



MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA
SECRETARIA DE PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS



MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA



PÁTRIA AMADA
BRASIL
GOVERNO FEDERAL





ZNMT

Zoneamento Nacional dos Recursos de Óleo e Gás

GOVERNO FEDERAL

Ministério de Minas e Energia

Ministro

Bento Albuquerque

Secretária-Executiva

Marisete Fátima Dadald Pereira

Secretário de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

Jose Mauro Ferreira Coelho



Empresa de Pesquisa Energética

Empresa pública, vinculada ao Ministério de Minas e Energia, instituída nos termos da Lei nº 10.847, de 15 de março de 2004, a EPE tem por finalidade prestar serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético, tais como energia elétrica, petróleo e gás natural e seus derivados, carvão mineral, fontes energéticas renováveis e eficiência energética, dentre outras.

Presidente

Thiago Vasconcellos Barral Ferreira

Diretora de Estudos do Petróleo, Gás e Biocombustíveis

Heloísa Borges Bastos

Diretor de Estudos Econômico-Energéticos e Ambientais

Giovani Vitória Machado

Diretor de Estudos de Energia Elétrica

Erik Eduardo Rego

Diretora de Gestão Corporativa

Angela Regina Livino de Carvalho

Superintendência de Petróleo e Gás Natural

Marcos Frederico Farias de Souza

Coordenação Técnica

Regina Freitas Fernandes

Roberta de Albuquerque Cardoso

Equipe Técnica

Adriana Queiroz Ramos

Katia Souza d'Almeida

Nathália Oliveira de Castro

Pamela Cardoso Vilela

Péricles de Abreu Brumati

Raul Fagundes Leggieri

Victor Hugo Trocate da Silva

URL: <http://www.epe.gov.br>

Sede

Esplanada dos Ministérios Bloco U

Ministério de Minas e Energia - Sala 744 - 7º andar

70065-900- Brasília - DF

Escritório Central

Praça Pio X, n.º 54 - 2º Andar

20091-040 - Rio de Janeiro - RJ

Rio de Janeiro
26 de outubro de 2021

SUMÁRIO

INTRODUÇÃO	2
1. PERSPECTIVA GEOLÓGICA DAS BACIAS SEDIMENTARES	2
1.1. Definições	5
1.2. Bacias Sedimentares com Potencial para E&P atualizadas no ciclo.....	5
1.2.1. Bacias da Margem Equatorial.....	5
1.2.2. Bacias da Margem Leste	25
1.2.3. Bacias Interiores	61
1.3. Síntese das Bacias.....	98
1.4. Recursos Não Convencionais de Óleo e Gás Natural.....	100
1.5. Possibilidades de plays exploratórios além das 200 milhas náuticas.....	100
2 PERSPECTIVA ECONÔMICA DAS BACIAS SEDIMENTARES.....	104
2.1. Definições	104
2.2. Mapas de Importância Petrolífera de Área	105
3 BACIAS SEDIMENTARES NO CONTEXTO DAS RODADAS DE LICITAÇÃO 2020-2021	112
3.1. Rodadas de licitação da ANP realizadas no período 2019-2021	112
3.2. Rodadas de licitação da ANP previstas para os próximos anos.....	115
3.3. Oferta Permanente.....	116
3.4. Áreas para oferta a longo prazo.....	122
4 PERSPECTIVAS PARA O SETOR DE GÁS NATURAL À LUZ DO ZNMT.....	124
4.1. Mapa de Importância de Áreas para o setor de gás natural	125
CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	127

O **ZONEAMENTO NACIONAL DE RECURSOS DE ÓLEO E GÁS (ZNMT)** é um estudo contínuo realizado em ciclos bianuais pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) para apoiar o Ministério de Minas e Energia (MME) na elaboração do planejamento energético. Seu objetivo geral é a obtenção de uma base de informações georreferenciadas - BIZROG¹ que permite representar zonas, na forma de mapas, sobre a importância relativa das diversas áreas do país para o desenvolvimento econômico nacional do setor de petróleo e gás. Tal base constitui-se em elemento fundamental para as projeções de produção de petróleo e gás natural no médio e longo prazo, no contexto do Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) e do Plano Nacional de Energia (PNE).

O estudo apresenta duas perspectivas: geológica e econômica. Na perspectiva geológica, as bacias sedimentares são abordadas por meio da análise de *plays* exploratórios, na qual é contemplado o histórico das atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural, especialmente em termos de poços pioneiros, possíveis prospectos, acumulações (jazidas) e campos. A partir da base de informações resultante do processo da perspectiva geológica, no desenvolvimento da perspectiva econômica são elaborados mapas para representar a Importância Petrolífera de Área (IPA), conforme vários pontos de vista ou argumentos. Além de elementos geológicos é considerada a proximidade de áreas sob contrato com empresas para atividades de Exploração e Produção (E&P) e de instalações de infraestrutura de abastecimento de petróleo e gás natural. Os mapas de IPA, individualmente, permitem a cada ciclo de atualização do estudo observar o dinamismo das atividades do setor de petróleo e gás, especialmente no segmento de E&P e, combinados por meio de uma função multiargumentos, sintetizam a importância relativa das diversas áreas do Brasil.

Para um maior aprofundamento, em relação ao estudo ZNMT, principalmente sobre a parte metodológica, os dados das bacias não abordadas neste ciclo e outras informações, indica-se a consulta do Ciclo anterior (2017-2019) (MME/EPE, 2019)², disponível em <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes>³. As informações concernentes à base de dados georreferenciada (com *shapefiles* e tabelas de atributos) atualizada do Ciclo 2019-2021 poderão ser baixadas no mesmo sítio.

1. PERSPECTIVA GEOLÓGICA DAS BACIAS SEDIMENTARES

O Brasil conta com 68⁴ bacias sedimentares, qualificadas em terrestres (53) e marítimas (15). Desconsiderando-se aquelas relativamente muito pequenas⁵, há 52 bacias sedimentares, sendo 40 dessas analisadas segundo a abordagem de *plays* exploratórios efetivos, ao longo dos últimos ciclos de estudo do Zoneamento Nacional de Recursos de Óleo e Gás. No presente ciclo, visando o maior dinamismo das informações apresentadas e o alinhamento com as mais recentes expectativas do setor de óleo e gás, a análise sob a ótica dos *plays* exploratórios foi concentrada em 23 bacias. Entre essas, encontram-se 18 das 19 bacias, em terra e mar, que possuem campos descobertos de petróleo e gás natural.

Os nomes de cada bacia sedimentar brasileira, acompanhados da situação geográfica (terra ou mar), da área (sedimentar e efetiva) e da maturidade exploratória, são listados abaixo. Os critérios para a seleção de bacias analisadas no Ciclo 2019-2021 são igualmente discriminados na tabela apresentada.

¹ BIZROG é a sigla para Base de Informações do Zoneamento Nacional de Recursos de Óleo e Gás. A data de referência dessa base para o presente estudo é 30 de abril de 2021.

² MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. 2019. Zoneamento Nacional de Recursos de Óleo e Gás. Ciclo 2017-2019. Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. Brasília: MME/EPE, 2019. 604 p.

³ Cabe esclarecer que o 1º poço pioneiro da Bacia do Recôncavo foi representado equivocadamente na Figura 2.368 do referido arquivo, sendo a informação correta expressa na Tabela 2. 177.

⁴ A lista de nomes e a localização das bacias sedimentares estão originalmente baseadas no *shapefile* de bacias disponibilizado pelo MME em 2011. Entretanto, para este estudo, embora com reconhecidas diferenças geológicas, os seguintes pares de bacias contíguas foram considerados de modo unificado: Espírito Santo e Mucuri; Camamu e Almada; e Acre e Madre de Deus. As bacias de São Luís e Bragança-Vizeu também são consideradas em separado. Da mesma forma, a Bacia do Recôncavo foi novamente considerada em situação terrestre (incorporando a parte que está sob a Baía de Todos os Santos). A Bacia de SEAL representa a porção marítima das bacias de Sergipe e Alagoas.

⁵ Adotou-se o limite de aproximadamente 1.000 km² de área de bacia sedimentar para, abaixo dele, considerar uma bacia muito pequena e, portanto, pouco promissora em termos de recursos de petróleo e gás. A área total coberta pelas bacias muito pequenas é de aproximadamente 6.000 km², todas (16) terrestres e localizadas no nordeste (em Ceará, Pernambuco e Piauí) e nas regiões sul (Paraná) e sudeste (São Paulo e Rio de Janeiro).

Bacias sedimentares brasileiras (continua)					
Situação Geográfica	Nome da Bacia	Área Sedimentar (km²)	Área Efetiva (km²)	Maturidade Exploratória	Critério Seleção Ciclo 2019-2021
terra	Acre-Madre de Dios	155.085	155.085	Nova Fronteira	N.A.
terra	Afogados de Ingazeira*	296	-	Nova Fronteira	N.A.
terra	Alagoas	8.090	3.633	Madura	Disponibilidade de áreas nos ciclos de Oferta Permanente
terra	Alto Tapajós**	85.058	-	Nova Fronteira	N.A.
terra	Amazonas	624.334	391.384	Nova Fronteira	Área de interesse do REATE
terra	Araripe***	11.418	-	Nova Fronteira	N.A.
terra	Bananal**	104.009	-	Nova Fronteira	N.A.
mar	Barreirinhas	91.562	51.650	Nova Fronteira	Disponibilidade de áreas nos ciclos de Oferta Permanente
terra	Barreirinhas	10.248	7.643	Nova Fronteira	Disponibilidade de áreas nos ciclos de Oferta Permanente
terra	Betânia*	270	-	Nova Fronteira	N.A.
terra	Bragança-Vizeu	8.028	4.620	Nova Fronteira	N.A.
terra	Bom Nome*	19	-	Nova Fronteira	N.A.
mar	Camamu-Almada	87.463	54.885	Nova Fronteira	Disponibilidade de áreas na 16ª Rodada de Licitações
terra	Camamu-Almada	2.737	2.571	Nova Fronteira	Disponibilidade de áreas nos ciclos de Oferta Permanente
mar	Campos	173.331	159.513	Elevado Potencial	Disponibilidade de áreas na 16ª e 17ª Rodadas de Licitações, 7ª e 8ª Rodadas de Partilha e nos ciclos de Oferta Permanente
terra	Campos**	5.780	-	Nova Fronteira	N.A.
terra	Ceará**	10.778	-	Nova Fronteira	N.A.
mar	Ceará	164.711	55.957	Nova Fronteira	Disponibilidade de áreas na 18ª Rodada de Licitações
terra	Cedro*	486	-	Nova Fronteira	N.A.
mar	Cumuruxatiba	63.649	57.273	Nova Fronteira	N.A.
terra	Cumuruxatiba**	9.280	-	Nova Fronteira	N.A.
terra	Curitiba*	740	-	Nova Fronteira	N.A.
mar	Espírito Santo-Mucuri	183.157	181.387	Elevado Potencial	Disponibilidade de áreas na 18ª Rodada de Licitações
terra	Espírito Santo-Mucuri	17.494	5.314	Madura	Disponibilidade de áreas nos ciclos de Oferta Permanente
mar	Foz do Amazonas	284.770	231.308	Nova Fronteira	Disponibilidade de áreas nos ciclos de Oferta Permanente
terra	Foz do Amazonas**	29.515	-	Nova Fronteira	N.A.
terra	Icó*	192	-	Nova Fronteira	N.A.
terra	Iguatu*	888	-	Nova Fronteira	N.A.
terra	Irecê**	32.177	-	Nova Fronteira	N.A.
terra	Itaboraí*	408	-	Nova Fronteira	N.A.
mar	Jacuípe	29.142	22.864	Nova Fronteira	Disponibilidade de áreas na 16ª Rodada de Licitações
terra	Jatobá	6.703	5.164	Nova Fronteira	N.A.
mar	Jequitinhonha	64.809	41.294	Nova Fronteira	N.A.
terra	Jequitinhonha	5.765	330	Nova Fronteira	N.A.
terra	Lençóis**	5.167	-	Nova Fronteira	N.A.
terra	Lima Campos*	125	-	Nova Fronteira	N.A.

Bacias sedimentares brasileiras (conclusão)					
Situação Geográfica	Nome da Bacia	Área Sedimentar (km²)	Área Efetiva (km²)	Maturidade Exploratória	Critério Seleção Ciclo 2019-2021
terra	Malhada Vermelha*	54	-	Nova Fronteira	N.A.
terra	Marajó	161.536	36.934	Nova Fronteira	N.A.
terra	Mirandiba*	132	-	Nova Fronteira	N.A.
terra	Pajeú*	83	-	Nova Fronteira	N.A.
terra	Pantanal**	169.133	-	Nova Fronteira	N.A.
mar	Pará-Maranhão	158.463	68.360	Nova Fronteira	Disponibilidade de áreas na 17ª Rodada de Licitações
terra	Paraná	1.121.239	749.987	Nova Fronteira	Área de interesse do REATE
terra	Parecis	352.724	128.970	Nova Fronteira	Área de interesse do REATE
terra	Parnaíba	674.321	469.139	Nova Fronteira	Área de interesse do REATE
mar	Pelotas	348.383	307.420	Nova Fronteira	Disponibilidade de áreas na 17ª e 18ª Rodadas de Licitações e nos ciclos de Oferta Permanente
terra	Pelotas**	40.970	-	Nova Fronteira	N.A.
mar	Pernambuco-Paraíba	226.935	41.260	Nova Fronteira	Disponibilidade de áreas na 16ª Rodada de Licitações
terra	Pernambuco-Paraíba	11.589	6.205	Nova Fronteira	Disponibilidade de áreas na 16ª Rodada de Licitações
mar	Potiguar	205.336	57.891	Nova Fronteira	Disponibilidade de áreas na 17ª Rodada de Licitações
terra	Potiguar	27.861	17.434	Madura	Disponibilidade de áreas nos ciclos de Oferta Permanente
terra	Recôncavo	9.810	9.730	Madura	N.A. ⁶
terra	Resende*	266	-	Nova Fronteira	N.A.
terra	Rio do Peixe	1.507	574	Nova Fronteira	N.A.
mar	Santos	308.057	240.900	Elevado Potencial	Disponibilidade de áreas na 16ª e 17ª Rodadas de Licitações, 7ª e 8ª Rodadas de Partilha e nos ciclos de Oferta Permanente
terra	São Francisco	375.354	188.223	Nova Fronteira	Área de interesse do REATE
terra	São José de Belmonte*	749	-	Nova Fronteira	N.A.
terra	São Luís	22.400	19.422	Nova Fronteira	N.A.
terra	São Paulo*	1.059	-	Nova Fronteira	N.A.
mar	SEAL	171.362	85.799	Nova Fronteira	Disponibilidade de áreas nos ciclos de Oferta Permanente
terra	Sergipe	5.067	3.483	Madura	Disponibilidade de áreas nos ciclos de Oferta Permanente
terra	Socorro-Santo Ignácio*	284	-	Nova Fronteira	N.A.
terra	Solimões	961.465	295.231	Nova Fronteira	Área de interesse do REATE
terra	Tacutu	15.185	5.040	Nova Fronteira	N.A.
terra	Taubaté**	2.354	-	Nova Fronteira	N.A.
terra	Tucano Central	13.712	11.850	Nova Fronteira	Área de interesse do REATE
terra	Tucano Norte	8.438	6.968	Nova Fronteira	N.A.
terra	Tucano Sul	7.401	6.050	Nova Fronteira	Área de interesse do REATE

Notas: *Bacia muito pequena fora do escopo principal do estudo, **Bacia ou situação geográfica não estudada segundo a abordagem de plays efetivos, portanto sem indicação de área de bacia efetiva. Nesse grupo estão incluídas as bacias que foram classificadas como “SI” (sem interesse) nos ciclos anteriores e que foram reconsideradas neste ciclo e *** À luz dos conhecimentos atuais, a Bacia do Araripe foi considerada como sem interesse para o setor de E&P.

N.A. = bacia não analisada no Ciclo 2019-2021.

⁶ A Bacia do Recôncavo, embora seja foco de interesse do Programa REATE, possui um arraigado conhecimento. O levantamento prévio das possíveis atualizações para o Ciclo 2019-2021, nesta bacia, levou à conclusão de que as eventuais mudanças na análise dos plays exploratórios da mesma seriam de baixo impacto para o período de estudo.

O limite das bacias marítimas que tem sido considerado no ZNMT, desde o estudo pioneiro concluído em 2007, é o da Zona Econômica Exclusiva (ZEE) que corresponde à distância de 200 milhas náuticas (370,4 km) medidas a partir das linhas de base definidas pelo Governo brasileiro.

A seguir serão apresentados, de forma sintética, os resultados da análise geológica, para cada bacia analisada no estudo, divididos por grupos de bacias e em ordem alfabética, na forma de mapas: indicação de áreas de menor e maior chance de descoberta de hidrocarbonetos (bacia efetiva probabilística), expectativa de fluido predominante, atividades de E&P e infraestrutura. Os atributos dos fatores geológicos essenciais para a ocorrência dos plays de cada bacia são também apresentados numa tabela síntese em cada caso.

Também é apresentada uma síntese de todos os *plays*, convencionais e não convencionais. Para os convencionais, é apresentada a união dos *plays* efetivos identificados em diferentes bacias, geologicamente análogos entre si com relação à idade dos reservatórios e ao contexto de evolução geológica da bacia, nos chamados *superplays*; de modo semelhante, os *plays* não convencionais indicados em diferentes bacias são unidos e apresentados conforme o tipo de recurso. Um mapa do Brasil com a expectativa de fluido predominante fecha o item Perspectiva Geológica das Bacias Sedimentares.

1.1. DEFINIÇÕES

Play Efetivo – modelo conceitual que representa os fatores responsáveis pela formação das acumulações de hidrocarbonetos numa determinada região estratigráfica. Compreende a parte de uma bacia sedimentar que apresenta controles geológicos análogos para a formação e preservação de acumulações de hidrocarbonetos. Também chamado de *play fairway*, um *play* efetivo é expresso como a área obtida pela superposição das áreas favoráveis de ocorrência dos fatores que representam os controles geológicos (carga – geração e migração, reservatório e trapa – selo e trapa).

Bacia Efetiva Geográfica - representação geográfica da união das áreas dos *plays* efetivos da bacia, sem qualquer segmentação interna, para evidenciar o contraste com a parte da bacia sedimentar sem expectativa de acumulações de hidrocarbonetos.

Bacia Efetiva Probabilística - evidencia a diversidade de expectativas quanto à existência de acumulações. A bacia efetiva é segmentada conforme a superposição dos *plays* e *subplays* que a compõem, sendo que para cada segmento é atribuída uma chance em nível de bacia.

Expectativa de Fluido Predominante - em cada *play* efetivo, são geologicamente avaliadas as chances para gás natural não associado (complementares às chances para petróleo), condicionadas à descoberta de jazidas de hidrocarbonetos. O *play* pode ser segmentado em polígonos de chances equivalentes que são classificados em termos do fluido predominante esperado, se petróleo⁷, gás não associado, ou petróleo e gás não associado. A qualidade do petróleo é avaliada em termos probabilísticos, como leve, mediano ou pesado.

1.2. BACIAS SEDIMENTARES COM POTENCIAL PARA E&P ATUALIZADAS NO CICLO

1.2.1. BACIAS DA MARGEM EQUATORIAL

A Margem Equatorial é composta por 5 bacias, sendo de oeste para leste: Foz do Amazonas, Pará-Maranhão, Barreirinhas, Ceará e Potiguar. No presente Ciclo de estudo são apresentadas as atualizações da análise geológica de plays de todas as bacias do conjunto.

⁷ A expectativa para gás associado está considerada na expectativa para petróleo.

BACIA DE BARREIRINHAS

Informações Geológicas da Bacia de Barreirinhas				
Situação Geográfica		Terra e Mar		
Maturidade Exploratória		Nova Fronteira		
Nome do Play	Principal Reservatório	Status Exploratório		Expectativa de Fluidos
		terra	mar	
Travosas Paleógeno	arenitos turbidíticos marinhos Paleógeno	-	Fronteira	petróleo
Ilha de Santana	carbonatos plataformais Eoceno-Mioceno	-	Fronteira	petróleo e gás
Travosas Escorregamento Gravitacional	arenitos turbidíticos marinhos em escorregamentos Eoceno-Oligoceno	-	Fronteira	petróleo e gás
Travosas Cretáceo Superior	arenitos turbidíticos marinhos Turoniano-Maastrichiano	-	Imaturo	petróleo / petróleo e gás
Canárias	arenitos continentais Albiano	Estabelecido	Fronteira	petróleo / gás
Inominada	arenitos costeiro-lacustre-fluviais Aptiano	-	Fronteira	petróleo / gás / petróleo e gás

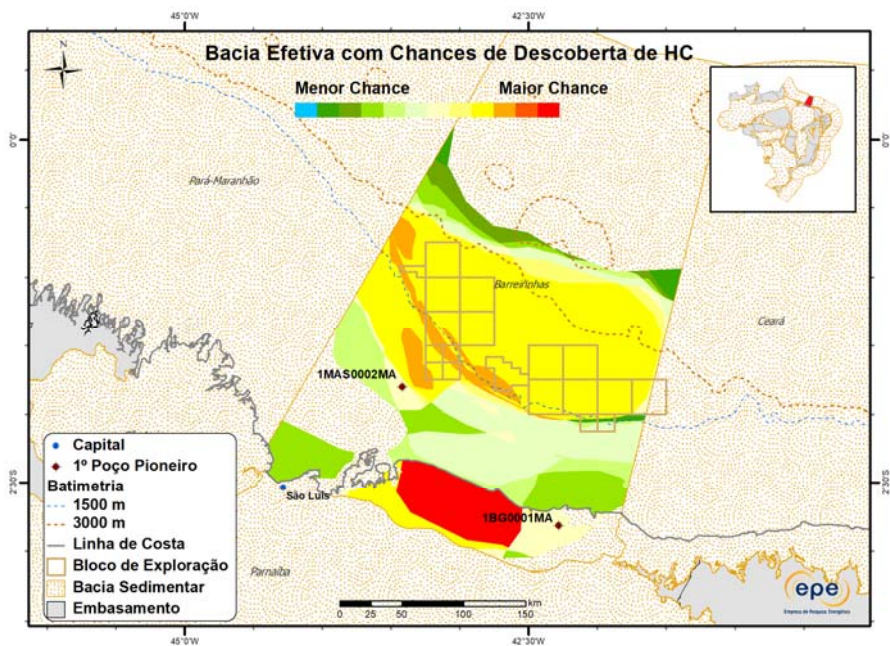


Figura 1 Mapa da bacia efetiva probabilística de Barreirinhas, indicando chance relativamente maior na porção terrestre da bacia.

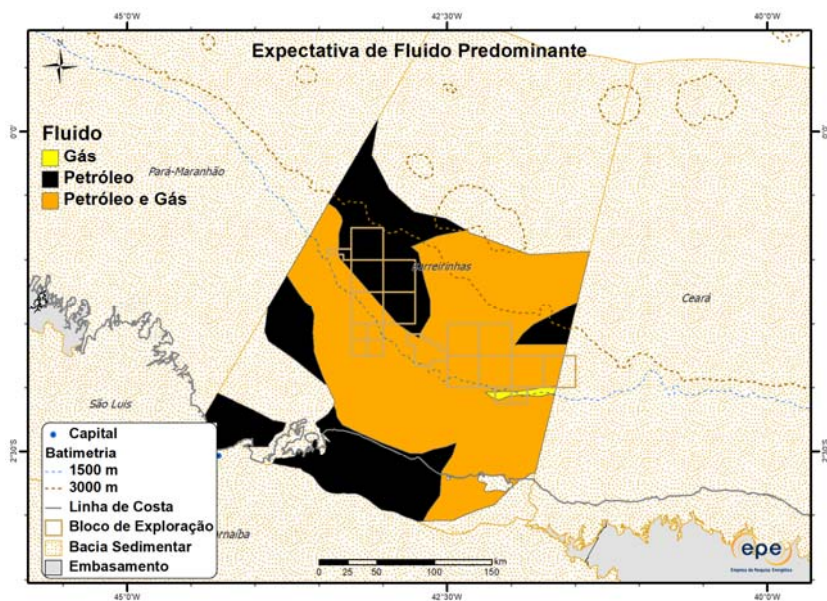


Figura 2 Mapa de expectativa de fluido predominante da Bacia de Barreirinhas indicando maior expectativa para petróleo e gás em grande parte da porção marítima e petróleo em terra.

Atributos dos plays - Bacia de Barreirinhas							
Play		Travosas Paleógeno	Ilha de Santana	Travosas Escorregamento Gravitacional	Travosas Cretáceo Superior	Canárias	Inominada
Situação Geográfica		mar	mar	mar	mar	terra e mar	mar
Carga	Unidade Litoestratigráfica	Grupo Caju e Formação Travosas	Formação Travosas, Grupo Canárias e Grupo Caju	Formação Travosas, Grupo Caju	Formação Travosas e Grupo Caju	Formações Codó, Arpoador, Tutóia e Pimenteiras	Formações Codó e Pimenteiras
	Unidade Cronoestratigráfica	Albiano-Santoniano	Albiano-Santoniano	Albiano-Santoniano	Albiano-Santoniano	Aptiano-Albiano	Neoptiano
	Migração	falhas normais e reversas	falhas normais	falhas normais e reversas	falhas normais e reversas	falhas normais	falhas normais e reversas
Reservatório	Unidade Litoestratigráfica	Formação Travosas	Formação Ilha de Santana	Formação Travosas	Formação Travosas	Formações Bom Gosto e Barro Duro	Formação Inominada
	Unidade Cronoestratigráfica	Paleógeno	Eoceno-Mioceno	Eoceno-Oligoceno	Turoniano-Maastrichtiano	Albiano	Aptiano
	Profundidade Média (m)	2.500	2.500	2.450	2.500	1.000 (terra) e 1.500 (mar)	2.000
	Litologia / Contexto Depositional	arenito / turbidito marinho	calcarenito e calcirrudito / bancos plataformais	arenito / turbidito marinho plataformal profundo	arenito / turbidito marinho	arenito / marinho plataformal	arenito / lacustre, fluvial, aluvial
Trapa	Unidade Litoestratigráfica Selante	Formação Travosas	Formação Ilha de Santana	Formação Travosas	Formação Travosas	Grupo Canárias	Formação Codó
	Unidade Cronoestratigráfica Selante	Paleógeno	Eoceno-Oligoceno	Eoceno-Oligoceno	Turoniano-Maastrichtiano	Albiano	Aptiano
	Tipo de Trapa	estratigráfica	estratigráfica	mista	estratigráfica	estrutural	estrutural e mista
	Litologia Selante	folhelho	folhelho e calcilutito	folhelho	folhelho	folhelho	folhelho

Atividades de E&P - Bacia de Barreirinhas			
Situação Geográfica		terra	mar
Poços Pioneiros	Perfurados	56	26
	Índice de Sucesso Geológico (%)	8	0
Campos	Petróleo	0	0
	Gás Não-Associado	0	0
	Petróleo e Gás	0	0
Descobertas	Em Avaliação	0	2
	1ª Descoberta Comercial (ano)	São João (1965)	-
	Última Descoberta Comercial (ano)	3EO0005MA (1986)	-
Produção Acumulada	Petróleo (MM bbl)	0,075	0
	Gás Associado (MM m³)	0	0
	Gás Não-Associado (MM m³)	0,894	0

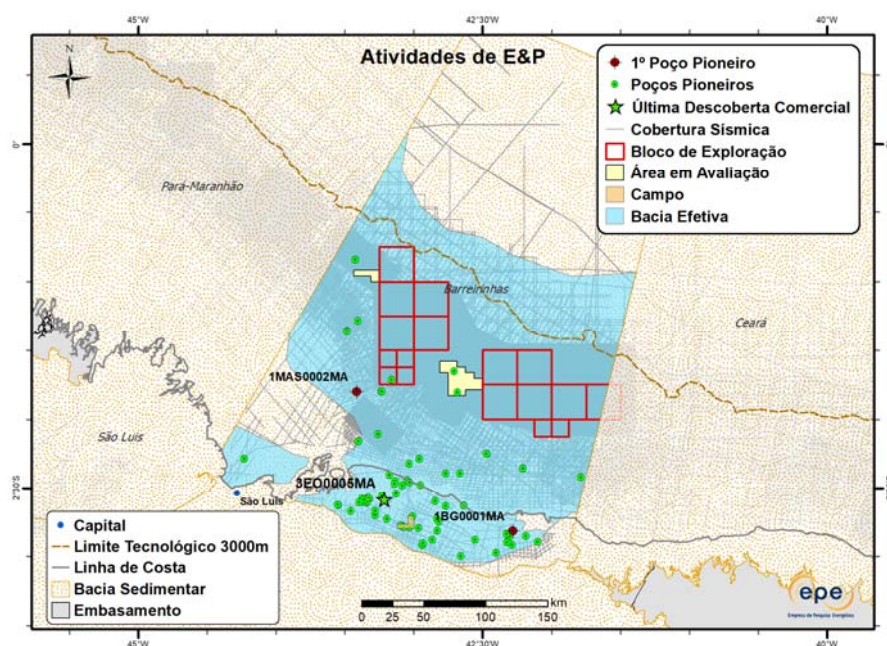


Figura 3 Mapa de atividades de E&P da Bacia de Barreirinhas.

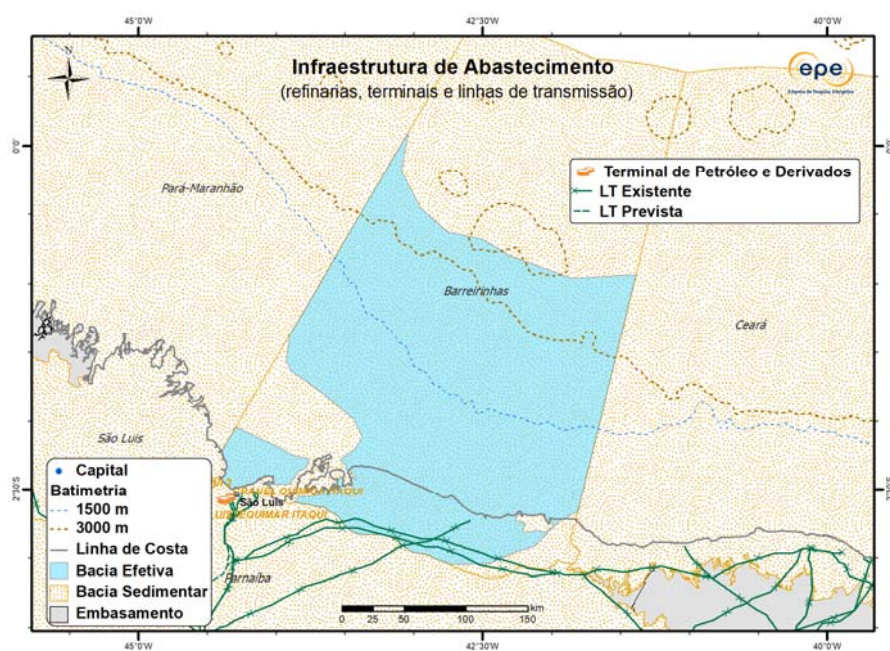


Figura 4 Mapa da infraestrutura de abastecimento da Bacia de Barreirinhas: refinarias, terminais e linhas de transmissão.

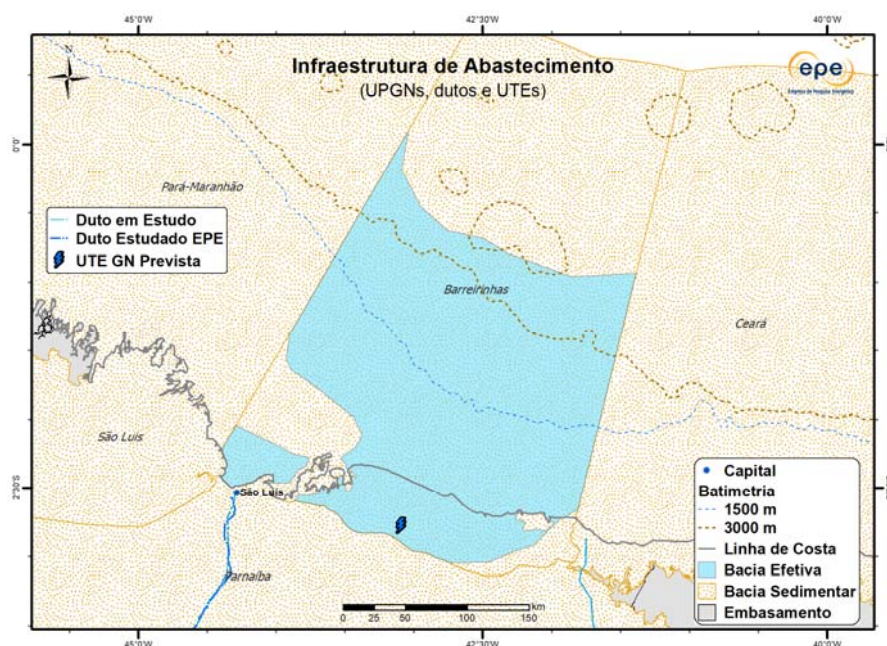


Figura 5 Mapa da infraestrutura de abastecimento da Bacia de Barreirinhas: UPGNs, dutos e UTEs.

BACIA DO CEARÁ

Informações Geológicas da Bacia do Ceará			
Situação Geográfica	Mar		
Maturidade Exploratória	Nova Fronteira		
Nome do Play	Principal Reservatório	Status Exploratório	Expectativa de Fluidos
Ubarana Paleógeno-Neógeno	arenitos turbidíticos marinhos Paleógeno-Neógeno	Fronteira	petróleo / petróleo e gás
Guamaré	carbonatos plataformais Paleógeno-Neógeno	Fronteira	petróleo e gás
Ubarana Cretáceo Superior	arenitos turbidíticos marinhos Cenomaniano-Maastrichtiano	Estabelecido	petróleo / petróleo e gás
Ubarana Cretáceo Inferior	arenitos flúvio-deltaicos Albiano-Cenomaniano	Fronteira	petróleo/gás
Paracuru	arenitos costeiros e marinhos rasos Aptiano	Estabelecido	petróleo/petróleo e gás
Mundaú Popups	arenitos flúvio-lacustres estruturados Aptiano	Fronteira	petróleo e gás
Mundaú	arenitos flúvio-lacustres Aptiano	Imaturo	petróleo/gás

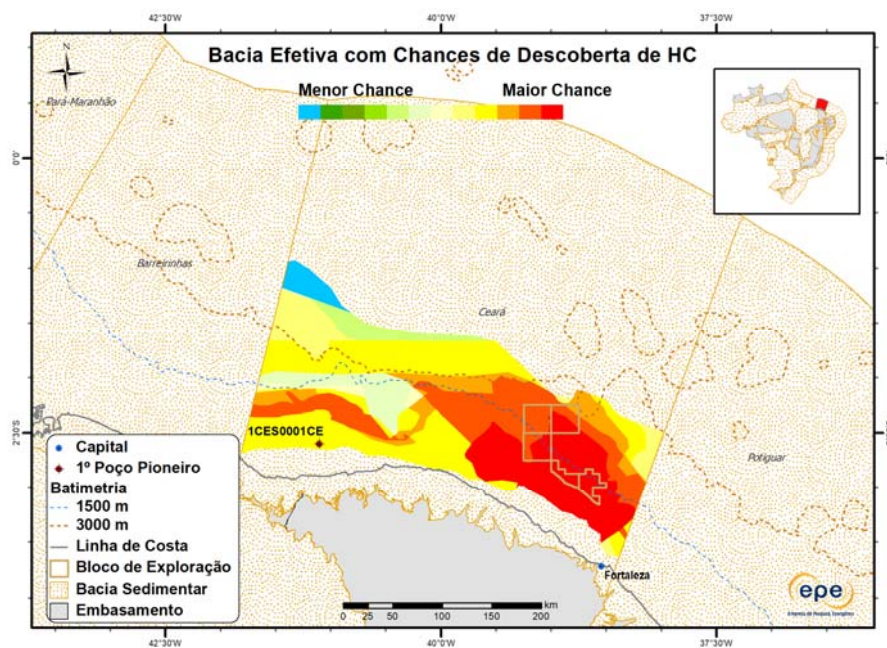


Figura 6 Mapa da bacia efetiva probabilística do Ceará, indicando grande variação de chances de descobertas, sendo que as maiores chances estão na sua parte leste.

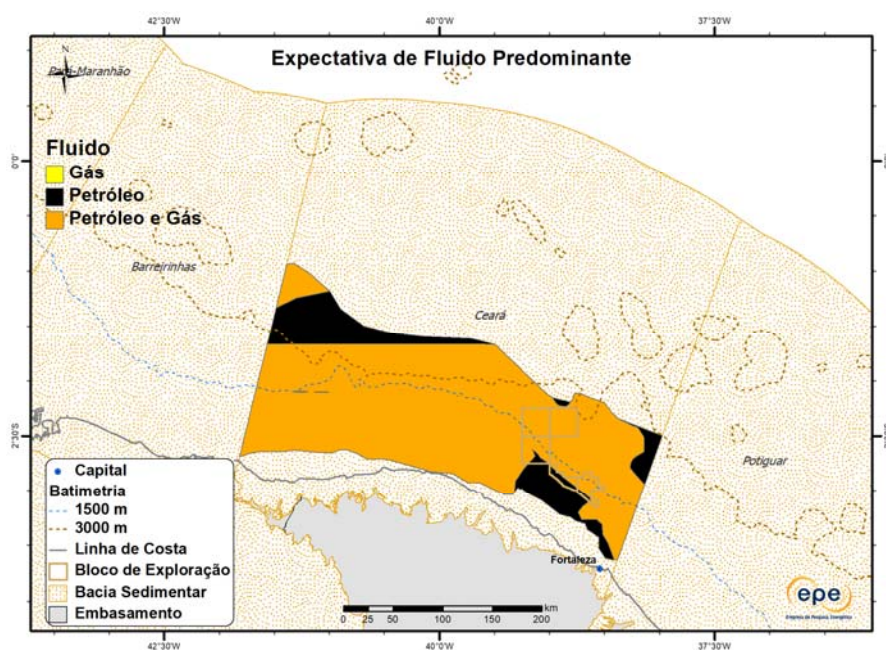


Figura 7 Mapa de expectativa de fluido predominante da Bacia do Ceará indicando expectativa para petróleo e gás, em sua maior parte.

Atributos dos plays - Bacia do Ceará								
Play		Ubarana Paleógeno-Neógeno	Guamaré	Ubarana Cretáceo Superior	Ubarana Cretáceo Inferior	Paracuru	Mundaú Popups	Mundaú
Situação Geográfica		mar	mar	mar	mar	mar	mar	mar
Carga	Unidade Litoestratigráfica	Formações Mundaú e Paracuru	Formações Mundaú e Paracuru	Formações Mundaú e Paracuru	Formações Mundaú e Paracuru	Formações Mundaú e Paracuru	Formação Mundaú	Formação Mundaú
	Unidade Cronoestratigráfica	Aptiano	Aptiano	Aptiano	Aptiano	Aptiano	Aptiano	Aptiano
	Migração	falhas normais	falhas normais	falhas normais	falhas normais	falhas normais	falhas normais e transcorrentes	falhas do rifte
Reservatório	Unidade Litoestratigráfica	Formação Ubarana	Formação Guamaré	Formação Ubarana	Formação Ubarana	Formação Paracuru	Formação Mundaú	Formação Mundaú
	Unidade Cronoestratigráfica	Paleógeno-Neógeno	Eoceno-Mioceno	Cenomaniano-Maastrichtiano	Albiano-Cenomaniano	Aptiano	Aptiano	Aptiano
	Profundidade Média (m)	1.500	1.700	1.900	1.900	2.000	650	2.050
	Litologia / Contexto Depositional	arenito / turbidito marinho	calcarenito e calcirrudito / bancos plataformais	arenito / turbidito marinho	arenito / fluvial e deltaico	arenito / costeiro e marinho raso	arenito / flúvio-lacustre e leque aluvial	arenito / flúvio-lacustre
Trapa	Unidade Litoestratigráfica Selante	Formação Ubarana	Formação Ubarana	Formação Ubarana	Formação Ubarana	Formação Paracuru e Ubarana	Formações Mundaú e Paracuru	Formações Mundaú e Paracuru
	Unidade Cronoestratigráfica Selante	Paleógeno-Neógeno	Paleógeno-Neógeno	Cenomaniano-Maastrichtiano	Cretáceo Inferior (Albiano)-Superior	Cretáceo Inferior (Albiano)-Superior	Aptiano	Aptiano
	Tipo de Trapa	estratigráfica	estratigráfica	estratigráfica	estrutural e estratigráfica	estrutural e mista	estrutural	estrutural
	Litologia Selante	folhelho	folhelho e calcilitito	folhelho	folhelho	folhelho e calcilitito	folhelho	folhelho

Atividades de E&P - Bacia do Ceará		
Situação Geográfica		mar
Poços Pioneiros	Perfurados	102
	Índice de Sucesso Geológico (%)	12
Campos	Petróleo	4
	Gás Não-Associado	0
	Petróleo e Gás	0
Descobertas	Em Avaliação	0
	1ª Descoberta Comercial (ano)	Xaréu (1977)
	Última Descoberta Comercial (ano)	Área do CES066 (1985)
Produção Acumulada	Petróleo (MM bbl)	151,73
	Gás Associado (MM m³)	3.485,87
	Gás Não-Associado (MM m³)	0

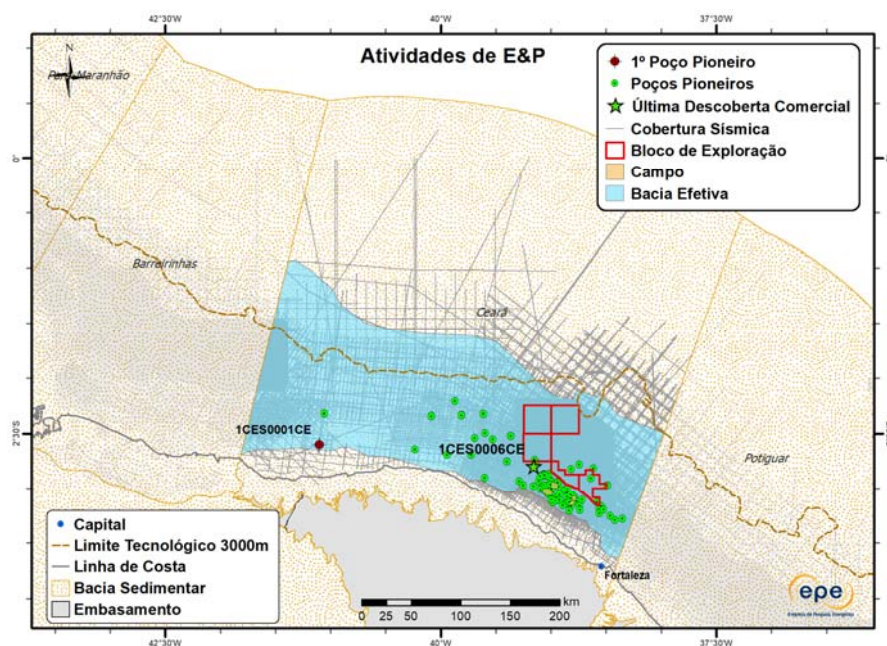


Figura 8 Mapa de atividades de E&P da Bacia do Ceará.

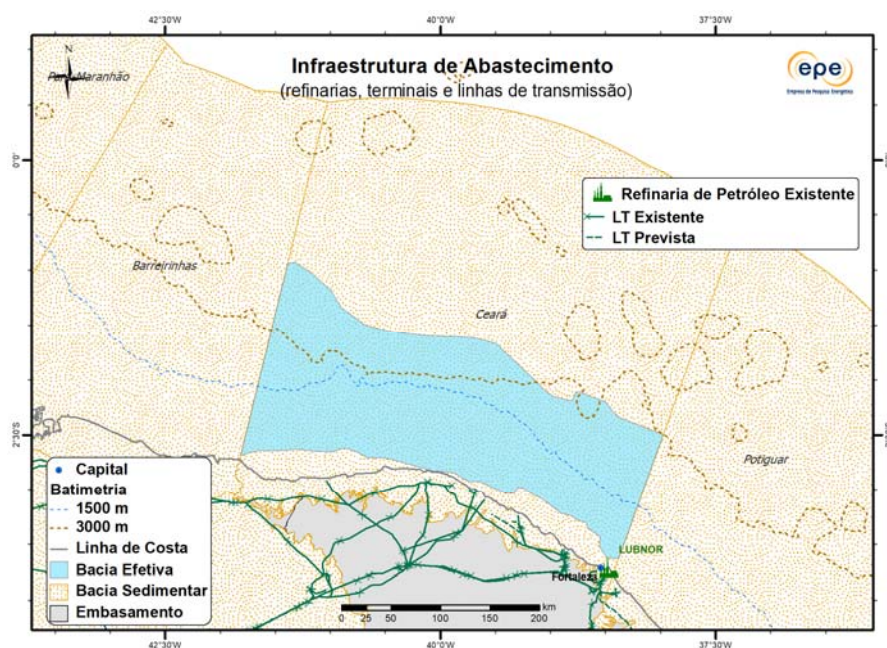


Figura 9 Mapa da infraestrutura de abastecimento da Bacia do Ceará: refinarias, terminais e linhas de transmissão.

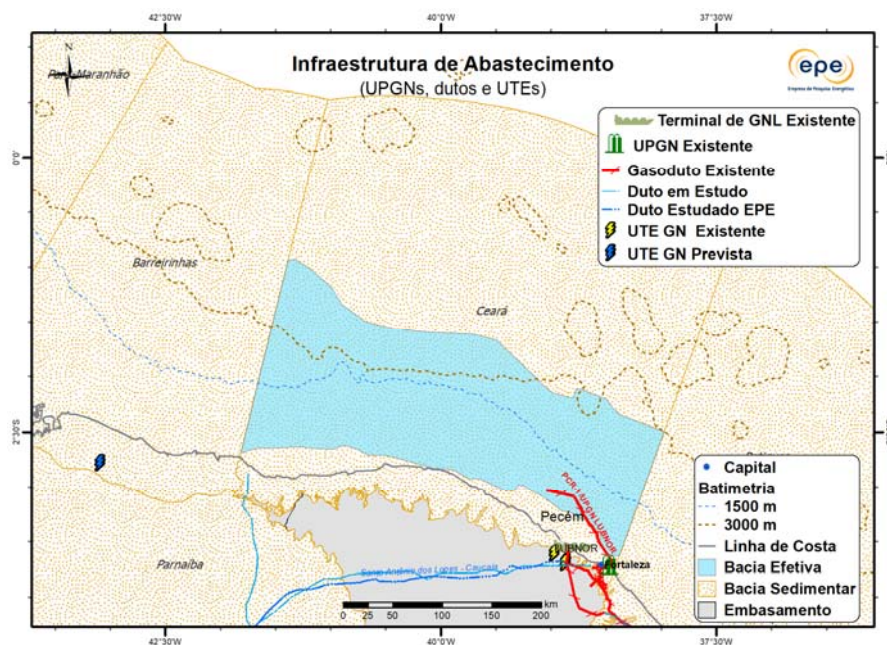


Figura 10 Mapa da infraestrutura de abastecimento da Bacia do Ceará: UPGNs, dutos e UTEs.

BACIA DA FOZ DO AMAZONAS

Informações Geológicas da Bacia da Foz Amazonas			
Situação Geográfica		Mar	
Maturidade Exploratória		Nova Fronteira	
Nome do Play	Principal Reservatório	Status Exploratório	Expectativa de Fluidos
Pará	arenitos deltaicos Mioceno Superior-Pleistoceno	Imaturo	petróleo e gás / gás
Travosas	arenitos turbidíticos Paleoceno-Mioceno Médio	Fronteira	petróleo / petróleo e gás / gás
Amapá	carbonatos plataformais Paleógeno-Mioceno Médio	Fronteira	petróleo / petróleo e gás / gás
Travosas Escorregamento Gravitacional	arenitos turbidíticos em escorregamentos Paleógeno	Fronteira	petróleo e gás
Limoeiro	arenitos turbidíticos Cenomaniano-Daniano	Fronteira	petróleo / petróleo e gás / gás
Cassiporé	arenitos continentais a marinhos Aptiano-Albiano	Fronteira	petróleo/ gás
Recursos Não Convencionais		Depósito	
Hidratos de Metano		associados a sedimentos siliciclásticos Mioceno-Pleistoceno	

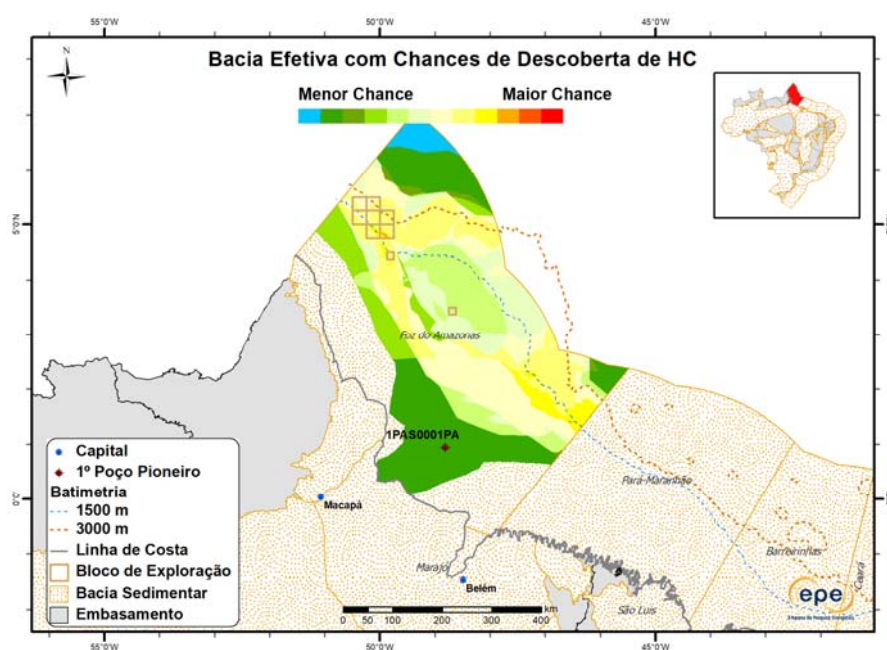


Figura 11 Mapa da bacia efetiva probabilística da Foz Amazonas, indicando variação de baixas a intermediárias, com as chances relativamente mais elevadas na parte central da bacia.

Figura 12 Mapa de expectativa de fluido predominante da Bacia da Foz do Amazonas indicando maior expectativa para petróleo na porção proximal, além de gás, esse último também presente na região do Cone do Amazonas.

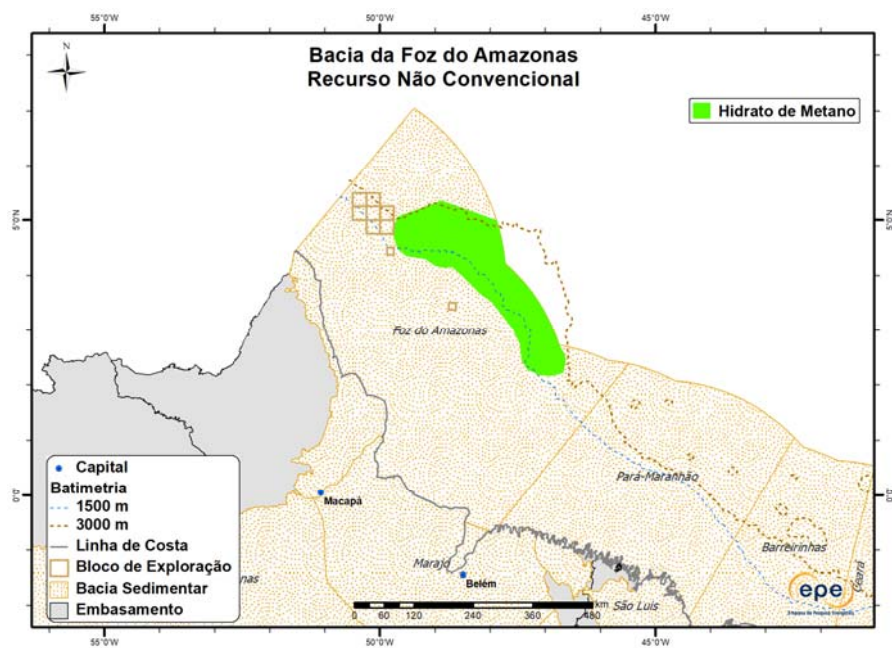
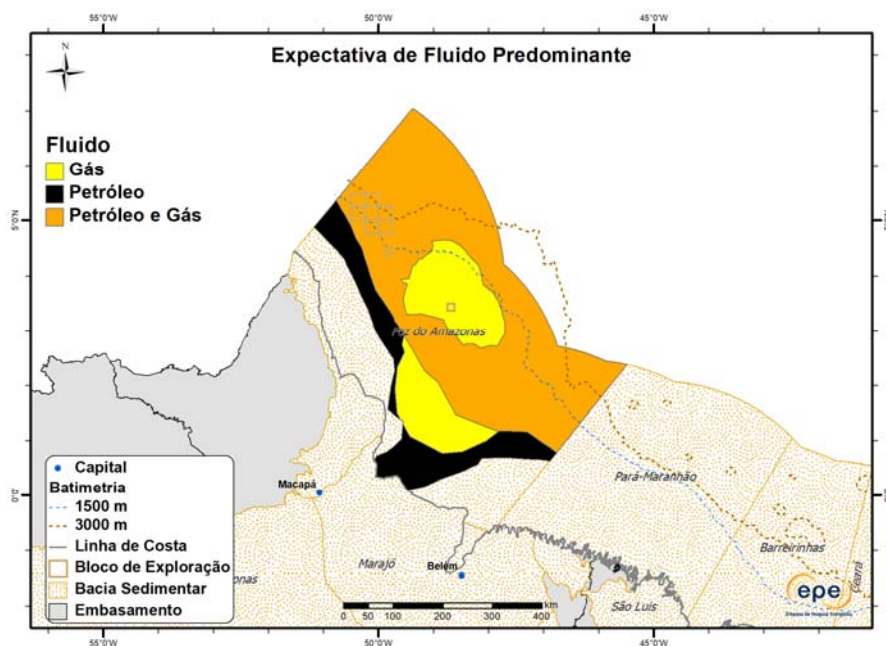


Figura 13 Mapa do play de hidratos de metano na Bacia da Foz do Amazonas, indicando expectativa de presença na porção distal da bacia.

Atributos dos plays - Bacia da Foz Amazonas							
Play		Pará	Travosas	Amapá	Travosas Escorregamento Gravitacional	Limoeiro	Cassiporé
Situação Geográfica		mar	mar	mar	mar	mar	mar
Carga	Unidade Litoestratigráfica	Formação Travosas, Formação Limoeiro	Formação Travosas; Formações Limoeiro e Cassiporé	Formação Travosas; Formações Limoeiro e Cassiporé	Formação Travosas; Formações Limoeiro e Cassiporé	Formação Limoeiro	Formações Cassiporé e Codó
	Unidade Cronoestratigráfica	Eoceno Inferior (Ypresiano); Albiano-Campaniano	Albiano-Santoniano; Eoceno Inferior (Ypresiano)	Albiano-Santoniano; Eoceno Inferior (Ypresiano)	Albiano-Santoniano; Eoceno Inferior (Ypresiano)	Albiano-Santoniano	Barremiano-Albiano
	Migração	falhas normais e reversas	falhas normais e reversas	falhas normais e reversas	falhas normais, reversas e listricas	falhas normais e migrações por curtas distâncias	falhas do rifte
Reservatório	Unidade Litoestratigráfica	Formação Pirarucu; Formações Orange e Tucunaré	Formação Travosas	Formação Amapá	Formação Travosas	Formação Limoeiro	Formação Cassiporé
	Unidade Cronoestratigráfica	Mioceno Superior (Tortoniano)-Pleistoceno	Paleoceno (Selandiano)-Mioceno Médio (Serravaliano)	Paleoceno (Selandiano)-Mioceno Médio (Serravaliano)	Paleógeno (Paleoceno-Eoceno)	Albiano-Paleoceno Inferior (Daniano)	Barremiano-Albiano
	Profundidade Média (m)	1.100	2.600	2.200	2.600	3.500	3.200
	Litologia / Contexto Depositional	arenito / deltaico e turbidito marinho	arenito / turbidito marinho	calcarenito e calcirritito / marinho plataformar (banco e bioconstrução)	arenito / turbidito marinho	arenito / turbidito marinho	arenito / continental a marinho
Trapa	Unidade Litoestratigráfica Selante	Formações Pirarucu e Orange	Formação Travosas	Formação Amapá	Formação Travosas	Formação Limoeiro	Formação Cassiporé
	Unidade Cronoestratigráfica Selante	Mioceno Superior (Tortoniano)-Pleistoceno	Paleoceno (Selandiano)-Mioceno Médio (Serravaliano)	Paleoceno (Selandiano)-Mioceno Médio (Serravaliano)	Paleógeno (Paleoceno-Eoceno)	Albiano-Paleoceno Inferior (Daniano)	Aptiano-Albiano
	Tipo de Trapa	mista e estratigráfica	estratigráfica	estratigráfica	estrutural	estratigráfica e mista	estrutural
	Litologia Selante	folhelho	folhelho	calcilutito e folhelhos	folhelho	folhelho	folhelho

Atividades de E&P - Bacia da Foz Amazonas			
Situação Geográfica		mar	
Poços Pioneiros	Perfurados		94
	Índice de Sucesso Geológico (%)		2
Campos	Petróleo		0
	Gás Não-Associado		0
	Petróleo e Gás		0
Descobertas	Em Avaliação		0
	1ª Descoberta Comercial (ano)		-
	Última Descoberta Comercial (ano)		-
Produção Acumulada	Petróleo (MM bbl)		0
	Gás Associado (MM m ³)		0
	Gás Não-Associado (MM m ³)		0

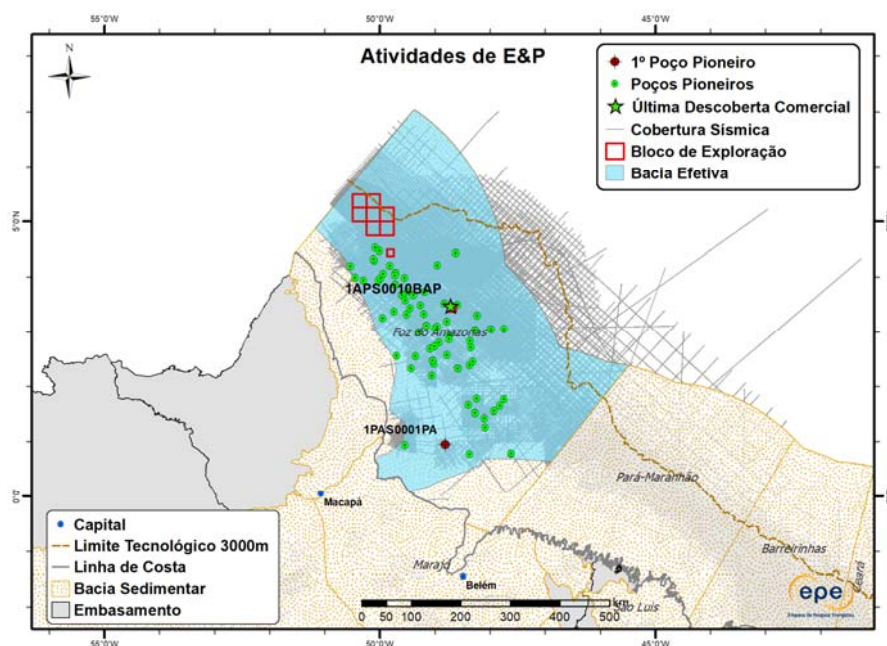


Figura 14 Mapa de atividades de E&P da Bacia da Foz Amazonas.

