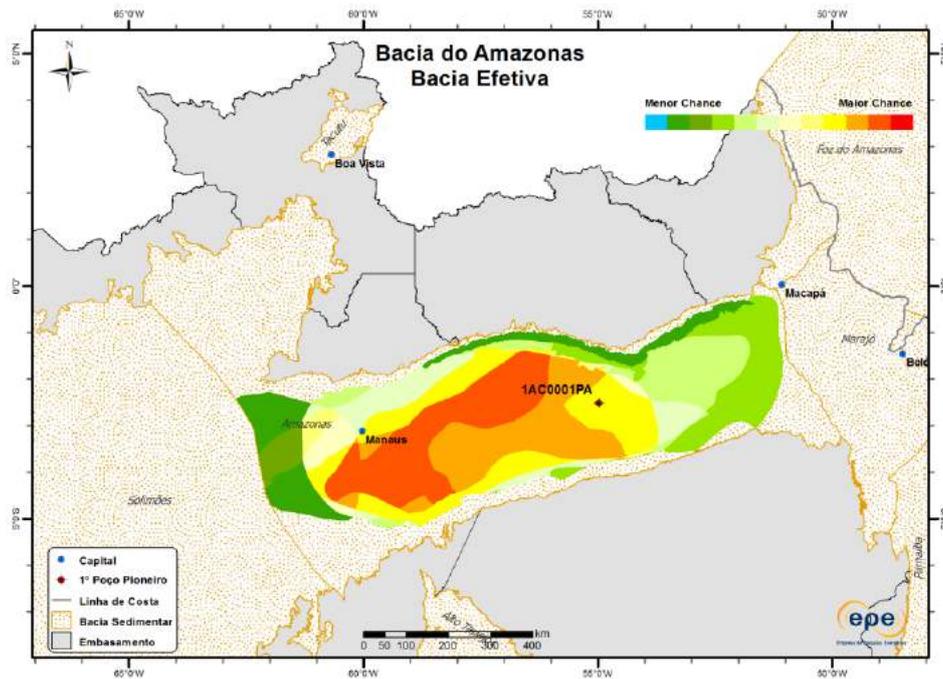


Figura 10: Chances de descoberta de hidrocarbonetos na Bacia do Amazonas.

Fonte: EPE (2019).

Quanto aos possíveis recursos não convencionais na bacia, EPE (2019) indica a possibilidade de ocorrência de gás de folhelho (*shale gas*), nos folhelhos neodevonianos da Formação Barreirinha (Figura 11). Conforme a avaliação publicada pela agência norte americana U.S. *Energy Information Administration* (EIA), estima-se que cerca de 2.832 bilhões de m³ (100 Tcf) desse gás não convencional sejam tecnicamente recuperáveis, considerando-se riscos exploratórios (EIA, 2013, 2015). O EIA (2013, 2015) considerou ainda a existência de cerca de 800 milhões de barris tecnicamente recuperáveis de óleo de folhelho (*shale oil*) na Formação Barreirinha da Bacia do Amazonas.

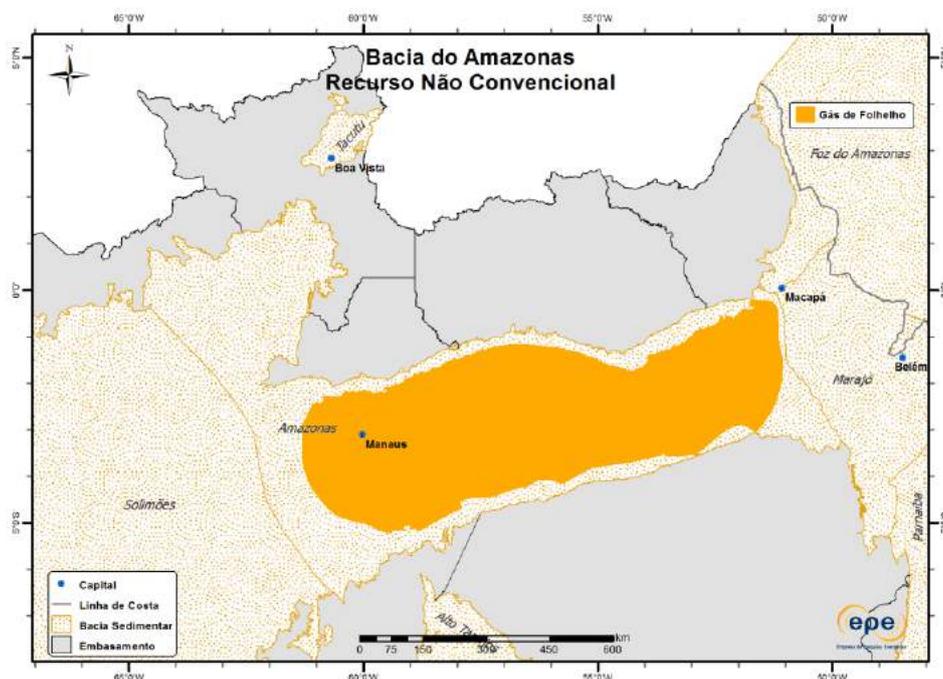


Figura 11: Play de gás de folhelho na Bacia do Amazonas. Fonte: EPE (2019).

Exploração e Produção: histórico e perspectivas de desenvolvimento

A Figura 12 apresenta a localização das principais atividades de E&P na bacia. Atualmente, não há blocos exploratórios em concessão na bacia, tampouco são previstas novas ofertas nas rodadas de licitação previstas para o biênio 2020-2021 (BRASIL, 2018a, 2018b).

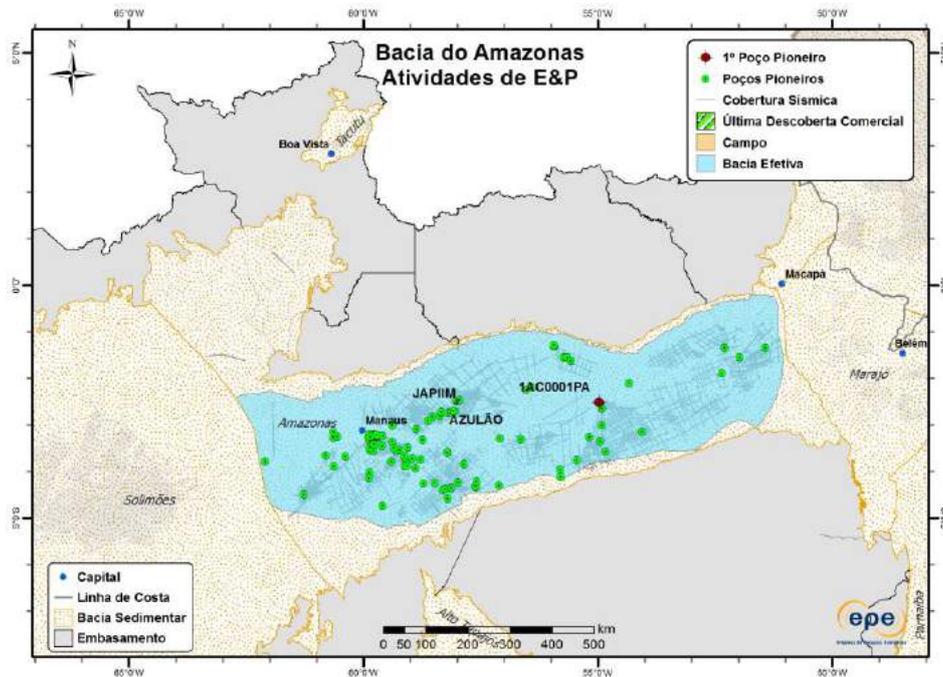


Figura 12: Atividades de E&P na Bacia do Amazonas.

Fonte: EPE (2019).

3.3. Bacia de Bragança-Vizeu

Com uma área sedimentar de 8.028 km² (EPE, 2019), a Bacia de Bragança-Vizeu localiza-se no nordeste do Estado do Pará (SOARES JÚNIOR, 2002). Segundo Zalán (2007), tanto a Bacia de Bragança-Vizeu quanto a Bacia de São Luís são bacias transtensionais (*pull-apart basins*) predominantemente albianas sem uma fase de subsidência termal, o que leva a ausência de sedimentação pós-rifte (Figura 13 e Figura 14).

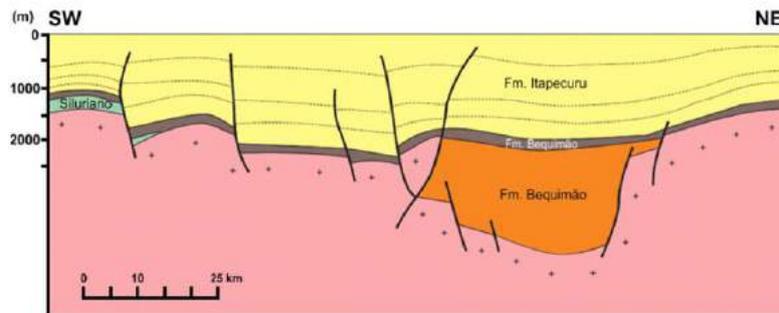


Figura 13: Seção geológica da Bacia de Bragança-Vizeu.

Fonte: Aranha et al. (1990).

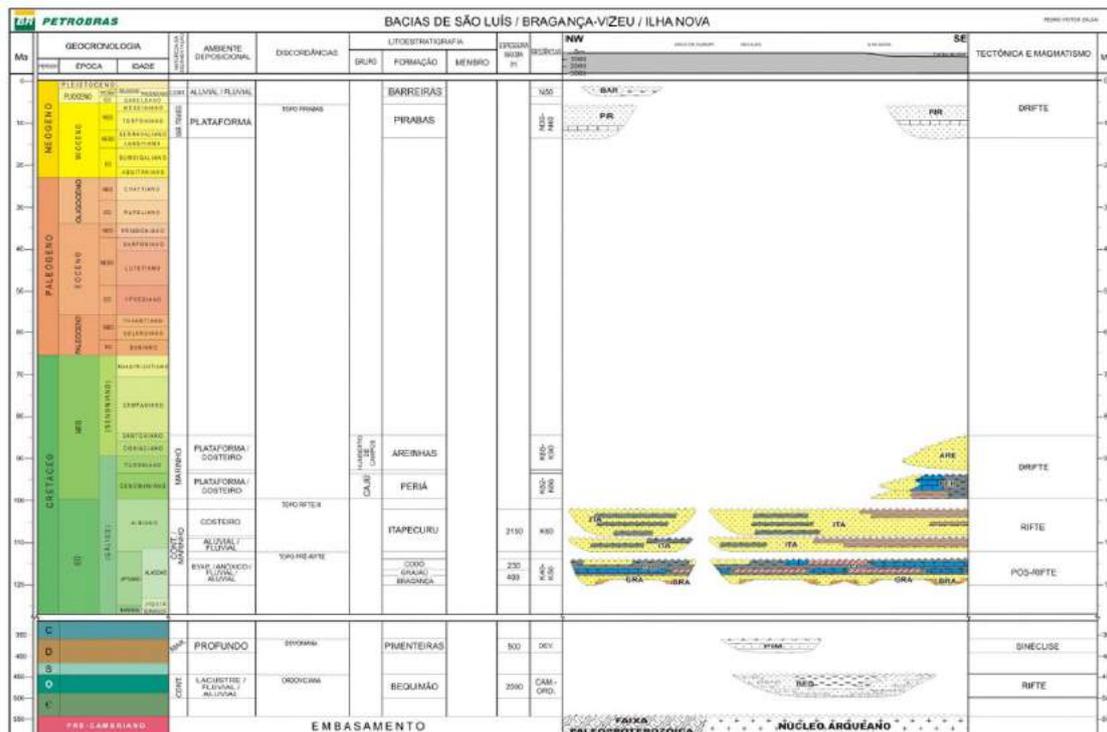


Figura 14: Carta Estratigráfica da Bacia de Bragança-Vizeu.
 Fonte: Petrobras (2007).

Sistemas Petrolíferos

A Bacia de Bragança-Vizeu, é uma bacia de Nova Fronteira, e possui apenas um sistema petrolífero especulativo, indicado em EPE (2019): Codó-Itapecuru (?).

Carga (Geração e Migração)

A possível geração na bacia é atribuída aos folhelhos betuminosos da Formação Codó (Aptiano) (EPE, 2019). A incerteza no fator carga é função de da bacia ser constituída predominantemente por depósitos arenosos, e, ainda não terem sido descobertas suas rochas geradoras (EPE, 2019; HRT, 2008)

Reservatórios

Como reservatórios, os arenitos fluviais intercalados com arenitos de ambiente marinho raso dominado por ondas da Formação Itapecuru (Albiano) (EPE, 2019).

Rochas Selantes e Trapas

As trapas na bacia são estruturais em blocos basculados ou *roll-overs*, associadas ao rifte, e como rochas selantes os folhelhos sin e pós-rifte da Formação Itapecuru (EPE, 2019).

Play Exploratórios

Apenas um *play* exploratório é indicado para a Bacia de Bragança-Vizeu, com possíveis reservatórios em arenitos flúvio-costeiros Albiano da Formação Itapecuru (*play* Itapecuru). Este *play* não possui descobertas até o presente, e a bacia como um todo apresenta chances muito baixas de descobertas de hidrocarboneto (Figura 15). Tal

fato corre devido à avaliação de risco feita para o elemento carga com base na incerteza histórica associada à existência de rochas geradoras na bacia (EPE, 2019).

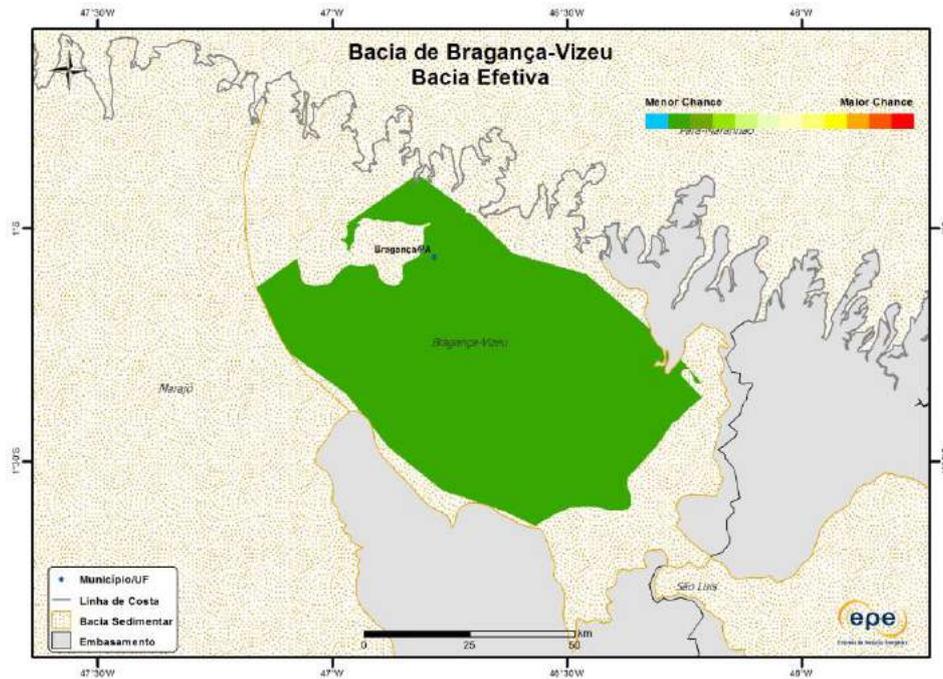


Figura 15: Chances de descoberta de hidrocarbonetos na Bacia de Bragança-Vizeu.
Fonte: EPE (2019).

Exploração e Produção: histórico e perspectivas de desenvolvimento

Poucas atividades exploratórias são registradas na bacia, não existindo blocos exploratórios sob concessão (Figura 16). A Bacia de Bragança-Vizeu possui dois poços - perfurados ainda na década de 60. Assim o conhecimento geológico é escasso, sendo resumido em alguns trabalhos regionais entre os anos 90 e 2000, conduzidos, principalmente, através da Petrobras e outros poucos do meio acadêmico (e.g. ARANHA et al., 1990; ARANHA, 1993; AZEVEDO, 1991; FEIJÓ, 1994; SOARES JÚNIOR, 2002; SOARES JUNIOR; COSTA; HASUI, 2008; ZALÁN, 2007).

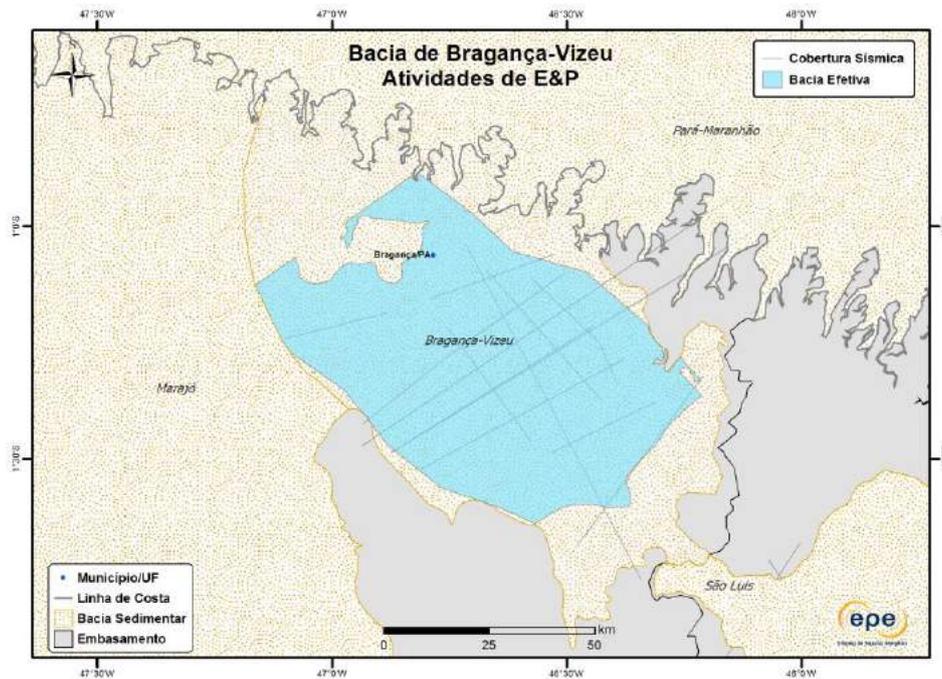


Figura 16: Atividades de E&P na Bacia de Bragança-Vizeu.
Fonte: EPE (2019).

3.4. Bacia do Espírito Santo-Mucuri

A Bacia do Espírito Santo-Mucuri é uma bacia sedimentar localizada na região sudeste com ocorrência tanto no ambiente terrestre quanto marítimo. Sua porção *onshore* está localizada numa estreita faixa costeira desde o centro-norte do Estado do Espírito Santo até o extremo sul do Estado da Bahia, ocupando uma área sedimentar de 17.494 km² (EPE, 2019).

A evolução tectonoestratigráfica da Bacia do Espírito Santo é típica das bacias da margem leste brasileira e pode ser subdividida em três fases principais: Rife (Neocomiano ao Eoaptiano), Pós-Rift (Aptiano) e Drifte (Albiano ao Recente) (Figura 17 e Figura 18).

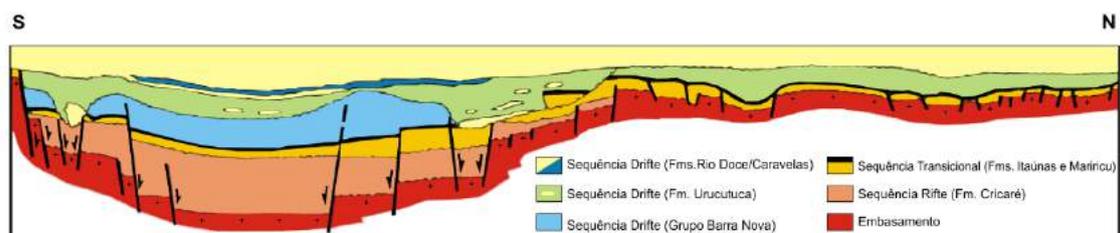


Figura 17: Seção geológica da Bacia do Espírito Santo-Mucuri (porção terrestre).
Fonte: ANP (2002).

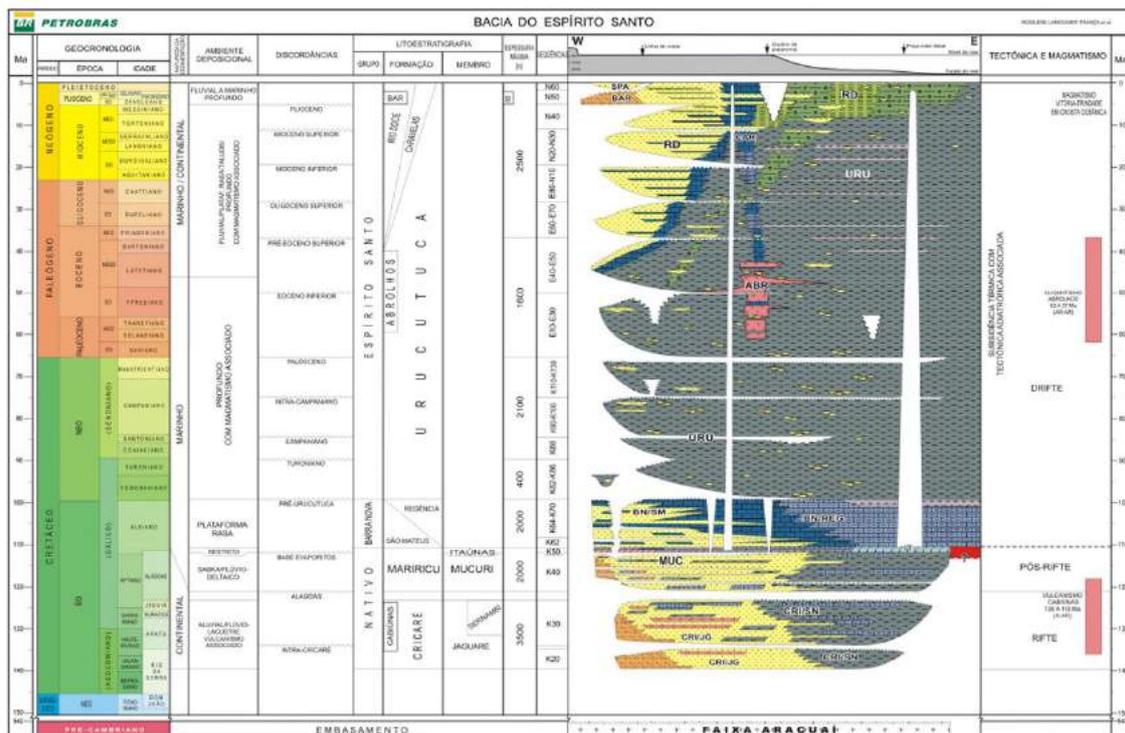


Figura 18: Carta Estratigráfica da Bacia do Espírito Santo-Mucuri.
 Fonte: Petrobras (2007).

Sistemas Petrolíferos

A porção *onshore* da Bacia do Espírito Santo-Mucuri, em virtude da presença de campos petrolíferos de grande importância, é classificada como madura (EPE, 2019). Conforme EPE (2019), o sistema petrolífero principal na área terrestre, é Cricaré-Mariricu (!), sendo indicados, secundariamente os sistemas Regência-Regência(!) e Urucutuca-Urucutuca(!), sendo que nos dois últimos a geração é marinha com migração para terra (ANP, 2017).

Carga (Geração e Migração)

Em terra e na plataforma rasa, está documentada a presença de folhelhos lacustres ricos em matéria orgânica das Formações Cricaré (Membro Sernambi) e Mariricu. A afinidade geoquímica entre os óleos encontrados nas bacias do Espírito Santo e de Mucuri e os encontrados na bacia de Campos faz supor que aqueles folhelhos, coevos à formação Lagoa Feia, se estendem em direção ao mar, provavelmente com maiores espessuras e riqueza orgânica.

Tanto a Formação Regência quanto a Formação Urucutuca geram a partir de folhelhos e margas marinhos do Albo-Turoniano. O modelo de migração conhecido na bacia é *updip*, de mar para terra, porém as rotas e elementos de migração ainda não são completamente conhecidos (ANP, 2017).

Reservatórios

Existem diversos reservatórios na porção terrestre, alguns já com acumulações de hidrocarbonetos em produção e outros em avaliação. Os principais reservatórios são em arenitos aluvionares do Membro Mucuri da Formação Mariricu, podendo encontrar-se intercalados com pacotes finos de overbank; em carbonatos da Formação Regência, que podem resultar em bons reservatórios devido à porosidade deposicional (quando preservada); nos arenitos turbidíticos, de idade Cretáceo Superior (Cenomaniano) e de idade Eoceno Médio ao Neógeno, pertencentes à Formação Urucutuca; nos arenitos Albianos da Formação São Mateus; carbonatos de plataforma da Formação Caravelas e, secundariamente os arenitos proximais da Formação Rio Doce, do Eoceno Médio ao Neógeno; e os arenitos da formação Cricaré, ainda sem descobertas, porém com potencial para acumulação de hidrocarbonetos.

Rochas Selantes e Trapas

A trapa pode ser do tipo estrutural, estratigráfica ou mista, dependendo da acumulação de hidrocarbonetos da bacia.

Play Exploratórios

Em EPE (2019) foram propostos 8 *plays* exploratórios na Bacia do Espírito Santo-Mucuri, sendo que 6 possuem ocorrência na parte emersa e, dentre estes, 5 possuem descobertas. Na porção *onshore* são estimados os referidos *plays* associados aos reservatórios abaixo:

- (i) carbonatos de plataforma da Fm. Caravelas e, secundariamente os arenitos proximais da Fm. Rio Doce, do Eoceno Médio ao Neógeno;
- (ii) arenitos turbidíticos, do Eoceno Médio ao Neógeno, pertencentes à Fm. Urucutuca, associados ou não a falhas que podem servir de condutos para os hidrocarbonetos. Esses depósitos se desenvolvem nos grandes baixos estruturais, principalmente, em direção à região offshore (*play* Urucutuca Paleógeno-Neógeno);
- (iii) arenitos turbidíticos, de idade Cretáceo Superior (Cenomaniano), pertencentes à Fm. Urucutuca (*play* Urucutuca Cretáceo Superior);
- (iv) arenitos da Formação São Mateus estruturados pelo paleorelevo definido pela discordância Pré-Urucutuca. Esses arenitos foram depositados por processos aluvionares, fluviais, ou ainda em leques, formam reservatórios de qualidade mediana a boa, e de continuidade lateral favorável, na porção proximal da bacia (*play* Barra Nova Paleogeomórfico);
- (v) arenitos aluvionares do Mb. Mucuri da Fm. Mariricu, podendo encontrar-se intercalados com pacotes finos de overbank, dependendo da relação canal/overbank vigente na configuração aluvionar (*play* Mucuri);

(vi) arenitos, principalmente, mas também, eventualmente, calcários coquinóides da Formação Cricaré, variando do Neocomiano ao Eoaptiano. O único *play* sem descobertas (*play* Cricaré).

Em termos de chances de descoberta de hidrocarbonetos, EPE (2019) aponta que a bacia possui elevadas chances ao longo de toda a sua extensão *onshore* (Figura 19).

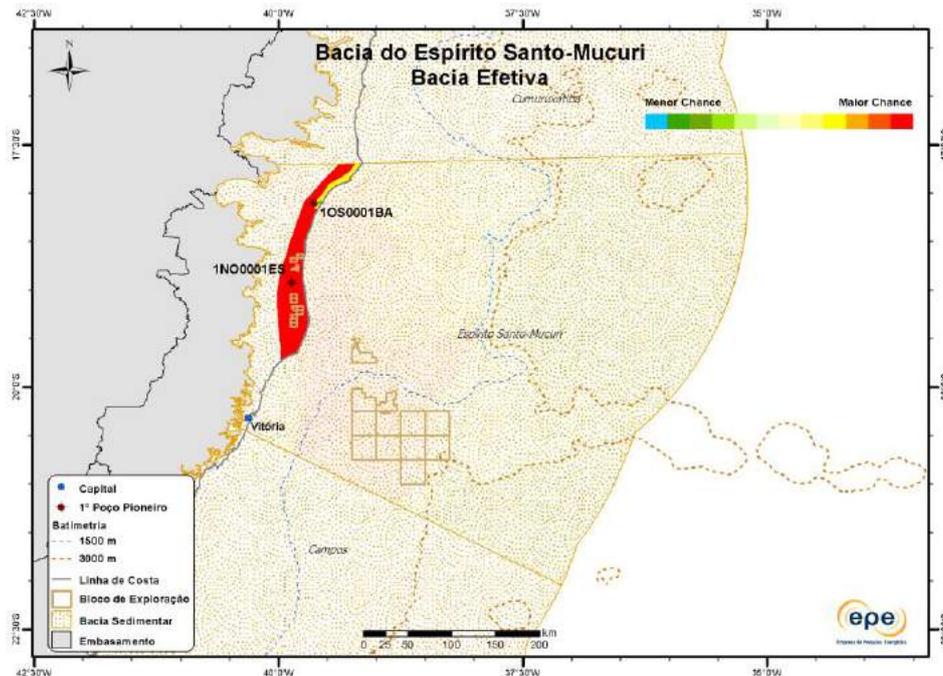


Figura 19: Chances de descoberta de hidrocarbonetos na porção terrestre da Bacia do Espírito Santo-Mucuri.

Fonte: EPE (2019).

Exploração e Produção: histórico e perspectivas de desenvolvimento

A exploração da bacia teve início na década de 50. O início da produção em terra ocorreu na década de 60 e importantes descobertas *onshore* ocorreram na década de 90. Até abril de 2019, existiam 48 campos terrestres em produção que juntos somavam uma área total de 535,6 Km², equivalente a apenas 4% da área total da porção terrestre da bacia. Os campos estão concentrados na região costeira da bacia.

A bacia possui ampla cobertura sísmica e um grande número de poços perfurados em terra, o que torna o ambiente *onshore* mais conhecido geologicamente do que a sua porção marítima (Figura 20).

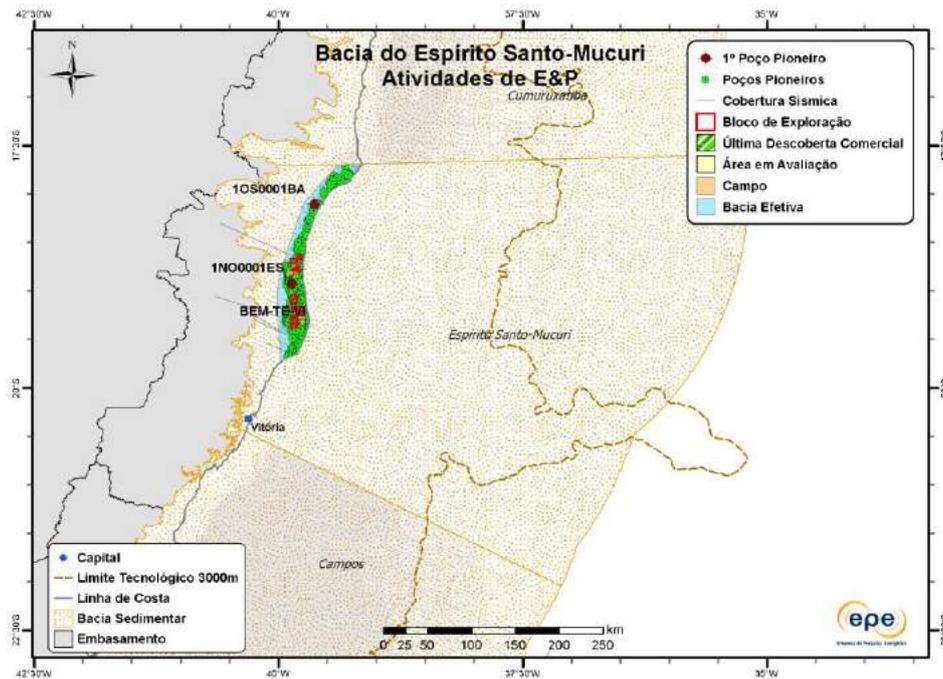


Figura 20: Atividades de E&P na porção terrestre da Bacia do Espírito Santo-Mucuri.
 Fonte: EPE (2019).

3.5. Bacia de Jatobá

Situada na região nordeste do Brasil, entre o extremo nordeste do Estado da Bahia e a porção centro-sul de Pernambuco, a Bacia de Jatobá possui uma área sedimentar de 6.703 km² (EPE, 2019).

Representante da extremidade setentrional do Sistema Rifte Recôncavo-Tucano-Jatobá, a Bacia de Jatobá - em conjunto com as bacias vizinhas, do Recôncavo e Tucano, constituem um ramo do Rifte Sul-Atlântico abortado no Eoaptiano. Quatro sequências deposicionais são reconhecidas, contemplando as fases de sinéclise, pré-rifte, rifte e pós-rifte (Figura 21 e Figura 22).

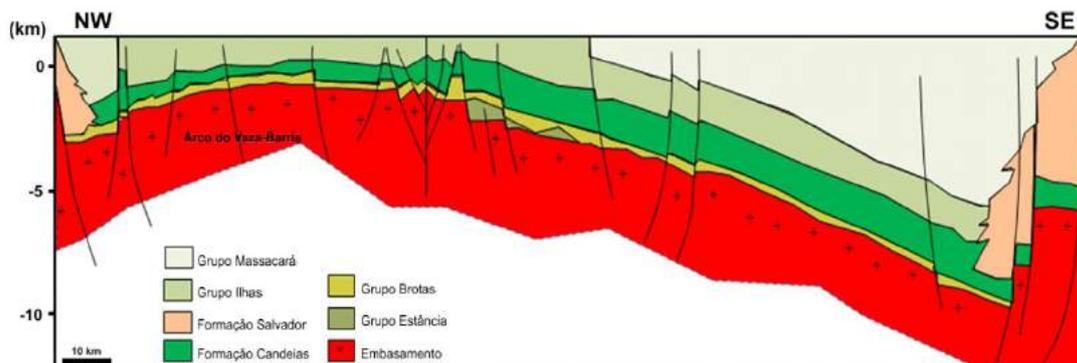


Figura 21: Seção geológica da Bacia de Jatobá.
 Fonte: Adaptado de Raja Gabaglia e Milani (1990).

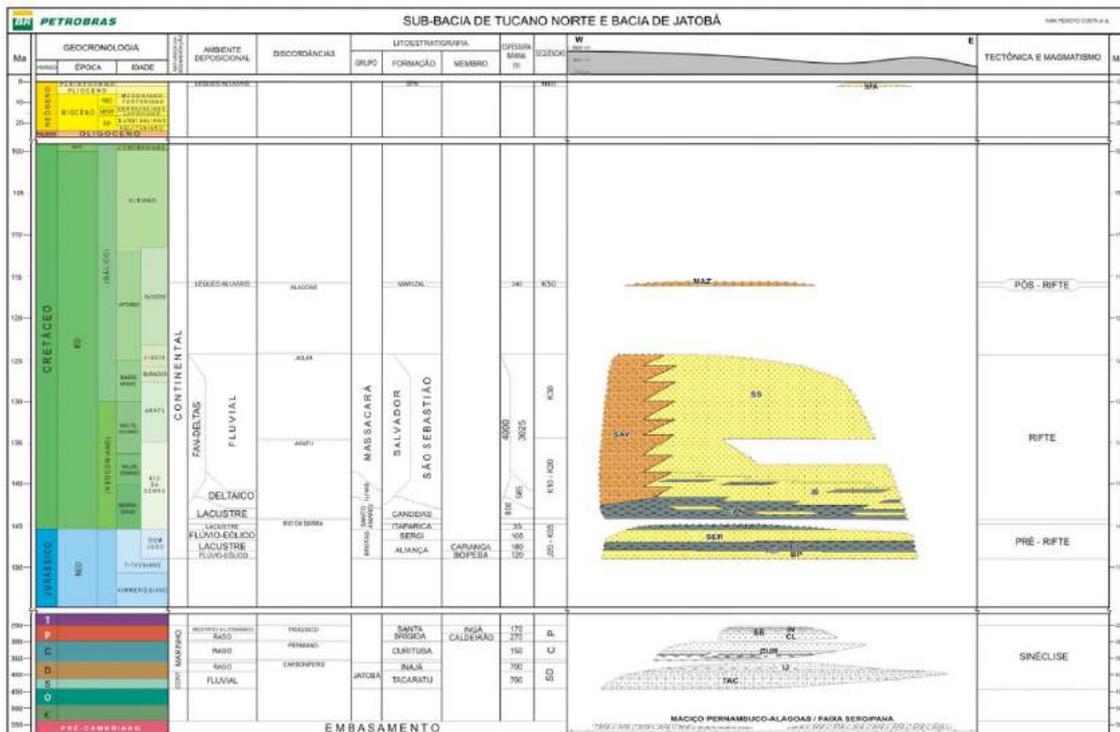


Figura 22: Carta Estratigráfica da Bacia de Jatobá.

Fonte: Adaptado de Petrobras (2007).

Sistemas Petrolíferos

EPE (2019) cita como principal sistema petrolífero para a Bacia de Jatobá, o sistema Santa Brígida-Sergi (.), hipotético, com base nos trabalhos de Conceição et al. (2018) e Oliveira et al. (2017). Esses autores correlacionaram positivamente pelitos do Membro Ingá da Formação Santa Brígida (Permiano), com exsudações de óleo em arenitos fraturados cretácicos. A Bacia de Jatobá é considerada Nova Fronteira Exploratória.

Carga (Geração e Migração)

A geração na bacia é atribuída aos folhelhos da Formação Santa Brígida (Membro Ingá), Permiano, admitindo-se também que os folhelhos lacustres da Fm. Candeias possam ser os geradores nos grandes baixos estruturais. Sobre os grandes baixos estruturais, há superposição entre a área de ocorrência do play e a possível cozinha de geração, o que facilitaria a migração. Na direção da borda flexural (sul) a migração dependeria da proximidade desses baixos e da existência de caminhos favoráveis. Não é descartada a geração na Formação Inajá (Devoniano). Assim, considera-se a migração por contato direto ou a curtas distâncias (EPE, 2019).

Reservatórios

Dentre os reservatórios na bacia estariam os arenitos fluvio-eólicos das Formações Sergi e Aliança do Jurássico Superior. São considerados também arenitos marinhos rasos (Caldeirão) da Formação Santa Brígida (Permiano), conglomerados

fluviais da Formação Tacaratu (Siluriano), arenitos devonianos da Formação Inajá e calcários da Formação Curitiba.

Possíveis reservatórios também seriam encontrados no Cretáceo Inferior, tais como os arenitos turbidíticos (depositados no Andar Rio da Serra) e os conglomerados e arenitos da borda falhada dos Grupos Santo Amaro, Ilhas e Massacará (EPE, 2019).

Rochas Selantes e Trapas

As rochas selantes seriam representadas pelos folhelhos dos Grupos Jatobá, Brotas, Santo Amaro e Ilhas do Siluriano ao Cretáceo Inferior (Berriasiano-Valanginiano). As trapas estratigráficas ou mistas são associadas à gênese dos reservatórios e conectadas diretamente aos folhelhos lacustres geradores (Grupos Santo Amaro e Ilhas, ocorrendo preferencialmente na parte norte do eixo principal da bacia, onde a subsidência foi maior, criando uma paleofisiografia tipo talude. As trapas estruturais são relacionadas falhas normais da tectônica rifte. Dadas às relações espaciais, os blocos altos (relacionados principalmente a falhas antitéticas) ou blocos basculados estariam em condições de trapear hidrocarbonetos (EPE, 2019).

Plays Exploratórios

EPE (2019) indica a dois *plays* exploratórios na Bacia de Jatobá:

- (i) arenitos flúvio-eólicos do Neojurássico - Formação Sergi (*play* Brotas);
- (ii) arenitos turbidíticos do Neocomiano-Gálico - Grupo Ilhas (*play* Cretáceo Inferior).

A Figura 23 apresenta o mapa da bacia efetiva probabilística de Jatobá, indicando baixas chances de descobertas de hidrocarbonetos (EPE, 2019). Apesar das chances reduzidas, a região central apresenta maior chance relativa. Espera-se a ocorrência de petróleo e gás natural na bacia, caso ocorra descoberta de hidrocarboneto, e no caso de petróleo, espera-se a ocorrência de petróleo leve (EPE, 2019).

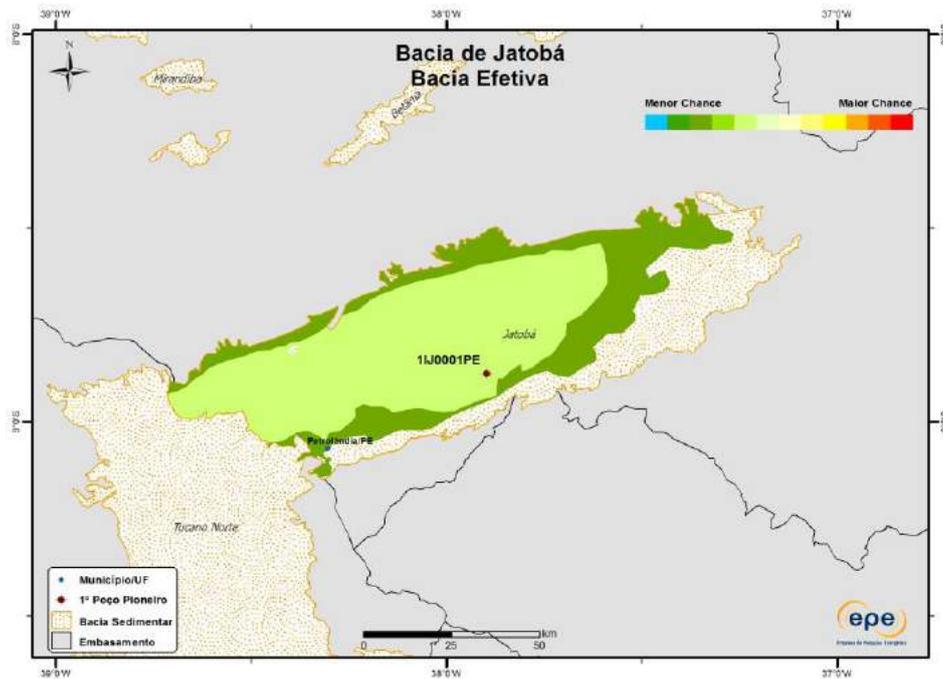


Figura 23: Chances de descoberta de hidrocarbonetos na Bacia de Jatobá.
Fonte: EPE (2019).

Exploração e Produção: histórico e perspectivas de desenvolvimento

Existem apenas dois poços perfurados na bacia (1 pioneiro e 1 estratigráfico), e poucas linhas sísmicas, não existindo blocos sob concessão. Também não há previsão de ofertas de blocos exploratórios nas rodadas de licitações previstas para o biênio 2020-2021 (Figura 24).

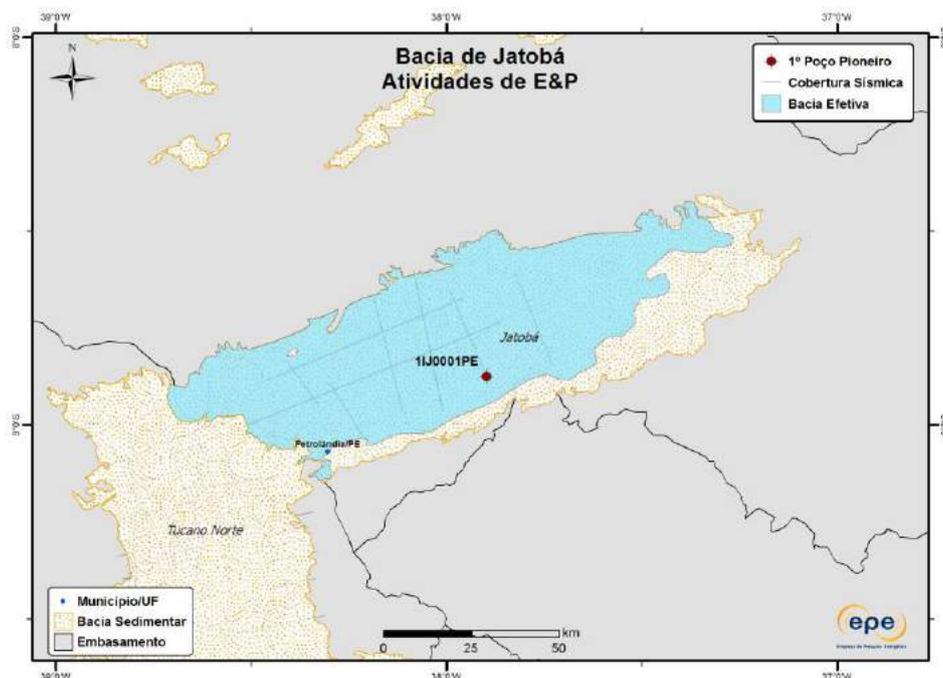


Figura 24: Atividades de E&P na Bacia de Jatobá.
Fonte: EPE (2019).

3.6. Bacia do Marajó

A Bacia do Marajó está localizada no norte do Brasil (Estado do Pará) e compreende uma área de, aproximadamente, 161.536 km², tendo sido formada por um sistema de grábens interconectados (AZEVEDO, 1991; EPE, 2019). É considerada um aulacógeno (rifte abortado) coberto por uma bacia do tipo *sag* bem desenvolvida (SANTOS-JUNIOR; MARTINS; RIBEIRO-FILHO, 2019; SOARES JÚNIOR; COSTA; HASUI, 2008; SOARES JÚNIOR et al., 2011; ZALÁN; MATSUDA, 2007).

Com o mesmo contexto de formação das bacias mesozóicas, a Bacia do Marajó possui espessura sedimentar que ultrapassa 16.000 m, compreendida em duas sequências de sedimentos sin-rifte (Figura 25 e Figura 26): Riftes I e II (Berriasiano ao Aptiano) e Rifte III (NeoAptiano ao Albiano), capeadas por uma Superseqüência Pós-Rifte composta por sedimentos com idades variando do Neo-albiano ao Neógeno (ZALÁN; MATSUDA, 2007).

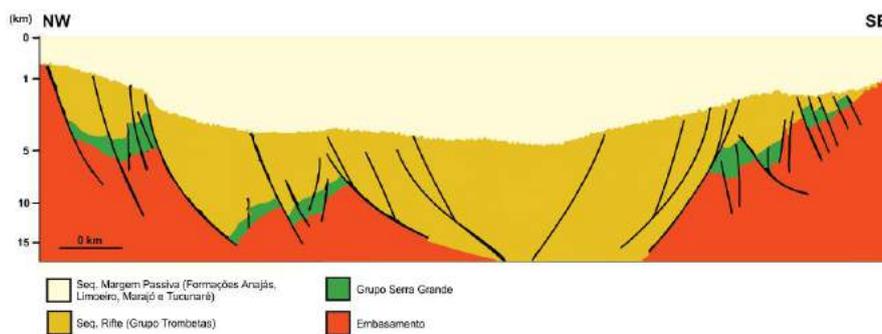


Figura 25: Seção geológica da Bacia do Marajó.

Fonte: CPRM (2003).

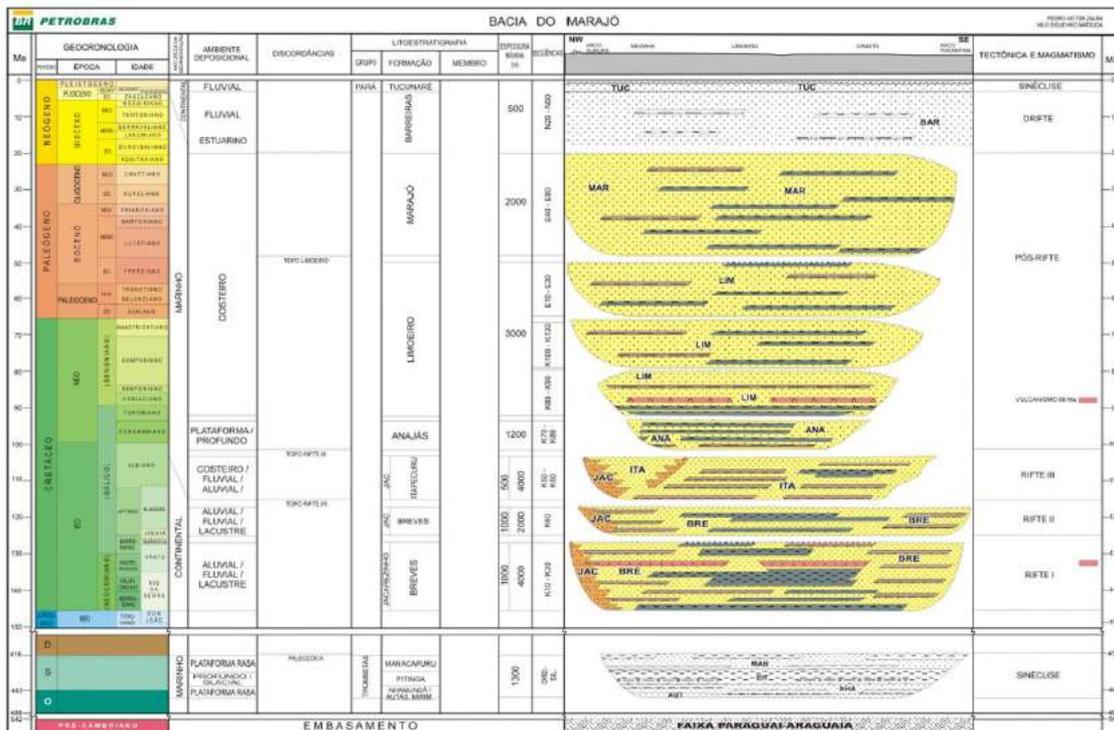


Figura 26: Carta Estratigráfica da Bacia do Marajó. Fonte: Petrobras (2007).

Sistemas Petrolíferos

Conforme EPE (2019), existiriam apenas os sistemas petrolíferos especulativos nesta bacia de Nova Fronteira: [Breves-Itapecuru]-Breves(?) e [Breves-Itapecuru]-Itapecuru(?)

Segundo Nogueira Neto (2010), haveria a possibilidade de prolongamento dos sistemas petrolíferos encontrados offshore, na Bacia da Foz do Amazonas (definidos os Sistemas Limoeiro-Amapá e Travosas-Pirarucu). A Bacia do Marajó ofereceria, assim, um maior risco exploratório, com pouca possibilidade de descoberta comercial de petróleo, por ser constituída por uma seção arenosa espessa, sem descobertas, até o momento, suas rochas geradoras.

Carga (Geração e Migração)

A possível geração na bacia é atribuída aos folhelhos das Formações Breves e Itapecuru (Barremiano ao Albiano) (EPE, 2019). A análise dos poços perfurados pela TEBCO na Bacia do Marajó, em 1989, indica que a maturidade termal atingida é favorável à geração, mas a preservação de hidrocarbonetos ainda não está esclarecida, devido à falta de entendimento da estratigrafia e do reconhecimento do fluxo termal que determina a rapidez e a idade de maturação da matéria orgânica (CPRM, 2013).

Reservatórios

EPE (2019) indica como reservatórios os arenitos continentais a costeiros das Formações Breves e Itapecuru (Barremiano ao Albiano). Nogueira Neto (2010) cita, como rochas reservatório correlacionáveis entre si e com a Formação Marajó, as rochas carbonáticas nas bacias da margem equatorial incluídas nas Formações Ilha de Santana

(Bacia Pará-Maranhão) e Amapá (bacias Foz do Amazonas e Caciporé), de idade terciária.

