



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



MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA





ZNMT

Zoneamento Nacional dos Recursos de Óleo e Gás

GOVERNO FEDERAL

Ministério de Minas e Energia

Ministro

Alexandre Silveira de Oliveira

Secretária-Executiva

Efrain Pereira da Cruz

Secretário de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

Pietro Adamo Sampaio Mendes



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 Guilherme Ferreira Prado

Diretora de Estudos do Petróleo, Gás e Biocombustíveis

Heloísa Borges Bastos

Diretor de Estudos Econômico-Energéticos e Ambientais

Thiago Ivanoski Teixeira

Diretor de Estudos de Energia Elétrica

Reinaldo da Cruz Garcia

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

Camila da Mota Carvalho

Deise dos Santos Trindade Ribeiro

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
Dezembro de 2023

AGRADECIMENTOS

A elaboração deste ciclo de estudo do Zoneamento Nacional de Recursos de Petróleo e Gás contou com a colaboração da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) efetivada, principalmente, por meio de reuniões técnicas e do provimento de dados e informações. Em particular, os agradecimentos do MME e da EPE ao Diretor Geral da ANP, Rodolfo Saboia, aos (às) Superintendentes e/ou Adjunto (a)s, e suas equipes, da SAG (Ildeon Prates Bastos e Ronan Magalhães Ávila), SDP (Mariana Cavadinha Costa da Silva e Maíra Fortes Bonafé), SDT (Marcelo Paiva de Castilho Carneiro e Daniel Brito de Araujo), SEP (Luciano Ricardo da Silva Lobo e Fabio de Albuquerque Caldeira Brant) e STM (Raphael Neves Moura e Mariana Rodrigues França).

SUMÁRIO

INTRODUÇÃO.....	2
1 PERSPECTIVA GEOLÓGICA DAS BACIAS SEDIMENTARES.....	2
1.1 DEFINIÇÕES.....	6
1.2 BACIAS SEDIMENTARES COM POTENCIAL PARA E&P ATUALIZADAS NO CICLO	6
1.2.1 BACIAS DA MARGEM EQUATORIAL	6
1.2.2 BACIAS DA MARGEM LESTE.....	28
1.2.3 BACIAS INTERIORES	61
1.3 SÍNTESE DAS BACIAS	100
1.4 RECURSOS NÃO CONVENCIONAIS DE ÓLEO E GÁS NATURAL	103
2 PERSPECTIVA ECONÔMICA DAS BACIAS SEDIMENTARES	104
2.1 DEFINIÇÕES.....	104
2.2 MAPAS DE IMPORTÂNCIA PETROLÍFERA DE ÁREA	105
3 PANORAMA DAS BACIAS SEDIMENTARES NO LONGO PRAZO.....	112
4 PERSPECTIVAS PARA O SETOR DE GÁS NATURAL À LUZ DO ZNMT	115
4.1 MAPA DE IMPORTÂNCIA DE ÁREAS PARA O SETOR DE GÁS NATURAL.....	116
5 ARMAZENAMENTO DE CARBONO NO BRASIL: UMA NOVA FRONTEIRA DE AÇÃO	118
5.1 MAPA DE IMPORTÂNCIA DE ÁREAS PARA O ARMAZENAMENTO DE CARBONO	120
CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	123

INTRODUÇÃO

O **ZONEAMENTO NACIONAL DE RECURSOS DE ÓLEO E GÁS (ZNMT)** é um estudo contínuo, instituído pela Portaria do Ministério de Minas e Energia (MME) nº 350, de 10 outubro de 2013, realizado em ciclos bienais pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) para apoiar o MME na elaboração do planejamento energético nacional. 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 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 (contingentes) 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, principalmente sobre a parte metodológica, os dados das bacias não abordadas neste ciclo e outras informações, indica-se a consulta aos relatórios dos ciclos 2017-2019 (MME/EPE, 2019)² e 2019-2021 (MME/EPE, 2021)³, disponíveis em <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/zoneamento-nacional-de-recursos-de-oleo-e-gas>. As informações concernentes à base de dados georreferenciada (como shapefiles e tabelas de atributos), atualizada do Ciclo 2021-2023, poderão ser baixadas no mesmo sítio por meio de uma ferramenta de visualização própria.

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 22 bacias. Entre essas, encontram-se 15 das 17 bacias, em terra e mar, que possuem campos descobertos de petróleo e gás natural.

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 junho de 2023.

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.

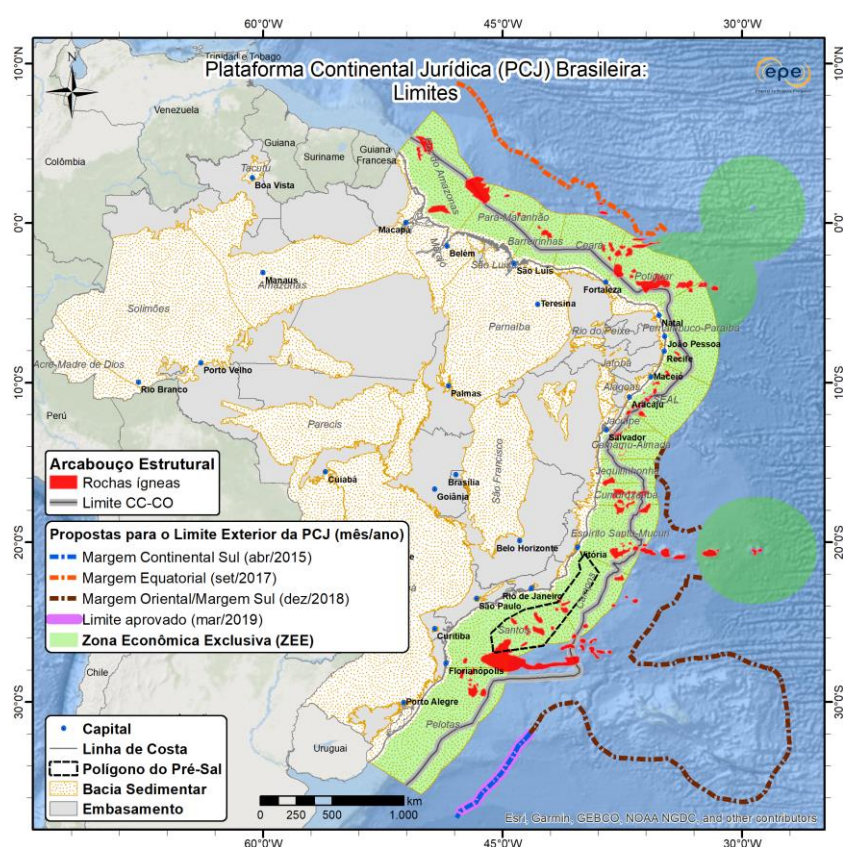
³ MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. 2021. Zoneamento Nacional de Recursos de Óleo e Gás. Ciclo 2019-2021. Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. Brasília: MME/EPE, 2021. 127 p.

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 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).

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 2021-2023 são igualmente discriminados na tabela apresentada.

É importante citar que 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. Há de se destacar, entretanto que, apesar da Comissão de Limites da Plataforma Continental (CLPC)⁶ ter legitimado, em 2019, a solicitação de extensão, em 170.000 km² de área, da Plataforma Continental Jurídica Brasileira (PCJ)⁷ entre a fronteira com o Uruguai e o Platô de Santa Catarina (denominada “Proposta Parcial Revista da Margem Continental Sul - PPRMCS”), o limite da Bacia de Pelotas considerado foi o mesmo dos ciclos anteriores deste estudo. Tal decisão se baseia no fato do conhecimento sobre o potencial exploratório de óleo e gás nessa porção ser ainda bastante incipiente.



Até a data de referência desta versão do ZNMT¹, não há informação no canal oficial da CLPC⁸ sobre qualquer alteração nos status dos dois pleitos pendentes, submetidos em 2017 (Proposta Parcial Revista da Margem Equatorial - PPRME) e 2018 (Proposta Parcial Revista da Margem Oriental / Margem Sul - PPRMOMS). Consta apenas que a solicitação da Margem Equatorial teve, após a finalização do processo da porção sul da Margem Meridional, definidos os nomes da subcomissão de avaliação.

⁶ Órgão da Organização das Nações Unidas (ONU).

⁷ Denominada também Plataforma Continental “Estendida, Externa ou Legal” (PCE ou PCL).

⁸ Página oficial em https://www.un.org/depts/los/clcs_new/commission_submissions.htm.

Bacias sedimentares brasileiras (continua)					
Situação Geográfica	Nome da Bacia	Área Sedimentar (km²)	Área Efetiva (km²)	Maturidade Exploratória	Critério Seleção Ciclo 2021-2023
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	4.472	Madura	Disponibilidade de áreas nos ciclos de Oferta Permanente
terra	Alto Tapajós**	85.058	-	Nova Fronteira	N.A.
terra	Amazonas	624.334	391.374	Nova Fronteira	Disponibilidade de áreas nos ciclos de Oferta Permanente
terra	Araripe***	11.418	-	Nova Fronteira	N.A.
terra	Bananal**	104.009	-	Nova Fronteira	N.A.
mar	Barreirinhas	91.562	51.911	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	N.A. ¹⁰
terra	Camamu-Almada	2.737	2.571	Nova Fronteira	N.A. ¹⁰
mar	Campos	173.331	159.513	Elevado Potencial	Disponibilidade de áreas 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	64.399	Nova Fronteira	Disponibilidade de áreas nos ciclos de Oferta Permanente
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	181.576	Elevado Potencial	Disponibilidade de áreas nos ciclos de Oferta Permanente
terra	Espírito Santo-Mucuri	17.494	5.322	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 nos ciclos de Oferta Permanente
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 2021-2023
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 nos ciclos de Oferta Permanente
terra	Paraná	1.121.239	749.986	Nova Fronteira	Disponibilidade de áreas nos ciclos de Oferta Permanente
terra	Parecis	352.724	128.970	Nova Fronteira	Disponibilidade de áreas nos ciclos de Oferta Permanente
terra	Parnaíba	674.321	469.057	Nova Fronteira	Disponibilidade de áreas nos ciclos de Oferta Permanente
mar	Pelotas	348.383 ⁹	307.467	Nova Fronteira	Disponibilidade de áreas nos ciclos de Oferta Permanente
terra	Pelotas**	40.970	-	Nova Fronteira	N.A.
mar	Pernambuco-Paraíba	226.935	41.254	Nova Fronteira	Disponibilidade de áreas nos ciclos de Oferta Permanente
terra	Pernambuco-Paraíba	11.589	6.205	Nova Fronteira	Disponibilidade de áreas nos ciclos de Oferta Permanente
mar	Potiguar	205.336	67.817	Nova Fronteira	Disponibilidade de áreas nos ciclos de Oferta Permanente
terra	Potiguar	27.861	17.536	Madura	Disponibilidade de áreas nos ciclos de Oferta Permanente
terra	Recôncavo	9.810	9.730	Madura	Disponibilidade de áreas nos ciclos de Oferta Permanente
terra	Resende*	266	-	Nova Fronteira	N.A.
terra	Rio do Peixe	1.507	574	Nova Fronteira	N.A.
mar	Santos	308.057	241.186	Elevado Potencial	Disponibilidade de áreas nos ciclos de Oferta Permanente
terra	São Francisco	375.354	188.223	Nova Fronteira	Área de interesse da União
terra	São José de Belmonte*	749	-	Nova Fronteira	N.A.
terra	São Luis	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	3.624	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	Disponibilidade de áreas nos ciclos de Oferta Permanente
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	N.A. ¹⁰
terra	Tucano Norte	8.438	6.968	Nova Fronteira	N.A.
terra	Tucano Sul	7.401	6.050	Nova Fronteira	Disponibilidade de áreas nos ciclos de Oferta Permanente

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 2021-2023.

⁹ Considerar ainda a possibilidade da área adicional de 170.000 km², correspondente a extensão da PCJ concedida pela CLPC.

¹⁰ As bacias de Camamu-Almada e Tucano Central, embora tenham áreas disponíveis nos Ciclos de Oferta Permanente e sejam, no caso da segunda, objeto de interesse do Programa REATE, não apresentaram, no levantamento prévio das possíveis atualizações para o Ciclo 2021-2023, mudanças de relevante impacto na análise dos *plays* exploratórios para o período de estudo.

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&P¹¹ 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 a ocorrência concomitante dos fatores responsáveis pela formação das acumulações de hidrocarbonetos numa determinada região estratigráfica. Compreende a parte de uma bacia sedimentar que apresenta controles geológicos 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 união 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 petróleo¹², 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.

¹¹ Nas tabelas de atividades de E&P, o Índice de Sucesso Geológico de poços pioneiros apresenta, nesta versão, o resultado da revisão da metodologia de cálculo, que passou a excluir critérios que possam ser considerados de caráter estratégico do modelo de negócios de cada operador. Poços pioneiros portadores e subcomerciais passaram, por exemplo, a ser incluídos na contabilização dos sucessos, em relação à confirmação da presença de hidrocarbonetos.

¹² 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-Maastrichtiano	-	Imaturo	petróleo / petróleo e gás
Canárias	arenitos continentais Albiano	Estabelecido	Fronteira	petróleo / gás / petróleo e gás
Inominada	arenitos costeiro-lacustre-fluviais Aptiano	-	Fronteira	petróleo / gás

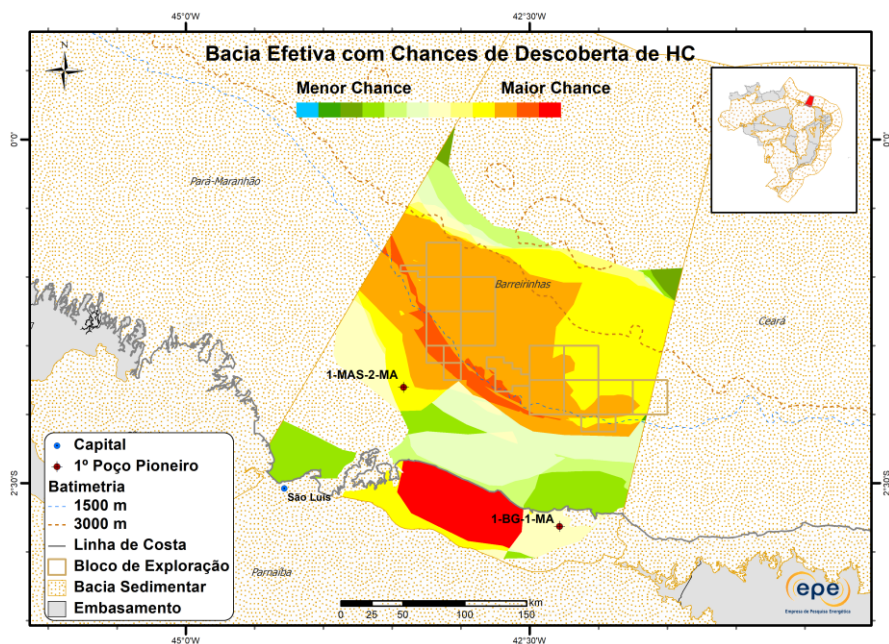
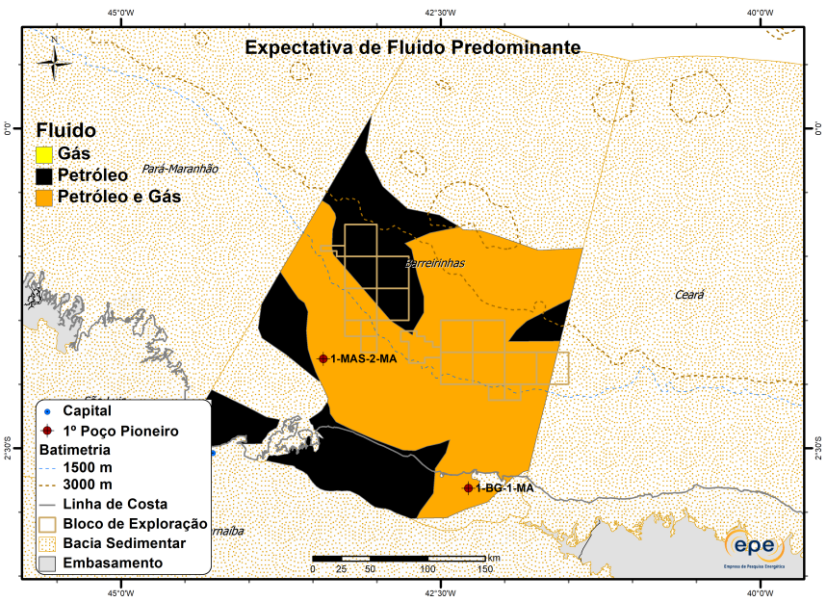


Figura 1 Mapa da bacia efetiva probabilística de Barreirinhas, indicando chance relativamente maior na porção terrestre da bacia.

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	Neoaptiano
	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	Formações Ilha de Santana e Pirabas	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	Formações Ilha de Santana e Pirabas	Formação Travosas	Formação Travosas	Formações Tutóia e Preguiças	Formação Codó
	Unidade Cronoestratigráfica Selante	Paleógeno	Eoceno-Mioceno	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 e calcilutito	folhelho

Atividades de E&P - Bacia de Barreirinhas			
Situação Geográfica		terra	mar
Blocos Exploratórios	Com contratos ativos	0	16
Poços Pioneiros	Perfurados	56	26
	Índice de Sucesso Geológico (%)	8	0
Campos	Petróleo	1	0
	Gás Não-Associado	2	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)	0,087	0
	Gás Associado (MM m³)	0,549	0
	Gás Não-Associado (MM m³)	4,97	0

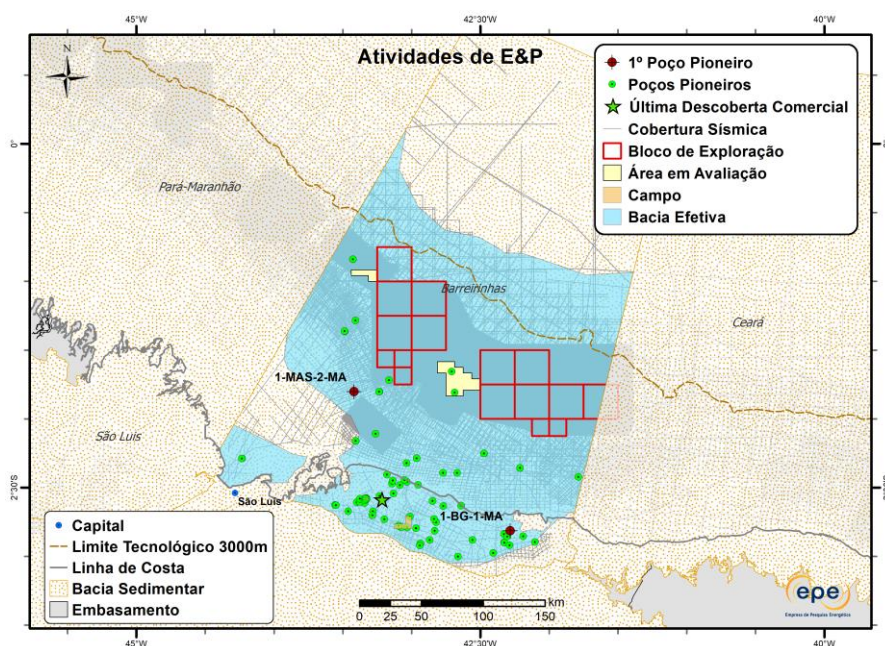


Figura 3 Mapa de atividades de E&P da Bacia de Barreirinhas.

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

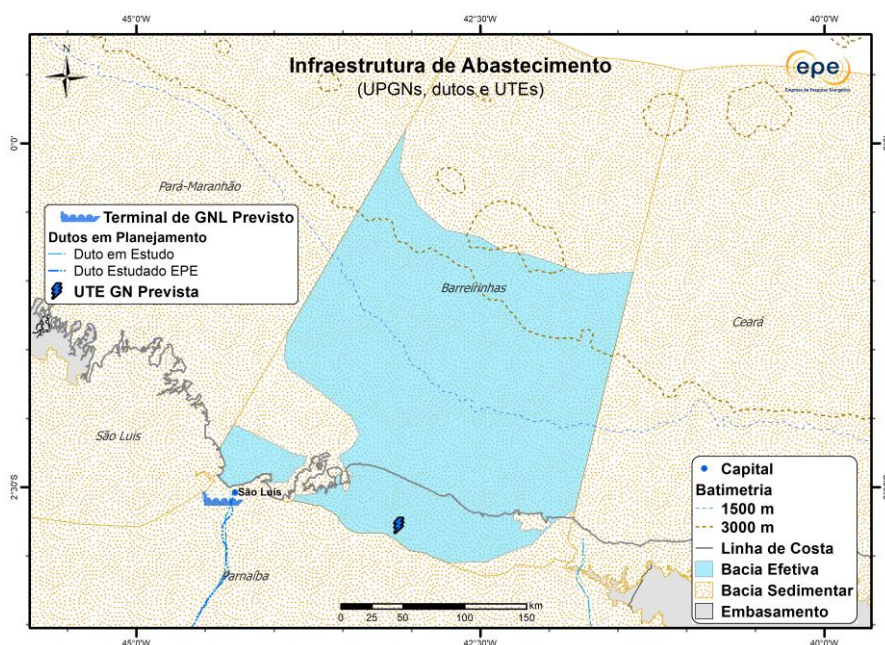
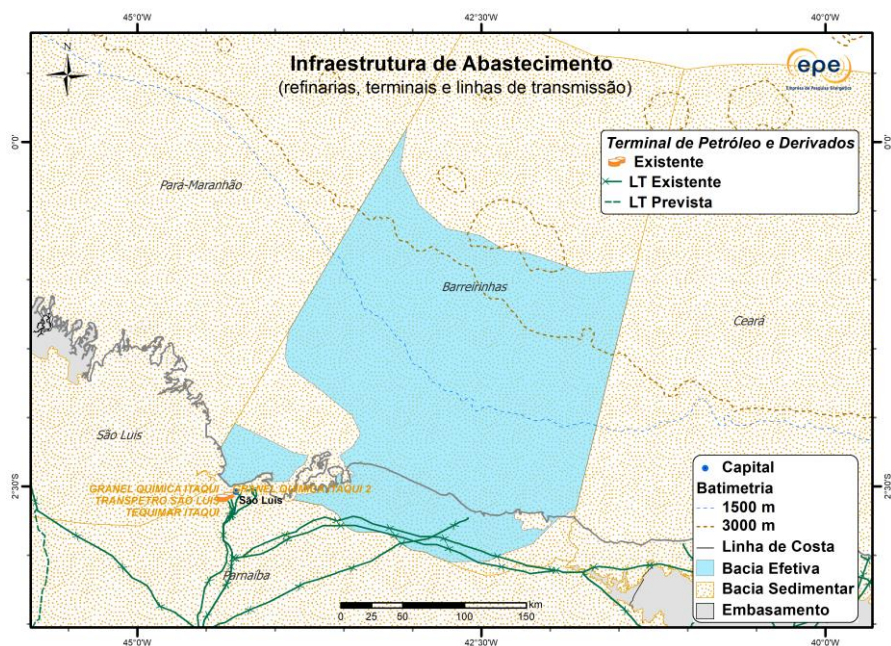


Figura 5 Mapa da infraestrutura de abastecimento da Bacia de Barreirinhas: UPGNs, dutos e UTEs.

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

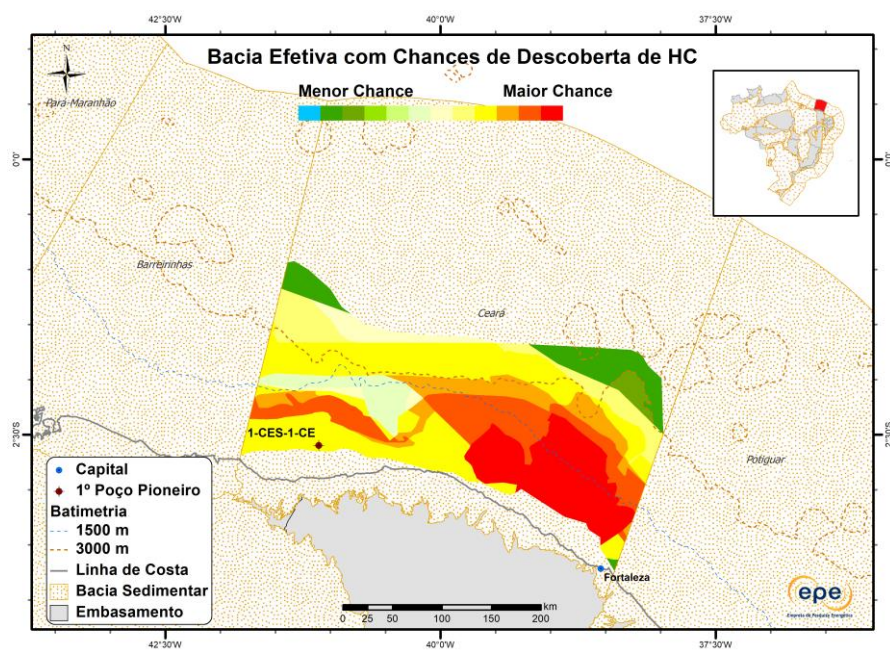


Figura 6 Mapa da bacia efetiva probabilística do Ceará, indicando chances de descobertas intermediárias a altas, com as maiores probabilidades em sua porção leste.

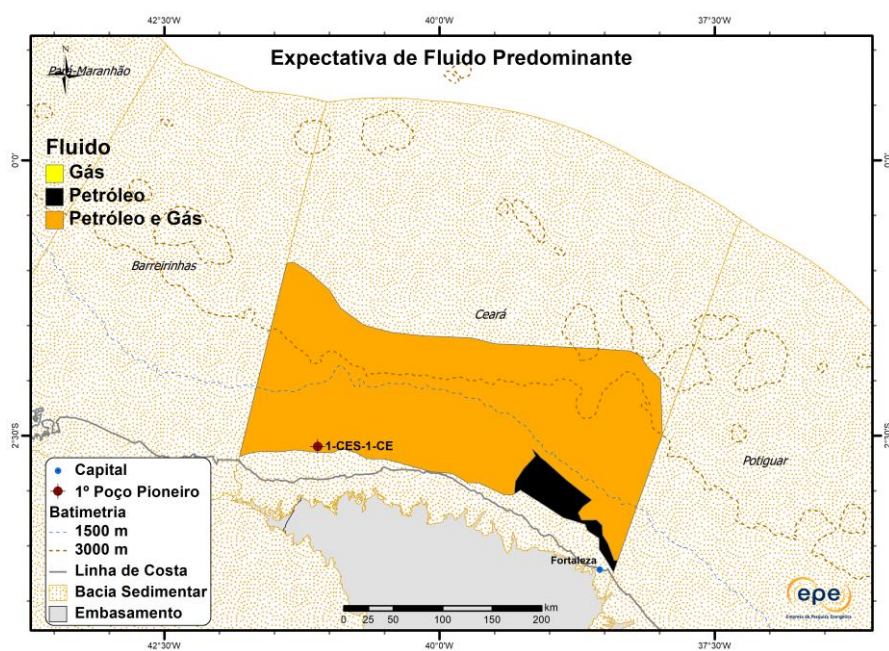


Figura 7 Mapa de expectativa de fluido predominante da Bacia do Ceará indicando expectativa para petróleo e gás, em sua maior parte.

Atributos dos <i>plays</i> - 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; Membro Uruburetama	Formações Mundaú e Paracuru; Membro Uruburetama	Formações Mundaú e Paracuru; Membro Uruburetama	Formações Mundaú e Paracuru; Membro Uruburetama	Formações Mundaú e Paracuru	Formação Mundaú	Formação Mundaú
	Unidade Cronoestratigráfica	Aptiano-Turoniano	Aptiano-Turoniano	Aptiano-Turoniano	Aptiano-Turoniano	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
Blocos Exploratórios	Com contratos ativos	0
Poços Pioneiros	Perfurados	102
	Índice de Sucesso Geológico (%)	25
Campos	Petróleo	0
	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

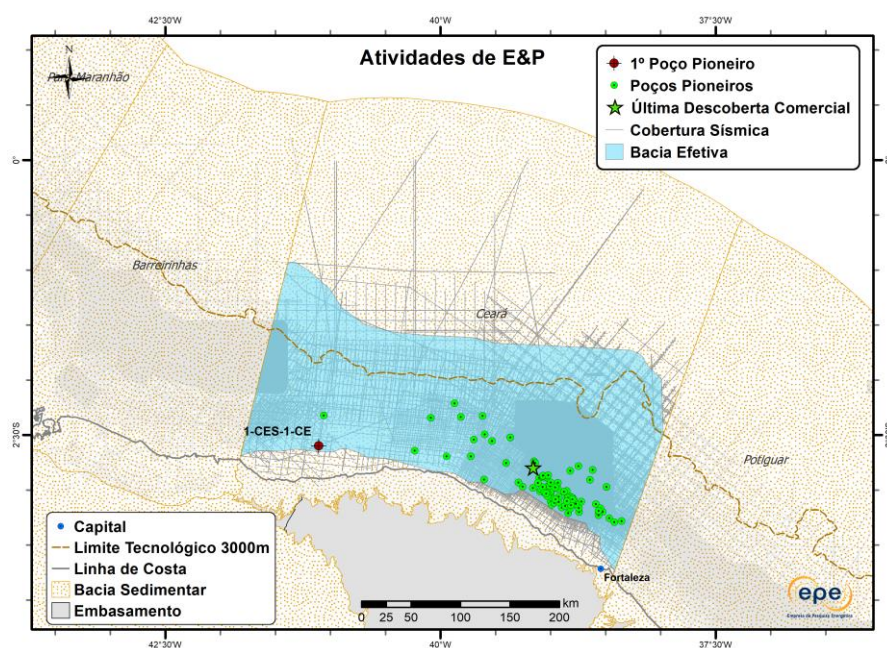


Figura 8 Mapa de atividades de E&P da Bacia do Ceará.

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

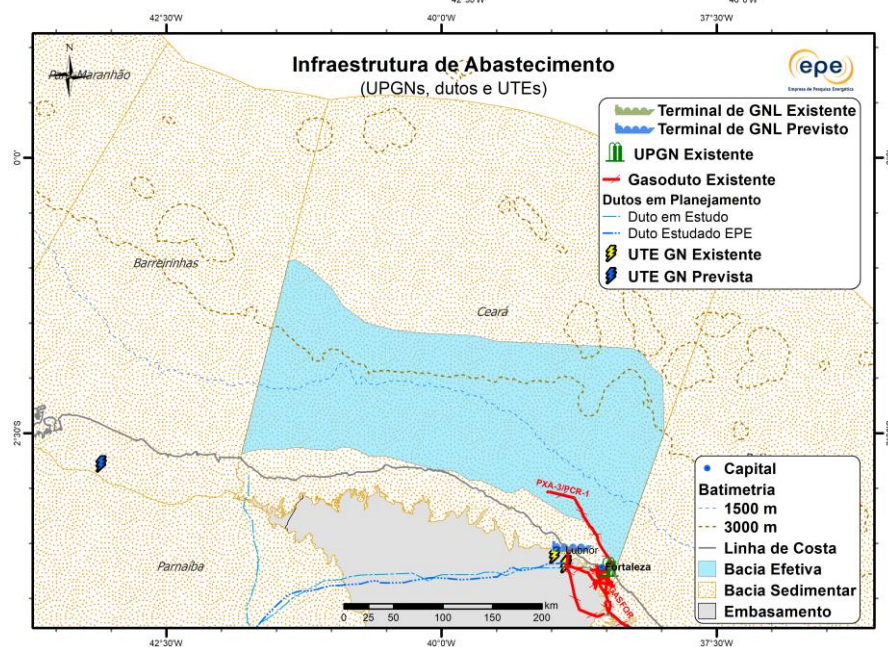
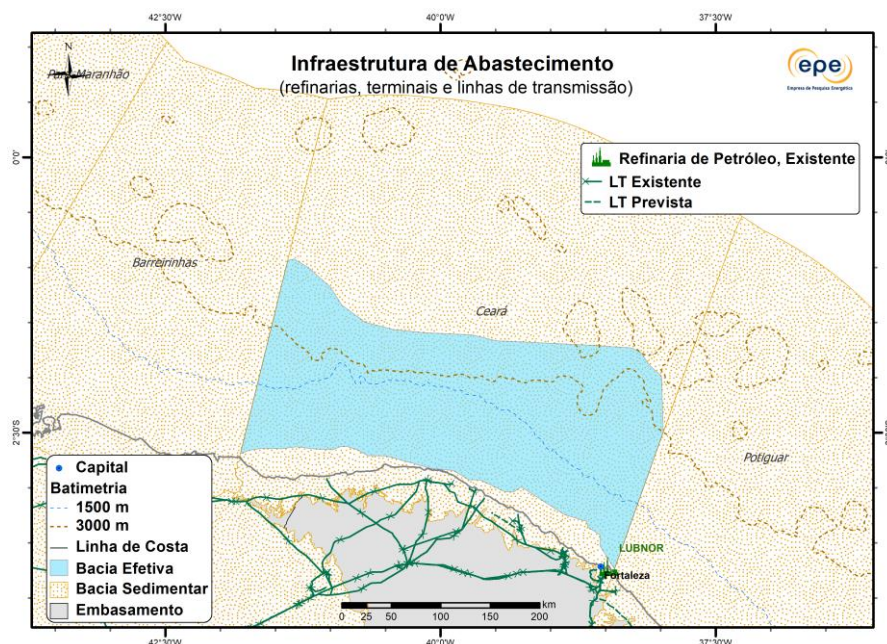


Figura 10 Mapa da infraestrutura de abastecimento da Bacia do Ceará: UPGNs, dutos e UTEs.

BACIA DA FOZ DO AMAZONAS

Informações Geológicas da Bacia da Foz do 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 Albiano-Maastrichtiano	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	

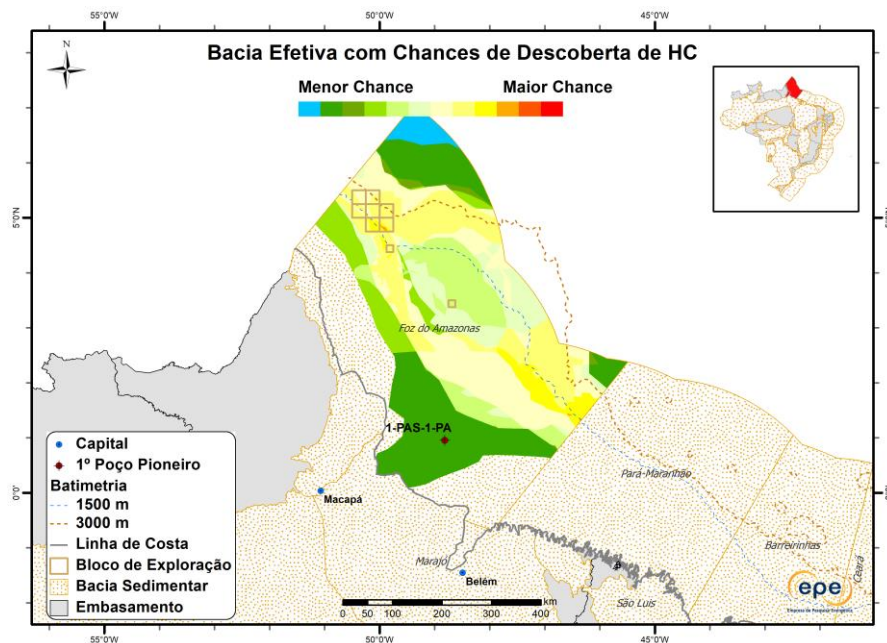


Figura 11 Mapa da bacia efetiva probabilística da Foz do Amazonas, indicando variação de baixas a intermediárias, com as chances relativamente mais elevadas nas porções ao redor do Cone do Amazonas.

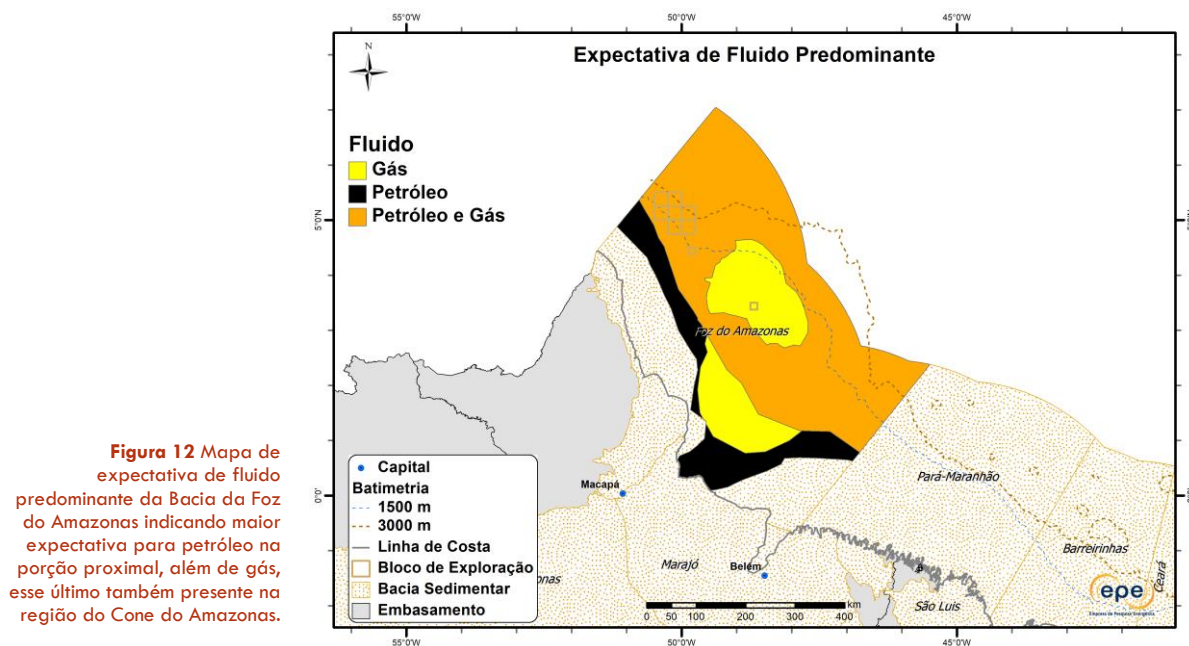


Figura 12 Mapa de expectativa de fluido predominante da Bacia da Foz do Amazonas indicando maior expectativa para petróleo na porção proximal, além de gás, esse último também presente na região do Cone do Amazonas.

Atributos dos <i>plays</i> - Bacia da Foz do Amazonas							
<i>Play</i>		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 lítricas	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-Maastrichtiano	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 folhelho	folhelho	folhelho	folhelho

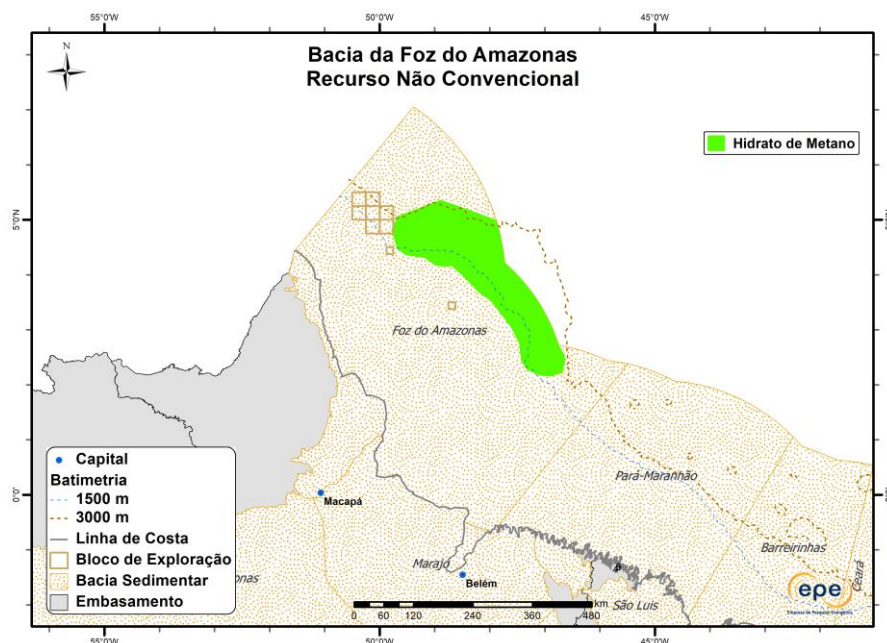


Figura 13 Mapa do play de hidratos de metano na Bacia da Foz do Amazonas, indicando expectativa de presença na porção distal da bacia.

Atividades de E&P - Bacia da Foz do Amazonas			
Situação Geográfica		mar	
Blocos Exploratórios	Com contratos ativos		9
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 m³)		0
	Gás Não-Associado (MM m³)		0

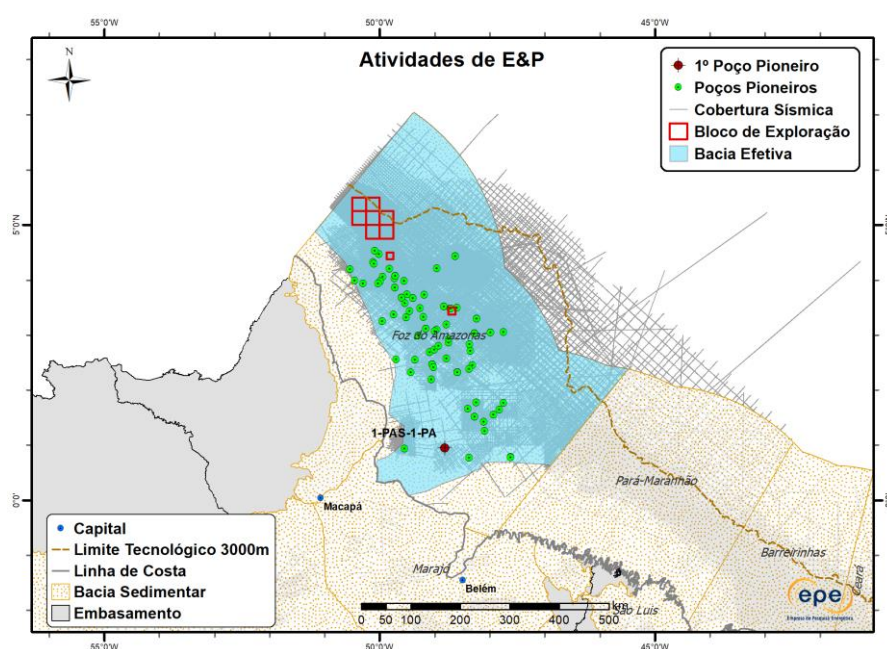


Figura 14 Mapa de atividades de E&P da Bacia da Foz do Amazonas.