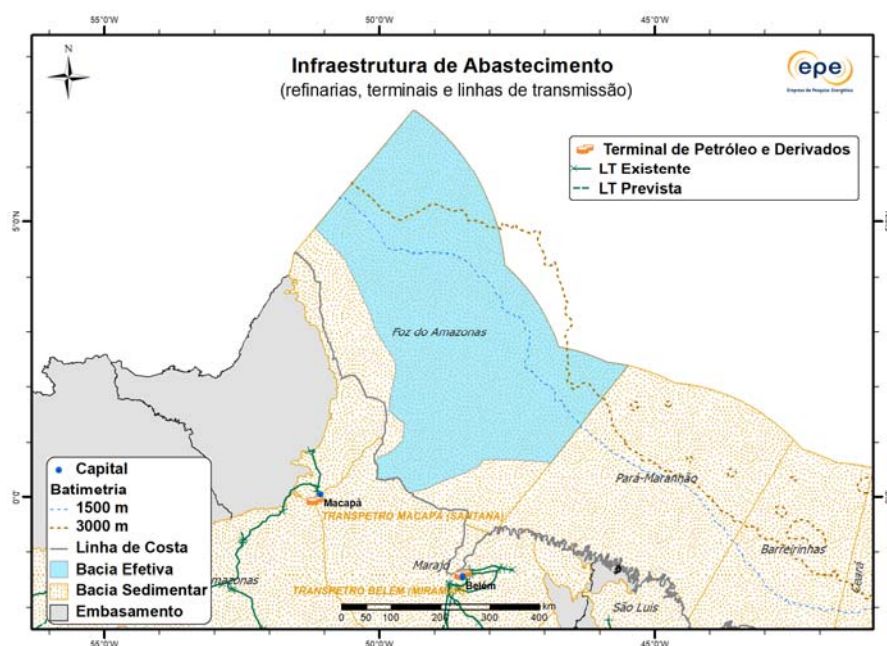


Figura 15 Mapa da infraestrutura de abastecimento da Bacia da Foz Amazonas: refinarias, terminais e linhas de transmissão.

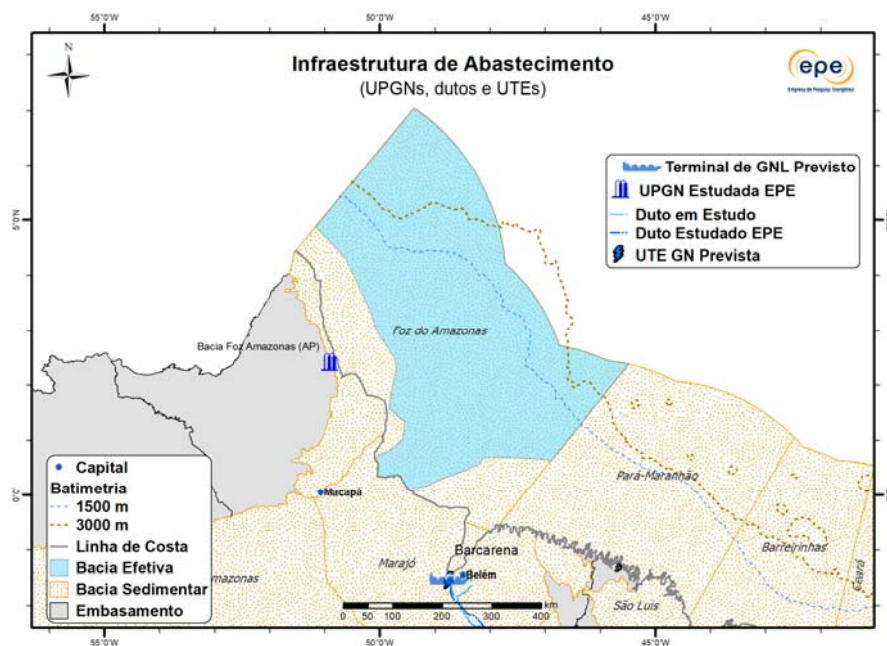


Figura 16 Mapa da infraestrutura de abastecimento da Bacia da Foz Amazonas: UPGNs, dutos e UTEs.

BACIA DO PARÁ-MARANHÃO

Informações Geológicas da Bacia do Pará-Maranhão			
Situação Geográfica	Mar		
Maturidade Exploratória	Nova Fronteira		
Nome do Play	Principal Reservatório	Status Exploratório	Expectativa de Fluidos
Travosas Paleógeno-Neógeno	arenitos turbidíticos Paleógeno-Neógeno	Fronteira	petróleo
Ilha de Santana	carbonatos plataformais Eoceno-Mioceno	Imaturo	petróleo e gás
Travosas Escorregamento Gravitacional	arenitos e carbonatos em escorregamentos Eoceno-Oligoceno	Fronteira	petróleo e gás
Travosas Cretáceo Superior	arenitos turbidíticos Cretáceo Superior	Imaturo	petróleo
Canárias	arenitos plataformais Albiano	Fronteira	petróleo

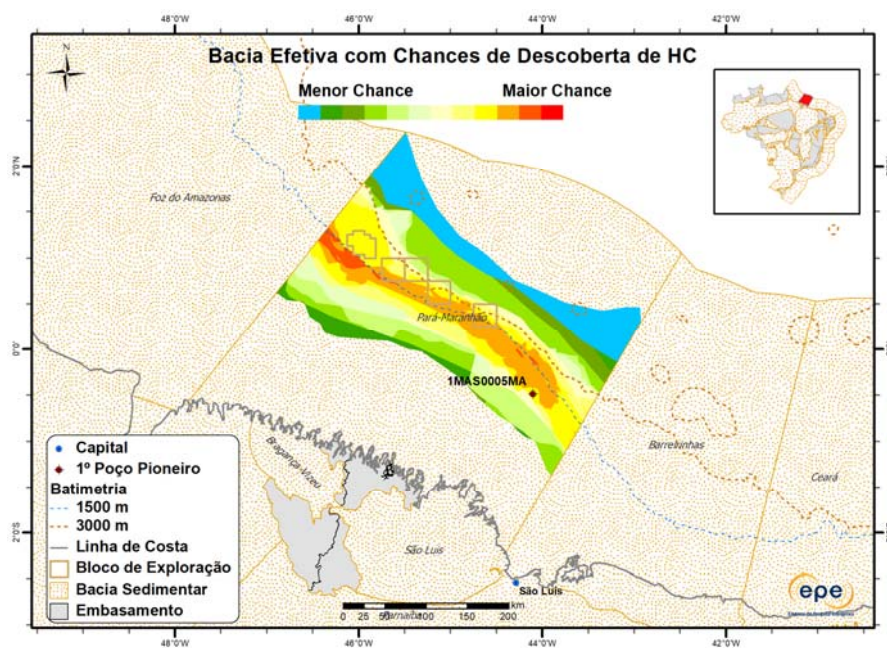
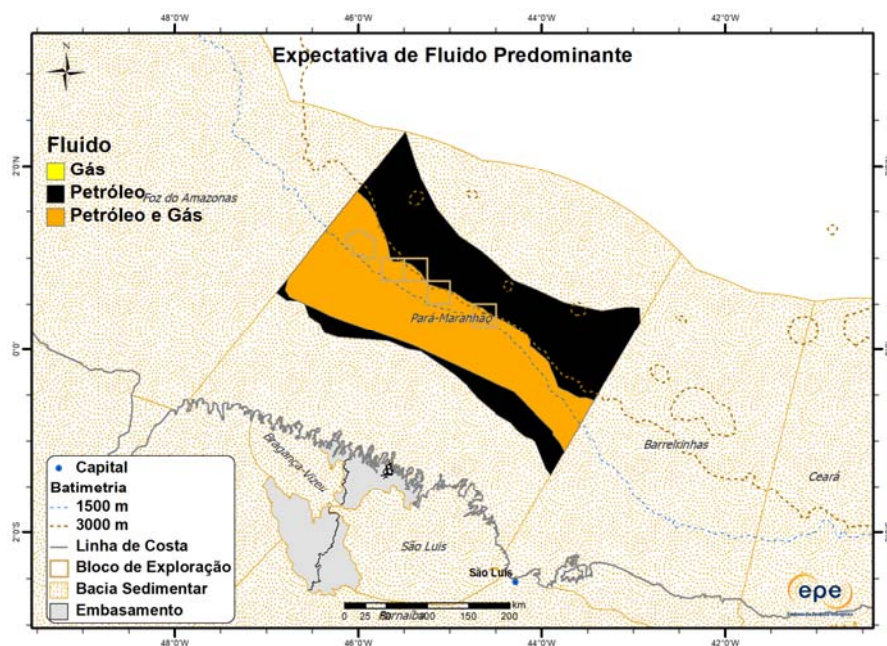


Figura 17 Mapa da bacia efetiva probabilística do Pará-Maranhão, indicando chances altas na faixa central da bacia.

Atributos dos plays - Bacia do Pará-Maranhão						
Play		Travosas Paleógeno-Neógeno	Ilha de Santana	Travosas Escorregamento Gravitacional	Travosas Cretáceo Superior	Canárias
Situação Geográfica		mar	mar	mar	mar	mar
Carga	Unidade Litoestratigráfica	Formação Travosas; Grupos Caju e Canárias	Formação Travosas; Grupos Caju e Canárias	Formação Travosas; Grupos Caju e Canárias	Formação Travosas; Grupos Caju e Canárias	Formação Codó
	Unidade Cronoestratigráfica	Cretáceo Superior-Oligoceno	Cretáceo-Paleógeno	Cretáceo-Neógeno	Cretáceo Superior	Aptiano
	Migração	falhas	falhas	falhas normais e reversas	falhas	falhas normais e transcorrentes
Reservatório	Unidade Litoestratigráfica	Formação Travosas	Formação Ilha de Santana	Formação Travosas	Formação Travosas	Grupo Canárias
	Unidade Cronoestratigráfica	Paleógeno-Neógeno	Eoceno-Mioceno	Eoceno-Oligoceno	Cretáceo Superior	Albiano
	Profundidade Média (m)	2.900	1.600	2.900	2.600	3.000
	Litologia / Contexto Depositional	arenito / turbidito marinho	calcarenito e calcirrudito / marinho plataformar (banco e bioconstrução)	arenito e carbonato / turbidito marinho	arenito / turbidito marinho	arenito / marinho plataformar
Trapa	Unidade Litoestratigráfica Selante	Formação Travosas	Formação Ilha de Santana	Formação Travosas	Formação Travosas	Grupo Canárias
	Unidade Cronoestratigráfica Selante	Paleógeno-Neógeno	Paleógeno-Neógeno	Eoceno-Oligoceno	Cretáceo Superior	Albiano
	Tipo de Trapa	mista	estratigráfica	estrutural	mista	estrutural
	Litologia Selante	folhelho	folhelho e calcilitito	folhelho	folhelho	folhelho

Figura 18 Mapa de expectativa de fluido predominante da Bacia do Pará-Maranhão indicando petróleo e gás na faixa central da bacia e petróleo nas demais porções.



Atividades de E&P - Bacia do Pará-Maranhão		
Situação Geográfica		mar
Poços Pioneiros	Perfurados	33
	Índice de Sucesso Geológico (%)	4
Campos	Petróleo	0
	Gás Não-Associado	0
	Petróleo e Gás	0
Descobertas	Em Avaliação	1
	1ª Descoberta Comercial (ano)	Área do PAS11 (1979)
	Última Descoberta Comercial (ano)	Área do PAS11 (1993)
Produção Acumulada	Petróleo (MM bbl)	0
	Gás Associado (MM m³)	0
	Gás Não-Associado (MM m³)	0

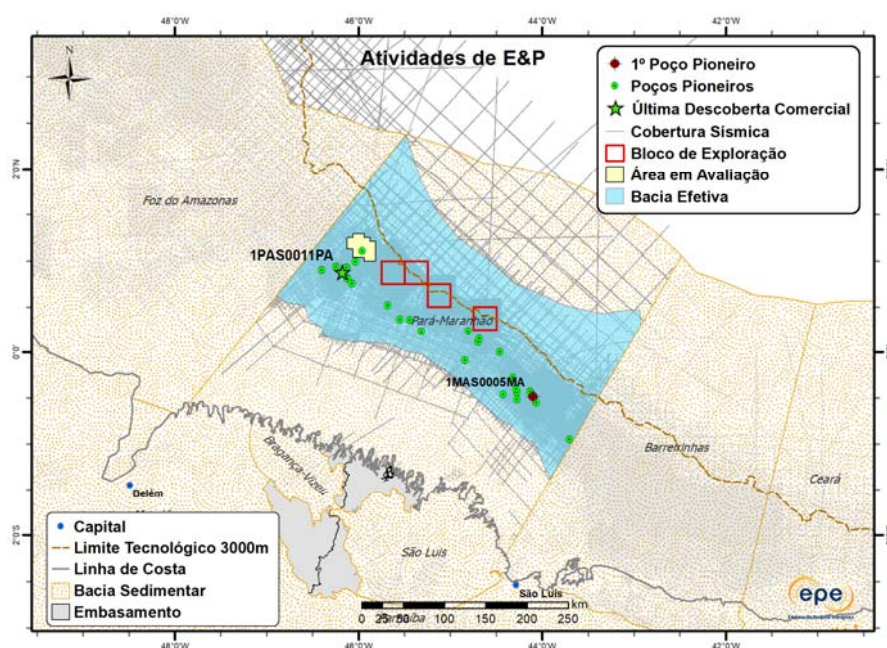


Figura 19 Mapa de atividades de E&P da Bacia do Pará-Maranhão.

Figura 20 Mapa da infraestrutura de abastecimento da Bacia do Pará-Maranhão: refinarias, terminais e linhas de transmissão.

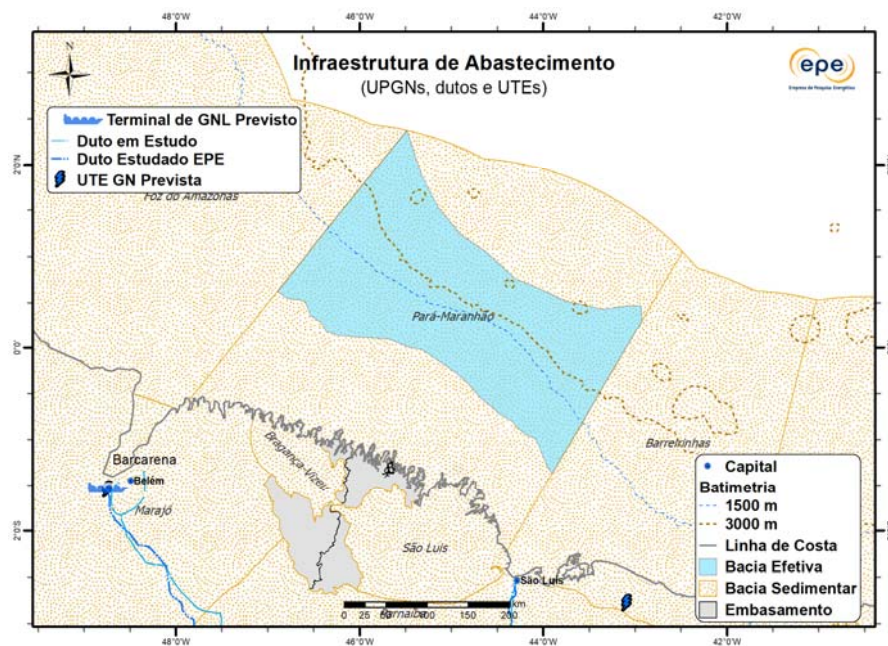
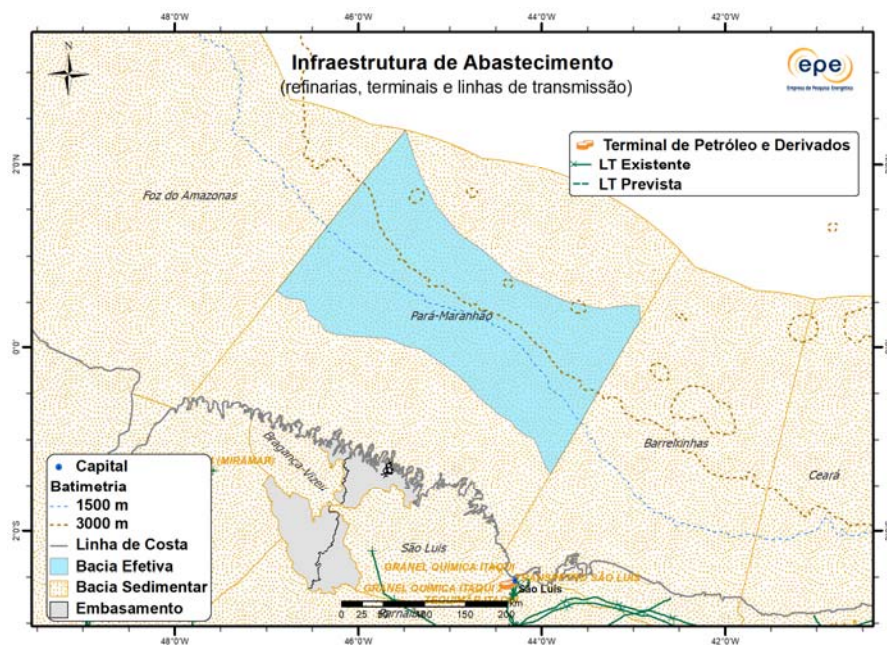


Figura 21 Mapa da infraestrutura de abastecimento da Bacia do Pará-Maranhão: UPGNs, dutos e UTEs.

BACIA POTIGUAR

Informações Geológicas da Bacia Potiguar				
Situação Geográfica Maturidade Exploratória		Terra e Mar Madura / Nova Fronteira		
Nome do Play	Principal Reservatório	Status Exploratório		Expectativa de Fluidos
		terra	mar	
Ubarana Paleógeno-Neógeno	arenitos turbidíticos marinhos Paleógeno-Neógeno	-	Fronteira	petróleo
Ubarana Cretáceo Superior	arenitos turbidíticos marinhos Cretáceo Superior	-	Imaturo	petróleo
Guamaré	carbonatos plataformais Campaniano-Pleistoceno	Imaturo	Fronteira	petróleo e gás
Jandaíra	carbonatos plataformais Turoniano-Campaniano	Imaturo	Fronteira	petróleo e gás
Açu	arenitos fluviais Albiano-Cenomaniano	Estabelecido	Estabelecido	petróleo / gás
Alagamar	arenitos flúvio-deltaicos Aptiano	Estabelecido	Estabelecido	petróleo / petróleo e gás
Pendência	arenitos flúvio-lacustres Cretáceo Inferior	Estabelecido	Estabelecido	petróleo / petróleo e gás
Embasamento Fraturado	complexos metamórficos fraturados Pré-cambriano	Estabelecido	Fronteira	petróleo e gás
Recursos Não Convencionais		Depósito		
Gás em Formação Fechada		arenitos e conglomerados Neocomiano		
Óleo em Formação Fechada		arenitos e conglomerados Neocomiano		

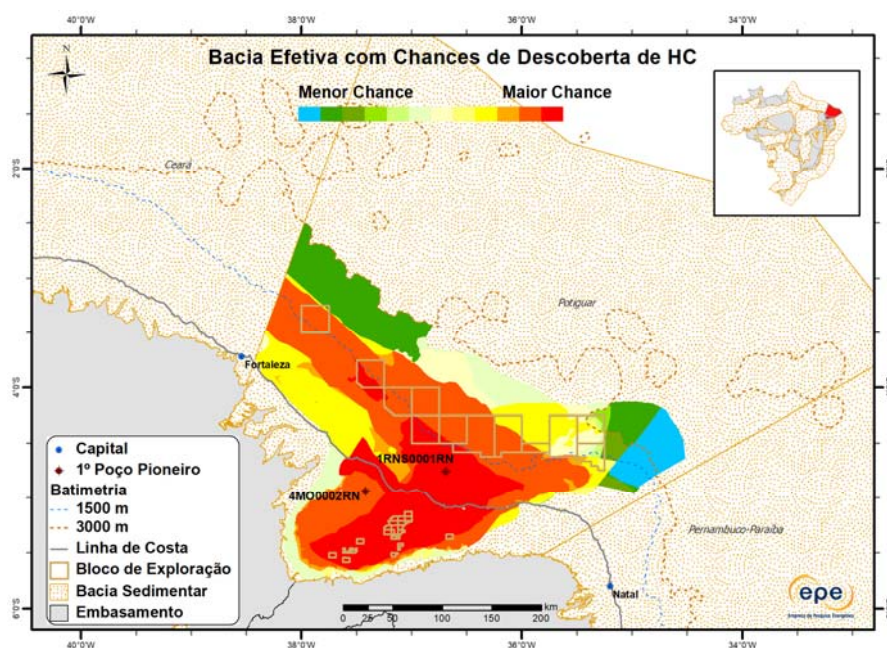


Figura 22 Mapa da bacia efetiva probabilística Potiguar, indicando chances altas na parte terrestre e offshore proximal da bacia.

Figura 23 Mapa de expectativa de fluido predominante da Bacia Potiguar indicando expectativa de petróleo e gás em grande parte das áreas onshore e offshore da bacia.

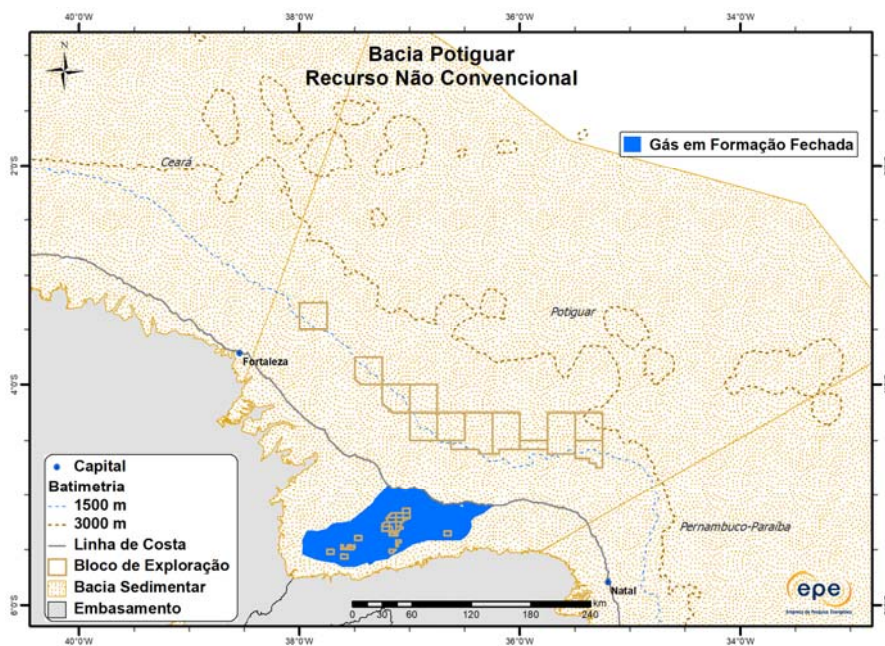
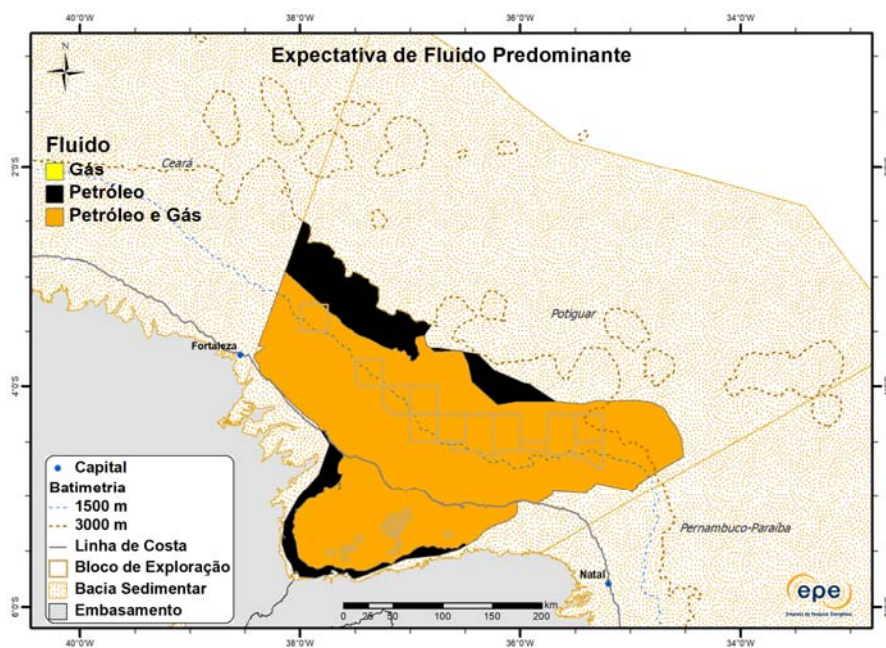
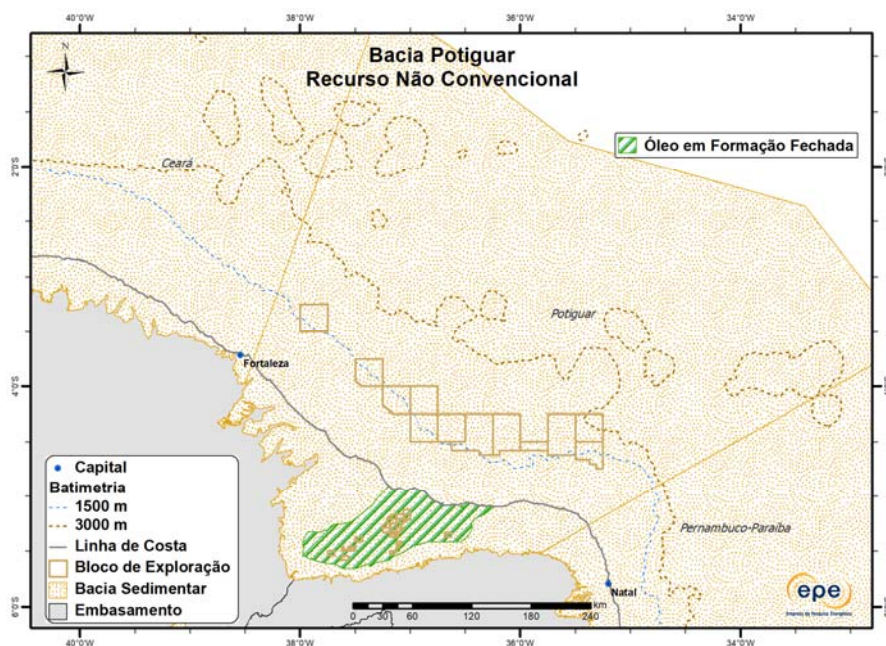


Figura 24 Mapa do play de gás em formação fechada na Bacia Potiguar, indicando expectativa de presença na porção terrestre da bacia.

Atributos dos plays - Bacia Potiguar									
Play		Ubarana Paleógeno-Neógeno	Ubarana Cretáceo Superior	Guamaré	Jandaíra	Açu	Alagamar	Pendência	Embasamento Fraturado
Situação Geográfica		mar	mar	terra e mar	terra e mar	terra e mar	terra e mar	terra e mar	terra e mar
Carga	Unidade Litoestratigráfica	Formação Alagamar	Formações Alagamar, Pendência e Pescada	Formações Pendência e Alagamar	Formações Pendência e Alagamar	Formações Pendência e Alagamar	Formações Pendência e Alagamar	Formações Pendência e Pescada	Formações Pendência, Alagamar e Pescada
	Unidade Cronoestratigráfica	Cretáceo Inferior	Cretáceo Inferior	Cretáceo Inferior	Cretáceo Inferior	Cretáceo Inferior	Cretáceo Inferior	Cretáceo Inferior	Cretáceo Inferior
	Migração	falhas transcorrentes, migração lateral a grandes distâncias	falhas transcorrentes, migração lateral a grandes distâncias	falhas do embasamento e contato lateral	falhas transcorrentes, migração lateral a grandes distâncias	falhas transcorrentes, migração lateral	falhas transcorrentes, migração lateral	falhas transcorrentes, migração lateral	falhas transcorrentes, migração lateral
Reservatório	Unidade Litoestratigráfica	Formação Ubarana	Formação Ubarana	Formação Guamaré	Formação Jandaíra	Formação Açu; Formação Ponta do Mel ⁸	Formação Alagamar (Membro Upanema)	Formações Pendência e Pescada	Província Borborema
	Unidade Cronoestratigráfica	Paleógeno-Neógeno	Cretáceo Superior	Campaniano-Pleistoceno	Cretáceo Superior	Cretáceo Inferior (Albiano)-Superior (Cenomaniano)	Cretáceo Inferior	Cretáceo Inferior	Arqueano, Paleoproterozoico, Neoproterozoico
	Profundidade Média (m)	884	1.114	500 (terra) e 556 (mar)	500 (terra) e 900 (mar)	500 (terra) e 1.500 (mar)	600 (terra) e 2.032 (mar)	800 (terra) e 2.864 (mar)	1.000 (terra) e 5.000 (mar)
	Litologia / Contexto Depositional	arenito / turbidito marinho	arenito / turbidito marinho	calcarenito / marinho	calcarenito / marinho plataformar	arenito / fluvial e deltaico; carbonato / marinho plataformar	arenito / costeiro e marinho raso	arenito / fluvial	maciços, complexos gnaissicos-migmatíticos e granitóides
Trapa	Unidade Litoestratigráfica Selante	Formação Ubarana	Formação Ubarana	Formação Guamaré	Formação Jandaíra	Formações Açu e Jandaíra	Formações Alagamar e Ubarana	Formações Pendência e Pescada	Formações Pendência, Pescada e Açu
	Unidade Cronoestratigráfica Selante	Paleógeno-Neógeno	Cretáceo Superior (Senoniano)	Campaniano-Pleistoceno	Cretáceo Superior	Albiano-Turoniano	Cretáceo Inferior (Aptiano)-Paleógeno	Cretáceo Inferior	Cretáceo Inferior
	Tipo de Trapa	estratigráfica	estratigráfica	estratigráfica	estratigráfica	estrutural e estratigráfica	mista e estrutural	estrutural	mista e estrutural
	Litologia Selante	folhelho e basalto	folhelho e basalto	calcilitito	calcilitito	folhelho e calcário	folhelho e calcilitito	folhelho	folhelho

⁸ A Formação Ponta do Mel compreende carbonatos plataformais que ocorrem localmente ao longo da bacia.

Figura 25 Mapa do play de óleo em formação fechada na Bacia Potiguar, indicando expectativa de presença na porção terrestre da bacia.



Atividades de E&P - Bacia Potiguar				
Situação Geográfica		terra	mar	
Poços Pioneiros	Perfurados	684	162	
	Índice de Sucesso Geológico (%)	19	21	
Campos	Petróleo	82	7	
	Gás Não-Associado	4	2	
	Petróleo e Gás	5	0	
Descobertas	Em Avaliação	1	3	
	1ª Descoberta Comercial (ano)	Mossoró (1973)	Ubarana (1973)	
	Última Descoberta Comercial (ano)	Campainha Azul (2020)	Siri (2002)	
Produção Acumulada	Petróleo (MM bbl)	772,89	168,68	
	Gás Associado (MM m³)	7.278,34	18.399,00	
	Gás Não-Associado (MM m³)	821,07	2.864,77	

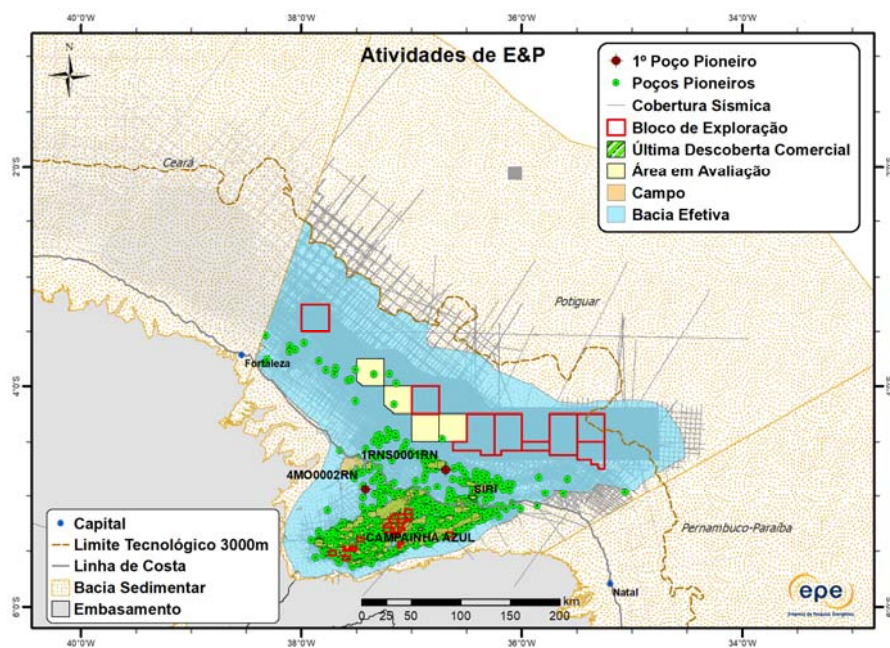
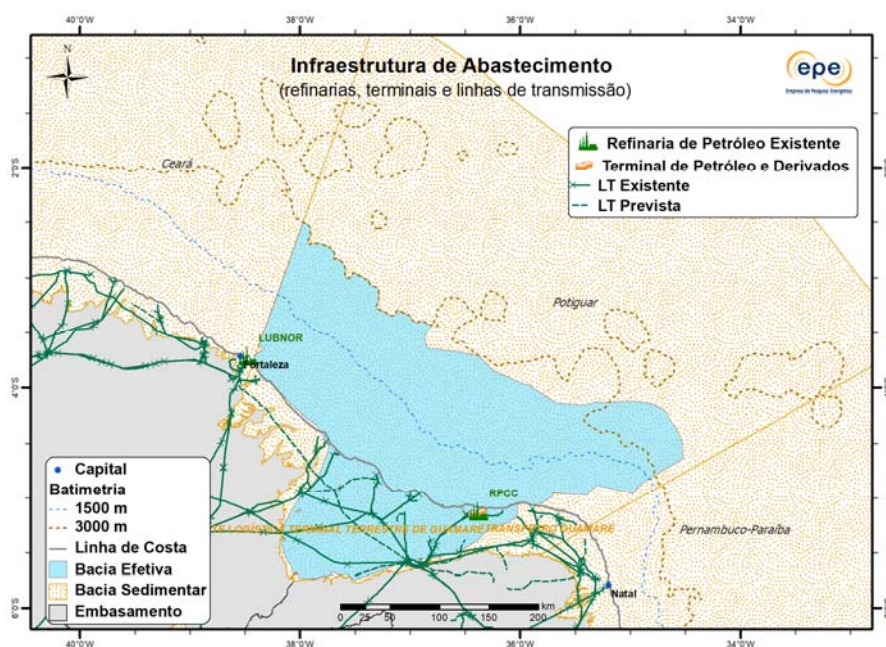


Figura 26 Mapa de atividades de E&P da Bacia Potiguar.

Figura 27 Mapa infraestrutura de abastecimento da Bacia Potiguar: refinarias, terminais e linhas de transmissão.



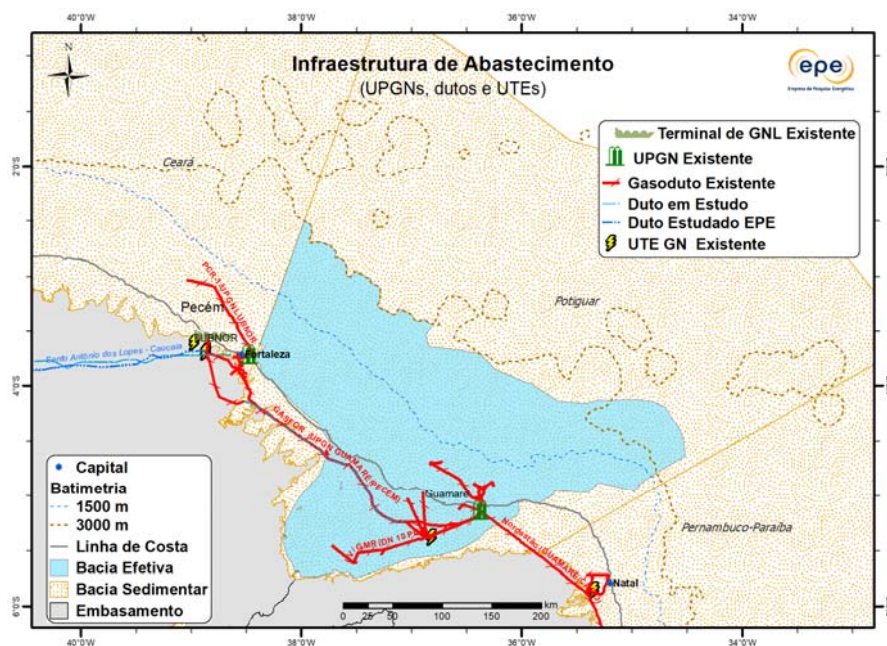


Figura 28 Mapa da infraestrutura de abastecimento da Bacia Potiguar: UPGNs, dutos e UTEs.

1.2.2. BACIAS DA MARGEM LESTE

A Margem Leste é, neste estudo, composta por 12 bacias, sendo de norte para sul: Pernambuco-Paraíba, SEAL, Sergipe, Alagoas, Jacuípe, Camamu-Almada, Jequitinhonha, Cumuruxatiba, Espírito Santo-Mucuri, Campos, Santos e Pelotas. Embora continentais, as bacias de Sergipe e Alagoas são incluídas neste grupo em virtude da continuidade geológica com a bacia de SEAL⁴. No presente Ciclo, apenas as bacias de Jequitinhonha e Cumuruxatiba não foram foco de atualizações da análise geológica de plays, sendo suas informações encontradas no relatório final do Ciclo 2017-2019 (EPE, 2019).

BACIA DE CAMAMU-ALMADA

Informações Geológicas da Bacia de Camamu-Almada				
Situação Geográfica		Terra e Mar		
Maturidade Exploratória		Nova Fronteira		
Nome do Play	Principal Reservatório	Status Exploratório terra	Status Exploratório mar	Expectativa de Fluidos
Urucutuca Paleoceno-Mioceno	arenitos turbidíticos marinhos Paleoceno-Mioceno	-	Fronteira	petróleo e gás
Urucutuca Cretáceo Superior	arenitos turbidíticos marinhos Turoniano-Maastrichtiano	-	Fronteira	petróleo e gás
Algodões	carbonatos plataformais Albiano-Cenomaniano	-	Fronteira	petróleo / gás
Taipus Mirim	arenitos de leques aluviais e flúvio-lacustres Aptiano	Imaturo	Estabelecido	petróleo / gás
Afligidos-Brotas	arenitos de supramaré, flúvio-eólicos e lacustres Eopermiano-Neocomiano	Imaturo	Estabelecido	petróleo / gás

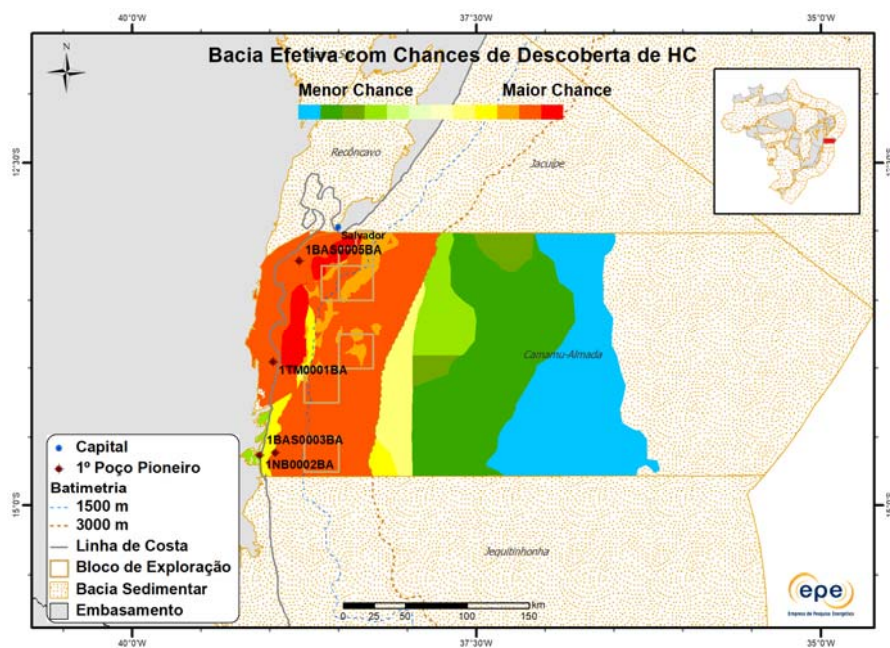


Figura 29 Mapa da bacia efetiva probabilística de Camamu-Almada, indicando chance relativamente maior na porção terrestre e proximal da bacia.

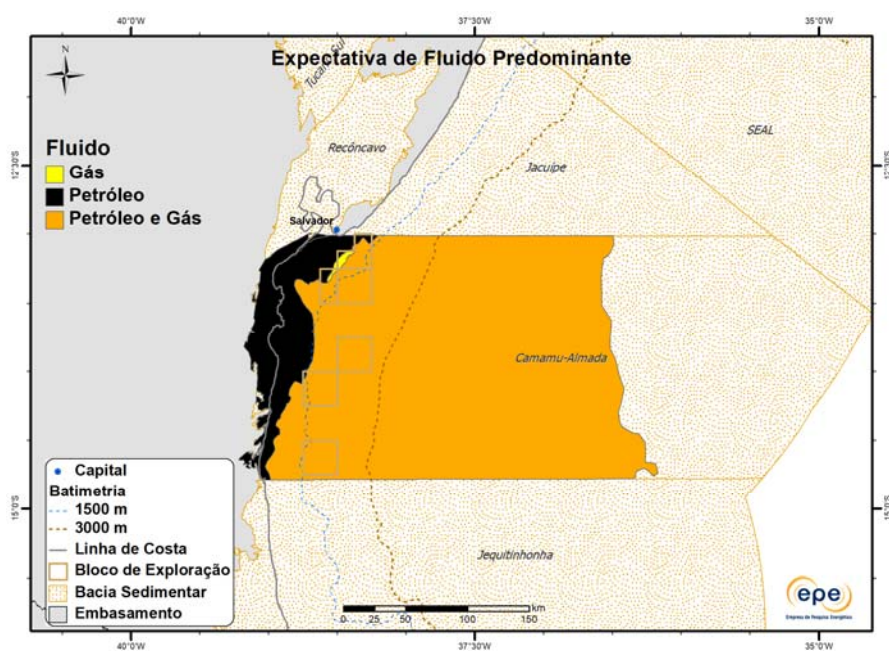


Figura 30 Mapa de expectativa de fluido predominante da Bacia de Camamu-Almada indicando maior expectativa para petróleo na porção terrestre e petróleo e gás na porção marítima.

Atributos dos plays - Bacia de Camamu-Almada						
Play		Urucutuca Paleoceno-Mioceno	Urucutuca Cretáceo Superior	Algodões	Taipus Mirim	Afligidos-Brotas
Situação Geográfica		mar	mar	mar	terra e mar	terra e mar
Carga	Unidade Litoestratigráfica	Formações Morro do Barro e Rio de Contas; Formações Algodões e Urucutuca, em toda a bacia. Formação Itaípe na sub-bacia de Almada	Formações Morro do Barro e Rio de Contas; Formações Algodões e Urucutuca, em toda a bacia. Formação Itaípe na sub-bacia de Almada	Formações Morro do Barro e Rio de Contas; Formação Algodões, em toda a bacia. Formação Itaípe na sub-bacia de Almada	Formações Morro do Barro e Rio de Contas, em toda a bacia. Formação Itaípe na sub-bacia de Almada	Formações Morro do Barro e Rio de Contas, em toda a bacia. Formação Itaípe na sub-bacia de Almada
	Unidade Cronoestratigráfica	Berriasiano-Turoniano	Berriasiano-Turoniano	Berriasiano-Cenomaniano	Berriasiano-Barremiano	Berriasiano-Barremiano
	Migração	falhas normais (associadas ao movimento do sal) ⁹ , lístricas e discordâncias	falhas normais (associadas ao movimento do sal) ⁹ , lístricas e discordâncias	falhas normais (associadas ao movimento do sal) ⁹ e discordâncias	falhas e/ou <i>carrier beds</i>	falhas normais e/ou <i>carrier beds</i>
Reservatório	Unidade Litoestratigráfica	Formação Urucutuca	Formação Urucutuca	Formação Algodões	Formação Taipus Mirim; Formações Morro do Barro e Rio de Contas	Formação Afligidos e Grupo Brotas; Grupo Santo Amaro
	Unidade Cronoestratigráfica	Paleoceno-Mioceno	Turoniano-Maastrichtiano	Albiano-Cenomaniano	Berriasiano-Aptiano	EoPermiano-Neocomiano (Berriasiano)
	Profundidade Média (m)	2.980	3.780	3.860	2.000 (terra) e 4.250 (mar)	2.400 (terra) e 4.560 (mar)
	Litologia / Contexto Depositional	arenito / turbidito marinho profundo	arenito / turbidito marinho profundo	carbonato / marinho plataformar	arenito / leques aluviais, flúvio-lacustres e deltaicos	arenito / fluvial, eólico, lacustre e marinho costeiro
Trapa	Unidade Litoestratigráfica Selante	Formação Urucutuca	Formação Urucutuca	Grupos Camamu e Espírito Santo	Formação Taipus Mirim (Membro Igrapiúna)	Grupos Almada, Camamu e Espírito Santo
	Unidade Cronoestratigráfica Selante	Cretáceo Superior (Turoniano)-Plioceno	Cretáceo Superior (Turoniano)-Plioceno	Cretáceo Inferior (Aptiano)-Plioceno	Aptiano	Cretáceo Inferior (Berriasiano)-Plioceno
	Tipo de Trapa	estratigráfica e estrutural	estratigráfica e estrutural	mista e paleogeomórfica	estratigráfica, estrutural e mista	mista e estrutural
	Litologia Selante	folhelho	folhelho	folhelho, calcilito e marga	folhelho e evaporito	folhelho

⁹ As falhas normais estão associadas ao movimento do sal (Mb. Igrapiúna da Fm. Taipus-Mirim) em contexto progradacional do NeoAptiano (pós-rifte) até o Eoceno (BRANDÃO; VIDIGAL SOUZA; HOLZ, 2019, 2020).

Atividades de E&P - Bacia de Camamu-Almada						
		Almada		Camamu		
Situação Geográfica		terra	mar	terra	mar	
Poços Pioneiros	Perfurados	4	21	10	36	
	Índice de Sucesso Geológico (%)	0	0	18	18	
Campos	Petróleo	0	0	1	2	
	Gás Não-Associado	0	0	1	1	
	Petróleo e Gás	0	0	0	2	
Descobertas	Em Avaliação	0	0	0	0	
	1ª Descoberta Comercial (ano)	-	-	Morro do Barro (1962)	Pinaúna (1981)	
	Última Descoberta Comercial (ano)	-	-	Jiribatuba (1964)	Camarão Norte (2003)	
Produção Acumulada	Petróleo (MM bbl)	0	0	0,17	2,40	
	Gás Associado (MM m³)	0	0	0,38	0,03	
	Gás Não-Associado (MM m³)	0	0	31,77	25.070,56	

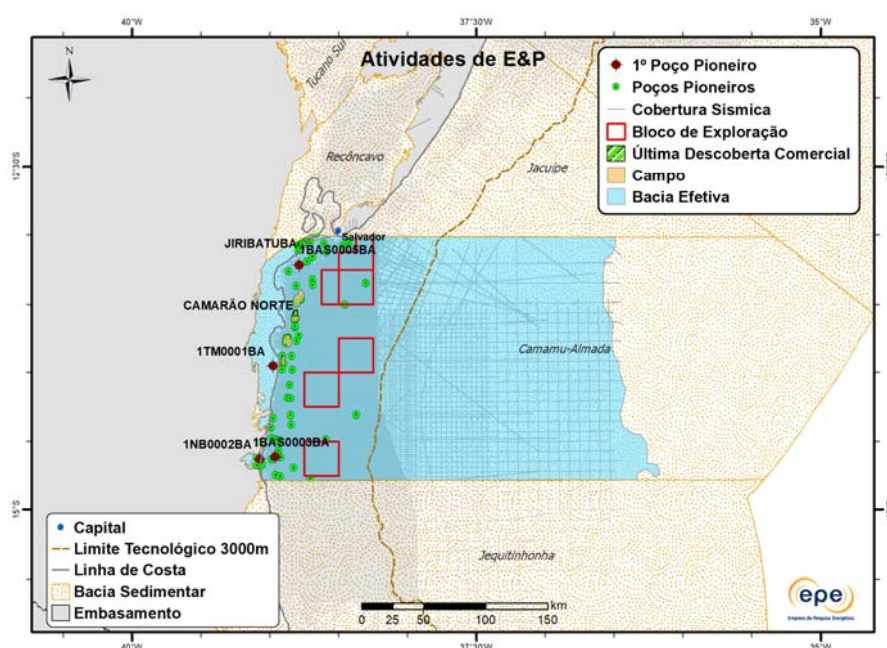
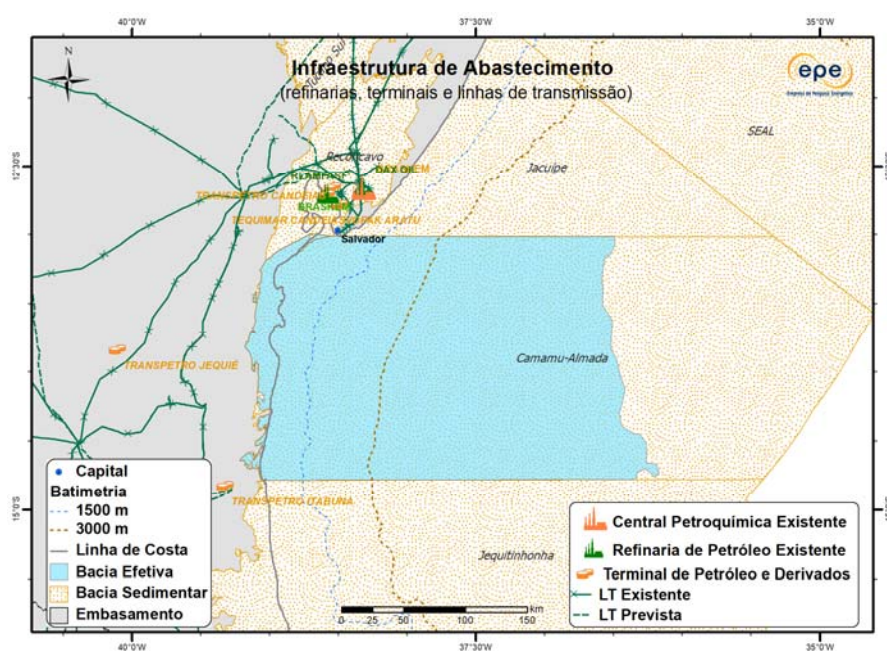


Figura 31 Mapa de atividades de E&P da Bacia de Camamu-Almada.

Figura 32 Mapa da infraestrutura de abastecimento da Bacia de Camamu-Almada: refinarias, terminais e linhas de transmissão.



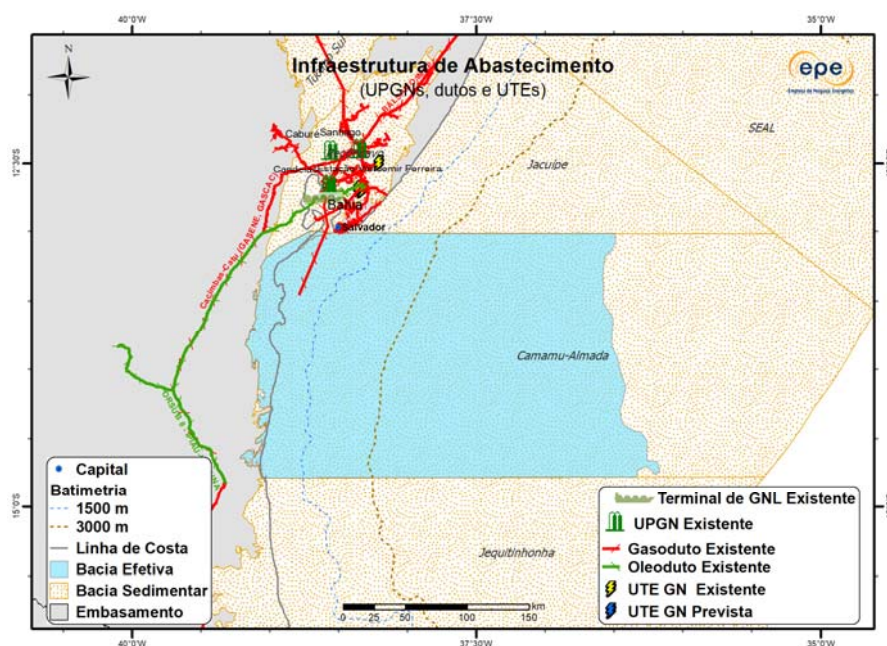


Figura 33 Mapa da infraestrutura de abastecimento da Bacia de Camamu-Almada: UPGNs, dutos e UTEs.

BACIA DE CAMPOS

Informações Geológicas da Bacia de Campos			
Situação Geográfica		Mar	
Maturidade Exploratória		Elevado Potencial	
Nome do Play	Principal Reservatório	Status Exploratório	Expectativa de Fluidos
Carapebus Oligo-Mioceno	arenitos turbidíticos Oligo-Mioceno	Estabelecido	petróleo/petróleo e gás/gás
Siri	carbonatos plataformais Oligoceno	Imaturo	petróleo/petróleo e gás/gás
São Tomé	arenitos turbidíticos Eoceno-Oligoceno	Estabelecido	petróleo
Carapebus Paleoceno-Eoceno	arenitos turbidíticos Paleoceno-Eoceno	Estabelecido	petróleo/petróleo e gás/gás
Carapebus Cretáceo Superior	arenitos turbidíticos Cretáceo Superior	Estabelecido	petróleo/petróleo e gás/gás
Namorado	arenitos turbidíticos Albo-Cenomaniano	Estabelecido	petróleo/petróleo e gás/gás
Quissamã-Imbetiba	carbonatos marinhos plataformais rasos Albiano	Estabelecido	petróleo/petróleo e gás/gás
Pré-Sal Microbialitos	microbialitos Aptiano	Estabelecido	petróleo/petróleo e gás/gás
Pré-Sal Coquinas	coquinas lacustres Aptiano	Estabelecido	petróleo/petróleo e gás/gás
Embasamento Fraturado	basaltos fraturados Neocomiano	Estabelecido	petróleo/petróleo e gás/gás

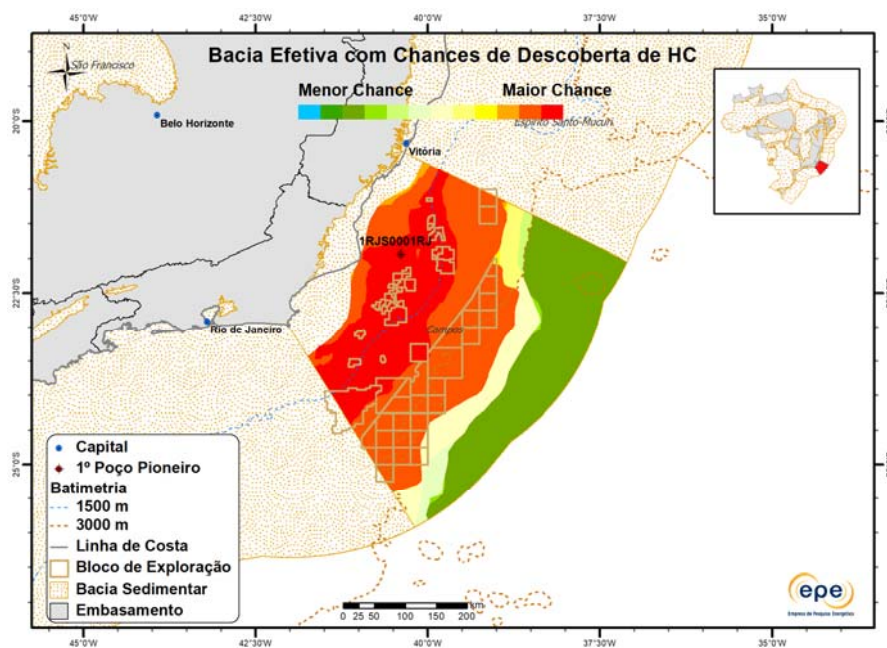


Figura 34 Mapa da bacia efetiva probabilística de Campos, indicando chance de descoberta maior na região do alto externo e menor na região distal, devido ao aumento da incerteza no avanço para águas profundas.

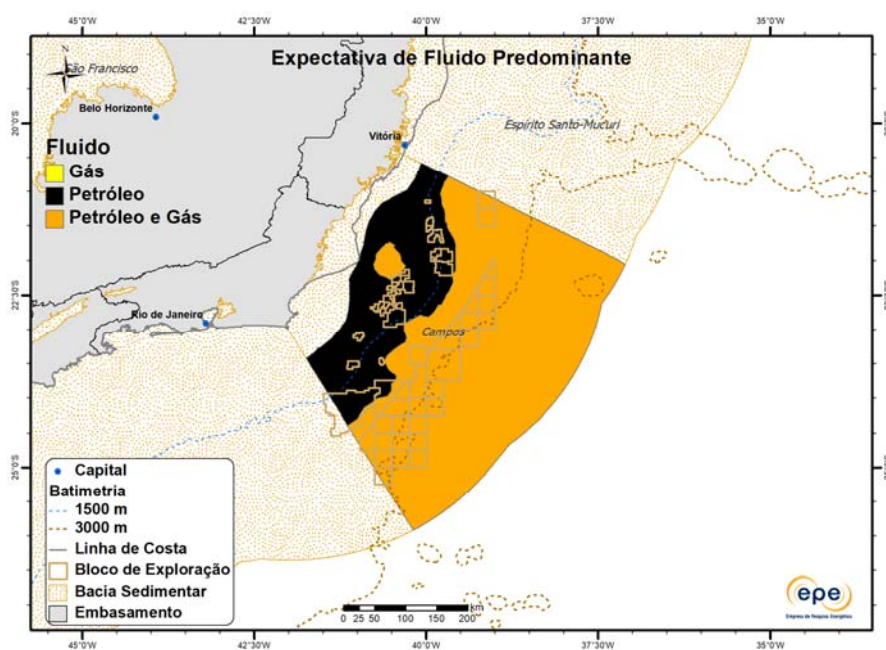


Figura 35 Mapa de expectativa de fluido predominante da Bacia de Campos indicando maior expectativa para petróleo na porção proximal e petróleo e gás na porção distal.

