

Zoneamento Nacional de Recursos de Óleo e Gás





Ministério de Minas e Energia – MME

Ministro de Estado
Edison Lobão

Secretário Executivo
Márcio Pereira Zimmermann

Chefe de Gabinete do Ministro
José Antonio Corrêa Coimbra

Secretário de Planejamento e Desenvolvimento Energético
Altino Ventura Filho

Secretário de Petróleo, Gás Natural e Combustíveis Renováveis
Marco Antônio Martins Almeida

Secretário de Energia Elétrica
Ildo Wilson Grüdtner

Secretário de Geologia, Mineração e Transformação Mineral
Carlos Nogueira da Costa Júnior

Ministério de Minas e Energia – MME

Esplanada dos Ministérios
Bloco U – 5º andar
70065-900 – Brasília – DF

Tel.: (55 61) 2032 5299
Fax : (55 61) 2032 5067

www.mme.gov.br



Empresa de Pesquisa Energética – EPE

Presidente
Mauricio Tiomno Tolmasquim

Diretor de Estudos Econômico-Energéticos e Ambientais
Amilcar G. Guerreiro

Diretor de Estudos de Energia Elétrica
José Carlos de Miranda Farias

Diretor de Estudos de Petróleo, Gás e Biocombustíveis
Elson Ronaldo Nunes

Diretor de Gestão Corporativa
Álvaro Henrique Matias Pereira

Empresa de Pesquisa Energética – EPE

Sede
SAN – Quadra 1 – Bloco B – Sala 100-A
70041-903 – Brasília – DF

Escritório Central
Av. Rio Branco, 01 – 11º Andar
20090-003 – Rio de Janeiro – RJ
Tel.: (55 21) 3512 3100
Fax : (55 21) 3512 3198

www.epe.gov.br

PARTICIPANTES – MME

Coordenação Geral

Marco Antônio Martins Almeida

Coordenação Executiva

José Botelho Neto

Equipe Técnica

Adriano Gomes de Sousa
Antonio Henrique Godoy Ramos
Clayton de Sousa Pontes
Diogo Santos Baleeiro
Israel Lacerda de Araujo
Joao Batista Simon Flausino
Lauro Doniseti Bogniotti
Renato Lima Figueiredo Sampaio
Valdimara Alves de Oliveira Longo

PARTICIPANTES – EPE

Coordenação Geral

Mauricio Tiomno Tolmasquim

Coordenação Executiva

Elson Ronaldo Nunes

Coordenação Técnica

Giovani Vitória Machado
Reneu Rodrigues da Silva

Equipe Técnica

Adriana Queiroz Ramos
Guilherme Eduardo Zerbinatti Papaterra
Katia Souza d' Almeida
Marcos Frederico F. de Souza
Norival Brisola
Péricles de Abreu Brumati
Regina Freitas Fernandes
Reneu Rodrigues da Silva
Roberta de Albuquerque Cardoso
Ronan Magalhães Ávila
Sergio Martins de Souza
Victor Hugo Trocate da Silva
Viviane Kotani Shimizu

Catálogo na Fonte

Brasil, Ministério de Minas e Energia, Empresa de Pesquisa Energética

Zoneamento Nacional de Recursos de Óleo e Gás. Atualização 2011 / Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética.
Brasília: MME/EPE, 2012

1v.: il.

1. Energia_Brasil. 2. Política Energética_Brasil. 3. Recursos Energéticos_Brasil. 4. Petróleo e Gás Natural.

AGRADECIMENTOS

A elaboração deste estudo do Zoneamento Nacional de Recursos de Óleo e Gás contou com a colaboração da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) efetivada, principalmente, por meio de participação em grupos de trabalho e reuniões, além do provimento de dados e informações, o que permitiu conferir a qualidade necessária a este importante instrumento para o planejamento energético do país. Em particular, os agradecimentos do MME e da EPE à Diretora Geral da ANP Magda Maria de Regina Chambriard e aos geólogos Antenor de Faria Muricy Filho, Eliane Petersohn, Juliana Ribeiro Vieira e Marina Abelha Ferreira.

Sumário

1	INTRODUÇÃO	9
2	METODOLOGIA.....	11
2.1	Metodologia para a Perspectiva Geológica.....	11
2.1.1	Play Efetivo	11
2.1.2	Bacia Efetiva.....	13
2.1.3	Expectativas de Fluidos Predominantes	13
2.2	Metodologia para a Perspectiva Econômica	13
2.2.1	Intensidade Exploratória.....	15
2.2.2	Atividade Exploratória.....	16
2.2.3	Prospectividade.....	16
2.2.4	Evidência Direta de Hidrocarboneto (HC).....	17
2.2.5	Necessidade de Conhecimento das Bacias Sedimentares	18
2.2.6	Infraestrutura de Abastecimento	19
2.2.7	IPA Total.....	19
3	BACIAS SEDIMENTARES BRASILEIRAS	21
3.1	Análise das Bacias Sedimentares.....	24
3.1.1	Bacia do Acre-Madre de Dios	24
3.1.2	Bacia do Amazonas.....	31
3.1.3	Bacia do Araripe	42
3.1.4	Bacia de Barreirinhas.....	49
3.1.5	Bacia de Camamu-Almada.....	65
3.1.6	Bacia de Campos	78
3.1.7	Bacia do Ceará	95
3.1.8	Bacia de Cumuruxatiba	112
3.1.9	Bacia do Espírito Santo-Mucuri.....	125
3.1.10	Bacia da Foz do Amazonas.....	141
3.1.11	Bacia de Jacuípe	153
3.1.12	Bacia de Jatobá.....	163
3.1.13	Bacia de Jequitinhonha	170
3.1.14	Bacia do Marajó.....	180
3.1.15	Bacia do Pará-Maranhão.....	188
3.1.16	Bacia do Paraná	201
3.1.17	Bacia dos Parecis.....	210
3.1.18	Bacia do Parnaíba	218

3.1.19	Bacia de Pelotas.....	229
3.1.20	Bacia de Pernambuco-Paraíba	241
3.1.21	Bacia Potiguar	251
3.1.22	Bacia do Recôncavo	265
3.1.23	Bacia do Rio do Peixe	277
3.1.24	Bacia de Santos	283
3.1.25	Bacia do São Francisco.....	297
3.1.26	Bacia de São Luis-Bragança-Viseu	306
3.1.27	Bacia de Sergipe-Alagoas	314
3.1.28	Bacia do Solimões.....	329
3.1.29	Bacia do Tacutu	338
3.1.30	Bacia de Tucano Central	344
3.1.31	Bacia de Tucano Norte	355
3.1.32	Bacia de Tucano Sul	362
3.2	Superplays	372

4 MAPAS DE IMPORTÂNCIA DAS BACIAS.....379

4.1	Bacias Efetivas Brasileiras	379
4.2	Expectativa de Fluidos Predominantes nas Bacias Brasileiras	381
4.3	Importância Petrolífera das Áreas do Território Brasileiro.....	382
4.3.1	Intensidade Explotatória.....	382
4.3.2	Atividade Exploratória.....	384
4.3.3	Prospectividade.....	385
4.3.4	Evidência Direta de Hidrocarbonetos.....	386
4.3.5	Necessidade de Conhecimento	388
4.3.6	Infraestrutura de Abastecimento	389
4.3.7	IPA Total.....	390

5 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES391

ANEXO A. BASE DE INFORMAÇÕES DO ZONEAMENTO NACIONAL DE RECURSOS DE ÓLEO E GÁS (BIZROG)393

ANEXO B. RECURSOS NÃO CONVENCIONAIS.....399

BIBLIOGRAFIA.....413

1 INTRODUÇÃO

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

O estudo pioneiro foi iniciado pela EPE em Convênio com o MME em fins de 2005 e relatado em 2007 [EPE, 2007; Pontes, 2008]. O presente relatório expressa a primeira atualização publicada daquele estudo, seguindo as mesmas linhas gerais de abordagem. O arcabouço metodológico que sustenta o ZNMT é o mesmo que foi estabelecido no estudo pioneiro de 2007, envolvendo duas perspectivas: geológica e econômica.

Na perspectiva geológica, as bacias sedimentares são abordadas por meio da análise de *plays* exploratórios² (Coburn and Yarus, 2000; Doust, 2010) pela qual é combinado o passado com o futuro das atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural, especialmente em termos de poços pioneiros, possíveis prospectos, acumulações (jazidas) e campos. O resultado da aplicação dessa metodologia gera uma base de informações georreferenciadas que suporta a perspectiva econômica.

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 são combinados por meio de uma função multiargumentos que permite sintetizar a importância relativa das diversas áreas do país.

O Capítulo 2 desse relatório é dedicado à descrição das metodologias utilizadas, sendo dividido em Metodologia para a Perspectiva Geológica (item 2.1) e Metodologia para a Perspectiva Econômica (item 2.2).

O Capítulo 3 aborda as principais informações de E&P, mais particularmente na perspectiva geológica, das bacias sedimentares brasileiras, contidas na BIZROG. Para os *plays* exploratórios são apresentados mapas de chance de descoberta e de expectativa de fluidos, seguidos de tabela com informações sobre os atributos dos *plays*.

O Capítulo 4, que aborda a perspectiva econômica, é dedicado à exposição de mapas consolidados para todo o Brasil, com ênfase nos de argumentos de importância relativa das áreas (IPA), parciais e combinados. Além desses, são apresentados mapas de bacias efetivas segmentadas conforme avaliações de riscos exploratórios e de expectativa de fluidos.

O Capítulo 5 contém as conclusões e indicações de melhoria na continuidade do trabalho voltado para o ZNMT. Esse relatório apresenta ainda, além da bibliografia utilizada, um capítulo de Anexos, contendo: A) descrição da BIZROG, com caracterização dos atributos pertencentes à base de dados; e B) considerações sobre recursos não convencionais 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 31 de julho de 2011.

² Um *play* exploratório é uma parte da bacia sedimentar considerada relativamente homogênea em termos dos controles geológicos para a formação de acumulações de petróleo e gás natural.

2 METODOLOGIA

Neste capítulo são apresentadas as metodologias aplicadas no desenvolvimento deste estudo. São abordadas as duas perspectivas utilizadas: geológica e econômica.

2.1 Metodologia para a Perspectiva Geológica

Para a avaliação geológica das bacias sedimentares brasileiras, utilizou-se o método da análise de *plays* exploratórios. Os conceitos fundamentais envolvidos nessa abordagem são a seguir apresentados, destacando-se *play* efetivo, bacia efetiva e expectativa de fluido predominante.

2.1.1 Play Efetivo

Conceitualmente, o termo *play* efetivo compreende a parte de uma bacia sedimentar que apresenta controles geológicos análogos para a formação e preservação de acumulações de hidrocarbonetos. Também chamado de *play fairway*³, um *play* efetivo é expresso como a área obtida pela superposição das áreas favoráveis de ocorrência dos fatores que representam os controles geológicos⁴.

Nesse estudo, adotou-se uma abordagem metodológica segundo Hood et al. (2000), onde o *play* é o conceito geológico chave, e o Sistema de Informação Geográfica (SIG) é a ferramenta computacional. A Figura 2.1 ilustra esquematicamente a junção espacial dos seguintes componentes individuais do *play*, resultando no mapa de *play* efetivo, também denominado de “*play summary map*”: carga, reservatório e trapa. Tais fatores do *play* efetivo são, assim, definidos:

- **Carga** : considera a geração (quantidade e maturidade da matéria orgânica), os caminhos, a frente de migração e o sincronismo entre a migração de hidrocarbonetos e o reservatório em situação de trapa;
- **Reservatório** : considera a ocorrência de condições geológicas para existência de reservatório com espessura e permoporosidade favoráveis à formação de acumulações;
- **Trapa** : considera a ocorrência de condições geológicas favoráveis para a retenção do petróleo ou gás migrado, a existência e a eficiência de rochas selantes (ou capeadoras) sobrepostas ou laterais ao reservatório, a geometria da interface reservatório - selante e a preservação do hidrocarboneto depois de acumulado até o tempo presente.

Utilizando as técnicas de geoprocessamento⁵, os segmentos de cada um dos fatores de *play* são avaliados qualitativamente quanto à favorabilidade geológica. Classificando-se o *play* conforme seu status exploratório⁶, é atribuído um Grau de Chance (atributo correspondente à “adequacy” definida em Hood et al, 2000) para cada segmento. Ao combinar os graus de chance dos três fatores, conforme o esquema

³ MUDGE; HOLDWAY (2005) e COOPER; FERSTER; CHAMEROY (2006).

⁴ Neste estudo, em algumas bacias, por escassez de dados que permitam delimitar a área favorável de ocorrência de um ou mais fatores geológicos, o mapa de um ou mais *plays* ocupa toda a área sedimentar da bacia.

⁵ O sistema ArcGIS é o *software* padrão de sistema de informações geográficas na EPE. Para todos os mapas elaborados nesse trabalho foi usada a projeção polícônica utilizada oficialmente pelo IBGE nos mapas de escala de país.

⁶ De acordo com EPE (2007), o *status exploratório predominante de um play* expressa a necessidade de redução de incertezas geológicas de caráter regional. Tal necessidade é avaliada com base no número de descobertas comerciais e no significado das mesmas com relação à extensão regional do *play*. Assim, os *plays* exploratórios são classificados conforme seu status, em: estabelecido – situação em que se acredita que já estejam confirmadas as condições geológicas regionais necessárias e suficientes para a existência de vários campos na área do *play* efetivo. De modo geral, *plays* com pelo menos uma descoberta comercial foram considerados estabelecidos. Porém, para *plays* relativamente grandes em expressão geográfica, mais do que três descobertas comerciais foram admitidas para considerá-los estabelecidos; *imaturado* – situação em que já foi confirmada a existência de acumulação de hidrocarboneto no *play*, por meio de descobertas subcomerciais ou raras comerciais (até três), no caso de *play* com área relativamente grande, mas ainda com significativa incerteza exploratória quanto à extensão regional das condições geológicas para existência de vários campos no *play*; *fronteira* – situação em que nenhum tipo de descoberta foi feita no *play*, nem mesmo subcomercial, mas apenas conceitualmente podem ser esperadas condições geológicas regionais para descobertas.

mostrado na Figura 2.1, avalia-se a Chance do *Play*, que é uma medida probabilística de sucesso exploratório em escala de *play*. O complemento desta chance é chamado de risco de *play*.

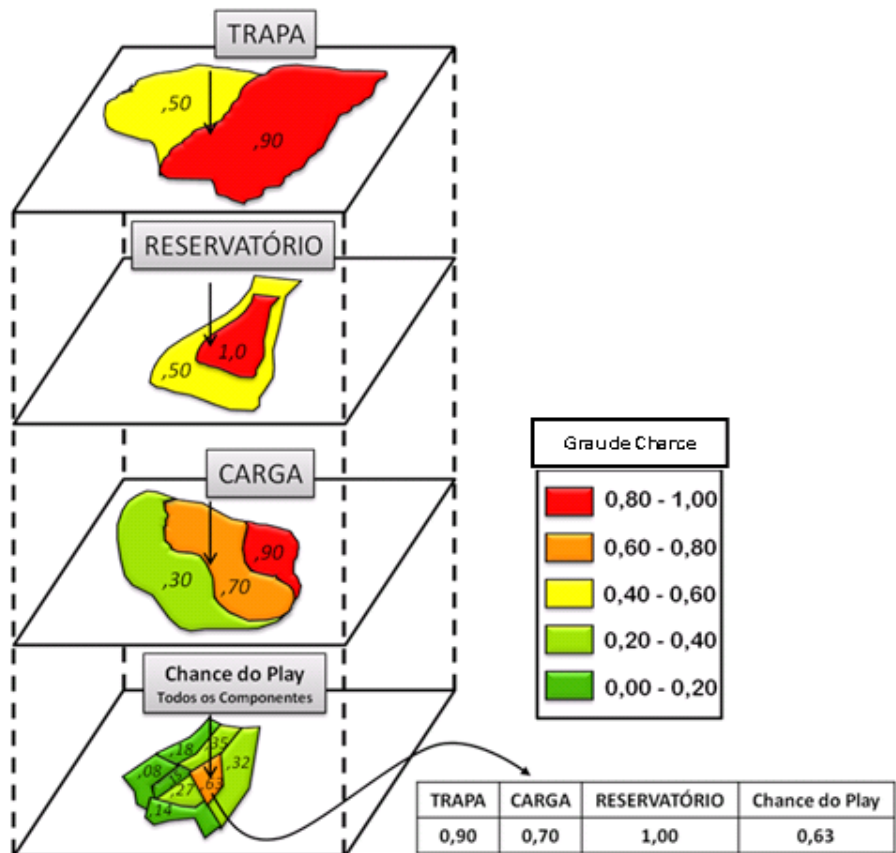


Figura 2.1 - Junção espacial dos mapas de cada componente do *play* efetivo.
(Modificado de Doust (2010), Hood, et al (2000) com base em EPE (2007)).

Conforme a segmentação de cada um dos fatores de *play*, a combinação dos três mapas resulta no mapa de *play* efetivo segmentado em *subplays*. Cada *subplay* corresponde a uma área cujos fatores geológicos podem ser interpretados como análogos e, portanto, com equivalente chance exploratória⁷. Tal chance é avaliada pela probabilidade conjunta de sucesso para os fatores reservatório, carga e trapa, assim, expressando quantitativamente a expectativa geológica da existência de acumulações de petróleo ou gás natural. Embora rigorosas avaliações econômicas não sejam o escopo deste estudo, está implícita neste Grau de Chance a expectativa de que as acumulações por descobrir sejam de tamanho minimamente econômico.

⁷ *Subplay* significa o que também é chamado, em COOPER; FERSTER e CHAMEROY (2006), por exemplo, de “common risk segment”.

2.1.2 Bacia Efetiva

Bacia efetiva é a parte da bacia sedimentar com chances para a existência de acumulações de petróleo ou de gás natural. Fora dela, considera-se que a prospectividade da área sedimentar é praticamente nula, conforme o conhecimento vigente na época da avaliação. Adotaram-se duas formas de representação em mapa: geográfica e probabilística.

A representação geográfica consiste na união das áreas dos *plays* exploratórios da bacia sem qualquer segmentação interna, para evidenciar o contraste com a parte da bacia sedimentar sem expectativa de acumulações de hidrocarbonetos.

Na representação probabilística, para evidenciar a diversidade de expectativas quanto à existência de acumulações, a bacia efetiva é segmentada conforme a superposição dos *subplays* que a compõem, sendo que para cada segmento é atribuída uma chance em nível de bacia. Admitindo-se independência geológica entre os *plays*, a chance de existência de condições favoráveis para acumulações, em nível regional de bacia, pode ser expressa pela seguinte função⁸, para cada segmento:

$$Chance_{BEfetiva} = 1 - \left[(1 - Chance_{subplay_1}) (1 - Chance_{subplay_2}) \dots (1 - Chance_{subplay_N}) \right]$$

2.1.3 Expectativas de Fluidos Predominantes

Considerando-se as chances regionais para a existência de acumulações de hidrocarbonetos por descobrir em cada *play* efetivo, bem como as chances condicionais para gás natural não associado, tal *play* foi segmentado em polígonos de chances equivalentes para petróleo, gás não associado e petróleo e gás não associado. A classificação do hidrocarboneto em função da chance de gás não associado é dada pelas relações apresentadas na Tabela 2.1. A qualidade do petróleo é avaliada em termos probabilísticos, como leve, mediano ou pesado.

Tabela 2.1 - Fluido predominante esperado nos subplays em função da chance de gás não associado	
Chance de Gás Não Associado	Fluido Predominante Esperado
< 1/3	Petróleo
1/3 < x < 2/3	Petróleo e gás
> 2/3	Gás

Para o mapeamento das expectativas de fluidos predominantes no âmbito da bacia efetiva, combinam-se as expectativas de fluidos esperados em cada *subplay*, conforme abordagem acima.

2.2 Metodologia para a Perspectiva Econômica

Neste item estão descritas as abordagens utilizadas para representar a importância econômica de áreas do território nacional para o setor produtivo de petróleo e gás natural. 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. O mapa síntese resultante da combinação desses argumentos é denominado mapa de Importância Petrolífera de Área Total (IPA Total).

⁸ A função de chance da bacia efetiva corresponde ao complemento da chance conjunta de insucesso dos *plays* componentes. CCOP (2000) aborda com detalhes os diversos aspectos envolvidos na avaliação de risco exploratório.

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. O termo argumento é empregado genericamente neste estudo com o significado de atributo ou critério. Desta forma, uma função multiargumentos pode ser considerada tanto uma função multiatributos, quanto multicriterial⁹. Para distinguir dos atributos da BIZROG, abordada no Anexo A, chamamos os componentes da FIMA de argumentos.

Assim, a importância petrolífera de uma determinada área equivale à aplicação em tal área da função de importância multiargumento definida da seguinte forma:

$$IPA = FIMA(AREA)$$

Os seis argumentos de importância representados em mapa são: 1) Intensidade Exploratória¹⁰; 2) Atividade Exploratória¹¹; 3) Prospectividade¹²; 4) Evidência Direta de Hidrocarbonetos¹³; 5) Necessidade de Conhecimento¹⁴; e 6) Infraestrutura de Abastecimento¹⁵.

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 de petróleo e gás (Tabela 2.2). As informações que suportam os argumentos estão contidas na BIZROG (Anexo A).

No caso de alguns argumentos, foram utilizados subargumentos para compor o argumento final e, nesses casos, também foi aplicada a metodologia da 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 realçada importância relativa.

Tabela 2.2 - Áreas e argumentos de importância	
Característica predominante de área	Argumentos
Recursos descobertos	Intensidade Exploratória
	Atividade Exploratória
Recursos não descobertos	Prospectividade
	Evidência Direta de HC
	Necessidade de Conhecimento
Infraestrutura de abastecimento	Infraestrutura de Abastecimento

Na aplicação da metodologia da FIMA, há três etapas até a obtenção dos mapas de IPA, em ordem crescente de subjetividade e, portanto, de dependência de avaliação em grupo para maior representatividade:

- **Mensuração:** Cada argumento possui um contexto e uma medida representativa
- **Padronização:** Todos os argumentos possuem a mesma base de medida, de modo a permitir operações entre eles. O conceito que suporta essa padronização é o da importância relativa de uma área para o setor produtivo de petróleo e gás natural. A escala de medida estabelecida como padrão foi a de números inteiros, variando de 1 a 9, sendo o valor 1 indicativo de áreas com importância relativa menor e o valor 9 de áreas com a maior importância para o setor.

⁹ Uma função multiatributos ou multivariada é aquela função que relaciona uma variável dependente com vários atributos ou variáveis independentes. Uma função multicriterial é aquela que possui mais de uma variável dependente ou critério de decisão.

¹⁰ Envolve a localização dos recursos descobertos (reservas e contingentes); tratado no item 2.2.1.

¹¹ Envolve a localização dos blocos exploratórios; tratado no item 2.2.2.

¹² Envolve a percepção de riscos exploratórios para novas descobertas; tratado no item 2.2.3.

¹³ Envolve a localização da presença confirmada de petróleo ou gás natural; tratado no item 2.2.4.

¹⁴ Envolve a carência de informações exploratórias nas bacias sedimentares; tratado no item 2.2.5.

¹⁵ Envolve a localização de instalações para escoamento e processamento de petróleo e gás natural; tratado no item 2.2.6.

- **Ponderação:** Com os argumentos padronizados, a última etapa para a obtenção do mapa de IPA Total consiste no estabelecimento dos pesos relativos para cada argumento, de modo a satisfazer a seguinte expressão da FIMA, aplicada a uma área elementar componente de qualquer área do território nacional:

$$IPA(xy) = \sum_{i=1}^6 A_i(xy) * P_i, \text{ onde:}$$

- xy : área elementar de aplicação, correspondente a um *pixel* de 1 km²;
- $A_i(xy)$: valor padronizado do *i-ésimo* argumento em xy ;
- P_i : peso relativo do *i-ésimo* argumento, tal que $\sum_{i=1}^6 P_i = 1,0$.

2.2.1 Intensidade Explotatória

O argumento *Intensidade Explotatória* é composto por dois subargumentos que são combinados pela função FIMA.

O primeiro subargumento da *Intensidade Explotatória* 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 outro subargumento tratado na definição da *Intensidade Explotatória* está vinculado à *dimensão volumétrica* dos recursos descobertos de petróleo e gás das bacias sedimentares. Nesse caso, quanto maior o volume descoberto em uma bacia, maior a sua importância.

Assim, para conjugar esses dois subargumentos espacial e volumétrico, foram estabelecidas as seguintes abordagens para as etapas de mensuração, padronização e ponderação.

Para o subargumento espacial (1):

- **Mensuração (1):** Para todo o ponto (xy) de uma bacia sedimentar, mede-se a distância (km) ao lado do polígono da descoberta (área em avaliação ou campo) de petróleo ou gás natural mais próxima na bacia. Para obter-se uma medida relativa, divide-se esta distância atribuída ao ponto (xy) pela raiz quadrada da área da bacia.
- A medida de distância relativa utilizada neste e em outros argumentos visa facilitar a comparação das distâncias, de forma padronizada, em bacias de características dimensionais muito distintas. Uma mesma distância absoluta pode ser considerada tanto curta, para uma bacia de grandes dimensões, como longa, para bacias de tamanho reduzido.
- **Padronização (1):** O conjunto de medidas de distâncias relativas de todas as bacias foi classificado em oito classes (1 a 8), ficando as menores distâncias nas classes dos maiores valores. Tal classificação foi aplicada para cada bacia, sendo a importância de valor 9 atribuída aos polígonos com descobertas (em avaliação ou campo).

Para o subargumento volumétrico (2):

- **Mensuração (2):** Consideram-se os volumes de Recursos Descobertos (RD) em cada uma das bacias sedimentares, com base nas informações e definições utilizadas para elaboração de planos de energia do MME.
- **Padronização (2):** Os volumes de RD agregados por bacia sedimentar foram tabulados, ordenados e classificados de 1 a 9, conforme a Tabela 2.3.

Tabela 2.3 - Classificação do volume de Recursos Descobertos (RD) por bacia	
Volume (MM boe)	Classe
0 – 100	1
100 – 500	2
500 – 3.000	3
3.000 – 7.000	4
7.000 – 11.000	5
11.000 – 15.000	6
15.000 – 20.000	7
20.000 – 25.000	8
25.000 – 30.000	9

- **Ponderação:** Para a composição do mapa de IPA de *Intensidade Exploratória*, utilizou-se o peso de 0,50 (50%) para cada um dos dois subargumentos abordados acima (1 e 2).

2.2.2 Atividade Exploratória

Atividade Exploratória é o 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 exploratórios¹⁶ 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. Para a composição do IPA deste argumento adotou-se:

- **Mensuração:** Para todo o ponto (xy) de uma bacia sedimentar, mede-se a distância (km) ao lado do polígono de bloco exploratório mais próximo na bacia. Para obter-se uma medida relativa, divide-se esta distância pela raiz quadrada da área da bacia. A motivação para esse procedimento já foi explicada anteriormente (item 2.2.1).
- **Padronização:** O conjunto de medidas de distâncias relativas de todas as bacias foi classificado em oito classes (1 a 8), ficando as menores distâncias nas classes dos maiores valores. Tal classificação foi aplicada para cada bacia, sendo a importância de valor 9 atribuída aos polígonos de blocos em atividade.

2.2.3 Prospectividade

O argumento de *Prospectividade* refere-se ao potencial petrolífero das áreas de uma bacia sedimentar e é representado, neste estudo, pela componente de 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.

¹⁶ Foram considerados os blocos exploratórios sob contrato até a data de referência deste estudo.

- **Mensuração:** Como representante do argumento de *Prospectividade*, a chance de sucesso exploratório de uma área para perfuração de poços pioneiros visando descobertas comerciais pode ser avaliada pela seguinte fórmula, que combina as escalas regional (*play*) e local (*prospecto*) na avaliação de risco:

$$Prospectividade = Chance_{BEfetiva} \times PCS$$

A chance de bacia efetiva (BEfetiva), que responde pela escala regional, é avaliada para cada segmento obtido pela intersecção de plays, conforme abordado no item 2.1.2.

A chance na escala local é avaliada sob a hipótese de que, em escala regional, todas as condições geológicas são satisfeitas por meio de uma Probabilidade Condicional de Sucesso (PCS). Nas bacias produtoras, um índice de sucesso exploratório obtido de histórico recente¹⁷, foi utilizado para estimar essa probabilidade. Para as bacias não produtoras, PCS foi estimada por analogia geológica com as bacias produtoras, transferindo-se delas os índices de sucesso mais conservadores, para minimizar a possibilidade de inconsistências entre bacias nos mapas de Prospectividade.

- **Padronização:** O intervalo de valores encontrados para a *Prospectividade*, calculada conforme descrito acima, foi classificado de 1 a 9, sendo os maiores valores de *Prospectividade* atribuídos às classes mais altas.

2.2.4 Evidência Direta de Hidrocarboneto (HC)

O argumento de *Evidência Direta de Hidrocarboneto* representa a ideia de que áreas fora de campos de petróleo ou gás natural, 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.

Essas evidências diretas da presença de hidrocarbonetos foram classificadas em dois grupos distintos: 1) evidências em poços perfurados e 2) evidências de exsudações (*seeps*) ou de resultados positivos de análise geoquímica de superfície¹⁸, indicando presença de HC de origem termogênica. Vale ressaltar, no entanto, que um poço seco sem indícios não necessariamente condena toda a coluna estratigráfica ou sua vizinhança.

- **Mensuração:** A influência das evidências de hidrocarbonetos se estende por toda a área da bacia sedimentar. Para todo o ponto (xy) mede-se a distância (km) ao poço, fora de campo¹⁹, mais próximo da mesma bacia, cujo resultado tenha indícios ou confirmação de presença de hidrocarbonetos. De forma similar, para todo ponto (xy) mede-se a distância (km) à exsudação mais próxima da mesma bacia, ou ao ponto com resultado de geoquímica positivo.

Considerou-se que a influência dos resultados dos poços é maior do que a das exsudações ou aos resultados de geoquímica de superfície. Por isso, optou-se por utilizar ponderadores para a distância calculada, no sentido de representar a diminuição da influência dessas evidências com relação às evidências dos poços²⁰. Para obter-se uma medida relativa, divide-se a distância atribuída ao ponto (xy) pela raiz quadrada da área da bacia. A motivação para esse procedimento foi explicada anteriormente (item 2.2.1).

- **Padronização:** O conjunto de medidas de distâncias relativas de todas as bacias foi classificado em nove classes (1 a 9), ficando as menores distâncias nas classes dos maiores valores. Tal classificação foi aplicada para cada bacia.

¹⁷ Como histórico recente, consideraram-se como sucesso os poços descobridores e produtores comerciais no último terço da série de poços exploratórios (objetivos pioneiros, adjacentes, jazida mais rasa e mais profunda) perfurados em cada bacia produtora.

¹⁸ Estão incluídas neste argumento as informações das tabelas de exsudações de hidrocarbonetos disponíveis na presente versão da *BIZROG-E&P*, para as Bacias de Pelotas e Parecis, bem como resultados de análises geoquímicas para as Bacias de Sergipe-Alagoas, Pernambuco-Paraíba, Potiguar, Parnaíba e Acre-Madre de Dios.

¹⁹ Admite-se que as evidências de HC nos poços dentro de polígono de campo foram confirmadas pelas descobertas que caracterizam o campo.

²⁰ Nas bacias onde não há evidências de poços, utiliza-se um ponderador que amplifica a distância em quatro vezes. Nas bacias em que existe a influência tanto de poços, como de exsudações ou resultado positivo de geoquímica de superfície, amplifica-se em nove vezes a distância para essas evidências (não de poços); nesse caso, depois de comparadas a distância ao poço com a distância amplificada ao "não poço", atribui-se ao ponto (xy) a distância calculada que corresponde a menor da comparação.

2.2.5 Necessidade de Conhecimento das Bacias Sedimentares

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 chamado de *Necessidade de Conhecimento*, no sentido de indicar a necessidade de aquisição, processamento e interpretação adicional de dados. Neste caso, também foram considerados dois subargumentos para obtenção do mapa de IPA, combinados por meio da metodologia da FIMA: 1) estágio exploratório dos *plays* analisados na bacia e 2) disponibilidade de dados sobre a bacia.

Conforme o subargumento do *status exploratório* atual dos *plays* (fronteira, imaturo ou estabelecido) que compõem a bacia efetiva, quanto maior a incerteza geológica, maior a necessidade de aquisição, processamento e interpretação exploratória em nível regional de bacia, de sistema petrolífero, de *play* ou *subplay*, para eliminação das dúvidas geológicas.

Conforme o subargumento da *disponibilidade de dados*, quanto menor o acervo de dados geológicos e geofísicos já levantados numa bacia sedimentar, maior a necessidade de conhecimento. Os dados considerados são a área dos levantamentos gravimétricos, magnetométricos e eletromagnéticos, a quilometragem de linhas sísmicas 2D, a área de levantamentos sísmicos 3D, além do número de poços exploratórios²¹.

Desta forma, o argumento de *Necessidade de Conhecimento* é resultado da integração dos dois subargumentos citados.

Para a mensuração e padronização do primeiro subargumento, o status exploratório dos *plays*, atribuiu-se valor (1 a 9) segundo a chance e o estágio do *play*, conforme a Tabela 2.4, em cada segmento de bacia efetiva e para cada *play* efetivo interceptado. O valor final para o segmento é a média dos valores atribuídos aos *plays*.

Tabela 2.4 - Atribuição de valores de conhecimento para os <i>plays</i>			
<i>Status do play</i>	Chance do <i>play</i> ==> valor atribuído		
fronteira	> 50% ==> 7	30% a 50% ==> 8	< 30% ==> 9
imaturo	> 70% ==> 4	40% a 70% ==> 5	< 40% ==> 6
estabelecido	> 80% ==> 1	60% a 80% ==> 2	< 60% ==> 3

Para a mensuração e padronização do segundo subargumento, da *disponibilidade de dados*, utilizaram-se os tipos e quantidades de dados disponíveis no Banco de Dados de Exploração e Produção (BDEP), o banco de dados das bacias sedimentares, administrado pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). Conforme a Tabela 2.5, para cada tipo de informação foi feito um levantamento de densidade em cada uma das bacias. As densidades foram divididas pela maior densidade encontrada. Sendo assim, os valores encontrados variaram de 0 a 1, sendo que a bacia com maior densidade de dados recebeu a nota 1 e a bacia sem dados levantados recebeu a nota 0. Foram atribuídos pesos diferenciados (Tabela 2.5) para cada tipo de dado com os quais foi obtida uma classificação das bacias, de acordo com diferentes níveis de densidade de dados distribuídos na escala de 1 a 9, conforme a padronização dos demais argumentos de IPA.

Na composição final do argumento *Necessidade de Conhecimento* nas áreas externas às bacias efetivas foi considerado apenas o subargumento da *disponibilidade de dados*. Nas áreas de bacia efetiva aplicou-se a metodologia da FIMA, com o peso de 0,5 (50%) para cada um dos dois subargumentos considerados.

Tabela 2.5 - Tipos de dados e pesos das densidades	
Tipo de dado	Peso
Área de levantamentos gravimétricos	Peso 1
Área de levantamento magnetométricos	Peso 1
Área de levantamentos eletromagnéticos	Peso 1
Quilometragem de linhas sísmicas 2D	Peso 2
Área de levantamentos sísmicos 3D	Peso 2
Número de poços exploratórios	Exponencial

²¹ Este subargumento (disponibilidade de dados) foi desenvolvido pela ANP, no âmbito do Grupo de Trabalho com a EPE e MME/SPG/DEPG, em março de 2012.

2.2.6 Infraestrutura de Abastecimento

O argumento da *Infraestrutura de Abastecimento* representa a importância operacional e econômica atribuída às áreas mais próximas de dutos ou instalações do segmento de *downstream*, em comparação com aquelas mais longínquas, considerando-se inclusive os planejados 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.

Na elaboração do mapa de importância desse argumento, as instalações de infraestrutura foram divididas em dois grupos: dutos e unidades de processamento. Ambos foram classificados em existente/construção ou planejados. Assim, foram considerados quatro subgrupos que diferem na abordagem de *Mensuração e Padronização* descrita a seguir.

- Mensuração:** A partir do centro de cada instalação de infraestrutura foi definida uma faixa (*buffer*) de influência principal (máxima), cujo raio depende do *status* da instalação: 2,5 km para infraestrutura existente/construção e 10 km para planejada.²² Essa faixa de influência principal foi considerada tanto dentro como fora da área das bacias sedimentares. Adicionalmente, para cada ponto (xy) de uma bacia sedimentar, mediu-se a distância (km) à faixa de influência principal da instalação de infraestrutura de abastecimento mais próxima, mesmo que esta esteja fora da bacia. Nesse caso, é conveniente manter a distância absoluta como medida do argumento, uma vez que ela preserva melhor os aspectos econômicos de projetos de E&P, especialmente aqueles localizados em terra. Entretanto, tal medida foi limitada a valores que variam conforme o subgrupo da instalação, por ser considerado que além dessas distâncias, já não valeria o argumento de importância de infraestrutura.
- Padronização:** O intervalo de distâncias absolutas dentro das bacias sedimentares para cada subgrupo foi estabelecido como sendo: dutos existentes/construção, 250 km; dutos planejados, 100 km; unidades de processamento existentes/construção, 50 km; e unidades de processamento planejadas, 20 km²³. Estes intervalos foram classificados de 1 a 8, ficando as menores distâncias nas classes dos maiores valores. A importância de valor 9 foi atribuída à faixa de influência principal (*buffer* de 2,5 km para instalações existentes/construção e de 10 km para aquelas planejadas). Fora de bacia sedimentar, somente a classe de valor 9 foi atribuída à faixa de influência principal.

A composição final do IPA desse argumento considerou, após a padronização, o valor máximo atribuído a cada ponto (xy) dentro das bacias sedimentares, dentre os quatro valores possíveis (quatro subgrupos).

2.2.7 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. Para esse efeito, com base nas preferências e discussões do grupo envolvido no estudo, foram atribuídos os seguintes pesos para cada um dos argumentos conforme mostrado na Tabela 2.6.

Tabela 2.6 - Distribuição de pesos dos argumentos para IPA Total	
Intensidade Explotatória	0,35
Atividade Exploratória	0,20
Prospectividade	0,20
Evidência direta de HC	0,15
Necessidade de Conhecimento	0,05
Infraestrutura de Abastecimento	0,05

²² Instalações ainda em fase de planejamento podem ter localização alterada na fase de execução, razão de se estabelecer maior faixa de influência principal (máxima).

²³ Tais intervalos são escolhidos de modo a representar a percepção dos limites da zona de influência das instalações. No caso dos dutos existentes/construção considerou-se a maior distância no país de um campo (reserva) até o duto mais próximo.

3 BACIAS SEDIMENTARES BRASILEIRAS

O enfoque deste capítulo é a apresentação das principais informações geológicas e de E&P das bacias sedimentares brasileiras, que constituem a base de informações²⁴ deste estudo.

A lista de todas as (67) bacias sedimentares brasileiras²⁵ qualificadas em terrestres (52) e marítimas (15), bem como sua área sedimentar, área efetiva (área da bacia que apresenta interesse para a exploração e produção de hidrocarbonetos) e maturidade exploratória²⁶ estão apresentados na Tabela 3.1. As bacias consideradas sem interesse (“SI” na Tabela 3.1) para a exploração e produção de petróleo e gás natural, à luz dos conhecimentos atuais de geologia do petróleo, são todas terrestres, totalizando quatro bacias.

A maior parte das bacias sedimentares com interesse para E&P foram estudadas segundo uma abordagem de *plays* efetivos, por meio da qual são caracterizadas áreas geologicamente análogas para a formação e preservação de acumulações²⁷.

Na primeira parte deste capítulo, é apresentada uma síntese de cada bacia (em ordem alfabética), com detalhamento dos *plays* identificados. São indicadas em tabelas e mapas as seguintes informações:

- **Síntese da bacia:**

- Informações geológicas relevantes: situação geográfica (terra e/ou mar); áreas sedimentar e efetiva; maturidade exploratória; sistema petrolífero principal; nomes dos *plays* exploratórios e seus respectivos reservatórios principais e os tipos de recursos não convencionais²⁸, caso ocorram na bacia;
- Mapa da bacia efetiva – abordagem de representação geográfica;
- Carta estratigráfica, com identificação dos *plays* exploratórios e gerador do principal sistema petrolífero;
- Seção geológica, com a identificação dos *plays* exploratórios e gerador do principal sistema petrolífero;
- Mapa e tabela das principais atividades relacionadas à exploração e produção do setor de petróleo e gás natural, abrangendo: poços exploratórios (poços pioneiros, profundidade máxima perfurada, maior lâmina d’água e índice de sucesso geológico dos poços pioneiros perfurados); campos (classificados quanto ao tipo de fluido predominante: petróleo, gás natural não associado, ou ambos); primeira e última descoberta comercial na bacia²⁹; e a produção acumulada por tipo de fluido;
- Mapas da infraestrutura de abastecimento, com informação de refinarias, terminais, Unidades de Processamento de Gás Natural (UPGNs) e dutos com importância para a bacia.

- **Análise da bacia segundo os *plays* exploratórios identificados. Para cada *play* efetivo são apresentados:**

- Tabela síntese dos *plays* com nome, *status* exploratório e indicação do *superplay* ao qual pertence;
- Mapa da bacia efetiva – abordagem de representação probabilística: apresentação da bacia efetiva segmentada em função de menor a maior chance de descoberta de hidrocarbonetos;
- Mapa dos *plays* efetivos segmentados em *subplays* com suas respectivas chances de descobertas de hidrocarbonetos;

²⁴ BIZROG – ver Anexo A.

²⁵ A lista e a localização geográfica das bacias sedimentares estão em conformidade com a ANP (portal da Agência e do BDEP). Entretanto, para este estudo, as bacias do Espírito Santo e Mucuri, assim como Camamu e Almada, foram consideradas como uma única bacia, segmentadas apenas em terra e mar. O mesmo ocorre com as bacias do Acre e Madre de Dios, também consideradas como uma única bacia terrestre. A bacia do Recôncavo foi considerada toda como terrestre.

²⁶ A classificação das bacias sedimentares em função da maturidade exploratória é definida no Art. 2º da Resolução CNPE nº 2, de 25 de junho de 2007, em: nova fronteira, madura e de elevado potencial.

²⁷ A escassez de informações e conhecimento limitou o conjunto de bacias que não foram analisadas em termos de *plays* exploratórios neste estudo.

²⁸ O Anexo B aborda o tema dos Recursos Não Convencionais no Brasil.

²⁹ A data de uma descoberta comercial se refere à data de conclusão do poço descobridor.

d. Tabela de atributos dos *plays* com informações de carga³⁰, reservatório e trapa;

e. Mapa de tipo de fluido predominante esperado: petróleo, gás natural (não associado), e petróleo e gás (não associado).

A segunda parte deste capítulo trata da 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*.

Tabela 3.1 - Bacias sedimentares brasileiras

Situação Geográfica	Nome da Bacia	Área Sedimentar (km²)	Área Efetiva (km²)	Maturidade Exploratória
terra	Acre-Madre de Dios	155.097	155.097	Nova Fronteira
terra	Afogados de Ingazeira*	296	*	Nova Fronteira
terra	Alagoas	8.090	5.509	Madura
terra	Alto Tapajós*	85.058	*	Nova Fronteira
terra	Amazonas	624.343	369.717	Nova Fronteira
terra	Araripe	11.418	11.418	Nova Fronteira
terra	Bananal*	104.009	SI	-
mar	Barreirinhas	91.561	49.942	Nova Fronteira
terra	Barreirinhas	10.248	7.456	Nova Fronteira
terra	Betânia*	270	*	Nova Fronteira
terra	Bom Nome*	19	*	Nova Fronteira
mar	Camamu-Almada	87.586	19.112	Nova Fronteira
terra	Camamu-Almada*	2.150	*	Nova Fronteira
mar	Campos	172.987	94.415	Elevado Potencial
terra	Campos*	5.780	*	Nova Fronteira
terra	Ceará*	10.778	*	Nova Fronteira
mar	Ceará	164.588	34.547	Nova Fronteira
terra	Cedro*	486	*	Nova Fronteira
mar	Cumuruxatiba	63.505	17.080	Nova Fronteira
terra	Cumuruxatiba	9.277	273	Nova Fronteira
terra	Curitiba*	740	*	Nova Fronteira
mar	Espírito Santo-Mucuri	183.499	61.555	Elevado Potencial
terra	Espírito Santo-Mucuri	17.496	5.204	Madura
mar	Foz do Amazonas	284.768	174.322	Nova Fronteira
terra	Foz do Amazonas*	29.515	*	Nova Fronteira
terra	Icó*	192	*	Nova Fronteira
terra	Iguatu*	887	*	Nova Fronteira
terra	Irecê*	32.177	SI	-
terra	Itaboraí*	408	*	Nova Fronteira
mar	Jacuípe	29.142	8.497	Nova Fronteira
terra	Jatobá	6.703	6.703	Nova Fronteira
mar	Jequitinhonha	64.778	16.669	Nova Fronteira
terra	Jequitinhonha	5.765	501	Nova Fronteira
terra	Lençóis*	5.166	SI	-
terra	Lima Campos*	125	*	Nova Fronteira
terra	Malhada Vermelha*	54	*	Nova Fronteira
terra	Marajó	161.535	36.049	Nova Fronteira
terra	Mirandiba*	132	*	Nova Fronteira
terra	Pajeú*	83	*	Nova Fronteira
terra	Pantanal*	169.048	SI	-
mar	Pará-Maranhão	158.461	59.419	Nova Fronteira
terra	Paraná	1.121.238	603.825	Nova Fronteira
terra	Parecis	352.723	208.305	Nova Fronteira
terra	Parnaíba	674.329	458.877	Nova Fronteira
mar	Pelotas	348.383	247.065	Nova Fronteira
terra	Pelotas*	40.967	*	Nova Fronteira
mar	Pernambuco-Paraíba	226.935	31.893	Nova Fronteira
terra	Pernambuco-Paraíba	11.596	6.716	Nova Fronteira
mar	Potiguar	205.472	49.240	Nova Fronteira
terra	Potiguar	27.854	17.435	Madura

Continua

³⁰ Embora o atributo de *migração* faça parte do fator *carga*, ele não integra explicitamente a BIZROG neste estudo. Entretanto, tal atributo está incluído nas tabelas de atributos de cada *play* apresentadas neste capítulo.

Situação Geográfica	Nome da Bacia	Área Sedimentar (km²)	Área Efetiva (km²)	Maturidade Exploratória
terra	Recôncavo	10.397	9.652	Madura
terra	Resende*	266	*	Nova Fronteira
terra	Rio do Peixe	1.507	869	Nova Fronteira
mar	Santos	308.057	206.655	Elevado Potencial
terra	São Francisco	375.352	276.985	Nova Fronteira
terra	São José de Belmonte*	749	*	Nova Fronteira
terra	São Luis-Bragança Viseu	30.428	17.916	Nova Fronteira
terra	São Paulo*	1.059	*	Nova Fronteira
mar	SEAL	171.361	28.419	Nova Fronteira
terra	Sergipe	5.067	4.475	Madura
terra	Socorro-Santo Ignácio*	284	*	Nova Fronteira
terra	Solimões	961.441	241.462	Nova Fronteira
terra	Tacutu	15.185	5.303	Nova Fronteira
terra	Taubaté*	2.354	*	Nova Fronteira
terra	Tucano Central	13.712	13.712	Nova Fronteira
terra	Tucano Norte	8.437	8.437	Nova Fronteira
terra	Tucano Sul	7.401	7.401	Nova Fronteira

*Bacias não estudadas segundo a abordagem de *plays* efetivos.

3.1 Análise das Bacias Sedimentares

3.1.1 Bacia do Acre-Madre de Dios

- Síntese da Bacia

Apresenta-se na Figura 3.1 o mapa de localização das bacias sedimentar e efetiva (abordagem geográfica) do Acre-Madre de Dios, e na Tabela 3.2, suas principais características geológicas. Observa-se que a bacia efetiva ocupa toda a área da bacia sedimentar. Os principais reservatórios e o principal gerador de cada *play* exploratório estão indicados na carta estratigráfica (Figura 3.2) e na seção geológica (Figura 3.3).

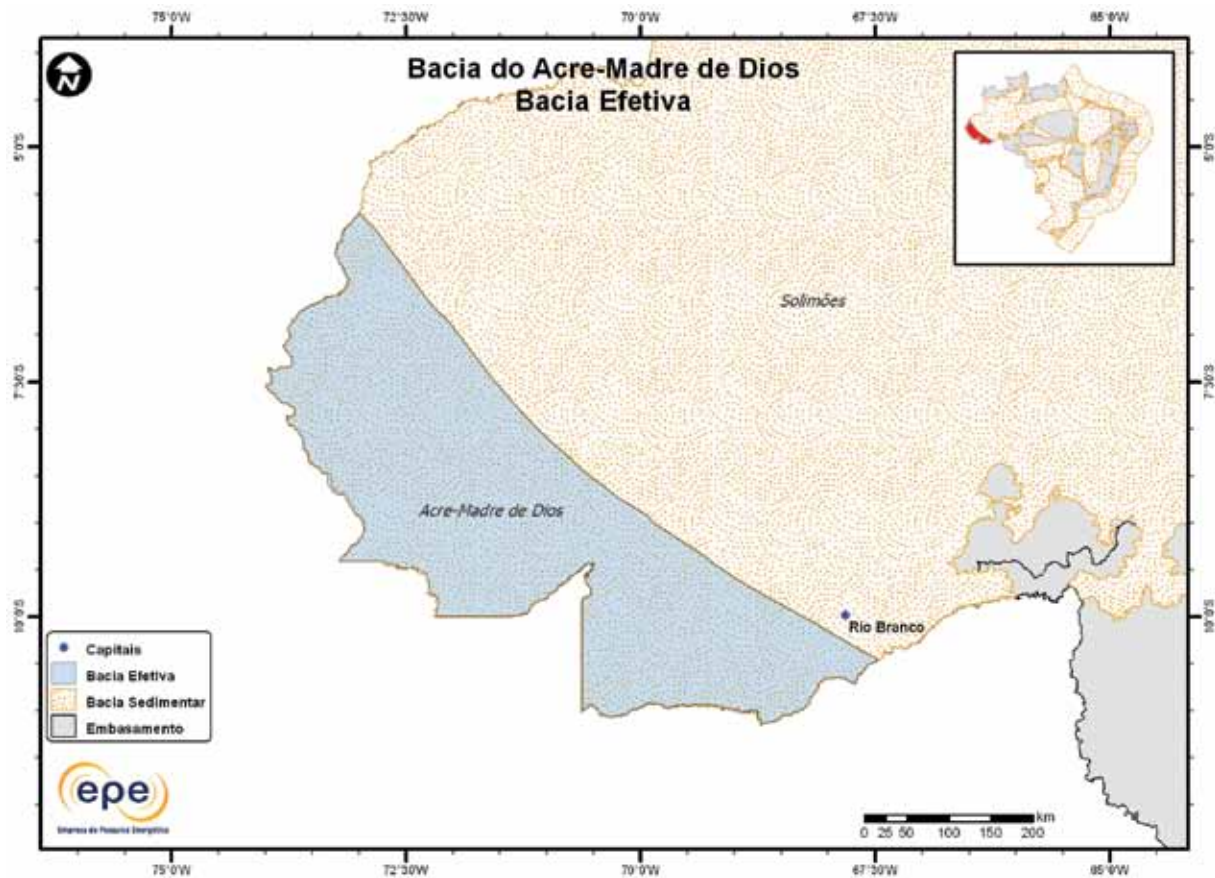


Figura 3.1 - Bacia efetiva da Bacia do Acre-Madre de Dios.

Tabela 3.2 - Informações Geológicas da Bacia do Acre-Madre de Dios		
Situação Geográfica	terra	
Área Sedimentar (km²)	155.097	
Área da Bacia efetiva (km²)	155.097	
Maturidade Exploratória	Nova Fronteira	
Sistema Petrolífero Principal	Rio do Moura-Moa (?)	
Plays Exploratórios	Nome do Play	Principal Reservatório
1	Moa	Formação Moa
2	Paleozoico	Formação Rio do Moura



BACIAS SEDIMENTARES BRASILEIRAS



Figura 3.3 - Seção geológica da Bacia do Acre-Madre de Dios com indicação do gerador do sistema petrolífero principal (GS) e *plays* exploratórios (P).
Fonte: Modificado de Duarte (2011).

• Principais Atividades do Setor de Petróleo e Gás na Bacia

Na Figura 3.4, apresenta-se a localização das principais atividades de E&P realizadas na bacia. Percebe-se que os levantamentos sísmicos são escassos e os poços pioneiros se concentram apenas na porção noroeste. Além da baixa densidade de dados exploratórios, não há blocos sob concessão na bacia.

Embora não ilustrados na figura, cabe citar que em 2007, a ANP fez investimentos para levantamento de dados aerogeofísicos e geoquímicos e, em 2010, conforme o Plano Plurianual de Geologia e Geofísica da ANP (PPA)³¹, foram adquiridos 1.017 km de sísmica 2D.

A Tabela 3.3 apresenta um resumo das atividades de E&P. Nota-se que ainda não há descoberta comercial na bacia.

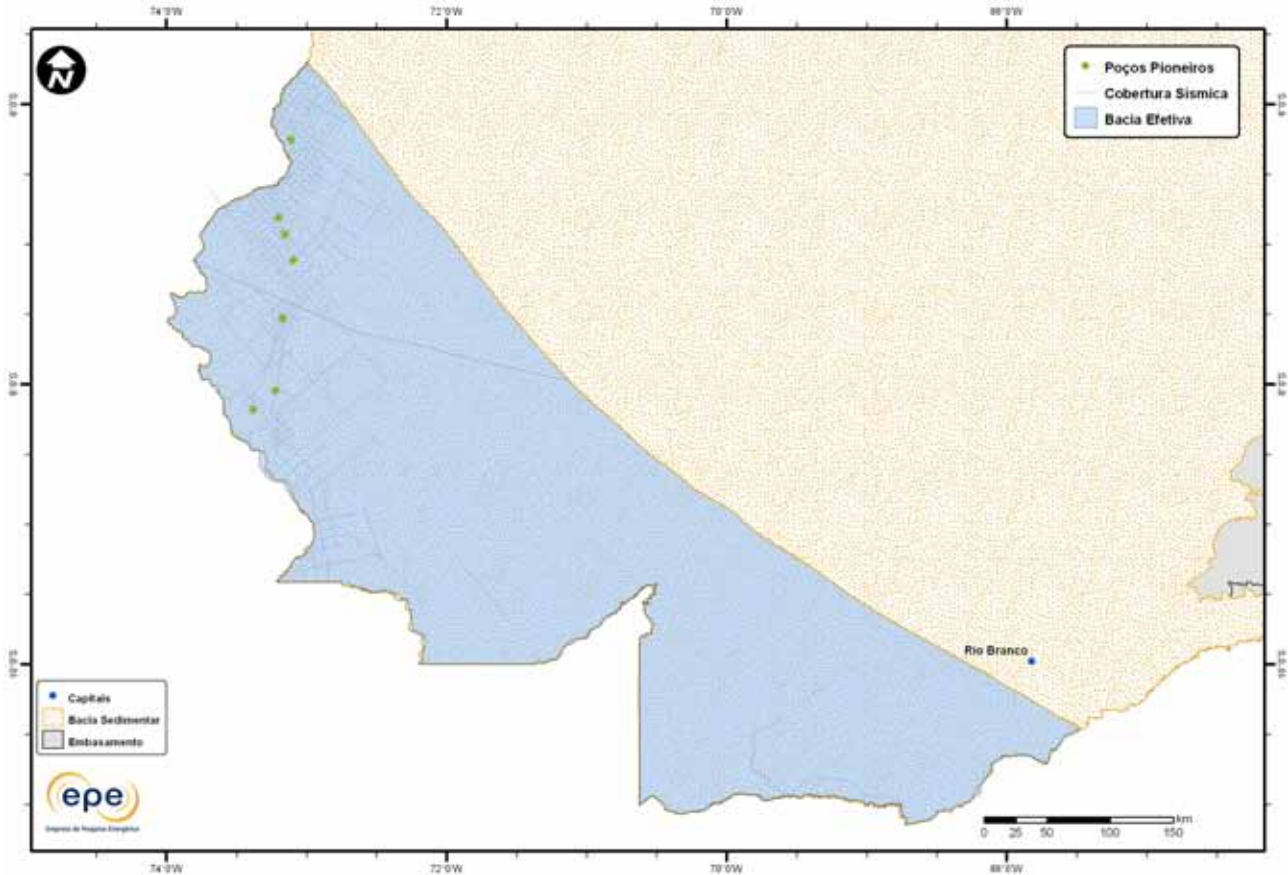


Figura 3.4 - Atividades de E&P na Bacia do Acre-Madre de Dios.

Tabela 3.3 - Resumo de Atividades de E&P – Bacia do Acre-Madre de Dios			
Poços Exploratórios	Situação Geográfica		terra
	Perfurados		11
	1º Poço Pioneiro (ano)		1JQ0001AM (1974)
	Último Poço Pioneiro (ano)		1RPX0001AM (1995)
	Profundidade Máxima Perfurada (m)		5.049
	Maior Lâmina D'água (m)		0
	Índice de Sucesso Geológico de Poços Pioneiros (%)		0
Campos	Petróleo		0
	Gás Não Associado		0
	Petróleo e Gás		0
	Em Avaliação		0
Descobertas	1ª Descoberta Comercial (ano)		-
	Última Descoberta Comercial (ano)		-
	Ano de Início		-
Produção	Acumulada	Petróleo (MM bbl)	0
		Gás Associado (MM m³)	0
		Gás Não Associado (MM m³)	0

³¹ Os Planos Plurianuais da ANP estão disponíveis no site da Agência.

- **Infraestrutura de Abastecimento da Bacia**

Não há, atualmente, infraestrutura de abastecimento (refinarias, terminais, UPGNs e dutos) com importância relevante para exploração na bacia, seja construída ou em projeto.

- **Análise da Bacia em *Plays* Exploratórios**

A Figura 3.5 apresenta o mapa da bacia efetiva de Acre-Madre de Dios, segundo a abordagem de representação probabilística, com indicação das chances de descobertas de hidrocarbonetos. Percebe-se que a região do Baixo de Batã apresenta maior chance de descoberta, em relação ao restante da bacia. A Tabela 3.4 apresenta a correspondência dos *plays* com os *superplays*.

A Figura 3.7 apresenta o mapa da expectativa de fluido para o *play* Moa. A maior expectativa é de gás natural, caso ocorra descoberta de hidrocarboneto. Sendo petróleo, espera-se a ocorrência de petróleo leve.