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

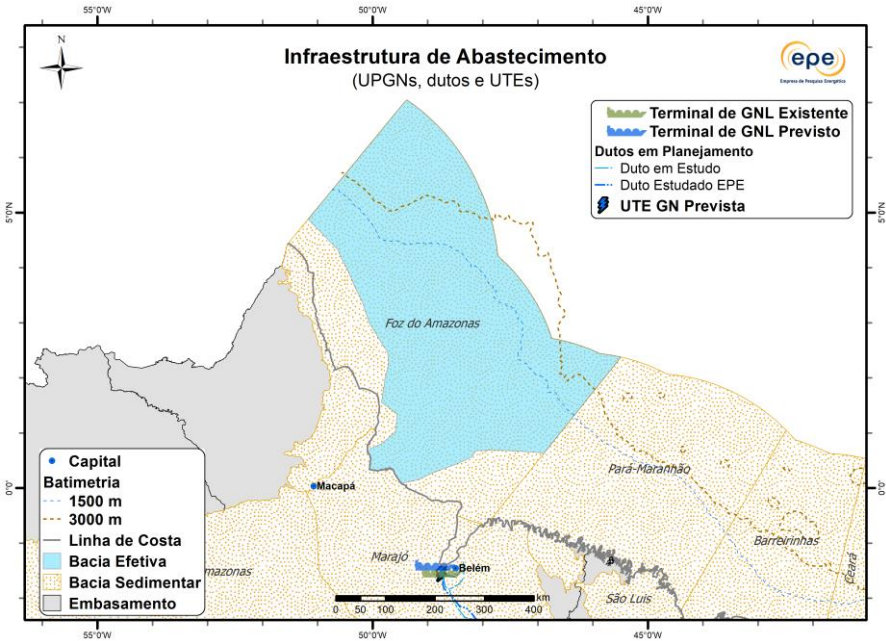
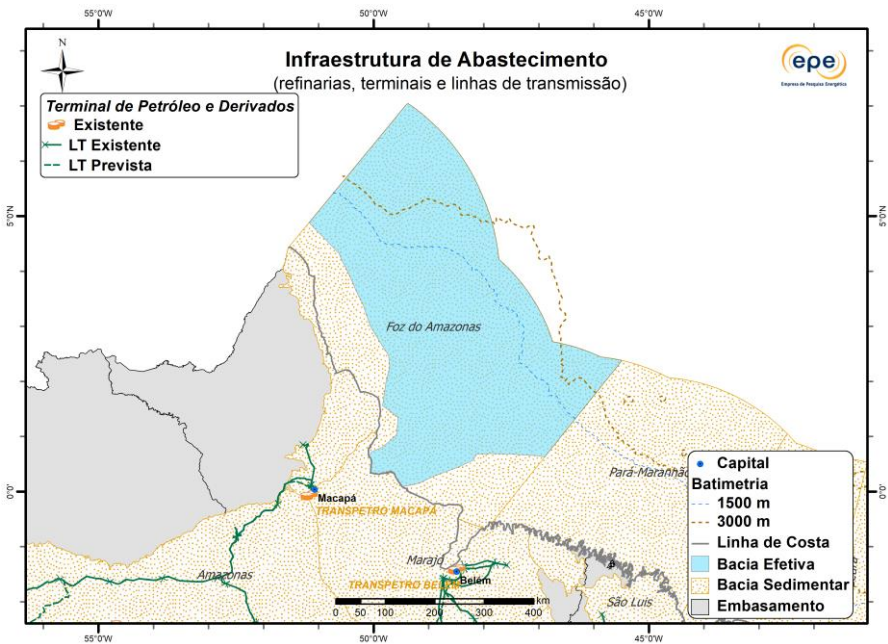


Figura 16 Mapa da infraestrutura de abastecimento da Bacia da Foz do Amazonas: UPGNs, dutos e UTEs.

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 e gás
Canárias	arenitos plataformais Albiano	Fronteira	petróleo

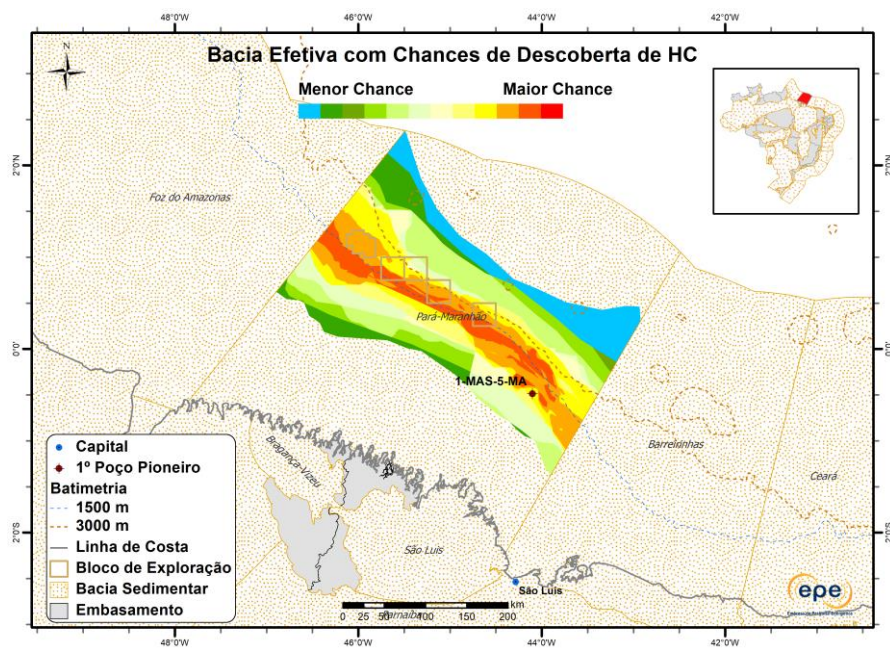
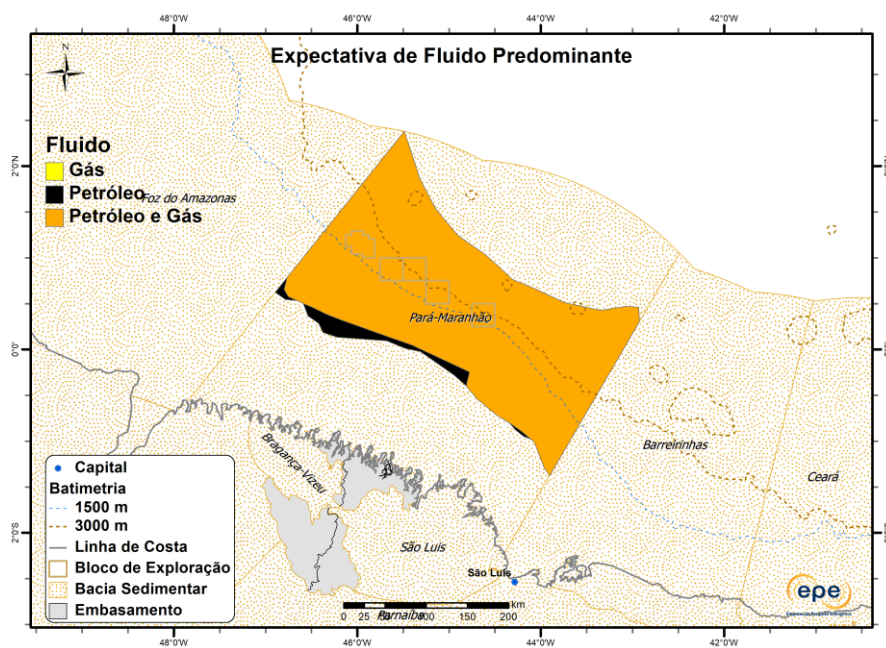


Figura 17 Mapa da bacia efetiva probabilística do Pará-Maranhão, indicando chances altas na faixa central da bacia.

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.



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 calcilutito	folhelho	folhelho	folhelho

Atividades de E&P - Bacia do Pará-Maranhão		
Situação Geográfica		mar
Blocos Exploratórios	Com contratos ativos	4
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 m ³)	0
	Gás Não-Associado (MM m ³)	0

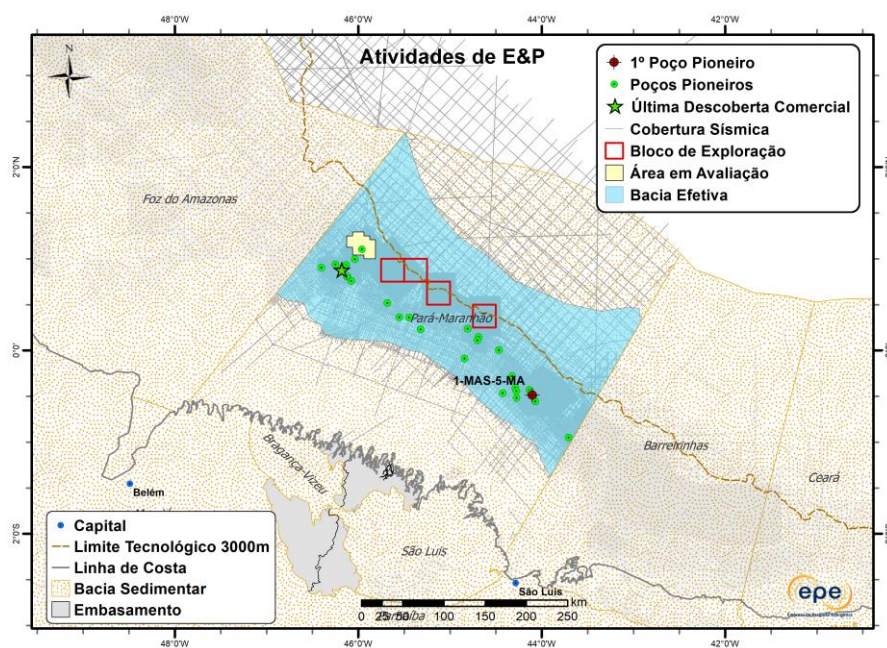


Figura 19 Mapa de atividades de E&P da Bacia do Pará-Maranhão.

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

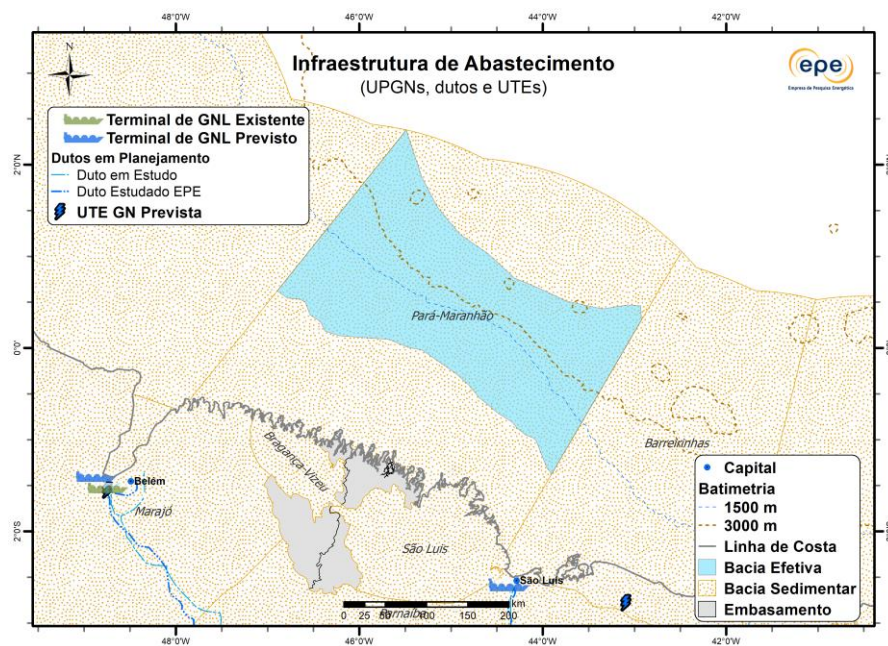
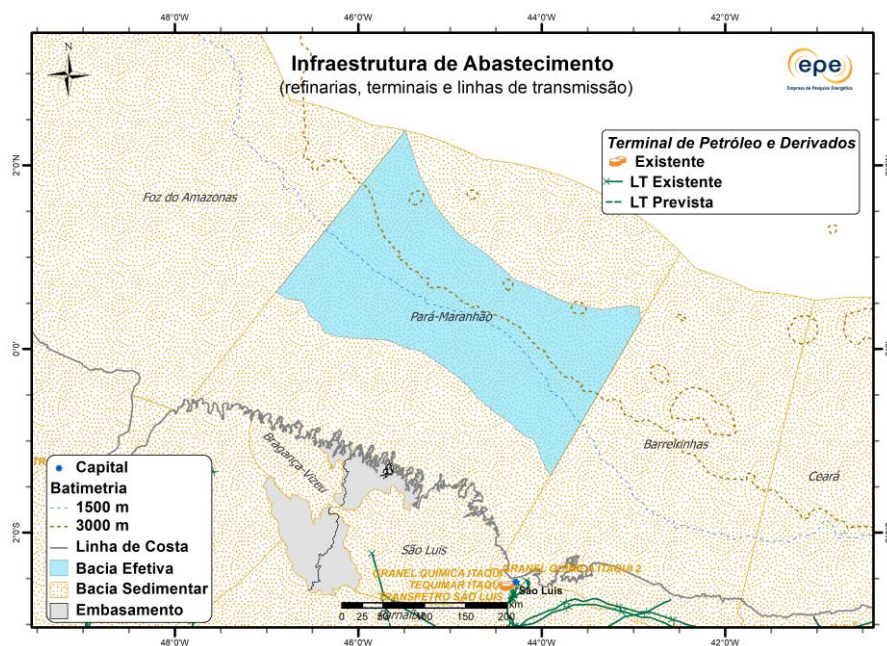


Figura 21 Mapa da infraestrutura de abastecimento da Bacia do Pará-Maranhão: UPGNs, dutos e UTEs.

BACIA POTIGUAR

Informações Geológicas da Bacia Potiguar				
Situação Geográfica		Terra e Mar		
Maturidade Exploratória		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		

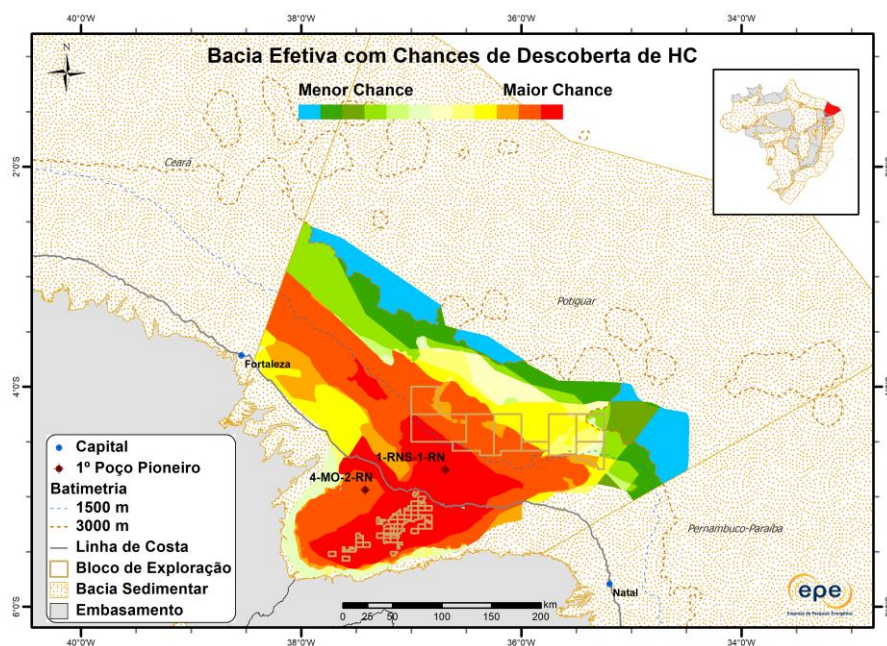


Figura 22 Mapa da bacia efetiva probabilística da Bacia Potiguar, indicando chances altas na parte terrestre e offshore proximal da bacia.

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.

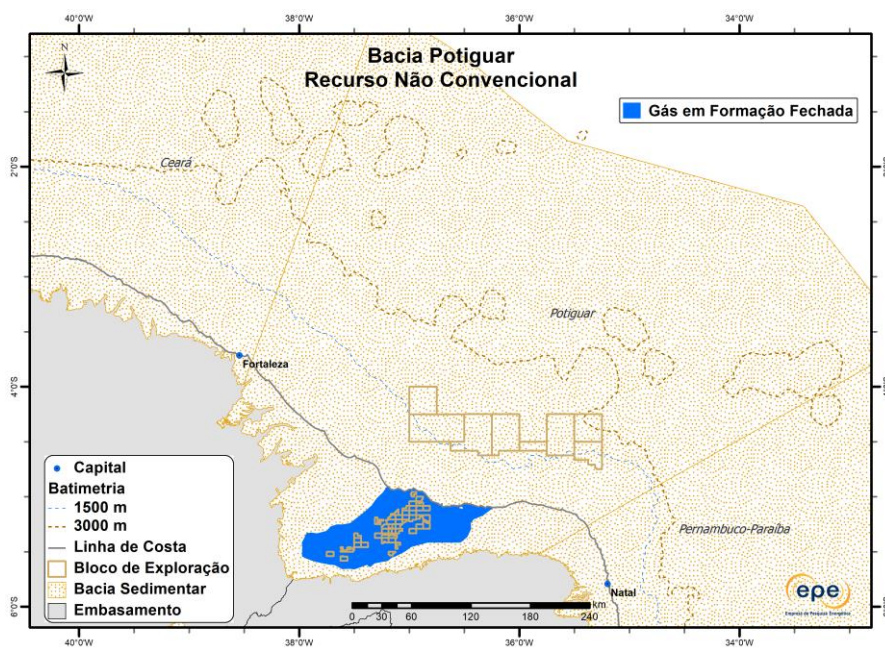
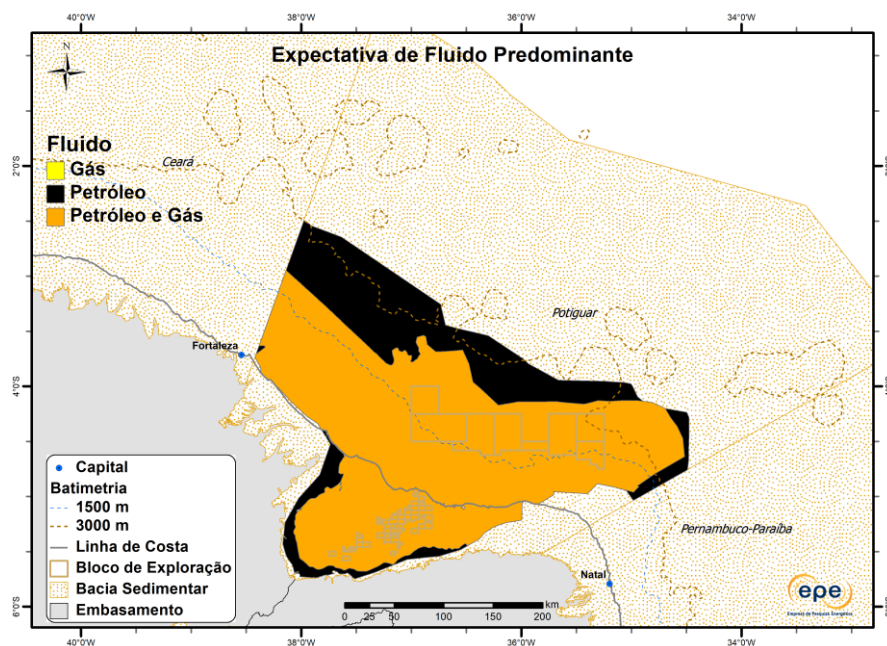
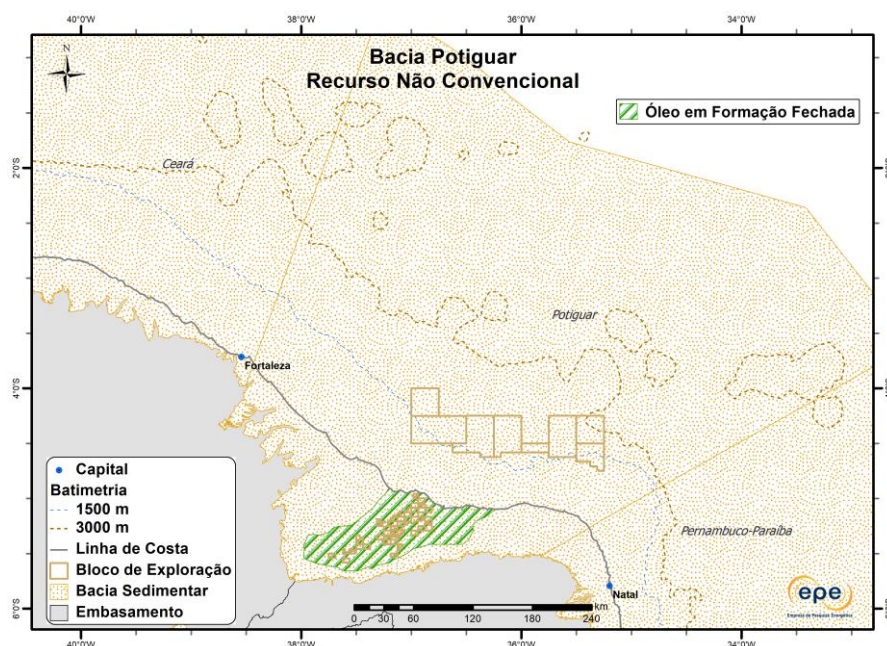


Figura 24 Mapa do play de gás em formação fechada na Bacia Potiguar, indicando expectativa de presença na porção terrestre da bacia.

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	Formações Alagamar e Quebradas	Formações Alagamar e Quebradas	Formações Alagamar e Pendência	Formações Alagamar e Pendência	Formações Alagamar, Quebradas e Pendência	Formações Alagamar e Pendência	Formações Pendência e Pescada	Formações Alagamar, Pendência e Pescada
	Unidade Cronoestratigráfica	Aptiano; Cenomaniano-Turoniano	Aptiano; Cenomaniano-Turoniano	Berriasiano-Aptiano	Berriasiano-Aptiano	Berriasiano-Aptiano; Cenomaniano-Turoniano	Berriasiano-Aptiano	Berriasiano-Aptiano	Berriasiano-Aptiano
	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 ¹³	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 plataformal	arenito / fluvial e deltaico; carbonato / marinho plataformal	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

¹³ 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
Blocos Exploratórios	Com contratos ativos	44	7
	Perfurados	685	162
Poços Pioneiros	Índice de Sucesso Geológico (%)	46	50
	Petróleo	75	4
Campos	Gás Não-Associado	2	2
	Petróleo e Gás	4	0
	Em Avaliação	1	1
Descobertas	1ª Descoberta Comercial (ano)	Mossoró (1973)	Ubarana (1973)
	Última Descoberta Comercial (ano)	Alto Alegre (2022)	Siri (2002)
Produção Acumulada	Petróleo (MM bbl)	874,63	168,68
	Gás Associado (MM m³)	8.051,90	18.399,00
	Gás Não-Associado (MM m³)	960,94	2.899,06

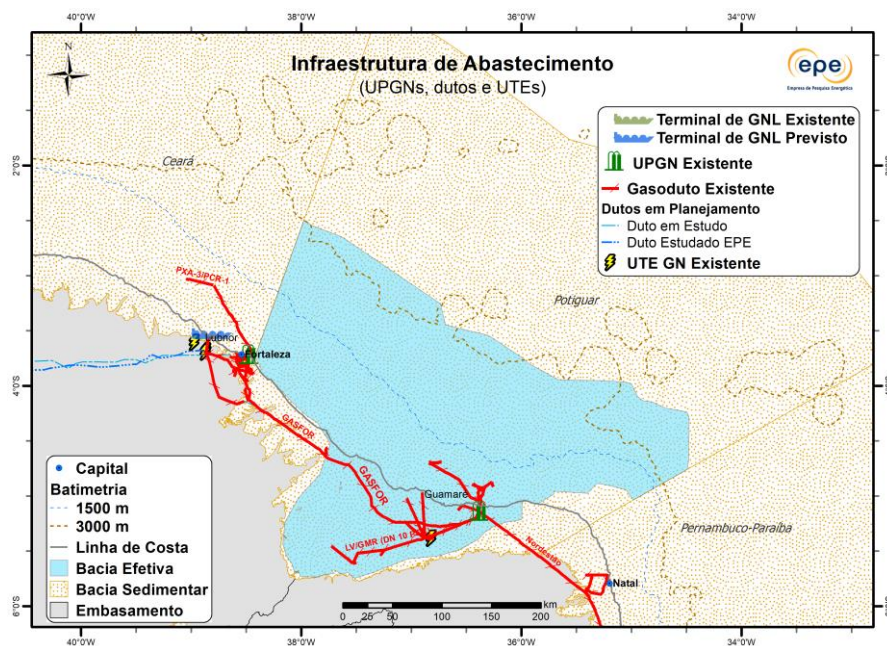


Figura 28 Mapa da infraestrutura de abastecimento da Bacia Potiguar: UPGNs, dutos e UTEs.

1.3 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 Camamu-Almada, Jequitinhonha e Cumuruxatiba não foram foco de atualizações da análise geológica de plays, sendo suas informações encontradas nos relatórios finais do Ciclo 2017-2019 (EPE, 2019), no caso das duas últimas bacias, e do Ciclo 2019-2021 (EPE, 2021), para a primeira.

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

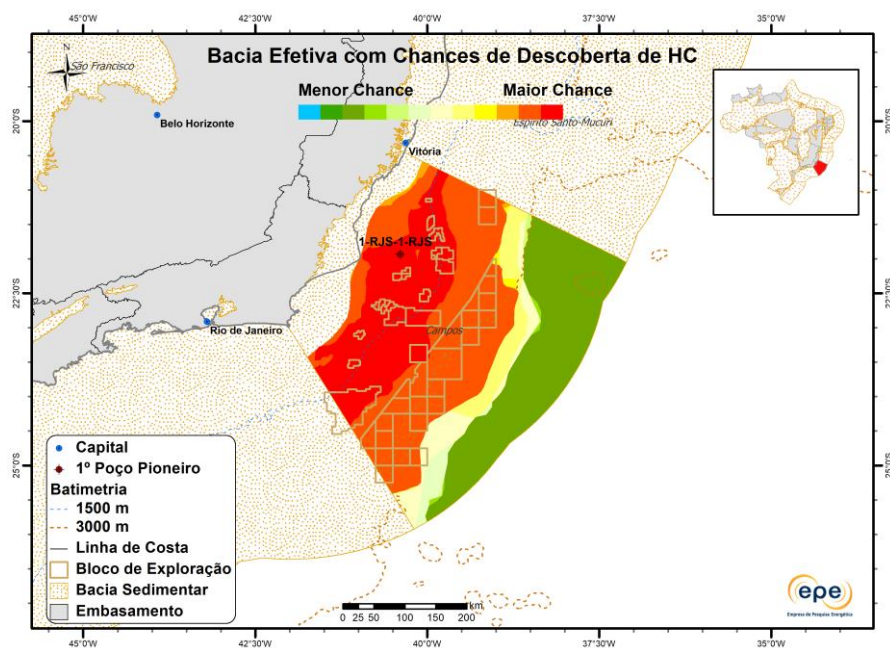


Figura 29 Mapa da bacia efetiva probabilística de Campos, indicando chance de descoberta maior na região do alto externo e menor na região distal, devido ao aumento da incerteza no avanço para águas profundas.

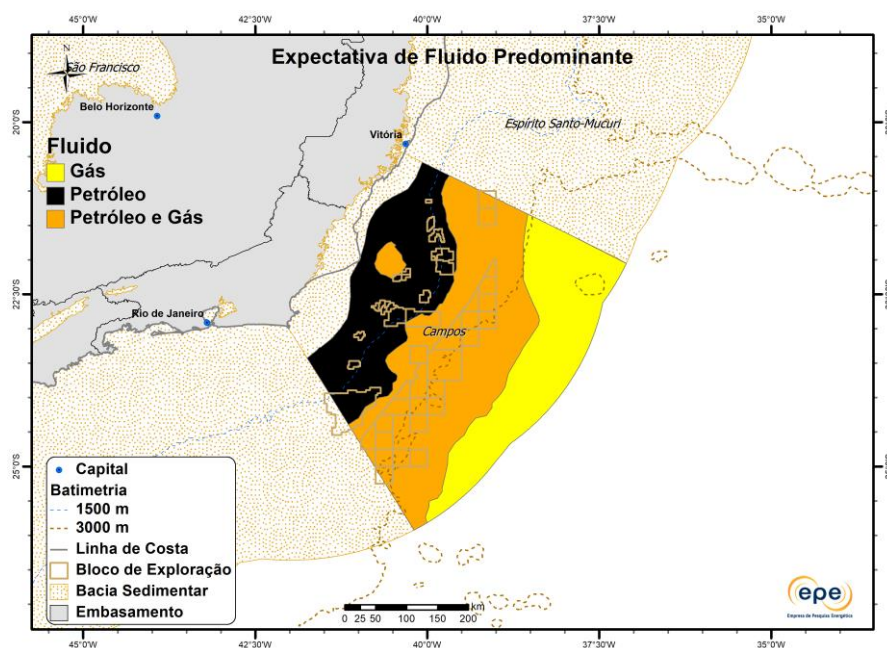


Figura 30 Mapa de expectativa de fluido predominante da Bacia de Campos indicando maior expectativa para petróleo na porção proximal e petróleo e gás na porção distal.

Atributos dos <i>plays</i> - Bacia de Campos											
<i>Play</i>		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 ¹⁴	Grupo Lagoa Feia	Grupo Lagoa Feia	Grupo Lagoa Feia ¹⁴	Grupo Lagoa Feia ¹⁴	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 listricas e/ou janelas de sal	falhas listricas e/ou janelas de sal	falhas listricas e/ou janelas de sal	falhas listricas e/ou janelas de sal	falhas listricas e/ou janelas de sal	falhas listricas e/ou janelas de sal	falhas listricas 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 Formação 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

¹⁴ 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
Blocos Exploratórios	Com contratos ativos	43
Poços Pioneiros	Perfurados	762
	Índice de Sucesso Geológico (%)	68
Campos	Petróleo	48
	Gás Não-Associado	0
	Petróleo e Gás	0
Descobertas	Em Avaliação	4
	1ª Descoberta Comercial (ano)	Garoupa (1974)
	Última Descoberta Comercial (ano)	Wahoo (2021)
Produção Acumulada	Petróleo (MM bbl)	13.994,26
	Gás Associado (MM m³)	233.275,60
	Gás Não-Associado (MM m³)	3.572,69

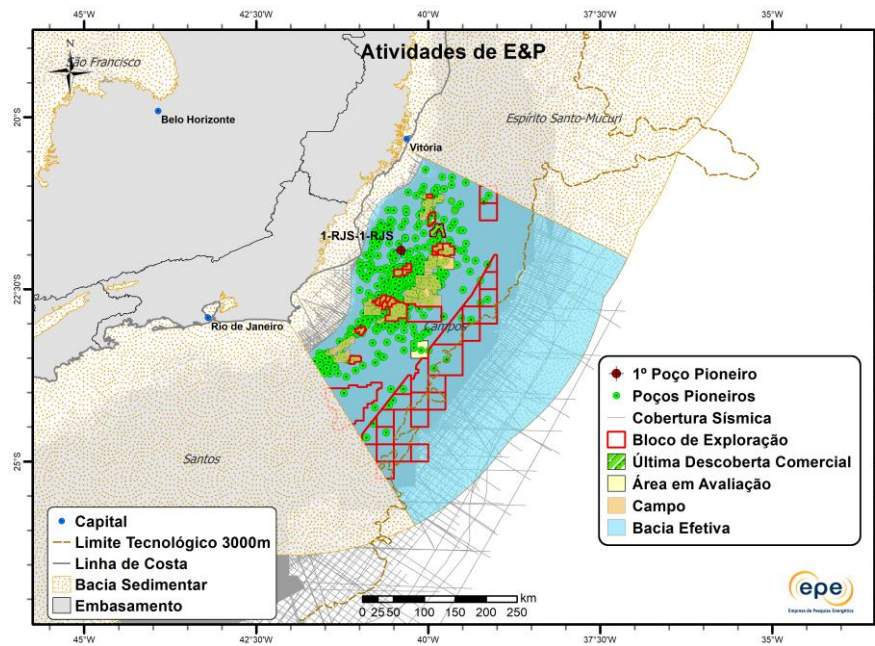


Figura 31 Mapa de atividades de E&P da Bacia de Campos.

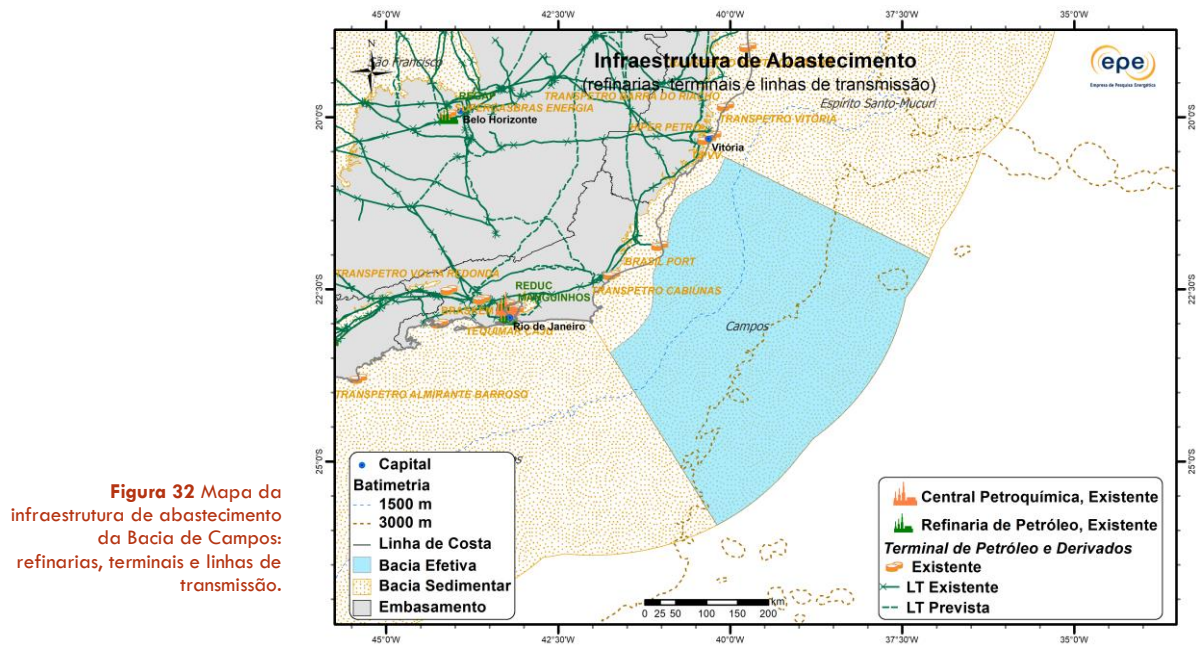


Figura 32 Mapa da infraestrutura de abastecimento da Bacia de Campos: refinarias, terminais e linhas de transmissão.

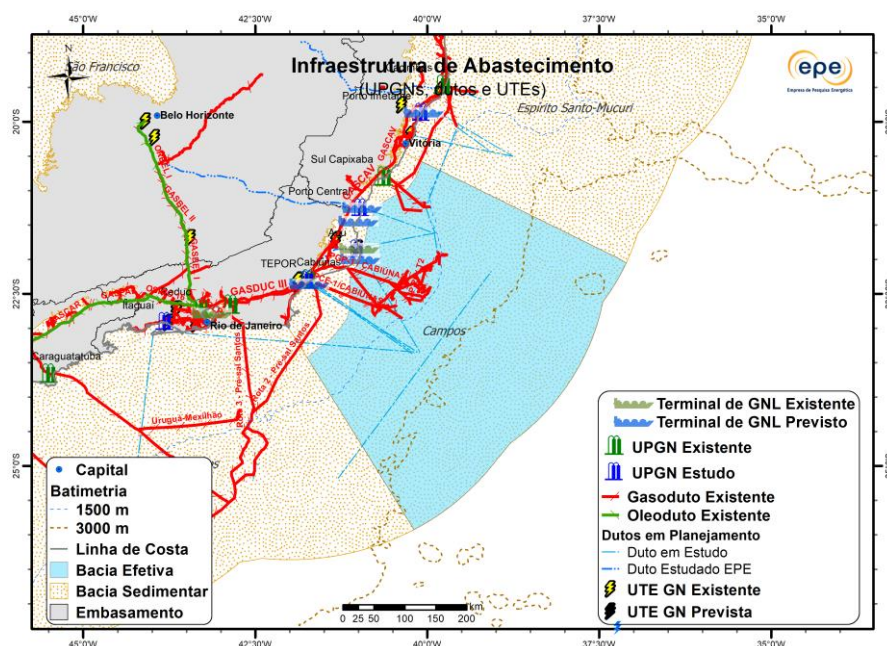


Figura 33 Mapa da infraestrutura de abastecimento da Bacia de Campos: UPGNs, dutos e UTEs.

BACIA DO ESPÍRITO SANTO-MUCURI

Informações Geológicas da Bacia do Espírito Santo-Mucuri

Situação Geográfica		Terra e Mar		
Maturidade Exploratória		Madura / Elevado Potencial		
Nome do Play	Principal Reservatório	Status Exploratório terra	mar	Expectativa de Fluidos
Caravelas	carbonatos plataformais Paleógeno-Neógeno	Imaturo	Fronteira	petróleo / gás
Urucutua Paleógeno-Neógeno	arenitos turbidíticos Paleógeno-Neógeno	Imaturo	Imaturo	petróleo / petróleo e gás / gás
Urucutua Cretáceo Superior	arenitos turbidíticos Cenomaniano	Estabelecido	Estabelecido	petróleo / petróleo e gás / gás
Urucutua 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 / petróleo e gás
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

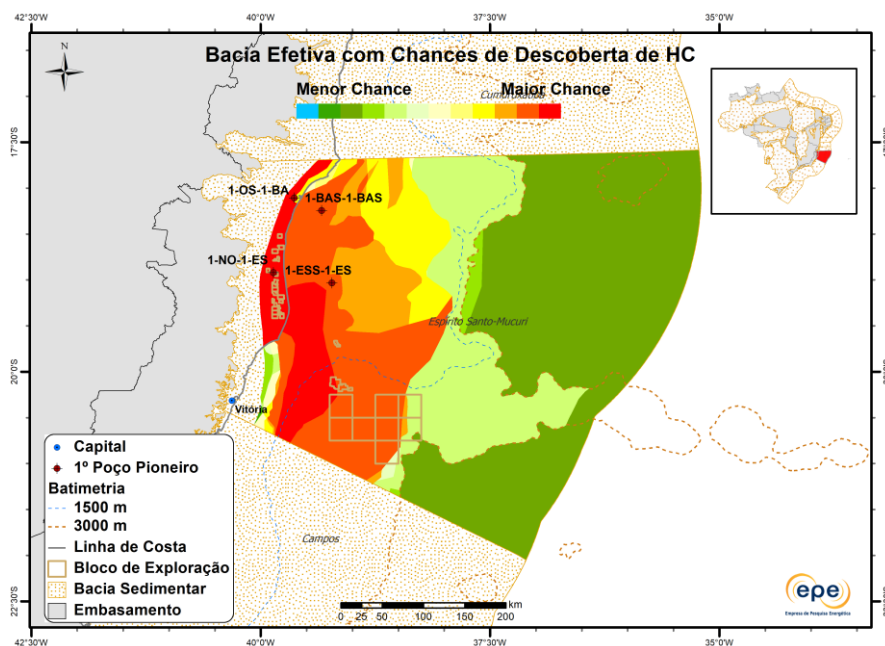


Figura 34 Mapa da bacia efetiva probabilística do Espírito Santo-Mucuri, com chances de descoberta mais elevadas em terra e na porção marítima proximal.

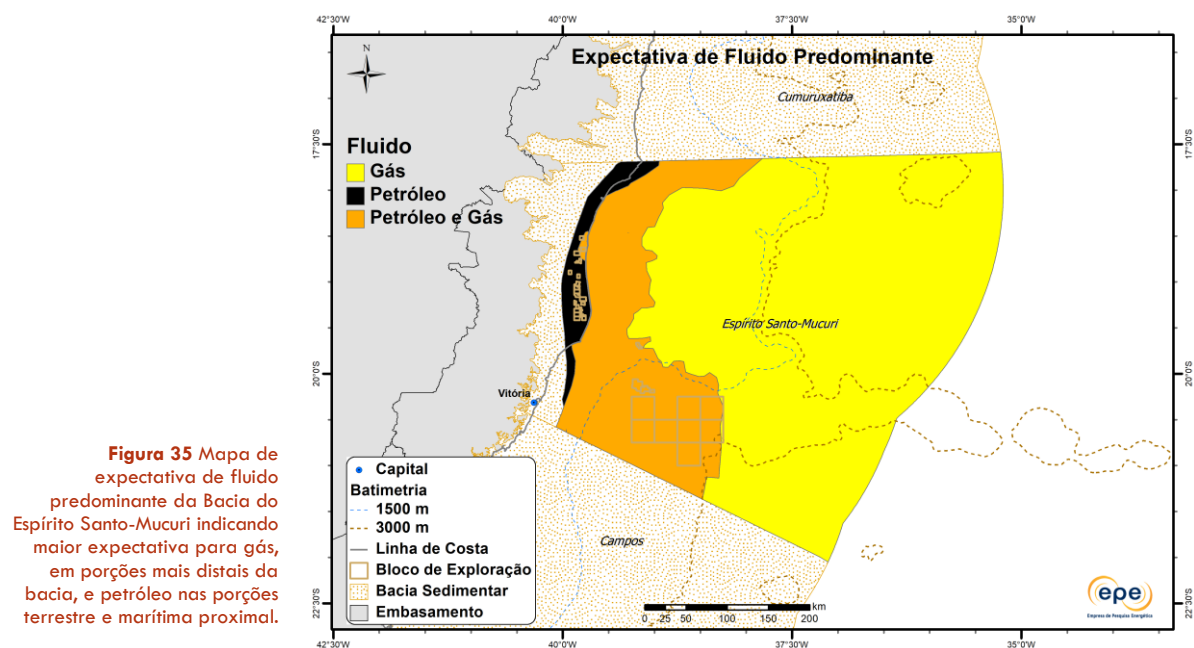


Figura 35 Mapa de expectativa de fluido predominante da Bacia do Espírito Santo-Mucuri indicando maior expectativa para gás, em porções mais distais da bacia, e petróleo nas porções terrestre e marítima proximal.