Atributos dos plays - Bacia de Campos											
Play		Carapebus Oligo-Mioceno	Siri	São Tomé	Carapebus Paleoceno-Eoceno	Carapebus Cretáceo-Superior	Namorado	Quissamã-Imbetiba	Pré-Sal Microbialitos	Pré-Sal Coquinas	Embasamento Fraturado
Situação Geográfica		mar	mar	mar	mar	mar	mar	mar	mar	mar	mar
Carga	Unidade Litoestratigráfica	Grupo Lagoa Feia ¹⁰	Grupo Lagoa Feia	Grupo Lagoa Feia	Grupo Lagoa Feia ¹⁰	Grupo Lagoa Feia ¹⁰	Grupo Lagoa Feia	Grupo Lagoa Feia	Grupo Lagoa Feia	Grupo Lagoa Feia	Grupo Lagoa Feia
	Unidade Cronoestratigráfica	Barremiano-Aptiano	Barremiano-Aptiano	Barremiano-Aptiano	Barremiano-Aptiano	Barremiano-Aptiano	Barremiano-Aptiano	Barremiano-Aptiano	Barremiano-Aptiano	Barremiano-Aptiano	Barremiano-Aptiano
	Migração	falhas lístricas e/ou janelas de sal	falhas lístricas e/ou janelas de sal	falhas lístricas e/ou janelas de sal	falhas lístricas e/ou janelas de sal	falhas lístricas e/ou janelas de sal	falhas lístricas e/ou janelas de sal	falhas lístricas e/ou janelas de sal	falhas normais e carrier beds	falhas normais e carrier beds	falhas normais e contato direto
Reservatório	Unidade Litoestratigráfica	Formação Carapebus	Formação Emborê (Membro Siri)	Formação Emborê (Membro São Tomé)	Formação Carapebus	Formação Carapebus	Formação Namorado	Formações Quissamã e Imbetiba	Formação Macabu	Formação Coqueiros e Grupo Lagoa Feia	Formação Cabiúnas
	Unidade Cronoestratigráfica	Oligoceno-Mioceno	Oligoceno	Eoceno-Oligoceno	Eoceno	Cretáceo Superior	Albiano-Cenomaniano	Albiano-Cenomaniano	Aptiano	Aptiano	Hauteriviano
	Profundidade Média (m)	1.100	1.100	2.600	2.000	2.900	3.000	3.100	4.800	4.500	4.600
	Litologia / Contexto Depositional	arenito turbidítico / marinho profundo	carbonato / marinho plataformar	arenito / marinho plataformar	arenito turbidítico / marinho profundo	arenito turbidítico / marinho profundo	arenito turbidítico / marinho profundo	carbonatos / marinho plataforma rasa	microbialitos / lagunar restrito	coquina / lacustre	basalto fraturado
Trapa	Unidade Litoestratigráfica Selante	Formações Carapebus e Ubatuba	Formações Carapebus e Ubatuba	Formações Emborê e Ubatuba	Formação Carapebus e Ubatuba	Formações Carapebus e Ubatuba	Grupo Macaé e Fm. Carapebus	Formações Quissamã, Outeiro, Namorado, Ubatuba e Carapebus	Formação Retiro	Grupo Lagoa Feia	Grupo Lagoa Feia
	Unidade Cronoestratigráfica Selante	Oligoceno-Mioceno	Eoceno-Mioceno	Eoceno-Mioceno	Eoceno-Mioceno	Senoniano-Mioceno	Albiano-Turoniano	Albiano-Turoniano	Albiano	Aptiano	Barremiano-Aptiano
	Tipo de Trapa	mista	mista	mista	mista	mista	mista	mista	estrutural	estratigráfica	estrutural
	Litologia Selante	folhelho	folhelho	folhelho	folhelho	folhelho	marga e folhelho	marga, folhelho e calcilitito	evaporito	folhelho e carbonato	folhelho e carbonato

¹⁰ Não é descartada a geração de folhelhos marinhos anóxicos do Albiano, Cenomaniano e Turoniano, das Formações Outeiro, Imbetiba e Carapebus, maturados em mini-bacias profundas situadas a leste do Alto Externo, desenvolvidas por cima de crosta continental hiperestirada (ZALÁN, 2017).

Atividades de E&P - Bacia de Campos		
Situação Geográfica		mar
Poços Pioneiros	Perfurados	752
	Índice de Sucesso Geológico (%)	31
Campos	Petróleo	62
	Gás Não-Associado	0
	Petróleo e Gás	1
Descobertas	Em Avaliação	4
	1ª Descoberta Comercial (ano)	Garoupa (1974)
	Última Descoberta Comercial (ano)	Tartaruga Verde Sudoeste (2018)
Produção Acumulada	Petróleo (MM bbl)	13.656,39
	Gás Associado (MM m³)	228.945,90
	Gás Não-Associado (MM m³)	3.572,69

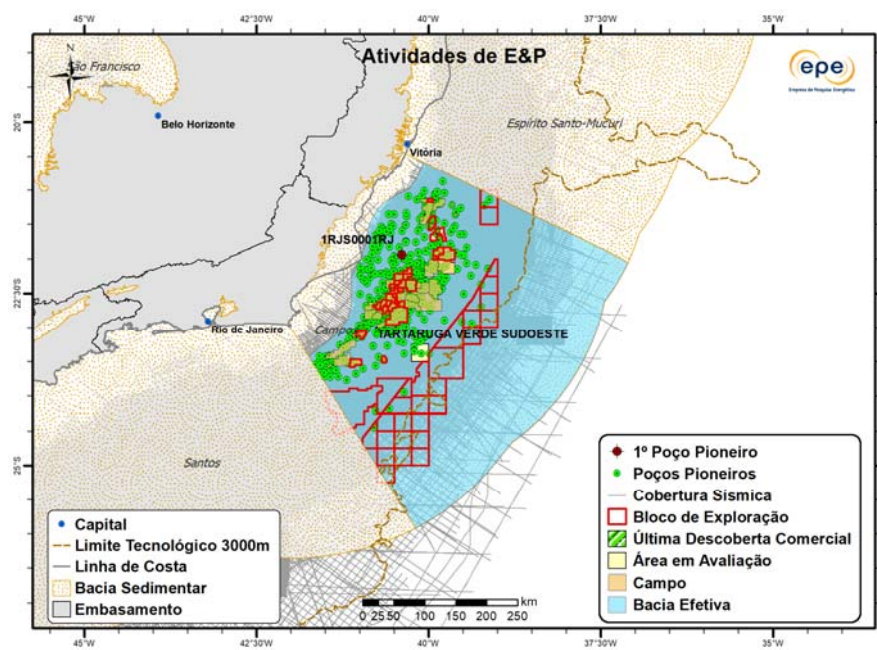


Figura 36 Mapa de atividades de E&P da Bacia de Campos.

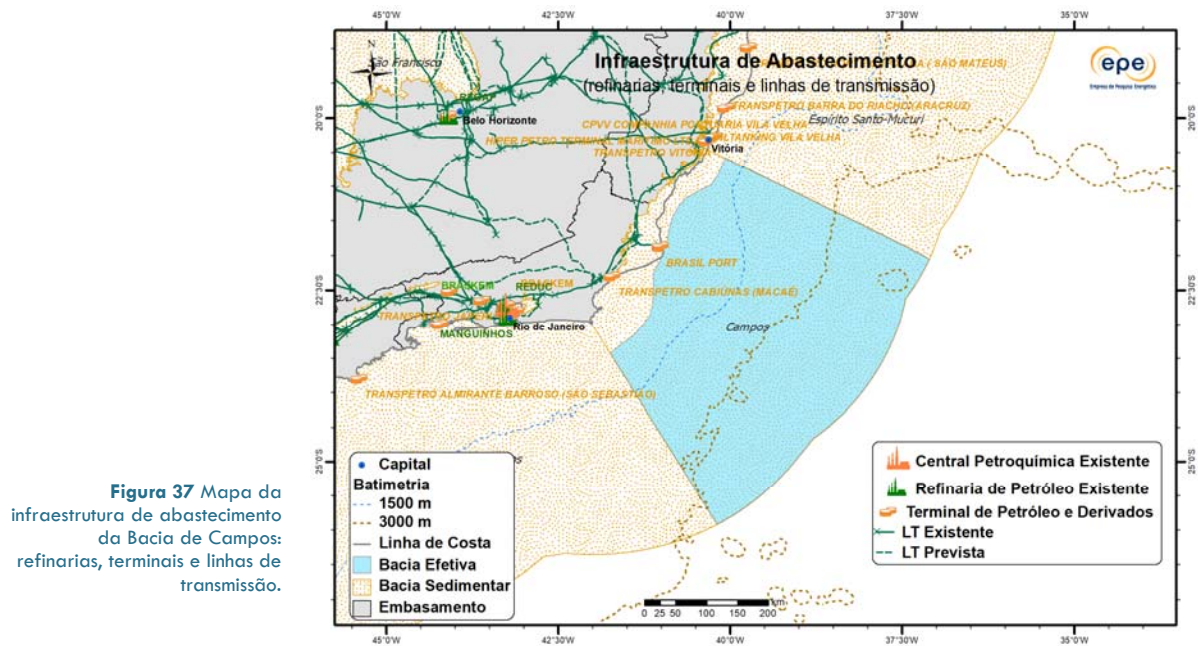


Figura 37 Mapa da infraestrutura de abastecimento da Bacia de Campos: refinarias, terminais e linhas de transmissão.

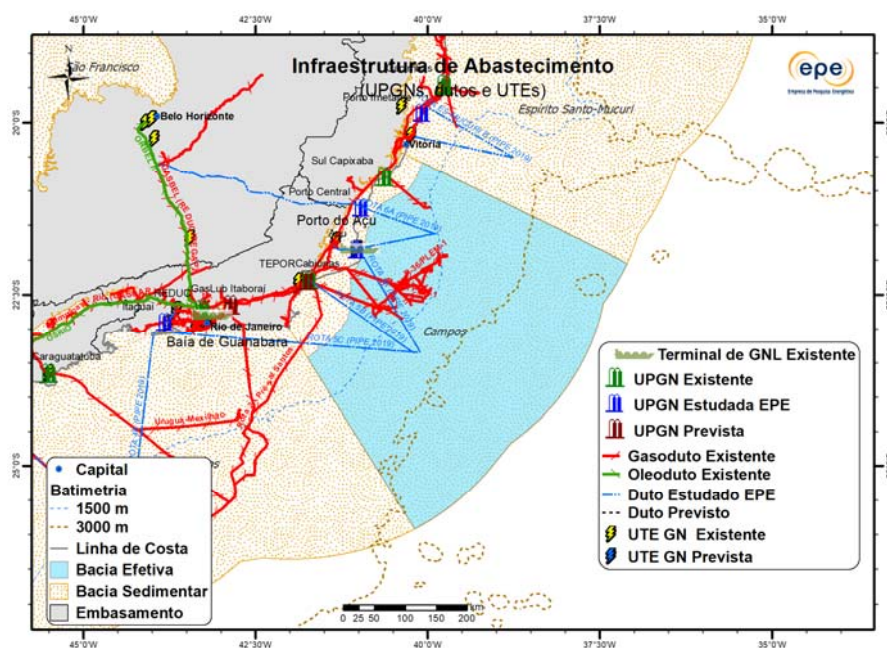


Figura 38 Mapa da infraestrutura de abastecimento da Bacia de Campos: UPGNs, dutos e UTEs.

BACIA DO ESPÍRITO SANTO-MUCURI

Informações Geológicas da Bacia do Espírito Santo-Mucuri				
Situação Geográfica Maturidade Exploratória	Terra e Mar			
		Madura / Elevado Potencial		
Nome do Play	Principal Reservatório	Status Exploratório		Expectativa de Fluidos
		terra	mar	
Caravelas	carbonatos plataformais Paleógeno-Neógeno	Imaturo	Fronteira	petróleo / petróleo e gás / gás
Urucutuca Paleógeno-Neógeno	arenitos turbidíticos Paleógeno-Neógeno	Imaturo	Imaturo	petróleo / petróleo e gás / gás
Urucutuca Cretáceo Superior	arenitos turbidíticos Cenomaniano	Estabelecido	Estabelecido	petróleo / petróleo e gás / gás
Urucutuca contra Domo de Sal	arenitos turbidíticos estruturados pelo sal Cenomaniano-Neógeno	-	Imaturo	petróleo / petróleo e gás / gás
Barra Nova Paleogeomórfico	arenitos plataformais Albiano	Estabelecido	Imaturo	petróleo
Barra Nova	carbonatos plataformais Albiano	-	Imaturo	petróleo / petróleo e gás / gás
Mucuri	arenitos flúvio-deltaicos Aptiano	Estabelecido	Fronteira	petróleo / petróleo e gás / gás
Cricaré	arenitos flúvio-deltaicos Neocomiano-Eoaptiano	Fronteira	Fronteira	petróleo / petróleo e gás / gás

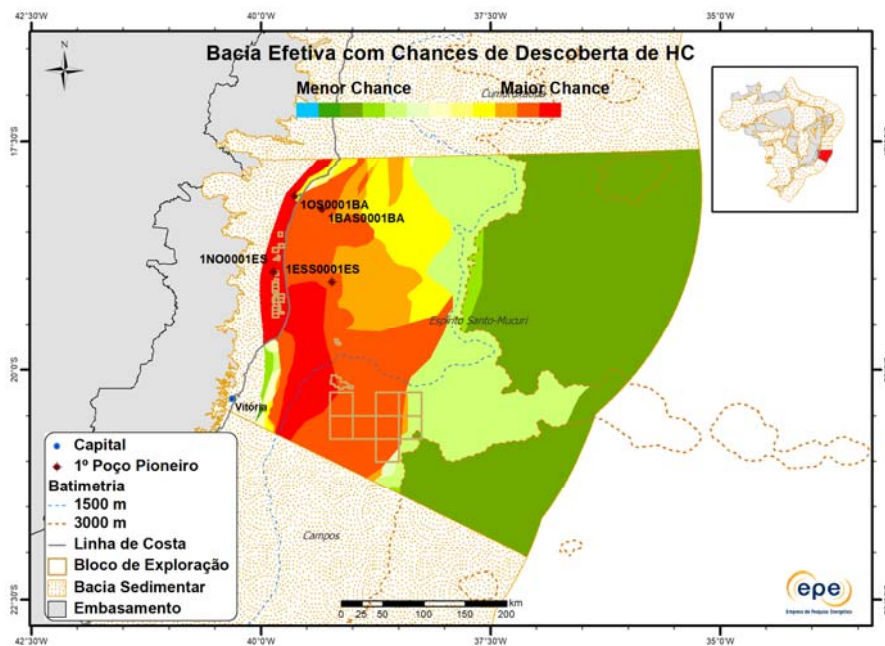


Figura 39 Mapa da bacia efetiva probabilística do Espírito Santo-Mucuri, com chances de descoberta mais elevadas em terra e na porção marítima proximal.

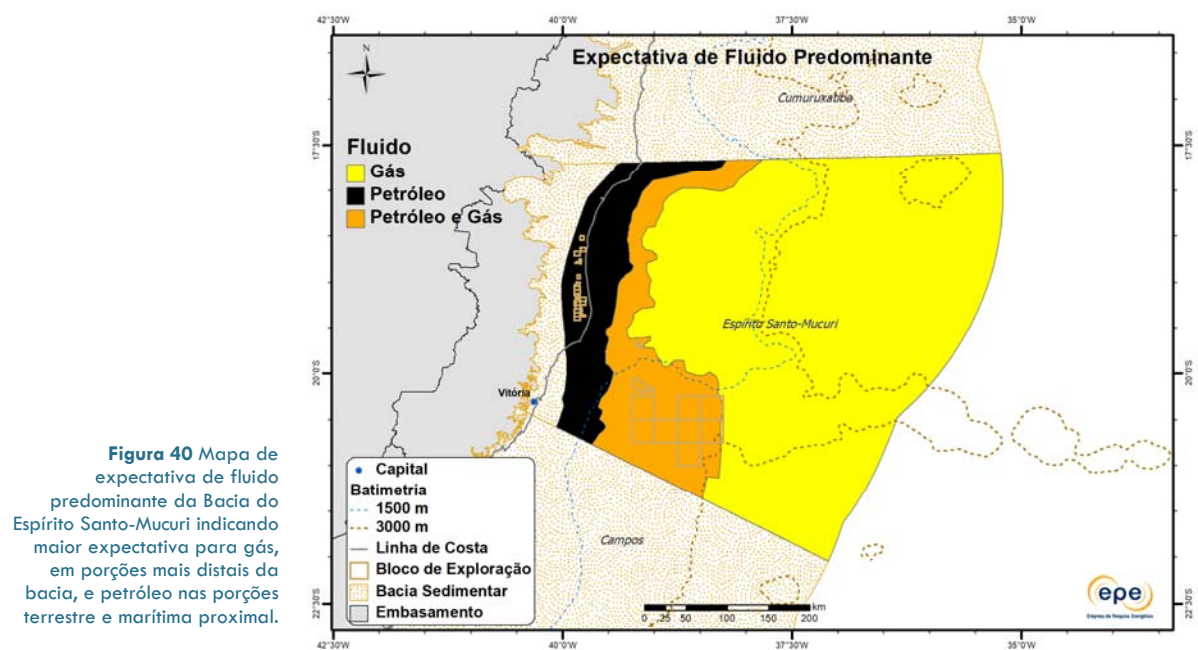


Figura 40 Mapa de expectativa de fluido predominante da Bacia do Espírito Santo-Mucuri indicando maior expectativa para gás, em porções mais distais da bacia, e petróleo nas porções terrestre e marítima proximal.

Atributos dos plays - Bacia do Espírito Santo-Mucuri									
Play		Caravelas	Urucutuca Paleógeno-Neógeno	Urucutuca Cretáceo Superior	Urucutuca contra Domo de Sal	Barra Nova Paleogeomórfico	Barra Nova	Mucuri	Cricaré
Situação Geográfica		terra e mar	terra e mar	terra e mar	mar	terra e mar	mar	terra e mar	terra e mar
Carga	Unidade Litoestratigráfica	Formação Cricaré (Membro Sernambi) e Formações Mariricu, Regência e Urucutuca	Formação Cricaré (Membro Sernambi) e Formações Mariricu, Regência e Urucutuca	Formação Cricaré (Membro Sernambi) e Formações Mariricu, Regência e Urucutuca	Formação Cricaré (Membro Sernambi) e Formações Mariricu, Regência e Urucutuca	Formação Cricaré (Membro Sernambi) e Formações Mariricu, Regência e Urucutuca	Formação Cricaré (Membro Sernambi) e Formações Mariricu, Regência e Urucutuca	Formações Cricaré (Membro Sernambi) e Mariricu	Formações Cricaré (Membro Sernambi) e Mariricu
	Unidade Cronoestratigráfica	Neocomiano-Senoniano	Neocomiano-Senoniano	Neocomiano-Senoniano	Neocomiano-Senoniano	Neocomiano-Senoniano	Neocomiano-Senoniano	Cretáceo Inferior (Neocomiano-Aptiano)	Cretáceo Inferior (Neocomiano-Aptiano)
	Migração	falhas listricas, do rifte, carrier beds e janelas de sal	falhas listricas, do rifte, carrier beds e janelas de sal	falhas listricas, do rifte, carrier beds e janelas de sal	falhas listricas, do rifte, carrier beds e janelas de sal	falhas listricas, do rifte, carrier beds e janelas de sal	falhas listricas, do rifte, carrier beds e janelas de sal	falhas normais e carrier beds	falhas normais e carrier beds
Reservatório	Unidade Litoestratigráfica	Formação Caravelas; Formação Rio Doce	Formação Urucutuca	Formação Urucutuca	Formação Urucutuca	Formação São Mateus	Formação Regência	Formação Mariricu (Membro Mucuri)	Formação Cricaré (Membro Jaguaré)
	Unidade Cronoestratigráfica	Eoceno Médio-Neógeno	Eoceno Médio-Neógeno	Cretáceo Superior (Cenomaniano)	Eoceno Médio-Neógeno	Cretáceo Inferior (Albiano)	Cretáceo Inferior (Albiano)	Cretáceo Inferior (Aptiano)	Cretáceo Inferior (Neocomiano-Eoaptiano)
	Profundidade Média (m)	425 (terra) e 870 (mar)	2.000 (terra) e 3.200 (mar)	2.000 (terra) e 3.100 (mar)	3.600	2.000 (terra) e 3.000 (mar)	2.250	3.700 (terra) e 4.500(mar)	3.800 (terra) e 6.800 (mar)
	Litologia / Contexto Depositional	carbonato / plataforma; arenito / proximal	arenito turbidítico/ marinho profundo	arenito turbidítico/ marinho profundo	arenito turbidítico/ marinho profundo	arenito / aluvial, fluvial e deltaico	carbonato / marinho plataformar	arenito / aluvial, fluvial e deltaico	arenito / flúvio-deltaicos; coquina / lacustre
Trapa	Unidade Litoestratigráfica Selante	Formação Urucutuca, Caravelas e Rio Doce	Formação Urucutuca	Formação Urucutuca	Formações Urucutuca e Mariricu (Membro Itaúnas)	Formação Urucutuca	Formação Urucutuca	Formação Mariricu (Membro Itaúnas)	Formação Cricaré (Membro Sernambi)
	Unidade Cronoestratigráfica Selante	Paleógeno-Neógeno	Paleógeno-Neógeno	Cretáceo Superior-Neógeno	Cretáceo Superior-Neógeno	Cretáceo Superior	Cretáceo Superior-Neógeno	Cretáceo Inferior (Albiano)	Cretáceo Inferior (Neocomiano-Eoaptiano)
	Tipo de Trapa	estratigráfica	mista	mista	estrutural e estratigráfica	estratigráfica	estrutural	estrutural	estrutural
	Litologia Selante	folhelho	folhelho	folhelho	folhelho e evaporito	folhelho	folhelho	evaporito e folhelho	folhelho

Atividades de E&P - Bacia do Espírito Santo-Mucuri					
Situação Geográfica		terra (Espírito Santo)	terra (Mucuri)	mar (Espírito Santo)	mar (Mucuri)
Poços Pioneiros	Perfurados	411	32	197	14
	Índice de Sucesso Geológico (%)	26	0	11	0
Campos	Petróleo	46	0	1	0
	Gás Não-Associado	5	0	5	0
	Petróleo e Gás	0	0	0	0
Descobertas	Em Avaliação	1	0	2	0
	1ª Descoberta Comercial (ano)	São Mateus (1969)	Ilha da Caçumba (1988)	Cação (1977)	-
	Última Descoberta Comercial (ano)	Suindara (2020)	-	Camarupim Norte (2007)	-
Produção Acumulada	Petróleo (MM bbl)	209,19	0	178,89	0
	Gás Associado (MM m³)	3.774,71	0	5.649,79	0
	Gás Não-Associado (MM m³)	3.552,47	0	15.961,15	0

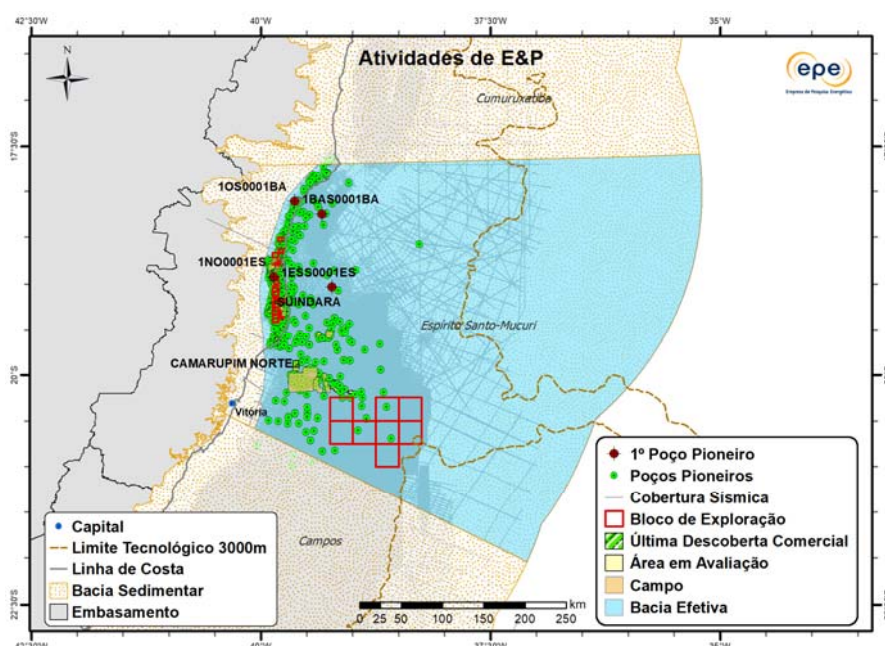


Figura 41 Mapa de atividades de E&P da Bacia do Espírito Santo-Mucuri.

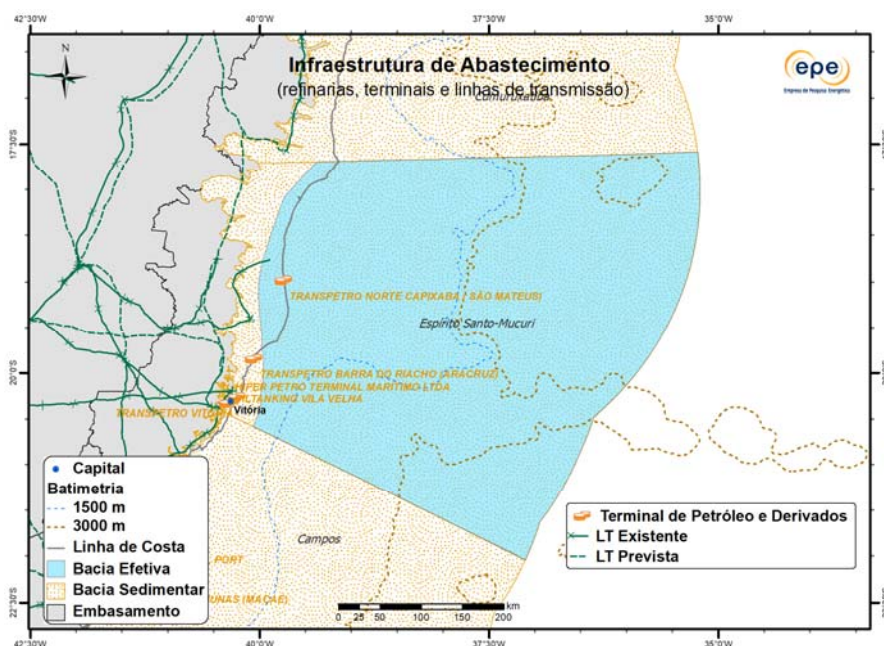


Figura 42 Mapa da infraestrutura de abastecimento da Bacia do Espírito Santo-Mucuri: refinarias, terminais e linhas de transmissão.

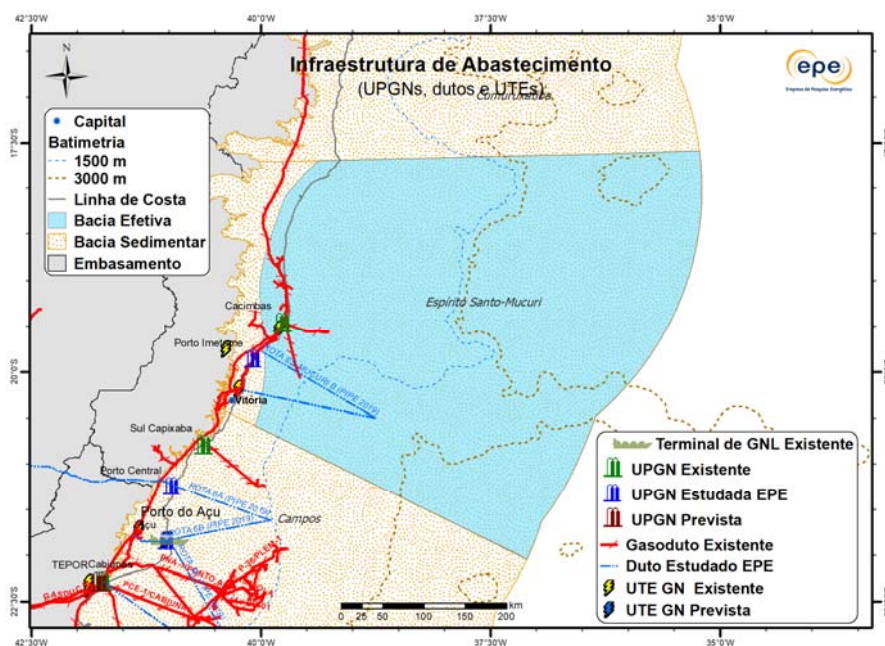


Figura 43 Mapa da infraestrutura de abastecimento da Bacia do Espírito Santo-Mucuri: UPGNs, dutos e UTEs.

BACIA DE JACUIPE

Informações Geológicas da Bacia de Jacuípe			
Situação Geográfica		Mar	
Maturidade Exploratória		Nova Fronteira	
Nome do Play	Principal Reservatório	Status Exploratório	Expectativa de Fluidos
Urucutuca Paleoceno-Mioceno	arenitos turbidíticos marinhos Paleoceno-Mioceno	Fronteira	petróleo e gás
Urucutuca Cretáceo Superior	arenitos turbidíticos marinhos Campaniano-Maastrichtiano	Fronteira	petróleo e gás
Algodões	carbonatos plataformais Albiano-Coniaciano	Fronteira	petróleo e gás
Rio de Contas	arenitos alúvio-deltaicos e lacustres Hauteriviano-Aptiano	Fronteira	petróleo e gás

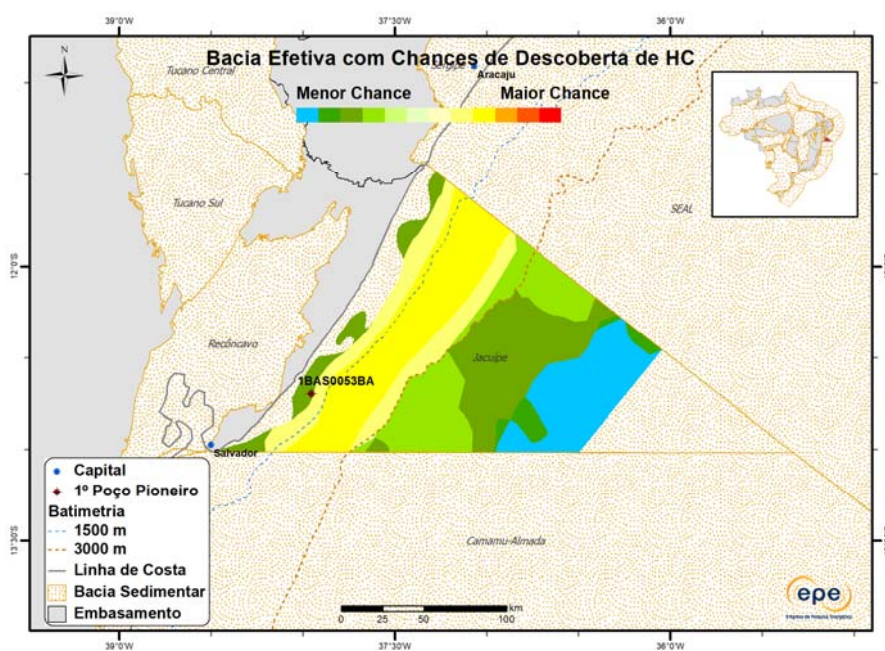
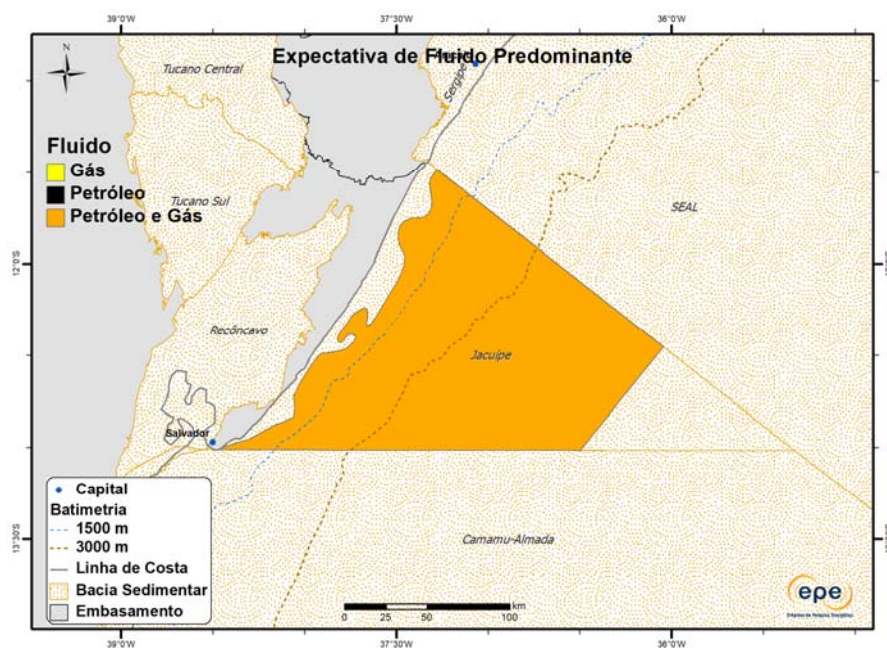


Figura 44 Mapa da bacia efetiva probabilística de Jacuípe, indicando variação de chances baixas a moderadas, sendo a porção intermediária da bacia aquela com as maiores chances.

Atributos dos plays - Bacia de Jacuípe					
Play		Urucutuca Paleoceno-Mioceno	Urucutuca Cretáceo Superior	Algodões	Rio de Contas
Situação Geográfica		mar	mar	mar	mar
Carga	Unidade Litoestratigráfica	Formação Rio de Contas; Formações Taipus-Mirim ¹¹ e Algodões	Formação Rio de Contas; Formações Taipus-Mirim ¹¹ e Algodões	Formação Rio de Contas; Formações Taipus-Mirim ¹¹ e Algodões	Formação Rio de Contas; Formação Taipus-Mirim ¹¹
	Unidade Cronoestratigráfica	Hauteriviano-Coniaciano	Hauteriviano-Coniaciano	Hauteriviano-Coniaciano	Hauteriviano-Aptiano
	Migração	falhas de pequeno porte	falhas de pequeno porte	falhas e discordâncias regionais	falhas e discordâncias regionais
Reservatório	Unidade Litoestratigráfica	Formação Urucutuca	Formação Urucutuca	Formação Algodões	Formação Rio de Contas
	Unidade Cronoestratigráfica	Paleoceno-Mioceno	Campaniano-Maastrichtiano	Albiano-Coniaciano	Hauteriviano-Aptiano
	Profundidade Média (m)	2.400	2.880	3.000	3.330
	Litologia / Contexto Depositional	arenito / turbidito marinho	arenito / turbidito marinho	carbonato / marinho plataforma	arenito; conglomerado / alúvio-deltaico e lacustre
Trapa	Unidade Litoestratigráfica Selante	Formação Urucutuca; Formação Algodões	Formação Urucutuca; Formação Algodões	Formações Algodões e Urucutuca	Formações Rio de Contas, Algodões e Urucutuca
	Unidade Cronoestratigráfica Selante	Cretáceo Inferior (Albiano)-Plioceno	Cretáceo Inferior (Albiano)-Plioceno	Cretáceo Inferior (Albiano)-Plioceno	Cretáceo Inferior (Hauteriviano)-Plioceno
	Tipo de Trapa	estratigráfica, mista e paleogeomórfica	estratigráfica, mista e paleogeomórfica	paleogeomórfica	estrutural, estratigráfica e paleogeomórfica
	Litologia Selante	folhelho	folhelho	folhelho	folhelho

¹¹ A Formação Taipus-Mirim foi considerada potencial geradora, já que análises geoquímicas indicaram equivalência com a Formação Muribeca, potencial geradora da Bacia de SEAL (UFRJ, 2006).

Figura 45 Mapa de expectativa de fluido predominante na Bacia de Jacuípe indicando expectativa para petróleo e gás em toda a área.



Atividades de E&P - Bacia de Jacuípe			
Situação Geográfica		mar	
Poços Pioneiros	Perfurados		1
	Índice de Sucesso Geológico (%)		0
Campos	Petróleo		0
	Gás Não-Associado		0
	Petróleo e Gás		0
Descobertas	Em Avaliação		0
	1ª Descoberta Comercial (ano)		-
	Última Descoberta Comercial (ano)		-
Produção Acumulada	Petróleo (MM bbl)		0
	Gás Associado (MM m³)		0
	Gás Não-Associado (MM m³)		0

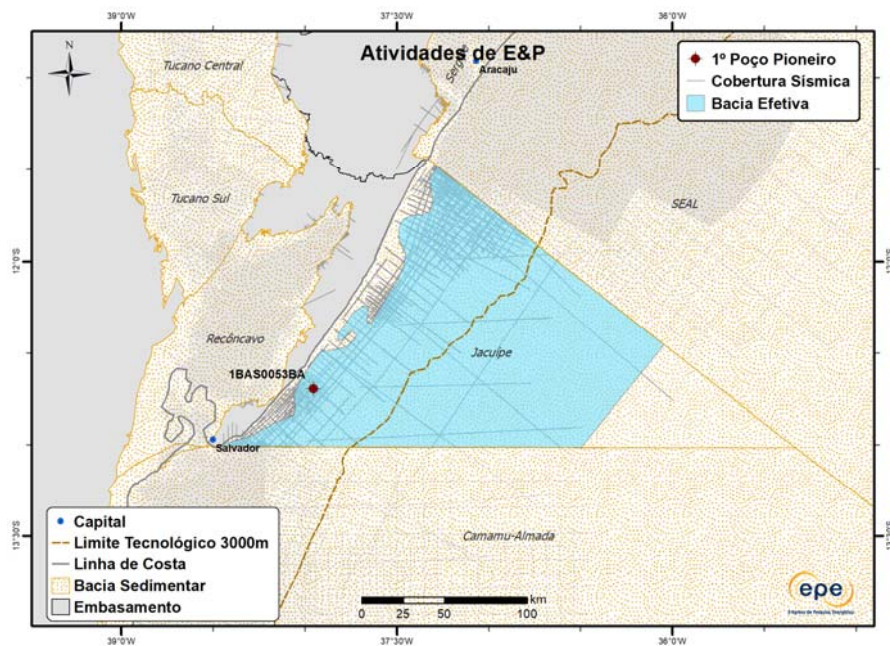
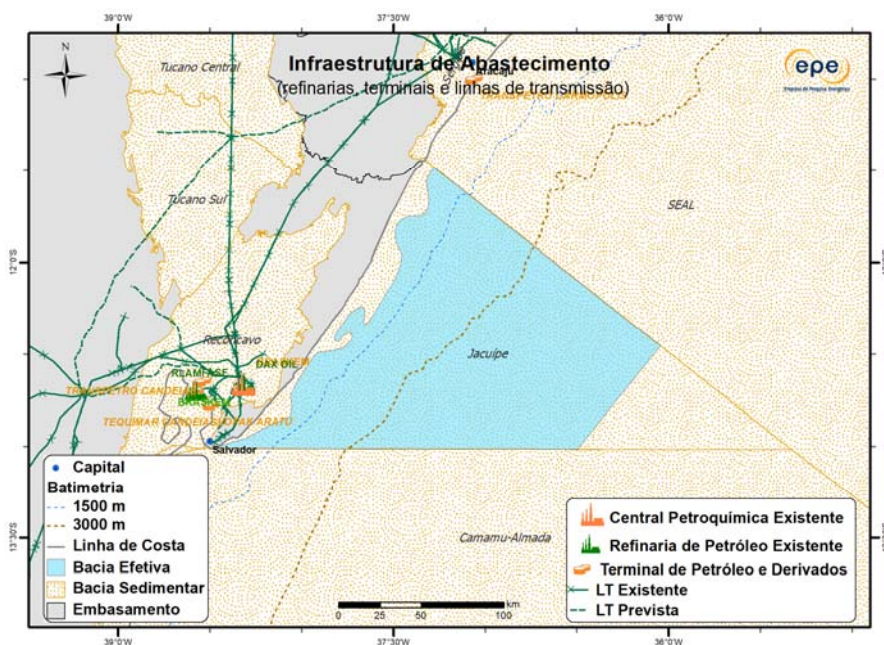


Figura 46 Mapa de atividades de E&P da Bacia de Jacuípe.

Figura 47 Mapa da infraestrutura de abastecimento da Bacia de Jacuípe: refinarias, terminais e linhas de transmissão.



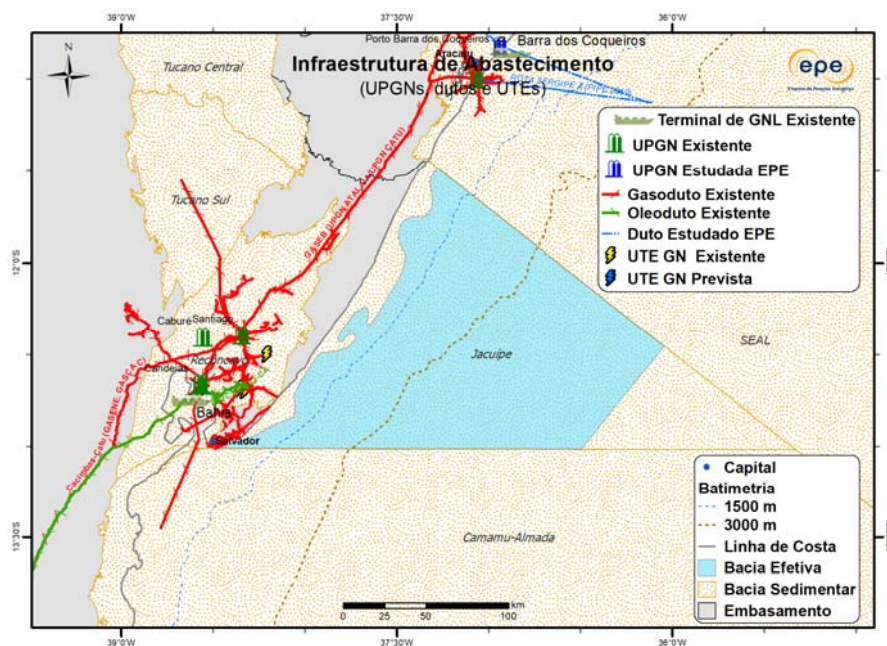


Figura 48 Mapa da infraestrutura de abastecimento da Bacia de Jacuípe: UPGNs, dutos e UTEs.

BACIA DE PELOTAS

Informações Geológicas da Bacia de Pelotas			
Situação Geográfica	Mar		
Maturidade Exploratória	Nova Fronteira		
Nome do Play	Principal Reservatório	Status Exploratório	Expectativa de Fluidos
Imbé Cone	arenitos turbidíticos deltaicos Mioceno Médio	Fronteira	petróleo
Imbé Turbiditos	arenitos turbidíticos Cretáceo Superior-Neógeno	Fronteira	petróleo / gás
Atlântida	arenitos turbidíticos Cenomaniano-Turoniano	Fronteira	petróleo
Porto Belo	arenitos turbidíticos Albiano	Fronteira	petróleo
Cassino	arenitos aluviais Aptiano	Fronteira	gás
Recursos Não Convencionais		Depósito	
Hidratos de Metano		sedimentos no Cone do Rio Grande	

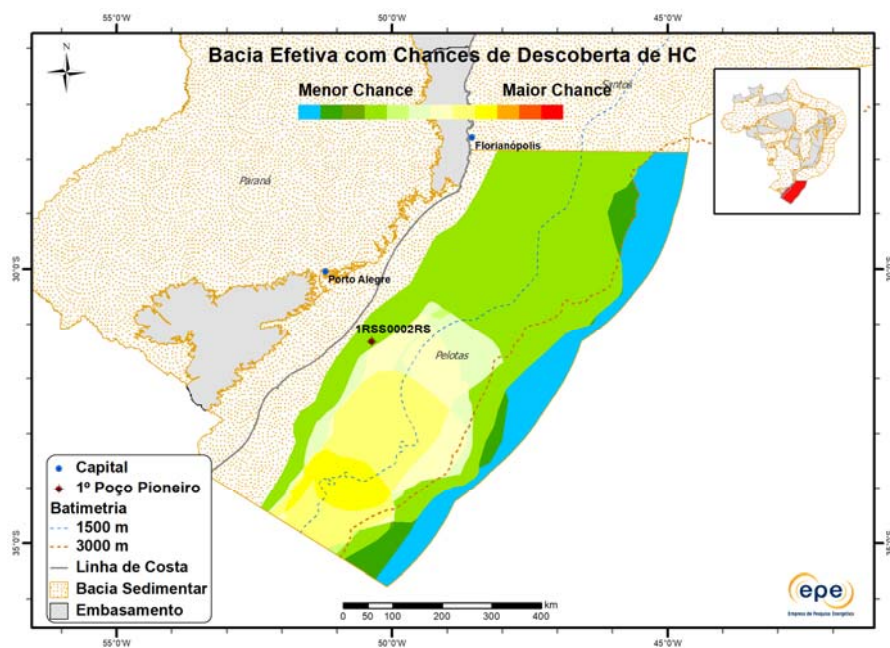
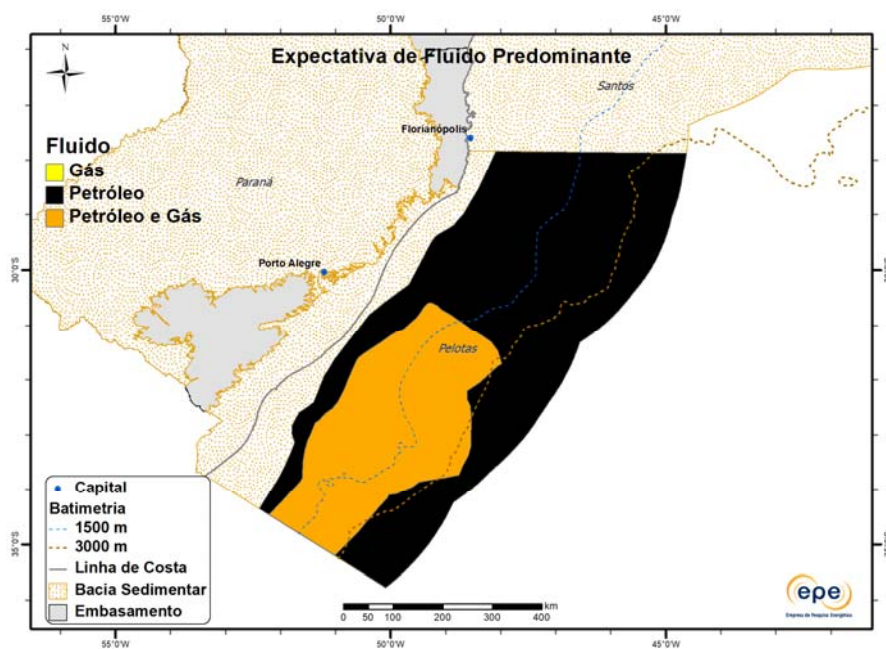


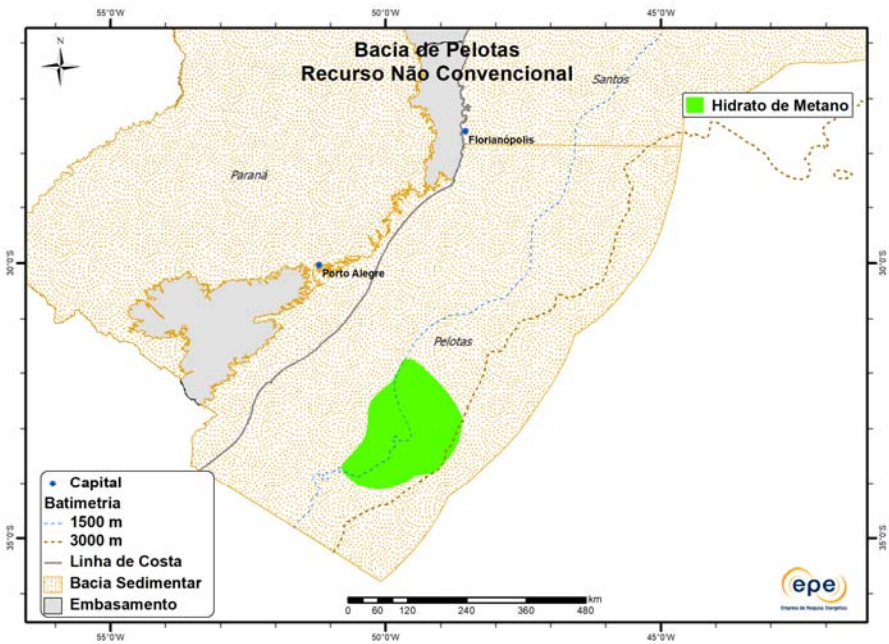
Figura 49 Mapa da bacia efetiva probabilística de Pelotas, indicando maior chance de descoberta na área centro-sul da bacia, na região do Cone do Rio Grande.

Figura 50 Mapa de expectativa de fluido predominante Bacia de Pelotas indicando expectativa predominante de petróleo e gás na região do Cone do Rio Grande e petróleo no restante da bacia.



Atributos dos plays - Bacia de Pelotas						
Play		Imbé Cone	Imbé Turbiditos	Atlântida	Porto Belo	Cassino
Situação Geográfica		mar	mar	mar	mar	mar
Carga	Unidade Litoestratigráfica	Formações Atlântida, Porto Belo e Imbé	Formações Atlântida, Porto Belo e Imbé	Formações Cassino, Atlântida e Porto Belo	Formações Cassino e Porto Belo	Formação Cassino
	Unidade Cronoestratigráfica	Albiano-Oligoceno	Albiano-Oligoceno	Aptiano-Turoniano	Aptiano-Albiano	Cretáceo Inferior (Aptiano)
	Migração	falhas do Cone do Rio Grande	falhas listricas, discordância e amalgamações (na área de influência da Escarpa do Quintão)	discordâncias e migração lateral	discordâncias e migração lateral	carrier beds e falhas normais
Reservatório	Unidade Litoestratigráfica	Formação Imbé	Formação Imbé	Formação Atlântida	Formação Porto Belo	Formação Cassino
	Unidade Cronoestratigráfica	Neógeno (Mioceno Superior-Plioceno)	Cretáceo Superior-Neógeno	Cenomaniano-Turoniano	Albiano	Cretáceo Inferior (Aptiano)
	Profundidade Média (m)	2.380	3.600	3.700	3.800	6.500
	Litologia / Contexto Depositional	Arenito turbidítico/ deltaico	arenito turbidítico/ marinho profundo	arenito turbidítico/ leques de assoalho de bacia	arenito e calcarenito / turbiditos e leque de assoalho de bacia	arenito / aluvial
Trapa	Unidade Litoestratigráfica Selante	Formação Imbé	Formação Imbé	Formações Atlântida e Imbé	Formações Atlântida e Porto Belo	Formações Imbituba e Curumim
	Unidade Cronoestratigráfica Selante	Neógeno (Mioceno Superior-Plioceno)	Cretáceo Superior-Neógeno	Cenomaniano-Neógeno	Albiano-Turoniano	Cretáceo Inferior (Barremiano-Aptiano)
	Tipo de Trapa	estrutural e estratigráfica	estratigráfica	estratigráfica	estratigráfica	mista
	Litologia Selante	folhelho	folhelho e clatrato (localmente)	folhelho	folhelho	rocha vulcânica

Figura 51 Mapa do play de hidratos de metano na Bacia de Pelotas, indicando expectativa de presença na região do Cone do Rio Grande.



Atividades de E&P - Bacia de Pelotas			
Situação Geográfica			mar
Poços Pioneiros	Perfurados		9
	Índice de Sucesso Geológico (%)		0
Campos	Petróleo		0
	Gás Não-Associado		0
	Petróleo e Gás		0
Descobertas	Em Avaliação		0
	1ª Descoberta Comercial (ano)		-
	Última Descoberta Comercial (ano)		-
Produção Acumulada	Petróleo (MM bbl)		0
	Gás Associado (MM m³)		0
	Gás Não-Associado (MM m³)		0

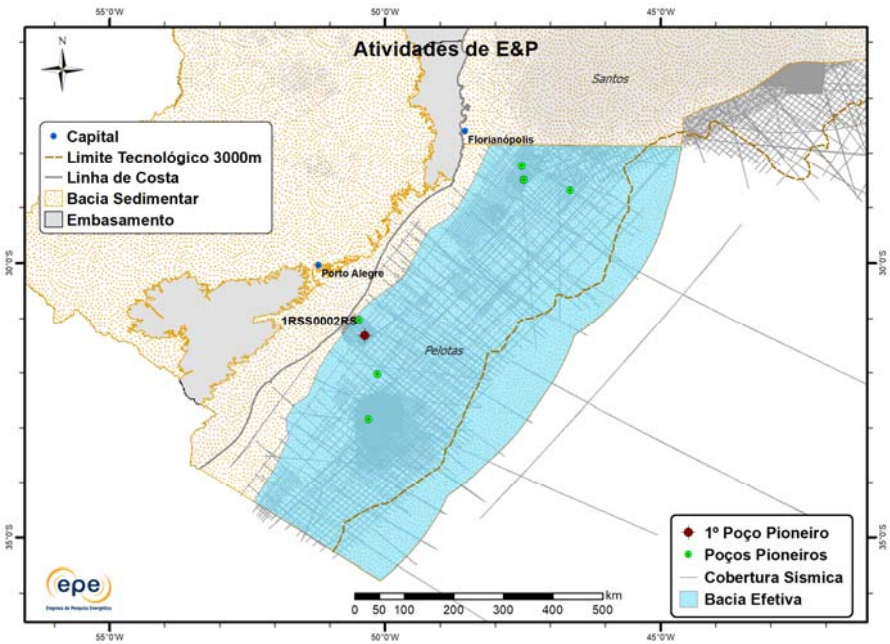


Figura 52 Mapa de atividades de E&P da Bacia de Pelotas.

Figura 53 Mapa de infraestrutura de abastecimento da Bacia de Pelotas: refinarias, terminais e linhas de transmissão.

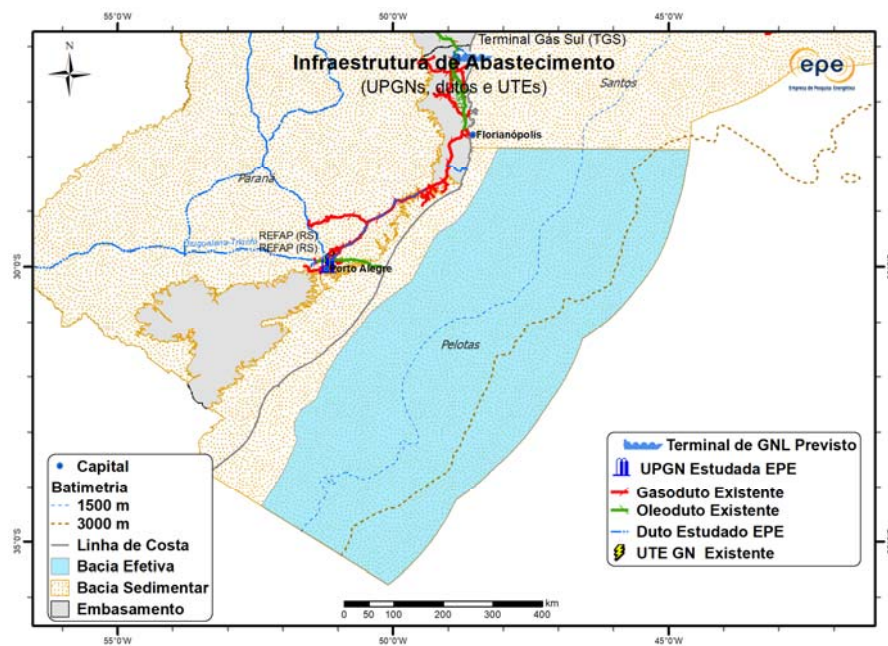
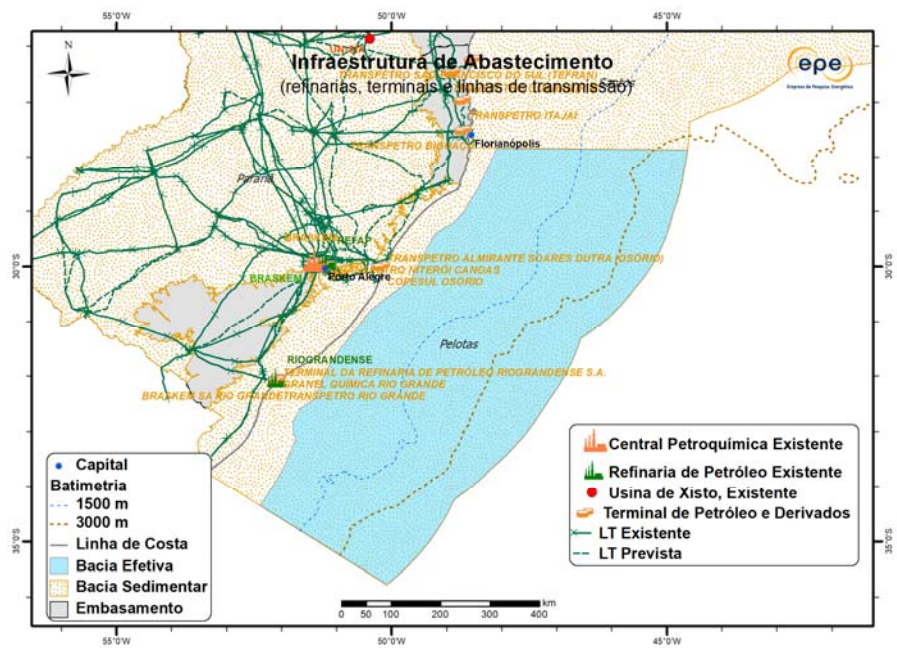


Figura 54 Mapa da infraestrutura de abastecimento da Bacia de Pelotas: UPGNs, dutos e UTEs.

BACIA DE PERNAMBUCO-PARAÍBA

Informações Geológicas da Bacia de Pernambuco-Paraíba				
Situação Geográfica Maturidade Exploratória	Terra e Mar			
	Nova Fronteira			
Nome do Play	Principal Reservatório	Status Exploratório		Expectativa de Fluidos
		terra	mar	
Calumbi	arenitos turbidíticos marinhos Paleoceno-Mioceno	-	Fronteira	petróleo e gás
Maria Farinha	carbonatos platformais Paleoceno-Mioceno	-	Fronteira	petróleo e gás
Estiva-Gramame Carbonático	carbonatos platformais Cenomaniano-Maastrichtiano	Fronteira	Fronteira	petróleo e gás
Estiva-Gramame Siliciclástico	arenitos turbidíticos de leques costeiros e deltas Cenomaniano-Maastrichtiano	Fronteira	Fronteira	petróleo e gás
Cabo	arenitos de leques aluviais e lacustres Aptiano-Albiano	Fronteira	Fronteira	petróleo

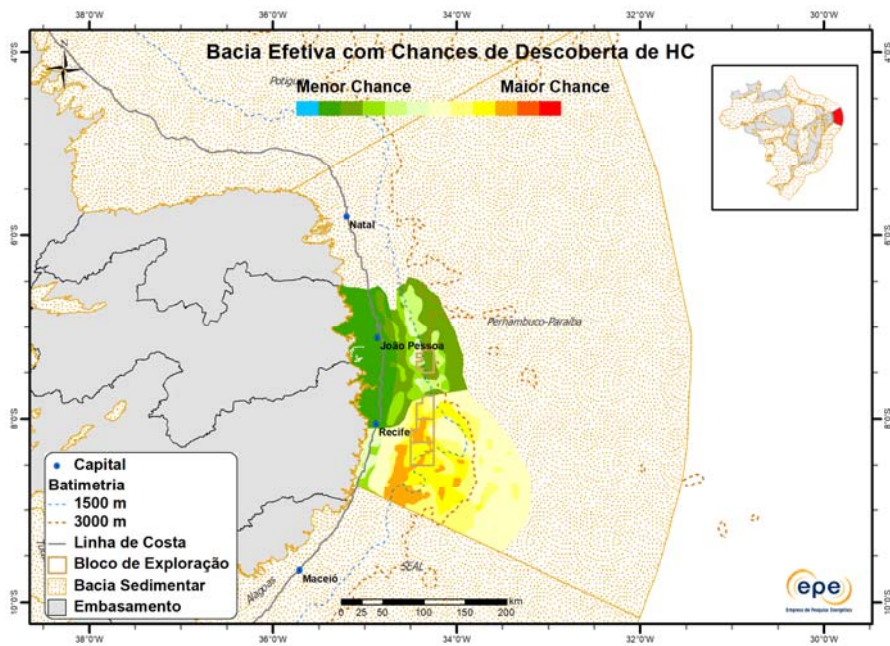


Figura 55 Mapa da bacia efetiva probabilística de Pernambuco-Paraíba, indicando chances de descobertas baixas a intermediárias, sendo a porção sul offshore aquela de maior chance em relação ao restante da bacia.

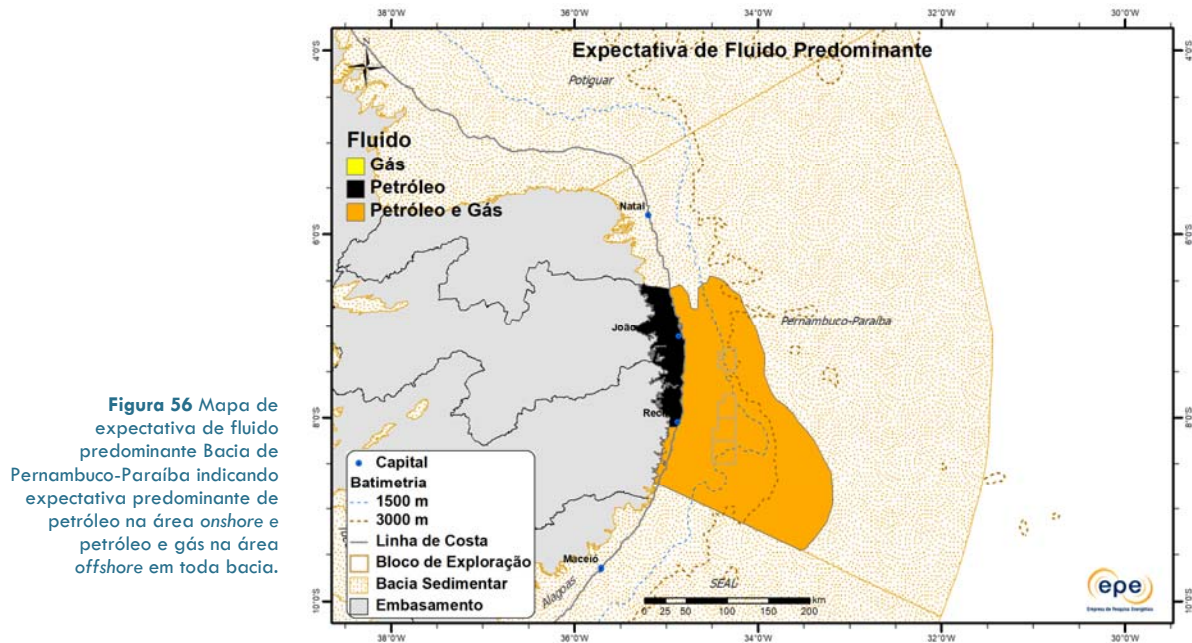


Figura 56 Mapa de expectativa de fluido predominante Bacia de Pernambuco-Paraíba indicando expectativa predominante de petróleo na área onshore e petróleo e gás na área offshore em toda bacia.