Rochas Selantes e Trapas

As trapas na bacia são estruturais em blocos altos de falhas normais. As rochas selantes seriam os folhelhos das Formações Breves e Itapecuru (Barremiano ao Albiano) (EPE, 2019).

Play Exploratórios

Apenas um *play* exploratório é indicado para a Bacia do Marajó, com possíveis reservatórios em arenitos flúvio-costeiros do Cretáceo Inferior da Formação Breves - denominado em EPE (2019) como “*play* Breves-Itapecuru”. Não há descobertas até o momento neste *play*, que possui chances muito baixas de descobertas de hidrocarbonetos (Figura 27).

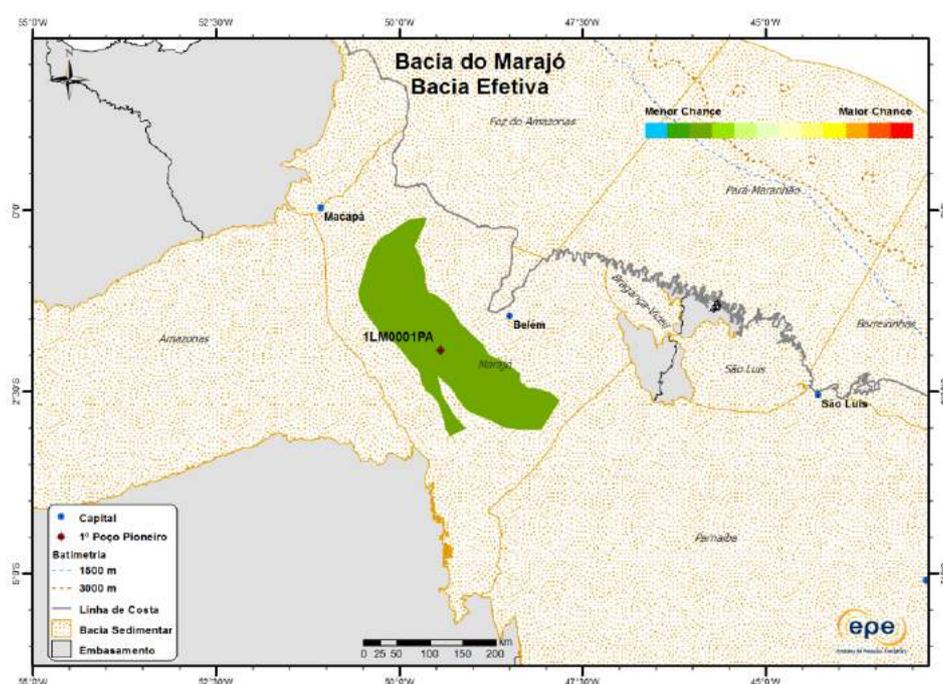


Figura 27: Chances de descoberta de hidrocarbonetos na Bacia do Marajó.

Fonte: EPE (2019).

Exploração e Produção: histórico e perspectivas de desenvolvimento

A maior parte das pesquisas exploratórias e revisões litoestratigráficas existentes acerca da Bacia do Marajó foram realizadas pelo corpo técnico da Petrobras (GALVÃO, 2004; MILANI; ZALÁN, 1998; ZALÁN; MATSUDA, 2007).

A bacia teve seu último poço perfurado em 1989 (1-MU-1). Alguns trabalhos recentes, referem-se ao processamento, e reinterpretções de dados antigos, gravimétricos, magnetométricos e sísmicos, focados em estudos tectônicos, paleogeografia e estratigrafia do Pleistoceno e Holoceno (e.g. COSTA et al., 2002;

ROSSETTI, 2010; SANTOS-JUNIOR; MARTINS; RIBEIRO-FILHO, 2019; SOARES JÚNIOR; COSTA; HASUI, 2008; SOARES JÚNIOR et al., 2011).

Conforme observado por EPE (2019), poucas atividades exploratórias são registradas na bacia (Figura 28), não existindo blocos exploratórios sob concessão, e não estão previstas ofertas de blocos nas rodadas de licitações previstas para 2020-2021 (BRASIL, 2018a, 2018b).

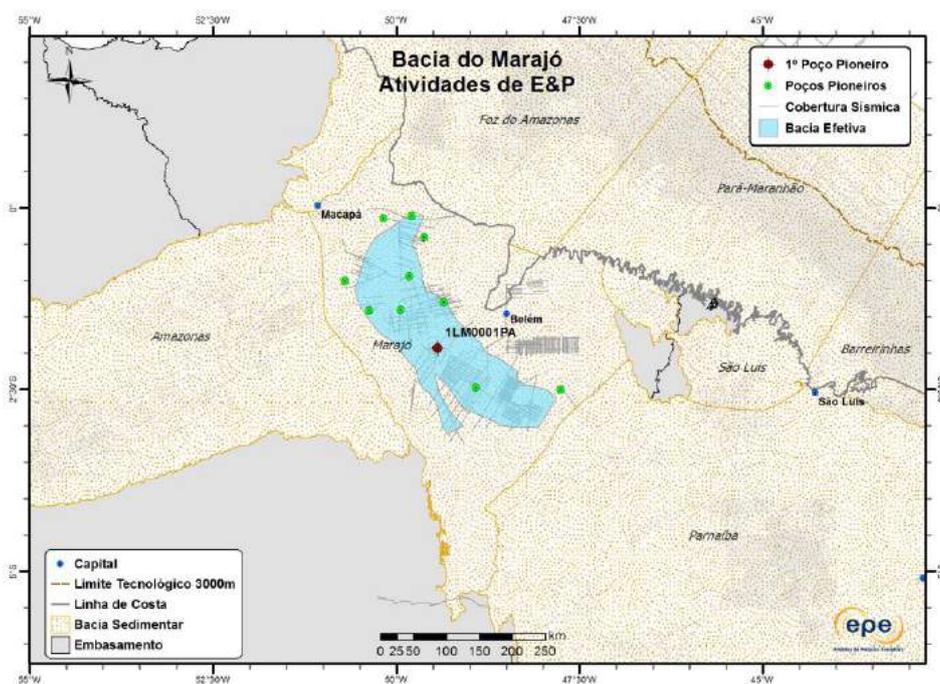


Figura 28: Atividades de E&P na Bacia do Marajó.
Fonte: EPE (2019).

Vale destacar que, no âmbito do PPA (Plano Pluri-Anual) da ANP 2007-2014, foi realizado, um levantamento aerogeofísico e o processamento de 25 linhas sísmicas bidimensionais integrantes do acervo de dados brutos do Banco de Dados de Exploração e Produção da ANP (BDEP) (ANP, 2014).

Além disto, realizou-se um levantamento geoquímico na Bacia do Parnaíba, abrangendo uma pequena área da Bacia do Marajó, denominada sub-bacia de Cameté. As amostras dessa sub-bacia não apresentaram anomalias de gases e conseqüentemente nenhum valor de razão isotópica de carbono pode ser medido. Entretanto, por se tratar de um levantamento da Bacia do Parnaíba, foram realizadas poucas análises referentes à Bacia do Marajó, tornando as interpretações para esta última inconclusivas (ANP, 2014).

3.7. Bacia do Paraná

Com uma área de, aproximadamente, 1.121.239 km², a porção em território brasileiro da Bacia do Paraná se estende pelos Estados de Goiás, Mato Grosso, Mato Grosso do Sul, Minas Gerais, Paraná, Rio Grande do Sul, Santa Catarina e São Paulo.

Essa bacia intracratônica, desenvolvida diretamente sobre a crosta continental, possui um pacote sedimentar-magmático da ordem de 7.000 m de espessura associado a vulcanismo e intrusões básicas. Seis Superseqüências deposicionais são comumente descritas: Rio Ivaí (Ordoviciano-Siluriano), Paraná (Devoniano), Gondwana I (Carbonífero-Eocretáceo), Gondwana II (Meso a Neotriássico), Gondwana III (Neojurássico-Eocretáceo) e Bauru (Neocretáceo) (Figura 29 e Figura 30).

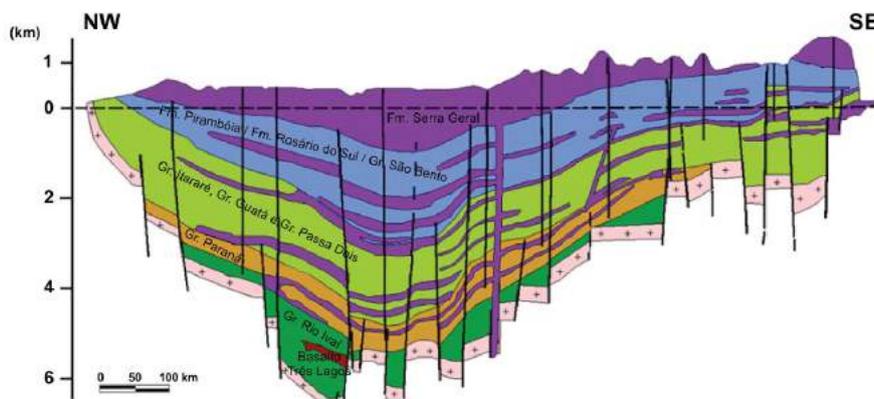


Figura 29: Seção geológica da Bacia do Paraná.
Fonte: Milani e Zalán (1998) apud ANP (2013).

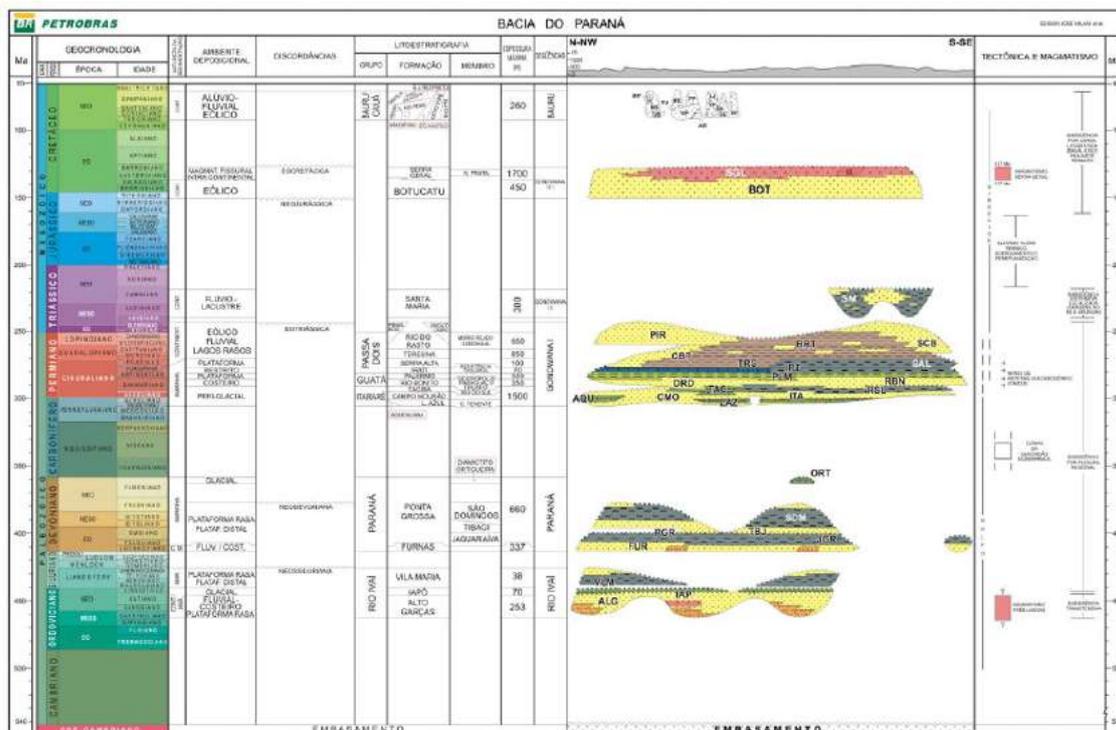


Figura 30: Carta Estratigráfica da Bacia do Paraná.
Fonte: Petrobras (2007).

Sistemas Petrolíferos

Também considerada uma bacia de Nova Fronteira Exploratória, a Bacia do Paraná tem como sistema petrolífero principal o sistema Ponta Grossa-Itararé (!). São considerados secundariamente os sistemas Vila Maria-Furnas (?), Ponta Grossa-Furnas(?) e Irati-Rio Bonito (!) (ANP, 2013; ARTUR; SOARES, 2002; EPE, 2019).

Carga (Geração e Migração)

A geração ocorre de forma local, por contato com intrusivas ígneas, nos folhelhos da Formação Ponta Grossa (COT < 1%, com picos de até 3%, MO tipo II) e da Formação Irati, principalmente o Membro Assistência (COT de 1 a 13%, com picos de 20%, MO tipo I), na parte centro-oeste da bacia (ANP, 2013; EPE, 2019; ROCHA, 2016). A migração se dá através de falhas NW-SE, principalmente vertical em falhas transcorrentes, em concentrações distintas na bacia, ocorrendo também a migração é por contato lateral, devido às falhas do embasamento (EPE, 2019).

Reservatórios

Dentre os reservatórios apontados para a bacia estão os arenitos costeiros neo-ordevicianos da Formação Alto Garças e arenitos da Formação Furnas, ocorrendo nestes indícios de gás, apesar da baixa permeabilidade e porosidade, sendo as formações correlatas nas bacias argentinas e bolivianas produtoras de gás. Os arenitos peri-glaciais do Grupo Itararé, principalmente da Formação Campo Mourão (produtora no campo Barra Bonita) e Lagoa Azul (porosidade de 20% a 4.000m de profundidade) e secundariamente os arenitos da Formação Taciba (porosidade de 5-16%), constituem outros possíveis reservatórios. Além desses, consideram-se também como possíveis reservatórios os arenitos costeiros e deltaicos da Formação Rio Bonito, influenciados pela sobrecarga de sedimentos (cerca de 2.400 m de espessura) e derrame.

Rochas Selantes e Trapas

As rochas selantes são os folhelhos da Formação Vila Maria e Grupo Paraná (Formações Furnas e Ponta Grossa). Artur e Soares (2002) apontam que os folhelhos da Formação Ponta Grossa transgridem progressivamente por sobre os arenitos da Formação Furnas (condição ideal para retenção de líquidos, apesar da elevada continuidade lateral). Também atuam como selo com os folhelhos intraformacionais do Grupo Itararé, além dos folhelhos da Formação Palermo (Grupo Guatá) e da Formação Irati (Grupo Passa Dois) e com diques e soleiras da Formação Serra Geral (EPE, 2019). As trapas são estratigráficas e estruturais, devido à ocorrência de muitas falhas e grábens associados à Supersequência Rio Ivaí. Também ocorrem trapas mista relacionadas aos altos estruturais e *pinch outs*.

Plays Exploratórios

EPE (2019) indica cinco *plays* exploratórios na Bacia do Paraná:

- i) arenitos costeiros do Ordoviciano Superior relacionados à Formação Alto Garças;
- ii) arenitos flúvio-costeiros do Devoniano da Formação Furnas;

- iii) arenitos marinhos periglaciais do Permo-Carbonífero pertencentes ao Grupo Itararé (Formações Campo Mourão e Lagoa Azul);
- iv) arenitos marinhos costeiros do Permiano (Cisuraliano) da Formação Rio Bonito associados à geração de gás;
- v) arenitos marinhos costeiros do Permiano (Cisuraliano) da Formação Rio Bonito associados ao acúmulo de óleo;

A Figura 31 apresenta as expectativas de EPE (2019) com relação às chances de descobertas de hidrocarbonetos na Bacia do Paraná. A maturação dos folhelhos devonianos da Formação Ponta Grossa por meio das intrusivas ígneas impacta os *plays* Rio Bonito Gás, Itararé e Furnas, sendo a porção centro-norte da bacia aquela com as maiores chances, em função da melhor espessura das intrusões.

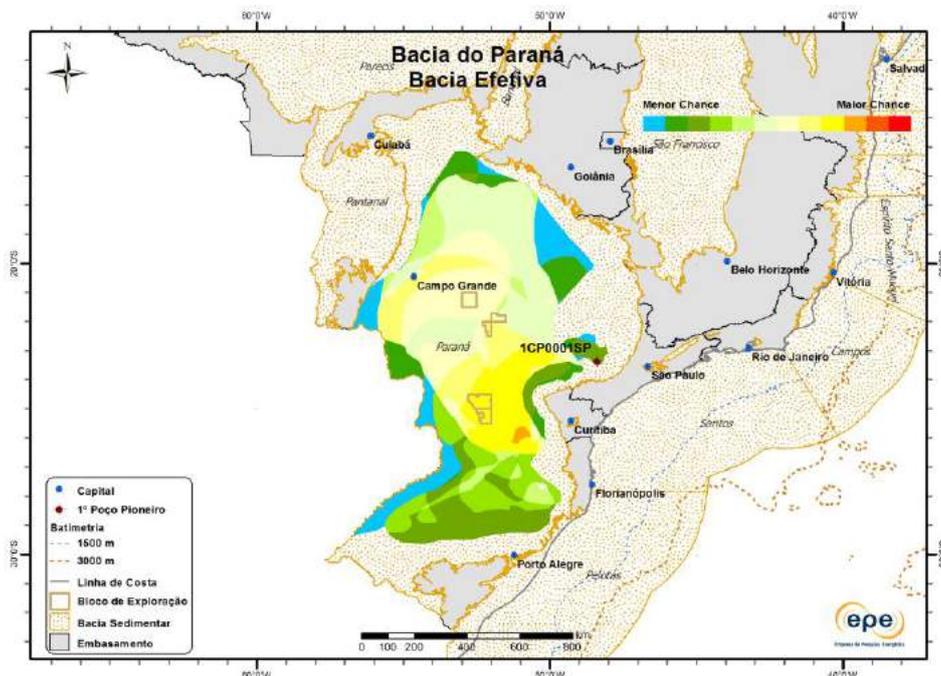


Figura 31: Chances de descoberta de hidrocarbonetos na Bacia do Paraná.
Fonte: EPE (2019).

Quanto aos possíveis recursos não convencionais na bacia, EPE (2019) reconhece dois tipos de recursos não convencionais em produção óleo de folhelho e betume e (Figura 32 e Figura 33). Além destes, são indicadas áreas que podem vir a ter algum potencial para gás de folhelho e metano de carvão (Figura 34 e Figura 35).

A ocorrência de óleo de folhelho (*oil shale*) na bacia se dá nos folhelhos pirobetuminosos da Formação Irati, na borda leste e sul da bacia (EPE, 2019). Este recurso tem sido desenvolvido pela Petrobras em sua Unidade de Negócio da Industrialização do Xisto (SIX). A empresa dispõe de uma área de 64,5 km² de concessão no município de São Mateus do Sul, no Estado do Paraná. Esta região abriga desde 1972, a Usina Protótipo do Irati, cujo funcionamento permitiu comprovar a viabilidade técnica do processo e início da produção propriamente dita em 1982 (EPE, 2019).

As operações de exploração desse depósito estão concentradas em duas principais camadas: uma superior com espessura de 6,4 metros de folhelho e percentual de 6,4% de óleo, e uma inferior com 3,2 metros e percentual de 9,1 % (World Energy Council - WEC, 2010). A mineração é realizada a céu aberto, envolvendo cerca de 2,6 milhões de toneladas de rocha por ano. Depois de minerado, o folhelho vai para um britador que reduz os fragmentos a tamanhos que variam de 6 a 70 milímetros. O material britado é conduzido a uma retorta, onde é pirolisado (cozido) a temperaturas de cerca de 500°C, liberando-se a matéria orgânica contida sob a forma de óleo e gás. A produção diária da usina de São Mateus do Sul foi, em 2011, de aproximadamente 4.500 barris (EPE, 2019).

Os arenitos betuminosos ocorrem nos arenitos flúvio-eólicos da Formação Piramboia, na borda leste da bacia, relacionada ao sistema petrolífero Irati-Piramboia, no qual o efeito termal das rochas intrusivas da Formação Serra Geral nos folhelhos negros da Formação Irati teve papel importante na geração do óleo (ARAUJO; YAMAMOTO; ROSTIROLLA, 2005).

O gás de folhelho se dá nos folhelhos devonianos da Formação Ponta Grossa, na área centro-norte da bacia. A agência norte americana U.S. Energy Information Administration (EIA) estimou os recursos totais em cerca de 450 trilhões de pés cúbicos, sendo 80 trilhões de pés cúbicos tecnicamente recuperáveis (EIA, 2015).

Rocha (2016) associa o potencial da Bacia do Paraná (configurações geológicas favorável, potencial gerador e armazenador das Formações Irati e Ponta Grossa), como semelhantes aos folhelhos Marcellus e Eagle Ford – EUA. Entretanto as características geológicas como folhelhos negros ricos em matéria orgânica (COT > 2%) e fração carbonosas, com variação na concentração de sílica e argila (importante no fraturamento hidráulico), espessura (> 15m) e profundidade de ocorrência (> 1500m), tornam a Formação Ponta Grossa mais favorável.

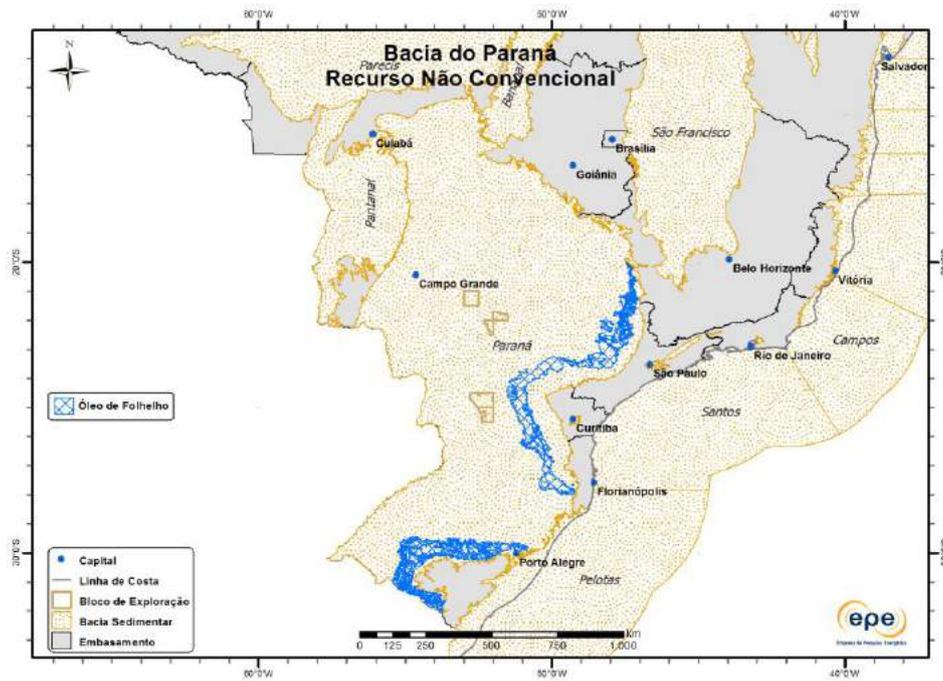


Figura 32: Play de óleo de folhelho na Bacia do Paraná.
 Fonte: EPE (2019).

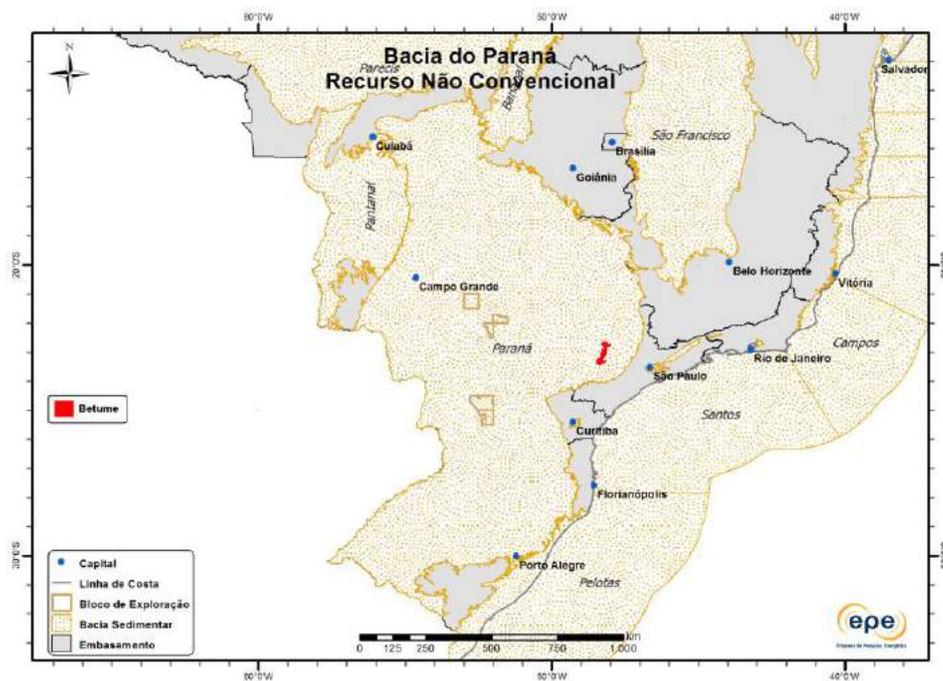


Figura 33: Play de betume na Bacia do Paraná.
 Fonte: EPE (2019).

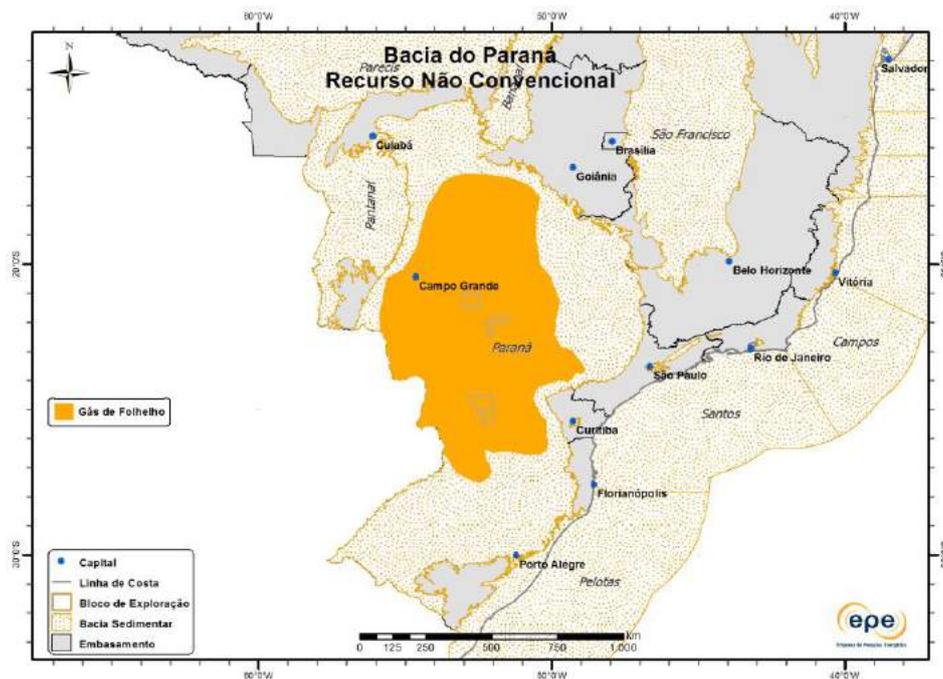


Figura 34: Play de gás de folhelho na Bacia do Paraná.

Fonte: EPE (2019).

O metano de carvão (MC. Em inglês, *coal bed methane* – CBM) é o termo usado para se referir ao gás de metano armazenado nas camadas de carvão. A principal e mais importante sucessão sedimentar portadora de carvão mineral no Brasil ocorre na Bacia do Paraná, principalmente nos estados do Rio Grande do Sul e Santa Catarina, pertencendo à Formação Rio Bonito, cuja gênese deu-se durante o EoPermiano (KALKREUTH et al., 2008). Das jazidas conhecidas de carvão mineral no Brasil, as que apresentam maiores potenciais para CBM – baseados em estudos de distribuição, grau de maturidade e profundidade das camadas de carvão – são as áreas carboníferas de Santa Terezinha e Chico Lomã, localizadas na região nordeste do estado do Rio Grande do Sul (HOLZ; KALKREUTH, 2000).

Lourenzi (2014) avaliaram a capacidade de geração e armazenagem de gás metano em três furos de sondagens nas camadas de carvão da Formação Rio Bonito, na Jazida Sul Catarinense. Os resultados indicaram três camadas da Fm. Rio Bonito, Membro Siderópolis com condições necessárias para geração e armazenamento de gás: Barro Branco, Irapuá e Bonito (menor potencial).

Recentemente, Simão e Kalkreuth (2017) estudaram o poço CBM-001-MO-RS, localizado na jazida de Morungava à oeste da jazida Chico-Lomã, e avaliaram o efeito térmico das intrusões ígneas na maturação e no grau de carbonificação das camadas de carvão, além da presença de metano adsorvido. Concluíram a viabilidade em 3 das 7 camadas estudadas. Simão e Kalkreuth (2017) acreditam na relevância do desenvolvimento de estudos em jazidas de carvão ainda não exploradas, como forma de favorecer o desenvolvimento futuro de uma matriz energética diversificada, segura e sustentável no longo prazo, com o aproveitamento do carvão através de tecnologias limpas.

Estes estudos têm avaliado que o potencial de gás de carvão da porção gaúcha da Bacia do Paraná, seria em torno de 6,5 bilhões de m³. Porém, cabe ressaltar que os dados são escassos e com pouca representatividade para a área potencial do recurso (EPE, 2018).

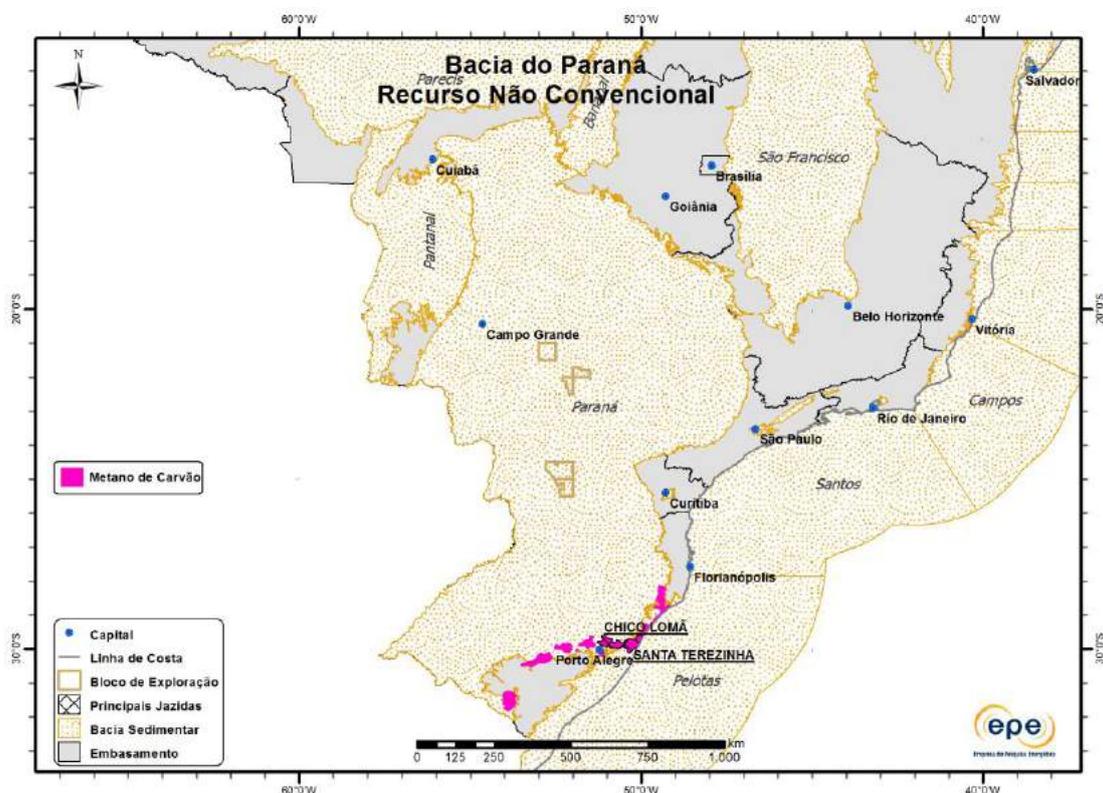


Figura 35: Play de metano de carvão na Bacia do Paraná.

Fonte: EPE (2019).

Exploração e Produção: histórico e perspectivas de desenvolvimento

A Figura 36 apresenta a localização da cobertura dos levantamentos sísmicos e poços pioneiros. Os blocos exploratórios arrematados na 12ª Rodada de Licitações da ANP continuam com seus contratos de concessão suspensos por decisão judicial. Durante a 14ª Rodada de Licitações, realizada em setembro de 2017, o bloco PAR-T-175 foi arrematado pela Petrobras (EPE, 2019). Registra-se apenas uma descoberta de gás associado (GNA), campo de Barra Bonita, até então sem produção comercial, tendo devolvido pela Petrobras em 2012 e posteriormente adquirido pelo consórcio formado pelas empresas EPG Brasil e Barra Bonita Óleo e Gás Ltda. (Operadora) na 3ª Rodada de Licitação de Acumulações Marginais ocorrida em 2015. Apesar de não comercialidade do campo, testes de formação nos poços 1-BB-1-PR e 3-BB-2D-PR apresentaram vazões aproximadas a 210 Mm³/dia por intervalo, sendo dois no primeiro poço e dois no segundo (EPE, 2018).

Estavam incluídos no Plano Plurianual de Geologia e Geofísica da ANP 2015-2018, para a Bacia do Paraná, projetos de aerolevantamento gravimétrico e magnetométrico, além de levantamentos sísmicos 2D e estudo de Gás de Carvão. Até o momento estão em execução os levantamentos sísmicos 2D propostos (ANP, 2016).

A Bacia do Paraná ainda carece de conhecimento mais detalhado e especificidade tecnológica para seu desenvolvimento. A presença de uma rede de infraestrutura instalada nas proximidades da bacia, assim como um forte mercado consumidor e registros de descobertas (como do campo de Barra Bonita), devem ser encarados como atrativos. A recente aprovação ambiental preliminar para a disponibilização de áreas da bacia, no Primeiro Ciclo da Oferta Permanente, sinaliza também um esforço positivo para a promoção de investimentos na mesma (EPE, 2019).

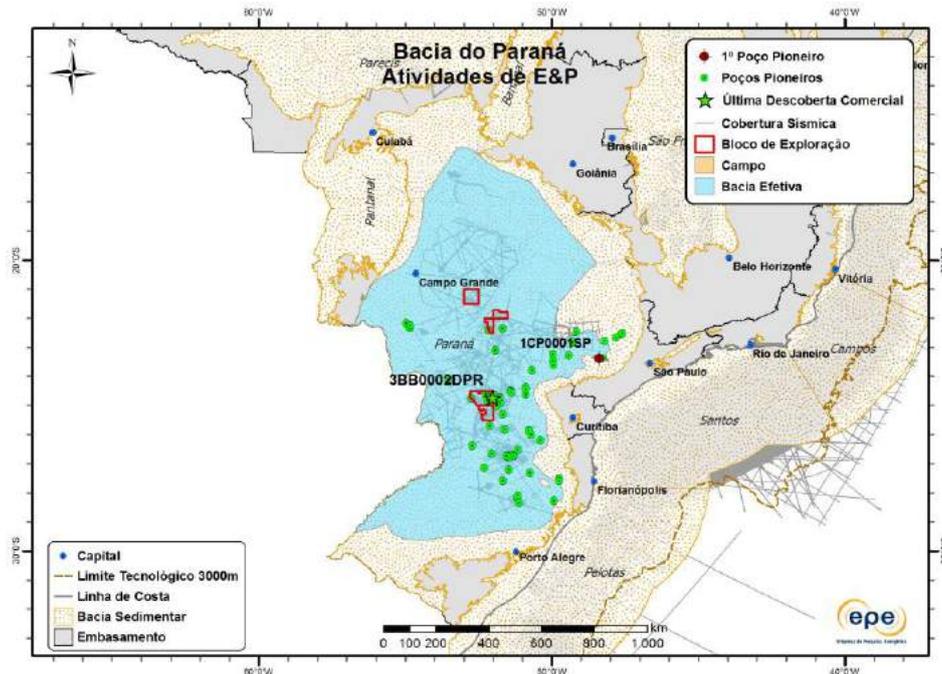


Figura 36: Atividades de E&P na Bacia do Paraná.

Fonte: EPE (2019).

3.8. Bacia do Parnaíba

A Bacia do Parnaíba (Bacia do Maranhão ou do Piauí-Maranhão) é uma bacia intracratônica tipo sinéclise, localizada no nordeste brasileiro, recobrando os Estados do Piauí, Maranhão, Tocantins, Pará, Ceará e Bahia. Possui uma área de cerca de 674.321 km², tendo sido desenvolvida sobre o embasamento continental durante a fase de estabilização da Plataforma Sul-Americana (ALMEIDA e CARNEIRO, 2004).

Com uma espessura total de rochas de, cerca de, 3.500 m, o registro sedimentar da Bacia do Parnaíba compreende três grandes ciclos transgressivo-regressivos, que ocorreram desde o Siluriano até a continentalização da bacia no Triássico (GÓES, 1990; GÓES, SOUZA e TEIXEIRA, 1990; MILANI; ZALÁN, 1999; MIRANDA, 2014). Esses três grandes ciclos resultaram na sucessão ígneo-sedimentar de cinco superseqüências - Siluriana, Mesodevoniana-Eocarbonífera, Neocarbonífera-Eotriássica, Jurássica e Cretácea - delimitadas por discordâncias que se estendem por toda a bacia ou abrangem regiões extensas, controladas predominantemente pelos movimentos eustáticos do nível do mar (BORGES et al., 2016; VAZ, REZENDE, et al., 2007) (Figura 37 e Figura 38).

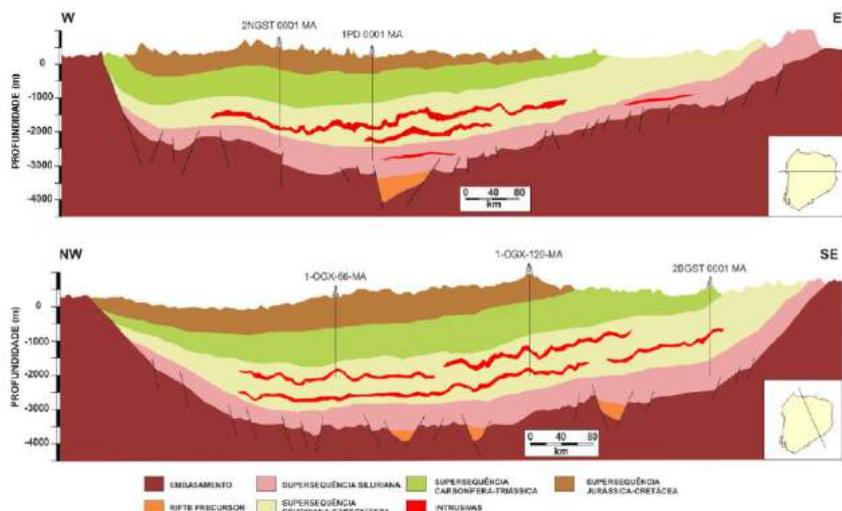


Figura 37: Seções geológicas esquemáticas regionais E-W e NW-SE da Bacia do Parnaíba, indicando as seqüências estratigráficas e as intrusivas ígneas.
 Fonte: ANP (2018).

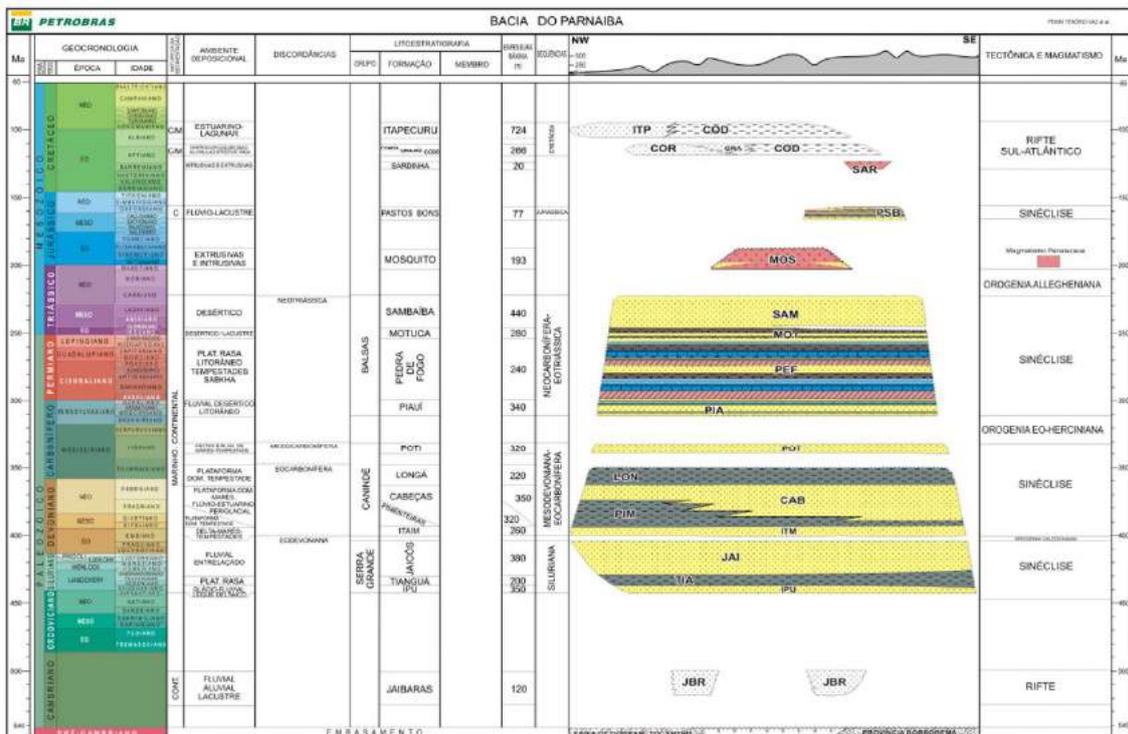


Figura 38: Carta Estratigráfica da Bacia do Parnaíba.
 Fonte: Petrobras (2007).

Sistemas Petrolíferos

Conforme EPE (2019) o sistema Pimenteiras-Poti (!) é o principal sistema petrolífero da Bacia do Parnaíba, sendo considerados também os Pimenteiras-Cabeças (!) e Pimenteiras-Piauí (!). A rocha geradora principal é composta pelos folhelhos marinhos radioativos da Formação Pimenteiras (com COT variando de 2% a 4% e com picos de 6%) e os reservatórios são os arenitos das Formações Cabeças, Poti e Piauí (ANP, 2015; 2017; 2018; EPE, 2019).

Na literatura são mencionados também um sistema petrolífero hipotético, Tianguá-Ipu (.), e especulativo, Tianguá-Jaicós(?), Pimenteiras-Pimenteiras (?) (ANP, 2007a; EPE, 2017; 2019; GÓES; SOUZA; TEIXEIRA, 1990; RODRIGUES, 1995). O primeiro considera os folhelhos da Formação Tianguá como rochas geradora e selante, sendo o reservatório composto pelos conglomerados e arenitos da Formação Ipu (GÓES, SOUZA e TEIXEIRA, 1990). O sistema especulativo Tianguá-Jaicós(?), por sua vez, também engloba os folhelhos da Formação Tianguá como rochas geradora e selante, mas tem como reservatório os arenitos da Formação Jaicós (EPE, 2017, 2019). Além desses, há registro do sistema petrolífero especulativo Pimenteiras-Pimenteiras (?), proposto para corpos arenosos isolados intercalados com os folhelhos da Formação Pimenteiras, sendo constatado em alguns estudos valores elevados de porosidade e permeabilidade (GÓES, SOUZA e TEIXEIRA, 1990; YOUNG, 2006; SANTOS, LIMA FILHO e NEUMANN, 2007).

Conforme a classificação de Magoon e Dow (1994), o sistema petrolífero identificado até o momento na Bacia do Parnaíba é atípico, visto que a pouca espessura sedimentar (máximo de 3,5 km) em uma litosfera espessa e com baixo gradiente geotermal (na ordem de $20^{\circ} \pm 7^{\circ}\text{C km}^{-1}$) não foi suficiente para a maturação térmica das rochas geradoras apenas por soterramento. Nesse caso, a condução do fluxo térmico proveniente de intrusões ígneas teve papel fundamental (DALY et al., 2018; MIRANDA, 2014; MIRANDA et al., 2018a; RODRIGUES, 1995).

Embora atípico, esse mecanismo de geração é similar ao encontrado em diversas bacias, tais como as bacias do Paraná, Amazonas e Solimões, no Brasil; Neuquén, na Argentina; Northwestern, na Austrália; Karoo, na África do Sul; e Lia-hoe, na China (EIRAS; WANDERLEY FILHO, 2003; MILANI; ZALÁN, 1999; MIRANDA, 2014).

Carga (Geração e Migração)

A principal geradora da Bacia do Parnaíba é a Formação Pimenteiras, depositada no Devoniano, em um evento anóxico global no Frasniano. Foram depositados folhelhos com alto teor de radioatividade e resistividade e baixa densidade que ocorrem na Formação Pimenteiras, representando o período de máxima inundação marinha (ANP, 2015; RODRIGUES, 1995). A Formação Pimenteiras alcança espessuras superiores a 500 m, com o intervalo radioativo, potencialmente gerador, apresentando isólitas de até 60 m e teores médios de COT de 2 – 2,5% (atingindo 6% em análises no testemunho do poço 1IZ0002MA), com predominância dos tipos II e III (ANP, 2015).

A geração nesta bacia é diretamente relacionada ao efeito térmico das intrusivas ígneas neotriássicas/eojurássicas (RODRIGUES, 1995) compondo um sistema petrolífero ígneo-sedimentar (EIRAS; WANDERLEY FILHO, 2003) também denominado como sistema petrolífero atípico (MAGOON; DOW, 1994). O incremento térmico decorrente das intrusões foi o catalisador para a geração. Contudo, tendo em vista que na Bacia do Parnaíba as intrusões ígneas se concentram diretamente na rocha geradora, o potencial desta bacia é para a geração de gás (ANP, 2015).

Nas análises geoquímicas elaboradas por Rodrigues (1995) foram identificados três intervalos com maior potencial para rochas geradoras, denominados da base para o topo: folhelhos radioativos A, B e C. Estes intervalos representam zonas de inundação em ciclos transgressivos. O Folhelho C, depositados no Frasniano, é considerado a zona de inundação máxima, com a concentração de matéria orgânica e maior espessura (RODRIGUES, 1995). O Folhelho C é correlacionado aos folhelhos geradores das bacias do Solimões (Formação Jandiatuba) e Amazonas (Formação Barreirinha). É o principal intervalo de folhelhos radioativos da bacia, alcançando espessuras de 40 m. Possui COT variando entre 1,0 e 5,0% e matéria orgânica do tipo II (RODRIGUES, 1995).

Miranda (2014) avaliou a subdivisão em horizontes potenciais, feita por Rodrigues (1995) como interessante não só para objetivos exploratórios convencionais, mas principalmente para definir alvos potenciais para acumulações de gás de folhelho. Miranda et al. (2018), por meio de um mapeamento por sísmica e perfis de poços, evidenciaram que extensas e espessas soleiras de doleritos intrudiram camadas de rochas geradoras ricas em matéria orgânica com COT acima de 5% e concluíram que as soleiras foram responsáveis pela maturação de intervalos ricos em matéria orgânica do Siluriano, Devoniano e Carbonífero. As Formações Tianguá (Siluriano) e Longá (Devoniano-Fameniano) são consideradas geradoras potenciais secundárias (ANP, 2015).

Caracterizada como a rocha geradora siluriana, os folhelhos marinhos da Formação Tianguá possuem teor de carbono orgânico (COT) normalmente inferiores a 1%, mas em raros níveis podem atingir 1,2%. A matéria orgânica é do tipo III, originada de vegetais superiores e suscetível a oxidação (ANP, 2015). Segundo Rodrigues (1995), a maturação estaria associada ao efeito térmico das intrusões juro-triássicas. Por se tratar de uma rocha geradora profunda, espera-se que esta formação esteja madura ou supermatura, entretanto devido as características geoquímicas, não é esperada geração significativa de gás natural (MIRANDA et al., 2018; RODRIGUES, 1995).

A Formação Longá apresenta matéria orgânica dos tipos III e IV, com alta proporção de inertinita. Nas áreas com ausência de intrusões de diabásio, ocorre termicamente pouco evoluída (ANP, 2015; RODRIGUES, 1995). Estudos realizados na porção central da bacia, com a correlação de poços e dados de testemunhos, indicam que os litotipos predominantes são intercalações de arenitos finos a muito finos e siltitos, regressivos ou progradacionais, que seriam potenciais rochas reservatório e não geradoras ou selantes (FARIA et al., 2018; MIRANDA et al., 2018b; SOARES, 2010).

A Formação Codó, depositada durante o Cretáceo, é extremamente rica em matéria orgânica tipo III e tipo I, atingindo teores de COT de até 27% (ANP, 2015; RODRIGUES, 1995). Contudo, esta unidade se encontra imatura e, como sua deposição foi posterior ao vulcanismo, não sofreu os seus efeitos térmicos (ANP, 2015). A baixa maturidade termal descarta o potencial dessas rochas para geração de hidrocarbonetos convencionais, ou mesmo *play* de gás de folhelho, entretanto, a partir da tecnologia de retortagem, esta formação apresenta grande potencial para a exploração de folhelho pirobituminoso (EPE, 2017; 2019; MIRANDA et al., 2018a; THIBES, 2016).

A migração, em todos os casos seria facilitada pelo contato estratigráfico das rochas reservatório com as rochas geradoras, além de migração através de falhas e ao longo de diques de diabásio. A geração é interpretada como produto de soterramento, assegurada em grande parte pela ação térmica de intrusivas básicas dentro da seção geradora (ANP, 2015; 2017; 2018; MIRANDA, 2014; MIRANDA et al., 2018a; RODRIGUES, 1995).

Reservatórios

Considera-se como reservatórios principais os arenitos devonianos da Formação Cabeças, estes localizados estratigraficamente em contato direto com as rochas geradoras da Formação Pimenteiras. A Formação Cabeças apresenta alta permeabilidade e porosidade de até 26%, atingindo espessuras da ordem de 250 m (ANP, 2015).

Recentes descobertas ocorridas no Parque dos Gaviões indicaram outro importante reservatório na Bacia: os arenitos parálisos mesocarboníferos da Formação Poti. São reservatórios secundários os arenitos continentais a costeiros neocarboníferos da Formação Piauí nas acumulações da Bacia do Parnaíba (ANP, 2015).

Os arenitos devonianos da Formação Itaim e arenitos silurianos da Formação Ipu são indicados como possíveis rochas reservatório, tendo sido observados indícios na Formação Ipu em alguns poços. A Formação Ipu encontra-se estratigraficamente acima dos folhelhos da Formação Tianguá, aumentando o potencial para a ocorrência de acumulações (ANP, 2015).

Os avanços exploratórios recentes apontam como reservatório produtor os arenitos laminados da Formação Longá. Esta Formação, na porção central da bacia, apresenta o predomínio de intercalações de arenitos finos a muito finos com siltitos (FARIA et al., 2018). A partir de análises petrofísicas, petrográficas, difração de raios X, ressonância magnética, conclui-se a potencialidade da Formação Longá como reservatório de baixa permeabilidade, em suas areias laminadas com porosidade entre 2% e 23%, permeabilidades de 0,001 mD a 54 mD e saturação média de água irreduzível de 55%. Tais reservatórios ainda mostram desafios em serem avaliados em termos comerciais, por necessitarem da estimulação hidráulica (FARIA et al., 2018; MIRANDA et al., 2018b).