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	mar
Blocos Exploratórios	Com contratos ativos	17	7
	Perfurados	447	213
Poços Pioneiros	Índice de Sucesso Geológico (%)	61	65
	Petróleo	35	1
Campos	Gás Não-Associado	2	5
	Petróleo e Gás	0	0
Descobertas	Em Avaliação	3	4
	1ª Descoberta Comercial (ano)	São Mateus (1969)	Cação (1977)
	Última Descoberta Comercial (ano)	Suindara (2020)	Camarupim Norte (2007)
Produção Acumulada	Petróleo (MM bbl)	247,88	178,89
	Gás Associado (MM m³)	4.333,63	5.649,79
	Gás Não-Associado (MM m³)	3.552,47	16.385,49

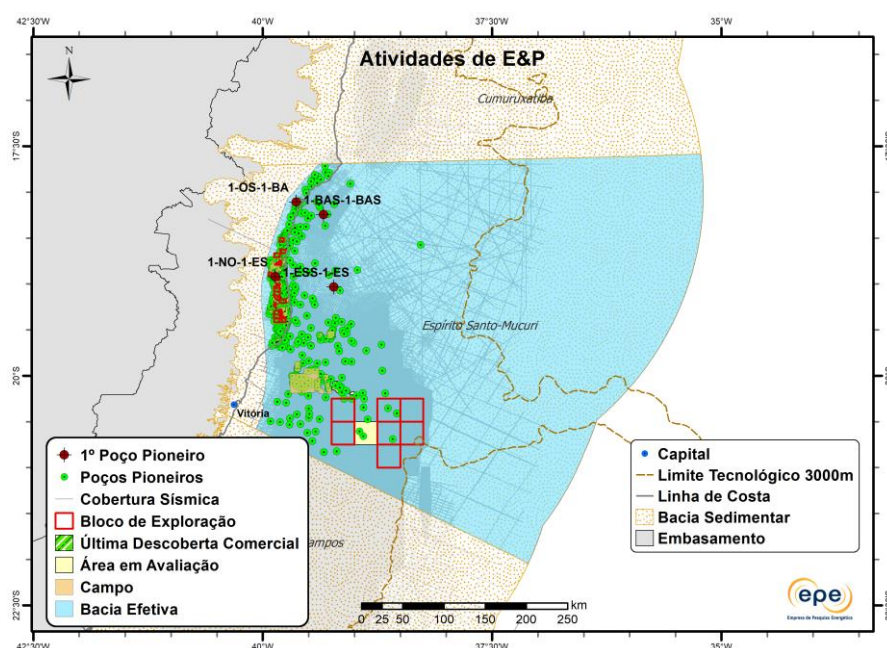
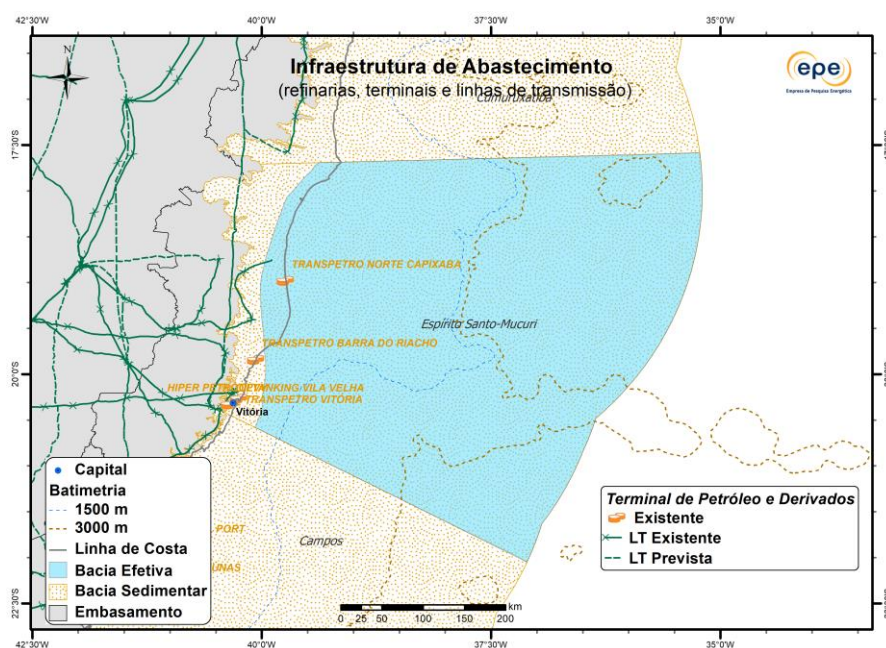


Figura 36 Mapa de atividades de E&P da Bacia do Espírito Santo-Mucuri.

Figura 37 Mapa da infraestrutura de abastecimento da Bacia do Espírito Santo-Mucuri: refinarias, terminais e linhas de transmissão.



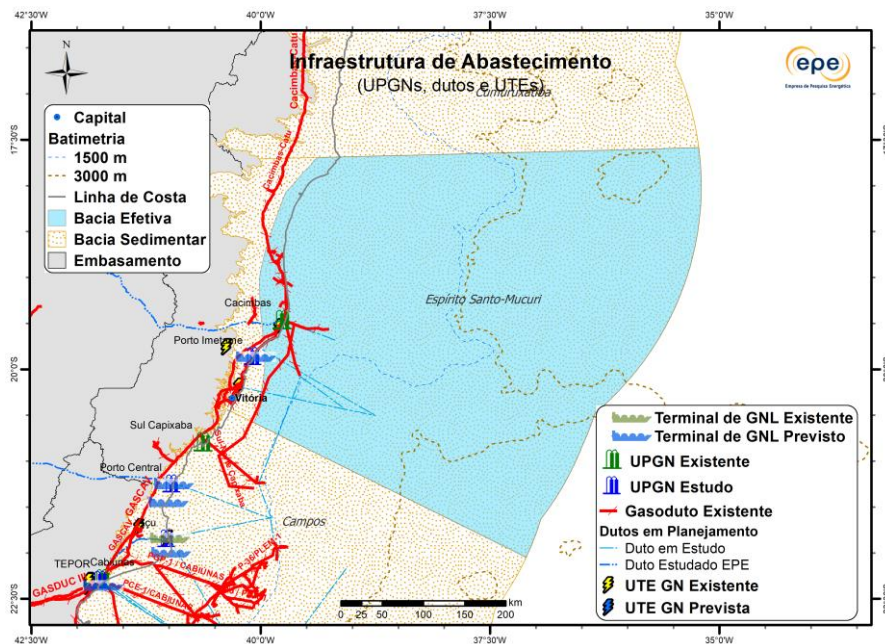


Figura 38 Mapa da infraestrutura de abastecimento da Bacia do Espírito Santo-Mucuri: UPGNs, dutos e UTEs.

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-Barremiano	Fronteira	petróleo e gás

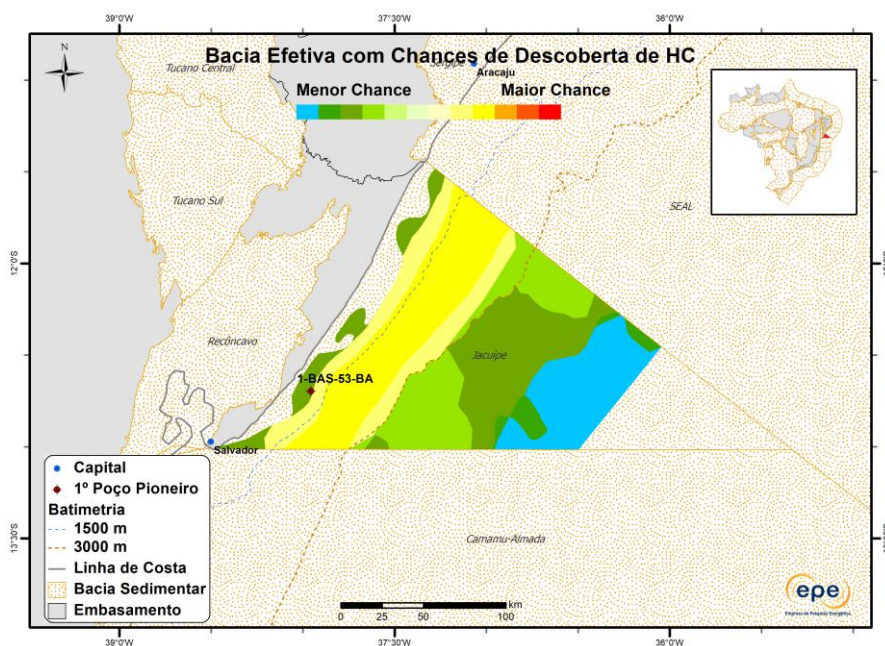
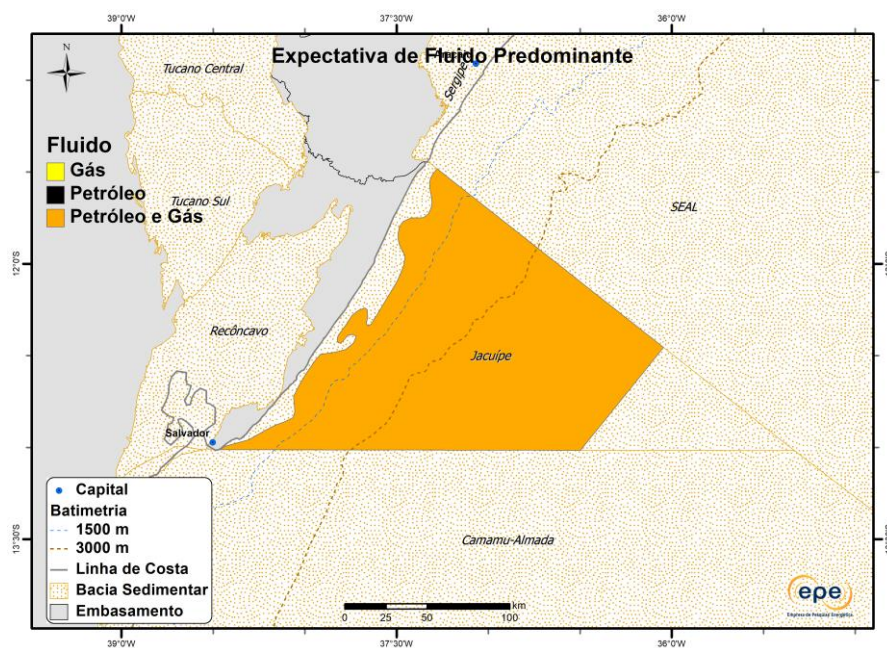


Figura 39 Mapa da bacia efetiva probabilística de Jacuípe, indicando variação de chances baixas a moderadas, sendo a porção intermediária da bacia aquela com as maiores chances.

Atributos dos <i>plays</i> - 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 ¹⁵ e Algodões	Formação Rio de Contas; Formações Taipus-Mirim ¹⁵ e Algodões	Formação Rio de Contas; Formações Taipus-Mirim ¹⁵ e Algodões	Formação Rio de Contas; Formação Taipus-Mirim ¹⁵
	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-Barremiano
	Profundidade Média (m)	2.000	2.880	3.000	3.330
	Litologia / Contexto Depositional	arenito / turbidito marinho	arenito / turbidito marinho	carbonato / marinho plataformai	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

¹⁵ 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).
UFRJ. Universidade Federal do Rio de Janeiro. 2006. Mapeamento e Análise Quantitativa dos Sistemas Petrolíferos das bacias de Jequitinhonha e Jacuípe. Volume 2 - Bacia de Jacuípe. Relatório Final. Rio de Janeiro: Fundação Coordenação de Projetos, Pesquisas e Estudos Tecnológicos. 2006, s/n.

Figura 40 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	
Blocos Exploratórios	Com contratos ativos		0
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

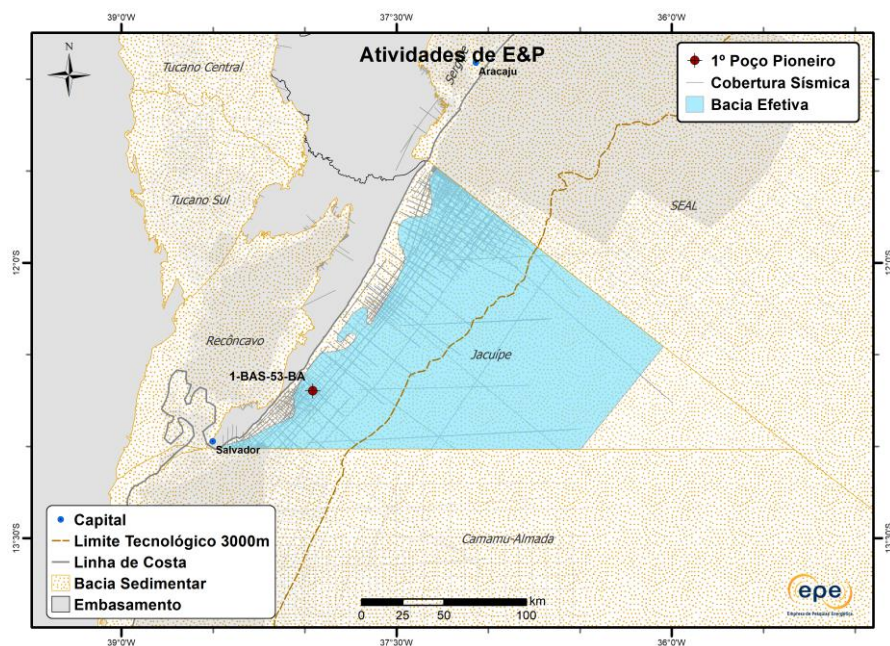
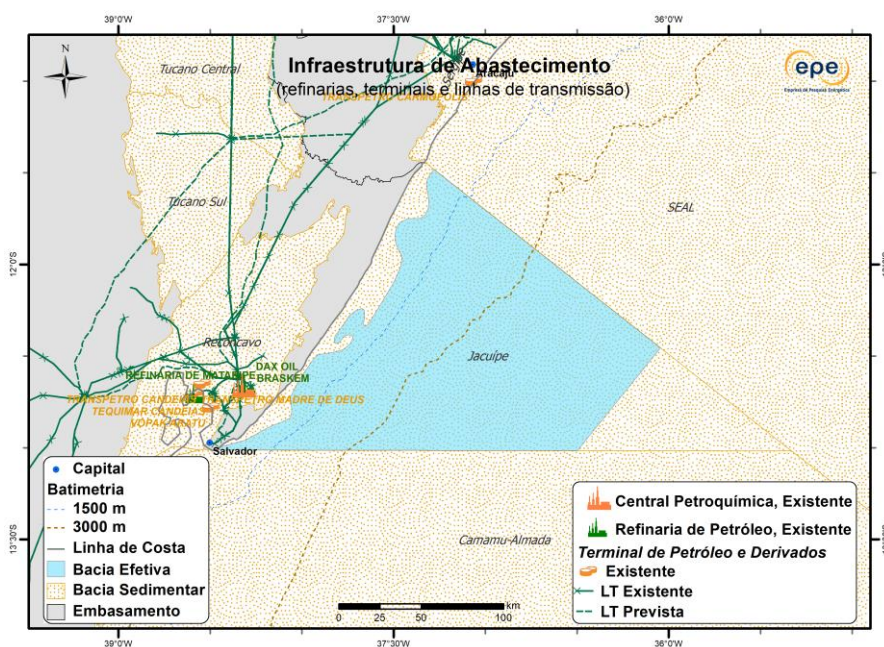


Figura 41 Mapa de atividades de E&P da Bacia de Jacuípe.

Figura 42 Mapa da infraestrutura de abastecimento da Bacia de Jacuípe: refinarias, terminais e linhas de transmissão.



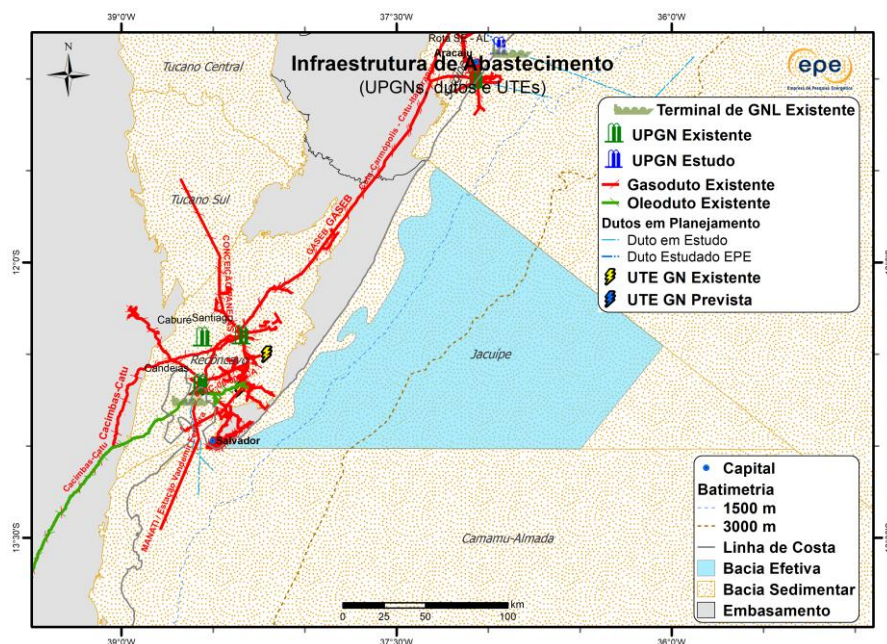


Figura 43 Mapa da infraestrutura de abastecimento da Bacia de Jacuípe: UPGNs, dutos e UTEs.

BACIA DE PELOTAS

		Informações Geológicas da Bacia de Pelotas		
Situação Geográfica		Mar		
Maturidade Exploratória		Nova Fronteira		
Nome do <i>Play</i>		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		

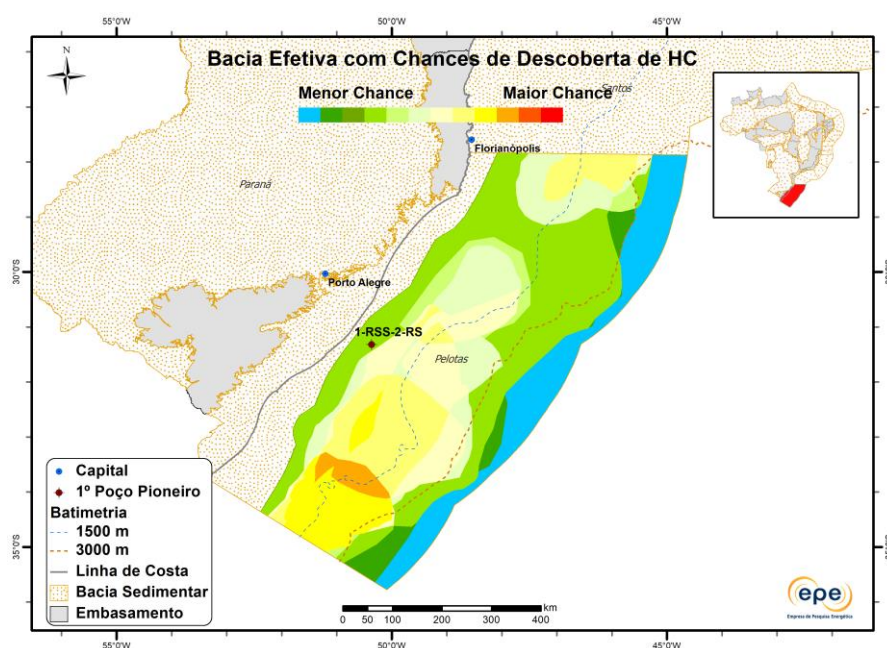
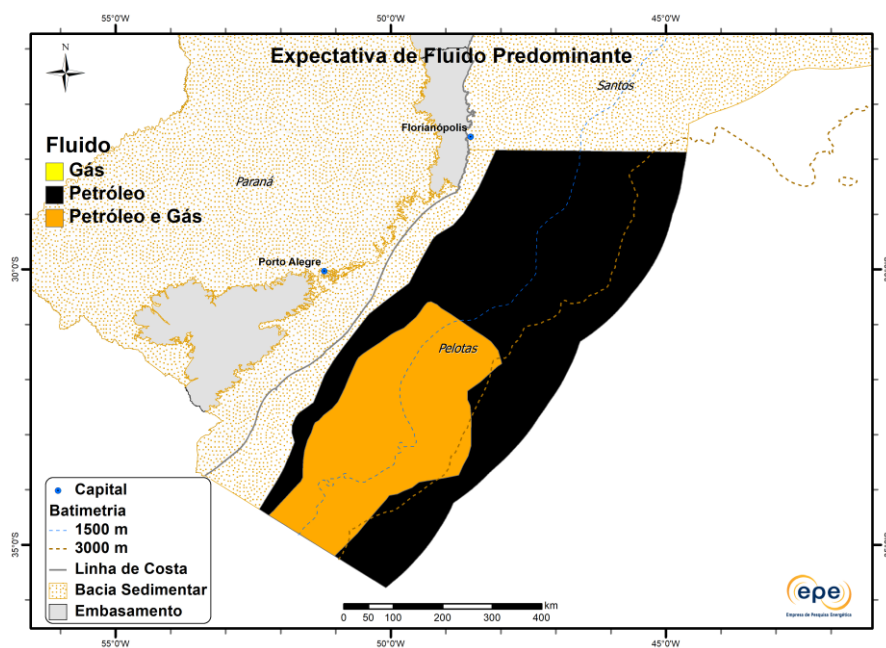


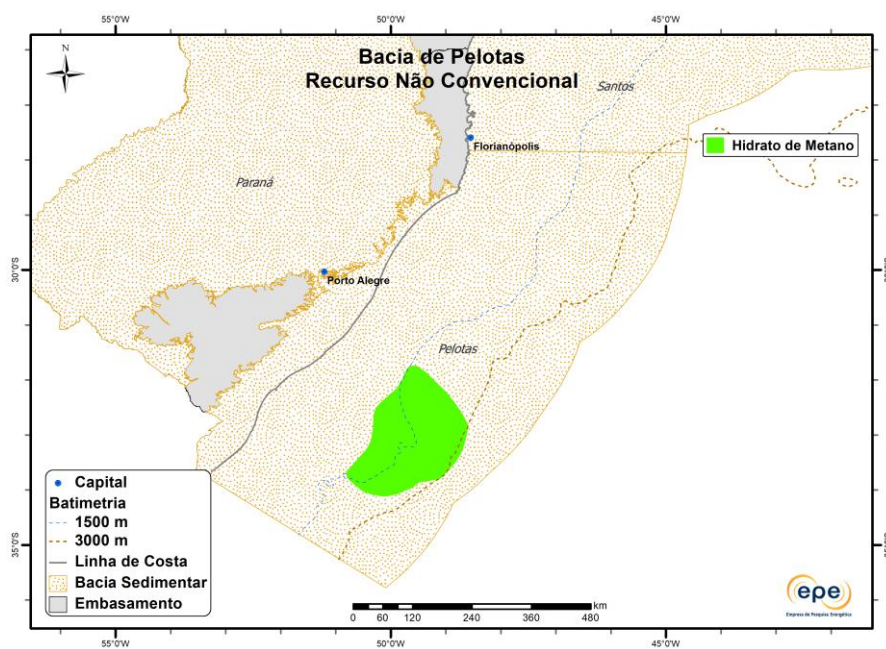
Figura 44 Mapa da bacia efetiva probabilística de Pelotas, indicando maior chance de descoberta na área centro-sul da bacia, na região do Cone do Rio Grande.

Figura 45 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 46 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
Blocos Exploratórios	Com contratos ativos	0
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

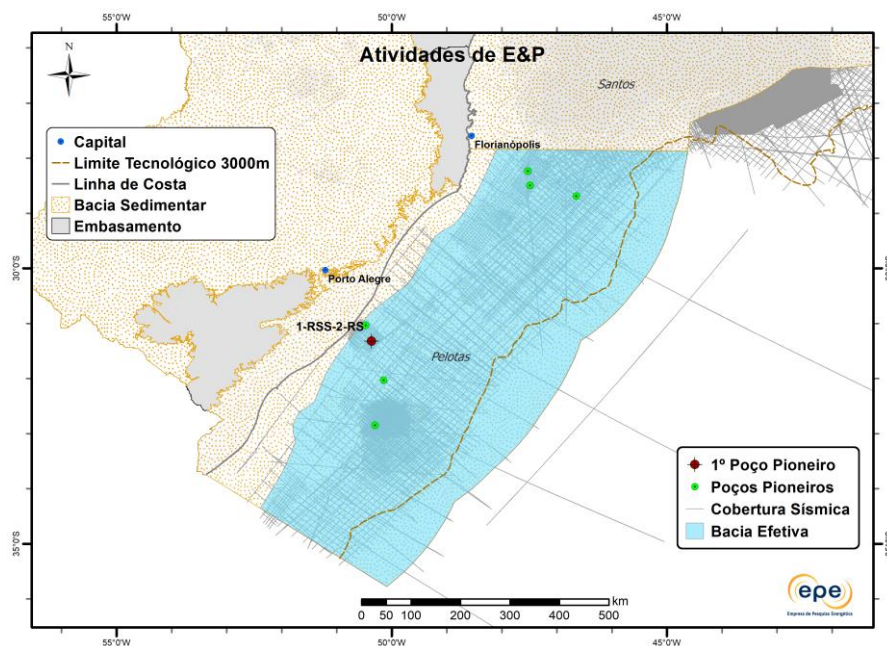
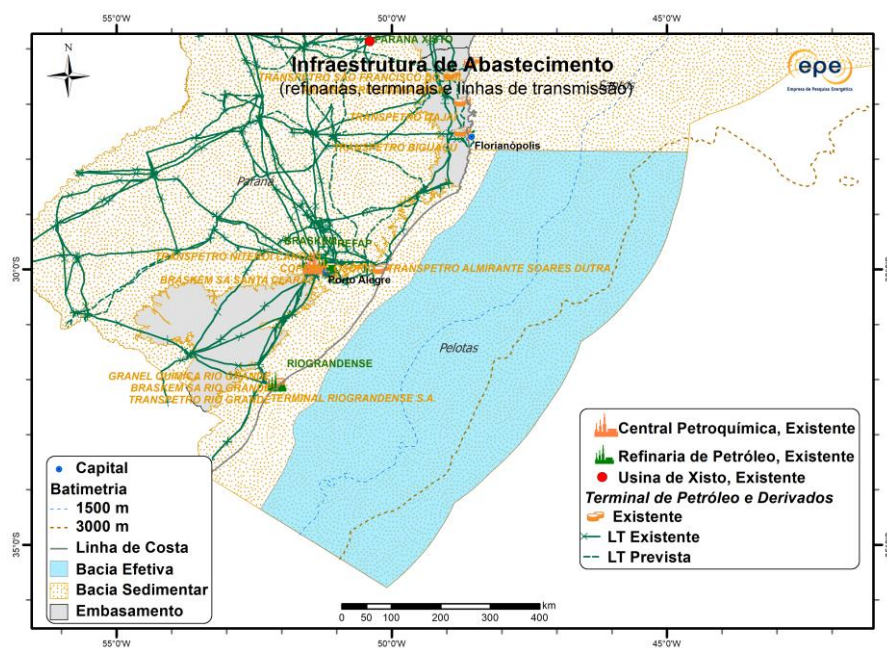


Figura 47 Mapa de atividades de E&P da Bacia de Pelotas.

Figura 48 Mapa de infraestrutura de abastecimento da Bacia de Pelotas: refinarias, terminais e linhas de transmissão.



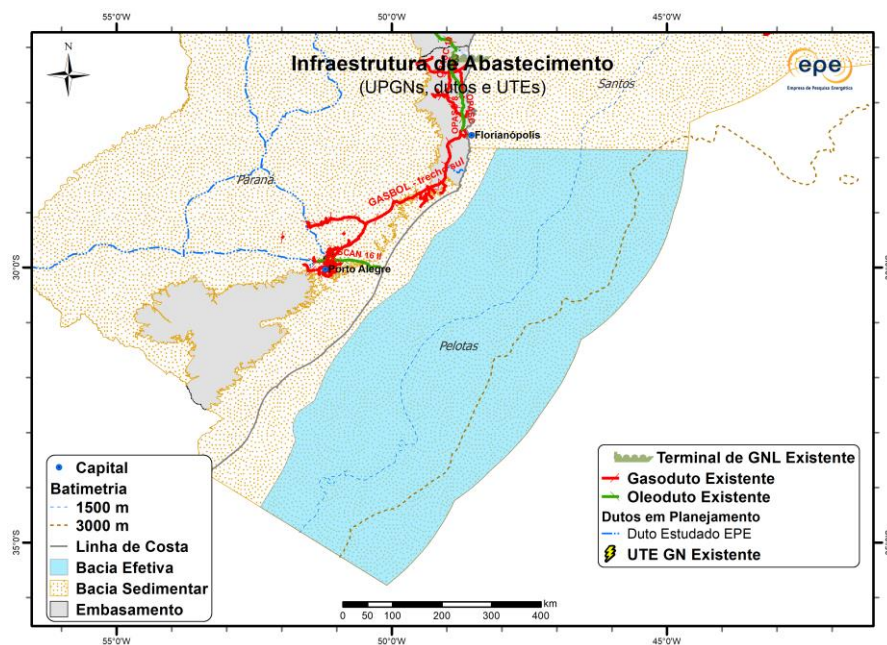


Figura 49 Mapa da infraestrutura de abastecimento da Bacia de Pelotas: UPGNs, dutos e UTEs.

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 plataformais Paleoceno-Mioceno	-	Fronteira	petróleo e gás
Estiva-Gramame Carbonático	carbonatos plataformais 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

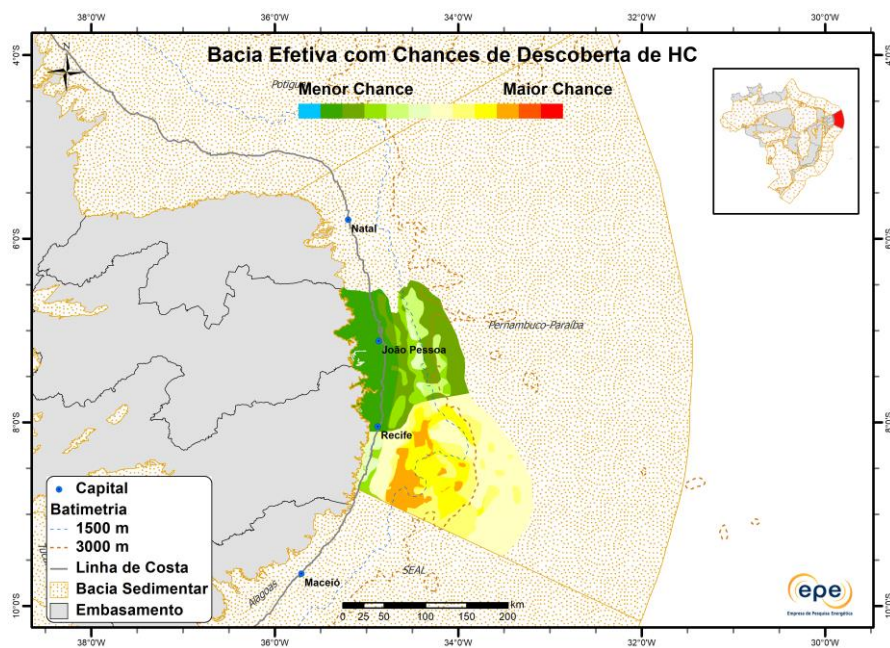


Figura 50 Mapa da bacia efetiva probabilística de Pernambuco-Paraíba, indicando chances de descobertas baixas a intermediárias, sendo a porção sul offshore aquela de maior chance em relação ao restante da bacia.

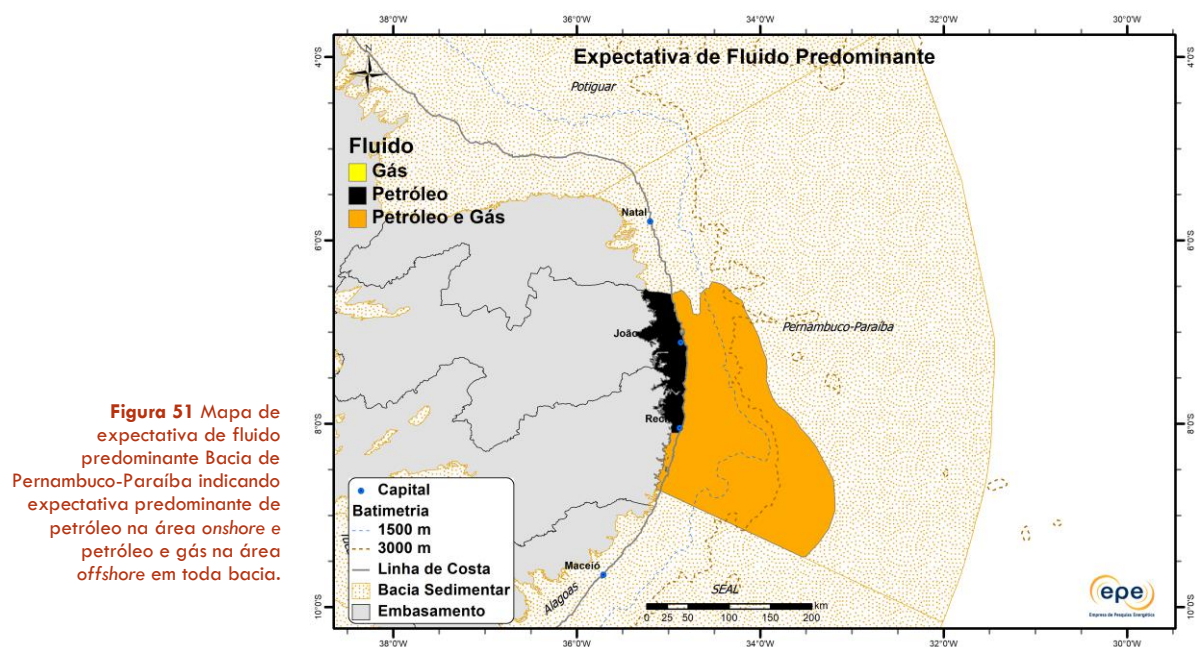


Figura 51 Mapa de expectativa de fluido predominante Bacia de Pernambuco-Paraíba indicando expectativa predominante de petróleo na área onshore e petróleo e gás na área offshore em toda bacia.

Atributos dos <i>plays</i> - 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 ¹⁶ e ¹⁷	falhas ¹⁶ e ¹⁷	falhas ¹⁶ e discordâncias	falhas ¹⁶ e discordâncias	falhas ¹⁶ 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)	2.400	1.860	1.000 (terra) e 3.160 (mar)	1.000 (terra) e 3.300 (mar)	2.300 (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

¹⁶ A migração é bastante prejudicada devido à ausência de grandes falhamentos.

¹⁷ 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
Blocos Exploratórios	Com contratos ativos	0	0
	Perfurados	0	0
Poços Pioneiros	Índice de Sucesso Geológico (%)	0	0
	Petróleo	0	0
Campos	Gás Não-Associado	0	0
	Petróleo e Gás	0	0
	Em Avaliação	0	0
Descobertas	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

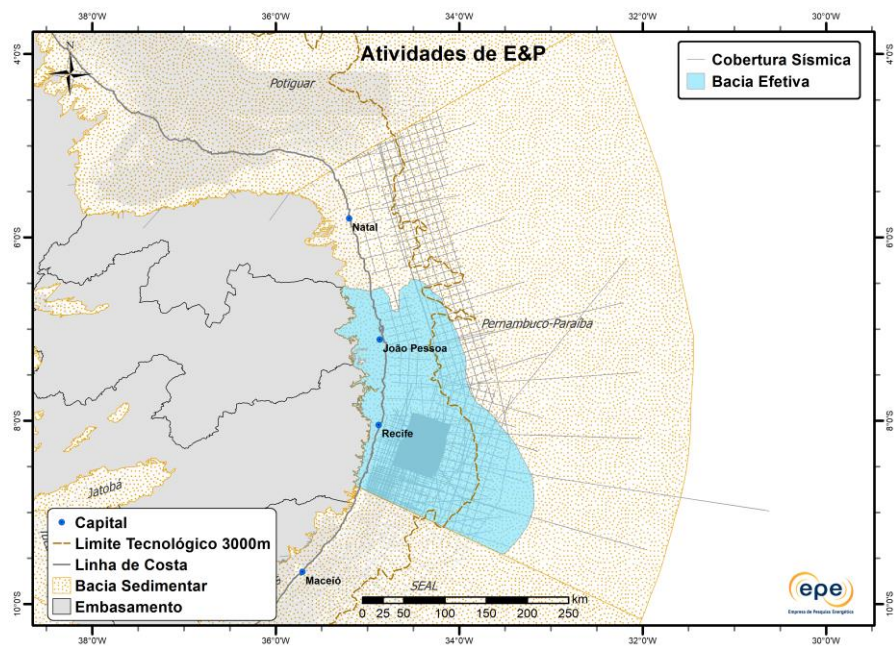


Figura 52 Mapa de atividades de E&P da Bacia de Pernambuco-Paraíba.

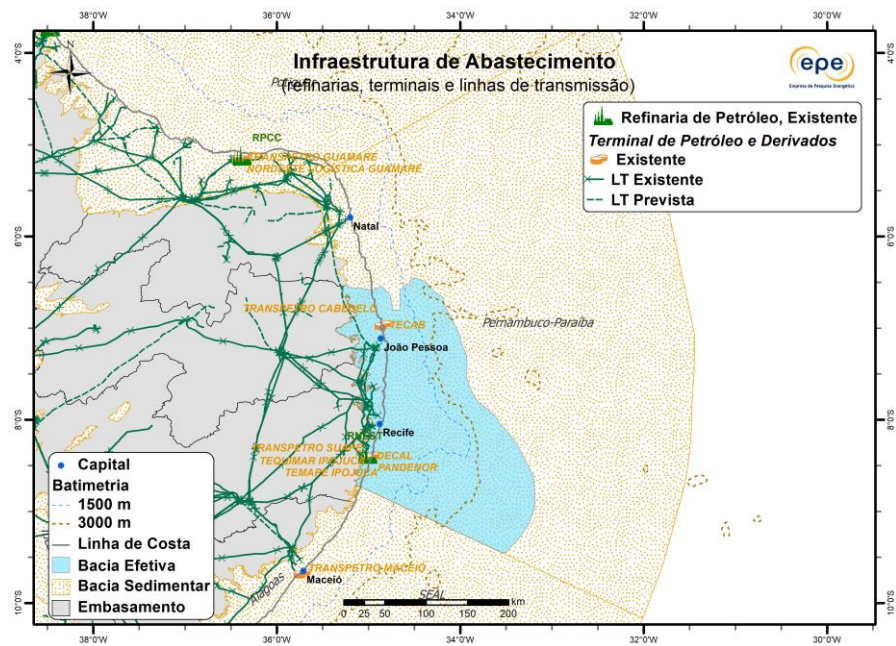


Figura 53 Mapa da infraestrutura de abastecimento da Bacia de Pernambuco-Paraíba: refinarias, terminais e linhas de transmissão.

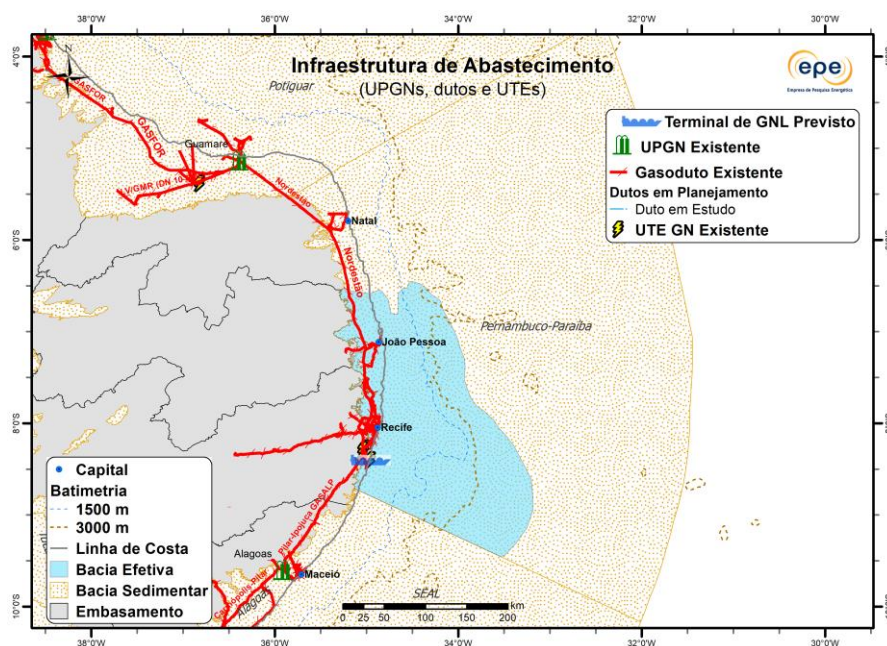


Figura 54 Mapa da infraestrutura de abastecimento da Bacia de Pernambuco-Paraíba: UPGNs, dutos e UTEs.

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 / gás
Pré-Sal Coquinas	coquinas Barremiano-Aptiano	Estabelecido	petróleo / petróleo e gás / gás
Embasamento Fraturado	basaltos fraturados Neocomiano	Fronteira	petróleo / petróleo e gás / gás

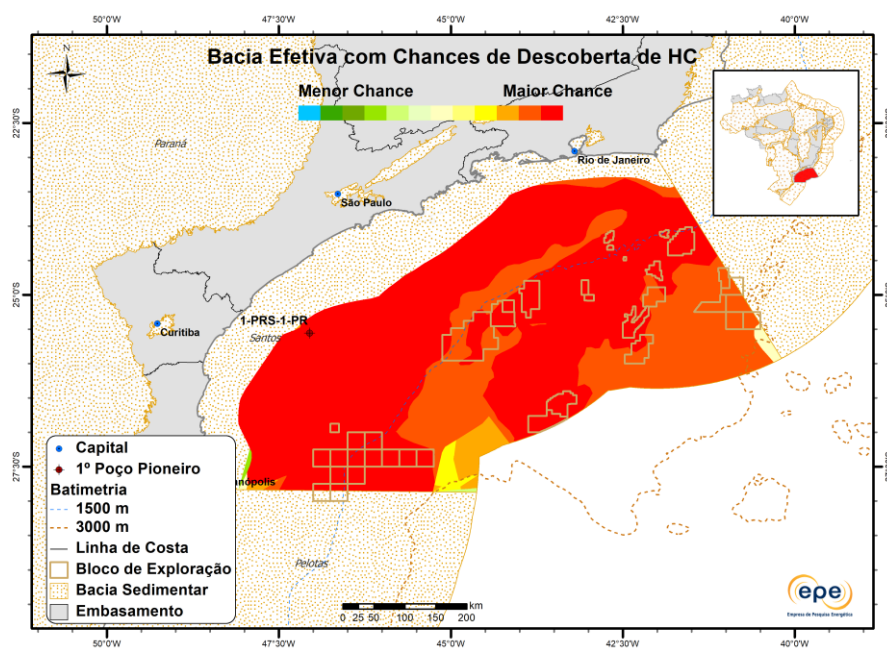
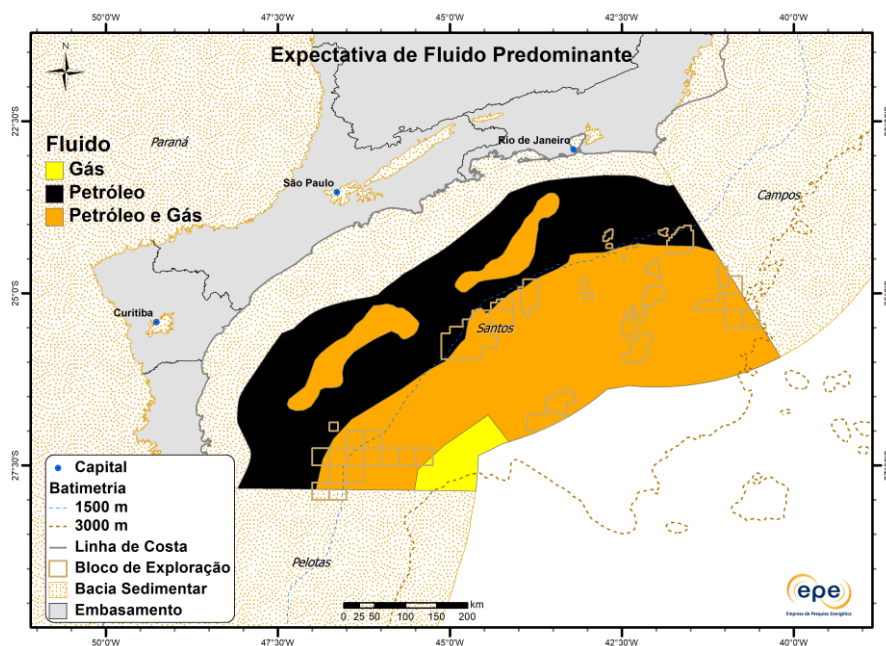


Figura 55 Mapa da bacia efetiva probabilística de Santos, indicando chances de descobertas elevadas em toda bacia.