Atributos dos plays - Bacia de Pernambuco-Paraíba						
Play		Calumbi	Maria Farinha	Estiva-Gramame Carbonático	Estiva-Gramame Siliciclástico	Cabo
Situação Geográfica		mar	mar	terra e mar	terra e mar	terra e mar
Carga	Unidade Litoestratigráfica	Formação Cabo	Formação Cabo	Formação Cabo	Formação Cabo	Formação Cabo
	Unidade Cronoestratigráfica	Aptiano-Cenomaniano	Aptiano-Cenomaniano	Aptiano-Cenomaniano	Aptiano-Cenomaniano	Aptiano-Cenomaniano
	Migração	falhas ^{12 e 13}	falhas ^{12 e 13}	falhas ¹³ e discordâncias	falhas ¹³ e discordâncias	falhas ¹³ e discordâncias
Reservatório	Unidade Litoestratigráfica	Formação Calumbi	Formação Maria Farinha	Formações Estiva e Gramame	Formações Estiva e Gramame; Formações Beberibe e Itamaracá, na porção offshore da sub-bacia da Paraíba	Formação Cabo
	Unidade Cronoestratigráfica	Paleoceno-Mioceno	Paleoceno-MesoMioceno	Cenomaniano-Maastrichtiano	Cenomaniano-Maastrichtiano	Aptiano-Albiano
	Profundidade Média (m)	2.000	1.875	1.000 (terra) e 3.160 (mar)	1.000 (terra) e 3.300 (mar)	2.200 (terra) e 4.000 (mar)
	Litologia / Contexto Depositional	arenito / turbidito marinho raso a profundo	carbonato / marinho plataformar	carbonato / marinho plataformar	arenito / turbidito de leques costeiros e deltas; conglomerado e arenito / fluvial, estuarino e lagunar	arenito e conglomerado / leques aluviais, lacustre, fluvial, fan-deltaico e deltaico; arenito / leques submarinos e turbidito lacustre
Trapa	Unidade Litoestratigráfica Selante	Formação Calumbi	Formação Calumbi	Formações Estiva e Gramame	Formações Estiva e Gramame	Formações Cabo e Estiva
	Unidade Cronoestratigráfica Selante	Paleoceno-Mioceno	Paleoceno-Mioceno	Cenomaniano-Maastrichtiano	Cenomaniano-Maastrichtiano	Aptiano-Turoniano
	Tipo de Trapa	mista, estratigráfica e paleogeomórfica	mista, estratigráfica e paleogeomórfica	mista, estrutural e estratigráfica	mista, estrutural e estratigráfica	estrutural, estratigráfica, mista e paleogeomórfica
	Litologia Selante	folhelho	folhelho	folhelho	folhelho	folhelho, evaporito e vulcânica

¹² A migração é bastante prejudicada devido à ausência de grandes falhamentos.

¹³ Em termos de migração, Filho et al. (2019) destacam, na sub-bacia de Pernambuco, em especial, as falhas associadas à camada de sal depositada no final do Aptiano como excelentes rotas de migração para a sequência do Albiano-Maastrichtiano e Maastrichtiano-Mioceno.

Atividades de E&P - Bacia de Pernambuco-Paraíba			
Situação Geográfica		terra	mar
Poços Pioneiros	Perfurados	0	0
	Índice de Sucesso Geológico (%)	0	0
Campos	Petróleo	0	0
	Gás Não-Associado	0	0
	Petróleo e Gás	0	0
Descobertas	Em Avaliação	0	0
	1ª Descoberta Comercial (ano)	-	-
	Última Descoberta Comercial (ano)	-	-
Produção Acumulada	Petróleo (MM bbl)	0	0
	Gás Associado (MM m³)	0	0
	Gás Não-Associado (MM m³)	0	0

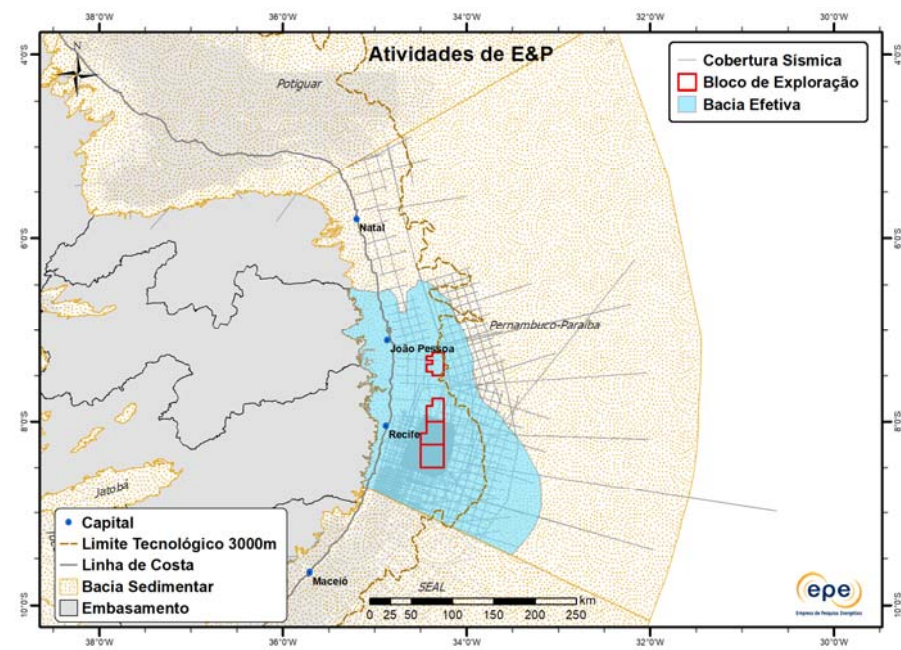


Figura 57 Mapa de atividades de E&P da Bacia de Pernambuco-Paraíba.

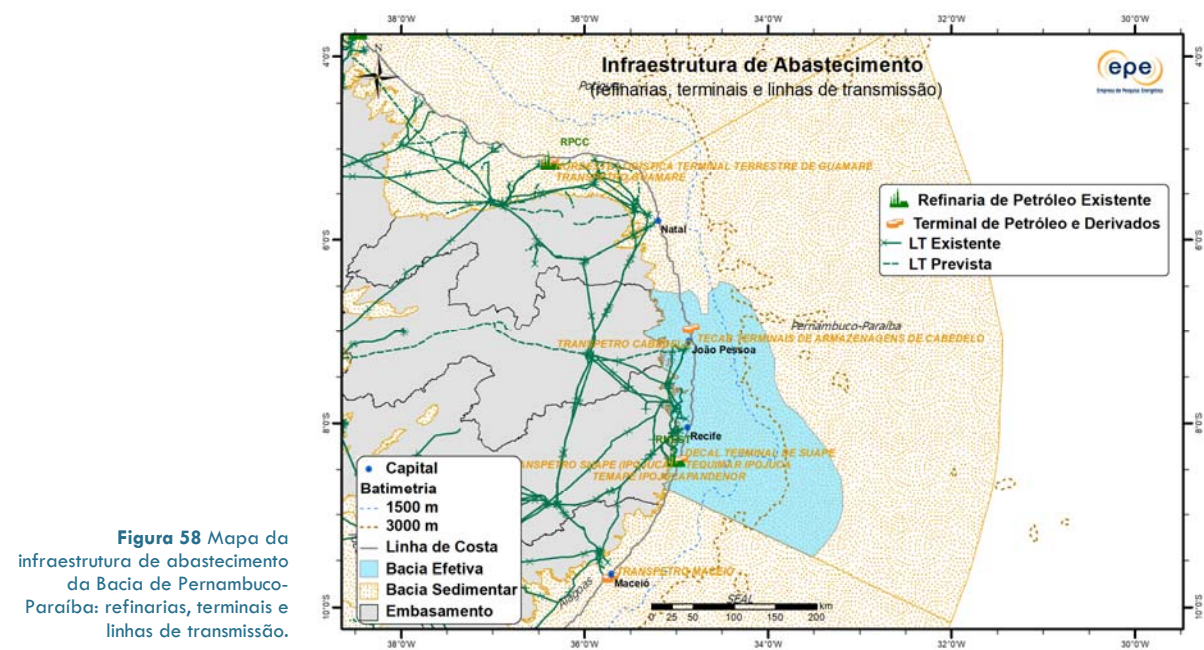


Figura 58 Mapa da infraestrutura de abastecimento da Bacia de Pernambuco-Paraíba: refinarias, terminais e linhas de transmissão.

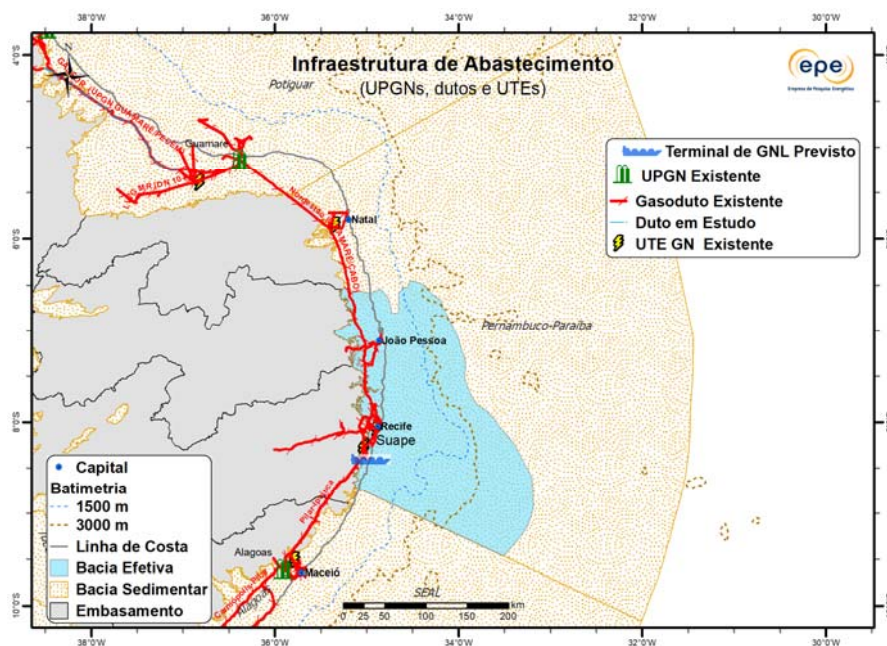


Figura 59 Mapa da infraestrutura de abastecimento da Bacia de Pernambuco-Paraíba: UPGNs, dutos e UTEs.

BACIA DE SANTOS

Informações Geológicas da Bacia de Santos			
Situação Geográfica	Mar		
Maturidade Exploratória	Elevado Potencial		
Nome do Play	Principal Reservatório	Status Exploratório	Expectativa de Fluidos
Marambaia Neógeno	arenitos turbidíticos Neógeno	Fronteira	petróleo / petróleo e gás / gás
Marambaia Paleógeno	arenitos turbidíticos Paleógeno	Estabelecido	petróleo / petróleo e gás / gás
Santos-Jurêia	Arenitos turbidíticos Campaniano-Maastrichtiano	Estabelecido	petróleo / petróleo e gás
Ilhabela	arenitos turbidíticos Coniaciano-Santoniano Inferior	Estabelecido	petróleo / petróleo e gás / gás
Camburi	carbonatos Albo-Cenomaniano	Estabelecido	petróleo / petróleo e gás / gás
Pré-Sal Microbialitos	microbialitos Aptiano	Estabelecido	petróleo / petróleo e gás / gás
Pré-Sal Coquinas	coquinas Barremiano-Aptiano	Estabelecido	petróleo / petróleo e gás / gás
Embasamento Fraturado	basaltos fraturados Neocomiano	Fronteira	petróleo / petróleo e gás / gás

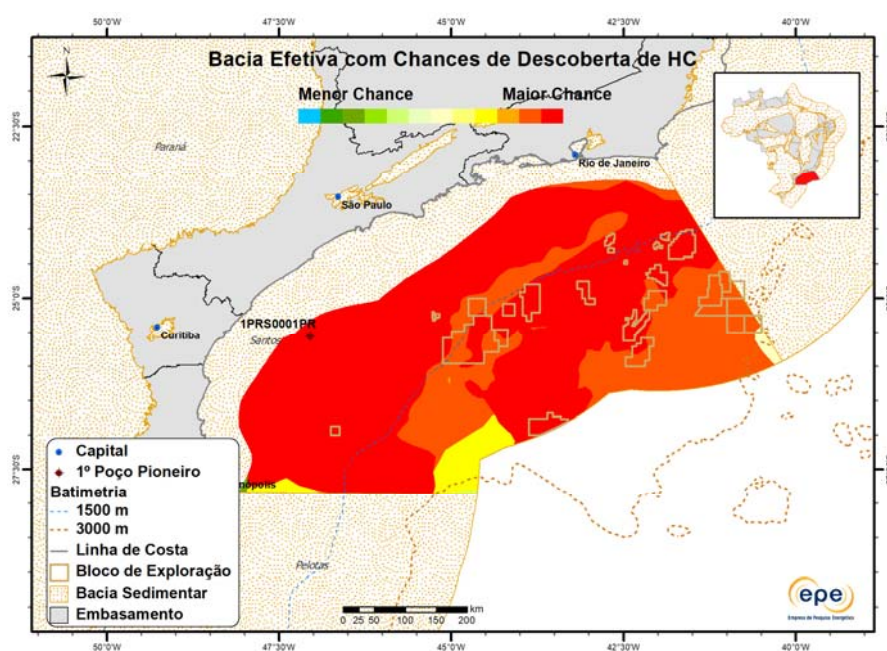
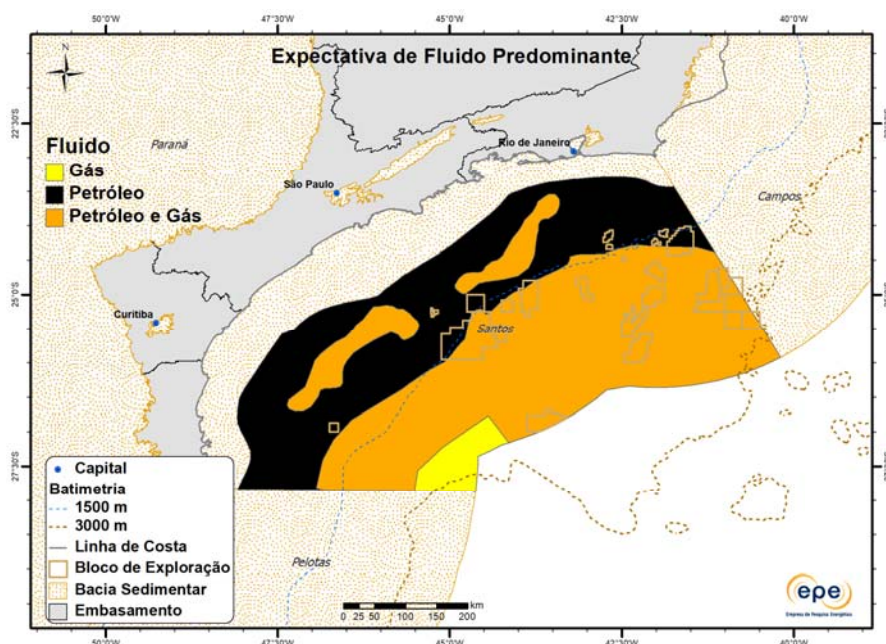


Figura 60 Mapa da bacia efetiva probabilística de Santos, indicando chances de descobertas elevadas em toda bacia.

Atributos dos plays - Bacia de Santos									
Play		Marambaia Neógeno	Marambaia Paleógeno	Santos-Juréia	Ilhabela	Camburi	Pré-Sal Microbialitos	Pré-Sal Coquinas	Embasamento Fraturado
Situação Geográfica		mar	mar	mar	mar	mar	mar	mar	mar
Carga	Unidade Litoestratigráfica	Formações Itapema e Piçarras; Formação Itajaí-Açu	Formações Itapema e Piçarras; Formação Itajaí-Açu	Formações Itapema e Piçarras; Formação Itajaí-Açu	Formações Itapema e Piçarras; Formação Itajaí-Açu	Formações Itapema e Piçarras; Formação Itajaí-Açu	Formações Itapema e Piçarras	Formações Itapema e Piçarras	Formações Itapema e Piçarras
	Unidade Cronoestratigráfica	Cretáceo Inferior (Barremiano-Aptiano); Cretáceo Superior (Cenomaniano-Maastrichtiano)	Cretáceo Inferior (Barremiano-Aptiano); Cretáceo Superior (Cenomaniano-Maastrichtiano)	Cretáceo Inferior (Barremiano-Aptiano); Cretáceo Superior (Cenomaniano-Maastrichtiano)	Cretáceo Inferior (Barremiano-Aptiano); Cretáceo Superior (Cenomaniano-Maastrichtiano)	Cretáceo Inferior (Barremiano-Aptiano); Cretáceo Superior (Cenomaniano-Maastrichtiano)	Cretáceo Inferior (Barremiano-Aptiano)	Cretáceo Inferior (Barremiano-Aptiano)	Cretáceo Inferior (Barremiano-Aptiano)
	Migração	falhas listricas e janelas do sal	falhas listricas e janelas do sal	falhas listricas e janelas do sal	falhas listricas e janelas do sal	falhas listricas, discordâncias e janelas de sal	falhas normais e carrier beds	falhas normais e carrier beds	falhas normais e carrier beds
Reservatório	Unidade Litoestratigráfica	Formação Marambaia	Formação Marambaia	Formações Santos e Jureia	Formação Itajaí-Açu (Membro Ilhabela)	Formação Guarujá; Formações Florianópolis e Itanhaém	Formação Barra Velha	Formação Itapema	Formação Camboriú
	Unidade Cronoestratigráfica	Neógeno	Paleógeno	Coniaciano-Maastrichtiano	Cretáceo Superior (Coniaciano-Maastrichtiano)	Cretáceo (Albiano-Cenomaniano)	Aptiano	Cretáceo Inferior (Barremiano-Aptiano)	Cretáceo Inferior (Hauteriviano)
	Profundidade Média (m)	1.400	2.600	4.400	4.650	4.900	5.560	5.760	6.500
	Litologia / Contexto Depositional	arenito turbidítico / marinho profundo	arenito turbidítico / marinho profundo	arenito / marinho profundo	arenito turbidítico / marinho profundo	calcarenito / marinho plataformar; arenito / fluvial costeiro	microbialitos / lagunar	coquina / lacustre	basalto
Trapa	Unidade Litoestratigráfica Selante	Formação Marambaia	Formação Marambaia	Formações Itajaí-Açu e Marambaia; Formação Ponta Grossa	Formações Itajaí-Açu e Marambaia	Formações Guarujá e Itanhaém	Formação Ariri	Grupo Guaratiba	Grupo Guaratiba
	Unidade Cronoestratigráfica Selante	Neógeno	Paleógeno-Neógeno	Cretáceo Superior (Turoniano-Neógeno)	Cretáceo Superior (Turoniano-Neógeno)	Cretáceo Inferior (Albiano)	Aptiano	Aptiano	Cretáceo Inferior (Barremiano-Aptiano)
	Tipo de Trapa	mista	mista	estrutural e mista	estrutural e mista; estratigráfica	mista	estrutural	estrutural	estrutural
	Litologia Selante	folhelho	folhelho	folhelho	folhelho	folhelho e marga	evaporito	carbonato e folhelho	folhelho e carbonato

Figura 61 Mapa de expectativa de fluido predominante na Bacia de Santos, indicando expectativa de petróleo na área offshore proximal e petróleo e gás, além de gás, na área offshore distal da bacia.



Atividades de E&P - Bacia de Santos		
Situação Geográfica		mar
Poços Pioneiros	Perfurados	304
	Índice de Sucesso Geológico (%)	18
Campos	Petróleo	29
	Gás Não-Associado	6
	Petróleo e Gás	0
Descobertas	Em Avaliação	6
	1ª Descoberta Comercial (ano)	Merluza (1979)
	Última Descoberta Comercial (ano)	Bacalhau Norte (2019)
Produção Acumulada	Petróleo (MM bbl)	2.992,45
	Gás Associado (MM m³)	116.461,14
	Gás Não-Associado (MM m³)	36.057,35

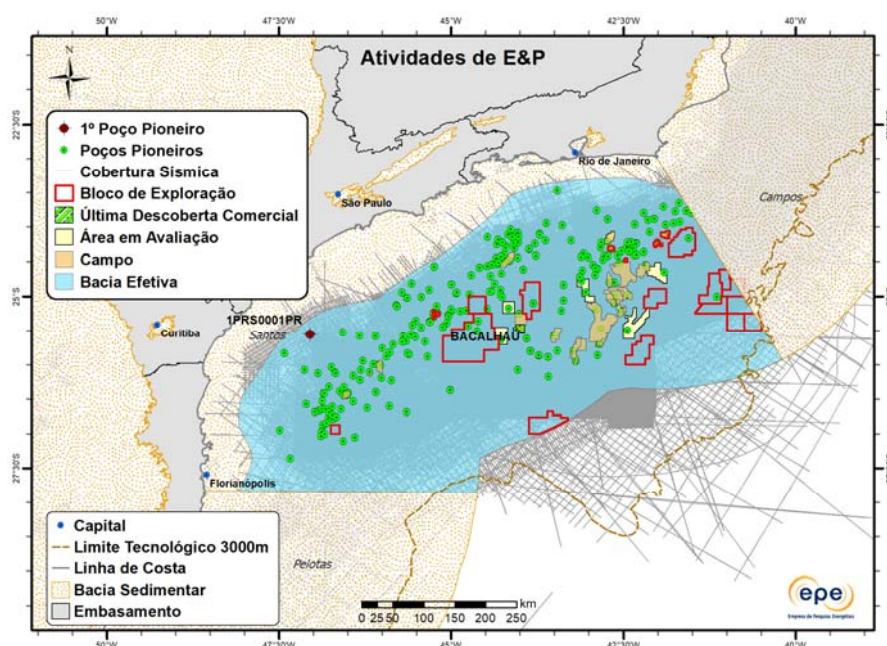


Figura 62 Mapa de atividades de E&P da Bacia de Santos.

Figura 63 Mapa da infraestrutura de abastecimento da Bacia de Santos: refinarias, terminais e linhas de transmissão.

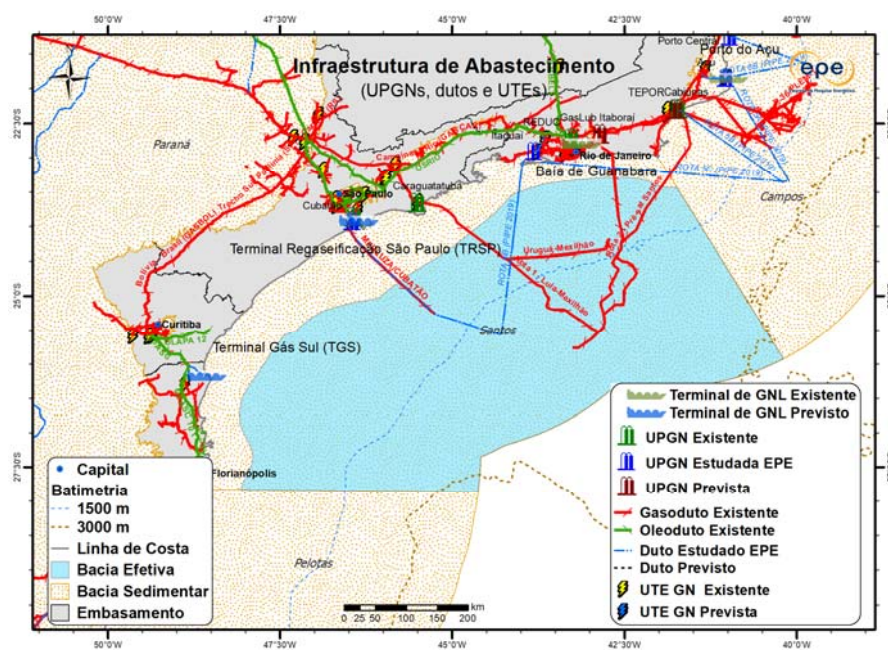
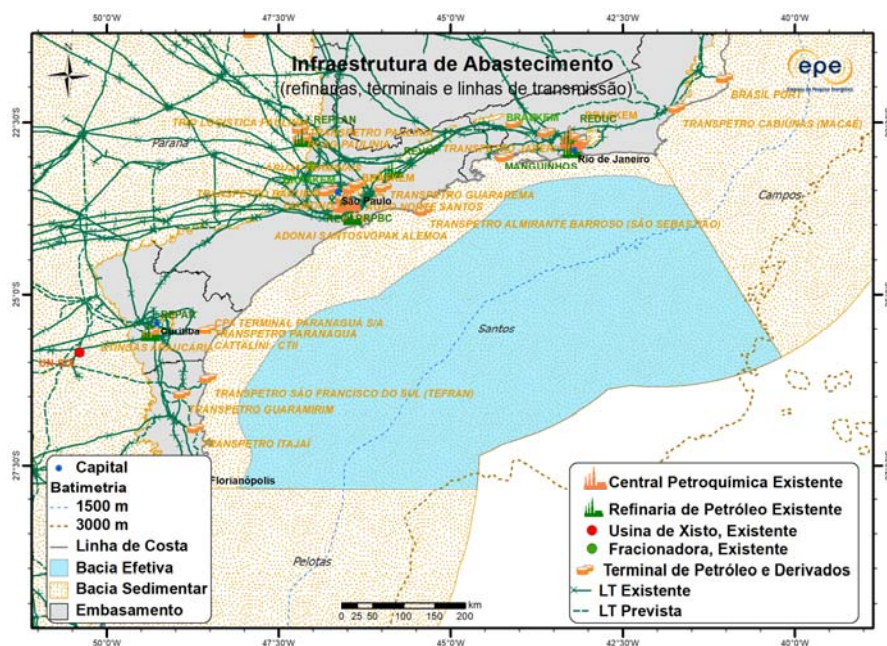


Figura 64 Mapa da infraestrutura de abastecimento da Bacia de Santos: UPGNs, dutos e UTEs.

BACIAS DE SERGIPE, ALAGOAS E SEAL

Informações Geológicas das Bacias de Sergipe, Alagoas e SEAL					
Situação Geográfica	Terra e Mar				
Maturidade Exploratória	Madura / Madura / Nova Fronteira				
Nome do Play	Principal Reservatório	Status Exploratório			Expectativa de Fluidos
		terra (Sergipe)	terra (Alagoas)	mar (SEAL)	
Calumbi Paleoceno-Mioceno	arenitos turbidíticos marinhos Paleoceno-Mioceno	Fronteira	Fronteira	Estabelecido	petróleo / petróleo / petróleo e gás
Calumbi Cretáceo Superior	arenitos turbidíticos marinhos Campaniano-Maastrichtiano	Estabelecido	Fronteira	Estabelecido	petróleo / petróleo / petróleo e gás
Sergipe	carbonatos plataformais Albiano-Cenomaniano	Estabelecido	Fronteira	Imaturo	petróleo
Muribeca Carbonático	carbonatos de ambiente transicional a marinho raso Aptiano	Estabelecido	Fronteira	Fronteira	petróleo / petróleo e gás / petróleo e gás
Muribeca Siliciclástico	arenitos e conglomerados de leques alúvio-fluviais Aptiano	Estabelecido	Fronteira	Estabelecido	petróleo / petróleo e gás / petróleo
Coruripe Carbonático	coquinas lacustres Aptiano	Fronteira	Fronteira	Fronteira	petróleo e gás
Coruripe Siliciclástico	arenitos turbidíticos lacustres e flúvio-deltaicos Valanginiano-Aptiano	Estabelecido	Estabelecido	Estabelecido	petróleo e gás
Perucaba	arenitos fluviais NeoJurássico-Neocomiano	Imaturo	Estabelecido	Estabelecido	petróleo e gás
Embasamento Fraturado	metamórficas de baixo grau e granitos fraturados Proterozoico-Cambriano	Estabelecido	Imaturo	Fronteira	petróleo e gás
Recursos Não Convencionais			Depósito		
Óleo de Folhelho (nas bacias de Sergipe e Alagoas)			folhelho pirobetuminoso Hauteriviano-Aptiano		

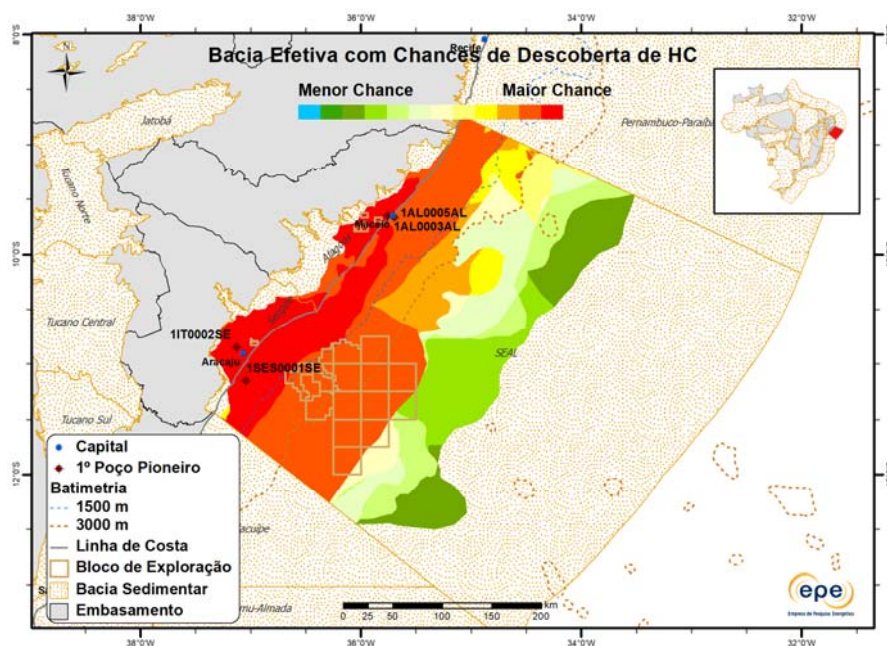


Figura 65 Mapa da bacia efetiva probabilística das Bacias de Sergipe, Alagoas e SEAL, indicando chances altas na área onshore e offshore proximal, e menores chances na porção em águas ultraprofundas.

Figura 66 Mapa de expectativa de fluido predominante das Bacias de Sergipe, Alagoas e SEAL indicando expectativa de petróleo e gás ao longo de toda a região.

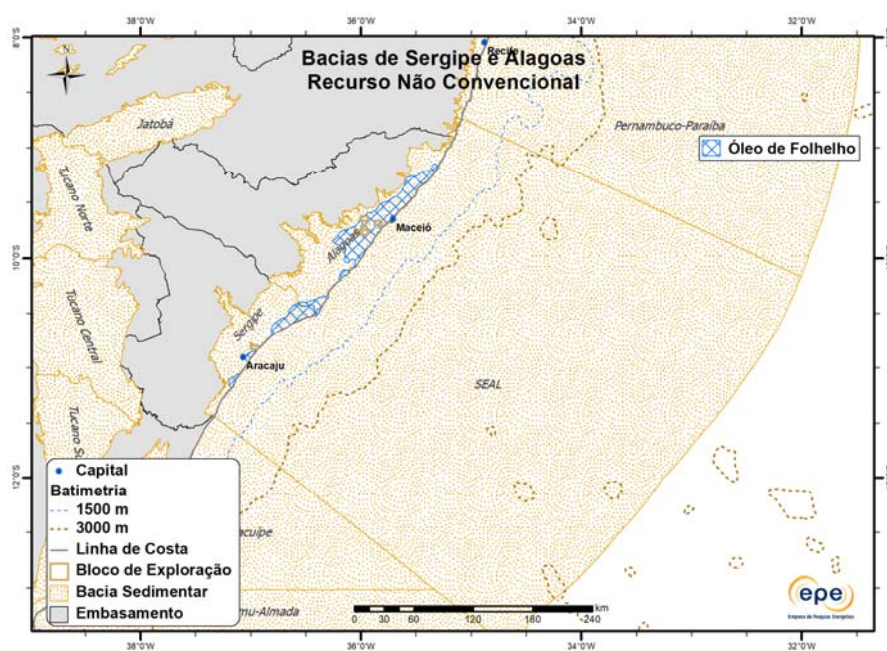
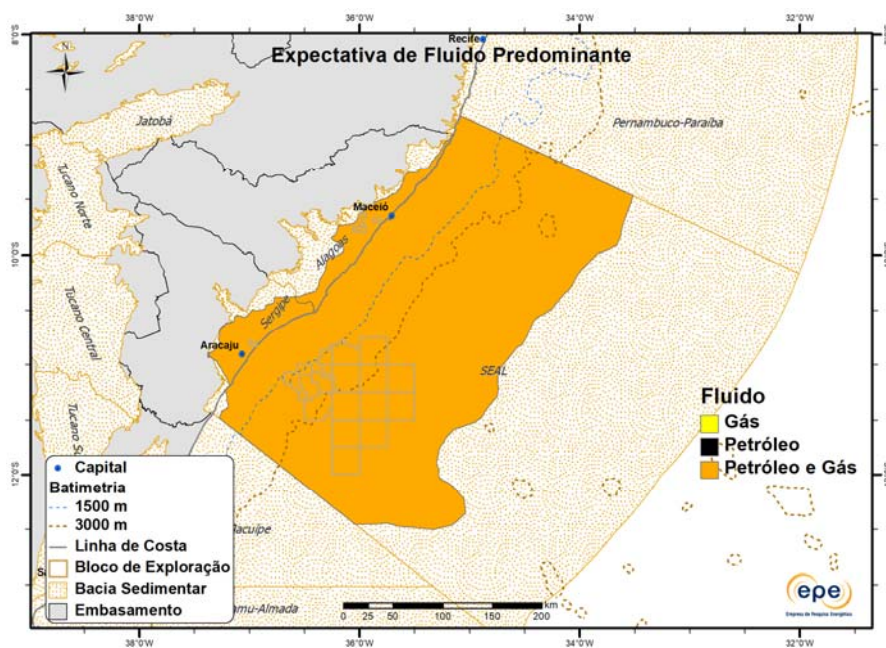


Figura 67 Mapa do play de óleo de folhelho nas Bacias de Sergipe e Alagoas, indicando expectativa de presença em toda a porção sergipana e no trecho sul alagoano.

Atributos dos plays - Bacias de Sergipe, Alagoas e SEAL (continua)								
Bacia		Sergipe			SEAL	Sergipe		
Play		Calumbi Paleoceno-Mioceno				Calumbi Cretáceo Superior		
Situação Geográfica		terra	terra	mar		terra	terra	mar
Carga	Unidade Litoestratigráfica	Formações Barra de Itiúba, Coqueiro Seco, Muribeca (Membros Ibura e Oiteirinhos) e Aracaré	Formações Barra de Itiúba, Coqueiro Seco, Muribeca (Membro Ibura), Maceió e Aracaré	Formações Barra de Itiúba, Coqueiro Seco e Muribeca (Membro Ibura), em toda a bacia; Formação Maceió, na porção alagoana; Formação Muribeca (Membro Oiteirinhos), na porção sergipana. Formações Riachuelo e Cotinguiba em águas ultraprofundas		Formações Barra de Itiúba, Coqueiro Seco, Muribeca (Membros Ibura e Oiteirinhos) e Aracaré	Formações Barra de Itiúba, Coqueiro Seco, Muribeca (Membro Ibura), Maceió e Aracaré	Formações Barra de Itiúba, Coqueiro Seco e Muribeca (Membro Ibura), em toda a bacia; Formação Maceió, na porção alagoana; Formação Muribeca (Membro Oiteirinhos), na porção sergipana. Formações Riachuelo e Cotinguiba em águas ultraprofundas
	Unidade Cronoestratigráfica	Permiano-Cretáceo Inferior (Aptiano)	Permiano-Cretáceo Inferior (Aptiano)	Cretáceo Inferior (Hauteriviano)-Cretáceo Superior (Turoniano)		Permiano-Cretáceo Inferior (Aptiano)	Permiano-Cretáceo Inferior (Aptiano)	Cretáceo Inferior (Hauteriviano)-Cretáceo Superior (Turoniano)
	Migração	altos estruturais, falhas e discordâncias regionais				altos estruturais, falhas e discordâncias regionais		
Reservatório	Unidade Litoestratigráfica	Formação Calumbi	Formação Calumbi	Formação Calumbi; Formação Marituba		Formação Calumbi	Formação Calumbi	Formação Calumbi; Formação Marituba
	Unidade Cronoestratigráfica	Paleoceno-Mioceno				Campaniano-Maastrichtiano		
	Profundidade Média (m)	500	300	4.300		1.000	500	4.500
	Litologia / Contexto Depositional	arenito / turbidito marinho profundo; arenito / marinho plataformar				arenito / turbidito marinho profundo; arenito / marinho plataformar		
Trapa	Unidade Litoestratigráfica Selante	Formação Calumbi				Formação Calumbi		
	Unidade Cronoestratigráfica Selante	Cretáceo Superior (Santoniano)-Plioceno				Cretáceo Superior (Santoniano)-Plioceno		
	Tipo de Trapa	estratigráfica, estrutural e mista				estratigráfica, estrutural e mista		
	Litologia Selante	folhelhos				folhelho		

Atributos dos plays - Bacias de Sergipe, Alagoas e SEAL (continuação)										
Bacia		Sergipe			Alagoas		SEAL			
Play		Sergipe			Sergipe			Alagoas		
Situação Geográfica		terra			terra		terra			
Carga	Unidade Litoestratigráfica	Formações Muribeca (Membros Ibura e Oiteirinhos) e Aracaré; Formações Barra de Itiúba e Coqueiro Seco	Formações Muribeca (Membro Ibura), Maceió e Aracaré; Formações Barra de Itiúba e Coqueiro Seco	Formações Barra de Itiúba, Coqueiro Seco e Muribeca (Membro Ibura), em toda a bacia; Formação Maceió, na porção alagoana; Formação Muribeca (Membro Oiteirinhos), na porção sergipana. Formações Riachuelo e Cotinguiba em águas ultraprofundas	Formações Muribeca (Membros Ibura e Oiteirinhos) e Aracaré; Formações Barra de Itiúba e Coqueiro Seco	Formações Muribeca (Membro Ibura), Maceió e Aracaré; Formações Barra de Itiúba e Coqueiro Seco	Formações Barra de Itiúba, Coqueiro Seco e Muribeca (Membro Ibura), em toda a bacia; Formação Maceió, na porção alagoana; Formação Muribeca (Membro Oiteirinhos), na porção sergipana			
	Unidade Cronoestratigráfica	Permiano-Cretáceo Inferior (Aptiano)	Permiano-Cretáceo Inferior (Aptiano)	Cretáceo Inferior (Hauteriviano)-Cretáceo Superior (Turoniano)	Permiano-Cretáceo Inferior (Aptiano)	Permiano-Cretáceo Inferior (Aptiano)	Cretáceo Inferior (Hauteriviano-Aptiano)			
	Migração	altos estruturais, falhas e discordâncias regionais			altos estruturais, falhas e discordâncias regionais					
Reservatório	Unidade Litoestratigráfica	Formação Riachuelo (Membro Maruim e Camada Aguilhada); Formação Cotinguiba			Formação Muribeca (Membros Oiteirinhos e Ibura) ¹⁴					
	Unidade Cronoestratigráfica	Albiano-Coniaciano			Aptiano					
	Profundidade Média (m)	1.070	1.000	3.900	1.500	1.100	4.500			
	Litologia / Contexto Depositional	carbonato / marinho plataformar (barras e rampas carbonáticas)			carbonato / marinho raso (restrito) e lacustre-lagunar evaporítico					
Trapa	Unidade Litoestratigráfica Selante	Formações Riachuelo e Cotinguiba; Formação Calumbi			Formação Muribeca e Formação Riachuelo (Membro Taquari); Formação Calumbi					
	Unidade Cronoestratigráfica Selante	Cretáceo Inferior (Albiano)-Plioceno			Cretáceo Inferior (Aptiano)-Plioceno					
	Tipo de Trapa	estratigráfica, estrutural e mista			estrutural e paleogeomórfica					
	Litologia Selante	folhelho, calcilitito, marga e dolomito			folhelho, calcilitito, marga e evaporito					

¹⁴ Na porção alagoana, apenas o Membro Ibura.

Atributos dos plays - Bacias de Sergipe, Alagoas e SEAL (continuação)													
Bacia		Sergipe		Alagoas		SEAL		Sergipe		Alagoas		SEAL	
Play		Muribeca Siliciclástico						Coruripe Carbonático					
Situação Geográfica		terra		terra		mar		terra		terra		mar	
Carga	Unidade Litoestratigráfica	Formações Muribeca (Membros Ibura e Oiteirinhos) e Aracaré; Formações Barra de Itiúba e Coqueiro Seco		Formações Muribeca (Membro Ibura), Maceió e Aracaré; Formações Barra de Itiúba e Coqueiro Seco		Formações Barra de Itiúba, Coqueiro Seco e Muribeca (Membro Ibura), em toda a bacia; Formação Maceió, na porção alagoana; Formação Muribeca (Membro Oiteirinhos), na porção sergipana		Formações Barra de Itiúba, Coqueiro Seco, Muribeca (Membros Ibura e Oiteirinhos) e Aracaré		Formações Barra de Itiúba, Coqueiro Seco, Muribeca (Membro Ibura), Maceió e Aracaré		Formações Barra de Itiúba, Coqueiro Seco e Muribeca (Membro Ibura), em toda a bacia; Formação Maceió, na porção alagoana; Formação Muribeca (Membro Oiteirinhos), na porção sergipana	
	Unidade Cronoestratigráfica	Permiano-Cretáceo Inferior (Aptiano)		Permiano-Cretáceo Inferior (Aptiano)		Cretáceo Inferior (Hauteriviano-Aptiano)		Permiano-Cretáceo Inferior (Aptiano)		Permiano-Cretáceo Inferior (Aptiano)		Cretáceo Inferior (Hauteriviano-Aptiano)	
	Migração	altos estruturais, falhas e discordâncias regionais						altos estruturais, falhas e discordâncias regionais					
Reservatório	Unidade Litoestratigráfica	Formação Muribeca (Membro Carmópolis)						Formação Morro do Chaves					
	Unidade Cronoestratigráfica	Aptiano						Barremiano-Aptiano					
	Profundidade Média (m)	1.300		1.100		4.600		1.500		1.400		4.100	
	Litologia / Contexto Depositional	arenito e conglomerado / leques aluviais e fluviais						carbonato coquinóide / lacustre					
Trapa	Unidade Litoestratigráfica Selante	Formação Muribeca e Formação Riachuelo (Membro Taquari); Formação Calumbi						Formações Coqueiro Seco e Maceió; Formações Riachuelo, Cotinguiba e Calumbi					
	Unidade Cronoestratigráfica Selante	Cretáceo Inferior (Aptiano)-Plioceno						Cretáceo Inferior (Aptiano)-Plioceno					
	Tipo de Trapa	estrutural, paleogeomórfica, estratigráfica e mista						estrutural e estratigráfica					
	Litologia Selante	folhelho, calcilito, marga e evaporito						folhelho					

Atributos dos plays - Bacias de Sergipe, Alagoas e SEAL (continuação)										
Bacia		Sergipe		Alagoas		SEAL	Sergipe		Alagoas	SEAL
Play		Coruripe Siliciclástico					Perucaba			
Situação Geográfica		terra	terra	terra	terra	mar	terra	terra	terra	mar
Carga	Unidade Litoestratigráfica	Formações Barra de Itiúba, Coqueiro Seco, Muribeca (Membros Ibura e Oiteirinhos) e Aracaré	Formações Barra de Itiúba, Coqueiro Seco, Muribeca (Membro Ibura), Maceió e Aracaré	Formações Barra de Itiúba, Coqueiro Seco e Muribeca (Membro Ibura), em toda a bacia; Formação Maceió, na porção alagoana; Formação Muribeca (Membro Oiteirinhos), na porção sergipana			Formações Barra de Itiúba, Coqueiro Seco, Muribeca (Membros Ibura e Oiteirinhos) e Aracaré	Formações Barra de Itiúba, Coqueiro Seco, Muribeca (Membro Ibura), Maceió e Aracaré	Formações Barra de Itiúba, Coqueiro Seco e Muribeca (Membro Ibura), em toda a bacia; Formação Maceió, na porção alagoana; Formação Muribeca (Membro Oiteirinhos), na porção sergipana	
	Unidade Cronoestratigráfica	Permiano-Cretáceo Inferior (Aptiano)	Permiano-Cretáceo Inferior (Aptiano)	Cretáceo Inferior (Hauteriviano-Aptiano)			Permiano-Cretáceo Inferior (Aptiano)	Permiano-Cretáceo Inferior (Aptiano)	Cretáceo Inferior (Hauteriviano-Aptiano)	
	Migração	altos estruturais, falhas e discordâncias regionais					altos estruturais, falhas e discordâncias regionais			
Reservatório	Unidade Litoestratigráfica	Formações Barra de Itiúba e Penedo; Formações Coqueiro Seco, Morro do Chaves, Maceió (porção alagoana) e Rio Pitanga (porção sergipana)					Formação Serraria; Formações Aracaré, Batinga e Candeeiro			
	Unidade Cronoestratigráfica	Valanginiano-Aptiano					Carbonífero (Pennsylvaniano)-Cretáceo Inferior (Neocomiano)			
	Profundidade Média (m)	1.500	1.250	5.200			2.700	2.000	4.900	
	Litologia / Contexto Depositional	arenito / turbidito lacustre, flúvio-deltaico e leques aluviais; conglomerado / leques aluviais					arenito / fluvial, flúvio-deltaico, desértico, litorâneo, deltaico e leques deltaicos			
Trapa	Unidade Litoestratigráfica Selante	Formações Coqueiro Seco e Maceió; Formações Riachuelo, Cotinguiba e Calumbi					Formações Barra de Itiúba, Riachuelo, Cotinguiba e Calumbi			
	Unidade Cronoestratigráfica Selante	Cretáceo Inferior (Aptiano)-Plioceno					Cretáceo Inferior (Hauteriviano)-Plioceno			
	Tipo de Trapa	estrutural, estratigráfica e mista					estrutural e mista			
	Litologia Selante	folhelho					folhelho			

Atributos dos plays - Bacias de Sergipe, Alagoas e SEAL (conclusão)				
Bacia		Sergipe		Alagoas
SEAL				
Play		Embasamento Fraturado		
Situação Geográfica		terra	terra	mar
Carga	Unidade Litoestratigráfica	Formações Barra de Itiúba, Coqueiro Seco, Muribeca (Membros Ibura e Oiteirinhos) e Aracaré	Formações Barra de Itiúba, Coqueiro Seco, Muribeca (Membro Ibura), Maceió e Aracaré	Formações Barra de Itiúba, Coqueiro Seco e Muribeca (Membro Ibura), em toda a bacia; Formação Maceió, na porção alagoana; Formação Muribeca (Membro Oiteirinhos), na porção sergipana
	Unidade Cronoestratigráfica	Permiano-Cretáceo Inferior (Aptiano)	Permiano-Cretáceo Inferior (Aptiano)	Cretáceo Inferior (Hauteriviano-Aptiano)
	Migração	altos estruturais, falhas e discordâncias regionais		
Reservatório	Unidade Litoestratigráfica	Grupos Miaba, Vaza-Barris e Estância	Maciço Pernambuco-Alagoas	Grupos Miaba, Vaza-Barris e Estância e Maciço Pernambuco-Alagoas
	Unidade Cronoestratigráfica	Proterozoico-Cambriano	Proterozoico	Proterozoico-Cambriano
	Profundidade Média (m)	1.600	1.300	5.600
	Litologia / Contexto Depositional	metamórficas de baixo grau e metassedimentos	granito fraturado	metamórficas de baixo grau, metassedimentos e granito fraturado
Trapa	Unidade Litoestratigráfica Selante	Formação Barra de Itiúba; Formação Muribeca (Membro Ibura)		
	Unidade Cronoestratigráfica Selante	Hauteriviano-Aptiano		
	Tipo de Trapa	estrutural e estratigráfica		
	Litologia Selante	folhelho e evaporito		

Atividades de E&P - Bacias de Sergipe, Alagoas e SEAL				
Situação Geográfica		terra (Sergipe)	terra (Alagoas)	mar (SEAL)
Poços Pioneiros	Perfurados	321	200	215
	Índice de Sucesso Geológico (%)	14	17	22
Campos	Petróleo	18	11	8
	Gás Não-Associado	0	2	1
	Petróleo e Gás	1	0	0
Descobertas	Em Avaliação	0	0	7
	1ª Descoberta Comercial (ano)	Riachuelo (1961)	Jequiá (1957)	Guaricema (1968)
	Última Descoberta Comercial (ano)	Rabo Branco (2012)	Arapaçu (2011)	Piranema Sul (2014)
Produção Acumulada	Petróleo (MM bbl)	605,10	103,13	207,78
	Gás Associado (MM m³)	3.794,90	10.173,44	25.499,24
	Gás Não-Associado (MM m³)	21,58	10.456,92	8.099,79

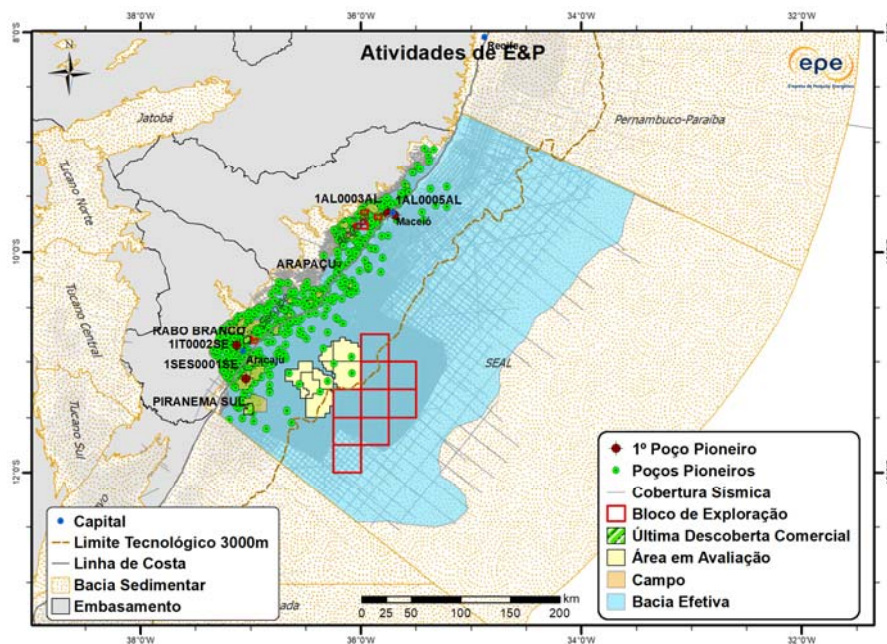
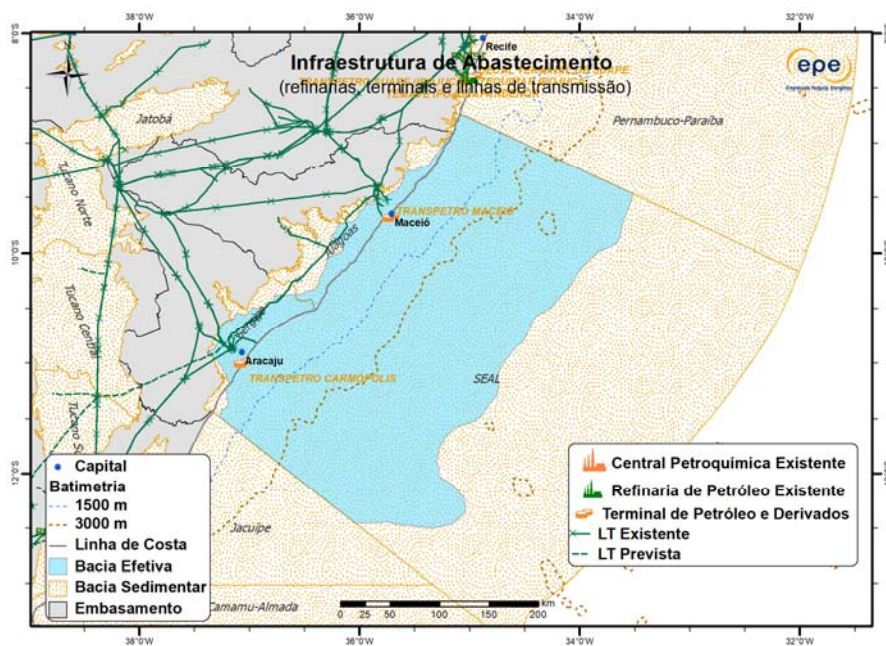


Figura 68 Mapa de atividades de E&P das Bacias de Sergipe, Alagoas e SEAL.

Figura 69 Mapa da infraestrutura de abastecimento das Bacias de Sergipe, Alagoas e SEAL: refinarias, terminais e linhas de transmissão.



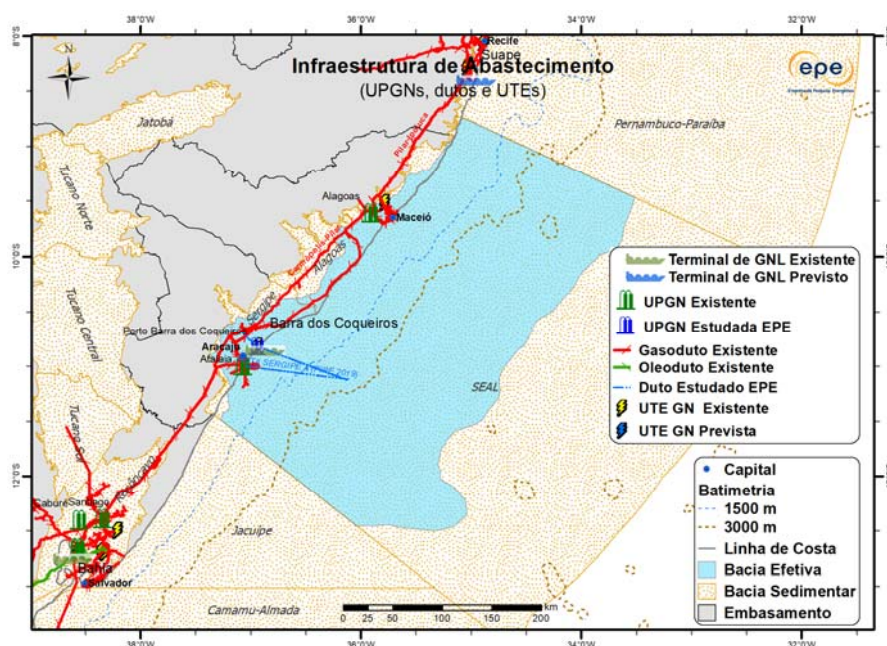


Figura 70 Mapa da infraestrutura de abastecimento das Bacias de Sergipe, Alagoas e SEAL: UPGNs, dutos e UTEs.

1.2.3. BACIAS INTERIORES

O grupo de bacias interiores engloba todas as 17 bacias sedimentares brasileiras, com interesse para a exploração de óleo e gás, com expressão estritamente continental: Acre-Madre de Dios, Amazonas, Bragança-Vizeu, Jatobá, Marajó, Paraná, Parecis, Parnaíba, Recôncavo, Rio do Peixe, São Luís, São Francisco, Solimões, Tucutu, Tucano Central, Tucano Norte e Tucano Sul. Destaca-se que 6 dessas são conhecidas como bacias rifte (Jatobá, Recôncavo, Tucutu, Tucano Central, Tucano Norte e Tucano Sul). No Ciclo 2019-2021 são apresentadas as atualizações da análise geológica de plays Proterozoicos, Paleozoicos (Bacias Intracratônicas) e Mesozoicos (Bacias Rifte), das bacias do Amazonas, Paraná, Parecis, Parnaíba, São Francisco, Solimões, Tucano Central e Tucano Sul. As informações sobre os plays das demais bacias podem ser encontradas no relatório final do Ciclo 2017-2019 (EPE, 2019).