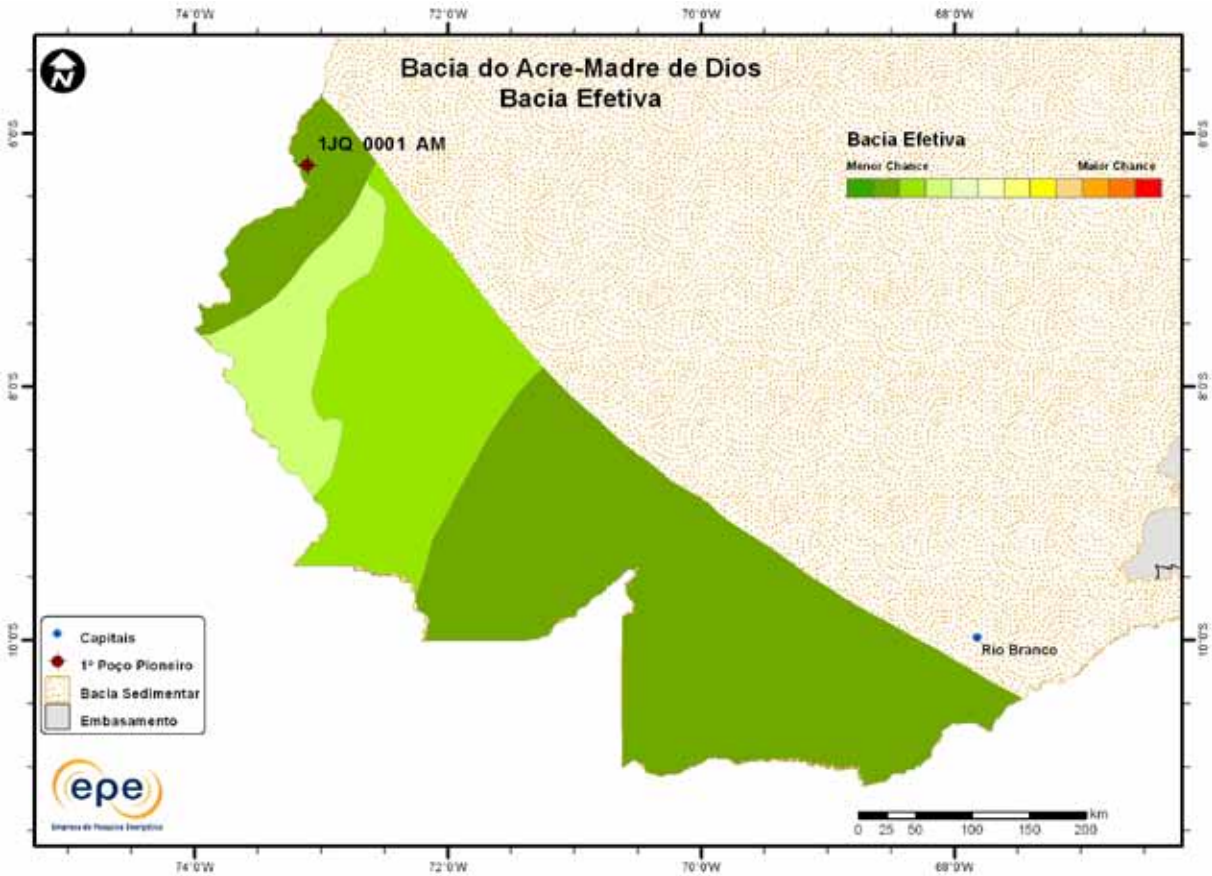


Figura 3.5 - Mapa da bacia efetiva Acre-Madre de Dios com indicação das chances de descobertas.

Tabela 3.4 - Plays da Bacia Acre-Madre de Dios		
Nome do Play	Status Exploratório	Superplay
Moa	Fronteira	SuperPlay 6 – Cretáceo Superior_Orogenia Andina
Paleozoico	Fronteira	SuperPlay 4 – Paleozoico

3.1.1.8 Play Moa

A Figura 3.6 apresenta o mapa do *play* efetivo Moa, restrito à Sub Bacia do Acre, com as chances de descoberta de hidrocarbonetos. Nota-se que as chances são relativamente baixas, sendo o Baixo do Batã a região que apresenta melhor chance dentre as demais. Os atributos referentes a este *play* estão sumarizados na Tabela 3.5.

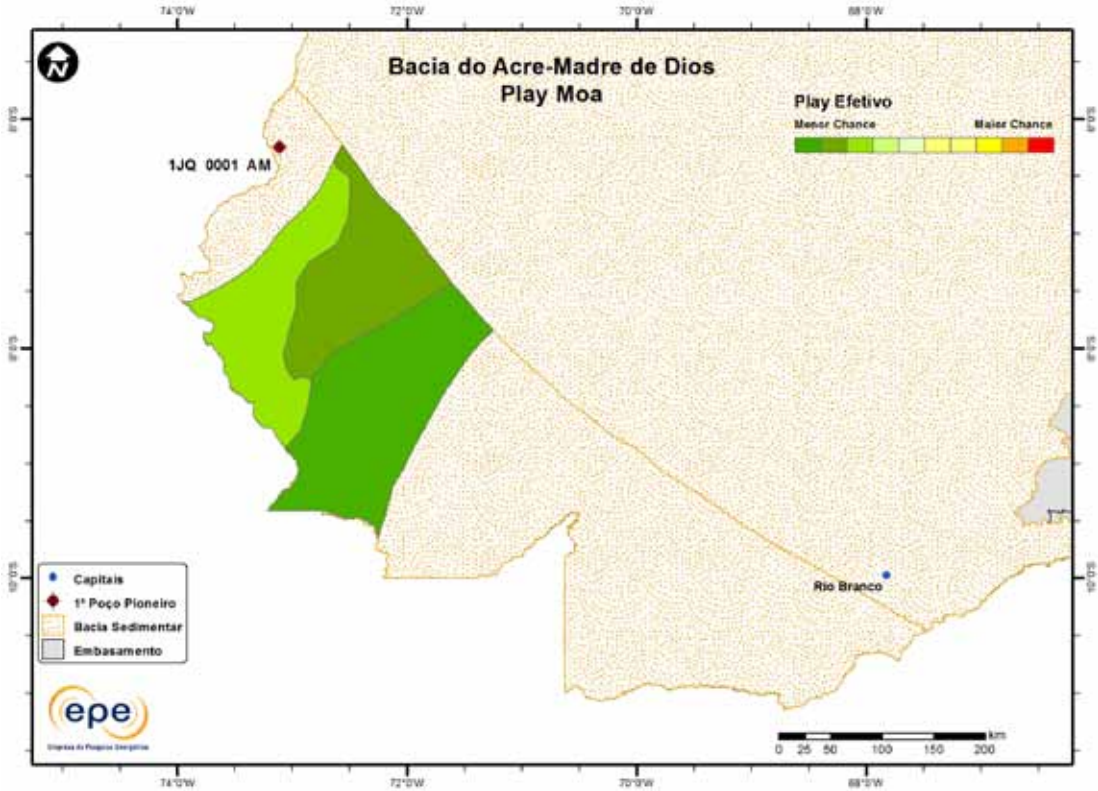


Figura 3.6 - Play efetivo Moa da Bacia do Acre-Madre de Dios.

Tabela 3.5 - Atributos do Play Moa – Bacia do Acre-Madre de Dios		
Play		Moa
Situação Geográfica		terra
Carga	Unidade Litoestratigráfica	Formações Rio do Moura, Juruá Mirim e Moa
	Unidade Cronoestratigráfica	Permiano-Cretáceo
	Migração	falhas normais e reversas
Reservatório	Unidade Litoestratigráfica	Formação Moa
	Unidade Cronoestratigráfica	Cretáceo
	Profundidade Média (m)	1.500
	Litologia / Contexto Depositional	arenito / fluvial e deltaico
Trapa	Unidade Litoestratigráfica Selante	Formação Rio Azul
	Unidade Cronoestratigráfica Selante	Cretáceo Superior
	Tipo de Trapa	estrutural
	Litologia Selante	folhelho

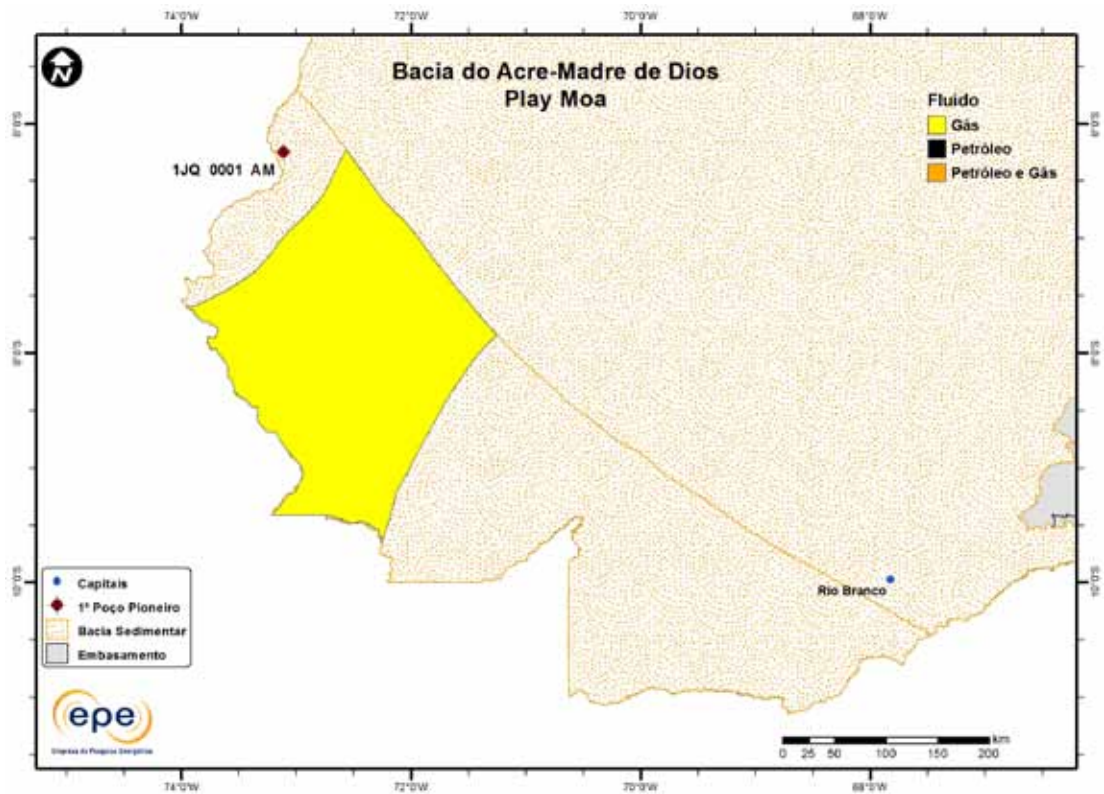


Figura 3.7 - Tipo de fluido com maior expectativa no *play* efetivo Moa da Bacia do Acre-Madre de Dios.

3.1.1.9 *Play* Paleozoico

A Figura 3.8 apresenta o mapa do *play* efetivo Paleozoico, que abrange toda a bacia, com uma chance de descoberta de hidrocarbonetos homogênea. Os atributos referentes a esse *play* estão sumarizados na Tabela 3.6.

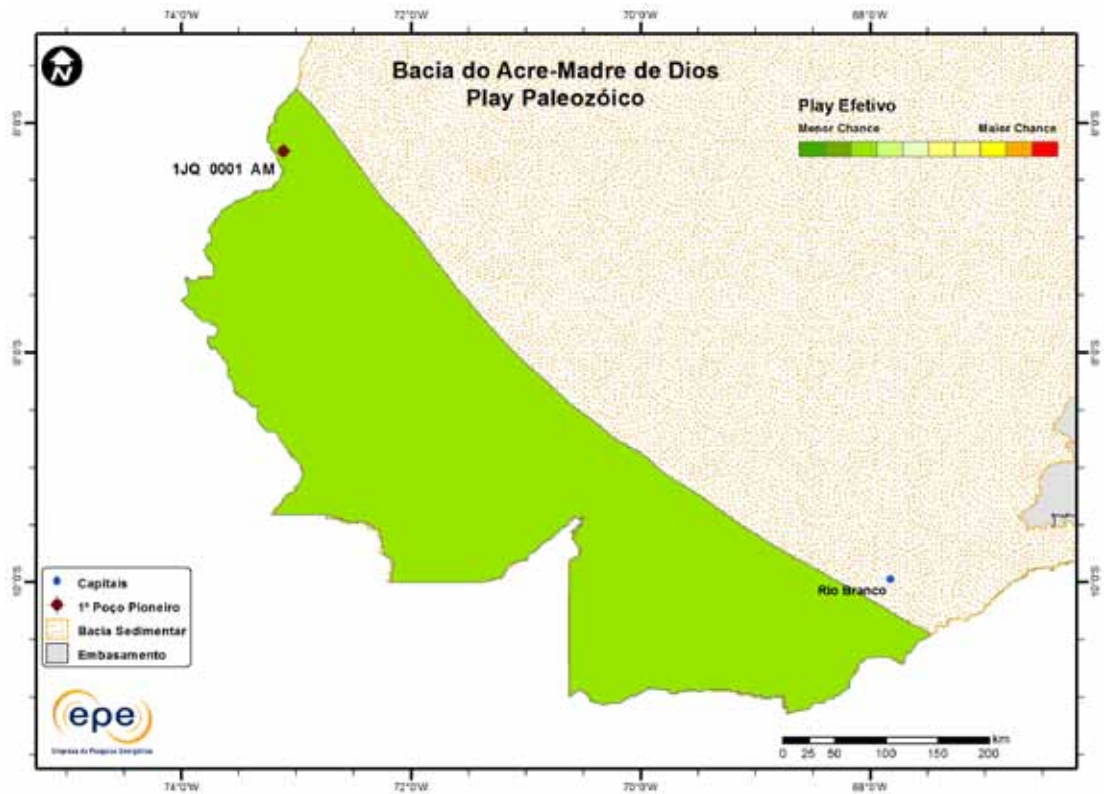


Figura 3.8 - *Play* efetivo Paleozoico da Bacia do Acre-Madre de Dios.

Tabela 3.6 - Atributos do <i>Play</i> Paleozoico – Bacia do Acre-Madre de Dios		
<i>Play</i>		Paleozoico
Situação Geográfica		terra
Carga	Unidade Litoestratigráfica	Formação inominada
	Unidade Cronoestratigráfica	Devoniano Inferior
	Migração	falhas normais e reversas
Reservatório	Unidade Litoestratigráfica	Formações Rio do Moura, Cruzeiro do Sul e Apuí
	Unidade Cronoestratigráfica	Carbonífero-Permiano
	Profundidade Média (m)	3.000
	Litologia / Contexto Depositional	arenito, carbonato, conglomerado
Trapa	Unidade Litoestratigráfica Selante	Formação Rio do Moura e Juruá Mirim
	Unidade Cronoestratigráfica Selante	Permiano-Jurássico
	Tipo de Trapa	mista
	Litologia Selante	folhelho e evaporito

A Figura 3.9 apresenta a expectativa de fluido para o *play* Paleozoico. A maior expectativa é de gás natural, caso ocorra descoberta de hidrocarboneto. Sendo petróleo, espera-se a ocorrência de petróleo leve.

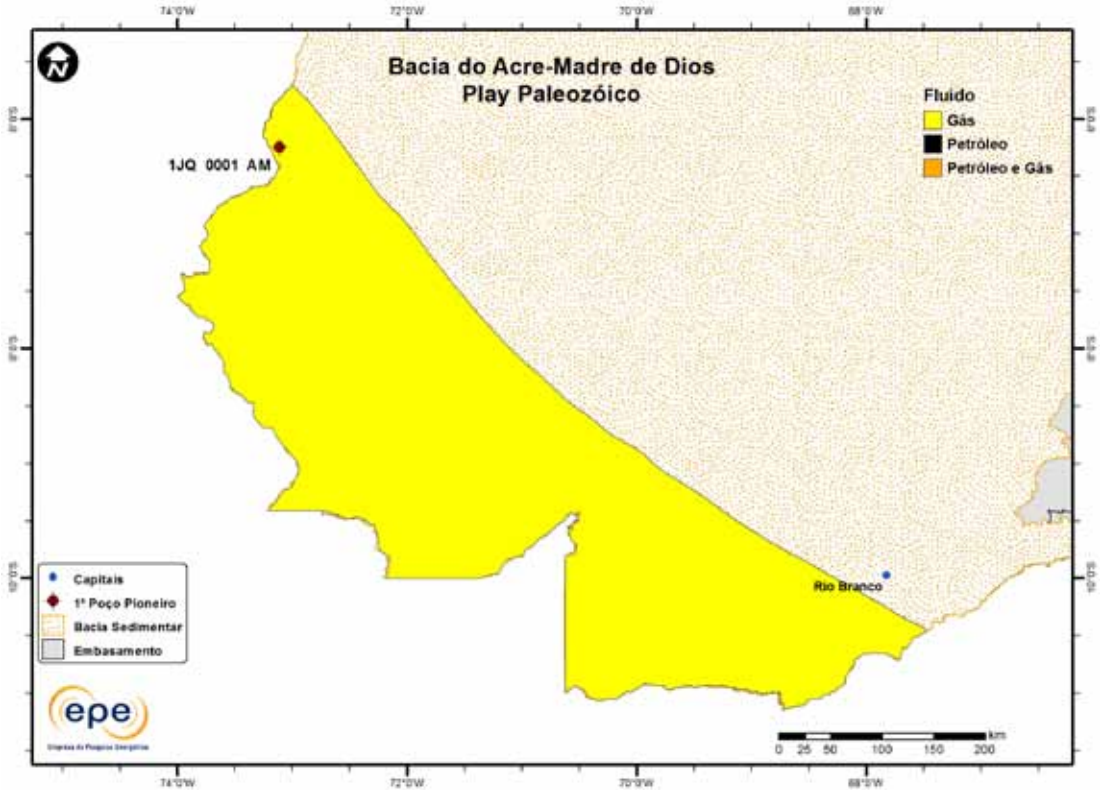


Figura 3.9 - Tipo de fluido com maior expectativa no *play* efetivo Paleozoico da Bacia do Acre Madre de Dios.

3.1.2 Bacia do Amazonas

• Síntese da Bacia

Apresenta-se na Figura 3.10 o mapa de localização das bacias sedimentar e efetiva (abordagem geográfica) do Amazonas, e na Tabela 3.7, suas principais características geológicas. Os principais reservatórios e o principal gerador de cada *play* exploratório estão indicados na carta estratigráfica (Figura 3.11) e na seção geológica (Figura 3.12).

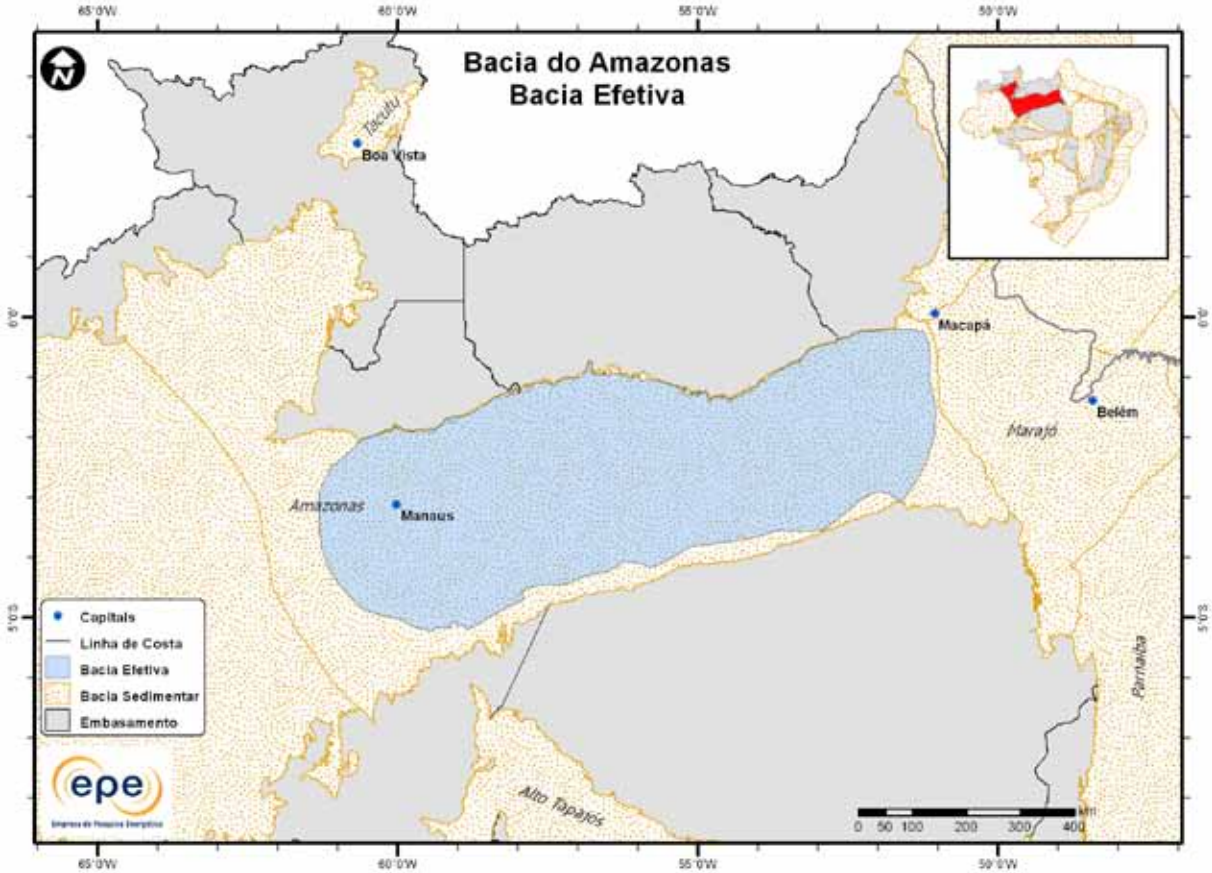


Figura 3.10 - Bacia efetiva do Amazonas.

Tabela 3.7 - Informações Geológicas da Bacia do Amazonas		
Situação Geográfica	terra	
Área Sedimentar (km²)	624.342	
Área da Bacia efetiva (km²)	369.716	
Maturidade Exploratória	Nova Fronteira	
Sistema Petrolífero Principal	Barreirinha-Nova Olinda (!)	
Plays Exploratórios	Nome do Play	Principal Reservatório
1	Nova Olinda	Formação Nova Olinda
2	Monte Alegre	Formação Monte Alegre
3	Curiri	Formação Curiri
Recursos Não Convencionais		
Folhelho Gaseífero		

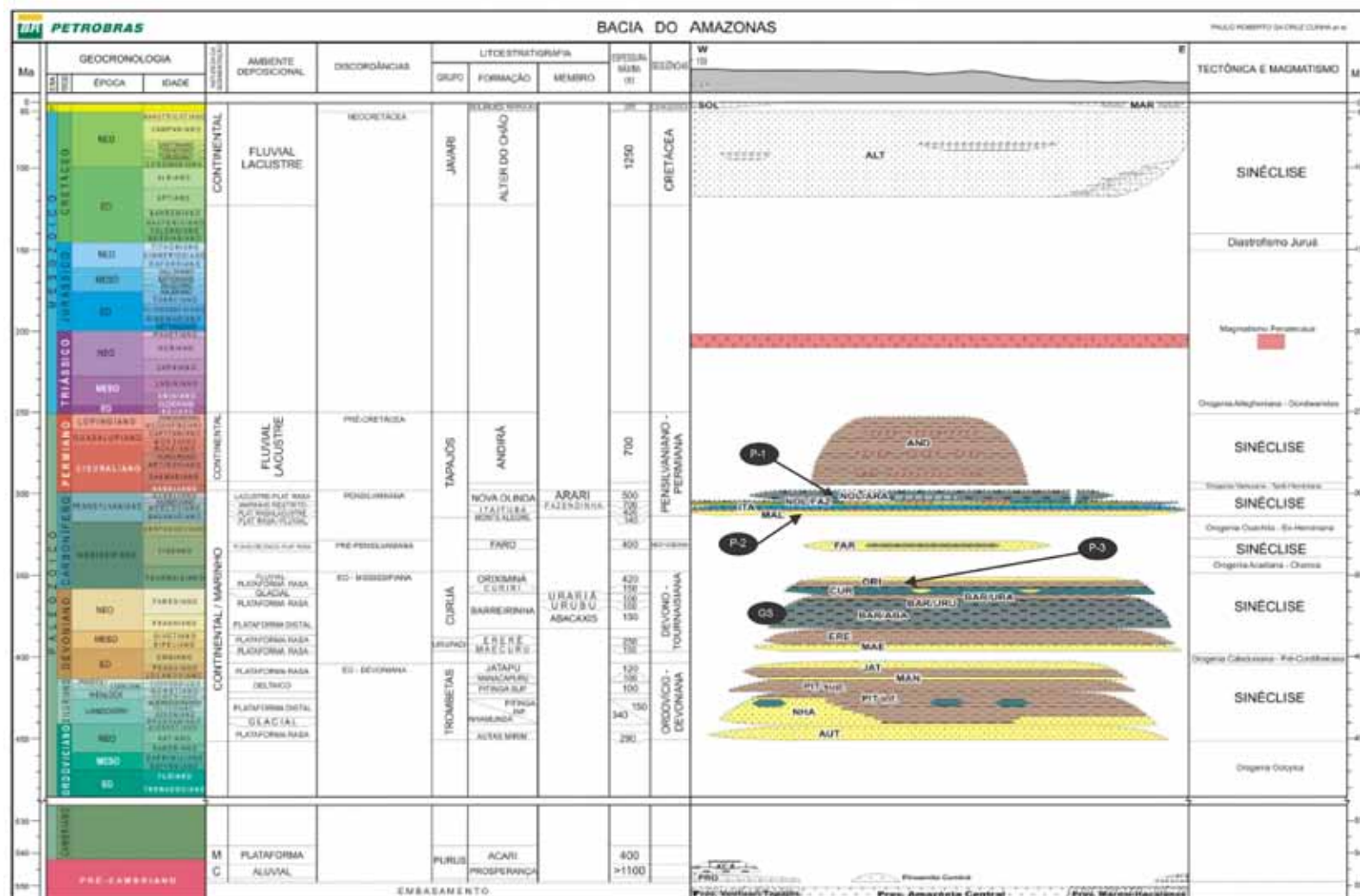


Figura 3.11 - Carta estratigráfica da Bacia do Amazonas com indicação do gerador do sistema petrolífero principal (GS) e *plays* exploratórios (P).

Fonte: Modificado de Petrobras (2007).

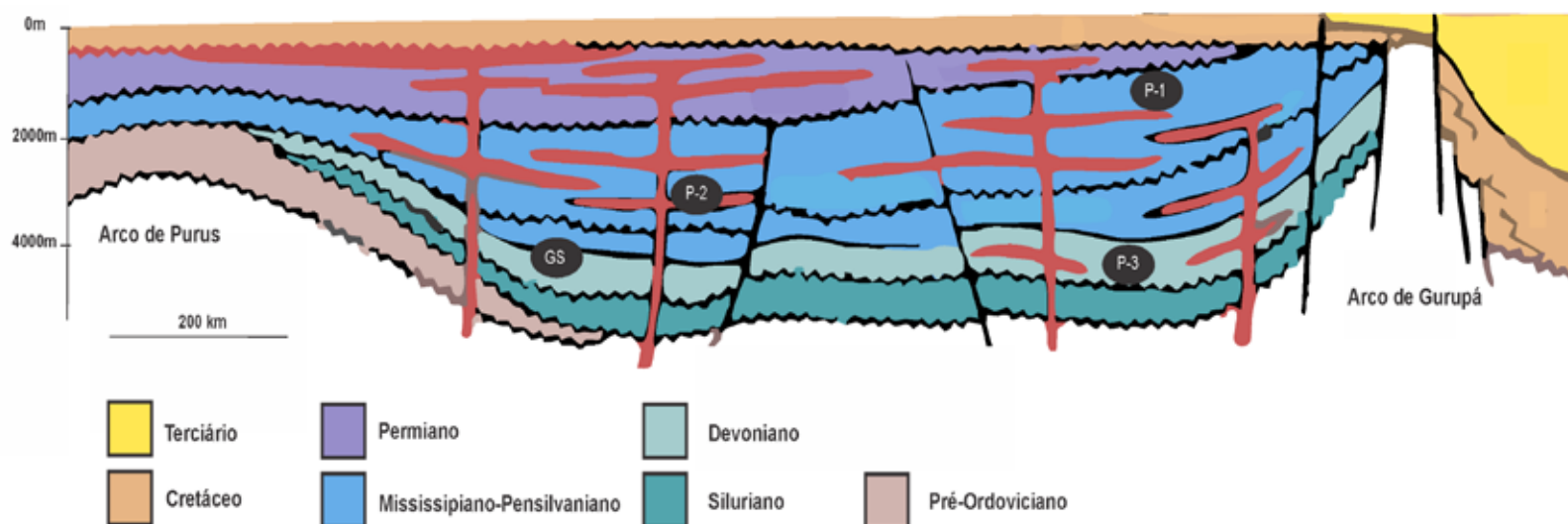


Figura 3.12 - Seção geológica da Bacia do Amazonas com indicação do gerador do sistema petrolífero principal (GS) e *plays* exploratórios (P).

Fonte: Modificado de ANP (2009b).

• Principais Atividades do Setor de Petróleo e Gás na Bacia

Na Figura 3.13, apresenta-se a localização das principais atividades de E&P na bacia: cobertura dos levantamentos sísmicos, poços pioneiros e os quatro blocos exploratórios sob concessão.

Embora não ilustrados na figura, cabe citar que em 2007, a ANP fez investimentos para levantamento de dados aerogeofísicos e em 2010, contratou aquisição de sísmica 2D.

A Tabela 3.8 apresenta, resumidamente, informações sobre os poços exploratórios, que resultaram em apenas duas descobertas comerciais, representadas por dois campos de GNA, que até a presente data não iniciaram a produção.

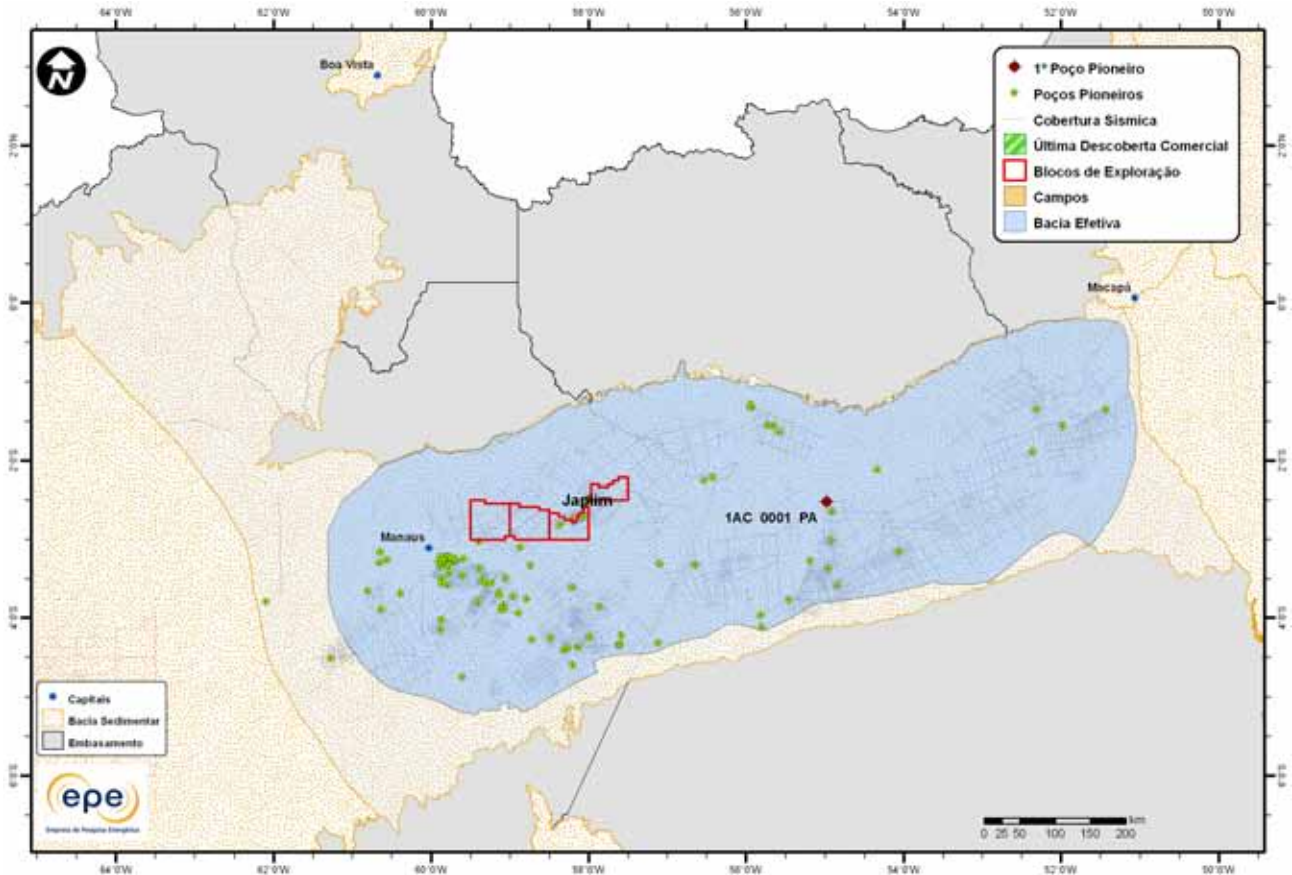


Figura 3.13 - Atividades de E&P na Bacia do Amazonas.

Tabela 3.8 - Resumo de Atividades de E&P – Bacia do Amazonas				
Situação Geográfica			terra	
Poços Exploratórios	Perfurados		177	
	1º Poço Pioneiro (ano)		1AC0001PA (1955)	
	Último Poço Pioneiro (ano)		1BRSA112AM (2001)	
	Profundidade Máxima Perfurada (m)		3.993	
	Maior Lâmina D'água (m)		0	
	Índice de Sucesso Geológico de Poços Pioneiros (%)		20	
Campos	Petróleo		0	
	Gás Não Associado		2	
	Petróleo e Gás		0	
	Em Avaliação		0	
Descobertas	1ª Descoberta Comercial (ano)		Azulão (1999)	
	Última Descoberta Comercial (ano)		Japiim (2001)	
Produção	Ano de Início		-	
	Acumulada	Petróleo (MM bbl)	0	
		Gás Associado (MM m³)	0	
		Gás Não Associado (MM m³)	0	

- **Infraestrutura de Abastecimento da Bacia**

A Figura 3.14 mostra que a Bacia do Amazonas possui uma refinaria instalada, Refinaria Isaac Sabbá, ou Refinaria de Manaus (REMAN), com capacidade de processamento de 7.300 m³ de óleo por dia, localizada em Manaus. Possui ainda um terminal aquaviário, TA Manaus, que é a porta de entrada e de saída de produtos movimentados e produzidos na REMAN.

A Figura 3.15 mostra a infraestrutura de dutos instalados na Bacia do Amazonas, onde se destaca o gasoduto Coari-Manaus, com aproximadamente 380 km de extensão, por onde escoo o gás produzido na província petrolífera de Urucu, na Bacia do Solimões. A partir deste gasoduto, observa-se também a existência de diversos ramais que irão fornecer gás natural para as UTE's que funcionam a gás natural em diversos municípios da região. Destaca-se ainda a existência de estudos para a implantação do gasoduto do Amazonas que irá interligar-se ao gasoduto do Centro Norte, também em fase de estudos, na cidade de Imperatriz/MA. Há também a previsão da instalação de uma UPGN em Silves/AM, para o processamento do gás futuramente produzido na Bacia do Amazonas.

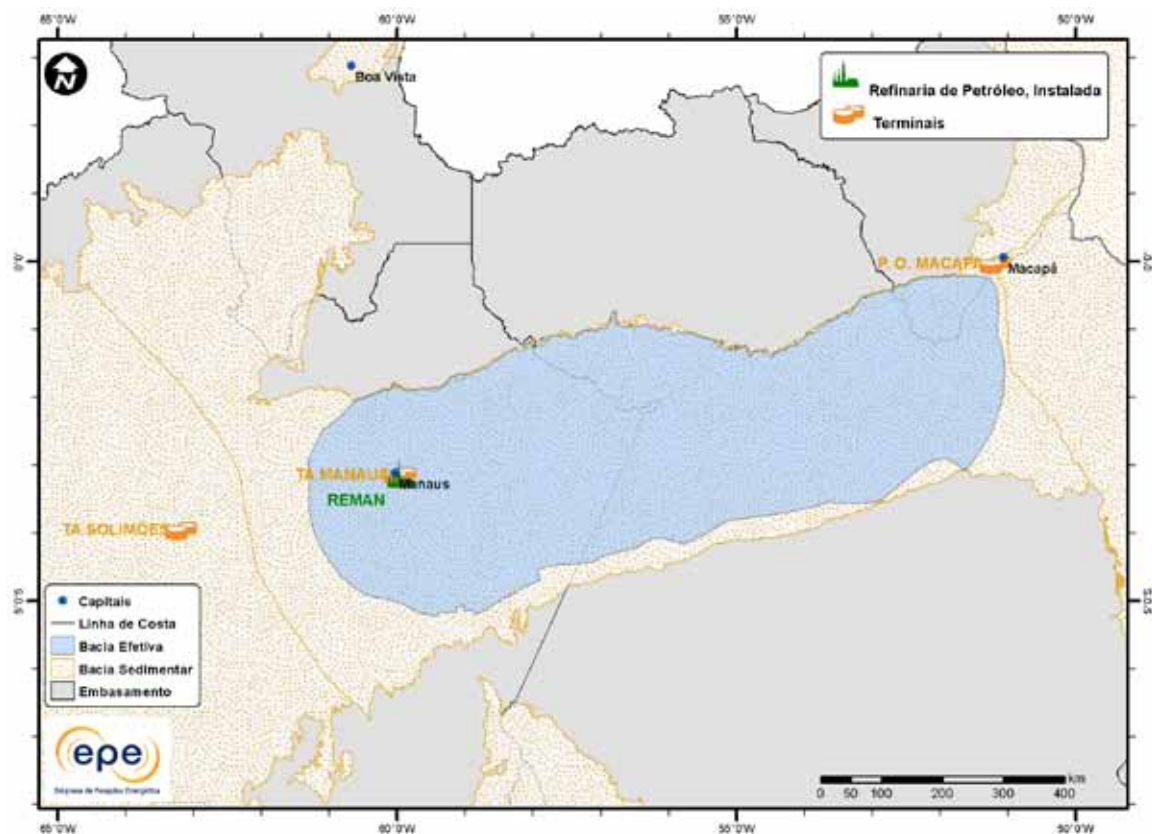


Figura 3.14 - Infraestrutura de abastecimento da Bacia do Amazonas: refinarias e terminais.

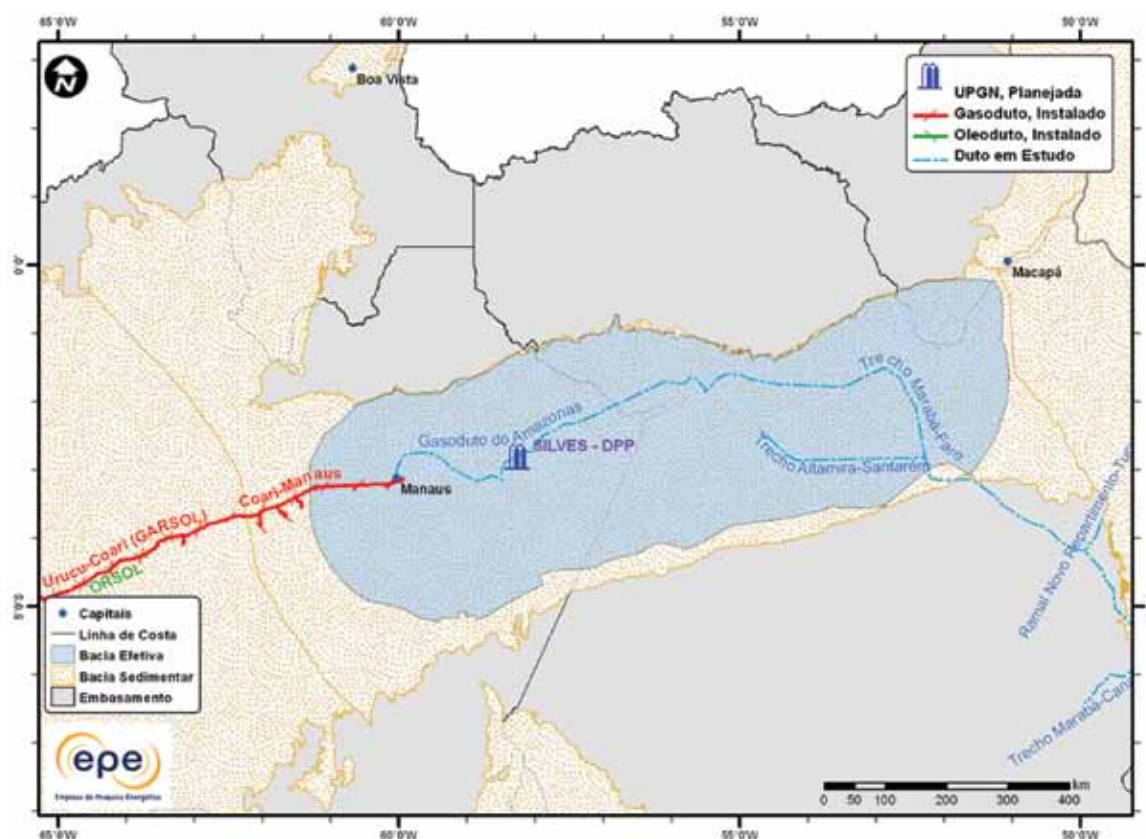


Figura 3.15 - Infraestrutura de abastecimento da Bacia do Amazonas: UPGNs e dutos.

- Análise da Bacia em *Plays* Exploratórios

A Figura 3.16 apresenta o mapa da bacia efetiva do Amazonas, segundo a abordagem probabilística, com indicação das chances de descobertas de hidrocarbonetos. Percebe-se um aumento relativo das chances de descobertas em direção a oeste. A Tabela 3.9 apresenta a correspondência dos *plays* com os *superplays*.

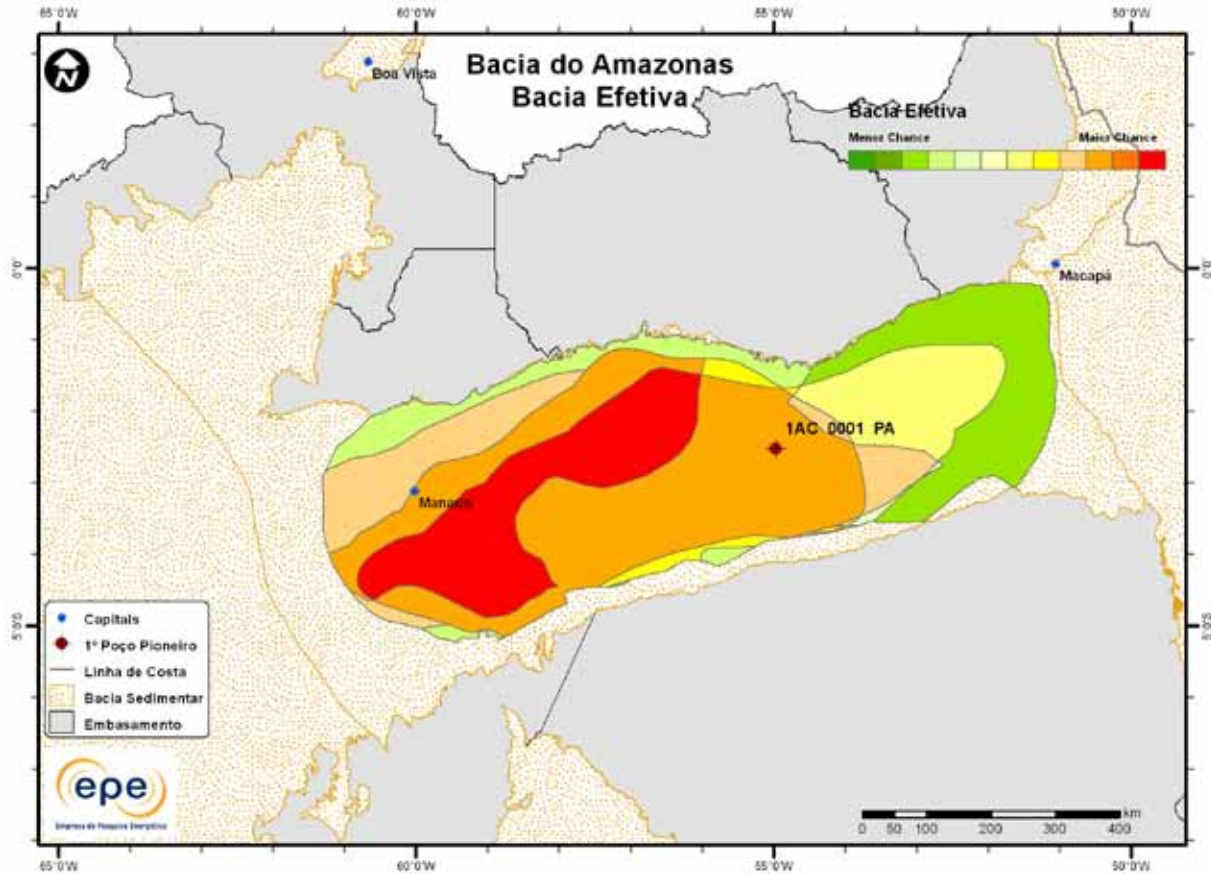


Figura 3.16 - Mapa da bacia efetiva do Amazonas com indicação das chances de descobertas.

Tabela 3.9 - <i>Plays</i> da Bacia do Amazonas		
Nome do <i>Play</i>	Status Exploratório	<i>Superplay</i>
Nova Olinda	Imaturo	SuperPlay 4 – Paleozoico
Monte Alegre	Fronteira	SuperPlay 4 – Paleozoico
Curiri	Fronteira	SuperPlay 4 – Paleozoico

3.1.2.1 Play Nova Olinda

A Figura 3.17 apresenta o mapa do *play* efetivo Nova Olinda, com as chances de descobertas de hidrocarboneto relativamente elevadas. Os atributos referentes a este *play* estão sumarizados na Tabela 3.10.

A Figura 3.18 apresenta o mapa da expectativa de fluido para o *play* Nova Olinda. A maior expectativa é de gás natural na parte centro-leste da área de ocorrência do *play* e de petróleo e gás natural na parte oeste, caso ocorra descoberta de hidrocarboneto. Sendo petróleo, espera-se a ocorrência de petróleo leve.

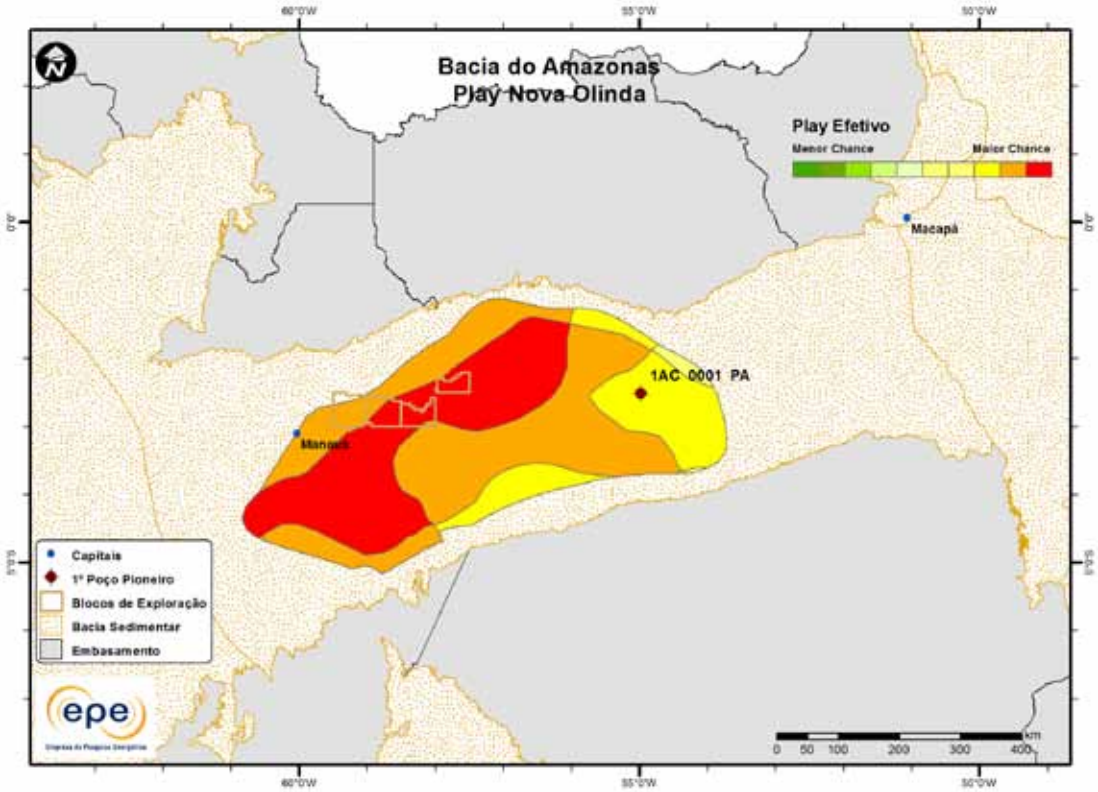


Figura 3.17 - Play efetivo Nova Olinda da Bacia do Amazonas.

Tabela 3.10 - Atributos do Play Nova Olinda – Bacia do Amazonas		
Play		Nova Olinda
Situação Geográfica		terra
Carga	Unidade Litoestratigráfica	Formação Barreirinha
	Unidade Cronoestratigráfica	Devoniano Superior
	Migração	falhas normais e reversas
Reservatório	Unidade Litoestratigráfica	Formação Nova Olinda
	Unidade Cronoestratigráfica	Carbonífero Pensilvaniano
	Profundidade Média (m)	1.600
	Litologia / Contexto Depositional	arenito / fluvial, deltaico e estuarino
Trapa	Unidade Litoestratigráfica Selante	Formação Nova Olinda
	Unidade Cronoestratigráfica Selante	Carbonífero Pensilvaniano
	Tipo de Trapa	estratigráfica, estrutural e mista
	Litologia Selante	evaporito

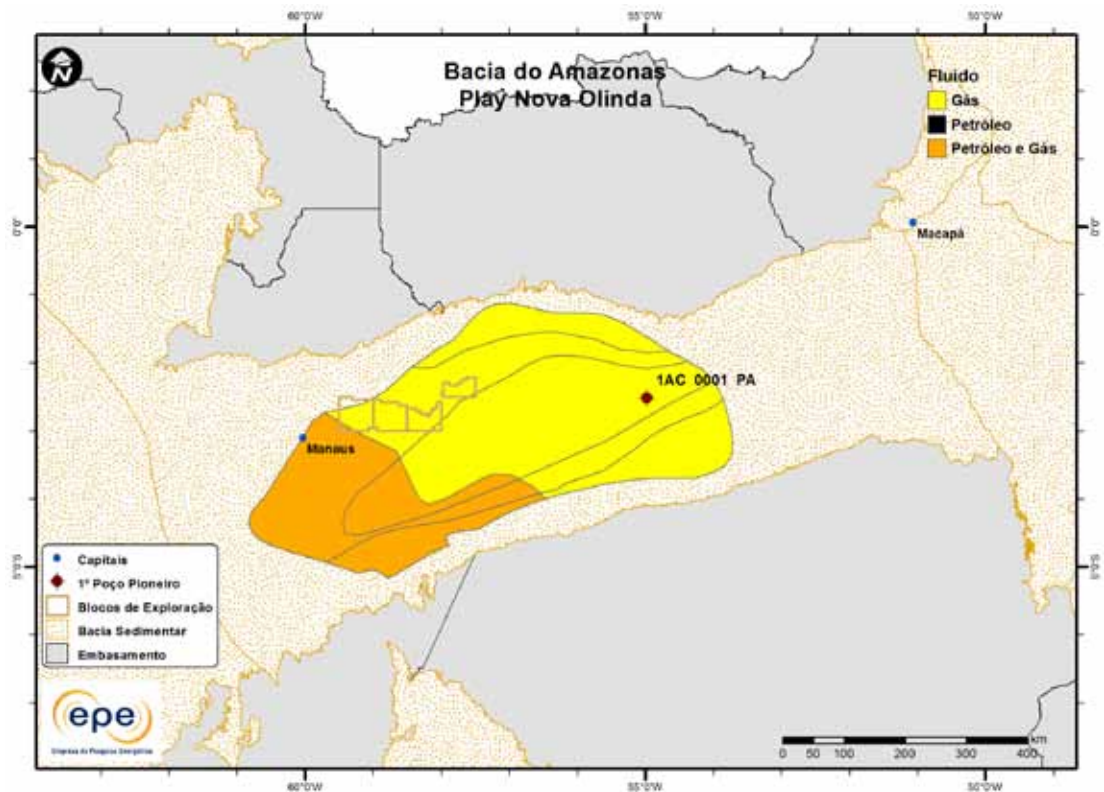


Figura 3.18 - Tipo de fluido com maior expectativa no *play* efetivo Nova Olinda da Bacia do Amazonas.

3.1.2.2 Play Monte Alegre

A Figura 3.19 apresenta o mapa do *play* efetivo Monte Alegre, com as chances de descobertas de hidrocarboneto. As chances de descobertas são menores em comparação ao *play* Nova Olinda, apresentando um aumento na direção oeste. Os atributos referentes a esse *play* estão sumarizados na Tabela 3.11.

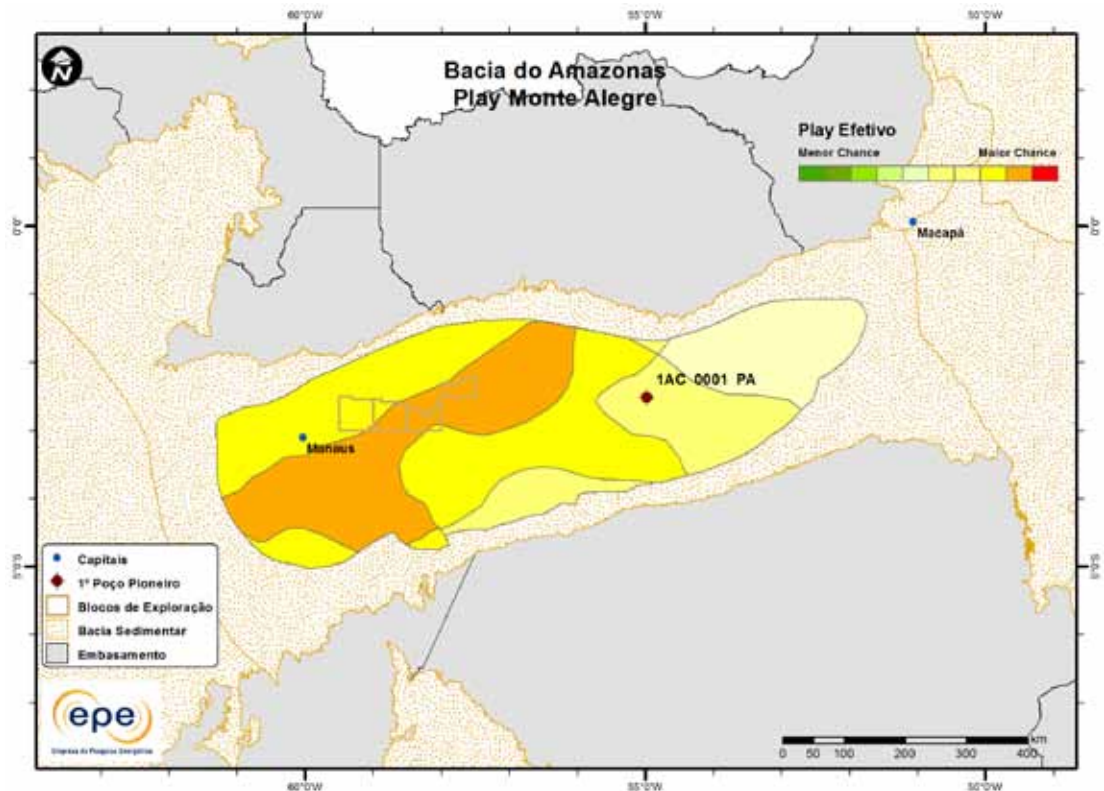


Figura 3.19 - *Play* efetivo Monte Alegre da Bacia do Amazonas.

Tabela 3.11 - Atributos do Play Monte Alegre – Bacia do Amazonas		
Play		Monte Alegre
Situação Geográfica		terra
Carga	Unidade Litoestratigráfica	Formação Barreirinha
	Unidade Cronoestratigráfica	Devoniano Superior
	Migração	falhas normais e reversas
Reservatório	Unidade Litoestratigráfica	Formação Monte Alegre
	Unidade Cronoestratigráfica	Carbonífero Pensilvaniano
	Profundidade Média (m)	2.000
	Litologia / Contexto Depositional	arenito / eólico e fluvial
Trapa	Unidade Litoestratigráfica Selante	Formação Itaituba
	Unidade Cronoestratigráfica Selante	Carbonífero Pensilvaniano
	Tipo de Trapa	estratigráfica, estrutural
	Litologia Selante	folhelho e carbonato

A Figura 3.20 apresenta o mapa da expectativa de fluido para o play Monte Alegre. A maior expectativa é de gás natural na parte centro-leste da área de ocorrência do play e de petróleo e gás natural na parte oeste, caso ocorra descoberta de hidrocarboneto. Sendo petróleo, espera-se a ocorrência de petróleo leve.