Atributos dos <i>plays</i> - 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 56 Mapa de expectativa de fluido predominante 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
Blocos Exploratórios	Com contratos ativos	30
Poços Pioneiros	Perfurados	307
	Índice de Sucesso Geológico (%)	56
Campos	Petróleo	21
	Gás Não-Associado	4
	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)	4.562,22
	Gás Associado (MM m³)	183.210,28
	Gás Não-Associado (MM m³)	39.544,44

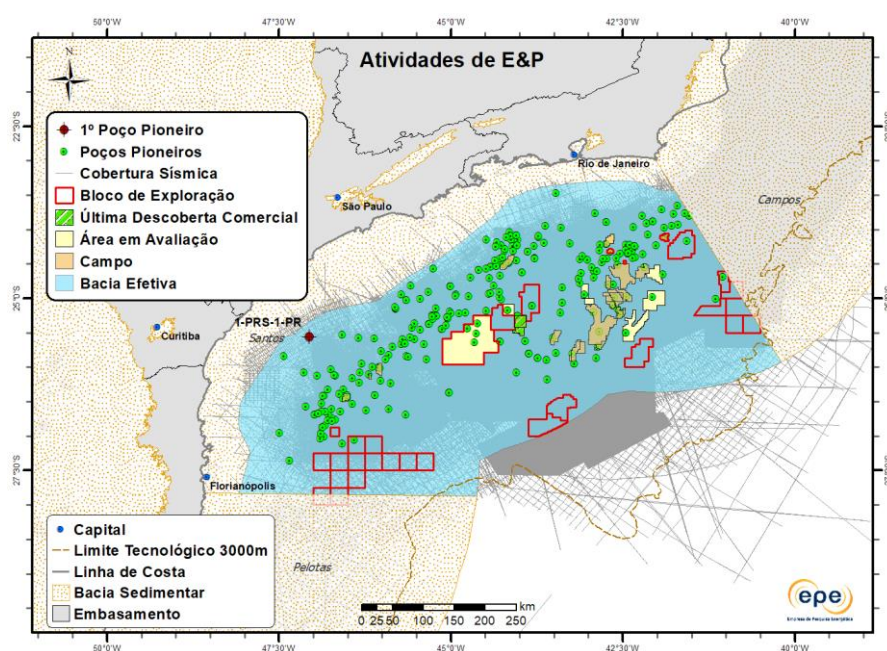


Figura 57 Mapa de atividades de E&P da Bacia de Santos.

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

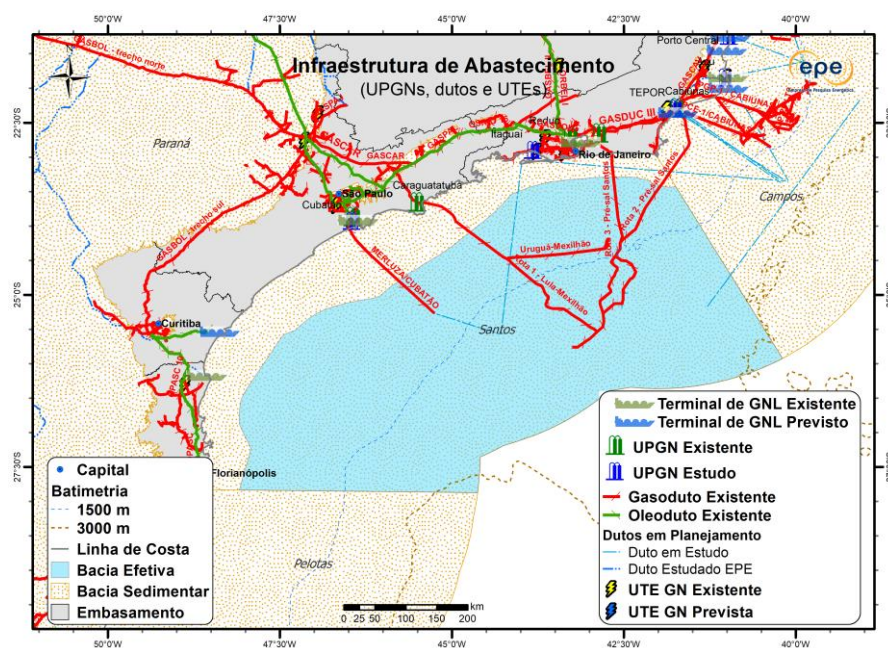
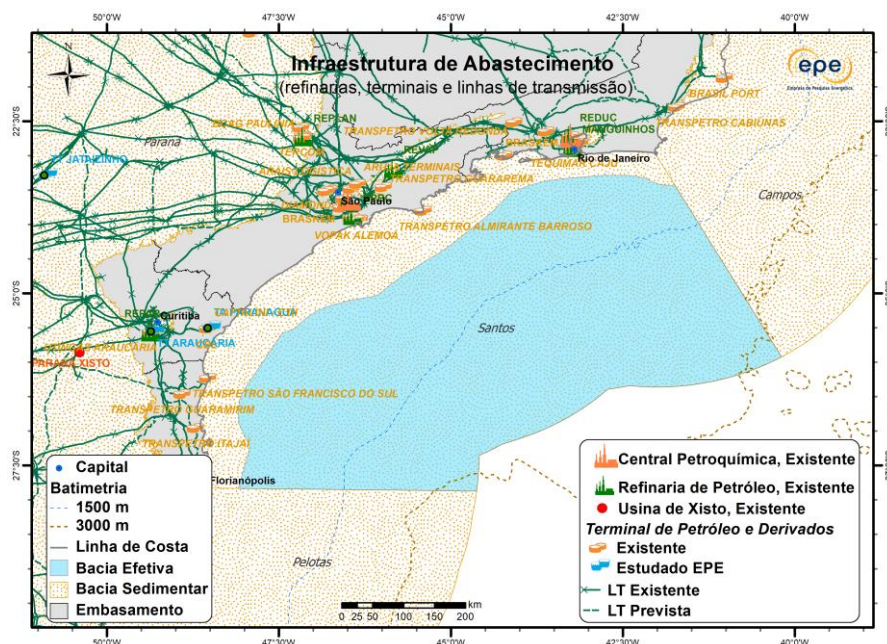


Figura 59 Mapa da infraestrutura de abastecimento da Bacia de Santos: UPGNs, dutos¹⁸ e UTEs.

¹⁸ A categoria “Existente” inclui os casos que estejam operando, mesmo que de forma parcial, tal como o Gasoduto Rota 3 (conforme comunicado da Petrobras atualizado, em 13 de abril de 2023, disponível em <https://comunicaciadesantos.petrobras.com.br/w/gasoduto-rota-3-inicia-operacao-parcial-de-escoamento-de-gas-natural>. Acesso em 24 out. 2023).

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 e gás
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 flúvio-eólicos Neojurássico-Neocomiano	Imaturo	Estabelecido	Estabelecido	petróleo e gás
Igreja Nova	arenitos eólicos e marinhos rasos Permiano	Fronteira	Fronteira	Fronteira	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		

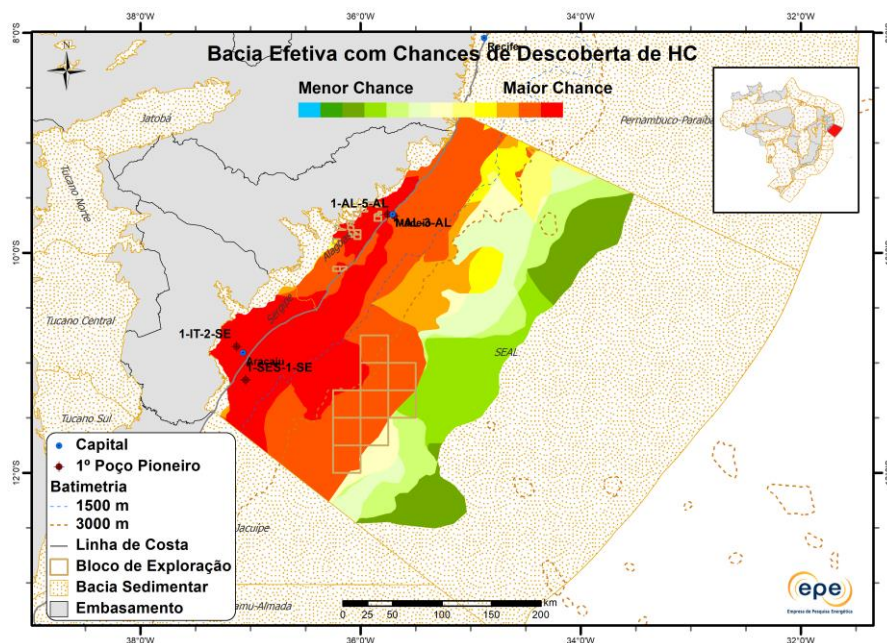


Figura 60 Mapa da bacia efetiva probabilística das Bacias de Sergipe, Alagoas e SEAL, indicando chances altas na área onshore e offshore proximal, e menores chances na porção em águas ultraprofundas.

Figura 61 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.

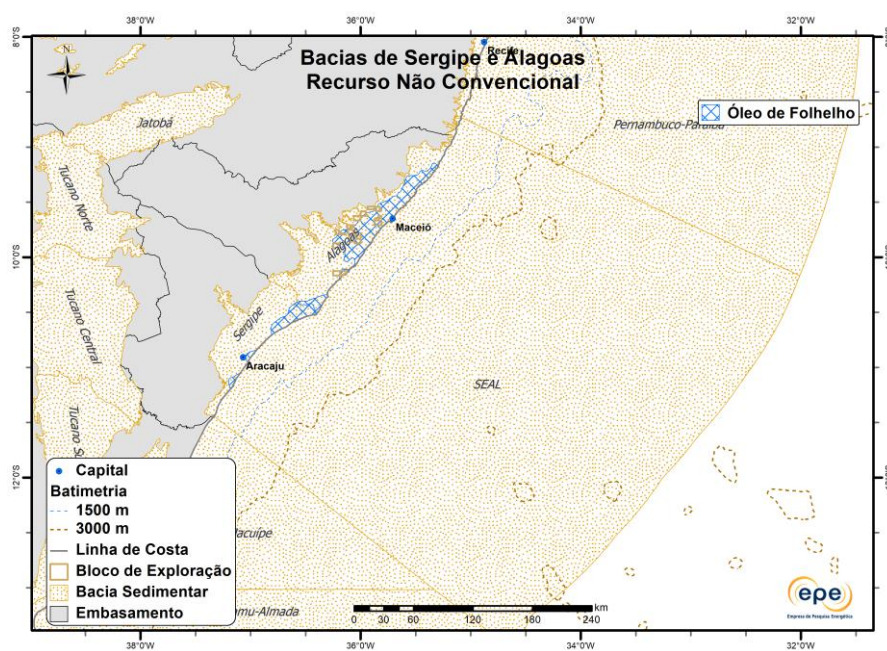
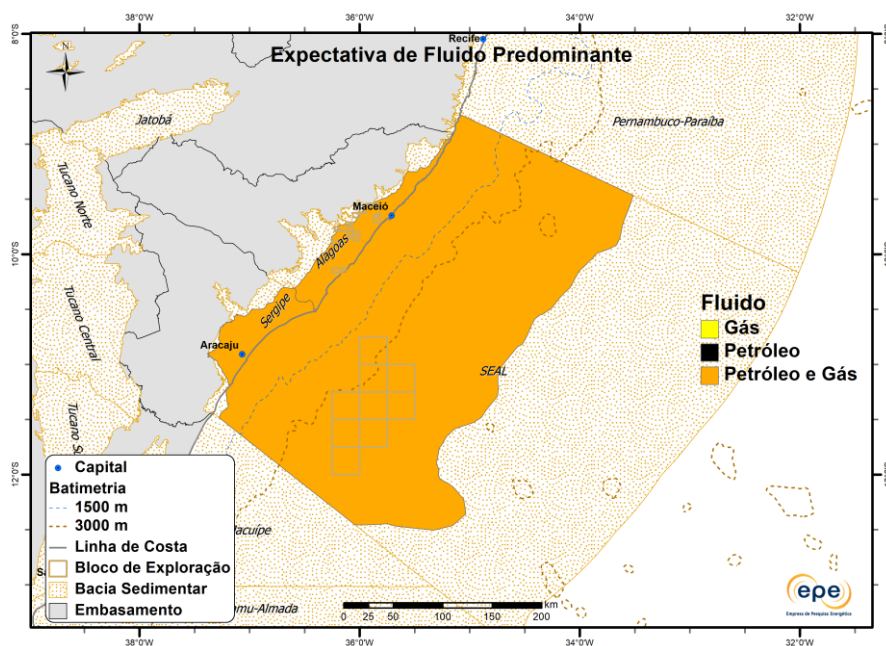


Figura 62 Mapa do play de óleo de folhelho nas Bacias de Sergipe e Alagoas, indicando expectativa de presença na porção sergipana próxima a linha de costa e no trecho centro-norte alagoano.

Atributos dos plays - Bacias de Sergipe, Alagoas e SEAL (continua)											
Bacia		Sergipe			Alagoas	SEAL	Sergipe		Alagoas	SEAL	
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		4.600	1.000		500		4.800
	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			Muribeca Carbonático				
Situação Geográfica		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 Riachuelo e Cotinguiaba 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 Cotinguiaba			Formação Muribeca (Membros Oiteirinhos e Ibura) ¹⁹				
	Unidade Cronoestratigráfica	Albiano-Coniaciano			Aptiano				
	Profundidade Média (m)	1.200	1.000	4.300	1.500	1.100	4.500		
	Litologia / Contexto Depositional	carbonato / marinho plataforma (barras e rampas carbonáticas)			carbonato / marinho raso (restrito) e lacustre-lagunar evaporítico				
Trapa	Unidade Litoestratigráfica Selante	Formações Riachuelo e Cotinguiaba; 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, calcilutito, marga e dolomito			folhelho, calcilutito, marga e evaporito				

¹⁹ Na porção alagoana, apenas o Membro Ibura.

Atributos dos <i>plays</i> - 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		1.200		4.600		1.500		1.300		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, calcilituto, marga e evaporito						folhelho					

Atributos dos <i>plays</i> - Bacias de Sergipe, Alagoas e SEAL (continuação)														
Bacia		Sergipe			Alagoas		SEAL		Sergipe		Alagoas		SEAL	
Play		Coruripe Siliciclástico						Perucaba						
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 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; Formação Candeeiro						
	Unidade Cronoestratigráfica	Valanginiano-Aptiano						NeoJurássico-Cretáceo Inferior (Neocomiano)						
	Profundidade Média (m)	1.500		1.450		5.200		2.700		2.000		4.900		
	Litologia / Contexto Depositional	arenito / turbidito lacustre, flúvio-deltaico e leques aluviais; conglomerado / leques aluviais						arenito / fluvial e flúvio-deltaico						
Trapa	Unidade Litoestratigráfica Selante	Formações Coqueiro Seco e Maceió; Formações Riachuelo, Cotinguiba e Calumbi						Formações Bananeiras e Barra de Itiúba						
	Unidade Cronoestratigráfica Selante	Cretáceo Inferior (Aptiano)-Plioceno						NeoJurássico-Cretáceo Inferior (Hauteriviano)						
	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		Sergipe		Alagoas		SEAL						
Play		Igreja Nova							Embasamento Fraturado										
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 Barra de Itiúba, Coqueiro Seco, Muribeca (Membros Ibura e Oiteirinhos) 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 Aracaré; Formação Batinga							Grupos Miaba, Vaza-Barris e Estância			Maciço Pernambuco-Alagoas			Grupos Miaba, Vaza-Barris e Estância e Maciço Pernambuco-Alagoas				
	Unidade Cronoestratigráfica	Carbonífero (Pennsylvaniano)-Permiano							Proterozoico-Cambriano			Proterozoico			Proterozoico-Cambriano				
	Profundidade Média (m)	2.900		2.200		5.200		1.900			1.500			6.000					
	Litologia / Contexto Depositional	arenito / desértico, litorâneo, deltaico e leques deltaicos							metamórficas de baixo grau e metassedimentos			granito fraturado			metamórficas de baixo grau, metassedimentos e granito fraturado				
Trapa	Unidade Litoestratigráfica Selante	Formações Barra de Itiúba, Riachuelo, Cotinguiba e Calumbi							Formação Barra de Itiúba; Formação Muribeca (Membro Ibura)										
	Unidade Cronoestratigráfica Selante	Cretáceo Inferior (Hauteriviano)-Plioceno							Hauteriviano-Aptiano										
	Tipo de Trapa	estrutural e mista							estrutural e estratigráfica										
	Litologia Selante	folhelho							folhelho e evaporito										

Atividades de E&P - Bacias de Sergipe, Alagoas e SEAL				
Situação Geográfica		terra (Sergipe)	terra (Alagoas)	mar (SEAL)
Blocos Exploratórios	Com contratos ativos	0	15	9
Poços Pioneiros	Perfurados	321	201	215
	Índice de Sucesso Geológico (%)	40	38	45
Campos	Petróleo	18	10	8
	Gás Não-Associado	0	1	1
	Petróleo e Gás	0	0	0
Descobertas	Em Avaliação	0	0	0
	1ª Descoberta Comercial (ano)	Riachuelo (1961)	Jequiá (1957)	Guaricema (1968)
	Última Descoberta Comercial (ano)	Rabo Branco (2012)	Piaçabuçu (2023)	Palombeta e outros (2021) ²⁰
Produção Acumulada	Petróleo (MM bbl)	605,10	103,13	207,78
	Gás Associado (MM m³)	9.501,53	10.173,44	25.499,24
	Gás Não-Associado (MM m³)	21,58	19.803,68	8.194,48

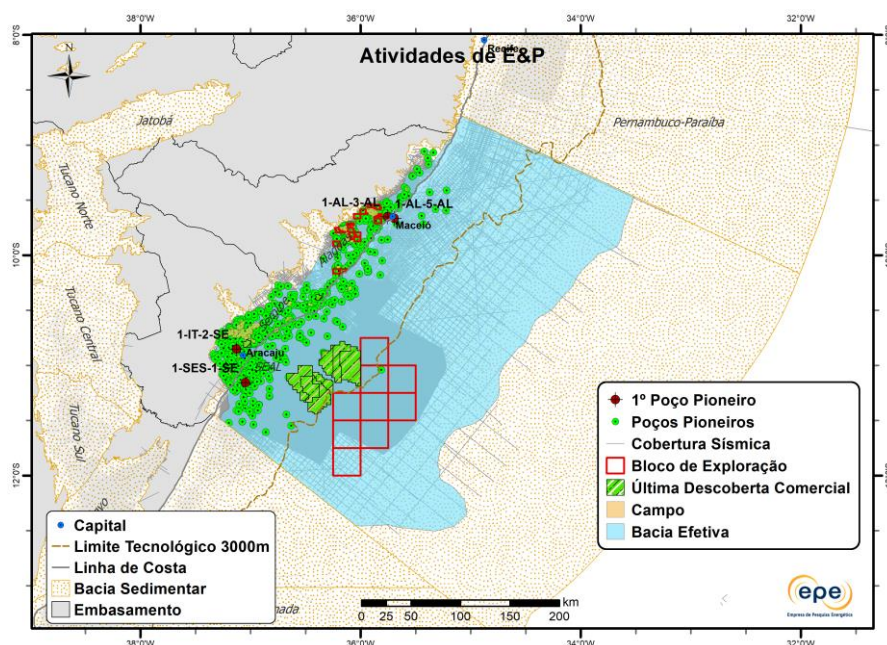


Figura 63 Mapa de atividades de E&P das Bacias de Sergipe, Alagoas e SEAL.

²⁰ Agulhinha, Agulhinha Oeste, Budião, Budião Sudeste, Budião Noroeste, Cavala e Palombeta foram declarados juntos, em 30/12/2021.

Figura 64 Mapa da infraestrutura de abastecimento das Bacias de Sergipe, Alagoas e SEAL: refinarias, terminais e linhas de transmissão.

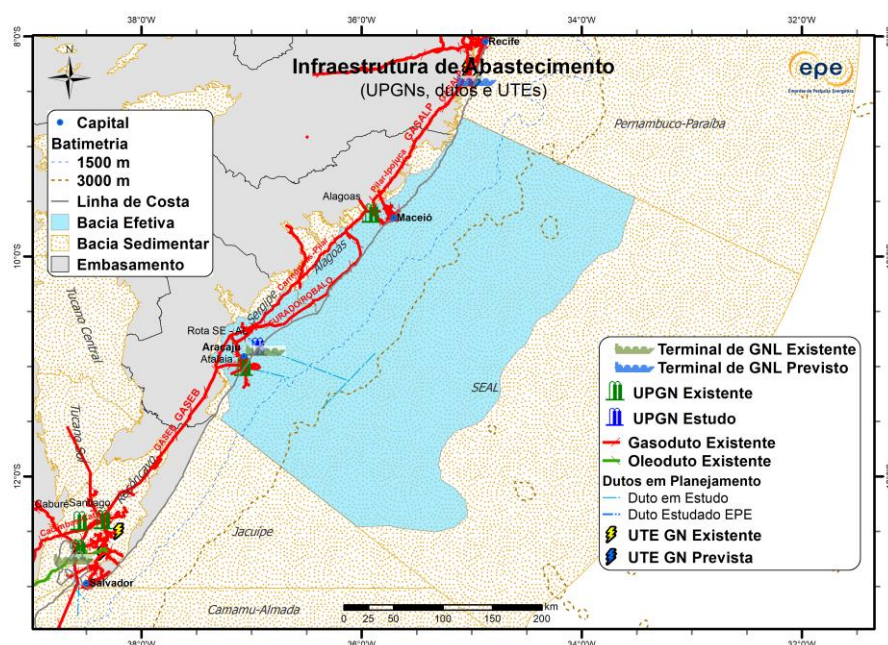
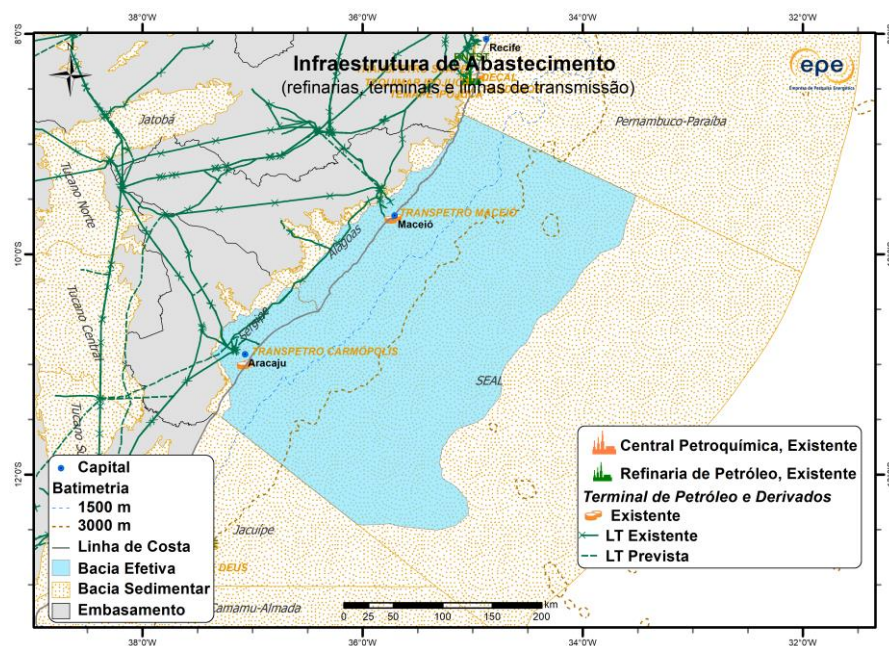


Figura 65 Mapa da infraestrutura de abastecimento das Bacias de Sergipe, Alagoas e SEAL: UPGNs, dutos e UTEs.

1.4 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 Deus, Amazonas, Bragança-Vizéu, Jatobá, Marajó, Paraná, Parecis, Parnaíba, Recôncavo, Rio do Peixe, São Luís, São Francisco, Solimões, Tacutu, Tucano Central, Tucano Norte e Tucano Sul. Destaca-se que 6 dessas são conhecidas como bacias rifte (Jatobá, Recôncavo, Tacutu, Tucano Central, Tucano Norte e Tucano Sul). No Ciclo 2021-2023 são apresentadas as atualizações da análise geológica de *plays* Proterozoicos, Paleozoicos (Bacias Intracratônicas) e Mesozoicos (Bacias Rifte), das bacias do Amazonas, Paraná, Parecis, Parnaíba, Recôncavo, São Francisco, Solimões e Tucano Sul. As informações sobre os *plays* das demais bacias podem ser encontradas no relatório final do Ciclo 2017-2019 (EPE, 2019) ou do Ciclo 2019-2021 (EPE, 2021).

BACIA DO AMAZONAS

Informações Geológicas da Bacia do Paraná			
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	Imaturo	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	

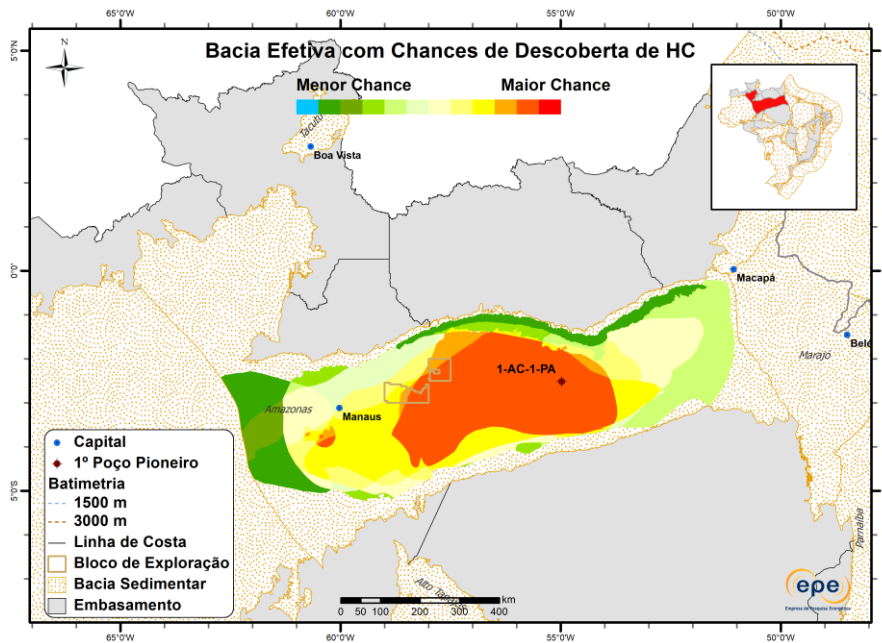
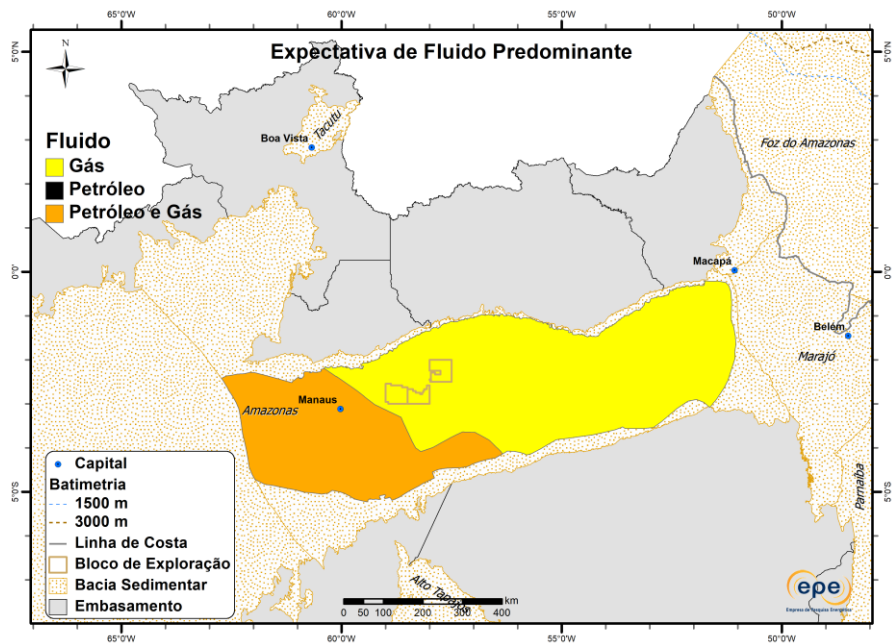


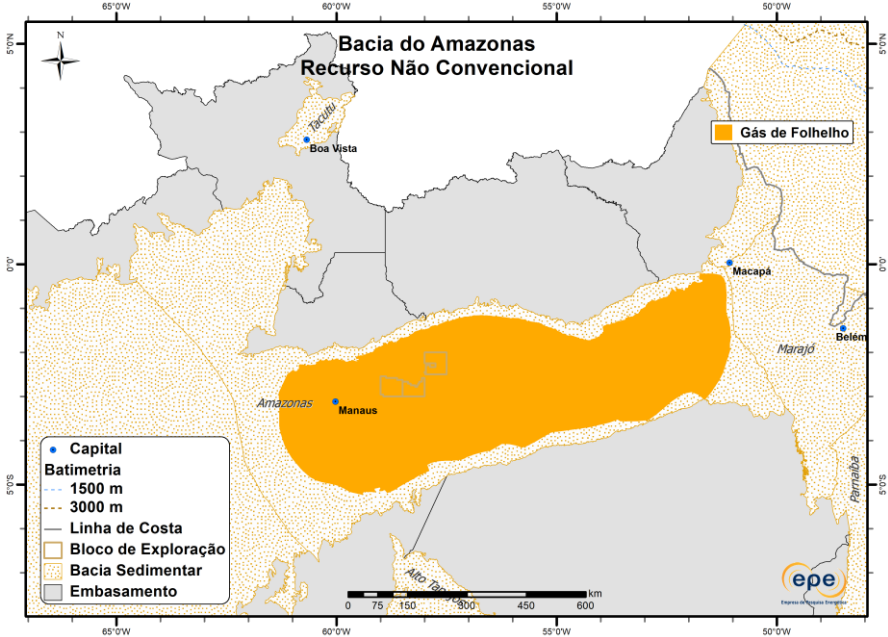
Figura 66 Mapa da bacia efetiva probabilística do Amazonas, indicando chance de descoberta relativamente maior na porção central da bacia.

Figura 67 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 <i>plays</i> - 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	NeoDevoniano
	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	NeoDevoniano
	Tipo de Trapa	estratigráfica, estrutural e mista	estratigráfica e estrutural	estratigráfica e estrutural	estratigráfica e estrutural	estrutural e estratigráfica
	Litologia Selante	evaporito	folhelho, carbonato e evaporito	folhelho	folhelho	folhelho

Figura 68 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
Blocos Exploratórios	Com contratos ativos	1
	Perfurados	115
Poços Pioneiros	Índice de Sucesso Geológico (%)	26
	Petróleo	0
Campos	Gás Não-Associado	1
	Petróleo e Gás	0
Descobertas	Em Avaliação	2
	1ª Descoberta Comercial (ano)	Azulão (1999)
	Última Descoberta Comercial (ano)	Japiim (2004)
Produção Acumulada	Petróleo (MM bbl)	0,07
	Gás Associado (MM m³)	0
	Gás Não-Associado (MM m³)	177,91

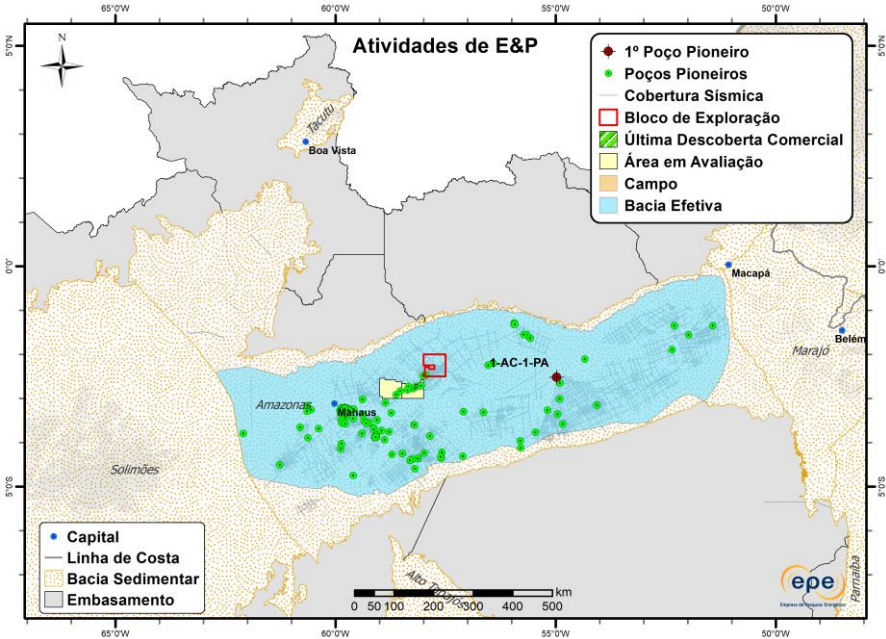


Figura 69 Mapa de atividades de E&P da Bacia do Amazonas.

Figura 70 Mapa da infraestrutura de abastecimento da Bacia do Amazonas: refinarias, terminais e linhas de transmissão.

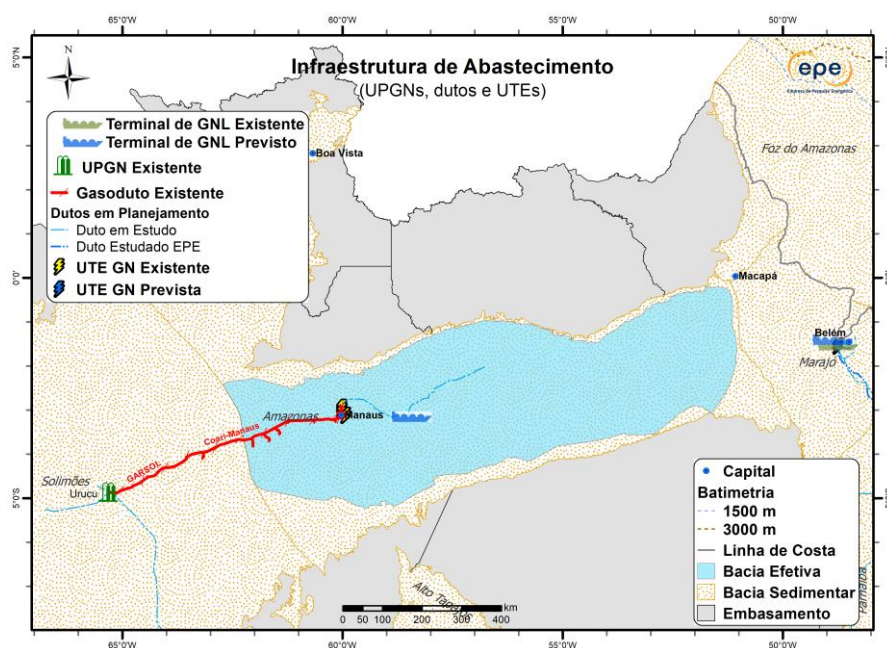
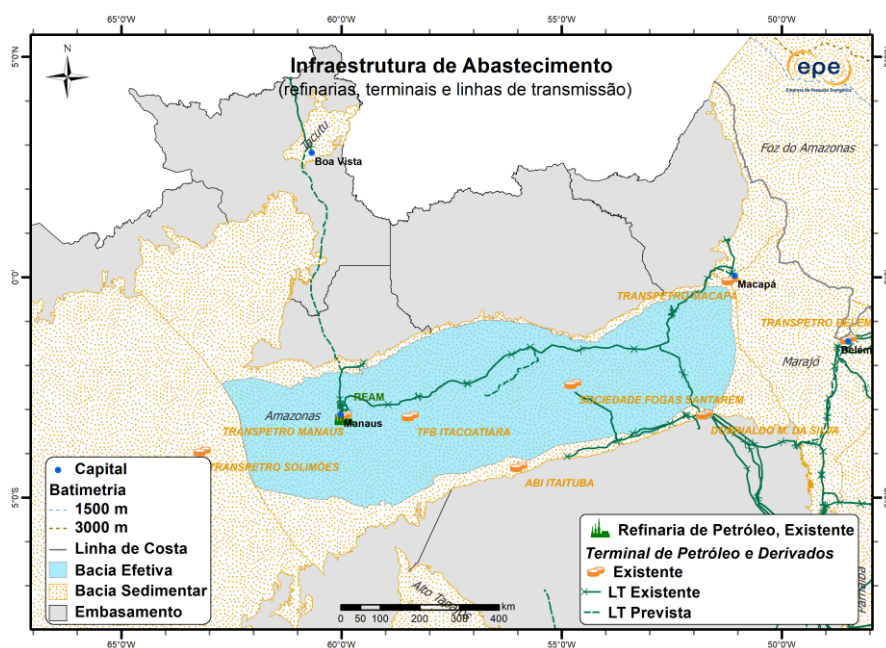


Figura 71 Mapa da infraestrutura de abastecimento da Bacia do Amazonas: UPGNs, dutos e UTEs.

BACIA DO PARANÁ

Informações Geológicas da Bacia do Paraná			
Situação Geográfica	Terra		
Maturidade Exploratória	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	

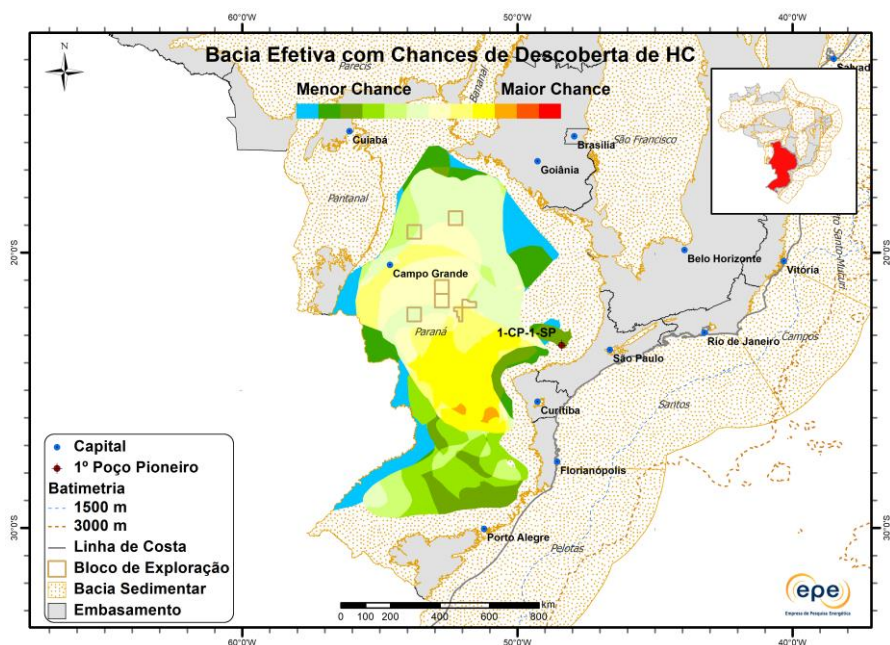
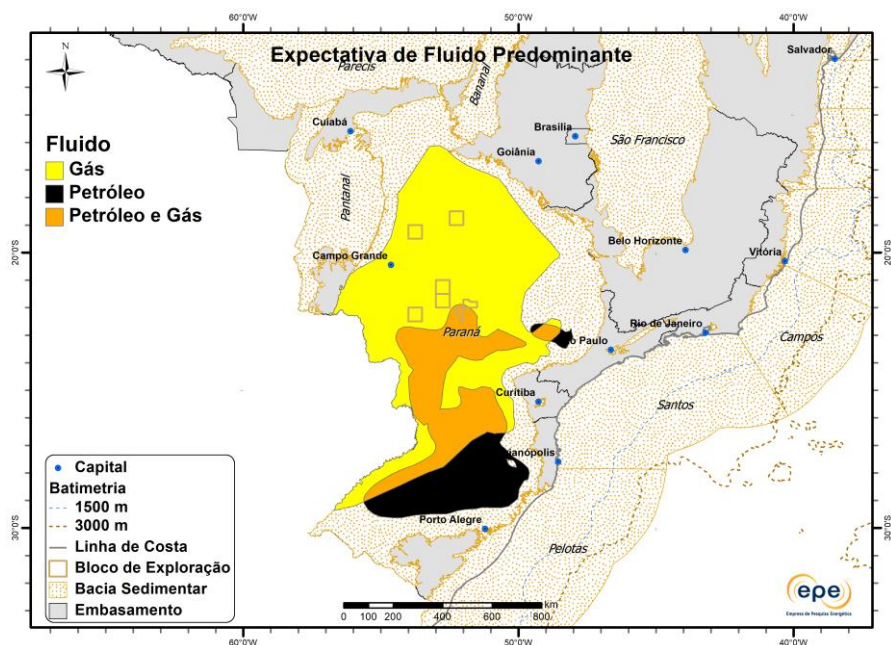


Figura 72 Mapa da bacia efetiva probabilística do Paraná, indicando na região central maior chance de descoberta da bacia, em função da influência das intrusões ígneas na geração de hidrocarbonetos.

Figura 73 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 (Formação Palermo), Passa Dois (Formação 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

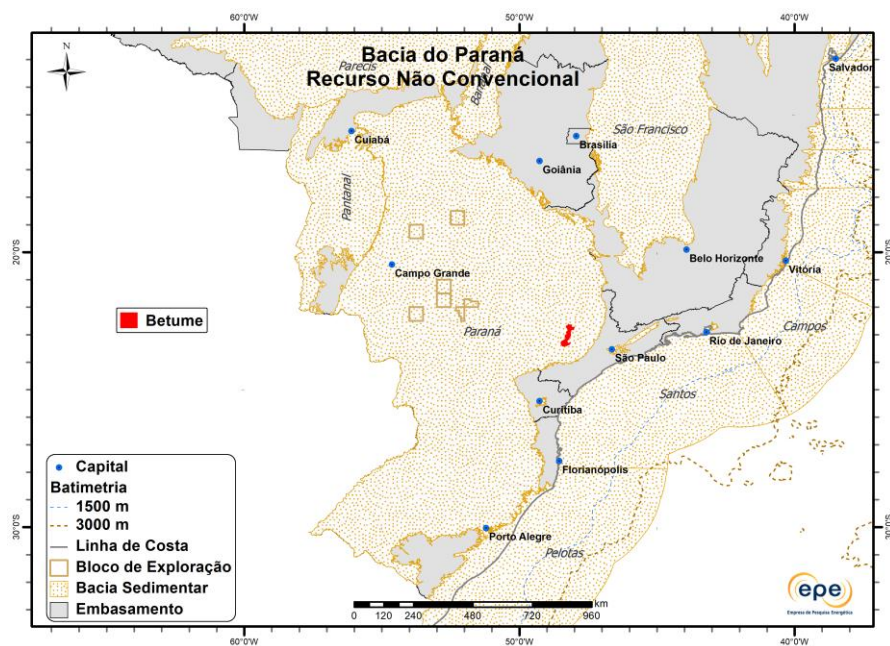


Figura 74 Mapa do play de betume na Bacia do Paraná, indicando expectativa em uma pequena área no porção leste da bacia.

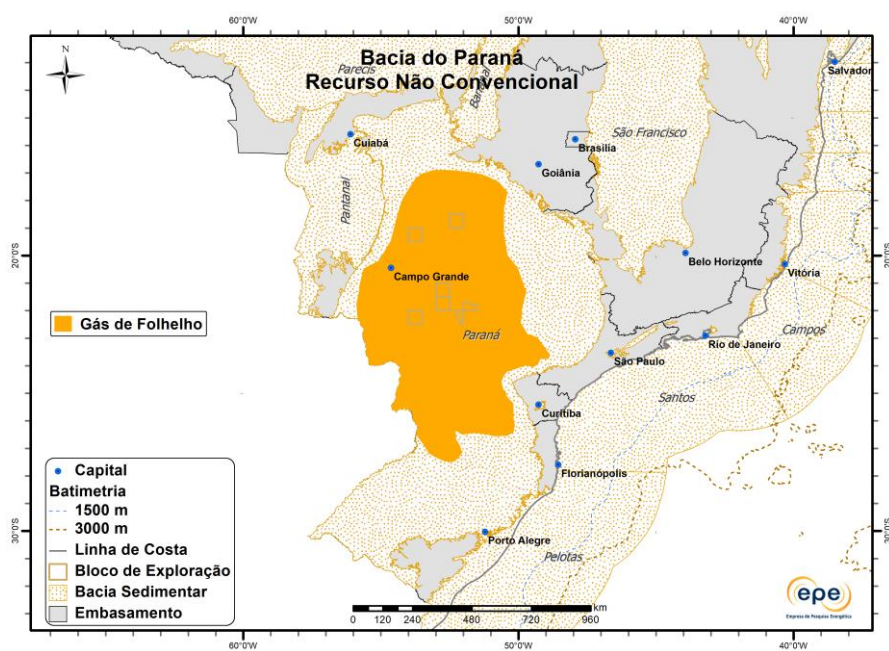


Figura 75 Mapa do play de gás de folhelho na Bacia do Paraná, indicando expectativa de presença, principalmente, na porção centro-oeste da bacia.