Na Formação Pimenteiras, a ocorrência de corpos isolados de arenito fino a muito fino, foram apontados como potenciais reservatórios convencionais, com valores

elevados de porosidade e permeabilidade (GÓES; SOUZA; TEIXEIRA, 1990; SANTOS; LIMA FILHO; NEUMANN, 2007; YOUNG, 2006). Outro modelo proposto é que estes arenitos de baixa porosidade e permeabilidade, contenham acumulações do tipo gás em formação fechada (*tight gas*) (MIRANDA, 2014).

Rochas Selantes e Trapas

As intrusões de diabásio, em formas de diques e soleiras, são consideradas rochas selantes mais eficientes, pois podem selar qualquer reservatório, independentemente de sua posição estratigráfica (ANP, 2015; EIRAS; WANDERLEY FILHO, 2003).

As trapas esperadas são do tipo estrutural, relacionadas às várias orogenias que afetaram a bacia, e estruturas relacionadas a intrusões ígneas (diques e soleiras) por serem síncronas à geração de hidrocarbonetos (ANP, 2015). A geometria complexa das intrusões na forma de rampas, também denominadas de “saltos de soleiras” ou “chapéu de coco”, criaram estruturas fechadas em quatro direções, trapeando o gás nos principais campos de gás natural (ANP, 2015; DALY et al., 2018). A presença de soleiras ainda é um desafio para o bom imageamento sísmico na bacia, principalmente a aquisição de um sinal sísmico suficiente para imagear os *plays* localizados abaixo dessas soleiras em condição de trapeamento pelos “saltos de soleira”. Conseguir entender o controle na localização dessas trapas e selos e como explorá-las constitui um desafio que aos poucos vem ampliando o potencial energético da Bacia do Parnaíba, sendo um novo análogo para a exploração de gás globalmente (DALY et al., 2018).

As espessuras das soleiras são variáveis ao longo das sequências sedimentares (em média, 150 m na soleira mais espessa), e faltam geocronológicos para a determinação da continuidade dessas soleiras, sendo elas mapeadas por meio de dados sísmicos e de poço. As soleiras mais profundas intrudem a Formação Pimenteiras, contribuindo com a sua maturação, e um segundo grupo, mais espessos, outras soleiras ocorrem em vários níveis nas principais descontinuidades horizontais, principalmente nas formações Poti, Longá e Cabeças, trapeando essas formações (MIRANDA et al., 2018a). Segundo Daly et al. (2018) algumas soleiras individuais podem atingir centenas de quilômetros e até 250 m de espessura, e no centro da bacia as soleiras mesozoicas perfazem cerca 20% da estratigrafia da bacia.

As intrusões na Bacia do Parnaíba foram colocadas por meio de estruturas pré-existentes, geradas nos eventos orogênicos e de quebra continental: Orogenia Transbrasiliana-Pan-Africana (500 Ma), que resultou nas principais falhas que definem o depocentro inicial da bacia; Orogenia Herciniana durante o Carbonífero, que modelou e controlou a sedimentação do Grupo Balsas (Eocarbonífero-Triássico); e ao evento de abertura da Margem Equatorial (Margem do Atlântico Norte), com zonas transpressivas e transtensivas em um ambiente tectônico de strike-slip; e a tectônica referente à abertura da margem do Atlântico e à ruptura de Gondwana, responsável pela reativação de estruturas anteriores (DALY et al., 2018; MIRANDA et al., 2018a).

Pode-se subdividir a bacia em três domínios principais: (i) o domínio setentrional, caracterizado pela presença de arcos regionais e abundantes falhas normais,

tentativamente atribuídas à tectônica que resultou na abertura do Atlântico Equatorial; (ii) o domínio central, onde ocorrem estruturas relacionadas às intrusões ígneas; e (iii) o domínio meridional, onde interpretam-se estruturas relacionadas à tectônica transcorrente. Podem ocorrer também acumulações relacionadas a pinch-outs dos arenitos da Formação Cabeças (MESNER; WOOLRIDGE, 1964 apud ANP, 2015).

A Formação Longá também é indicada como selo para um dos principais reservatórios que é a formação Cabeças, entretanto é questionável a eficiência selante desta formação, visto que os litotipos predominantes são de arenitos finos a muito finos intercalados com siltitos (FARIA et al., 2018). Selos para eventuais reservatórios nas formações Ipu, Itaim e Piauí podem ser formados, respectivamente, por folhelhos da Formação Tianguá, folhelhos da Formação Pimenteiras e folhelhos e evaporitos da Formação Pedra de Fogo (ANP, 2015).

Play Exploratórios

Os dois *plays* exploratórios principais na Bacia do Parnaíba são (Figura 39 e Figura 40):

- (i) os arenitos plataformais devonianos da Formação Cabeças;
- (ii) os arenitos parálícos carboníferos da Formação Poti selados por intrusões ígneas em estruturas do tipo “chapéu de coco”.

Esses arenitos ocorrem também em trapas estruturais selados pela Formação Longá em estruturas dômicas regionais (ANP, 2015).

Segundo EPE (2019), tanto o *play* Devoniano (Formação Cabeças) como o *play* Carbonífero (Formação Poti), possuem descobertas realizadas e declaração de campos em seus reservatórios, sendo a vocação de ambos para a produção de gás natural (EPE, 2019).

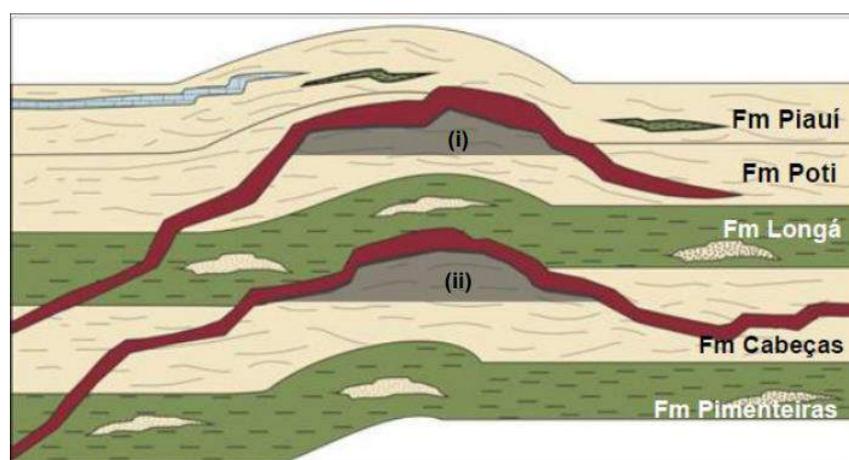


Figura 39: Seção geológica da Bacia do Parnaíba.
Fonte: ANP (2018).

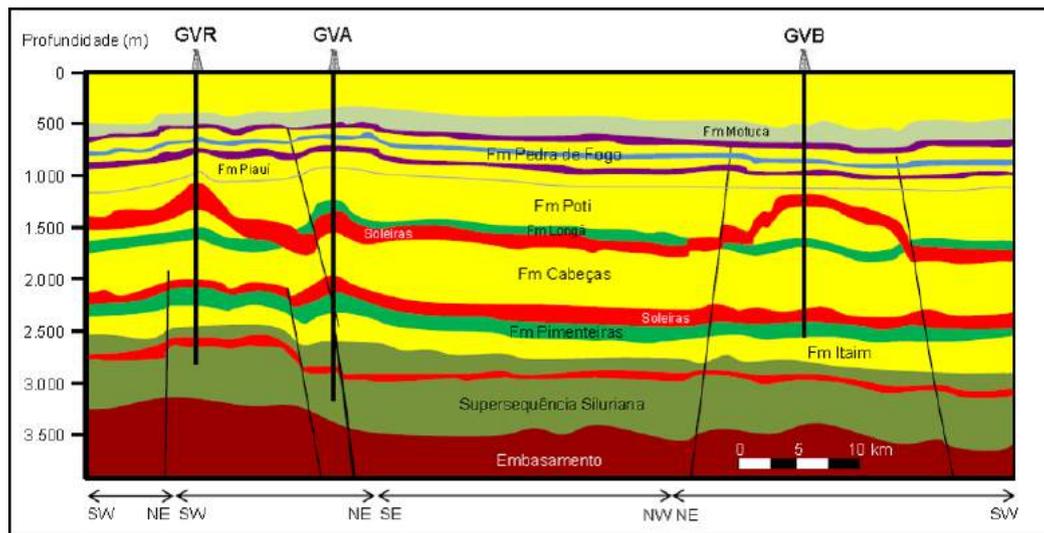


Figura 40: Seção geológica da Bacia do Parnaíba, região do Parque dos Gaviões.
 Fonte: Cunha et al. (2012) apud ANP (2018).

EPE (2019) indica ainda outros *plays*, porém em estágio menor de conhecimento geológico e exploração:

- (iii) *play* Siluriano – tendo como reservatórios principais as Formações Ipu e Jaicós;
- (iv) *play* Permiano – representado pela Formação Pedra de Fogo;
- (v) *play* Grajaú-Itapecurú-Codó com reservatórios nas Formações Grajaú e Itapecuru

As maiores chances de descoberta de hidrocarbonetos estão na região centro-norte da Bacia do Parnaíba (Figura 41) (EPE, 2019).

Possíveis *play* não convencionais são também indicados ao longo dos ciclos de desenvolvimento do estudo empreendido pela EPE (2012; 2015; 2017; 2019), a saber: Gás de Folhelho (*Shale Gas*)³ e Óleo em Formação Fechada (*Tight Oil*), na Formação Pimenteiras; e Óleo de Folhelho (*Oil Shale*), na Formação Codó com potencial para a produção de óleo por meio de retortagem in situ (THIBES, 2016) (Figura 42, Figura 43 e Figura 44).

³ Mais informações sobre o potencial para recursos não convencionais na Bacia do Parnaíba estão contidas em EPE (2012, 2015, 2017, 2019), Miranda (2014) e Thibes (2016).

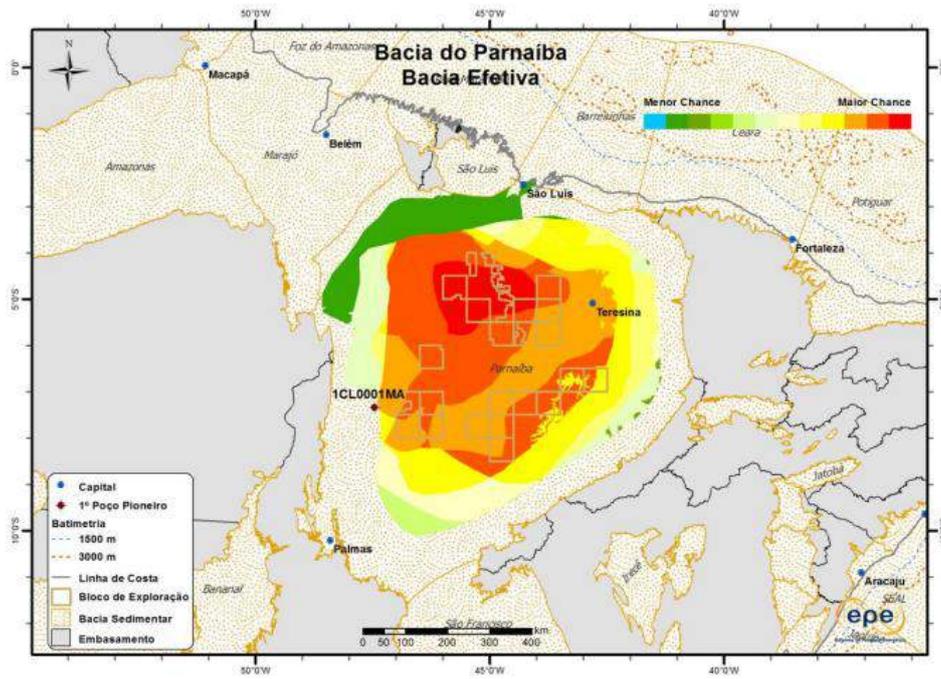


Figura 41: Chances de descoberta de hidrocarbonetos na Bacia do Parnaíba.
 Fonte: EPE (2019).

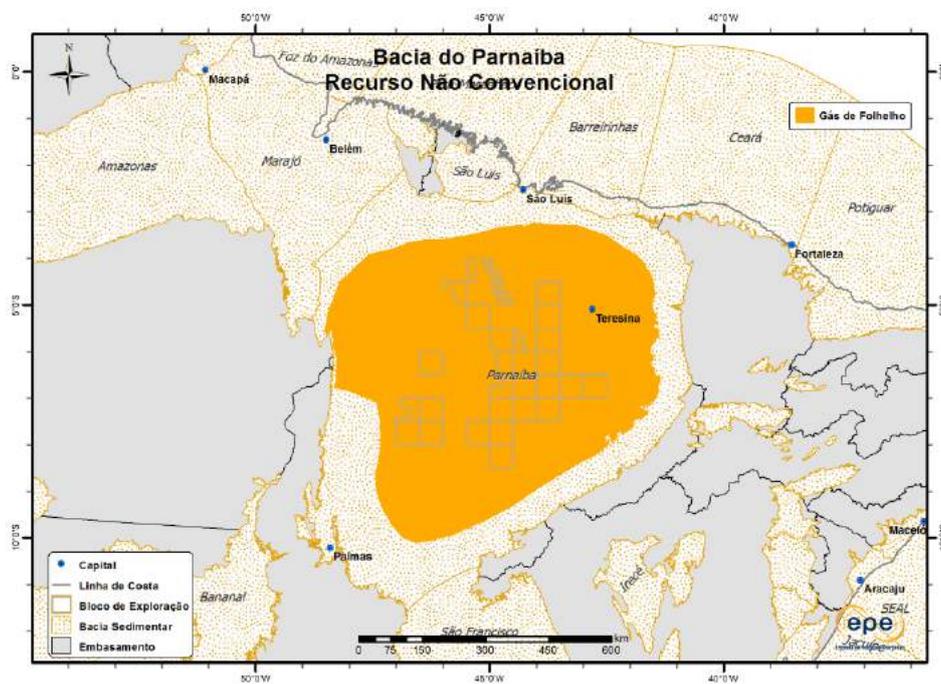


Figura 42: Play Gás de Folhelho na Bacia do Parnaíba.
 Fonte: EPE (2019).

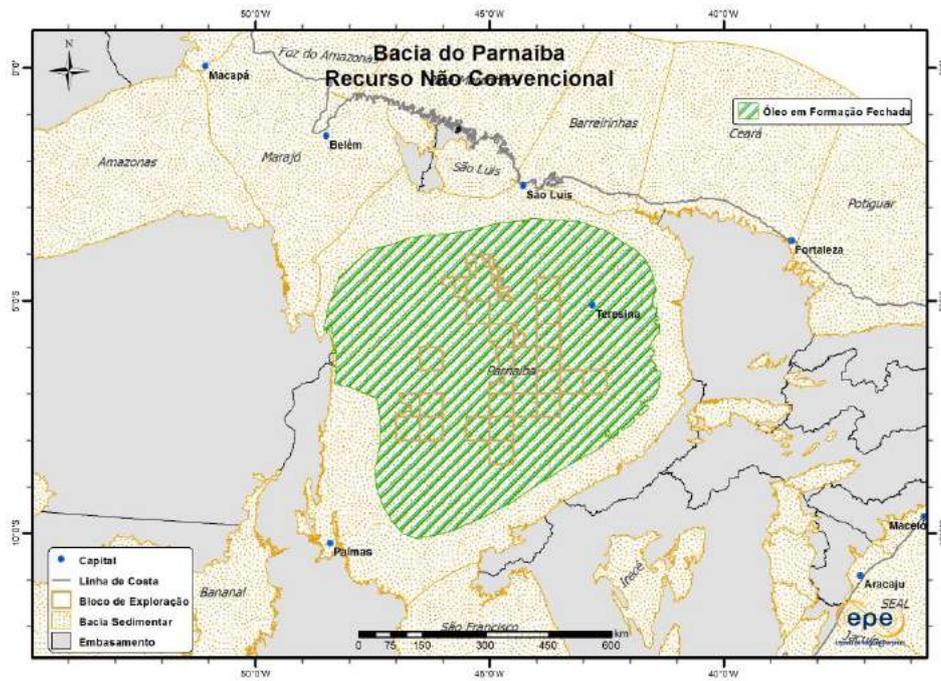


Figura 43: Play Óleo em Formação Fechada na Bacia do Parnaíba.
 Fonte: EPE (2019).

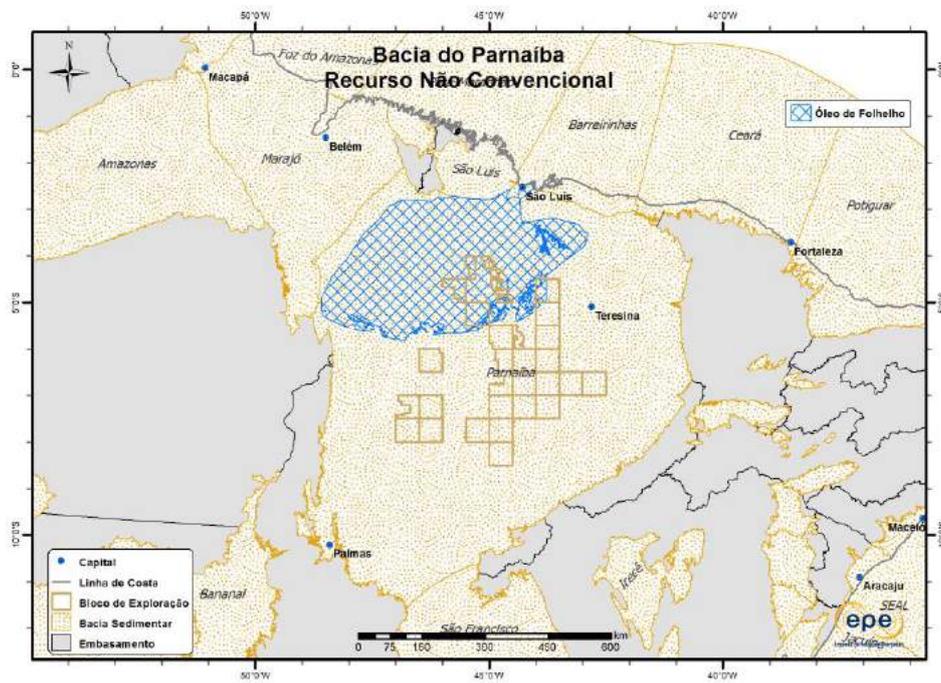


Figura 44: Play Óleo de Folhelho na Bacia do Parnaíba.
 Fonte: EPE (2019).

Exploração e Produção: histórico e perspectivas de desenvolvimento

A Exploração e Produção de hidrocarbonetos, na Bacia do Parnaíba, ocorreu em quatro fases principais (ANP, 2018; GÓES et al.,1990; MIRANDA, 2014; PETERSOHN, 2007):

- Fase 1 (1947-1953): levantamentos geológicos de superfície e perfuração de dois poços no Estado do Maranhão, realizados pelo Conselho Nacional do Petróleo (CNP).
- Fase 2 (1953-1966): após a criação da PETROBRAS, em 1953, foram realizados os principais levantamentos geológicos de superfície na bacia, com trabalhos de mapeamento geológico, interpretação fotogeológica, gravimetria, levantamentos localizados de sísmica e a perfuração de 27 poços exploratórios. Durante este esforço, detectaram-se indícios de óleo e gás.
- Fase 3 (1975-1988): retomou os trabalhos através de novas campanhas sísmicas, de aeromagnetometria. No início da década de 80, a ESSO e a Anschutz iniciaram uma campanha exploratória na porção central-noroeste da bacia, sendo a sísmica de reflexão a principal ferramenta. Como resultado foram perfurados 5 poços exploratórios.
- Fase 4 (1988-1993): realização do reprocessamento dos dados sísmicos, aquisição de dados geoquímica de superfície e perfis aeromagnéticos, e a criação da ANP.

Entre os anos de 2002 e 2006, a ANP buscou suprir a necessidade de investimentos em pesquisa exploratória, por meio de estudos geológicos e geofísicos (aquisição de dados aerogeofísicos, geoquímicos, sísmicos e estratigráficos) devido falta de interesse de companhias nacionais e estrangeiras em rodadas licitatórias na bacia.

Após uma fase de insucesso exploratório, com apenas alguns indícios de gás e óleo, não houve rodadas licitatórias pela ANP. Porém, em meados de 2010, ocorreram as descobertas das acumulações de gás natural na porção nordeste da bacia, mais especificamente nos arenitos das Formações Poti e Cabeças, que resultaram nas declarações de comercialidade dos campos que hoje formam o Parque dos Gaviões (Gavião Real, Gavião Branco e Gavião Azul), registrando um volume de gás in-place entre 1,3 e 1,6 Tcf (trilhões de pés cúbicos) (FERNANDES, 2011; MIRANDA, 2014).

Em 2013, foram realizadas a 11ª e 12ª Rodadas de Licitações, totalizando 19 blocos exploratórios com uma área de 55.188 km², dando continuidade à exploração na bacia, além do desenvolvimento das descobertas já realizadas (MIRANDA, 2014). Como resultado das atividades exploratórias, sete campos de gás natural foram descobertos entre os anos de 2010 e 2014. Destes, três encontram-se em produção (Gavião Real, Gavião Branco e Gavião Vermelho) e os demais em fase de desenvolvimento (ANP, 2017; ANP, 2018).

Na 13ª Rodada de Licitações (2015) foram ofertados 22 blocos exploratórios com o arremate de 11 blocos. Na 14ª Rodada (2017) foram ofertados 12 blocos exploratórios,

sendo arrematados 5 blocos, demonstrando o interesse do mercado de E&P na bacia. Entretanto, na 15ª Rodada (2018), dos 8 blocos oferecidos nenhum foi arrematado (ANP, 2015; 2017; 2018; 2019). Segundo EPE (2019), apesar da indicação da ANP (2017) de oportunidades exploratórias (mapeadas) na Bacia do Parnaíba, a falta de arremates na 15ª Rodada pode estar relacionada a essas ofertas estarem situadas próximas a blocos atualmente concedidos nas 11ª e 13ª rodadas de licitações, que ainda não notificaram descoberta de hidrocarbonetos (EPE, 2019).

A Bacia do Parnaíba desponta hoje como a 2ª maior produtora de gás em terra e responde por aproximadamente 10% da produção de gás natural do Brasil, advindo dos campos Gavião Real, Gavião Branco, Gavião Vermelho, Gavião Caboclo e Gavião Azul. As reservas 1P (provadas) de hidrocarbonetos são da ordem de 15,3 bilhões de m³ de gás natural (ANP, 2018).

A última descoberta comercial na Bacia do Parnaíba foi o Campo de Gavião Tesoura em 2018 (Figura 45). A produção acumulada, na bacia, é de 0,11 MM bbl de petróleo e 8.641,82 MM m³ de gás não-associado, sendo que apenas quatro campos produzem a marca de 5,6 MM m³ por dia de gás não-associado (DALY et al., 2018; EPE, 2019).

Com respeito ao Primeiro Ciclo de Ofertas Permanentes, realizado em setembro de 2019, a Bacia do Parnaíba teve a oferta de 30 blocos, 5% do total disponibilizado no certame, sendo que mais da metade dos blocos possuía histórico de arremate. Um terço dos blocos localizavam-se áreas de descobertas ou próximas a estas. Como resultado 6 blocos foram arrematados pela Eneva S. A., a um bônus total de R\$ 3.503.089 (EPE, 2019).

A Bacia do Parnaíba é indicada como potencial para compor futuros calendários, no que tange à exploração de gás natural, em função do seu potencial petrolífero elevado, infraestrutura bem definidos e a necessidade de aumentar o conhecimento geológico. O histórico de sucesso da bacia (índice de sucesso geológico de 20%), ao longo da última década, com as declarações de comercialidades de quase uma dezena de campos, também é um fator considerado relevante (EPE, 2017; 2019).

A bacia possui atualmente 109 poços, sendo 41 perfurados até a década de 1980 e 68 relacionados ao esforço exploratório aplicado à bacia nos últimos anos (EPE, 2019). No âmbito do Plano Plurianual de Geologia e Geofísica 2015-2018 da ANP, foram realizados projetos de levantamento sísmico 2D e perfuração de poço estratigráfico.

As pesquisas desenvolvidas estão concentradas na área do Parque dos Gaviões, devido ao avanço exploratório da região nos últimos anos. Alguns trabalhos tratam principalmente do mapeamento geológico-geofísico regional, geotectônica, análises estratigráficas e faciológicas, estudos geoquímicos, e bioestratigráficos (e.g. ABELHA et al., 2018; AMARAL et al., 2013; CAPUTO; LIMA, 1984; CARDONA, 2015; CASTRO et al., 2014; CUNHA, 1986; DELLA FÁVERA, 1990; FERRAZ, 2015; GÓES, 1990; GÓES; FEIJÓ, 1994; LIMA; LEITE, 1978; MILANI; ZALÁN, 1999; MIRANDA, 2014; MOCITAIBA; CASTRO; OLIVEIRA, 2017; RODRIGUES, 1995; SOARES, 2010; SOUZA, 2007; VAZ, REZENDE, et al., 2007; VETORAZZI, 2012; ZAMBRANO et al., 2017).

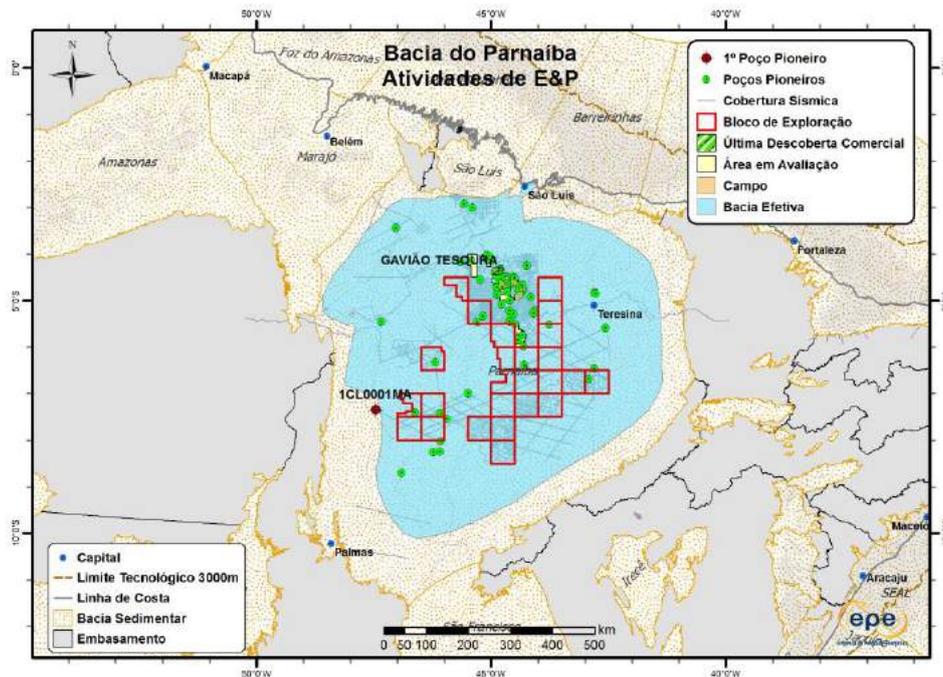


Figura 45: Atividades de E&P na Bacia do Parnaíba.

Fonte: EPE (2019).

Adicionalmente, na busca pelo entendimento dos processos e elementos responsáveis pela geração, acumulação e preservação de hidrocarbonetos na Bacia do Parnaíba, foram realizados estudos com foco na modelagem de sistemas petrolíferos, destacando-se, nesse sentido, os trabalhos de Vasconcelos (2010), Fernandes (2011), Borges et al. (2016) e Montero et al. (2016) sobre modelagem térmica 2D. Entretanto, estudos adicionais baseados na integração de dados geológicos, geofísicos e geoquímicos são ainda necessários para o avanço no entendimento da dinâmica entre alguns dos processos e elementos que constituem os sistemas petrolíferos da Bacia do Parnaíba. Há de se citar a importância de desenvolvimento de trabalhos para além região do Parque dos Gaviões, em especial em áreas menos estudadas como a porção sul e sudeste da bacia, que permitam a reconstrução da história térmica local, a partir da modelagem das variáveis termais associadas ao magmatismo e à história de soterramento e de geração de hidrocarbonetos.

3.9. Bacia dos Parecis

Localizada na região centro-oeste do Brasil, a Bacia dos Parecis é uma bacia intracratônica inserida na porção sudeste do Craton Amazônico, entre as bacias do Solimões e do Paraná, com 352.724 km² de área sedimentar (EPE, 2019; HAESER et al., 2014; VASCONCELOS; MORALES; FIGUEIREDO, 2014).

Recentemente, estudos com base em interpretação sísmica (HAESER et al., 2014) e a integração de modelos sísmicos e gravimétricos (LOUREIRO, 2016; LOUREIRO et al. 2017) indicam o preenchimento predominantemente Neoproterozoico (Figura 46 e

Figura 47). Trabalhos de integração de métodos sísmicos, gravimétricos e magnetotelúricos, estimaram a profundidade da bacia, entre 5 e 7 km (HAESER et al., 2014; LOUREIRO, 2016; LOUREIRO et al. 2017; VIDOTTI et al. 2016).

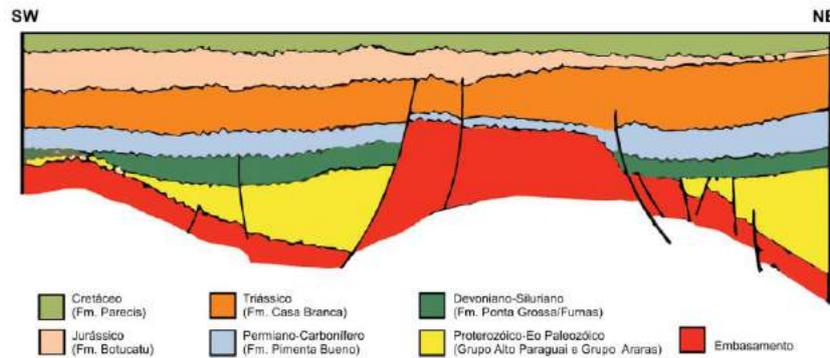


Figura 46: Seção geológica da Bacia dos Parecis.
 Fonte: Adaptado de Teixeira (2005) apud ANP (2008).

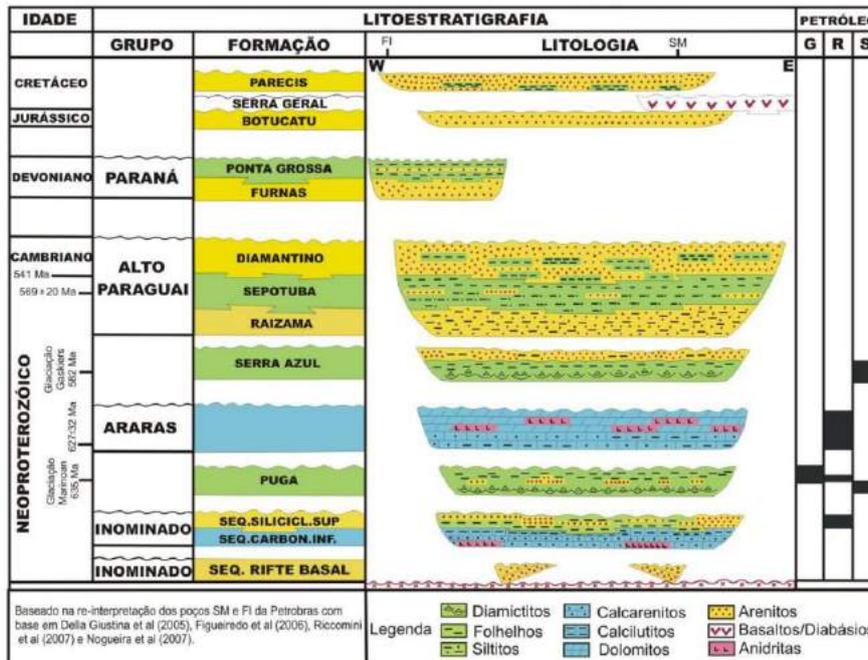


Figura 47: Carta Estratigráfica da Bacia dos Parecis.
 Fonte: Adaptado de ANP (2013).

Apesar de diversas pesquisas com o fim de avaliar o seu potencial petrolífero da Bacia dos Parecis (HAESER et al. 2014; LOUREIRO, 2016; LOUREIRO et al., 2017; SIQUEIRA, 1989), até momento não há descoberta comercial na bacia. Contudo, estudos geoquímicos, além de exsudações de gás termogênico no Rio Teles Pires, indicam a presença de um sistema petrolífero ativo, desconhecido, na bacia (ANP, 2013). Neste caso, apesar do sistema petrolífero ser ativo, não há informação suficiente para correlacionar o hidrocarboneto a rocha geradora.

Sistemas Petrolíferos

Segundo EPE (2019), o sistema petrolífero principal é Araras - Paraguai (?). Embora não haja descoberta comercial na bacia, estudos geoquímicos e exsudações de gás termogênico apontam que o sistema petrolífero seja ativo (ANP, 2013).

Carga (Geração e Migração)

Com base em resultados recentes do poço 2-ANP-6-MT, os calcilitos e margas da Formação Guia, do Grupo Araras (Neoproterozóico-Rifeano/Vendiano), são considerados como principal gerador potencial da bacia, e secundariamente folhelhos escuros radioativos do Grupo Alto Paraguai (BRELAZ; NOGUEIRA, 2011; SOUZA et al., 2016).

Reservatórios

São indicados como reservatórios os arenitos do Grupo Alto Paraguai (Formação Raizama) e carbonatos do Grupo Araras (Formação Nobres) (ANP, 2013; EPE, 2019).

Rochas Selantes e Trapas

As rochas selantes seriam representadas pelos folhelhos Grupo Alto Paraguai (Fm. Sepotuba/Fm. Serra Azul) e evaporitos do Grupo Araras, de idade neoproterozóica (ANP, 2013; EPE, 2019). As trapas são do tipo estrutural (EPE, 2019).

Play Exploratórios

EPE (2019) indica a existência de único *play* exploratório na Bacia dos Parecis denominado *Play* Neoproterozoico, com reservatórios limitados a região dos grábens centrais (Campo Novo e Salto Magessi). Os calcilitos e margas da Formação Guia, do Grupo Araras (Neoproterozóico-Rifeano/Vendiano), são considerados como principal gerador potencial da bacia, e secundariamente folhelhos escuros radioativos do Grupo Alto Paraguai (EPE, 2019; SOUZA et al., 2016).

A Figura 48 mostra a expectativa de baixas chances de descobertas de hidrocarbonetos, estimadas como sendo, preferencialmente, de gás natural (EPE, 2019).

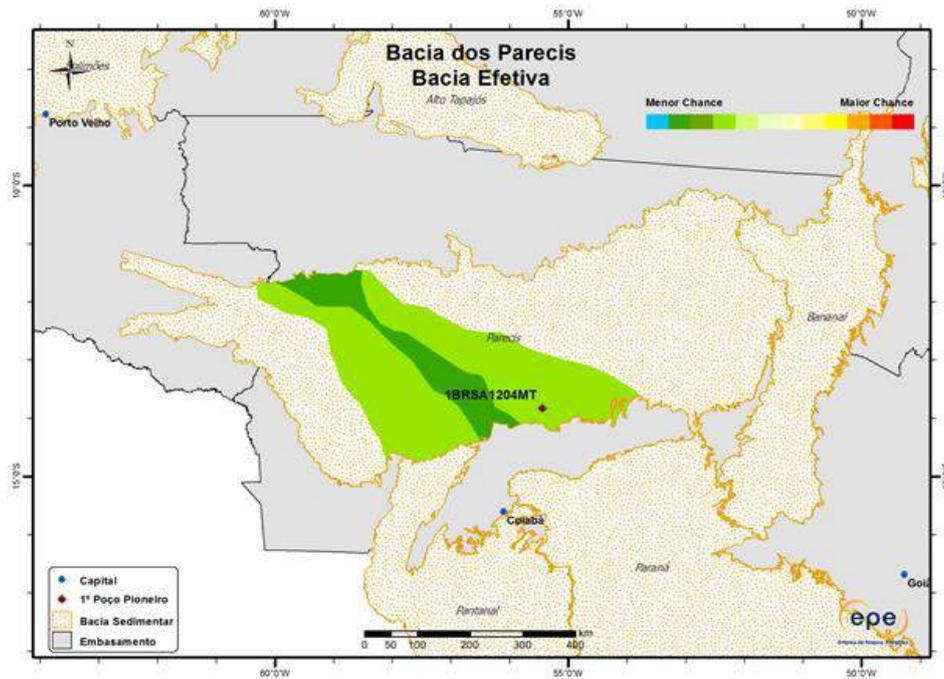


Figura 48: Chances de descoberta de hidrocarbonetos na Bacia dos Parecis.
 Fonte: EPE (2019).

O estudo de EPE (2019) indica também a possibilidade de se encontrar gás não convencional em arenitos e carbonados fechados na bacia, ocupando uma área de 117.354 km², na região dos grábens de Campo Novo e Salto Magessi (Figura 49).

Segundo ANP (2016) linhas sísmicas interpretadas com base em fortes anomalias de amplitude, associadas a aumentos abruptos de velocidade, evidenciam duas plataformas carbonáticas na bacia, com base na correlação realizada por meio dos dados disponíveis no poço 2-SM-0001-MT. A primeira plataforma carbonática estaria associada ao Grupo Araras e a outra, mais antiga, litoestratigraficamente é denominada pela ANP como Sequência Carbonática Inferior, ambas configuram reservatórios com características de formação fechada. Essas unidades, porém, não foram encontradas como esperado no poço estratigráfico 2-ANP-0004-MT. Devido ao estágio exploratório incipiente desta bacia para os recursos convencionais, pouco conhecimento e dados foram gerados, não sendo possível confirmar o potencial para recursos não convencionais.

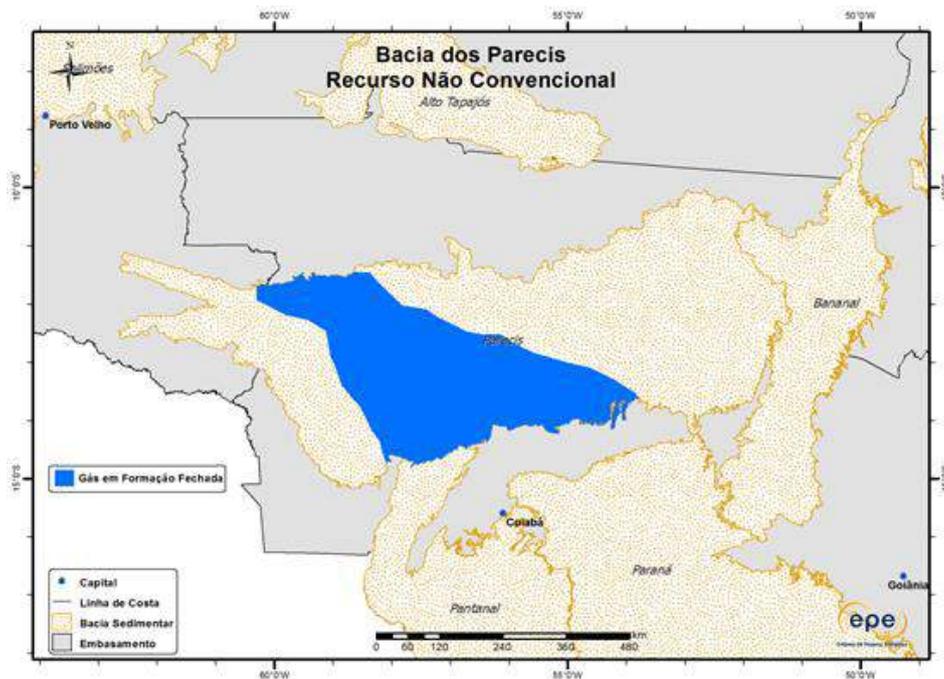


Figura 49: Play de gás em formação fechada (*Tight Gas*) na Bacia dos Parecis.
Fonte: EPE (2019).

Exploração e Produção: histórico e perspectivas de desenvolvimento

A Bacia dos Parecis é considerada fronteira exploratória (investimento de alto risco) devido aos poucos dados em subsuperfície que se limitam a pesquisas regionais de métodos potenciais e levantamentos sísmicos e apenas 6 poços perfurados (ANP, 2008; 2013; EPE, 2019; HAESER et al. 2014; LOUREIRO et al. 2017).

Até a início da década de 1970, o conhecimento geológico na Bacia dos Parecis se limitava a os trabalhos sistemáticos de reconhecimento com mapeamentos de superfície, gravimetria, mapas geológicos e estruturais e a datação dos basaltos da Formação Anarí (PINTO FILHO et al., 1977). No ano de 1974, o Departamento Nacional da Produção Mineral (DNPM) iniciou programa de mapeamentos geológicos na Bacia dos Parecis nas escalas de 1:250.000 e 1:500.000, conduzidos pela Companhia de Pesquisas e Recursos Minerais (CPRM) (SIQUEIRA et al., 1989).

Em 1981, a CPRM realizou um furo de sondagem na porção leste da sub-bacia de Rondônia (PB-01-RO) alcançando 950 m de profundidade. Após a descoberta da exsudação de gás do Rio Teles Pires, na porção SE da sub-bacia Juruena, em 1988, a Petrobras iniciou a aquisição de dados. Siqueira (1989) sintetizou as informações adquiridas nos trabalhos iniciais, integrando dados geológicos e geofísicos, e propondo pela primeira vez um modelo evolutivo geral para a Bacia dos Parecis, relacionando esta última com as bacias paleozoicas da América do Sul e a Bacia dos Parecis.

As primeiras linhas sísmicas 2D na bacia foram adquiridas em 1992, pela Petrobras, totalizando 490 km lineares, sugerindo espessuras sedimentares acima de 5 km. Em 1993, a Petrobras e o IBGE iniciaram a aquisição de dados gravimétricos

terrestres (FARIA, 2015). Neste mesmo ano, o primeiro poço estratigráfico foi perfurado, denominado Fazenda Itamaraty (2-FI-1-MT), alcançando 2386 metros, com objetivo de pesquisa de carvão energético. Siqueira e Teixeira (1993), com base nos novos dados adquiridos, apresentaram a bacia como Nova Fronteira Exploratória, resultando no planejamento de duas perfurações estratigráficas. As novas perfurações na sub-bacia Juruena confirmaram um espesso pacote sedimentar na porção mediana da bacia.

O segundo poço estratigráfico, denominado Salto Magessi (2-SM-1-MT), foi executado em 1995, próximo às exsudações de gás, na extensão oriental do gráben do Colorado. Este poço atingiu a profundidade de 5779 m, não alcançou o embasamento, mas foram detectados três níveis de arenito com gás, entre as profundidades 2800 e 5000 m (FARIA, 2015). Nesta época foram retomadas as campanhas de aerolevantamentos, sendo delineadas grandes feições na bacia relativas aos grábens Paleozóicos e Proterozóicos (BRAGA; SIQUEIRA, 1996).

Nos anos 2000, autores como Lacerda Filho et al. (2004), Bahia et al. (2006), Bahia et al. (2007) e Quadros e Rizzotto (2007) realizaram estudos de integração de dados regionais de afloramentos, dados geotectônicos bem como a reinterpretação de dados geofísicos, apresentando uma nova proposta de evolução tectono-sedimentar constituída essencialmente por rochas do Paleozoico.

Em 2008, a ANP realizou um levantamento geoquímico que constatou a concentração anômala de hidrocarbonetos leves, de origem termogênica. Neste mesmo ano, a Bacia dos Parecis foi incluída na 10ª rodada de licitações, tendo seis blocos arrematados e a finalização da aquisição dos últimos dados aeromagnéticos (ANP, 2008; FARIA, 2015). Em 2011, a ANP realizou levantamento de 1.500 km de sísmica de reflexão localizados na porção central da bacia, que evidenciaram a intensa estruturação da bacia com grábens Proterozóicos de grande profundidade (FARIA, 2015).

Em 2014, a ANP concedeu autorização prévia à Petrobras para utilização de recursos na perfuração do poço 2-ANP-4-MT, localizado na sub-bacia Juruena, poço que atingiu 5.160 m de profundidade (FARIA, 2015). Os trabalhos mais recentes na bacia, resultaram na proposta de uma nova carta estratigráfica, passando a ser interpretada como uma bacia com sedimentação predominantemente Neoproterozoica (HAESER et al., 2014; LOUREIRO, 2016; SOUZA et al., 2016).

No Plano Plurianual de Geologia e Geofísica da ANP 2015-2018, constavam projetos de aerolevante gravimétrico e magnetométrico, a perfuração do 2º poço estratigráfico da bacia e aquisição e processamento de dados sísmicos 2D. Em abril de 2019, apenas a aquisição e processamento de dados sísmicos 2D constava como em execução. Atualmente, não existem blocos exploratórios em concessão (Figura 50).

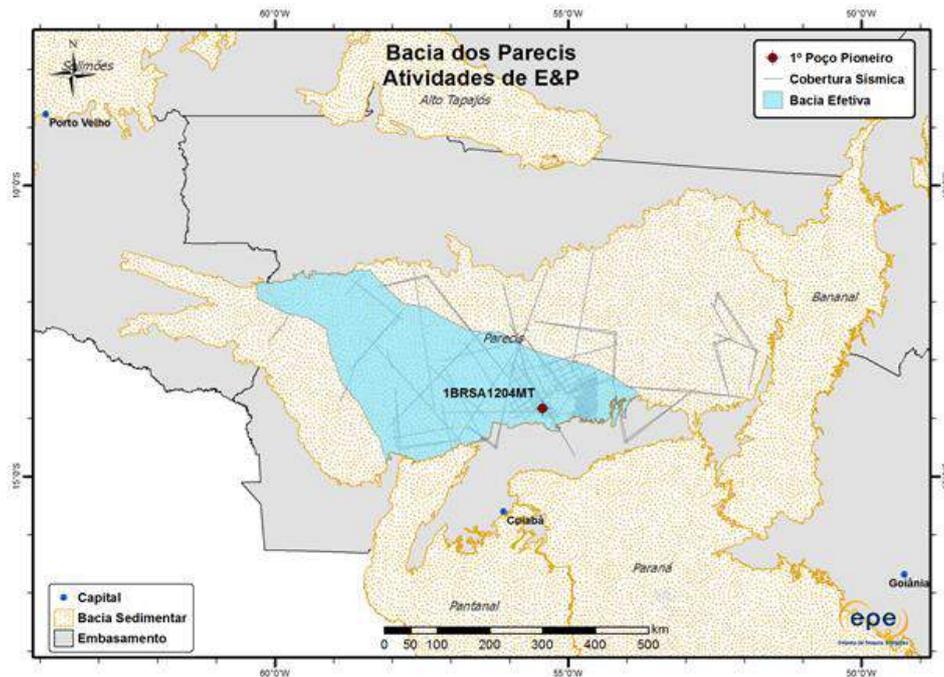


Figura 50: Atividades de E&P na Bacia dos Parecis.

Fonte: EPE (2019).

3.10. Bacia Potiguar

Com uma porção no ambiente terrestre e outra no ambiente marítimo, a Bacia Potiguar está situada no extremo oriental da região nordeste brasileira, entre os Estados do Rio Grande do Norte e do Ceará. Sua porção *onshore* possui uma área sedimentar menor, de cerca de 27.861 km², porém é classificada como uma bacia Madura. Já a porção *offshore*, embora apresente uma área maior, de 205.336 km², é considerada de Nova Fronteira.

Considerada parte do Sistema de Riftes Cretáceos do Nordeste Brasileiro, a Bacia Potiguar teve seu preenchimento desenvolvido em quatro fases (rifte I, rifte II, pós-rifte e fase termal), sendo registradas três superssequências (Figura 51 e Figura 52).

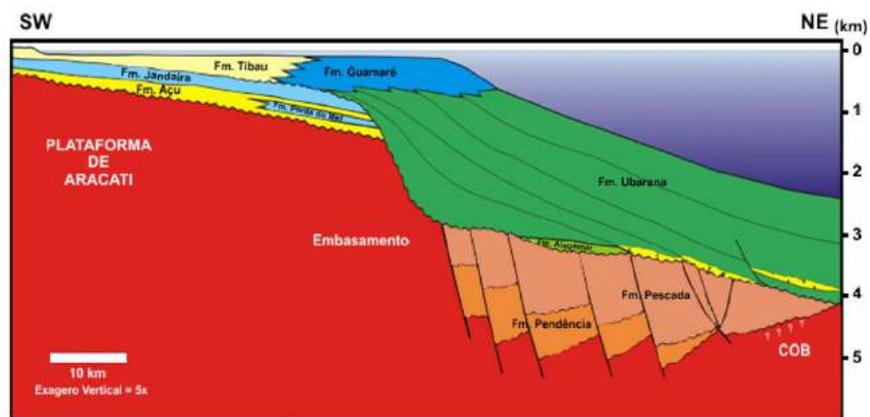


Figura 51: Seção geológica da Bacia Potiguar.

Fonte: Bertani, Costa e Matos (1989) apud ANP (2013).

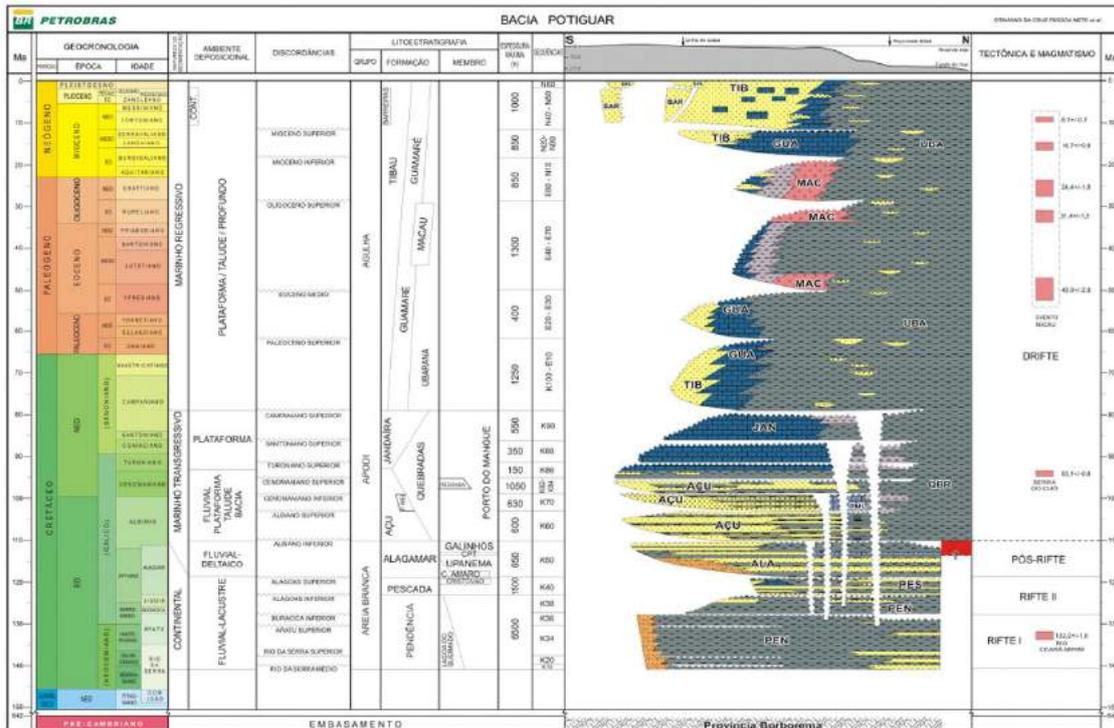


Figura 52: Carta Estratigráfica da Bacia Potiguar.