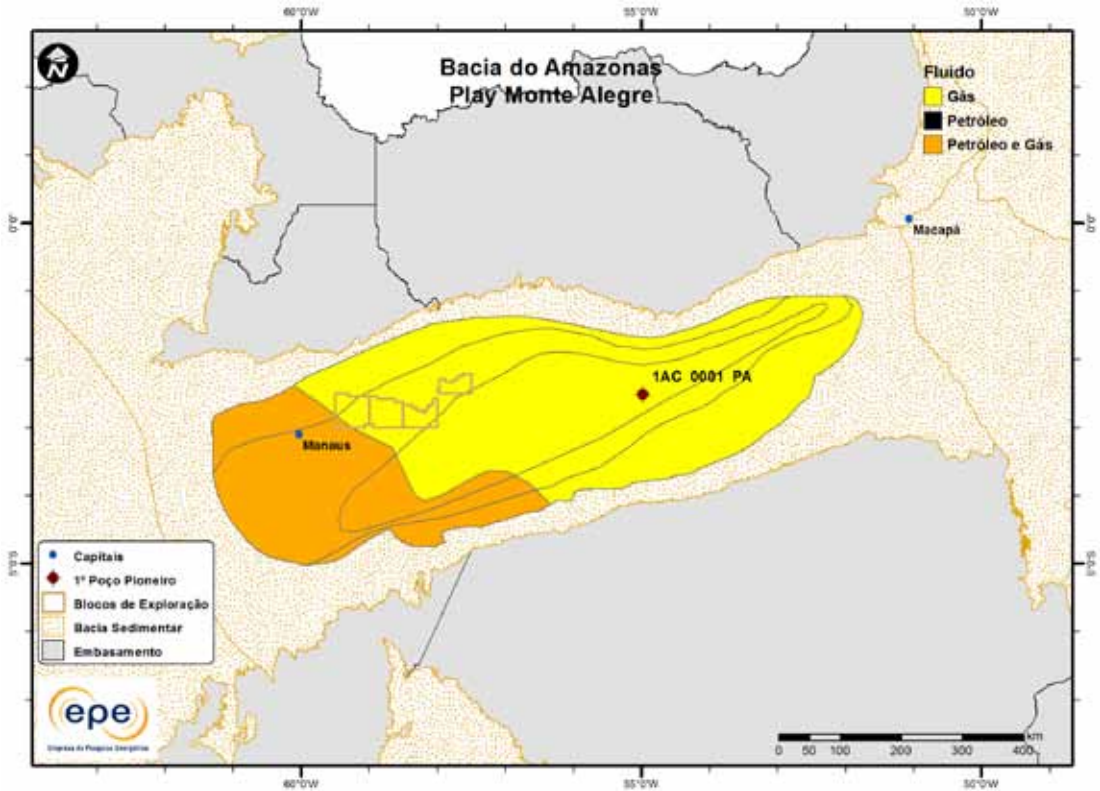


Figura 3.20 - Tipo de fluido com maior expectativa no play efetivo Monte Alegre da Bacia do Amazonas.

3.1.2.3 Play Curiri

A Figura 3.21 apresenta o mapa do *play* efetivo Curiri, com as chances de descobertas de hidrocarboneto. Observam-se chances relativamente maiores na parte oeste da bacia. Os atributos referentes a esse *play* estão sumarizados na Tabela 3.12

A Figura 3.22 apresenta o mapa da expectativa de fluido para o *play* Curiri. A maior expectativa é de gás natural na parte centro-leste da área de ocorrência do *play* e de petróleo e gás natural na parte oeste, caso ocorra descoberta de hidrocarboneto. Sendo petróleo, espera-se a ocorrência de petróleo leve.

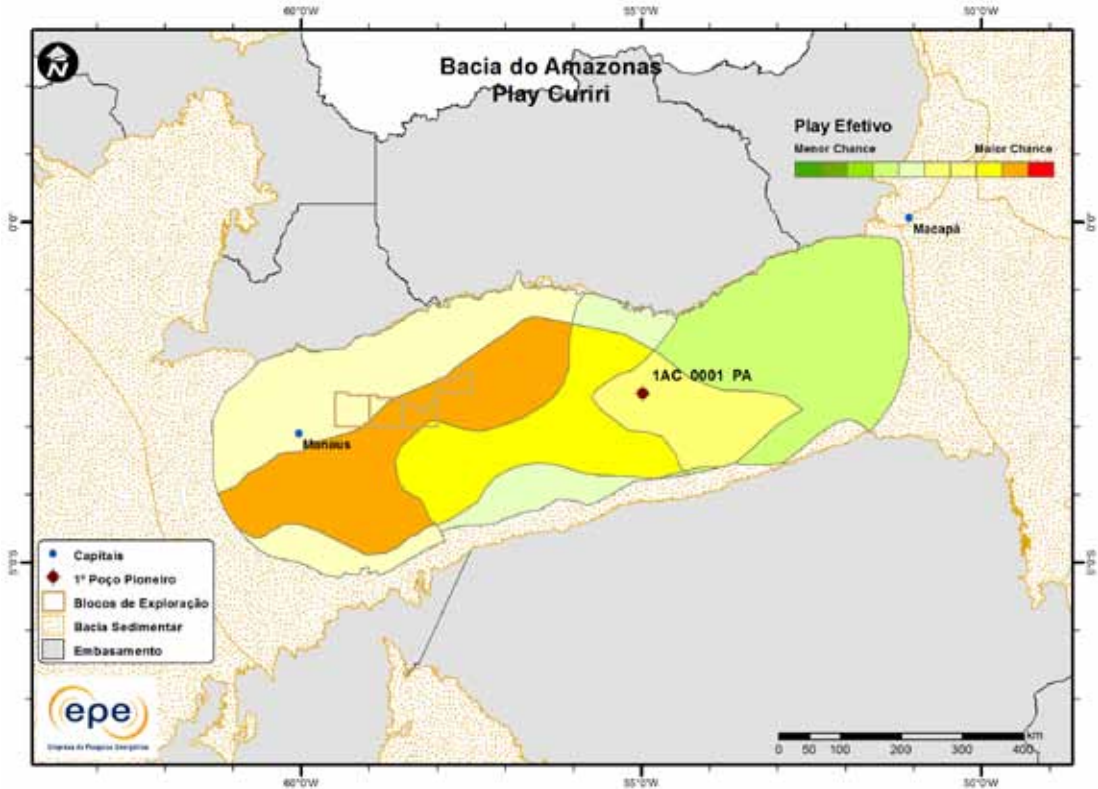


Figura 3.21 - Play efetivo Curiri da Bacia do Amazonas.

Tabela 3.12 - Atributos do Play Curiri – Bacia do Amazonas		
Play		Curiri
Situação Geográfica		terra
Carga	Unidade Litoestratigráfica	Formação Barreirinha
	Unidade Cronoestratigráfica	Devoniano Superior
	Migração	falhas normais, reversas e contato direto
Reservatório	Unidade Litoestratigráfica	Formação Curiri
	Unidade Cronoestratigráfica	Devoniano Superior
	Profundidade Média (m)	2.250
	Litologia / Contexto Depositional	arenito / marinho raso, glacio-marinho
Trapa	Unidade Litoestratigráfica Selante	Formação Curiri
	Unidade Cronoestratigráfica Selante	Devoniano Superior
	Tipo de Trapa	estratigráfica, estrutural
	Litologia Selante	folhelho

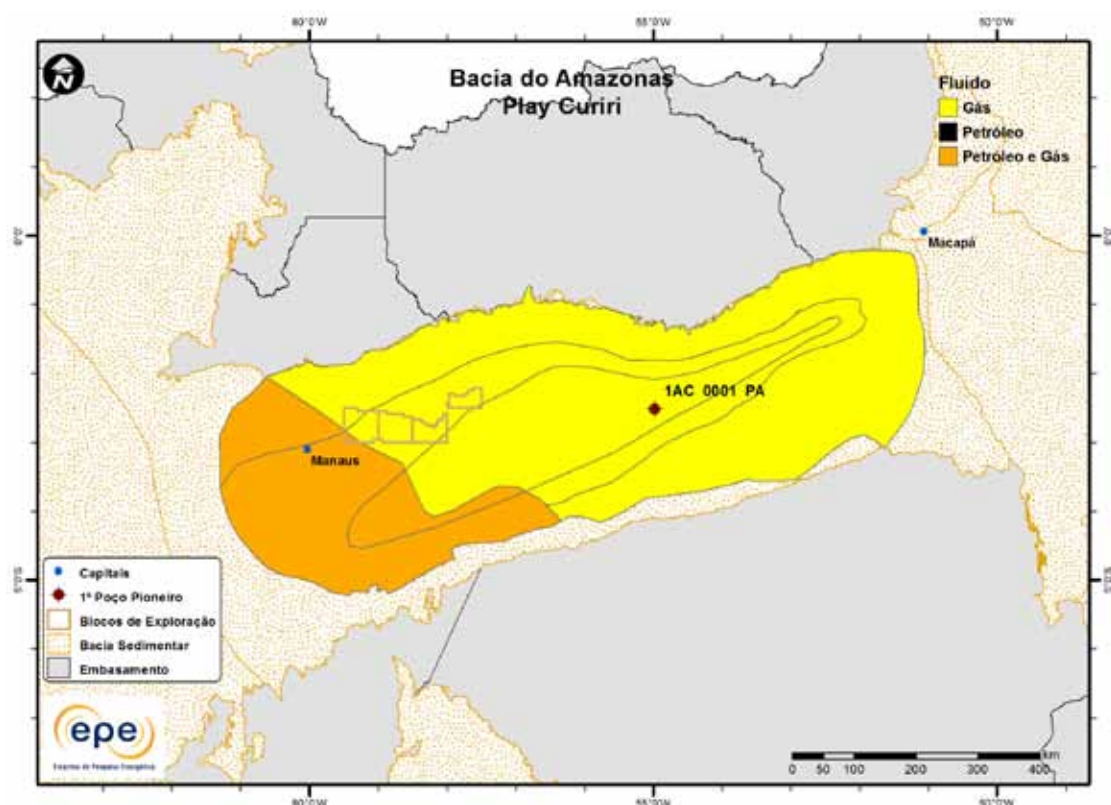


Figura 3.22 - Tipo de fluido com maior expectativa no *play* efetivo Curiri da Bacia do Amazonas.

3.1.3 Bacia do Araripe

- Síntese da Bacia

Apresenta-se na Figura 3.23 o mapa de localização da bacia sedimentar e efetiva (abordagem geográfica) do Araripe, e na Tabela 3.13, suas principais características geológicas. Os principais reservatórios e o principal gerador de cada *play* exploratório estão correlacionados na carta estratigráfica (Figura 3.24) e na seção geológica (Figura 3.25).

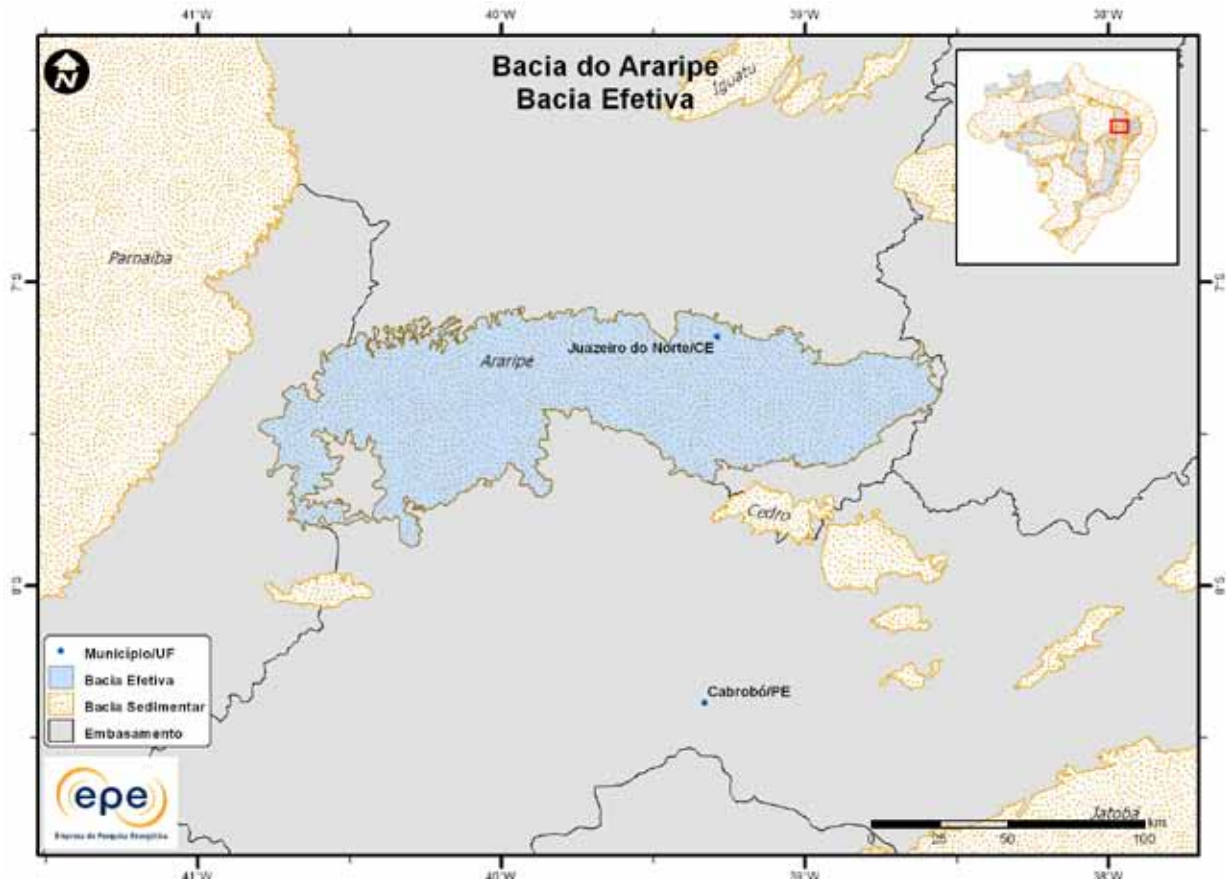


Figura 3.23 - Bacia efetiva do Araripe.

Tabela 3.13 - Informações Geológicas da Bacia do Araripe		
Situação Geográfica		terra
Área Sedimentar (km²)		11.417
Área da Bacia efetiva (km²)		11.417
Maturidade Exploratória		Nova Fronteira
Sistema Petrolífero Principal		? - ?
Plays Exploratórios	Nome do Play	Principal Reservatório
1	Araripe	Formação Barbalha
2	Vale do Cariri	Formação Missão Velha

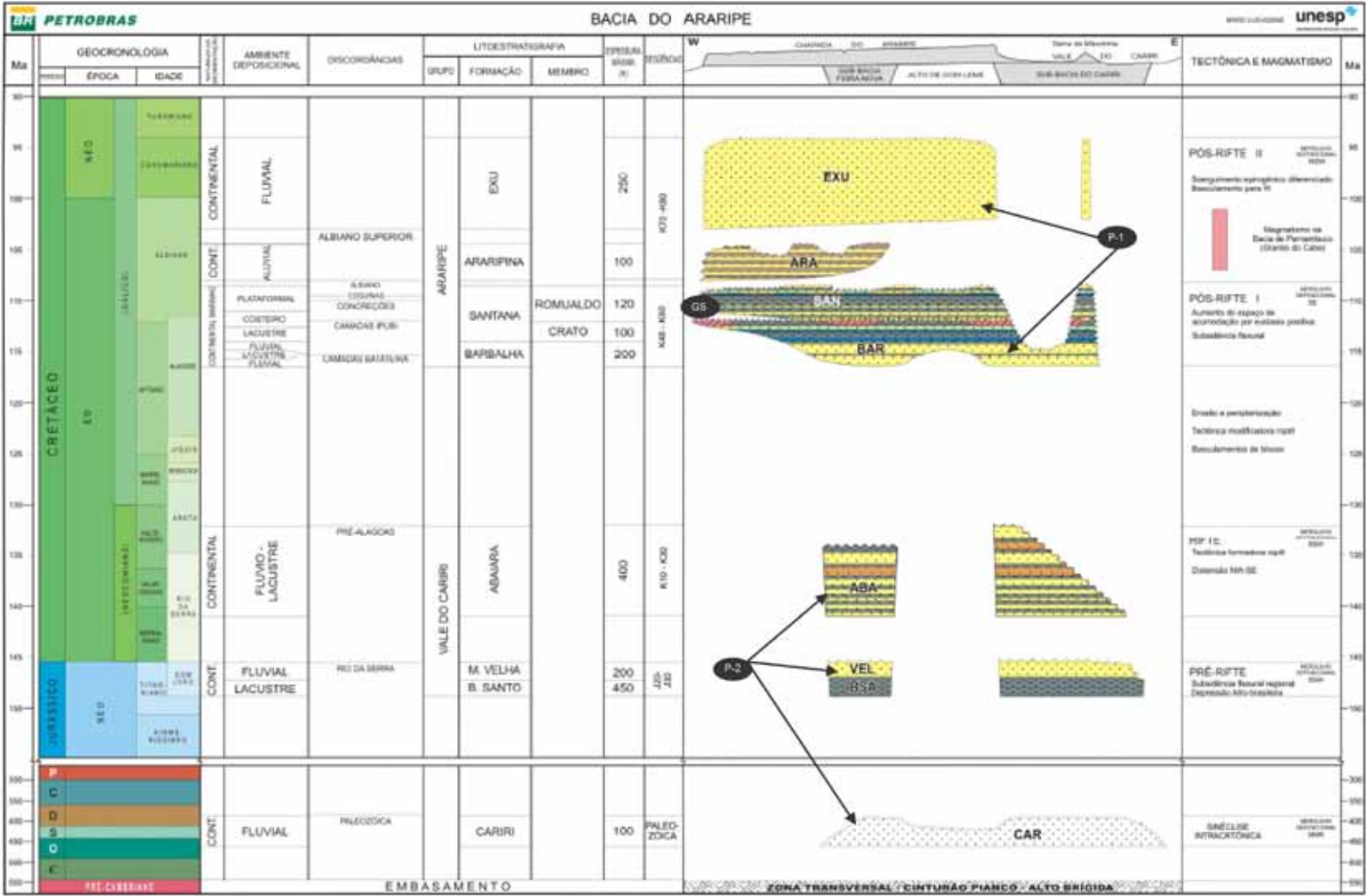


Figura 3.24 - Carta estratigráfica da Bacia do Araripe com indicação do gerador do sistema petrolífero principal (GS) e *plays* exploratórios (P).

Fonte: Modificado de Petrobras (2007).

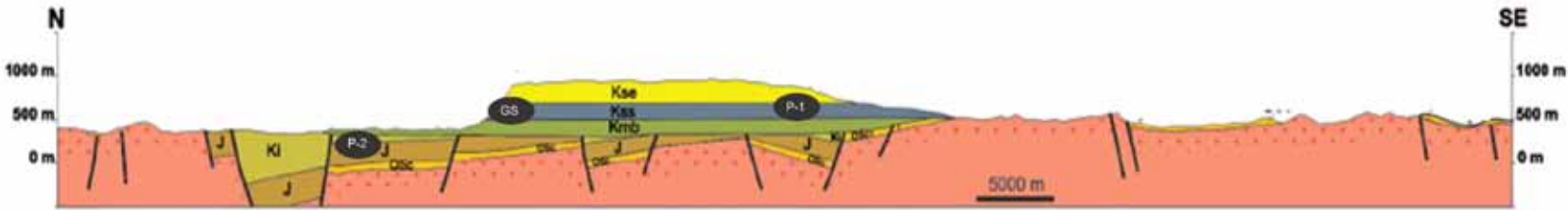


Figura 3.25 - Seção geológica da Bacia do Araripe com indicação do gerador do sistema petrolífero principal (GS) e *plays* exploratórios (P).

Fonte: Modificado de Moraes Neto et al.(2006).

• Principais Atividades do Setor de Petróleo e Gás na Bacia

Na Figura 3.26, são apresentados os escassos dados sísmicos e o primeiro poço pioneiro perfurado na bacia do Araripe. Esta bacia não possui descoberta comercial, tampouco há blocos sob concessão.

Embora não ilustrados na figura, cabe citar que em 2010, a ANP concluiu o levantamento de dados geoquímicos, obtendo resultados não muito promissores.

A Tabela 3.14 evidencia o baixo conhecimento geológico desta bacia.

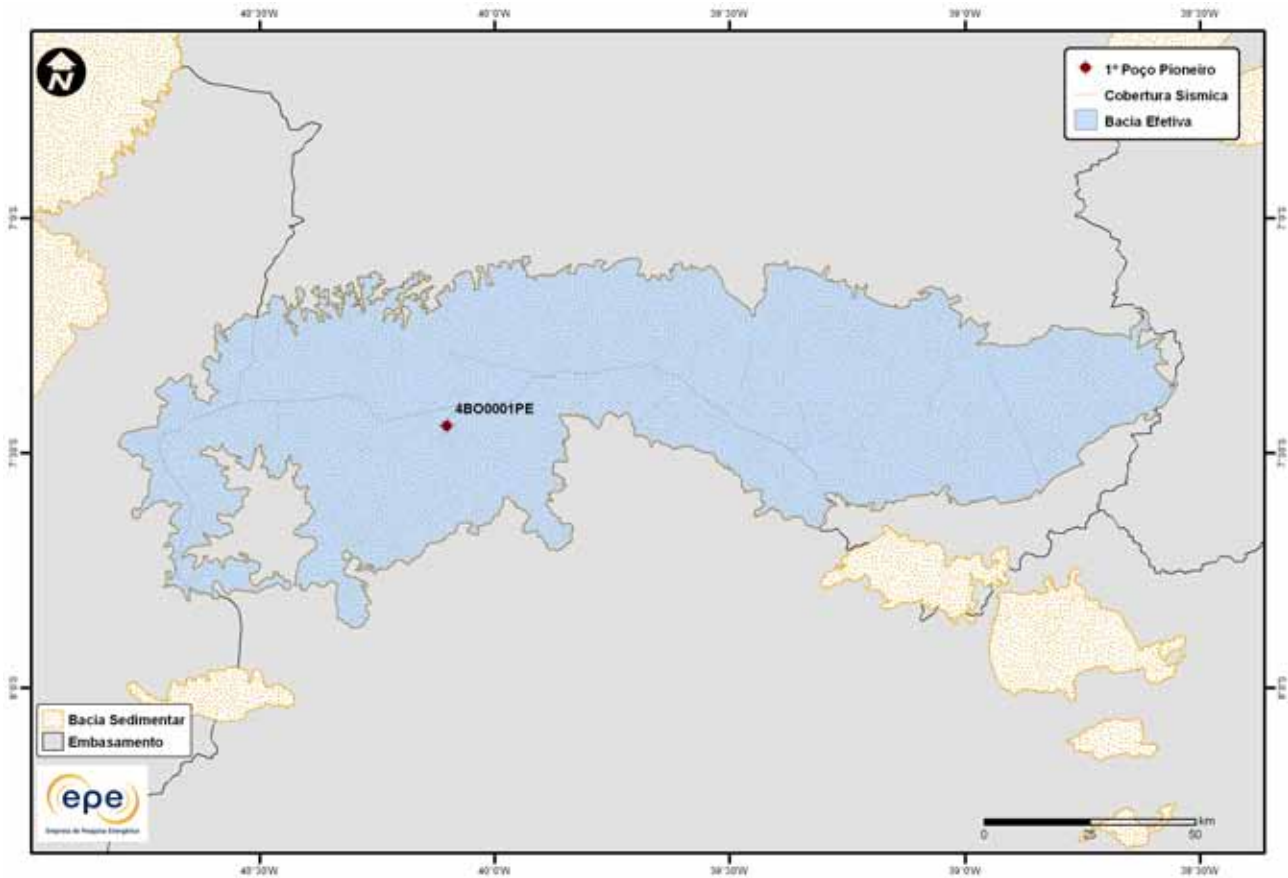


Figura 3.26 - Atividades de E&P na Bacia do Araripe.

Tabela 3.14 - Resumo de Atividades de E&P – Bacia do Araripe			
Situação Geográfica			terra
Poços Exploratórios	Perfurados		2
	1º Poço Pioneiro (ano)		4BO0001PE (1994)
	Último Poço Pioneiro (ano)		-
	Profundidade Máxima Perfurada (m)		1.524
	Maior Lâmina D'água (m)		0
	Índice de Sucesso Geológico de Poços Pioneiros (%)		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	Ano de Início		-
	Acumulada	Petróleo (MM bbl)	0
		Gás Associado (MM m³)	0
		Gás Não Associado (MM m³)	0

- **Infraestrutura de Abastecimento da Bacia**

Não há, atualmente, infraestrutura de abastecimento (refinarias, terminais, UPGNs e dutos) na bacia, seja construída ou em projeto.

- **Análise da Bacia em *Plays* Exploratórios**

A Figura 3.27 apresenta o mapa da bacia efetiva do Araripe, segundo a abordagem probabilística, com indicação das chances de descobertas de hidrocarbonetos. A bacia apresenta baixas chances de descobertas, sendo que a região central da bacia apresenta, relativamente, maior chance de descoberta. A Tabela 3.15 apresenta a correspondência dos *plays* com os *superplays*.

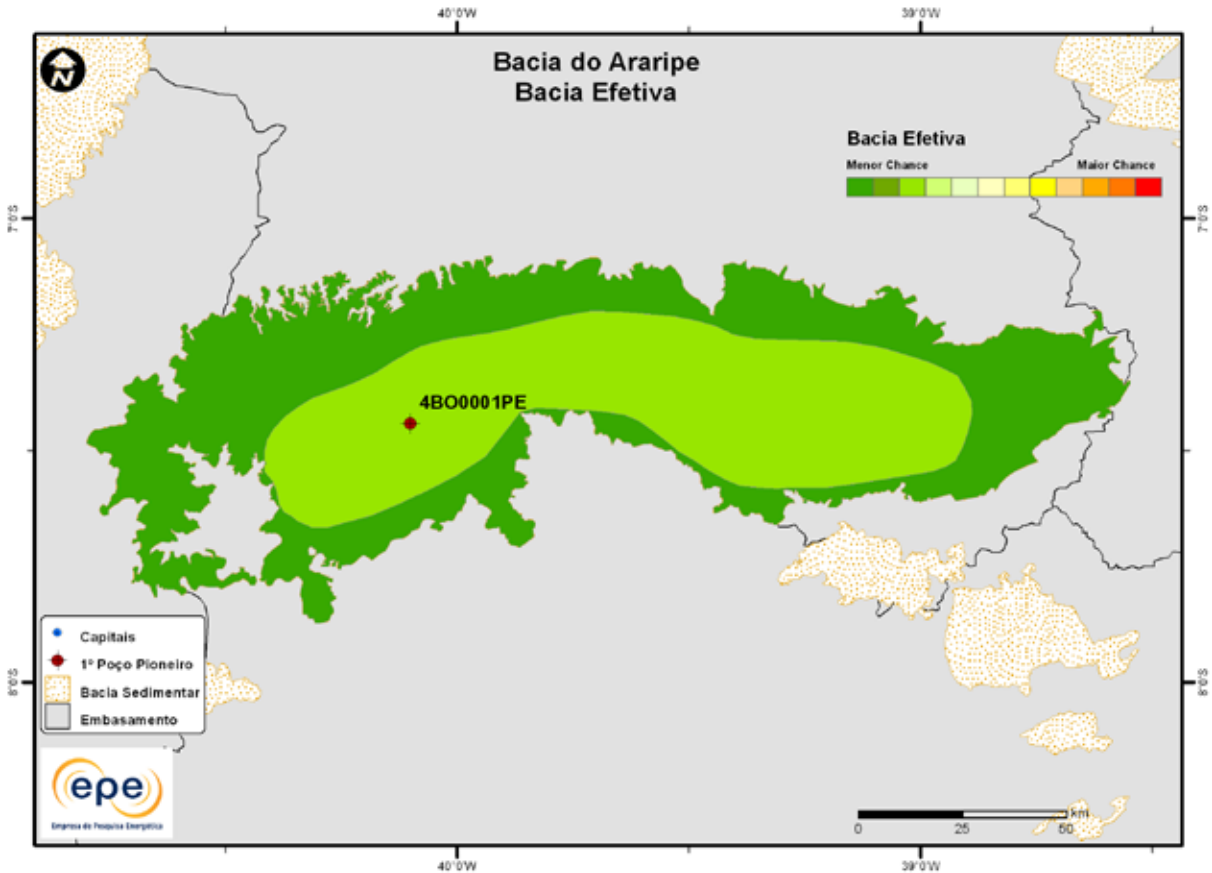


Figura 3.27 - Mapa da bacia efetiva do Araripe com indicação das chances de descobertas.

Tabela 3.15 - Plays da Bacia do Araripe		
Nome do Play	Status Exploratório	Superplay
Araripe	Fronteira	SuperPlay 2 – Cretáceo Inferior_Transicional/Marinho Raso
Vale do Cariri	Fronteira	SuperPlay 3 – Cretáceo Inferior_Continental

3.1.3.1 Play Araripe

A Figura 3.28 apresenta o mapa do *play* efetivo Araripe, com as chances de descobertas de hidrocarboneto. Este *play* apresenta chance de descoberta muito baixa e homogênea em toda a sua extensão. Os atributos referentes a esse *play* estão sumarizados na Tabela 3.16.

A Figura 3.29 apresenta a expectativa de fluido para o *play* Araripe. A maior expectativa é de petróleo leve, caso ocorra descoberta de hidrocarboneto.

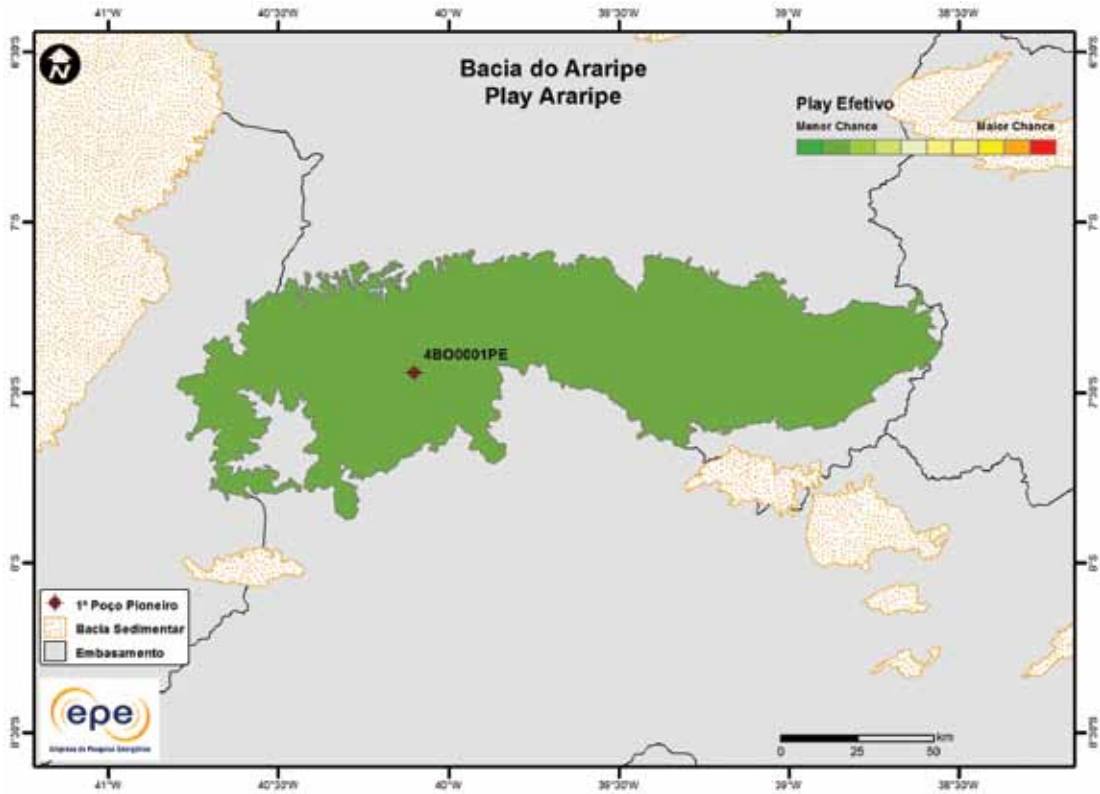


Figura 3.28 - Play efetivo Araripe da Bacia do Araripe.

Tabela 3.16 - Atributos do Play Araripe – Bacia do Araripe		
Play		Araripe
Situação Geográfica		terra
Carga	Unidade Litoestratigráfica	Formação Santana
	Unidade Cronoestratigráfica	Cretáceo Inferior (Aptiano-Albiano)
	Migração	falhas normais
Reservatório	Unidade Litoestratigráfica	Formações Barbalha e Exu
	Unidade Cronoestratigráfica	Cretáceo Inferior (Aptiano)-Superior (Cenomaniano)
	Profundidade Média (m)	1.000
	Litologia / Contexto Depositional	siliciclástico grosseiro
Trapa	Unidade Litoestratigráfica Selante	Formações Santana, Barbalha e Exu
	Unidade Cronoestratigráfica Selante	Cretáceo Inferior (Aptiano)-Superior (Cenomaniano)
	Tipo de Trapa	estrutural
	Litologia Selante	folhelho

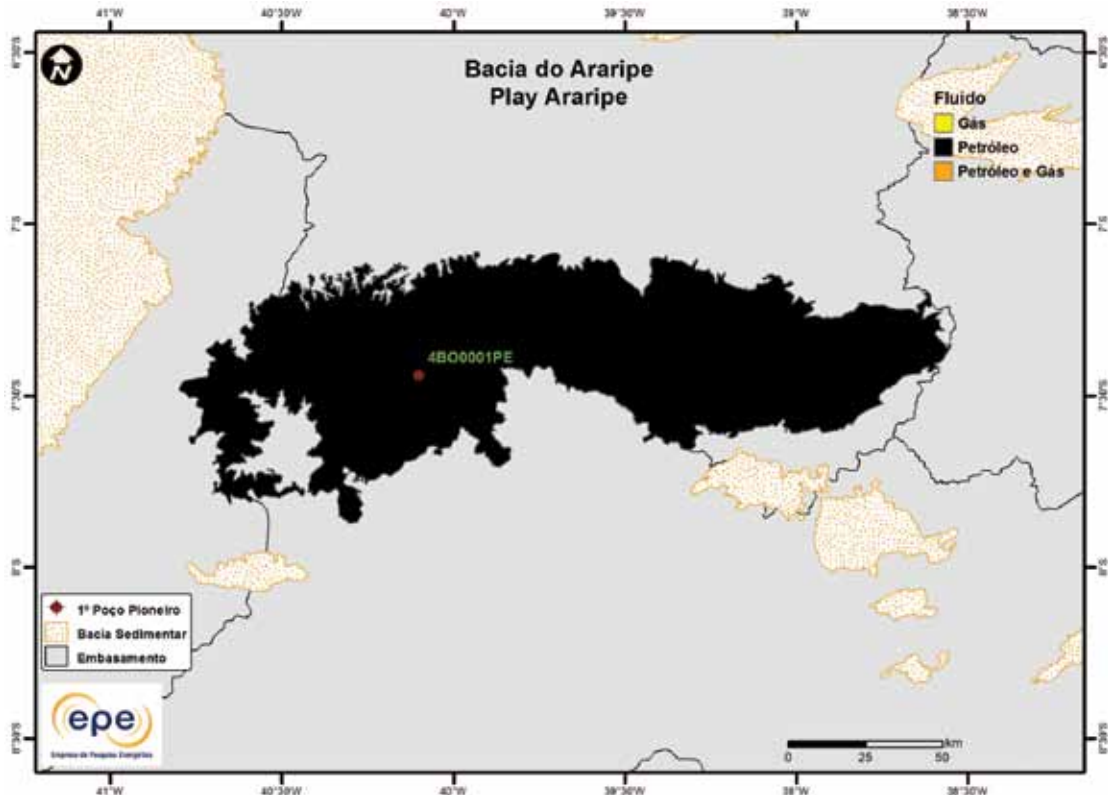


Figura 3.29 - Tipo de fluido do *play* efetivo Araripe da Bacia do Araripe.

3.1.3.2 *Play* Vale do Cariri

Figura 3.30 apresenta o mapa do *play* efetivo Vale do Cariri, com a chance de descoberta de hidrocarboneto. O *play* se concentra na parte central da bacia, com baixa chance de descoberta. Os atributos referentes a esse *play* estão sumarizados na Tabela 3.17.

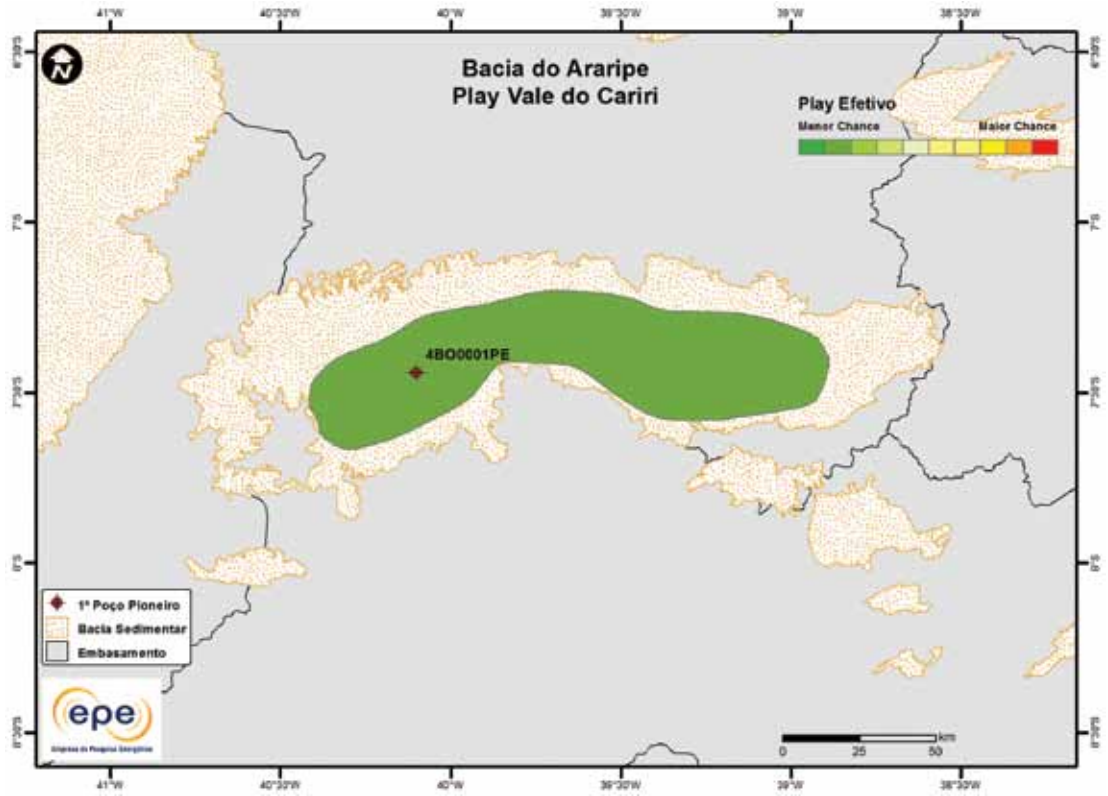


Figura 3.30 - *Play* efetivo Vale do Cariri da Bacia do Araripe.

Tabela 3.17 - Atributos do Play Vale do Cariri – Bacia do Araripe		
Play		Vale do Cariri
Situação Geográfica		terra
Carga	Unidade Litoestratigráfica	Formação Abaiara e Brejo Santo
	Unidade Cronoestratigráfica	Cretáceo Inferior
	Migração	falhas normais
Reservatório	Unidade Litoestratigráfica	Formações Missão Velha, Brejo Santo, Abaiara e Cariri
	Unidade Cronoestratigráfica	Paleozoico (Ordoviciano)?-Cretáceo Inferior
	Profundidade Média (m)	1.000
	Litologia / Contexto Depositional	arenito / fluvial
Trapa	Unidade Litoestratigráfica Selante	Formações Barbalha, Santana e Exu
	Unidade Cronoestratigráfica Selante	Cretáceo Inferior-Superior (Cenomaniano)
	Tipo de Trapa	estrutural
	Litologia Selante	folhelho

A Figura 3.31 apresenta a expectativa de fluido para o *play* Vale do Cariri. A maior expectativa é de petróleo leve, caso ocorra descoberta de hidrocarboneto.

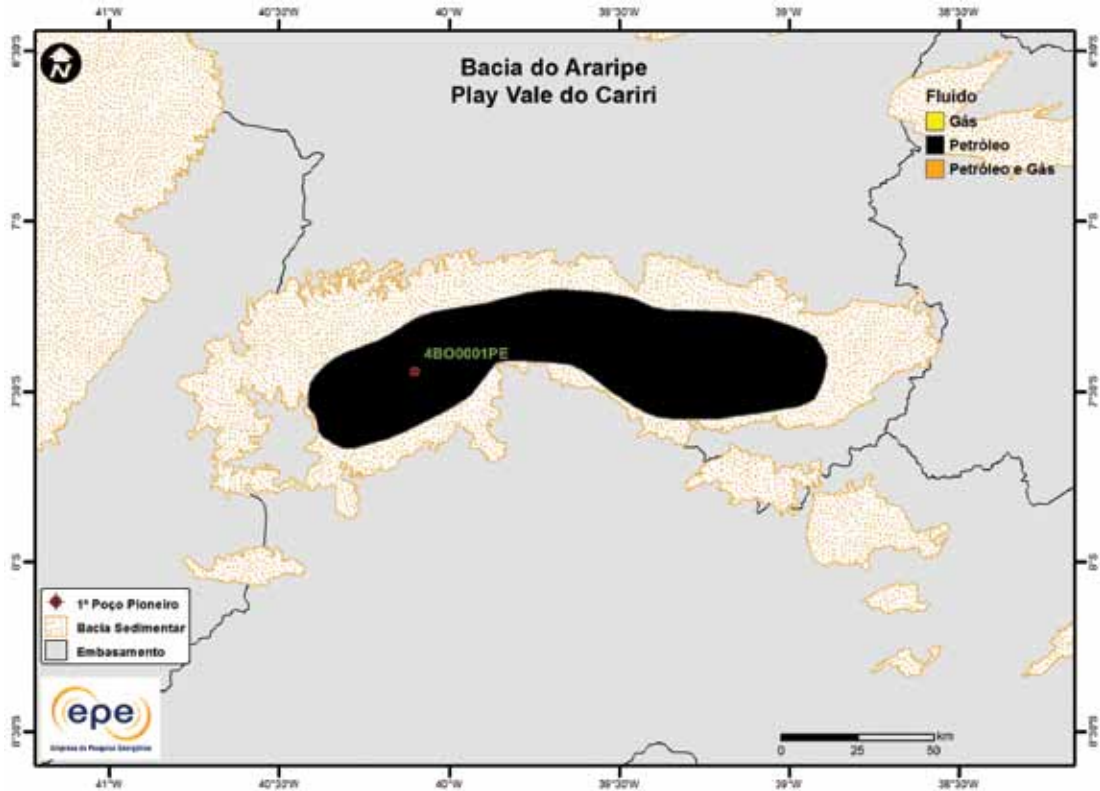


Figura 3.31 - Tipo de fluido com maior expectativa no *play* efetivo Vale do Cariri da Bacia do Araripe.

3.1.4 Bacia de Barreirinhas

Síntese da Bacia

Apresenta-se na Figura 3.32 o mapa de localização da bacia sedimentar e efetiva (abordagem geográfica) de Barreirinhas, e na Tabela 3.18, suas principais características geológicas. Nota-se que na região mais externa *offshore* ainda não foi identificado *play* exploratório. Os principais reservatórios e o principi pl gerador de cada *play* exploratório estão indicados na carta estratigráfica (Figura 3.33) e na seção geológica (Figura 3.34).

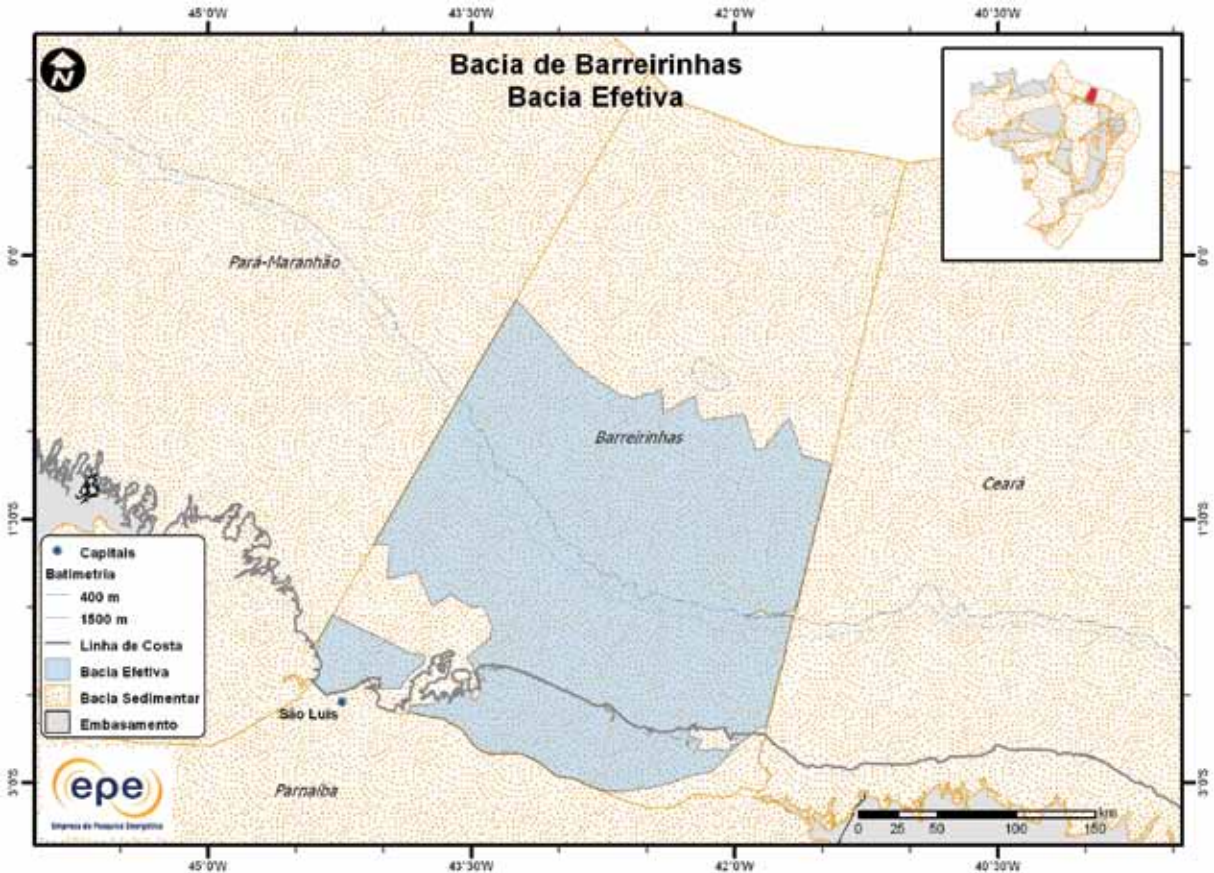


Figura 3.32 - Bacia efetiva de Barreirinhas.

Tabela 3.18 - Informações Geológicas da Bacia de Barreirinhas		
Situação Geográfica	terra	mar
Área Sedimentar (km²)	10.248	91.560
Área da Bacia efetiva (km²)	7.455	49.942
Maturidade Exploratória	Nova Fronteira	
Sistema Petrolífero Principal	Codó-Canárias (!)	
Plays Exploratórios	Nome do Play	Principal Reservatório
1	Travosas Terciário	Formação Travosas
2	Ilha de Santana	Formação Ilha de Santana
3	Travosas Escorregamento Gravitacional	Formação Travosas
4	Travosas Cretáceo Superior	Formação Travosas
5	Canárias Superior	Formação Barro Duro
6	Canárias Popups	Grupo Canárias
7	Canárias	Grupo Canárias

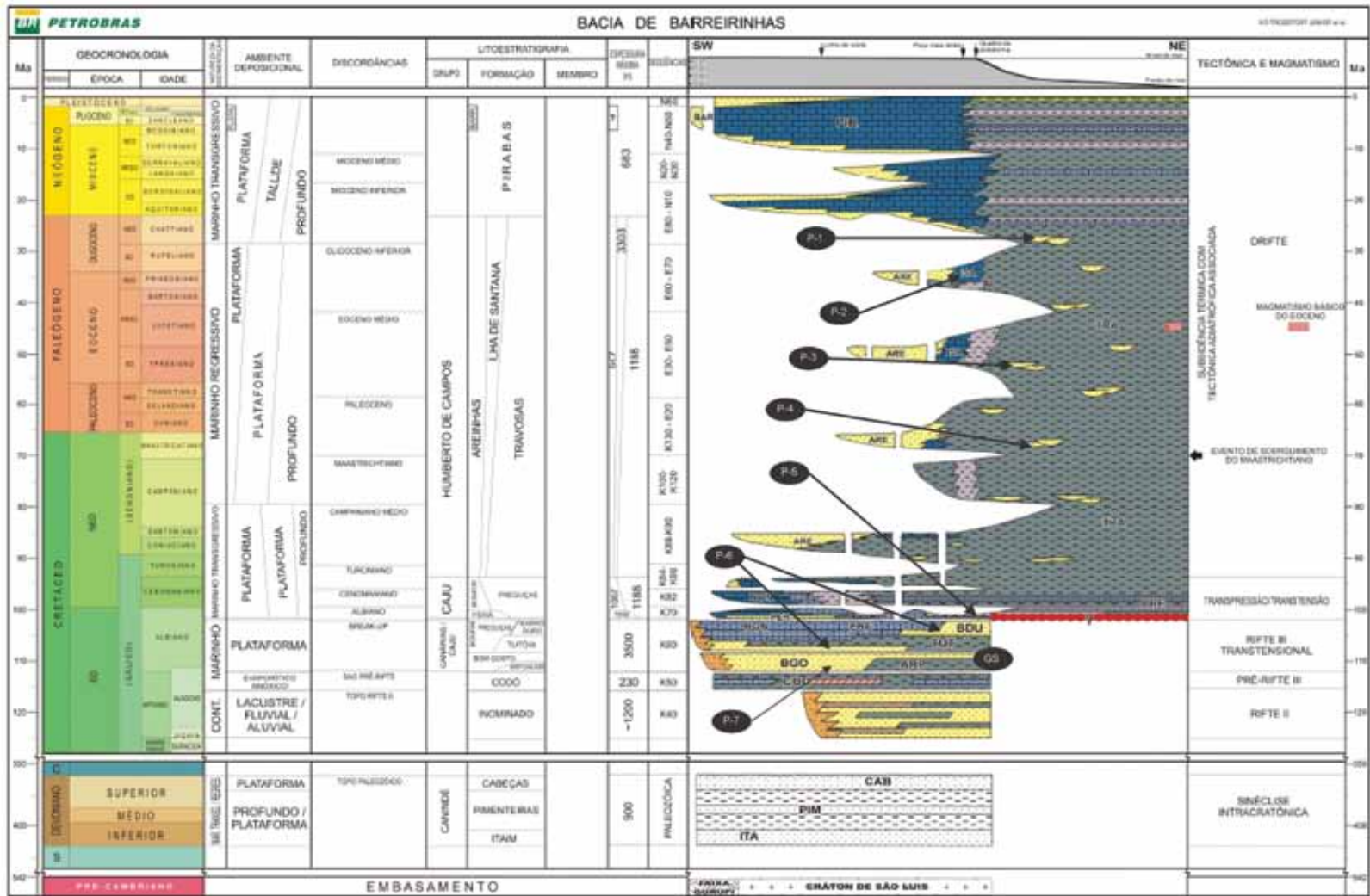


Figura 3.33 - Carta estratigráfica da Bacia de Barreirinhas com indicação do gerador do sistema petrolífero principal (GS) e *plays* exploratórios (P).

Fonte: Modificado de Petrobras (2007).

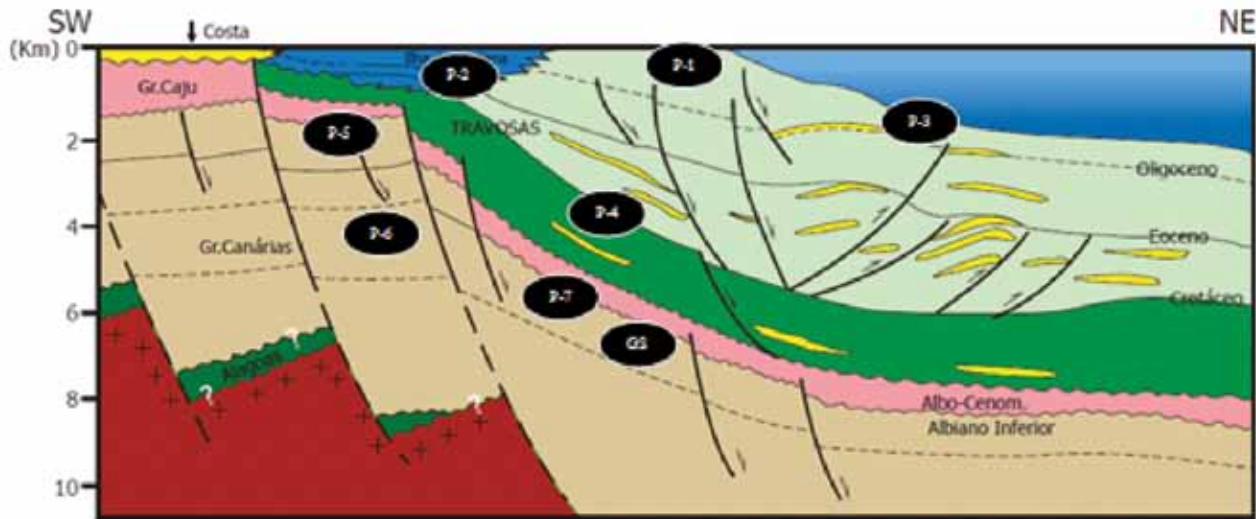


Figura 3.34 - Seção geológica da Bacia de Barreirinhas com indicação do gerador do sistema petrolífero principal (GS) e *plays* exploratórios (P).

Fonte: Modificado de ANP (2009f).

• Principais Atividades do Setor de Petróleo e Gás na Bacia

Na Figura 3.35, apresenta-se a localização da cobertura dos levantamentos sísmicos e os blocos exploratórios sob concessão. Além da área em avaliação, há a última descoberta comercial e os poços pioneiros. Uma peculiaridade desta bacia é que os poços pioneiros são, em sua maioria, muito antigos, além de escassos na parte *offshore*.

A Tabela 3.19 apresenta, resumidamente, informações sobre os poços exploratórios e sobre as descobertas antigas, além dos volumes da produção acumulada advinda de antigos campos terrestres (acumulações marginais). Atualmente, não há produção de hidrocarbonetos na bacia.

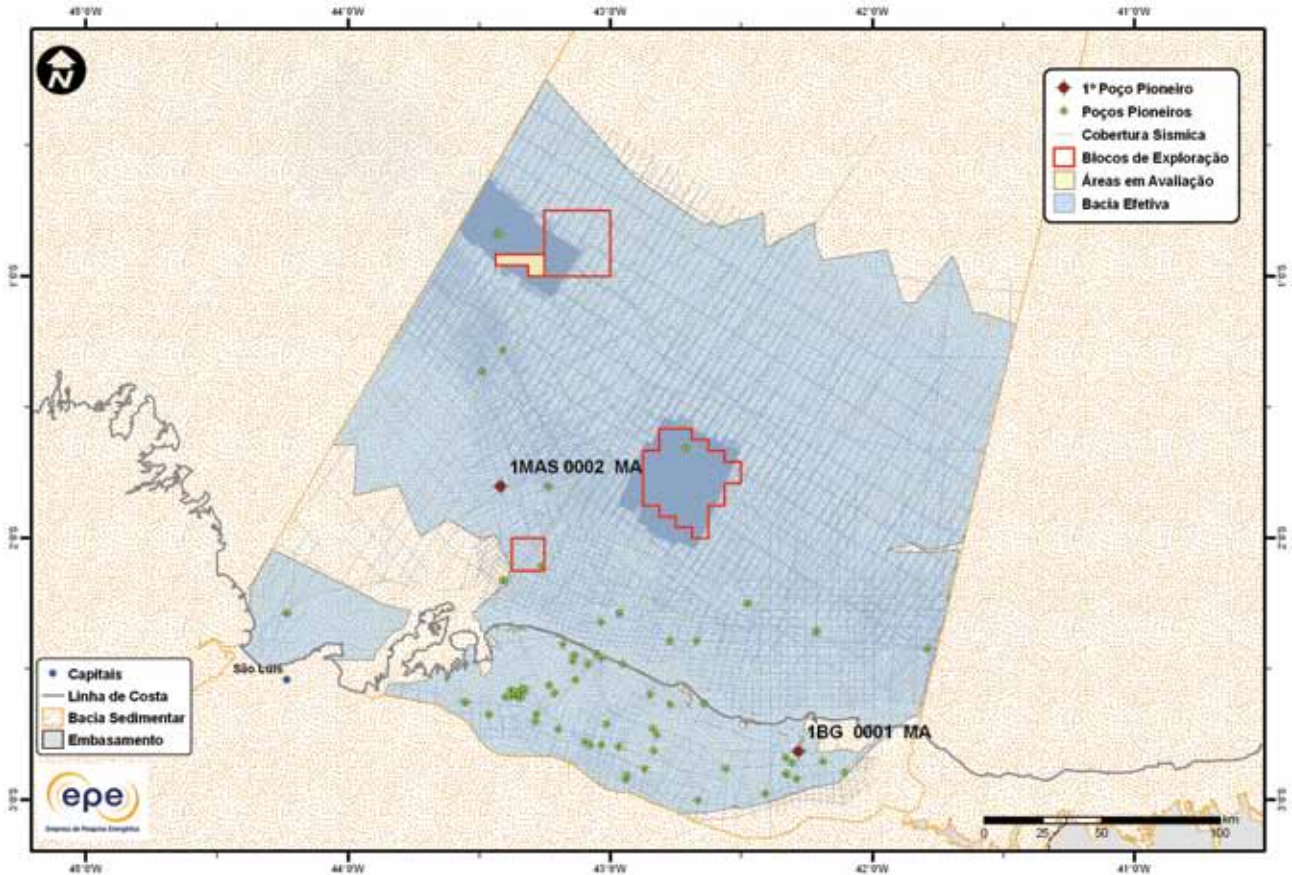


Figura 3.35 - Atividades de E&P na Bacia de Barreirinhas.

Tabela 3.19 - Resumo de Atividades de E&P – Bacia de Barreirinhas				
Poços Exploratórios	Situação Geográfica		mar	terra
	Perfurados		24	83
	1º Poço Pioneiro (ano)		1MAS0002MA (1971)	1BG0001MA (1963)
	Último Poço Pioneiro (ano)		1BRSA729MAS (2009)	1PDM0001MA (1987)
	Profundidade Máxima Perfurada (m)		6.275	4.250
	Maior Lâmina D'água (m)		2.336	0
	Índice de Sucesso Geológico de Poços Pioneiros (%)		0	6
Campos	Petróleo		0	0
	Gás Não Associado		0	0
	Petróleo e Gás		0	0
	Em Avaliação		1	0
Descobertas	1ª Descoberta Comercial (ano)		-	São João (1965)
	Última Descoberta Comercial (ano)		-	São João (1965)
Produção	Ano de Início		-	1984
	Acumulada	Petróleo (MM bbl)	0	0,075
		Gás Associado (MM m³)	0	0
		Gás Não Associado (MM m³)	0	0,894

- **Infraestrutura de Abastecimento da Bacia**

A bacia de Barreirinhas, propriamente dita, não possui infraestrutura de abastecimento existente, nem tão pouco planejada. Entretanto, há instalações na bacia do Parnaíba, existentes e planejadas, que certamente terão grande influência nas atividades de E&P na bacia de Barreirinhas, devido à sua proximidade (Figura 3.36 e Figura 3.37). Maiores detalhes dessas instalações serão abordados no item 3.1.18, referente à Bacia do Parnaíba.