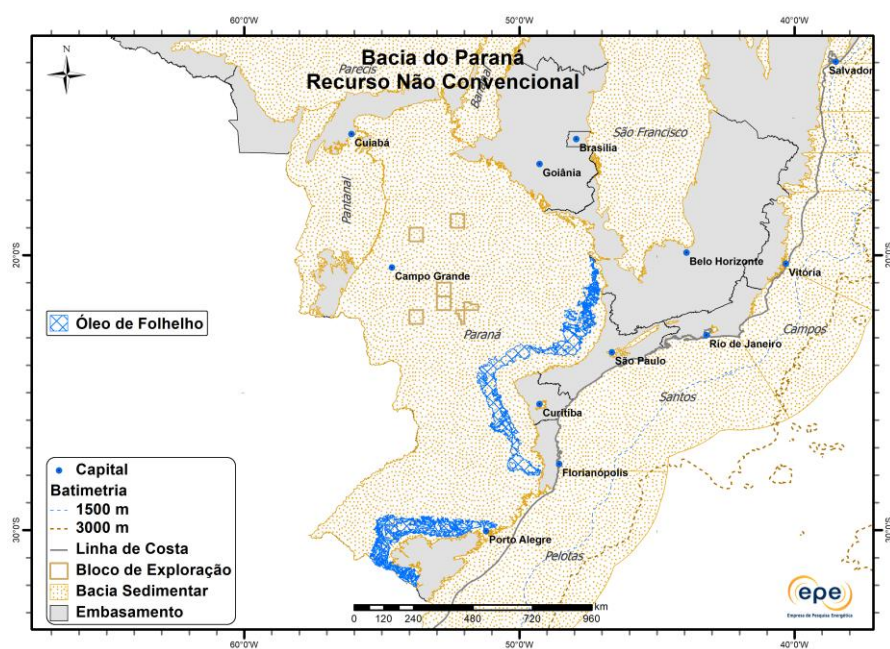


Figura 76 Mapa do play de óleo de folhelho na Bacia do Paraná, indicando expectativa de presença na porção leste da bacia.

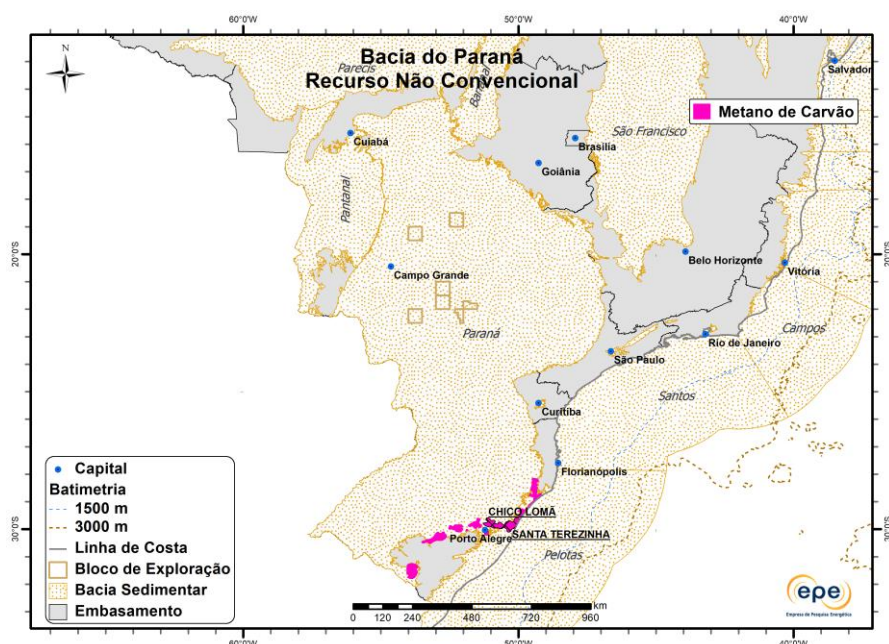


Figura 77 Mapa do play de metano de carvão na Bacia do Paraná, indicando expectativa de presença na porção sudeste da bacia.

Atividades de E&P - Bacia do Paraná		
Situação Geográfica		terra
Blocos Exploratórios	Com contratos ativos	7
Poços Pioneiros	Perfurados	67
	Índice de Sucesso Geológico (%)	25
Campos	Petróleo	0
	Gás Não-Associado	1
	Petróleo e Gás	0
Descobertas	Em Avaliação	0
	1ª Descoberta Comercial (ano)	Barra Bonita (2021)
	Última Descoberta Comercial (ano)	-
Produção Acumulada	Petróleo (MM bbl)	0
	Gás Associado (MM m³)	0
	Gás Não-Associado (MM m³)	4,13

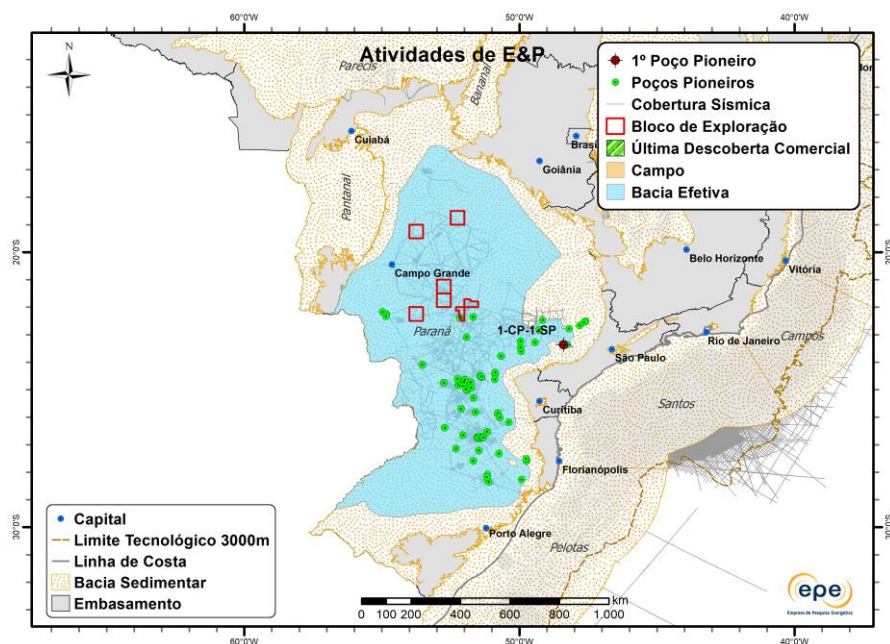


Figura 78 Mapa de atividades de E&P da Bacia do Paraná.

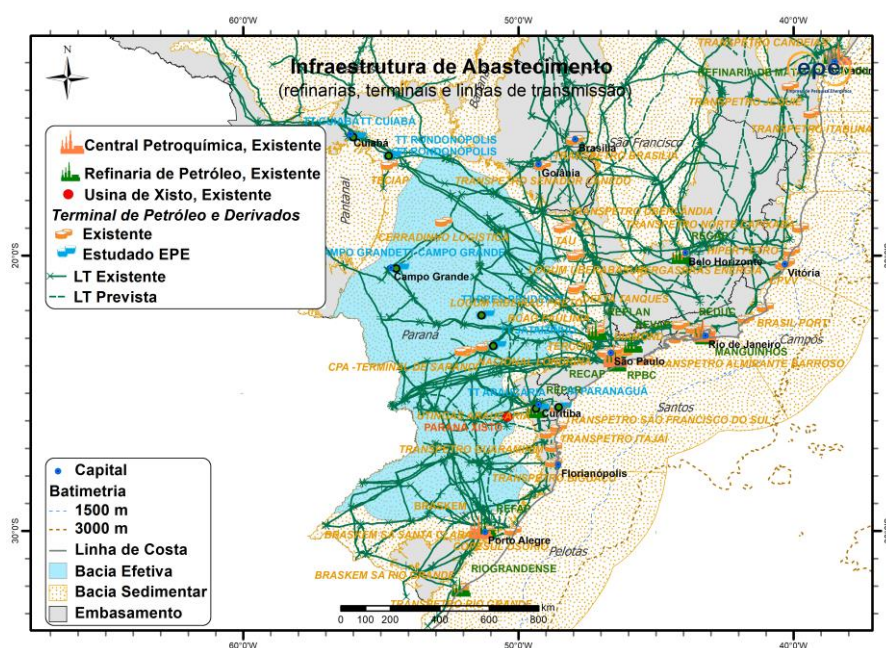


Figura 79 Mapa da infraestrutura de abastecimento da Bacia do Paraná: refinarias, terminais e linhas de transmissão.

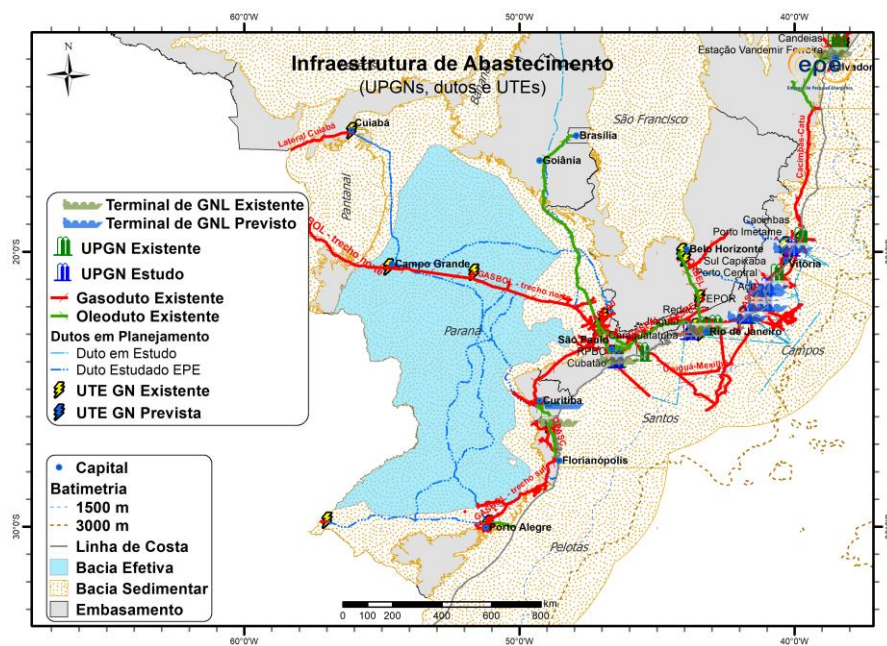


Figura 80 Mapa da infraestrutura de abastecimento da Bacia do Paraná: UPGNs, dutos e UTEs.

BACIA DOS PARECIS

Informações Geológicas da Bacia dos Parecis			
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		

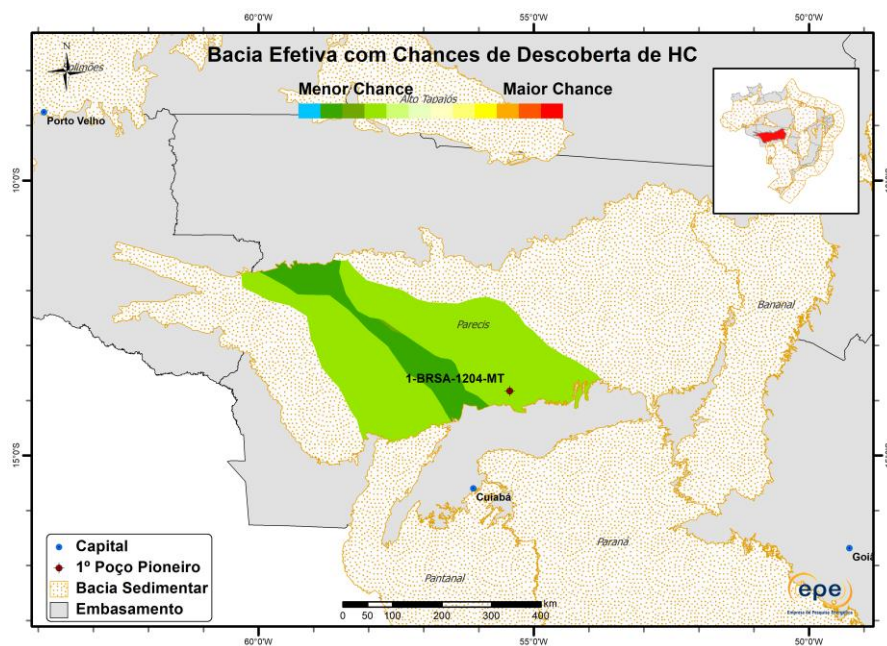


Figura 81 Mapa da bacia efetiva probabilística dos Parecis, indicando baixas chances de descobertas na bacia.

Figura 82 Mapa de expectativa de fluido predominante da Bacia dos Parecis indicando expectativa para gás em toda bacia.

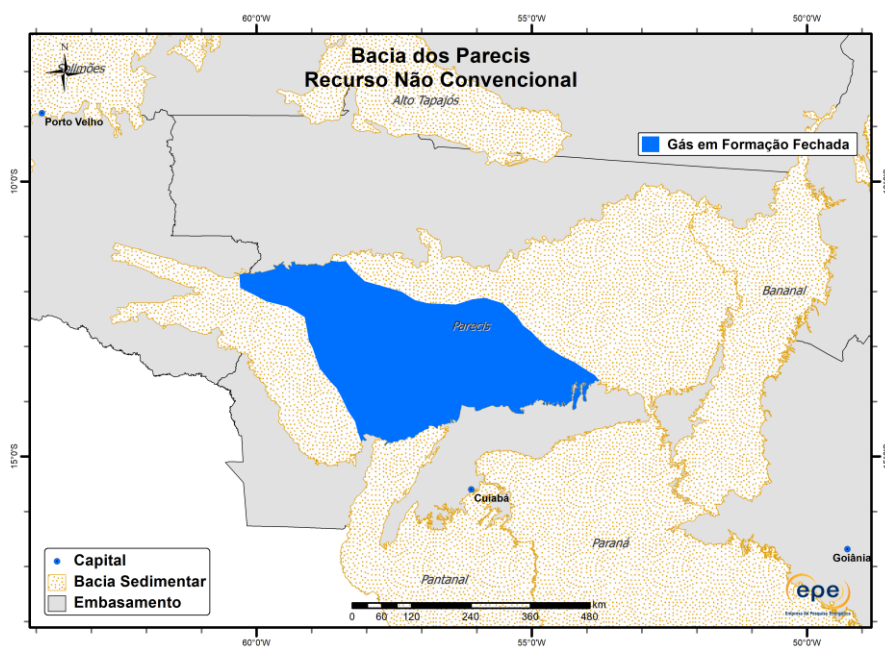
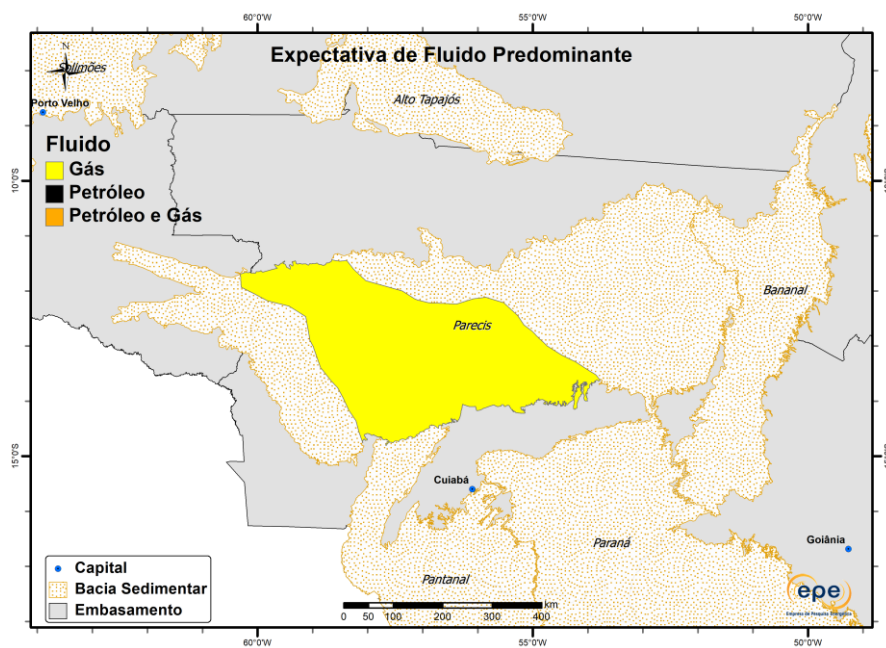


Figura 83 Mapa do play de gás em formação fechada na Bacia dos Parecis, indicando expectativa de presença em toda bacia efetiva.

Atributos do play - Bacia dos Parecis		
Play		Neoproterozoico
Situação Geográfica		terra
Carga	Unidade Litoestratigráfica	Formação Guia; Grupo Alto Paraguai ²¹
	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

²¹ Não foi descartada a possibilidade de geração pela Formação Puga.

Atividades de E&P - Bacia dos Parecis		
Situação Geográfica		terra
Blocos Exploratórios	Com contratos ativos	0
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

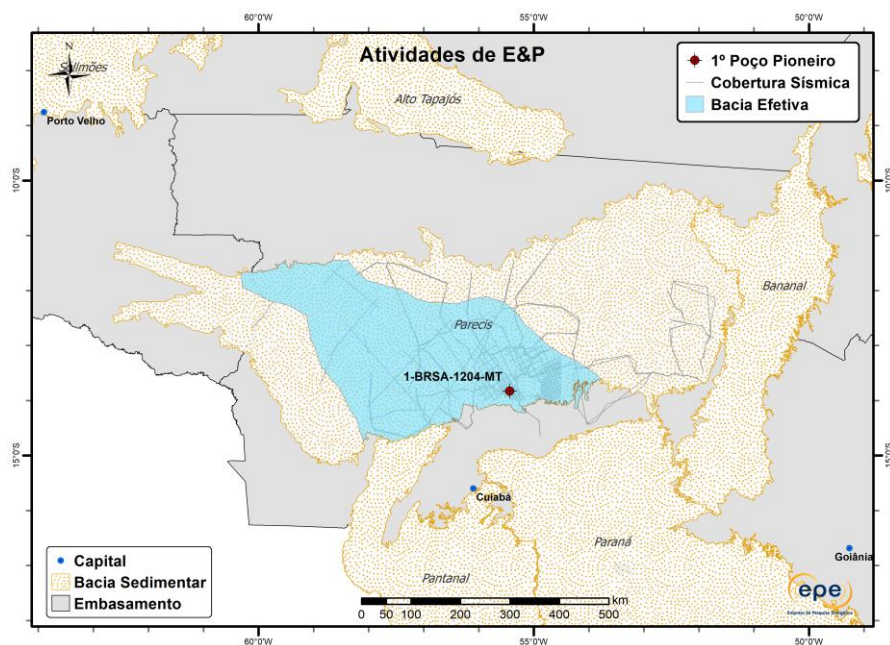


Figura 84 Mapa de atividades de E&P da Bacia dos Parecis.

Figura 85 Mapa da infraestrutura de abastecimento da Bacia dos Parecis: refinarias, terminais e linhas de transmissão.

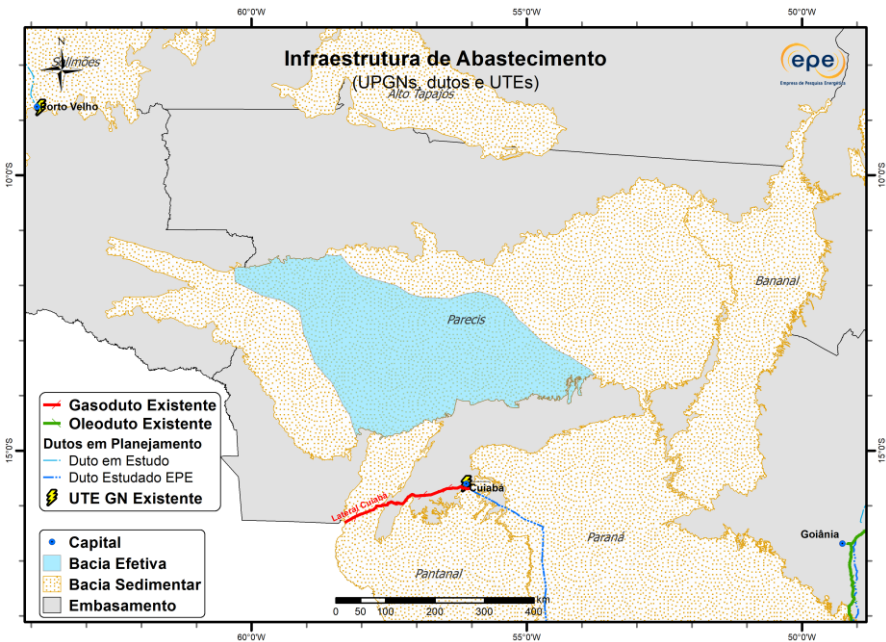
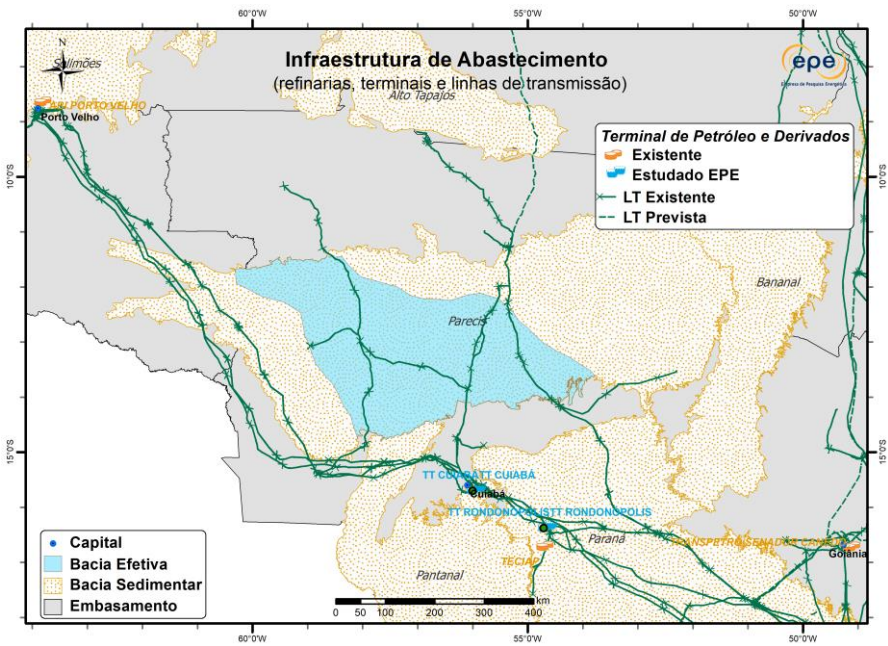


Figura 86 Mapa da infraestrutura de abastecimento da Bacia dos Parecis: UPGNs, dutos e UTEs.

BACIA DO PARNAÍBA			
		Informações Geológicas da Bacia do Parnaíba	
Situação Geográfica		Terra	
Maturidade Exploratória		Nova Fronteira	
Nome do Play	Principal Reservatório	Status Exploratório	Expectativa de Fluidos
Grajaú-Itapecuru-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	

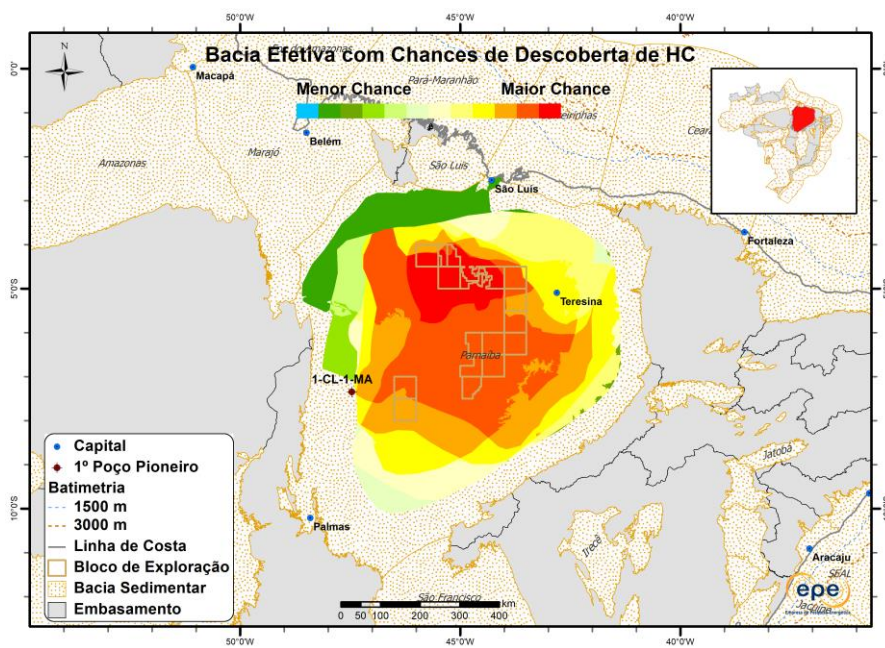


Figura 87 Mapa da bacia efetiva probabilística do Parnaíba, indicando chances altas de descoberta, principalmente, na porção centro-norte da bacia.

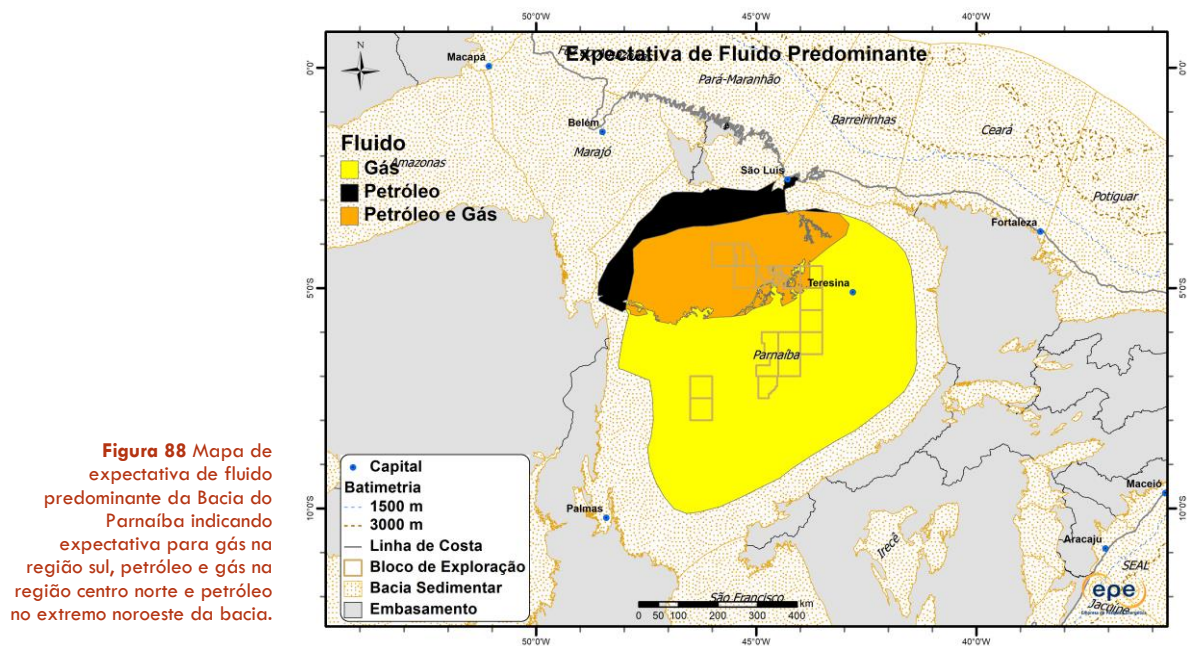


Figura 88 Mapa de expectativa de fluido predominante da Bacia do Parnaíba indicando expectativa para gás na região sul, petróleo e gás na região centro norte e petróleo no extremo noroeste da bacia.

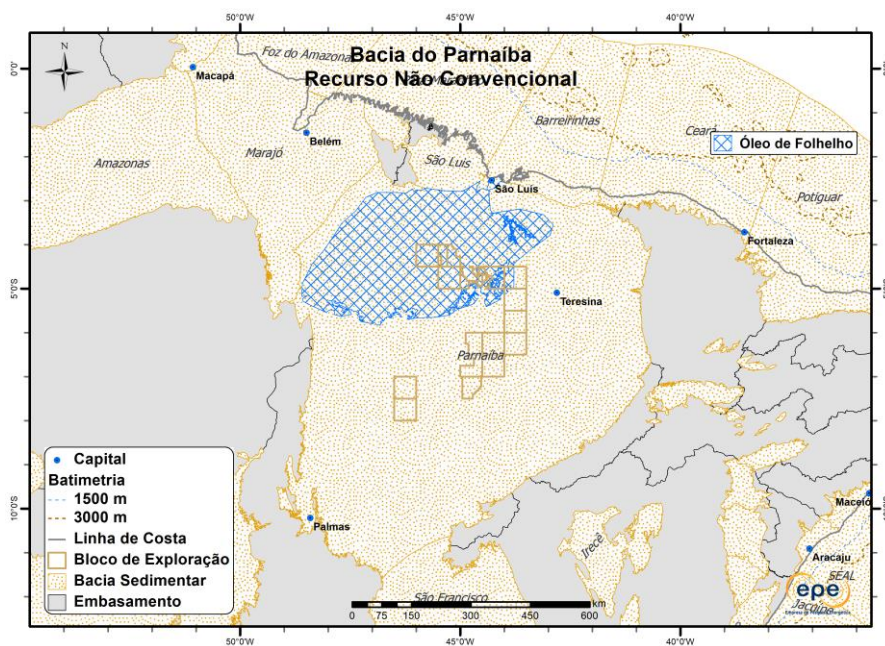


Figura 89 Mapa do play de óleo de folhelho na Bacia do Parnaíba, indicando expectativa de presença na porção noroeste da bacia.

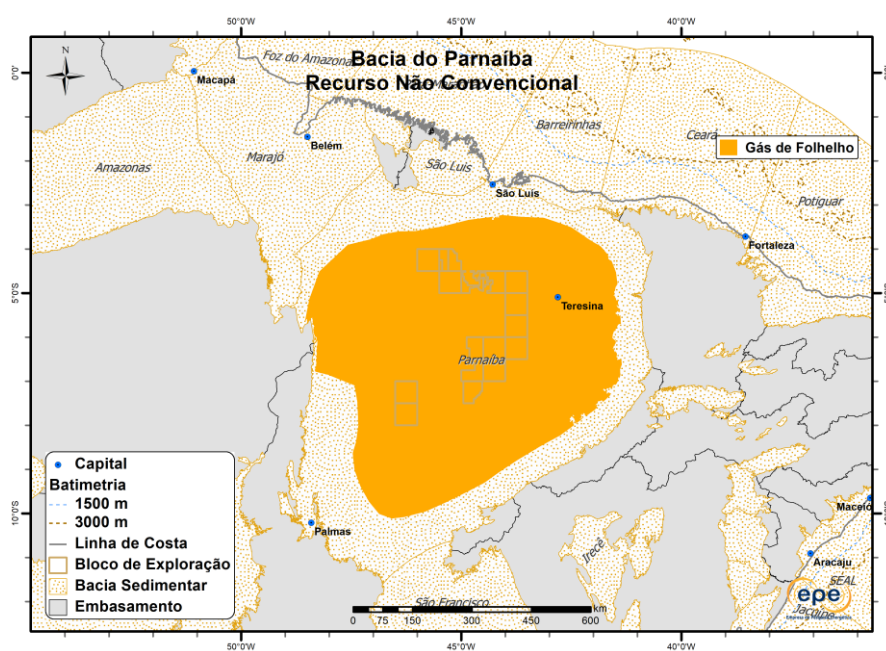


Figura 90 Mapa do play de gás de folhelho na Bacia do Parnaíba, indicando expectativa de presença em quase toda a bacia.

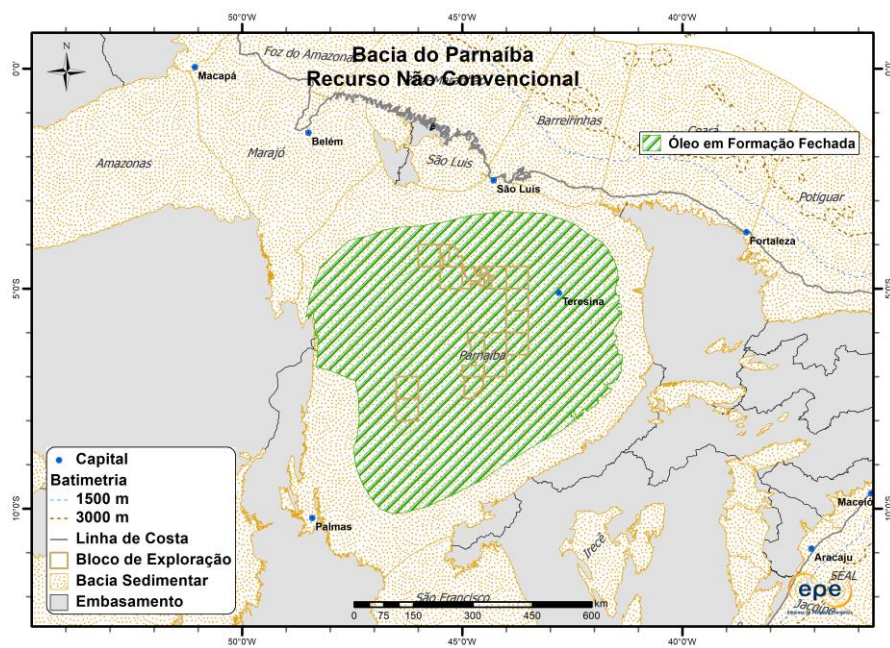


Figura 91 Mapa do play de óleo em formação fechada na Bacia do Parnaíba, indicando expectativa de presença em quase toda a bacia.

Atributos dos <i>plays</i> - 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 Piauí	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 e estratigrafica
	Litologia Selante	folhelho e calcilitito	anidrita	evaporito e diabásio	diabásio, folhelho e evaporito	folhelho e diabásio

Figura 93 Mapa da infraestrutura de abastecimento da Bacia do Parnaíba: refinarias, terminais e linhas de transmissão.

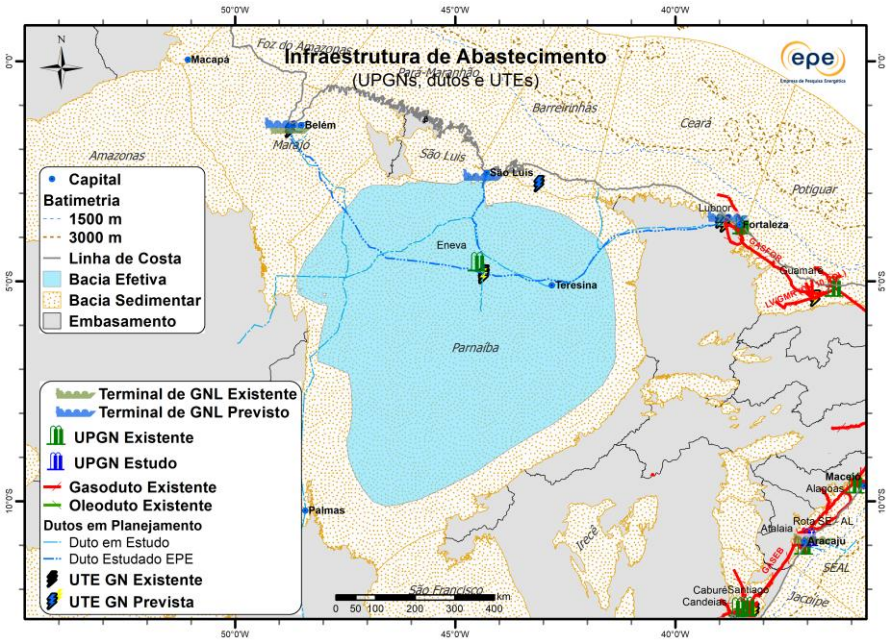
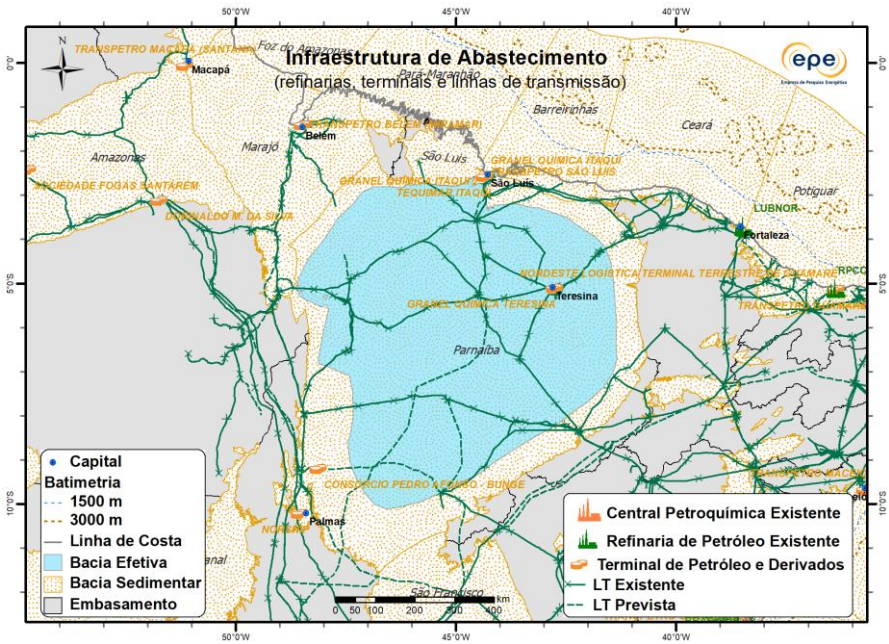


Figura 94 Mapa da infraestrutura de abastecimento da Bacia do Parnaíba: UPGNs, dutos e UTEs.

BACIA DO RECÔNCAVO			
Informações Geológicas da Bacia do Recôncavo			
Situação Geográfica	Terra		
Maturidade Exploratória	Madura		
Nome do Play	Principal Reservatório	Status Exploratório	Expectativa de Fluidos
Salvador	conglomerados de borda de bacia Neocomiano-Aptiano	Estabelecido	petróleo e gás
Ilhas	arenitos turbidíticos deltaicos Cretáceo Inferior	Estabelecido	petróleo
Candeias	arenitos turbidíticos Neocomiano	Estabelecido	petróleo e gás
Brotas-Santo Amaro	arenitos flúvio-eólicos Permiano-Cretáceo Inferior	Estabelecido	petróleo
Embasamento Fraturado	metassedimentos fraturados Neoproterozoico	Imaturo	petróleo
Recursos Não Convencionais		Depósito	
Gás em Formação Fechada		arenitos Neocomiano	
Gás de Folhelho		folhelhos lacustres Neocomiano	
Óleo em Formação Fechada		arenitos Neocomiano	

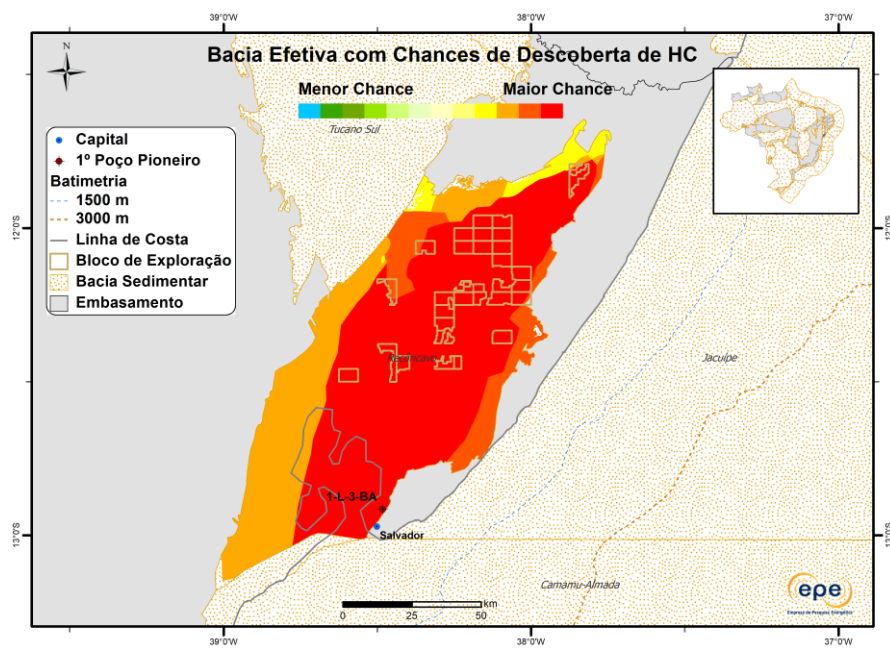
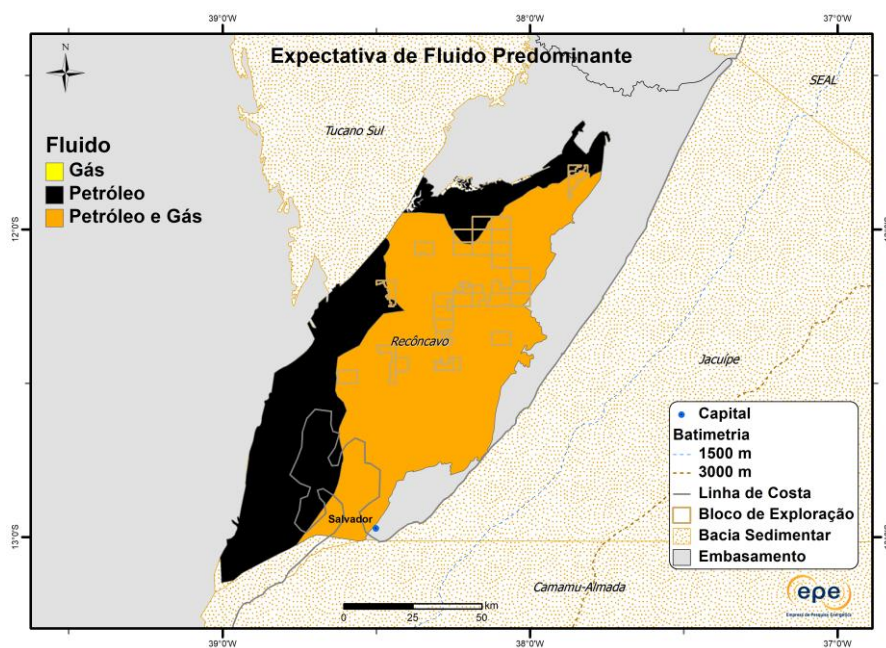


Figura 95 Mapa da bacia efetiva probabilística do Recôncavo, indicando chances altas em toda a bacia.

Figura 96 Mapa de expectativa de fluido predominante da Bacia do Recôncavo indicando expectativa de petróleo e gás na bacia.