Fonte: Petrobras (2007).

Sistemas Petrolíferos

Em sua porção terrestre, o sistema petrolífero conhecido Pendência-Açu (!) é considerado o principal sistema petrolífero da Bacia Potiguar (EPE, 2019). A área *offshore* tem como sistema petrolífero principal Pendência-Alagamar (!). Em ANP (2017) são citados outros sistemas, como Pendência (!) e Alagamar-Açu (!).

Carga (Geração e Migração)

A geração na bacia, em especial na área *onshore* é atribuída aos folhelhos lacustres neocomianos das Formações Pendência e Alagamar. A migração ocorre por falhas do embasamento, contato lateral, migração a curtas distâncias, e por falhas transcorrentes (EPE, 2019).

Reservatórios

Dentre os reservatórios possíveis na porção *onshore* estão inseridas as rochas do Maciço São José do Campestre (Arqueano), Complexos Gnaissicos-Migmatíticos (Paleoproterozóico) e Granitóides Brasileiros (Neoproterozóico), no contexto da Província Borborema. Outras possibilidades são os arenitos sin-rifte e conglomerados de borda flexural da Formação Pendência; arenitos finos e calcarenitos da Formação; os arenitos costeiros e marinho rasos da Formação Alagamar (Membro Upanema); os arenitos fluvio-deltaicos, costeiros e marinhos rasos da Formação Açú, e secundariamente, os arenitos e carbonatos de plataforma rasa da Formação Ponta do Mel e arenitos turbidíticos da Formação Quebradas. Além desses, consideram ainda os

calcarenitos de planície de maré e plataformais da Formação Jandaíra, e, finalmente, os calcarenitos da Formação Guamaré (EPE, 2019).

Rochas Selantes e Trapas

As rochas selantes são os folhelhos lacustres das Formações Pendência, Pescada e Açú, calcilutitos e calcários da Formação Jandaíra e calcilutitos da Formação Guamaré. As trapas são do tipo estruturais, em blocos basculados ou *roll-overs* e dobramentos suaves associados a falhas normais reativadas; e estratigráficas correspondentes a corpos turbidíticos envolvidos em folhelhos lacustres (Formação Pescada) e contra altos de embasamento (EPE, 2019).

Plays Exploratórios

Conforme EPE (2019), dos oito *plays* exploratório na Bacia Potiguar, seis têm ocorrência em terra, sendo estes, da base para o topo:

- (i) complexos metamórficos fraturados Pré-cambriano da Província Borborema (*play* Embasamento Fraturado);
- (ii) arenitos flúvio-lacustres Cretáceo Inferior da Formação Pendência (*play* Pendência);
- (iii) arenitos flúvio-deltaicos Aptiano da Formação Alagamar, Membro Upanema (*play* Alagamar);
- (iv) arenitos fluviais Albiano-Cenomaniano da Formação Açú (*play* Açú);
- (v) carbonatos plataformais Turoniano-Campaniano da Formação Jandaíra (*play* Jandaíra);
- (vi) carbonatos plataformais Campaniano-Pleistoceno da Formação Guamaré (*play* Guamaré).

A Figura 53 indica que a parte terrestre apresenta chances de descoberta de hidrocarbonetos mais elevadas. O fluido predominante na área *onshore* é petróleo, em especial nos reservatórios do embasamento e seção rifte, podendo ocorrer gás natural. Para os reservatórios plataformais e carbonáticos, espera-se a ocorrência de petróleo e gás natural, e, no caso da ocorrência de petróleo, espera-se a ocorrência de petróleo leve (EPE, 2019).

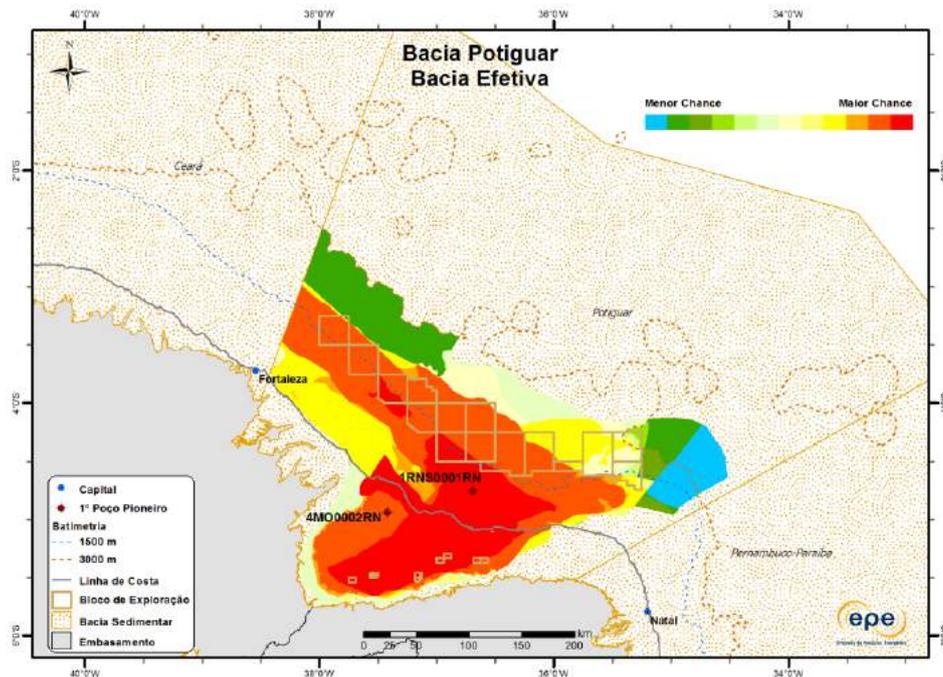


Figura 53: Chances de descoberta de hidrocarbonetos na Bacia Potiguar.

Fonte: EPE (2019).

EPE (2019) menciona que a Bacia Potiguar tem potencial para dois tipos de recursos não convencionais: gás em formação fechada (Figura 54) e óleo em formação fechada (Figura 55). A ocorrência de óleo em formação fechada se dá em arenitos e conglomerados neocomianos localizados na base da Formação Pendência. A ocorrência de gás em formação fechada se dá em arenitos e conglomerados neocomianos localizados na base da Formação Pendência, tendo sido identificados e interpretados como sendo constituintes de uma acumulação de centro de bacia (*basin-centered gas system*). Esse tipo de acumulação é responsável por grandes reservas de gás no Canadá e nos Estados Unidos (ALVES; VIDAL, 2011).

Os escassos estudos de caracterização desse tipo de reservatório na Bacia Potiguar foram realizados nas áreas de Riacho da Forquilha, Cachoeirinha e Marizeiro (ALVES; CORSINO; REIS, 2008). Os reservatórios que ocorrem no Gráben de Apodi constituem-se de arenitos e conglomerados de baixa porosidade (em geral inferior a 10%) e baixa permeabilidade (inferior a 1,0 md) depositados por fluxos gravitacionais em ambiente lacustre, sendo que alguns desses reservatórios produziram gás em testes de formação efetuados pela Petrobrás. A ampla distribuição regional desses reservatórios os torna importantes alvos exploratórios na bacia.

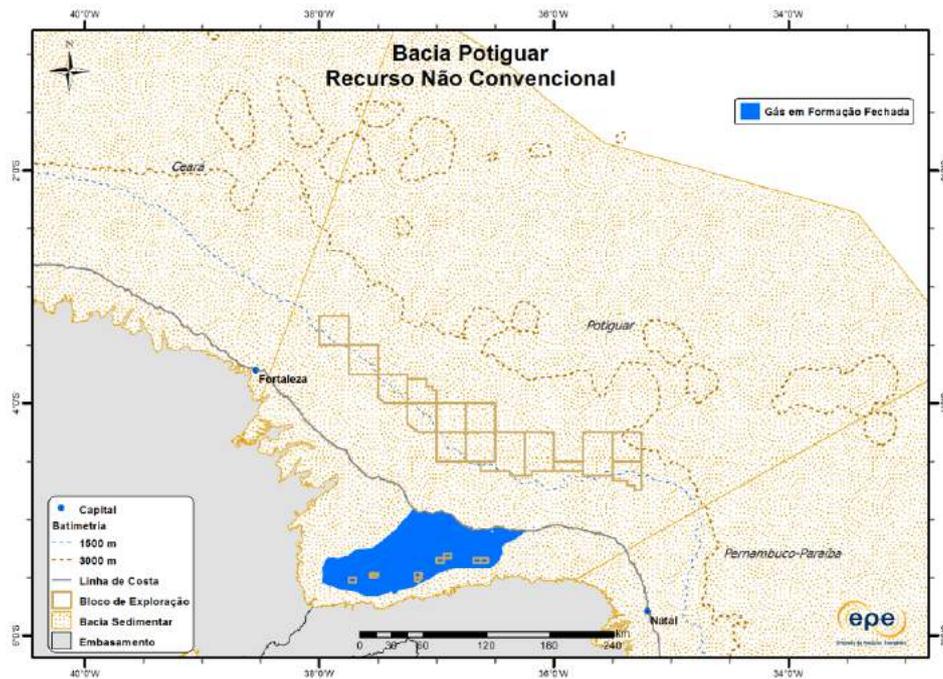


Figura 54: Play de gás em formação fechada na Bacia Potiguar.
Fonte: EPE (2019).

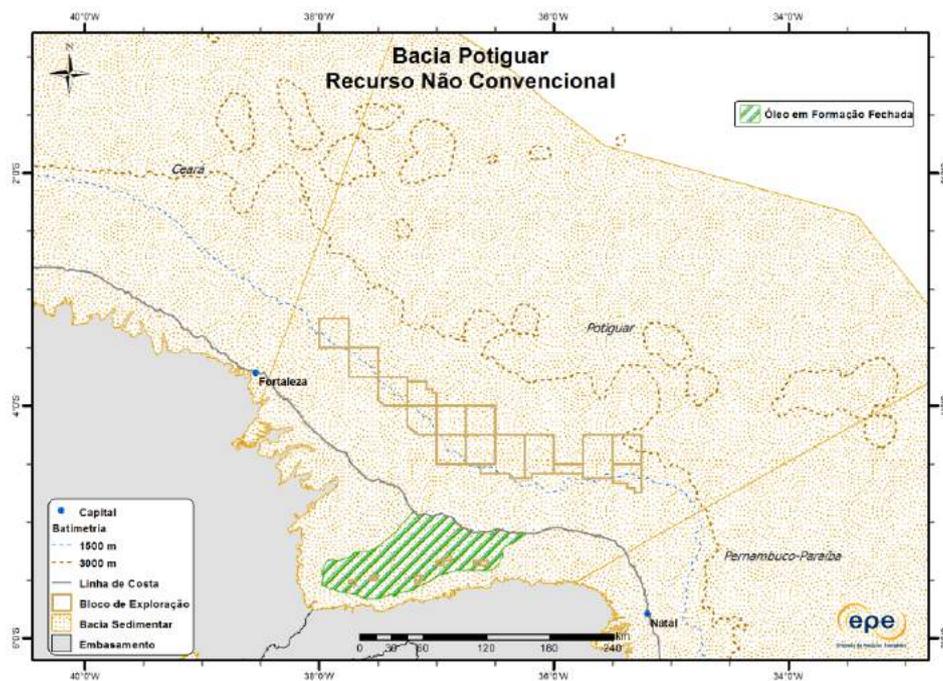


Figura 55: Play de óleo em formação fechada na Bacia Potiguar.
Fonte: EPE (2019).

Exploração e Produção: histórico e perspectivas de desenvolvimento

O início da exploração de hidrocarbonetos na Bacia Potiguar, em 1949, contou com mapeamentos de superfície e levantamentos gravimétricos e magnetométricos conduzidos pelo Conselho Nacional do petróleo (CNP). Em 1956, foram perfurados dois poços na porção emersa da bacia que apresentaram indícios de petróleo, já sob a atuação da Petrobras (ANP, 2017).

Na década de 1970, intensificou-se as atividades de exploração com novos levantamentos sísmicos, marinhos e terrestres, levando à descoberta dos campos de Ubarana (1973) e de Agulha (1975) na plataforma continental e do Campo de Mossoró (1979) na porção terrestre. Na década de 1980 novas descobertas foram feitas na bacia, destacando-se os campos de Fazenda Belém (1980), Alto do Rodrigues (1981), Estreito, Fazenda Pocinho, Guamaré, Serraria (1982), Lorena, Upanema (1984), Canto do Amaro (1985) (ANP, 2017).

Entre 1980 a 1990, a bacia teve maior investimento exploratório, sendo perfurados 675 poços exploratórios (aproximadamente 52% do total). Após a criação da ANP em 1997 (Lei 9.478/97), foram realizados levantamentos sísmicos não exclusivos por empresas de aquisição de dados (EAD) na porção marítima. Blocos da Bacia Potiguar foram incluídos em grande parte das Rodadas de Licitações, com exceção das Rodadas 8 e 12 (ANP, 2017).

A Figura 56 apresenta a cobertura dos levantamentos sísmicos e poços pioneiros, além dos campos em produção, áreas em avaliação, últimas descobertas comerciais e blocos exploratórios sob concessão. Nota-se uma concentração de esforços exploratórios na parte terrestre da bacia (EPE, 2019).

Durante a 14ª Rodada de Licitação, realizada em setembro de 2017, foram ofertados 62 blocos exploratórios, sendo arrematado apenas um bloco. Na 15ª Rodada de Licitações, realizada em março de 2018, das treze áreas licitadas, 7 foram arrematadas. Há ainda previsão de oferta de blocos, em águas profundas e ultraprofundas, na 17ª Rodada de Licitações, prevista inicialmente para 2020 (BRASIL, 2018a).

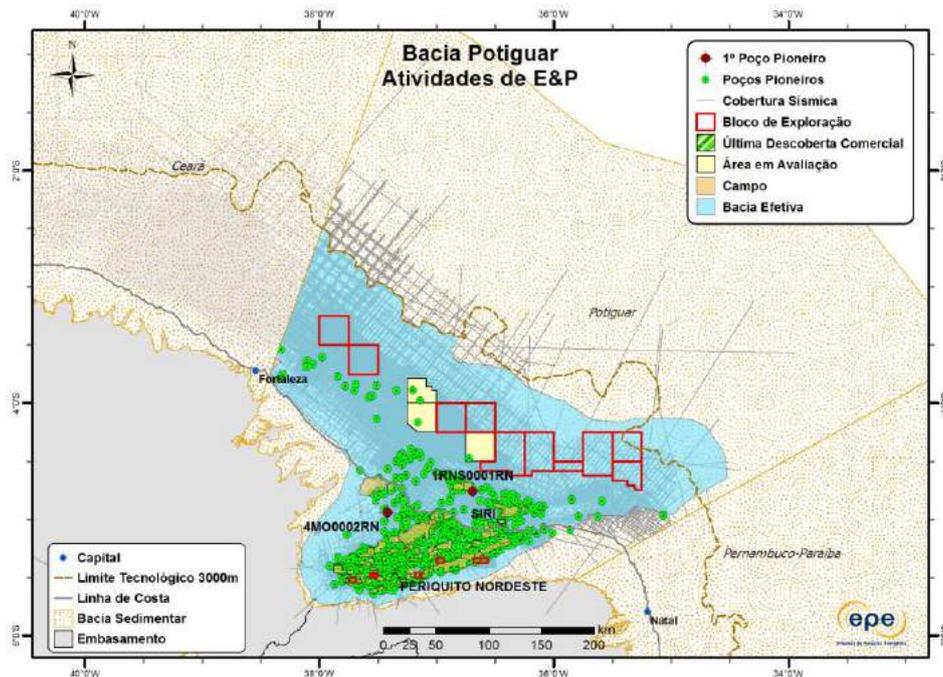


Figura 56: Atividades de E&P na Bacia Potiguar.
 Fonte: EPE (2019).

3.11. Bacia do Recôncavo

Localizada no Estado da Bahia, Nordeste do Brasil, a Bacia do Recôncavo ocupa uma área sedimentar de, aproximadamente, 9.810 km². Seus limites são dados pelo Alto de Aporá, a norte e a noroeste, pelo sistema de falhas da Barra, a sul, pela falha de Maragogipe, a oeste, e pelo sistema de falhas de Salvador, a leste (EPE, 2019; MILHOMEM et al., 2003). Trata-se de um ramo do Rifte Sul-Atlântico abortado no Eoaptiano, com falha de borda a leste e orientação geral NE-SW (SILVA, et al., 2007), compondo o também conhecido Sistema Rifte Recôncavo-Tucano-Jatobá, a Bacia de Jatobá.

Quatro seqüências deposicionais são reconhecidas, contemplando as fases de sinéclise, pré-rifte, rifte e pós-rifte (Figura 57 e Figura 58).

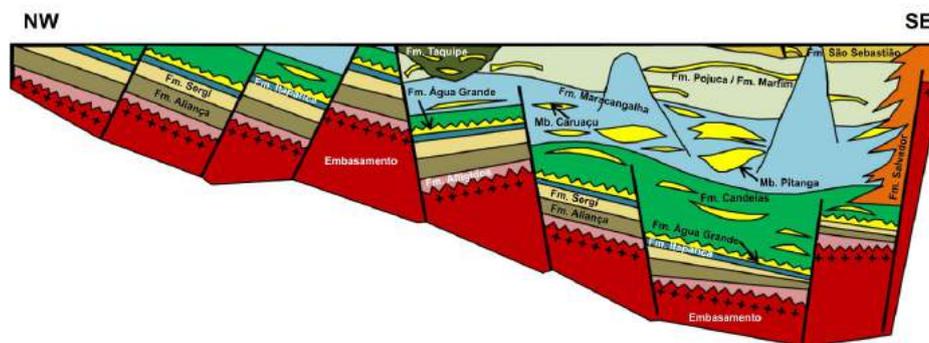


Figura 57: Seção geológica da Bacia do Recôncavo.
 Fonte: Milhomem et al. (2003).

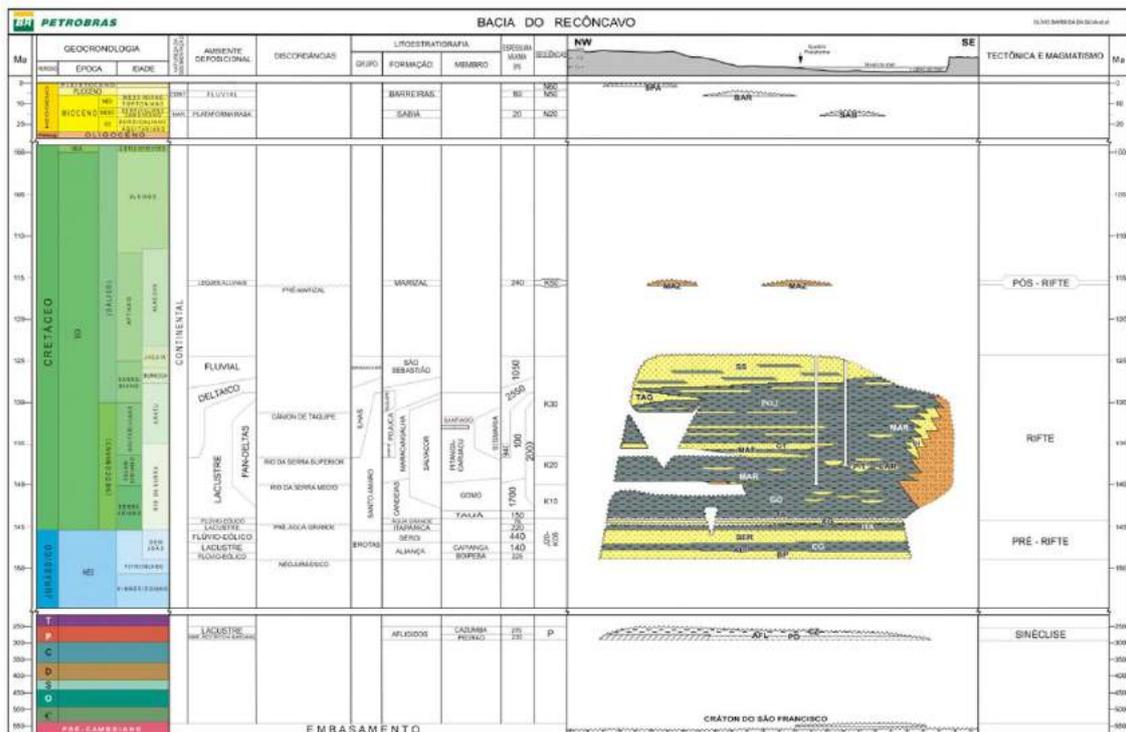


Figura 58: Carta Estratigráfica da Bacia do Recôncavo.

Fonte: Petrobras (2007).

Sistemas Petrolíferos

Segundo EPE (2019), o sistema petrolífero conhecido Candeias-Sergi (!) é o principal sistema da Bacia do Recôncavo, sendo esta uma bacia Madura. Outros sistemas petrolíferos secundários, segundo ANP (2017) são: Candeias-Sergi (!), Candeias-Água Grande (!), Candeias-Candeias (!) e Candeias-Ilhas (!).

Carga (Geração e Migração)

A geração na bacia é atribuída aos folhelhos lacustres neocomianos da Formação Candeias (Membros Gomo e Tauá). A migração se dá, principalmente, por contato direto, contato lateral, bem como a curtas distâncias entre as geradoras e os arenitos da Formação Candeias. Falhas lístricas interconectam as geradoras com os turbiditos da Formação Maracangalha (EPE, 2019).

Reservatórios

Dentre os possíveis reservatórios estão as rochas metassedimentares do Grupo Estância (Neoproterozoico), os arenitos fluviais da Formação Sergi, arenitos flúvio-eólicos da Formação Água Grande, arenitos flúvio-eólicos do Membro Boipeba da Formação Aliança, os arenitos do Membro Pedrão da Formação Afligidos e, possivelmente, Formação Itaparica (Permiano-Cretáceo Inferior). Consideram-se ainda os arenitos turbidíticos e folhelhos fraturados das Formações Candeias, Maracangalha e Marfim (Neocomiano). Além desses, são reservatórios os arenitos deltaicos e turbidíticos das Formações Pojuca e Taquipe (Cretáceo Inferior), e, secundariamente da Formação São Sebastião. Finalmente, os conglomerados e arenitos (Membro Sesmaria)

da borda falhada dos da Formação Salvador (Neocomiano-Aptiano) são considerados possíveis reservatórios (EPE, 2019).

Rochas Selantes e Trapas

As rochas selantes são os folhelhos dos Grupos Brotas, Santo Amaro, Ilhas e Massaracá, das Formações Maracangalha e Pojuca. As trapas estratigráficas são decorrentes do capeamento proporcionados pelos folhelhos geradores, as mistas controladas pela natureza deposicional dos reservatórios e paleoaltos da fase rifte. As trapas estruturais relacionam-se a falhas normais da tectônica rifte (anticlinais, *horsts* e blocos falhados, basculados ou não, falhas de escorregamento). Os diápiros de folhelho na bacia também contribuem para o trapeamento (EPE, 2019).

Plays Exploratórios

O estudo de EPE (2019) indica cinco *plays* exploratórios na Bacia do Recôncavo, apresentados a seguir da base para o topo:

- (i) metassedimentos fraturados Neoproterozoico do Grupo Estância (*play* Embasamento Fraturado);
- (ii) arenitos flúvio-eólicos Permiano-Cretáceo Inferior da Formação Sergi (*play* Brotas-Santo Amaro);
- (iii) arenitos turbidíticos Neocomiano da Formação Candeias (*play* Candeias);
- (iv) arenitos turbidíticos deltaicos Cretáceo Inferior da Formação Pojuca (*play* Ilhas);
- (v) conglomerados de borda de bacia Neocomiano-Aptiano da Formação Salvador (Membro Sesmaria) (*play* Salvador).

A Figura 59 mostra que toda a área efetiva da Bacia do Recôncavo tem elevadas chances de descobertas de hidrocarbonetos, sendo a região central aquela com a maior chance de descoberta. Para a Bacia do Recôncavo espera-se a ocorrência de petróleo e gás natural, e, no caso da ocorrência de petróleo, espera-se a ocorrência de petróleo leve (EPE, 2019).

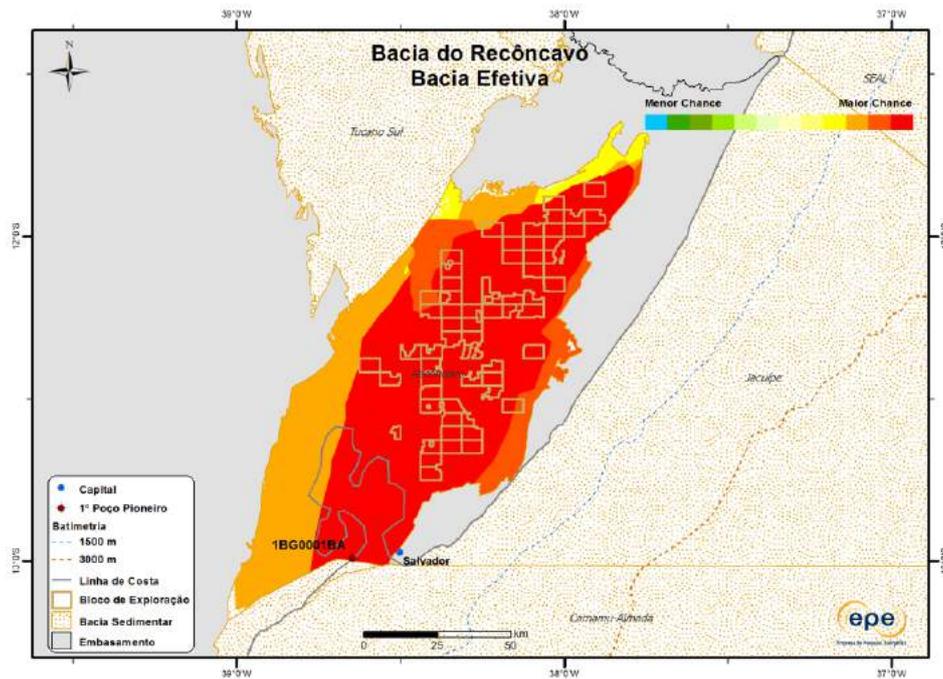


Figura 59: Chances de descoberta de hidrocarbonetos na Bacia do Recôncavo. Fonte: EPE (2019).

O estudo do Zoneamento indica também a possibilidade de se encontrar óleo em formação fechada (Figura 60) e gás em formação fechada (Figura 61) nos arenitos neocomianos da Formação Candeias, e gás de folhelho em folhelhos fraturados de origem lacustre da Formação Candeias (Membros Gomo e Tauá) em diferentes regiões da bacia (Figura 62) (EPE, 2019).

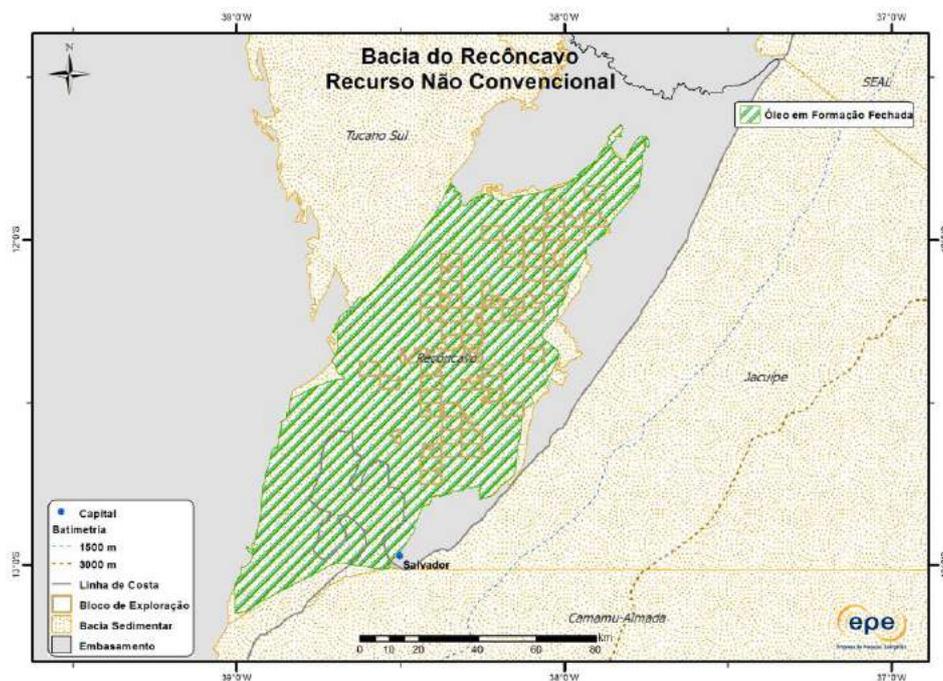


Figura 60: Play de óleo em formação fechada na Bacia do Recôncavo. Fonte: EPE (2019).

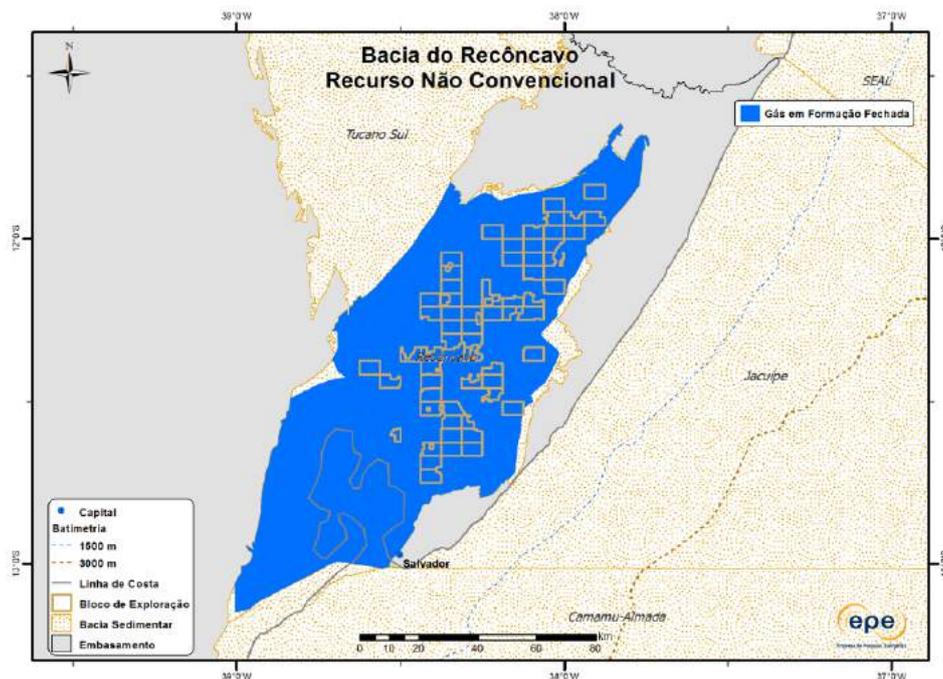


Figura 61: Play de gás em formação fechada na Bacia do Recôncavo.
 Fonte: EPE (2019).

Segundo Dal-Cere Jr. (2012), a ocorrência de folhelhos naturalmente fraturados está associada à compressão (*transpression*) produzidos pelos folhelhos do Membro Gomo (Neocomiano), na porção mais distal de blocos deslizados (*hanging blocks*) de falhas lítricas que colidem contra obstáculos. A porosidade e permeabilidade desses reservatórios, apesar de pequena, são melhoradas pela ocorrência de fraturas naturais, sendo registrada produção de quase um milhão de barris de petróleo em reservatório fraturado, em apenas um poço, num período de 28 anos (SARZENSKI; SOUZA CRUZ, 1986 apud DAL-CERE Jr., 2012).

Quanto à qualidade dos folhelhos, estes possuem COT que variam entre 1 e 10%, encontrando-se a profundidades entre 3.500 e 5.500 m, e espessuras entre 1.500 e 1.850 m (BONGIOLO; KALKREUTH, 2008; MATOS, 2013; MIRANDA, 2013; PESSOA, 2013). Segundo Coutinho (2008) os maiores teores de COT ocorrem na borda flexural da bacia (área de maior potencial), sendo que esses teores variam acompanhando a geometria do rifte. A diminuição dos teores na região do atual Baixo de Camaçari é devido ao suprimento terrígeno e maturação, sendo que as porções mais enriquecidas em COT (3.760 m e 3.520 m) indicam condições de anoxia do paleolago.

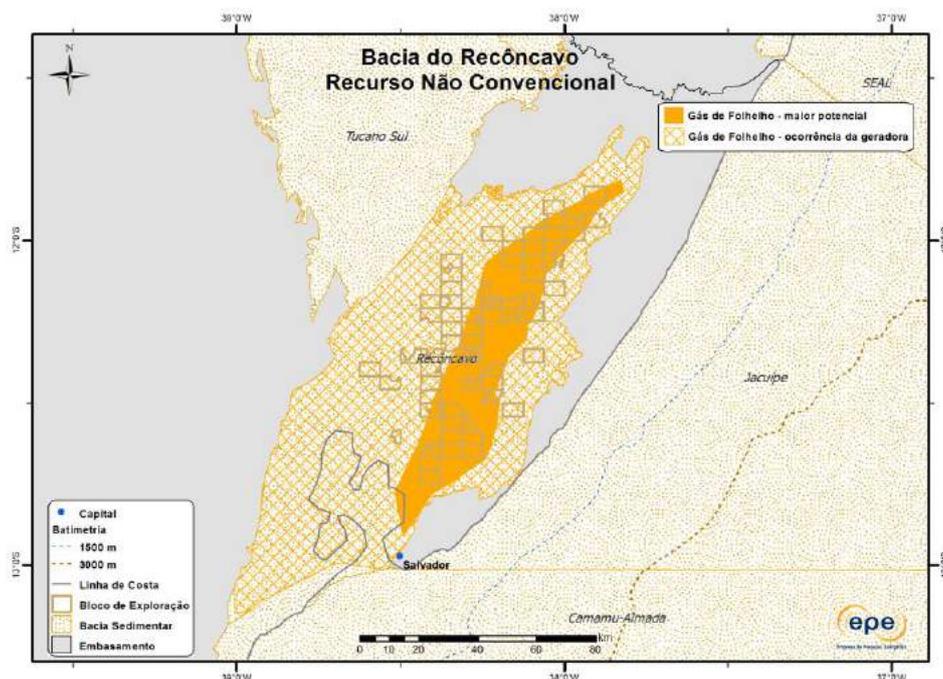


Figura 62: Play de gás de folhelho na Bacia do Recôncavo.

Fonte: EPE (2019).

Exploração e Produção: histórico e perspectivas de desenvolvimento

Conforme já mencionado no início deste relatório bibliográfico, o início dos esforços exploratório, e primeiros sucessos obtidos no país, ocorreram na região do Recôncavo Bahiano, com estudos que remontam a primeira metade do século XIX (ANP, 2017; LUCCHESI, 1998; MENDES et al., 2019).

A primeira descoberta de acumulação significativa de petróleo, em 1939, na localidade de Lobato, deu início a primeira fase exploratória na Bacia do Recôncavo (ANP, 2017). Outras importantes descobertas foram os campos de Candeias (1941), Aratu e Itaparica (1942), Dom João (1947) e Água Grande (1952). Durante o monopólio da Petrobras (1954-1997), diversas descobertas foram realizadas na bacia, destacando 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 (ANP, 2017).

Após a quebra do monopólio, e a criação da ANP (Lei 9.478/97), houve a atração de maiores investimentos exploratórios no país, maior competitividade, e um crescente no número de descobertas de acumulações estabelecidas (ANP, 2017). A Figura 63, apresenta a cobertura dos levantamentos sísmicos 2D e 3D e poços pioneiros, além dos diversos campos em produção, áreas em avaliação, última descoberta comercial e blocos exploratórios sob concessão. Durante a 14ª Rodada de Licitações, realizada em setembro de 2017, foram oferecidos 27 blocos e 7 foram arrematados. Não há previsão de oferta de blocos nas próximas rodadas de licitações (BRASIL, 2018a, 2018b).

Recentemente, no Primeiro Ciclo foram aprovados 100 blocos na Bacia do Recôncavo, sendo esta a segunda bacia com maior número de áreas (17% do total). Dos

blocos validados para o ciclo de setembro de 2019, na Bacia do Recôncavo, sendo pelo menos um quinto com notificação de descoberta ou situado muito próximo à uma descoberta (EPE, 2019). Foram disponibilizados ainda no Primeiro Ciclo 7 campos da Rodada Zero, com acumulações marginais: Camaçari, Fazenda Gameleira, Fazenda Sori, Lagoa Verde, Miranga Leste, Pojuca Norte e Rio Joanes. Cinco blocos (REC-T-110, REC-T-121, REC-T-58, REC-T-67 e REC-T-77) foram adquiridos no referido certame a um bônus total de R\$ 260.000 (EPE, 2019). Na Bacia do Recôncavo 3% das áreas já arrematadas possuem histórico de descoberta.

Também cabe destacar o potencial da Bacia do Recôncavo para a exploração de recursos não convencionais como o óleo de folhelho (*shale*), por se tratar de uma bacia bem conhecida, e com infraestrutura instalada, oferecendo menor risco exploratório, em comparação as outras bacias com este tipo de recurso (EPE, 2019).

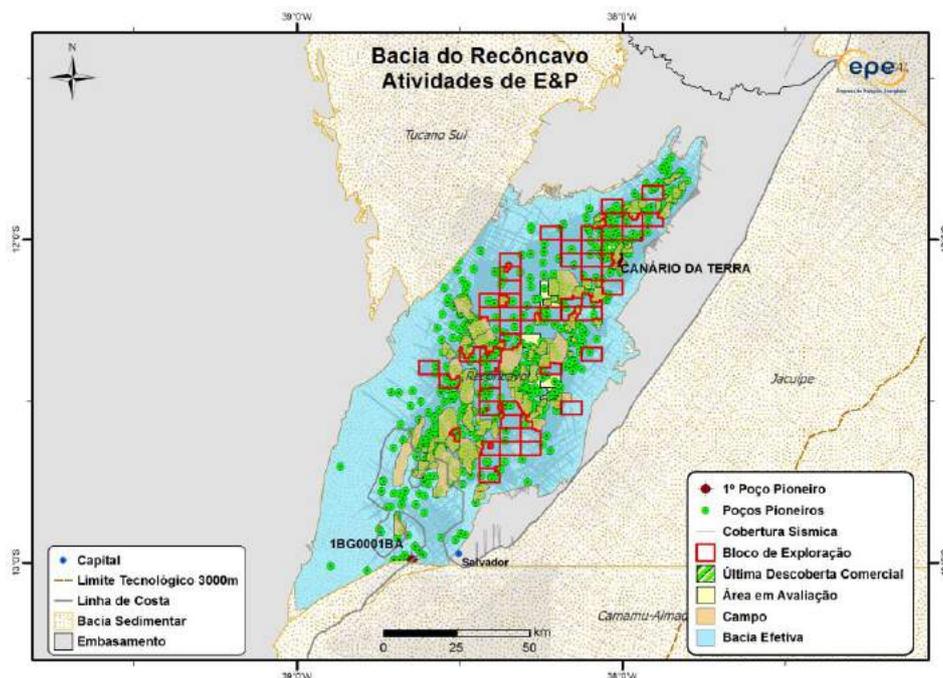


Figura 63: Atividades de E&P na Bacia do Recôncavo.

Fonte: EPE (2019).

3.12. Bacia do Rio do Peixe

A Bacia do Rio do Peixe localiza-se no oeste do Estado da Paraíba, inserida no conjunto das Bacias Interiores do Nordeste do Brasil, instaladas na porção NE da Província Borborema (MENDONÇA FILHO; CARVALHO; AZEVEDO, 2006). Esse conjunto de bacias tem origem relacionada ao rifteamento no Cretáceo Inferior, e sua evolução é consequência de reflexos de eventos tectônicos responsáveis pela abertura do Oceano Atlântico Sul e separação dos continentes Sul-americano e Africano, resultando em depressões que foram preenchidas por sedimentos posteriormente (LEONARDI; CARVALHO, 2002; PONTE; HASHIMOTO; DINO, 1991).

As bacias do Rio do Peixe são historicamente subdivididas em quatro sub-bacias denominadas: Vertentes, Pombal, Sousa e Uiraúna-Brejo das Freiras. Compreendem

uma área de 1.507 km², sendo a Bacia de Sousa a maior de todas, ocupando cerca de 675 km² (EPE, 2019; MEDEIROS, 2019; MENDONÇA FILHO; CARVALHO; AZEVEDO, 2006). Matos (1992) definiu o chamado trend Cariri-Potiguar, onde essas sub-bacias ocorrem, que demarca um eixo de rifteamento de idade neocomiana a barremiana. Com base em palinomorfos, essas sub-bacias foram datadas nos andares locais Rio da Serra (Berriasiano ao Hauteriviano) e Aratu (Barremiano) (LIMA; COELHO, 1987; MEDEIROS, 2019; REGALI, 1990) (Figura 64 e Figura 65).

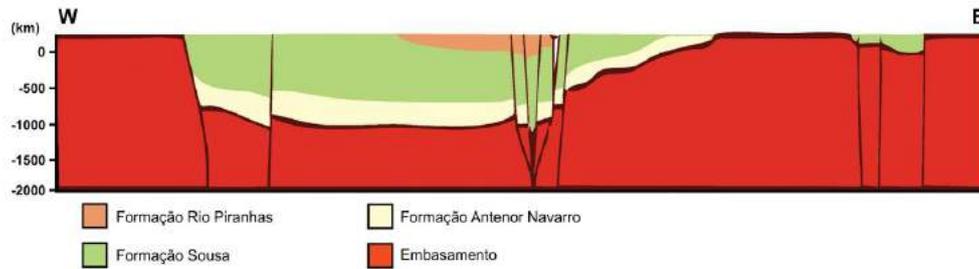


Figura 64: Seção geológica da Bacia do Rio do Peixe.
Fonte: ANP (2007).

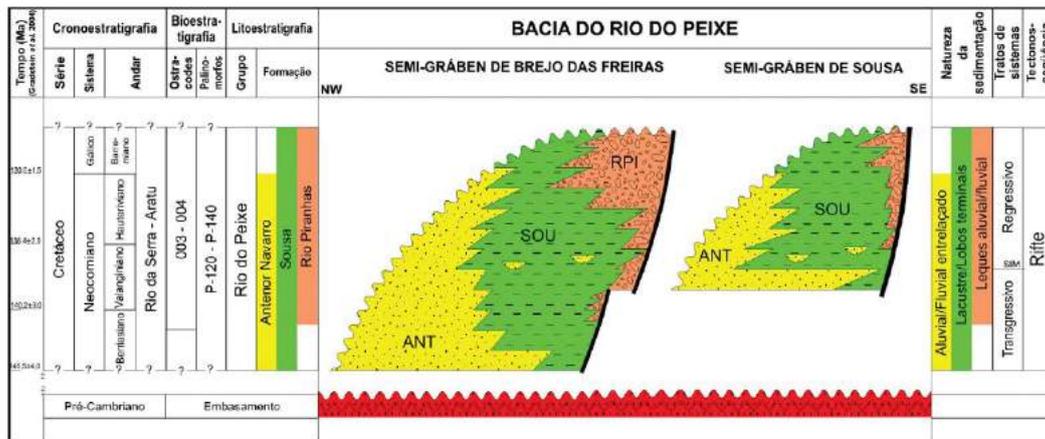


Figura 65: Carta estratigráfica da Bacia do Rio do Peixe.
Fonte: Córdoba et al. (2008).

Sistemas Petrolíferos

A Bacia do Rio do Peixe, é uma bacia de Nova Fronteira, e possui apenas um sistema petrolífero especulativo, indicado em EPE (2019): Sousa -Antenor Navarro (?). A indicação de um possível sistema petrolífero ativo na bacia é em função dos indícios de óleo obtidos na localidade Sítio Sagüí, distrito de Lagoa das Estrelas, município de Sousa-PB. Algumas análises geoquímicas efetuadas indicaram óleo de boa qualidade, (parafínico), não biodegradado, com cerca de 30° API, semelhante ao da Formação

Pendência (Bacia Potiguar), e aos óleos produzidos nas bacias do Recôncavo e Sergipe-Alagoas (ANP, 2007b).

Carga (Geração e Migração)

Segundo ANP (2007b), a geração na bacia ocorreu nos folhelhos negros da Formação Sousa (Neocomiano), e a migração por falhas subverticais/verticais, contato direto e carrier beds (EPE, 2019). Análises de amostras de óleo na sub-bacia de Sousa, indicaram um óleo maduro, não biodegradado de origem lacustre de água doce (DA SILVA, 2009; MENDONÇA FILHO; CARVALHO; AZEVEDO, 2006).

Da Silva (2009) cita dois depocentros internos ao semi-gráben de Sousa limitados por uma falha normal com direção NE-SW e mergulho para NW, adjacente a um alto interno no qual ocorrem indícios de óleo. A maturação e expulsão do óleo deve ter ocorrido sob a ação do soterramento da pilha sedimentar sin-rifte no Eocretáceo, e a relação de interdigitação lateral, e a declividade da pilha sedimentar, devem ter favorecido a migração do óleo up dip até os potenciais reservatórios da Formação Antenor Navarro; outra alternativa seria a migração de óleo ao longo das falhas de borda e acumulação nos arenitos e conglomerados da Formação Rio Piranhas (DA SILVA, 2009).

Reservatórios

Os reservatórios são arenitos das formações Sousa (Neocomiano) e Antenor Navarro (Neocomiano) (ANP, 2007b; EPE, 2019). Da Silva (2009) também sugere os arenitos da Formação Rio Piranhas como reservatórios potenciais.

Rochas Selantes e Trapas

Os selos são folhelhos e calcários da Formação Sousa (Neocomiano), e as trapas são principalmente estruturais, ocorrendo também trapas estratigráficas e paleogeomórficas (ANP, 2007b; EPE, 2019).

Altos internos e falhas antitéticas selantes seriam candidatos a trapas estruturais, contexto que parece ocorrer a NW de Sousa. Podem ser visualizadas as dobras e o acunhamento dos reservatórios areníticos interdigitados com os pelitos da Formação Sousa (DA SILVA, 2009). Conforme Da Silva (2009), a erosão pós-Aratu e eventos mais jovens do final do Cretáceo ao início do Neógeno, poderiam ser fatores restritivos para a preservação dessas acumulações hipotéticas.

Play Exploratórios

Apenas um *play* exploratório é indicado para a Bacia do Rio do Peixe, com possíveis reservatórios em arenitos fluviais Neocomiano - Formação Antenor Navarro, denominado em EPE (2019) "*Play* Rio do Peixe". Este *play* não possui descobertas até o presente, sendo que a bacia como um todo apresenta baixas chances de descobertas de hidrocarboneto (Figura 66).

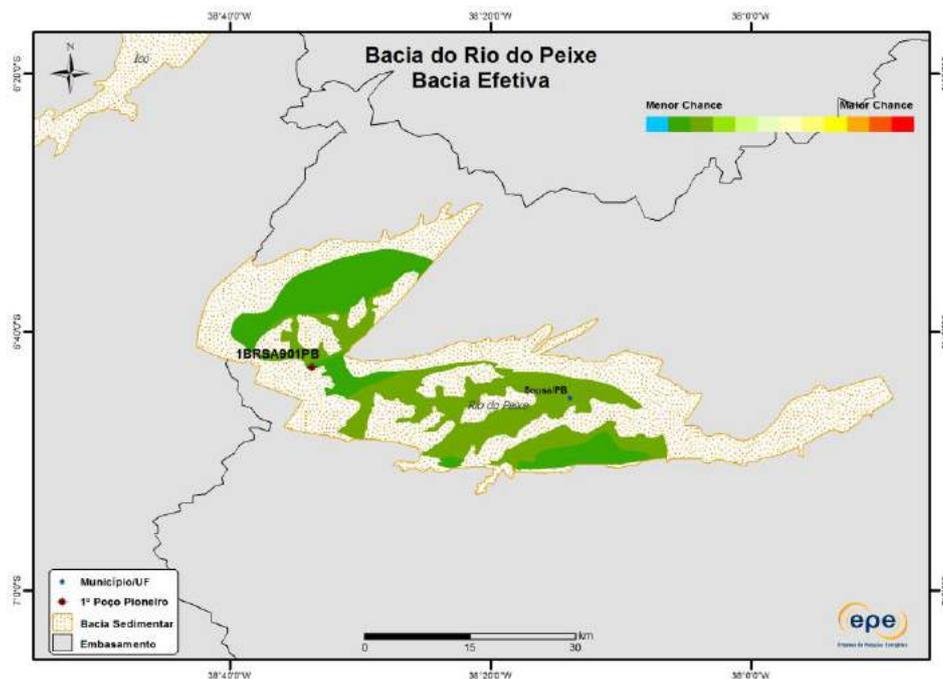


Figura 66: Chances de descoberta de hidrocarbonetos na Bacia do Rio do Peixe.
Fonte: EPE (2019).

Exploração e Produção: histórico e perspectivas de desenvolvimento

Os primeiros trabalhos geológicos na bacia iniciaram-se em meados do século XIX, se estendendo até início do século XX (CARVALHO; LEONARDI, 1992). Na década de 60, foram retomados estudos geológicos relevantes na bacia, voltados principalmente para o arcabouço litoestratigráfico da bacia (MARQUES, 1924 apud ALBUQUERQUE, 1970).

Na década de 80 e 90, as bacias do Vale do Cariri, entre elas a Bacia do Rio do Peixe, foram alvos de estudos geológicos e geofísico, realizados por diversas universidades, empresas e órgãos públicos, buscando a prospecção hidrogeológica e de petróleo (FRANÇOLIN; COBBOLD; SZATMARI, 1994; GHIGNONE; COUTO; ASSINE, 1986; MATOS, 1992; PONTE; PONTE FILHO, 1996; RAND, 1984; RAND; MANSO, 1984). Métodos geofísicos como a gravimetria, magnetometria e sísmica de reflexão foram aplicados nas pesquisas a partir da década de 80 (NOGUEIRA; OLIVEIRA; CASTRO, 2004).

A Bacia do Rio do Peixe teve blocos ofertados, pela primeira, e única vez, na 9ª Rodada de Licitações da ANP, realizada em 2007, tendo sido disponibilizados, na época, 19 blocos, dos quais 12 foram contratados, com os esforços exploratórios concentrados nas formações Antenor Navarro e Rio Piranhas (ANP, 2007b; SILVA et al., 2016).

Conforme apresentado na 9ª Rodada de Licitações da ANP, a Bacia do Rio do Peixe possui como dados exploratórios (ANP, 2007b): i) sondagem estratigráfica do DNPM (Lagoa do Forno nº 1 - 1.075m de profundidade); ii) levantamento geoquímico de superfície (1850 am./1500 km²) - realizado pela Universidade Federal do Rio Grande do Norte (UFRN), Petrobras, e Brain Tecnologia; iii) linhas sísmicas 2D (3 linhas - 80 km);

iv) levantamentos gravimétricos; v) levantamentos magnetométricos; vi) poços hídricos cadastrados; vii) mapeamentos geológicos de superfície; viii) estudos geológicos e paleontológicos; ix) estudos estruturais e estratigráficos (de superfície e por métodos gravimétricos e magnetométricos); x) análises indicando óleo evoluído termoquimicamente.