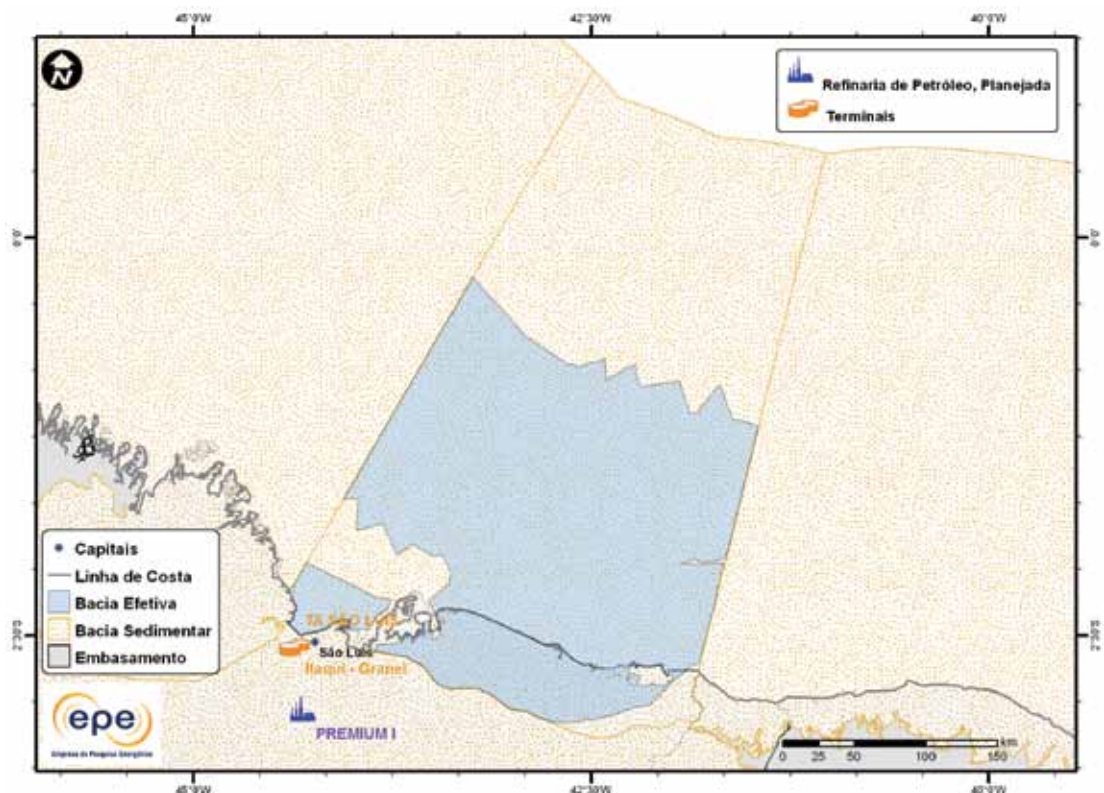


Figura 3.36 - Infraestrutura de abastecimento da Bacia de Barreirinhas: refinarias e terminais.

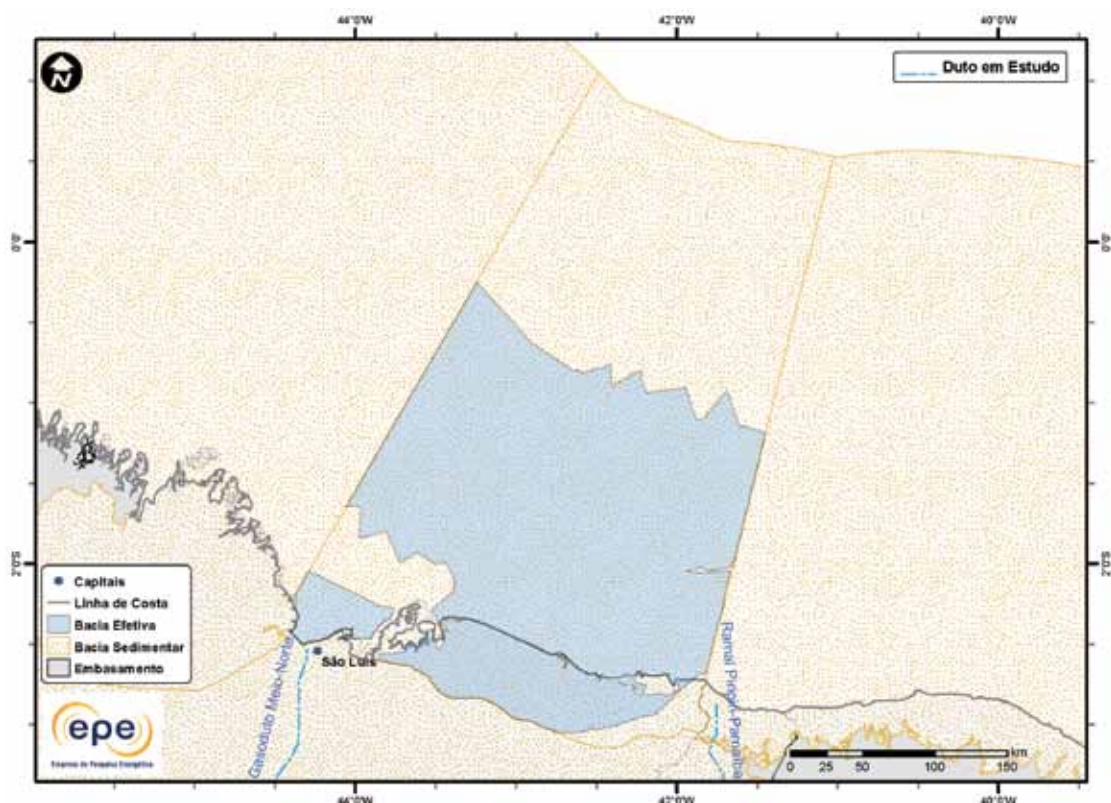


Figura 3.37 - Infraestrutura de abastecimento da Bacia de Barreirinhas: UPGNs e dutos.

• **Análise da Bacia em Plays Exploratórios**

A Figura 3.38 apresenta o mapa da bacia efetiva de Barreirinhas, segundo a abordagem probabilística, com indicação das chances de descobertas de hidrocarbonetos. Percebe-se que a área terrestre apresenta maior chance de descoberta, em relação ao restante da bacia. A Tabela 3.20 apresenta a correspondência dos *plays* com os *superplays*.

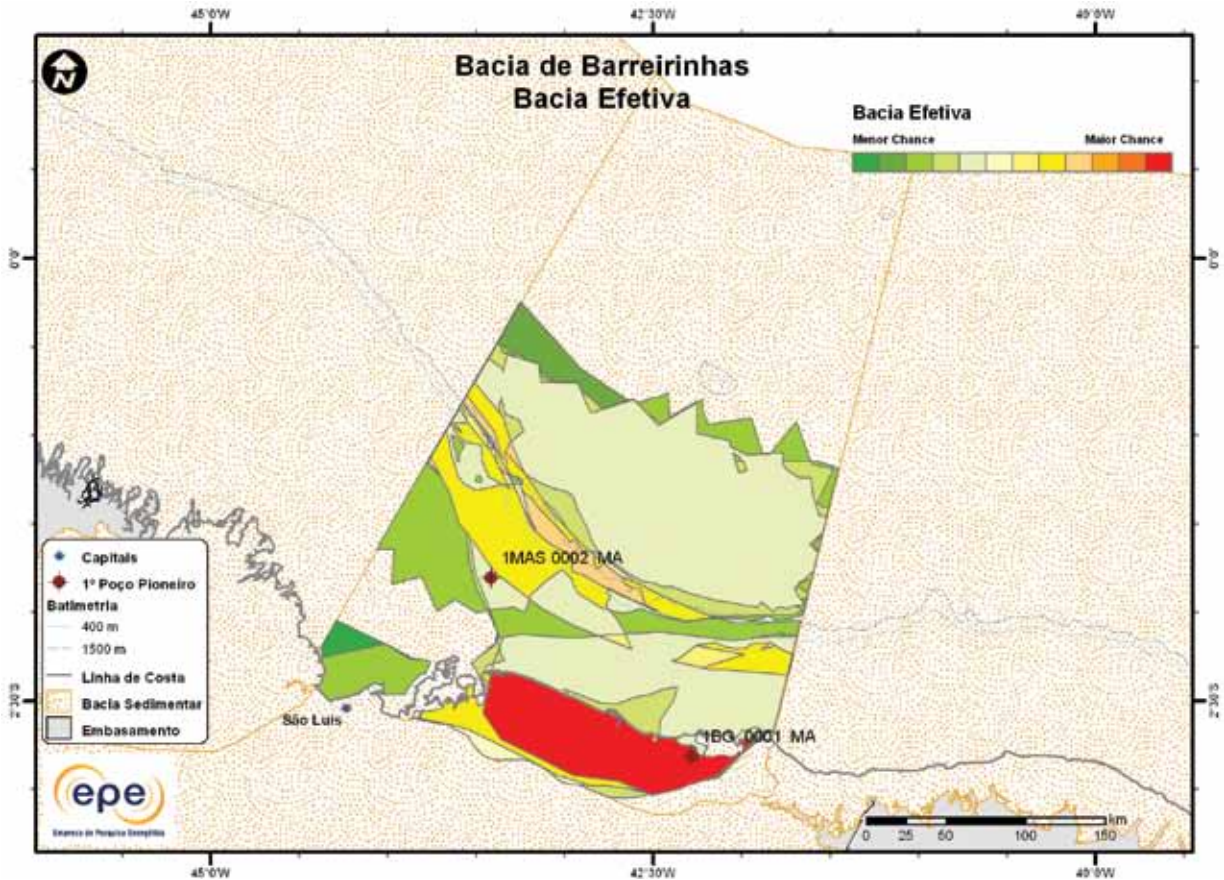


Figura 3.38 - Mapa da bacia efetiva de Barreirinhas com indicação das chances de descobertas.

Tabela 3.20 - Plays da Bacia de Barreirinhas		
Nome do Play	Status Exploratório	Superplay
Travosas Terciário	Fronteira	SuperPlay 1 – Terciário-Cretáceo Superior_Marinho Aberto
Ilha de Santana	Fronteira	SuperPlay 1 – Terciário-Cretáceo Superior_Marinho Aberto
Travosas Escorregamento Gravitacional	Fronteira	SuperPlay 1 – Terciário-Cretáceo Superior_Marinho Aberto
Travosas Cretáceo Superior	Fronteira	SuperPlay 1 – Terciário-Cretáceo Superior_Marinho Aberto
Canárias Superior	Fronteira	SuperPlay 2 – Cretáceo Inferior_Transicional/Marinho Raso
Canárias Popups	Imaturo	SuperPlay 3 – Cretáceo Inferior_Continental
Canárias	Imaturo	SuperPlay 3 – Cretáceo Inferior_Continental

3.1.4.1 Play Travosas Terciário

A Figura 3.39 apresenta o mapa do *play* efetivo Travosas Terciário, com as chances de descobertas de hidrocarboneto. As chances são relativamente baixas, com a área central do *play* como a de maior chance. Os atributos referentes a esse *play* estão sumarizados na Tabela 3.21.

A Figura 3.40 apresenta a expectativa de fluido para o *play* Travosas Terciário. A maior expectativa é de petróleo, caso ocorra descoberta de hidrocarboneto. Sendo petróleo, espera-se a ocorrência de petróleo pesado na região mais distal e leve na região mais proximal.

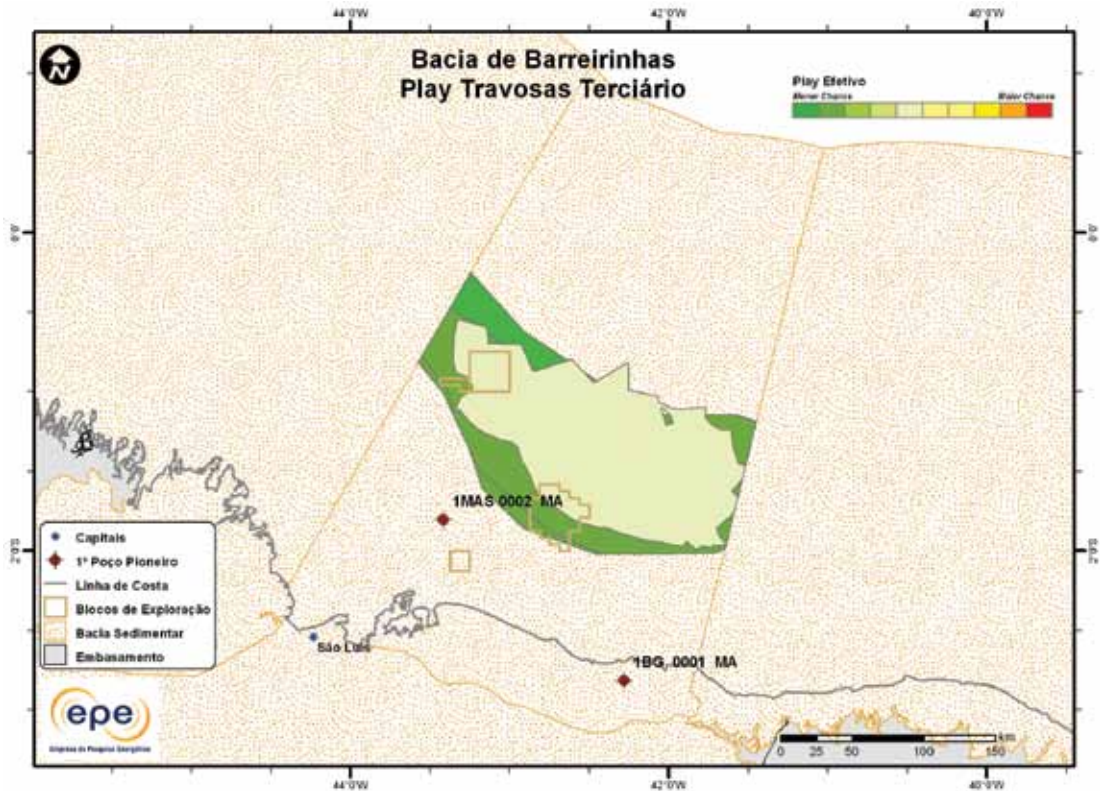


Figura 3.39 - Play efetivo Travosas Terciário da Bacia de Barreirinhas.

Tabela 3.21 - Atributos do Play Travosas Terciário – Bacia de Barreirinhas		
Play		Travosas Terciário
Situação Geográfica		mar
Carga	Unidade Litoestratigráfica	Formação Travosas
	Unidade Cronoestratigráfica	Paleógeno-Neógeno
	Migração	falhas normais e reversas
Reservatório	Unidade Litoestratigráfica	Formação Travosas
	Unidade Cronoestratigráfica	Paleógeno-Neógeno
	Profundidade Média (m)	2.500
	Litologia / Contexto Depositional	arenito / turbidito marinho
Trapa	Unidade Litoestratigráfica Selante	Formação Travosas
	Unidade Cronoestratigráfica Selante	Paleógeno-Neógeno
	Tipo de Trapa	estratigráfica
	Litologia Selante	folhelho

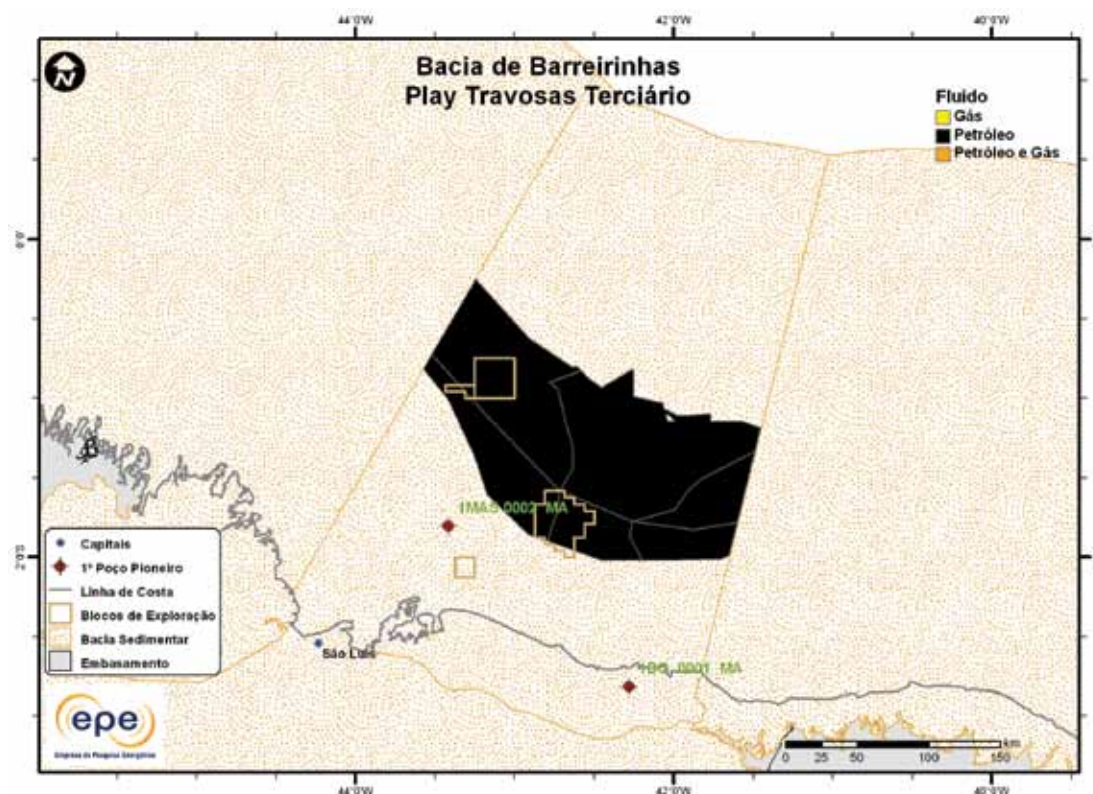


Figura 3.40 - Tipo de fluido com maior expectativa no *play* efetivo Travosas Terciário da Bacia de Barreirinhas.

3.1.4.2 *Play* Ilha de Santana

A Figura 3.41 apresenta o mapa do *play* efetivo Ilha de Santana, com chance de descoberta de hidrocarboneto. Percebe-se que toda a área deste *play* apresenta baixa chance de descoberta. Os atributos referentes a esse *play* estão sumarizados na Tabela 3.22.

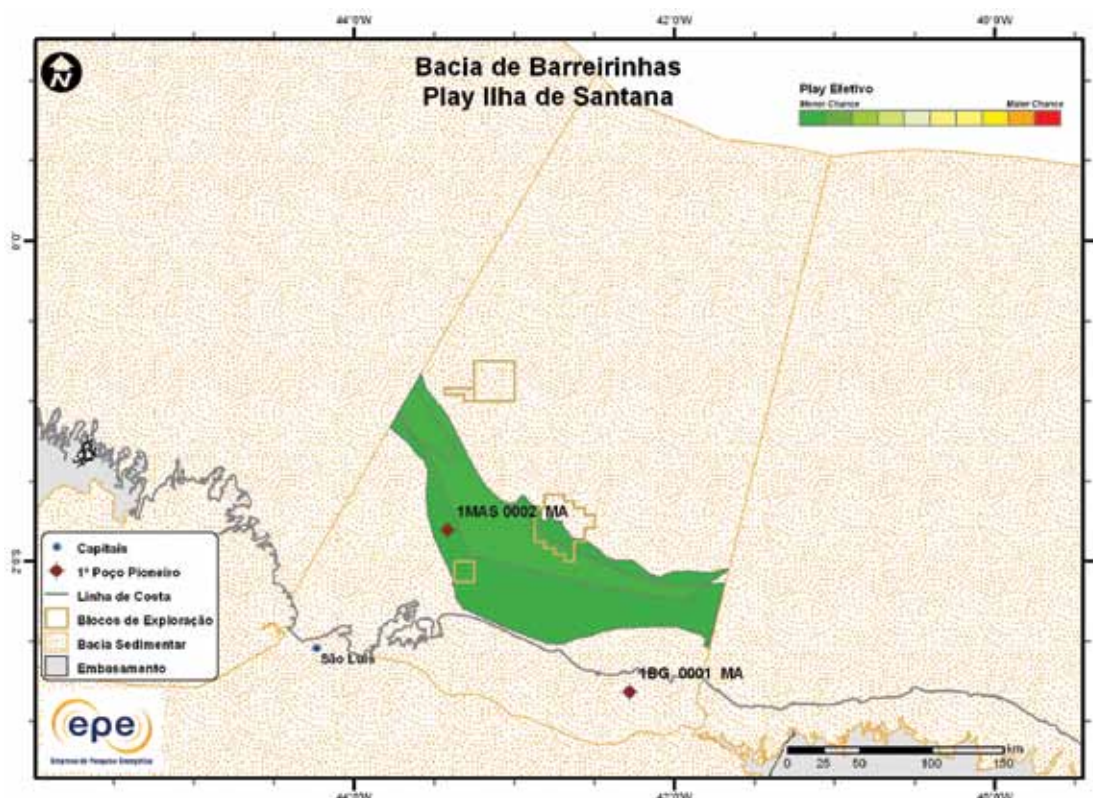


Figura 3.41- *Play* efetivo Ilha de Santana da Bacia de Barreirinhas.

Tabela 3.22 - Atributos do Play Ilha de Santana – Bacia de Barreirinhas		
Play		Ilha de Santana
Situação Geográfica		mar
Carga	Unidade Litoestratigráfica	Formação Travosas
	Unidade Cronoestratigráfica	Cretáceo Superior-Neógeno
	Migração	falhas normais
Reservatório	Unidade Litoestratigráfica	Formação Ilha de Santana
	Unidade Cronoestratigráfica	Paleógeno-Neógeno
	Profundidade Média (m)	2.500
	Litologia / Contexto Depositional	calcarenito e calcirrudito / bancos
Trapa	Unidade Litoestratigráfica Selante	Formação Ilha de Santana
	Unidade Cronoestratigráfica Selante	Paleógeno-Neógeno
	Tipo de Trapa	estratigráfica
	Litologia Selante	folhelho e calcilutito

A Figura 3.42 apresenta a expectativa de fluido para o play Ilha de Santana. A maior expectativa é de petróleo e gás natural, caso ocorra descoberta de hidrocarboneto. Sendo petróleo, espera-se a ocorrência de petróleo leve.

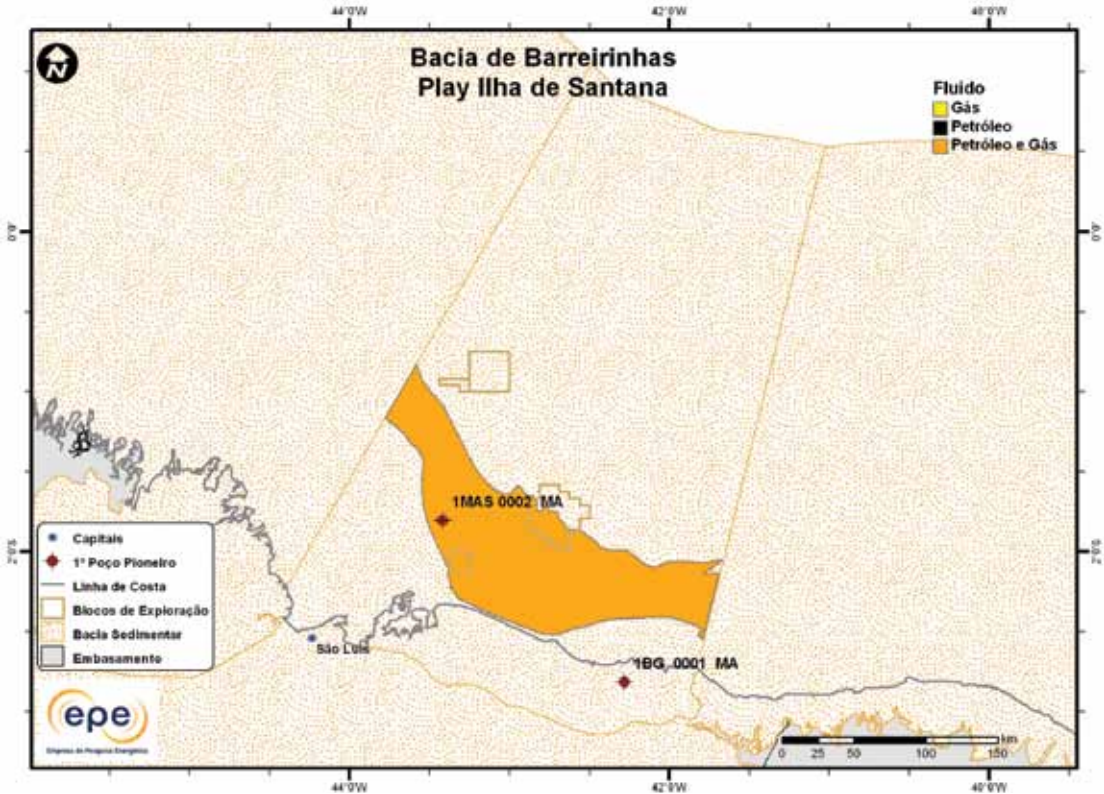


Figura 3.42 - Tipo de fluido com maior expectativa no play efetivo Ilha de Santana da Bacia de Barreirinhas.

3.1.4.3 Play Travosas Escorregamento Gravitacional

A Figura 3.43 apresenta o mapa do *play* efetivo Travosas Escorregamento Gravitacional, com as chances de descobertas de hidrocarbonetos. Observa-se que a ocorrência deste *play* é bastante restrita, apresentando baixa chance de descoberta. Os atributos referentes a esse *play* estão sumarizados na Tabela 3.23.

O *play* Travosas Escorregamento Gravitacional difere do *play* Travosas apenas pelo tipo de trapeamento. Os reservatórios foram depositados em células de escorregamento gravitacional durante períodos de mar baixo, com possível contribuição lítica da erosão da plataforma carbonática adjacente.

A Figura 3.44 apresenta a expectativa de fluido para o *play* Travosas Escorregamento Gravitacional. A maior expectativa é de petróleo e gás natural, caso ocorra descoberta de hidrocarboneto. Sendo petróleo, espera-se a ocorrência de petróleo leve.

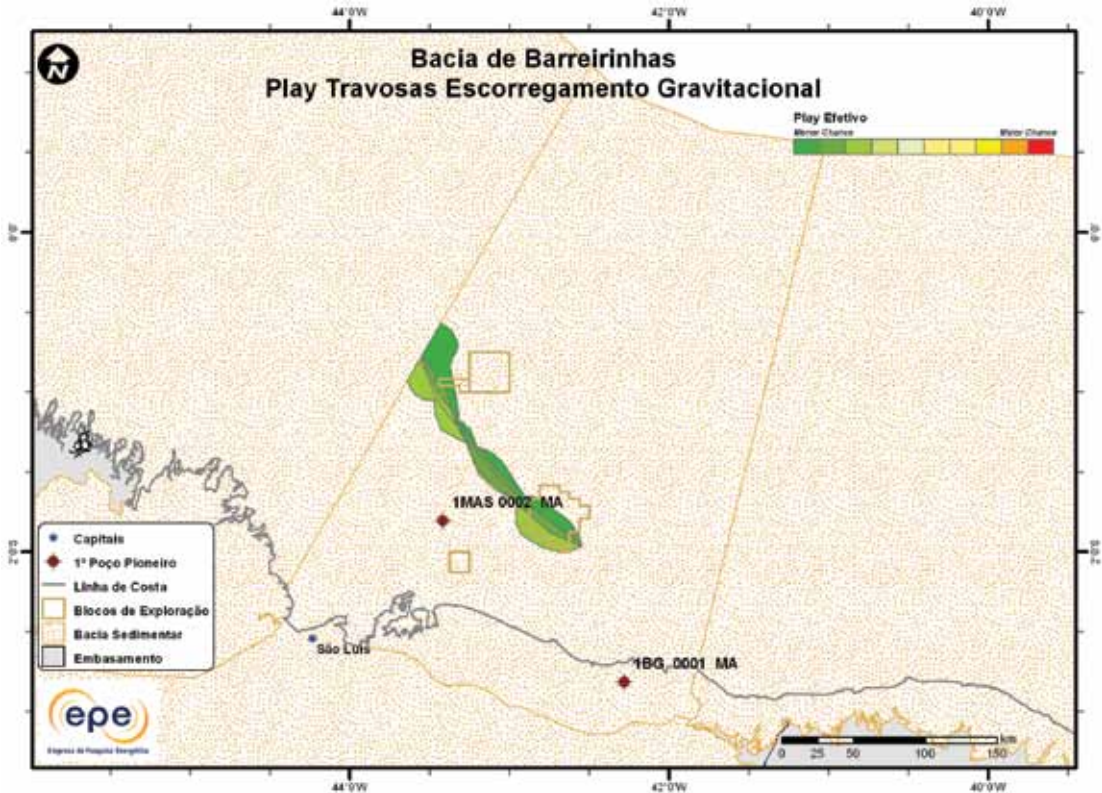


Figura 3.43 - Play efetivo Travosas Escorregamento Gravitacional da Bacia de Barreirinhas.

Tabela 3.23 - Atributos do Play Travosas Escorregamento Gravitacional – Bacia de Barreirinhas		
Play		
Situação Geográfica		
Carga	Unidade Litoestratigráfica	Travosas Escorregamento Gravitacional mar
	Unidade Cronoestratigráfica	
	Migração	
Reservatório	Unidade Litoestratigráfica	Formação Travosas, Grupos Canárias e Cajú Cretáceo Superior-Paleógeno falhas normais e reversas Formação Travosas Paleógeno (Eoceno-Oligoceno) 2.450
	Unidade Cronoestratigráfica	
	Profundidade Média (m)	
	Litologia / Contexto Deposicional	
Trapa	Unidade Litoestratigráfica Selante	arenito Formação Travosas Paleógeno (Eoceno-Oligoceno) estrutural folhelho
	Unidade Cronoestratigráfica Selante	
	Tipo de Trapa	
	Litologia Selante	

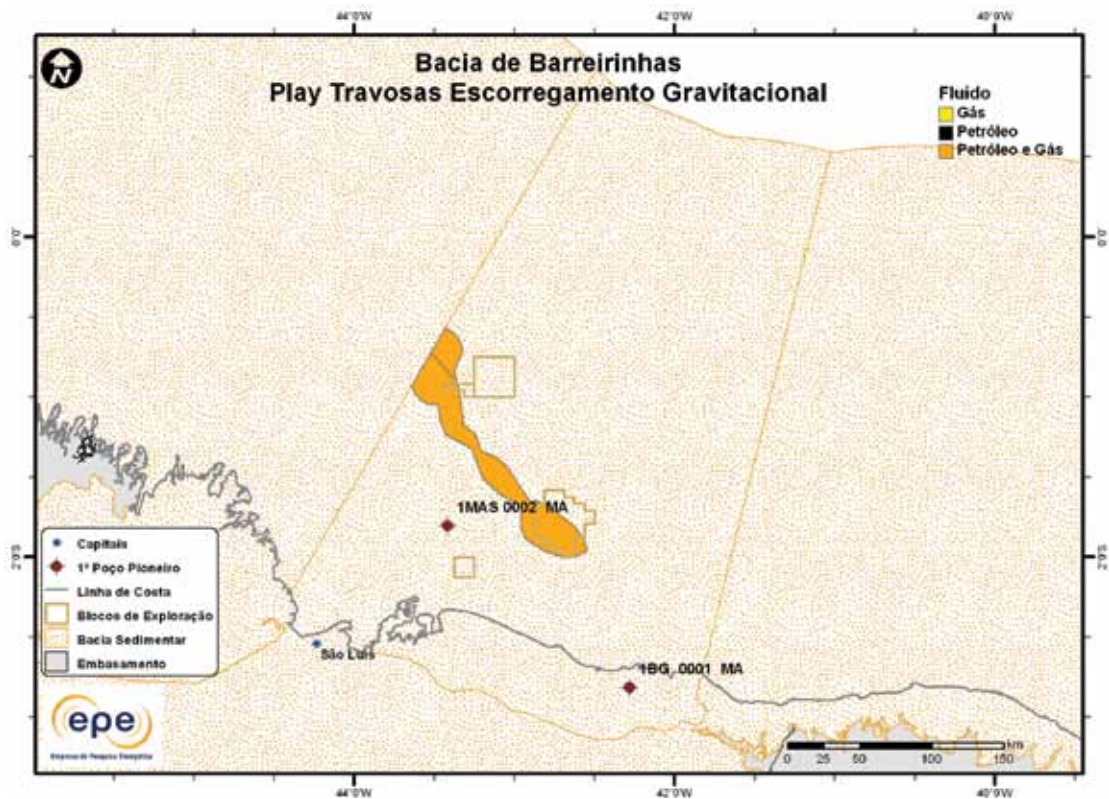


Figura 3.44 - Tipo de fluido com maior expectativa no *play* efetivo Travosas Escorregamento Gravitacional da Bacia de Barreirinhas

3.1.4.4 *Play* Travosas Cretáceo Superior

A Figura 3.45 apresenta o mapa do *play* efetivo Travosas Cretáceo Superior, com as chances de descobertas de hidrocarbonetos relativamente baixas. Os atributos referentes a este *play* estão sumarizados na Tabela 3.24.

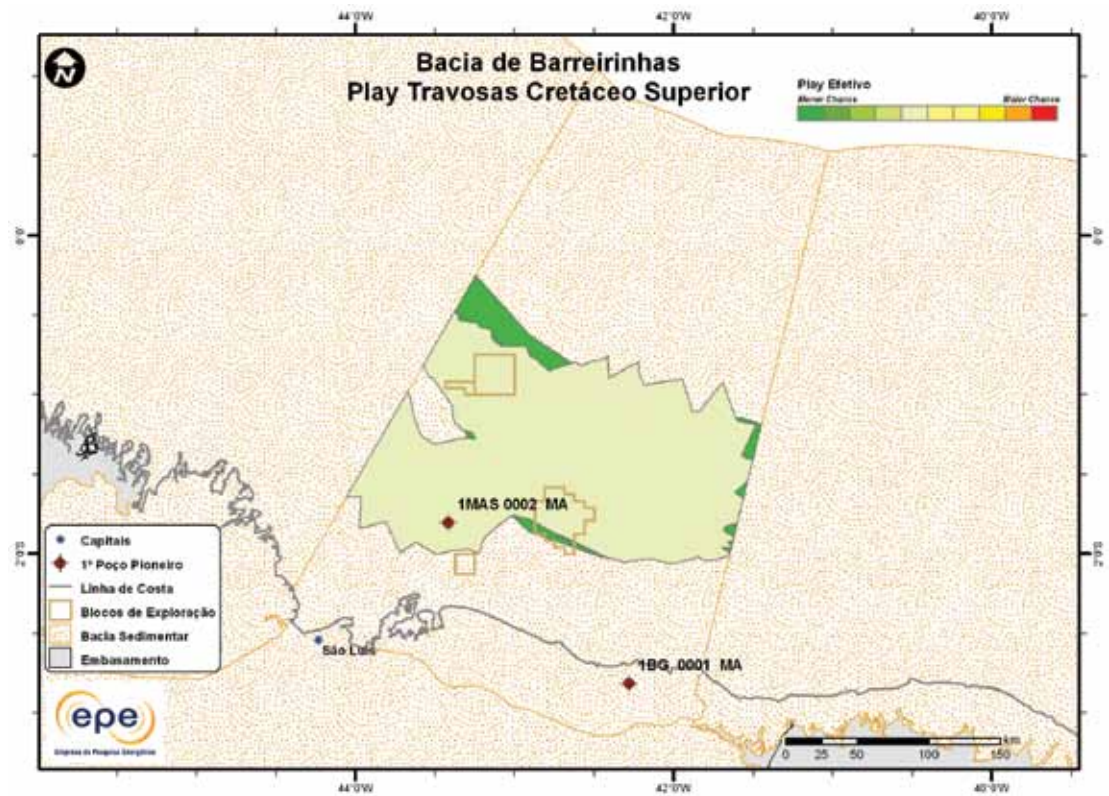


Figura 3.45 - *Play* efetivo Travosas Cretáceo Superior da Bacia de Barreirinhas

Tabela 3.24 - Atributos do Play Travosas Cretáceo Superior – Bacia de Barreirinhas		
Play		Travosas Cretáceo Superior
Situação Geográfica		mar
Carga	Unidade Litoestratigráfica	Formação Travosas
	Unidade Cronoestratigráfica	Cretáceo Inferior (Albiano)-Cretáceo Superior
	Migração	falhas normais e reversas
Reservatório	Unidade Litoestratigráfica	Formação Travosas
	Unidade Cronoestratigráfica	Cretáceo Superior (Turoniano-Maastrichtiano)
	Profundidade Média (m)	2.500
	Litologia / Contexto Depositional	arenito / turbidito marinho
Trapa	Unidade Litoestratigráfica Selante	Formação Travosas
	Unidade Cronoestratigráfica Selante	Cretáceo Superior
	Tipo de Trapa	estratigráfica
	Litologia Selante	folhelho

A Figura 3.46 apresenta a expectativa de fluido para o *play* Travosas Cretáceo Superior. A maior expectativa é de petróleo e gás natural na parte central da bacia e de petróleo nas demais regiões, caso ocorra descoberta de hidrocarboneto. Sendo petróleo, espera-se a ocorrência de petróleo leve na sua parte mais proximal e petróleo pesado na parte mais distal.

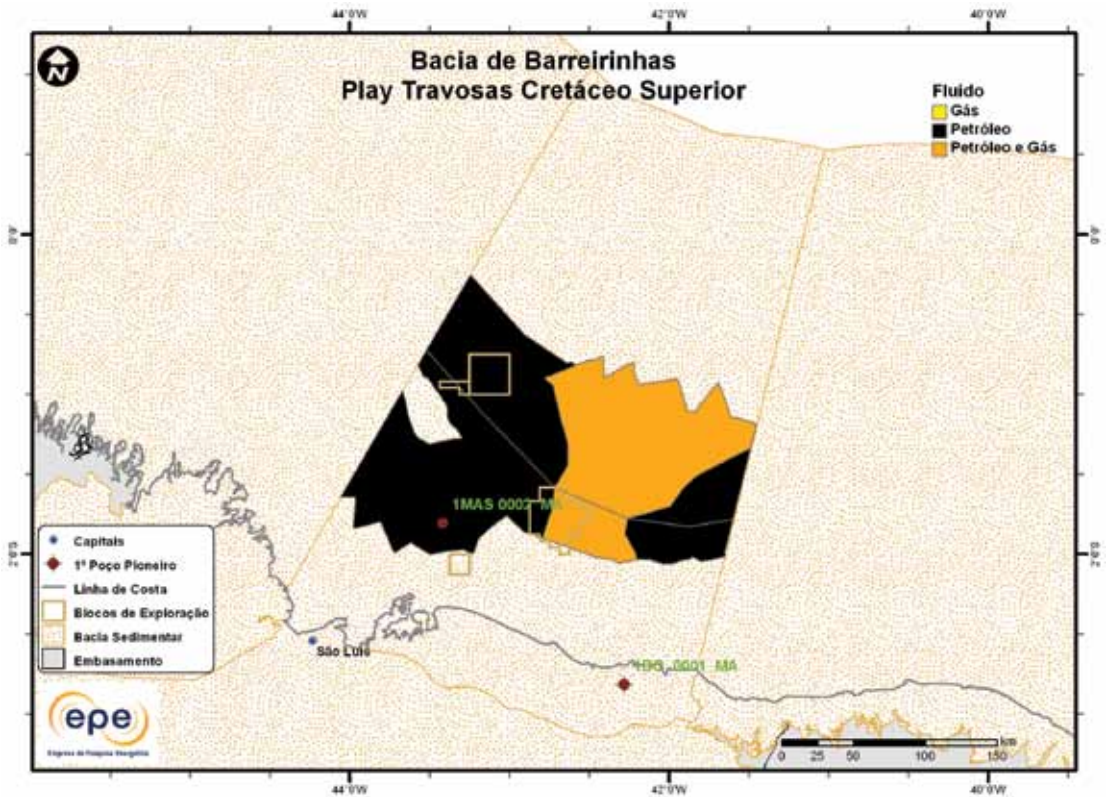


Figura 3.46 - Tipo de fluido com maior expectativa no *play* efetivo Travosas Cretáceo Superior da Bacia de Barreirinhas

3.1.4.5 Play Canárias Superior

A Figura 3.47 apresenta o mapa do *play* efetivo Canárias Superior, com chances de descobertas de hidrocarbonetos. Observa-se que este *play* é restrito à parte terrestre e costeira da bacia, apresentando baixa chance de descoberta. Os atributos referentes a esse *play* estão sumarizados na Tabela 3.25.

A Figura 3.48 - Tipo de fluido com maior expectativa no *play* efetivo Canárias Superior da Bacia de Barreirinhas apresenta a expectativa de fluido para o *play* Canárias Superior. A maior expectativa é de petróleo, caso ocorra descoberta de hidrocarboneto. Sendo petróleo, espera-se a ocorrência de petróleo leve.

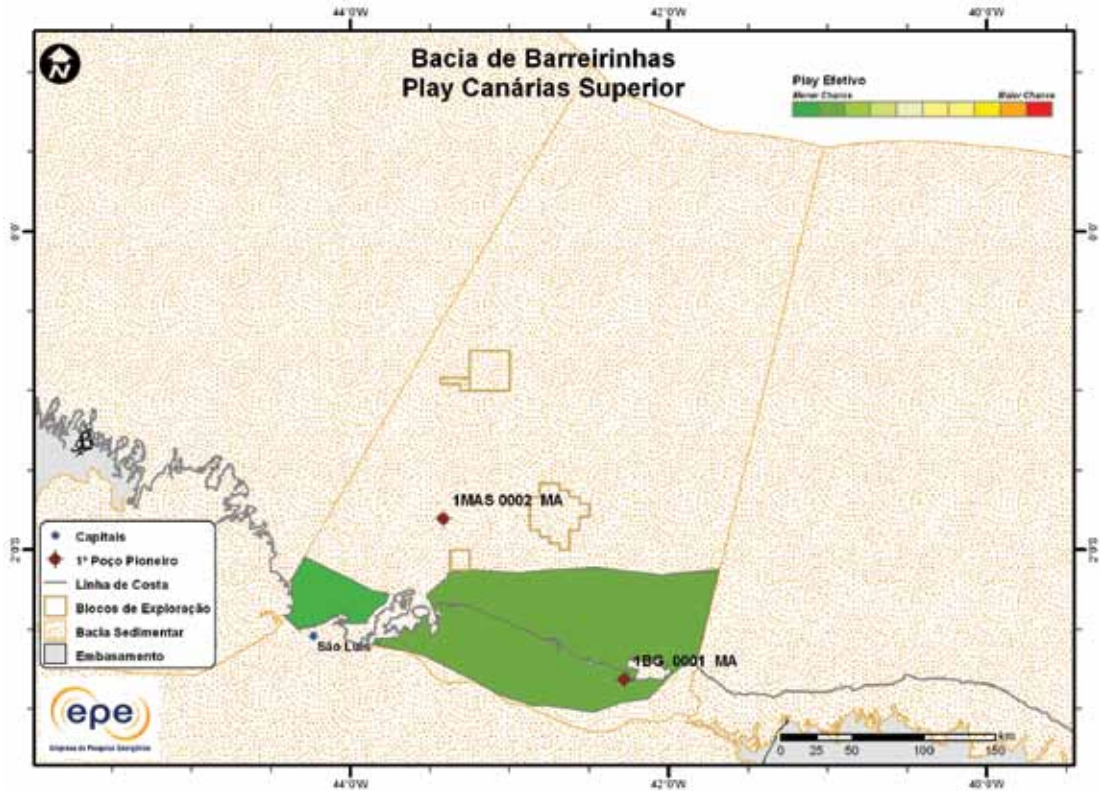


Figura 3.47 - Play efetivo Canárias Superior da Bacia de Barreirinhas

Tabela 3.25 - Atributos do Play Canárias Superior – Bacia de Barreirinhas		
Play		Canárias Superior
Situação Geográfica		terra e mar
Carga	Unidade Litoestratigráfica	Formação Codó
	Unidade Cronoestratigráfica	Cretáceo Inferior (Aptiano-Albiano)
	Migração	falhas normais e reversas
Reservatório	Unidade Litoestratigráfica	Grupo Canárias
	Unidade Cronoestratigráfica	Cretáceo Inferior (Albiano)
	Profundidade Média (m)	2.000 (terra e mar)
	Litologia / Contexto Depositional	arenito / costeiro e marinho raso
Trapa	Unidade Litoestratigráfica Selante	Formação Tutóia
	Unidade Cronoestratigráfica Selante	Cretáceo Inferior (Albiano)
	Tipo de Trapa	estrutural e mista
	Litologia Selante	folhelho

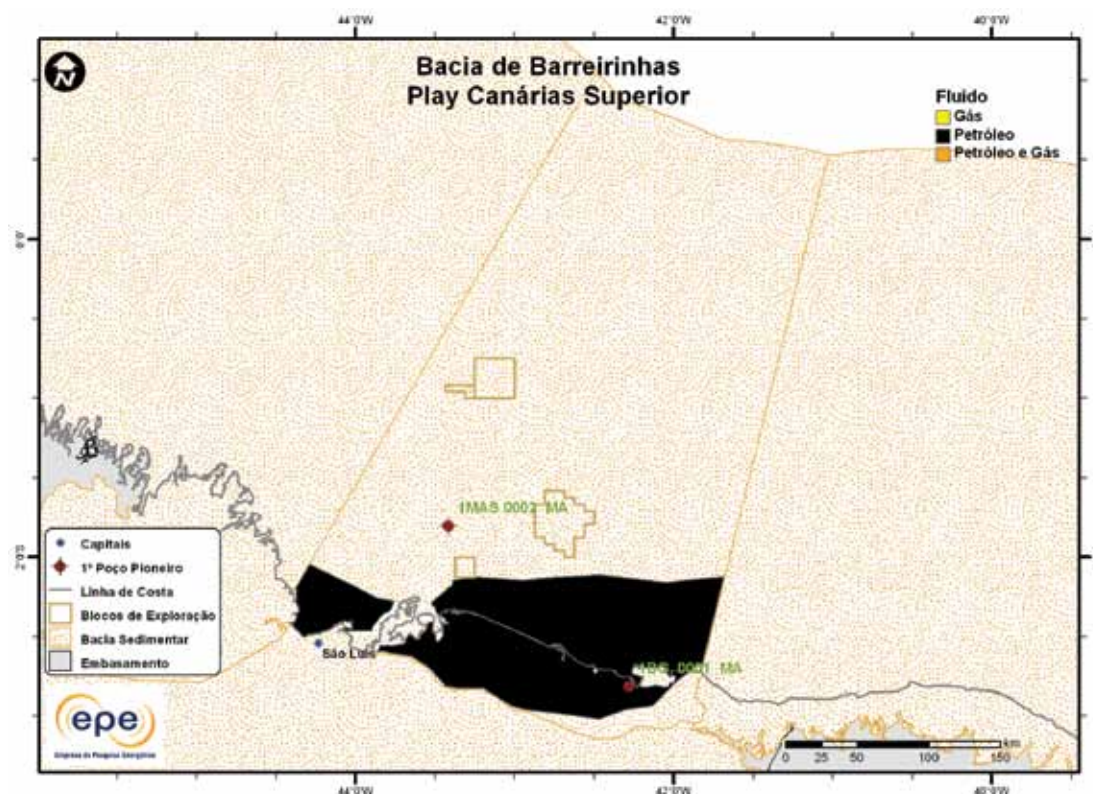


Figura 3.48 - Tipo de fluido com maior expectativa no *play* efetivo Canárias Superior da Bacia de Barreirinhas.

3.1.4.6 *Play* Canárias *Popups*

A Figura 3.49 apresenta o mapa do *play* efetivo Canárias *Popups*, com as chances de descobertas de hidrocarboneto. Este *play* tem ocorrência bastante restrita à parte sudeste da bacia com baixa chance de descoberta. Os atributos referentes a esse *play* estão sumarizados na Tabela 3.26.

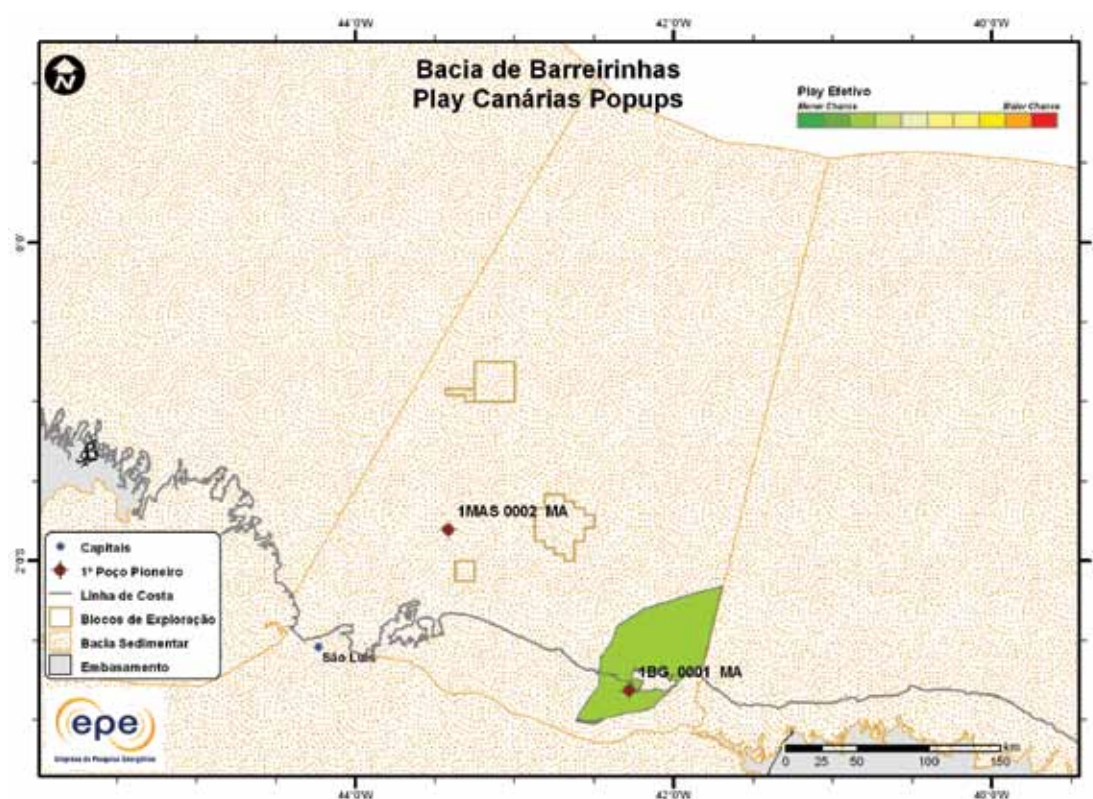


Figura 3.49 - *Play* efetivo Canárias *Popups* da Bacia de Barreirinhas.

Tabela 3.26 - Atributos do Play Canárias Popups – Bacia de Barreirinhas		
Play		Canárias Popups
Situação Geográfica		terra e mar
Carga	Unidade Litoestratigráfica	Formação Codó
	Unidade Cronoestratigráfica	Cretáceo Inferior (Aptiano-Albiano)
	Migração	falhas normais e transcorrentes
Reservatório	Unidade Litoestratigráfica	Formações Bom Gosto e Barro Duro
	Unidade Cronoestratigráfica	Cretáceo Inferior (Albiano)
	Profundidade Média (m)	650 (terra e mar)
	Litologia / Contexto Depositional	arenito
Trapa	Unidade Litoestratigráfica Selante	Grupo Canárias
	Unidade Cronoestratigráfica Selante	Cretáceo Inferior (Albiano)
	Tipo de Trapa	estrutural
	Litologia Selante	folhelho

Para este *play*, considera-se a possível carga dos folhelhos do Grupo Canárias e da Formação Pimenteiras que ocorre na área e é gerador comprovado na costa africana.

A Figura 3.50 apresenta a expectativa de fluido para o *play* Canárias Popups. A maior expectativa é de petróleo e gás natural, caso ocorra descoberta de hidrocarboneto. Sendo petróleo, espera-se a ocorrência de petróleo mediano.

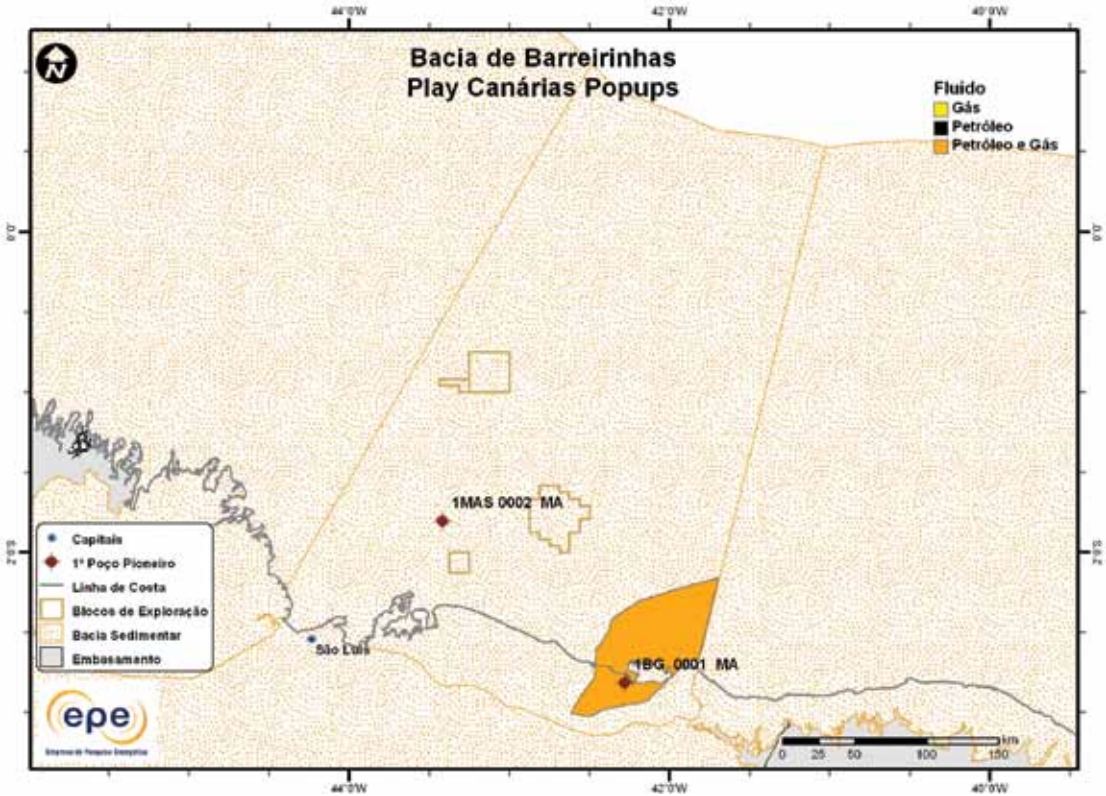


Figura 3.50 - Tipo de fluido com maior expectativa no *play* efetivo Canárias Popups da Bacia de Barreirinhas.

3.1.4.7 Play Canárias

A Figura 3.51 apresenta o mapa do *play* efetivo Canárias, com as chances de descobertas de hidrocarbonetos. Este *play* é o que apresenta maiores chances em toda a bacia, principalmente na parte terrestre. Os atributos referentes a esse *play* estão sumarizados na Tabela 3.27.

A Figura 3.52 apresenta a expectativa de fluido para o *play* Canárias. A maior expectativa de petróleo é na parte mais proximal e de gás natural na parte mais distal, caso ocorra descoberta de hidrocarboneto. Sendo petróleo, espera-se a ocorrência de petróleo leve.

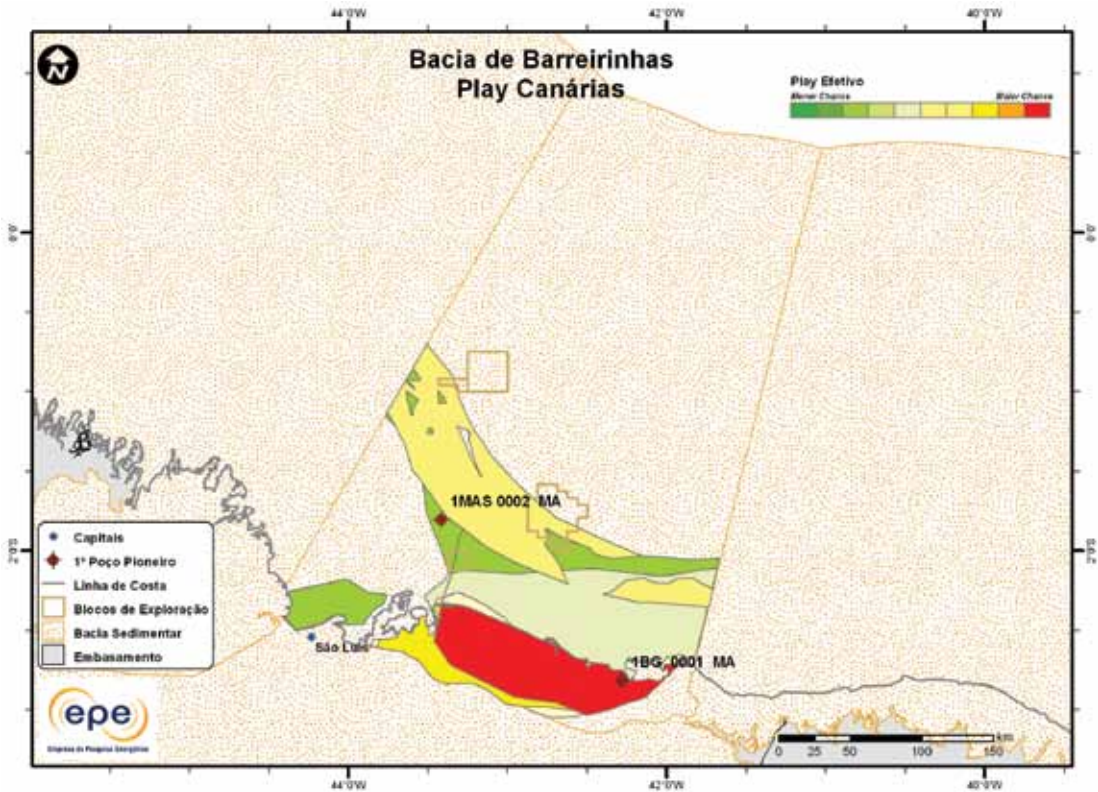


Figura 3.51 - Play efetivo Canárias da Bacia de Barreirinhas.