BACIA DO AMAZONAS

Informações Geológicas da Bacia do Amazonas			
Situação Geográfica		terra	
Maturidade Exploratória		Nova Fronteira	
Nome do Play	Principal Reservatório	Status Exploratório	Expectativa de Fluidos
Nova Olinda	arenitos flúvio-deltaicos-estuarinos Carbonífero	Imaturo	petróleo e gás / gás
Monte Alegre	arenitos eólicos-fluviais Carbonífero	Fronteira	petróleo e gás / gás
Curiri	arenitos marinho rasos e glácio-marinhos NeoDevoniano	Fronteira	petróleo e gás / gás
Trombetas	quartzo-arenitos glácio-marinhos Siluriano	Fronteira	petróleo e gás / gás
Purus	arenitos de leque aluvial Neoproterozoico	Fronteira	petróleo e gás
Recursos Não Convencionais		Depósito	
Gás de Folhelho		folhelho Devoniano	

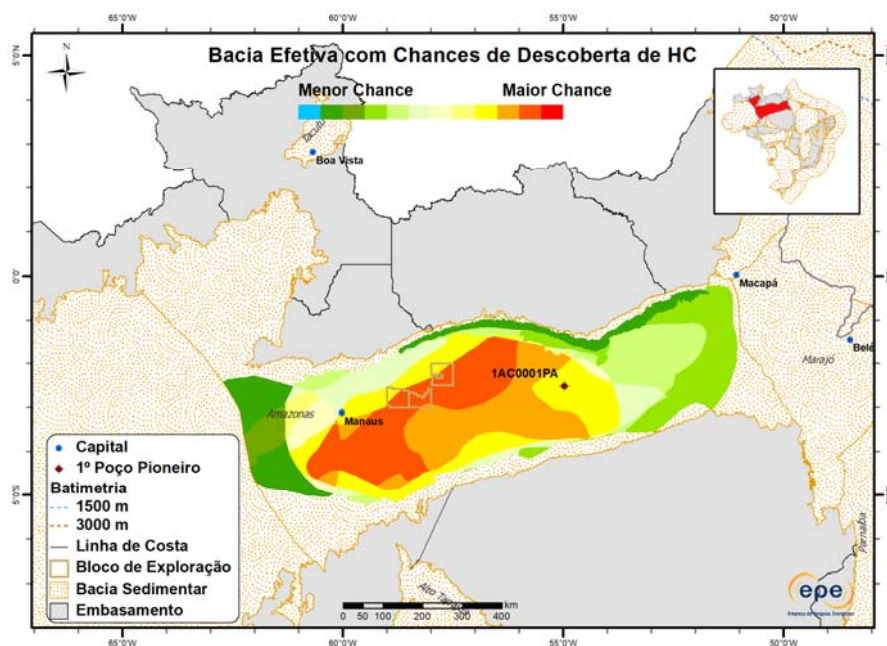
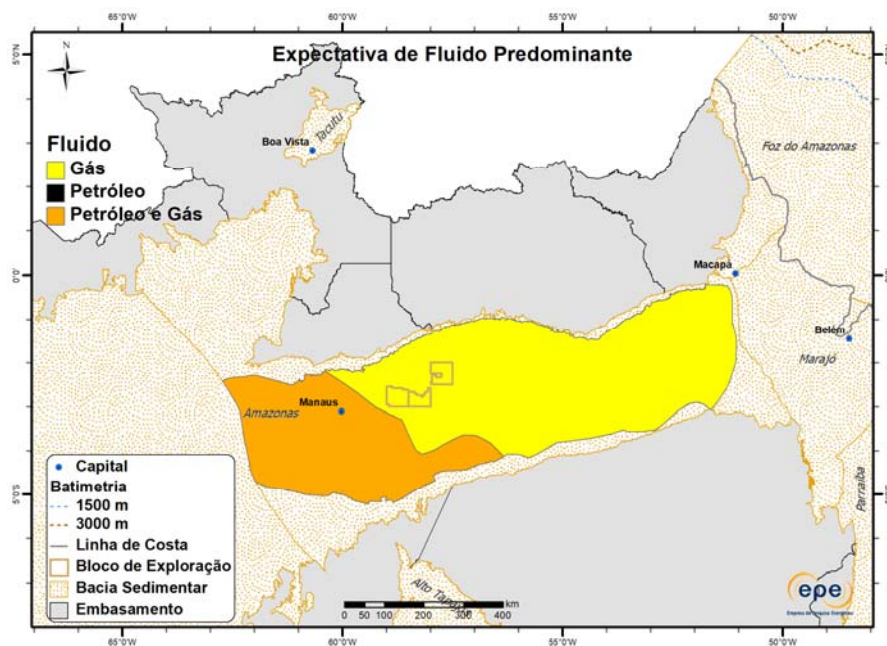


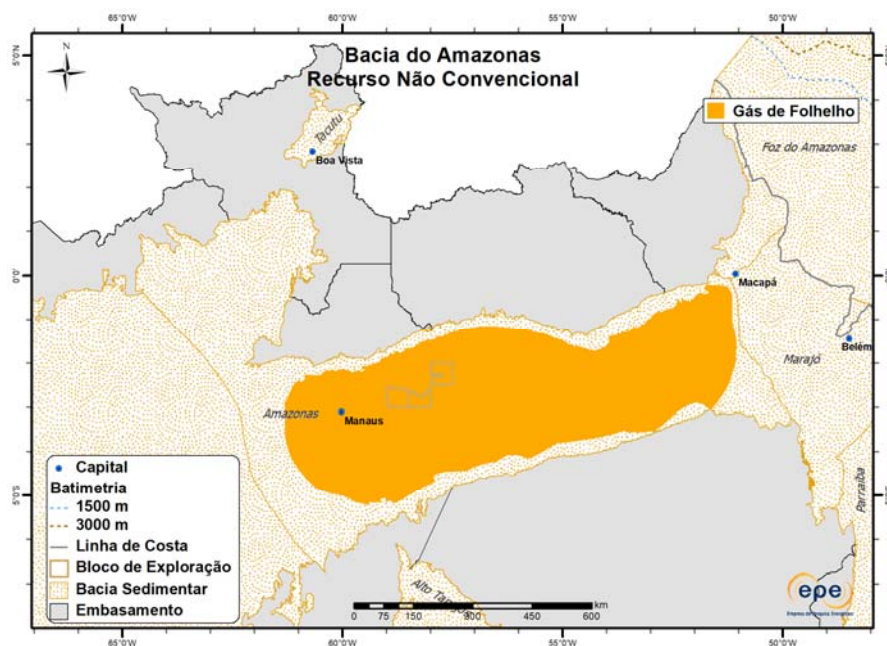
Figura 71 Mapa da bacia efetiva probabilística do Amazonas, indicando chance de descoberta relativamente maior na porção centro-oeste da bacia.

Figura 72 Mapa de expectativa de fluido predominante da Bacia do Amazonas indicando maior expectativa para petróleo e gás na parte oeste da bacia e gás na porção centro-leste.



Atributos dos plays - Bacia do Amazonas						
Play		Nova Olinda	Monte Alegre	Curiri	Trombetas	Purus
Situação Geográfica		terra	terra	terra	terra	terra
Carga	Unidade Litoestratigráfica	Formação Barreirinha	Formação Barreirinha	Formação Barreirinha	Formação Pitinga	Formações Barreirinha
	Unidade Cronoestratigráfica	NeoDevoniano	NeoDevoniano	NeoDevoniano	Siluriano	Siluriano Llandoveryano e Devoniano
	Migração	falha normal e contato direto	falha normal e contato direto	falha normal e contato direto	falha normal e contato direto	contato direto e falha reversa e transpressiva
Reservatório	Unidade Litoestratigráfica	Formação Nova Olinda	Formação Monte Alegre	Formação Curiri	Formação Nhamundá	Formação Prosperança
	Unidade Cronoestratigráfica	Carbonífero (Pennsylvaniano)	Carbonífero (Pennsylvaniano)	NeoDevoniano	Siluriano (Llandoveryano)	Neoproterozoico
	Profundidade Média (m)	1.600	2.000	2.250	2.500	2.060
	Litologia / Contexto Depositional	arenito / fluvial, deltaico e estuarino	arenito/ eólico e fluvial	arenito / marinho raso e glácio-marinho	quartzo-arenito / glácio-marinho	arenito / leque aluvial e fluvial
Trapa	Unidade Litoestratigráfica Selante	Formação Nova Olinda	Formação Itaituba e Formação Nova Olinda	Formação Curiri	Formação Pitinga	Formação Barreirinha e Formação Pitinga
	Unidade Cronoestratigráfica Selante	Carbonífero (Pennsylvaniano)	Carbonífero (Pennsylvaniano)	NeoDevoniano	Siluriano	Ordoviciano-Devoniano
	Tipo de Trapa	estratigráfica, estrutural e mista	estratigráfica, estrutural	estratigráfica, estrutural	estratigráfica, estrutural	estrutural e estratigráfica
	Litologia Selante	evaporito	folhelho, carbonato e evaporito	folhelho	folhelho	folhelho

Figura 73 Mapa do play de gás de folhelho na Bacia do Amazonas, indicando ocorrência em quase toda a bacia.



Atividades de E&P - Bacia do Amazonas		
Situação Geográfica		terra
Poços Pioneiros	Perfurados	112
	Índice de Sucesso Geológico (%)	3
Campos	Petróleo	0
	Gás Não-Associado	2
	Petróleo e Gás	0
Descobertas	Em Avaliação	0
	1ª Descoberta Comercial (ano)	Azulão (1999)
	Última Descoberta Comercial (ano)	Japiim (2001)
Produção Acumulada	Petróleo (MM bbl)	0
	Gás Associado (MM m³)	0
	Gás Não-Associado (MM m³)	0

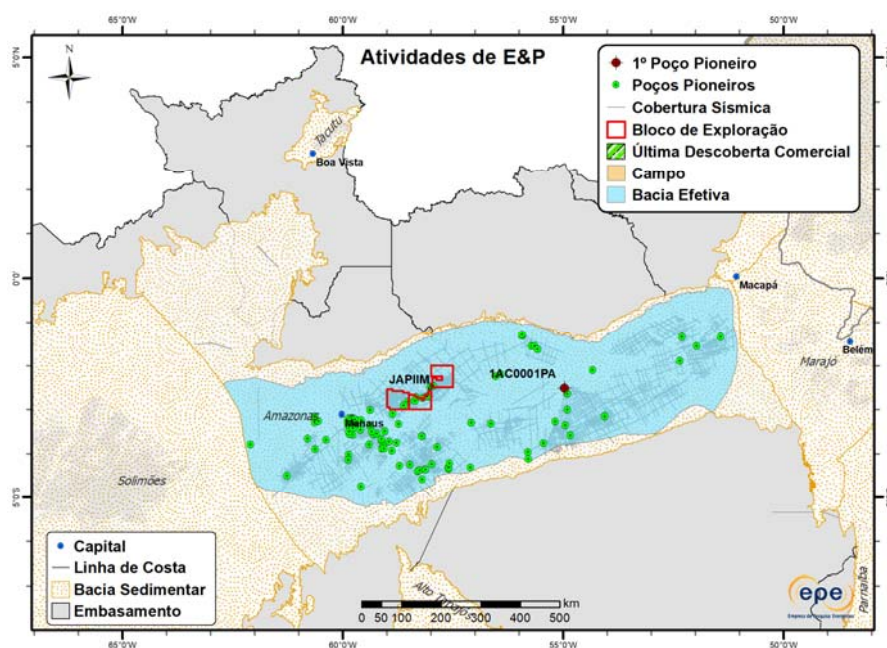


Figura 74 Mapa de atividades de E&P da Bacia do Amazonas.

Figura 75 Mapa da infraestrutura de abastecimento da Bacia do Amazonas: refinarias, terminais e linhas de transmissão.

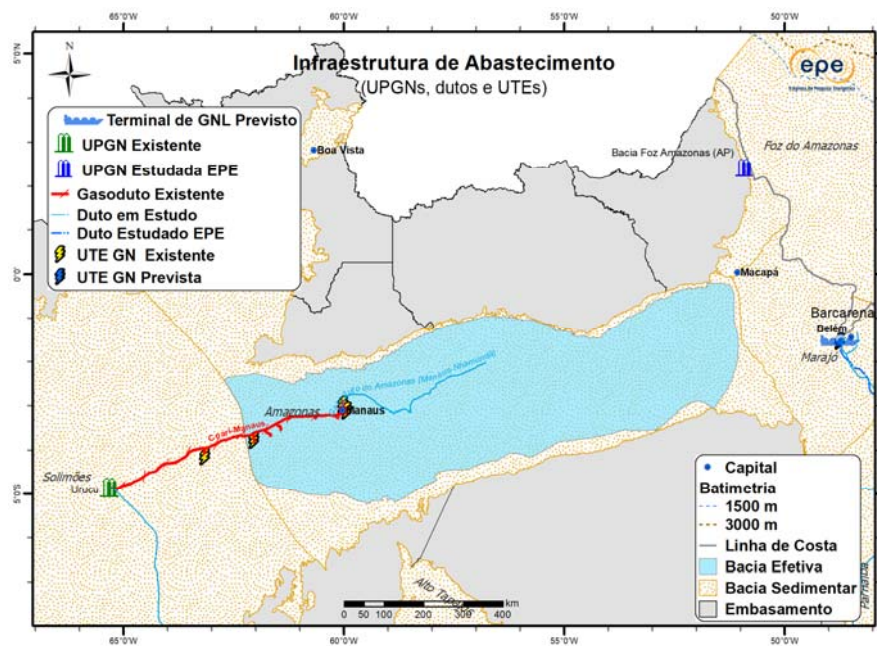
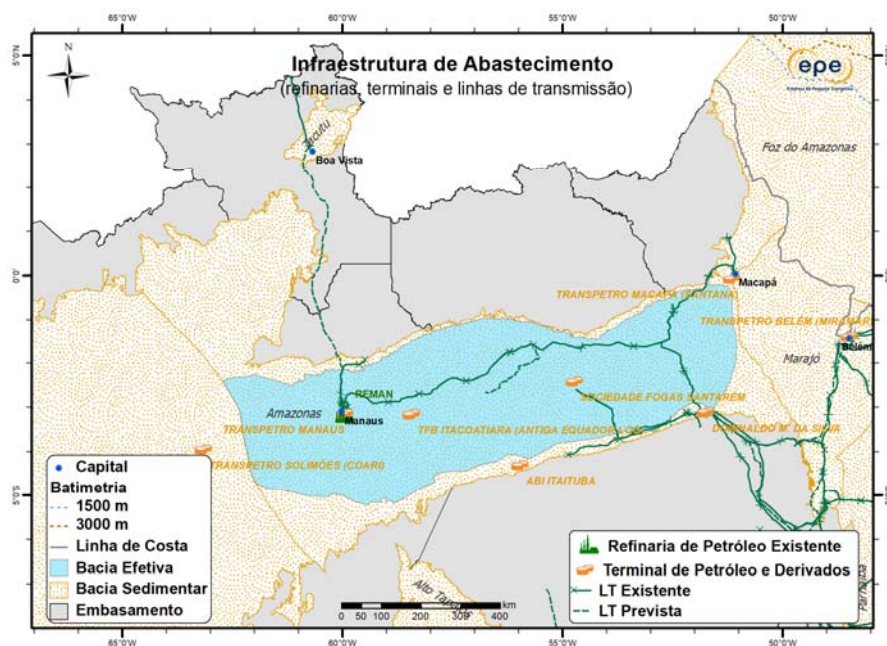


Figura 76 Mapa da infraestrutura de abastecimento da Bacia do Amazonas: UPGNs, dutos e UTEs.

BACIA DO PARANÁ

		Informações Geológicas da Bacia do Paraná		
Situação Geográfica Maturidade Exploratória		Terra		
		Nova Fronteira		
Nome do Play		Principal Reservatório	Status Exploratório	Expectativa de Fluidos
Rio Bonito Óleo	arenitos marinhos costeiros Permiano (Cisuraliano)		Fronteira	petróleo
Rio Bonito Gás	arenitos marinhos costeiros Permiano (Cisuraliano)		Fronteira	gás
Itararé	arenitos marinhos periglaciais Permo-Carbonífero		Imaturo	gás
Furnas	arenitos flúvio-costeiros Devoniano		Fronteira	gás
Alto Garças	arenitos costeiros Ordoviciano Superior		Fronteira	gás
Recursos Não Convencionais		Depósito		
Betume		arenitos flúvio-eólicos betuminosos Permo-Triássico		
Gás de Folhelho		folhelhos Devoniano		
Óleo de Folhelho		folhelhos pirobetuminosos Permiano (Cisuraliano)		
Metano de Carvão		carvão EoPermiano		

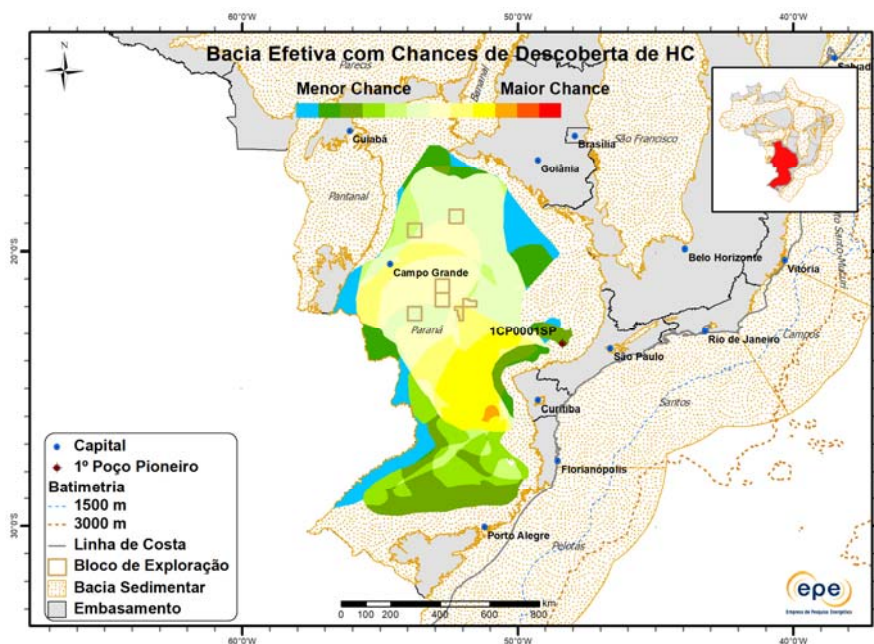


Figura 77 Mapa da bacia efetiva probabilística do Paraná, indicando na região central maior chance de descoberta da bacia, em função da influência das intrusões ígneas na geração de hidrocarbonetos.

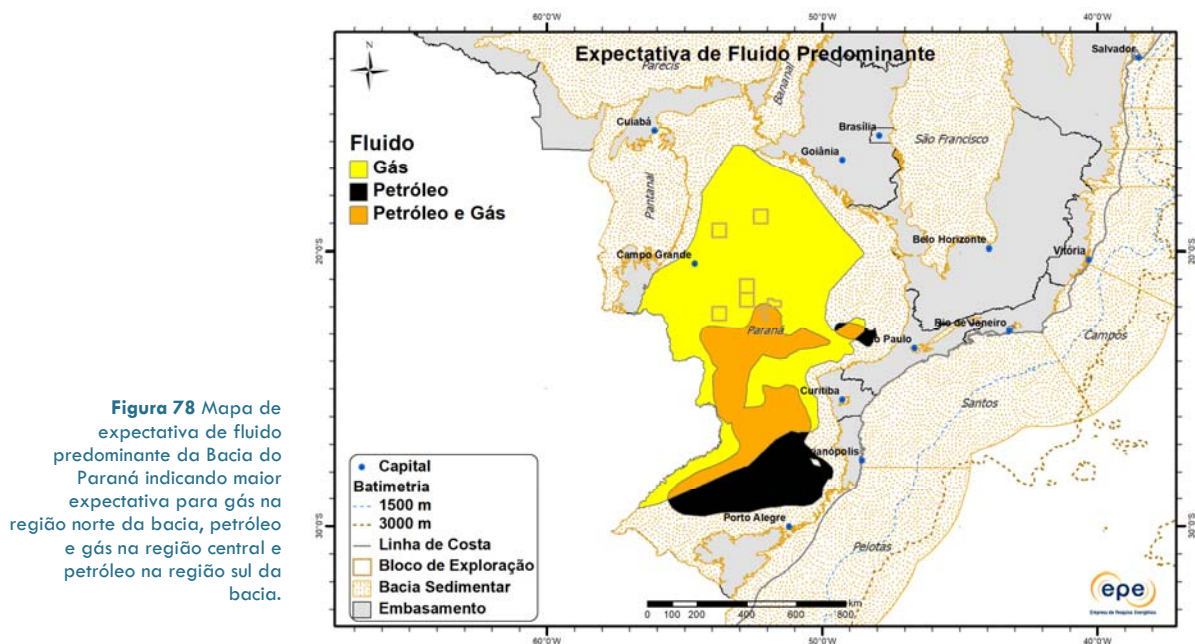


Figura 78 Mapa de expectativa de fluido predominante da Bacia do Paraná indicando maior expectativa para gás na região norte da bacia, petróleo e gás na região central e petróleo na região sul da bacia.

Atributos dos plays - Bacia do Paraná						
Play		Rio Bonito Óleo	Rio Bonito Gás	Itararé	Furnas	Alto Garças
Situação Geográfica		terra	terra	terra	terra	terra
Carga	Unidade Litoestratigráfica	Formação Irati	Formação Ponta Grossa	Formação Ponta Grossa	Formação Ponta Grossa	Formação Vila Maria
	Unidade Cronoestratigráfica	Permiano (Cisuraliano)	Devoniano	Devoniano	Devoniano	Siluriano Inferior
	Migração	migração lateral a curta distância	falhas normais, falhas transcorrentes	falhas normais	contato lateral, falhas do embasamento.	falhas normais
Reservatório	Unidade Litoestratigráfica	Formação Rio Bonito	Formação Rio Bonito	Grupo Itararé (Formações Campo Mourão e Lagoa Azul)	Formação Furnas, Formação Ponta Grossa (Membro Tibagi)	Formação Alto Garças
	Unidade Cronoestratigráfica	Permiano (Cisuraliano)	Permiano (Cisuraliano)	Permo-Carbonífero	Devoniano	Ordoviciano Superior
	Profundidade Média (m)	2.575	2.575	3.100	3600	150
	Litologia / Contexto Depositional	arenito / marinho costeiro	arenito / marinho costeiro	arenito / marinho periglacial	arenito / fluvial costeiro	arenito / costeiro
Trapa	Unidade Litoestratigráfica Selante	Formações Serra Geral e Irati	Formação Serra Geral, Formações Rio Bonito, Palermo e Grupo Passa Dois	Grupos Itararé, Guatá (Fm. Palermo) e Passa Dois (Fm. Irati), e Formação Serra Geral	Formações Ponta Grossa e Serra Geral	Grupo Paraná e Formação Vila Maria
	Unidade Cronoestratigráfica Selante	Permiano e Cretáceo	Permiano e Cretáceo	Permiano e Cretáceo	Devoniano e Cretáceo	Ordoviciano-Devoniano
	Tipo de Trapa	mista	mista	estratigráfica e estrutural	estratigráfica e estrutural	estratigráfica e estrutural
	Litologia Selante	folhelho e rochas intrusivas	folhelho e rochas intrusivas	folhelho e rochas intrusivas	folhelho e rochas intrusivas	folhelho

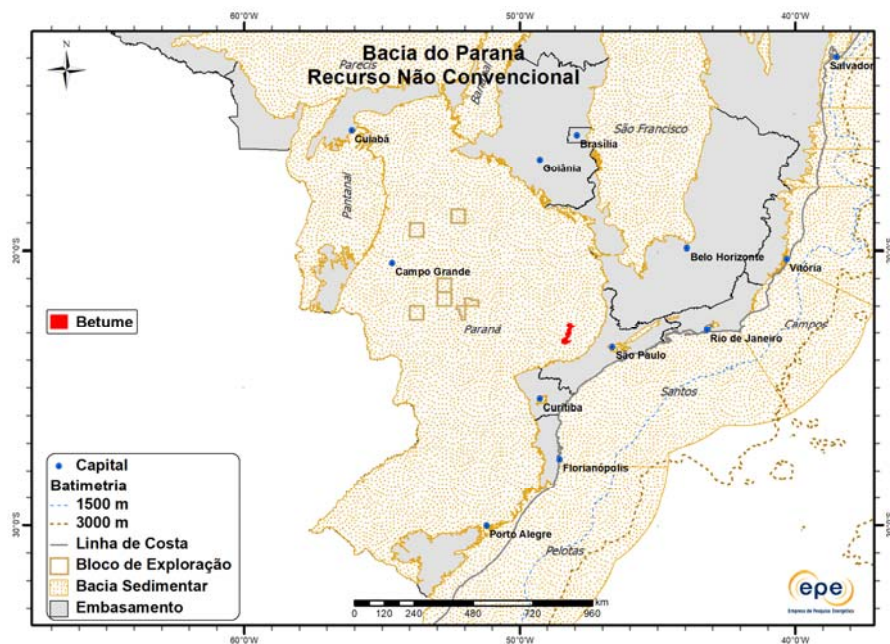


Figura 79 Mapa do play de betume na Bacia do Paraná, indicando expectativa em uma pequena área na porção leste da bacia.

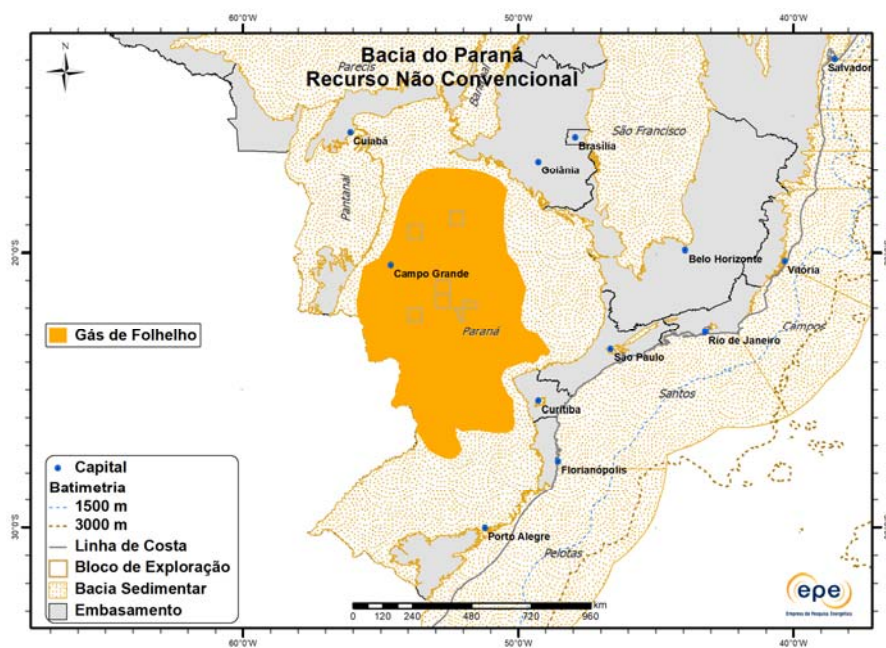


Figura 80 Mapa do play de gás de folhelho na Bacia do Paraná, indicando expectativa de presença, principalmente, na porção centro-oeste da bacia.

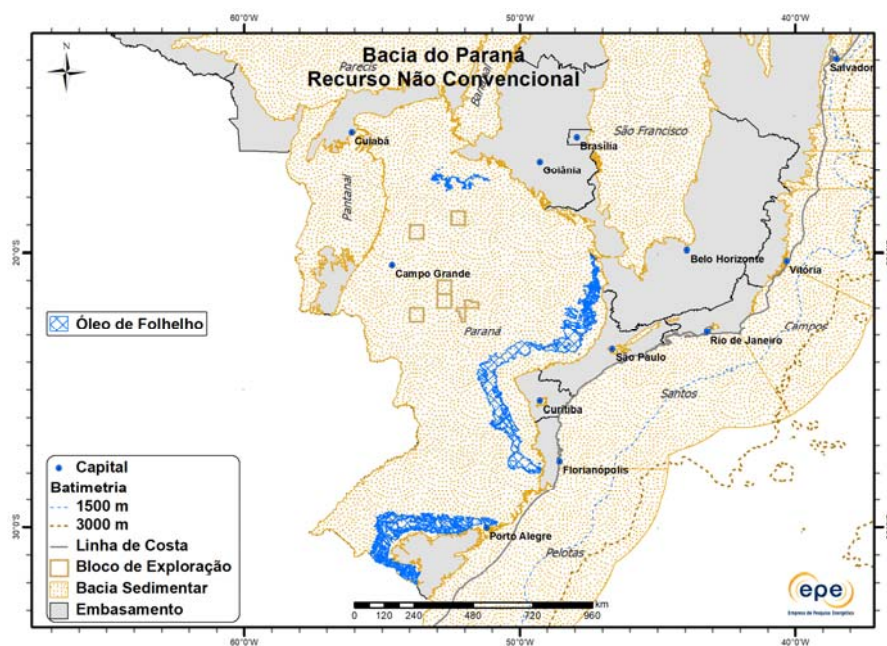


Figura 81 Mapa do play de óleo de folhelho na Bacia do Paraná, indicando expectativa de presença na porção leste da bacia.

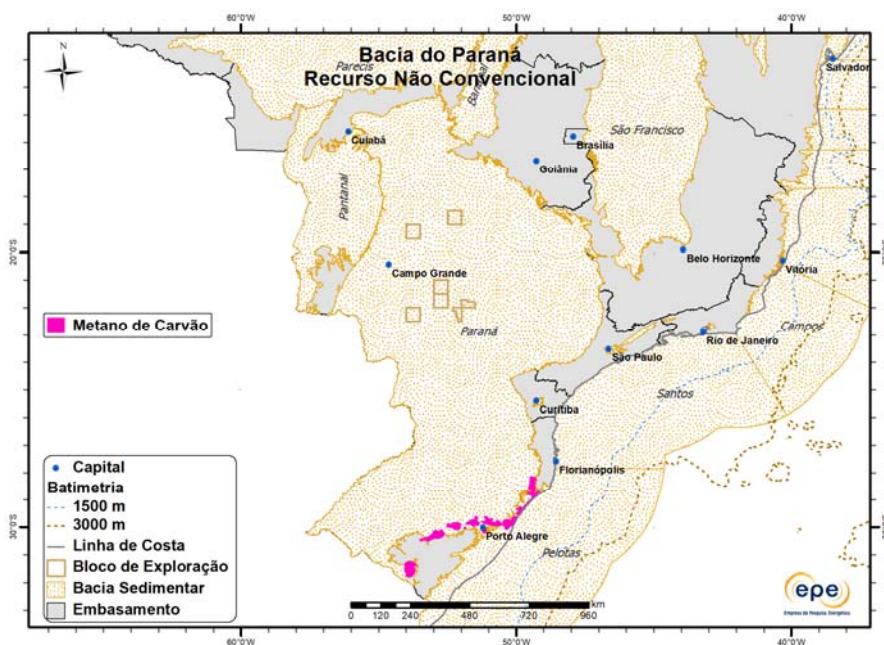


Figura 82 Mapa do play de metano de carvão na Bacia do Paraná, indicando expectativa de presença na porção sudeste da bacia.

Atividades de E&P - Bacia do Paraná		
Situação Geográfica		terra
Poços Pioneiros	Perfurados	67
	Índice de Sucesso Geológico (%)	2
Campos	Petróleo	0
	Gás Não-Associado	1
	Petróleo e Gás	0
Descobertas	Em Avaliação	0
	1ª Descoberta Comercial (ano)	Barra Bonita (1996)
	Última Descoberta Comercial (ano)	-
Produção Acumulada	Petróleo (MM bbl)	0
	Gás Associado (MM m³)	0
	Gás Não-Associado (MM m³)	0

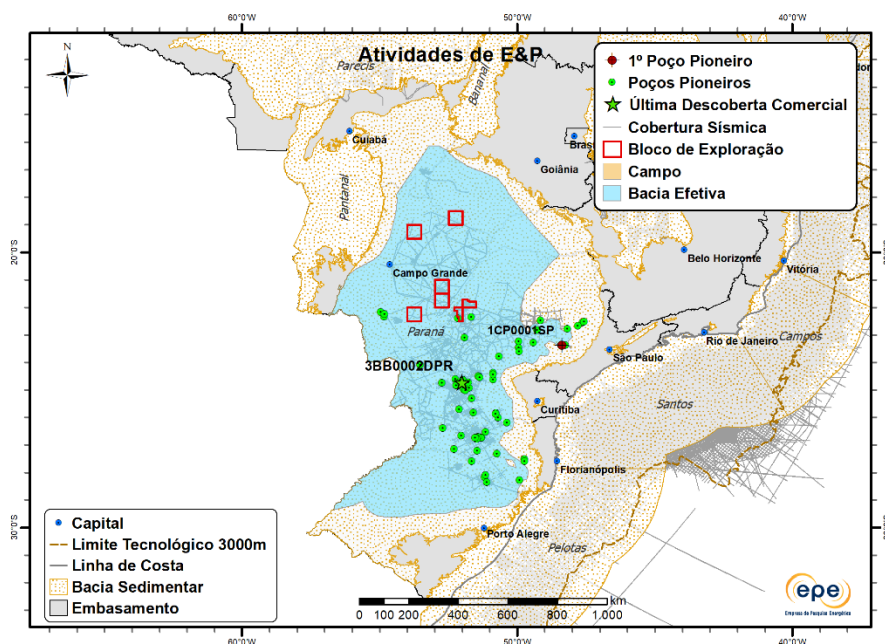


Figura 83 Mapa de atividades de E&P da Bacia do Paraná.

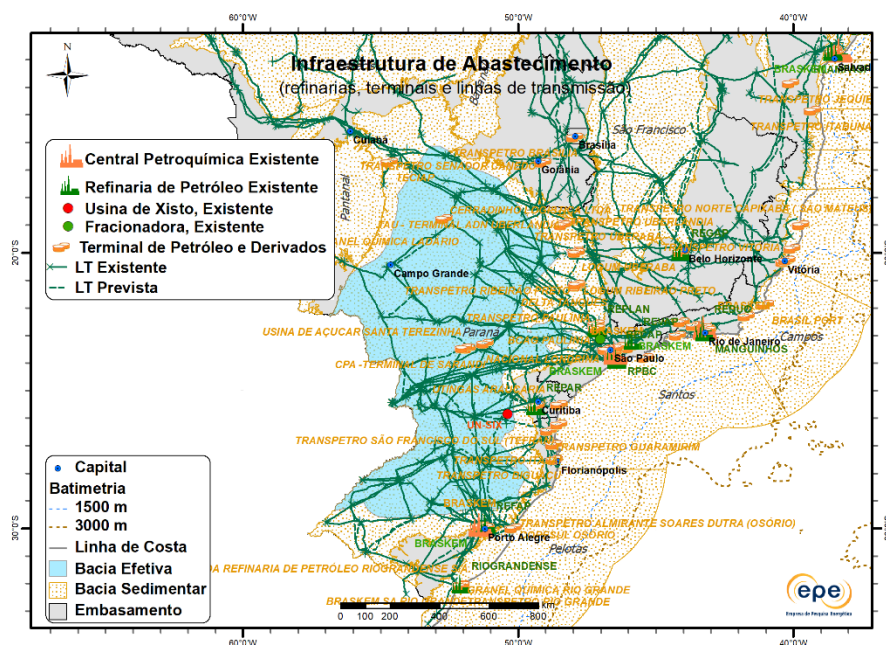
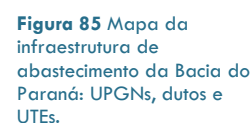


Figura 84 Mapa da infraestrutura de abastecimento da Bacia do Paraná: refinarias, terminais e linhas de transmissão.



Situação Geográfica	Terra		
Maturidade Exploratória	Nova Fronteira		
Nome do Play	Principal Reservatório	Status Exploratório	Expectativa de Fluidos
Neoproterozoico	arenitos e carbonatos marinhos rasos Neoproterozoico	Fronteira	gás
Recursos Não Convencionais		Depósito	
Gás em Formação Fechada	carbonatos marinhos rasos Neoproterozoicos		

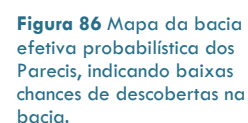


Figura 87 Mapa de expectativa de fluido predominante da Bacia dos Parecis indicando expectativa para gás em toda bacia.

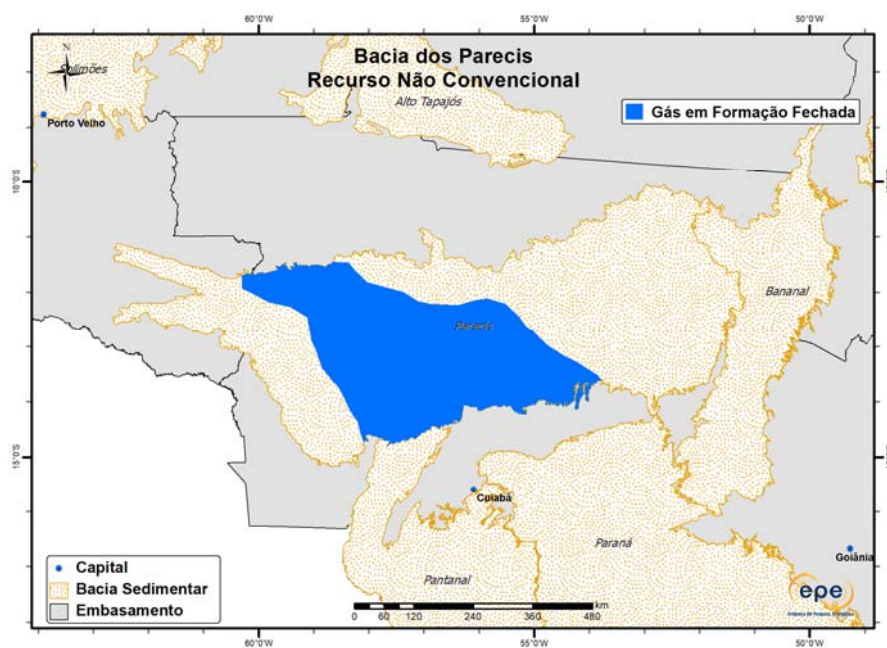
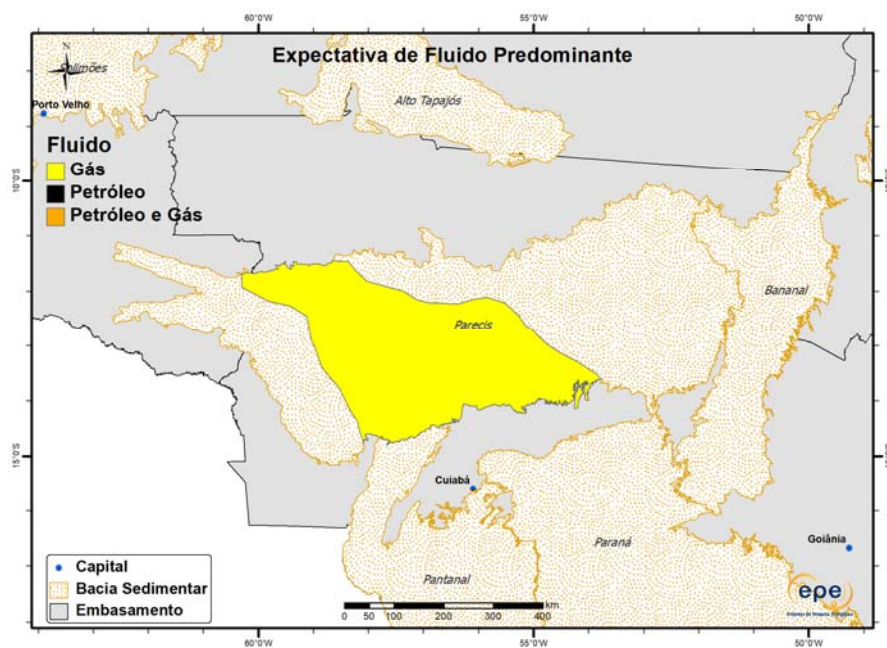


Figura 88 Mapa do play de gás em formação fechada na Bacia dos Parecis, indicando expectativa de presença em toda bacia efetiva.

Atributos do play - Bacia dos Parecis		
Play		Neoproterozoico
Situação Geográfica		terra
Carga	Unidade Litoestratigráfica	Formação Guia; Grupo Alto Paraguai ¹⁵
	Unidade Cronoestratigráfica	Neoproterozoico
	Migração	Falhas normais e compressivas.
Reservatório	Unidade Litoestratigráfica	Formação Nobres; Formação Raizama
	Unidade Cronoestratigráfica	Neoproterozoico
	Profundidade Média (m)	2.100
	Litologia / Contexto Depositional	arenito; carbonato / marinho raso
Trapa	Unidade Litoestratigráfica Selante	Grupo Araras; Formação Sepotuba e Formação Serra Azul.
	Unidade Cronoestratigráfica Selante	Neoproterozoico
	Tipo de Trapa	estrutural
	Litologia Selante	folhelho e evaporito

¹⁵ Não foi descartada a possibilidade de geração pela Formação Puga.

Atividades de E&P - Bacia dos Parecis		
Situação Geográfica		terra
Poços Pioneiros	Perfurados	0
	Índice de Sucesso Geológico (%)	0
Campos	Petróleo	0
	Gás Não-Associado	0
	Petróleo e Gás	0
Descobertas	Em Avaliação	0
	1ª Descoberta Comercial (ano)	-
	Última Descoberta Comercial (ano)	-
Produção Acumulada	Petróleo (MM bbl)	0
	Gás Associado (MM m³)	0
	Gás Não-Associado (MM m³)	0

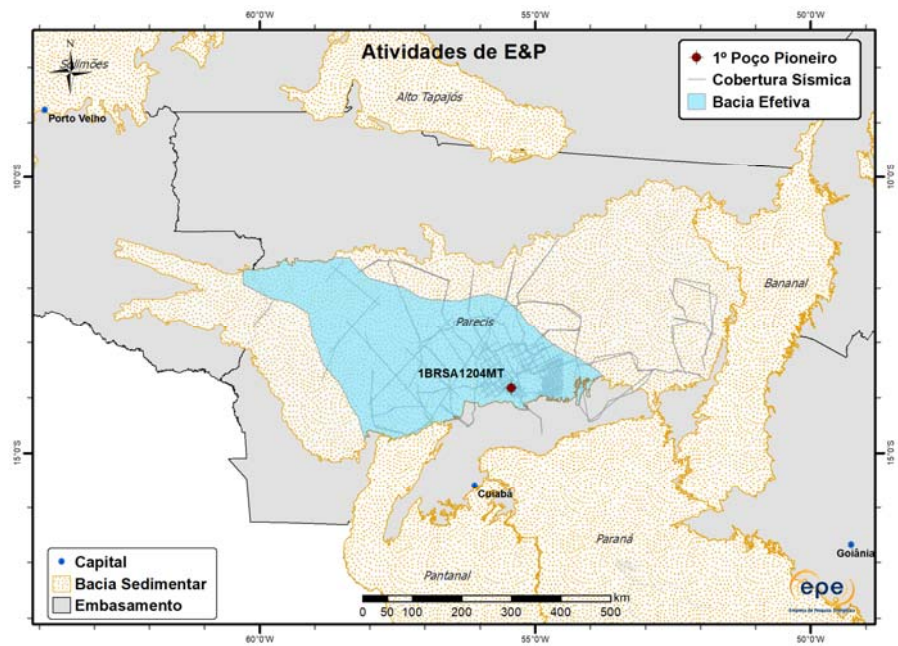


Figura 89 Mapa de atividades de E&P da Bacia dos Parecis.

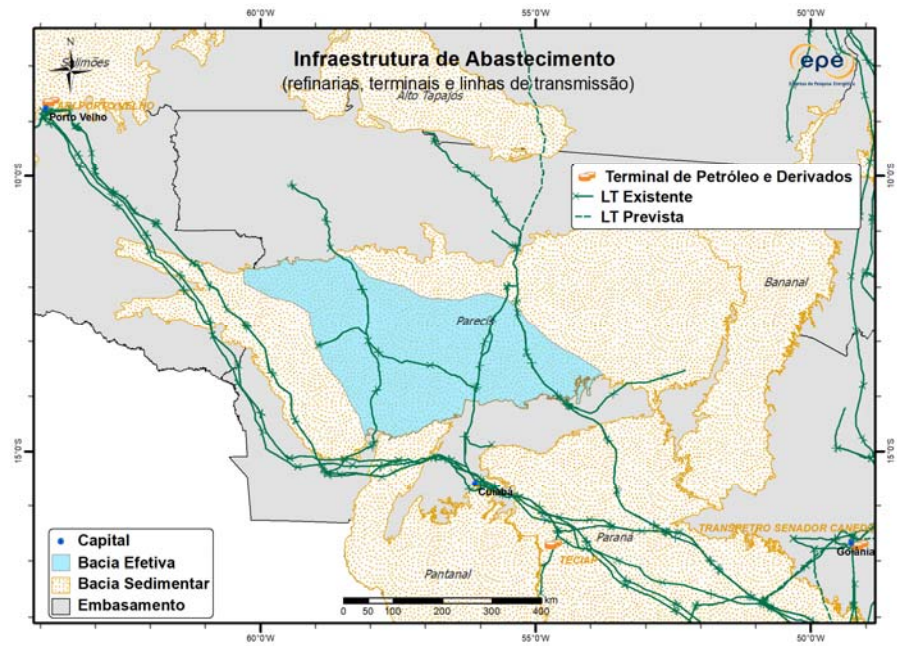


Figura 90 Mapa da infraestrutura de abastecimento da Bacia dos Parecis: refinarias, terminais e linhas de transmissão.

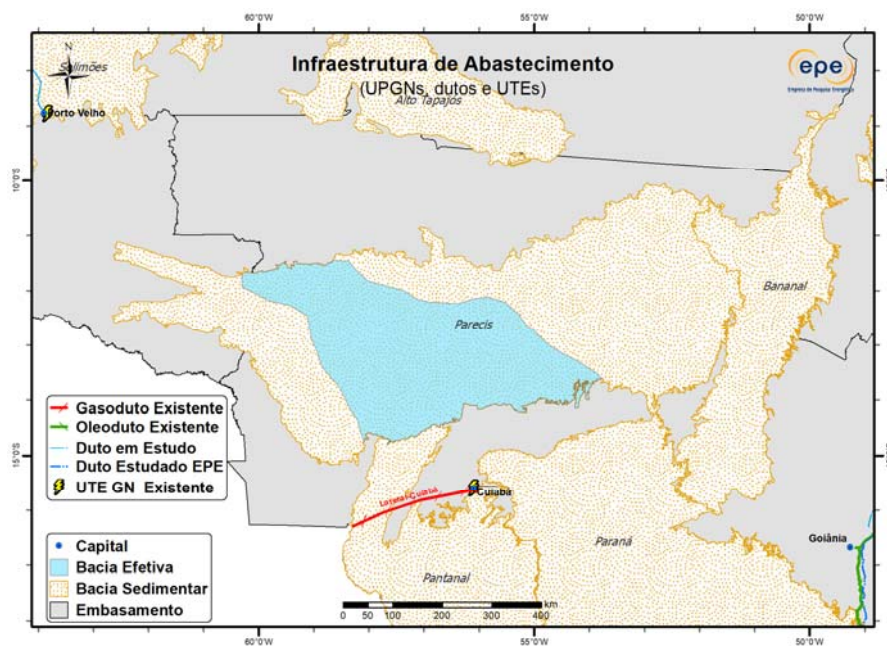


Figura 91 Mapa da infraestrutura de abastecimento da Bacia dos Parecis: UPGNs, dutos e UTEs.

BACIA DO PARNAÍBA

Informações Geológicas da Bacia do Parnaíba				
Situação Geográfica		Terra		
Maturidade Exploratória		Nova Fronteira		
Nome do <i>Play</i>		Principal Reservatório	Status Exploratório	Expectativa de Fluidos
Grajaú-Itapicurú-Codó	arenitos costeiros	Aptiano-Cenomaniano	Fronteira	petróleo
Permiano	arenitos plataformais e sabkha	Permiano	Imaturo	gás
Carbonífero	arenitos de planície de maré	Carbonífero	Estabelecido	gás
Devoniano	arenitos deltaicos e marinhos	Devoniano	Estabelecido	gás
Siluriano	arenitos flúvio-glaciais	Siluriano	Fronteira	gás
Recursos Não Convencionais		Depósito		
Óleo de Folhelho		folhelho pirobetuminoso Aptiano		
Gás de Folhelho		folhelho Devoniano		
Óleo em Formação Fechada		folhelho Devoniano		

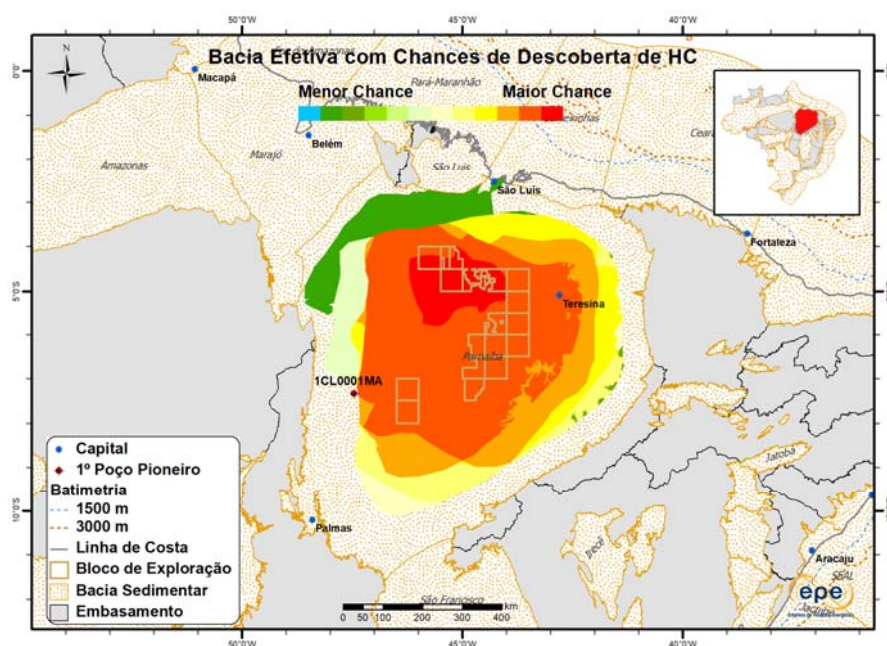


Figura 92 Mapa da bacia efetiva probabilística do Parnaíba, indicando chances altas de descoberta, principalmente, na porção centro-norte da bacia.

Figura 93 Mapa de expectativa de fluido predominante da Bacia do Parnaíba indicando expectativa para gás na região sul, petróleo e gás na região centro norte e petróleo no extremo noroeste da bacia.

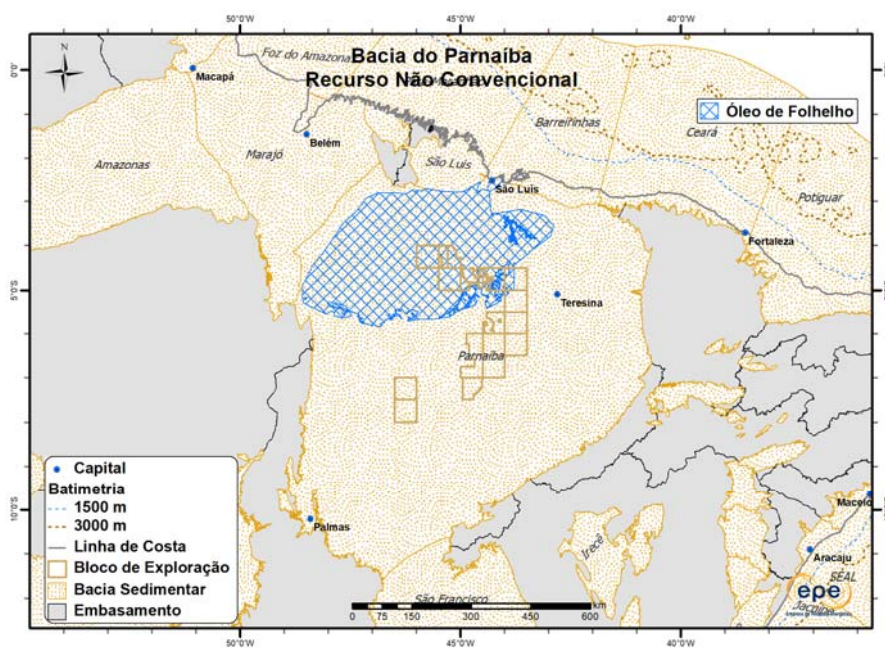
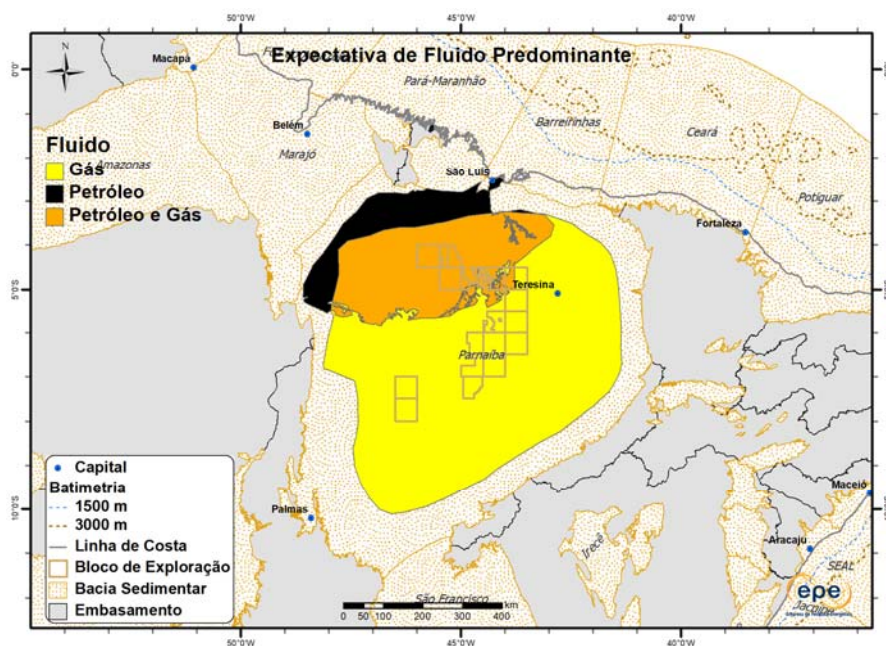


Figura 94 Mapa do play de óleo de folhelho na Bacia do Parnaíba, indicando expectativa de presença na porção noroeste da bacia.

Figura 95 Mapa do play de gás de folhelho na Bacia do Parnaíba, indicando expectativa de presença em quase toda a bacia.

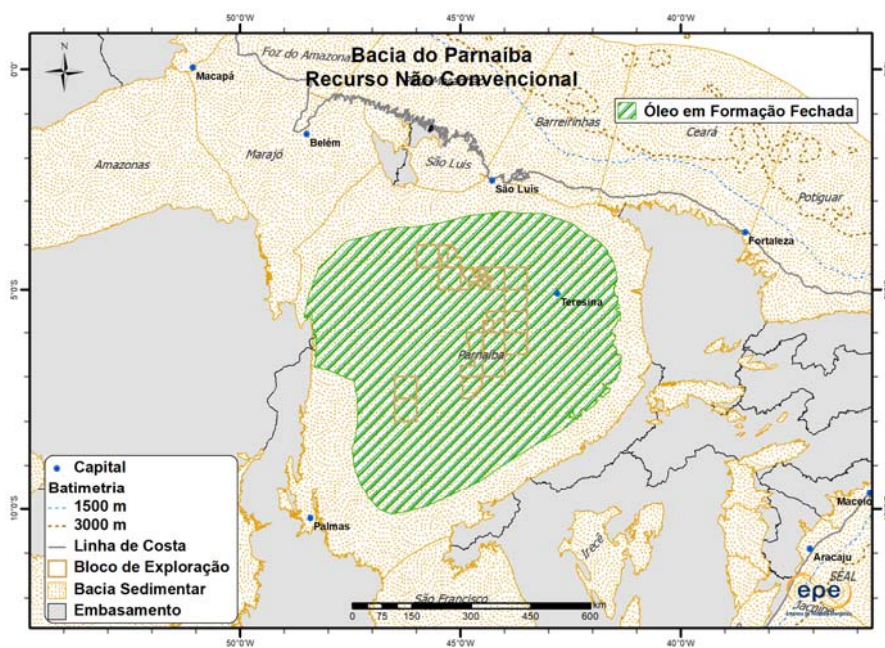
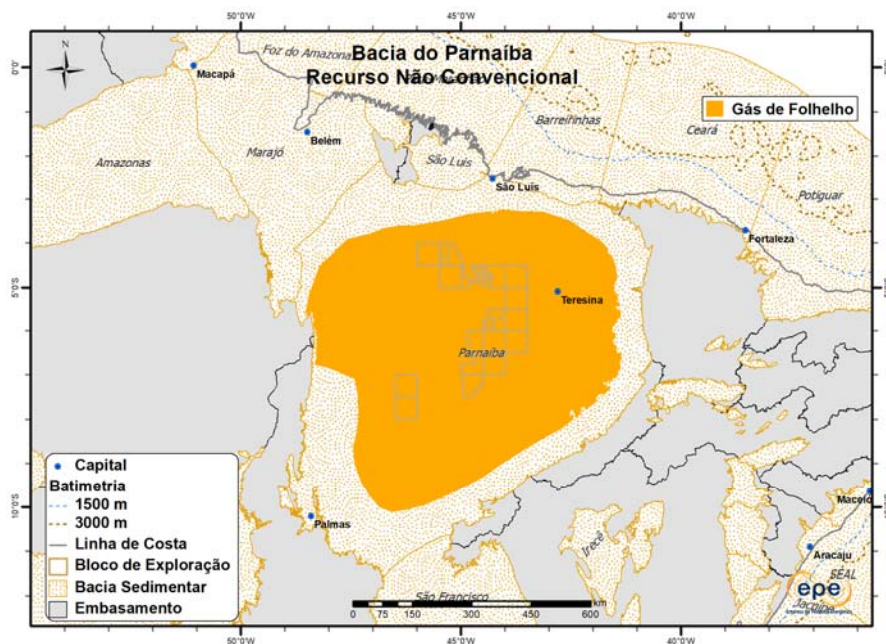


Figura 96 Mapa do play de óleo em formação fechada na Bacia do Parnaíba, indicando expectativa de presença em quase toda a bacia.

Atributos dos plays - Bacia do Parnaíba						
Play		Grajaú-Itapecurú-Codó	Permiano	Carbonífero	Devoniano	Siluriano
Situação Geográfica		terra	terra	terra	terra	terra
Carga	Unidade Litoestratigráfica	Formação Codó	Formações Pimenteiras e Longá	Formações Pimenteiras e Longá	Formação Pimenteiras	Formação Tianguá
	Unidade Cronoestratigráfica	Aptiano-Cenomaniano	Devoniano	Devoniano	Devoniano	Siluriano
	Migração	falhas normais	contato direto e/ou falhas e diques de diabásio	contato direto e/ou falhas e diques de diabásio	contato direto e/ou falhas e diques de diabásio	contato direto e/ou falhas e diques de diabásio
Reservatório	Unidade Litoestratigráfica	Formação Grajaú; Formação Itapecurú	Formação Pedra de Fogo	Formação Poti	Formação Cabeças	Formação Jaicós; Formação Ipú
	Unidade Cronoestratigráfica	Aptiano-Cenomaniano	Permiano	Carbonífero	Devoniano	Siluriano
	Profundidade Média (m)	650	1.000	1.400	1.800	2.871
	Litologia / Contexto Depositional	arenito / costeiro e marinho raso	Arenito / plataforma rasa litorâneo, tempestades e sabkha	arenito / planície de maré	arenito / deltaico e marinho	arenito / fluvial, flúvio-glacial e marinho
Trapa	Unidade Litoestratigráfica Selante	Formação Codó	Formação Pedra de Fogo	Formações Pedra de Fogo e Mosquito	Formações Mosquito, Pimenteiras e Pedra de Fogo	Formações Tianguá, Pimenteiras, Mosquito.
	Unidade Cronoestratigráfica Selante	Aptiano-Cenomaniano	Permiano	Devoniano, Permiano, Triássico	Devoniano, Permiano, Triássico	Siluriano-Devoniano e Triássico
	Tipo de Trapa	mista e estrutural	estrutural	mista	estrutural	estrutural
	Litologia Selante	folhelho e calcilitito	anidrita	diabásio e evaporito	diabásio, folhelho e evaporito	folhelho e diabásio

Atividades de E&P - Bacia do Parnaíba		
Situação Geográfica		terra
Poços Pioneiros	Perfurados	91
	Índice de Sucesso Geológico (%)	13
Campos	Petróleo	1
	Gás Não-Associado	8
	Petróleo e Gás	1
Descobertas	Em Avaliação	1
	1ª Descoberta Comercial (ano)	Gavião Azul (2010)
	Última Descoberta Comercial (ano)	Gavião Belo (2021)
Produção Acumulada	Petróleo (MM bbl)	0,11
	Gás Associado (MM m ³)	0
	Gás Não-Associado (MM m ³)	12.648,35

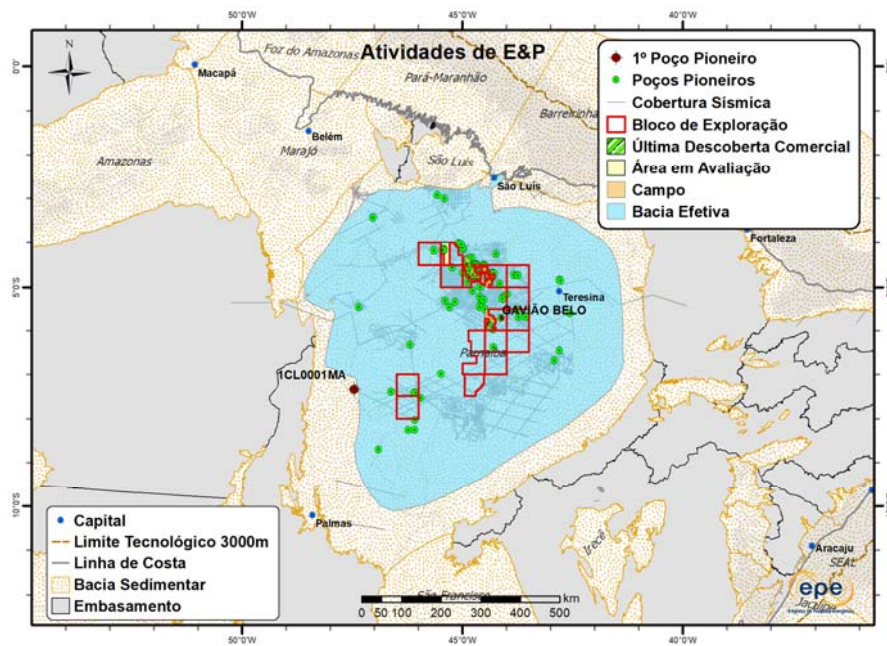


Figura 97 Mapa de atividades de E&P da Bacia do Parnaíba.

Figura 98 Mapa da infraestrutura de abastecimento da Bacia do Parnaíba: refinarias, terminais e linhas de transmissão.