Recentemente, alguns esforços estão sendo feitos na interpretação de dados por meio de métodos de processamento digital e modelagens 3D de dados gravimétricos e magnetométricos, além do estudo petrofísico de possíveis reservatórios na bacia (NOGUEIRA; OLIVEIRA; CASTRO, 2004; SILVA et al., 2016). Estudos com métodos elétricos, interpretação sísmica com análise de atributos sísmicos, também estão sendo utilizados, buscando a melhor compreensão do arcabouço estratigráfico e estrutural da bacia, bem como avaliação de possíveis reservatórios com potencial para acumulação de hidrocarbonetos (CÓRDOBA et al., 2008; FEITOSA et al., 2006; MEDEIROS, 2019; RAPOSO; ALVES; SOARES, 2017; VASCONCELOS; NOGUEIRA; SOUSA, 2016).

Contudo, nenhuma descoberta comercial foi feita na bacia, mas foi constatada a presença de óleo em gnaisses no embasamento da BRP, também na localidade do Sítio Salguinho, onde análises geoquímicas do óleo indicam que o mesmo é de boa qualidade (parafínico), não biodegradado, com cerca de 30° API e semelhante ao da Formação Pendência (Bacia Potiguar), e aos óleos produzidos nas bacias do Recôncavo e Sergipe-Alagoas (ANP, 2007b).

A atividade exploratória na bacia ainda é escassa (Figura 67), e, atualmente não existem blocos exploratórios sob concessão, e também não são previstas ofertas de nas próximas rodadas de licitações (BRASIL, 2018a, 2018b; EPE, 2019).

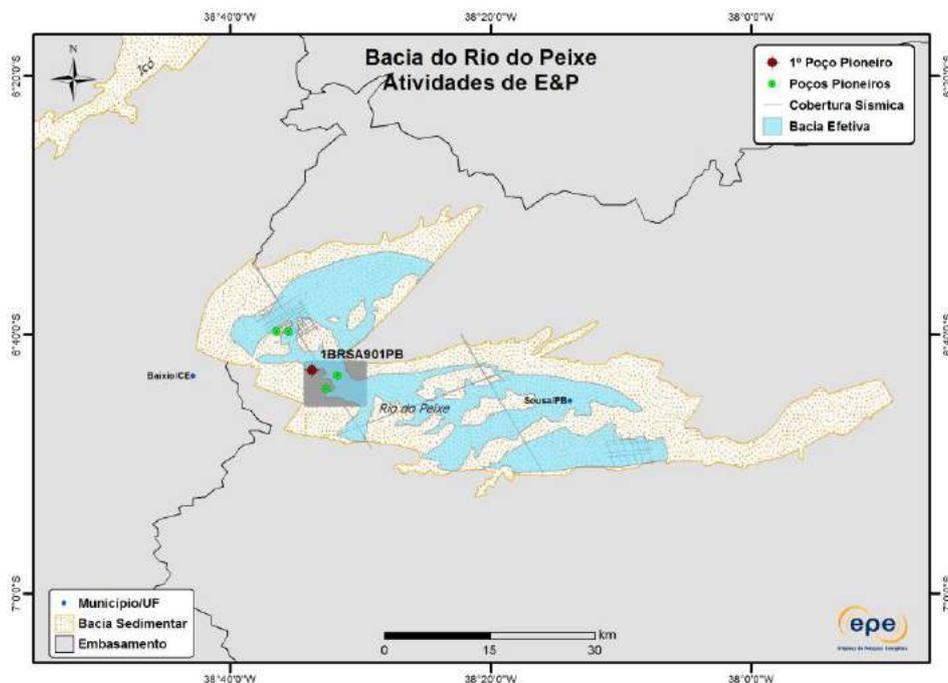


Figura 67: Atividades de E&P na Bacia do Rio do Peixe.

Fonte: EPE (2019).

3.13. Bacia de São Luís

A Bacia de São Luís (e.g. São Luís-Grajaú) está localizada na região nordeste do Brasil, entre os Estados do Maranhão e (nordeste) do Pará, ocupando uma área sedimentar de, aproximadamente, 22.400 km². A Bacia de São Luís integra o conjunto de bacias desenvolvidas em contexto de margem transformante (Bragança-Viséu/São Luís/Ilha Nova) e é resultado de esforços tectônicos relacionados à abertura do Oceano Atlântico Equatorial, no âmbito da fragmentação do Gondwana ocorrida durante o Mesozóico (ANP, 2014; EPE, 2019; GONÇALVES et al., 2006). Durante os estágios finais da fragmentação gonduânica, ainda no Eocretáceo, um rifte intracontinental começou a ser implementado, sendo posteriormente preenchido por sedimentos meso-cenozoicos, responsáveis pelo registro de até 4.000 m de espessura em seu depocentro (Figura 68 e Figura 69).

A Bacia de São Luís está localizada na parte central do rifte abortado e foi formada no Aptiano, no momento de subsidência regional na região do Arco Ferrer-Urbano Santos (SOARES JÚNIOR et al., 2011). Alguns autores referem ser esta bacia um semi-gráben limitado pelos altos Gurupi e Curupu, tendo como limite, com Bacia do Parnaíba, o Arco Ferrer-Urbano Santos (ANP, 2002a; MILANI et al., 2007).

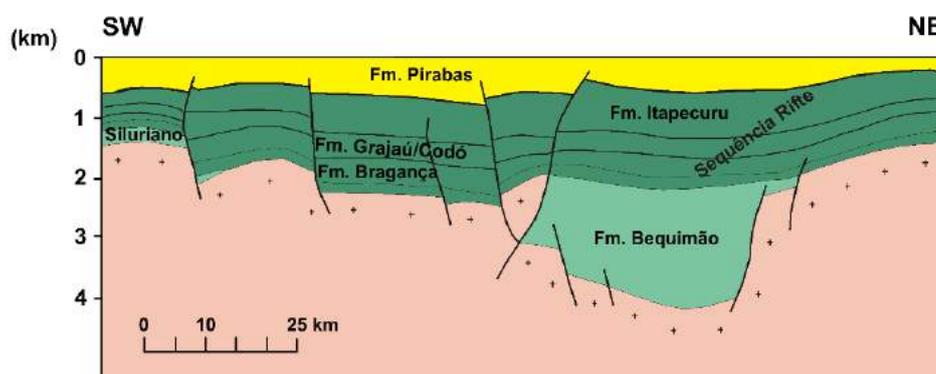


Figura 68: Seção geológica da Bacia de São Luis.

Fonte: CPRM (2015).

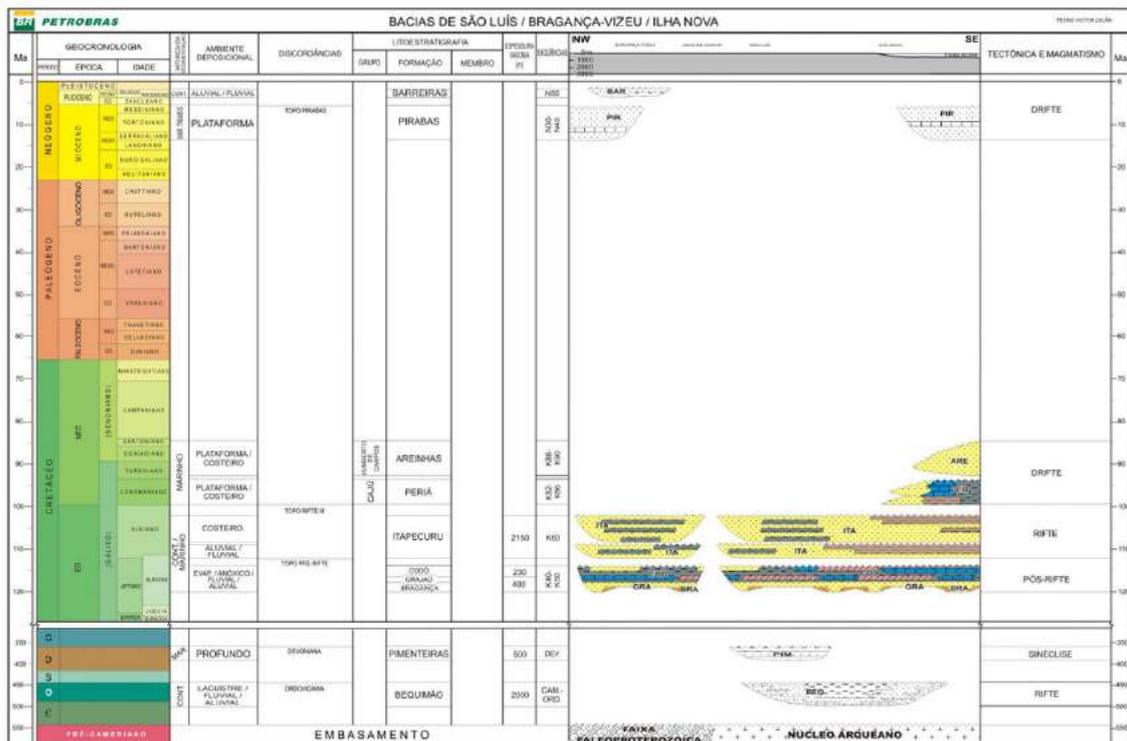


Figura 69: Carta Estratigráfica da Bacia de São Luís.

Fonte: Petrobras (2007).

Sistemas Petrolíferos

A Bacia de São Luís possui dois sistemas petrolíferos especulativos, indicados por EPE (2019): Codó-Grajaú (?) e Codó-Itaipuru (?).

Carga (Geração e Migração)

A geração na bacia ocorreria, principalmente, pelos folhelhos betuminosos aptianos da Formação Codó, com COT entre 4% a 15% (ANP, 2002a; EPE, 2019). ANP (2002), considerou como geradora secundária a Formação Pimenteiras, sendo essa a melhor geradora da Bacia do Parnaíba.

A geração na Formação Codó teria se iniciado no final do Cretáceo sendo atingida profundidade superior a 1.800 m (topo estimado zona madura). Essa Formação está, contudo, ausente em 11 dos 18 poços exploratórios perfurados na bacia. No poço 1-RT-1-MA, ocorre entre 2.150 e 2.225 m (transição imaturo/maturo) com indícios de óleo em fratura do embasamento. Destaca-se que, na Bacia de Bragança-Viseu, o topo da zona madura ocorre em 1.800 m, no poço 2-EG-1-MA a 1.800 m. Estima-se a possibilidade de encontrar a Formação Codó em profundidades de até 2.500 m nos baixos não perfurados (ANP, 2002a).

Segundo ANP (2002a) o processo de migração na Bacia de São Luís ocorreu por meio de falhas, discordâncias e contato direto gerador/reservatório-Codó/Codó, Codó/Grajaú, Codó/Itaipuru, Pimenteiras/Itaim e Pimenteiras/Grajaú.

Reservatórios

EPE (2019) considera que os reservatórios possíveis seriam arenitos fluviais aptianos da Formação Grajaú e arenitos fluviais intercalados com arenitos de ambiente marinho raso dominado por ondas da Formação Itapecuru de idade Albiana. Os mesmos reservatórios foram destacados por ANP (2002a) com a inclusão de possíveis lentes de arenitos na Formação Codó, além de arenitos das formações paleozoicas, que ocorrem na Bacia do Parnaíba; a saber, Ipu, Jaicós e Itaim. A possibilidade de reservatórios fraturados no embasamento e na Formação Bequimão já foi mencionada previamente (ANP, 2002a).

Rochas Selantes e Trapas

São esperadas trapas estruturais em blocos basculados ou *roll-overs*, associadas ao rifte. Como selos consideram-se os folhelhos, calcilutitos e anidrita da Formação Codó e os folhelhos sin e pós-rifte da Formação Itapecuru (EPE, 2019).

ANP (2002a) cita estruturas reversas associadas a falhas transcorrentes (estruturas em flor) como estruturas trapeadoras. Trapas estratigráficas e paleogeomórficas associadas à paleotopografia da discordância pré-aptiana e a truncamentos e acunhamentos da seção paleozóica também são relacionadas. A discordância pré-Aptiana pode capear diversos reservatórios.

Os folhelhos e a anidrita da Formação Codó capeariam os reservatórios da Formação Grajaú, os reservatórios paleozóicos, o embasamento e a Formação Bequimão. As Formações Pimenteiras e Tianguá selariam as Formações Itaim e Ipu. E os folhelhos das Formações Itapecuru Codó capeariam os reservatórios da Formação Itapecuru (ANP, 2002a).

Play Exploratórios

Os dois *plays* exploratórios indicados por EPE (2019) para a Bacia de São Luís seriam: (i) os arenitos fluviais do Aptiano - Formação Grajaú (*play* Grajaú); e (ii) os arenitos flúvio-costeiros do Albiano - Formação Itapecuru (*play* Itapecuru).

Ambos os *plays* não possuem descobertas, sendo, em toda a bacia, encontradas chances baixas de descobertas de hidrocarbonetos, estando a maior probabilidade na porção oeste da bacia (Figura 70).

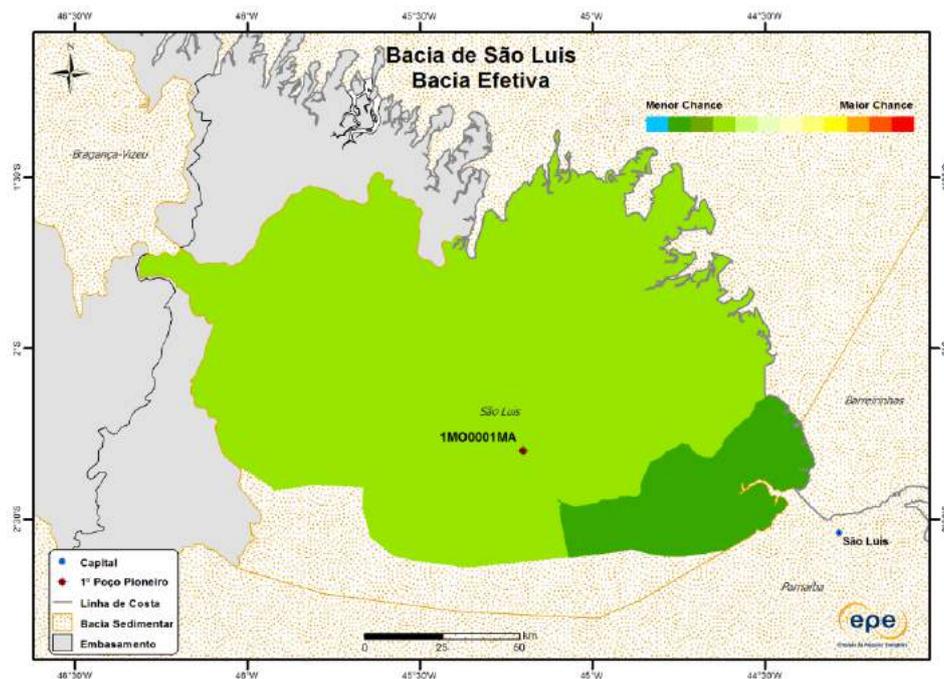


Figura 70: Chances de descoberta de hidrocarbonetos na Bacia de São Luís.
 Fonte: EPE (2019).

EPE (2019) levanta a possibilidade de existência de um *play* não convencional, com base na analogia com o *play* não convencional na Bacia do Parnaíba (Figura 71). Esse *play* seria do tipo Óleo de Folhelho (*Oil Shale*) e compreenderia o potencial dos folhelhos cinza e betuminosos negros, do Neoaptiano/Eoalbiano, da Formação Codó (EIA, 2015, 2019; SCHENK et al. 2017; VAZ et al., 2007). Thibes (2016) cita também a possibilidade de produção de óleo por meio de retortagem *in situ* dos folhelhos da Formação Codó.

Segundo Costa JUNIOR e Magalhães (2016) a espessura da Formação Codó atinge até 220 m. Por sua vez, Bastos et al. (2014) e Lima e Leite (1978) informam uma espessura máxima de 180 m, com folhelhos formados em um ambiente de baixa energia, lacustre, com estratificação da água, que causou a estagnação do ambiente tornando-o anóxico (REIS; CAPUTO, 2007). Costa JUNIOR e Magalhães (2016) identificaram porções da Formação Codó com até 1100 mg HC/g COT, o que, por sua vez, indica uma baixíssima evolução térmica de suas rochas. Além disto, foram identificados intervalos na Formação Codó com até 4% de Carbono Orgânico Total (COT). A Formação Codó apresenta valores de S2 de até 50 mg HC/g rocha, sendo que valores maiores que 10 mg HC/g rocha já indicam excelente potencial gerador (ESPITALIÉ et al., 1985).

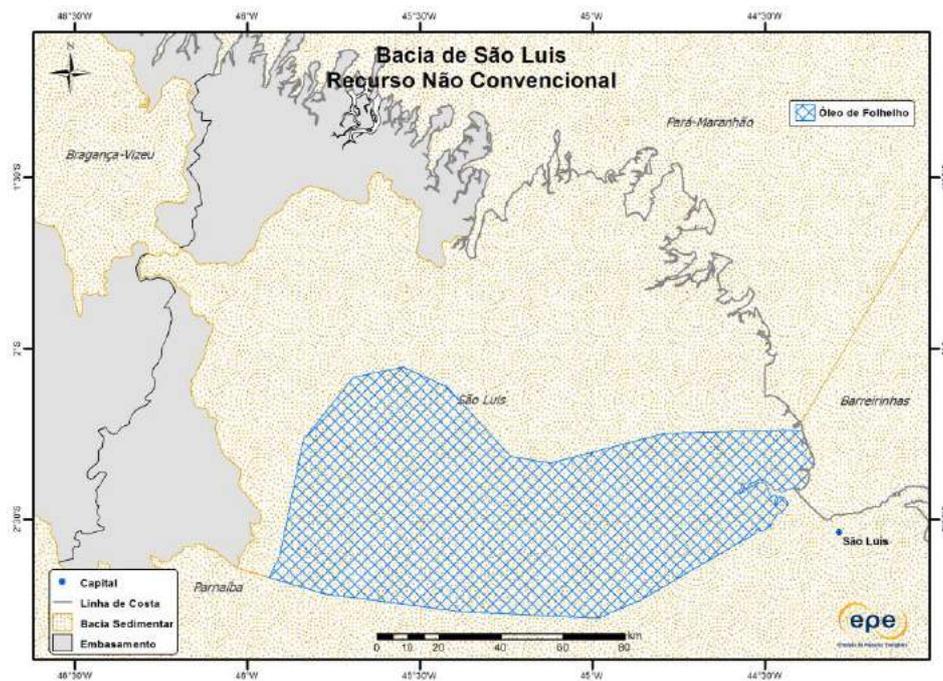


Figura 71: Play de óleo de folhelho na Bacia de São Luís.
 Fonte: EPE (2019).

Exploração e Produção: histórico e perspectivas de desenvolvimento

O histórico exploratório da Bacia de São Luís envolve as bacias de Bragança-Viseu e Ilha Nova, todas localizadas entre o litoral nordeste do estado do Pará e o noroeste do Maranhão, sendo a última situada na porção *offshore* e as duas primeiras na porção onshore da região, compreendendo a quase a totalidade (85%) da área sedimentar do conjunto de bacias.

O início da exploração de hidrocarbonetos na região ocorreu no início da década de 50, com os primeiros levantamentos sísmicos, gravimétricos, e a perfuração de poços estratigráficos pela PETROBRAS (ARANHA et al., 1990).

Até a década de 90, existia apenas um levantamento gravimétrico regional cobrindo toda a porção emersa e 7.200 km de levantamentos sísmicos 2D, sendo cerca de 5.700km na região centro-sul da Bacia de São Luís (ARANHA et al., 1990). Até o início os anos 2000, apenas 18 poços exploratórios tinham sido perfurados na Bacia de São Luís, dos quais 13 eram pioneiros e 5 estratigráficos. Nessa época, havia uma densidade de 1 km de sísmica 2D para 3,5 km² de área sedimentar, bem como 1 poço para 1.110 km² (ANP, 2002a).

Na segunda metade dos anos 2000 houve a inclusão da Bacia de São Luís no Plano-Plurianual de Geologia e Geofísica 2007-2014 da ANP, no qual foram investidos aproximadamente R\$ 79 milhões na execução de aerolevantamento gravimétrico e magnetométrico; levantamento geoquímico de superfície; processamento de dados sísmicos antigos e na perfuração do poço estratigráfico 2-ANP-0005-MA (ANP, 2014).

O levantamento geoquímico comprovou um sistema petrolífero ativo, com a geração e migração (falhas) de hidrocarbonetos líquidos e gasosos dos seus principais depocentros até a superfície. O aerolevante gravimétrico e magnetométrico contribuiu para a definição da profundidade do embasamento, espessura sedimentar, e o refinamento do arcabouço estrutural da bacia. Foram processados 22.519 km lineares de dados sísmicos antigos (pré-1998 - ANP, 2014).

O poço estratigráfico 2-ANP-0005-MA (2014/2015) foi perfurado visando investigar as condições de maturação da seção geradora aptiana; o potencial gerador da seção paleozoica e a estratigrafia da bacia. O poço alcançou a profundidade final de 2.910 m, com a obtenção de 11 testemunhos que amostraram as Formações Itaperucu, Codó e Grajaú. Na Formação Codó, o testemunho apresentava exsudação de óleo castanho escuro (ANP, 2014).

Até o momento, não existem descobertas comerciais de petróleo ou gás natural na Bacia de São Luís, porém o poço 1-RL-0001-MA foi classificado como produtor subcomercial de petróleo, sugerindo que essa bacia tem potencial para descobertas comerciais (ANP, 2014). Não existem blocos em concessão (Figura 72) ou previsão de ofertas futuras nas rodadas de licitação de blocos previstas para ocorrer entre 2020 e 2021 (BRASIL, 2018a, 2018b). Há, contudo, a possibilidade de disponibilização de áreas dentro do modelo de Oferta Permanente, uma vez que blocos foram ofertados durante a 4ª Rodada de Licitações.

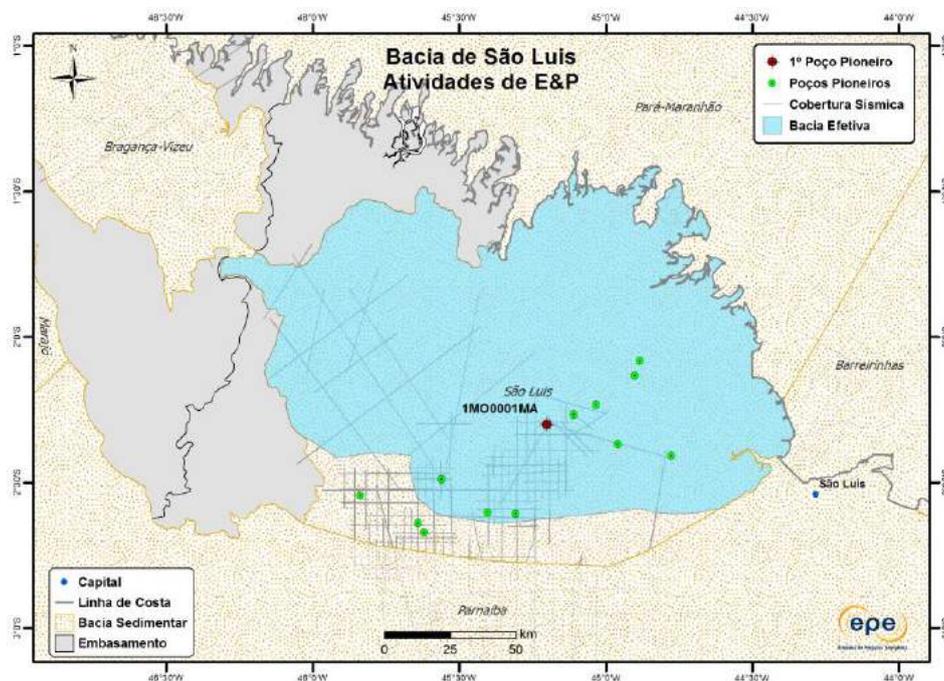


Figura 72: Atividades de E&P na Bacia de São Luís.

Fonte: EPE (2019).

3.14. Bacia do São Francisco

A Bacia do São Francisco recobre quase toda a porção mineira do cráton homônimo, e corresponde à uma bacia poli-histórica, envolvendo sucessivos ciclos basinais, com uma área sedimentar de 375.354 km² (ALKMIM; MARTINS-NETO, 2001, 2011; REIS; SUSS, 2016; VIEIRA et al. 2015).

Seu preenchimento sedimentar é composto pela sequência meso-neoproterozoica Paranoá-Espinhaço Superior, seguida das sequências neoproterozoicas Macaúbas e Bambuí, esta última ediacarana (ALKMIM; MARTINS-NETO, 2001, 2011; REIS; SUSS, 2016). Seu contexto geológico ainda abrange os depósitos fanerozoicos dos Grupos Santa Fé, Areado, Mata da Corda e Urucuia (ALKMIM, 2004; ALKIMIM; MARTINS-NETO, 2001) (Figura 73 e Figura 74).

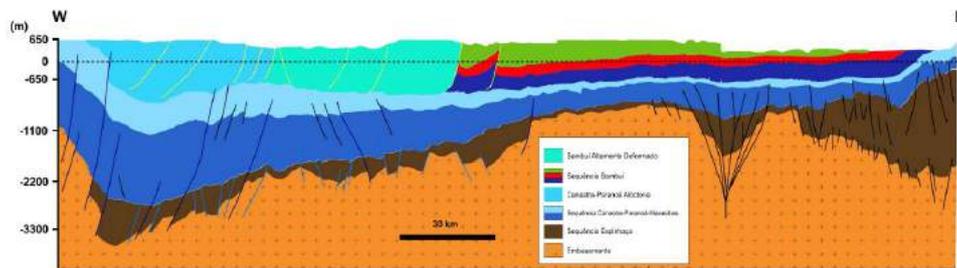


Figura 73: Seção geológica da Bacia do São Francisco.
Fonte: UFBA (2014).

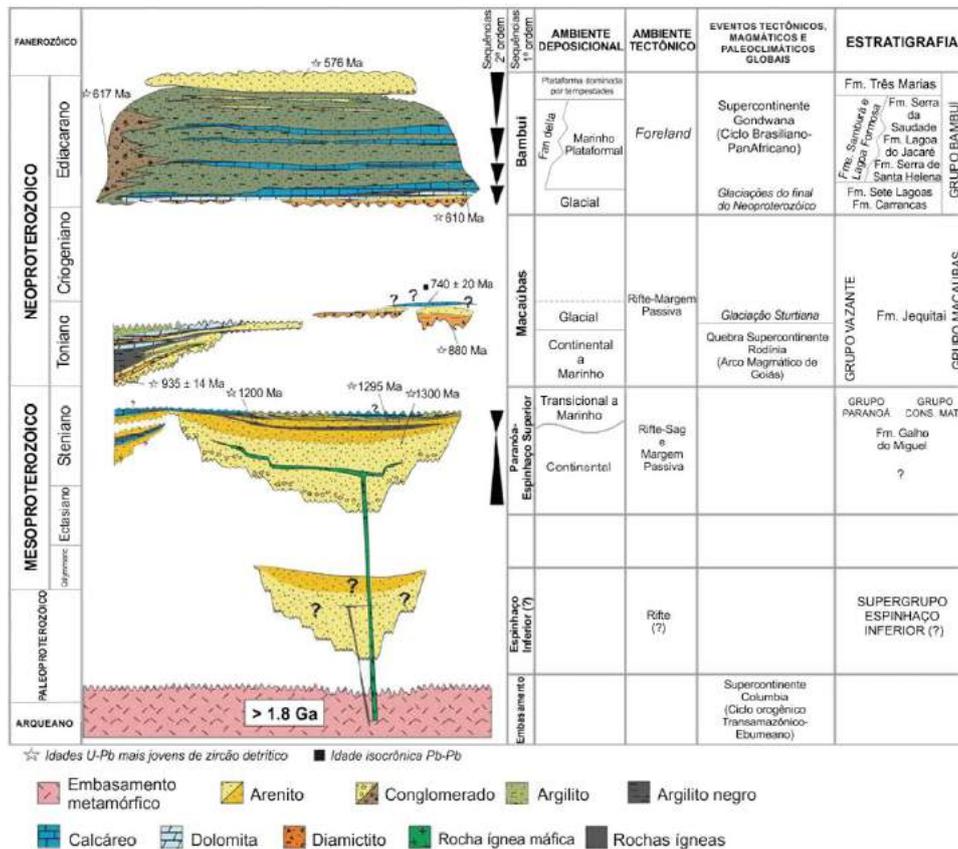


Figura 74: Carta Estratigráfica da Bacia do São Francisco.
Fonte: Adaptado de Reis et al. (2017).

Sistemas Petrolíferos

Segundo EPE (2019), a Bacia do São Francisco é uma bacia de Nova Fronteira Exploratória, com sistema petrolífero principal Macaúbas/Paranoá-Bambuú (!). São considerados secundariamente os sistemas Vazante-Macaúbas/Paranoá (?) e Vazante-Bambuú (?).

Carga (Geração e Migração)

A geração na bacia ocorre nos folhelhos negros marinhos do Grupo Macaúbas-Paranoá, e nos carbonatos e folhelhos negros das formações Sete Lagoas e Lagoa do Jacaré (Grupo Bambuí). Os folhelhos do Grupo Macaúbas-Paranoá possuem valores de COT variando entre 0,01 e 15,6 %, cujos valores médios encontram-se entre 3,0 e 4,0 % (BERTONI et al., 2014). Os carbonatos e folhelhos negros das formações Sete Lagoas e Lagoa do Jacaré (Grupo Bambuí), com COT de até 15%. A migração ocorre por vias de estruturas compressoriais geradas no Evento Brasileiro. A Falha de São Domingos é o limite entre a região afetada pela Faixa Brasília e o Cráton São Francisco. As falhas de cavalgamento podem servir como rota de migração, conectando a possível cozinha de geração com os principais reservatórios (CURTO, 2011; EPE, 2019; TEIXEIRA; MARTINS; BRAUN, 1993).

Reservatórios

Os reservatórios são arenitos e carbonatos de margem passiva do Grupo Macaúbas-Paranoá, com porosidade entre 4 e 9%, primária nos arenitos e, predominantemente, secundária para os carbonatos. Os carbonatos e folhelhos fraturados (porosidade de até 8%) das Formações Sete Lagoas e Lagoa do Jacaré (Grupo Bambuí) também são possíveis reservatórios. A leste da Falha de São Domingos, as camadas do Grupo Bambuí se encontram bastante horizontalizadas, sem influência significativa da deformação compressiva da Faixa Brasília. A oeste da Falha, as camadas se apresentam bastante deformadas, com diversas falhas de empurrão (CURTO, 2011; EPE, 2019; TEIXEIRA; MARTINS; BRAUN, 1993; UFBA, 2014).

Rochas Selantes e Trapas

Os selos podem ser representados pelitos e/ou calcilitos marinhos do Grupo Bambuí (Formações Serra de Santa Helena e Serra da Saudade), que ocorrem tanto em espessas unidades estratigráficas, como em camadas intercaladas a sucessões mais porosas. As trapas são predominantemente estruturais da Falha de São Domingos (dobras de propagação de falha (*fault-propagation folds*) associadas à cavalgamentos cegos (*blind thrusts*) e estratigráfica, na porção oeste; na porção leste predominam trapas estratigráficas do Grupo Bambuí (CURTO, 2011; EPE, 2019; TEIXEIRA; MARTINS; BRAUN, 1993),

Plays Exploratórios

EPE (2019) indica a existência de dois *plays* exploratórios na Bacia do São Francisco:

- i) arenitos costeiros e carbonatos marinhos Steniano-Toniano dos Grupos Macaúbas-Paranoá e Canastra;
- ii) carbonatos plataformais Ediacarano do Grupo Bambuí.

A Figura 75 indica a maior chance de descoberta hidrocarbonetos na região centro-sul da bacia. Por se tratar de uma bacia antiga, Neoproterozoica, a vocação da mesma é para produção de gás natural (EPE, 2019).

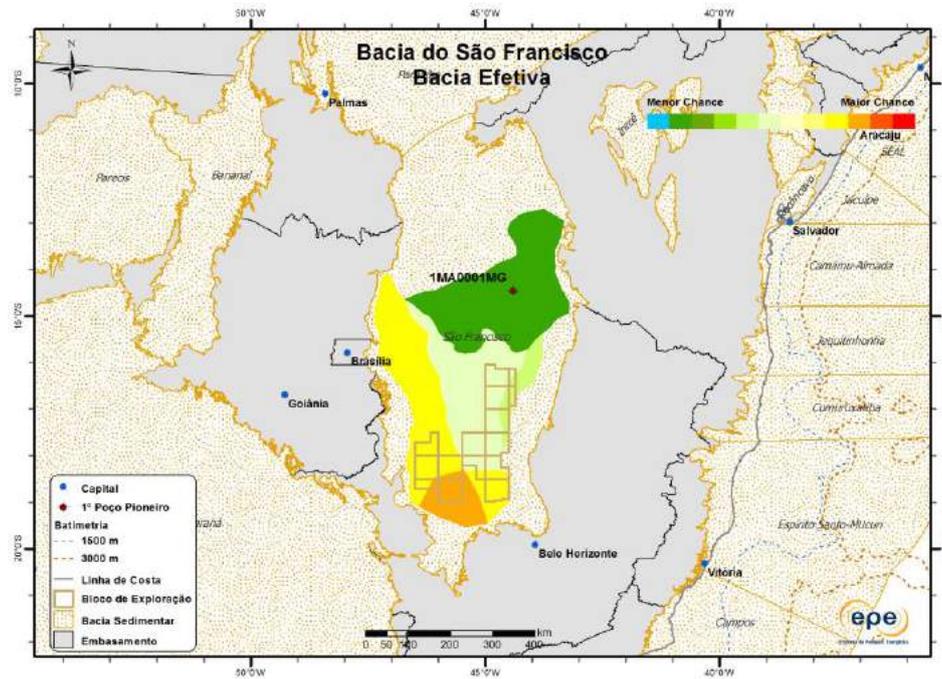


Figura 75: Chances de descoberta de hidrocarbonetos na Bacia do São Francisco.
Fonte: EPE (2019).

O estudo do Zoneamento (EPE, 2019) indica também a possibilidade de ocorrência de gás em formação fechada (ou *tigh gas*) em grande parte da Bacia do São Francisco (Figura 76), nos arenito e carbonato neoproterozoicos dos Grupos Canastra, Macaúbas-Paranoá e Bambuí. Segundo EIA (2015), são depósitos com espessura de cerca de 400 m, em um contexto de estruturas moderadamente falhadas, em profundidades de 2 a 5 km. As porosidades indicadas em EPE (2019) são de 4 a 9%.

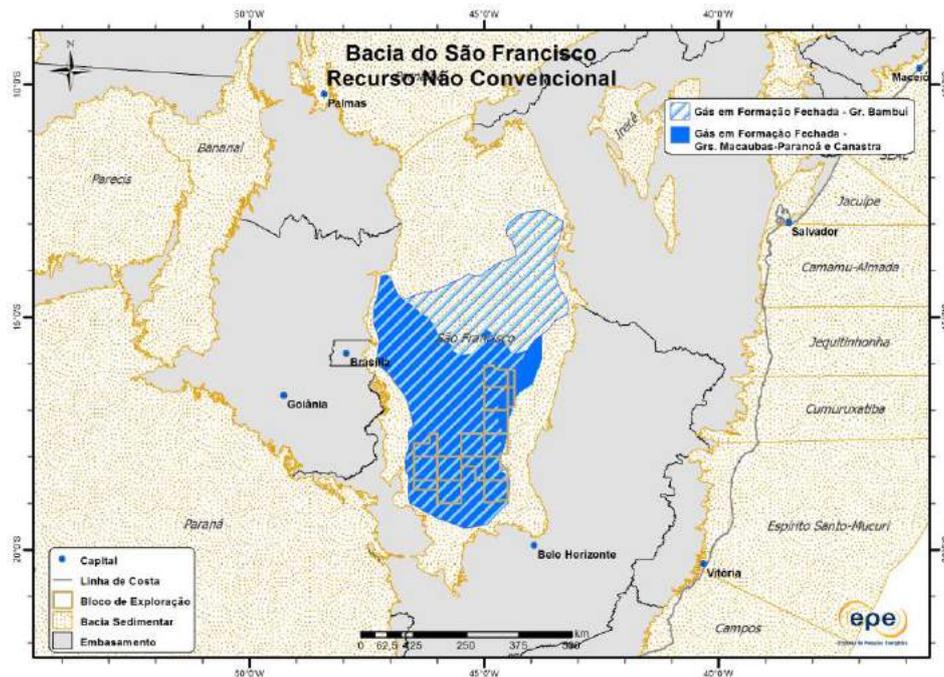


Figura 76: Play de gás em formação fechada na Bacia do São Francisco.

Fonte: EPE (2019).

Exploração e Produção: histórico e perspectivas de desenvolvimento

A Bacia do São Francisco, contemplada no PPA 2007-2014, recebeu investimentos superiores a R\$ 130 milhões. Os projetos incluíram estudo de sistema petrolífero, aerolevanteamento de 54.000 km lineares de dados gravimétricos e magnetométricos, levantamento geoquímico de superfície, levantamento de 1.500 km de sísmica bidimensional e a perfuração do poço estratigráfico 2-ANP-0003-BA (ANP, 2013, 2014).

Foi realizado o estudo do sistema petrolífero pela UFBA (2014) buscando avaliar e integrar dados na porção norte da bacia. Em 2012, foi realizado levantamento geoquímico de superfície que indicou potencial para a ocorrência de hidrocarbonetos provenientes de processos de geração de petróleo e gás na região norte da bacia (ANP, 2013; 2014).

A Figura 77 apresenta a cobertura dos levantamentos sísmicos e poços pioneiros na bacia. Apenas dois blocos estão na fase exploratória e seis áreas estão sob avaliação. Algumas descobertas foram divulgadas por empresas operadoras, em reservatórios de baixa permeabilidade: na área do bloco SF-T-104, do consórcio formado pela Companhia de Desenvolvimento Econômico de Minas Gerais S.A, Companhia Energética de Minas Gerais e pela empresa Imetame Energia LTDA; em 3 áreas sob concessão da empresa Petra Energia LTDA (área dos blocos SF-T-94 e 105; área dos blocos SF-T-118, 125, 126 e 131; e área dos blocos SF-T-121 e 134); na área do bloco SF-T-132 sob concessão da Cemes Petróleo S.A e na área do bloco SF-T-133 sob concessão da Cisco Oil & Gas S.A. Esta última empresa conduzia um plano de avaliação da descoberta (PAD) no SF-T-133 desde outubro de 2014, mas os estudos foram suspensos em 2015, devido a atrasos de licença ambiental para aquisição sísmica, perfuração de poços e fraturamento hidráulico

no bloco, conforme a Resolução nº 393 da Reunião de Diretoria da ANP nº 805, realizada em 03 de junho de 2015 (ANP, 2015).

Conforme indicado em EPE (2019), as áreas em avaliação atualmente estão com os contratos suspensos, e através de resoluções conjuntas de órgãos ambientais do Estado de Minas Gerais (MINAS GERAIS, 2017), com a exigência um estudo profundo técnico-ambiental, e sobre a utilização do fraturamento hidráulico. Esse estudo está em andamento pelas empresas com um prazo de 24 meses. Estava previsto o término do estudo no início de 2019 (podendo este prazo ser prorrogado).

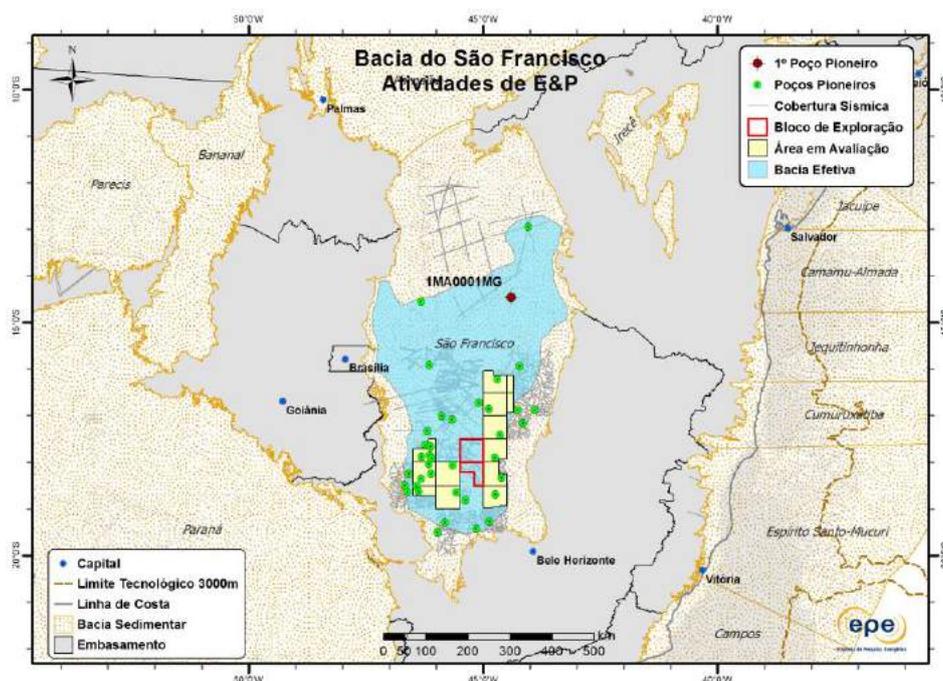


Figura 77: Atividades de E&P na Bacia do São Francisco.

Fonte: EPE (2019).

3.15. Bacias de Sergipe e Alagoas

A Bacia de Sergipe-Alagoas está localizada na porção litorânea da região nordeste brasileira, ocupando os domínios dos Estados de mesmo nome. Suas porções terrestres são consideradas bacias maduras, historicamente estudadas e desenvolvidas desde a primeira metade do século XX. A extensão em mar das bacias sergipana e alagoana (a chamada Bacia de SEAL para diferenciação) constitui uma das principais fronteiras da atividade de exploração e produção no Brasil, sendo responsável por algumas das mais relevantes descobertas realizadas fora da margem sudeste, e em especial do Polígono do Pré-Sal, no início do século XXI.

A Bacia de Sergipe-Alagoas é representada por um rifte assimétrico e tem como limite interno na porção terrestre, entre as sub-bacias de Sergipe e Alagoas, o Alto de Japoatã-Penedo, próximo ao Rio São Francisco. As porções terrestres possuem áreas sedimentares de 5.067 km², para a sub-bacia de Sergipe, e 8.090 km², para a sub-bacia de Alagoas.

A Bacia de Sergipe-Alagoas é uma típica bacia de margem passiva cuja gênese está associada à fragmentação da porção oeste do supercontinente Gondwana e preserva, no registro geológico e fóssil, evidências da sedimentação transcorrida desde o Paleozóico até o Pleistoceno (Figura 78). Vinte e três seqüências deposicionais são frequentemente reconhecidas, todas correlacionáveis aos estágios evolutivos da margem continental leste brasileira (Figura 79 e Figura 80) (CAMPOS NETO; LIMA; CRUZ, 2007; SOARES, 2019).

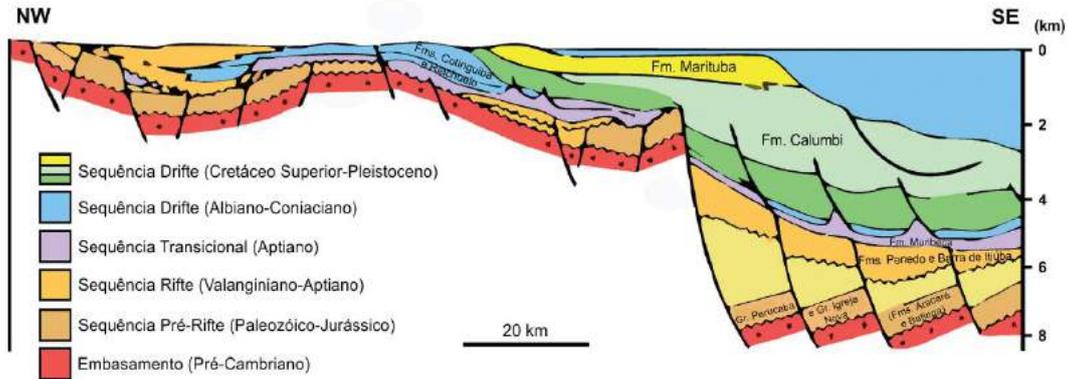


Figura 78: Seção geológica das sub-bacias de Sergipe e Alagoas.
 Fonte: DPC & Assoc (19?) apud ANP (2008).

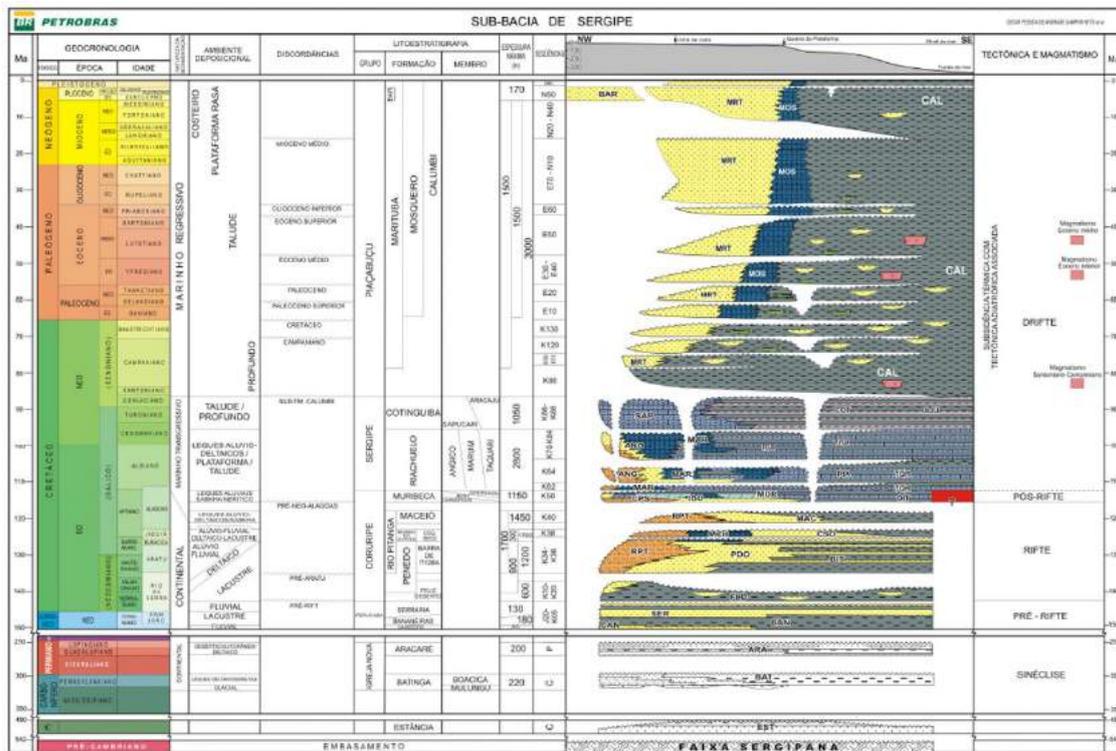


Figura 79: Carta Estratigráfica da sub-bacia de Sergipe.
 Fonte: Petrobras (2007).

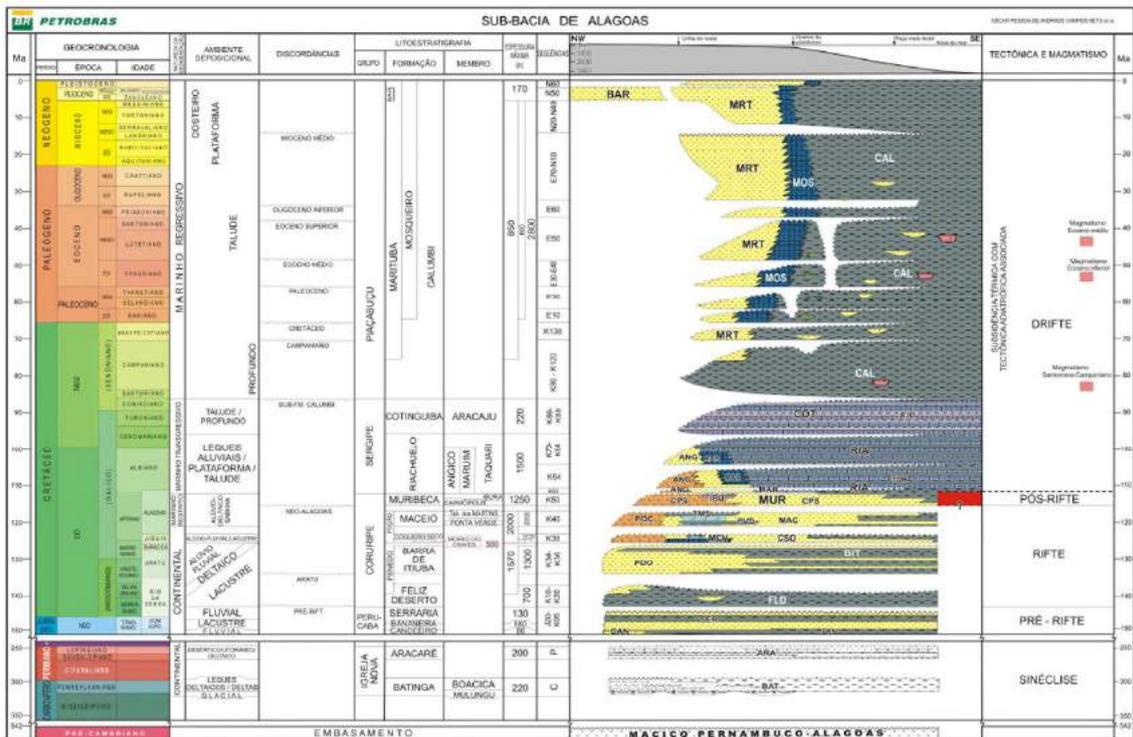


Figura 80: Carta Estratigráfica da sub-bacia de Alagoas.
 Fonte: Petrobras (2007).

Sistemas Petrolíferos

As análises de *play* exploratórios empreendidas pela EPE, através do estudo “Zoneamento Nacional de Recursos de Óleo e Gás”, apontaram, no Ciclo 2011-2019 (EPE, 2019), áreas de bacias efetivas (isto é, com potencial de descoberta de hidrocarbonetos) em terra de 4.045 km² para Sergipe e 5.808 km² para Alagoas, o que corresponde a mais de 70% das áreas sedimentares totais das referidas bacias.

As sub-bacias de Sergipe e Alagoas possuem 3 sistemas petrolíferos estabelecidos, indicados por UFRN (2008): [Barra de Itiúba/Coqueiro Seco]-Coqueiro Seco (.), Maceió (.) e Muribeca (.), estando o segundo restrito à sub-bacia de Alagoas.

Carga (Geração e Migração)

Segundo EPE (2019) e UFRN (2008), na porção terrestre das sub-bacias de Sergipe e Alagoas, os folhelhos lacustres das Fms. Barra de Itiúba e Coqueiro Seco (Hauteriviano-Barremiano), os folhelhos betuminosos do topo do Mb. Ibura depositados em ambiente marinho restrito da Fm. Muribeca (Aptiano) e os folhelhos negros de ambiente continental da Fm. Aracaré (Permiano) seriam as principais rochas geradoras. Na porção alagoana haveria também geração pelos folhelhos escuros com intercalações evaporíticas da Fm. Maceió (Aptiano), ao passo que na porção sergipana contribuiriam também os folhelhos negros de ambiente marinho restrito do Mb. Oiteirinhos da Fm.