Tabela 3.27 - Atributos do Play Canárias – Bacia de Barreirinhas		
Play		Canárias
Situação Geográfica		terra e mar
Carga	Unidade Litoestratigráfica	Formações Arpoador, Codó e Tutóia
	Unidade Cronoestratigráfica	Cretáceo Inferior (Aptiano-Albiano)
	Migração	falhas normais
Reservatório	Unidade Litoestratigráfica	Formações Bom Gosto e Barro Duro
	Unidade Cronoestratigráfica	Cretáceo Inferior (Albiano)
	Profundidade Média (m)	1.000 (terra) e 1.500 (mar)
	Litologia / Contexto Depositional	arenito
Trapa	Unidade Litoestratigráfica Selante	Grupo Canárias
	Unidade Cronoestratigráfica Selante	Cretáceo Inferior (Albiano)
	Tipo de Trapa	estrutural
	Litologia Selante	folhelho

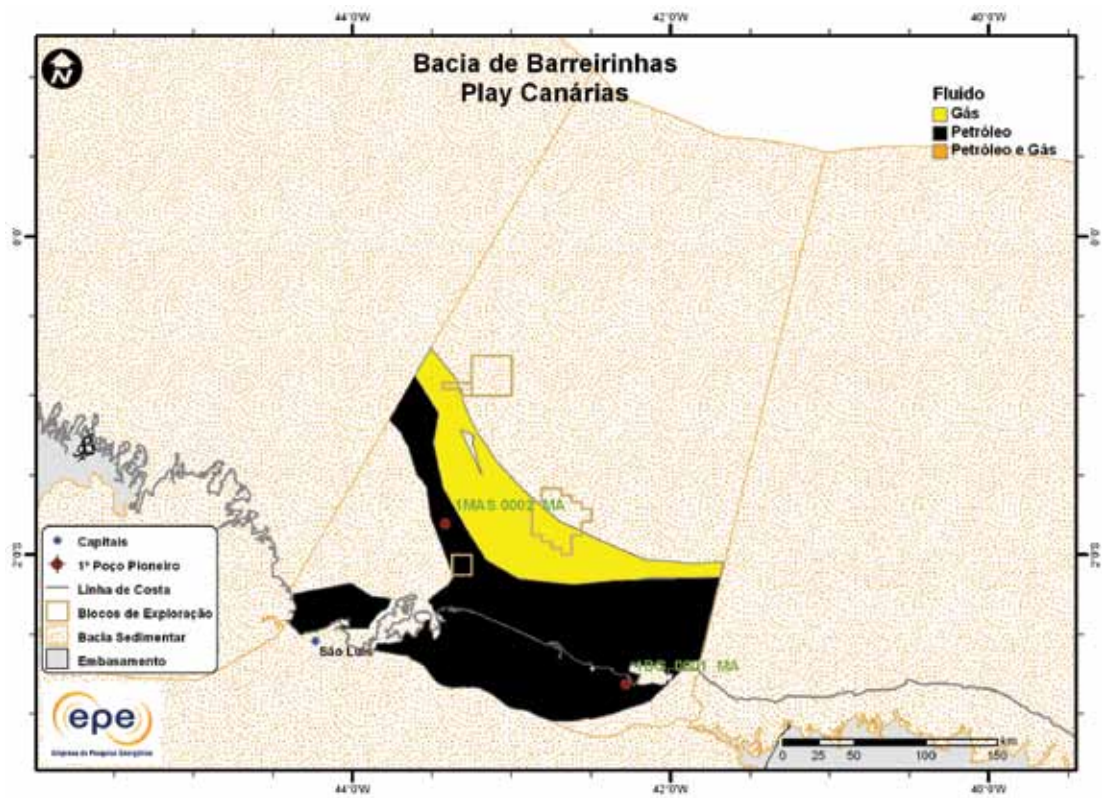


Figura 3.52 - Tipo de fluido com maior expectativa no *play* efetivo Canárias da Bacia de Barreirinhas.

3.1.5 Bacia de Camamu-Almada

• Síntese da Bacia

Apresenta-se na Figura 3.53 o mapa de localização das bacias sedimentar e efetiva (abordagem geográfica) de Camamu-Almada e, na Tabela 3.28, suas principais características geológicas. Nota-se que na região mais externa *offshore* ainda não há *play* exploratório identificado. A parte sul da bacia é chamada de Almada e a parte norte de Camamu, sendo que na literatura há referências de duas bacias. Os principais reservatórios e o principal gerador de cada *play* estão indicados nas cartas estratigráficas (Figura 3.54 e Figura 3.56) e nas seções geológicas (Figura 3.55 e Figura 3.57), para as duas partes da bacia, separadamente.

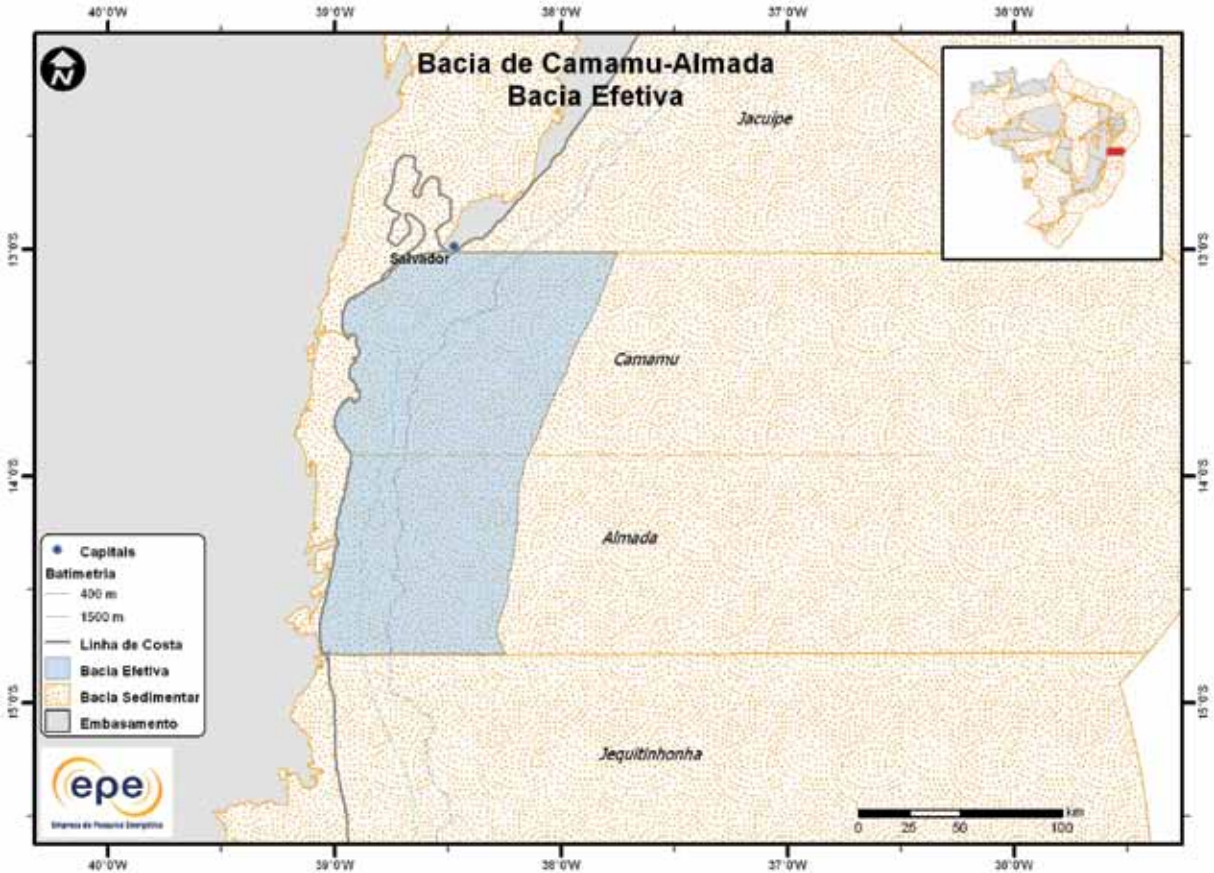


Figura 3.53 - Bacia efetiva de Camamu-Almada.

Tabela 3.28 - Informações Geológicas da Bacia de Camamu-Almada		
Situação Geográfica	mar	
Área Sedimentar (km²)	87.585	
Área da Bacia efetiva (km²)	19.112	
Maturidade Exploratória	Nova Fronteira	
Sistema Petrolífero Principal	Morro do Barro (!)	
Plays Exploratórios	Nome do Play	Principal Reservatório
1	Urucutuca	Formação Urucutuca
2	Algodões	Formação Algodões
3	Taipus Mirim	Formação Taipus Mirim
4	Afligidos Brotas	Formações Afligidos e Brotas

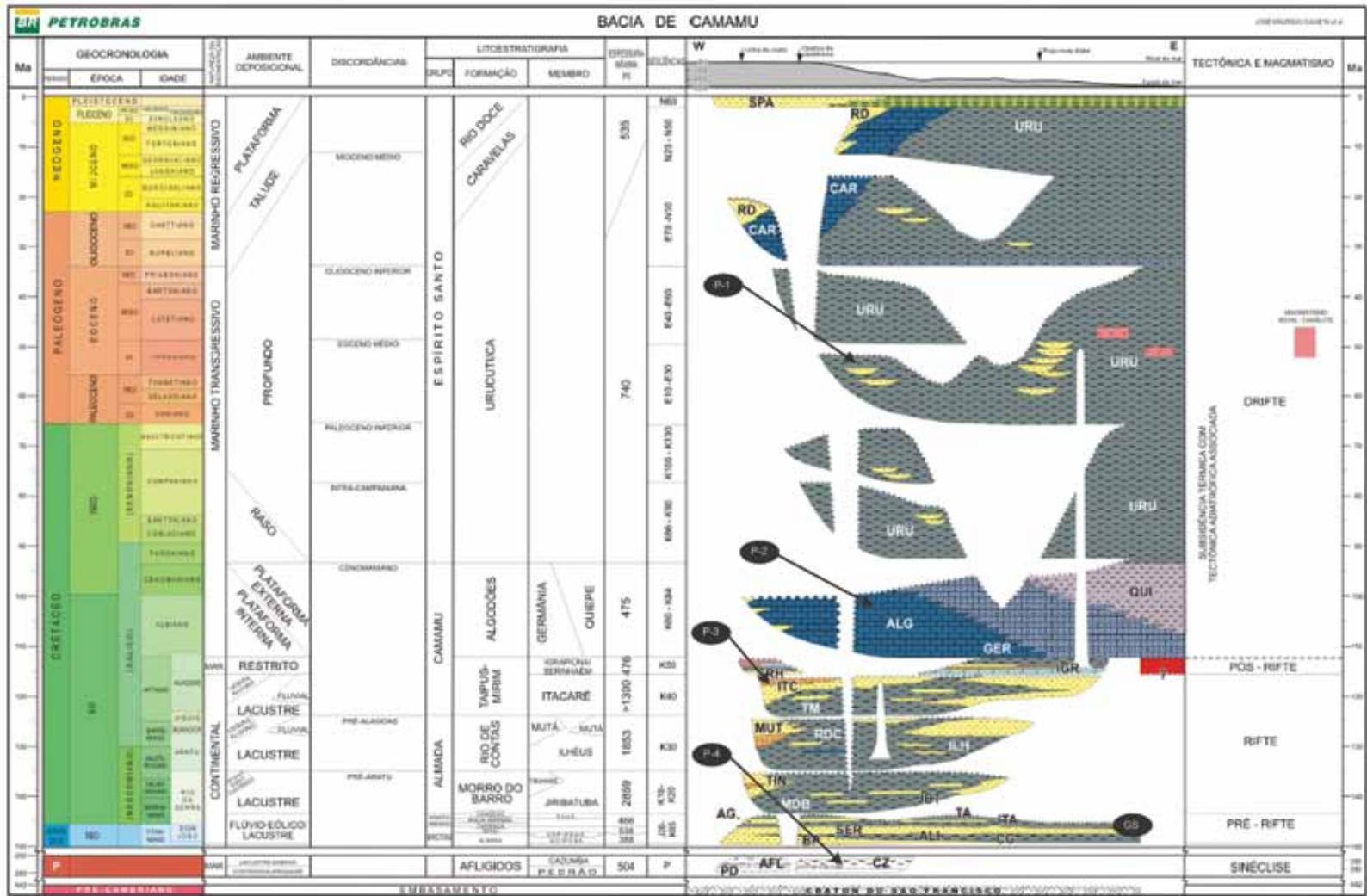


Figura 3.54 - Carta estratigráfica da Bacia de Camamu com indicação do gerador do sistema petrolífero principal (GS) e *plays* exploratórios (P).
Fonte: Modificado de Petrobras (2007).

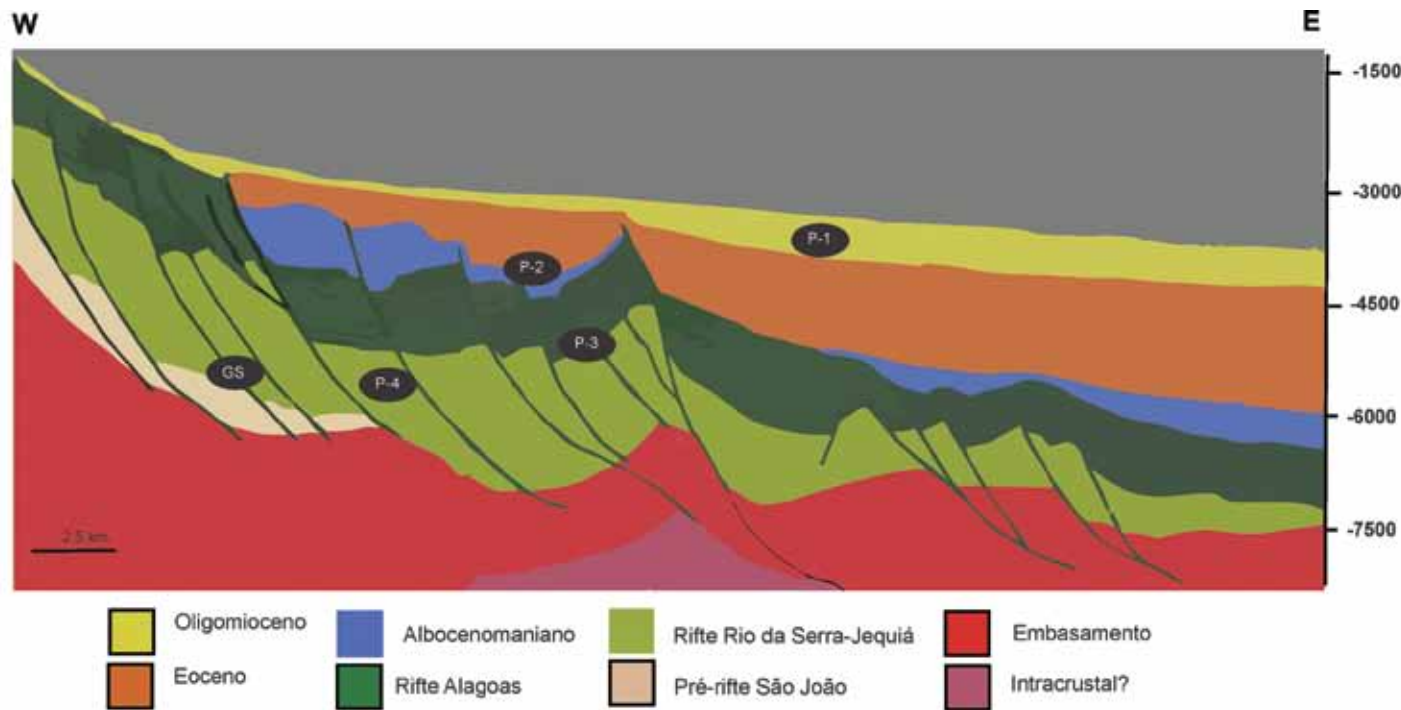


Figura 3.55 - Seção geológica da Bacia de Camamu com indicação do gerador do sistema petrolífero principal (GS) e *plays* exploratórios (P).
Fonte: Modificado de Ferreira *et. al* (2009).

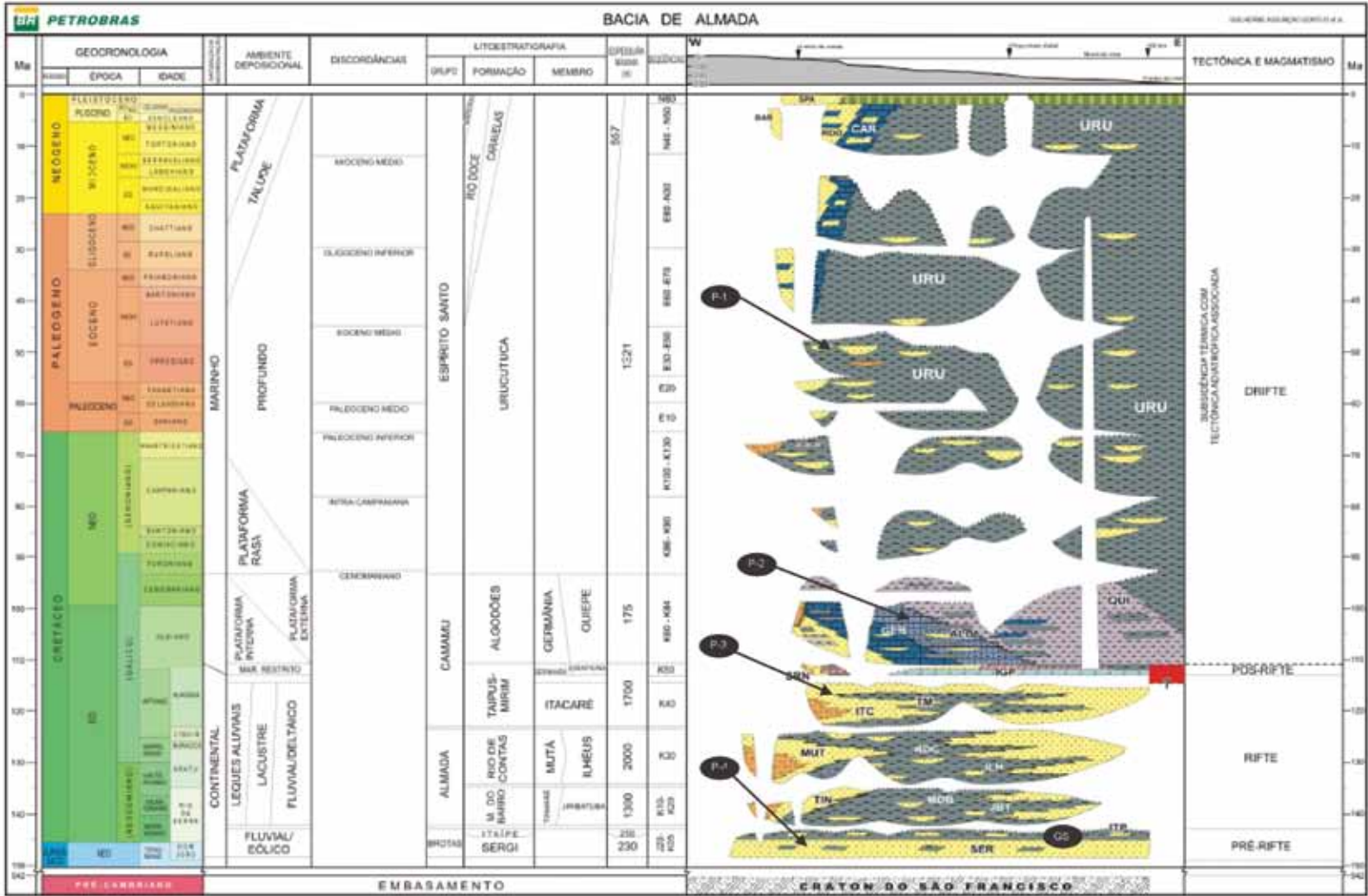


Figura 3.56 - Carta estratigráfica da Bacia de Almadá com indicação do gerador do sistema petrolífero principal (GS) e *plays* exploratórios (P).

Fonte: Modificado de Petrobras (2007).

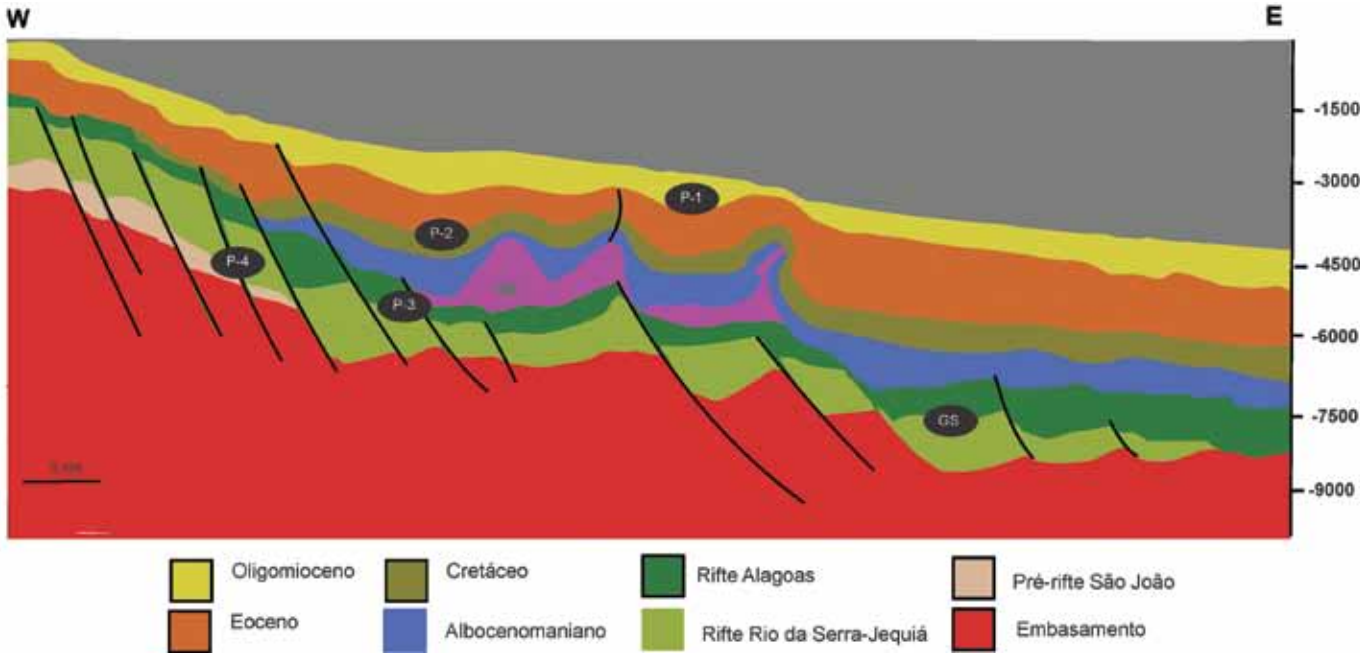


Figura 3.57 - Seção geológica da Bacia de Almadá com indicação do gerador do sistema petrolífero principal (GS) e *plays* exploratórios (P).

Fonte: Modificado de Ferreira *et. al* (2009).

• Principais Atividades do Setor de Petróleo e Gás na Bacia

Na Figura 3.58, apresenta-se a localização da cobertura dos levantamentos sísmicos, poços pioneiros, campos em produção, áreas em avaliação, última descoberta comercial e blocos sob concessão. A Tabela 3.29 apresenta, resumidamente, as informações sobre os poços exploratórios, campos e descobertas, além dos volumes da produção acumulada.

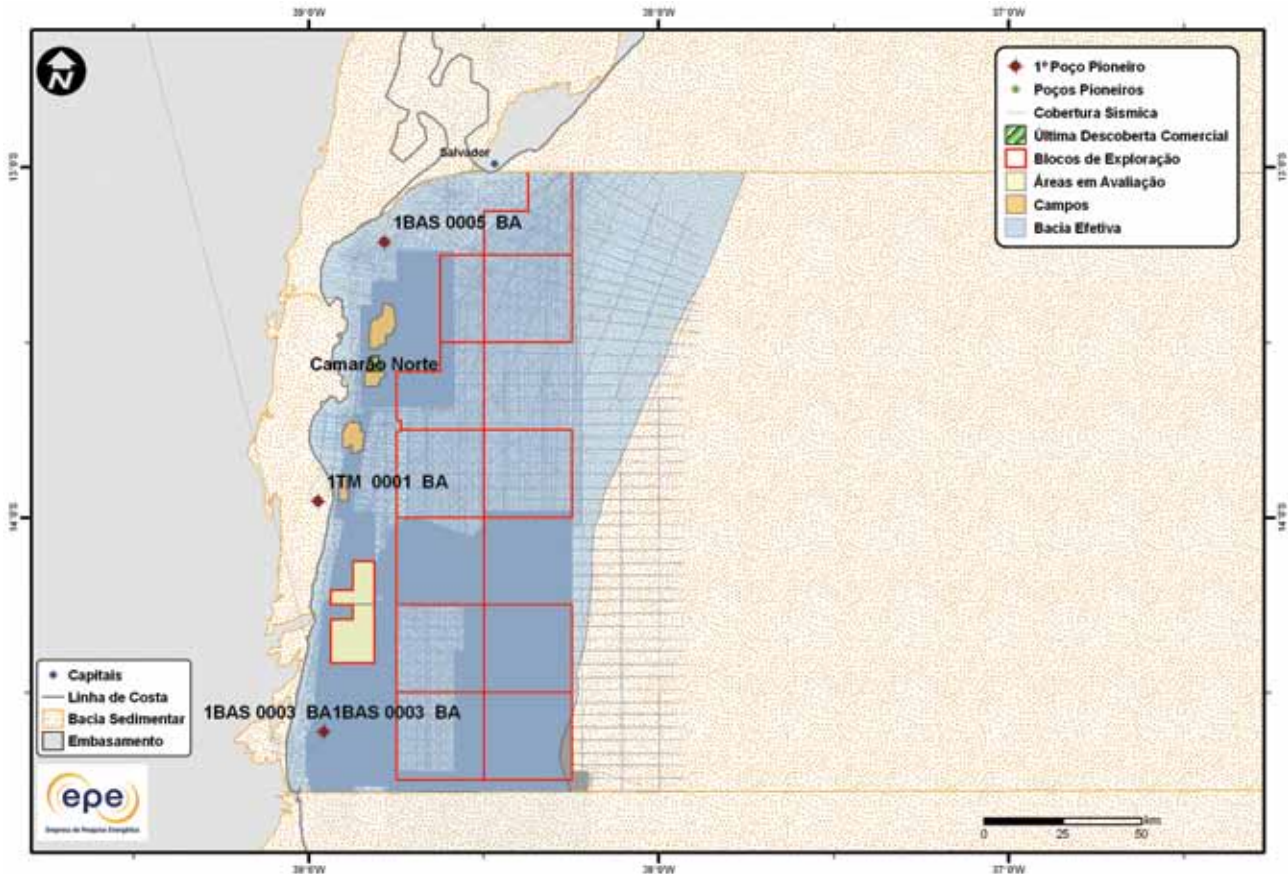


Figura 3.58 - Atividades de E&P na Bacia de Camamu-Almada.

Tabela 3.29 - Resumo de Atividades de E&P – Bacia de Camamu-Almada				
Situação Geográfica		mar (Almada)		mar (Camamu)
Poços Exploratórios	Perfurados	18		51
	1º Poço Pioneiro (ano)	1BAS0003BA (1971)		1BAS0005BA (1971)
	Último Poço Pioneiro (ano)	1BRSA734BAS (2009)		1STAT7BAS (2011)
	Profundidade Máxima Perfurada (m)	5.200		5.221
	Maior Lâmina D'água (m)	1.801		1.918
	Índice de Sucesso Geológico de Poços Pioneiros (%)	0		19
Campos	Petróleo	-		5
	Gás Não Associado	-		2
	Petróleo e Gás	-		0
Descobertas	Em Avaliação	2		-
	1ª Descoberta Comercial (ano)*	-		Pinaúna (1981)
	Última Descoberta Comercial (ano)	-		Camarão Norte (2003)
Produção	Ano de Início	-		2007
	Acumulada	Petróleo (MM bbl)		0,95
		Gás Associado (MM m³)		0,03
		Gás Não Associado (MM m³)		7.388,58

* Os campos Morro do Barro e Jiribatuba descobertos em 1962 e 1964 pertencem a Bacia de Camamu-Almada. Entretanto, a porção norte terrestre não foi incorporada à bacia efetiva de Camamu-Almada devido a atual configuração do shape de bacias sedimentares (BDEP 2011). Esta região consta como Bacia do Recôncavo.

• Infraestrutura de Abastecimento da Bacia

Na Bacia de Camamu-Almada, não há instalações existentes ou planejadas em termos de infraestrutura de abastecimento. Entretanto, as figuras a seguir (Figura 3.59 e Figura 3.60) mostram que a proximidade de instalações existentes na Bacia do Recôncavo pode ser considerada uma vantagem no desenvolvimento das atividades de E&P da bacia. No item 3.1.22, sobre a Bacia do Recôncavo são abordadas essas instalações. Além disso, há nas proximidades da bacia a presença tanto de oleoduto (ORSUB) como de gasoduto (GASCAC)³² instalados.

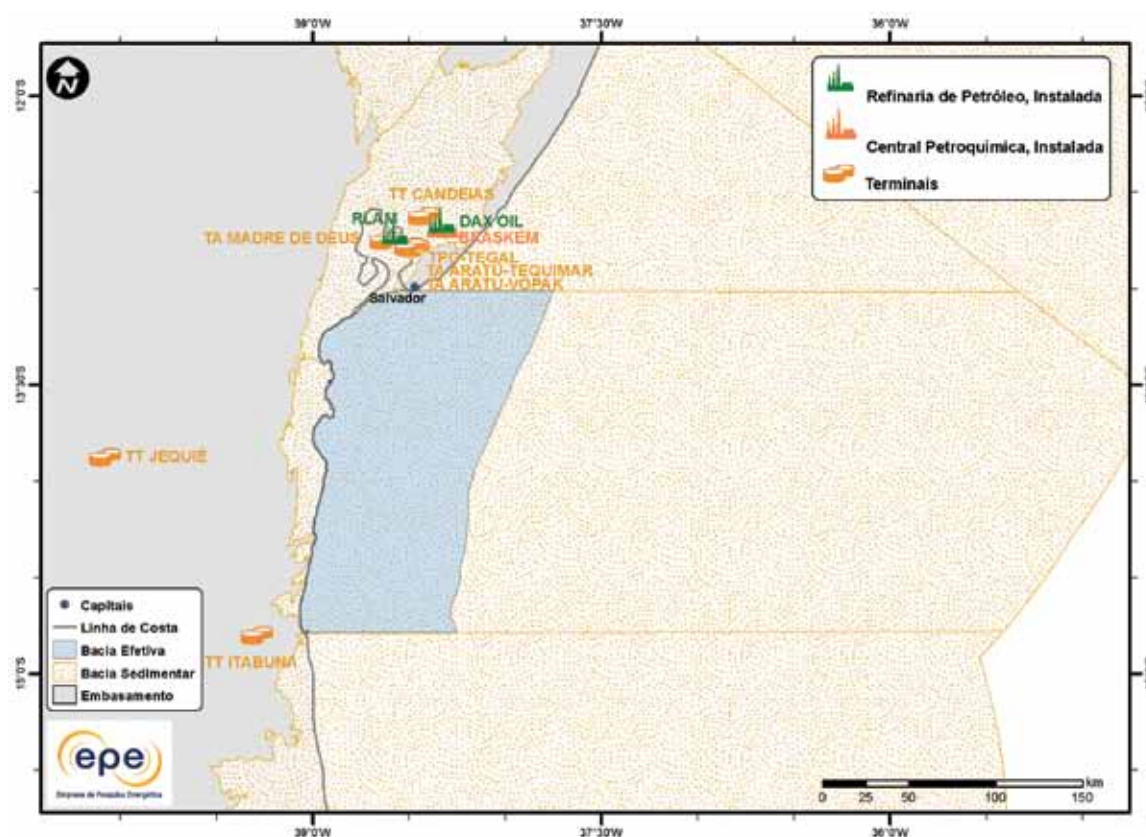


Figura 3.59 - Infraestrutura de abastecimento da Bacia de Camamu-Almada: refinarias e terminais.

³² O gasoduto Cacimbas-Catú (GASCAC) constitui, junto com os gasodutos Cabiúnas-Vitória (GASCAV) e Cacimbas-Vitória, o sistema GASENE, que interliga as malhas de transporte de gás natural das regiões Sudeste e Nordeste, provendo flexibilidade para a utilização de diferentes fontes de oferta de gás natural para o atendimento do mercado nacional.

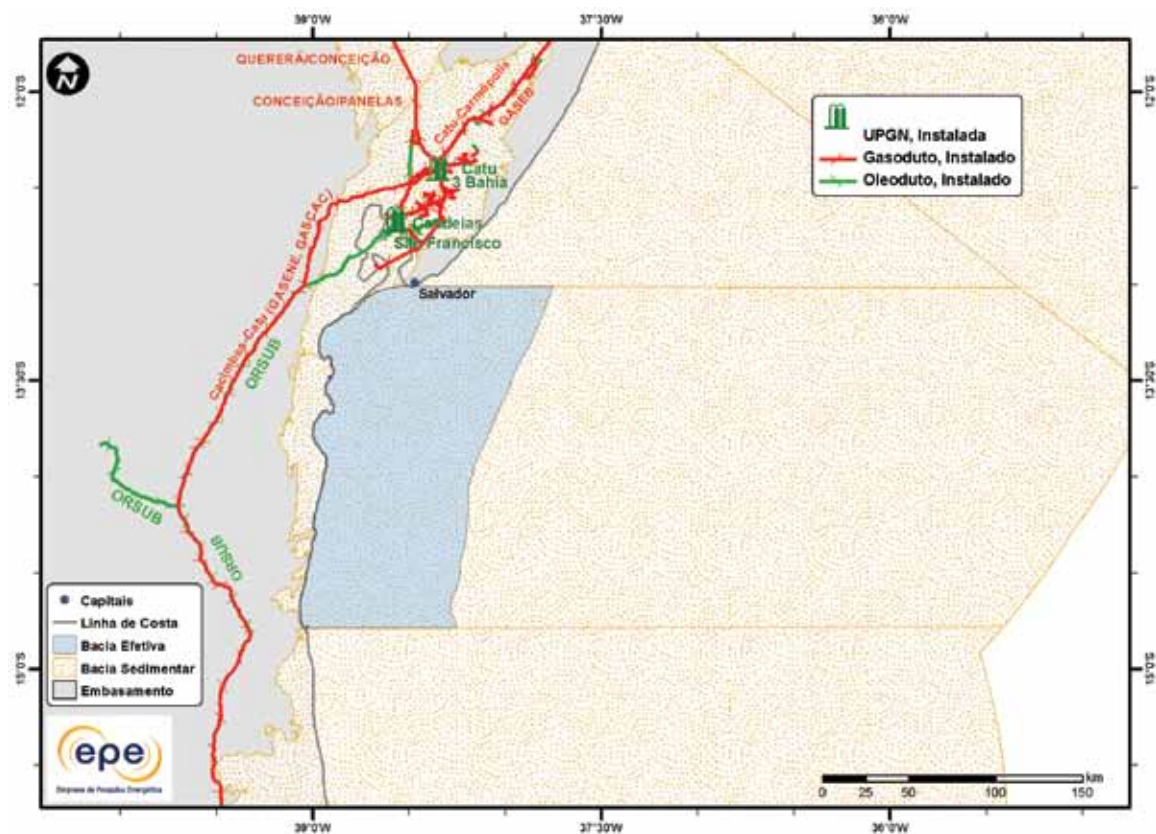


Figura 3.60 - Infraestrutura de abastecimento da Bacia de Camamu-Almada: UPGNs e dutos.

- **Análise da Bacia em Plays Exploratórios**

A Figura 3.61 apresenta o mapa da bacia efetiva de Camamu-Almada, segundo a abordagem probabilística, com indicação das chances de descobertas de hidrocarboneto. Percebe-se que a parte mais a oeste da bacia, em direção à linha de costa, apresenta maiores chances de descobertas de hidrocarboneto em relação ao restante da bacia. A Tabela 3.30 apresenta a correspondência dos *plays* com os *superplays*.

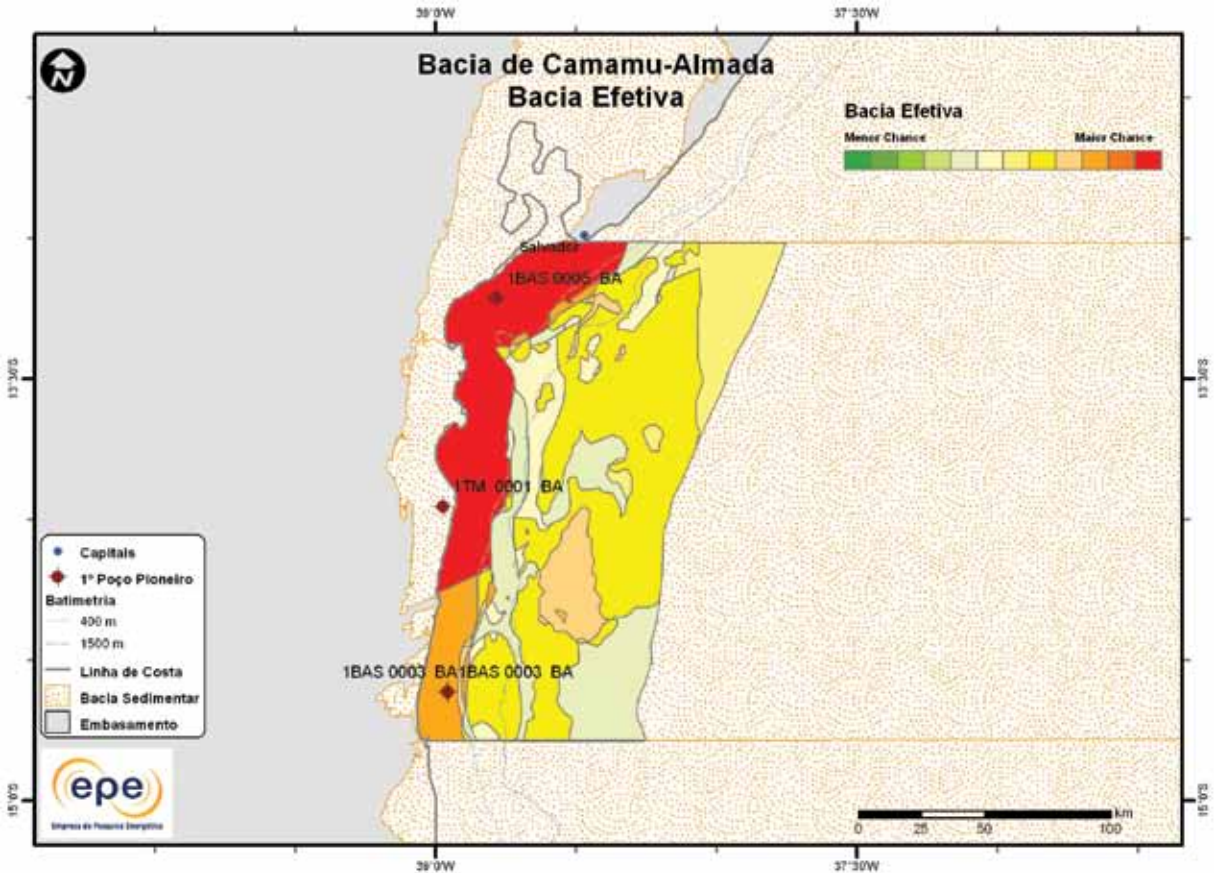


Figura 3.61 - Mapa da bacia efetiva de Camamu-Almada com indicação das chances de descobertas.

Tabela 3.30 - Plays da Bacia de Camamu-Almada		
Nome do Play	Status Exploratório	Superplay
Urucutuca	Fronteira	SuperPlay 1 – Terciário Cretáceo Superior_Marinho Aberto
Algodões	Fronteira	
Taipus Mirim	Estabelecido	SuperPlay 2 – Cretáceo Inferior_Transicional/Marinho Raso
Afligidos Brotas	Estabelecido	SuperPlay 3 – Cretáceo_Inferior Continental
		SuperPlay 3 – Cretáceo_Inferior Continental

3.1.5.1 Play Urucutuca

A Figura 3.62 apresenta o mapa do *play* efetivo Urucutuca, com as chances de descobertas de hidrocarboneto. Este *play* apresenta chance de descoberta baixa e uniforme em toda a sua extensão. Os atributos referentes a esse *play* estão sumarizados na Tabela 3.31.

A Figura 3.63 apresenta o mapa de expectativa de fluido para o *play* Urucutuca. A maior expectativa é de gás natural, caso ocorra descoberta de hidrocarboneto. Sendo petróleo, espera-se a ocorrência de petróleo mediano.

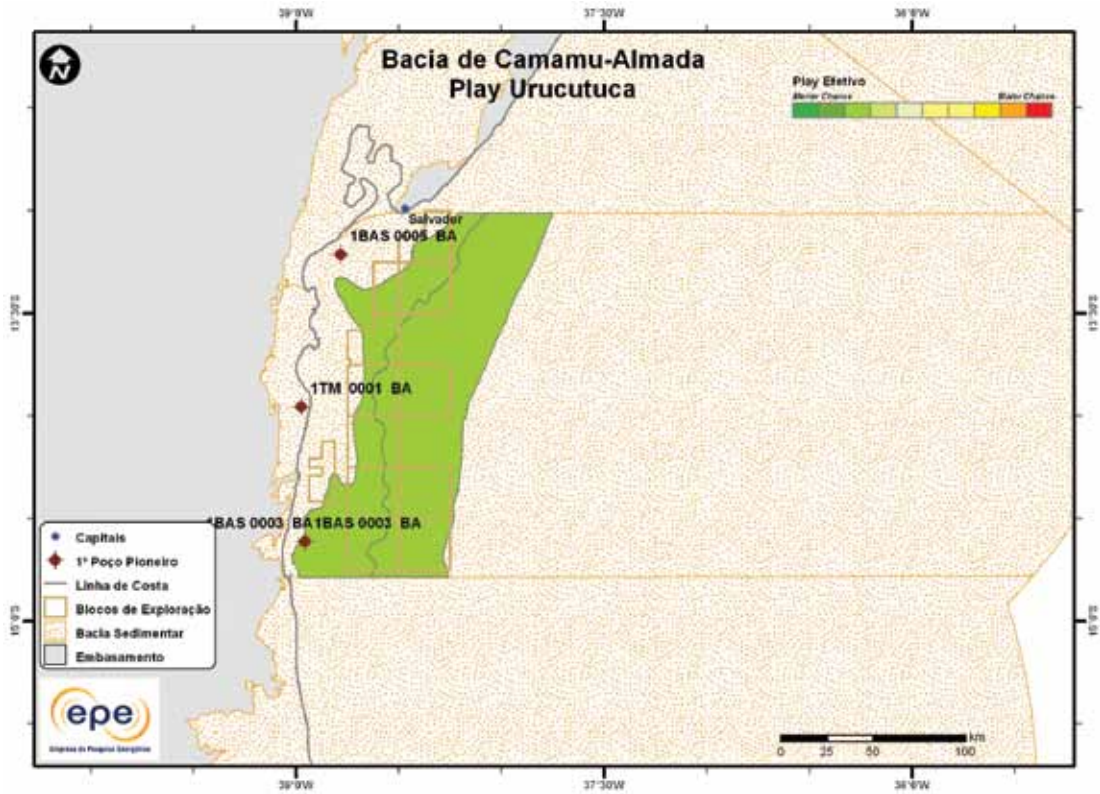


Figura 3.62 - Play efetivo Urucutuca da Bacia de Camamu-Almada.

Tabela 3.31 - Atributos do Play Urucutuca – Bacia de Camamu-Almada		
Play		Urucutuca
Situação Geográfica		mar
Carga	Unidade Litoestratigráfica	Formação Morro do Barro
	Unidade Cronoestratigráfica	Cretáceo Inferior (Berriasiano-Hauteriviano)
	Migração	falhas lítricas e/ou janelas de sal e discordâncias
Reservatório	Unidade Litoestratigráfica	Formação Urucutuca
	Unidade Cronoestratigráfica	Cretáceo Superior-Paleógeno
	Profundidade Média (m)	1.500 a 2.000
	Litologia / Contexto Depositional	arenito / turbidito marinho profundo
Trapa	Unidade Litoestratigráfica Selante	Formação Urucutuca
	Unidade Cronoestratigráfica Selante	Cretáceo Superior-Paleógeno
	Tipo de Trapa	estratigráfica
	Litologia Selante	folhelho

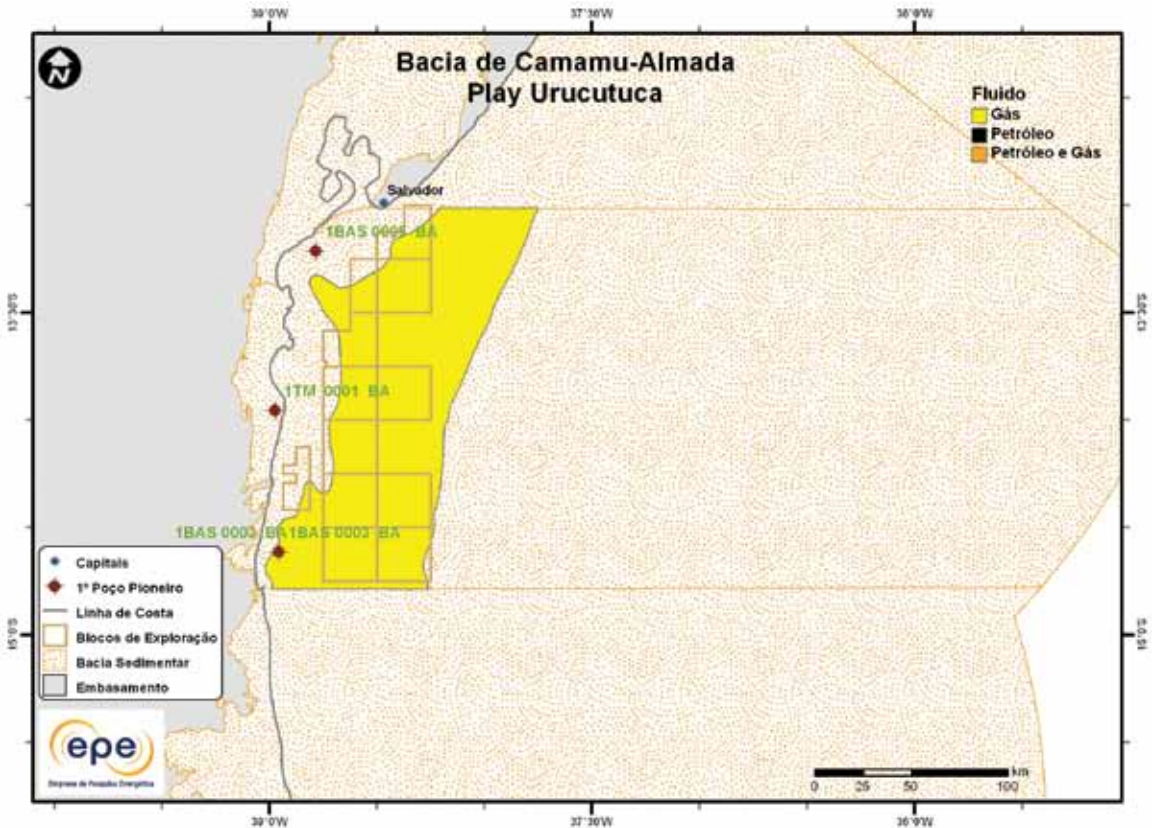


Figura 3.63 - Tipo de fluido com maior expectativa no *play* efetivo Urucutuca da Bacia de Camamu-Almada.

3.1.5.2 *Play* Algodões

A Figura 3.64 apresenta o mapa do *play* efetivo Algodões, com as chances de descobertas de hidrocarboneto relativamente mais baixas que o *play* Urucutuca. Os atributos referentes a este *play* estão sumarizados na Tabela 3.32.

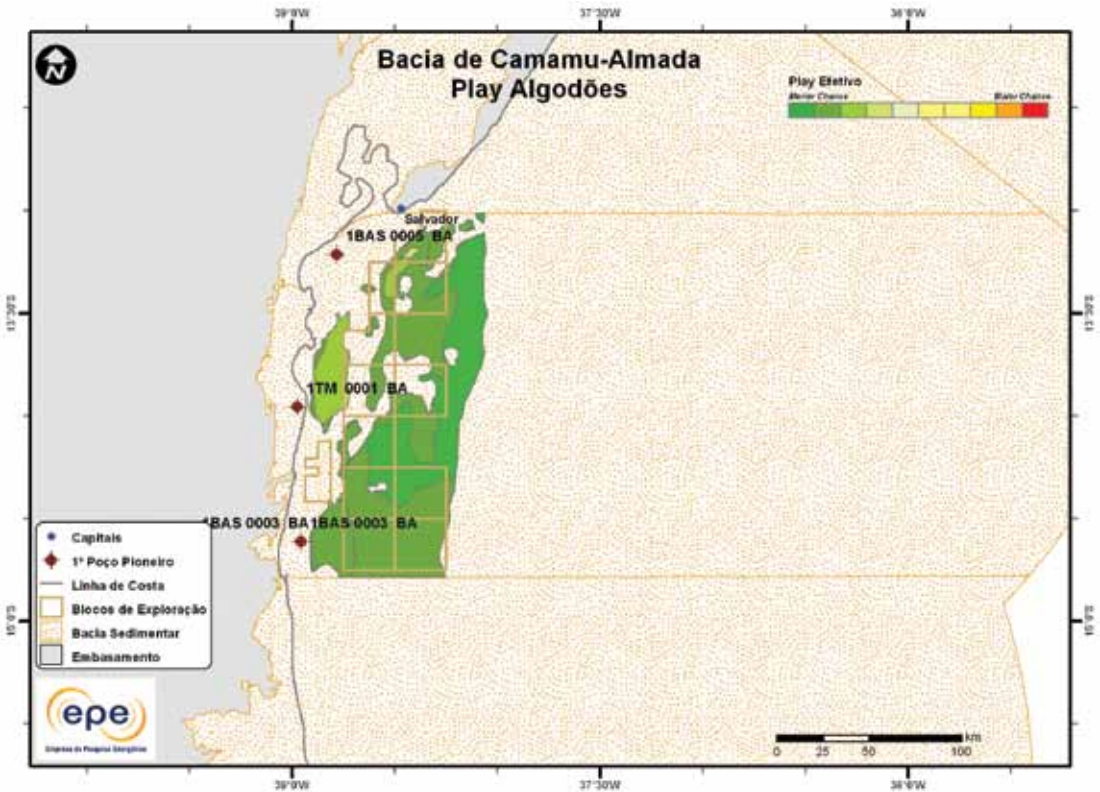


Figura 3.64 - *Play* efetivo Algodões da Bacia de Camamu-Almada.

Tabela 3.32: - Atributos do Play Algodões – Bacia de Camamu-Almada		
Play		Algodões
Situação Geográfica		mar
Carga	Unidade Litoestratigráfica	Formação Morro do Barro
	Unidade Cronoestratigráfica	Cretáceo Inferior (Berriasiano-Hauteriviano)
	Migração	falhas e discordâncias
Reservatório	Unidade Litoestratigráfica	Formação Algodões
	Unidade Cronoestratigráfica	Cretáceo Inferior (Albiano)
	Profundidade Média (m)	1.500
	Litologia / Contexto Depositional	calcarenito e calcirrudito / marinho plataformar
Trapa	Unidade Litoestratigráfica Selante	Formação Urucutuca
	Unidade Cronoestratigráfica Selante	Cretáceo Superior
	Tipo de Trapa	estrutural
	Litologia Selante	folhelho

A Figura 3.65 apresenta o mapa de expectativa de fluido para o *play* Algodões. Na parte distal a maior expectativa é de gás natural, caso ocorra descoberta de hidrocarboneto. Na porção proximal, espera-se maior probabilidade de petróleo mediano.

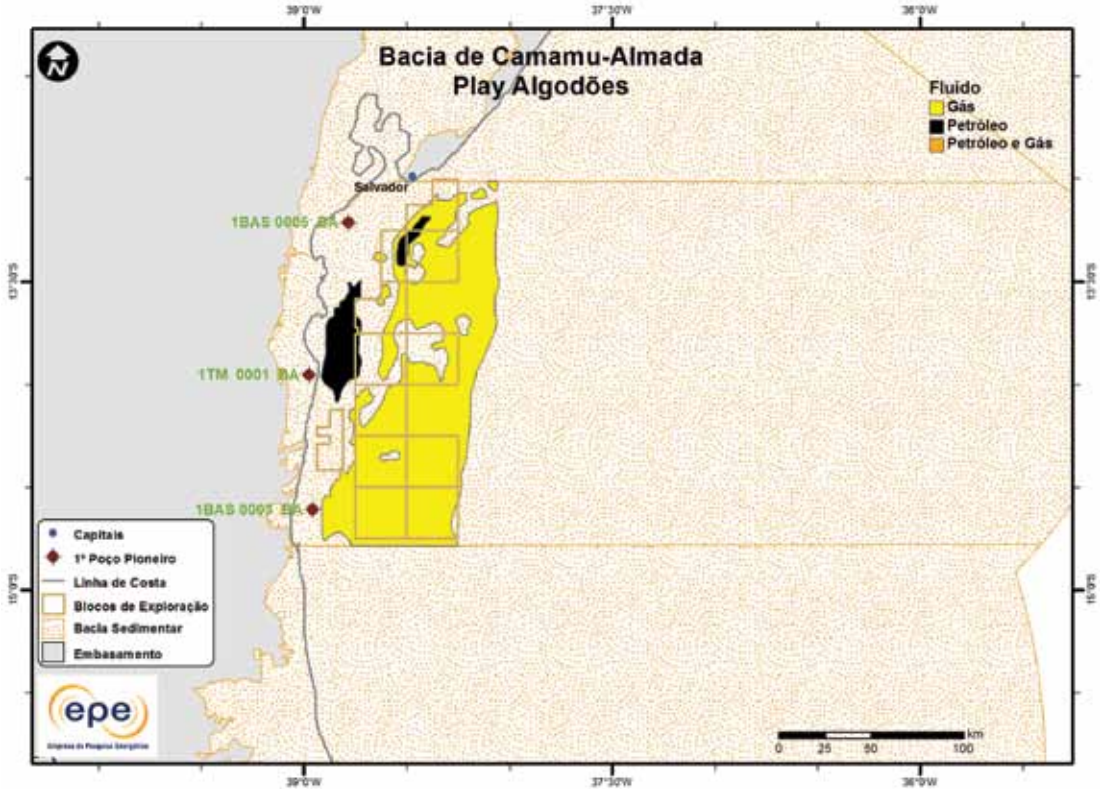


Figura 3.65 - Tipo de fluido com maior expectativa no *play* efetivo Algodões da Bacia de Camamu-Almada.

3.1.5.3 Play Taipus Mirim

A Figura 3.66 apresenta o mapa do *play* efetivo Taipus Mirim, com as chances de descobertas de hidrocarboneto. As regiões mais proximais e terrestres apresentam maiores chances de descobertas. Os atributos referentes a este *play* estão sumarizados na Tabela 3.33.

A Figura 3.67 apresenta o mapa de expectativa de fluido para o *play* Taipus Mirim. Na porção proximal do *play*, a maior expectativa é de petróleo, e sendo petróleo, espera-se a ocorrência de petróleo mediano a pesado. Na porção distal, a expectativa é de gás natural e caso ocorra descoberta de petróleo, espera-se que o fluido seja leve.

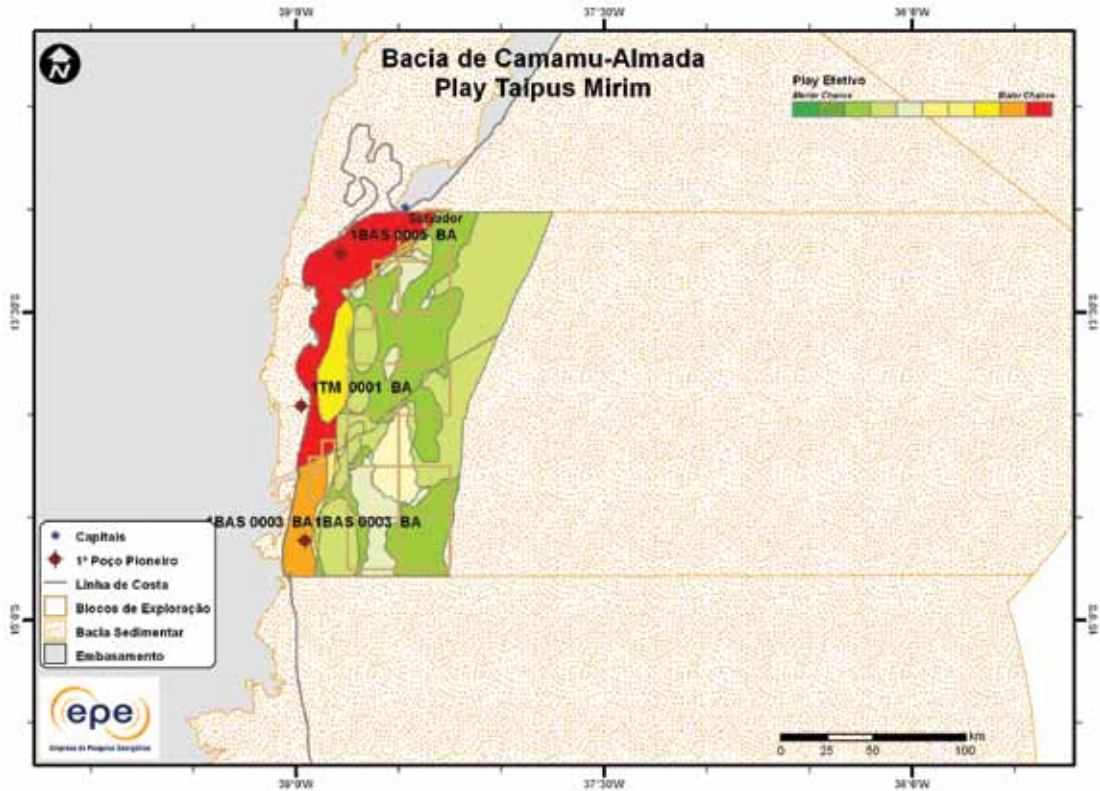


Figura 3.66 - Play efetivo Taipus Mirim da Bacia de Camamu-Almada.