Atributos dos plays - Bacia do Recôncavo						
Play		Salvador	Ilhas	Candeias	Brotas-Santo Amaro	Embasamento Fraturado
Situação Geográfica		terra	terra	terra	terra	terra
Carga	Unidade Litoestratigráfica	Formação Candeias (Membro Gomo)	Formação Candeias (Membro Gomo)	Formação Candeias (Membro Gomo)	Formação Candeias (Membro Gomo)	Formação Candeias (Membro Gomo)
	Unidade Cronoestratigráfica	Cretáceo Inferior (Berriasiano)	Cretáceo Inferior (Berriasiano)	Cretáceo Inferior (Berriasiano)	Cretáceo Inferior (Berriasiano)	Cretáceo Inferior (Berriasiano)
	Migração	falhas normais, migração por pequenas distâncias	falhas listricas	falhas normais, migração por pequenas distâncias	migração direta e/ou falhas listricas, migração por pequenas distâncias	migração direta, migração por pequenas distâncias
Reservatório	Unidade Litoestratigráfica	Formação Salvador (Membro Sesmaria)	Formações Pojuca, Taquipe e São Sebastião	Formações Candeias, Maracangalha e Marfim	Formações Sergi e Água Grande; Formação Aliança (Membro Boipeba) e Formação Afligidos (Membro Pedrão)	Grupo Estância
	Unidade Cronoestratigráfica	Cretáceo Inferior (Neocomiano-Aptiano)	Cretáceo Inferior (Gálico)	Cretáceo Inferior (Neocomiano)	Permiano-Cretáceo Inferior	Neoproterozoico
	Profundidade Média (m)	2.500	2.100	1.700	2.000	2.000
	Litologia / Contexto Depositional	conglomerado e arenito / fandelta e fluvial, lacustre	arenito / turbidito deltaico	arenito, folhelho fraturado / fluvial, aluvial e eólico	arenito / fluvial e eólico	metassedimento
Trapa	Unidade Litoestratigráfica Selante	Grupos Santo Amaro e Ilhas (Fms. Maracangalha e Pojuca)	Grupos Brotas, Santo Amaro, Ilhas e Massacará	Grupos Brotas, Santo Amaro, Ilhas e Massacará	Grupo Brotas (Membro Capianga) e Fm. Afligidos (Membro Cazumba); Grupos Santo Amaro e Ilhas	Grupos Brotas e Santo Amaro
	Unidade Cronoestratigráfica Selante	Cretáceo Inferior	Jurássico (Andar Dom João)-Cretáceo Inferior (Andar Jiquiá)	Jurássico (Andar Dom João)-Cretáceo Inferior (Andar Jiquiá)	Permiano-Cretáceo Inferior	Jurássico-Cretáceo Inferior
	Tipo de Trapa	estratigráfica e mista	estratigráfica, estrutural e mista	estratigráfica e mista	estratigráfica e estrutural	estrutural
	Litologia Selante	folhelho	folhelho	folhelho	folhelho	folhelho

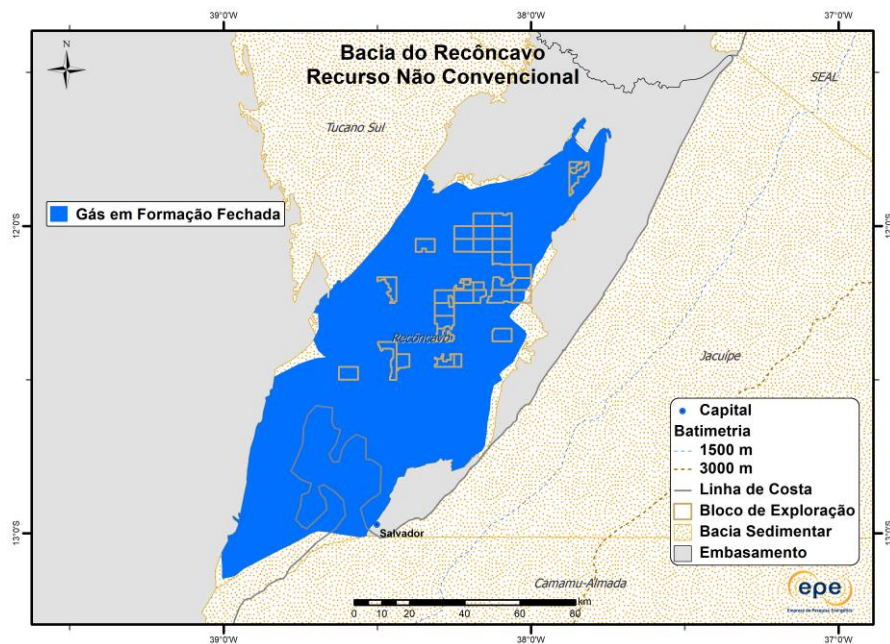
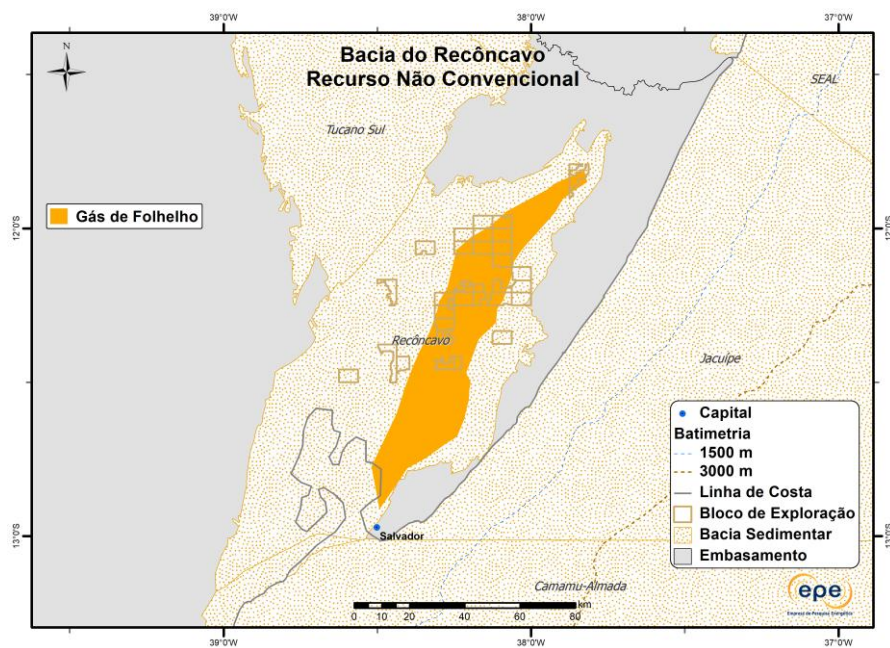


Figura 97 Mapa do play de gás em formação fechada na Bacia do Recôncavo, indicando expectativa em toda a extensão da bacia.

Figura 98 Mapa do play de gás de folhelho na Bacia do Recôncavo, indicando expectativa de maior potencial na porção central da bacia.



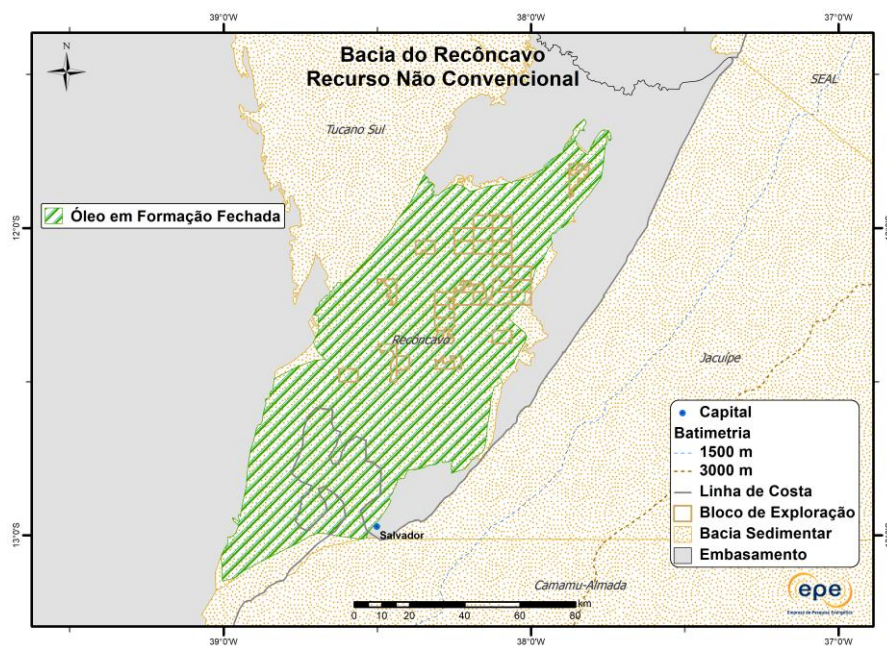


Figura 99 Mapa do play de óleo em formação fechada na Bacia do Recôncavo, indicando expectativa de presença ao longo de toda a bacia.

Atividades de E&P - Bacia do Recôncavo		
Situação Geográfica		terra
Blocos Exploratórios	Com contratos ativos	23
	Perfurados	1.258
Poços Pioneiros	Índice de Sucesso Geológico (%)	54
	Petróleo	64
Campos	Gás Não-Associado	23
	Petróleo e Gás	1
	Em Avaliação	5
Descobertas	1ª Descoberta Comercial (ano)	Lobato (1939)
	Última Descoberta Comercial (ano)	Pojuca Norte (2023)
Produção Acumulada	Petróleo (MM bbl)	1.715,06
	Gás Associado (MM m³)	56.059,27
	Gás Não-Associado (MM m³)	22.865,44

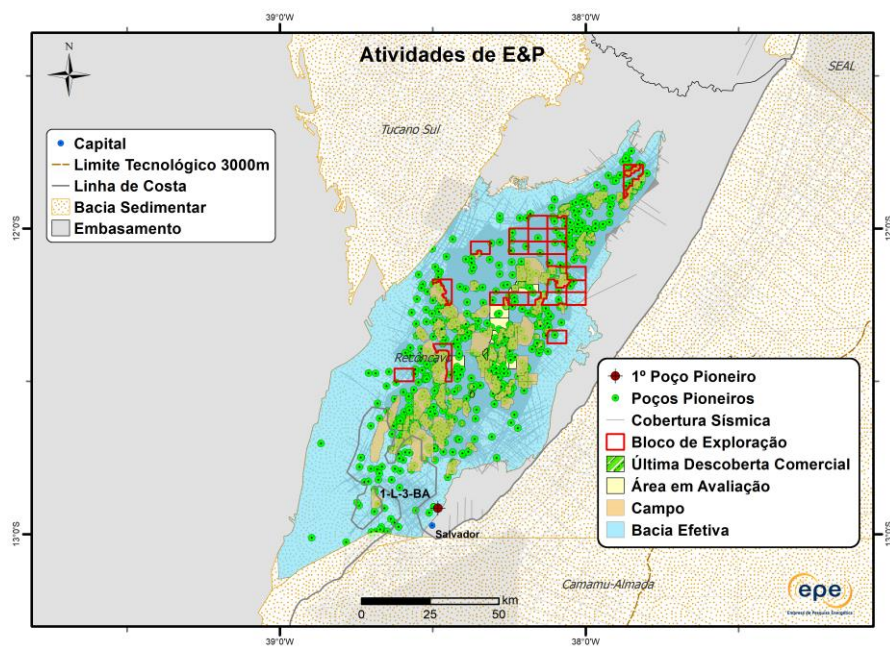
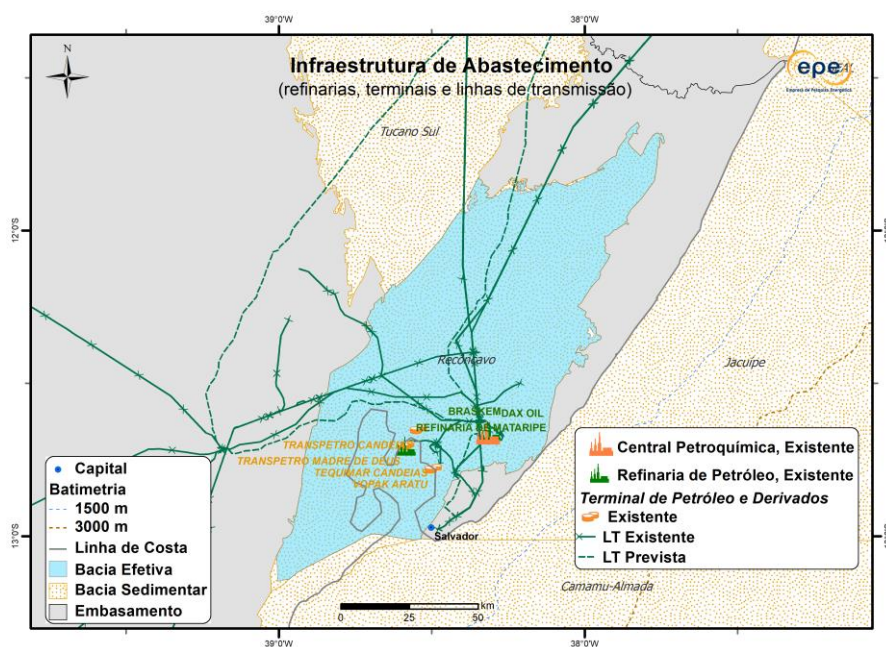


Figura 100 Mapa de atividades de E&P da Bacia do Recôncavo.

Figura 101 Mapa da infraestrutura de abastecimento da Bacia do Recôncavo: refinarias, terminais e linhas de transmissão.



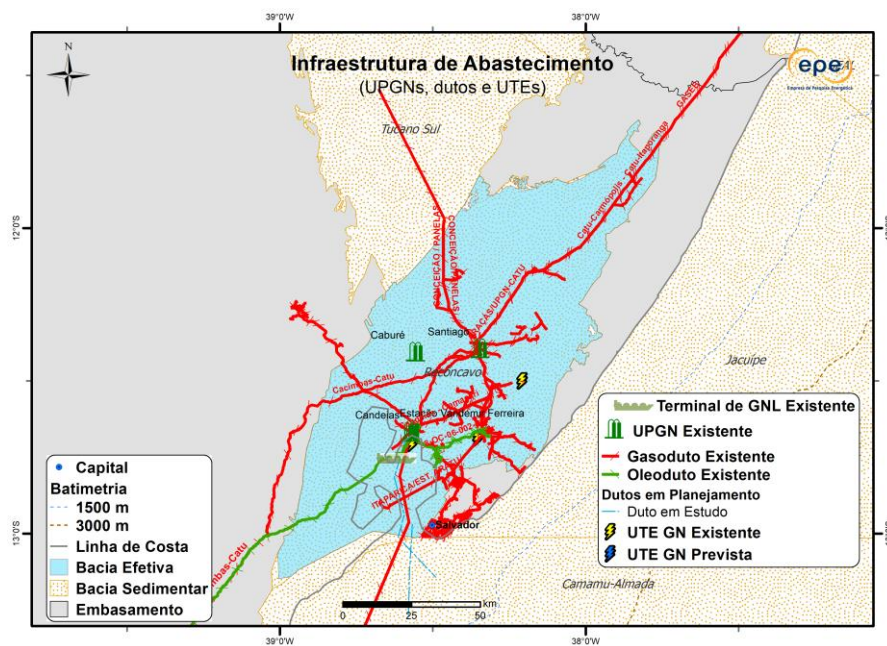


Figura 102 Mapa da infraestrutura de abastecimento da Bacia do Recôncavo: UPGNs, dutos e UTEs.

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	

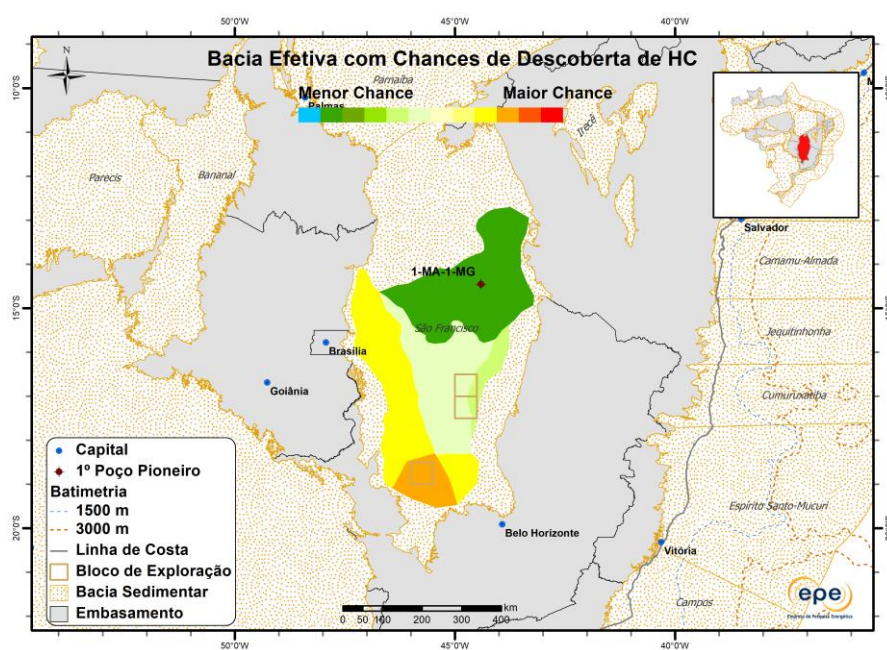


Figura 103 Mapa da bacia efetiva probabilística do São Francisco, indicando maior chance de descoberta na região centro-sul da bacia.

Figura 104 Mapa de expectativa de fluido predominante da Bacia do São Francisco indicando expectativa de gás em toda a bacia.

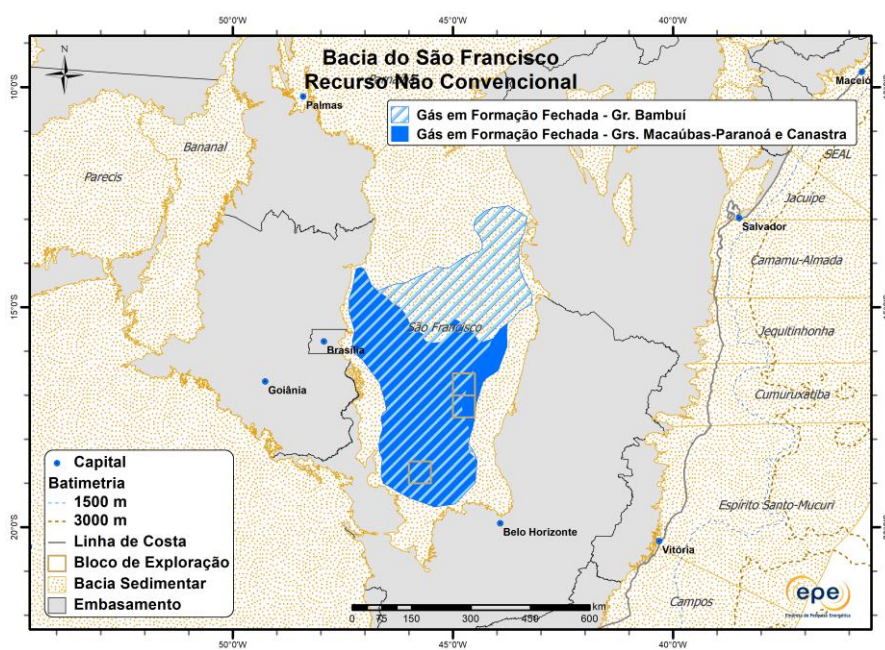
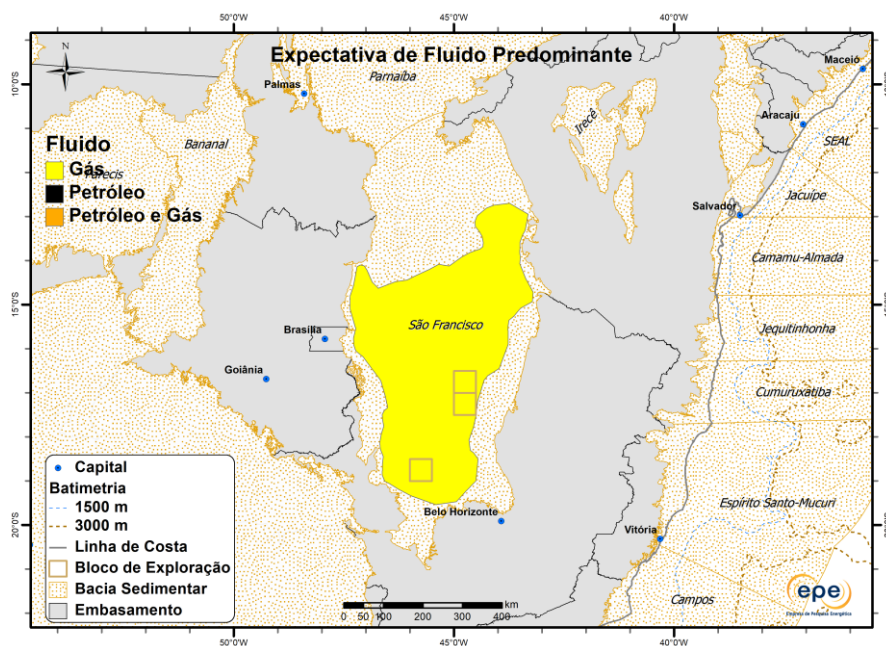


Figura 105 Mapa do play de gás em formação fechada na Bacia do São Francisco, indicando expectativa de ocorrência na porção centro-sul da bacia.

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

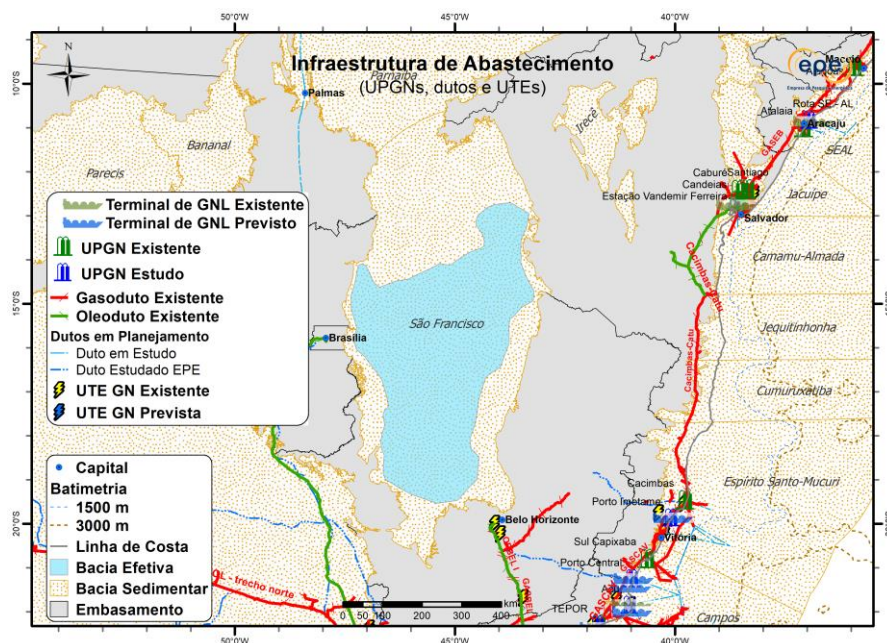


Figura 108 Mapa da infraestrutura de abastecimento da Bacia do São Francisco: UPGNs, dutos e UTEs.

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	

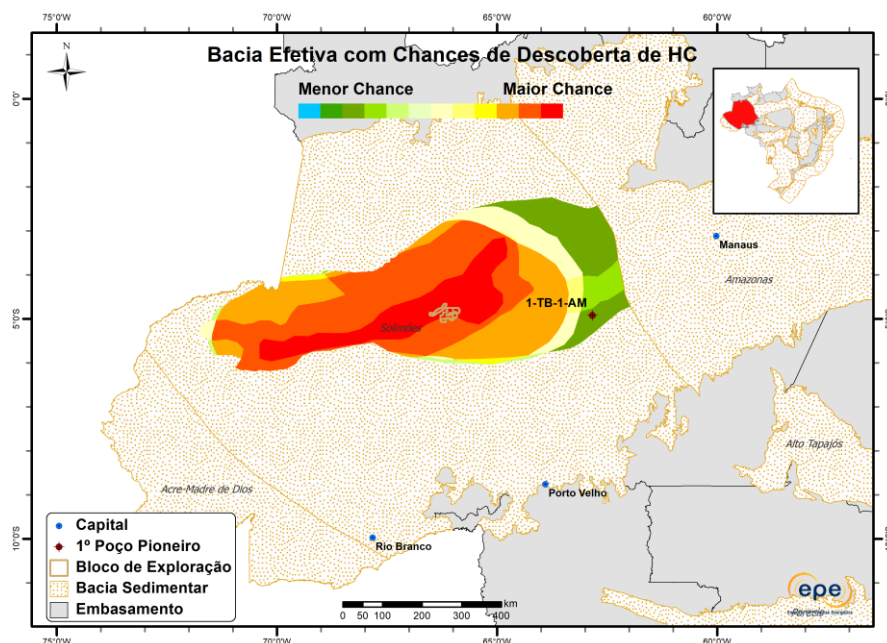


Figura 109 Mapa da bacia efetiva probabilística do Solimões, indicando chances altas na faixa central da bacia.

Figura 110 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.

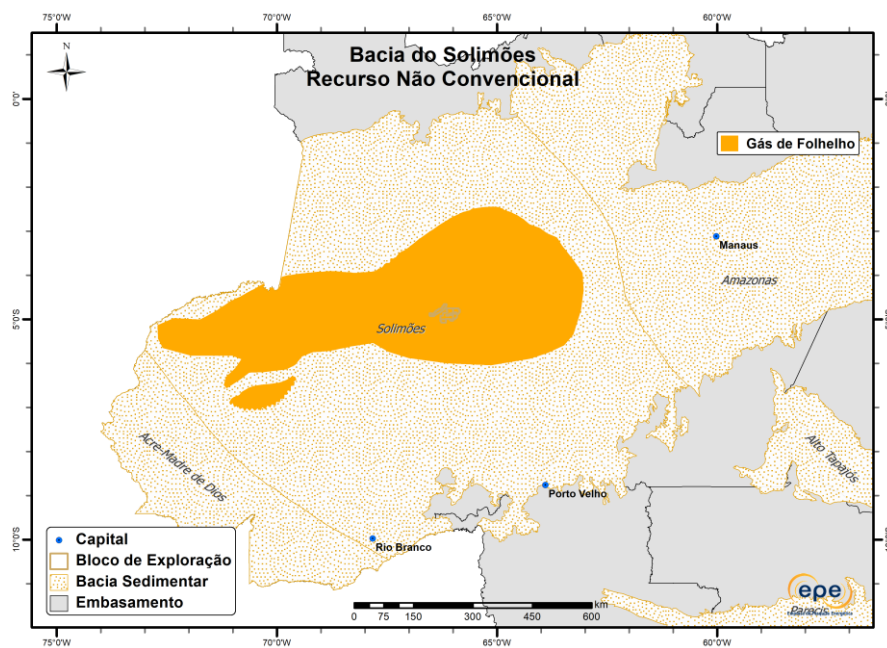
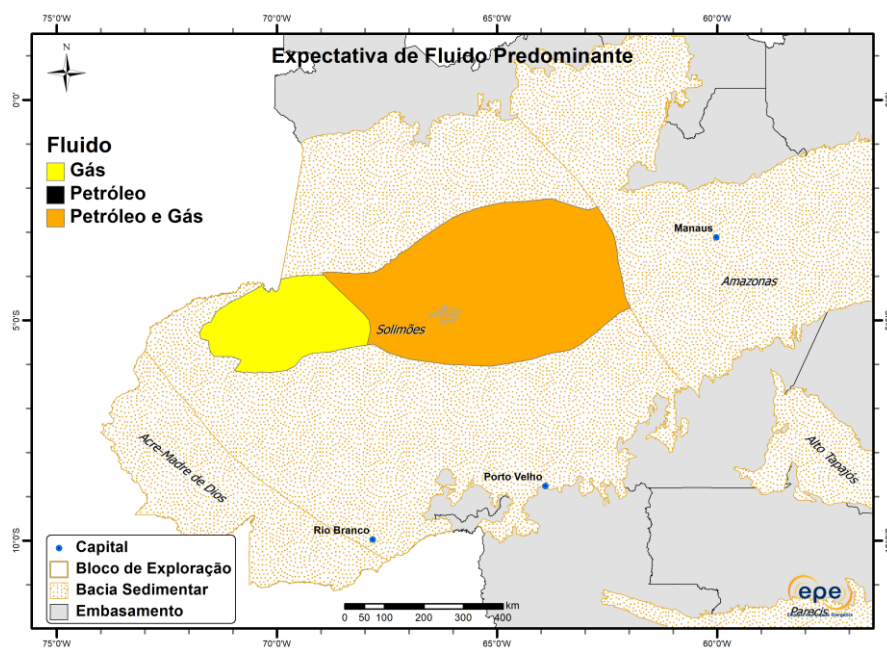


Figura 111 Mapa do play de gás de folhelho na Bacia do Solimões, indicando expectativa de presença na porção central da bacia.

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 (Mississipiano)	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 e evaporito	folhelho

Atividades de E&P - Bacia do Solimões		
Situação Geográfica		terra
Blocos Exploratórios	Com contratos ativos	0
	Perfurados	122
Poços Pioneiros	Índice de Sucesso Geológico (%)	53
	Petróleo	4
Campos	Gás Não-Associado	3
	Petróleo e Gás	0
Descobertas	Em Avaliação	2
	1ª Descoberta Comercial (ano)	Juruá (1977)
	Última Descoberta Comercial (ano)	Arara Azul (2014)
Produção Acumulada	Petróleo (MM bbl)	318,88
	Gás Associado (MM m³)	86.045,89
	Gás Não-Associado (MM m³)	10.947,67

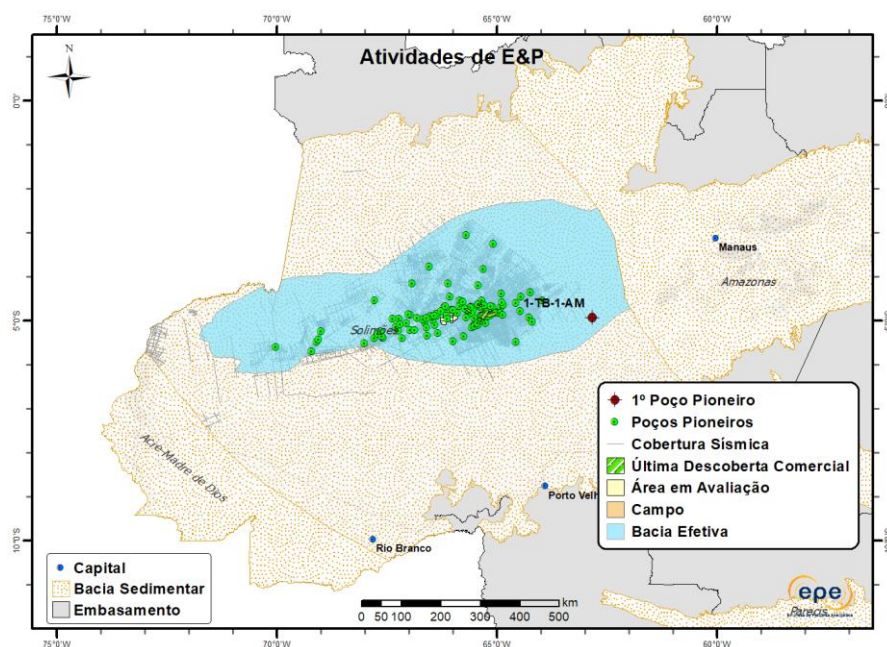
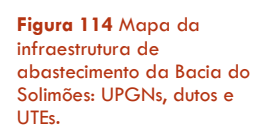
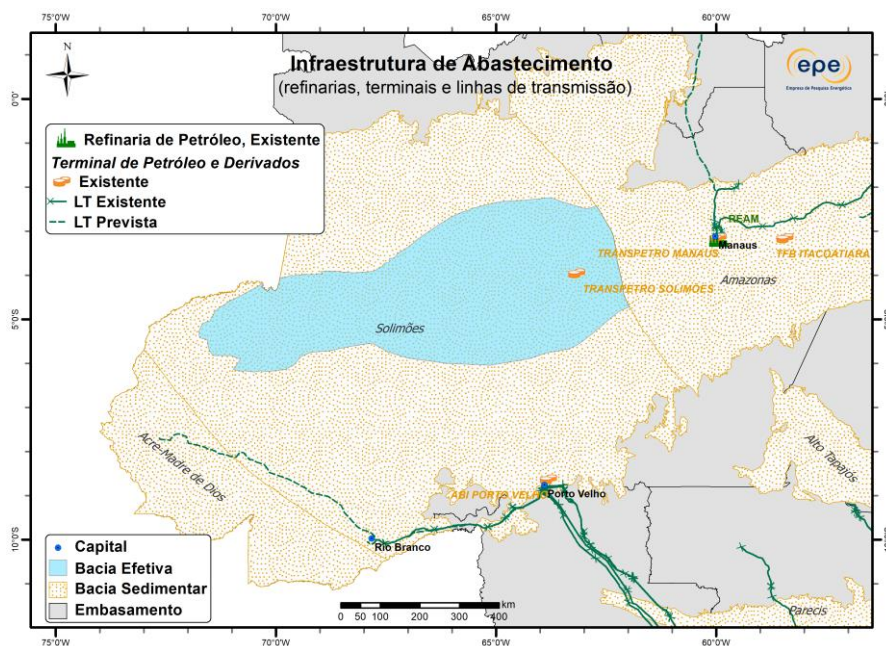


Figura 112 Mapa de atividades de E&P da Bacia do Solimões.



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

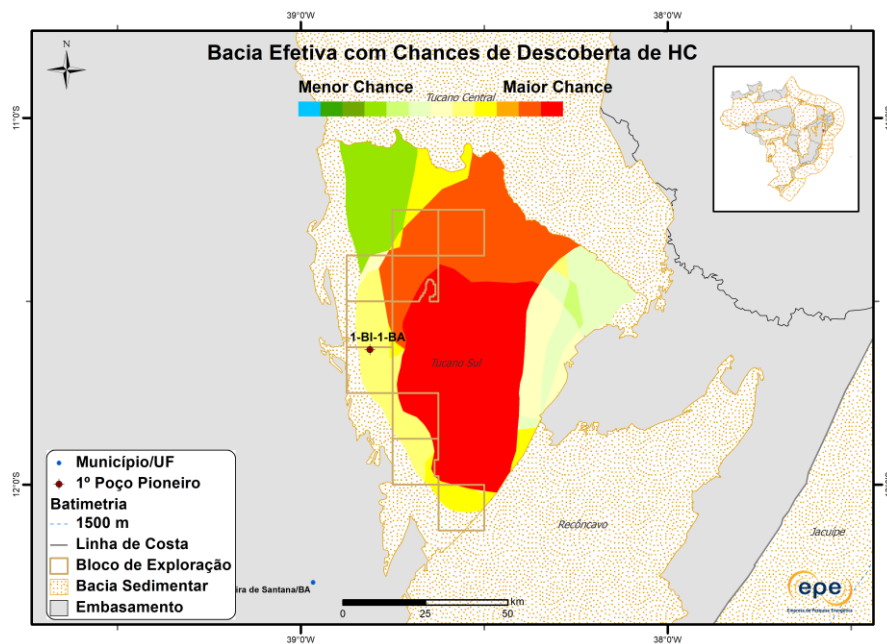
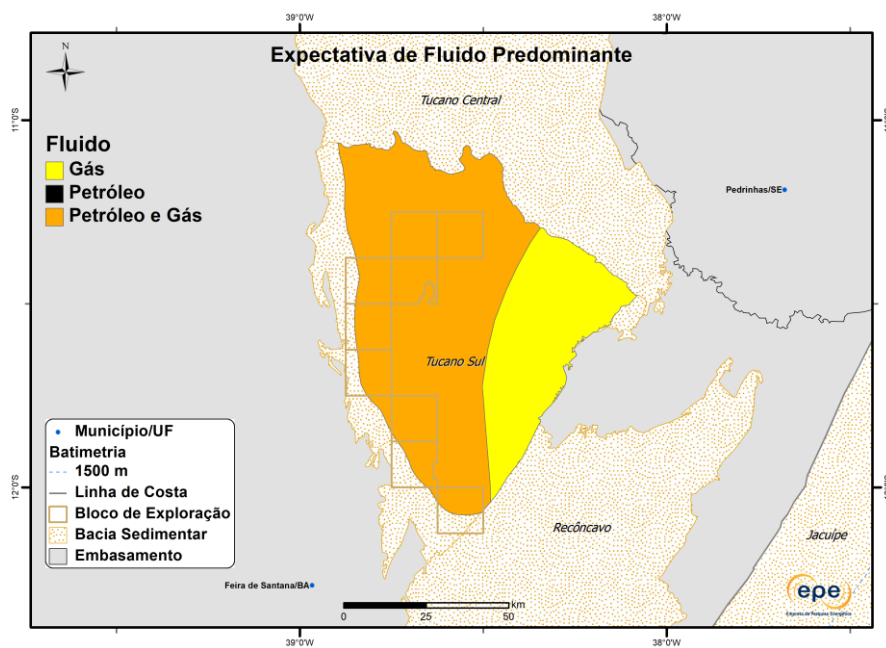


Figura 115 Mapa da bacia efetiva probabilística de Tucano Sul, indicando chances altas na região central da bacia.

Figura 116 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 e arenito / 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
Blocos Exploratórios	Com contratos ativos	7
Poços Pioneiros	Perfurados	68
	Índice de Sucesso Geológico (%)	29
Campos	Petróleo	0
	Gás Não-Associado	5
	Petróleo e Gás	0
Descobertas	Em Avaliação	1
	1ª Descoberta Comercial (ano)	Quererá (1962)
	Última Descoberta Comercial (ano)	Sempre Viva (2008)
Produção Acumulada	Petróleo (MM bbl)	0,47
	Gás Associado (MM m³)	1,10
	Gás Não-Associado (MM m³)	2.236,75

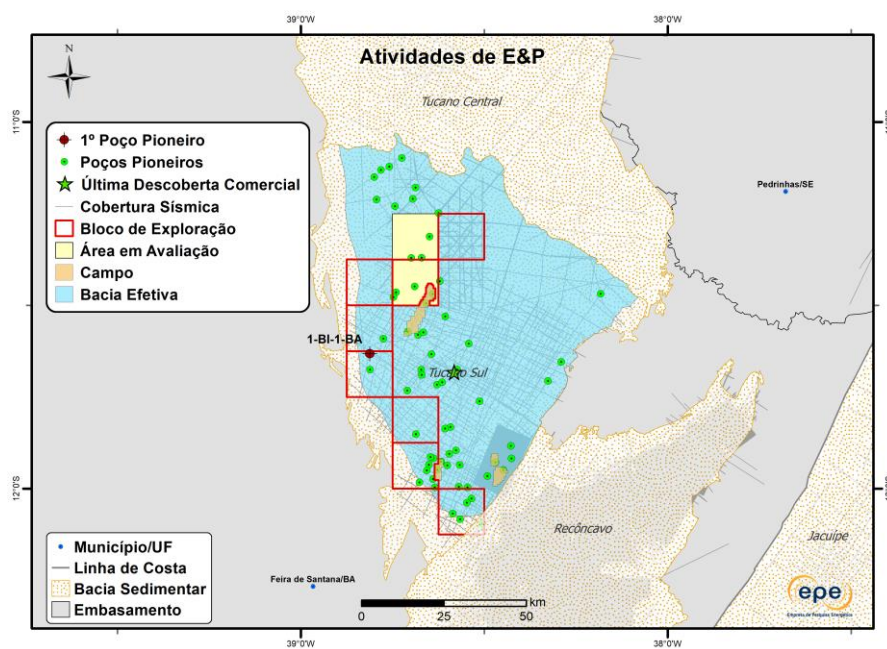


Figura 117 Mapa de atividades de E&P da Bacia de Tucano Sul.

Figura 118 Mapa da infraestrutura de abastecimento da Bacia de Tucano Sul: refinarias, terminais e linhas de transmissão.

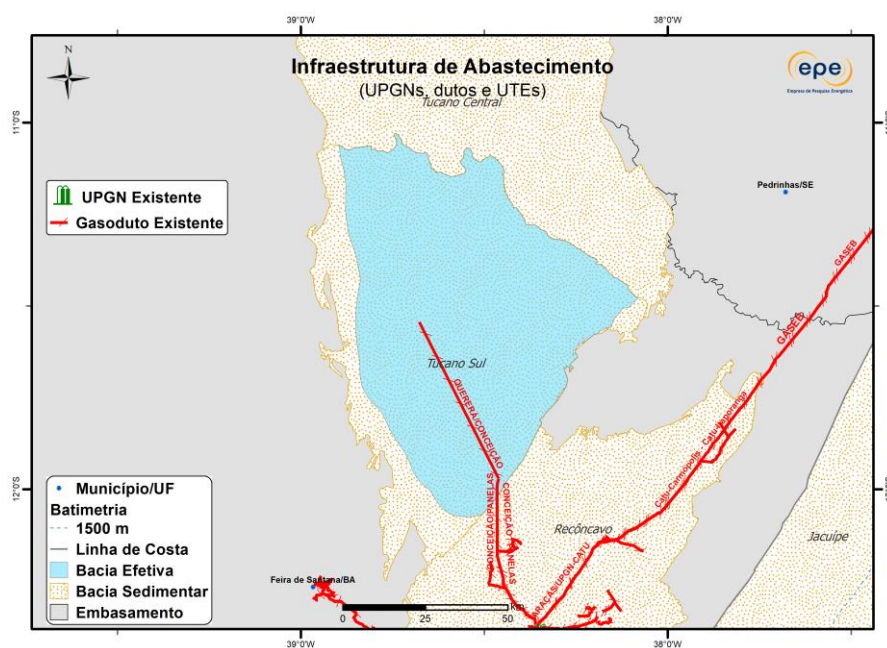
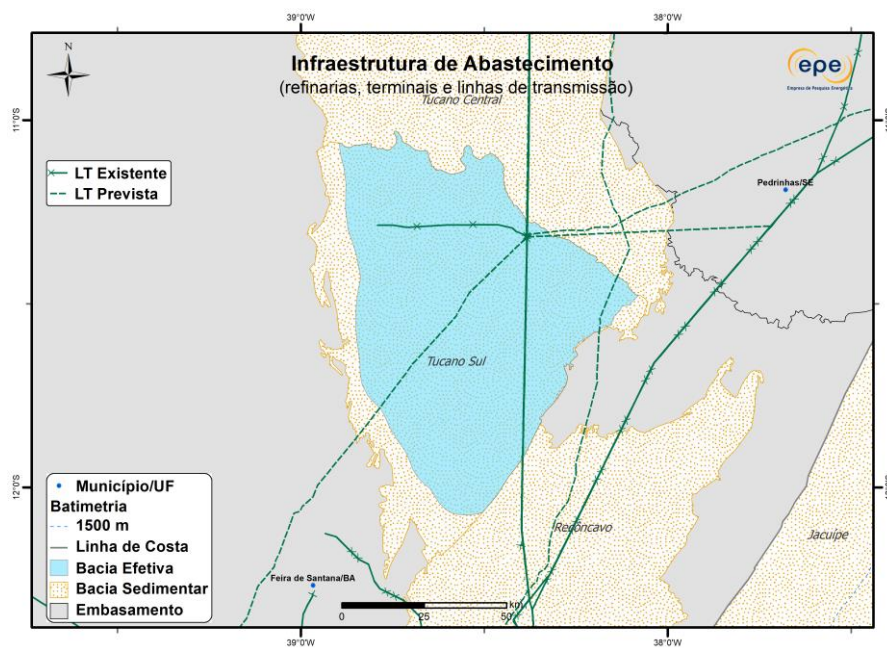
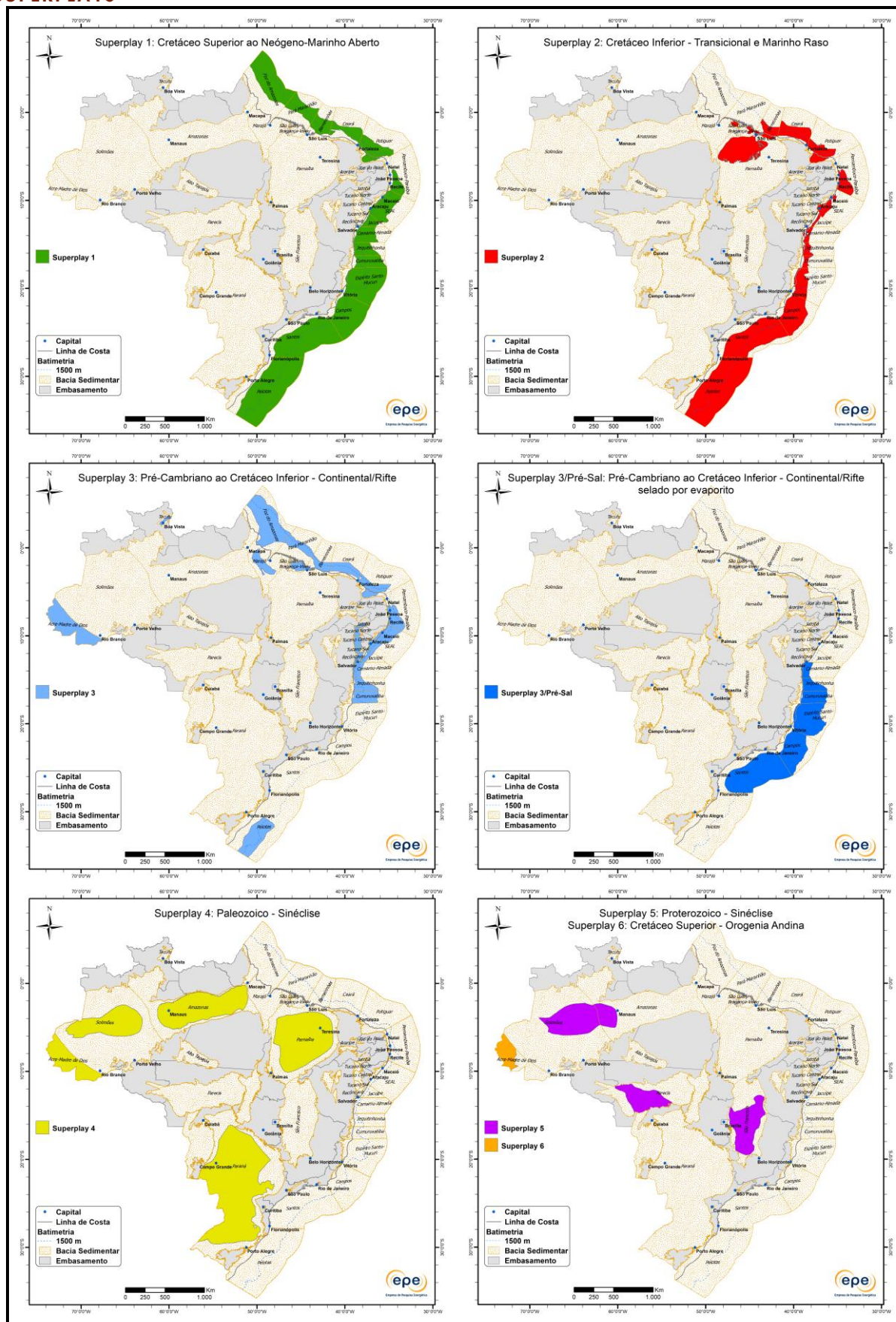


Figura 119 Mapa da infraestrutura de abastecimento da Bacia de Tucano Sul: UPGNs, dutos e UTEs.