Muribeca (Aptiano). Altos estruturais, falhas e discordâncias regionais, além de “carrier beds”, favoreciam a migração.

Segundo UFRN (2008), o intervalo de caráter continental depositado sob condições lacustres, constituído pelos folhelhos lacustres das Fms. Barra de Itiúba (andares Rio da Serra a Buracica) e Coqueiro Seco (Andar Jiquiá) seria encontrado ao longo de todas as sub-bacias de Sergipe e Alagoas. Seu óleo estaria em alguns casos misturado com óleos filiados a outras seções geradoras. A modelagem de geração de hidrocarbonetos realizada no estudo indica que as condições de maturação alcançadas foram suficientes para transformar 100% do potencial em hidrocarbonetos, em boa parte da porção offshore e em parte da porção emersa da sub-bacia de Alagoas (no Baixo de São Luís do Quitunde). Os processos de geração e migração teriam ocorrido do Aptiano ao início do Eoceno.

O estudo de UFRN (2008) indica que, a segunda seção geradora, de caráter predominantemente marinho, depositada sob condições de salinidade marinha normal a alta, correspondente às rochas da Fm. Muribeca, estaria concentrada na porção sergipana. Há de se destacar, porém, que os próprios mapas demonstrados no referido trabalho indicam a presença da mesma na porção sul da sub-bacia de Alagoas. Seus óleos estariam, ocasionalmente, mesclados a óleos gerados pela seção lacustre (continental). Dados geoquímicos e de modelagem indicam que os geradores da Fm. Muribeca se encontram maduros a submaduros ($R_o > 0,6\%$) apenas na porção offshore da bacia, sob profundidades superiores a 2.000 m. Os processos de geração e migração teriam alcançado seu ápice entre o Campaniano e o Eoceno.

Na seção correspondente aos folhelhos escuros com intercalações evaporíticas da Fm. Maceió, que indicam um ambiente lacustre de água salina/hipersalina com possível influência marinha, UFRN (2008) aponta que os óleos também podem estar misturados a óleos gerados pela seção lacustre (continental). A seção pode ser encontrada a profundidades variáveis (sendo que em parte da bacia emersa teria sido removida por erosão). Os resultados de modelagem geoquímica indicam também que apenas as regiões offshore - do Alto Externo (e parte do Baixo) do São Francisco, o Baixo de Pontal do Coruripe e o trecho adjacente da Rampa do Poço ALS47 - alcançaram condições de maturação para a geração. Os processos de geração e migração de hidrocarbonetos teriam alcançado seu ápice entre o Albiano e o Mesopaleoceno.

Reservatórios

Dentre as rochas comumente elencadas como reservatórios na Bacia de Sergipe-Alagoas (porção emersa e marítima) estão (ANP, 2017; EPE, 2019):

- (i) arenitos turbidíticos marinhos da Fm. Calumbi;
- (ii) carbonatos (calcarenitos e calcirruditos) de barras plataformais do Mb. Maruim e dolomitos das Camadas Aguilhadas (do mesmo Membro) da Fm. Riachuelo, bem como os carbonatos (calcilutitos) da Fm. Cotinguiba;
- (iii) carbonatos da Fm. Muribeca (Mb. Oiteirinhos e Mb. Ibura, na porção sergipana; Mb. Ibura, na porção alagoana);

- (iv) arenitos e conglomerados de leques aluviais e fluviais entrelaçados da Fm. Muribeca (Mb. Carmópolis);
- (v) carbonatos coquinóides da Fm. Morro do Chaves;
- (vi) arenitos e conglomerados sinrifte, incluindo os arenitos e conglomerados continentais do Grupo Coruripe, dentre eles, os arenitos turbidíticos lacustres da Fm. Barra de Itiúba, arenitos flúvio-deltaicos da Fm. Penedo, arenitos flúvio-deltaicos e leques aluviais da Fm. Coqueiro Seco e Fm. Maceió (porção alagoana) e conglomerados e arenitos de leques aluviais da Fm. Rio Pitanga, na porção sergipana;
- (vii) arenitos pré-rifte, predominantemente continentais distribuídos pelo Grupo Igreja Nova - com destaque para os arenitos finos de ambientes desértico, litorâneo e deltaico da Fm. Aracaré (sob a influência de retrabalhamentos eólico e de ondas) e arenitos de leques deltaicos e glaciais da Fm. Batinga - e Grupo Perucaba - que inclui os arenitos fluviais com retrabalhamento eólico da Fm. Serraria e os arenitos flúvio-deltaicos da Fm. Candeeiro;
- (viii) embasamento fraturado, representado na sub-bacia de Sergipe (Faixa Sergipana) por rochas metamórficas proterozoicas de baixo grau dos Grupos Miaba (Fms. Jacoca, Ribeirópolis e Itabaiana) e Vaza-Barris (Fms. Olhos d'Água e Palestina) e metassedimentos do Grupo Estância (Fms. Palmares, Lagarto e Acauã/Neoproterozoico a Cambriano). Na sub-bacia de Alagoas corresponderia ao Maciço Pernambuco-Alagoas, com rochas graníticas proterozoicas.

Rochas Selantes e Trapas

Os folhelhos intraformacionais associados aos reservatórios são os principais selos na Bacia de Sergipe-Alagoas, destacando-se, entre esses, aqueles das Formações Barra de Itiúba, Coqueiro Seco, Riachuelo, Cotinguiba e Calumbi. Além desses, os folhelhos lacustres e evaporitos da Formação Maceió e dos Membros Ibura e Oiteirinhos da Formação Muribeca seriam igualmente selos importantes (ANP, 2017).

Trapas estruturais do tipo dômicas ou em estruturas associadas à mobilização de sal ou do tipo bloco falhado seriam as mais comuns. Trapas estratigráficas e mistas seriam ainda encontradas nos reservatórios das seções sinrifte e drifte, sendo as mistas de importante relevância para a última fase e caracterizadas por truncamento por diápiros e falhas gravitacionais, no caso dos reservatórios turbidíticos da Fm. Calumbi, e por variações laterais de fácies em anticlinais rollover, no caso dos reservatórios carbonáticos do Grupo Sergipe (ANP, 2017; UFRN, 2008).

Play Exploratórios

No Ciclo 2017-2019 do ZNMT, foram propostos 8 *plays* exploratórios na Bacia de Sergipe-Alagoas, tanto na sua porção terrestre quanto marítima (EPE, 2019). Embora todos sejam reconhecidos em ambas as sub-bacias, apenas os arenitos flúvio-continentais da fase Pré-Rifte (*play* Perucaba), os arenitos continentais da fase Rifte (*play* Coruripe) e o embasamento fraturado do Proterozóico ao Cambriano (*play* Embasamento Fraturado) possuem descobertas tanto na sub-bacia de Sergipe quanto

na de Alagoas. Nota-se que é na porção sergipana que estão concentradas as maiores expectativas, embora as chances de descobertas de hidrocarbonetos na sub-bacia de Alagoas sejam também elevadas (Figura 81 e Figura 82). É na porção sergipana que estão registradas as únicas descobertas nos arenitos turbidíticos marinhos do Cretáceo Superior (*play* Calumbi Cretáceo Superior), arenitos e conglomerados de leques alúvio-fluviais Aptiano (*play* Muribeca Siliciclástico), carbonatos do Albiano-Cenomaniano (*play* Sergipe) e carbonatos do Aptiano (*play* Muribeca Carbonático). Em ambas as sub-bacias é estimada ainda a possibilidade intermediária de ocorrência de hidrocarbonetos nos arenitos turbidíticos marinhos do Paleógeno (*play* Calumbi Paleoceno-Plioceno), apesar de não haver registro de descobertas nesse reservatório até o presente.

No caso de descobertas de hidrocarbonetos, a expectativa é de que as mesmas sejam, preferencialmente, de petróleo (leve) nos *plays* de idades mais novas, em especial da fase drifte. Nos *plays* das fases rifte e pré-rifte, além do embasamento, aumentaria a expectativa para a ocorrência de gás natural (EPE, 2019).

Vale destacar que o aprofundamento do estudo dos *plays* considerados pela EPE (2019) mostra que no que tange à ocorrência de acumulações de hidrocarbonetos associados à fase rifte (Cretáceo Inferior) haveria a possibilidade de diferenciar ainda, em futuros ciclos de estudo, ao menos dois tipos de *play*. O primeiro englobaria os arenitos Sinrifte das Fms. Barra de Itiúba, Penedo, Coqueiro Seco, Rio Pitanga (porção sergipana) e Maceió (porção alagoana), e secundariamente os conglomerados sintectônicos da Fm. Rio Pitanga. Já um segundo *play* diria respeito às coquinas da Fm. Morro Chaves, depósito este cuja potencialidade tem sido destacada em alguns estudos (e.g. BELILA, 2004; FIGUEIREDO, 2018; TAVARES et al., 2015) em virtude das semelhanças com seções de coquinas que são reservatório em outras bacias, tais como as coquinas da Bacia de Santos, do Grupo Lagoa Feia na Bacia de Campos, e a Formação Toca no oeste da África.

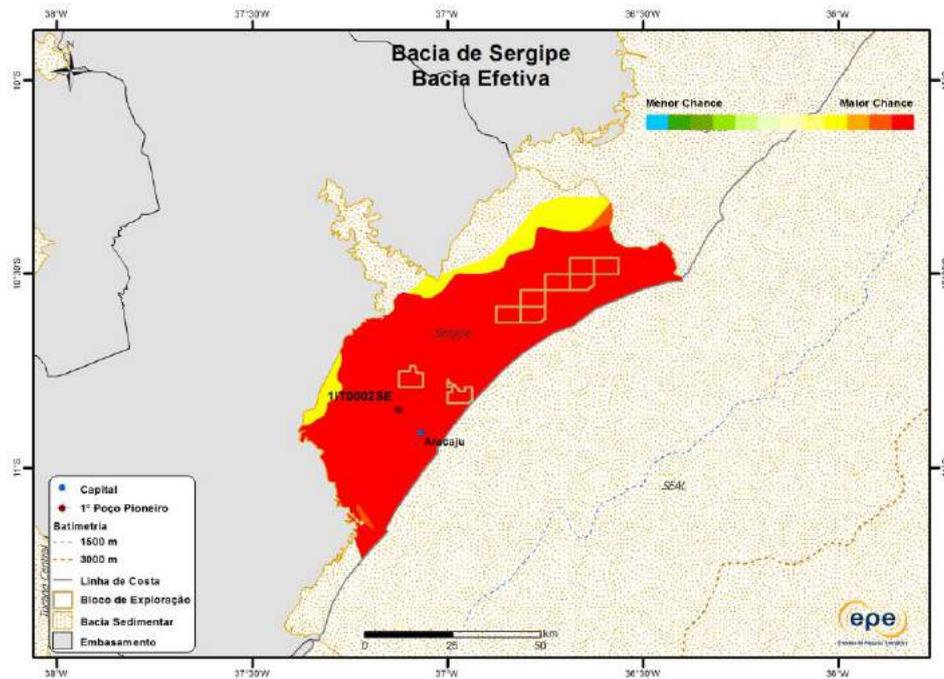


Figura 81: Chances de descoberta de hidrocarbonetos na sub-bacia de Sergipe.
Fonte: EPE (2019).

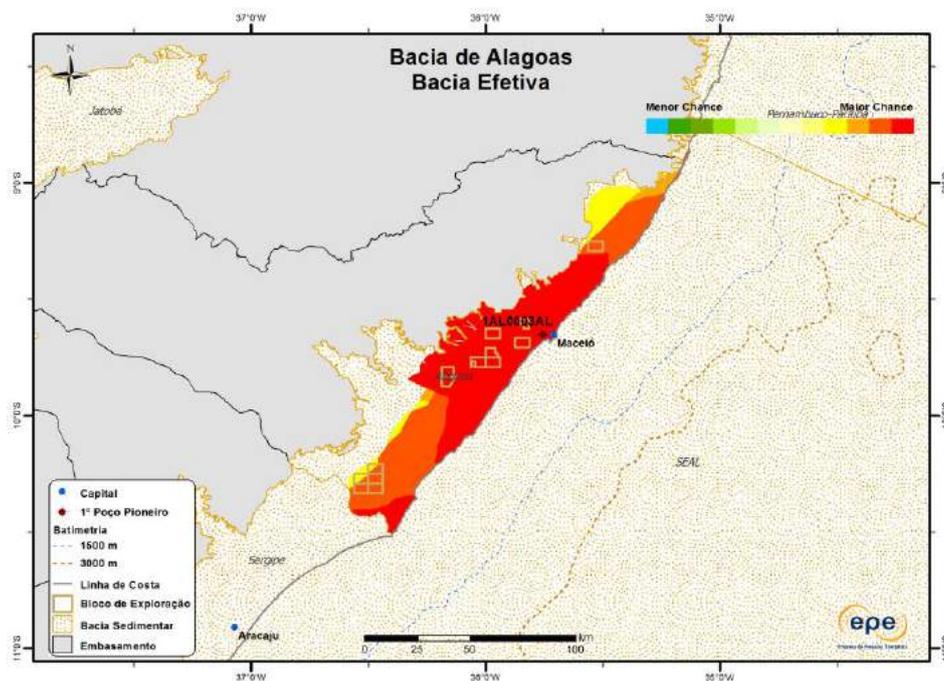


Figura 82: Chances de descoberta de hidrocarbonetos na sub-bacia de Alagoas.
Fonte: EPE (2019).

Ao longo dos ciclos do estudo empreendido pela EPE (2019), foi levantada a possibilidade de existência de um *play* não convencional, de óleo de folhelho, nas Formações Barra de Itiúba, Coqueiro Seco, Muribeca e Maceió (Figura 83 e Figura 84).

Nesse sentido, é importante citar que, no final de 2018, o Tribunal Federal da 5ª Região (TRF-5) derrubou a liminar que impedia a exploração e produção de recursos não

convencionais em blocos da 12ª Rodada de Licitações, localizados nas sub-bacias de Sergipe e Alagoas, atendendo a pedido da Petrobras, em ação que inclui a ANP e outros operadores (GAUDARDE, 2018). Tal decisão, porém, não implicou na imediata liberação da atividade de fraturamento hidráulico nessas sub-bacias, uma vez que ainda é pendente o licenciamento ambiental promovido pelo Ibama e órgão estaduais, bem como a aprovação do projeto de exploração e dos poços pela ANP.

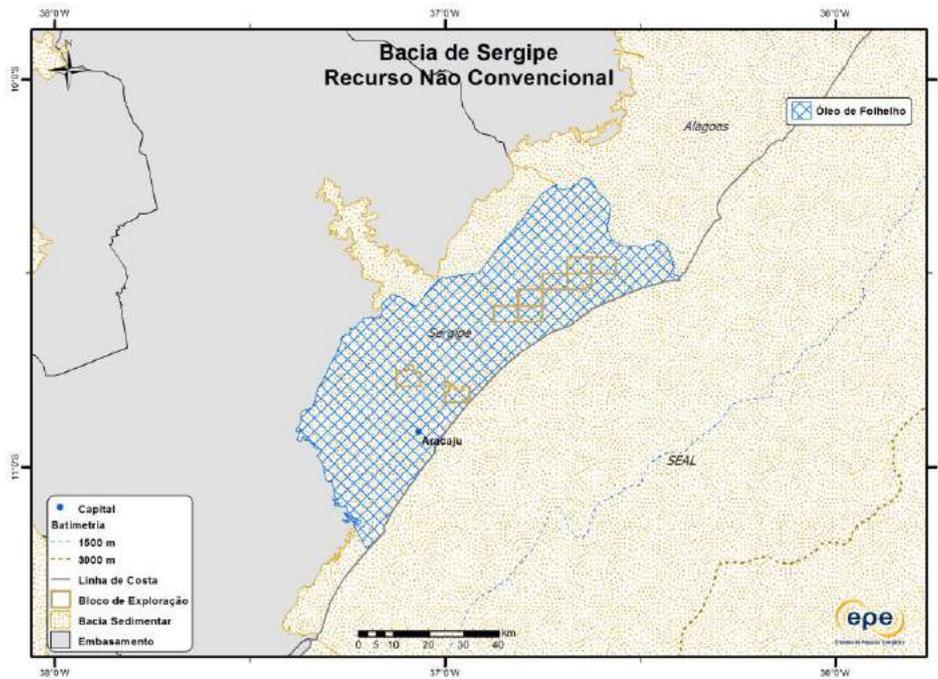


Figura 83: Play de óleo de folhelho na sub-bacia de Sergipe.
Fonte: EPE (2019).

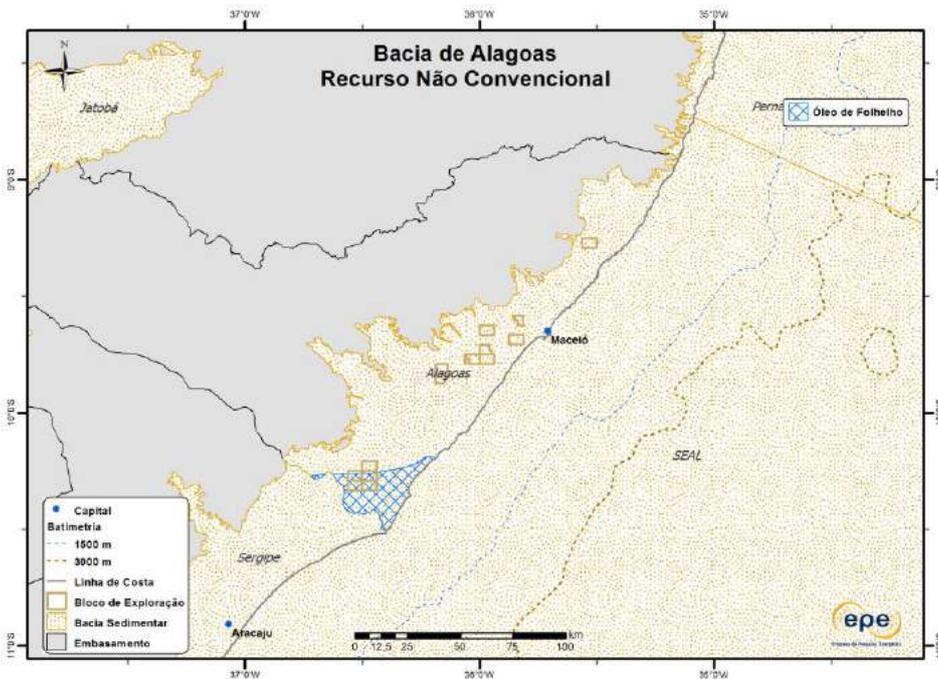


Figura 84: Play de óleo de folhelho na sub-bacia de Alagoas.
Fonte: EPE (2019).

Exploração e Produção: histórico e perspectivas de desenvolvimento

Data do início dos anos 30 o início das atividades de exploração na porção terrestre da Bacia de Sergipe-Alagoas através da realização de levantamentos geofísicos e a perfuração do poço 2AL 0001 AL. Se a porção norte da sub-bacia de Alagoas foi responsável pelas primeiras sondagens e a primeira descoberta comercial de petróleo, em 1957, através do poço 1TM 0001 AL (Tabuleiro dos Martins), foi na sub-bacia de Sergipe que a maioria das descobertas aconteceu, a partir dos anos 60 com a descoberta do Campo de Carmópolis. Foi ainda nos anos 60 que os esforços exploratórios começaram a ser expandidos para a porção marítima, sendo na mesma década realizada a primeira descoberta comercial de óleo em toda a margem continental brasileira, através do poço 1SES 0001A SE, que levou ao posterior desenvolvimento do Campo de Guaricema (ANP, 2017).

A Bacia de Sergipe-Alagoas conta com uma excelente cobertura de levantamentos sísmicos de reflexão 2D e 3D, além de dados de métodos potenciais. Levantamento feito para o Ciclo 2011-2019 do estudo Zoneamento Nacional de Recursos de Óleo e Gás indicava que, até abril de 2019, em terra, a sub-bacia de Sergipe contabilizava 513 poços pioneiros e a sub-bacia de Alagoas contava com 327 poços. Em mar, 311 poços pioneiros teriam sido perfurados (Figura 85 e Figura 86).

A Bacia de Sergipe-Alagoas teve blocos ofertados na maioria das rodadas de licitação realizadas pela ANP, a saber: 2ª (2000), 3ª (2001), 4ª (2002), 6ª (2004), 7ª (2005), 10ª (2008), 11ª (2013), 12ª (2013), 13ª (2015), 14ª (2017) e 15ª (2018). Entretanto, a disponibilização de bloco nas porções terrestres das sub-bacias de Sergipe e Alagoas ocorreu somente na 2ª, 7ª, 10ª, 11ª, 12ª e 14ª Rodadas.

Até abril de 2020, havia 19 campos (2 em desenvolvimento) e 8 blocos em fase de exploração na sub-bacia de Sergipe, enquanto, na sub-bacia de Alagoas, seriam 13 campos (sendo 2 em desenvolvimento) e 8 blocos. Na porção marítima (Bacia de SEAL), existiriam 9 campos (1 em desenvolvimento), 4 blocos com planos de avaliação de descoberta e 9 blocos em fase exploratória.

No Primeiro Ciclo da Oferta Permanente, realizado em setembro de 2019, apenas a sub-bacia de Alagoas teve blocos (92) e um campo (Piaçabuçu) aprovados (92) na porção terrestre. Embora a maior parte dos blocos não tivesse histórico de arremate desde a 5ª Rodada, três blocos recaíram sobre áreas originalmente com indícios de descobertas (SEAL-T-187, SEAL-T-228 e SEAL-T-239 - sendo os dois últimos próximos à atual concessão do campo de Arapaçu). Apesar do campo de Piaçabuçu (Rodada Zero) ter sido arrematado por um bônus de assinatura de R\$ 787.750, e de três dos blocos ofertados na porção marítima da Bacia de Sergipe (SEAL-M-505, SEAL-M-575 e SEAL-M-637) terem representado os maiores bônus do certame (totalizando R\$ 7.851.777,00) não houve interesse pelos blocos em terra durante o certame.

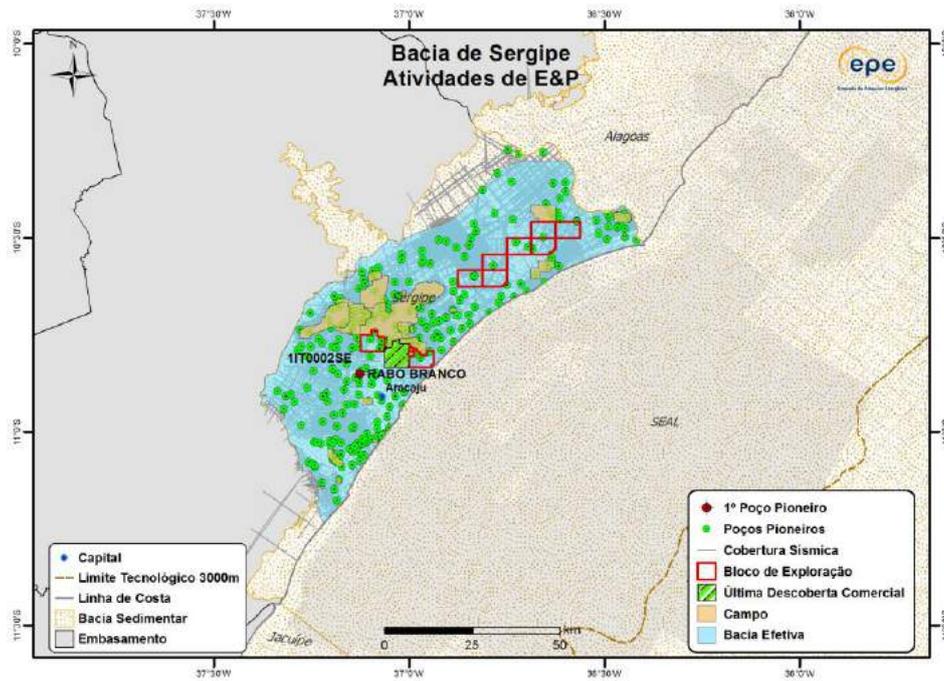


Figura 85: Atividades de E&P na sub-bacia de Sergipe.
 Fonte: EPE (2019).

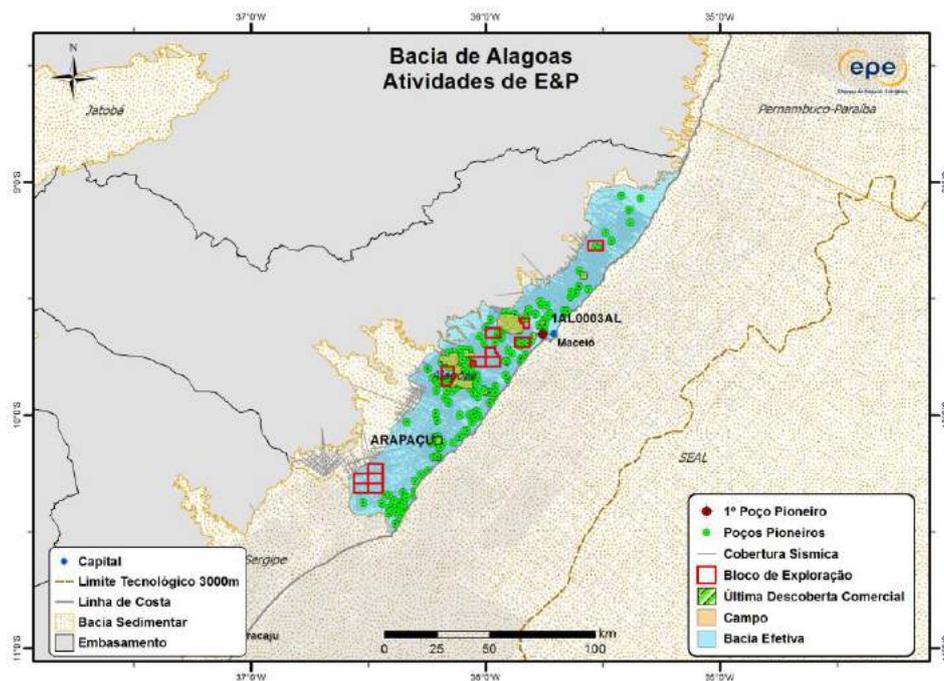


Figura 86: Atividades de E&P na sub-bacia de Alagoas.
 Fonte: EPE (2019).

As rodadas a serem realizadas entre 2020 e 2021 (17ª e 18ª Rodadas de Licitações) não preveem a oferta de blocos na Bacias de Sergipe-Alagoas - Resolução CNPE nº 10, de 05 de junho de 2018 (BRASIL, 2018). Contudo, áreas poderão ser disponibilizadas nos ciclos de Oferta Permanente vindouros, principalmente no ambiente de terra costeira, ambiente que centralizou os arremates de rodadas

anteriores em ambas as bacias. Na porção centro-sul estimam-se os maiores interesses do mercado na região, dado o histórico de descobertas. No caso particular da categoria de acumulações marginais, dentre as potenciais áreas para oferta estão cinco campos (devolvidos ou em processo de devolução) na sub-bacia de Alagoas - sendo três da Rodada Zero (Cidade de Sebastião Ferreira, Lagoa Pacas e Sebastião Ferreira) e dois da 2ª Rodada (Japuaçu e Mutum) - e um campo (em devolução) na sub-bacia de Sergipe (Aracuã, da 7ª Rodada).

Embora a Bacia de Sergipe-Alagoas seja bem estudada e descrita amplamente na bibliografia especializada, em comparação com as bacias vizinhas da margem nordeste, há ainda espaço para o desenvolvimento de novas frentes de interesse. As coquinas da Fm. Morro Chaves, por exemplo, têm despertado particular interesse da comunidade científica (e.g. BELILA, 2004; FIGUEIREDO, 2018; TAVARES et al., 2015) devido à sua similaridade com reservatórios coquinóides das bacias de Santos e Campos, na margem brasileira, e no oeste da África.

Figueiredo (2018), em sua dissertação de mestrado, cujo objetivo foi caracterizar os calcários bioclásticos (Coquinas) da Formação Morro do Chaves, Cretáceo Inferior da sub-bacia de Alagoas, na Pedreira Intercement, em São Miguel dos Campos, Alagoas, registra que os reservatórios carbonáticos possuem grande heterogeneidade faciológica e petrofísica tanto lateral quanto verticalmente. A baixa previsibilidade de continuidade e geometria deste tipo de reservatório, em subsuperfície, se torna um desafio para melhor recuperação de óleo. Dessa forma, um dos focos principais dos estudos deve ser entender não somente processos e produtos da sedimentação carbonática, mas também como seu alto grau de heterogeneidade afeta a continuidade dos reservatórios em profundidade. Para isso, é necessário primariamente uma visão aprofundada das diversas geometrias e arquiteturas que depósitos carbonáticos podem apresentar.

A questão da heterogeneidade das coquinas também foi abordada anos antes por Belila (2004). Em seu trabalho, a autora mostra como principais fácies encontradas na sucessão carbonática aflorante da Formação Morro do Chaves na Pedreira Cimpor, calcarenitos e calcirruditos bioespáticos organizados em camadas tabulares com estratificação plano-paralela, estratificação cruzada de baixo ângulo e estruturas de granocrescência ascendente e granodecrescência ascendente. Esses calcarenitos e calcirruditos apresentariam conteúdo variável de argila e grãos terrígenos. Ao avaliar a porosidade relativa entre as fácies, a estimativa de permeabilidade e o conteúdo argiloso, as potenciais fácies reservatório encontradas foram as associações de fácies com estratificação plano-paralela e a base de ciclos de granodecrescência ascendente. Os resultados dos perfis de permeabilidade permitiram atribuir um grau de heterogeneidade útil para a delimitação de fácies reservatórios, o que levou à conclusão de que os dados da gamaespectrometria e permeabilidade de afloramento poderiam ser utilizados para a correlação com litologias análogas em poços profundos, não em valores absolutos de informação, mas pela associação entre as diferentes associações de fácies no reservatório.

Tavares et al. (2015) ao estudarem também as fácies das coquinas da Fm. Morro do Chaves salientam a indefinição à cerca do tipo de plataforma carbonática associada à deposição dos carbonatos coquinóides em questão, sendo, naquela ocasião, sugerido o estabelecimento de uma rampa carbonática com gradiente suave.

Outro importante foco de pesquisas nas sub-bacias de Sergipe e Alagoas diz respeito à avaliação do potencial gerador da seção Aptiana-Albiana. Coelho et al. (2014), ao analisarem a palinofaciologia e geoquímica orgânica de um intervalo da seção Aptiana-Albiana - que abrangia litoestratigraficamente a Fm. Muribeca (membros Carmópolis, Ibura e Oiteirinhos) e uma porção da Fm. Riachuelo (Membro Angico) -, através de testemunho contínuo do poço 9-PEC-41-SE, no campo produtor de Siririzinho (Estado de Sergipe), apontaram para a presença de rochas potencialmente geradoras de petróleo, com teores de COT predominantemente acima de 2%, incluindo intervalos com valores de até 6,39%. Os dados de pirólise Rock-Eval (IH entre 200 e 550 mg HC/g de COT) indicaram um bom potencial de geração de óleo e gás, ao tempo que os dados de temperatura máxima indicaram um intervalo predominantemente imaturo.

Destaca-se que, no estudo de Coelho et al. (2014), aos folhelhos correspondentes às primeiras incursões marinhas ocorridas na passagem do Aptiano para o Albiano (Membros Oiteirinhos da Fm. Muribeca e Angico da Fm. Riachuelo) foram associados os máximos valores de COT, maior preservação da matéria orgânica amorfa e alta intensidade de fluorescência. Já os folhelhos depositados em ambiente lacustre a plataformal dos Membros Ibura e Oiteirinhos apresentaram maior domínio de matéria orgânica amorfa globosa oxidada e valores de COT menores, entre 1 a 4%.

Uma vez que a caracterização das rochas geradoras representa uma informação essencial para a avaliação dos riscos exploratórios, em especial, em bacias maduras como as sub-bacias de Sergipe e Alagoas, Pontes (2013) investigou os folhelhos intercalados às coquinas da Fm. Morro do Chaves, coletados na Mina Cimpôr, localizada no município de São Miguel dos Campos, Estado de Alagoas. Os resultados apontaram COT de até 9,22%, matéria orgânica de alta qualidade, rica em hidrogênio e baixa em oxigênio, sendo o querogênio do tipo I, derivado de algas que podem ser lacustres ou marinhas.

3.16. Bacia do Solimões

A Bacia do Solimões está localizada na região norte do Brasil e possui uma área sedimentar de 961.465 km². Classificada como uma bacia paleozoica do tipo intracratônica, e em termos de maturidade exploratória inserida no grupo de Nova Fronteira Exploratória, possui um arcabouço estratigráfico que engloba duas megassequências deposicionais de primeira ordem totalizando mais de 3.000 m de espessura nas sub-bacias do Juruá e Jandiatuba (BARATA; CAPUTO, 2007) (Figura 87 e Figura 88)

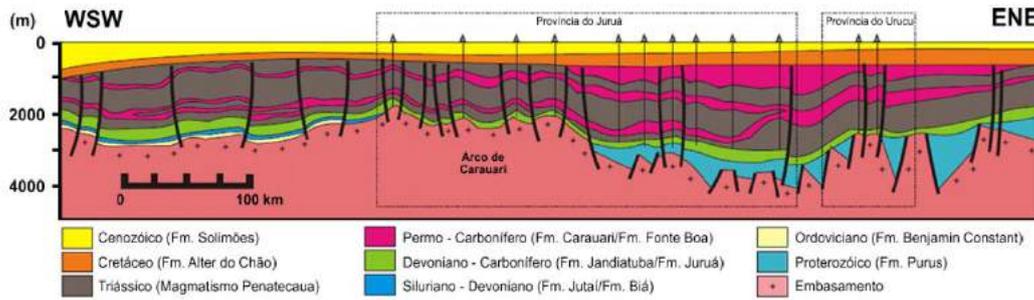


Figura 87: Seção geológica da Bacia do Solimões.
 Fonte: Adaptado de Eiras (1999) *apud* ANP (2002b).

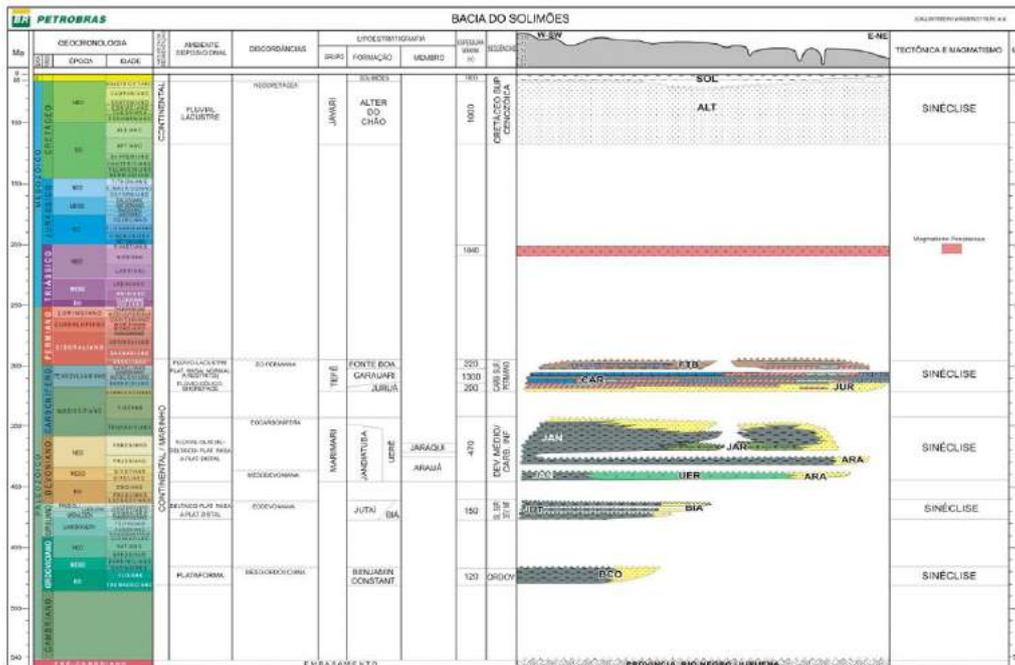


Figura 88: Carta Estratigráfica da Bacia do Solimões.
 Fonte: Petrobras (2007).

Sistemas Petrolíferos

A Bacia do Solimões tem como sistema petrolífero principal o sistema Jandiatuba-Juruá (!). Secundariamente são considerados os sistemas Jandiatuba/Jaraquí/Uerê – Purus (?) e Jandiatuba/Jaraquí/Uerê - Jandiatuba/Bia/Uerê (?) (EPE, 2019).

Carga (Geração e Migração)

A geração na bacia ocorre através dos folhelhos do Devoniano Médio ao Carbonífero Inferior das Formações Jandiatuba - folhelhos transgressivos com até 8,25% COT e espessuras máximas de 40-50 m e Ro acima de 1,35% (BECKER, 1997; CAPUTO, 1985), Jaraquí (folhelhos de marinhos com teores de até 1,45% COT) e Uerê (folhelhos silicosos com teores de COT entre 1,48 e 3,07%). A migração seria direta por contato gerador-reservatório ou por falhas reversas e transpressivas (EPE, 2019).

Reservatórios

Dentre os reservatórios descritos para a bacia estão os arenitos aluviais e fluviais da Formação Prosperança (Grupo Purus - Proterozóico), limitados à oeste pelo arco de Carauari e à leste pelo alto de Purus. Além desses, os arenitos marinhos rasos e glaciais do Grupo Marimari (Formações Jandiatuba e Uerê) e Formação Biá, do Mississipiano; bem como os arenitos basais flúvio-deltaicos, com porosidade secundária de até 11%, e arenitos eólicos da porção superior da Formação Juruá relacionados a sistemas de dunas e interdunas, com valores de porosidade de até 22%. A permeabilidade desses reservatórios varia entre 1 e 350mD (CAPUTO; SILVA, 1990; EPE, 2019).

Rochas Selantes e Trapas

Os selos são os folhelhos das Formações Jandiatuba, Jaraquí e Uerê (Grupo Marimari) e evaporitos e folhelhos das Formações Carauari e Juruá. As trapas estruturais ocorrem em anticlinais assimétricos associados a falhas reversas e transpressivas resultantes dos esforços relacionados a falhas direcionais, dispondo-se em trends em echelon com direção NE. Podem ocorrer trapas estratigráficas através da geometria lenticular de corpos arenosos (EPE, 2019).

Plays Exploratórios

EPE (2019) indica a existência de três plays exploratórios na Bacia do Solimões:

- i) arenitos alúvio-fluviais do Neoproterozoico - Formação Prosperança (*play* Purus);
- ii) arenitos marinhos rasos e glaciais do Devoniano-Carbonífero (Mississipiano) - Grupo Marimari (Membro Biá e Formações Uerê e Jandiatuba) (*play* Jandiatuba);
- iii) arenitos flúvio-deltaicos e eólicos do Carbonífero (Pensilvaniano) - Formação Juruá (*play* Juruá).

A Figura 89 indica a expectativa de maior chance de descoberta hidrocarbonetos na região central da Bacia do Solimões. A oeste da bacia, a propensão seria para gás natural, enquanto que a leste, em direção ao Arco de Purus, a expectativa seria de petróleo e gás (EPE, 2019).

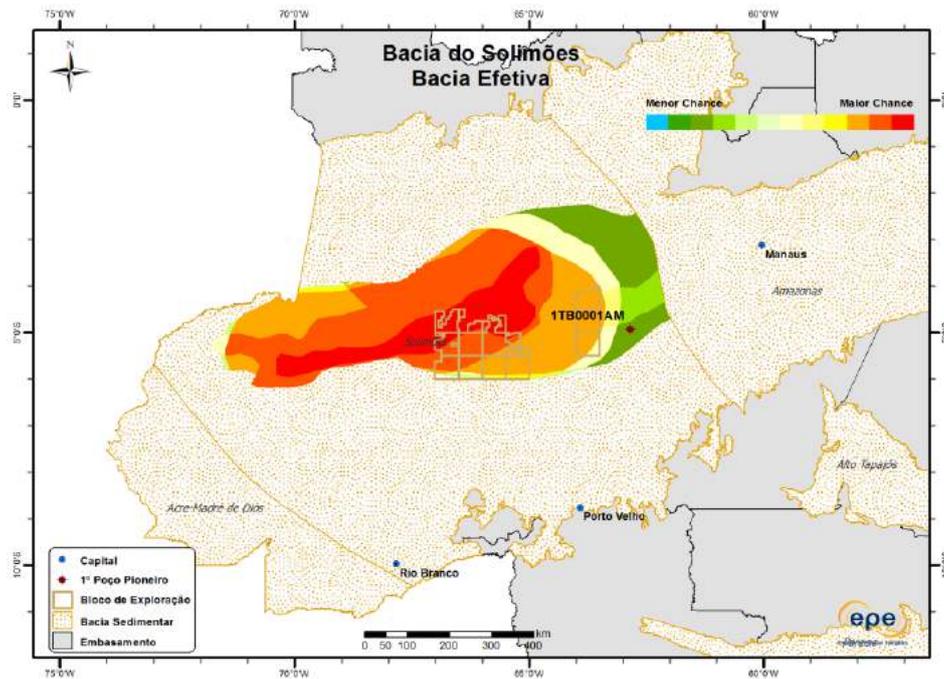


Figura 89: Chances de descoberta de hidrocarbonetos na Bacia do Solimões.
 Fonte: EPE (2019).

Quanto aos possíveis recursos não convencionais na bacia, o estudo do Zoneamento (EPE, 2019) indica também a possibilidade de ocorrência de gás de folhelho (Figura 90), nos folhelhos Devonianos da Formação Jandiatuba.

Em 2010, a HRT estimou um potencial líquido (não ajustado para riscos) de gás de folhelho, na Formação Jandiatuba da Bacia do Solimões, entre 35 e 175 trilhões de pés cúbicos (HRT, 2010). A agência norte americana U.S. Energy Information Administration (EIA), em 2015, revisou a estimativa feita em 2013, e manteve o volume recuperável para os folhelhos devonianos da Formação Jandiatuba em 65 trilhões de pés cúbicos de gás de folhelho, com estimativas de recurso in place da ordem de 323 trilhões de pés cúbicos de gás e 300 milhões de barris de óleo de folhelho, considerando o risco exploratório. As estimativas de recurso in place são da ordem de e 7,1 bilhões de barris de óleo (EIA, 2015).

O relatório elaborado pelo Serviço Geológico Americano (USGS) em 2017, considerou para esta bacia apenas o potencial para gás de folhelho (SCHENK et al., 2017).

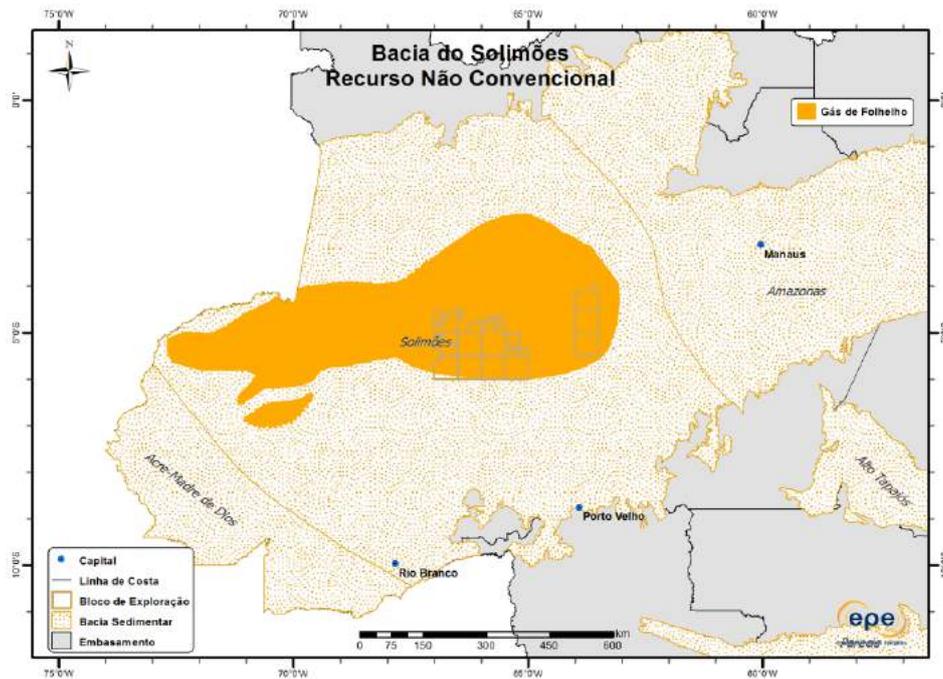


Figura 90: Play de gás de folhelho na Bacia do Solimões.

Fonte: EPE (2019).

Exploração e Produção: histórico e perspectivas de desenvolvimento

A Figura 91 apresenta a cobertura dos levantamentos sísmicos e poços pioneiros na bacia, além dos campos em produção, áreas em avaliação, última descoberta comercial e blocos exploratórios sob concessão. Não estão previstas ofertas de blocos exploratórios nas próximas rodadas de licitações (BRASIL, 2018a, 2018b).

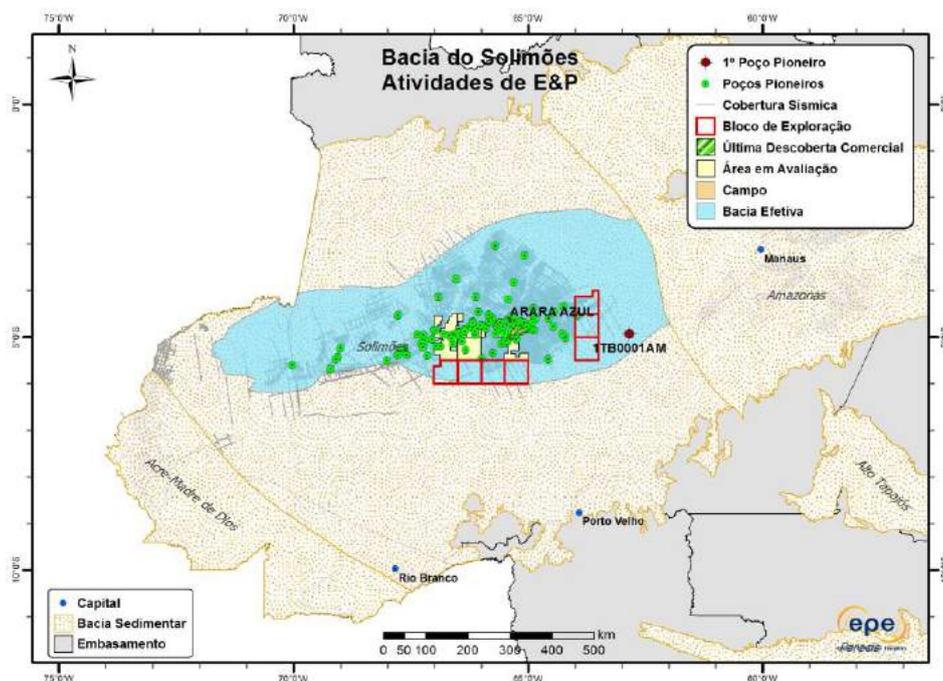


Figura 91: Atividades de E&P na Bacia do Solimões.

Fonte: EPE (2019).

3.17. Bacia do Tacutu

A Bacia do Tacutu, de idade Mesozóica, pertence ao grupo dos riftes abortados brasileiros. Trata-se de gráben intracratônico, com área sedimentar total de cerca de 15.185 km² (EIRAS; KINOSHITA, 1987; EPE, 2019; VAZ; WANDERLEY FILHO; BUENO, 2007).

Segundo a classificação de Klemme (1980), a Bacia do Tacutu é do tipo III, definida como um rife cratônico, que tem de pequeno a médio porte, linear e falhada, podendo ou não representar uma área de espalhamento do assoalho oceânico incipiente. É uma bacia relativamente pequena, com preenchimento de até 4.000 m (localmente 7.000 m, segundo EIRAS; KINOSHITA; FEIJÓ, 1994) de pacote sedimentar do Jurássico e Cretáceo, situados acima de basaltos toleíticos do Jurássico-Triássico/Cretáceo Inferior (VAZ; WANDERLEY FILHO; BUENO, 2007). Sua sedimentação é essencialmente siliciclástica, com reduzido desenvolvimento de sedimentação marinha (OLIVA; EDUARDO, 2013) (Figura 92).

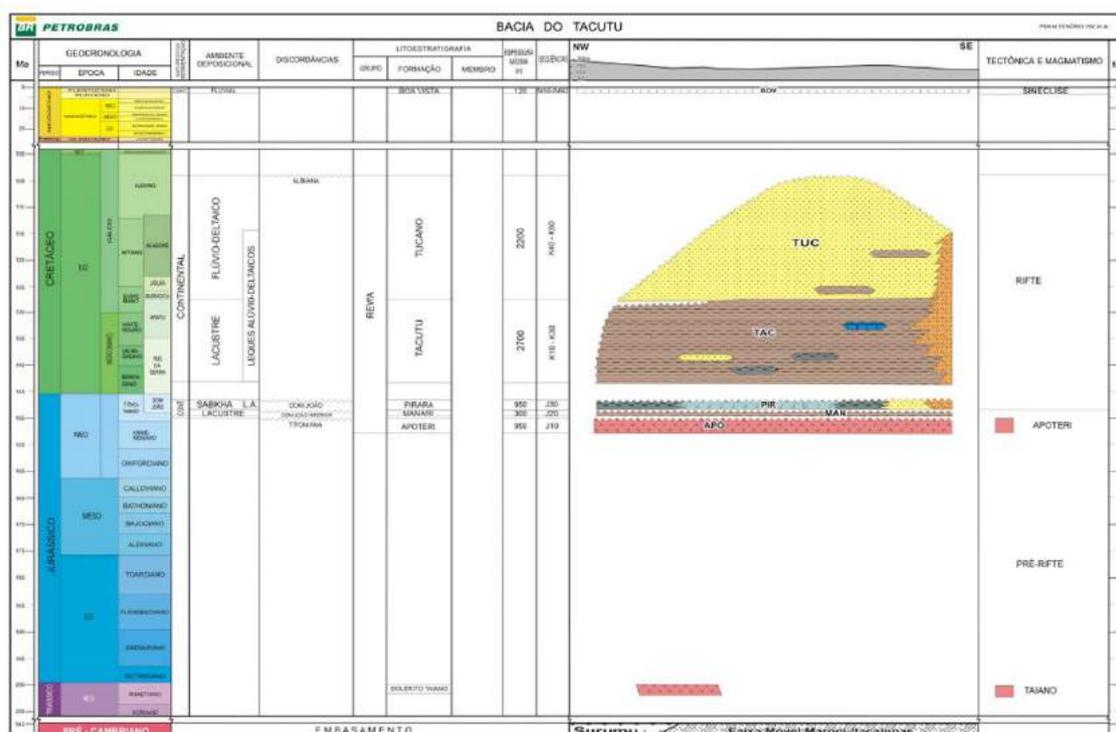


Figura 92: Carta Estratigráfica da Bacia do Tacutu.
Fonte: Petrobras (2007).

Sistemas Petrolíferos

Para a Bacia do Tacutu aventa-se, segundo EPE (2019), três sistemas petrolíferos especulativos (não identificado no território brasileiro): Manari/Pirara-Apoteri (?), Manari/Pirara-Manari/Pirara (?) e Manari/Pirara-Tacutu (?). Esta indicação baseia-se em

indícios de óleo e descobertas subcomerciais de óleo leve na bacia na Guiana, próxima à fronteira com o Brasil na década de 1980 (STAATSOLIE, 2013; WEBSTER, 2004).