Tabela 3.33 - Atributos do Play Taipus Mirim – Bacia de Camamu-Almada		
Play		Taipus Mirim
Carga	Situação Geográfica	mar
	Unidade Litoestratigráfica	Formação Morro do Barro
	Unidade Cronoestratigráfica	Cretáceo Inferior (Berriasiano-Hauteriviano)
	Migração	falhas e/ou carrier beds
Reservatório	Unidade Litoestratigráfica	Formações Morro do Barro, Rio de Contas e Taipus Mirim
	Unidade Cronoestratigráfica	Cretáceo Inferior (Valanginiano-Aptiano)
	Profundidade Média (m)	2.500 a 4.000
	Litologia / Contexto Depositional	arenito / aluvial, fluvial e deltaico
Trapa	Unidade Litoestratigráfica Selante	Formações Taipus Mirim e Igrapiúna
	Unidade Cronoestratigráfica Selante	Cretáceo Inferior (Aptiano)
	Tipo de Trapa	estrutural
	Litologia Selante	folhelho e evaporito

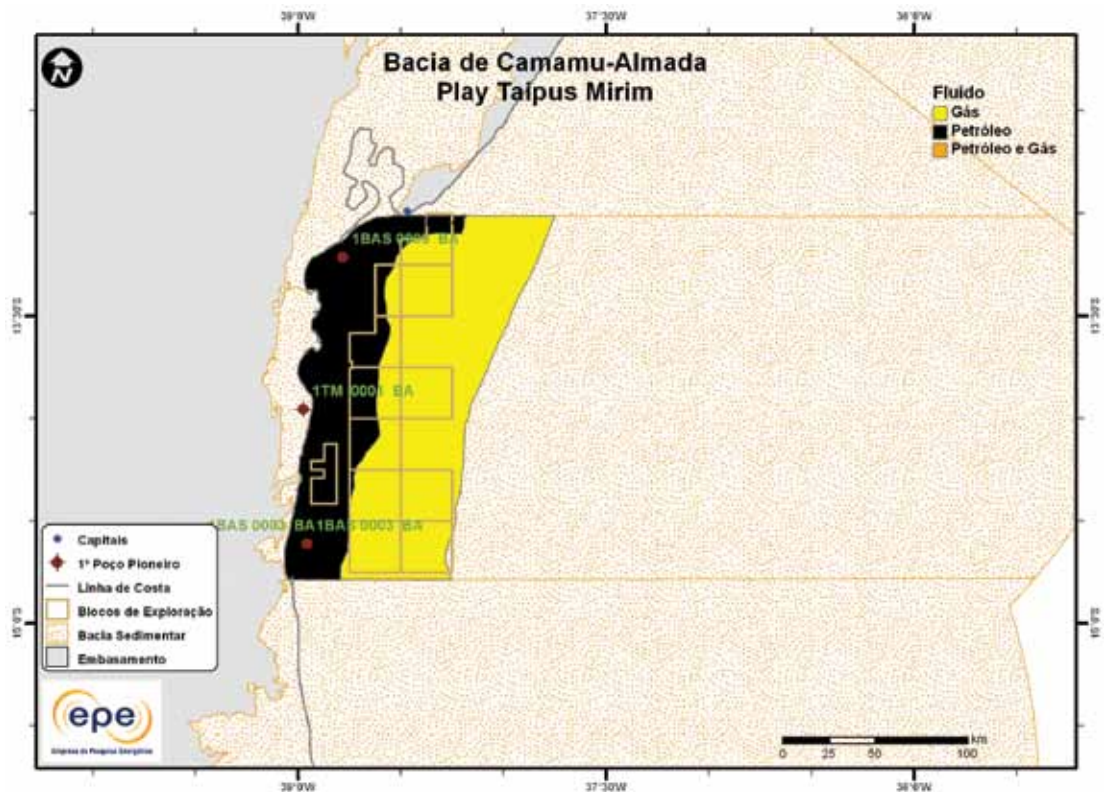


Figura 3.67 - Tipo de fluido com maior expectativa no *play* efetivo Taipus Mirim da Bacia de Camamu-Almada.

3.1.5.4 *Play* Afligidos-Brotas

A Figura 3.68 apresenta o mapa do *play* efetivo Afligidos-Brotas, com as chances de descobertas de hidrocarboneto. Assim como o *play* Taipus-Mirim, apresenta maiores chances nas regiões proximal e terrestre. Os atributos referentes a esse *play* estão sumarizados na Tabela 3.34.

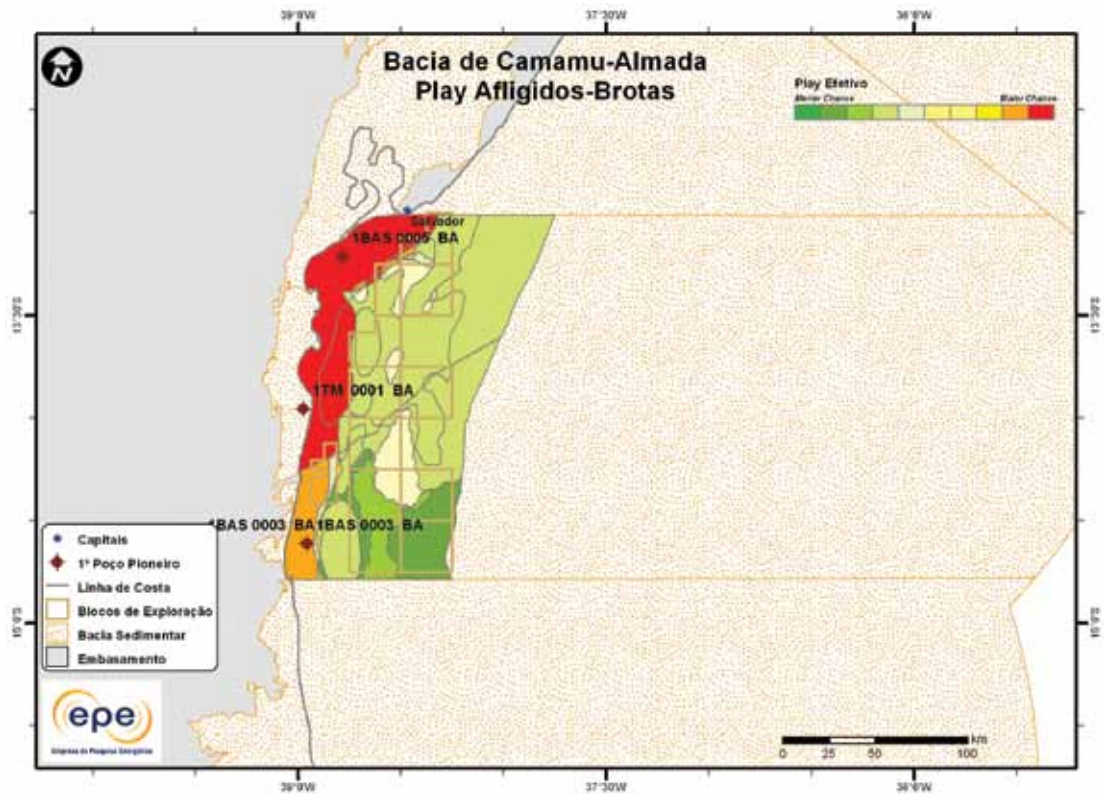


Figura 3.68 - *Play* efetivo Afligidos-Brotas da Bacia de Camamu-Almada.

Tabela 3.34 - Atributos do <i>Play</i> Afligidos-Brotas – Bacia de Camamu-Almada		
<i>Play</i>		Afligidos-Brotas
Situação Geográfica		mar
Carga	Unidade Litoestratigráfica	Formação Morro do Barro
	Unidade Cronoestratigráfica	Cretáceo Inferior (Berriasiano-Hauteriviano)
	Migração	falhas normais e/ou carrier beds
Reservatório	Unidade Litoestratigráfica	Formações Afligidos, Aliança e Sergi
	Unidade Cronoestratigráfica	Permiano Superior-Cretáceo Inferior
	Profundidade Média (m)	3.500 a 5.000
	Litologia / Contexto Depositional	arenito / fluvial, eólico, lacustre e marinho costeiro
Trapa	Unidade Litoestratigráfica Selante	Formações Itaparica e Itaípe
	Unidade Cronoestratigráfica Selante	Cretáceo Inferior (Berriasiano)
	Tipo de Trapa	estrutural
	Litologia Selante	folhelho

A Figura 3.69 apresenta o mapa de expectativa de fluido para o *play* Afligidos-Brotas. Na porção proximal do *play*, a maior expectativa é de petróleo, e sendo petróleo, espera-se a ocorrência de petróleo mediano a pesado. Na porção distal, a expectativa é de gás natural e caso ocorra descoberta de petróleo, espera-se que o fluido seja leve.

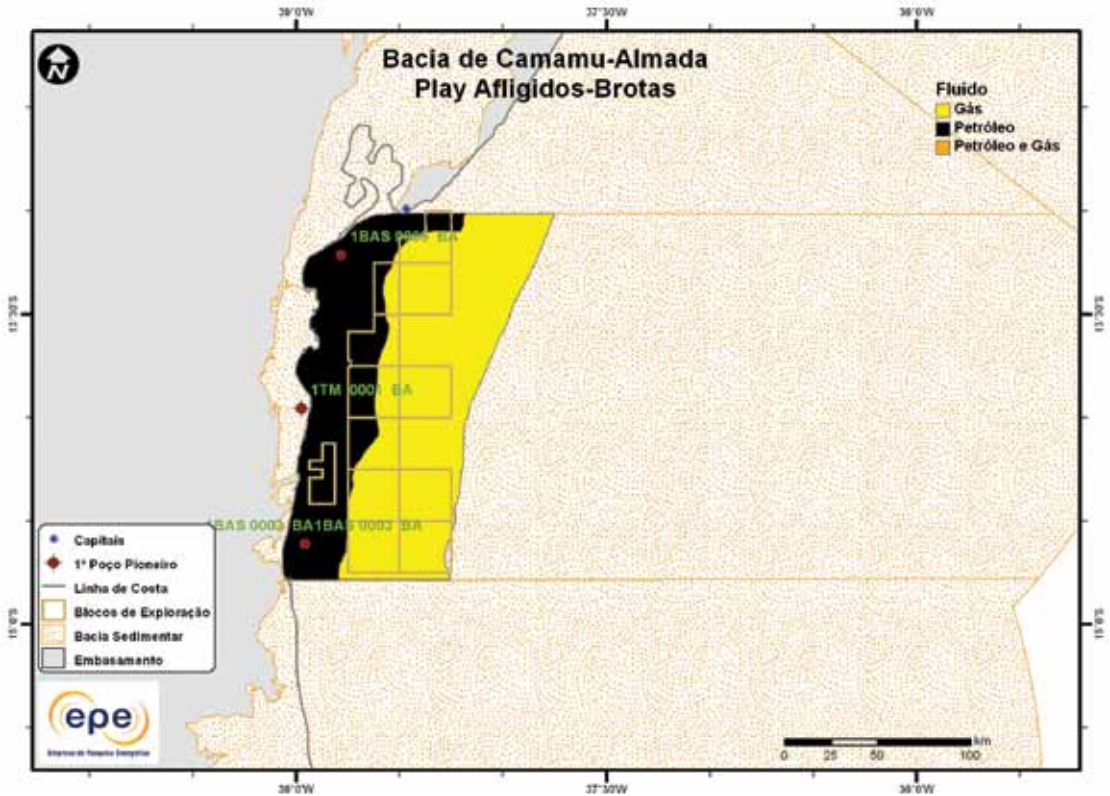


Figura 3.69 - Tipo de fluido com maior expectativa no *play* efetivo Afligidos-Brotas da Bacia de Camamu-Almada.

3.1.6 Bacia de Campos

Síntese da Bacia

Apresenta-se na Figura 3.70 o mapa de localização das bacias sedimentar e efetiva (abordagem geográfica) de Campos e, na Tabela 3.35, suas principais características geológicas. Os *plays* efetivos foram identificados na região central. Os principais reservatórios e o principal gerador de cada *play* exploratório estão indicados na carta estratigráfica (Figura 3.71) e na seção geológica (Figura 3.72).

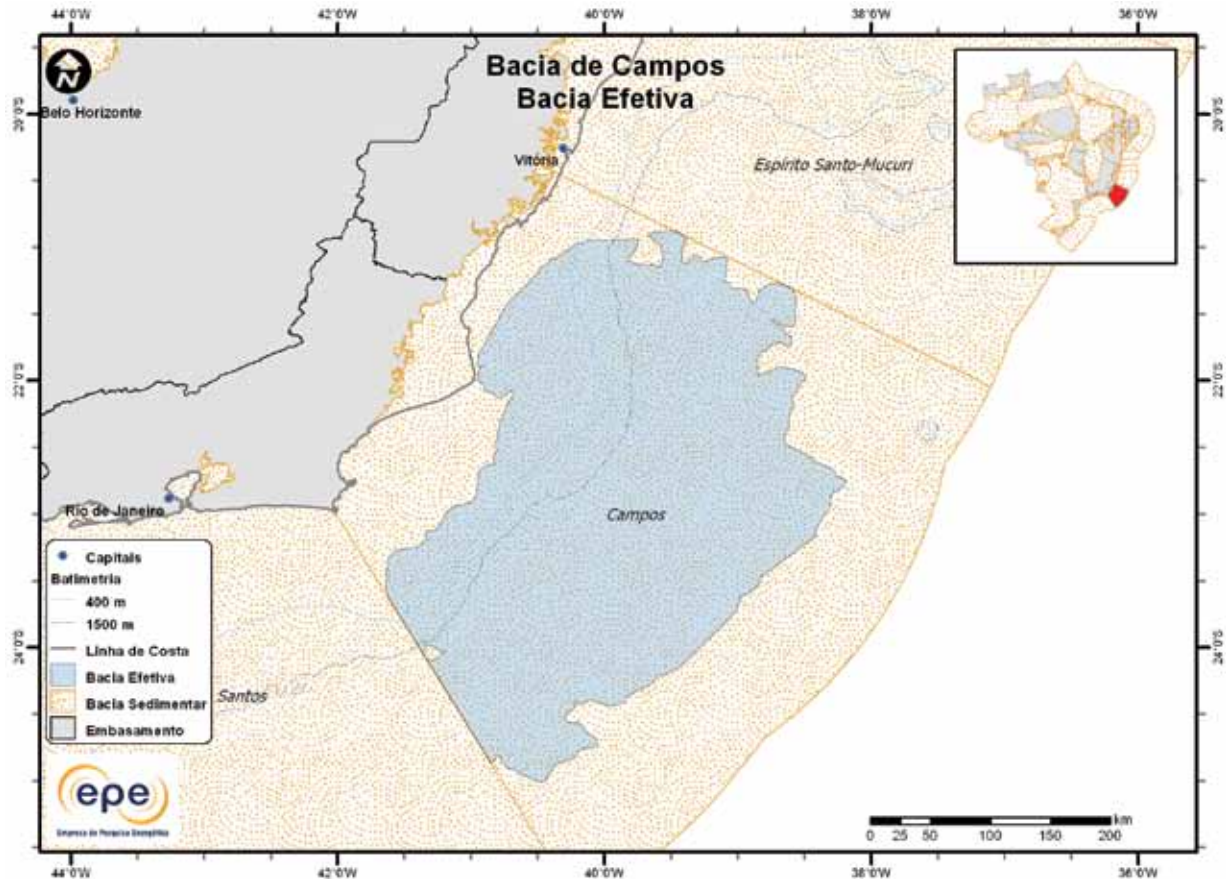


Figura 3.70 - Bacia efetiva de Campos.

Tabela 3.35 - Informações Geológicas da Bacia de Campos		
Situação Geográfica	mar	
Área Sedimentar (km²)	178.766	
Área da Bacia efetiva (km²)	94.415	
Maturidade Exploratória	Elevado Potencial	
Sistema Petrolífero Principal	Lagoa Feia-Carapebus (!)	
Plays Exploratórios	Nome do Play	Principal Reservatório
1	Carapebus OligoMioceno	Formação Carapebus
2	Carapebus Eoceno	Formação Carapebus
3	Carapebus Senoniano	Formação Carapebus
4	Carapebus Senoniano Águas Profundas	Formação Carapebus
5	Namorado	Formação Namorado
6	Quissamã	Formação Quissamã
7	Lagoa Feia	Formações Coqueiros e Macabu

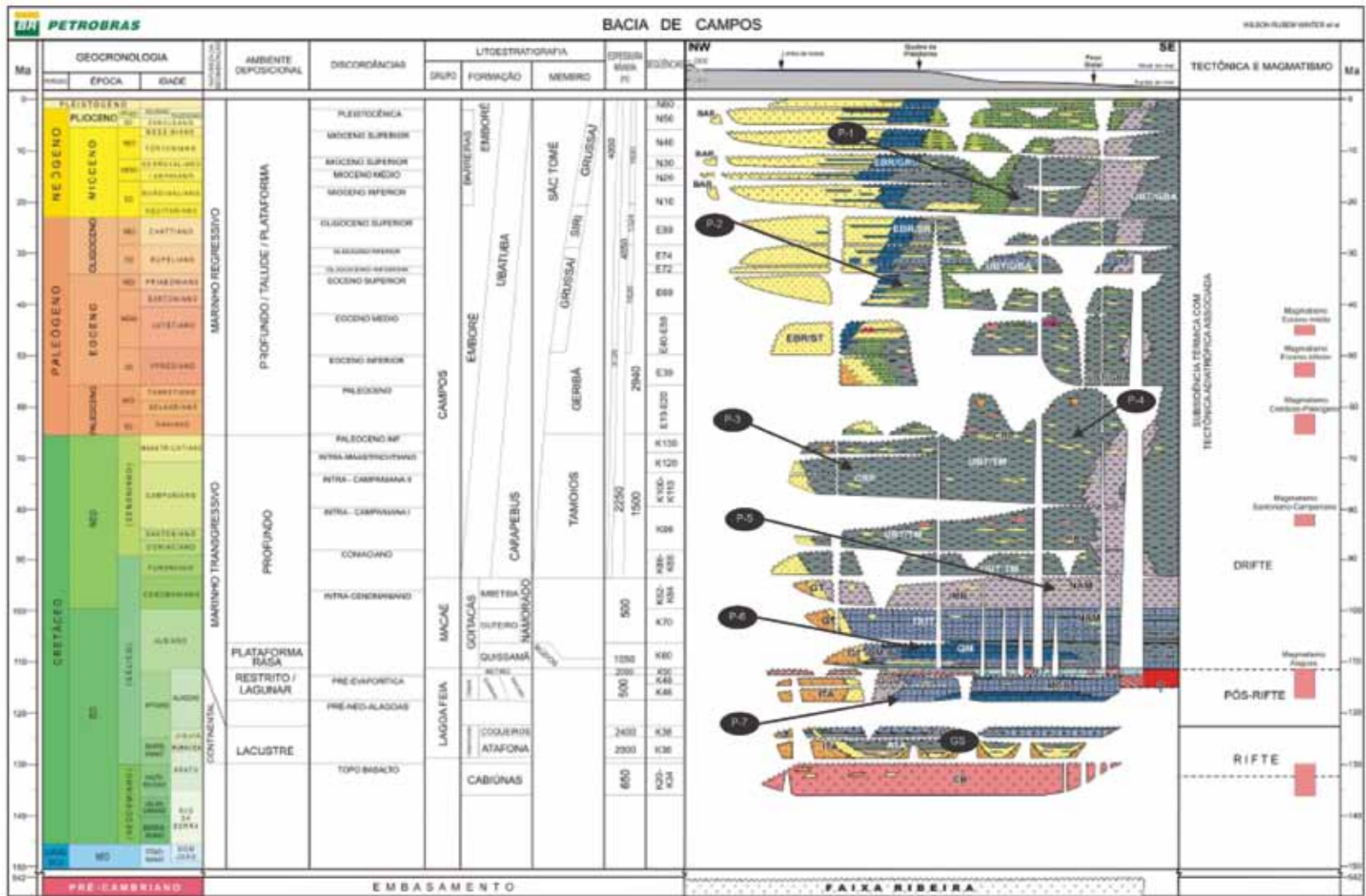


Figura 3.71 - Carta estratigráfica da Bacia de Campos com indicação do gerador do sistema petrolífero principal (GS) e *plays* exploratórios (P).

Fonte: Modificado de Petrobras (2007).

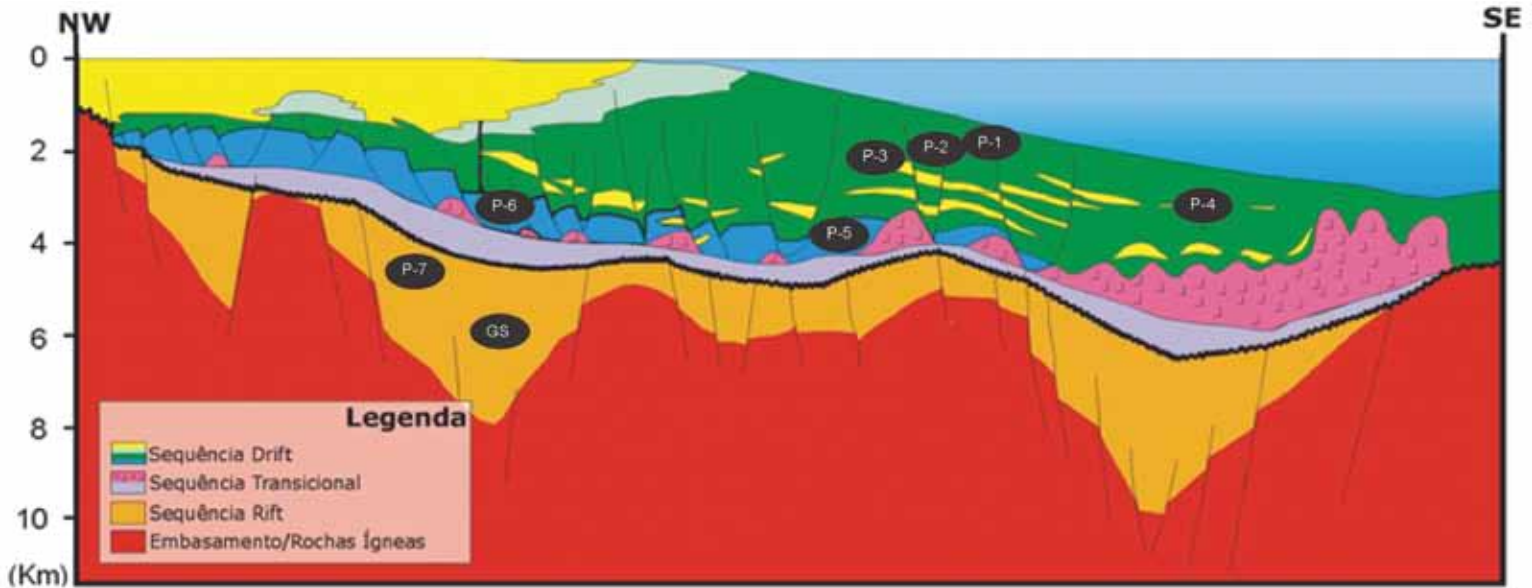


Figura 3.72 - Seção geológica da Bacia de Campos com indicação do gerador do sistema petrolífero principal (GS) e *plays* exploratórios (P).

Fonte: Modificado de Rangel, et al. (1998).

• Principais Atividades do Setor de Petróleo e Gás na Bacia

Na Figura 3.73, apresenta-se a localização da cobertura dos levantamentos sísmicos e dos poços pioneiros, além dos campos em produção, áreas em avaliação, última descoberta comercial e blocos sob concessão.

A Tabela 3.36 apresenta, resumidamente, informações sobre os poços exploratórios, campos e descobertas comerciais, além dos volumes da produção acumulada. A Bacia de Campos é, atualmente, a maior produtora de hidrocarbonetos do Brasil.

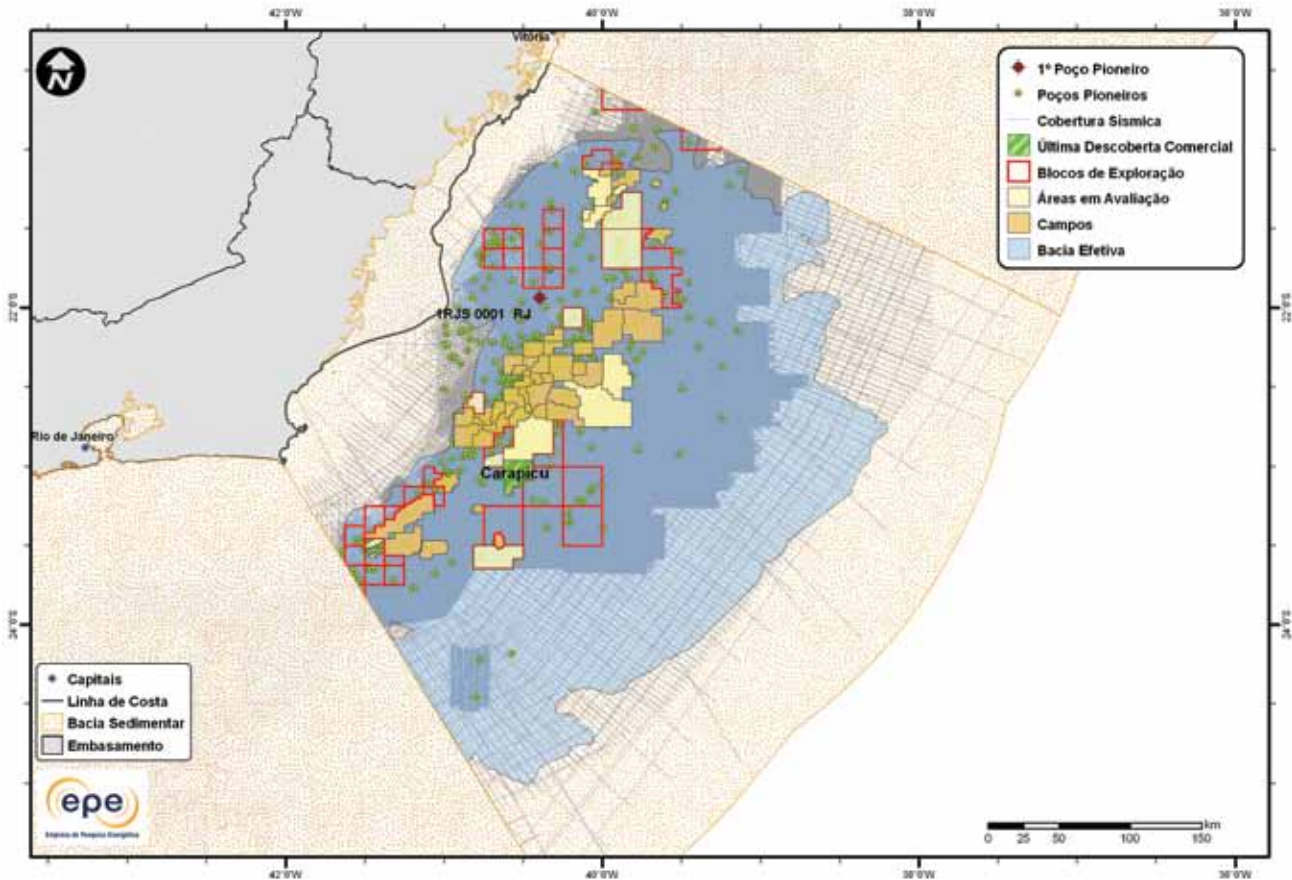


Figura 3.73 - Atividades de E&P na Bacia de Campos.

Tabela 3.36 - Resumo de Atividades de E&P – Bacia de Campos				
Poços Exploratórios	Situação Geográfica		mar	
	Perfurados		1.144	
	1º Poço Pioneiro (ano)		1RJS0001RJ (1971)	
	Último Poço Pioneiro (ano)		4BRSA918RJS (2011)	
	Profundidade Máxima Perfurada (m)		7.132	
	Maior Lâmina D'água (m)		2.887	
	Índice de Sucesso Geológico de Poços Pioneiros (%)		22	
Campos	Petróleo		59	
	Gás Não Associado		0	
	Petróleo e Gás		0	
	Em Avaliação		17	
Descobertas	1ª Descoberta Comercial (ano)		Garoupa (1974)	
	Última Descoberta Comercial (ano)		Carapicu (2010)*	
	Ano de Início		1977	
Produção	Acumulada	Petróleo (MM bbl)	8.854,45	
		Gás Associado (MM m³)	142.299,41	
		Gás Não Associado (MM m³)	3.416,44	

* A descoberta comercial mais recente da Bacia de Campos é o campo marítimo Tubarão Azul que teve sua comercialidade declarada em maio de 2012, após a data de referência (31 de julho de 2011) para elaboração dos mapas do Zoneamento. Este campo ainda não entrou em produção até a data de edição deste relatório.

• Infraestrutura de Abastecimento da Bacia

A Bacia de Campos é hoje a principal bacia produtora de petróleo do Brasil, responsável por 82% da produção nacional de petróleo e 36% da produção de gás natural. A refinaria mais próxima é a Refinaria de Duque de Caxias (REDUC), capaz de processar diariamente 38,5 mil m³ de petróleo (Figura 3.74). O terminal terrestre Cabiúnas (483 mil m³) tem como principais atividades o recebimento e o armazenamento do petróleo produzido na Bacia de Campos, pelo oleoduto Cabiúnas-Furado (OCAB) e transferi-lo ao terminal de Campos Elíseos, pelo oleoduto Cabiúnas-Duque de Caxias (OSDUC I).

A Figura 3.75 mostra uma complexa rede de gasodutos e oleodutos instalados na Bacia de Campos, que permite o escoamento da sua produção. Para o processamento do gás natural da bacia, existem duas possibilidades: o complexo de Cabiúnas, composto de cinco unidades e capacidade de processar 17,2 MM m³/dia de gás natural; e a UPGN Sul Capixaba, que processa o gás natural produzido no Parque das Baleias, com capacidade de 2,5 MM m³/dia. Ambas interligadas ao GASENE, através do GASCAV, sendo que Cabiúnas está ligada também ao GASDUC I, II e III.

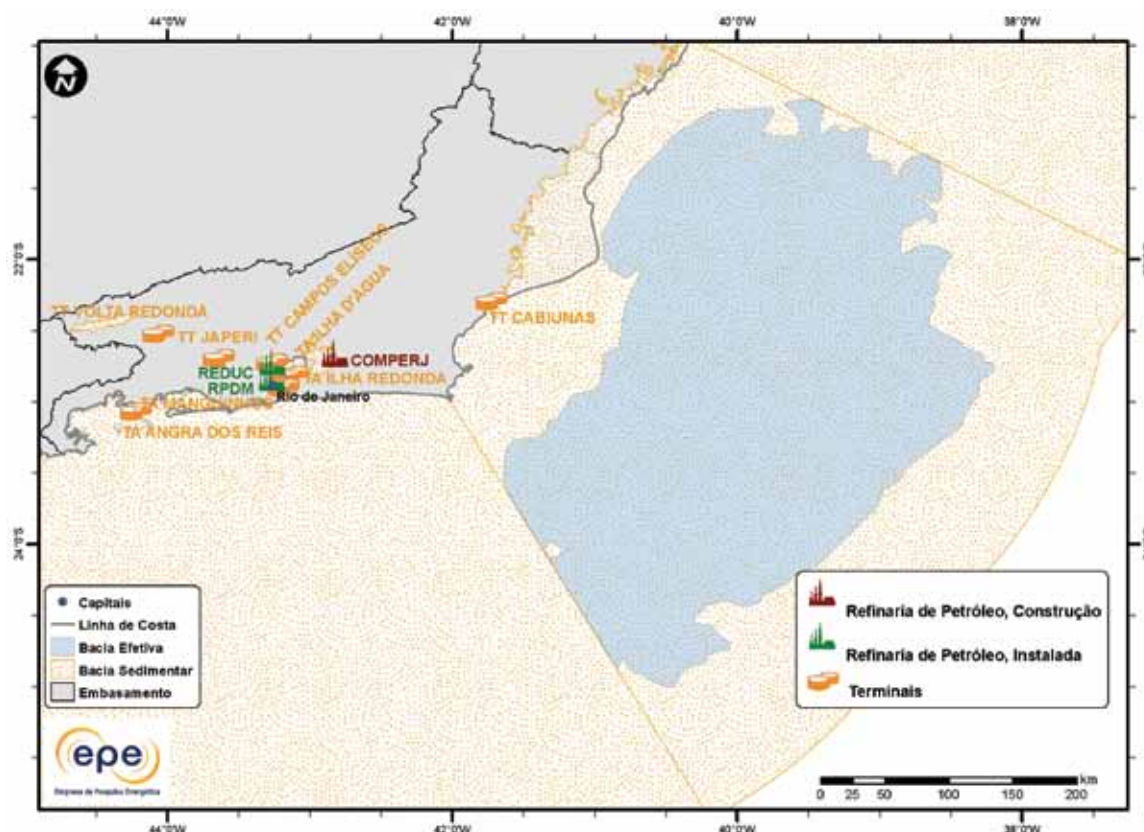


Figura 3.74 - Infraestrutura de abastecimento da Bacia de Campos: refinaria e terminais.

• Análise da Bacia em *Plays* Exploratórios

A Figura 3.76 apresenta o mapa da bacia efetiva de Campos, segundo a abordagem probabilística, com indicação das chances de descobertas de hidrocarboneto. Percebe-se que a região mais proximal apresenta maior chance de descoberta de hidrocarboneto em relação ao restante da bacia. A Tabela 3.37 apresenta a correspondência dos *plays* com os *superplays*.

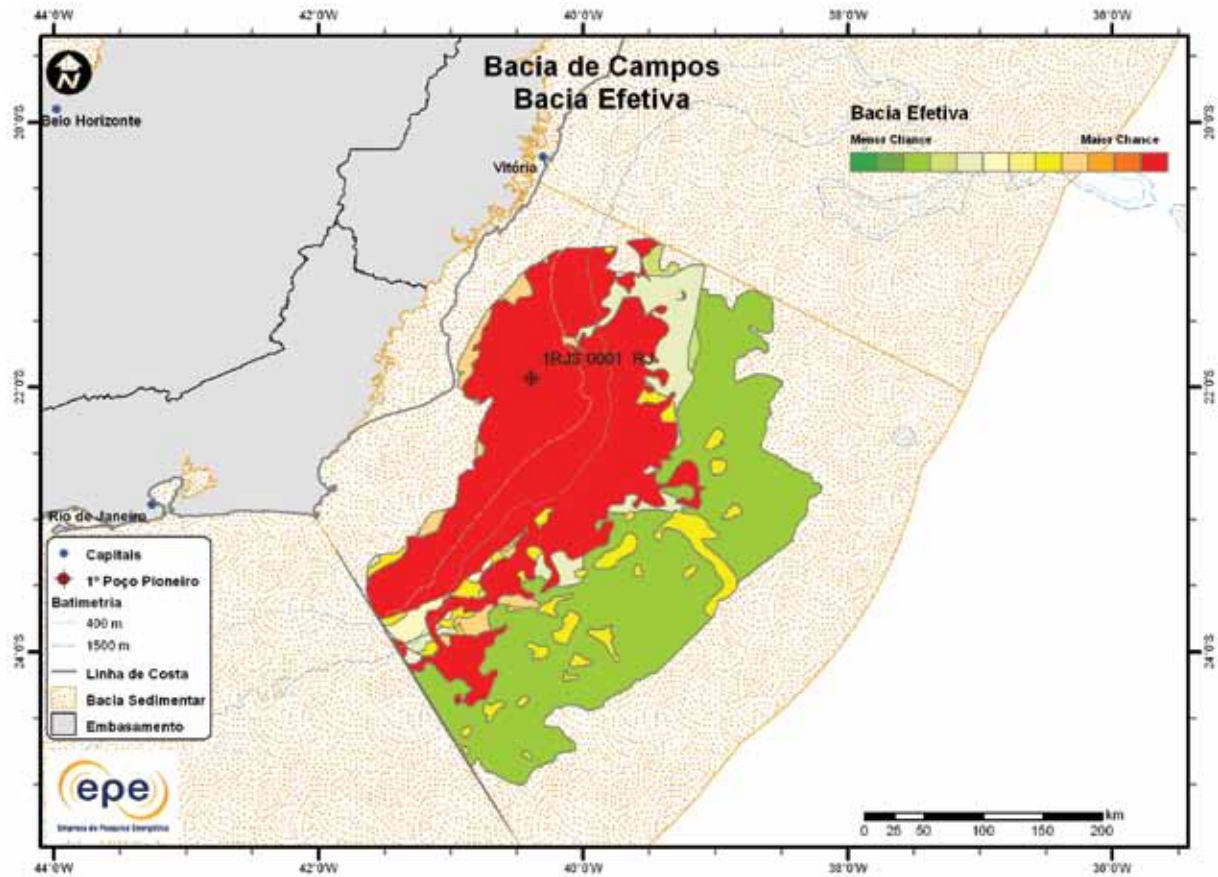


Figura 3.76 - Mapa da bacia efetiva de Campos com indicação das chances de descobertas.

Tabela 3.37 - Plays da Bacia de Campos		
Nome do Play	Status Exploratório	Superplay
Carapebus Oligo-Mioceno	Estabelecido	SuperPlay 1 – Terciário Cretáceo Superior_Marinho Aberto
Carapebus Eoceno	Estabelecido	SuperPlay 1 – Terciário Cretáceo Superior_Marinho Aberto
Carapebus Senoniano	Estabelecido	SuperPlay 1 – Terciário Cretáceo Superior_Marinho Aberto
Carapebus Senoniano Águas Profundas	Imaturo	SuperPlay 1 – Terciário Cretáceo Superior_Marinho Aberto
Namorado	Estabelecido	SuperPlay 2 – Cretáceo Inferior_Transicional/Marinho Raso
Quissamã	Estabelecido	SuperPlay 2 – Cretáceo Inferior_Transicional/Marinho Raso
Lagoa Feia	Estabelecido	SuperPlay 3 – Cretáceo Inferior_Continental

3.1.6.1 Play Carapebus Oligo-Mioceno

A Figura 3.77 apresenta o mapa do *play* efetivo Carapebus Oligo-Mioceno, com as chances de descobertas de hidrocarboneto. Este *play* é restrito a parte central da bacia e apresenta, quase em sua totalidade, chances de descobertas elevadas. Os atributos referentes a esse *play* estão sumarizados na Tabela 3.38. A Figura 3.78 apresenta o mapa de expectativa de fluido para o *play* Oligo-Mioceno. A maior expectativa é de petróleo, caso ocorra descoberta de hidrocarboneto. Sendo petróleo, espera-se a ocorrência de petróleo mediano na sua parte mais proximal e de petróleo pesado na parte mais distal.

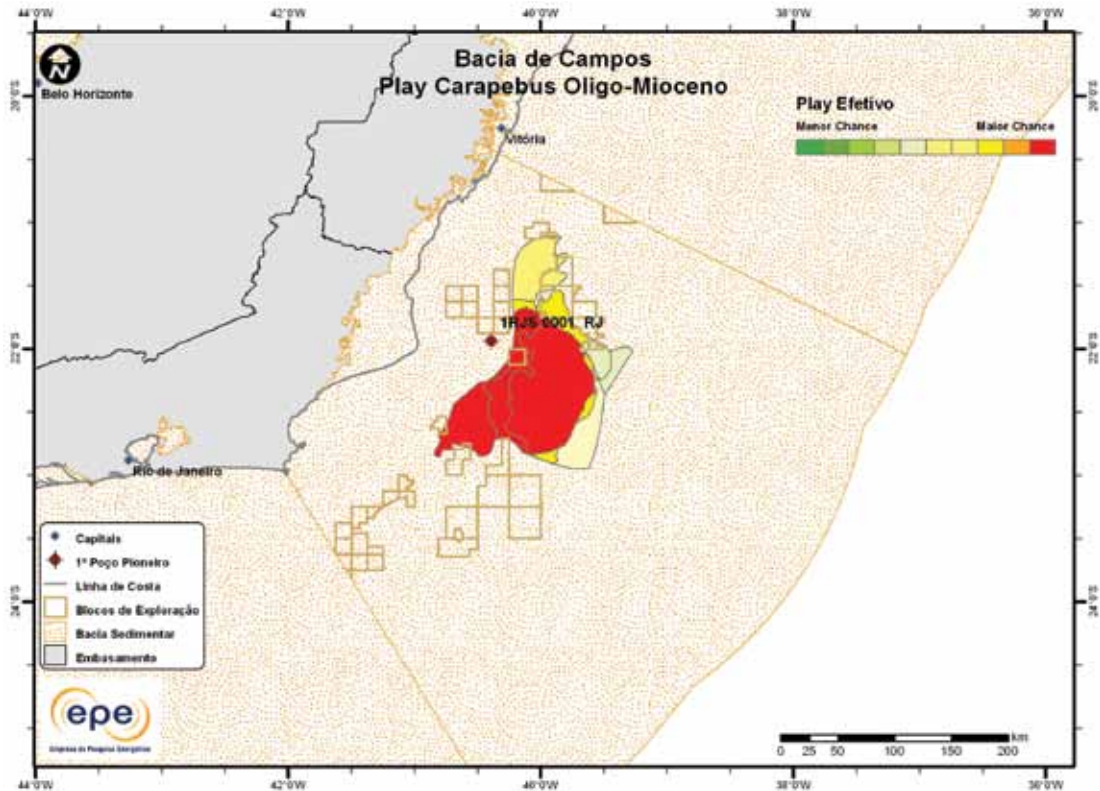


Figura 3.77 - Play efetivo Carapebus Oligo-Mioceno da Bacia de Campos.

Tabela 3.38 - Atributos do Play Carapebus Oligo-Mioceno – Bacia de Campos		
Play		Carapebus Oligo-Mioceno
Situação Geográfica		mar
Carga	Unidade Litoestratigráfica	Formações Atafona e Coqueiros
	Unidade Cronoestratigráfica	Cretáceo Inferior (Barremiano-Aptiano)
	Migração	falhas listricas e/ou janelas de sal
Reservatório	Unidade Litoestratigráfica	Formação Carapebus
	Unidade Cronoestratigráfica	Paleógeno (Oligoceno-Mioceno)
	Profundidade Média (m)	2.300
	Litologia / Contexto Deposicional	arenito / turbidito marinho profundo
Trapa	Unidade Litoestratigráfica Selante	Formação Carapebus
	Unidade Cronoestratigráfica Selante	Paleógeno (Oligoceno-Mioceno)
	Tipo de Trapa	mista
	Litologia Selante	folhelho

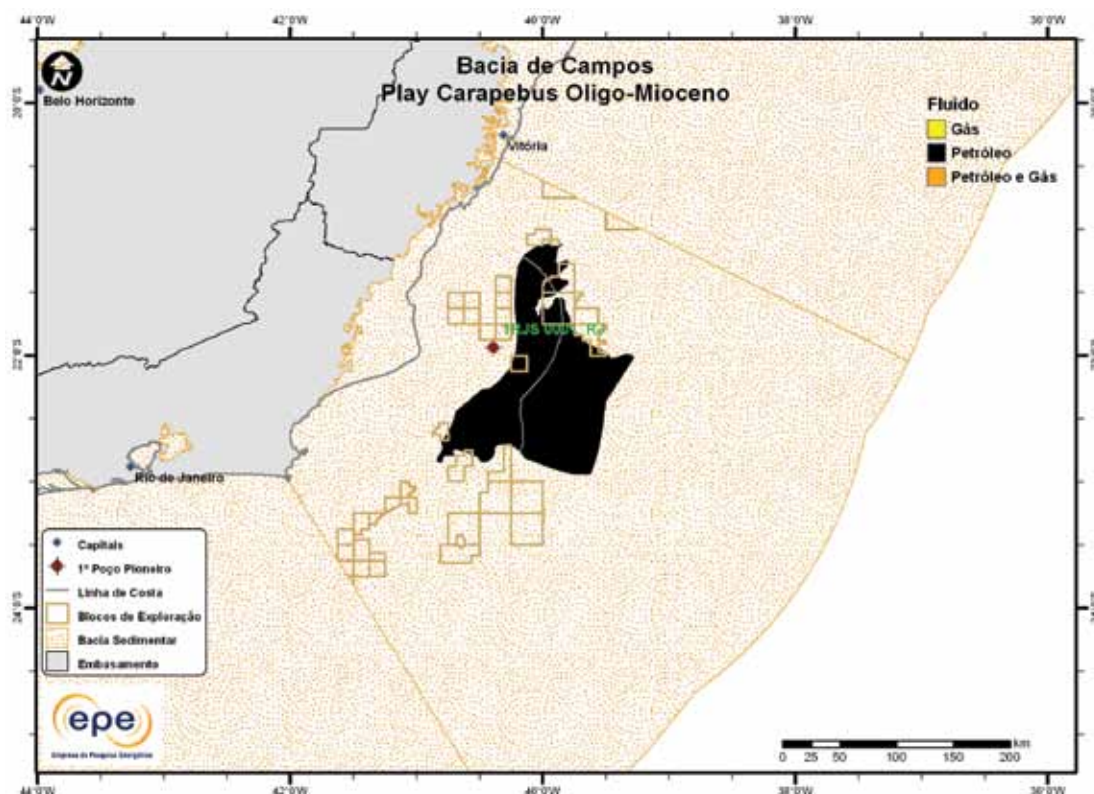


Figura 3.78 - Tipo de fluido com maior expectativa no *play* efetivo Carapebus Oligo-Mioceno da Bacia de Campos.

3.1.6.2 *Play* Carapebus Eoceno

A Figura 3.79 apresenta o mapa do *play* efetivo Carapebus Eoceno, com as chances de descobertas de hidrocarboneto. As chances de descobertas deste *play* são relativamente elevadas, sendo a parte mais proximal a que apresenta maior chance. Os atributos referentes a esse *play* estão sumarizados na Tabela 3.39.

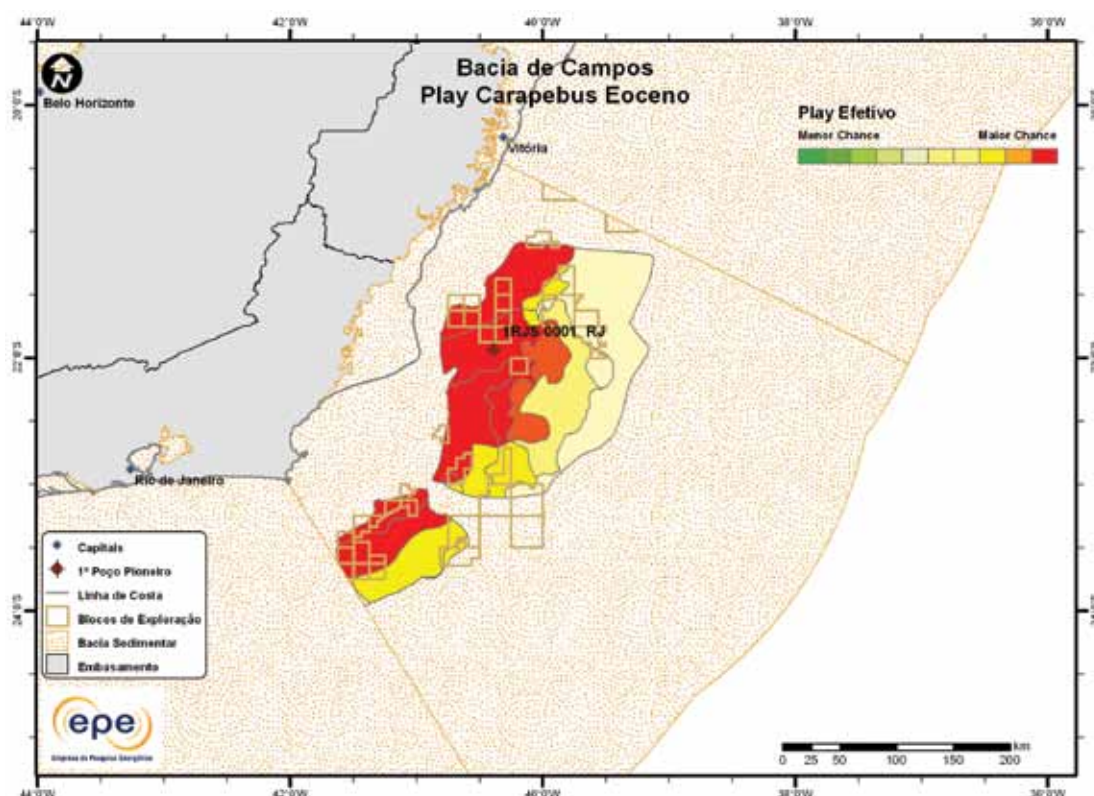


Figura 3.79 - *Play* efetivo Carapebus Eoceno da Bacia de Campos.

Tabela 3.39 - Atributos do <i>Play</i> Carapebus Eoceno – Bacia de Campos		
Play		Carapebus Eoceno
Situação Geográfica		mar
Carga	Unidade Litoestratigráfica	Formações Atafona e Coqueiros
	Unidade Cronoestratigráfica	Cretáceo Inferior (Barremiano-Aptiano)
	Migração	falhas lístricas e/ou janelas de sal
Reservatório	Unidade Litoestratigráfica	Formação Carapebus
	Unidade Cronoestratigráfica	Paleógeno (Eoceno)
	Profundidade Média (m)	2.600
	Litologia / Contexto Depositional	arenito / turbidito marinho profundo
Trapa	Unidade Litoestratigráfica Selante	Formação Carapebus
	Unidade Cronoestratigráfica Selante	Paleógeno (Eoceno)
	Tipo de Trapa	mista
	Litologia Selante	folhelho

A Figura 3.80 apresenta o mapa de expectativa de fluido para o *play* Carapebus Eoceno. A maior expectativa é de petróleo, caso ocorra descoberta de hidrocarboneto. Sendo petróleo, espera-se a ocorrência de petróleo mediano na parte mais proximal e petróleo pesado na parte mais distal.

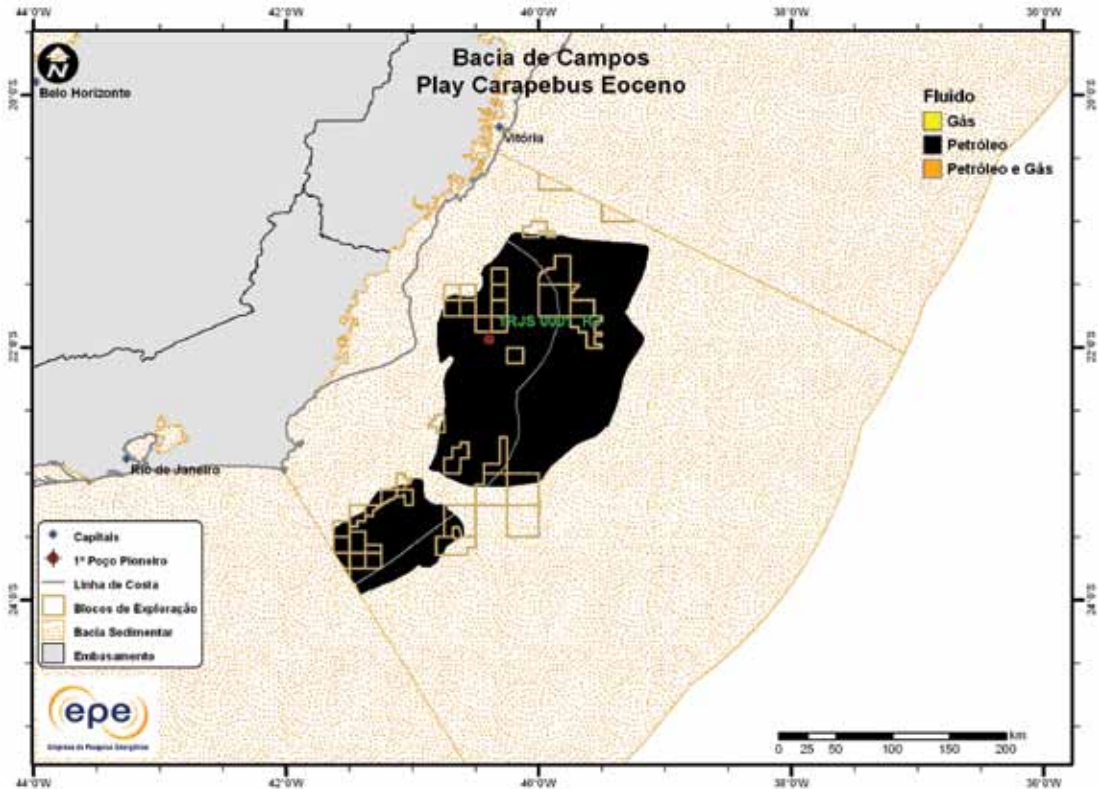


Figura 3.80 - Tipo de fluido com maior expectativa no *play* efetivo Carapebus Eoceno da Bacia de Campos.

3.1.6.3 Play Carapebus Senoniano

A Figura 3.81 apresenta o mapa do *play* efetivo Carapebus Senoniano, com as chances de descobertas de hidrocarboneto. Este *play* apresenta as maiores chances de descobertas da bacia. Os atributos referentes a esse *play* estão sumarizados na Tabela 3.40.

A Figura 3.82 apresenta o mapa de expectativa de fluido para o *play* Carapebus Senoniano. A maior expectativa é de petróleo, caso ocorra descoberta de hidrocarboneto. Sendo petróleo, espera-se a ocorrência de petróleo leve na parte mais proximal e petróleo médio/pesado na região mais distal.

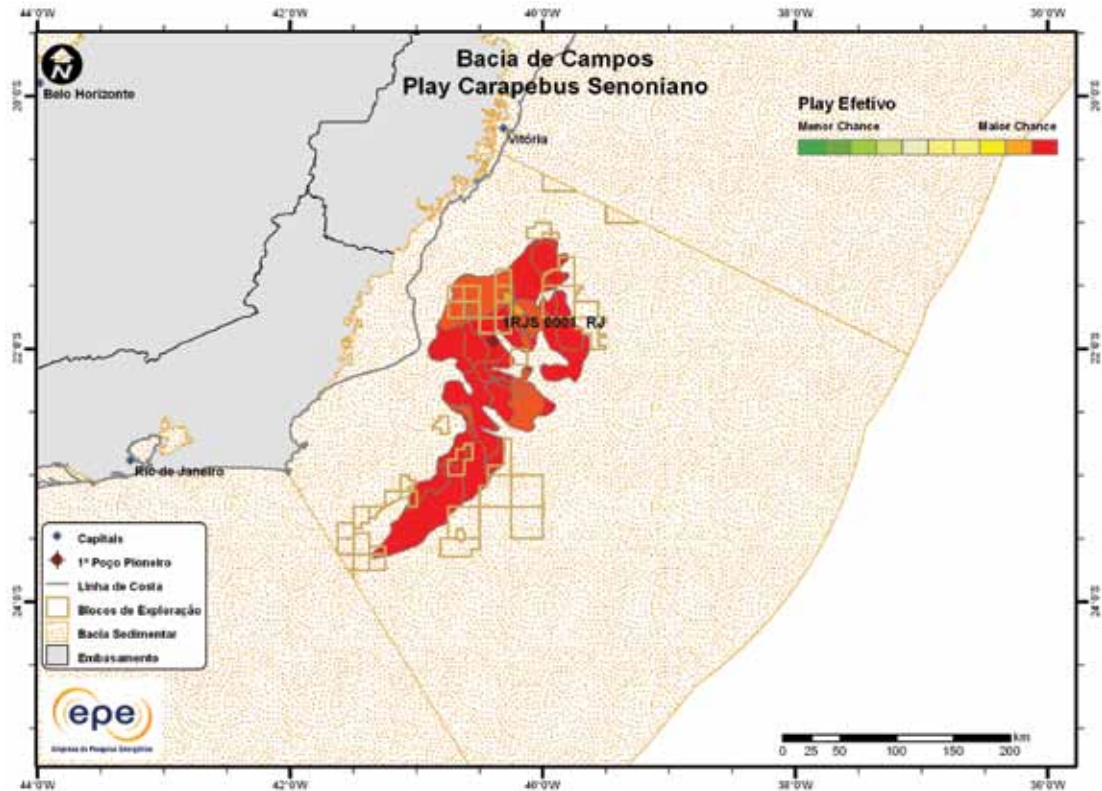


Figura 3.81 - Play efetivo Carapebus Senoniano da Bacia de Campos.

Tabela 3.40 - Atributos do Play Carapebus Senoniano – Bacia de Campos		
Play		Carapebus Senoniano
Situação Geográfica		mar
Carga	Unidade Litoestratigráfica	Formações Atafona e Coqueiros
	Unidade Cronoestratigráfica	Cretáceo Inferior (Barremiano-Aptiano)
	Migração	falhas listricas e/ou janelas de sal
Reservatório	Unidade Litoestratigráfica	Formação Carapebus
	Unidade Cronoestratigráfica	Cretáceo Superior (Senoniano)
	Profundidade Média (m)	2.100 a 3.500
	Litologia / Contexto Depositional	arenito / turbidito marinho profundo
Trapa	Unidade Litoestratigráfica Selante	Formação Carapebus
	Unidade Cronoestratigráfica Selante	Cretáceo Superior (Senoniano)
	Tipo de Trapa	mista
	Litologia Selante	folhelho

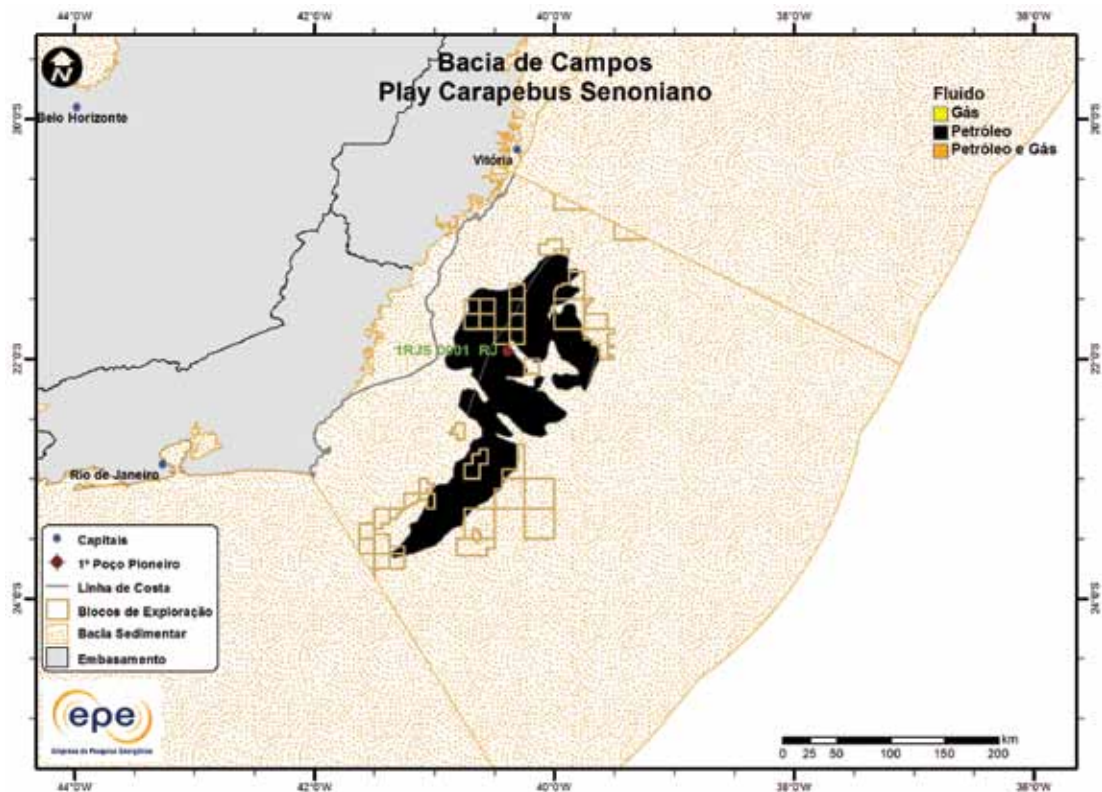


Figura 3.82 - Tipo de fluido com maior expectativa no *play* efetivo Carapebus Senoniano da Bacia de Campos.