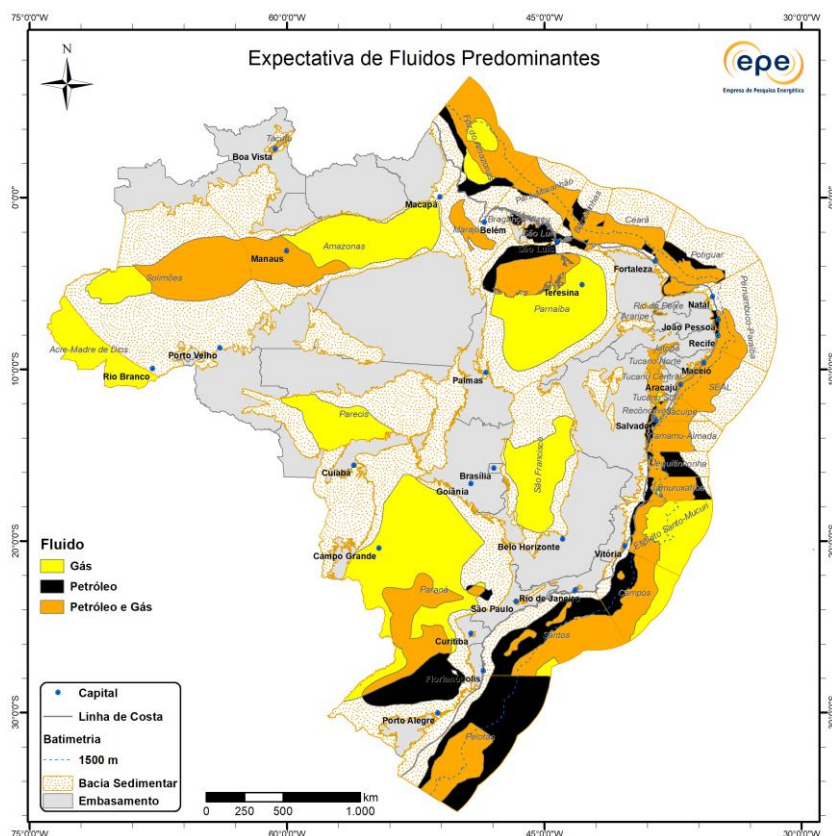
1.5 SÍNTESE DAS BACIAS

SUPERPLAYS²²



²² Conceito que estende a ideia de play exploratório definido para uma bacia para um conjunto de bacias. Representa um conjunto de plays localizados em diferentes bacias, mas geologicamente análogos entre si com relação à idade dos reservatórios e ao contexto de evolução geológica.

EXPECTATIVA DE FLUIDOS PREDOMINANTE



A combinação das expectativas de fluido em cada *play*, de cada bacia efetiva, fornece a propensão para a existência de acumulações de petróleo e/ou gás não-associado em nível de bacia.

As análises do Ciclo 2021-2023 apontam que, nas bacias terrestres, haveria maior propensão para acumulações de gás não-associado. Na margem leste, a expectativa de gás não-associado ocorreria na região offshore das bacias de Espírito Santo-Mucuri e Campos; além da porção fora da abrangência da muralha de sal da Bacia de Santos. Na Margem Equatorial, a expectativa para gás não-associado seria registrada na porção central da Bacia da Foz do Amazonas.

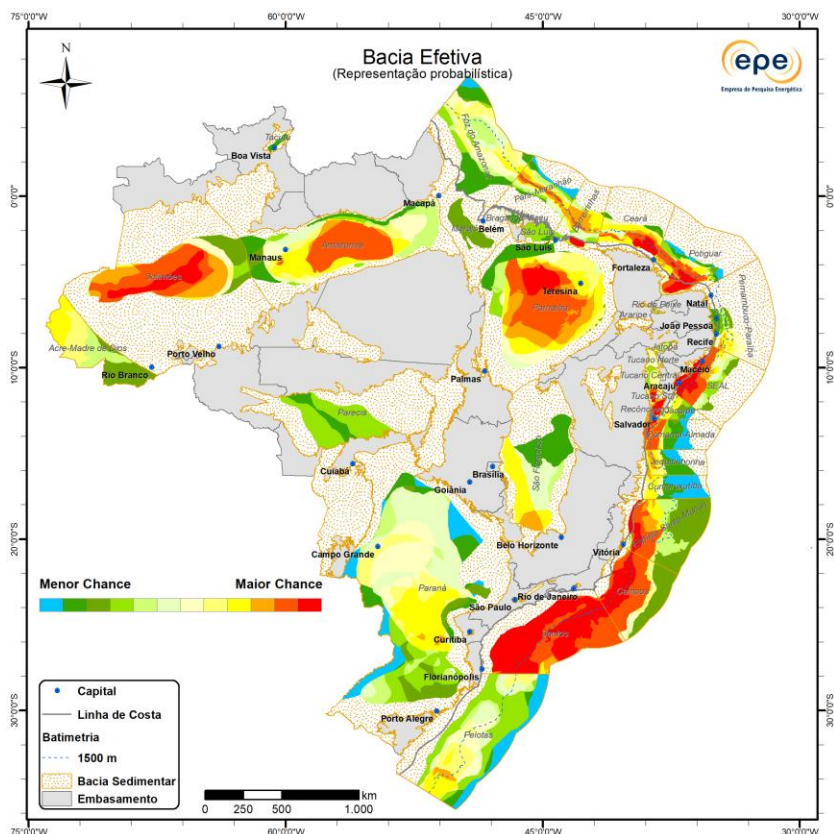
Expectativas predominantes de petróleo ocorreriam nas porções proximais da margem continental, entre as bacias de Pelotas e Camamu-Almada. Já acumulações de petróleo e gás seriam preponderantes nas regiões das bacias de Jacuípe, SEAL e Pernambuco-Paraíba. Petróleo e gás seriam predominantes ainda na porção centro-sul da Bacia de Pelotas e na maior parte da região sobre o polígono do pré-sal, bem como na maior porção das bacias da margem equatorial.

BACIA EFETIVA PROBABILÍSTICA

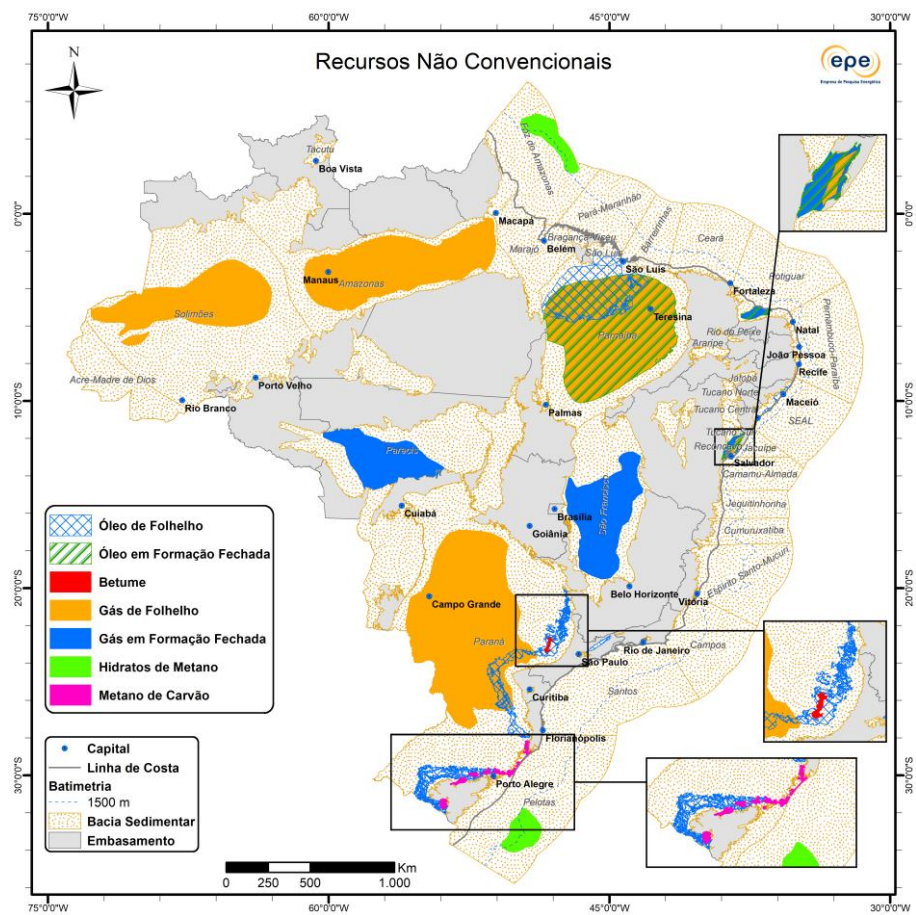
A superposição das áreas efetivas de todos os *plays* exploratórios e das chances regionais dos subplays que os compõem fornece o mapa da bacia efetiva probabilística ao nível de Brasil.

Assim como em ciclos anteriores, chances elevadas de descoberta de hidrocarbonetos ocupam a maior parte das áreas das bacias de Santos, Campos, Espírito Santo-Mucuri (terra e mar), Camamu-Almada (terra), SEAL, Sergipe, Alagoas, Potiguar (terra), Barreirinhas (terra), Solimões, Amazonas, Parnaíba, Tucano Sul e Recôncavo.

Chances elevadas também são estimadas nas porções marítimas proximais das bacias de Camamu-Almada, Potiguar e Ceará. Independente do volume, em todas essas bacias há acumulações de petróleo ou gás natural.



1.6 RECURSOS NÃO CONVENCIONAIS DE ÓLEO E GÁS NATURAL



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 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 subargumento 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 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).

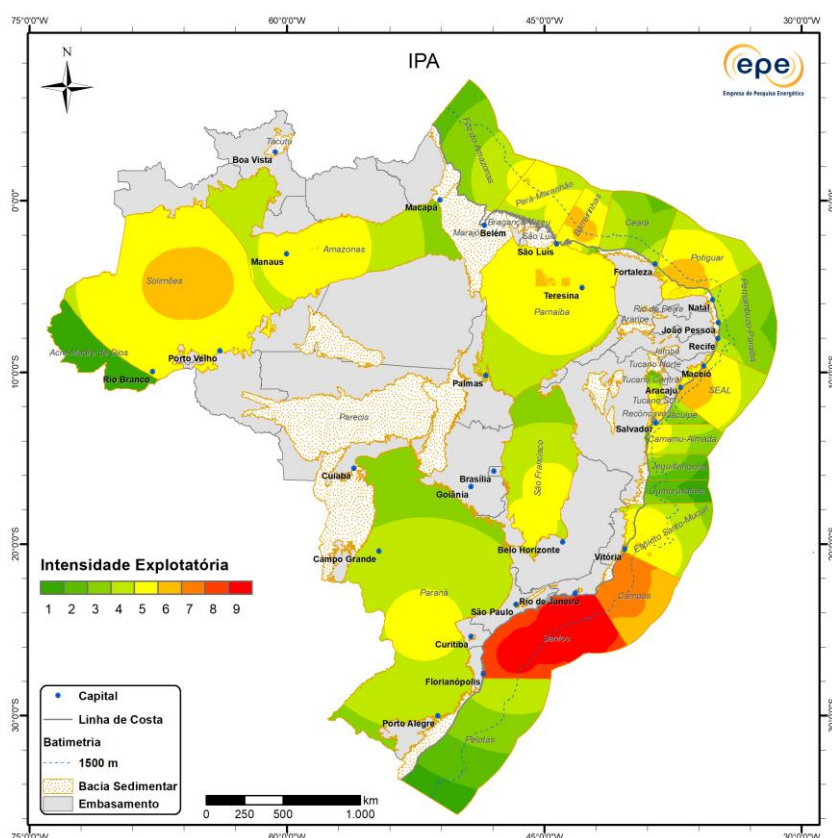
Necessidade de Conhecimento – o grau de incerteza na avaliação dos fatores geológicos regionais que controlam a formação de recursos de petróleo ou gás natural em uma bacia sedimentar é um argumento de importância no sentido de indicar a necessidade de aquisição, processamento e/ou interpretação adicional 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. Os seguintes pesos foram atribuídos para cada um dos argumentos: Intensidade Exploratória = 0,35; Atividade Exploratória = 0,20; Prospectividade = 0,20; Evidência Direta de Hidrocarbonetos = 0,15; Necessidade de Conhecimento = 0,05 e Infraestrutura de Abastecimento = 0,05.

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, as duas principais produtoras de petróleo e gás natural do país (ANP, 2023a) ²³. A Bacia de Campos, junto com as porções terrestres das bacias de Alagoas e Espírito Santo-Mucuri, além da Bacia do Amazonas, mostraram aumentos em suas importâncias, em relação ao observado no Ciclo 2019-2021. Em todos esses casos, destacam-se, principalmente, os incrementos dos volumes descobertos de gás natural registrados entre os períodos de análise.

As principais reduções de importância estiveram relacionadas, majoritariamente, à devolução de áreas para a União, em terra, nas bacias do Recôncavo, Solimões e Tucano Sul, e, em mar, nas bacias de Camamu-Almada, Ceará,

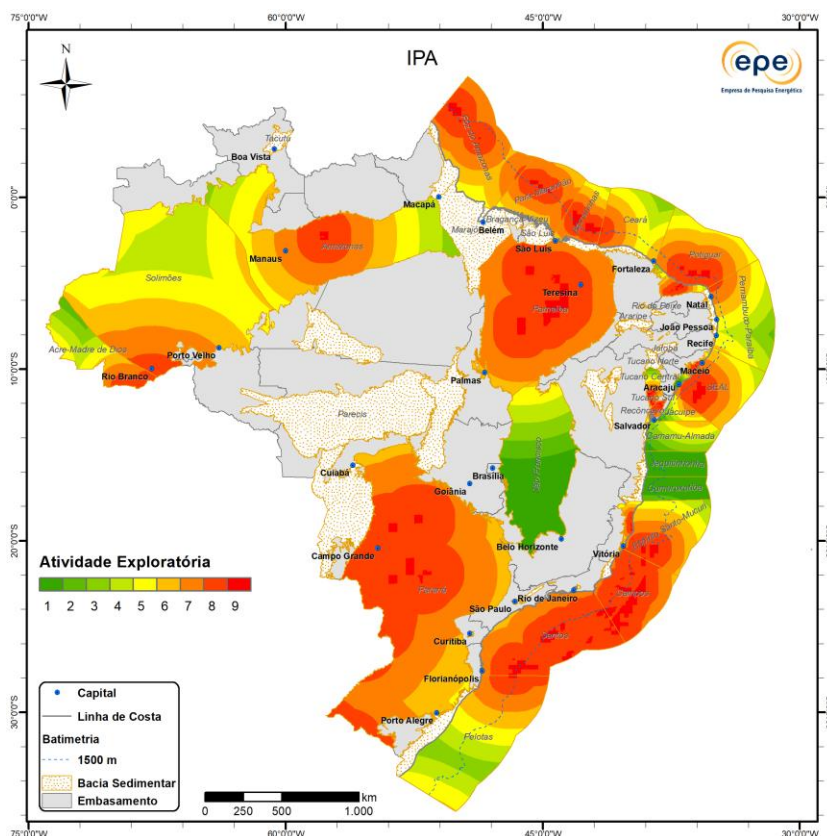
²³ ANP. 2023a. Boletim Anual de Reservas 2022. Disponível em: < <https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-contendo/dados-estatisticos/arquivos-reservas-nacionais-de-petroleo-e-gas-natural/boletim-anual-reservas-2022.pdf> >. Acesso em 15 ago. 2023.

Potiguar e SEAL. Apesar de um relevante número de campos nas demais bacias produtoras brasileiras, suas menores expressões volumétricas, no cômputo nacional, explicam seus menores destaques neste argumento.

IPA – ATIVIDADE EXPLORATÓRIA

A maior parte da área sedimentar brasileira, em virtude da proximidade com os blocos exploratórios ativos, possui alguma importância para o setor.

Em relação ao ciclo passado, os principais aumentos da atividade exploratória ocorreram em ambiente onshore, nas bacias de Alagoas, Espírito Santo-Mucuri, Potiguar, Recôncavo e Tucano Sul, e possuem ligação direta com o arremate de áreas disponíveis no 3º Ciclo de Oferta Permanente, realizado em 13 de abril de 2022 (ANP, 2022)²⁴. Na Bacia de Santos, além do efeito das áreas do certame de 2022, contam ainda para o aumento da importância os blocos arrematados na 17ª Rodada de Licitações, que ocorreu em 07 de outubro de 2021, data esta fora do período de referência para a incorporação de dados do último ciclo do ZNMT (ANP, 2021)²⁵.



Particularmente, os aumentos observados nas bacias do Acre-Madre de Dios, Pelotas e Paraná dizem respeito à atualização da base de dados sobre blocos em exploração das bacias de países vizinhos, na América do Sul.

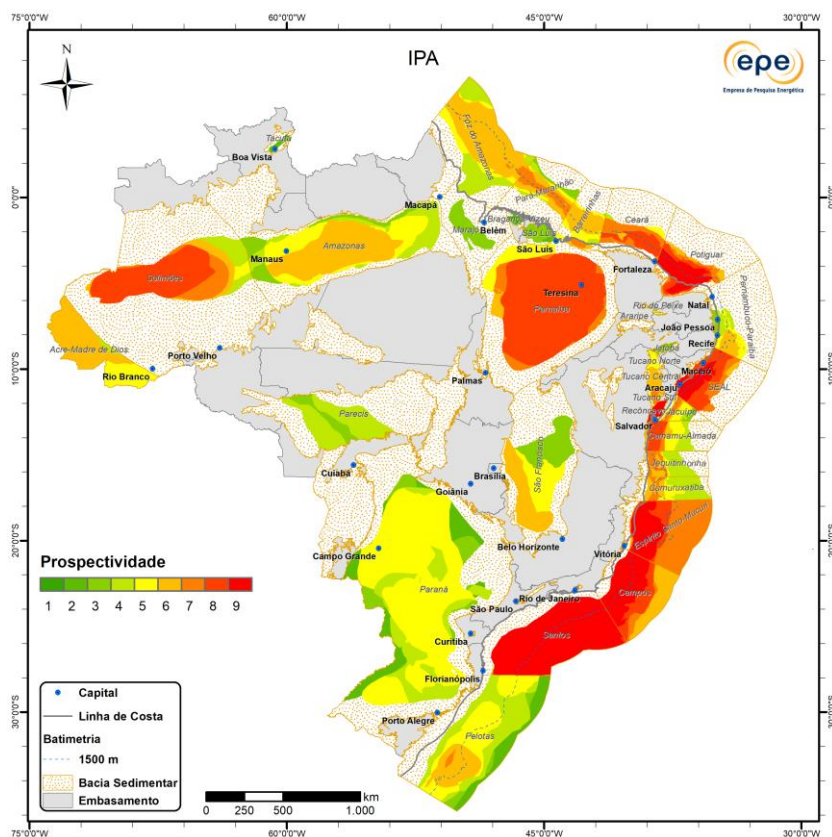
Em oposição, as bacias do Amazonas, Ceará, Pernambuco-Paraíba, Sergipe, Camamu-Almada, Jequitinhonha destacam-se entre aquelas com queda da atividade relacionada à devolução de áreas, considerando a data de referência do estudo (30/06/2023).

²⁴ ANP. 2022. Resultados - 3º Ciclo da Oferta Permanente – concessão. Disponível em: < <https://www.gov.br/anp/pt-br/rodadas-anp/oferta-permanente/opc/ciclos-opc-encerrados/3o-ciclo-opc/resultados-3o-ciclo-opc> >. Acesso em 04 ago. 2023.

²⁵ ANP. 2021. 17ª Rodada de Licitações de Blocos – Resultados. Disponível em: < <https://www.gov.br/anp/pt-br/rodadas-anp/rodadas-concluidas/concessao-de-blocos-exploratorios/17a-rodada-licitacoes-blocos/resultados> >. Acesso em 04 ago. 2023.

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, Espírito Santo-Mucuri, SEAL, Potiguar, Sergipe, Alagoas, Recôncavo, Parnaíba e Solimões. Além destas, outras bacias como Ceará e Camamu-Almada (porção marítima proximal e terrestre) também possuem prospectividade elevada, relativamente às demais.

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

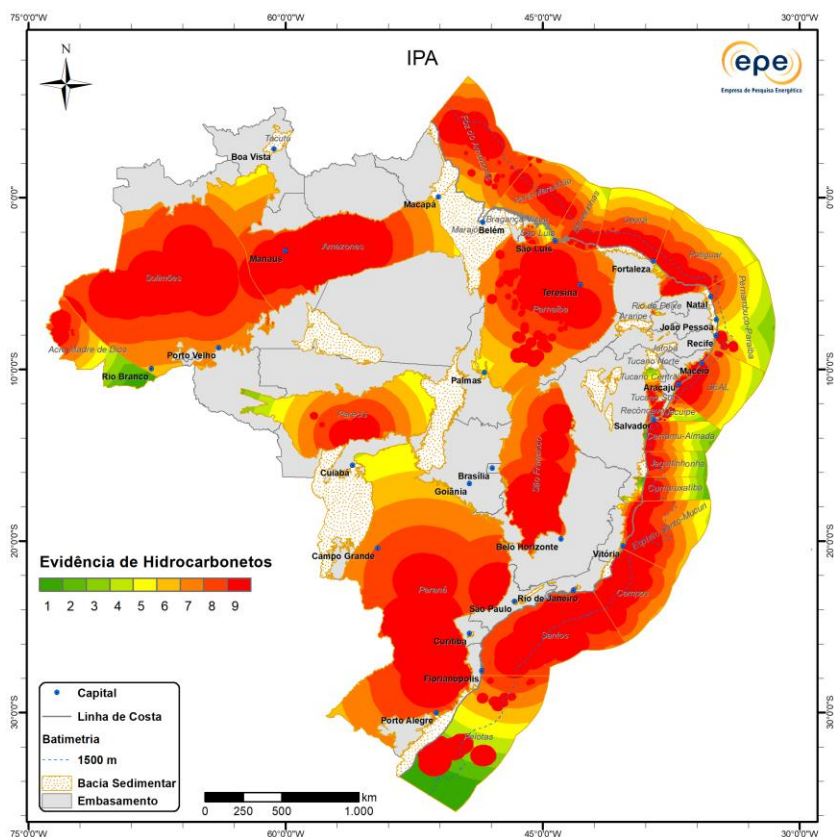
Em relação ao Ciclo 2019-2021, pesa para as principais alterações observadas a atualização dos riscos exploratórios realizada na presente versão.

IPA – EVIDÊNCIA DIRETA DE HIDROCARBONETOS

Com base nas informações utilizadas, 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.

Assim como no Ciclo 2019-2021, nota-se uma menor importância no extremo sul da Bacia de Pelotas e nas porções distais das bacias de Cumuruxatiba, Jequitinhonha, Camamu-Almada, Jacuípe e Pernambuco-Paraíba. O extremo leste da Bacia do Acre-Madre de Dios, a Bacia do Rio do Peixe e os extremos oeste e leste da Bacia dos Parecis também registram uma importância reduzida.

Nenhuma importância, a partir da base de dados utilizada neste estudo, ocorre nas bacias de Bragança-Vizeu, Marajó, Tacutu, Tucano Norte e Jatobá, bem como em Alto Tapajós, Araripe, Bananal, Lençóis, Irecê, Pantanal e Taubaté²⁶.



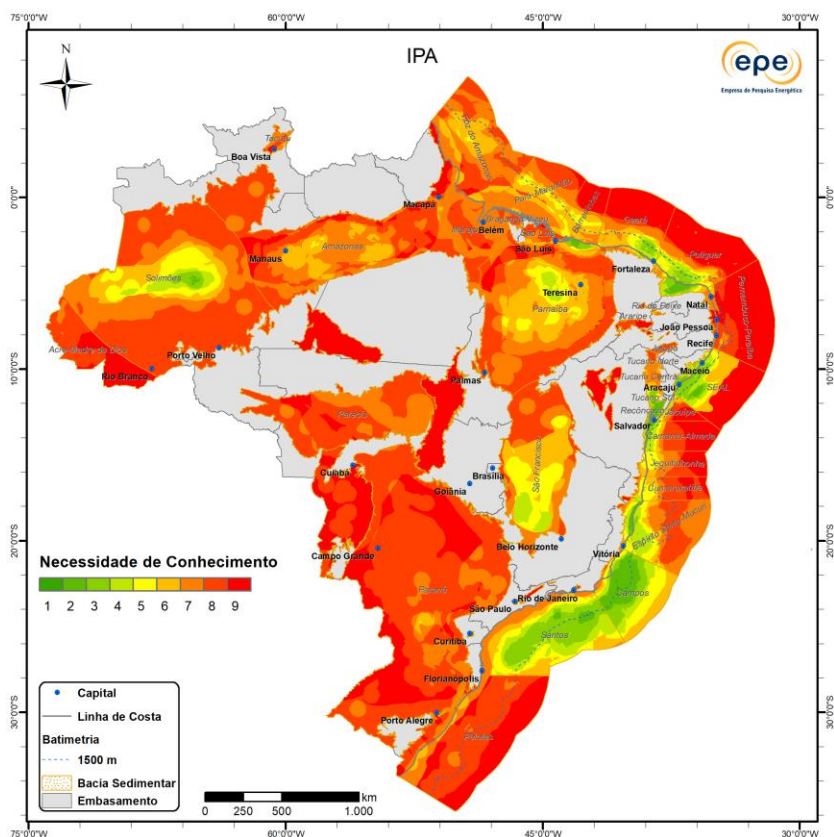
²⁶ A indicação de evidência de hidrocarbonetos na porção terrestre da Bacia de Cumuruxatiba, bacia essa não estudada segundo a abordagem de *plays* efetivos, ocorre em virtude do poço 1-RM-1-BA. As informações atuais, não indicam, contudo, sistema petrolífero ativo nessa região sendo possível a ocorrência do indício de petróleo por mecanismo de migração da Bacia do Mucuri.

IPA – NECESSIDADE DE CONHECIMENTO

Assim como em ciclos anteriores, as áreas de maior importância, indicativas de uma necessidade mais elevada de conhecimento, encontram-se nas bacias interiores e em águas ultraprofundas das bacias da margem continental brasileira, correspondendo, em grande parte, às bacias classificadas como de Novas Fronteiras.

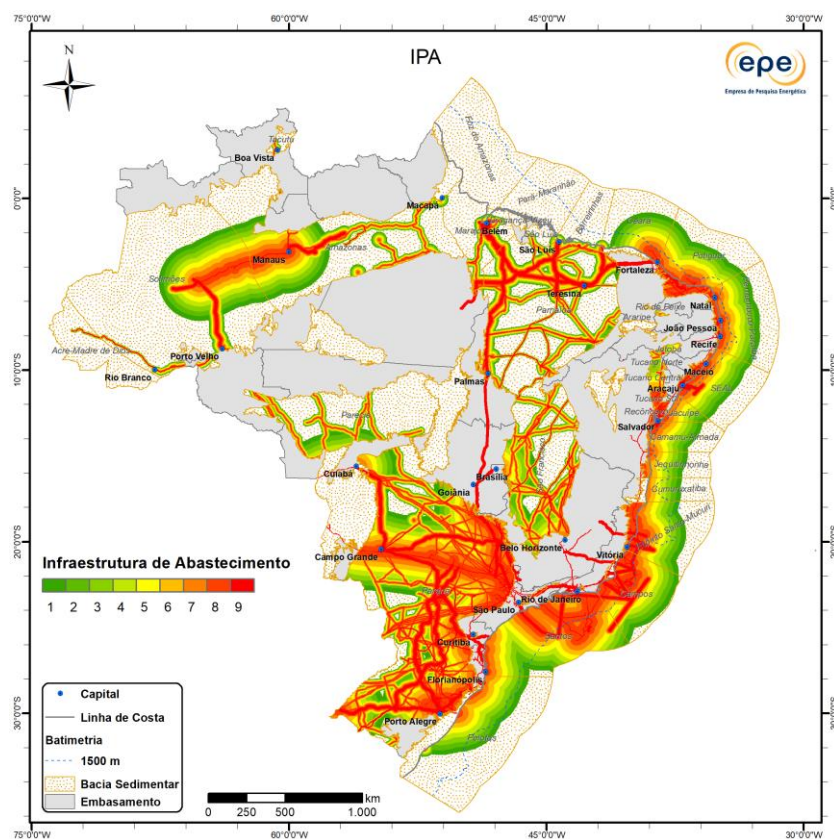
Em contraponto, as bacias classificadas como Maduras (Recôncavo e outras terrestres produtoras em avançado estágio de exploração, tais como Potiguar, Sergipe e Alagoas) e de Elevado Potencial (Santos, Campos e Espírito Santo-Mucuri, esta em sua porção marítima) são aquelas com menor importância neste argumento, indicando um maior nível de estudos e conhecimento.

As principais diferenças, com relação ao resultado do Ciclo 2019-2021, dizem respeito às alterações das expectativas dos *plays* exploratórios reconhecidos na atual versão do estudo.



Há de se citar, contudo, que a influência da mudança da disponibilidade de dados pode ser sentida, especificamente, nas bacias do São Francisco (redução da disponibilidade), Parnaíba e em águas ultraprofundas do limite entre as bacias de Campos e Santos (essas três últimas com aumento da disponibilidade de dados).

IPA – INFRAESTRUTURA DE ABASTECIMENTO



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 (modelo gas-to-wire). 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.

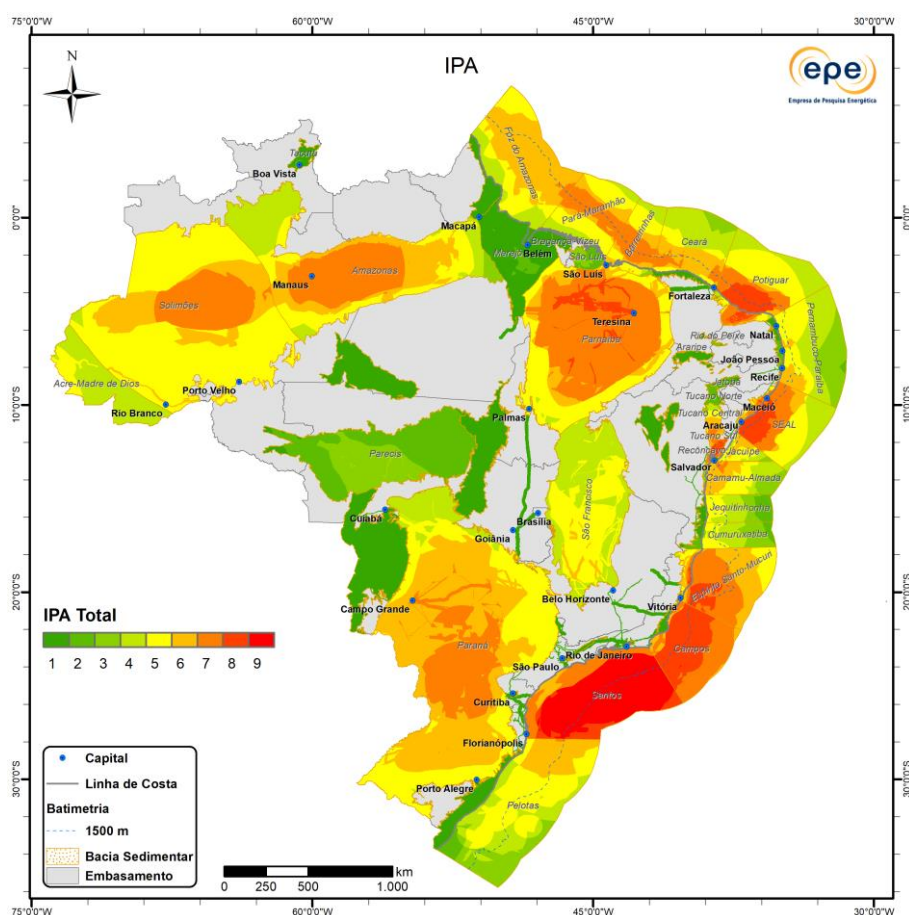
De fato, a atualização da base de dutos e terminais em estudo, em especial aqueles sugeridos no Plano Indicativo de Processamento e Escoamento de Gás Natural (PIPE), de 2021, e no Plano Indicativo de Oleodutos (PIO) – Ciclo 2021/2022, ambos produtos da EPE, contribuíram para as principais modificações observadas em relação ao Ciclo 2019-2021.

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.

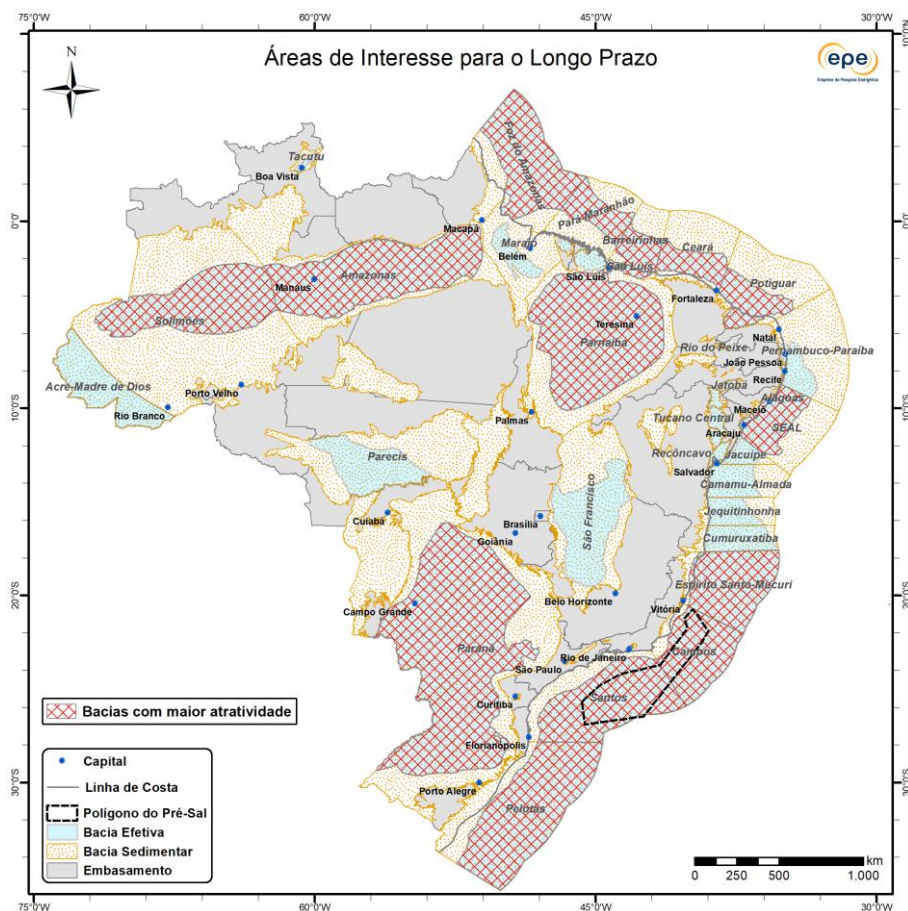
A bacia de Santos, por exemplo, teve sua importância ainda mais aumentada em razão de blocos exploratórios arrematados na 17ª Rodada de Concessões e do 3º Ciclo de Oferta Permanente, blocos esses que não foram considerados na elaboração do IPA Atividades Exploratórias, e consequentemente também não o foram no IPA Total, no ciclo anterior. De forma similar, a concessão de áreas através da Oferta Permanente realizada em 2022 contribuiu para o aumento da importância nas porções *onshore* das bacias de Alagoas, Espírito Santo-Mucuri e Potiguar, além das bacias do Recôncavo e Tucano Sul.

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, Recôncavo, Tucano Sul, SEAL, Sergipe, Alagoas, Potiguar, Ceará, Barreirinhas, Pará-Maranhão, Solimões, Amazonas, Parnaíba e Paraná (em sua porção central). As áreas de importância moderada são registradas nas imediações das porções já citadas, assim como nas bacias do Acre-Madre de Dios (em particular no setor oeste), São Francisco (no centro-sul da bacia), Pelotas (especialmente na porção centro-norte), Cumuruxatiba, Jequitinhonha, Camamu-Almada, Jacuípe, Pernambuco-Paraíba e Foz do Amazonas.



3 PANORAMA DAS BACIAS SEDIMENTARES NO LONGO PRAZO

Considerando os estudos do ZNMT - Ciclo 2021-2023, as áreas em Oferta Permanente, e, ainda, a transformação do setor de petróleo e gás natural pela qual o Brasil vem passando, nos últimos anos, a EPE entende como relevante as seguintes áreas no longo prazo:



- Bacias de Campos e Santos, pelo seu já conhecido grande potencial, tanto no pré-sal como no pós-sal, e pela infraestrutura existente. As bacias, responsáveis por 93,9% da produção total registrada em junho de 2023 (ANP, 2023b)⁴², estão, há décadas, entre as melhores oportunidades para investimentos da indústria e mantêm suas excelentes perspectivas de produção de óleo e gás para os próximos anos. Deve ser considerada, em um horizonte mais longínquo, a possibilidade de avanço das atividades de exploração e produção, na área pleiteada junto à ONU de extensão da Plataforma Continental Jurídica Brasileira e que demonstra, preliminarmente, uma excelente continuidade das acumulações do pré-sal;
- Bacia de SEAL, pelo seu potencial indicado em águas profundas e ultra profundas, de óleo e gás natural, onde sete declarações de comercialidade foram realizadas em dezembro de 2021 (EPBR, 2021)²⁷. Destacam-se, especialmente, os reservatórios de arenitos turbidíticos marinhos do Cretáceo Superior e Paleoceno-Mioceno com geração a partir de folhelhos marinhos anóxicos;
- Bacia de Pelotas, especialmente nas águas ultraprofundas de seu extremo sul, uma vez que, na porção uruguaia, um interesse crescente tem sido observado, impulsionado pelas descobertas, em turbiditos do Cretáceo, na margem conjugada africana. Embora, até o momento e ao longo de toda a Bacia de Pelotas, descobertas não tenham sido realizadas, estudos de integração sísmica, estratigráfica e estrutural apontam para a existência de oportunidades

²⁷ EPBR. 2021. Petrobras declara comercialidade de sete campos em águas profundas de Sergipe. EPBR, [S.l.], 30 dez. 2021. Disponível em: <<https://epbr.com.br/petrobras-declara-comercialidade-de-sete-campos-no-offshore-de-sergipe/>>. Acesso em 03 mar. 2022.

análogas à Vênus e Graff, localizados na Bacia de Orange (Namíbia) e que juntos possuem expectativas para volumes *in place* maiores do que 13 Bboe (ESAU, 2022²⁸; RODRIGUEZ et al., 2022²⁹).

Cabe salientar que as investigações conduzidas em território uruguaio destacam o efeito negativo da carência³⁰ de poços perfurados para a correta avaliação do potencial dos *plays* nessa bacia (ADMINISTRACIÓN NACIONAL DE COMBUSTIBLES ALCOHOL Y PÓRTLAND - ANCAP, 2020)³¹. Os levantamentos potenciais recentemente realizados em águas uruguaias invocam a existência de rocha geradora aptiana, rica em matéria orgânica, dentro da janela de geração de óleo³², com mais de 3.000 m de espessura e distribuição generalizada. Tal observação aproxima-se do relatado para Vênus, um marco da quebra de paradigma acerca da possibilidade de existência de uma boa geradora sobre fina crosta oceânica (RODRIGUEZ; HODGSON, 2021)³³.

São esperados arenitos de excelente qualidade depositados em extensos leques, resultados de fluxos turbidíticos intensos entre o talude e a porção central da bacia, além de depósitos de sistemas híbridos entre turbiditos e correntes de contorno, todos com fechamento associado a ocorrência de amplas trapas estratigráficas (RODRIGUEZ; HODGSON, 2021). Não são excluídas as possibilidades de oportunidades em arenitos paleozoicos (geradoras sendo folhelhos marinhos do Devoniano ou Permiano) e eocênicos (geradoras sendo folhelhos marinhos do Cenomaniano-Turoniano), bem como em carbonatos associados com altos do embasamento, onde trapas mistas e estruturais podem contribuir aos fechamentos estratigráficos (ANCAP, 2020; GRISTO et al., 2022)³⁴.