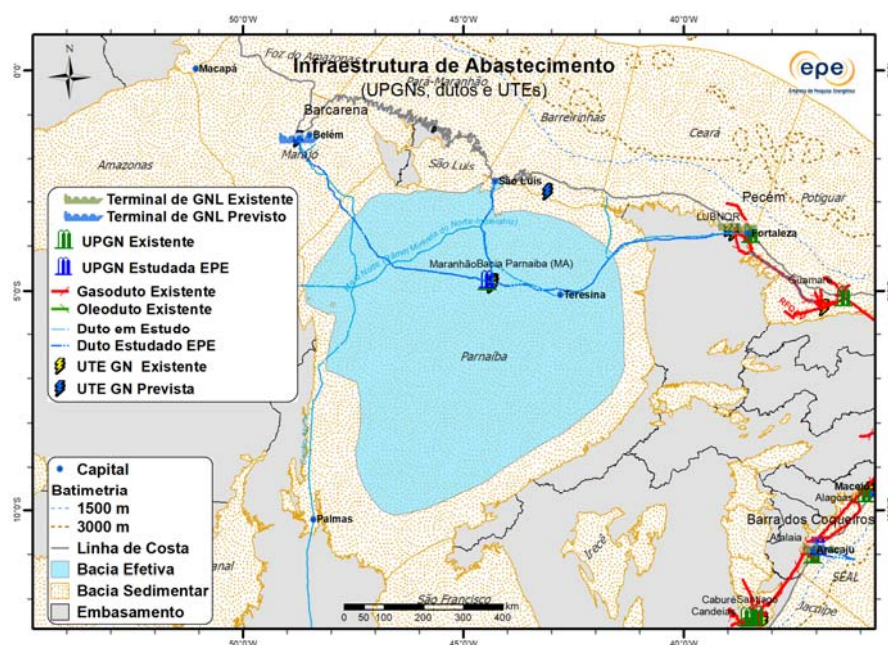
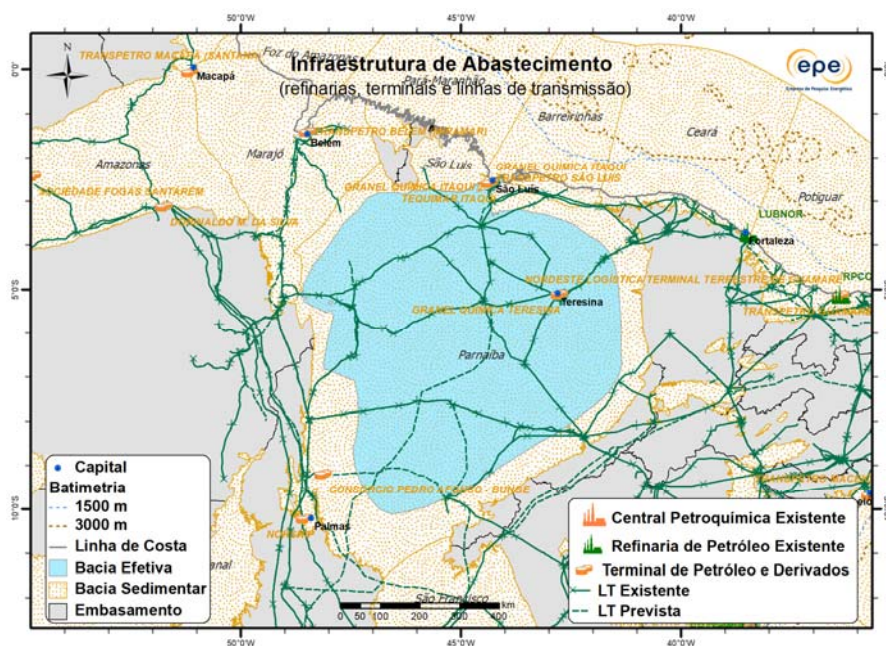


Figura 99 Mapa da infraestrutura de abastecimento da Bacia do Parnaíba: UPGNs, dutos e UTEs.

BACIA DO SÃO FRANCISCO

Informações Geológicas da Bacia do São Francisco			
Situação Geográfica	Terra		
Maturidade Exploratória	Nova Fronteira		
Nome do Play	Principal Reservatório	Status Exploratório	Expectativa de Fluidos
BambuÍ	carbonatos plataformais Ediacarano	Estabelecido	gás
Macaúbas-Paranoá/Canastra	arenitos costeiros e carbonatos marinhos Steniano-Toniano	Estabelecido	gás
Recursos Não Convencionais		Depósito	
Gás em Formação Fechada		arenitos e carbonatos Neoproterozoico	

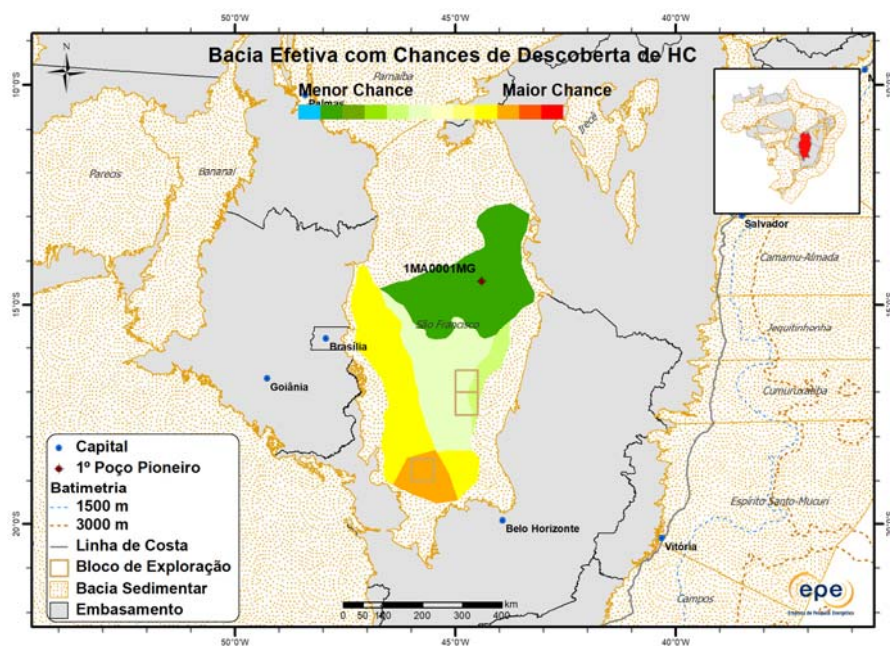


Figura 100 Mapa da bacia efetiva probabilística do São Francisco, indicando maior chance de descoberta na região centro-sul da bacia.

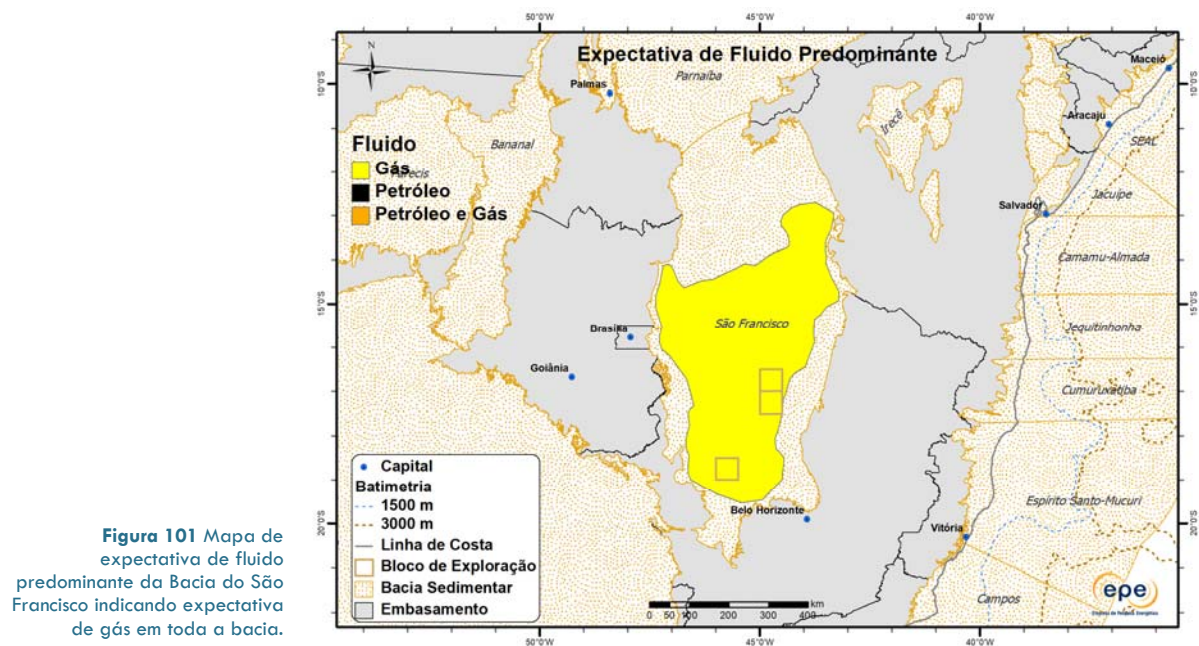


Figura 101 Mapa de expectativa de fluido predominante da Bacia do São Francisco indicando expectativa de gás em toda a bacia.

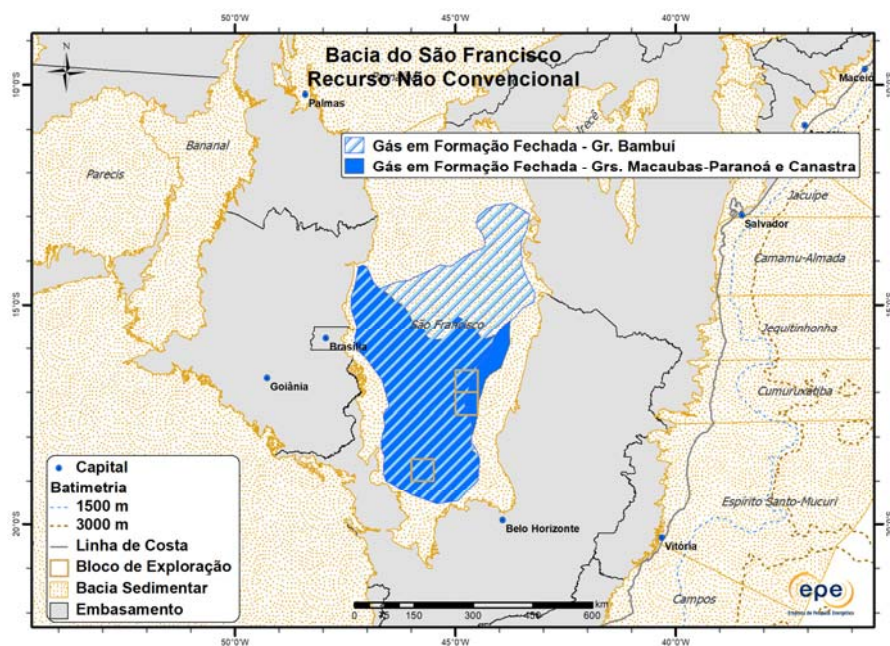


Figura 102 Mapa do play de gás em formação fechada na Bacia do São Francisco, indicando expectativa de ocorrência na porção centro-sul da bacia.

Atributos dos plays - Bacia do São Francisco			
Play		BambuÍ	Macaúbas-Paranoá/Canastra
Situação Geográfica		terra	terra
Carga	Unidade Litoestratigráfica	Grupo Macaúbas-Paranoá e Grupo Bambuí Formações Sete Lagoas e Lagoa do Jacaré	Grupo Macaúbas-Paranoá
	Unidade Cronoestratigráfica	Proterozóico Superior (Toniano-Ediacarano)	Proterozóico Superior (Steniano-Toniano)
	Migração	falhas	falhas de cavalgamento
Reservatório	Unidade Litoestratigráfica	Grupo Bambuí Formações Sete Lagoas e Lagoa do Jacaré	Grupos Macaúbas-Paranoá e Canastra
	Unidade Cronoestratigráfica	Proterozóico Superior (Ediacarano)	Proterozóico (Steniano-Toniano)
	Profundidade Média (m)	1.200	2.200
	Litologia / Contexto Depositional	carbonato e folhelho fraturado / marinho plataformar	arenito e carbonato / costeiro
Trapa	Unidade Litoestratigráfica Selante	Grupo Bambuí Formações Serras Santa Helena e Saudade	Grupos Canastra, Paranoá e Bambuí
	Unidade Cronoestratigráfica Selante	Proterozóico Superior (Ediacarano)	Proterozóico (Steniano-Toniano)
	Tipo de Trapa	estratigráfica e estrutural	estrutural e estratigráfica
	Litologia Selante	folhelho e marga	pelito e/ou calcilutito

Atividades de E&P - Bacia do São Francisco		
Situação Geográfica		terra
Poços Pioneiros	Perfurados	40
	Índice de Sucesso Geológico (%)	0
Campos	Petróleo	0
	Gás Não-Associado	0
	Petróleo e Gás	0
Descobertas	Em Avaliação	3
	1ª Descoberta Comercial (ano)	-
	Última Descoberta Comercial (ano)	-
Produção Acumulada	Petróleo (MM bbl)	0
	Gás Associado (MM m ³)	0
	Gás Não-Associado (MM m ³)	0

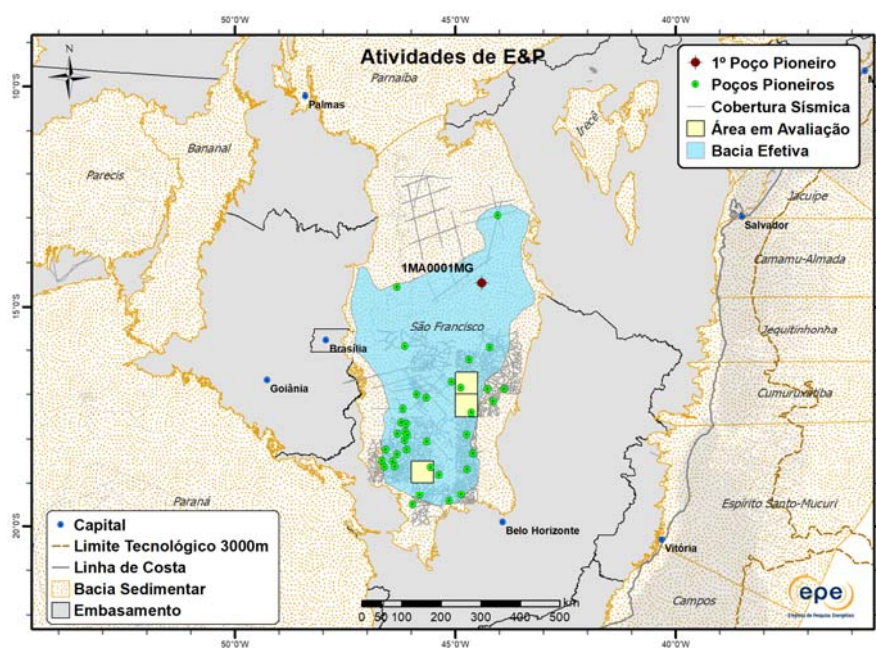


Figura 103 Mapa de atividades de E&P da Bacia do São Francisco.

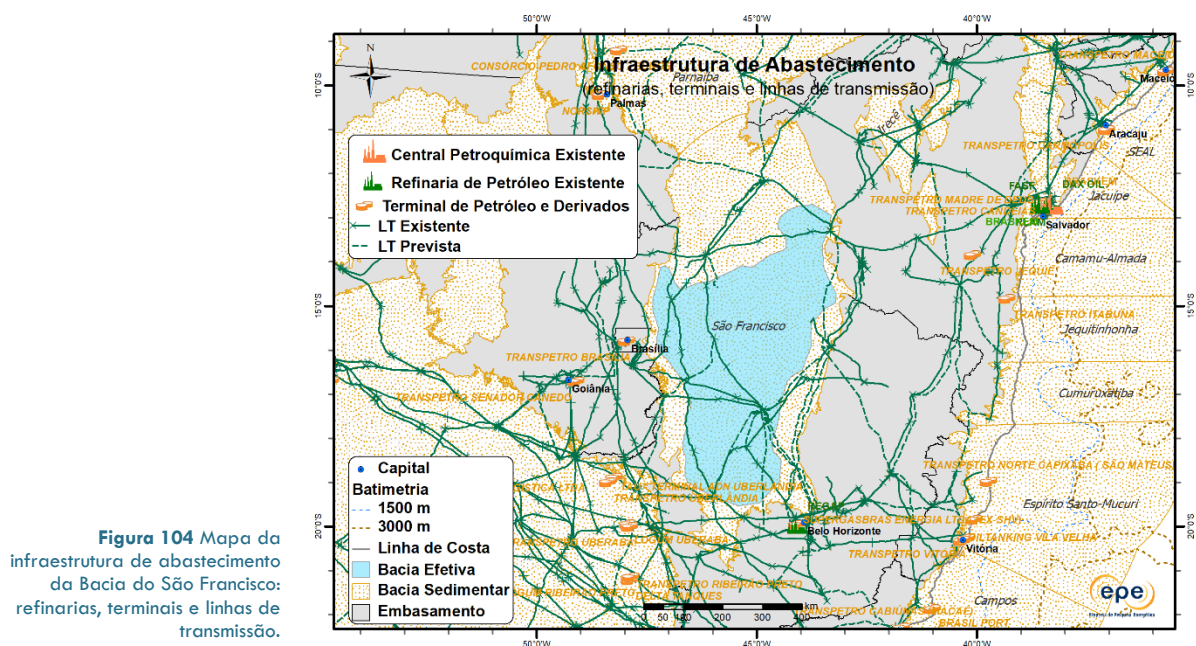


Figura 104 Mapa da infraestrutura de abastecimento da Bacia do São Francisco: refinarias, terminais e linhas de transmissão.

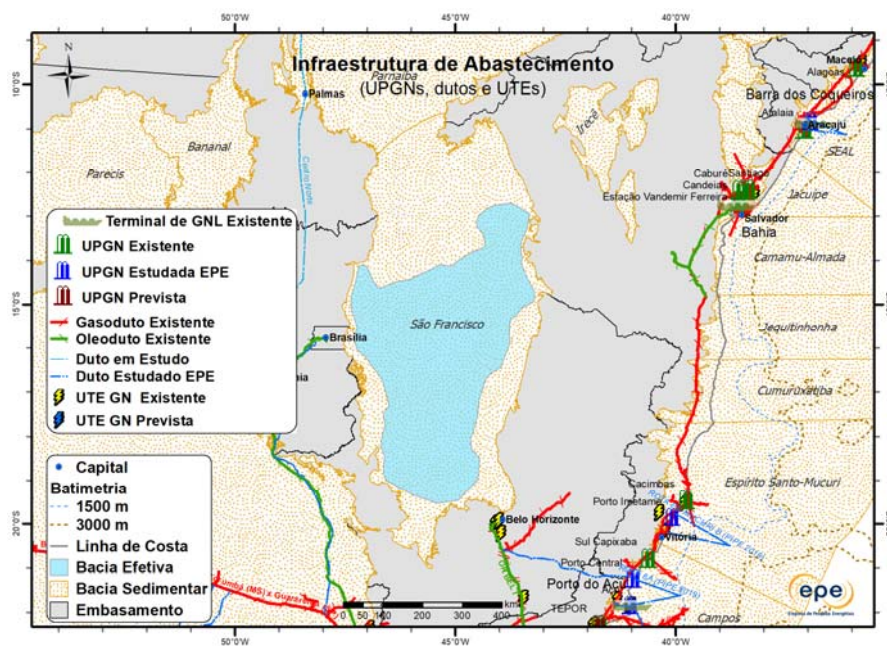


Figura 105 Mapa da infraestrutura de abastecimento da Bacia do São Francisco: UPGNs, dutos e UTEs.

BACIA DO SOLIMÕES

Informações Geológicas da Bacia do Solimões			
Situação Geográfica	Terra		
Maturidade Exploratória	Nova Fronteira		
Nome do Play	Principal Reservatório	Status Exploratório	Expectativa de Fluidos
Juruá	arenitos flúvio-deltaicos e eólicos Carbonífero (Pennsylvaniano)	Estabelecido	gás / petróleo e gás
Jandiatuba	arenitos marinhos rasos e glaciais Siluriano-Carbonífero (Mississippiano)	Imaturo	gás / petróleo e gás
Purus	arenitos aluvio-fluviais Neoproterozoico	Imaturo	petróleo e gás
Recursos Não Convencionais		Depósito	
Gás de Folhelho		folhelho Devoniano	

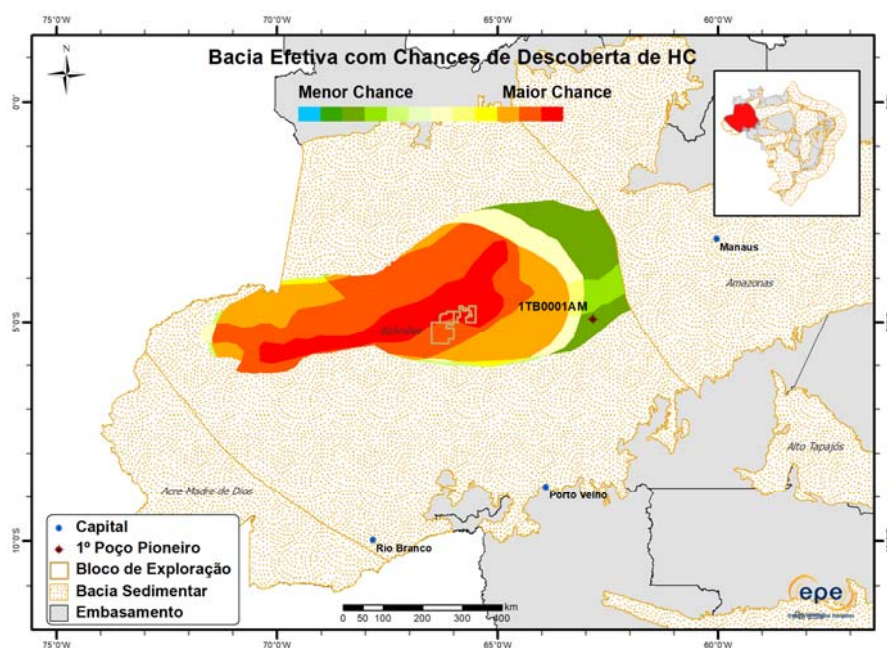


Figura 106 Mapa da bacia efetiva probabilística do Solimões, indicando chances altas na faixa central da bacia.

Figura 107 Mapa de expectativa de fluido predominante da Bacia do Solimões indicando expectativa de gás à oeste e de petróleo e gás na à leste na bacia.

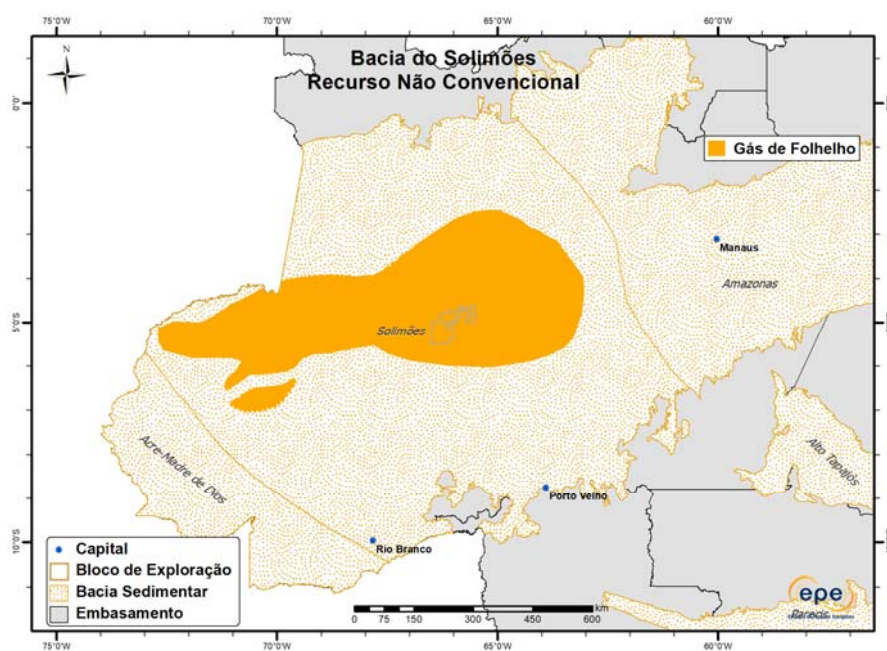
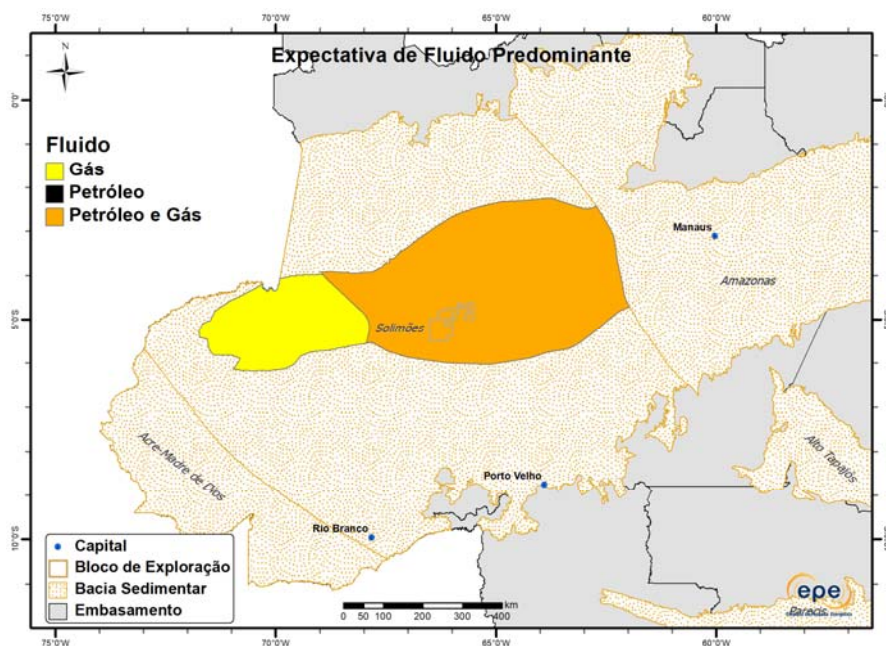


Figura 108 Mapa do play de gás de folhelho na Bacia do Solimões, indicando expectativa de presença na porção central da bacia.

Atributos dos plays - Bacia do Solimões				
Play		Juruá	Jandiatuba	Purus
Situação Geográfica		terra	terra	terra
Carga	Unidade Litoestratigráfica	Grupo Marimari Formações. Jandiatuba, Uerê e Membro Jaraqui	Grupo Marimari Formações. Jandiatuba, Uerê e Membro Jaraqui	Grupo Marimari Formações. Jandiatuba, Uerê e Membro Jaraqui
	Unidade Cronoestratigráfica	Devoniano Médio-Carbonífero Inferior	Devoniano Médio/Carbonífero Inferior	Devoniano Médio/Carbonífero Inferior
	Migração	falhas reversas e transpressivas	falhas reversas e transpressivas	contato gerador-reservatório ou falhas reversas e transpressivas
Reservatório	Unidade Litoestratigráfica	Formação Juruá	Grupo Marimari Formações Jandiatuba e Uerê; Formação Biá	Formação Prosperança
	Unidade Cronoestratigráfica	Carbonífero (Pennsylvaniano)	Siluriano-Carbonífero (Mississipiiano)	NeoProterozóico
	Profundidade Média (m)	2.000	2.500	2.060
	Litologia / Contexto Depositional	arenito / flúvio-deltaico e eólico	arenito / marinho raso e glacial	arenito / aluvial e fluvial
Trapa	Unidade Litoestratigráfica Selante	Formações Caravari e Juruá	Formações Jandiatuba, Uerê, Juruá, Biá e Caravari	Grupo Marimari
	Unidade Cronoestratigráfica Selante	Carbonífero (Pennsylvaniano)	Devoniano-Carbonífero	Devoniano
	Tipo de Trapa	estrutural	estratigráfica, estrutural	estrutural e estratigráfica
	Litologia Selante	evaporito e folhelho	folhelho	folhelho

Atividades de E&P - Bacia do Solimões		
Situação Geográfica		terra
Poços Pioneiros	Perfurados	122
	Índice de Sucesso Geológico (%)	30
Campos	Petróleo	4
	Gás Não-Associado	4
	Petróleo e Gás	0
Descobertas	Em Avaliação	3
	1ª Descoberta Comercial (ano)	Juruá (1977)
	Última Descoberta Comercial (ano)	Arara Azul (2013)
Produção Acumulada	Petróleo (MM bbl)	308,75
	Gás Associado (MM m³)	79.075,83
	Gás Não-Associado (MM m³)	8.070,94

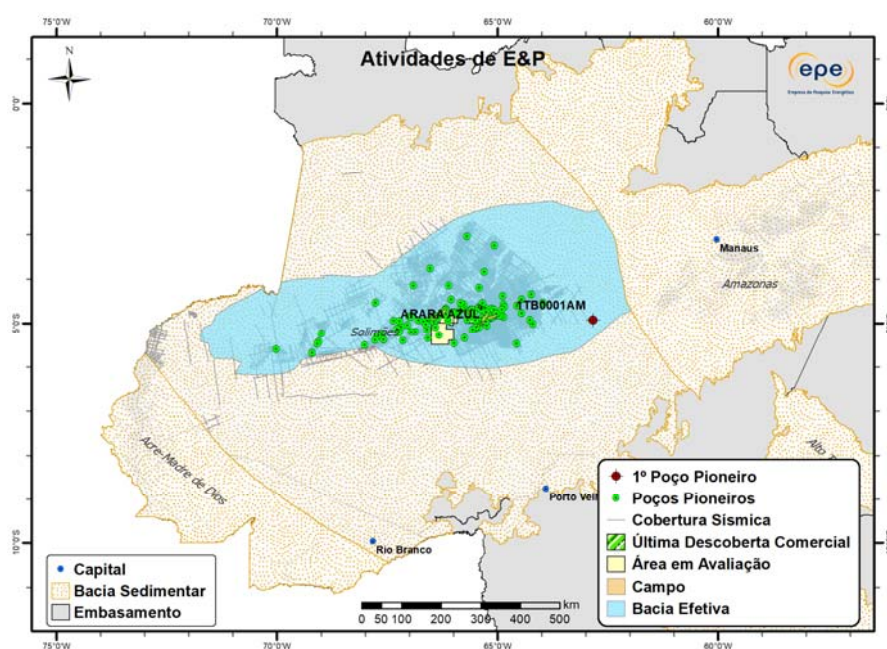


Figura 109 Mapa de atividades de E&P da Bacia do Solimões.

Figura 110 Mapa da infraestrutura de abastecimento da Bacia do Solimões: refinarias, terminais e linhas de transmissão.

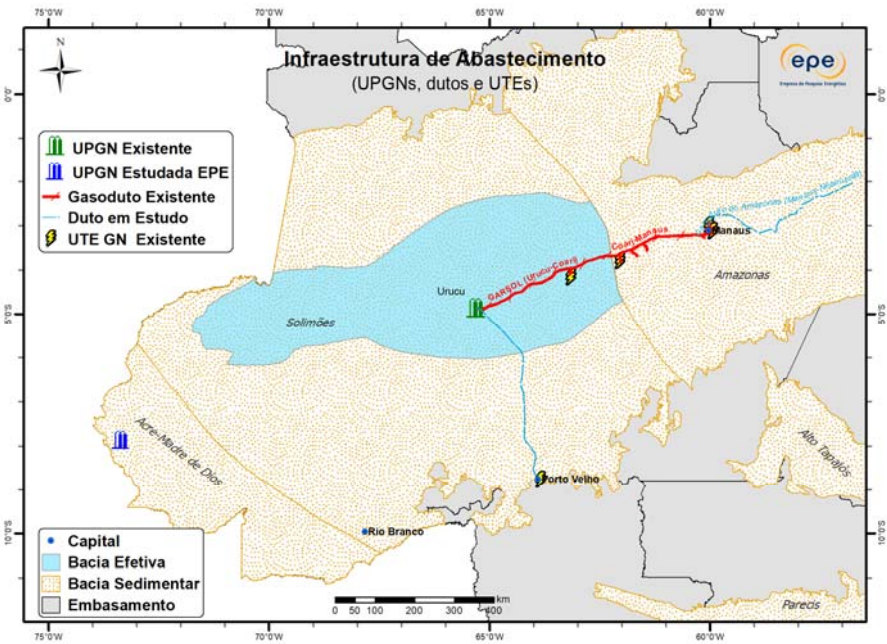
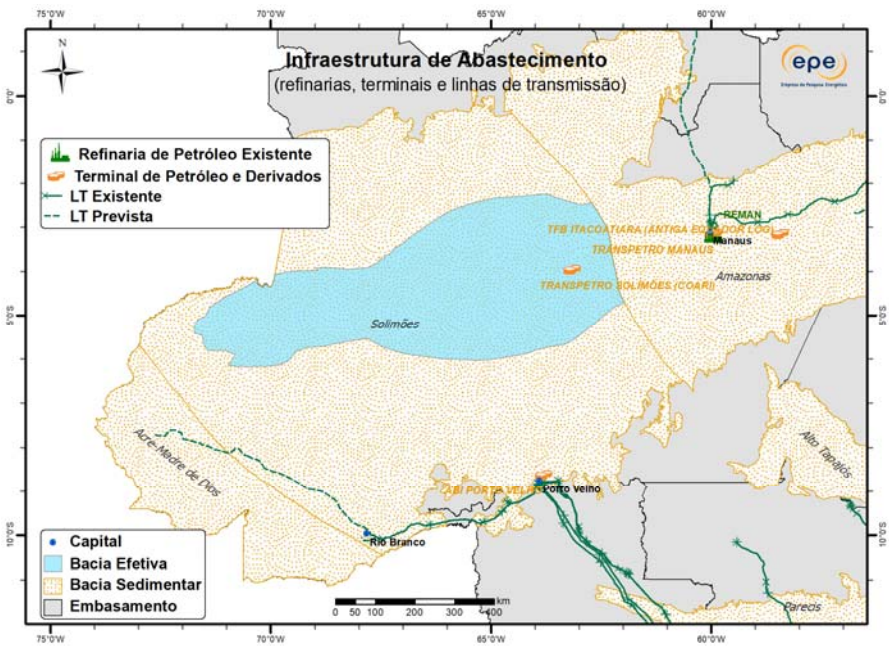


Figura 111 Mapa da infraestrutura de abastecimento da Bacia do Solimões: UPGNs, dutos e UTEs.

BACIA DE TUCANO CENTRAL

Informações Geológicas da Bacia de Tucano Central			
Situação Geográfica	Terra		
Maturidade Exploratória	Nova Fronteira		
Nome do Play	Principal Reservatório	Status Exploratório	Expectativa de Fluidos
Salvador	conglomerados de borda de bacia Berriasiano-Aptiano	Fronteira	gás
Ilhas	arenitos flúvio-aluviais Hauteriviano-Barremiano	Fronteira	gás
Candeias	arenitos turbidíticos lacustres Berriasiano-Valanginiano	Fronteira	gás
Brotas	arenitos flúvio-eólicos Permiano-Jurássico	Fronteira	petróleo e gás

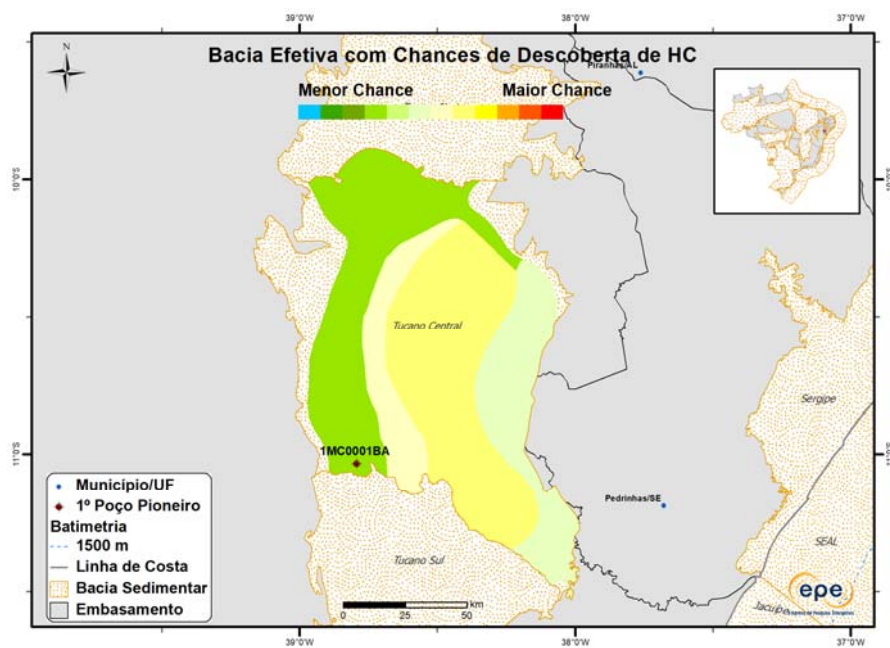
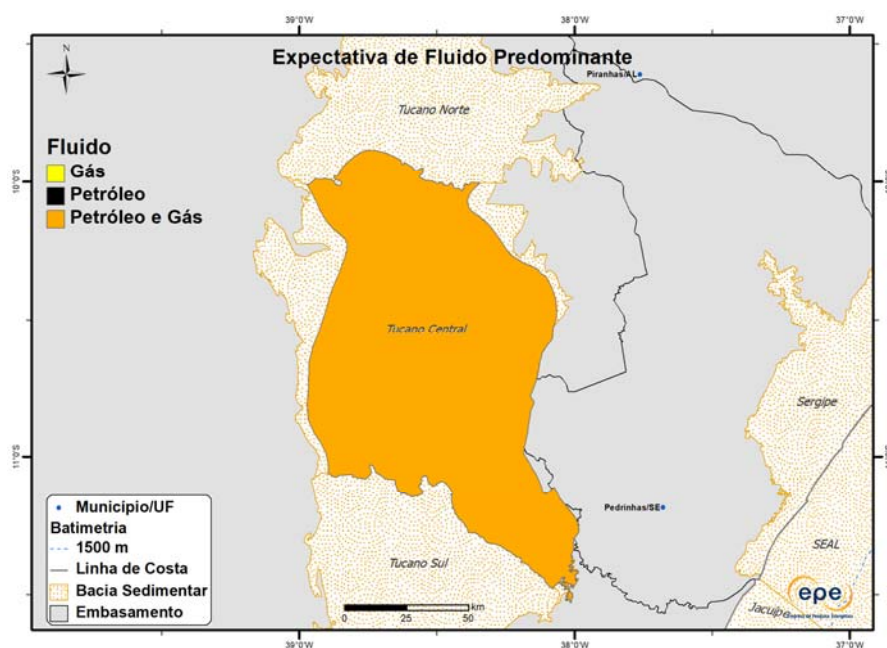


Figura 112 Mapa da bacia efetiva probabilística de Tucano Central, indicando chances altas na faixa central da bacia.

Figura 113 Mapa de expectativa de fluido predominante da Bacia de Tucano Central indicando expectativa de petróleo e gás na bacia.



Atributos dos plays - Bacia de Tucano Central					
Play		Salvador	Ilhas	Candeias	Brotas
Situação Geográfica		terra	terra	terra	terra
Carga	Unidade Litoestratigráfica	Formação Candeias	Formação Candeias (Membro Gomo)	Formações Candeias	Formações Candeias
	Unidade Cronoestratigráfica	Cretáceo Inferior (Berriasiano-Valanginiano)	Cretáceo Inferior (Berriasiano-Valanginiano)	Cretáceo Inferior (Berriasiano-Valanginiano)	Cretáceo Inferior (Berriasiano-Valanginiano)
	Migração	contato direto, migração por pequenas distâncias	contato direto, migração por pequenas distâncias	contato direto, migração por pequenas distâncias	contato direto
Reservatório	Unidade Litoestratigráfica	Formação Salvador	Formações Pojuca e Taquipe	Formações Candeias	Formações Afligidos, Aliança e Sergi
	Unidade Cronoestratigráfica	Cretáceo Inferior (Berriasiano-Aptiano)	Cretáceo Inferior (Hauteriviano-Barremiano)	Cretáceo Inferior (Berriasiano-Valanginiano)	Permiano-Jurássico
	Profundidade Média (m)	4.000	3.000	3.500	4.000
	Litologia / Contexto Depositional	conglomerado / leque deltaico	arenito / fluvial e aluvial	arenito / turbidito lacustre	arenito / fluvial e eólico
Trapa	Unidade Litoestratigráfica Selante	Grupos Santo Amaro, Ilhas e Massacará	Grupos Ilhas e Massacará	Grupos Santo Amaro, Ilhas e Massacará	Grupos Brotas, Santo Amaro, Ilhas e Massacará
	Unidade Cronoestratigráfica Selante	Cretáceo Inferior (Berriasiano-Barremiano)	Cretáceo Inferior	Jurássico-Cretáceo Inferior	Jurássico-Cretáceo Inferior
	Tipo de Trapa	estratigráfica e mista	estratigráfica	estratigráfica e mista	estrutural
	Litologia Selante	folhelho	folhelho	folhelho	folhelho

Atividades de E&P - Bacia de Tucano Central		
Situação Geográfica		terra
Poços Pioneiros	Perfurados	9
	Índice de Sucesso Geológico (%)	0
Campos	Petróleo	0
	Gás Não-Associado	0
	Petróleo e Gás	0
Descobertas	Em Avaliação	0
	1ª Descoberta Comercial (ano)	-
	Última Descoberta Comercial (ano)	-
Produção Acumulada	Petróleo (MM bbl)	0
	Gás Associado (MM m ³)	0
	Gás Não-Associado (MM m ³)	0

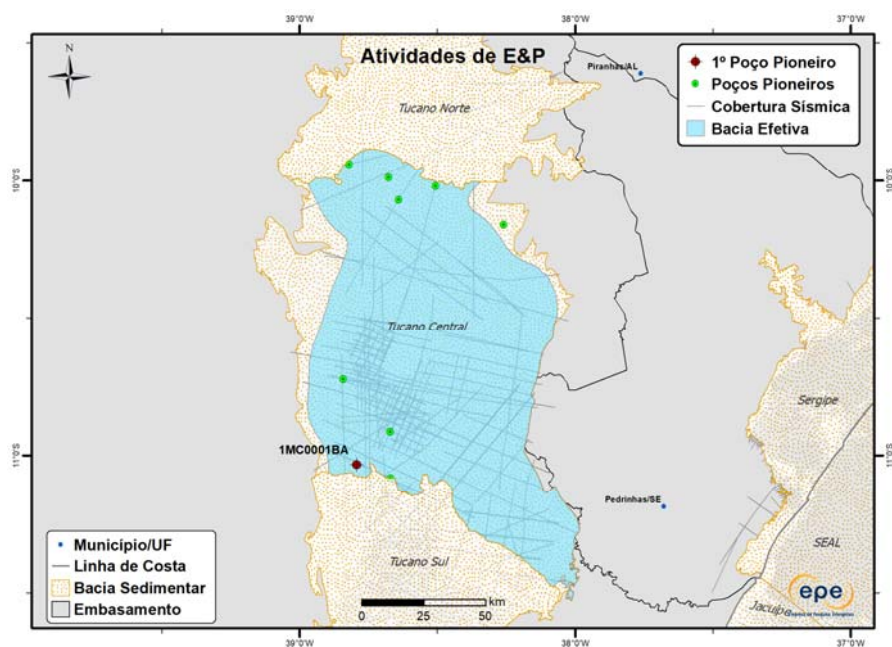


Figura 114 Mapa de atividades de E&P da Bacia de Tucano Central.

Figura 115 Mapa da infraestrutura de abastecimento
 Bacia de Tucano Central:
 refinarias, terminais e linhas de transmissão.

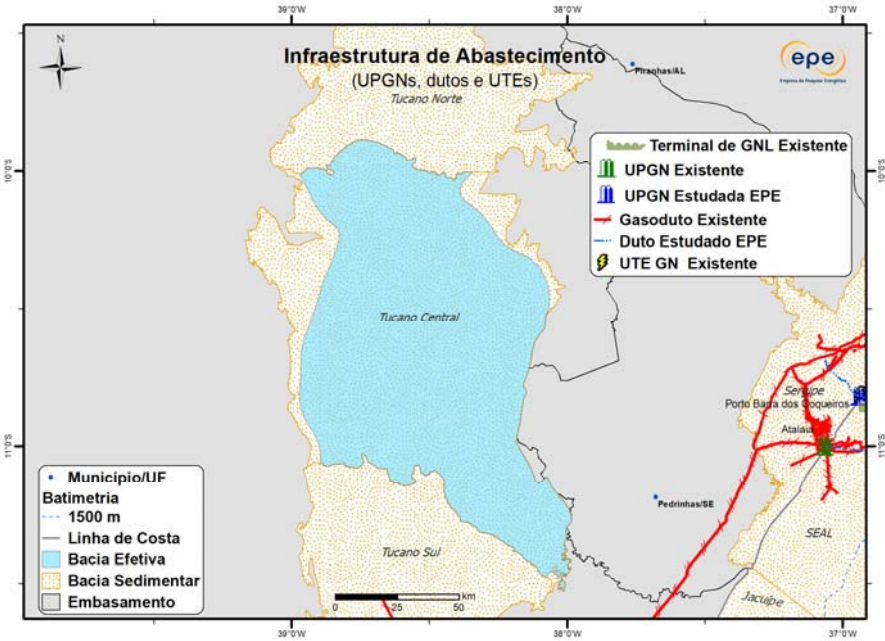
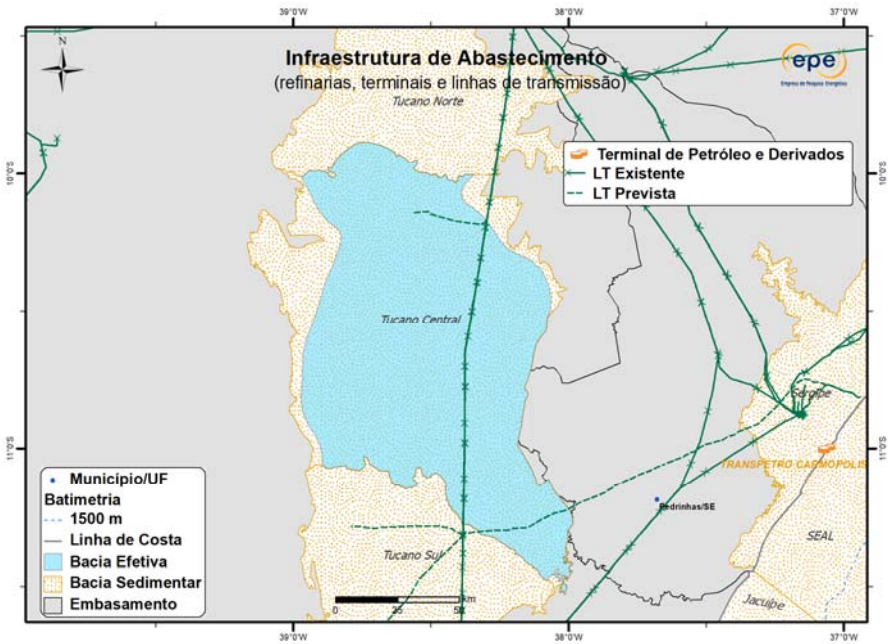


Figura 116 Mapa da infraestrutura de abastecimento da Bacia de Tucano Central: UPGNs, dutos e UTEs.

BACIA DE TUCANO SUL			
Informações Geológicas da Bacia de Tucano Central			
Situação Geográfica	Terra		
Maturidade Exploratória	Nova Fronteira		
Nome do Play	Principal Reservatório	Status Exploratório	Expectativa de Fluidos
Salvador	conglomerados de borda de bacia Berriasiano-Aptiano	Fronteira	gás
Ilhas	arenitos flúvio-aluviais Hauteriviano-Barremiano	Imaturo	gás
Candeias	arenitos turbidíticos lacustres Berriasiano-Valanginiano	Estabelecido	gás
Brotas	arenitos flúvio-eólicos Permiano-Berriasiano	Imaturo	gás / petróleo e gás

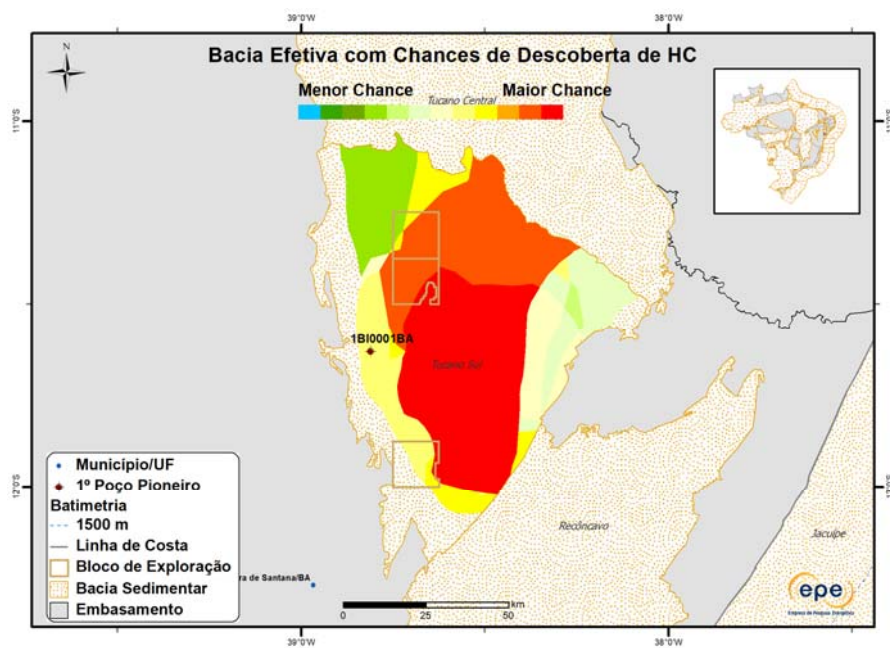
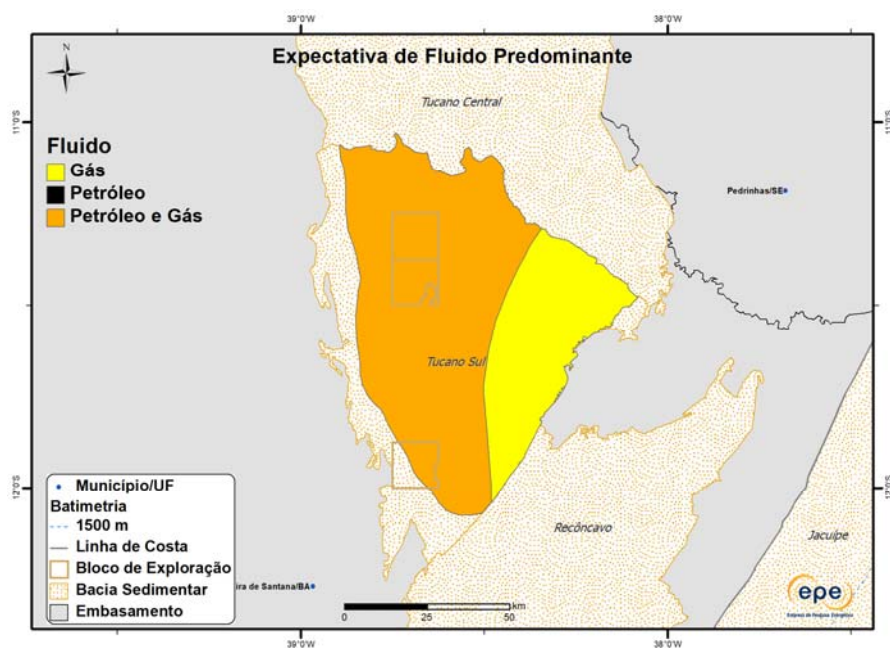


Figura 117 Mapa da bacia efetiva probabilística de Tucano Sul, indicando chances altas na região central da bacia.

Figura 118 Mapa de expectativa de fluido predominante da Bacia de Tucano Sul indicando expectativa de petróleo e gás, à oeste, e de gás, à leste na bacia.



Atributos dos plays - Bacia de Tucano Sul					
Play		Salvador	Ilhas	Candeias	Brotas
Situação Geográfica		terra	terra	terra	terra
Carga	Unidade Litoestratigráfica	Formação Candeias (Membros Gomo e Tauá)	Formação Candeias (Membros Gomo e Tauá)	Formação Candeias (Membros Gomo e Tauá)	Formação Candeias (Membros Gomo e Tauá)
	Unidade Cronoestratigráfica	Cretáceo Inferior (Berriasiano-Valanginiano)	Cretáceo Inferior (Berriasiano-Valanginiano)	Cretáceo Inferior (Berriasiano-Valanginiano)	Cretáceo Inferior (Berriasiano-Valanginiano)
	Migração	contato direto, migração por pequenas distâncias	contato direto, migração por pequenas distâncias	contato direto, migração por pequenas distâncias	contato direto e/ou migração lateral
Reservatório	Unidade Litoestratigráfica	Formação Salvador	Formações Pojuca e Taquipe	Formação Candeias	Formações Afligidos, Aliança, Sergi e Água Grande
	Unidade Cronoestratigráfica	Cretáceo Inferior (Berriasiano-Aptiano)	Cretáceo Inferior (Hauteriviano-Barremiano)	Cretáceo Inferior (Berriasiano-Valanginiano)	Permiano-Berriasiano
	Profundidade Média (m)	4.000	2.000	2.700	3.200
	Litologia / Contexto Depositional	conglomerado / leque deltaico	arenito / aluvial, fluvial e deltaico	arenito / turbidito lacustre	arenito / fluvial, aluvial e eólico
Trapa	Unidade Litoestratigráfica Selante	Grupos Santo Amaro e Ilhas	Grupo Ilhas	Grupos Santo Amaro e Ilhas	Grupos Brotas, Santo Amaro e Ilhas
	Unidade Cronoestratigráfica Selante	Cretáceo Inferior (Neocomiano)	Cretáceo Inferior (Neocomiano)	Cretáceo Inferior (Neocomiano)	Jurássico-Cretáceo Inferior (Neocomiano)
	Tipo de Trapa	Estratigráfica, estrutural e mista	Estratigráfica, estrutural e mista	estratigráfica e mista	estrutural
	Litologia Selante	folhelho	folhelho	folhelho	folhelho

Atividades de E&P - Bacia de Tucano Sul		
Situação Geográfica		terra
Poços Pioneiros	Perfurados	68
	Índice de Sucesso Geológico (%)	13
Campos	Petróleo	1
	Gás Não-Associado	6
	Petróleo e Gás	0
Descobertas	Em Avaliação	2
	1ª Descoberta Comercial (ano)	Quererá (1962)
	Última Descoberta Comercial (ano)	Fazenda Santa Rosa (2006)
Produção Acumulada	Petróleo (MM bbl)	0,47
	Gás Associado (MM m ³)	1,10
	Gás Não-Associado (MM m ³)	2.171,06

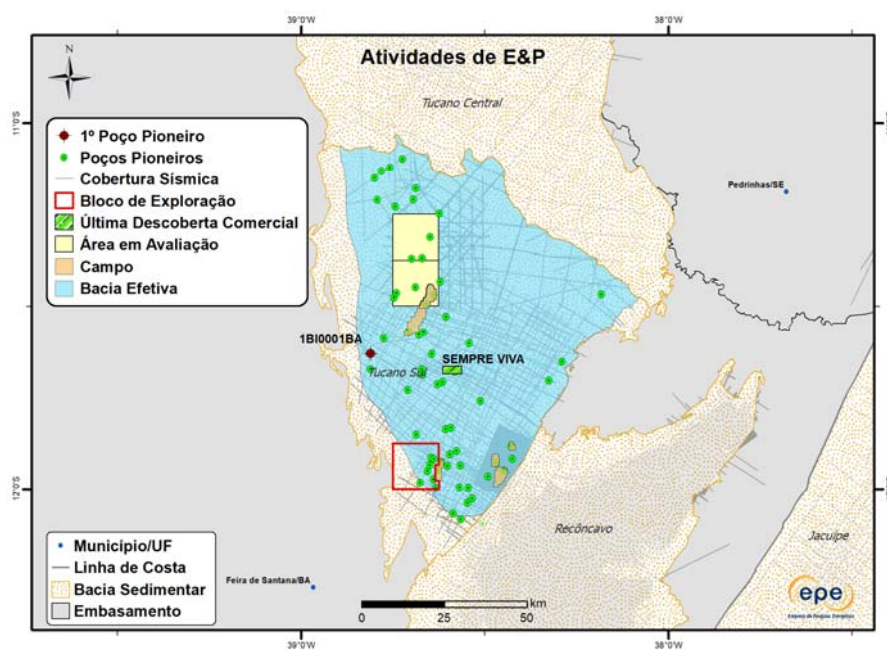


Figura 119 Mapa de atividades de E&P da Bacia de Tucano Sul.

Figura 120 Mapa da infraestrutura de abastecimento da Bacia de Tucano Sul: refinarias, terminais e linhas de transmissão.