3.1.6.4 *Play* Carapebus Senoniano Águas Profundas

A Figura 3.83 apresenta o mapa do *play* efetivo Carapebus Senoniano Águas Profundas, com as chances de descobertas de hidrocarboneto. Este *play* é restrito à parte mais distal da bacia e apresenta grande variação de chances de descobertas, sendo as maiores na sua parte oeste. Os atributos referentes a esse *play* estão sumarizados na Tabela 3.41.

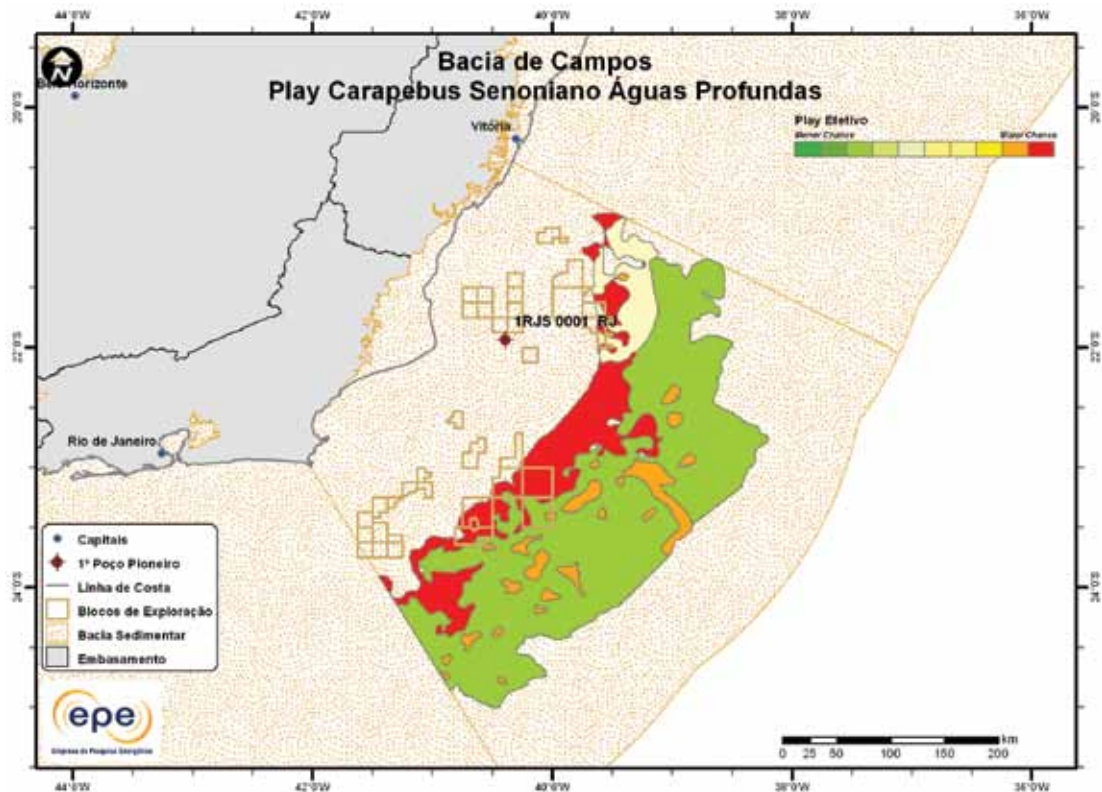


Figura 3.83 - *Play* efetivo Carapebus Senoniano Águas Profundas da Bacia de Campos.

Tabela 3.41- Atributos do Play Carapebus Senoniano Águas Profundas – Bacia de Campos		
Play		Carapebus Senoniano Águas Profundas
Situação Geográfica		mar
Carga	Unidade Litoestratigráfica	Formações Atafona e Coqueiros
	Unidade Cronoestratigráfica	Cretáceo Inferior (Barremiano-Aptiano)
	Migração	falhas lítricas e/ou janelas de sal
Reservatório	Unidade Litoestratigráfica	Formação Carapebus
	Unidade Cronoestratigráfica	Cretáceo Superior (Senoniano)
	Profundidade Média (m)	4.500
	Litologia / Contexto Depositional	arenito / turbidito marinho profundo
Trapa	Unidade Litoestratigráfica Selante	Formação Carapebus
	Unidade Cronoestratigráfica Selante	Cretáceo Superior (Senoniano)
	Tipo de Trapa	mista
	Litologia Selante	folhelho

A Figura 3.84 apresenta o mapa de expectativa de fluido para o *play* Carapebus Senoniano Águas Profundas. A maior expectativa de fluido é de petróleo, caso ocorra descoberta de hidrocarboneto. Sendo petróleo, espera-se a ocorrência de petróleo médio/pesado na parte distal.

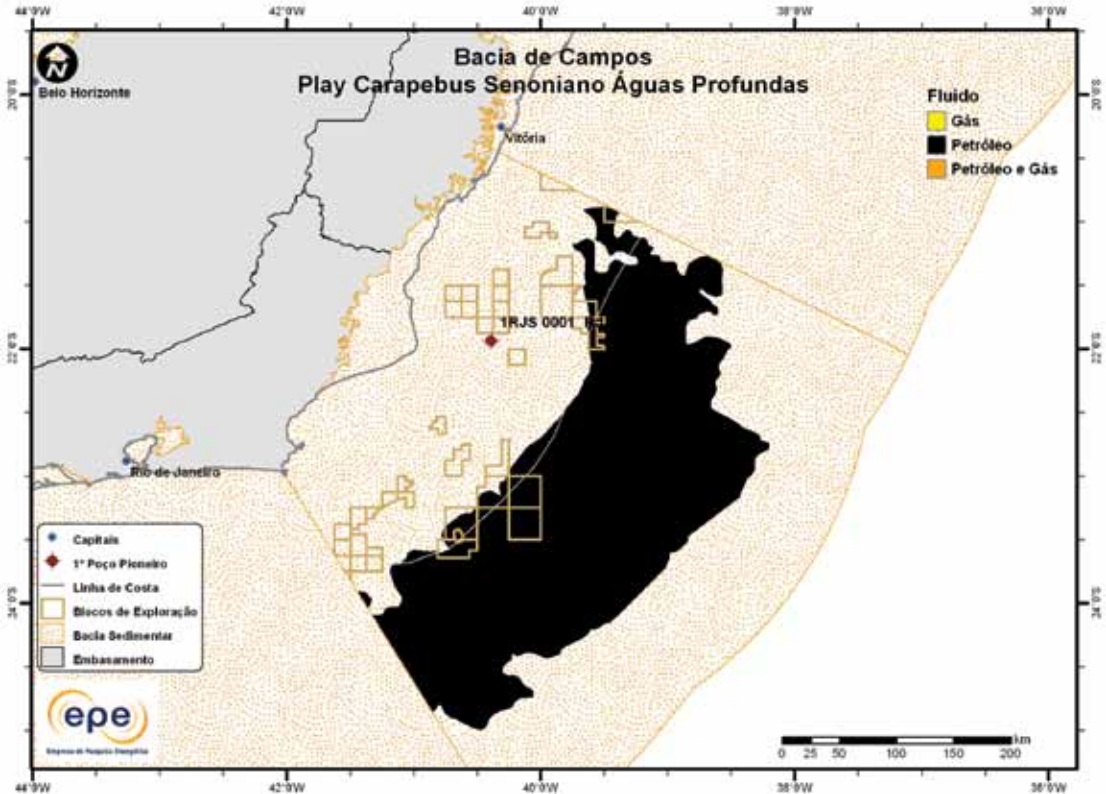


Figura 3.84 - Tipo de fluido com maior expectativa no *play* efetivo Carapebus Senoniano Águas Profundas da Bacia de Campos.

3.1.6.5 Play Namorado

A Figura 3.85 apresenta o mapa do *play* efetivo Namorado, com as chances de descobertas de hidrocarboneto. O *play* Namorado apresenta altas chances de descobertas em toda a sua extensão. Os atributos referentes a esse *play* estão sumarizados na Tabela 3.42.

A Figura 3.86 apresenta o mapa de expectativa de fluido para o *play* Namorado. A maior expectativa é de petróleo, caso ocorra descoberta de hidrocarboneto. Sendo petróleo, espera-se a ocorrência de petróleo leve na parte mais proximal, petróleo mediano na região intermediária e petróleo médio/pesado na parte distal.

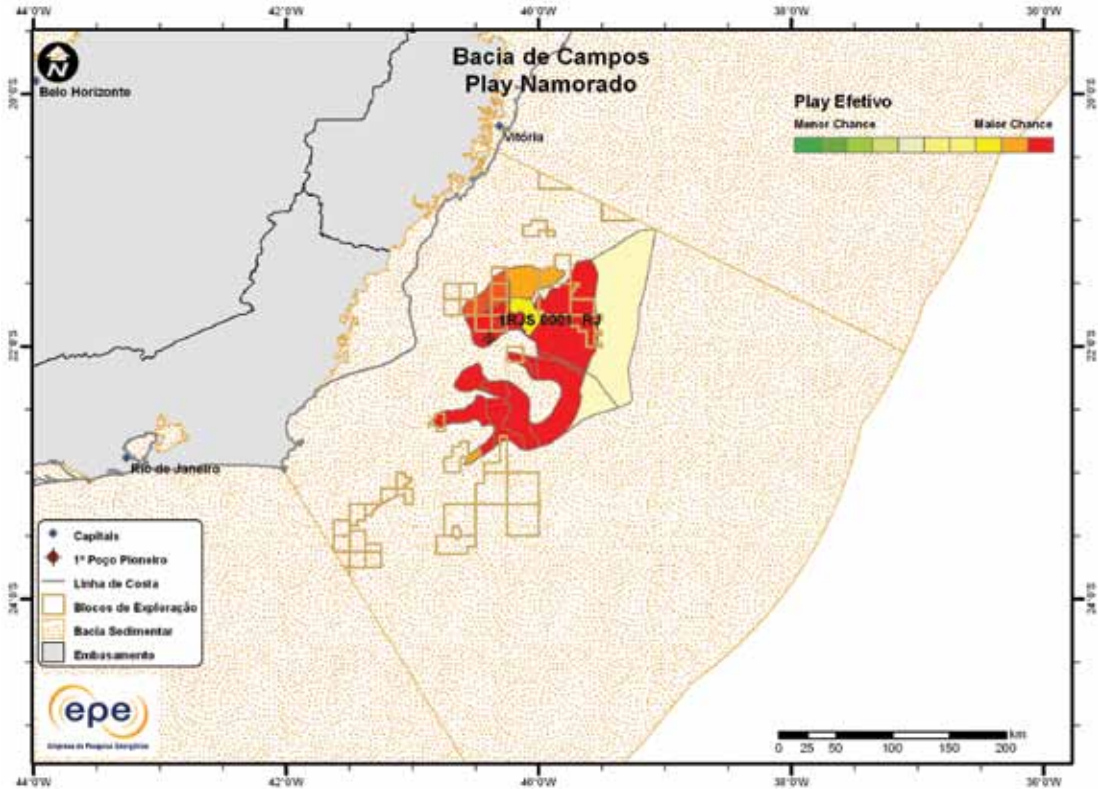


Figura 3.85 - Play efetivo Namorado da Bacia de Campos.

Tabela 3.42 - Atributos do Play Namorado – Bacia de Campos		
Play		Namorado
Carga	Situação Geográfica	mar
	Unidade Litoestratigráfica	Formações Atafona e Coqueiros
	Unidade Cronoestratigráfica	Cretáceo Inferior (Barremiano-Aptiano)
Reservatório	Migração	falhas lítricas e/ou janelas de sal
	Unidade Litoestratigráfica	Formação Namorado
	Unidade Cronoestratigráfica	Cretáceo (Albiano-Cenomaniano)
	Profundidade Média (m)	3.500 a 4.000
Trapa	Litologia / Contexto Depositional	arenito / turbidito marinho profundo
	Unidade Litoestratigráfica Selante	Formação Imbetiba
	Unidade Cronoestratigráfica Selante	Cretáceo Superior (Cenomaniano)
	Tipo de Trapa	mista
Litologia Selante		marga

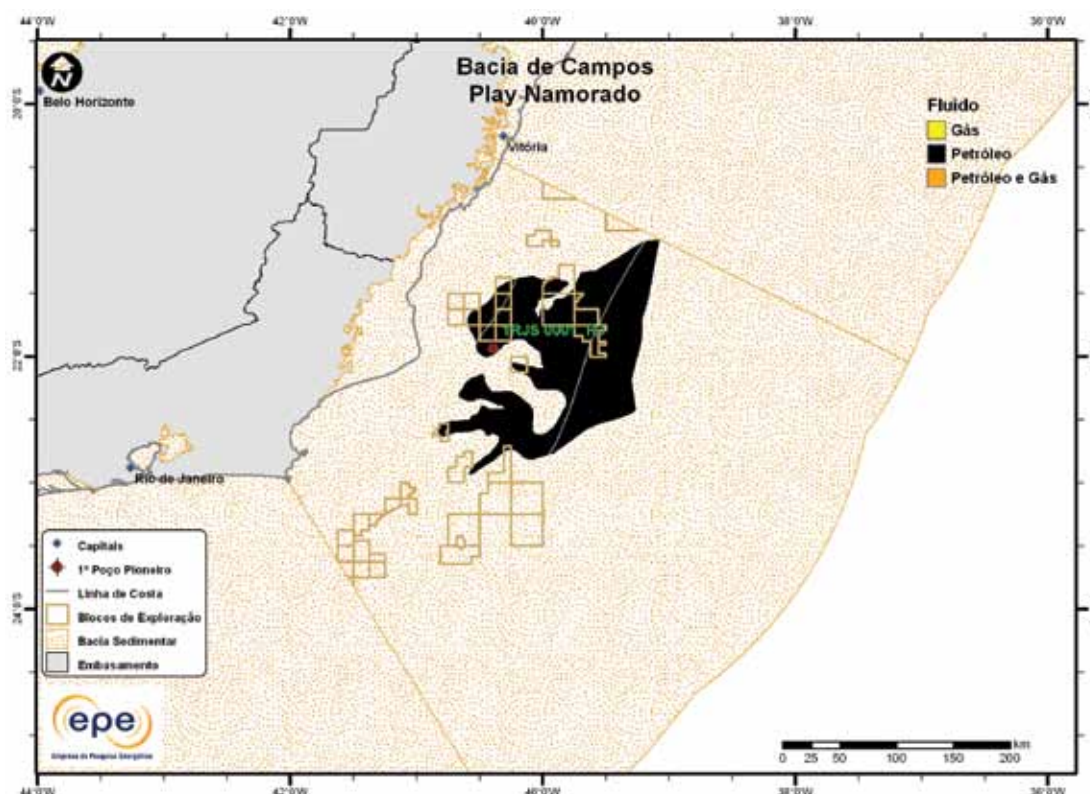


Figura 3.86 - Tipo de fluido com maior expectativa no *play* efetivo Namorado da Bacia de Campos.

3.1.6.6 Play Quissamã

A Figura 3.87 apresenta o mapa do *play* efetivo Quissamã, com as chances de descobertas de hidrocarboneto. O *play* Quissamã apresenta elevadas chances de descobertas em toda a sua extensão. Os atributos referentes a este *play* estão sumarizados na Tabela 3.43.

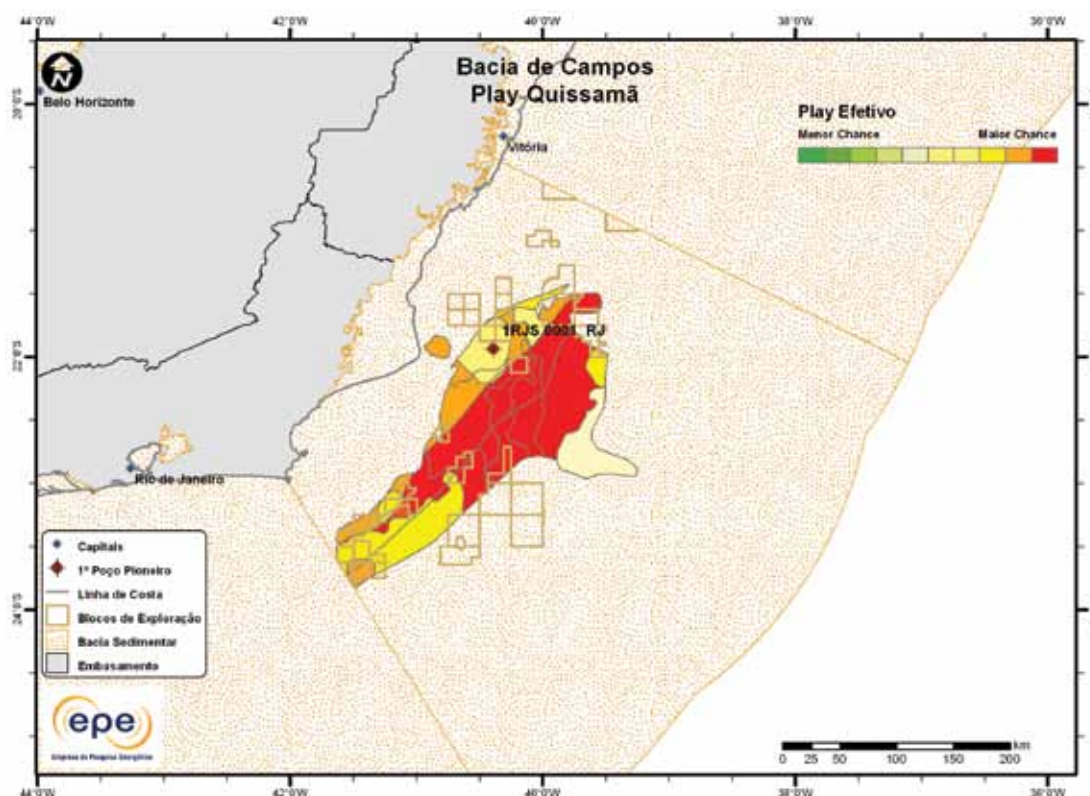


Figura 3.87 - *Play* efetivo Quissamã da Bacia de Campos.

Tabela 3.43 - Atributos do Play Quissamã – Bacia de Campos		
Play		Quissamã
Situação Geográfica		mar
Carga	Unidade Litoestratigráfica	Formações Atafona e Coqueiros
	Unidade Cronoestratigráfica	Cretáceo Inferior (Barremiano-Aptiano)
	Migração	falhas lístricas e/ou janelas de sal
Reservatório	Unidade Litoestratigráfica	Formação Quissamã
	Unidade Cronoestratigráfica	Cretáceo Inferior (Albiano)
	Profundidade Média (m)	3.000
	Litologia / Contexto Depositional	calcarenito / marinho plataforma rasa
Trapa	Unidade Litoestratigráfica Selante	Formação Quissamã
	Unidade Cronoestratigráfica Selante	Cretáceo Inferior (Albiano)
	Tipo de Trapa	mista
	Litologia Selante	calcilituto

A Figura 3.88 apresenta o mapa de expectativa de fluido para o *play* Quissamã. A maior expectativa de fluido é de petróleo, caso ocorra descoberta de hidrocarboneto. Sendo petróleo, espera-se a ocorrência de petróleo leve na parte mais proximal, petróleo mediano na região intermediária e petróleo médio/pesado na parte distal.

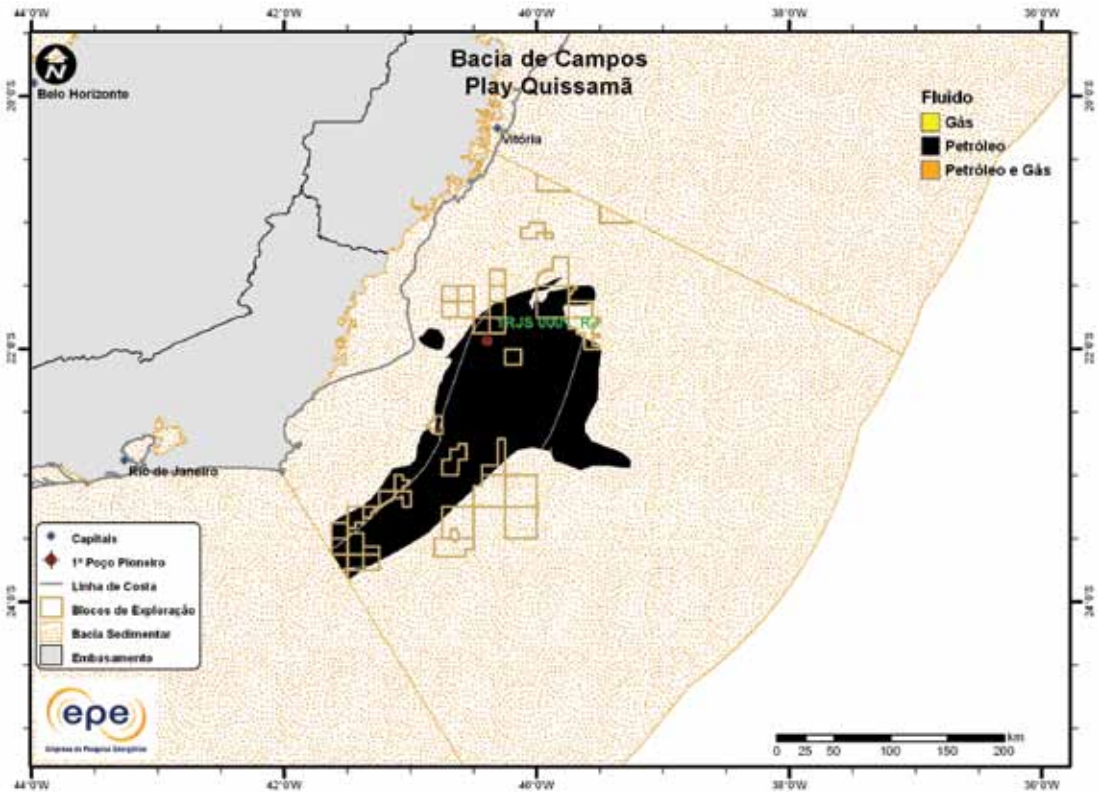


Figura 3.88 - Tipo de fluido com maior expectativa no *play* efetivo Quissamã da Bacia de Campos.

3.1.6.7 *Play Lagoa Feia*

A Figura 3.89 apresenta o mapa do *play* efetivo Lagoa Feia, com as chances de descobertas de hidrocarboneto. Este *play* apresenta elevadas chances de descobertas em toda a sua extensão, sendo a parte norte a que apresenta maiores chances. Os atributos referentes a esse *play* estão sumarizados na Tabela 3.44.

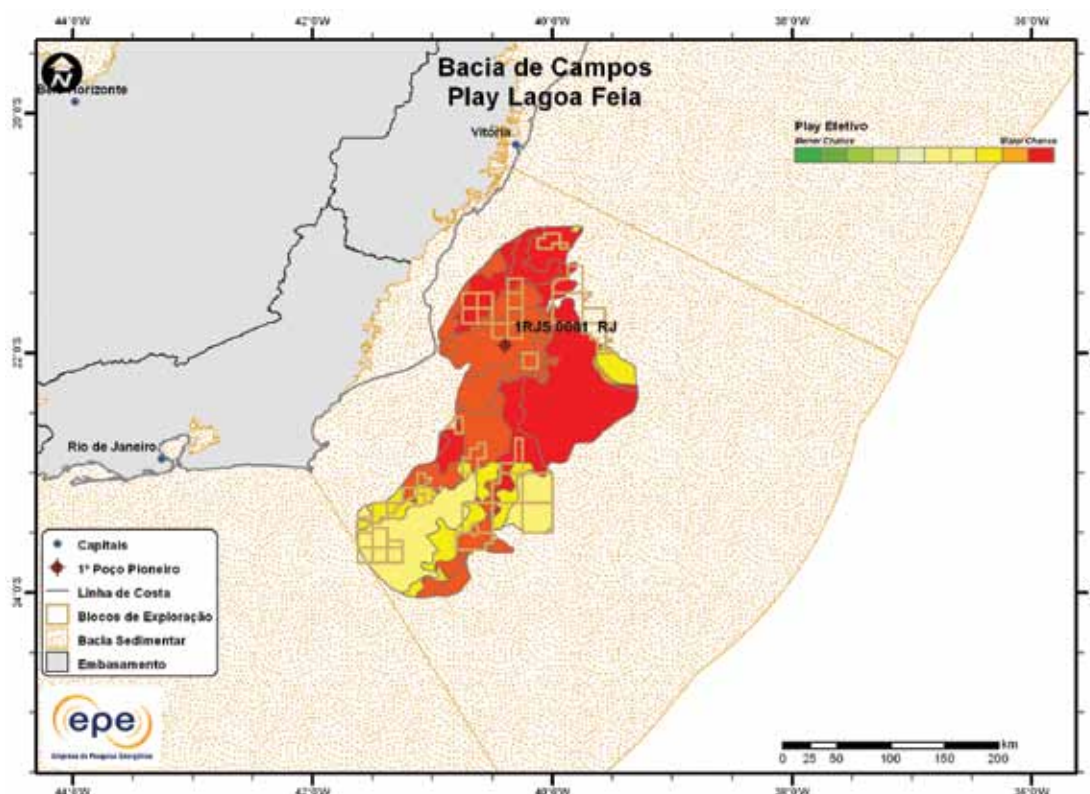


Figura 3.89 - Play efetivo Lagoa Feia da Bacia de Campos.

Tabela 3.44 - Atributos do <i>Play</i> Lagoa Feia – Bacia de Campos		
	<i>Play</i>	Lagoa Feia
	Situação Geográfica	mar
Carga	Unidade Litoestratigráfica	Formações Atafona e Coqueiros
	Unidade Cronoestratigráfica	Cretáceo Inferior (Barremiano-Aptiano)
	Migração	falhas normais e carrier beds
Reservatório	Unidade Litoestratigráfica	Grupo Lagoa Feia e Formação Cabiúnas
	Unidade Cronoestratigráfica	Cretáceo Inferior (Hauteriviano-Aptiano)
	Profundidade Média (m)	5.000
	Litologia / Contexto Depositional	coquina / lacustre e microbialito / marinho restrito
Trapa	Unidade Litoestratigráfica Selante	Grupo Lagoa Feia
	Unidade Cronoestratigráfica Selante	Cretáceo Inferior Aptiano
	Tipo de Trapa	estrutural
	Litologia Selante	evaporito e folhelho

No Grupo Lagoa Feia, os principais reservatórios deste *play* eram as coquinas (Formação Coqueiros) do topo do Andar Jiquiá, que foram depositadas nos altos estruturais herdados do embasamento ou geradas durante o processo de rifteamento. Recentemente, também foram observados reservatórios em calcários microbiais da Formação Macabu, como exemplo os Campos de Jubarte e Caxaréu; e em arenitos e conglomerados (Formação Itabapoana). Outros horizontes produtores neste *play* são basaltos fraturados e vesiculares da Formação Cabiúnas (campo de Badejo).

A Figura 3.90 apresenta o mapa de expectativa de fluido para o *play* Lagoa Feia. A maior expectativa é de petróleo, caso ocorra descoberta de hidrocarboneto. Sendo petróleo, espera-se a ocorrência de petróleo leve na parte mais proximal, petróleo mediano na região intermediária e petróleo médio/pesado na parte distal.

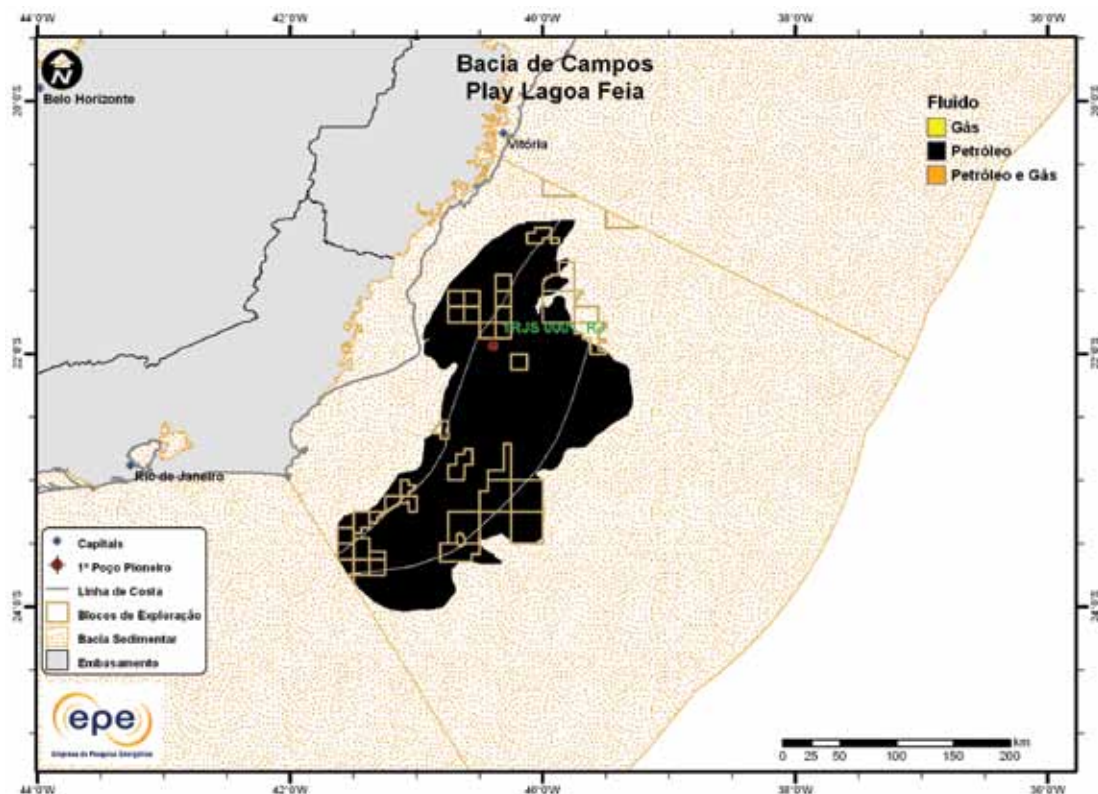


Figura 3.90 - Tipo de fluido com maior expectativa no *play* efetivo Lagoa Feia da Bacia de Campos.

3.1.7 Bacia do Ceará

• Síntese da Bacia

Apresenta-se na Figura 3.91 o mapa de localização das bacias sedimentar e efetiva (abordagem geográfica) do Ceará e, na Tabela 3.45, suas principais características geológicas. Nota-se que na região mais externa *offshore* ainda não foi identificada a ocorrência de nenhum *play* exploratório. Os principais reservatórios e o principal gerador de cada *play* exploratório estão indicados na carta estratigráfica (Figura 3.92) e na seção geológica (Figura 3.93).

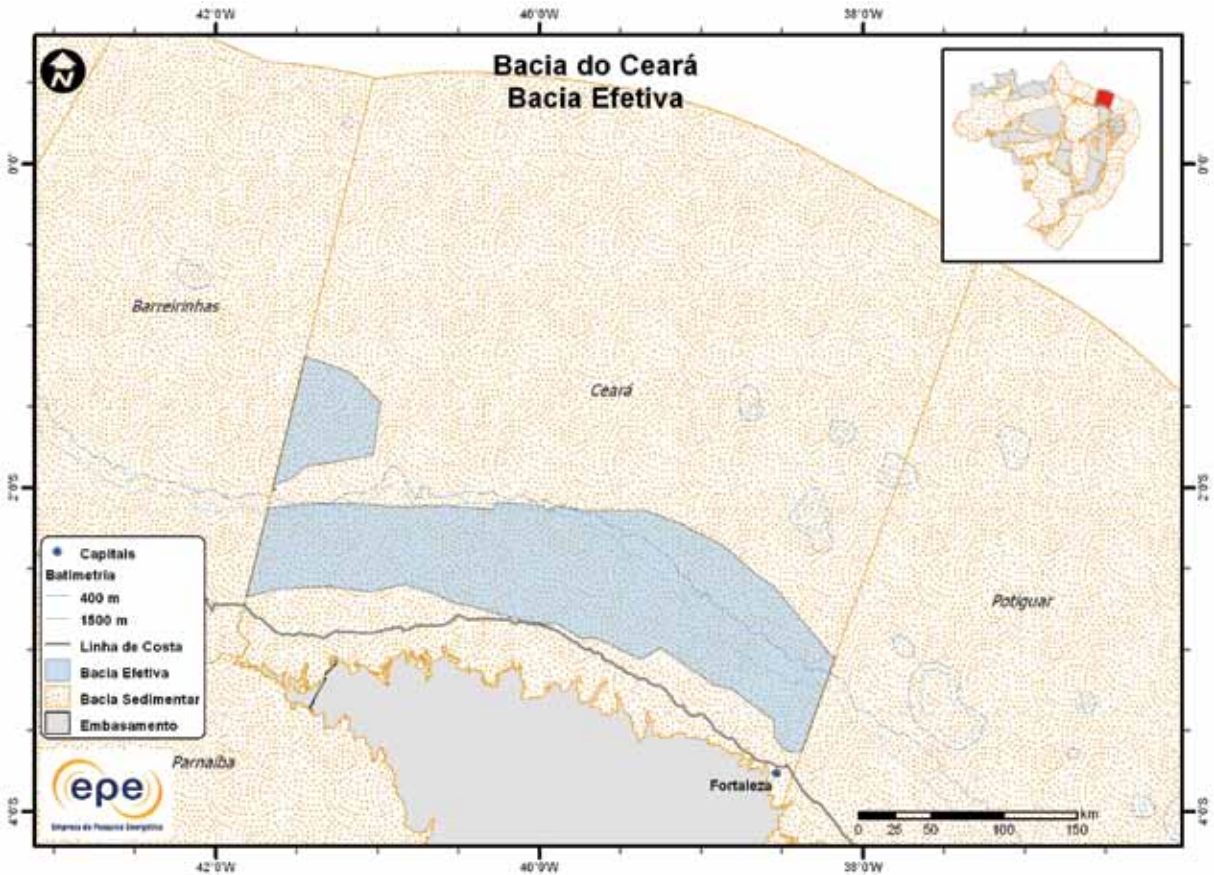


Figura 3.91 - Bacia efetiva do Ceará.

Tabela 3.45 - Informações Geológicas da Bacia do Ceará		
Situação Geográfica	mar	
Área Sedimentar (km²)	164.587	
Área da Bacia efetiva (km²)	34.547	
Maturidade Exploratória	Nova Fronteira	
Sistema Petrolífero Principal	Mundaú/Paracuru -Paracuru (!)	
Plays Exploratórios	Nome do Play	Principal Reservatório
1	Ubarana Terciário	Formação Ubarana
2	Guamaré	Formação Guamaré
3	Ubarana Cretáceo Superior	Formação Ubarana
4	Ubarana Cretáceo Inferior	Formação Ubarana
5	Paracurú	Formação Paracurú
6	Mundaú Popups	Formação Mundaú
7	Mundaú	Formação Mundaú

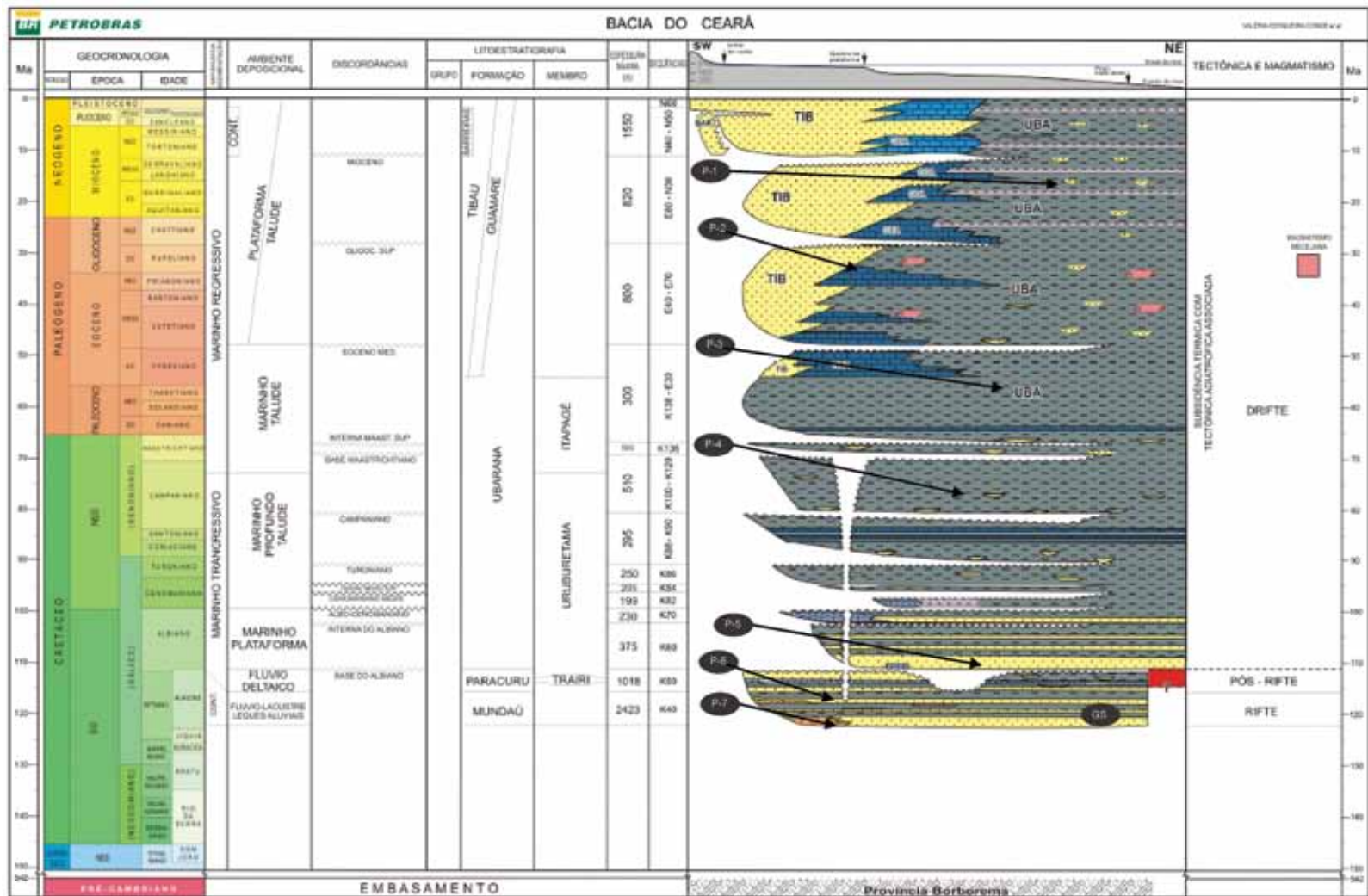


Figura 3.92 - Carta estratigráfica da Bacia do Ceará com indicação do gerador do sistema petrolífero principal (GS) e *plays* exploratórios (P).

Fonte: Modificado de Petrobras (2007).

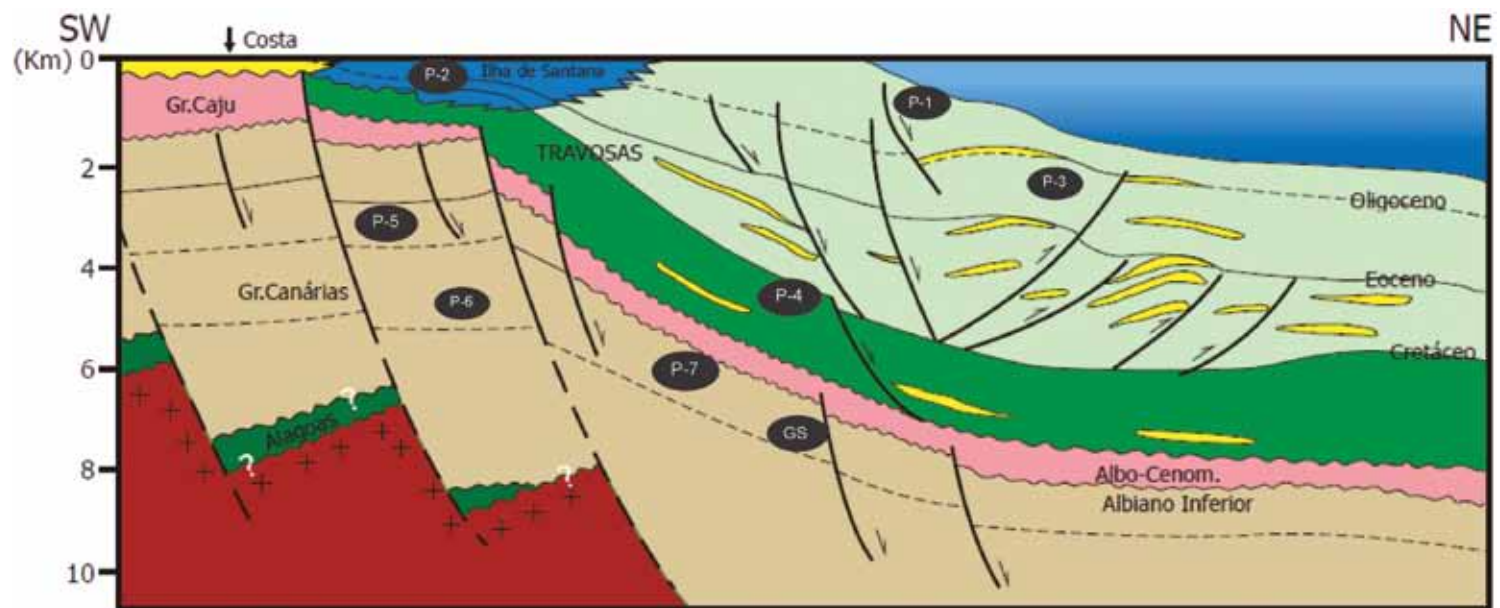


Figura 3.93 - Seção geológica da Bacia do Ceará com indicação do gerador do sistema petrolífero principal (GS) e *plays* exploratórios (P).

Fonte: Modificado de ANP (2009f).

• Principais Atividades do Setor de Petróleo e Gás na Bacia

Na Figura 3.94, apresenta-se a localização da cobertura dos levantamentos sísmicos e dos poços pioneiros, além dos quatro campos em produção, a última descoberta comercial e dos blocos sob concessão. A Tabela 3.46 apresenta, resumidamente, informações sobre os poços exploratórios, campos e descobertas, além dos volumes da produção acumulada.

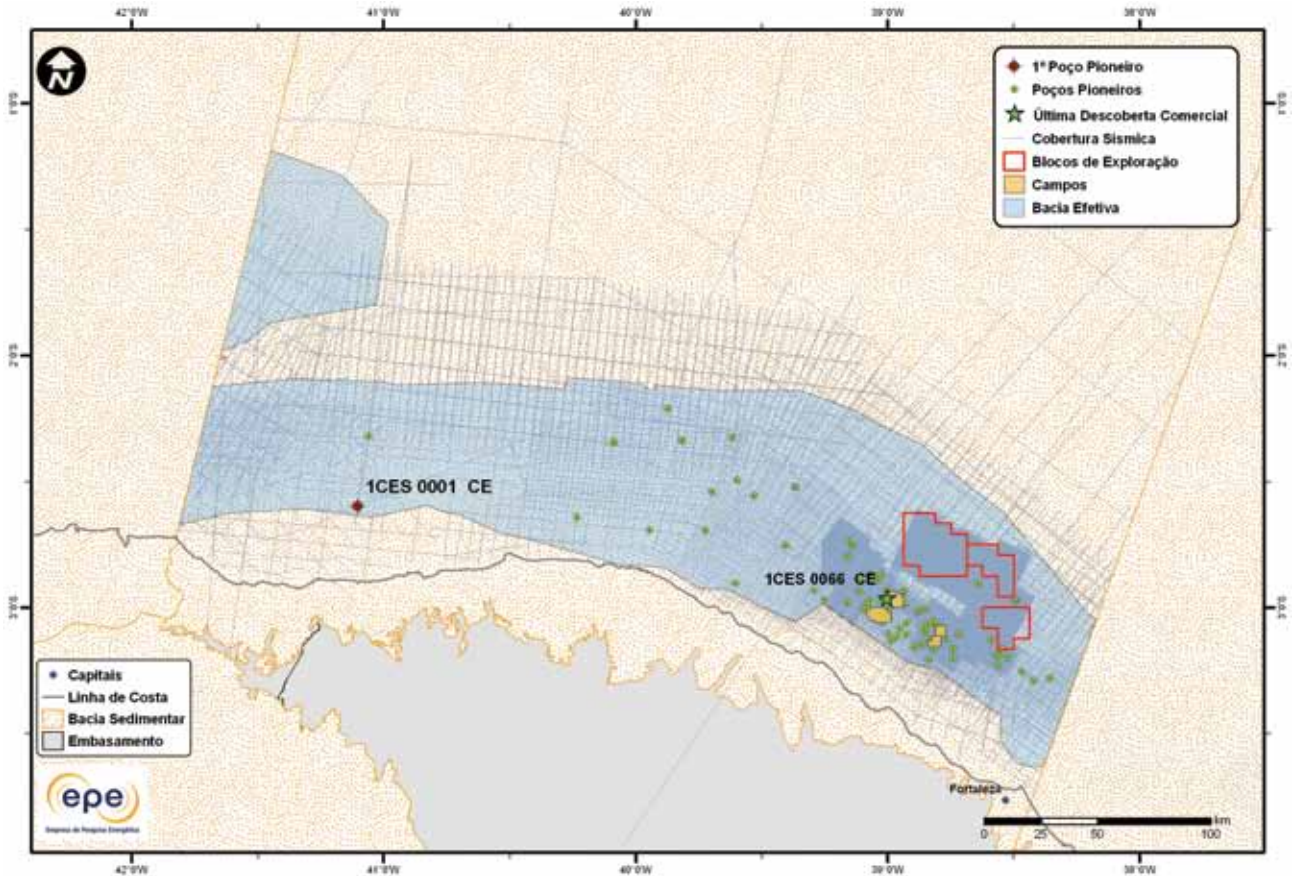


Figura 3.94 - Atividades de E&P na Bacia do Ceará.

Tabela 3.46 - Resumo de Atividades de E&P – Bacia do Ceará			
Poços Exploratórios	Situação Geográfica		mar
	Perfurados		135
	1º Poço Pioneiro (ano)		1CES0001CE (1971)
	Último Poço Pioneiro (ano)		1BRSA47CES (2001)
	Profundidade Máxima Perfurada (m)		5.300
	Maior Lâmina D'água (m)		1.772
	Índice de Sucesso Geológico de Poços Pioneiros (%)		22
Campos	Petróleo		4
	Gás Não Associado		0
	Petróleo e Gás		0
	Em Avaliação		0
Descobertas	1ª Descoberta Comercial (ano)		Xaréu (1977)
	Última Descoberta Comercial (ano)		Área do CES066 (1985)*
	Ano de Início		1980
Produção	Acumulada	Petróleo (MM bbl)	136,06
		Gás Associado (MM m³)	3.229,61
		Gás Não Associado (MM m³)	0

* O poço 1-CES-066-CE foi classificado como descobridor de campo com gás.

• Infraestrutura de Abastecimento da Bacia

A Bacia do Ceará conta com uma refinaria de petróleo instalada: a Lubrificantes e Derivados de Petróleo do Nordeste - LUBNOR (1.300 m³/dia de petróleo). Em termos de unidades planejadas, destaca-se a Refinaria Premium II, que se localizará no município de Caucaia/CE, com programação de entrada em produção entre o final de 2017 e meados de 2018 e com capacidade projetada de processar aproximadamente 47,7 mil m³/dia de petróleo. Todas estas unidades estão apresentadas na Figura 3.95.

Na Figura 3.96, apresenta-se a infraestrutura de oleodutos e gasodutos existentes e planejados na Bacia do Ceará e também o Terminal de Regaseificação de GNL de Pecém, com capacidade de transferir até 7 milhões de m³/dia de gás natural para o gasoduto Guamaré-Pecém (GASFOR). Os campos em produção na Bacia do Ceará contam com um gasoduto de transferência que os interligam e conectam a uma UPGN, localizada na LUBNOR, com capacidade de processar 350 mil m³/dia de gás natural. Observa-se ainda a existência de estudos sobre a instalação do Gasoduto Meio-Norte, que fará a integração da malha de gasodutos Sudeste-Nordeste com futuros projetos nas regiões Norte (Gasodutos do Amazonas e Pará) e Centro-Oeste (Gasoduto Centro-Norte).

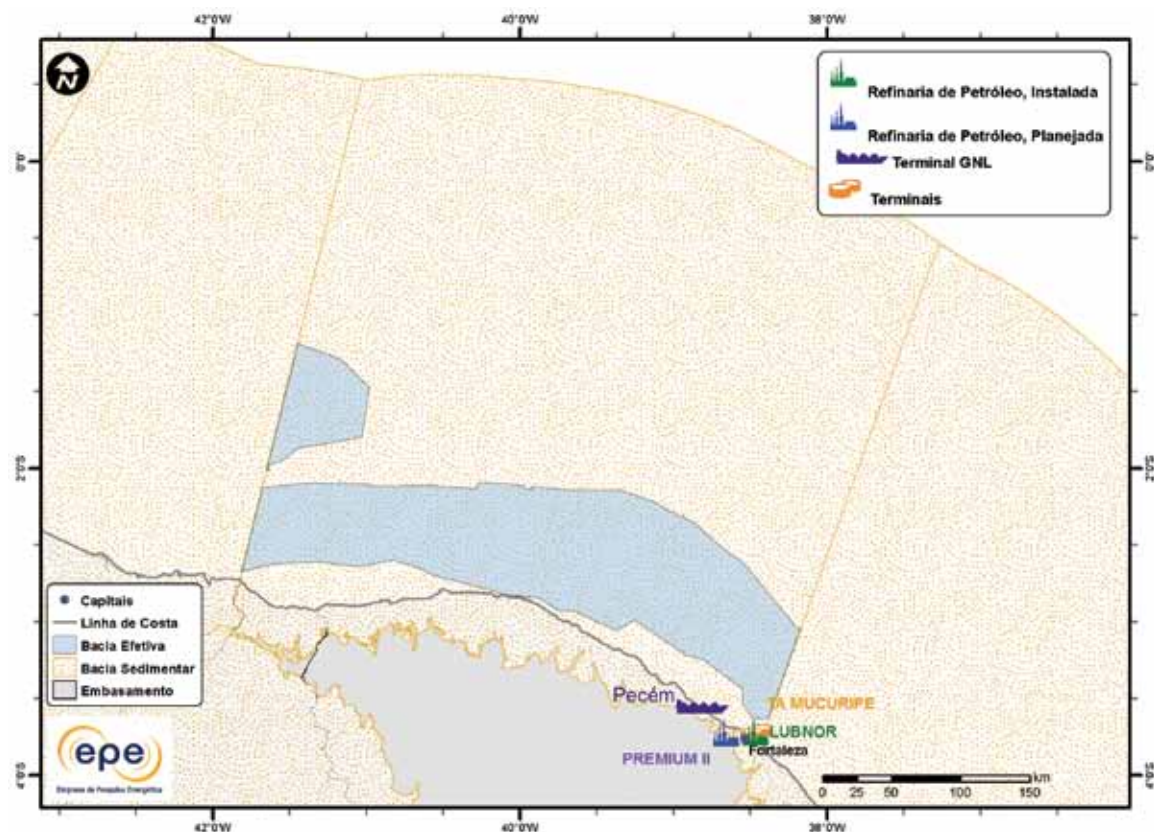


Figura 3.95 - Infraestrutura de abastecimento da Bacia do Ceará: refinarias e terminais.

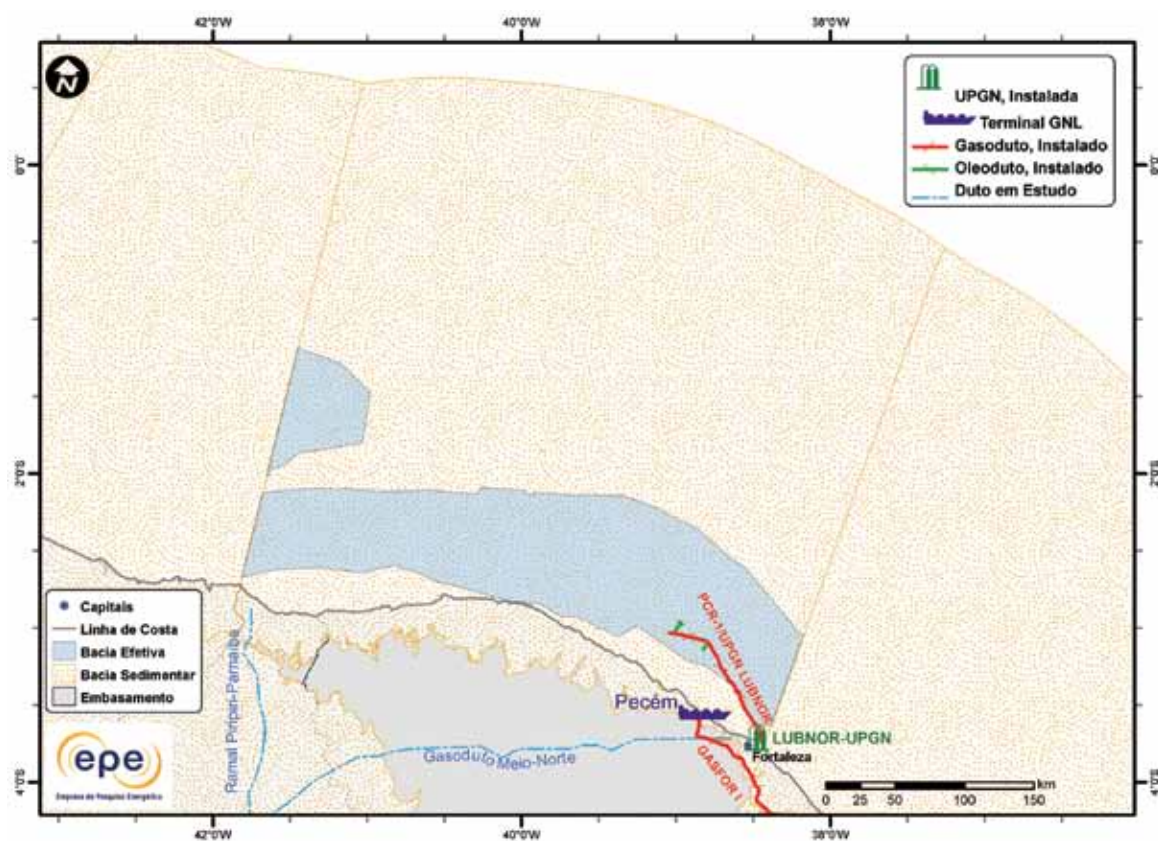


Figura 3.96 - Infraestrutura de abastecimento da Bacia do Ceará: UPGNs e dutos.

• Análise da Bacia em Plays Exploratórios

A Figura 3.97 apresenta o mapa da bacia efetiva do Ceará, segundo a abordagem probabilística, com indicação das chances de descobertas de hidrocarboneto. Nota-se uma grande variação de chances de descobertas, sendo que as maiores chances estão na sua parte leste. A Tabela 3.47 apresenta a correspondência dos *plays* com os *superplays*.

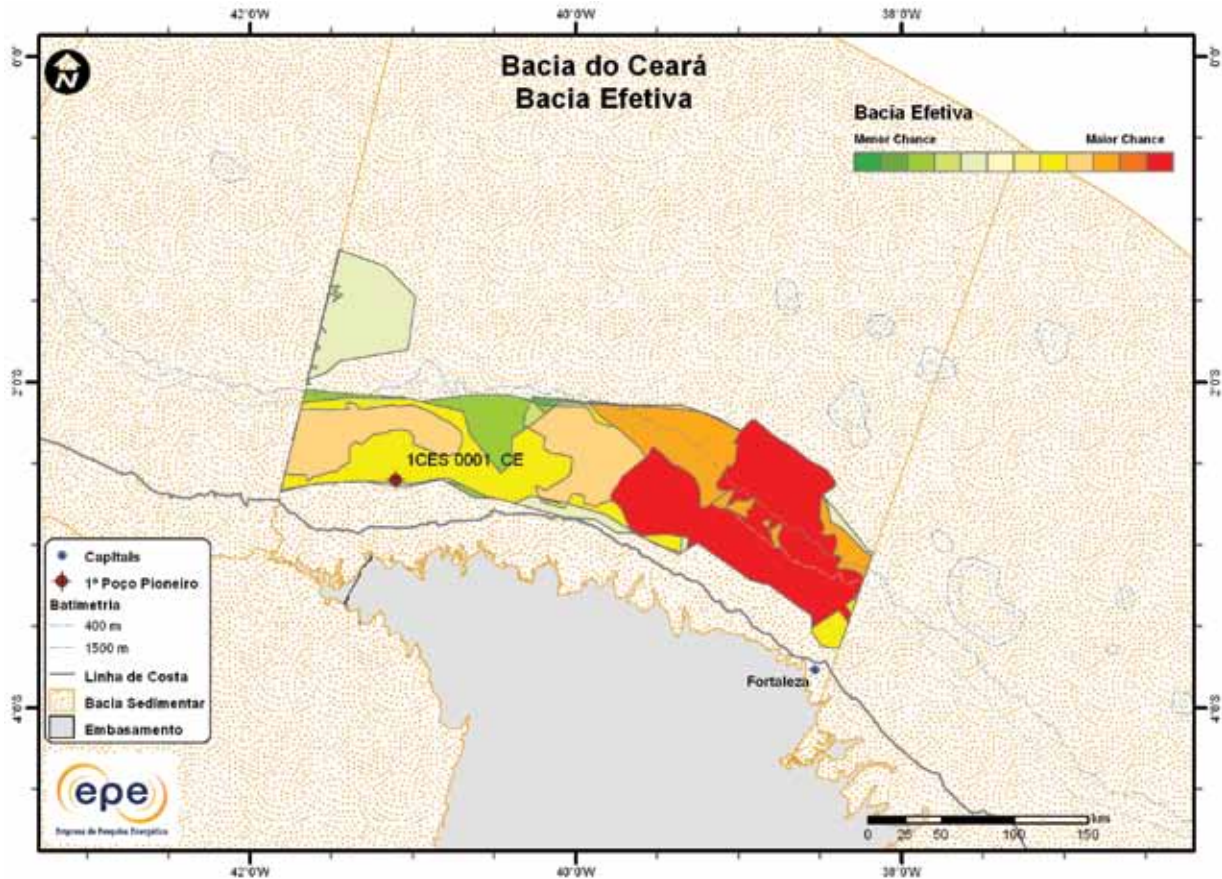


Figura 3.97 - Mapa da bacia efetiva do Ceará com indicação das chances de descobertas.