- Bacias da Margem Equatorial Brasileira (MEQ), 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, capaz de suportar a definição de estratégias seguras voltadas a mitigação de impactos socioambientais negativos relacionados ao desenvolvimento das atividades de exploração e produção de hidrocarbonetos;

- Bacias terrestres, como Alagoas, Espírito Santo-Mucuri, Parnaíba, Paraná, Sergipe e Solimões 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)³⁶.

No caso da Bacia do Parnaíba, o índice elevado de sucesso na exploração de gás natural e infraestrutura em crescimento 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 mercado consumidor robusto são atrativos óbvios. Para a primeira, contudo, ainda há uma necessidade de conhecimento mais detalhado e especificidade tecnológica para o avanço de seu desenvolvimento, principalmente

²⁸ ESAU, I. 2022. At least 3 billion barrels: TotalEnergies' Venus is Sub-Saharan Africa's biggest ever oil discovery. Upstream Energy Explored, Londres, 25 fev. 2022. Disponível em: < <https://www.upstreamonline.com/exclusive/at-least-3-billion-barrels-totalenergies-venus-is-sub-saharan-africas-biggest-ever-oil-discovery>>. Acesso em 11 out. 2023.

²⁹ RODRIGUES, K. et al. 2022. The Rise of Venus in Uruguay's Pelotas Basin. GEOExPro, [S. l.], 16 nov. 2022. Disponível em: https://exploracionyproduccion.ancap.com.uy/innovaportal/file/14878/1/articulo-geoexpro_04-2022_final_4web.pdf. Acesso em 22 dez. 2022.

³⁰ No caso do único poço perfurado, no território Uruguaio, Raya-1, o alvo exploratório foi o Oligoceno.

³¹ ADMINISTRACIÓN NACIONAL DE COMBUSTIBLES ALCOHOL Y PÓRTLAND. ANCAP. 2020. Disponível em: <https://exploracionyproduccion.ancap.com.uy/innovaportal/file/8496/1/offshore-geology-rua-2020.pdf>. Acesso em 21 ago. 2023.

³² RODRIGUEZ e HODGSON (2021) citam que, na região do Delta de Pelotas, a propensão seria para gás.

³³ RODRIGUEZ, K.; HODGSON, N. 2021. Pelotas Basin – De-risked Unexplored Cretaceous Potential. In: CONGRESSO INTERNACIONAL DA SOCIEDADE BRASILEIRA DE GEOFÍSICA, 17., 2021, Rio de Janeiro. Anais..., Rio de Janeiro: SBGf, 2021. 5 p.

³⁴ GRISTO, P. et al. 2022. Evaluación volumétrica de recursos prospectivos de petróleo y gas en el offshore de Uruguay. In: CONGRESO DE EXPLORACIÓN Y DESARROLLO DE HIDROCARBUROS, SIMPOSIO SOBRE LA EXPLORACIÓN OFFSHORE EN EL SECTOR SUR DEL MARGEN ATLÁNTICO SUDAMERICANO, 11., 2022, Mendoza. Anais..., Mendoza: IAPG, 2022, 16 p.

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://abqp.com.br/wp-content/uploads/2021/04/NOTA-TECNICA-SOBRE-A-MARGEM-EQUATORIAL-BRASILEIRA-Port_VF.pdf>. Acesso em 26 abr. 2021.

³⁶ 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.

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.

As bacias de Sergipe e Alagoas despontam como duas das melhores oportunidades para o desenvolvimento de projetos de integração de múltiplas alternativas energéticas, tais como eólicas e armazenamento de carbono. Exemplos de bacias maduras, com elevado conhecimento de sua Geologia, próximas à malha de fontes energéticas renováveis em crescimento, tais como solar e eólica, com uma razoável infraestrutura de transporte, abastecimento e distribuição construída, as bacias de Sergipe e Alagoas podem contribuir para aumentar a oferta de uma energia com menor pegada de carbono para a região nordeste brasileira.

Esforços semelhantes podem ser extremamente importantes para atender o mercado consumidor residencial e industrial das regiões sul e centro-oeste, as duas maiores produtoras do segmento agropecuário, sendo nesses casos candidatas as bacias interiores do Solimões, Amazonas e Paraná. Todavia, para todos esses casos, é imprescindível aumentar o conhecimento geológico e geofísico das bacias, além de implementar ações que: 1) diversifiquem o modal de transporte de óleo e gás, investindo em múltiplas opções (como ferrovias e hidrovias) e 2) diluam sua presença no território nacional, diminuindo a concentração na região sudeste.

Vale citar que, ao longo da última década, seguidos esforços governamentais vêm buscando aumentar a atração do setor para o desenvolvimento de atividades exploratórias nas bacias terrestres de nova fronteira e revitalizar a produção naquelas conectadas ao histórico da indústria de hidrocarbonetos no Brasil. Nesse contexto, uma das iniciativas que mais trouxe contribuições foi o Programa de Revitalização da Atividade de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural em Áreas Terrestres (REATE), que entre 2017 e 2022, através de suas várias frentes, trouxe à luz discussões e propostas relevantes para a evolução das diretrizes energéticas e regulatórias, da competitividade no mercado nacional e da sustentabilidade do ciclo de vida da atividade petrolífera regional. Em particular, o mapeamento do potencial de óleo e gás nas bacias terrestres promovido no contexto do REATE, foi um marco importante de intercâmbio de dados e conhecimento entre os múltiplos agentes do segmento de óleo e gás, público e privado, no país. Sua contribuição para o entendimento da geração de hidrocarbonetos das bacias paleozoicas do Solimões, Amazonas, Parnaíba e do Paraná trouxe maior acurácia às análises de *plays* exploratórios mostradas nesta versão do ZNMT.

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

Segundo a Resolução CNPE nº 17 de 8 de junho de 2017, “competete 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 mapa³⁷, 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 existente 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 2022 (ANP, 2023a)²³.

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 existente 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, a demanda foi representada pelos volumes informados (Demanda Térmica Máxima) no PDE 2023-2032 (MME/EPE, 2023a)³⁸, à exceção de 3 casos - UTE Araucária/PR, UTE Camaçari/BA e UTE Cuiabá/MT - onde foram utilizados os volumes médios realizados em 2022 disponíveis nos sites das transportadoras de gás natural. Para o segmento não-termelétrico foram considerados, no Ciclo 2021-2023, os volumes médios realizados em 2022 disponíveis nos sites das empresas transportadoras de gás e, particularmente no caso das plantas de fertilizantes - FAFEN BA (Unigel Agro BA) e FAFEN SE (Unigel Agro SE) – os volumes médios, em 2022, informados pelo MME no Boletim de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural – edição Dez/2022 (MME, 2022)³⁹.

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 (reservatórios) depletados *onshore* e *offshore*. No ambiente terrestre, 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)⁴⁰. O quarto candidato em terra faz referência ao projeto de estocagem de gás natural aprovado no plano de desenvolvimento do campo de Pilar/AL e vai ao encontro dos mesmos critérios adotados no REATE 2020 para a seleção de potenciais sítios (RAMALHO, 2023)⁴¹. Em mar, foram mantidas as 8 indicações de campos apresentadas na versão anterior deste estudo, que

³⁷ Elaborada em parceria com a equipe de Gás da Superintendência de Petróleo e Gás Natural da EPE.

³⁸ MME/EPE. 2023a. Plano Decenal de Expansão de Energia 2032: Base de dados do Caderno de Gás Natural. Informação interna. Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. Brasília: MME/EPE, 2023.

³⁹ MME. 2022. Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural. Ministério de Minas e Energia. Secretaria de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Brasília: MME, Dez/2022. Disponível em: <<https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/petroleo-gas-natural-e-biocombustiveis/publicacoes-1/boletim-mensal-de-acompanhamento-da-industria-de-gas-natural/anexos/informacoes-complementares-ao-boletim-mensal-de-acompanhamento-da-industria-do-gas-natural.pdf/view>>. Acesso em 16 abr. 2023.

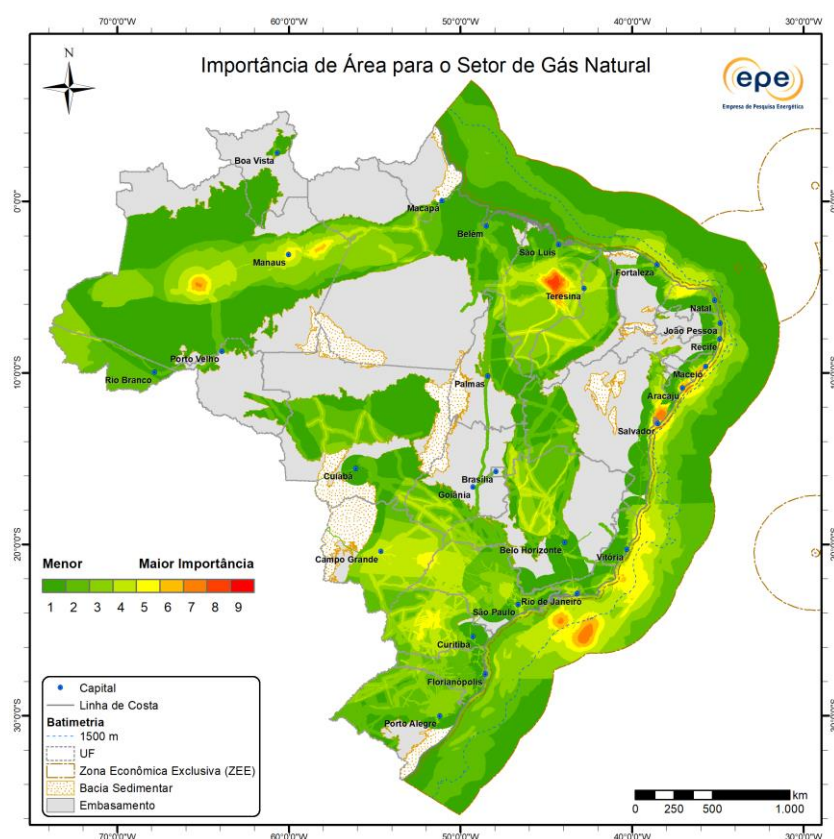
⁴⁰ MME. 2020. Indicação de Áreas para Avaliação da Estocagem Subterrânea de Gás Natural – ESGN. Relatório Técnico do Subcomitê Potencial de Petróleo e Gás *Onshore*, Comitê para Revitalização das Atividades de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural em Áreas Terrestres, REATE 2020. Brasília: 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.

⁴¹ RAMALHO, A. ANP aprova plano de investimento da Origem em Alagoas, com estocagem de gás. EPBR, [S.l.], 14 abr. 2023. Disponível em: <<https://epbr.com.br/anp-aprova-plano-de-investimento-da-origem-em-alagoas-com-estocagem-de-gas/>>. Acesso em 26 jul. 2023.

também consideraram as premissas do REATE 2020 (MME/EPE, 2021)³: Manati/BA, na Bacia de Camamu-Almada; Cação/ES, Congoá/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 os seguintes pesos para cada um dos argumentos: Disponibilidade Existente de Gás Natural nas Bacias Brasileiras = 0,30; Favorabilidade para Gás Natural das Bacias Brasileiras = 0,25; Demanda Existente de Gás Natural = 0,20; Influência das Infraestruturas = 0,20 e Influência das áreas de interesse para ESGN = 0,05.

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



As áreas consideradas de maior relevância para o setor de gás natural foram, tal como no Ciclo 2019-2021, observadas nas bacias das regiões nordeste, norte e sudeste.

Embora as maiores bacias produtoras de Gás Natural no Brasil (Santos e Campos) apareçam com destaque, refletindo a oferta atual, a forte demanda e a robusta infraestrutura existente, a Bacia do Parnaíba foi novamente aquela com maior importância.

Responsável pela quarta maior produção de gás natural e detentora da quarta maior reserva deste fluido no país, a Bacia do Parnaíba possui também uma alta favorabilidade para novas descobertas do fluido e uma forte demanda existente, com uma estabelecida e crescente infraestrutura voltada ao aproveitamento e escoamento da energia gerada (ANP, 2023a,b)^{23, 42}.

Ainda na região norte, chama a atenção a importância elevada da Bacia do Recôncavo, onde 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, e que tornam essa bacia a quinta maior produtora nacional de gás natural - segundo dados de junho de 2023 da ANP (2023b)⁴² -, há uma favorabilidade intermediária a elevada para novas descobertas de hidrocarbonetos e uma infraestrutura consistente, com uma intensa demanda de termelétricas (com

⁴² ANP. 2023b. Boletim da Produção de Petróleo e Gás Natural – Junho 2023. Disponível em < <https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/publicacoes/boletins-anp/boletins/arquivos-bmppgn/2023/boletim-junho-pdf.pdf> >. Acesso em 15 ago. 2023.

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). A presença de candidato à sítio para estocagem de gás natural nos domínios da Bacia do Recôncavo realça, embora em menor escala, a importância da mesma.

Em menor escala, as bacias de Sergipe, Alagoas e SEAL (em sua porção proximal sul) destacam-se no contexto do grupo de bacias nordestinas, ao apresentarem uma importância moderada para o setor de gás natural. Nessa região, à concentração da atividade produtiva do eixo Sergipe-Alagoas-SEAL unem-se as expectativas elevadas para futuras descobertas de hidrocarbonetos. Contribuem também, para o resultado do Ciclo 2021-2023, a presença da termelétrica com o maior valor de demanda considerado neste estudo (UTE Porto Sergipe I), a influência do Terminal de Barra dos Coqueiros, as UPGNs existentes (Atalaia e Alagoas) e previstas (Rota SE-AL), bem como a malha de gasodutos existentes. Nesta versão, contribui para o aumento da importância, na porção alagoana, o efeito da influência do projeto de estocagem de gás natural pretendido junto ao campo de Pilar/AL.

Na região norte, importância elevada para o setor de gás natural é notada na área da Bacia do Solimões, nas proximidades 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 a confluência de uma chance elevada de novas descobertas de hidrocarbonetos com a presença da UPGN de Urucu, o que reforça a importância do desenvolvimento da infraestrutura para a terceira maior reserva de gás natural do país e segunda maior produtora deste fluido, em junho de 2023 (ANP, 2023a,b) ^{23, 42}.

Finalmente, a região sudeste concentra sua maior importância sobre a Bacia de Santos, próximo ao campo de Mexilhão e na porção central do polígono do pré-sal dentro dos domínios desta bacia, 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 em virtude da presença de candidatos a sítios, contribuem para a relevância da porção norte da bacia.

Embora, dentro dos critérios utilizados, a Bacia de Campos tenha uma importância menor do que sua 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 segundo maior volume contemplado na base utilizada), Termomacaé (Mário Lago), Norte Fluminense e Marlim Azul, junto com uma das mais expressivas infraestruturas existentes e planejadas do país, além da proximidade com dois potenciais sítios de ESGN (Moréia e Nordeste de Namorado) podem ser elencadas como razões para a porção mais proximal (mar costeiro) da Bacia de Campos ser considerada interessante.

Apesar das expectativas intermediárias para novas descobertas de gás natural, e de um mercado potencial significativo para uso desse fluido atrelado aos segmentos residencial e industrial, em especial ao de agropecuária, a carência de infraestrutura prejudica, de forma evidente, a importância das bacias situadas nas regiões sul e centro-oeste para o setor de gás natural.

5 ARMAZENAMENTO DE CARBONO NO BRASIL: UMA NOVA FRONTEIRA DE AÇÃO

Cumprindo o papel definido pela Lei nº 10.847, de 15 de março de 2004, a EPE busca, ao apoiar o MME com estudos e pesquisas, orientar sobre as bases necessárias para o desenvolvimento energético sustentável do Brasil (BRASIL, 2004)⁴³. Para isso, é necessária uma visão sistêmica dos fatores que podem influenciar a modernização e apoiar a capacitação de toda a cadeia, suportando a expansão do setor energético nacional, à fim de que possa ser construído, de forma robusta e responsável, o conjunto de procedimentos e ações voltado à realização das políticas imprescindíveis à sustentabilidade do crescimento econômico e social do País. Desse modo, esta versão do Zoneamento introduz no panorama das bacias sedimentares, de forma inovadora, estudos associados ao armazenamento geológico de carbono.

Sabendo que a transição energética é capital para o atendimento dos compromissos internacionais relacionados à mitigação dos impactos das atividades humanas no clima da Terra, a busca pelo entendimento de como o setor de óleo e gás poderá contribuir nesse processo fomenta diversas discussões. Assuntos diretamente relacionados aos estudos de Geologia e Geofísica, tais como gás natural, hidrogênio e armazenamento de carbono, vêm impulsionando pesquisas, atraindo investimentos e promovendo a criação de tecnologias inovadoras que nortearão a adaptação da indústria de hidrocarbonetos no horizonte próximo.

A Captura, Utilização e Armazenamento de Carbono (do inglês, “*Carbon Capture, Utilisation and Storage – CCUS*”) é particularmente uma ferramenta fundamental, pois suporta a retirada em grande quantidade de carbono da atmosfera, seja esse proveniente de atividades passadas, a partir de tecnologia de captura direta do ar (*Direct Air Capture with Carbon Storage – DACCS*), ou atuais, neste caso oriundas dos setores de difícil descarbonização (*hard-to-abate*)⁴⁴. Pensando nos três eixos envolvidos para a atividade de CCUS (captura, utilização e armazenamento), foram selecionados nesse estudo cinco argumentos, de caráter técnico e econômico, com o intuito de indicar, em caráter regional, as perspectivas iniciais de cada área do território brasileiro para o desenvolvimento de projetos. A combinação da perspectiva técnica - atrelada ao nível de conhecimento geológico dos possíveis sítios de estocagem subterrânea - com a econômica - voltada à sinalização de pontos de interesse para investidores, no que tange a captura, transporte e uso - segue a linha metodológica construída em mais de uma década com o estudo do ZNMT.

Dentre as possibilidades mais estudadas de sítios para armazenamento subterrâneo de CO₂ (reservatórios de óleo e gás, de campos ativos ou depletados; formações geológicas contendo água altamente salina; jazidas de carvão não-minerável; folhelhos ricos em matéria orgânica e rochas vulcânicas básicas)⁴⁵, o primeiro argumento da presente abordagem busca identificar aqueles encontrados nas bacias sedimentares brasileiras, em um primeiro momento, com base apenas no potencial qualitativo dos diferentes tipos de reservatórios mapeados sob a ótica de *plays* exploratórios na indústria de óleo e gás, conforme as análises empreendidas no ZNMT. Embora as capacidades volumétricas dos reservatórios de óleo e gás e das formações com águas altamente salinas façam com que essas duas opções sejam, no mundo, aquelas com os projetos mais avançados, a dificuldade de obtenção de informações detalhadas a respeito dos reservatórios altamente salinos, no Brasil, impossibilitou a consideração desse tipo de sítio no esforço empreendido até a presente data (DOE, 2017⁴⁶; EPE, 2023b⁴⁷). Há de se citar ainda que a análise de *plays* realizada no ZNMT contempla todos os reservatórios com características permo-porosas compatíveis para acumulação de óleo e gás, independente de um sistema petrolífero ativo já ter sido comprovado. Não se deve excluir, contudo, a possibilidade de que outros intervalos possam ser incluídos em futuras atualizações.

Uma vez que os reservatórios de óleo e gás possuem características distintas, o argumento dos reservatórios de interesse foi subdividido, sendo considerada sempre como condição essencial a concomitância de rochas selantes sobre o conjunto considerado e a eliminação das áreas dos reservatórios em profundidades inferiores a 800 m⁴⁸

⁴³ BRASIL. 2004. Lei nº 10.847, de 15 de março de 2004. Autoriza a criação da Empresa de Pesquisa Energética – EPE e dá outras providências. Diário Oficial da União, Brasília, 16 de março de 2004. Seção 1, página 01.

⁴⁴ Termo para definir as indústrias em que as alternativas de substituição aos combustíveis fósseis são inviáveis economicamente ou tecnicamente impraticáveis até o conhecimento presente (IEA, 2020).

⁴⁵ Maiores detalhamentos sobre a cadeia de valor da captura e armazenamento de carbono podem ser consultados no material do grupo de estudo publicado em EPE (2023b).

⁴⁶ DEPARTMENT OF ENERGY U.S. (DOE). NATIONAL ENERGY TECHNOLOGY LABORATORY (NETL). 2017. Best Practices: Site Screening, Site Selection, and Site Characterization for Geologic Storage Projects. Disponível em <https://www.netl.doe.gov/sites/default/files/2018-10/BPM-SiteScreening.pdf>. Acesso em 07 mar. 2023.

⁴⁷ EPE. 2023b. Fact Sheet “Captura e Armazenamento de Carbono”. Relatório Executivo. Disponível em https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-764/FS-EPE-DPG-SPG-01_2023-CCS_PT_BR_30ago23.pdf. Acesso em 04 set. 2023.

⁴⁸ A partir de 800 m, o CO₂ atinge o necessário estado supercrítico, não variando muito sua densidade com o aumento da profundidade a partir desse marco (DOE, 2017).

(ETI, 2016⁴⁹; IEA, 2020⁵⁰; KETZER et al., 2016⁵¹). Assim, o primeiro subargumento abordou a priorização com base no tipo de reservatório. Uma vez que os registros de projetos existentes (que consideram características como porosidade, permeabilidade e interações químicas) são majoritariamente em litologias areníticas, essas foram considerados mais favoráveis, em termos de volume acumulado e dispersão da pluma de CO₂ injetada. A menor quantidade de projetos em reservatórios carbonáticos e rochas ígneas fez esses serem classificados, nesta ordem, como de menor relevância (DOE, 2017; FREITAS, 2023⁵²). Embora os selos não tenham sido avaliados individualmente e buscando atribuir pesos diferenciados aos reservatórios com base no seu comprovado potencial, isto é, na capacidade de reterem uma acumulação, foi adicionalmente considerada uma diferenciação com base nos status exploratórios dos *plays*, definidos dentro dos critérios do ZNMT⁵³.

Como as características que definem um bom reservatório para armazenamento de CO₂ possuem intersecções com aquelas utilizadas para avaliar um bom reservatório do ponto de vista da indústria de óleo e gás (ou para acumulação de volumes economicamente viáveis de uma acumulação de hidrocarbonetos), o segundo subargumento, relacionado aos reservatórios de interesse, representa a chance de um reservatório ser encontrado com qualidade e volume suficientes para que haja uma acumulação de hidrocarbonetos. Aqui, o fator de priorização aplicado corresponde a chance de sucesso atribuída diretamente para o fator reservatório de cada *play* identificado no Ciclo 2021-2023 do ZNMT.

Como dados geológicos e geofísicos são essenciais para a redução de custos de atividades consideradas de alto investimento, como ainda são encaradas as relacionadas ao CCUS, especialmente no que tange a avaliação sobre a capacidade de armazenamento, o segundo argumento indica a importância das áreas do território nacional com base na existência de dados de poços e levantamentos de sísmicas 2D e 3D, de acordo com a base técnica divulgada pelo Banco de Dados de Exploração e Produção (BDEP) até março de 2023. Os três tipos de informações foram tratados como subargumentos distintos, sendo as sísmicas 3D tidas como de maior relevância do que os levantamentos 2D e o registro de poços (exploratórios).

Em razão da concentração de CO₂ localmente disponível ser um fator decisivo para o escopo de qualquer projeto, um terceiro argumento foi criado. Para isso, foram utilizados os valores de emissões totais de CO₂, ao nível mais detalhado possível (a saber as informações por Unidade Federativa), encontradas na Plataforma do Sistema de Estimativas de Emissões e Remoções de Gases de Efeito Estufa (SEEG) do Observatório do Clima (SEEG, 2021a)⁵⁴ e ⁵⁵. A fim de representar apenas o impacto das atividades de oferta e demanda de energia⁵⁶, foram selecionados somente os dados dos setores de energia e processos industriais, respectivamente o segundo e terceiro maiores emissores de CO₂ em âmbito nacional; terceira e quartas maiores fontes em termos de gases do efeito estufa (SEEG, 2021a,b)⁵⁴ e ⁵⁷.

Dado que deve haver uma movimentação do CO₂ do ponto de captura até o ponto de estocagem ou utilização, a disponibilidade das infraestruturas de transporte é ilustrada no quarto argumento. Além dos gasodutos, já contemplados na metodologia do IPA de Infraestrutura do ZNMT, foram incluídas informações de instalações

⁴⁹ ENERGY TECHNOLOGIES INSTITUTE (ETI). Reino Unido. 2016. Progressing Development of the UK's Strategic Carbon Dioxide Storage Resource. Abril, 2016. Disponível em: <https://data.ukedc.rl.ac.uk/browse/edc/fossil/co2capture/CCS_SAP/Reports/D16_Publishable_Summary_Report_Final.pdf>. Acesso em 04 out. 2023.

⁵⁰ INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA). 2020. Energy Technology Perspectives 2020. Setembro, 2020. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/energy-technology-perspectives-2020>. Acesso em 07 mar. 2023.

⁵¹ KETZER, O. J. M. M. et al. 2016. Atlas brasileiro de captura e armazenamento geológico de CO₂. Porto Alegre: EDIPUCRS, 2016, 95 p.

⁵² FREITAS, I. A. 2023. Armazenamento de CO₂ em basaltos do Grupo Serra Geral, Bacia do Paraná: estado da arte do conhecimento geológico. 113 p. Trabalho Final de Curso (Graduação) – Faculdade de Geologia, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro/RJ.

⁵³ Em linhas simples, o status exploratório predominante de um *play* expressa a necessidade de redução de incertezas geológicas de caráter regional e é avaliado com base no número de acumulações descobertas, que expressam a existência de um sistema petrolífero ativo, e no significado das mesmas com relação à extensão regional do *play*. No ZNMT, um status estabelecido corresponde a uma situação em que já estejam confirmadas as condições geológicas regionais necessárias e suficientes para existência de acumulações na área do *play* efetivo. Em princípio, *plays* com três ou mais descobertas são classificados como estabelecidos. Imaturo é o status em que presença de um sistema foi confirmada por até duas acumulações de hidrocarboneto e fronteira é a situação em que nenhum tipo de descoberta foi feita no *play*, nem mesmo subcomercial, mas apenas conceitualmente podem ser esperadas condições geológicas regionais para acumulações.

⁵⁴ SEEG. 2021a. Plataforma SEEG. Painel de Dados. Disponível em <https://plataforma.seeg.eco.br/>. Acesso em 23 fev. 2023.

⁵⁵ Há de se citar que os dados estão restritos às porções terrestres.

⁵⁶ Uma das principais razões para desconsiderar os valores de emissões de CO₂ da maior fonte do Brasil, o setor de mudanças de uso da terra e florestas, e do setor agropecuário, é o fato de que há uma miríade de ações específicas que podem e devem ser incorporadas para a redução das emissões nessas atividades, tais como reflorestamento, criação de áreas protegidas, implantação de boas práticas agropecuárias e sistemas de integração, adoção de produtos e processos sustentáveis (SEEG, 2021b).

⁵⁷ SEEG. 2021b. Análise das emissões brasileiras de gases de efeito estufa e suas implicações para as metas climáticas do Brasil (1973-2020). Disponível em https://seeg.eco.br/wp-content/uploads/2023/03/SEEG9_DOC_ANALITICO_2021_FINAL.pdf. Acesso em 05 out. 2023.

portuárias, rodovias e ferrovias⁵⁸, não só por serem esses possíveis modais de transporte, especialmente a curta distância e para pequenos volumes, mas de interesse para o desenvolvimento de complexos (*hubs*) de energia voltados à redução dos custos de um projeto de CCUS (IEA, 2023)⁵⁹. Em relação aos gasodutos pré-existent, ressalta-se a necessidade de avaliação de reaproveitamento ou desenvolvimento de novos materiais para o transporte de CO₂, dada as propriedades distintas desse gás quanto à corrosão e comportamento termodinâmico.

Cabe citar que, no caso dos portos, foram excluídos aqueles cuja utilização é exclusiva para outro fim (Exemplo: turismo). Já para as rodovias foram contabilizadas apenas as rodovias pavimentadas. Em termos de faixas de influência de cada instalação, existente ou prevista (planejada ou em estudo), foram seguidos os valores adotados para o IPA de Infraestrutura, sendo os portos incluídos nas faixas das unidades representadas por pontos (unidades de processamento) e as rodovias e ferrovias incluídas nas menores faixas⁶⁰ do grupo, por se entender que esses dois modais, embora possíveis, são economicamente viáveis apenas para menores volumes e pequenas distâncias.

Finalmente, o quinto argumento procura indicar as regiões de interesse para a implementação de projetos com base na atratividade das áreas para o mercado de créditos de carbono a partir da identificação das principais indústrias emissoras de CO₂ (ou outros gases do efeito estufa - GEE). Um raio de 100 km a partir dessas fontes emissoras foi utilizado como limite para avaliar a influência de cada ponto, acreditando que tal distância é razoável para os custos de transporte envolvidos. Foram considerados representantes de setores como aço, mineração, papel e celulose, petroquímicos e cimenteiras, mapeados pela Superintendência de Estudos Econômicos e Energéticos (SEE) da EPE, além de usinas termelétricas, que usam combustíveis fósseis ou a biomassa, e usinas produtoras de etanol de cana⁶¹.

Seguindo a lógica empregada para os Mapas de Importância Petrolífera de Área (item 2), também inspiração para o mapa específico para o setor de gás natural (item 4), foi utilizada a metodologia da Função de Importância Multiargumentos de Área (FIMA). Dessa forma, o mapa resultante, em escala nacional, da combinação dos cinco argumentos citados anteriormente apresenta a relevância relativa de cada área do território brasileiro, em uma escala em que os tons de cores mais quentes indicam aumento da relevância. Na etapa de ponderação, para a união dos argumentos, os seguintes pesos foram assumidos: Reservatórios de Interesse do setor de óleo e gás = 0,35; Arcabouço de Conhecimento = 0,20; Emissões de CO₂ do setor de energia e processos industriais = 0,15; Infraestruturas de processamento, transporte e distribuição = 0,15 e Indústrias com potencial interesse para o mercado de créditos de carbono = 0,15.

5.1 MAPA DE IMPORTÂNCIA⁶² DE ÁREA PARA O ARMAZENAMENTO DE CARBONO

Dentro dos critérios preliminares selecionados nesta primeira versão, as áreas de maior intersecção de fatores técnicos (estes baseados nas informações do setor de óleo e gás) e econômicos para o desenvolvimento de projetos de armazenamento de carbono aparecem, em terra, na porção nordeste da Bacia do Paraná e no trecho sul da Bacia do São Francisco, além de toda Bacia de Recôncavo e grande parte das bacias de Tucano Sul, Sergipe e Alagoas. A porção terrestre da Bacia Potiguar é outra área a se destacar. Em mar, as áreas mais importantes concentram-se, nas porções centrais das bacias de Santos e Campos (próximo a isóbata de 1.500m), sendo nesta

⁵⁸ Os dados de portos foram obtidos a partir da Agência Nacional de Transportes Aquaviários – ANTAQ (<https://www.gov.br/antag/pt-br/central-de-conteudos/informacoes-geograficas>), enquanto a camada de rodovias (federais e estaduais) é oriunda do Departamento Nacional de Infraestrutura de Transportes - DNIT (<https://servicos.dnit.gov.br/vgeo/>) em março de 2023. A camada de ferrovias, por sua vez, corresponde àquela disponível no mesmo período no site do Ministério de Infraestrutura (<https://www.gov.br/infraestrutura/pt-br/assuntos/dados-de-transportes/bit/bit-mapas>). Os demais dados fazem parte da base de dados atualizada para o Ciclo 2021-2023 do ZNMT, disponível no painel interativo que acompanha o presente documento.

⁵⁹ IEA. 2023. Energy Technology Perspectives 2023. Disponível em: <<https://iea.blob.core.windows.net/assets/a86b480e-2b03-4e25-bae1-da1395e0b620/EnergyTechnologyPerspectives2023.pdf>>. Acesso em 07 mar. 2023.

⁶⁰ Isto é, a partir do centro de cada instalação foi definida uma faixa (*buffer*) de influência principal (máxima), com raio de 2,5 km para instalações portuárias ou 1 km para rodovias e ferrovias existentes (ou em construção). Para os casos previstos e/ou em estudo, o raio aplicado foi de 10 km para portos e 3 km para rodovias e ferrovias. Assim como no caso das linhas de transmissão, rodovias e ferrovias tiveram a faixa de influência principal considerada somente dentro das bacias sedimentares, ao passo que a influência das instalações portuárias foi avaliada tanto dentro como fora das bacias sedimentares. Adicionalmente, para cada ponto além da faixa de influência principal foram criadas oito faixas igualmente intervaladas dentro da distância máxima de 50 km para as instalações portuárias instaladas e 20 km para aquelas previstas; e 24 km para as rodovias e ferrovias existentes e 8 km para as previstas.

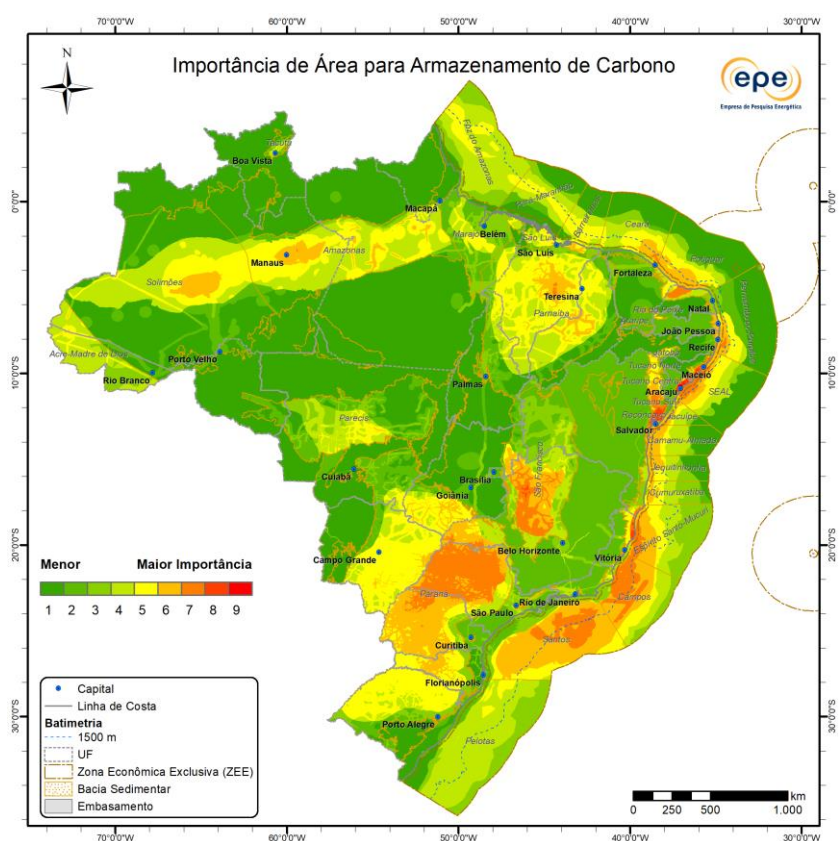
⁶¹ Na presente versão, apenas as usinas produtoras de etanol de cana foram contempladas, em virtude da base de dados considerada. Não se deve excluir, todavia, a relevância da produção de etanol de milho ou etanol de segunda geração (gerado a partir dos subprodutos da produção de etanol e açúcar, tais como palha e bagaço), além do etanol de terceira geração, a partir de outros materiais celulósicos como cavacos de madeira e algas. Futuras atualizações deste trabalho deverão incorporar as mesmas.

⁶² Atentar para o fato que o termo faz referência à função FIMA descrita no item 5. Além disso, cabe mencionar que se trata de uma importância relativa; isto é, diretamente dependente dos fatores pré-selecionados e das informações disponíveis no momento do estudo.

última também estimada uma alta importância em águas rasas, observação esta válida ainda para as bacias do Espírito Santo-Mucuri e SEAL.

As bacias de Alagoas, Campos, Espírito Santo-Mucuri, Paraná, Santos, São Francisco, Recôncavo, SEAL, Sergipe e Tucano Sul possuem em comum a presença de *plays* de reservatórios areníticos com descobertas (ao menos uma) e de elevada expectativa para o acúmulo de fluidos. À exceção das bacias do Paraná, Recôncavo e Tucano Sul, todas contam também com a possibilidade de reservatórios carbonáticos, sendo os reservatórios mais explorados e com maiores chances localizados nas porções já destacadas das bacias de Santos, Campos, Espírito Santo-Mucuri, SEAL, Sergipe e São Francisco. Os reservatórios de interesse para o setor de óleo e gás, em rochas ígneas, reforçaram a importância apenas, neste grupo, nas bacias de Alagoas, Campos, Recôncavo, Santos, Sergipe e SEAL. Todavia, é importante mencionar que, embora não abordadas no critério pré-definido de reservatórios de interesse associados aos *plays* exploratórios de hidrocarbonetos, as ocorrências de rochas vulcânicas básicas para processos de mineralização do CO₂ podem ser relevantes para projetos nas bacias como Paraná e Parnaíba.

O maior nível de conhecimento a partir da densidade de dados de poços exploratórios e levantamentos sísmicos, a concentração de infraestruturas instaladas e em crescimento, a proximidade com as grandes fontes emissoras pontuais (especialmente nas imediações das capitais de cada Unidade Federativa) e com o potencial mercado interessado por créditos de carbono – no que se destacam os setores de aço, petroquímico e papel e celulose, bem como as usinas termelétricas e de etanol - são fatores responsáveis para a maior relevância das áreas citadas e as torna principais candidatas para o estruturamento dos primeiros projetos de CCUS no país.



Na maior parte do território nacional, os fatores existentes até o momento da presente análise, levaram a importâncias relativas baixas a intermediárias para o armazenamento de carbono. No caso da região nordeste, o crescimento da oferta de gás das bacias sedimentares dessa porção do território brasileiro pode ser extremamente atrativo para a promoção do armazenamento de carbono voltado à maior eficiência do funcionamento de UTEs destinadas a garantir a segurança energética em momentos de flutuação de outras fontes. O uso do carbono armazenado voltado à redução das emissões de CO₂ em usinas de etanol, fábricas de aço, indústria de papel e celulose, e especificamente, nas cimenteiras é outro fator de atração.

Cabe destacar que o processo de captura e armazenamento de carbono geológico associado ao CO₂ proveniente da biomassa (Bio-CCS, do inglês “*BioEnergy with Carbon Capture and Storage – BECCS*”), oriunda das indústrias de bioenergia que geram CO₂ em concentrações elevadas (como etanol, biogás e termelétricas a biomassa), pode promover a remoção de CO₂ da atmosfera em um nível em que emissões negativas possam ser alcançadas (EPE, 2023c)⁶³. A potência dos setores agropecuário e sucroenergético, nas regiões sul, centro-oeste e nordeste pode ser um incentivo para que projetos de CCUS sejam ali fomentados. Contudo, é extremamente necessário que mais dados, especialmente de poços, sejam produzidos nas bacias sedimentares dessas porções do território à fim de que se reconheça o verdadeiro potencial para armazenamento do carbono. Outro fator decisivo é a melhoria da infraestrutura de transporte, principalmente nas porções mais interiores do centro-oeste.

É importante salientar que o mapa aqui apresentado é uma representação inicial. É objetivo do grupo de estudo aumentar sua base de dados e compreender melhor os parâmetros que se fazem essenciais para a identificação e estimativa do potencial volumétrico dos sítios de armazenamento adequados. Dentre os tópicos a serem incorporados futuramente na caracterização desses estão a melhor diferenciação das características geológicas dos diferentes tipos de reservatórios (incluindo litologia, porosidade, permeabilidade, salinidade, profundidade, espessura efetiva, pressão de poros, temperatura, dentre outros) e o efeito do empilhamento de múltiplos reservatórios; o mapeamento da capacidade das rochas selantes possíveis, além do resultado da sobreposição de camadas selantes distintas; o mapeamento de falhas e fraturas que possam comprometer a integridade do sítio e o entendimento sobre a influência da tectônica local. A expectativa é que para os reservatórios de óleo e gás o acesso às informações seja mais fácil, sendo o mapeamento das formações com águas altamente salinas, principalmente fora de áreas altamente exploradas pelo setor de óleo e gás, um desafio maior. Há de se destacar, contudo, que esse obstáculo é compartilhado mundialmente (IEA, 2020).

No que tange ao reconhecimento da importância dos outros fatores para a avaliação de caráter econômico da importância das áreas, a avaliação da infraestrutura nacional deve levar em conta questões como quais são os requisitos necessários para a construção de novas instalações ou o aproveitamento das existentes (em termos de pressão de fluxo⁶⁴, integridade e avaliação do tempo de vida restante), sabendo que a adaptação de estruturas existentes, após a confirmação dos pré-requisitos para aproveitamento, tem se mostrado econômica e ambientalmente preferencial, pois é comumente mais barata e contribui para a redução do impacto de descomissionamento (IEA, 2020).

Ainda sobre a perspectiva econômica, é extremamente valioso para a melhor definição das fontes de emissões de CO₂ a obtenção dos dados por município. A distinção da intensidade de carbono das atividades dos principais interessados no mercado de créditos de carbono - especialmente das indústrias classificadas como *hard-to-abate*, como cimenteiras, siderúrgicas e do setor químico (IEA, 2020) - contribuirá, da mesma forma, para o refinamento das indicações das importâncias de área de cada região do Brasil.

⁶³ EPE. 2023c. Fact Sheet “Captura e armazenamento de carbono biogênico: Bio-CCS”. Relatório Executivo. Disponível em <<https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-767/FS-EPE-DPG-SDB-2023-05-BioCCS.pdf>>. Acesso em 06 out. 2023.

⁶⁴ Os dutos existentes normalmente operam a pressões mais baixas, reduzindo a capacidade de transporte de CO₂ em relação àquelas instalações especificamente construídas para esse gás (IEA, 2020).

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 sétima 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 2021 e encerrado no segundo semestre de 2023.

Neste ciclo, 22 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, Recôncavo, Tucano Sul, SEAL, Sergipe, Alagoas, Potiguar, Ceará, Barreirinhas, Pará-Maranhão, Solimões, Amazonas, Parnaíba e Paraná (porção central). Encontram-se também áreas de importância moderada, principalmente nas bacias do São Francisco (parte centro-sul), Acre-Madre de Dios (parte oeste), Pelotas (porção centro-norte), Cumuruxatiba, Jequitinhonha, Camamu-Almada, Jacuípe, Pernambuco-Paraíba e Foz do Amazonas.

Contudo, áreas de bacias com baixas importâncias totais 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 Marajó, Parecis, Tacutu 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.

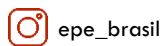
Desse modo, além das áreas que já estão em operação, caracteriza-se a importância petrolífera de diversas outras áreas nas bacias sedimentares brasileiras, e se sustenta a expectativa de ampliação das atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural no país em áreas da União, por meio de novas contratações de empresas de E&P, principalmente através da 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 primários do Banco de Dados de Exploração de Petróleo e Gás Natural da ANP (BDEP), visando ampliar a BIZROG e aperfeiçoar a avaliação quali-quantitativa do potencial de descobertas de hidrocarbonetos nas bacias efetivas. Ressalta-se aqui a importância de aprofundar também a análise das bacias contíguas às bacias brasileiras, em especial no ambiente marítimo;
- 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;
- Avaliar formas de aproveitar o conhecimento adquirido sobre as características geológicas das bacias sedimentares brasileiras com potencial para acumulação de hidrocarbonetos para a adaptação do segmento de óleo e gás no contexto da transição energética. Contribuir para as estratégias de realocação das atividades de energia frente às alternativas necessárias voltadas à mitigação dos efeitos das mudanças climáticas;
- 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



MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA