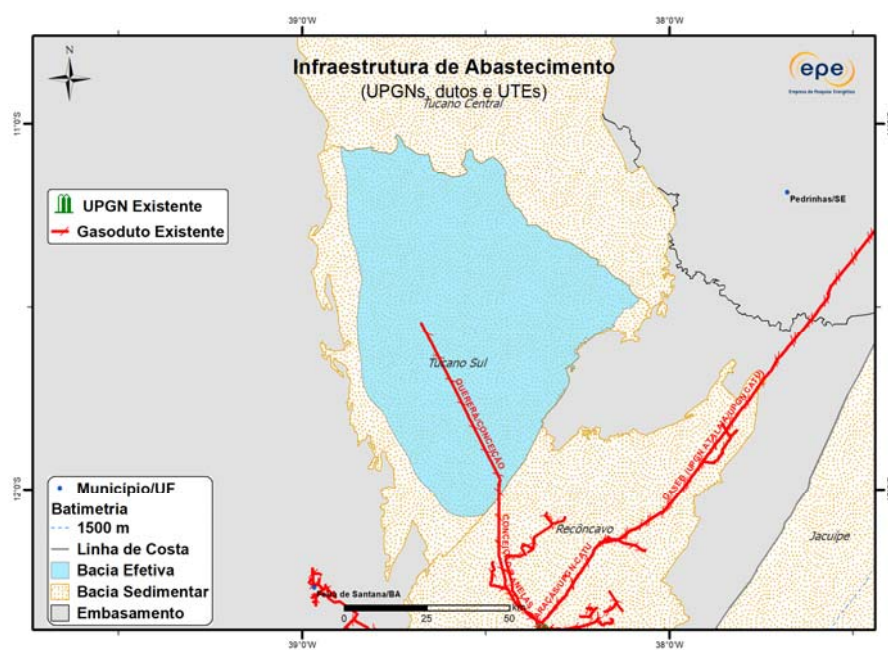
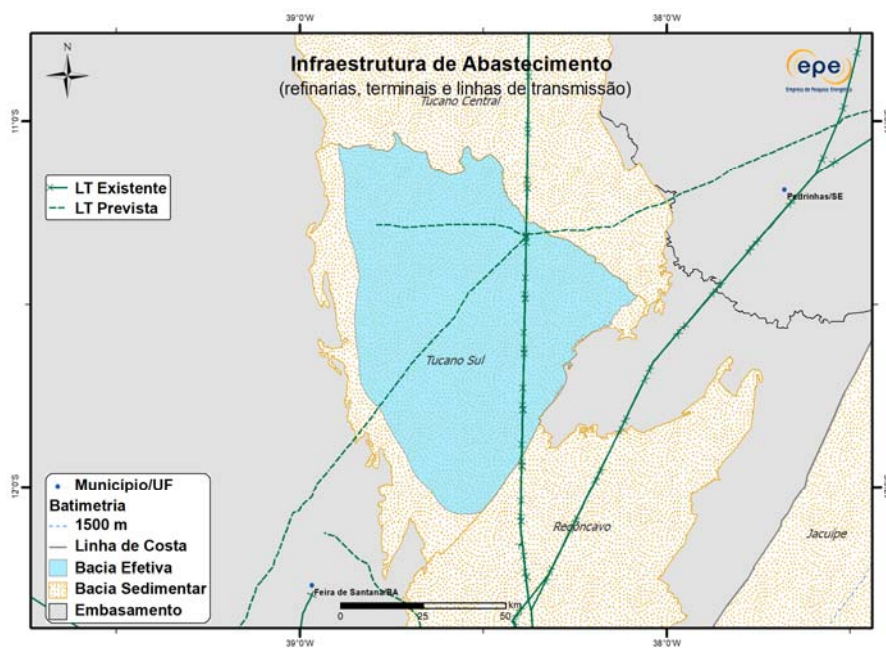
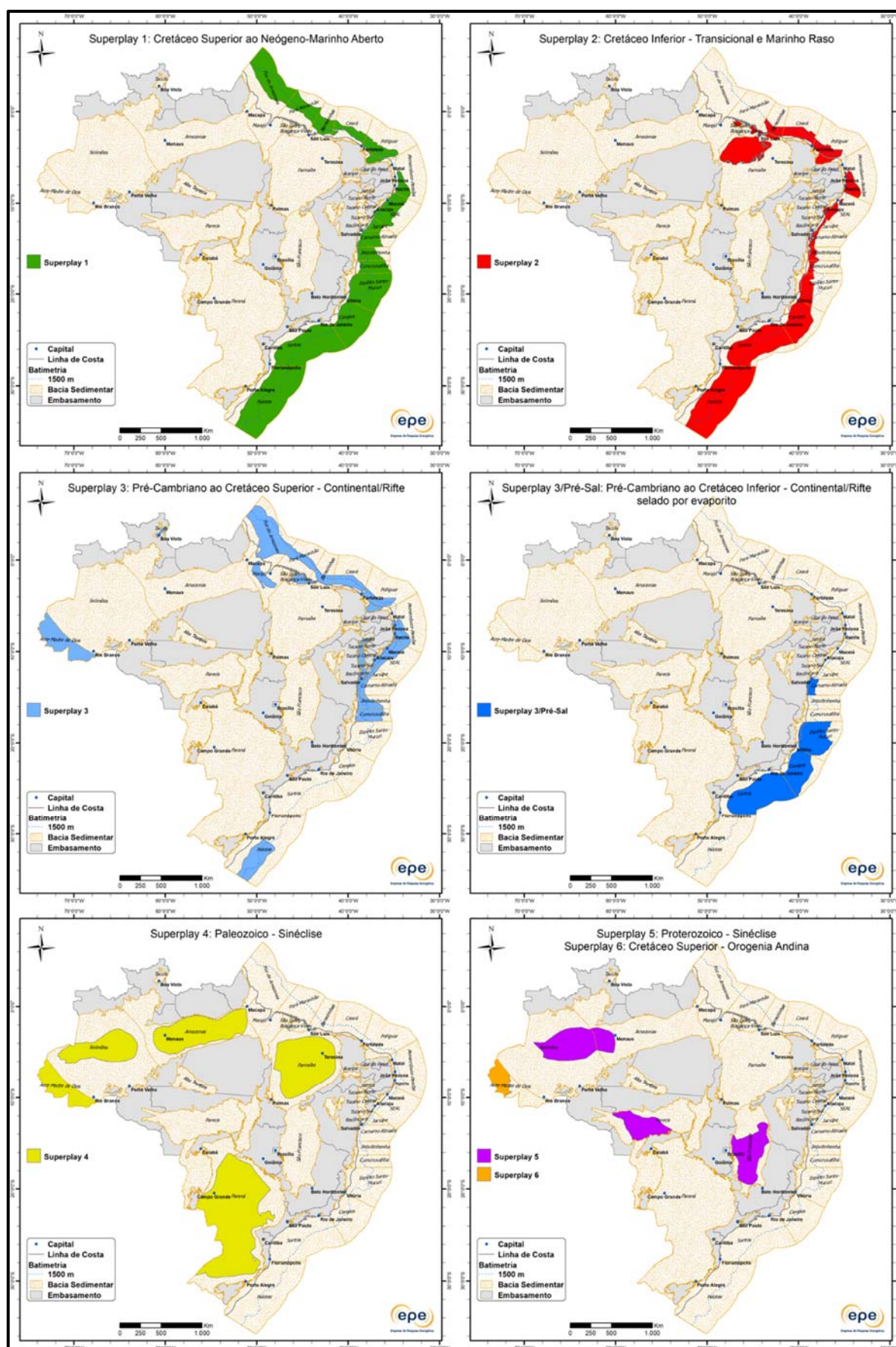


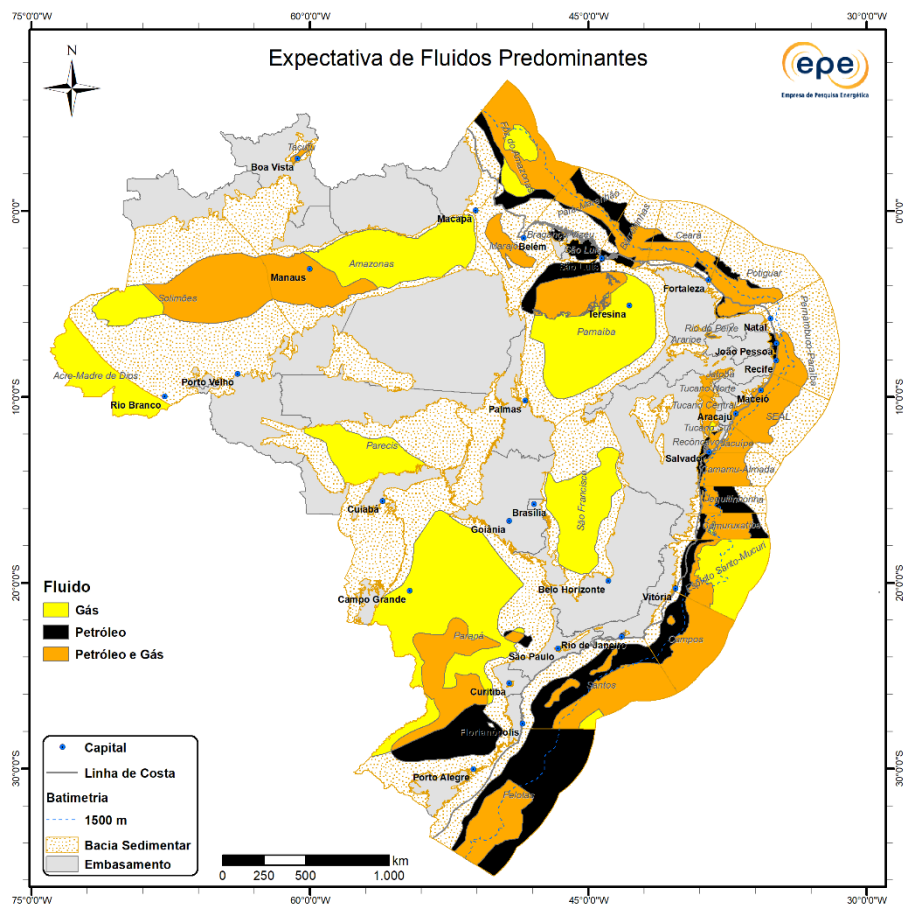
Figura 121 Mapa da infraestrutura de abastecimento da Bacia de Tucano Sul: UPGNs, dutos e UTEs.

1.3. SÍNTESE DAS BACIAS

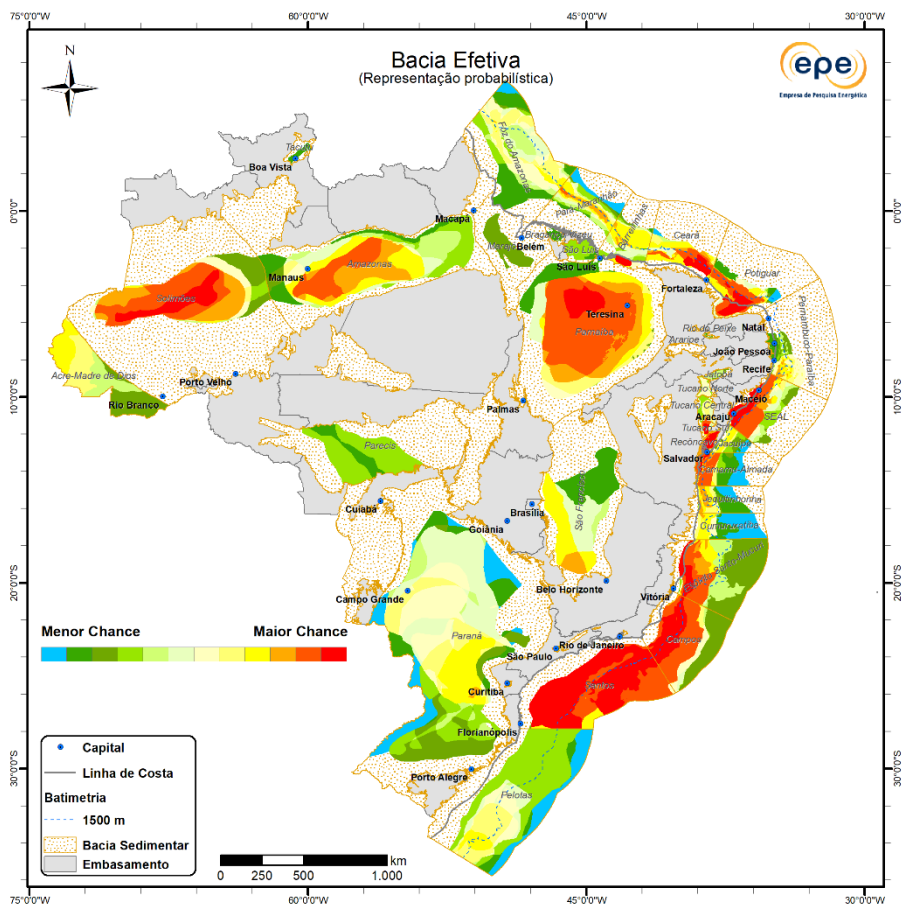
SUPERPLAYS



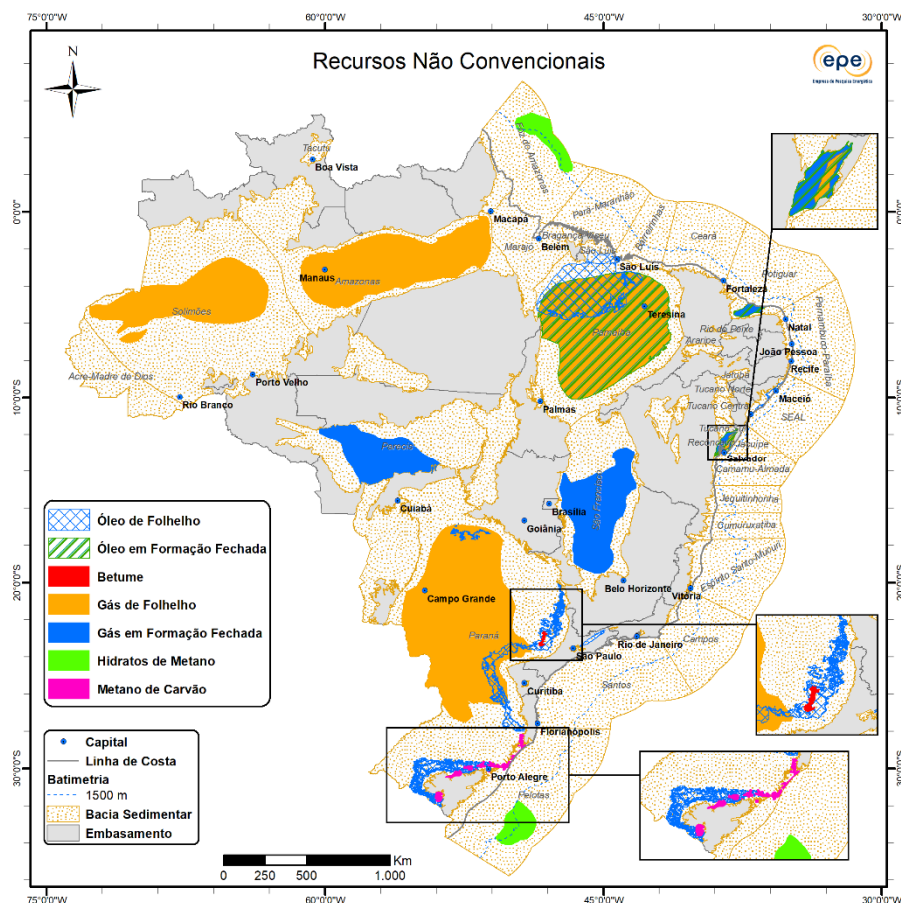
EXPECTATIVA DE FLUIDOS PREDOMINANTE



BACIA EFETIVA PROBABILÍSTICA



1.4. RECURSOS NÃO CONVENCIONAIS DE ÓLEO E GÁS NATURAL



1.5. POSSIBILIDADES DE PLAYS EXPLORATÓRIOS ALÉM DAS 200 MILHAS NÁUTICAS

Uma vez que o Brasil tem a Zona Econômica Exclusiva (ZEE) como limite de suas bacias sedimentares marítimas, são apresentadas algumas considerações a respeito dos possíveis efeitos da extensão de todos os limites da Plataforma Continental Jurídica Brasileira (PCJ)¹⁶ pleiteados perante a Comissão de Limites da Plataforma Continental (CLPC) da Organização das Nações Unidas (ONU).

Data do início do século XXI, a primeira tentativa em aumentar o limite exterior da plataforma, e, assim, garantir a soberania nacional para efeitos da exploração e aproveitamento de recursos minerais e outros recursos não-vivos do leito do mar e subsolo, além das 200 milhas náuticas. Ao longo dos últimos seis anos, três propostas parciais de revisão foram encaminhadas após uma série de estudos detalhados promovidos pelo projeto do Governo brasileiro denominado LEPLAC (Plano de Levantamento da Plataforma Continental Brasileira): em 2015, sobre a porção sul da Margem Meridional (Proposta Parcial Revista da Margem Continental Sul - PPRMCS); em 2017, sobre a Margem Equatorial (Proposta Parcial Revista da Margem Equatorial - PPRME) e, em 2018, sobre a Margem Oriental e o restante da Margem Meridional (Proposta Parcial Revista da Margem Oriental / Margem Sul - PPRMOMS).

Em 2019, a CLPC (2019) legitimou a primeira das três solicitações parciais, o que resultou na incorporação de 170.000 km² de área de plataforma continental e ampliou o mar territorial brasileiro para além das 200 milhas na região entre a fronteira com o Uruguai e o Platô de Santa Catarina. No caso do aceite dos dois pleitos pendentes, a área oceânica sob a jurisdição brasileira poderá alcançar os 5,7 milhões de km² - o que corresponde a mais de 60% da área continental do território nacional (8.511.996 km²).

Na primeira região incorporada, os interesses de exploração e produção de óleo e gás natural estariam principalmente associados, na Bacia de Pelotas, aos arenitos turbidíticos marinhos da fase drifte cujas geradoras são

¹⁶ Também são termos recorrentes Plataforma Continental "Estendida, Externa ou Legal" (PCE ou PCL).

os folhelhos marinhos anóxicos do Albiano-Cenomaniano. Em geral, os reservatórios seriam selados por folhelhos, existindo a possibilidade de selo local por clatratos.

A área da proposta da Margem Oriental/Margem Sul compreende a região entre o limite Sul do Platô de São Paulo e o Ceará, incluindo a região da Elevação (ou Platô) do Rio Grande. Por isso, poderá representar a extensão marítima dos domínios das bacias sedimentares que dominam a produção de hidrocarbonetos no Brasil, tais como as bacias de Santos, Campos e Espírito Santo-Mucuri, além de promover o aumento da área da Bacia de Cumuruxatiba, uma bacia ainda considerada Nova Fronteira exploratória. Nesse sentido, o play constituído por reservatórios carbonáticos microbialíticos, com possível geração através de folhelhos lacustres superpostos do Barremiano-Aptiano ou por migração das geradoras identificadas dentro dos atuais limites da ZEE, é um dos que mais gera expectativas, principalmente na região da Bacia de Santos, onde interpretações recentes (e.g. ZALÁN, 2019)¹⁷ apontam que o Alto Externo de Santos pode se estender para além dos limites rotineiramente reconhecidos, alcançando a área próxima da Dorsal de São Paulo. Sessões sísmicas atualizadas, obtidas nessa porção do Atlântico Sul, mostram forte evidência de um grande número de carbonatos lacustres do Aptiano, com trapas de anticlinais fechadas nos seus 4 cantos, ainda não testadas. A camada de sal, excelente selo, é ainda realçada, embora haja redução de sua espessura no limite entre as crostas continental e oceânica. Da mesma forma, grandes depressões preenchidas por sedimentos lacustres da fase rifte que funcionariam como cozinhas de geração para a área são visualizadas nessas imagens (MINGCHI; KUITAI; JING, 2020)¹⁸.

Vale destacar que as indicações de prospectos e descobertas em águas ultraprofundas no pré-sal de bacias análogas da margem africana - tais como Bicular, Cameia, Lontra e Mavinga, na Bacia de Kwanza (Angola) – em fácies de reservatório como estromatólitos alterados (estruturas em zebra), microbialitos de tufa, domos de estromatólitos, coquinas e *mounds* de travertinos, fomentam a expectativa da existência de acumulações de hidrocarbonetos de elevada qualidade fora dos limites atuais da ZEE brasileira (DESPINOIS et al., 2014)¹⁹. Oportunidades exploratórias já foram mapeadas na região pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP, 2020)²⁰.

Reservatórios turbidíticos da fase drifte, com trapas mistas principalmente, também poderão ser encontrados, na porção além das 200 milhas náuticas, das áreas correspondentes aos limites atuais das bacias de Santos, Campos e Espírito Santo-Mucuri. Típicos de sedimentação em ambiente marinho profundo, esses depósitos podem ter, tal qual os carbonatos microbialíticos, geração associada aos folhelhos lacustres do Barremiano ao Aptiano ou à migração daquelas geradoras situadas sobre a crosta continental. Folhelhos lacustres, com elevado teor de carbono orgânico total (COT), do Barremiano ao Aptiano, têm sido analogamente relatados como geradores em águas profundas da Bacia de Orange, na Namíbia (EASTWELL; RODRIGUEZ; HODGSON, 2019)²¹. Em Angola, na Bacia do Congo, há evidência de arenitos turbidíticos do Oligoceno-Mioceno como reservatórios nas porções mais distais, em águas entre 200 e 2000 m, situadas na zona de compressão das camadas de sal, perto do limite entre a crosta oceânica e a crosta continental (HUANG; ZHENG, 2019)²².

Por sua vez, a região da proposta da Margem Equatorial, que versa sobre a área situada entre a fronteira marítima do Brasil com a República da França (Departamento da Guiana Francesa) e ultrapassa o Arquipélago de São Pedro e São Paulo (ASPSP), estaria naquela que é considerada uma das mais promissoras fronteiras de exploração e produção do Atlântico Sul, dadas as descobertas nos países vizinhos da América Latina, tais como as mais de dezenove feitas na Guiana, como Haimara, Hammerhead, Liza, Jethro, Joe, Longtail, Mako, Pacora, Payara, Pluma, Ranger, Tilapia, Tripletail, Turbot e Yellowtail, além de Zaedyus, na Guiana Francesa. Com a extensão da PCJ, segundo o pleito de 2017, todas as bacias da Margem Equatorial teriam suas áreas sedimentares aumentadas, o que levaria a expectativas de ocorrência de hidrocarbonetos em porções ainda mais distais de arenitos turbidíticos

¹⁷ ZALÁN, P. V. 2019. O Potencial Exploratório do Espelho do Pré-Sal (pp. 1–27). In: 2º FÓRUM TÉCNICO PRÉ-SAL PETRÓLEO, 2019, Rio de Janeiro. Disponível em https://www.presalpetroleo.gov.br/ppsa/conteudo/apresentacao_Pedro_Zalan_IlForum_PPSA.pdf. Acesso em 2020.

¹⁸ MINGCHI; W., KUITAI, S.; JING, G. Ultra-Deepwater Santos: A Global Exploration Hotspot. *GeoExpro*, v. 17, n. 5, p. 70-71.

¹⁹ DESPINOIS, F. et al. 2014. Exploration challenges of Angolan pre-salt & contributions from Brazilian experience (Vol. 1, pp. 1–7). In: RIO OIL & GAS 2014, 2014, Rio de Janeiro. Disponível em https://www.researchgate.net/publication/323175737_Exploration_Challenges_of_Angolan_Pre-salt_Contributions_from_Brazilian_Experience. Acesso em: 2020.

²⁰ AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS, ANP. 2020. Updates on Pre-Salt Opportunities and Upcoming Bidding Rounds Overview (pp. 1–97). In: DEEPWATER SOUTH AMERICA CONGRESS 2020, 2020, Rio de Janeiro. Disponível em <http://www.anp.gov.br/arquivos/palestras/17-01-2020-updates-presalt-opportunities-upcoming-bidding-rounds-overview.pdf>. Acesso em 2020.

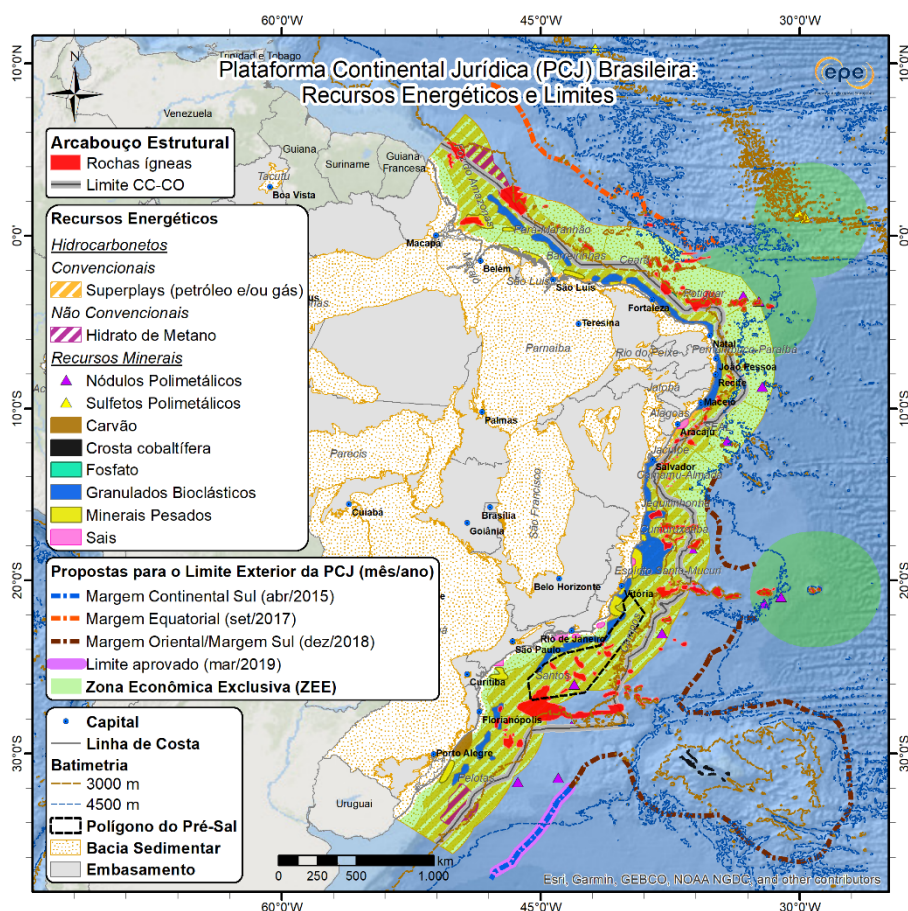
²¹ EASTWELL, D.; RODRIGUEZ, K.; HODGSON, N. 2019. Identifying source rocks in frontier basins on seismic data, evidence from West Africa and implications in the Eastern Mediterranean. Disponível em: < <https://www.spectrumgeo.com/wp-content/uploads/Identifying-source-rocks-in-frontier-basins-on-seismic-data-evidence-from-West-Africa-and-implications-in-the-Eastern-Mediterranean.pdf> >. Acesso em 16 jul. 2021.

²² HUANG, Y.; ZHENG, L. 2019. Hydrocarbon accumulation in deep water areas of Angola in West Africa. *Petroleum Research*, v. 4, n. 3, p. 268-275.

da fase drifte, depositados em ambiente marinho profundo do Cretáceo Superior ao Neógeno, com geração associada aos folhelhos marinhos do Cretáceo Superior e trapas estratigráficas.

No caso da Margem Equatorial, os reservatórios turbidíticos localizados na parte noroeste da bacia de Foz do Amazonas têm sido correlacionados às descobertas de Liza (Guiana) e Zaedyus (Guiana Francesa). Já aqueles localizados nas bacias de Barreirinhas, Pará-Maranhão e Potiguar possuem reservatórios análogos aos de Jubilee, Tweneboa, Enyenra, Wawa e Ntomme, em Gana. Todavia, é válido destacar que as descobertas de Jethro e Joe, em reservatórios turbidíticos do Paleógeno ao Neógeno, na Guiana, apontaram para a presença de óleo pesado com alto teor de enxofre (ADAMS, 2019)²³.

Ainda na Margem Equatorial, a descoberta de Ranger, na Guiana, com reservatórios carbonáticos altamente porosos em águas ultraprofundas (EXXONMOBIL, 2020)²⁴, é um marco que deve ser acompanhado para as bacias vizinhas brasileiras.



No âmbito da extensão da PCJ brasileira são conhecidas também outras oportunidades de recursos minerais, tais como nódulos e sulfetos polimetálicos, com destaque para as crostas cobaltíferas na Elevação do Rio Grande (BENITES et al., 2018; CAVALCANTI, 2011)^{25, 26}. Embora o Brasil seja internacionalmente reconhecido pela excelência na

²³ ADAMS, M. 2019. Tullow mulls Guyana drilling campaign on heavy oil determination. Oil & Gas Journal, [S.l.], 14 nov. 2019. Disponível em <https://www.ogj.com/exploration-development/discoveries/article/14072025/tullow-mulls-guyana-drilling-campaign-on-heavy-oil-determination>. Acesso em 01º jul 2021.

²⁴ EXXONMOBIL. 2020. Guyana Project Overview. ExxonMobil, [S.l.], 01º out. 2020. Disponível em <https://corporate.exxonmobil.com/locations/guyana/guyana-project-overview#DiscoveriesintheStabroekBlock>. Acesso em 01º jul. 2021.

²⁵ BENITES, M. et al. 2018. Integrated Geochemical and Morphological Data Provide Insights into the Genesis of Ferromanganese nodules. Minerals, v. 8, n. 488, p. 1–16. <https://doi.org/10.3390/min8110488>.

²⁶ CAVALCANTI, V. M. M. 2011. Plataforma continental: a última fronteira da mineração brasileira. Brasília/DF: Departamento Nacional de Produção Mineral. Disponível em <http://www.dnpm.gov.br/dnpm/publicacoes/serie-sustentabilidade/plataforma-continental-conteudo>. Acesso em 20 mar. 20.

exploração e produção de hidrocarbonetos em grandes lâminas d'água, o aproveitamento desses e de outros recursos além da ZEE representa uma fronteira com desafios inéditos.

Sucessos exploratórios recentes com a perfuração em lâminas d'água superiores a 3.600 m, na bacia do Congo (porção offshore de Angola), e a mais de 1.900 m na Guiana, onde intensas correntes oceânicas atuam, mostram que, apesar de desafiador, o desenvolvimento de atividades em porções tão afastadas da costa é possível (AYUK, 2020; BLUM, 2021)^{27, 28}. Cabe citar, contudo, que o aproveitamento socioeconômico e ambientalmente sustentável, compartilhado e harmônico dos diferentes tipos de recursos além das 200 milhas náuticas deve estar alinhado ao estabelecimento de normas atualizadas, regulamentações específicas, monitoramento ambiental frequente e garantia de segurança operacional aos agentes nacionais e internacionais, além do respeito aos interesses estratégicos e de defesa da soberania nacional.

²⁷ AYUK, N. J. 2020. Oil and Gas Discoveries and Activity in Southwest Africa Set to Open New Basins for Development and Trigger Big Investments in Namibia, Angola and South Africa. Africa News, [S.l.], 23 nov. 2020. Disponível em <https://www.africanews.com/2020/11/23/oil-and-gas-discoveries-and-activity-in-southwest-africa-set-to-open-new-basins-for-development-and-trigger-big-investments-in-namibia-angola-and-south-africa-by-nj-ayuk/>. Acesso em 02 jul 2021.

²⁸ BLUM, J. 2021. ExxonMobil announces new discovery offshore Guyana at Longtail-3. S&P Global Platts, [S.l.], 09 jun 2021. Disponível em <https://www.spglobal.com/platts/en/market-insights/latest-news/oil/060921-exxonmobil-announces-new-discovery-offshore-guyana-at-longtail-3>. Acesso em 02 jul 2021.

2 PERSPECTIVA ECONÔMICA DAS BACIAS SEDIMENTARES

Foram definidos seis argumentos para representar a importância econômica de áreas do território nacional para o setor produtivo de petróleo e gás natural. Os argumentos são representados em mapas de Importância Petrolífera de Área (IPA), que expressam diversos interesses do setor, principalmente para a atividade de E&P. O mapa síntese resultante da combinação desses argumentos é denominado mapa de Importância Petrolífera de Área Total (IPA Total).

Esses argumentos foram escolhidos de modo a contemplar três tipos básicos de áreas que podem ter importância para o setor de petróleo e gás: áreas com recursos descobertos; áreas com interesse predominante de recursos não descobertos e áreas de infraestrutura de abastecimento e transporte de petróleo e gás. No caso de alguns argumentos (Intensidade Exploratória, Prospectividade e Necessidade de Conhecimento) foram utilizados subargumentos para compor o argumento final e, nesses casos, também foi aplicada a metodologia da Função de Importância Multiargumentos de Área (FIMA). Os seis argumentos escolhidos não são totalmente independentes, isto é, há alguma correlação, ou redundância, entre eles. Entretanto, esse aspecto dificilmente é evitado em complexos problemas multivariados como o enfrentado nesse estudo e, além disso, não se espera que ele possa conduzir a conclusões equivocadas, mas levar algumas áreas a uma realçada importância relativa.

São apresentados mapas em escala nacional, com ênfase nos argumentos de Importância Petrolífera de Área (IPA), parciais e combinados. Seis argumentos são representados em mapas de Importância Petrolífera de Área (IPA), que expressam diversos interesses do setor, principalmente para a atividade de E&P: 1) Intensidade Exploratória; 2) Atividade Exploratória; 3) Prospectividade; 4) Evidência Direta de Hidrocarbonetos; 5) Necessidade de Conhecimento e 6) Infraestrutura de Abastecimento.

O mapa síntese resultante da combinação desses argumentos é denominado mapa de Importância Petrolífera de Área Total (IPA Total). Denomina-se FIMA (Função de Importância Multiargumentos de Área) a função que trata do conjunto de argumentos de cada área do território nacional com a finalidade de embasar a atribuição de importância da mesma.

2.1. DEFINIÇÕES

IPA - Importância Petrolífera de Área (IPA), seis argumentos são representados em mapas de, que expressam diversos interesses do setor, principalmente para a atividade de E&P.

Intensidade Exploratória - o primeiro subargumento tem sentido espacial e representa a importância da distância de um dado ponto (xy) da bacia sedimentar a uma descoberta de petróleo ou gás natural, em avaliação ou comercial (campo). Foi atribuída maior importância às áreas mais próximas das descobertas e menor importância às áreas distantes, tanto do ponto de vista operacional quanto geológico. O segundo subargumento tratado na definição da Intensidade Exploratória está vinculado à dimensão volumétrica dos recursos descobertos de petróleo e gás das bacias sedimentares. Neste caso, quanto maior o volume descoberto em uma bacia, maior a sua importância.

Atividade Exploratória - argumento da importância das áreas contratadas pela União para atividades de E&P que ainda estão na fase exploratória, sendo representado pela distância de blocos exploratórios a todo e qualquer ponto de uma bacia. As áreas mais próximas de blocos exploratórios foram consideradas mais atrativas do que áreas mais distantes, tanto do ponto de vista operacional (movimentação de pessoas, materiais, equipamentos e instalações) quanto geológico.

Prospectividade - o primeiro subargumento refere-se ao risco exploratório na perfuração de poços pioneiros. Assim, quanto maior o risco, *ceteris paribus*, menor a importância da área, ou dito de modo complementar, quanto maior a chance de sucesso exploratório de uma área, maior sua importância. O segundo subargumento²⁹ na definição da Prospectividade está vinculado à dimensão volumétrica dos recursos não descobertos (potencial) de petróleo e gás das bacias sedimentares. Neste caso, quanto maior a medida volumétrica do potencial petrolífero em uma bacia, maior a sua importância.

Evidência Direta de Hidrocarbonetos - representa a ideia de que áreas fora de acumulações de petróleo ou gás natural em avaliação exploratória ou já comerciais (campos) que sejam próximas à ocorrência de indícios ou confirmações da presença de hidrocarbonetos são mais importantes que as áreas mais distantes, na razão direta

²⁹ Devido a mudanças pouco relevantes na base de dados utilizada para elaboração do mapa do segundo argumento do IPA Prospectividade, optou-se por manter no presente ciclo a mesma base do Ciclo 2017-2019. A divulgação de um mapa atualizado com o referido argumento está estimada para o primeiro semestre de 2022.

dessa proximidade. Ou seja, quanto menor essa distância, maior a importância da área. Analogamente ao que já havia sido considerado no ciclo anterior do ZNMT para os argumentos de Intensidade Exploratória e Atividade Exploratória, também nesse argumento amplia-se o conjunto de contexto de distância para a bacia e sua(s) adjacente(s) na mesma situação (terra ou mar).

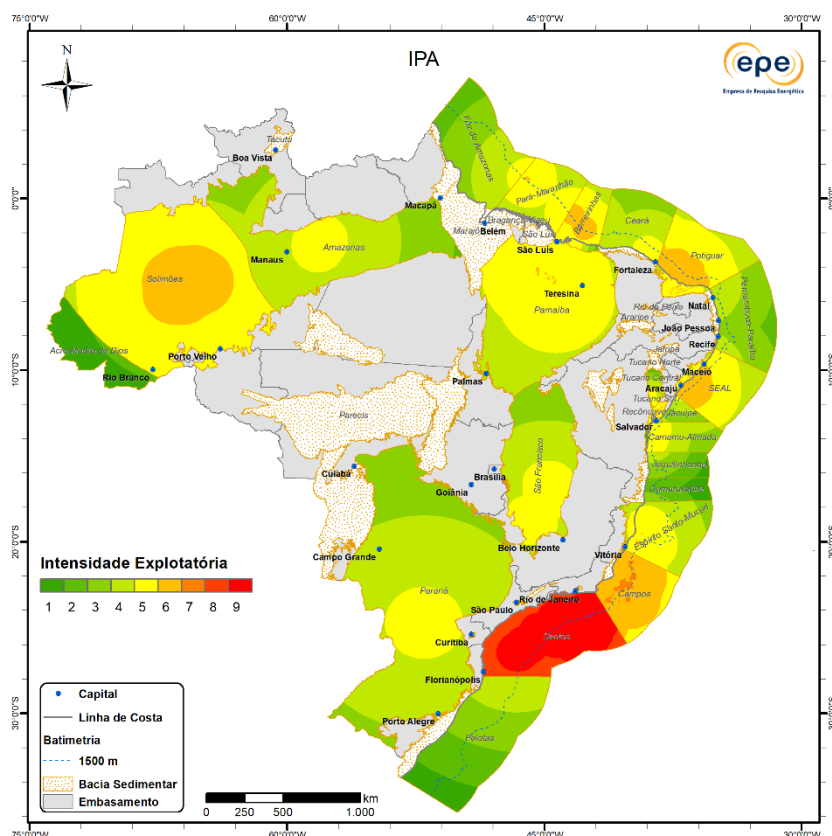
Necessidade de Conhecimento - o grau de incerteza na avaliação dos fatores geológicos regionais que controlam a formação de recursos de petróleo ou gás natural em uma bacia sedimentar é um argumento de importância no sentido de indicar a necessidade de aquisição, processamento e/ou interpretação adicional de dados.

Infraestrutura de Abastecimento - representa a importância, operacional e econômica, atribuída às áreas mais próximas de instalações que possibilitem o aproveitamento da produção de petróleo e gás natural pela sociedade, em comparação com aquelas mais longínquas, considerando-se inclusive as previstas e em construção. Do ponto de vista econômico, esse argumento de importância está atrelado à tendência de melhor aproveitamento econômico de um campo de petróleo ou gás natural, descoberto ou não, que esteja mais próximo de infraestrutura do que aquele mais distante.

IPA Total - a combinação dos seis argumentos descritos anteriormente resulta no mapa de Importância Petrolífera de Área Total (IPA Total) que sintetiza todos os argumentos num único mapa.

2.2. MAPAS DE IMPORTÂNCIA PETROLÍFERA DE ÁREA

IPA – INTENSIDADE EXPLORATÓRIA

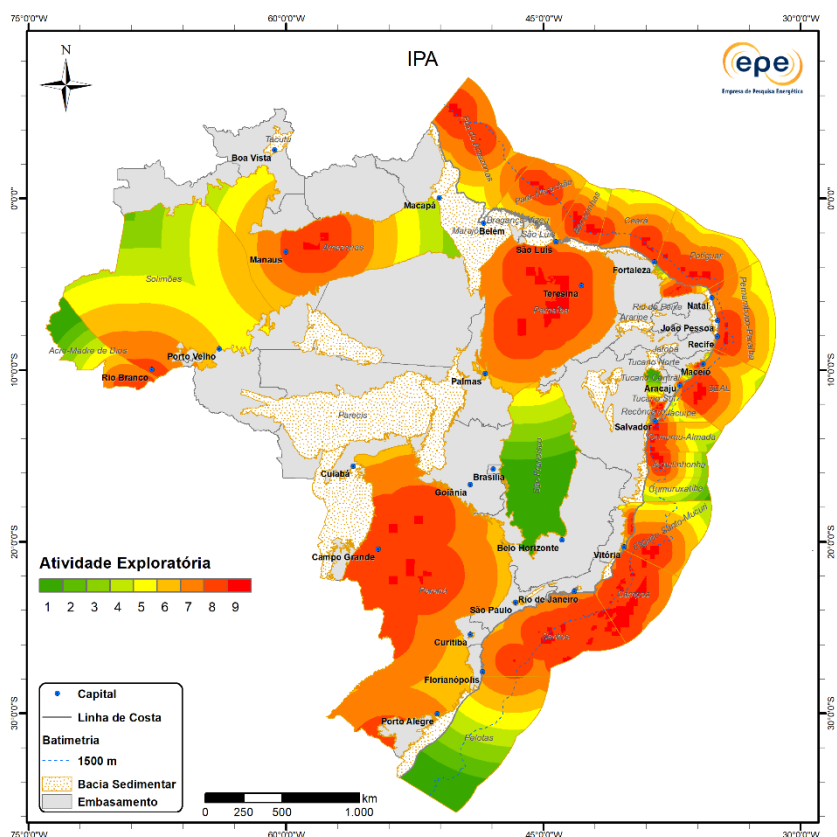


As áreas de maior importância neste argumento estão nas bacias de Santos e Campos. A Bacia de Santos tornou-se, nos últimos anos, a principal produtora de petróleo e gás natural do país superando a predominância, até então histórica, da bacia vizinha ao norte. A Bacia de Campos apresenta uma importância ainda elevada em virtude dos campos existentes e descobertas em avaliação com expectativa de grandes reservas na região do Pré-Sal; nota-se, contudo, uma queda da importância com relação ao Ciclo 2017-2019 relacionada, principalmente, à devolução de áreas para a União.

Pelo mesmo motivo também se observa uma redução de importância nas bacias do Solimões, Parnaíba e São Francisco, além da porção marítima do Espírito Santo-Mucuri e SEAL. As demais bacias produtoras brasileiras, mesmo com elevado número de campos como, por exemplo, as bacias do Recôncavo e Potiguar terra, possuem menor expressão volumétrica no cômputo nacional, por isso apresentam menor importância neste argumento.

Nota-se que a maior parte da área sedimentar brasileira, principalmente marítima, aparece com alguma importância, dada a distribuição (e proximidade) de blocos ativos, em maior ou menor número, nas diversas bacias.

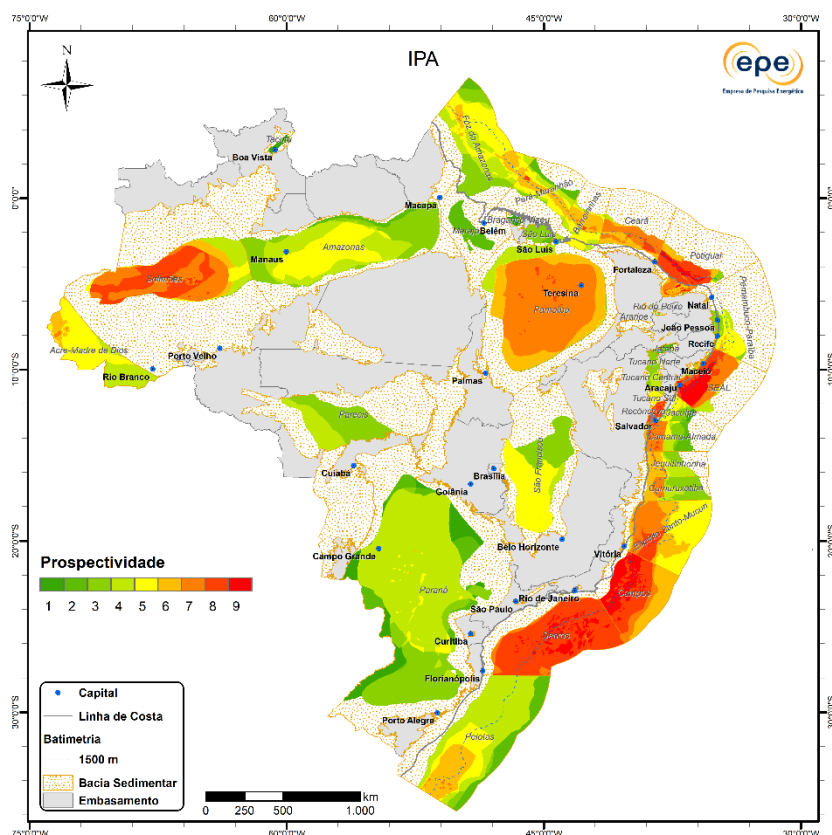
Em relação ao ciclo passado, são observados aumentos da atividade exploratória nas bacias de Santos e Campos, relacionados aos arremates de blocos na 16ª Rodada de Licitações e também, no caso da primeira, na 6ª Rodada de Partilha. De forma similar, o arremate de blocos no primeiro e segundo ciclos de Oferta Permanente foi o responsável pelo aumento da importância nas bacias do Amazonas e Paraná, além das porções terrestres das bacias do Espírito Santo-Mucuri e Potiguar.



Por outro lado, as bacias do Acre-Madre de Dios, Pelotas, Recôncavo, São Francisco, Solimões e Tucano Sul destacam-se entre aquelas com queda da atividade relacionada à devolução de blocos, considerando a data de referência do estudo (30/04/2021).

IPA – PROSPECTIVIDADE

De maneira geral, as maiores prospectividades associam-se às bacias produtoras, com vários campos e descobertas já realizadas, onde os riscos geológicos tanto em escala regional como local (em nível de prospectos) são relativamente menores.



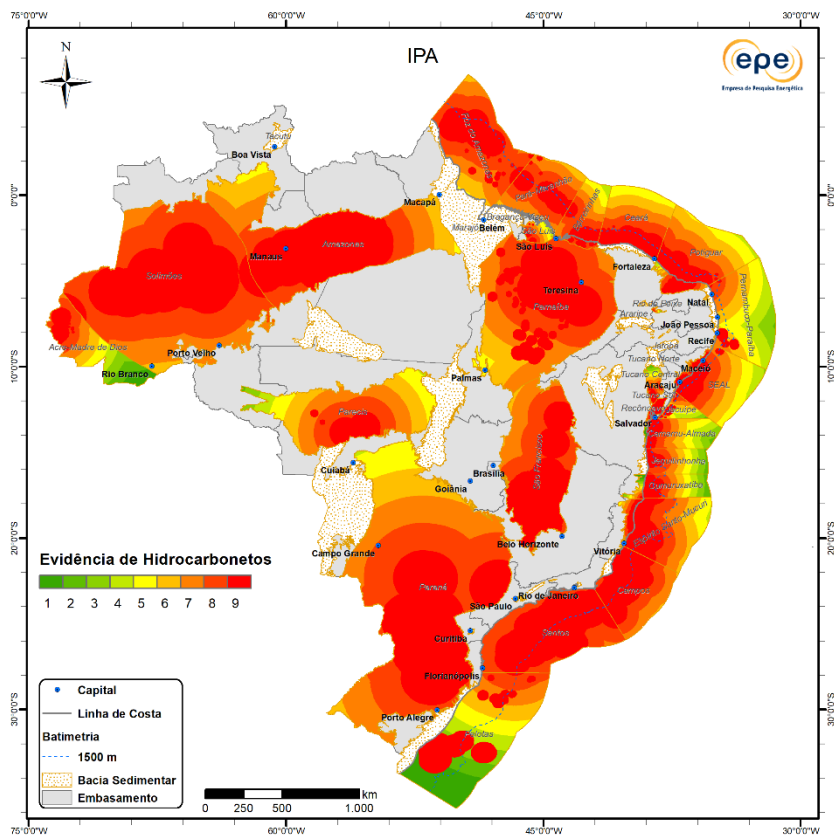
As áreas com maiores prospectividades estão nas bacias de Santos, Campos, Potiguar, SEAL, Sergipe, Alagoas, Recôncavo e Solimões. Além destas, outras bacias como Ceará, Camamu-Almada (porção marítima proximal e terrestre), Espírito Santo-Mucuri e Parnaíba possuem prospectividade relativamente alta.

Níveis de importância intermediária, no mar, estão nas bacias da Foz do Amazonas, Pará-Maranhão, Barreirinhas, Pernambuco-Paraíba, Jequitinhonha, Cumuruxatiba e Pelotas (na região do Cone do Rio Grande); e em terra, nas bacias do Amazonas, São Francisco (parte sul), Acre-Madre de Dios (porção oeste) e Paraná, além de Tucano Sul e Central.

IPA – EVIDÊNCIA DIRETA DE HIDROCARBONETOS

Com base nas informações utilizadas neste estudo, a maior parte da extensão sedimentar brasileira possui evidências de geração e migração de hidrocarbonetos, o que não implica, necessariamente, na existência de acumulações comerciais.

De uma maneira geral, as bacias apresentam elevado grau de importância, conforme a evidência de hidrocarbonetos. Contudo, há uma importância reduzida em partes expressivas das bacias de Pelotas, Cumuruxatiba, Jequitinhonha, Camamu-Almada (mar), Jacuípe, Pernambuco-Paraíba, além de Acre-Madre de Dios, Rio do Peixe e Parecis; e nenhuma importância, neste estudo, nas bacias de Bragança-Vizeu, Marajó, Tucutu, Tucano Norte e Jatobá, bem como em Alto Tapajós, Araripe, Bananal, Lençóis, Irecê, Pantanal e Taubaté.³⁰

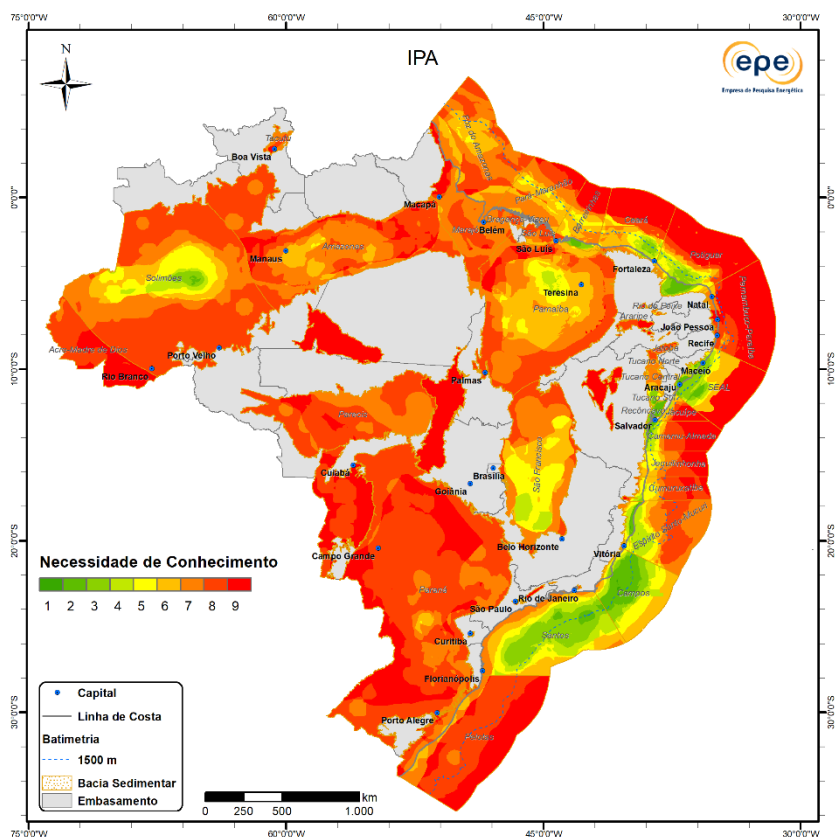


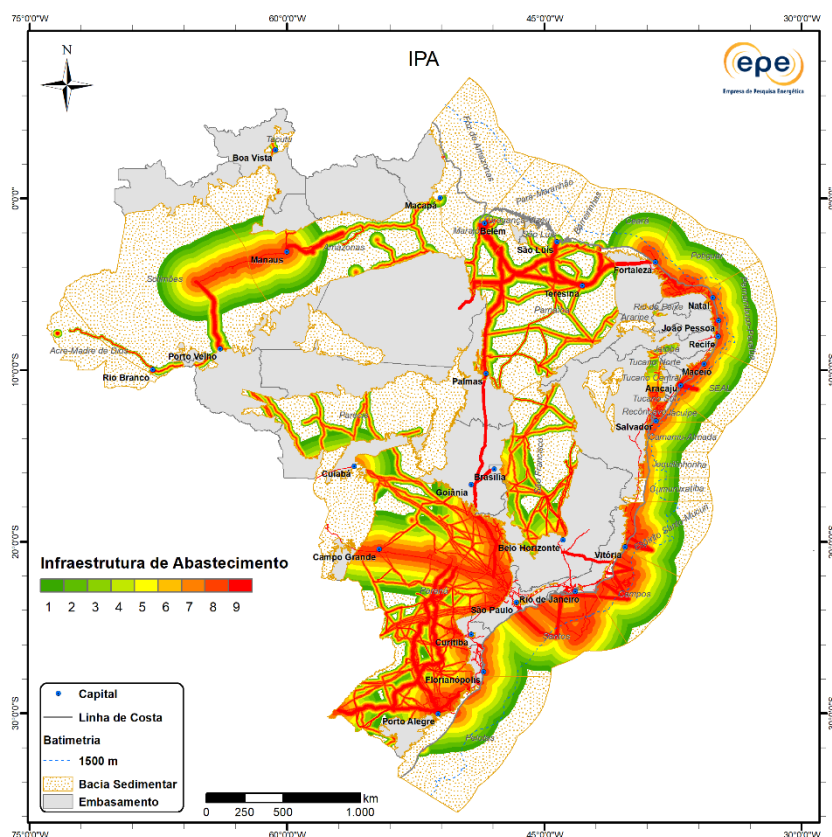
³⁰ A indicação de evidência de hidrocarbonetos na porção terrestre da Bacia de Cumuruxatiba, bacia essa não estudada segundo a abordagem de *plays* efetivos, ocorre em virtude do poço 1-RM-1-BA. As informações atuais, não indicam, contudo, sistema petrolífero ativo nessa região sendo possível a ocorrência do indício de petróleo por mecanismo de migração da Bacia do Mucuri.

IPA – NECESSIDADE DE CONHECIMENTO

As áreas de maior importância encontram-se nas bacias interiores e em águas ultraprofundas das bacias da margem continental brasileira, que correspondem em grande parte, às bacias classificadas como de Novas Fronteiras.

Por outro lado, as áreas com menor necessidade de conhecimento correspondem às bacias classificadas como Maduras (Recôncavo e outras terrestres produtoras em avançado estágio de exploração, tais como Potiguar, Sergipe e Alagoas) e de Elevado Potencial (Santos, Campos e Espírito Santo-Mucuri, esta em sua porção marítima). As principais diferenças, com relação ao resultado do Ciclo 2017-2019, dizem respeito às alterações das expectativas dos plays exploratórios reconhecidos na atual versão do estudo.



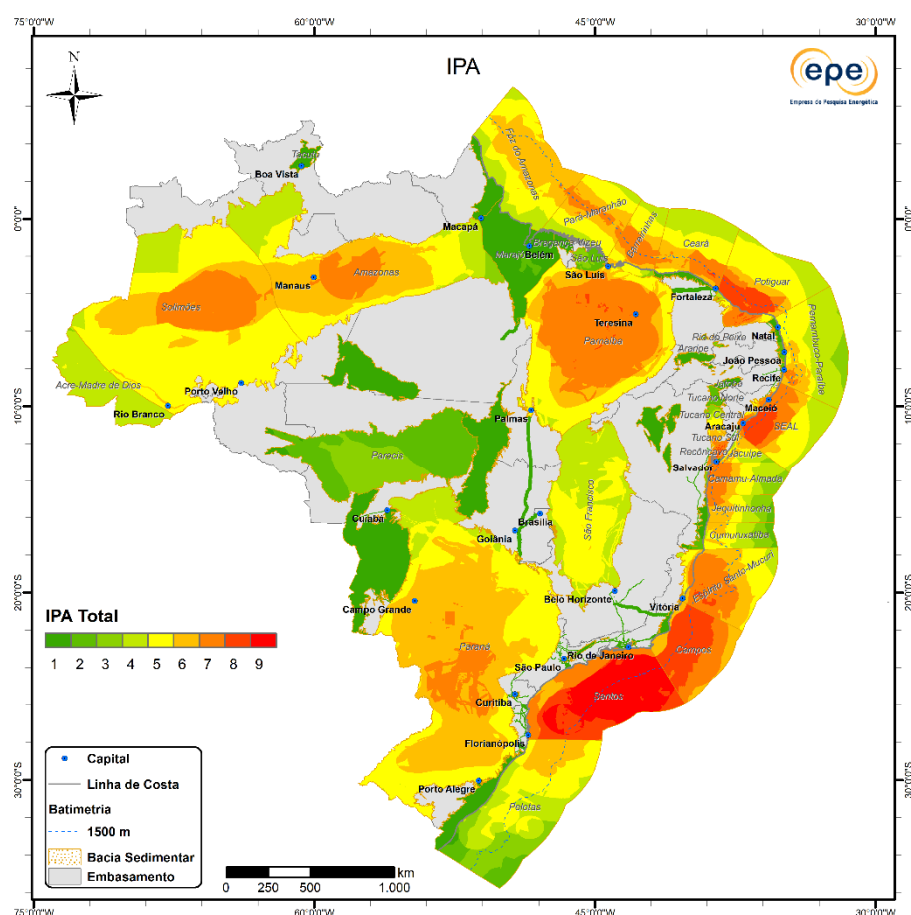


Assim como nas versões anteriores, incorporou-se a importância da proximidade de linhas de transmissão elétrica, na malha de infraestrutura, em razão da possibilidade de aproveitamento de reservas de gás natural. Verifica-se que, nas regiões Centro-Oeste, Norte e Nordeste, parte da importância ocorre em virtude da influência de gasodutos ainda em estudo, que poderão ou não ser de fato instalados. De fato, a atualização da base de dutos em estudo, em especial aqueles sugeridos no Plano Indicativo de Gasodutos (PIG) de 2019 e 2020, além do Plano Indicativo de Processamento e Escoamento de Gás Natural (PIPE), de 2019, ambos produtos da EPE, contribuíram para as principais modificações observadas em relação ao Ciclo 2017-2019.

IPA TOTAL

Este mapa-síntese expressa a diversidade das importâncias avaliadas neste estudo das bacias sedimentares brasileiras, condicionado pelas incertezas e preferências envolvidas na elaboração e na combinação dos mapas componentes, além da inerente heterogeneidade na distribuição natural de recursos petrolíferos na superfície da Terra. Portanto, a temporariedade é uma característica que acompanha este mapa e, assim, em futuros ciclos deste estudo, áreas poderão ter importâncias petrolíferas aumentadas ou diminuídas.

As bacias de Santos e Campos, por exemplo, tiveram sua importância ainda mais aumentada nas suas porções sul e central em razão de blocos exploratórios arrematados na 16ª Rodada de Concessões e 6ª Rodada de Partilha, blocos esses que não foram considerados na elaboração do IPA Atividades Exploratórias, e consequentemente também não o foram no IPA Total, no ciclo anterior. De forma similar, a concessão de áreas através dos Ciclos de Oferta Permanente, realizados em 2019 e 2020, contribuíram para o aumento da importância na porção marítima da Bacia de Sergipe e em bacias interiores como Amazonas, Parnaíba e Paraná. Portanto, neste ciclo, as áreas mais importantes para o setor de petróleo e gás natural, encontram-se nas bacias de Santos, Campos, Espírito Santo-Mucuri, Camamu-Almada, Recôncavo, Tucano Sul, SEAL, Sergipe, Alagoas, Potiguar, Ceará, Barreirinhas, Pará-Maranhão, Solimões, Amazonas e Parnaíba. Encontram-se também áreas de importância moderada, principalmente as bacias do Paraná, São Francisco (porção sul), Pelotas (porção norte), Cumuruxatiba, Jequitinhonha, Jacuípe, Pernambuco-Paraíba e Foz do Amazonas.



3 BACIAS SEDIMENTARES NO CONTEXTO DAS RODADAS DE LICITAÇÃO 2020-2021

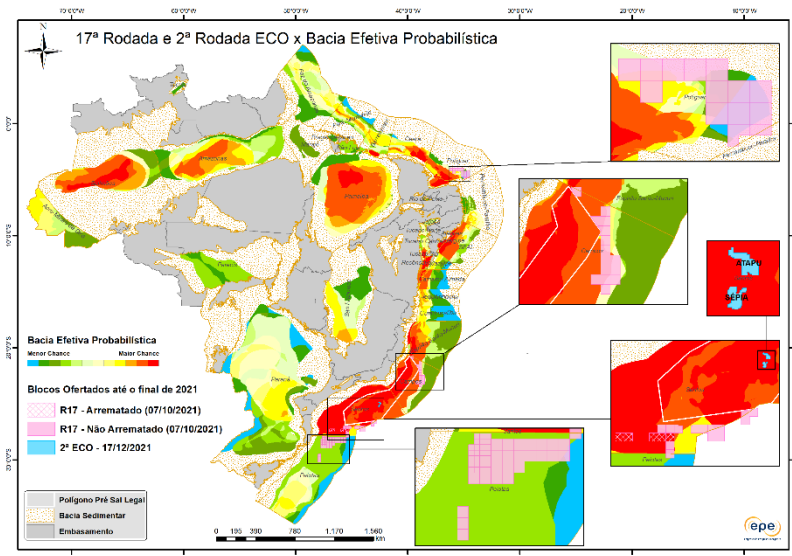
Nesta seção analisam-se as bacias sedimentares brasileiras no contexto das rodadas de licitação de áreas para exploração de petróleo e gás natural, programadas para o período do ciclo em estudo e que não foram abordadas no documento anterior (EPE, 2019), a saber a 17ª Rodada de Licitações de Blocos (outubro de 2021) e a 2ª Rodada de Licitações dos Volumes Excedentes da Cessão Onerosa (dezembro de 2021), além do 2º Ciclo da Oferta Permanente (dezembro de 2020). Consideram-se ainda as áreas já definidas para ofertas em horizontes maiores do que os aqui considerados, tais como aquelas selecionadas inicialmente para as 7ª e 8ª Rodadas de Licitações de Partilha de Produção e possíveis ciclos futuros da Oferta Permanente. Os setores preliminarmente selecionados para a 18ª Rodada de Licitações (até a presente data prevista para 2022), nas bacias do Ceará (setores SCE-AP1, SCE-AP2 e SCE-AP3) e de Pelotas (setores SP-AR2, SP-AR3, SP-AP2, SP-AUP2 e SP-AUP7), além das águas ultraprofundas da Bacia do Espírito Santo (setores SES-AUP2, SES-AUP3 e SES-VT), também são contextualizados regionalmente.

3.1. RODADAS DE LICITAÇÃO DA ANP REALIZADAS NO PERÍODO 2019-2021

17ª RODADA DE LICITAÇÕES DE BLOCOS E 2ª RODADA DE LICITAÇÕES DOS VOLUMES EXCEDENTES DA CESSÃO ONEROSA

Uma vez que a 17ª Rodada de Concessões e a 2ª Rodada dos Volumes Excedentes da Cessão Onerosa (ECO) estão previstas para datas próximas (07/10/2021, a primeira, e 17/12/2021, a segunda) à divulgação deste estudo, apresenta-se a contextualização, no âmbito dos resultados dos mapas de IPA do ZNMT 2019-2021, das 92 ofertas da 17ª Rodada - sendo 14 na Bacia Potiguar, 15 na Bacia de Campos, 14 na Bacia de Santos e o restante (50), na Bacia de Pelotas – e das 2 ofertas (Atapu e Sépia) do certame previsto para dezembro de 2021, localizadas dentro do Polígono do Pré-Sal Legal na Bacia de Santos.

Embora apenas 5 blocos (S-M-1707, S-M-1709, S-M-1715, S-M-1717 e S-M-1719), localizados na bacia de Santos, tenham sido arrematados durante a 17ª Rodada, investimentos da ordem de R\$ 136 milhões, apenas nos primeiros anos de exploração, são esperados na região. O cenário de reestruturação econômica mundial, provocado pela pandemia de COVID-19, e o foco em áreas de nova fronteira que representam maiores riscos para os investidores, devem ser considerados na contextualização dos resultados observados. Em termos geológicos, a maior parte das áreas disponíveis em outubro de 2021 recaem em regiões minimamente conhecidas ao longo da margem continental brasileira.



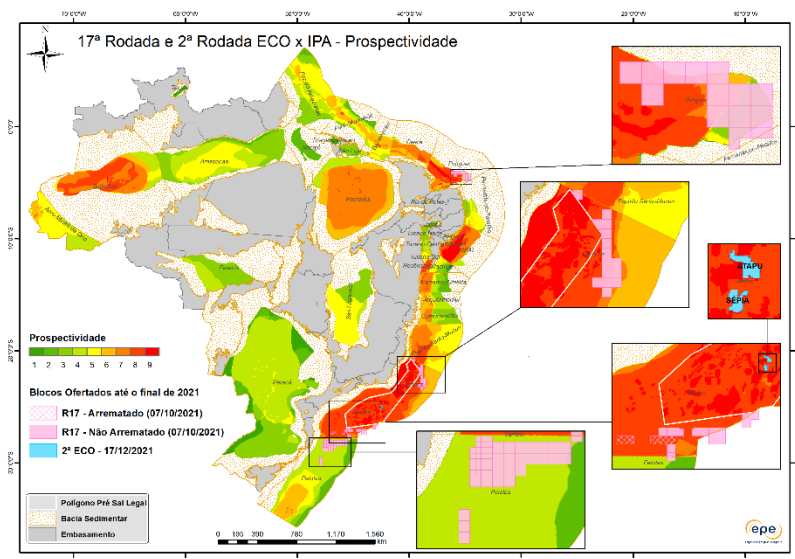
As chances de descoberta de hidrocarbonetos na região da Bacia Potiguar, por exemplo, variam de baixas a intermediárias, de leste para oeste. Porém, na Bacia de Campos, as chances estimadas vão de intermediárias a altas, havendo uma redução das mesmas nas porções mais distais. Já no caso da Bacia de Santos, todos os blocos ofertados dentro dos limites atuais da Zona Econômica Exclusiva (ZEE) recaem em áreas com elevadas chances de descoberta. Destacam-se, nesse sentido, as máximas chances na região das ofertas situadas dentro do Polígono do Pré-Sal.

Cabe citar que parte dos três blocos com porções situadas além da ZEE (S-M-1613, S-M-1617 e S-M-1378) recaem fora dos limites oficialmente analisados nesta versão do ZNMT, porém, dada as expectativas de continuidade

geológica da região vizinha para a área, são estimadas chances significativas de descoberta, embora ainda haja necessidade de estudos mais aprofundados, com a perfuração de poços na região. Para a Bacia de Pelotas, todos os 50 blocos disponibilizados na 17ª Rodada recaíam em áreas de baixas chances de descoberta relacionadas aos conhecimentos atuais da área. Por outro lado, em ofertas futuras, devem ser consideradas as interpretações dos recentes levantamentos sísmicos na região norte da Bacia de Pelotas que sugerem a existência de um novo *play* de carbonatos do Cretáceo com possibilidade de descobertas de hidrocarbonetos em reservatórios associados a pequenos altos vulcânicos (ANP, 2021)³¹.

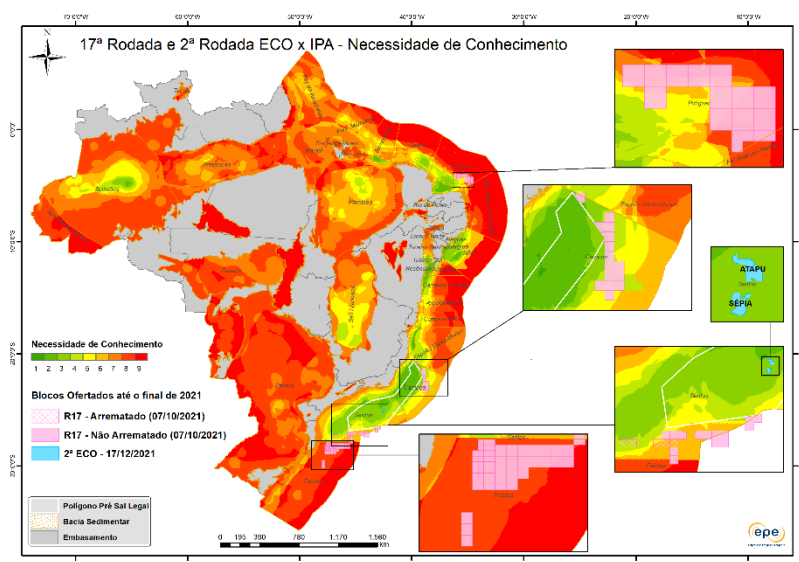
Todas as ofertas definidas para os certames de 2021, nas bacias de Campos e Santos, situam-se em regiões brasileiras de elevada prospectividade e conhecimento geológico. Tal fator, em eventos pretéritos ainda pode ser elencado como justificativa para a atração do interesse nas áreas disponíveis nessas regiões.

Na Bacia Potiguar, a prospectividade nos 6 blocos situados mais a oeste (POT-M-1040, POT-M-1042, POT-M-869, POT-M-871, POT-M-956 e POT-M-958) ainda que baixa, coincide com a maior necessidade de conhecimento dessa porção da bacia.



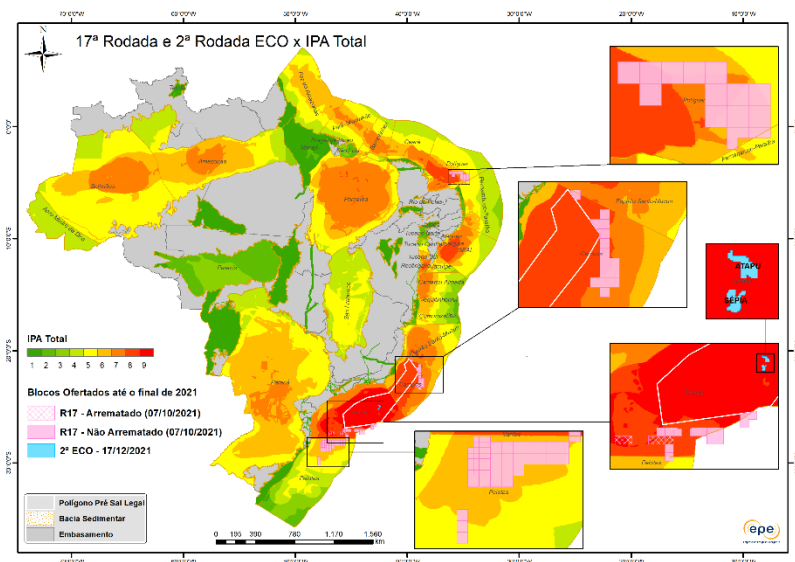
Há de se destacar, porém, que os blocos em oferta na Bacia Potiguar estavam situados próximos àqueles arrematados na 15ª Rodada, em águas ultraprofundas e em região onde a existência de sistema petrolífero está confirmada pela descoberta de Pitu (bloco POT-M-855), em 2013. Informações recentes de dados 2D e 3D também apontam para a ocorrência de estruturas favoráveis a acumulações em turbiditos marinhos (ANP, 2021)³¹.

³¹ ANP. 2021. Bacias Potiguar, Campos, Santos e Pelotas. Seminário Técnico da 17ª Rodada de Licitações. Disponível em: <www.anp.gov.br>. Acesso em: 2021.



Na Bacia de Pelotas, o menor conhecimento pode ser bastante relacionado ao ainda baixo desenvolvimento de atividades exploratórias na região, fator esse que também está associado à reduzida prospectividade estimada na área dos blocos em oferta durante a 17ª Rodada. Contudo, a proximidade da maior parte das ofertas com a bacia vizinha, ao norte, Santos, pode ser um fator estimulante para a atração do mercado futuramente.

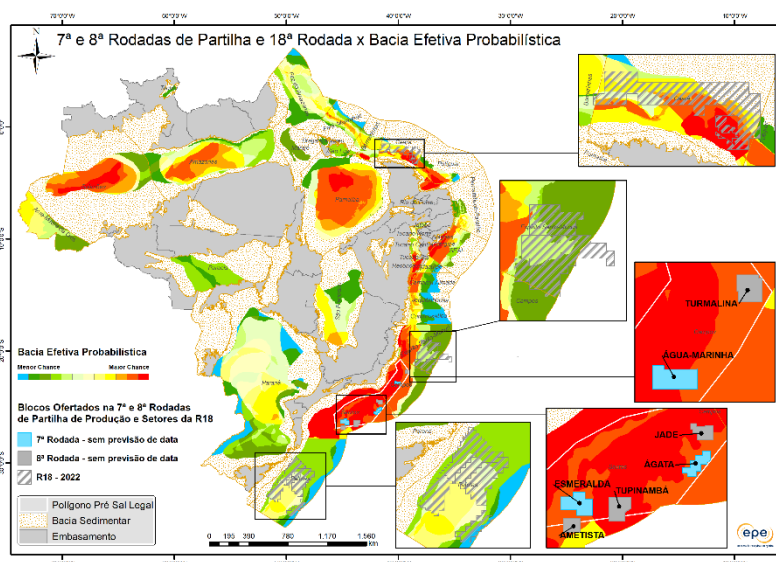
Apesar das menores chances de descoberta estimadas para a Bacia de Pelotas, todos os blocos ofertados na 17ª Rodada recaíam sobre áreas de IPA Total de intermediário a elevado, sendo os maiores destaques aqueles nas bacias de Campos e Santos majoritariamente próximos à profícua região do Pré-Sal, que tem áreas disponibilizadas na 2ª Rodada do Excedente da Cessão Onerosa. No caso da Bacia de Pelotas, contribui para a estimativa de um IPA Total intermediário o registro de evidências de hidrocarbonetos na região.



3.2. RODADAS DE LICITAÇÃO DA ANP PREVISTAS PARA OS PRÓXIMOS ANOS

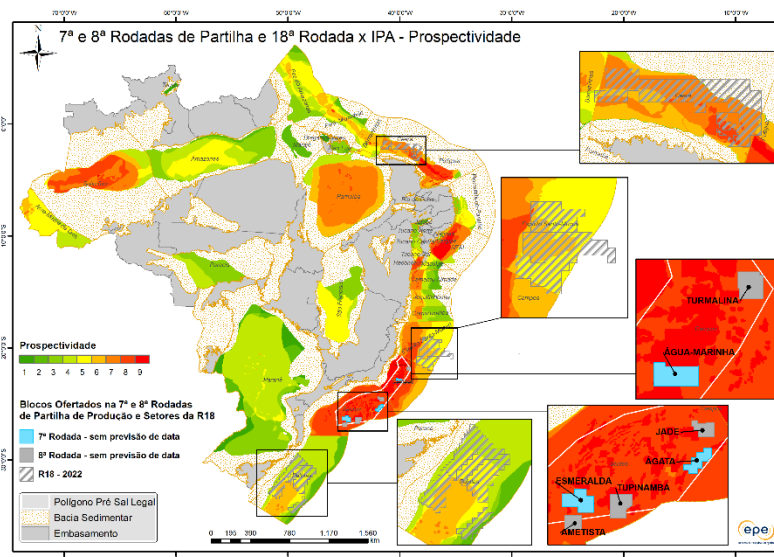
7ª E 8ª RODADAS DE PARTILHA DE PRODUÇÃO E 18ª RODADA DE LICITAÇÕES DE BLOCOS

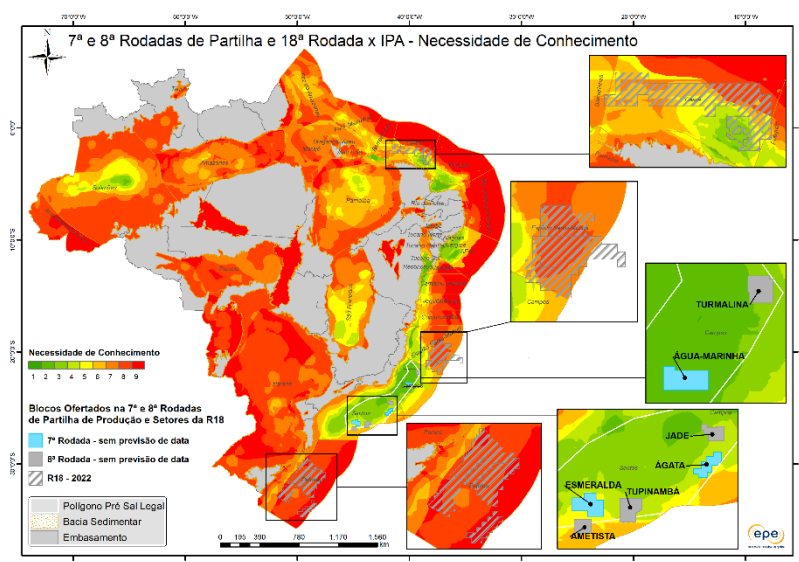
Em razão da 7ª e 8ª Rodadas de Partilha já possuírem blocos definidos, e dado que as áreas ofertadas nas licitações de partilha têm se mostrado extremamente lucrativas, apresenta-se também a contextualização das áreas indicadas para oferta futura. Embora a 18ª Rodada conte ainda apenas com a indicação dos setores dos possíveis blocos, considera-se igualmente sua realização na análise abaixo.



As elevadas chances de descoberta de hidrocarbonetos da região do Pré-Sal, das bacias de Campos e Santos, devem atrair a atenção do mercado nas rodadas de partilha previstas. Todas as 7 ofertas definidas para as rodadas de partilha situam-se em uma das regiões brasileiras de maior prospectividade e conhecimento geológico, fatores esses que contribuem para um IPA Total elevado na área a ser licitada.

Já para as áreas dos setores selecionados para a 18ª Rodada, os riscos exploratórios associados variam de baixos, na Bacia do Ceará, a elevados, nas águas ultraprofundas da Bacia do Espírito Santo-Mucuri. Para a Bacia de Pelotas, as chances de descoberta de hidrocarbonetos são intermediárias, mesma classificação da prospectividade estimada para as porções abrangidas pelos setores das três bacias escolhidas para licitação em 2022.

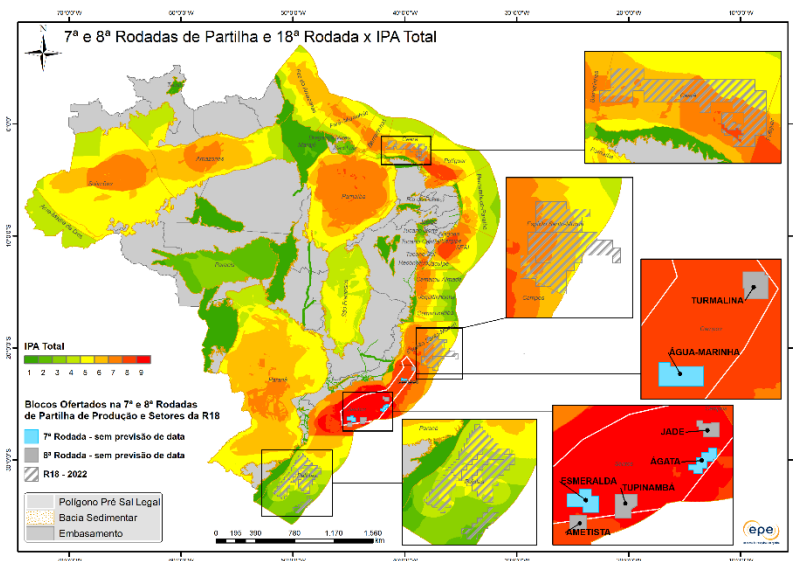




Comparadas entre si, as áreas dos setores das bacias do Espírito Santo-Mucuri e Pelotas são menos conhecidas do que aquelas da Bacia do Ceará. Em especial, a porção sudoeste da Bacia do Ceará tem destaque em termos de conhecimento do potencial geológico em virtude da concentração histórica do desenvolvimento de atividades de exploração e produção na região. O oposto ocorre na Bacia de Pelotas, onde a atividade exploratória é ainda incipiente.

No caso das águas ultraprofundas da Bacia do Espírito Santo-Mucuri, embora menos conhecidas do que as porções mais rasas, há de se considerar a boa perspectiva para a ocorrência de acumulações em reservatórios siliciclásticos semelhantes às encontradas na bacia vizinha ao sul (Campos).

De forma geral, as áreas dos setores previamente escolhidos para a definição dos blocos da R18 apresentam um IPA Total de intermediário a elevado, sendo a maior importância detectada na Bacia do Ceará, sub-bacia de Mundaú, limite com a Bacia Potiguar. Embora com uma importância menor, todo o setor SP-AR3 e a porção sul dos demais setores na Bacia de Pelotas podem ser relevantes dada a presença do Cone do Rio Grande e o espesso pacote sedimentar associado.

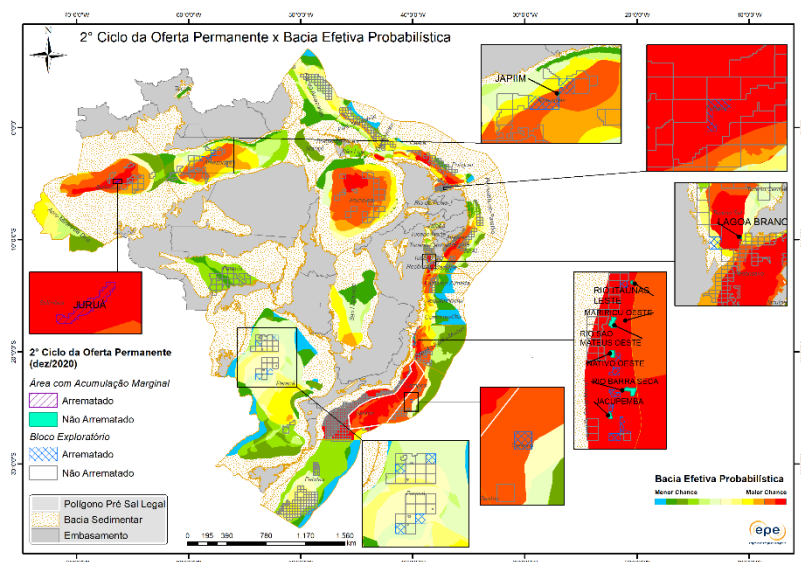


3.3. OFERTA PERMANENTE

SEGUNDO CICLO DA OFERTA PERMANENTE

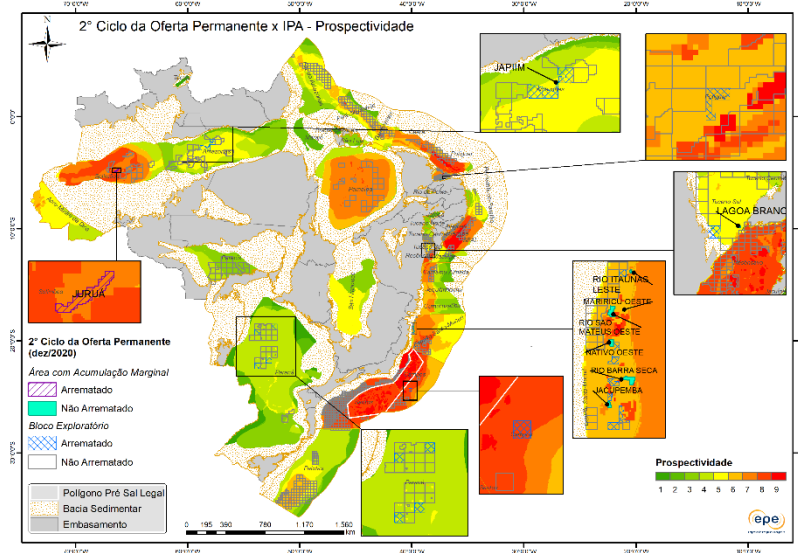
Realizado em 04/12/2020, o 2º Ciclo da Oferta Permanente disponibilizou 1.435 blocos, em 23 bacias, sendo 43% desses blocos em terra e 57% em mar. Onzes áreas terrestres com acumulações marginais, pertencentes a 6 bacias também foram selecionadas. As bacias de Santos e Pelotas foram aquelas com o maior número de blocos aprovados para o certame (453 e 140, respectivamente). Em terra, as bacias Potiguar, Alagoas, Recôncavo e Sergipe se destacaram e responderam por, aproximadamente, 70% dos blocos colocados à disposição.

Apenas uma área com acumulação marginal foi adquirida (Juruá, na Bacia do Solimões), ao passo que 17 blocos foram arrematados, estando 16 desses em terra, nas bacias do Espírito Santo-Mucuri, Paraná, Amazonas, Potiguar e Tucano Sul. O único bloco arrematado na porção marítima pertence à Bacia de Campos.

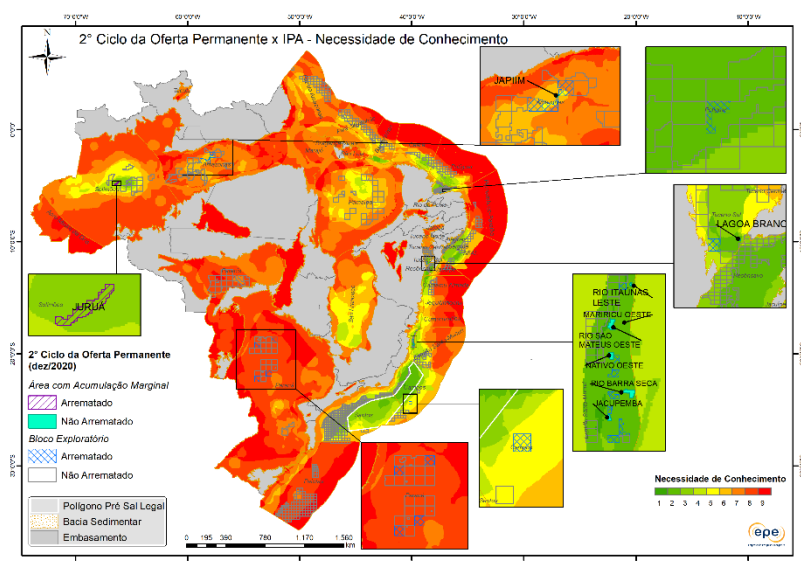


De forma geral, todas as áreas que atraíram o interesse do mercado situam-se em regiões de risco relativamente baixo a moderado de descoberta de hidrocarbonetos, sendo os blocos adquiridos na Bacia do Paraná aqueles com menor chance dado os conhecimentos atuais da região. Destaca-se, que maioria das áreas estava situada em porões de baixo a médio risco, estando apenas algumas das áreas das bacias dos Parecis, Tucano Central e Pernambuco-Paraíba em porões de risco elevado.

As maiores prospectividade das áreas das bacias selecionadas para o ciclo de dezembro de 2020 estiveram concentradas nas bacias de Campos, Potiguar, Recôncavo, Santos, SEAL e Solimões. Apesar da menor prospectividade e o risco moderado de descoberta na Bacia do Paraná, diferente do Primeiro Ciclo, houve interesse do mercado nesta durante o segundo certame com a aquisição de 4 blocos.

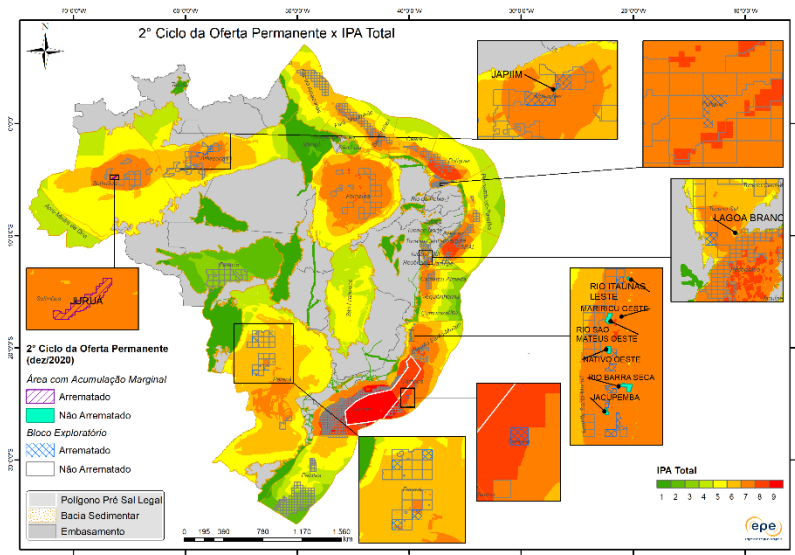


Os esforços empreendidos pelo REATE 2020 (Programa de Revitalização da Atividade de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural em áreas Terrestres), principalmente no que tange à disponibilização gratuita de dados técnicos públicos das bacias terrestres e o próprio movimento relacionado à aprovação ambiental preliminar para a disponibilização de áreas na bacia do Paraná nos dois primeiros ciclos de Oferta Permanente, além da similaridade geológica com a Bacia do Parnaíba, podem ser listadas como possíveis causas para a atração do mercado no ciclo de 2020.



O possível interesse pelas áreas arrematadas nas bacias do Solimões, Potiguar, Tucano Sul, Espírito Santo-Mucuri (terra) e Campos pode estar relacionado ao fato de todas situarem-se em regiões de reduzida necessidade de conhecimento e com histórico de atividade de exploração e produção robusto. Embora as ofertas das bacias do Paraná e Solimões recaíssem em regiões de maior necessidade de conhecimento, tais bacias contaram com o 2º e 3º maior número de arremates de blocos do ciclo de dezembro de 2020, respectivamente 4 e 3 blocos.

Em termos de Importância Petrolífera Total, todas as áreas aprovadas nas bacias selecionadas para o Segundo Ciclo da Oferta Permanente apresentam importância moderada a alta. A exceção foram os blocos na Bacia dos Parecis, todos sobre área de baixa importância, intrinsecamente relacionada às ainda baixas expectativas para descoberta de hidrocarbonetos e prospectividade esperada.



A ausência de arremates na Bacia de Santos, e na maior parte das áreas disponibilizadas na vizinha ao norte (Bacia de Campos), pode estar relacionada às expectativas do setor para a região do Polígono do Pré-Sal Legal e consequentes opções estratégicas de investimento nos ciclos de rodadas de partilha já com blocos definidos para os próximos anos. No caso da Bacia de SEAL, a ausência de declarações de comercialidade das descobertas realizadas no início da segunda década do século XXI, na porção sergipana, é uma provável causa para não ter sido repetido o mesmo sucesso observado, no Primeiro Ciclo da Oferta Permanente (setembro de 2019), para as ofertas disponibilizadas nesta bacia. Apesar das similaridades geológicas com as bacias na porção equatorial da América Latina e na margem africana, os blocos à disposição na Margem Equatorial brasileira ainda sofrem com a incerteza provocada pelos entraves no licenciamento ambiental de blocos situados próximos aos Sistemas de Corais da Amazônia e pela desconfiança de parte da comunidade sobre o desenvolvimento de atividades nessa região.

Além das 10 áreas com acumulações marginais e 350 blocos em estudo pela ANP, juntamente com os 691 blocos em oferta e 377 em audiência pública indicados no site da ANP, em julho de 2021 (ANP, 2021)³², distribuídos em 23 bacias sedimentares, para os futuros ciclos da Oferta Permanente poderão ser contempladas os mais de um milhão de quilômetros quadrados de áreas sem contrato atualmente e que já tenham sido objeto de autorizações do CNPE em licitações anteriores; isto é, desde a Primeira Rodada (1999), excluindo as áreas do Pré-sal e as áreas classificadas como estratégicas, situadas em 29 bacias brasileiras.

Um pouco mais da metade das áreas que poderão ser futuramente contempladas, primeiramente em estudos e, posteriormente, nos ciclos de oferta permanente, está nas porções terrestres, destacando-se, nesse sentido, as bacias do São Francisco, Solimões, Paraná e Amazonas, que juntas correspondem a mais de 70% das áreas que já foram ofertadas previamente. Cerca de 40% das áreas em terra já registraram algum indício de descoberta, sendo 85% desses encontrados nas bacias de São Francisco, Solimões, Paraná e Amazonas.

Vale citar que as porções terrestres das bacias de Alagoas e Potiguar possuem grande chance de desempenharem papel relevante já no próximo ciclo da Oferta Permanente, uma vez que são as bacias com maior concentração de blocos em oferta definidos. As bacias do Parnaíba, Paraná e Amazonas, todavia, são aquelas com a maior quilometragem de áreas terrestres disponibilizadas segundo seleção feita pela ANP, até julho de 2021.

No ambiente marítimo, 25% das áreas possíveis de oferta em ciclos futuros, ainda não selecionadas ou estudadas pela ANP, tem algum indício de descoberta. As bacias de Santos, Foz do Amazonas e Pelotas concentram mais da metade das áreas que poderão ser disponibilizadas, mas são as bacias do Espírito Santo-Mucuri, Foz do Amazonas e Pará-Maranhão que detêm 50% das áreas com registros de descoberta dentro do grupo de bacias marítimas.

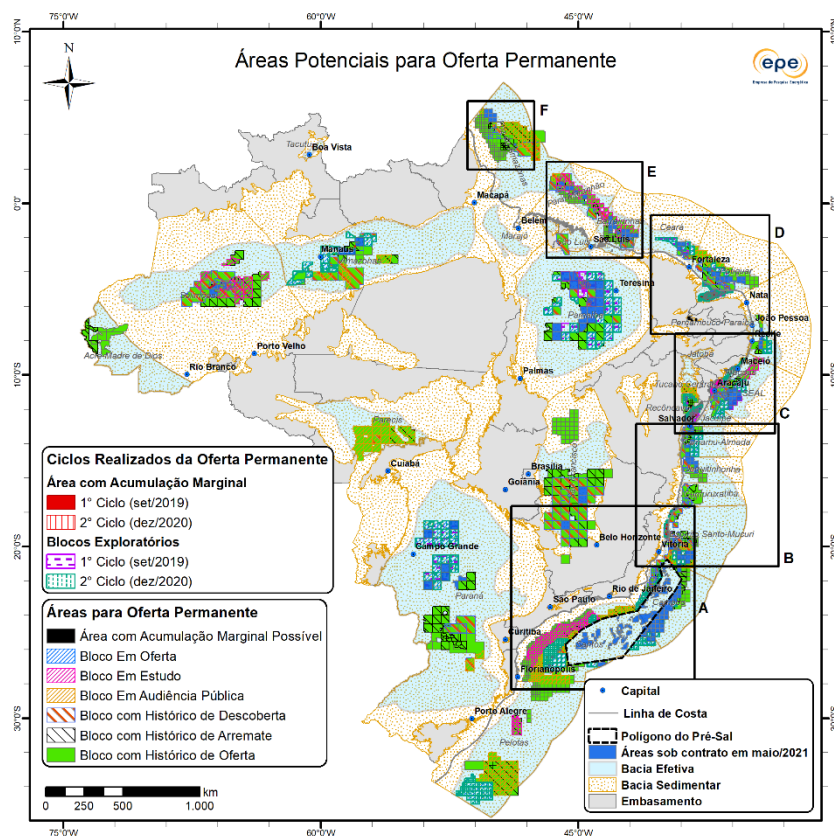
Destaca-se que as bacias de Santos e Pelotas são aquelas que contam com o maior número de blocos, em mar, definidos até o presente momento para o próximo certame da Oferta Permanente³². As duas bacias também correspondem àquelas com maior número de blocos em estudo e em audiência pública. Em todos os casos, o maior número de blocos concentra-se em águas rasas, seguidas por blocos em águas ultraprofundas.

É em águas ultraprofundas que está a maior porção das áreas que ainda não possuem blocos definidos ou oficialmente em estudo, mas que poderão ser contempladas em ciclos vindouros da Oferta Permanente. Áreas situadas entre a linha de costa e a isóbata de 100 m, o chamado mar costeiro, também são relevantes, seguidas por águas profundas e águas rasas.

Embora represente menos de 5% das áreas que poderão ser disponibilizadas em futuras etapas da Oferta Permanente, o expressivo histórico de atividades de E&P na Bacia de Campos deve ser fator propulsor para a seleção de blocos na mesma. Juntamente com as bacias do Espírito Santo-Mucuri, Ceará e Camamu-Almada, a Bacia de Campos possui indícios de descoberta em mais de 45% da área passível de oferta.

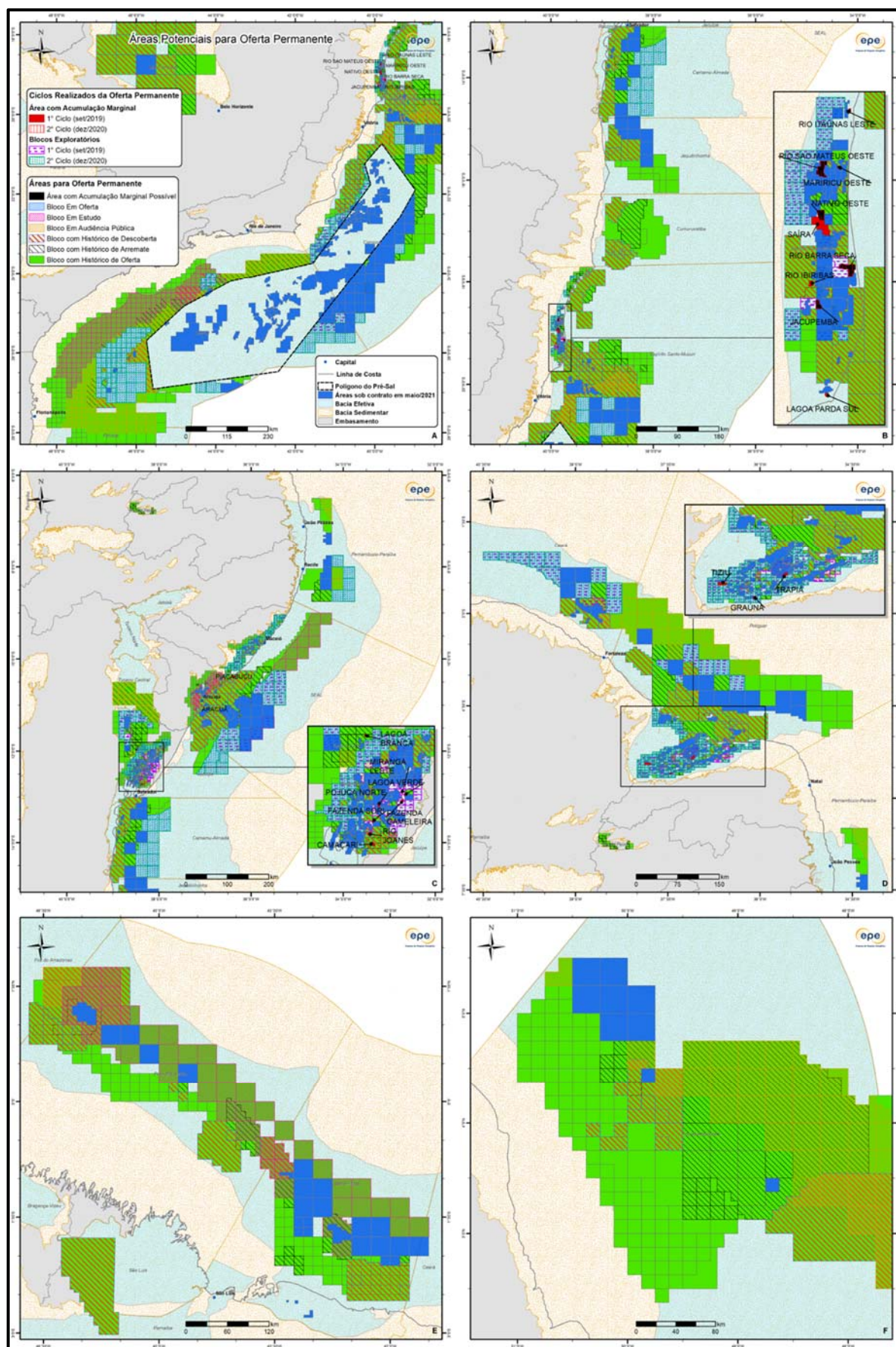
Das áreas que poderão ser ofertadas, a maior parte com descoberta nas bacias de Barreirinhas, Camamu-Almada, Campos, Ceará, Cumuruxatiba, Espírito Santo-Mucuri, Jequitinhonha e Potiguar recaí sobre o ambiente de mar costeiro.

³² ANP. 2021. Oferta Permanente. Disponível em < <http://rodadas.anp.gov.br/pt/oferta-permanente> >. Acesso em: 30 jul. 2021.



Nas bacias de Santos e Pelotas, é em águas profundas que se concentram as áreas com descobertas que poderão constituir os blocos nos próximos ciclos da Oferta Permanente. Já nas bacias de Pará-Maranhão e SEAL, tais áreas se encontram em águas ultraprofundas.

Em termos de ciclos futuros da categoria de acumulações marginais, considerando as áreas em estudo e aquelas não arrematadas nos dois primeiros ciclos, todas aquelas que poderão ser licitadas estão em terra, sendo sete na Bacia do Espírito Santo-Mucuri (Jacupemba, Mariricu Oeste, Nativo Oeste, Rio Barra Seca, Rio Ibiribas, Rio Itaúnas Leste, Rio São Mateus Oeste). As bacias do Amazonas, Potiguar, Recôncavo, Sergipe e Tucano Sul também poderão contar com a oferta, respectivamente, dos campos Japiim, Graúna, Miranga Leste, Aracua e Lagoa Branca.



Há de se destacar que, para os ciclos vindouros, espera-se que a efetivação das propostas que vêm sendo construídas no âmbito do REATE e do Novo Marco Legal do Gás Natural – Lei nº 14.134, de 08 de abril de 2021 (BRASIL,

- Bacias da Margem Equatorial Brasileira, em especial a Foz do Amazonas e do Pará-Maranhão, que tem despertado discussões acerca da proximidade e correlação dessa com as bacias vizinhas latino-americanas da Guiana Francesa, Suriname e Guiana, onde, na última década, foram realizadas descobertas de significativa magnitude (BARROS FILHO; CARMONA; ZALÁN, 2021)³⁵. Todavia, ao conhecimento geológico deve-se somar a realização de esforços multidisciplinares que permitam uma caracterização meteoceanográfica regional atualizada, bem como o aumento do conhecimento do funcionamento do Sistema de Corais da Amazônia, conjunto de estruturas coralíneas biogênicas mesoeufóticas (localizadas entre profundidades de 70 m e 250 m) (FRANCINI-FILHO et al., 2018)³⁶, constantemente associados à dificuldade de liberação de licenças ambientais em bacias da MEQ;
- Bacias terrestres, como Espírito Santo-Mucuri, Parnaíba e Paraná, pelas chances de aproveitamento do setor de gás natural promovidas por medidas associadas à modernização do mercado nacional, principalmente a partir da promulgação do Novo Marco Legal do Gás Natural – Lei nº 14.134, de 08 de abril de 2021 (BRASIL, 2021)³⁷.

No caso da Bacia do Parnaíba, o índice elevado de sucesso na exploração de gás natural e infraestrutura bem definida têm provocado constantes arremates dos blocos colocados em oferta nos ciclos de Oferta Permanente e atraído investimentos para a região. Há de se citar que, embora conhecida pela vocação para acumulações de gás, há indícios, na porção norte da Bacia do Parnaíba, da presença também de acumulações de hidrocarbonetos líquidos, o que pode alavancar ainda mais o interesse na região.

Para as bacias do Paraná e Espírito Santo-Mucuri, a sólida rede de infraestrutura instalada e a proximidade com um forte mercado consumidor são destaques. Para a primeira, contudo, ainda há uma necessidade de conhecimento mais detalhado e especificidade tecnológica para o avanço de seu desenvolvimento, principalmente no que tange para a ampliação do aproveitamento máximo de seu potencial de hidrocarbonetos. As semelhanças geológicas com a Bacia do Parnaíba devem ser consideradas para o estímulo ao avanço das atividades na região. Cita-se ainda, que as aprovações ambientais preliminares para a disponibilização de áreas da bacia nos ciclos da Oferta Permanente sinalizam um esforço positivo para a promoção do desenvolvimento da mesma.

É importante destacar que, ao longo dos últimos anos, não só a revitalização das atividades de exploração e produção, mas também o progresso de novas fronteiras nas bacias terrestres brasileiras, têm sido foco de esforços significativos por parte do governo do Brasil, a exemplo da disponibilização gratuita de dados públicos de 23 bacias terrestres, iniciativa inédita e conjunta entre a ANP e o CPRM, colocada em prática já no primeiro semestre de 2021. Nesse sentido, é válido destacar que a atuação das diversas frentes do REATE têm contribuído de forma inequívoca para esses objetivos, promovendo a evolução das diretrizes energéticas e regulatórias, a competitividade no mercado nacional e o aumento sustentável do ciclo de vida da atividade petrolífera regional. O sucesso da experiência adquirida com o REATE pode ser considerado também um catalizador para a promoção de outras iniciativas, em contextos distintos, tais como o Programa de Revitalização e Incentivo à Produção de Campos Marítimos (PROMAR), lançado em março de 2021³⁸.

³⁵ BARROS FILHO, A. K. D.; CARMONA, R. G.; ZALÁN, P. V. 2021. Um novo “pré-sal” no Arco Norte do território brasileiro. Nota Técnica. Disponível em: <https://abgp.com.br/wp-content/uploads/2021/04/NOTA-TECNICA-SOBRE-A-MARGEM-EQUATORIAL-BRASILEIRA-Port_VF.pdf>. Acesso em 26 abr. 2021.

³⁶ FRANCINI-FILHO, R. B. et al. 2018. Perspectives on the Great Amazon Reef: Extension, Biodiversity, and Threats. *Frontiers in Marine Science*, v. 5, p. 1-5.

³⁷ BRASIL. 2021. Lei nº 14.134, de 08 de abril de 2021. Dispõe sobre as atividades relativas ao transporte de gás natural, de que trata o art. 177 da Constituição Federal, e sobre as atividades de escoamento, tratamento, processamento, estocagem subterrânea, acondicionamento, liquefação, regaseificação e comercialização de gás natural; altera as Leis nºs 9.478, de 6 de agosto de 1997, e 9.847, de 26 de outubro de 1999; e revoga a Lei nº 11.909, de 4 de março de 2009, e dispositivo da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002. *Diário Oficial da União*, Brasília, 09 de abril de 2021. Seção 1, página 02.

³⁸ MME. MME lança o Programa de Revitalização e Incentivo à Produção de Campos Marítimos (Promar). MME, Brasília, 12 mar. 2021. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/noticias/mme-lanca-o-programa-de-revitalizacao-e-incentivo-a-producao-de-campos-maritimos-promar>. Acesso em 19 ago. 2021.

4 PERSPECTIVAS PARA O SETOR DE GÁS NATURAL À LUZ DO ZNMT

Segundo a Resolução CNPE nº 17 de 8 de junho de 2017, “compete à EPE fornecer subsídios atualizados, com base em estudos, incluindo os de zoneamento dos recursos de petróleo e gás natural, em especial para as áreas sem contratos com a União, para auxiliar o MME e a ANP nos esforços para o pleno desenvolvimento do setor petrolífero nacional”. À fim de cumprir com sua missão e visando estimular o mercado com análises que possam contribuir para a adoção de estratégias adequadas, em especial no que tange ao aproveitamento econômico e ambientalmente sustentável do potencial de gás natural no território brasileiro, a EPE, seguindo a base metodológica já empregada na elaboração dos mapas de Importância Petrolífera de Área (IPA), apresenta um mapa, em escala nacional, das áreas de maior importância para o setor de gás natural.

Cinco argumentos foram selecionados para indicar a importância das áreas no mapa síntese, que pode ser utilizado como ferramenta para o planejamento, tanto na esfera pública quanto privada, incentivando o aporte de recursos em áreas já relevantes ou estimulando o desenvolvimento de atividades em porções que ainda não tenham atingido seu máximo potencial.

O primeiro desses argumentos procura representar a disponibilidade atual de gás natural nas bacias sedimentares brasileiras, através da composição das informações das reservas provadas de gás associado e não associado, constantes no Boletim Anual de Reservas referentes ao ano de 2020 (ANP, 2021)³⁹.

O segundo argumento reflete o potencial de gás natural das bacias brasileiras, contemplando não só o tipo de fluido dominante em cada bacia e situação (terra e/ou mar), mas também a probabilidade de descoberta em cada caso. Trata-se de uma estimativa da favorabilidade nacional para a presença de gás natural.

A questão da demanda atual de gás natural é abordada em um terceiro argumento, o qual considera os volumes de gás natural entregues nos pontos em que há consumidores. Nesse argumento, as demandas termelétricas (UTES) foram diferenciadas das não-termelétricas. No caso das termelétricas foram adotados os volumes máximos de gás natural conforme o PDE 2021-2030 (MME/EPE, 2021)⁴⁰. Já para o segmento não-termelétrico foram considerados os volumes médios de gás natural entregues, em 2020, pelas transportadoras em seus pontos de entrega (city-gates), cuja informação encontra-se disponível nos endereços eletrônicos oficiais de cada transportadora.

O quarto argumento mostra a influência das infraestruturas de transporte, processamento e abastecimento de gás natural no que tange à presença de terminais de gás natural liquefeito (GNL), Unidade de Processamento de Gás Natural (UPGN), usinas termelétricas, gasodutos e linhas de transmissão. As faixas de influência de cada instalação, existente ou prevista (planejada ou em estudo), foram iguais às adotadas para o IPA de Infraestrutura.

Finalmente, o último argumento apresenta a influência das áreas de interesse para estudos relacionados à Estocagem Subterrânea de Gás Natural em campos depletados *onshore* e *offshore*. No caso dos campos terrestres, as três indicações - Barra do Ipiranga/ES e Rio Barra Seca/ES, ambos na Bacia do Espírito Santo-Mucuri, e Fazenda Boa Esperança/BA, na Bacia do Recôncavo, refletem os resultados do relatório do Subcomitê Potencial de Petróleo e Gás Onshore, divulgado em julho de 2020, no âmbito do REATE 2020 (MME, 2020)⁴¹. Já no caso dos campos em mar, foram considerados os 8 campos selecionados como prioritários no contexto do levantamento feito para o PROMAR (EPE, no prelo)⁴²: Manati/BA, na Bacia de Camamu-Almada; Cação/ES, Cangoá/ES e Peroá/ES, na Bacia do Espírito Santo-Mucuri; Moréia/RJ e Nordeste de Namorado/RJ, na Bacia de Campos e Caravela/PR e Coral/PR, na Bacia de Santos.

Subargumentos foram considerados para compor o argumento final em todos os casos, exceto para a Infraestrutura, sendo aplicada a metodologia da FIMA. O mapa síntese, fruto da combinação dos cinco argumentos supracitados, é apresentado em escala nacional e mostra, em uma escala de cores, a importância de cada área, sendo os tons quentes associados ao aumento da importância. Cabe destacar que, para a combinação dos argumentos, foi adotada, após a padronização dos mesmos, uma etapa de ponderação que atribuiu, com base nas preferências e

³⁹ ANP. 2021. Boletim Anual de Recursos e Reservas de 2020. Rio de Janeiro: ANP, março 2021. Base de dados em Excel.

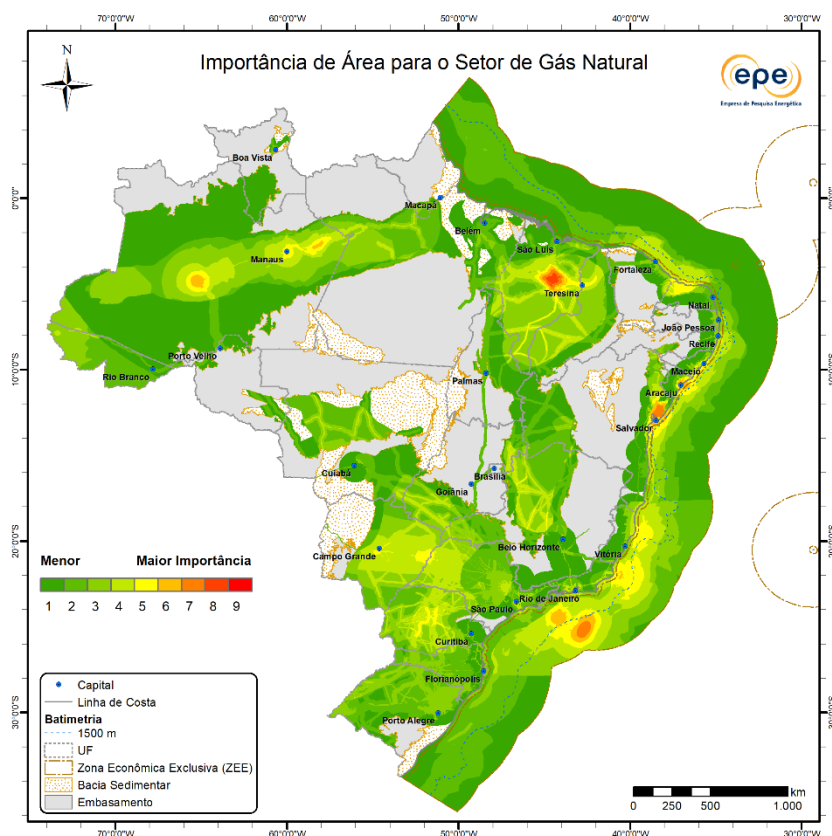
⁴⁰ MME/EPE. 2021. Plano Decenal de Expansão de Energia 2030. Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. Brasília: MME/EPE, 2021. 447 p.

⁴¹ MME. 2020. Indicação de Áreas para Avaliação da Estocagem Subterrânea de Gás Natural – ESGN. Relatório Técnico do Subcomitê Potencial de Petróleo e Gás Onshore, Comitê para Revitalização das Atividades de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural em Áreas Terrestres, REATE 2020. Brasília: MME/EPE. Disponível em: <<https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/petroleo-gas-natural-e-biocombustiveis/reate-2020/relatorios-do-comite-reate-2020/documentos/relatorio-subcomite-iii-2013-plano-de-trabalho-potencial-de-oleo-e-gas-onshore.pdf>>. Acesso em 14 jul. 2021.

⁴² EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). [No prelo]. Indicação de Áreas para Avaliação da Estocagem Subterrânea de Gás Natural – ESGN *offshore*. Relatório Técnico do Programa de Revitalização e Incentivo à Produção de Campos Marítimos, PROMAR. Rio de Janeiro: MME/EPE, No prelo.

discussões do grupo envolvido no estudo, os seguintes pesos para cada um dos argumentos: Reserva de Gás Natural das Bacias Brasileiras = 0,30; Favorabilidade de Gás Natural das Bacias Brasileiras = 0,25; Demanda Existente = 0,20; Infraestrutura (existente ou planejada) = 0,20 e Sítios de ESGN = 0,05.

4.1. MAPA DE IMPORTÂNCIA DE ÁREAS PARA O SETOR DE GÁS NATURAL



Áreas consideradas de maior relevância (tons quentes) para o setor de gás natural, considerando a reserva atual de gás associado e não-associado, a favorabilidade de descoberta de gás nas bacias sedimentares brasileiras, a demanda existente de gás natural no país, a infraestrutura de abastecimento, processamento e transporte - existente e planejada, bem como possíveis locais para estocagem subterrânea de gás natural, na forma de campos devolvidos ou depletados.

É possível notar que, embora as maiores bacias produtoras de Gás Natural no Brasil (Santos e Campos) apareçam com destaque no mapa, a área mais relevante encontra-se na Bacia do Parnaíba, a quarta maior reserva de gás natural do país, onde além de uma alta favorabilidade para novas ocorrências do fluido e uma forte demanda existente, há uma já estabelecida e crescente infraestrutura voltada ao aproveitamento e escoamento da energia gerada.

A Bacia do Solimões pode também ser destacada, particularmente na região dos campos de Arara Azul, Araracanga, Cupiúba, Leste do Urucu, Rio Urucu e Sudoeste Urucu – todos no grupo das 50 maiores reservas de gás associado e/ou não-associado do país - onde há não só uma chance elevada de descoberta de petróleo e gás, mas também a presença da UPGN de Urucu, reforçando a importância do desenvolvimento da infraestrutura para a terceira maior bacia produtora de gás natural do Brasil.

A Bacia do Recôncavo é outra área de interesse para o setor de gás natural no território nacional. Além da grande concentração de unidades produtivas com gás associado ou não-associado, relacionada diretamente ao histórico da indústria de óleo e gás do país, da alta favorabilidade para a descoberta de hidrocarbonetos e de uma infraestrutura robusta, há uma intensa demanda de termelétricas (com destaque para as UTEs Termobahia (Celso Furtado) e o ponto de entrega (PE) FAFEN Bahia) e não-termelétricas (onde os PEs Catu e Camaçari-Manati são relevantes) nos domínios da bacia. A presença de candidato à sítio de estocagem de gás natural nos domínios da Bacia do Recôncavo realça, embora em menor escala, a importância desta bacia.

Na Bacia de Santos, as áreas de maior importância recaem sobre a região do campo de Mexilhão e, principalmente, na porção do polígono do pré-sal, onde a favorabilidade para descoberta de gás natural é alta. A proximidade

com os centros de demanda dos Estados de São Paulo (norte) e Rio de Janeiro (sul), aliada a forte infraestrutura existente e planejada, além da importância moderada como área de interesse para a estocagem de gás natural dada a proximidade de candidatos a sítios, contribuem para a relevância da porção norte da bacia.

A Bacia de Sergipe, e a porção sergipana proximal da Bacia de SEAL, apresentam uma importância moderada para o setor de gás natural uma vez que é nessa região que se concentra a atividade produtiva do eixo Sergipe-Alagoas-SEAL e as estimativas para descobertas futuras de hidrocarbonetos são elevadas. Contribuem igualmente a presença da termelétrica com o segundo maior valor de demanda considerado neste estudo (UTE Porto Sergipe I), a influência do Terminal de Barra dos Coqueiros e de UPGNs existente (Atalaia) e prevista (Porto Barra dos Coqueiros), bem como gasodutos existentes e previstos (Rota Sergipe).

Embora, dentro dos critérios utilizados, a Bacia de Campos tenha uma importância menor do que a bacia vizinha ao sul (Santos), efeito de uma menor reserva de gás natural, há uma elevada favorabilidade para a descoberta de gás, especificamente próximo ao Alto de Badejo e Baixo de Corvina-Parati. A demanda associada ao segmento termelétrico do Porto Açu (o máximo volume contemplado na base utilizada), Termomacaé (Mário Lago) e Norte Fluminense, junto com a expressiva infraestrutura existente e planejada, além da proximidade com dois potenciais sítios de ESGN (Moréia e Nordeste de Namorado) também tornam a porção mais proximal (mar costeiro) da Bacia de Santos interessante.

CONSIDERAÇÕES FINAIS

O **ZNMT** é um estudo contínuo, iniciado em 2005, desenvolvido pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) no âmbito do Ministério de Minas e Energia (MME), à luz da Lei n.º 10.847/2004 que trata de atribuições no planejamento do setor energético brasileiro e que com este relatório encerra a sua sexta versão. Desde então tem sido aprimorado, tanto do ponto de vista dos insumos utilizados quanto do processo de trabalho, sendo a temporariedade uma característica fundamental desse tipo de estudo. Assim, o presente trabalho deve ser visto como o registro de resultados alcançados no ciclo iniciado em 2019 e encerrado no segundo semestre de 2021.

Neste ciclo, 23 bacias sedimentares brasileiras foram analisadas e atualizadas conforme a abordagem de *plays* e bacias efetivas, constituindo um total de 3,8 milhões de km². Entre essas áreas, avaliadas como importantes para o desenvolvimento de atividades exploratórias, estimam-se bacias efetivas que ocupam mais de 50% da área sedimentar brasileira, sendo 2,3 milhões de km² em terra. Juntamente com as 12 bacias já contempladas em ciclos anteriores do estudo, sob a ótica de *plays* exploratórios, são mais de 4,2 milhões de km² de áreas com potencial para a descoberta de hidrocarbonetos.

Considerando-se todos os seis argumentos de importância de área (IPA), combinados conforme a função de importância multiargumentos de área (FIMA) e expressos no mapa de IPA Total, as áreas mais importantes para o setor de petróleo e gás natural encontram-se nas bacias de Santos, Campos, Espírito Santo-Mucuri, Camamu-Almada, Recôncavo, Tucano Sul, SEAL, Sergipe, Alagoas, Potiguar, Ceará, Barreirinhas, Pará-Maranhão, Solimões, Amazonas e Parnaíba. Encontram-se também áreas de importância moderada, principalmente as bacias do Paraná, São Francisco (parte sul), Pelotas (porção norte), Cumuruxatiba, Jequitinhonha, Jacuípe, Pernambuco-Paraíba e Foz do Amazonas.

Contudo, áreas de bacias com baixa importância total não devem ser desprezadas, à luz do argumento de Necessidade de Conhecimento que está relacionado ao processo de fomento das atividades de E&P no país, por meio da aquisição, processamento e interpretação de dados de geologia, geofísica e geoquímica. É o caso, principalmente, das bacias do Acre-Madre de Dios, Alto Tapajós, Tacutu, Marajó e áreas de águas ultraprofundas de todas as bacias marítimas, à exceção das bacias de Campos e Santos, com alta importância quanto ao argumento de Necessidade de Conhecimento.

Desse modo, além das áreas que já estão em operação, caracteriza-se a importância petrolífera de diversas outras áreas nas bacias sedimentares brasileiras, e se sustenta a expectativa de ampliação das atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural no país em áreas da União, por meio de novas contratações de empresas de E&P, principalmente das rodadas já aprovadas para o período 2021-2023 e a contínua oferta de áreas promovida pelos ciclos de Oferta Permanente.

Para a continuidade do estudo, em novo ciclo, é recomendável:

- Aprofundar a análise de dados do Banco de Dados de Exploração de Petróleo e Gás Natural da ANP (BDEP), visando ampliar a BIZROG e aperfeiçoar a análise e caracterização das bacias efetivas. Ressalta-se aqui a importância de aprofundar também a análise das bacias contíguas às bacias brasileiras;
- Desenvolver e aperfeiçoar procedimentos, a partir da BIZROG, para avaliações volumétricas dos recursos convencionais e não convencionais de petróleo e gás natural, descobertos e não descobertos, de modo a aprimorar a integração do Zoneamento com o processo de elaboração de projeções de produção no contexto dos planos de energia do Governo Federal, além de aperfeiçoar os argumentos de importância de área;
- Desenvolver processos que visem à melhor sinergia possível na elaboração de novos mapas de importância de áreas, considerando a integração e a divisão de trabalhos no âmbito do MME, bem como a participação de organizações acadêmicas e empresariais interessadas no segmento de E&P brasileiro.

Empresa de Pesquisa Energética
Diretoria de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
Superintendência de Petróleo e Gás Natural – E&P

E-mail: exploracaoeproducao@epe.gov.br



EPE.Brasil



@EPE_Brasil



MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA



PÁTRIA AMADA
BRASIL
GOVERNO FEDERAL