Carga (Geração e Migração)

As Formações Manari e/ou Pirara são indicadas como possíveis geradoras na bacia, cujos dados geoquímicos indicam matéria orgânica dos tipos II e III, favoráveis à geração de óleo e gás, e COT variando entre 0,02 e 2,75% (EIRAS; KINOSHITA, 1990). Dados de maturação disponíveis indicam estados de imaturo a senil (STAATSOLIE, 2013; WEBSTER, 2004).

Webster (2004) cita a existência de 4 perfurações em que foram realizadas análises geoquímicas. As amostras dos poços Lethem 1 (próximo ao limite com o Brasil), e Karanambo 1 (mais a Leste), apresentaram querogênio do tipo I/II. As amostras do poço Lethem 1 em parte atingiram a janela do óleo, e em parte a janela de gás. As amostras do poço Karanambo 1 e Takutu 1 apresentam-se imaturas a maduras (janela do óleo). Já as amostras poço Turantsink 1 foram muito afetadas pelo hidrotermalismo, sendo supermaturos – passando da janela do gás.

Reservatórios

Os potenciais reservatórios seriam os basaltos da Formação Apoteri, folhelhos fraturados da Formação Manari ou nos arenitos das Formações Pirara e Tacutu, do NeoJurássico-EoCretáceo. Segundo Webster (2004), o hidrotermalismo Terciário resultou não somente na supermaturação das rochas geradoras, como na diminuição da porosidade nos reservatórios.

Eiras e Wanderley (2003) descrevem a rocha-reservatório o basalto Apoteri, que faz parte de uma sequência de cerca de 1.500 m de derrames toleíticos. Estudos desses derrames em superfície observaram a presença de vesículas esféricas e elipsoidais, com diâmetro entre 0,1 cm e 1,0 cm, amplamente distribuídas, perfazendo até 10% da rocha. Os derrames são entrecortados por um sistema poligonal de juntas verticais, interligadas por fendas secundárias de pequeno espaçamento. A presença de fraturas primárias conectando vesículas pode contribuir no aumento da permeabilidade. (BERRANGÉ; DEARLEY, 1975 apud EIRAS; WANDERLEY, 2003).

Na área da Guiana, o poço Karanambo no1, foi perfurado sobre um amplo arco regional, acredita-se que situações geológicas mais favoráveis poderiam ser encontradas em zonas mais tectonizadas. Este poço produziu inicialmente 409 bbl/d de óleo em basalto, e, após a completação, este passou a depletar, chegando a produzir, por pistoneio, água salgada e apenas 60 bbl/d (EIRAS; WANDERLEY, 2003).

Rochas Selantes e Trapas

As trapas na bacia seriam estruturais, incluindo horsts e falhas com roll-over do rifte, rollovers associados à halocinese, bem como inversões transpressivas. Segundo Goulart (2019), esta tectônica, propiciou a formação de chaminés de gás e a movimentação de fluidos dentro da bacia. Constituem trapas estratigráficas cunhas clásticas associadas à progradações deltaicas e turbiditos (EPE, 2019). Os selos indicados

são os folhelhos das formações Manari, Pirara e Tacutu, bem como halita da Fm. Pirara (Neojurássico) (EPE, 2019).

Play Exploratórios

Apenas um *play* exploratório é indicado para a Bacia do Tacutu, com possíveis reservatórios em basaltos, folhelhos e arenitos NeoJurássico-EoCretáceo, denominado em EPE (2019) “*Play Rifte Tacutu*”, sem descobertas. Até o momento, estimam-se baixas chances de descobertas de hidrocarboneto com expectativa para petróleo e gás natural, caso ocorram descobertas (Figura 93).

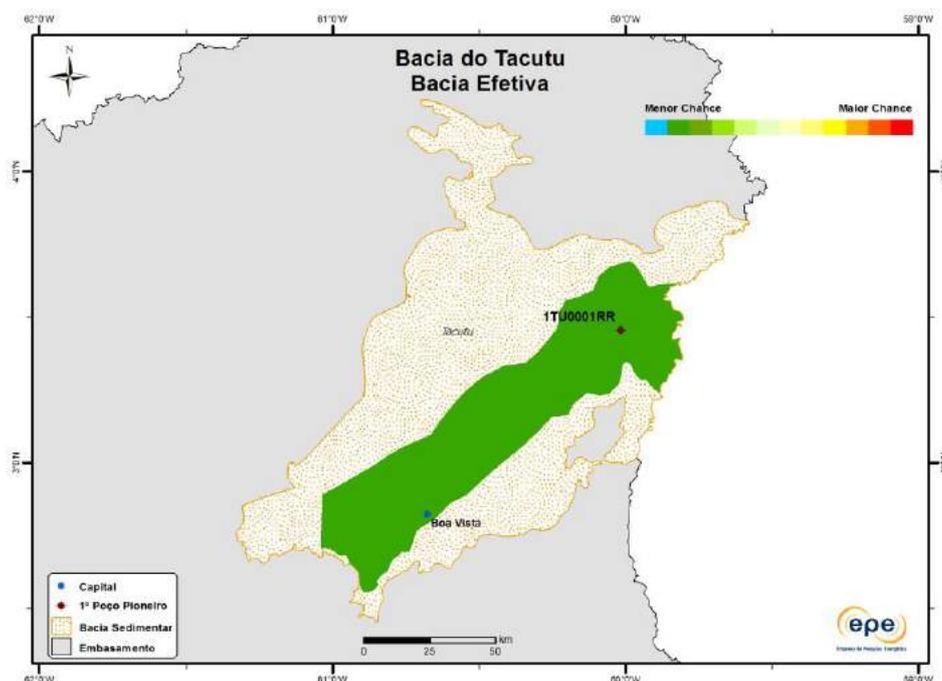


Figura 93: Chances de descoberta de hidrocarbonetos na Bacia do Tacutu.

Fonte: EPE (2019).

Exploração e Produção: histórico e perspectivas de desenvolvimento

O interesse geológico pela Bacia do Tacutu ocorreu primeiramente no lado da Guiana, e a partir de informações vindas deste país, a Petrobras promoveu, em 1968, estudos geológicos no Estado de Roraima, que conseguiram confirmar a suspeita sobre a continuidade do gráben do Tacutu no país (OLIVA; EDUARDO, 2013). Na Guiana, próximo à fronteira com o Brasil, o poço Karanambo 1, perfurado em 1982, resultou na descoberta de óleo (ANP, 2014; GOULART, 2019). Assim, analogamente espera-se que exista potencial petrolífero na região.

O processo exploratório na Bacia do Tacutu iniciou-se em 1981, pela Petrobras, e, até 1986, foram realizados uma série de levantamentos sísmicos de reflexão e refração, além da perfuração de dois poços pioneiros (1-TU-1-RR e 1-ST-1-RR), ambos secos e sem indícios de hidrocarbonetos (ANP, 2014; GOULART, 2019). Entre 1980 e 1986, foram feitos levantamentos de 1.948 km de linhas sísmicas de reflexão (SILVA; PORSANI, 2006), além da realização de estudos gravimétricos, magnetométricos e

levantamentos geológicos de campo entre as décadas de 80 e 90 (VAZ; WANDERLEY FILHO; BUENO, 2007).

Essas atividades exploratórias permitiram o avanço no conhecimento geológico quanto a estrutura e tectônica da bacia, bem como o arcabouço sedimentar composto por rochas sedimentares e vulcano-sedimentares, impulsionando a descoberta, no início da década de 90, de óleo não-comercial em rochas basálticas fraturadas datadas do Mesozóico (EIRAS; KINOSHITA, 1990).

A interpretação dos resultados de geoquímica e de microbiologia, juntamente com os dados geofísicos e geológicos, aponta o extremo nordeste da área de estudo, região da Serra do Tucano, como aquela com possível potencial para a ocorrência de hidrocarbonetos termogênicos (GOULART, 2019).

Apesar do volume de informações geofísicas e geoquímicas sobre a Bacia do Tacutu, a área ainda necessita de mais avaliações, em especial, de mais dados em subsuperfície e o reprocessamento de dados antigos com técnicas mais sofisticadas ou não convencionais, que ofereçam imagens sísmicas com melhor resolução (EIRAS; KINOSHITA, 1990; SILVA; PORSANI, 2006).

A Figura 94 mostra as atividades de E&P na bacia, com a localização da cobertura dos levantamentos sísmicos e poços pioneiros perfurados. Não há blocos exploratórios sob concessão na bacia (EPE, 2019).

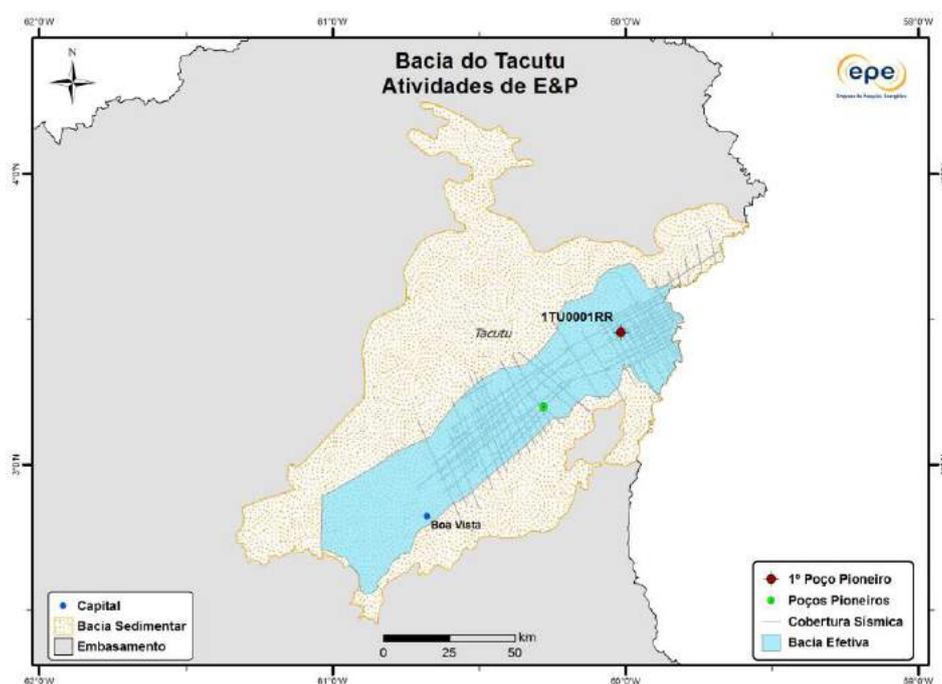


Figura 94: Atividades de E&P na Bacia do Tacutu.

Fonte: EPE (2019).

Recentemente, foi publicado na Folha Boa Vista, o credenciamento do Instituto de Geociências da Universidade Federal de Roraima (UFRR), junto à ANP, para continuar o estudo da potencialidade de existência de petróleo e gás natural na bacia do Rio Tacutu (ARIEL, 2020). Assim, recursos poderão ser recebidos pela universidade de

empresas de exploração e produção. O projeto terá duração de dois anos, com o desenvolvidas metodologias e inovação, que trará impactos econômicos e sociais para o Estado de Roraima.

3.18. Bacia de Tucano Central

A Bacia de Tucano (Tucano Sul, Central e Norte) está localizada na região nordeste do Brasil e representa a porção intermediária do rifte abortado Recôncavo-Tucano-Jatobá, originado no processo extensional que formou o Atlântico Sul (MAGNAVITA et al., 2003). Esta bacia encontra-se dividida em três compartimentos, separados, entre si, pelos cursos dos rios Itapicuru e Vaza-Barris, respectivamente. Com área sedimentar de 13.712 km², a Bacia de Tucano Central é a maior de todas as bacias do sistema Recôncavo-Tucano-Jatobá (Figura 95 e Figura 96).

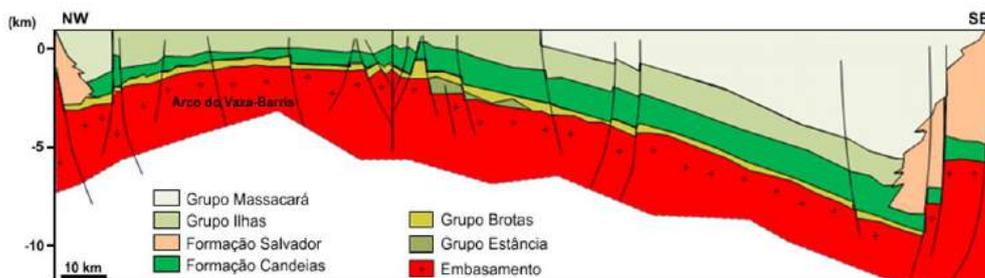


Figura 95: Seção geológica da Bacia de Tucano Central.
Fonte: Raja Gabaglia e Milani (1990).

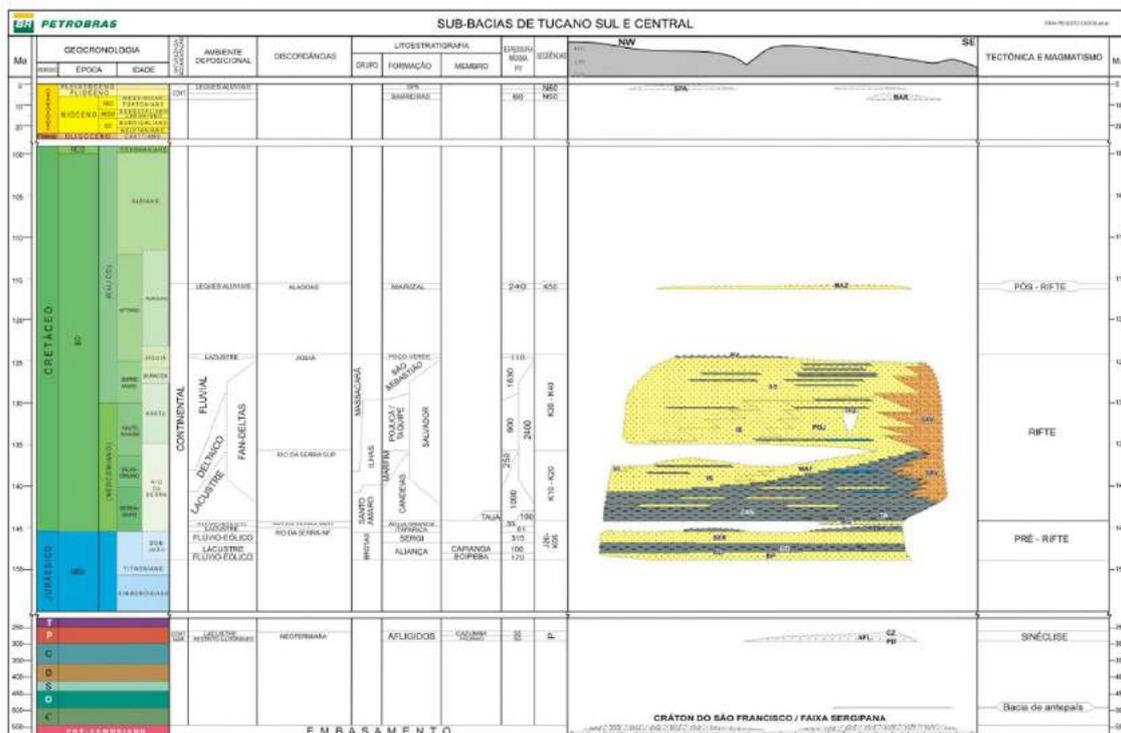


Figura 96: Carta Estratigráfica da Bacia de Tucano Central.
Fonte: Petrobras (2007).

Sistemas Petrolíferos

Segundo o estudo do Zoneamento Nacional de Recursos de Óleo e Gás (EPE, 2019), o sistema petrolífero hipotético Candeias – Candeias (.) é o principal sistema petrolífero da Bacia de Tucano Central, sendo esta considerada Nova Fronteira Exploratória.

Carga (Geração e Migração)

A geração na bacia é atribuída aos folhelhos lacustres da Formação Candeias. A migração ocorre, principalmente, por contato direto ou a curtas distâncias. Nos grandes baixos estruturais regionais, a migração seria facilitada, ao passo que na direção da borda flexural (oeste) a migração dependeria da proximidade desses baixos e da existência de caminhos favoráveis (EPE, 2019).

Reservatórios

Dentre as rochas consideradas reservatórios possíveis na Bacia do Tucano Central estão os arenitos continentais depositados em ambientes fluviais, aluviais e eólicos que vão do Permiano ao Jurássico (Formações Sergi, Aliança e Afligidos). De uma maneira geral, esses arenitos têm ocorrência regional bem distribuída, especialmente no que diz respeito ao Membro Boipeba e Formação Sergi. Todavia, por analogia com a bacia do Recôncavo espera-se severa perda de qualidade dos reservatórios a partir de profundidades maiores que 3.000m, inclusive para a Formação Sergi.

Os arenitos turbidíticos da Formação Candeias (Berriasiano-Valanginiano), que apresentam normalmente boas condições para a produção de hidrocarbonetos, seriam outro reservatório possível. No entanto, não se encontraram até o momento critérios válidos quanto à preditividade de sua ocorrência. De uma maneira geral, esses reservatórios concentram-se nos maiores baixos deposicionais dessa idade, diminuindo nos baixos menos pronunciados.

Há de se considerar também como reservatórios possíveis os arenitos flúvio-aluviais das Formações Pojuca e Taquipe (Hauteriviano-Barremiano), além dos conglomerados de borda de bacia da Formação Salvador (Berriasiano-Aptiano), este com melhores condições de permo-porosidade nos arenitos distais da bacia (EPE, 2019).

Rochas Selantes e Trapas

As rochas selantes seriam os folhelhos dos Grupos Santo Amaro, Ilhas e Massacará. As trapas estratigráficas ou mistas estratigráficas e/ou mistas são controladas pela própria natureza deposicional dos reservatórios e por falhas de escorregamento. Assim como ocorre para carga, em função do aumento da razão areia/folhelho no sentido norte, há uma forte diminuição na capacidade de retenção (capeamento) dos reservatórios. As trapas estruturais são relacionadas à presença de falhas normais da tectônica rifte. Semelhante às trapas na Bacia de Tucano Norte, dadas as relações espaciais, todos os blocos altos ou blocos basculados estariam em condições de trapear hidrocarbonetos (EPE, 2019).

Plays Exploratórios

O estudo do Zoneamento (EPE, 2019) indica a quatro *plays* exploratório na Bacia de Tucano Central, alguns análogos à Bacia de Tucano Norte, enquanto outros são análogos à Bacia de Tucano Sul. São estes, da base para o topo:

- (i) arenitos flúvio-eólicos Permiano-Jurássico da Formação Sergi (*play* Brotas);
- (ii) arenitos turbidíticos lacustres Berriasiano-Valanginiano da Formação Candeias (*play* Candeias);
- (iii) arenitos flúvio-aluviais Hauteriviano-Barremiano das formações Pojuca e Taquipe (*play* Ilhas);
- (iv) conglomerados de borda de bacia Berriasiano-Aptiano da Formação Salvador (*play* Salvador).

A Figura 97 mostra que a área centro-sul da bacia apresenta chances intermediárias de descoberta de hidrocarbonetos, ao passo que a região da borda oeste apresenta chances relativamente menores, refletindo as chances das bacias vizinhas Tucano Sul e Norte, respectivamente. Espera-se que o fluido predominante seja gás, semelhante a Bacia de Tucano Sul, caso ocorra descoberta de hidrocarboneto, e no caso de petróleo, espera-se a ocorrência de petróleo leve (EPE, 2019).

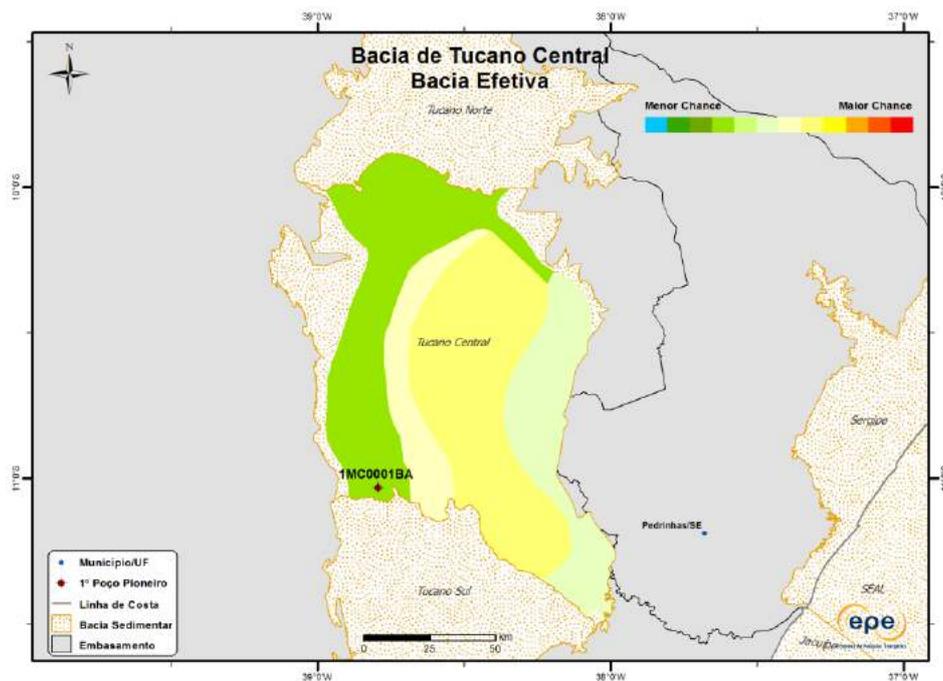


Figura 97: Chances de descoberta de hidrocarbonetos na Bacia de Tucano Central.

Fonte: EPE (2019).

Exploração e Produção: histórico e perspectivas de desenvolvimento

Foram perfurados treze poços na bacia, sendo escassa a cobertura dos levantamentos sísmicos. Não há blocos sob concessão, nem previsão de ofertas de blocos exploratórios nas próximas rodadas de licitações (Figura 98).

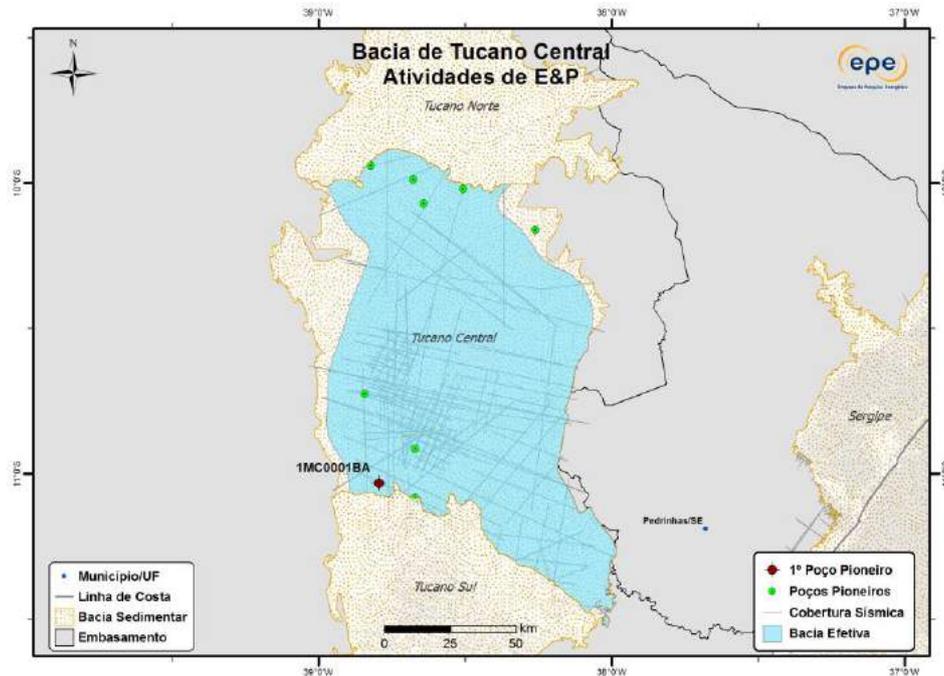


Figura 98: Atividades de E&P na Bacia de Tucano Central.

Fonte: EPE (2019).

3.19. Bacia de Tucano Norte

Parte da bacia de Tucano (Tucano Sul, Central e Norte) - localizada na região nordeste do Brasil e representante da porção intermediária do rifte abortado Recôncavo-Tucano-Jatobá - a Bacia de Tucano Norte apresenta uma área sedimentar de 8.438 km² (EPE, 2019; MAGNAVITA et al., 2003) (Figura 99 e Figura 100).

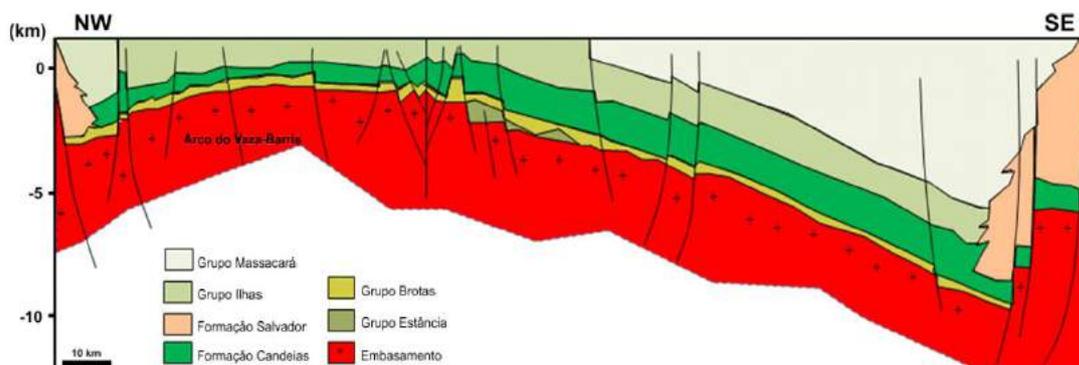


Figura 99: Seção geológica da Bacia de Tucano Norte.

Fonte: Raja Gabaglia e Milani (1990).

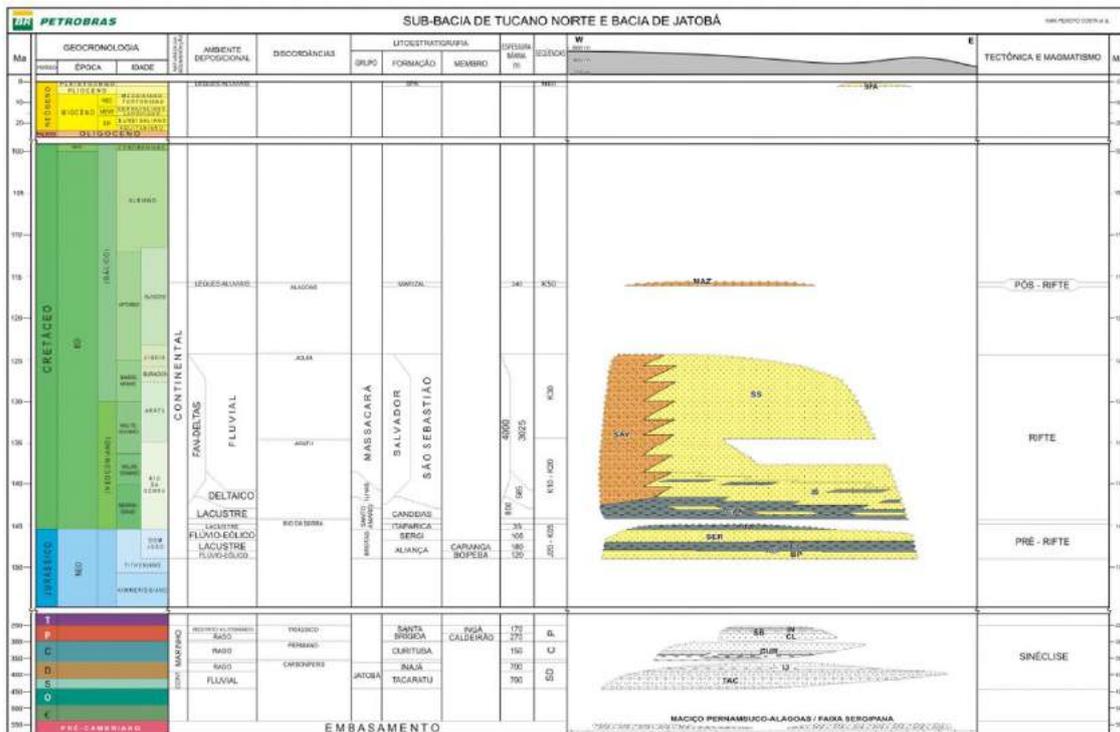


Figura 100: Carta Estratigráfica da Bacia de Tucano Norte.

Fonte: Petrobras (2007).

Sistemas Petrolíferos

Segundo o estudo do “Zoneamento Nacional de Recursos de Óleo e Gás”, o sistema petrolífero Santa Brígida-Sergi (?) é considerado o principal sistema da Bacia de Tucano Norte, também classificada como uma bacia de Nova Fronteira (EPE, 2019).

Carga (Geração e Migração)

A geração é atribuída aos folhelhos da Formação Santa Brígida (Membro Ingá), Permiano, admitindo-se também que os folhelhos lacustres da Fm. Candeias possam ser os geradores nos grandes baixos estruturais. Não é descartada a geração na Formação Inajá (Devoniano). Em termos de migração, espera-se que ocorra por contato direto ou a curtas distâncias. Sobre os grandes baixos estruturais, haveria superposição entre a área de ocorrência do reservatório com a possível cozinha de geração, o que facilitaria a migração. Na direção da borda flexural (sul), a migração dependeria da proximidade desses baixos e da existência de caminhos favoráveis (EPE, 2019).

Reservatórios

São descritos como reservatórios os arenitos fluvio-eólicos das Formações Sergi e Aliança do Jurássico Superior, os arenitos marinhos rasos (Caldeirão) da Formação Santa Brígida (Permiano), os conglomerados fluviais da Formação Tacaratu (Siluriano), os arenitos devonianos da Formação Inajá e os calcários da Formação Curitiba. Além desses, haveria a possibilidade dos arenitos turbidíticos (depositados no Andar Rio da Serra) e os conglomerados e arenitos da borda falhada dos Grupos Santo Amaro, Ilhas e Massacará atuarem como reservatórios (EPE, 2019).

Rochas Selantes e Trapas

As rochas selantes seriam representadas pelos folhelhos dos Grupos Jatobá, Brotas, Santo Amaro e Ilhas do Siluriano ao Cretáceo Inferior (Berriasiano-Valanginiano). As trapas estratigráficas ou mistas são associadas à gênese dos reservatórios e conectadas diretamente aos folhelhos lacustres geradores (Grupos Santo Amaro e Ilhas, ocorrendo preferencialmente na parte norte do eixo principal da bacia, onde a subsidência foi maior, criando uma paleofisografia tipo talude. As trapas estruturais são relacionadas à existência falhas normais da tectônica rifte. Dadas às relações espaciais, os blocos altos (relacionados principalmente a falhas antitéticas) ou blocos basculados estariam em condições de trapear hidrocarbonetos (EPE, 2019).

Plays Exploratórios

O estudo de EPE (2019) indica a dois plays exploratório na Bacia de Tucano Norte, correlatos à Bacia de Jatobá:

- (i) arenitos flúvio-eólicos Neojurássico da Formação Sergi (*play* Brotas);
- (ii) arenitos turbidíticos Neocomiano-Gálico do Grupo Ilhas (*play* Cretáceo Inferior).

A Figura 101 mostra que a área central da bacia apresenta chances intermediárias de descobertas de hidrocarbonetos e as bordas, chances relativamente menores. Espera-se a ocorrência de petróleo e gás natural na bacia, caso ocorra descoberta de hidrocarboneto, e no caso de petróleo, espera-se a ocorrência de petróleo leve (EPE, 2019).

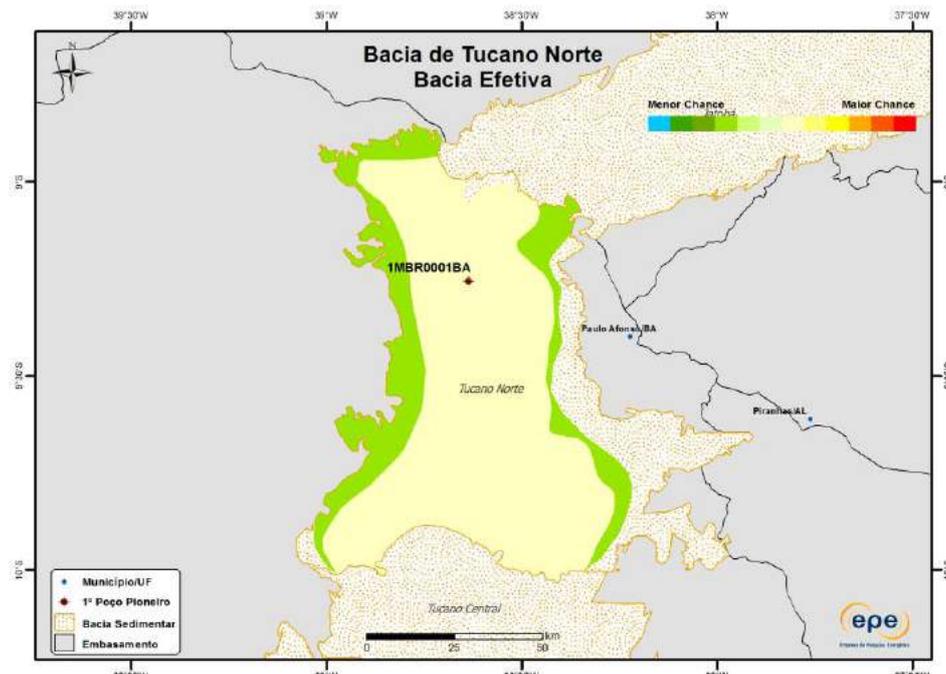


Figura 101: Chances de descoberta de hidrocarbonetos na Tucano Norte.

Fonte: EPE (2019).

Exploração e Produção: histórico e perspectivas de desenvolvimento

Foram perfurados na bacia, entre 1950 e 1995, apenas cinco poços, e existem poucas linhas sísmicas adquiridas. Não existem blocos sob concessão, nem previsão de ofertas de blocos exploratórios nas próximas rodadas de licitações (Figura 102).

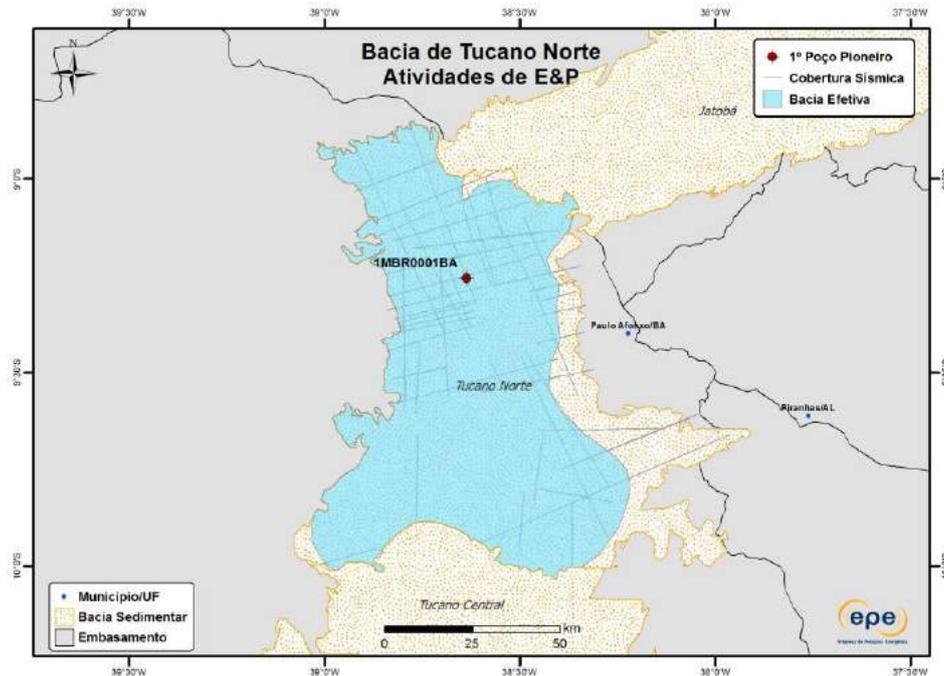


Figura 102: Atividades de E&P na Tucano Norte.

Fonte: EPE (2019).

3.20. Bacia de Tucano Sul

A menor das bacias da Bacia de Tucano, a Bacia do Tucano Sul tem área sedimentar de 7.401 km² (Figura 103 e Figura 104). Parte do rifte abortado Recôncavo-Tucano-Jatobá, originado no processo extensional que formou o Atlântico Sul, a Bacia de Tucano Sul é estruturalmente caracterizada por um semi-gráben basculado para sudeste (MAGNAVITA et al., 2003).

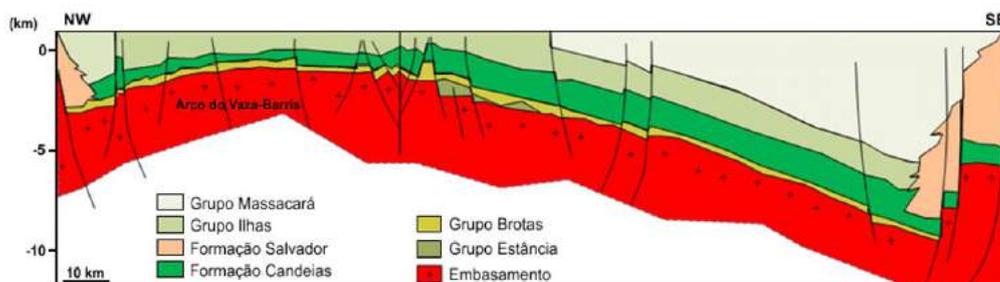


Figura 103: Seção geológica da Bacia de Tucano Sul.

Fonte: Raja Gabaglia e Milani (1990).

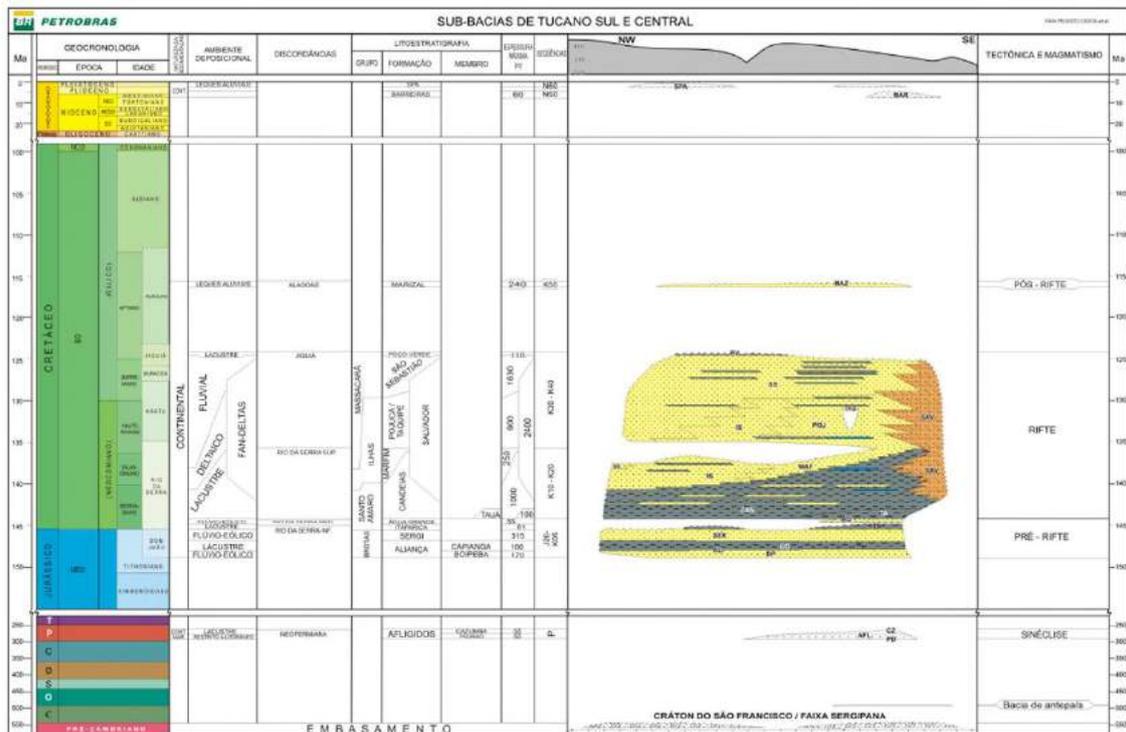


Figura 104: Carta Estratigráfica Bacia de Tucano Sul.

Fonte: Petrobras (2007).

Sistemas Petrolíferos

Segundo EPE (2019), o sistema petrolífero Candeias-Candeias (!) é o principal sistema petrolífero da Bacia de Tucano Sul, sendo esta bacia considerada Nova Fronteira Exploratória.

Carga (Geração e Migração)

A geração na bacia é atribuída aos folhelhos lacustres neocomianos da Formação Candeias (membros Gomo e Tauá). Bacia de Tucano Sul faciológicamente apresenta, acentuado aumento da razão areia/folhelho no sentido norte, para a sedimentação cretácea, refletindo o maior potencial na região sul da bacia. A migração ocorre lateralmente, por contato direto a partir das geradoras localizados nos baixos estruturais, ou a curtas distâncias (EPE, 2019).

Reservatórios

Para o play Brotas, os reservatórios na bacia são arenitos fluvio-eólicos das formações Sergi, Aliança, Água Grande, Aliança e Afligidos, do Permiano-Berriasiano. No play Candeias, os reservatórios são arenitos turbidíticos lacustres, fluviais e aluviais da formação Candeias (Berriasiano-Valanginiano). No play Ilhas, são arenitos deltaicos e turbidíticos das Formações Pojuca e Taquipe (Hauteriviano-Barremiano). E finalmente os conglomerados e arenitos da borda falhada dos da Formação Salvador (Berriasiano-Aptiano), play Salvador (EPE, 2019).

Rochas Selantes e Trapas

As rochas selantes seriam os folhelhos dos Grupos Brotas, Santo Amaro e Ilhas. As trapas estratigráficas, estratigráficas ou mistas, associadas à gênese dos reservatórios, e estruturais relacionadas falhas normais da tectônica rifte (horsts e blocos falhados, basculados ou não). O aumento da razão areia/folhelho no sentido norte resulta na diminuição na capacidade de retenção (capeamento) dos reservatórios (EPE, 2019).

Plays Exploratórios

O estudo do Zoneamento (EPE, 2019) indica a quatro *plays* exploratório na Bacia de Tucano Sul, alguns desses análogos à Bacia de Tucano Central, enquanto outros são análogos à Bacia do Recôncavo. Da base para o topo, os *plays* identificados seriam:

- (i) arenitos flúvio-eólicos Permiano-Cretáceo Inferior (Neocomiano) da Formação Sergi (*play* Brotas);
- (ii) arenitos turbidíticos lacustres Berriasiano-Valanginiano da Formação Candeias (*play* Candeias);
- (iii) arenitos flúvio-aluviais Hauteriviano-Barremiano das formações Pojuca e Taquipe (*play* Ilhas);
- (iv) conglomerados de borda de bacia Berriasiano-Aptiano da Formação Salvador (*play* Salvador).

A Figura 105 mostra que, para a Bacia de Tucano Sul, as chances de descoberta de hidrocarbonetos são moderadas a altas (EPE, 2019). A área central possui as maiores chances, refletindo a presença de campos e áreas em avaliação. Em caso de descoberta de hidrocarbonetos, espera-se gás natural. Contudo, no caso da ocorrência de petróleo, espera-se a ocorrência de petróleo leve (EPE, 2019).

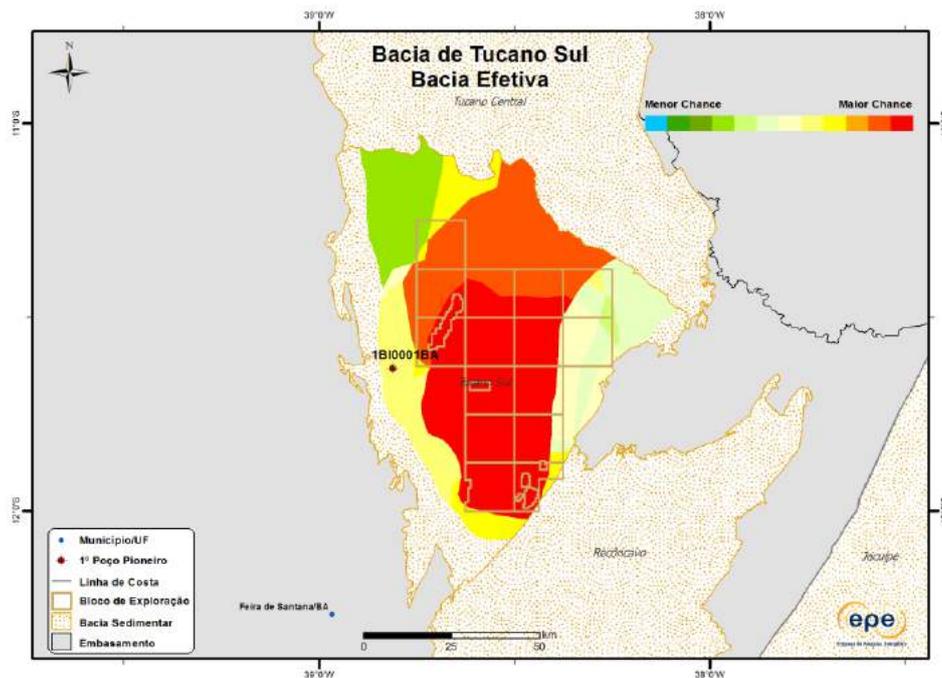


Figura 105: Chances de descoberta de hidrocarbonetos na Bacia de Tucano Sul.
Fonte: EPE (2019).

Exploração e Produção: histórico e perspectivas de desenvolvimento

Na Figura 106 é possível verificar a cobertura dos levantamentos sísmicos e dos poços pioneiros, além dos campos em produção, blocos exploratórios sob concessão e última descoberta comercial na Bacia de Tucano Sul.

No Primeiro Ciclo da Oferta Permanente, realizado em 2019, nenhum dos 16 aprovados para o certame foram arrematados. Mais de 75% desses blocos possuía histórico de interesse do mercado em oportunidades passadas, porém nenhum possuía registro de descobertas (EPE, 2019).

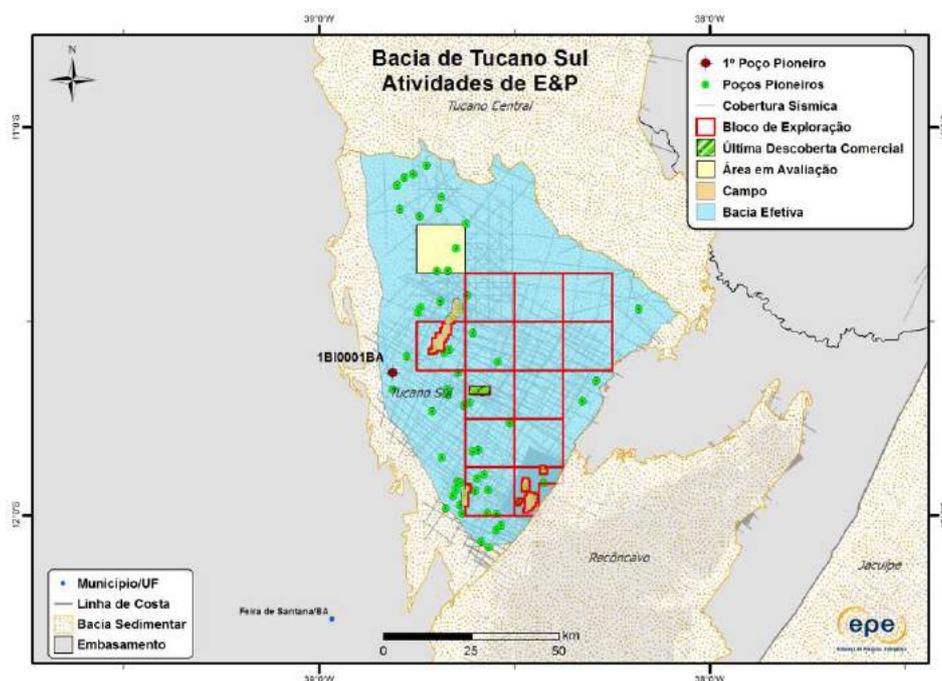


Figura 106: Atividades de E&P na Bacia de Tucano Sul.
Fonte: EPE (2019).

4. CONSIDERAÇÕES FINAIS

O presente estudo apresentou de forma breve as principais características geológicas e do histórico exploratório e produtivo das bacias sedimentares brasileiras situadas no ambiente *onshore*.

Com base na necessidade de conhecimento e prospectividade de cada uma dessas bacias, 12 dessas foram selecionadas para o desenvolvimento de estudos de potencial: Alagoas, Amazonas, Espírito Santo-Mucuri, Paraná, Parnaíba, Parecis, Potiguar, São Francisco, Sergipe, Solimões, Tucano Central e Tucano Sul. Os estudos de potencial das bacias *onshore* será desenvolvido como descrito no Relatório Subcomitê 3Potencial de Petróleo e Gás *Onshore* - Plano de Trabalho.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ABELHA, M. et al. 2018. New insights into the Parnaíba Basin: results of investments by the Brazilian National Petroleum Agency. In: DALY, M. C. et al. Cratonic Basin Formation: A Case Study of the Parnaíba Basin of Brazil. Geological Society Special Publications, Londres, v. 472. Disponível em: <<http://sp.lyellcollection.org/>>. Acesso em: 15 jul. 2018.
- ALBUQUERQUE, I. P. T. 1970. Inventário hidrogeológico básico do Nordeste, Folha 15 Jaguaribe, CE. Recife: Sudene (Série Hidrogeológica 32), 18 p.
- ALKIMIM, F. F. 2004. O que faz do cráton um cráton? O Cráton do São Francisco e as revelações Almeidianas ao delimitá-lo. In: Mantesso-Neto V., Bartorelli A., Carneiro C.D.R., Brito Neves B.B. (eds). Geologia do Continente Sul-Americano: evolução e obra de Fernando Flávio Marques de Almeida. São Paulo, Beca, p. 17-35.
- ___; MARTINS-NETO, M. A. 2001. A bacia intracratônica do São Francisco: arcabouço estrutural e cenários evolutivos. In: Pinto, C. P. & Martins-Neto, M. A. Bacia do São Francisco geologia e recursos naturais. Belo Horizonte, SBG, p. 9-30.
- ___; ___; 2011. Proterozoic first-order sedimentary sequences of the São Francisco craton, eastern Brazil. Marine and Petroleum Geology, 33:127-139.
- ALMEIDA, F. F. M.; CARNEIRO, C. D. R. 2004. Inundações marinhas fanerozóicas no Brasil e recursos minerais associados. In: MANTESSO-NETO, V. et al. Geologia do Continente Sul-Americano: evolução da obra de Fernando Flávio Marques de Almeida. Beca, São Paulo, p. 43-58.
- ALVES, A. C.; CORSINO, A. R.; REIS, A. C. 2008. Caracterização de reservatórios do tipo tight gas sands na Formação Pendência, Bacia Potiguar. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE GEOLOGIA, 44., 2008, Curitiba. Anais..., Curitiba: SBG, 2008. p. 502.
- ___; VIDAL, J. R. D. 2011. A Bacia Potiguar como uma bacia-escola para a geologia do petróleo: uma abordagem pedagógica. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO EM PETRÓLEO E GÁS, 6., 2011, Florianópolis. Anais..., Florianópolis: ABPG, 2011. 7 p.
- AMARAL, P. F. et al. 2013. Palinomorfos da Formação Pimenteiras (Devoniano): Contribuição na avaliação do potencial de geração de petróleo da borda oeste da Bacia do Parnaíba, região de Pedro Afonso (TO). In: SIMPÓSIO DE GEOLOGIA DA AMAZÔNIA, 13, 2013, Belém/PA. Anais..., Belém: SBGEO - Núcleo Norte, 2013. p. 111-113.
- ANP. 2002a. Bacia de São Luís. Seminário Jurídico/Fiscal e Workshop Técnico da 4ª Rodada de Licitações. Disponível em: <www.anp.gov.br>. Acesso em: 27 mai. 2020.
- ___ . 2002b. Bacia do Solimões. Seminário Jurídico-Fiscal e Workshop Técnico da 4ª Rodada de Licitações. Disponível em: <www.anp.gov.br>. Acesso em: 2011.
- ___ . 2007a. Bacia do Parnaíba. Seminário Técnico da 9ª Rodada de Licitações. Disponível em: <[http://rodadas.anp.gov.br/arquivos/Round9/palestras/Parnaiba\(portugues\).pdf](http://rodadas.anp.gov.br/arquivos/Round9/palestras/Parnaiba(portugues).pdf)>. Acesso em: 07 maio 2019.

ANP. 2007b. Bacia do Rio do Peixe. Seminário Técnico-Ambiental da 9ª Rodada de Licitações. Disponível em: < www.anp.gov.br >. Acesso em: 28 mai. 2020.

___ . 2008a. Bacia de Sergipe-Alagoas. Seminário Técnico-Ambiental da 10ª Rodada de Licitações. Disponível em: <www.anp.gov.br>. Acesso em: 2011.

___ . 2008b. Bacia dos Parecis. Seminário Técnico-Ambiental da 10ª Rodada de Licitações. Disponível em: <www.anp.gov.br>. Acesso em: 2018.

___ . 2013a. Bacia do Acre. Seminário Técnico-Ambiental da 12ª Rodada de Licitações. Disponível em: <www.anp.gov.br>. Acesso em: 08 jun. 2020.

___ . 2013b. Bacia do São Francisco. Seminário Técnico-Ambiental da 12ª Rodada de Licitações. Disponível em: <www.anp.gov.br>. Acesso em: 2015.

___ . 2013c. Bacia do Paraná. Seminário Técnico-Ambiental da 12ª Rodada de Licitações. Disponível em: <www.anp.gov.br>. Acesso em: 2018.

___ . 2013d. Bacia dos Parecis - Sumário Geológico e Setores em Oferta. Nota Técnica da 12ª Rodada de Licitações. Disponível em: <www.anp.gov.br>. Acesso em: 2018.

___ . 2013e. Bacia Potiguar. Seminário Técnico-Ambiental da 11ª Rodada de Licitações. Disponível em: <www.anp.gov.br>. Acesso em: 2018.

___ . 2014a. Plano plurianual de geologia e geofísica, 2007-2014. Bacia de São Luís. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/estudos-geologicos-e-geofisicos/plano-plurianual-de-estudos-de-geologia-e-geofisica/ppa-2007-2014/resultados-por-bacia>>. Acesso em: 27 de maio de 2020.

___ . 2014b. Plano plurianual de geologia e geofísica, 2007-2014. Bacia do Marajó. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/estudos-geologicos-e-geofisicos/plano-plurianual-de-estudos-de-geologia-e-geofisica/ppa-2007-2014/resultados-por-bacia>>. Acesso em: 02 de junho de 2020.

___ . 2014c. Plano plurianual de geologia e geofísica, 2007-2014. Bacia do São Francisco. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/estudos-geologicos-e-geofisicos/plano-plurianual-de-estudos-de-geologia-e-geofisica/ppa-2007-2014/resultados-por-bacia>>. Acesso em: 27 de maio de 2020.

___ . 2014d. Plano plurianual de geologia e geofísica, 2007-2014. Bacia do Tacutu. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/estudos-geologicos-e-geofisicos/plano-plurianual-de-estudos-de-geologia-e-geofisica/ppa-2007-2014/resultados-por-bacia>>. Acesso em: 25 de maio de 2020.

___ . 2015a. Bacia do Amazonas. Sumário Geológico e Setores em Oferta. Nota Técnica da 13ª Rodada de Licitações. Disponível em: <www.anp.gov.br>. Acesso em: 24 jun. 2020.

___ . 2015b. Bacia do Parnaíba. Sumário Geológico e Setores em Oferta da 13ª Rodada de Licitações. Disponível em: <www.anp.gov.br>. Acesso em: 02 mar. 2019.

___ . 2015c. Resolução nº 393 da Reunião de Diretoria da ANP nº 805, realizada em 03 de junho de 2015. Pedido de Suspensão de Prazo do Plano de Avaliação de Descoberta

(PAD) do Poço 1-CISC-1-MG (Contrato BT-SF-6 - Bloco SF-T-133). Disponível em: <www.anp.gov.br>. Acesso em: 2015.

___ . 2016a. Projetos realizados: Bacia do Paraná. Plano Plurianual de Estudos de Geologia e Geofísica da ANP (PPA 2015-2018) - Resultados por bacia. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/estudos-geologicos-e-geofisicos/plano-plurianual-de-estudos-de-geologia-e-geofisica/ppa-2015-2018>>. Acesso em: 2019.

___ . 2016b. Projetos realizados: Bacia dos Parecis. Plano Plurianual de Estudos de Geologia e Geofísica da ANP (PPA 2007-2014) - Resultados por bacia. Disponível em: <www.anp.gov.br/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/estudos-geologicos-e-geofisicos/plano-plurianual-de-estudos-de-geologia-e-geofisica/ppa-2007-2014/resultados-por-bacia>. Acesso em: 2019.

___ . 2017a. Bacia de Sergipe-Alagoas (Terra) - Sumário Geológico e Setores em Oferta. Nota Técnica da 14ª Rodada de Licitações. Disponível em: <www.anp.gov.br>. Acesso em: 2019.

___ . 2017b. Bacia do Parnaíba. Seminário Técnico Ambiental da 14ª Rodada de Licitações. Disponível em: <www.anp.gov.br>. Acesso em: 02 mar. 2019.

___ . 2017c. Bacia do Recôncavo - Sumário Geológico e Setores em Oferta. Nota Técnica da 14ª Rodada de Licitações. Disponível em: <www.anp.gov.br>. Acesso em: 24 jun. 2020.

___ . 2017d. Bacia Potiguar - Sumário Geológico e Setores em Oferta. Nota Técnica da 15ª Rodada de Licitações. Disponível em: <www.anp.gov.br>. Acesso em: 24 jun. 2020.

___ . 2018a. Bacia do Parnaíba. Seminário Técnico Ambiental da 15ª Rodada de Licitações. Disponível em: <www.anp.gov.br>. Acesso em: 02 mar. 2019.

___ . 2018b. Projetos realizados: Bacia dos Parecis. Plano plurianual de geologia e geofísica, 2015-2018. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/estudos-geologicos-e-geofisicos/plano-plurianual-de-estudos-de-geologia-e-geofisica/ppa-2015-2018/carteira-de-projetos-3>>. Acesso em: 02 de junho de 2020.

___ . 2019. Relatório das Rodadas de Licitações. Relatórios BID, 2019. Disponível em: <<https://relatoriosbid.anp.gov.br/Bacia/ConsolidadoBaciaDesktop/32>>. Acesso em: out. 2019.

ARANHA, L. G. de F. et al. 1990. Origem e Evolução da Bacias de Bragança-Viseu, São Luís e Ilha Nova. In: DE RAJA GABAGLIA, G. P.; MILANI, E. J. (Coords.). Origem e evolução de bacias sedimentares. Rio de Janeiro: Petrobras, p. 221-233.

ARIEL, A. 2020. ANP autoriza UFRR a estudar potencial da bacia do Rio Tacutu. Folha BV (Folha Web), [S.l.], 12 mar. 2020. Disponível em: <https://folhabv.com.br/noticia/CIDADES/Capital/ANP-autoriza-UFRR-a-estudar-potencial-da-bacia-do-Rio-Tacutu--/63590> Acesso em: 13 mar. 2020.

ARTUR, P.C.; SOARES, P.C. 2002. Paleoestruturas e Petróleo na Bacia do Paraná. Revista Brasileira de Geociências, v. 32, n. 4, p. 433-48.

AZEVEDO, R. P. 1991. Tectonic evolution of Brazilian equatorial continental margin basins. 455 p. Tese (Doutorado) – University of London, Londres/UK.

BAHIA, R. B. C. et al. 2006. Revisão estratigráfica da bacia dos Parecis–Amazônia: Brazilian Journal of Geology, v. 36, n.4, p. 692–703.

_____. 2007. Análise da evolução tectonossedimentar da bacia dos parecis através de métodos potenciais: Brazilian Journal of Geology, v. 37, n. 4, p. 639–649.

BARATA, C. F.; CAPUTO, M. V. 2007. Geologia do petróleo da Bacia do Solimões. O “estado da arte”. 4º Congresso Brasileiro de Pesquisa e Desenvolvimento em Petróleo e Gás. PDPETRO. v. 4. n. 1.1.

BASTOS, L. P. et al. 2014. Estratigrafia química aplicada à Formação Codó nos furos de sondagem UN-24-PI e UN-37-PI (Aptiano/Albiano da Bacia do Parnaíba). Boletim de Geociências da Petrobras, Rio de Janeiro, v. 22, n. 2, p. 289-312.

BECKER, C. R. 1997. Estratigrafia de seqüências aplicada ao permo-carbonífero da Bacia do Solimões, Norte do Brasil. 363 p. Dissertação (Mestrado) - Instituto de Geociências, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre/RS.

BELILA. A. M. P. 2004. Caracterização petrofísica dos carbonatos da Formação Morro do Chaves, Bacia de Sergipe-Alagoas. 58 p. Dissertação (Mestrado) - Universidade Estadual de Campinas, Instituto de Geociências, Campinas/SP.

BONGIOLO, D. E.; KALKREUTH, W. 2008. Integrated geochemical-stratigraphic analysis of a NE-SW cross-section from Recôncavo Basin, northeast Brazil. In: CONGRESSO LATINOAMERICANO DE GEOLOGIA, 13., 2008, Lima. Resumos..., Lima: Sociedad Geológica del Peru, 2008. s/n.

BORGES, B. S. et al. 2016. Arcabouço Tectono-Estratigráfico e Modelagem Térmica Multi-2D da Bacia do Parnaíba. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE GEOLOGIA, 48, Porto Alegre/RS. Anais..., São Paulo: SBGEO-Núcleo SP, s/n.??

BRAGA, L. F. S.; SIQUEIRA, L. P. 1996. Three-dimensional gravity modelling of the basement topography beneath Parecis Basin, Brazil, Constrained by spectral estimates of depth to magnetic sources. In: CONEXO-ARPEL, Latin American Petroleum Congress, 5, Rio de Janeiro, 8 p.

BRASIL. 2018a. Resolução CNPE nº 10, de 05 de junho de 2018. Estabelece diretrizes para o planejamento plurianual de licitações de blocos para exploração e produção de petróleo e gás natural no biênio 2020 - 2021. Diário Oficial da União, Brasília, 30 de agosto de 2018. Seção 1, página 08.

_____. 2018b. Resolução CNPE nº 17, de 17 de dezembro de 2018. Autoriza a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP a realizar a Décima Sexta Rodada de Licitações de blocos para exploração e produção de petróleo e gás natural na

modalidade de concessão. Diário Oficial da União, Brasília, 18 de dezembro de 2018. Seção 1, página 41.

BRELAZ, L. C.; NOGUEIRA, A. C. R. 2011. Paleoambiente das rochas geradoras do sistema petrolífero araras, SW do Estado do Mato Grosso. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE P&D EM PETRÓLEO E GÁS, 6, 2011. Disponível em: <http://www.portalabpg.org.br/site_portugues/anais/anais6/publicacoes/repositorio/trabalhos/501703120620111087.pdf> Acesso em: 09 nov 18.

CABRAL, K. et al. 2018. Avaliação do potencial gerador da Formação Cruzeiro do Sul, Bacia do Acre, utilizando dados de pirólise rock-eval e carbono orgânico total. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE GEOLOGIA, 49., 2018, Rio de Janeiro. Anais..., Rio de Janeiro: SBG, 2018. s/n.

CAMPOS NETO, O. P. A.; LIMA, W. S.; CRUZ, F. E. G. 2007. Bacia de Sergipe-Alagoas. Boletim de Geociências da Petrobras, Rio de Janeiro, v.15, n.2, p. 405-415.

___ ; LIMA, E. C. 1984. Estratigrafia, idade e correlação do Grupo Serra Grande - Bacia do Parnaíba. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE GEOLOGIA, 33., 1984, Rio de Janeiro. Anais..., Rio de Janeiro: SBGEO - Núcleo RJ/ES, 1984. p. 740-752.

___ ; SILVA, O. B. 1990. Sedimentação e tectônica da Bacia do Solimões. In: Origem e evolução de bacias sedimentares. 1ª. ed. Rio de Janeiro: CENPES, 1990. p. 169-192.

CARDONA, Y. V. 2015. Avaliação dos teores de carbono orgânico total e aspectos composicionais dos folhelhos devonianos da Formação Longá, Bacia do Parnaíba, Brasil. 66 p. Dissertação (Mestrado) - Programa de Pós-Graduação do Instituto de Geociências, Universidade de São Paulo, São Paulo/SP.

CARVALHO, I. de S.; LEONARDI, G. 1992. Geologia das bacias de Pombal, Sousa, Uiraúna-Brejo das Freiras e Vertentes (Nordeste do Brasil). Anais da Academia brasileira de Ciências, v. 64, n. 3, p. 231-252, 1992.

CASTRO, et al. 2014. Crustal structure beneath the Paleozoic Parnaíba Basin revealed by airborne gravity and magnetic data, Brazil. Tectonophysics, v. 614, p. 128-145.

COELHO, A. C. M. Q. et al. 2014. Avaliação do potencial gerador de petróleo da seção Aptiana-Albiana da Bacia de Sergipe, integrando análises palinofaciológicas e dados de geoquímica orgânica. Brazilian Journal of Geology, v. 44, n. 4, p. 579-595.

CONCEIÇÃO, U. C. F. F. B. et al. 2018. Formação Santa Brígida (Permiano) como rocha geradora de petróleo para a sub-bacia de Tucano Norte e Bacia de Jatobá, Nordeste do Brasil. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE GEOLOGIA, 49., 2018, Rio de Janeiro. Anais..., Rio de Janeiro: SBG, 2018. s/n.

CÓRDOBA, et al. 2008. Análise estratigráfica e estrutural da Bacia do Rio do Peixe, Nordeste do Brasil: integração a partir do levantamento sísmico pioneiro 0295_RIO_DO_PEIXE_2D. Boletim de Geociências da Petrobras, Rio de Janeiro, v. 16, n. 1, p. 53-68.

- COSTA JUNIOR, N. J. R.; MAGALHÃES, E. S. 2016. Avaliação da maturidade térmica das rochas potencialmente geradoras da bacia do Parnaíba utilizando dados de pirólise rock-eval e carbono orgânico total. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE GEOLOGIA, 48., 2016, Porto Alegre/RS. Anais..., Porto Alegre/RS: SBG, 2016. s/n.
- COSTA, J. B. S. et al. 2002. Tectonics and paleogeography of the Marajó Basin, northern Brazil. Anais da Academia Brasileira de Ciências, v. 74, n. 3, p. 519-531.
- COUTINHO, L. F. C. 2008. Análise do Balanço Material do Petróleo em uma Região em Fase de Exploração Madura – Bacia do Recôncavo, Brasil. 431 p. Tese (Doutorado) - COPPE, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro/RJ.
- CUNHA, F. M. B. 1986. Evolução Paleozoica da Bacia do Parnaíba e Seu Arcabouço Tectônico. 107 p. Dissertação (Mestrado) - Pós-graduação em Geologia, Instituto de Geociências, da Universidade Federal do Rio de Janeiro – UFRJ. Rio de Janeiro/RJ.
- CUNHA, P. R. 2007. Bacia do Acre. Boletim de Geociências da Petrobras, Rio de Janeiro, v. 15, n. 2, p. 207-215.
- CUNHA, P. R. et al. 1994. Bacia do Amazonas. Boletim de Geociências da Petrobras, Rio de Janeiro, v. 8, n. 1, p. 47-55.
- CUNHA, P. R. C.; MELO, J. H. G.; SILVA, O. B. 2007. Bacia do Amazonas. Boletim de Geociências Petrobras, Rio de Janeiro, v. 15, n. 2, p. 227-251.
- CURTO, J. B. 2011. Aerogeofísica aplicada no mapeamento de microexsudações de hidrocarbonetos, integrada a dados de sensoriamento remoto orbital – Região do Remanso do Fogo (MG). 107 p. Dissertação (Mestrado) - Programa de Pós-Graduação em Geociências Aplicadas, Universidade de Brasília, Brasília/DF.
- DA SILVA, A. J. P. et al. 2003. Bacias Sedimentares Paleozóicas e Meso-Cenozóicas Interiores. In: L. A. BIZZI, L. A.; SCHOBENHAUS, C.; VIDOTTI, R. M.; GONÇALVES, J. H. (eds.) Geologia, Tectônica e Recursos Minerais do Brasil. CPRM, Brasília, 2003. pp. 55-85.
- DA SILVA, A. N. 2009. Arquitetura, litofácies e evolução tectono-estratigráfica da Bacia do Rio do Peixe, Nordeste do Brasil. 106p. Tese (Doutorado). Programa de Pós-Graduação em Geodinâmica e Geofísica. Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Centro de Ciências Exatas e da Terra. Natal/RN.
- DA SILVA, J. G. F.; CÓRDOBA, V. C.; CALDAS, L. H. D. O. 2014. Proposta de novas unidades litoestratigráficas para o Devoniano da Bacia do Rio do Peixe, Nordeste do Brasil. Brazilian Journal of Geology, v. 44, n. 4, p. 561-578.
- DAL-CERE JUNIOR, P. R. 2012. Reservatório de gás não convencional: história de caso na Bacia do Recôncavo – Brasil. 81 p. Dissertação (Mestrado) – Faculdade de Geologia, Universidade do Estado do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro/RJ.
- DALY, M. C. et al. 2018. Cratonic basin formation: a case study of the Parnaíba Basin of Brazil. Londres: Geological Society, Special Publications, v. 472.

DELLA FÁVERA, J. C. 1990. Tempestitos da Bacia do Parnaíba. 590 p. Tese (Doutorado) - Universidade Federal do Rio Grande do Sul. Porto Alegre/RS.

EIA. 2015. Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: Brazil - September 2015. Washington: U.S. Department of Energy, 2015. 30 p.

EIRAS, J. F.; KINOSHITA, E. M. 1987. Evidências de movimentos transcorrentes na Bacia do Tacutu. In: SEMINÁRIO SOBRE RIFTES INTRACONTINENTAIS, 1, Rio de Janeiro. Anais... Rio de Janeiro: PETROBRAS/DEPLEX, 1987. s/n.

EIRAS, J. F.; KINOSHITA, E. M. 1990. Geologia e Perspectivas Petrolíferas da Bacia do Tacutu. In: GABAGLIA, G.P.R.; MILANI, E.J. (coords.), Origem e Evolução das Bacias Sedimentares. Rio de Janeiro: PETROBRAS, CENSUD, 1990. p. 197-220.

EIRAS, J. F.; KINOSHITA, E. M.; FEIJÓ, F. J. 1994. Bacia do Tacutu. Boletim de Geociências da Petrobras, Rio de Janeiro, v. 8, n. 1, p. 83-89. EIRAS, J. F.; WANDERLEY FILHO, J. R. Sistemas petrolíferos ígneo-sedimentares. 2º Congresso Brasileiro de P&D em Petróleo & Gás. Rio de Janeiro: UFRJ, 2003. p. 6.

EPE. 2017. Zoneamento Nacional de Recursos de Óleo e Gás. Ciclo 2015-2017. Brasília: MME/EPE, 2017, 559 p.

_____. 2018. Estudo Regional da Porção Gaúcha da Bacia do Paraná. Parte 1 - Análise do Zoneamento Nacional de Recursos de Óleo e Gás 2017. Nota Técnica DPG-SPT Nº 01/2018. Disponível em: <http://epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/estudo-regional-da-porcao-gaucha-da-bacia-do-parana>. Acessado em: junho de 2020.

_____. 2019. Zoneamento Nacional de Recursos de Óleo e Gás. Ciclo 2017-2019. Brasília: MME/EPE, 2019, 604 p.

ESPITALIÉ et al. 1977. Méthod rapide de caractérisation des roches mères, de leur potentiel pétrolier et de leur degré d'évolution. Rev. Inst. Français Pétrol, p. 23-43.

FARIA, B. M. et al. 2018. Longá Formation as gas producer reservoir: state of art. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE GEOLOGIA, 49., 2018, Rio de Janeiro. Rio de Janeiro/RJ: SBGEO-Núcleo RJ/ES. 2 p.

FARIA, H. P. A. 2015. Caracterização de domínios tectono-geofísicos na Bacia dos Parecis com base em dados de métodos potenciais. 142 p. Dissertação (Mestrado) - Programa de Pós-graduação em Geociências Aplicadas, Universidade de Brasília, Brasília/DF.

FEIJÓ, F. J. 1994. Bacia de Barreirinhas. Boletim de Geociências da Petrobras, Rio de Janeiro, v. 8, n. 1, p. 103-105.

FEIJÓ, F. J.; SOUZA, R. G. 1994. Bacia do Acre. Boletim de Geociências da Petrobras, Rio de Janeiro, v. 8, n. 1, p. 9-16.

FEITOSA et al. 2006. Caracterização tectono-estrutural preliminar da Bacia do Rio do Peixe por eletrorresistividade. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE ÁGUAS SUBTERRÂNEAS, 14, 2006, Curitiba. Anais..., Curitiba: [ABAS], 2006. 19 p.

- FERNANDES, R. F. 2011. Estudo da evolução termomecânica da Bacia do Parnaíba. 102 p. Dissertação (Mestrado) - Programa de Engenharia Civil, Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro/RJ.
- FERRAZ, N. C. 2015. Análise estratigráfica da sequência Mesodevoniana-Eocarbonífera da Bacia do Parnaíba, Nordeste do Brasil. 55 p. Dissertação (Mestrado) - Programa de Pós-Graduação em Geodinâmica e Geofísica, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal/RN.
- FIGUEIREDO, S. A. S. T. 2018. Análise geométrica e arquitetural em afloramento de coquinas da Formação Morro do Chaves, Bacia de Sergipe-Alagoas, e sua aplicação na caracterização de reservatórios. 151 p. Dissertação (Mestrado) - Programa de Pós-Graduação em Geologia, Universidade Federal da Bahia, Salvador/BA.
- FRANÇOLIN, J. B. L.; COBBOLD, P. R.; SZATMARI, P. 1994. Faulting in the Early Cretaceous Rio do Peixe basin (NE Brazil) and its significance for the opening of the Atlantic. *Journal of Structural Geology*, v. 16, n. 5, p. 647-661.
- GALVÃO, M. V. G. 2004. Bacias sedimentares brasileiras: Bacia do Marajó. Aracaju: Fundação Paleontológica Phoenix, 2004. Série Bacias Sedimentares, ano 6, n. 67.
- GAUDARDE, G. 2018. Justiça retira embargo ao fraturamento hidráulico em Sergipe. EPBR, [S.l], 20 dez. 2018. Disponível em:<www.epbr.com.br/justica-libera-fraturamento-hidraulico-em-sergipe/>. Acesso em: 2019.
- GHIGNONE, J. I.; COUTO, E. A.; ASSINE, M. L. 1986. Estratigrafia e estrutura das bacias do Araripe, Iguatu e Rio do Peixe. In: 34º Congresso Brasileiro de Geologia, Goiânia, Anais, v. 1, p. 271-286.
- GÓES, A. M.; FEIJÓ, F. J. 1994. A Bacia do Parnaíba. *Boletim de Geociências da Petrobras*, Rio de Janeiro, v. 8, n. 1, p. 57-67.
- GÓES, A. M. O.; SOUZA, J. M. P.; TEIXEIRA, L. B. 1990. Estágio exploratório e perspectivas petrolíferas da Bacia do Parnaíba. *Boletim de Geociências da Petrobras*, Rio de Janeiro, v. 4, n. 1, p. 55-64.
- GOULART, J. P. de M. 2019. Caracterização de chaminés de gás nas bacias do Parnaíba, Paraná e Tacutu: uma nova ferramenta exploratória. 102 p. Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Centro de Ciências Exatas e da Terra, Programa de Pós-Graduação em Geodinâmica e Geofísica. Natal, RN.
- HAESER, B. S. et al. 2014. Revisão litoestratigráfica da Bacia dos Parecis e implicações para a exploração de petróleo. In: RIO OIL & GAS EXPO AND CONFERENCE, 2014, Rio de Janeiro. Anais..., Rio de Janeiro: IBP, 2014.
- HOLZ, M.; KALKREUTH, W. 2000. The Early Permian coal-bearing succession of the Parana Basin in southernmost Brazil: depositional model and sequence stratigraphy. *Revista Brasileira de Geociências*, v. 30, p. 424-426.
- HRT. High Resolution Technology & Petroleum. 2008. Projeto Estudo de Geoquímica e Microbiologia de Superfície na Bacia de São Luís. 76 p.

_____. 2009. Estudo de Geoquímica e Microbiologia de Superfície na Bacia do Acre. Documento preparado para a ANP para suportar a 12ª Rodada de Licitação. [informação confidencial].

_____. 2010. Prospecto Definitivo de Distribuição Pública Primária e Secundária de Ações Ordinárias de Emissão da HRT Participações em Petróleo S.A. Disponível em <http://ri.hrt.com.br/hrt/web/arquivos/hrt_prospect_preliminar_definitivo_20101022-pt.pdf>. Acesso em: 2012.

KALKREUTH, W. et al. 2008. O potencial de Coalbed Methane (CBM) na jazida da Santa Terezinha – modelagem 3D e avaliação do poço de exploração CBM001-ST-RS. Revista Brasileira de Geociências, v. 38, n. 2, p. 3-17.

KLEMME H. D. 1980. Petroleum basins – Classification and Characteristics. J. Petr. Geol., v. 3, n. 2, p. 187–207.

LACERDA FILHO, J. V. et al. 2004. Geologia e Recursos Minerais do Estado de Mato Grosso. Texto explicativo dos mapas geológico e de recursos minerais do Estado de Mato Grosso Escala 1:1.000.000. Goiânia. CPRM/SICME-MT, 235 p.

LEONARDI, G.; CARVALHO, I. S. 2002. Icnofósseis da Bacia do Rio do Peixe, PB. In: SCHOBENHAUS, C.; CAMPOS, D.A.; QUEIROZ, E.T.; WINGE, M. & BERBERT-BORN, M.L.C. (eds.). Sítios Geológicos e Paleontológicos do Brasil. DNPM/CPRM/ SIGEP, Brasília, p. 101-111.

LIMA, E. A. M.; LEITE, J. F. 1978. Projeto estudo global dos recursos mineiras da Bacia Sedimentar do Parnaíba: integração geológica metalogenética. Relatório Final da Etapa III. Recife: Companhia de Pesquisa de Recursos Minerais, 212 p.

LIMA, M. R.; COELHO, M. P. C. A. 1987. Estudo palinológico da sondagem estratigráfica da Lagoa do Forno, Bacia do Rio do Peixe, Cretáceo do Nordeste do Brasil. Boletim do Instituto de Geociências, Série Científica, São Paulo, v. 18, p. 67-83.

LOUREIRO, E. M. L. 2016. Caracterização geológico-tectônica da Bacia de Parecis: uma interpretação integrada. 97 p. Dissertação (Mestrado) - Faculdade de Geologia, Universidade do Estado do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro/RJ.

_____. et al. 2017. Tectonic Framework of Parecis Basin: a Seismic-Gravity Integrated Interpretation. In: INTERNATIONAL CONGRESS OF THE BRAZILIAN GEOPHYSICAL SOCIETY, 15, 2017, Rio de Janeiro. Anais...., Rio de Janeiro: SBGf, 2017. 6p.

LOURENZI, P. S. 2014. O potencial de geração CBM (coalbed methane) na Jazida Sul Catarinense da Bacia do Paraná, Brasil: características petrográficas e químicas das camadas Barro Branco, Irapuá e Bonito. 73 p. Dissertação (Mestrado) – Programa de Pós-Graduação em Geociências, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre/RS.

LUCCHESI, C. F. 1998. Petróleo. Estud. av., São Paulo, v. 12, n. 33, p. 17-40. Disponível em: http://www.scielo.br/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0103-

40141998000200003&lng=en&nrm=iso. <https://doi.org/10.1590/S0103-40141998000200003>. Acesso em: 06 de abril 2020.

MAGOON, L. B.; DOW, W. G. 1994. The petroleum system. AAPG, Memoirs 60, Tulsa, p. 3-24.

MAGNAVITA, L. P. et al. 2003. Bacias sedimentares brasileiras: Bacia de Tucano. Aracajú: Fundação Paleontológica Phoenix, 2003. Série Bacias Sedimentares, n. 52.

MATOS, R. M. D. 1992. The northeast brazilian rift system. *Tectonics*, v. 11, n. 4, p. 766-791.

MATOS, R. M. D. 2013. Potencial do Shale Gas/Tight Gas no Brasil. In: SEMINÁRIO SOBRE GÁS NATURAL, 14., 2013, Rio de Janeiro. Apresentações..., Rio de Janeiro: IBP, 2013.

MEDEIROS, R. M. F. 2019. Análise de filtros e atributos sísmicos e interpretação sismoestrutural da porção SW da Bacia do Rio do Peixe, NE do Brasil. 62 p. Relatório (Bacharelado em Geologia) - Departamento de Geologia, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal/RN.

MENDES, A. P. do A. et al. 2019. Produção de petróleo terrestre no Brasil. BNDES, Rio de Janeiro, v. 25, n. 49, p. 215-264.

MENDONÇA FILHO, J. G.; CARVALHO, I. de S.; AZEVEDO, D. de A. 2006. Aspectos geoquímicos do óleo da Bacia de Sousa (Cretáceo Inferior), Nordeste do Brasil: Contexto Geológico. São Paulo, UNESP, Geociências, v. 25, n. 1, p. 91-98.

MESNER, J. C.; WOOLDRIDGE, L. C. P. 1964. The Maranhão study revision. Belém: Petrobras, 205 p.

MILANI, E. J. et. 2007. Bacias Sedimentares Brasileiras – Cartas Estratigráficas. Boletim de Geociências da Petrobras, Rio de Janeiro, v. 15, n. 2, p. 183-205.

MILANI, E. J.; THOMAZ FILHO, A. 2000. Sedimentary Basins of South America. In: CORDANI, U. G.; MILANI, E. J.; THOMAZ FILHO, A. CAMPOS, D. A. (eds.). Tectonic Evolution of South America. Rio de Janeiro, 31st. IGC, 389-449.

MILANI, E. J.; ZALÁN, P. V. 1998. Brazilian Geology Part 1: the Geology of Paleozoic Cratonic Basins and Mesozoic Interior Rifts of Brazil. In: INTERNATIONAL CONFERENCE & EXHIBITION, 1998, Rio de Janeiro. Short Course Notes..., [Rio de Janeiro]: AAPG, 1998. s/n

MILANI, E. J.; ZALÁN, P. V. 1999. An outline of the geology and petroleum systems of Paleozoic interior basins of South America. *Episodes*, v. 22, n. 3, p. 199-205.

MILHOMEM, P. S. et al. 2003. Bacias sedimentares brasileiras: Bacia do Recôncavo. Disponível em: <http://phoenix.org.br/phoenix51_mar03.html>. Acesso em: 22 fev. 2017.

MINAS GERAIS (Estado). Secretaria de Estado de Meio Ambiente e Desenvolvimento Sustentável de Minas Gerais (SEMAD). Resolução Conjunta SEMAD/FEAM/IGAM nº 2.460, de 27 de janeiro de 2017. Credencia servidores para a prática das atividades

relativas às ações de fiscalização e autuação no âmbito da Secretaria de Estado de Meio Ambiente e Desenvolvimento Sustentável–SEMAD e dá outras providências. Diário do Executivo, Belo Horizonte, 28 de janeiro de 2017. Caderno 1, página 72.

MIRANDA, F. S. 2013. Shale gas/oil: the new frontier exploration in Brazil. In: AAPG ANNUAL CONVENTION AND EXHIBITION, 2013, Pittsburgh, EUA. Apresentações..., Pittsburgh, EUA: AAPG, 2013. 25 p.

MIRANDA, F. S. 2014. Pimenteiras Shale: Characterization of an Atypical Unconventional Petroleum System, Parnaíba Basin, Brazil. In: AAPG INTERNATIONAL CONFERENCE & EXHIBITION, 2014, Istanbul. Anais..., [S.l.]: AAPG, 2014.

MIRANDA, F. S. et al. 2018a. Atypical igneous-sedimentary petroleum systems of the Parnaíba Basin, Brazil: seismic, well logs and cores. In: DALY, M. C. et al. Cratonic Basin Formation: A Case Study of the Parnaíba Basin of Brazil. Geological Society Special Publications, Londres, v. 472, p. 341-360.

_____. et al. 2018b. Longá Formation as a new exploratory play in the Parnaíba Basin. In: RIO OIL & GAS EXPO AND CONFERENCE, 2018, Rio de Janeiro. Anais..., Rio de Janeiro: IBP, 2018, 10 p.

MME. Ministério de Minas e Energia. 2020. Plano Integrado de Ação do Programa de Revitalização das Atividades de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural em Áreas Terrestres. Ministério de Minas e Energia. Secretaria de Petróleo, Gás Natural, Biocombustíveis. Departamento de Política de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural. Brasília.

MOCITAIBA, L. S. R.; CASTRO, D. L.; OLIVEIRA, D. C. 2017. Cartografia geofísica regional do magmatismo mesozoico na Bacia do Parnaíba. Geologia USP, Série Científica, São Paulo, 17, n. 2, p. 169-192.

MONTERO, J. P. et al. 2016. Modelagem de Sistemas Petrolíferos 2D, a partir de uma seção esquemática na Bacia do Parnaíba e calibrada com dados geoquímicos de poços. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE GEOLOGIA, 48, 2016, São Paulo. Anais..., Porto Alegre/RS: SBGEO - Núcleo SP, 2016. s/n.

NOGUEIRA NETO, I. de L. A. 2010. Biogeografia histórica da coralinofauna e briozoofauna do Mioceno do Pará e sua possível correlação com as rochas reservatórios carbonáticas das bacias costeiras do Norte Brasileiro. 89 p. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Geologia) – Faculdade de Geologia, Instituto de Geociências, Universidade Federal do Pará, Belém/PA.

NOGUEIRA, F. C. C.; OLIVEIRA, M. S. de.; CASTRO, D. L. de. 2004. Estudo Magnético e Gravimétrico do Arcabouço Estrutural da Bacia Rio do Peixe – PB. Revista de Geologia, v. 17, n. 1, p. 74-87.

OLIVA, P.; EDUARDO, F. 2013. Modelagem Geológica 3D na Bacia do Tacutu. In: SIMPÓSIO DE GEOLOGIA DA AMAZÔNIA, 13, 2013, Belém/PA. Anais..., [S.l.]: SBG - NO, 2013. s/n.

OLIVEIRA, O. M. C. et al. 2017. Contribuição ao estudo do potencial gerador de petróleo da Formação Santa Brígida, Permiano, sub-bacia de Tucano Norte, Brasil. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE GEOQUÍMICA, 16., 2017, Búzios, Rio de Janeiro. Anais..., Búzios, Rio de Janeiro: SBGq, 2017. 5 p.

PESSOA, O. C. 2013. Apresentação em Audiência Pública da Comissão de Meio Ambiente e Desenvolvimento Sustentável (CMADS) da Câmara dos Deputados. Disponível em: <<http://www2.camara.leg.br/atividade-legislativa/comissoes/comissoes-permanentes/cmads/audiencias-publicas/audiencia-publica-2013/05-12-2013-a-exploracao-do-xisto-em-territorio-nacional-e-seus-efeitos-sobre-o-meio-ambiente/apresentacoes>>. Acesso em: 2013.

PETRONILHO, C. C. 2014. Sistemas Petrolíferos da Bacia do Amazonas e a possibilidade para "Shale Gas". 88 p. Monografia (Graduação) - Centro de Ciências e Tecnologia, Universidade Estadual do Norte Fluminense, Macaé/RJ.

PONTE, F. C.; HASHIMOTO, A. T.; DINO, R. 1991. Geologia das bacias sedimentares mesozóicas do interior do Nordeste do Brasil. Rio de Janeiro: PETROBRAS/CENPES/DIVEX/SEBIPE.

PONTE, F. C.; PONTE FILHO, F. C. 1996. Evolução tectônica e classificação da Bacia do Araripe. Simpósio sobre o Cretáceo do Brasil, v. 4, n. 1996, p. 123-133.

PONTES, N. V. 2013. Análise estratigráfica e geoquímica através de isótopos de enxofre em sequências pelíticas e mistas na Formação Morro do Chaves da Bacia Sergipe-Alagoas. 82 p. Dissertação (Mestrado) - Programa de Pós-Graduação em Geociências e Análise de Bacias, Universidade Federal de Sergipe, São Cristóvão/SE.

QUADROS, M. L. E. S.; RIZZOTTO, G. J. 2007. Geologia e Recursos Minerais do Estado de Rondônia. Sistema de informações geográficas – SIG. Texto explicativo do mapa geológico e de recursos minerais do estado de Rondônia- Escala 1:1.000.000. Porto Velho. CPRM. 155 p.

RAJA GABAGLIA, G. P.; MILANI, E. J. 1990. Origem e Evolução de Bacias Sedimentares. Rio de Janeiro: Petrobras, 1990, 415 p.

RAND, H. M. 1984. Reconhecimento gravimétrico da Bacia do Rio do Peixe. In: SIMPÓSIO GEOLOGIA DO NORDESTE, 11., 1984, Natal/RN. Atas..., Boletim n. 9: [1984]. p. 42-47.

RAND, H. M.; MANSO, V. A. V. 1984. Levantamento gravimétrico e magnetométrico da Bacia do Araripe. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE GEOLOGIA, 23, 1984, Rio de Janeiro. Anais..., Rio de Janeiro: {SBG}, 1984. p. 2011-2016.

RAPOSO, G. S.; ALVES, J. L. D.; SOARES, J. A. 2017. Análise micro tomográfica na quantificação de poros da Fm. Souza (Bacia do Rio do Peixe). In: CONGRESSO INTERNACIONAL DA SOCIEDADE BRASILEIRA DE GEOFÍSICA, 15, 2017, Rio de Janeiro. Anais..., Rio de Janeiro: SGBf, 2017. 4p.

REGALI, M. S. P. 1990. Ichnocronoestratigrafia e paleoambiente do Cretáceo das bacias do Araripe (CE) e Rio do Peixe (PB), Nordeste do Brasil. In: SIMPÓSIO SOBRE A BACIA DO

- ARARIPE E BACIAS INTERIORES DO NORDESTE, 1, 1990, Crato. Anais... Crato: SBP, 1990. p. 163-172.
- REIS, D. E. S.; CAPUTO, M. V., 2007. Potencial Industrial e Energético do folhelho pirobetuminoso Formação Codó, Bacia do Parnaíba. In: PDPETRO, 4, 2007, Campinas/SP. Anais..., Campinas/SP: ABGP, 2007. 10 p.
- REIS, H. L. S. et al. 2017. The São Francisco Basin. In: HEILBRON, M.; CORDANI, U. G.; ALKMIM, F. F. (eds.), São Francisco Craton, Eastern Brazil: Tectonic Genealogy of a Miniature Continent. Regional Geology Reviews, p. 117-143.
- REIS, H. L. S.; SUSS, J. F. 2016. Mixed carbonate–siliciclastic sedimentation in forebulge grabens: An example from the Ediacaran Bambuí Group, São Francisco Basin, Brazil. Sedimentary Geology, v. 339, p. 83-103
- ROCHA, H. 2016. Estudo geológico do potencial de exploração e produção de gás natural não convencional na bacia do Paraná: avaliação da viabilidade no abastecimento da usina termoeletrica de Uruguaiana (RS). 147 p. Dissertação (Mestrado) - Programa de Pós-Graduação em Energia, Universidade de São Paulo, São Paulo/SP.
- RODRIGUES, R. A. 1995. Geoquímica Orgânica da Bacia do Parnaíba. 225 p. Tese (Doutorado) - Programa de Pós-Graduação em Geociências, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre/RS.
- ROSSETTI, D. 2010. Tectonic control on the stratigraphic framework of Late Pleistocene and Holocene deposits in Marajó Island, State of Pará, eastern Amazonia. Anais da Academia Brasileira de Ciências, v. 82, n. 2, p. 439-449.
- SANTOS, V. H.; LIMA FILHO, M. F.; NEUMANN, V. H. 2007. Quais as possibilidades de um sistema petrolífero na Bacia do Parnaíba? In: CONGRESSO BRASILEIRO DE P&D EM PETRÓLEO E GÁS, 4, 2007, Campinas/SP..Anais...Campinas/SP: ABPG. 2007. p. 1-10.
- SANTOS-JUNIOR, G. C. dos; MARTINS, C. M.; RIBEIRO-FILHO, N. 2019. Residual gravity anomaly of Marajó basin using crustal modeling: an identification of geological features. In: CONGRESSO INTERNACIONAL DA SOCIEDADE BRASILEIRA DE GEOFÍSICA, 16, 2019, Rio de Janeiro. Anais..., Rio de Janeiro: SGBf, 2019. 4p.
- SCHENK, C. J. et al. 2017. Assessment of continuous oil and gas resources of Solimões, Amazonas, and Parnaíba Basin Provinces, Brazil, 2016. US Geological Survey, n. 2017-3009. p. 1-2.
- SILVA, A. S. et al. 2016. Petrofísica em Rochas na Formação Sousa, Bacia Rio do Peixe. In: RIO OIL & GAS EXPO AND CONFERENCE, 2016, Rio de Janeiro. Anais..., Rio de Janeiro: IBP, 2016, 10 p.
- SILVA, M. G.; PORSANI, M. J. 2006. Aplicação de balanceamento espectral e DMO no processamento sísmico da Bacia do Tacutu. Brazilian Journal of Geophysics, v. 24, n. 2, p. 273-290.
- SIMÃO, G.; KALKREUTH, W. 2017. O carvão da Jazida de Morungava (RS, Brasil): Caracterização petrográfica, química e tecnológica das camadas de carvão do poço de

exploração CBM 001-MO-RS. Pesquisas em Geociências, Porto Alegre, v. 44, n. 2, p. 323-343.

SIQUEIRA, L. D. 1989. Bacia dos Parecis. Boletim de Geociências da Petrobras, Rio de Janeiro, v.3, p.3–16.

SIQUEIRA, L. P.; TEIXEIRA, L. B. 1993. Bacia dos Parecis: nova fronteira exploratória da PETROBRAS. In: CONGRESSO INTERNACIONAL DA SOCIEDADE BRASILEIRA DE GEOFÍSICA, 3, 1993, Rio de Janeiro. Resumos Expandidos..., Rio de Janeiro: SBGf, 1993. p. 160-170.

SOARES JÚNIOR, A. V. 2002. Paleogeografia e evolução da paisagem do nordeste do Estado do Pará e Noroeste do Maranhão – Cretáceo ao Holoceno. 126 p. Dissertação (Mestrado) – Curso de Pós-Graduação em Geologia e Geoquímica, Universidade Federal do Pará, Belém/PA.

SOARES JÚNIOR, A. V. 2007. A fragmentação do Gondwana na Região Meio-Norte do Brasil durante o Mesozóico. 193 p. Tese (Doutorado) - Programa de Pós-Graduação em Geologia e Geoquímica Universidade Federal do Pará, Belém/PA.

___ .; COSTA, J. B. S.; HASUI, Y. 2008. Evolução da Margem Atlântica Equatorial do Brasil: três fases distensivas. Geociências, São Paulo, v. 27, n. 4, p. 427-437.

___ . et al. 2011. Evolução do rifteamento e paleogeografia da margem atlântica equatorial do brasil: Triássico ao holoceno: Geociências, 669–692.

SOARES, G. L. 2010. Estratigrafia do Intervalo Neodevoniano/Mississippiano da Bacia do Parnaíba em testemunhos de sondagem. [? p] . Dissertação (Mestrado) - Programa de Pós-graduação em Geologia, Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro/RJ.

SOARES, I. R. 2019. Mapeamento sísmico da Fm. Calumbi no campo de Carapitanga, Bacia de Sergipe-Alagoas. 52 p. Dissertação (Mestrado) - Programa de Pós-Graduação em Geociências e Análise de Bacias, Universidade Federal de Sergipe, São Cristóvão/SE.

SOUZA, I. V. A. F. D. 2007. Faciologia Orgânica de Seções Devonianas da Bacia do Parnaíba (Formação Pimenteira): Implicações para Geração de Petróleo. 160 p. Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro/RJ.

___ . et al. 2016. Índícios de petróleo no Proterozoico brasileiro, poço 2-ANP-6-MT, Bacia dos Parecis. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE GEOLOGIA, 47, 2014, Salvador. Anais..., Salvador: SBG, 2014. 1 p.

STAATSOLIE. 2013. Petroleum Investments Opportunities. Disponível em: <<http://www.staatsolie.com/>> Acesso em: 09 de maio de 2014.

TAVARES, A. C. et al. 2015. Facies and depositional environments for the coquinas of the Morro do Chaves Formation, Sergipe-Alagoas Basin, defined by taphonomic and compositional criteria. Brazilian Journal of Geology, v. 45, n. 3, p. 415-429.

TEIXEIRA, L. B.; MARTINS, M.; BRAUN, O. P. G. 1993. Evolução geológica da Bacia do São Francisco com base em sísmica de reflexão e métodos potenciais. In: SIMP. CRÁTON SÃO FRANCISCO, 2, Salvador. Atas...Salvador: SBG, 1993. p.179-181.

THIBES, A. W. 2016. A produção de hidrocarbonetos a partir dos folhelhos ricos em matéria orgânica da Formação Codó, Bacia do Parnaíba, utilizando a tecnologia de retortagem in situ. 47 p. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação) - Departamento de Engenharia Química e de Petróleo, Universidade Federal Fluminense, Niterói/RJ.

UFBA. Universidade Federal da Bahia. 2014. Projeto BAFRAN - Reavaliação Geológica da Porção Baiana da Bacia do São Francisco: estratigrafia de sequências, sismoestratigrafia e possíveis implicações para sistemas petrolíferos. Relatório Final. Salvador: Instituto de Geociências/Grupo de Estratigrafia Teórica e Aplicada, 2014, 150 p.

UFRN. Universidade Federal do Rio Grande do Norte. 2008. Projeto "Revisão Geológica e Reavaliação dos Sistemas Petrolíferos da Bacia Sergipe-Alagoas" (Contrato ANP/UFRN/FUNPEC N 5.059/03-ANP-009.519). Relatório Final. Material disponibilizado na 11ª Rodada de Licitações da ANP. Rio Grande do Norte: ANP/UFRN/FUNPEC, 2008.

VASCONCELLOS, R. V. A. et al. 2016. Avaliação dos novos dados adquiridos pela ANP, na Bacia do Acre. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE GEOLOGIA, 48, 2016, Porto Alegre. Anais..., Porto Alegre: SBG, 2016.

VASCONCELOS, A. G. P.; NOGUEIRA, J. A. S.; SOUSA, F. M. 2016. Análises petrofísica convencional e computacional de arenitos e conglomerados deformados da Bacia do Rio do Peixe. In: RIO OIL & GAS EXPO AND CONFERENCE, 2016, Rio de Janeiro. Anais..., Rio de Janeiro: IBP, 2016, 10 p.

VASCONCELOS, C. S.; MORALES, I. V. F.; FIGUEIREDO, M. F. 2014. Revisão da estratigrafia da Bacia dos Parecis-Alto Xingu. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE GEOLOGIA, 47, 2014, Salvador. Anais..., Salvador: SBG, 2014.

VASCONCELOS, D. F. M. 2010. Modelo Numérico para Análise da Influência de Intrusões Magmáticas na Estrutura Térmica e na Maturação da Matéria Orgânica de Bacias Sedimentares. 112 p. Projeto (Graduação) - Escola Politécnica, Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro/RJ.

VAZ P. T.; WANDERLEY FILHO, J. R.; BUENO, G. V. 2007. Bacia do Tacutu. Boletim de Geociências Petrobras, Rio de Janeiro, v. 15, n. 2, p. 289-297.

VAZ, P. T. et al. 2007. Bacia do Parnaíba. Boletim de Geociências da Petrobrás, Rio de Janeiro, n. 2, p. 253-263.

VETORAZZI, A. L. S. 2012. Caracterização Geológica dos Arenitos da Formação Cabeças (Devoniano) Na Borda Leste da Bacia do Parnaíba. 91 p.. Dissertação (Mestrado) - Programa de Pós-Graduação em Geologia, Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro/RJ.

VIDOTTI, R. M. et al. 2016. Bacia dos Parecis e sua porção dobrada (Faixa Paraguai) registrada em seção magnetotelúrica. In: RIO OIL & GAS EXPO AND CONFERENCE, 2016, Rio de Janeiro. Anais..., Rio de Janeiro: IBP, 2016.

WEBSTER, R. E. 2004. Takutu Basin. Geologic Setting – AAPG Datapages/Search and Discovery. Disponível em: <

[www.searchanddiscovery.com/pdfz/documents/2004/webster02/images/poster03.pdf.html](http://www.searchanddiscovery.com/pdfz/documents/2004/webster02/images/poster03.pdf)> Acesso em: 2019

WEC. World Energy Council. 2010. 2010 Survey of Energy Resources. Relatório Técnico. Londres: World Energy Council, 2010, 618 p. Disponível em: <www.worldenergy.org/assets/downloads/ser_2010_report_1.pdf>. Acesso em: 2011.

YOUNG, C. G. K. 2006. Estratigrafia de alta resolução da Formação Pimenteira (Devoniano, bacia do Parnaíba). 120 p. Dissertação (Mestrado) - Programa de Pós-graduação em Geologia, Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro/RJ.

ZALÁN, P. V. 2007. Bacias de Bragança-Viseu, São Luís e Ilha Nova. Boletim de Geociências da Petrobras, Rio de Janeiro, v. 15, n. 2, p. 341-345.

___ ; MATSUDA, N. S. 2007. Bacia do Marajó. Boletim de Geociências da Petrobras, Rio de Janeiro, v. 15, n. 2, p. 311–319.

ZAMBRANO, E. R. N.; OLIVEIRA, O. M. C.; RIBEIRO, H. J. P. S. 2017. Caracterização geoquímica com indícios paleoambientais de folhelhos da Formação Pimenteiras, Estado do Tocantins, Bacia do Parnaíba, Brasil. Geologia USP, Série Científica, São Paulo, v. 17, n. 3, p. 6-78.



REATE 2020

PROGRAMA DE REVITALIZAÇÃO DA ATIVIDADE DE EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL EM ÁREAS TERRESTRES