Tabela 3.47 - Plays da Bacia do Ceará		
Nome do Play	Status Exploratório	Superplay
Ubarana Terciário	Fronteira	SuperPlay 1 – Terciário-Cretáceo Superior_Marinho Aberto
Guamaré	Fronteira	SuperPlay 1 – Terciário-Cretáceo Superior_Marinho Aberto
Ubarana Cretáceo Superior	Fronteira	SuperPlay 1 – Terciário-Cretáceo Superior_Marinho Aberto
Ubarana Cretáceo Inferior	Fronteira	SuperPlay 1 – Terciário-Cretáceo Superior_Marinho Aberto
Paracurú	Fronteira	SuperPlay 2 – Cretáceo Inferior_Transicional/Marinho Raso
Mundaú <i>Popups</i>	Imaturo	SuperPlay 3 – Cretáceo Inferior_Continental
Mundaú	Imaturo	SuperPlay 3 – Cretáceo Inferior_Continental

3.1.7.1 Play Ubarana Terciário

A Figura 3.98 apresenta o mapa do *play* efetivo Ubarana Terciário, com as chances de descobertas de hidrocarboneto. As chances de descobertas deste *play* são baixas. Os atributos referentes a esse *play* estão sumarizados na Tabela 3.48.

A Figura 3.99 apresenta o mapa da expectativa de fluido para o *play* Ubarana Terciário. A maior expectativa é de petróleo, caso ocorra descoberta de hidrocarboneto. Sendo petróleo, espera-se a ocorrência de petróleo leve. Próximo ao limite oeste da bacia há a expectativa de petróleo pesado e gás natural, caso haja descoberta.

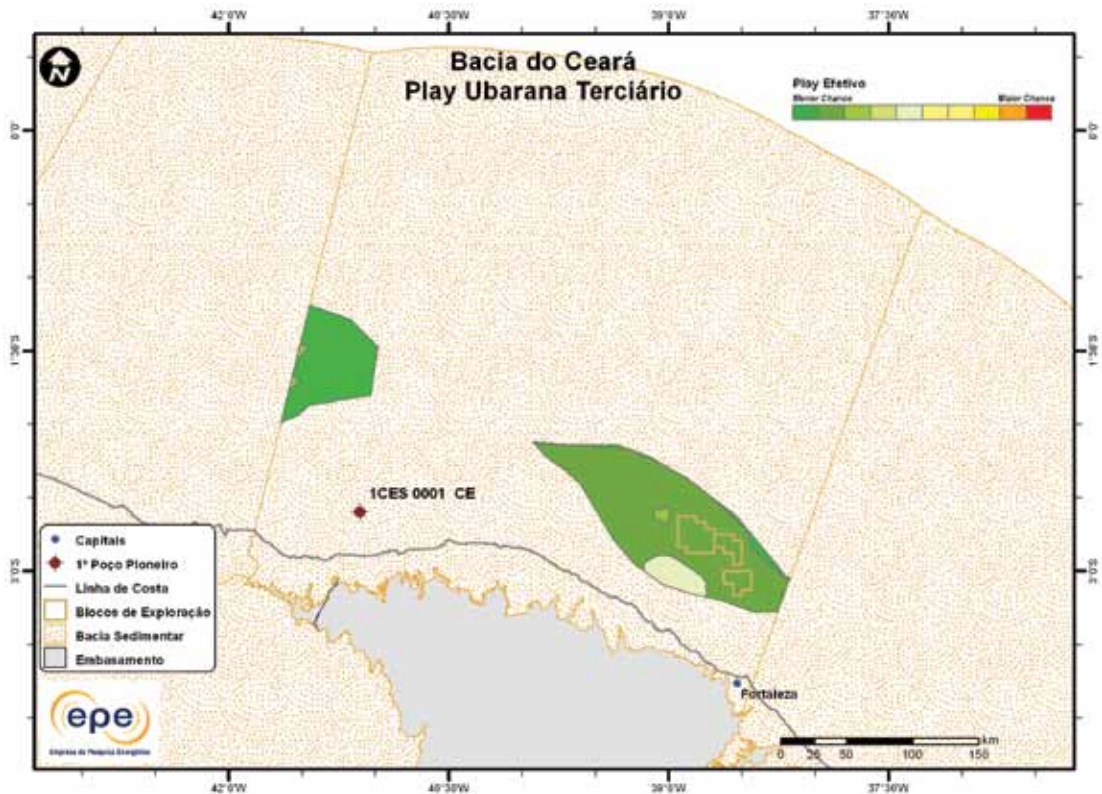


Figura 3.98 - Play efetivo Ubarana Terciário da Bacia do Ceará.

Tabela 3.48 - Atributos do Play Ubarana Terciário – Bacia do Ceará		
Play		Ubarana Terciário
Situação Geográfica		mar
Carga	Unidade Litoestratigráfica	Formações Mudaú e Paracurú
	Unidade Cronoestratigráfica	Cretáceo Inferior (Aptiano-Albiano)
	Migração	falhas normais
Reservatório	Unidade Litoestratigráfica	Formação Ubarana
	Unidade Cronoestratigráfica	Neógeno
	Profundidade Média (m)	1.500
	Litologia / Contexto Depositional	arenito / turbidito marinho
Trapa	Unidade Litoestratigráfica Selante	Formação Ubarana
	Unidade Cronoestratigráfica Selante	Neógeno
	Tipo de Trapa	estratigráfica
Litologia Selante		folhelho

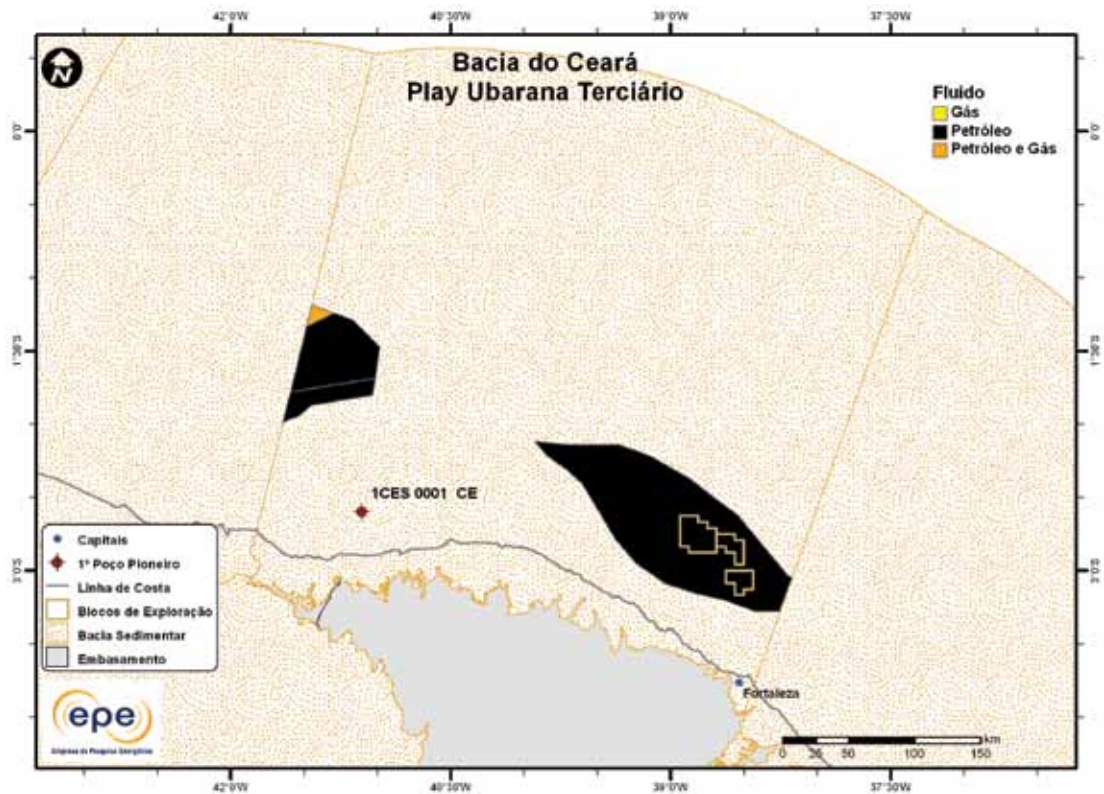


Figura 3.99 - Tipo de fluido com maior expectativa no *play* efetivo Ubarana Terciário da Bacia do Ceará.

3.1.7.2 *Play* Guimarães

A Figura 3.100 apresenta o mapa do *play* efetivo Guimarães, com as chances de descobertas de hidrocarboneto. Este *play* ocorre localmente na bacia do Ceará e apresenta baixa chance de descoberta. Os atributos referentes a esse *play* estão sumarizados na Tabela 3.49.

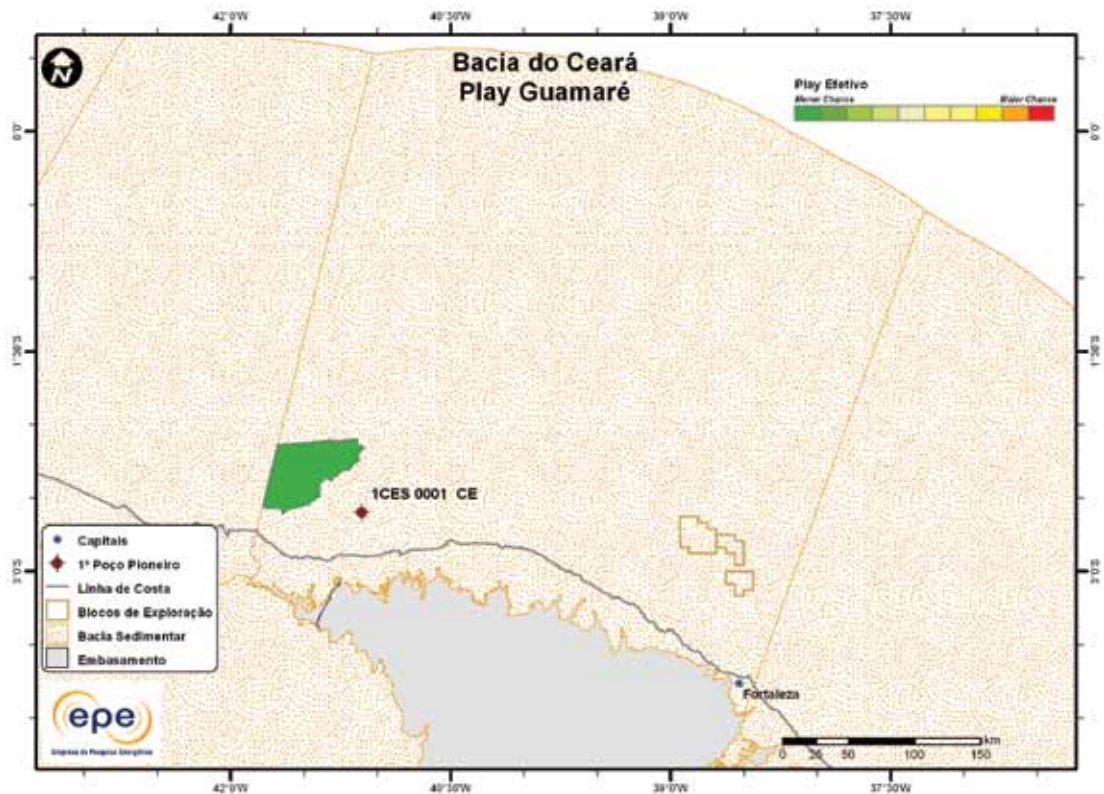


Figura 3.100 - *Play* efetivo Guimarães da Bacia do Ceará.

Tabela 3.49 - Atributos do Play Guamaré – Bacia do Ceará		
Play		Guamaré
Situação Geográfica		mar
Carga	Unidade Litoestratigráfica	Formações Mundaú e Ubarana
	Unidade Cronoestratigráfica	Cretáceo Inferior
	Migração	falhas normais
Reservatório	Unidade Litoestratigráfica	Formação Guamaré
	Unidade Cronoestratigráfica	Paleógeno-Neógeno
	Profundidade Média (m)	1.700
	Litologia / Contexto Depositional	calcarenito e calcirrudito / banco e bioconstrução
Trapa	Unidade Litoestratigráfica Selante	Formação Ubarana
	Unidade Cronoestratigráfica Selante	Paleógeno-Neógeno
	Tipo de Trapa	estratigráfica
	Litologia Selante	folhelho e calcilito

A Figura 3.101 apresenta o mapa da expectativa de fluido para o *play* Guamaré. A maior expectativa é de petróleo e gás natural, caso ocorra descoberta de hidrocarboneto. Sendo petróleo, espera-se a ocorrência de petróleo leve.

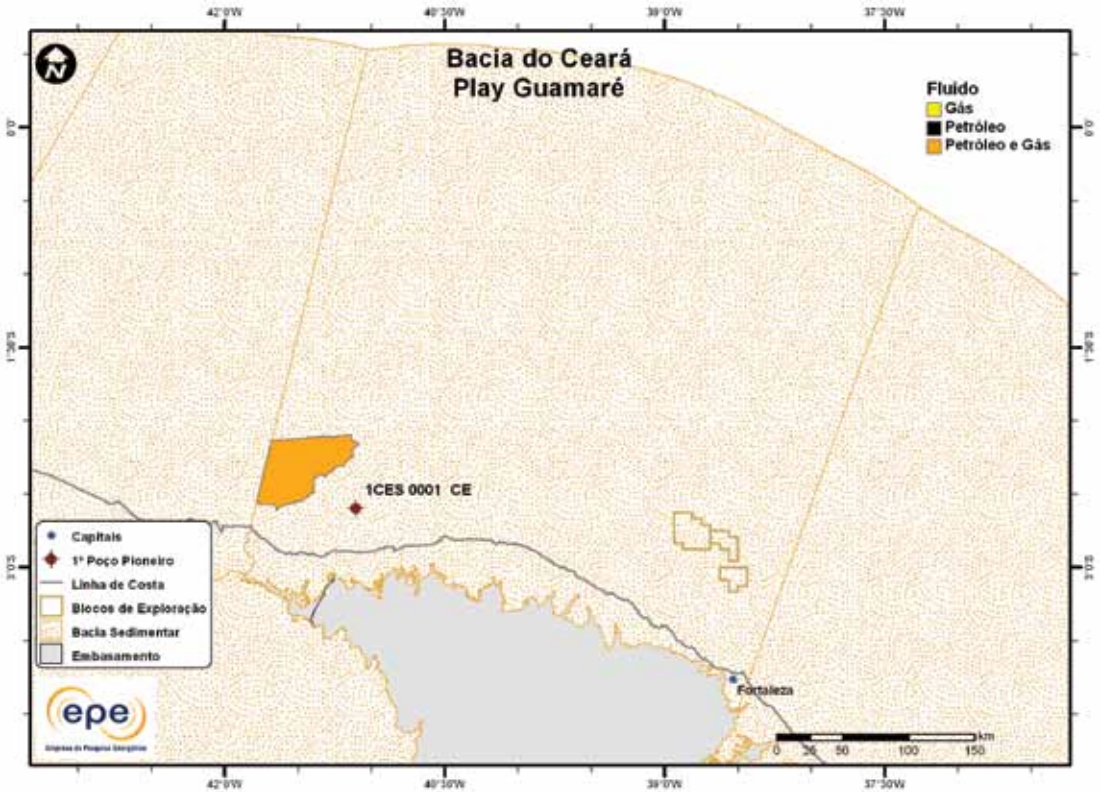


Figura 3.101 - Tipo de fluido com maior expectativa no *play* efetivo Guamaré da Bacia do Ceará.

3.1.7.3 Play Ubarana Cretáceo Superior

Figura 3.102 apresenta o mapa do *play* efetivo Ubarana Cretáceo Superior, com as chances de descobertas de hidrocarboneto. Este *play* apresenta chances de descobertas relativamente elevadas. Os atributos referentes a esse *play* estão sumarizados na Tabela 3.50.

A Figura 3.103 apresenta o mapa da expectativa de fluido para o *play* Ubarana Cretáceo Superior. A maior expectativa é de petróleo, caso ocorra descoberta de hidrocarboneto. Sendo petróleo, espera-se a ocorrência de petróleo leve. Próximo ao limite oeste da bacia há a expectativa de petróleo pesado e gás natural, caso haja descoberta.

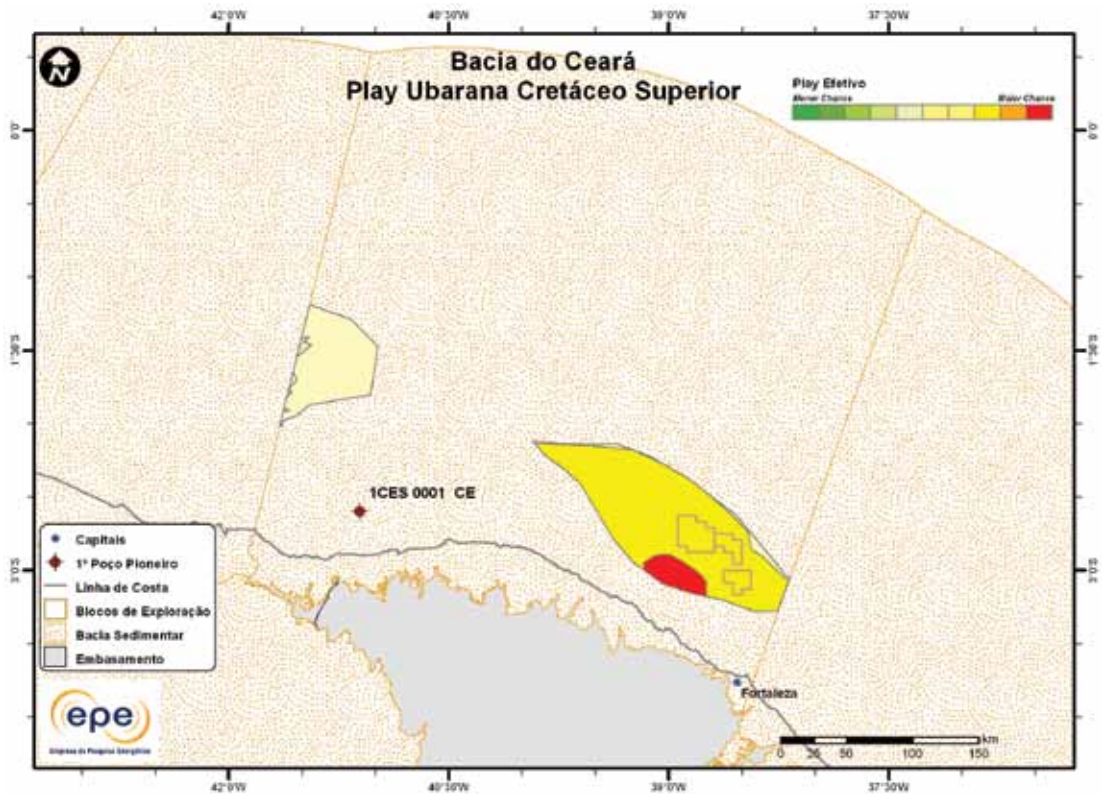


Figura 3.102 - Play efetivo Ubarana Cretáceo Superior da Bacia do Ceará.

Tabela 3.50 - Atributos do Play Ubarana Cretáceo Superior – Bacia do Ceará		
Play		Ubarana Cretáceo Superior
Carga	Situação Geográfica	mar
	Unidade Litoestratigráfica	Formações Mundaú e Paracurú
	Unidade Cronoestratigráfica	Cretáceo Inferior (Aptiano-Albiano)
	Migração	falhas normais
Reservatório	Unidade Litoestratigráfica	Formação Ubarana
	Unidade Cronoestratigráfica	Cretáceo Superior (Cenomaniano-Maastrichtiano)
	Profundidade Média (m)	1.900
	Litologia / Contexto Deposicional	arenito / turbidito marinho
Trapa	Unidade Litoestratigráfica Selante	Formação Ubarana
	Unidade Cronoestratigráfica Selante	Cretáceo Superior (Cenomaniano-Maastrichtiano)
	Tipo de Trapa	estratigráfica
	Litologia Selante	folhelho

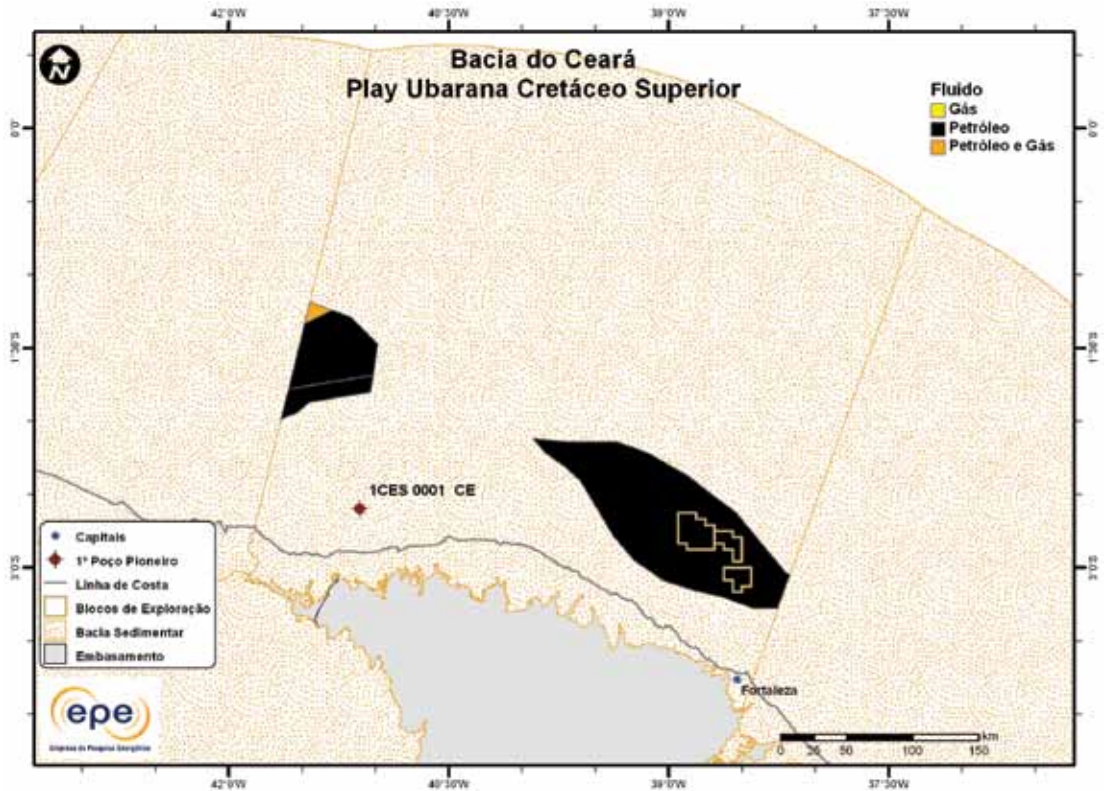


Figura 3.103 - Tipo de fluido com maior expectativa no *play* efetivo Ubarana Cretáceo Superior da Bacia do Ceará.

3.1.7.4 *Play* Ubarana Cretáceo Inferior

A Figura 3.104 apresenta o mapa do *play* efetivo Ubarana Cretáceo Inferior de ocorrência restrita, com as chances de descobertas de hidrocarbonetos relativamente baixas. Os atributos referentes a este *play* estão sumarizados na Tabela 3.51.

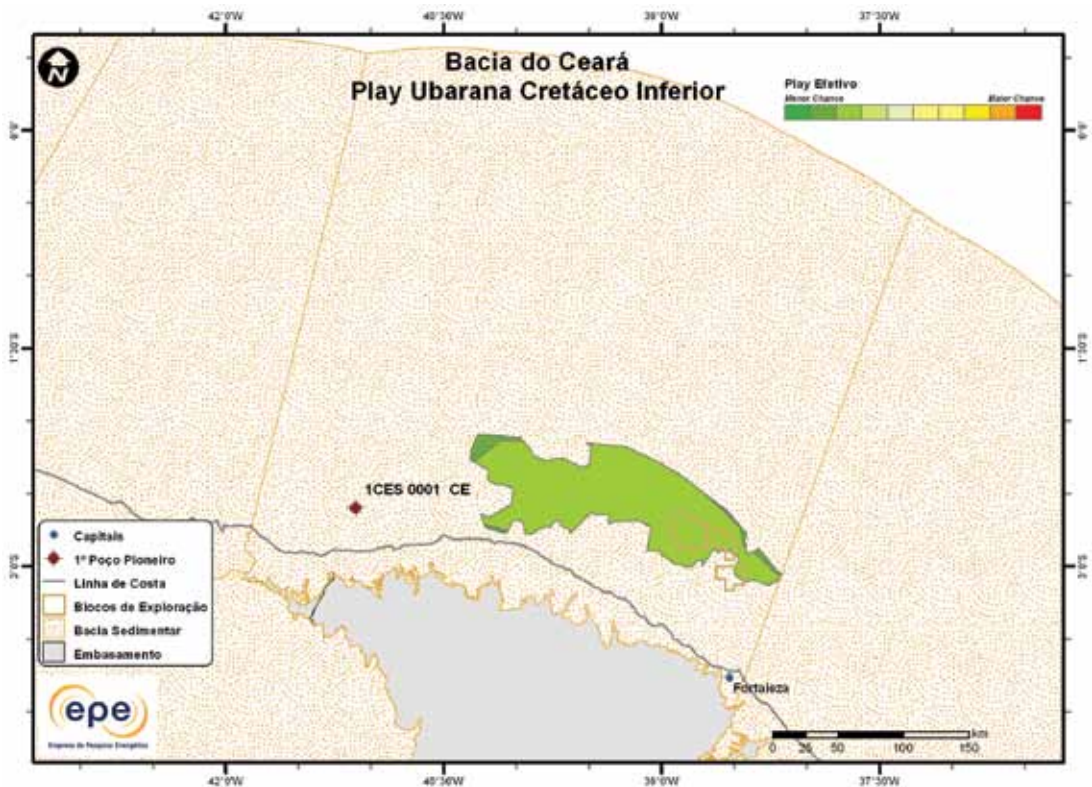


Figura 3.104 - *Play* efetivo Ubarana Cretáceo Inferior da Bacia do Ceará.

Tabela 3.51 - Atributos do Play Ubarana Cretáceo Inferior – Bacia do Ceará		
Play		Ubarana Cretáceo Inferior
Situação Geográfica		mar
Carga	Unidade Litoestratigráfica	Formações Mundaú e Paracurú
	Unidade Cronoestratigráfica	Cretáceo Inferior (Aptiano-Albiano)
	Migração	falhas normais
Reservatório	Unidade Litoestratigráfica	Formação Ubarana
	Unidade Cronoestratigráfica	Cretáceo Inferior (Albiano)
	Profundidade Média (m)	1.900
	Litologia / Contexto Depositional	arenito / turbidito marinho
Trapa	Unidade Litoestratigráfica Selante	Formação Ubarana
	Unidade Cronoestratigráfica Selante	Cretáceo Inferior (Albiano) - Superior
	Tipo de Trapa	estratigráfica
	Litologia Selante	folhelho

A Figura 3.105 apresenta o mapa da expectativa de fluido para o play Ubarana Cretáceo Inferior. A maior expectativa é de petróleo na parte mais proximal e gás natural na parte distal, caso ocorra descoberta de hidrocarboneto. Sendo petróleo, espera-se a ocorrência de petróleo leve.

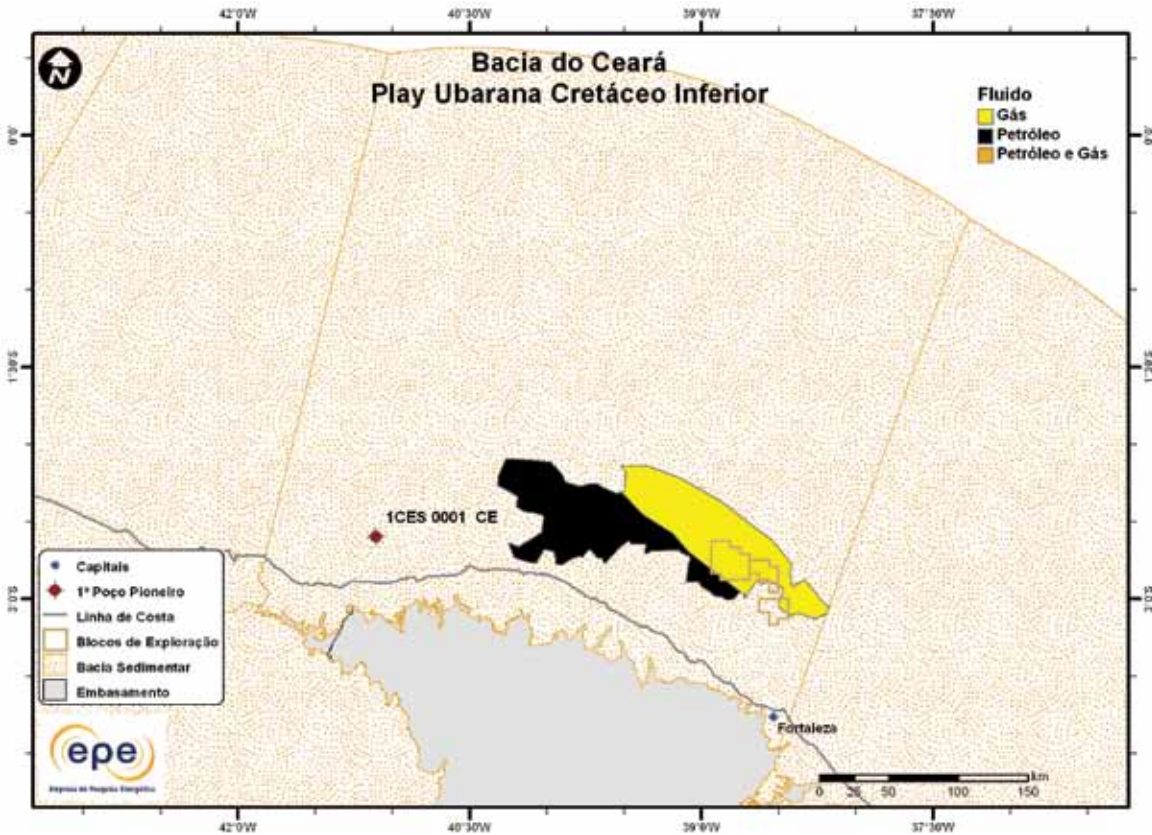


Figura 3.105 - Tipo de fluido com maior expectativa no *play* efetivo Ubarana Cretáceo Inferior da Bacia do Ceará.

3.1.7.5 Play Paracuru

Figura 3.106 apresenta o mapa do *play* efetivo Paracuru, com as chances de descobertas de hidrocarboneto. Este *play* ocorre na parte proximal da bacia e apresenta altas chances de descobertas. A área leste do *play* apresenta as maiores chances. Os atributos referentes a esse *play* estão sumarizados na Tabela 3.52.

A Figura 3.107 apresenta o mapa da expectativa de fluido para o *play* Paracuru. A maior expectativa é de petróleo na parte mais proximal e petróleo e gás natural na parte distal, caso ocorra descoberta de hidrocarboneto. Sendo petróleo, espera-se a ocorrência de petróleo leve.

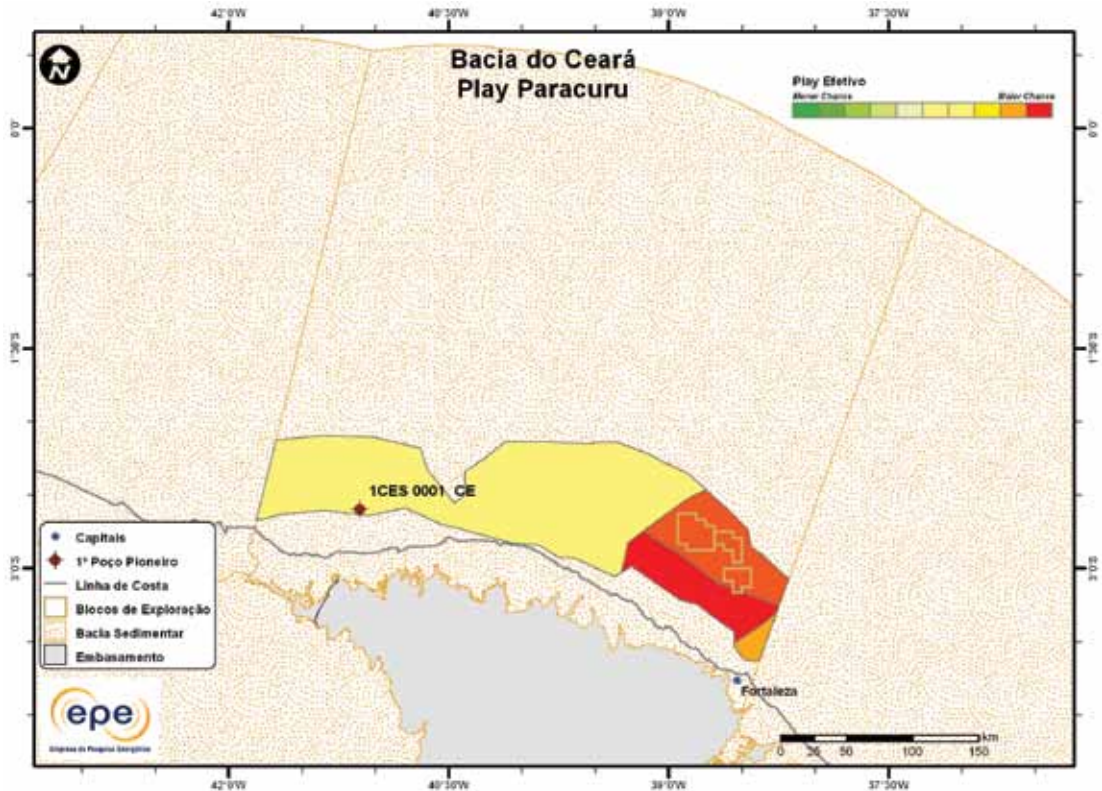


Figura 3.106 - Play efetivo Paracuru da Bacia do Ceará.

Tabela 3.52 - Atributos do Play Paracuru – Bacia do Ceará		
Play		Paracuru
Situação Geográfica		mar
Carga	Unidade Litoestratigráfica	Formações Mundaú e Paracuru
	Unidade Cronoestratigráfica	Cretáceo Inferior (Aptiano-Albiano)
	Migração	falhas normais
Reservatório	Unidade Litoestratigráfica	Formação Paracuru
	Unidade Cronoestratigráfica	Cretáceo Inferior (Aptiano-Albiano)
	Profundidade Média (m)	2.000
	Litologia / Contexto Depositional	arenito / costeiro e marinho raso
Trapa	Unidade Litoestratigráfica Selante	Formação Paracuru e Ubarana
	Unidade Cronoestratigráfica Selante	Cretáceo Inferior (Albiano)-Superior
	Tipo de Trapa	estrutural e mista
	Litologia Selante	folhelho e calcilutito

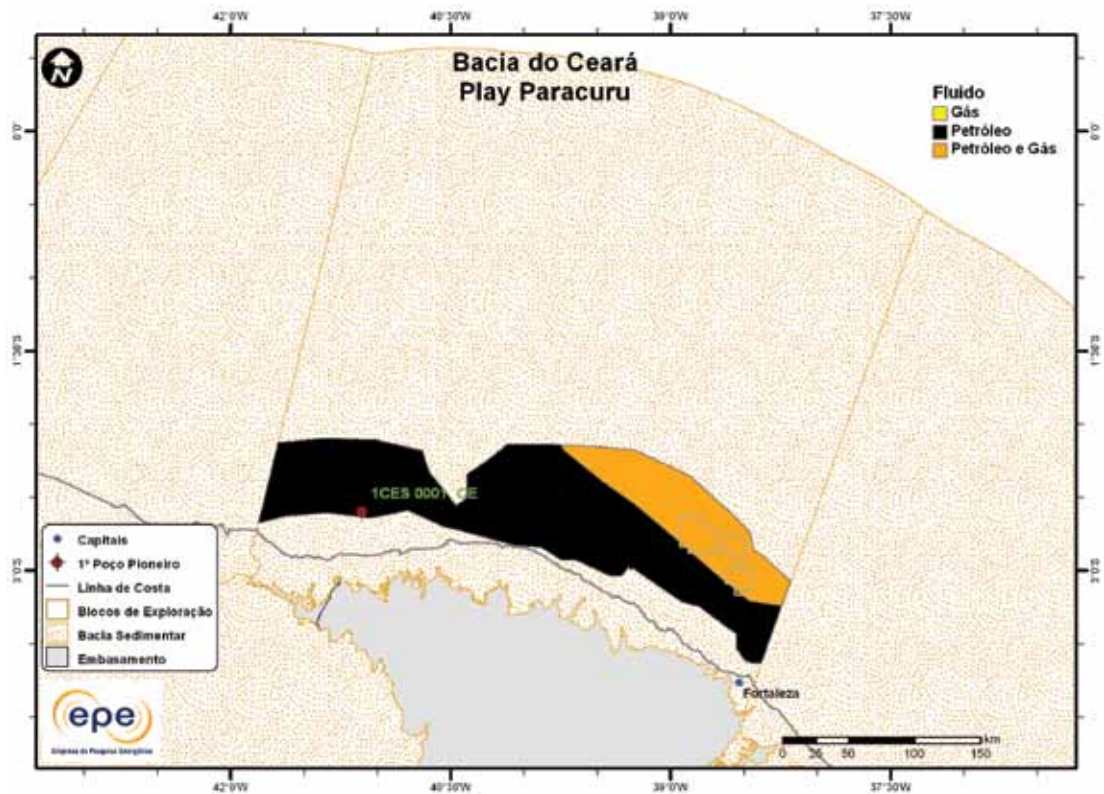


Figura 3.107 - Tipo de fluido com maior expectativa no play efetivo Paracuru da Bacia do Ceará.

3.1.7.6 Play Mundaú Popups

Figura 3.108 apresenta o mapa do play efetivo Mundaú Popups, com as chances de descobertas de hidrocarboneto. Este play ocorre na parte proximal da bacia e apresenta baixas chances de descobertas. Os atributos referentes a esse play estão sumarizados na Tabela 3.53

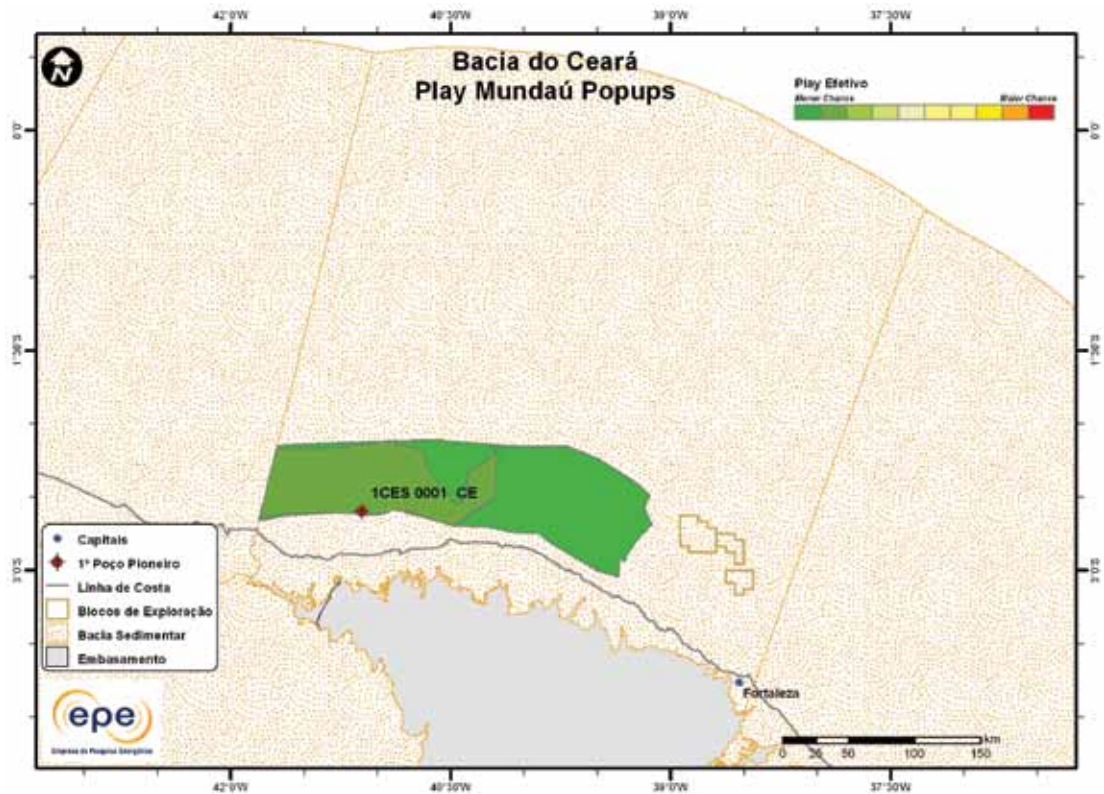


Figura 3.108 - Play efetivo Mundaú Popups da Bacia do Ceará.

Tabela 3.53 - Atributos do <i>Play</i> Mundaú <i>Popups</i> – Bacia do Ceará		
<i>Play</i>		Mundaú <i>Popups</i>
Situação Geográfica		mar
Carga	Unidade Litoestratigráfica	Formação Mundaú
	Unidade Cronoestratigráfica	Cretáceo Inferior (Aptiano)
	Migração	falhas normais e transcorrentes
Reservatório	Unidade Litoestratigráfica	Formação Mundaú
	Unidade Cronoestratigráfica	Cretáceo Inferior (Aptiano)
	Profundidade Média (m)	650
	Litologia / Contexto Depositional	arenito
Trapa	Unidade Litoestratigráfica Selante	Formações Mundaú e Paracuru
	Unidade Cronoestratigráfica Selante	Cretáceo Inferior (Aptiano-Albiano)
	Tipo de Trapa	estrutural
	Litologia Selante	folhelho

A Figura 3.109 apresenta o mapa da expectativa de fluido para o *play* Mundaú *Popups*. A maior expectativa é de petróleo e gás natural, caso ocorra descoberta de hidrocarboneto. Sendo petróleo, espera-se a ocorrência de petróleo leve.

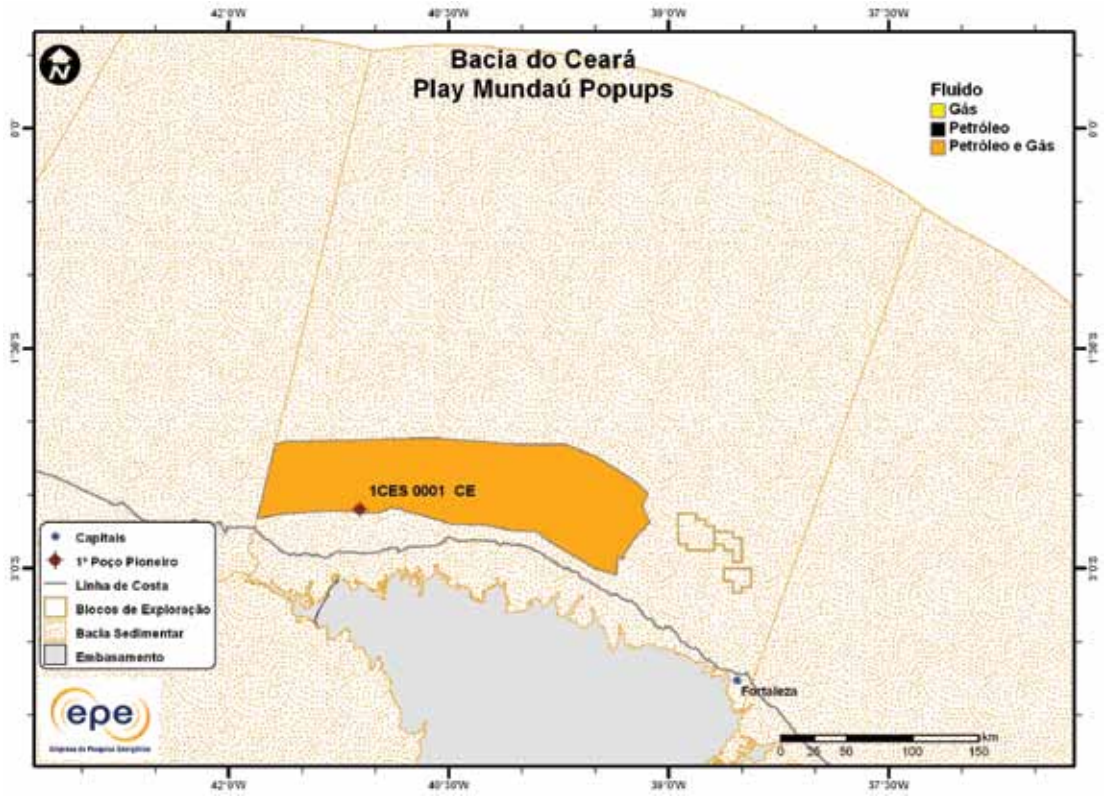


Figura 3.109 - Tipo de fluido com maior expectativa no *play* efetivo Mundaú *Popups* da Bacia do Ceará.

3.1.7.7 Play Mundaú

Figura 3.110 apresenta o mapa do *play* efetivo Mundaú, com as chances de descobertas de hidrocarbonetos. Este *play* ocorre na parte proximal da bacia e apresenta grande variação de chances de descobertas, sendo as maiores chances na parte leste. Os atributos referentes a esse *play* estão sumarizados na Tabela 3.54. A Figura 3.111 apresenta o mapa da expectativa de fluido para o *play* Mundaú. A maior expectativa é de petróleo na parte mais proximal e gás natural na parte distal, caso ocorra descoberta de hidrocarboneto. Sendo petróleo, espera-se a ocorrência de petróleo leve.

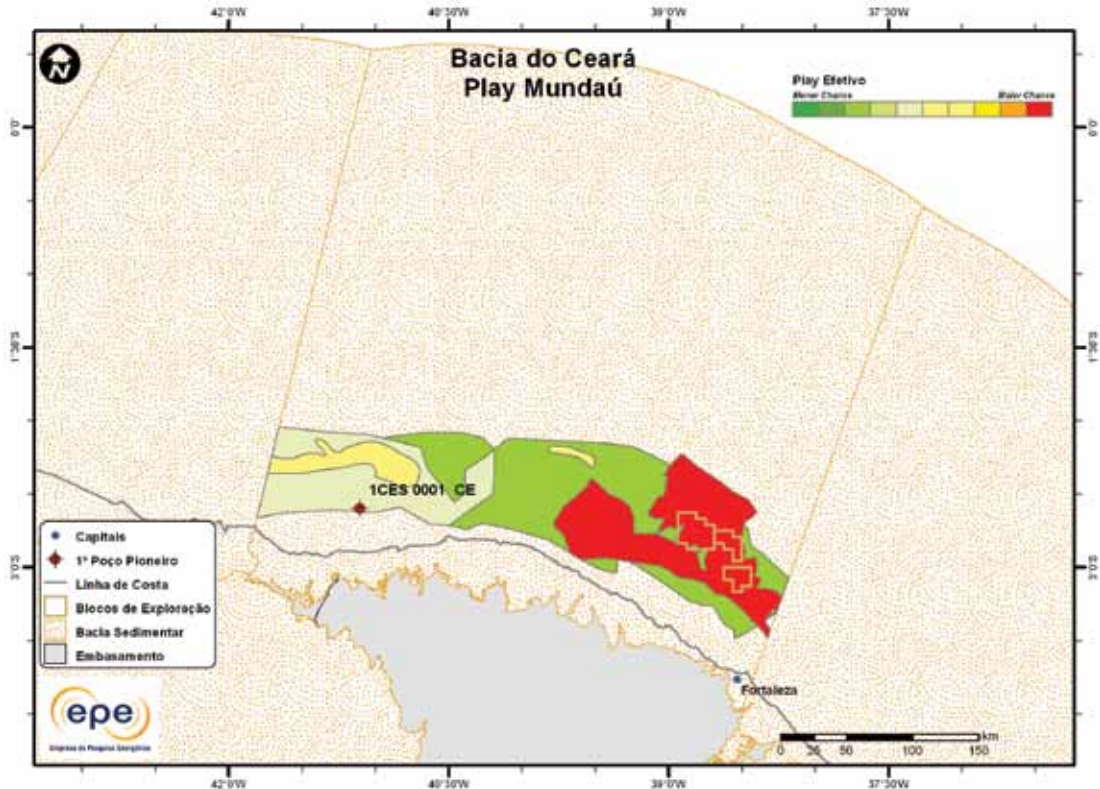


Figura 3.110 - Play efetivo Mundaú da Bacia do Ceará.

Tabela 3.54 - Atributos do Play Mundaú – Bacia do Ceará		
Play		Mundaú
Carga	Situação Geográfica	mar
	Unidade Litoestratigráfica	Formação Mundaú
	Unidade Cronoestratigráfica	Cretáceo Inferior (Aptiano)
	Migração	falhas do rifte
Reservatório	Unidade Litoestratigráfica	Formação Mundaú
	Unidade Cronoestratigráfica	Cretáceo Inferior (Aptiano)
	Profundidade Média (m)	2.050
	Litologia / Contexto Depositional	arenito
Trapa	Unidade Litoestratigráfica Selante	Formações Mundaú e Paracuru
	Unidade Cronoestratigráfica Selante	Cretáceo Inferior (Aptiano-Albiano)
	Tipo de Trapa	estrutural
	Litologia Selante	folhelho

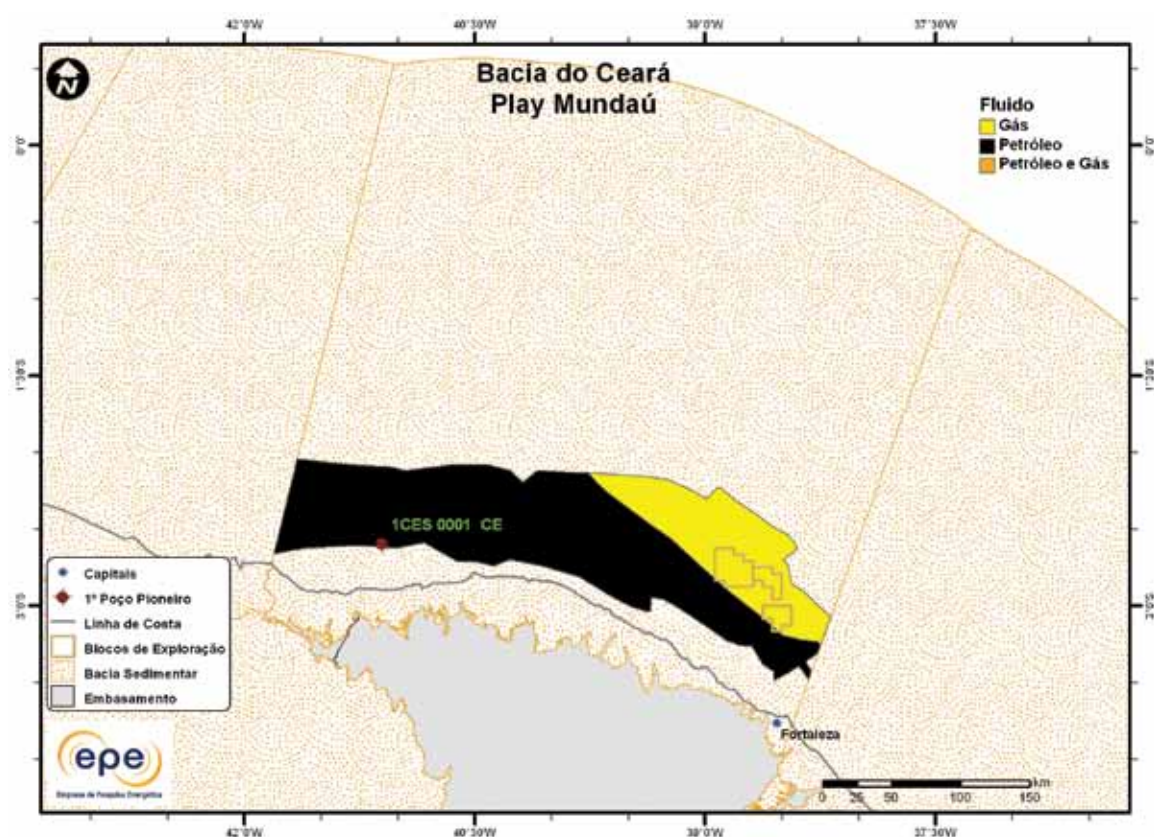


Figura 3.111 - Tipo de fluido com maior expectativa no *play* efetivo Mundaú da Bacia do Ceará.

3.1.8 Bacia de Cumuruxatiba

Síntese da Bacia

Apresenta-se na Figura 3.112 o mapa de localização das bacias sedimentar e efetiva (abordagem geográfica) de Cumuruxatiba e , na Tabela 3.55, suas principais características geológicas. Nota-se que na região mais externa *offshore* e em grande parte de terra ainda não foram identificados *plays* exploratórios. Os principais reservatórios e o principal gerador de cada *play* estão indicados na carta estratigráfica (Figura 3.113) e na seção geológica (Figura 3.114).

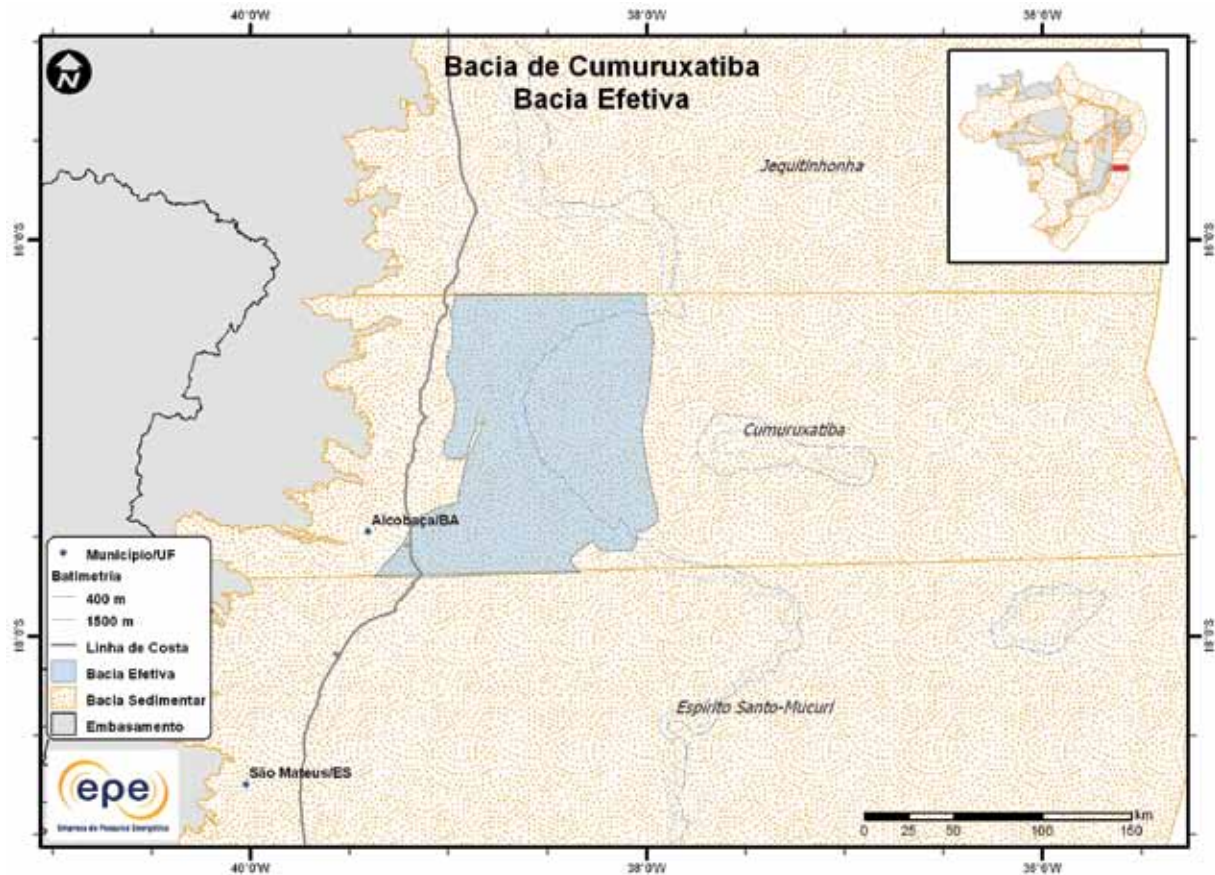


Figura 3.112 - Bacia efetiva de Cumuruxatiba.

Tabela 3.55 - Informações Geológicas da Bacia de Cumuruxatiba		
Situação Geográfica	terra	mar
Área Sedimentar (km²)	9.277	63.505
Área da Bacia efetiva (km²)	272	17.079
Maturidade Exploratória	Nova Fronteira	Nova Fronteira
Sistema Petrolífero Principal	Cricaré/Mariricu-Cricaré (.)	
Plays Exploratórios	Nome do Play	Principal Reservatório
1	Urucutuca	Formação Urucutuca
2	Urucutuca contra Domo de Sal	Formação Urucutuca
3	Barra Nova	Grupo Barra Nova
4	Mucuri	Formação Mariricu
5	Cricaré	Formação Cricaré

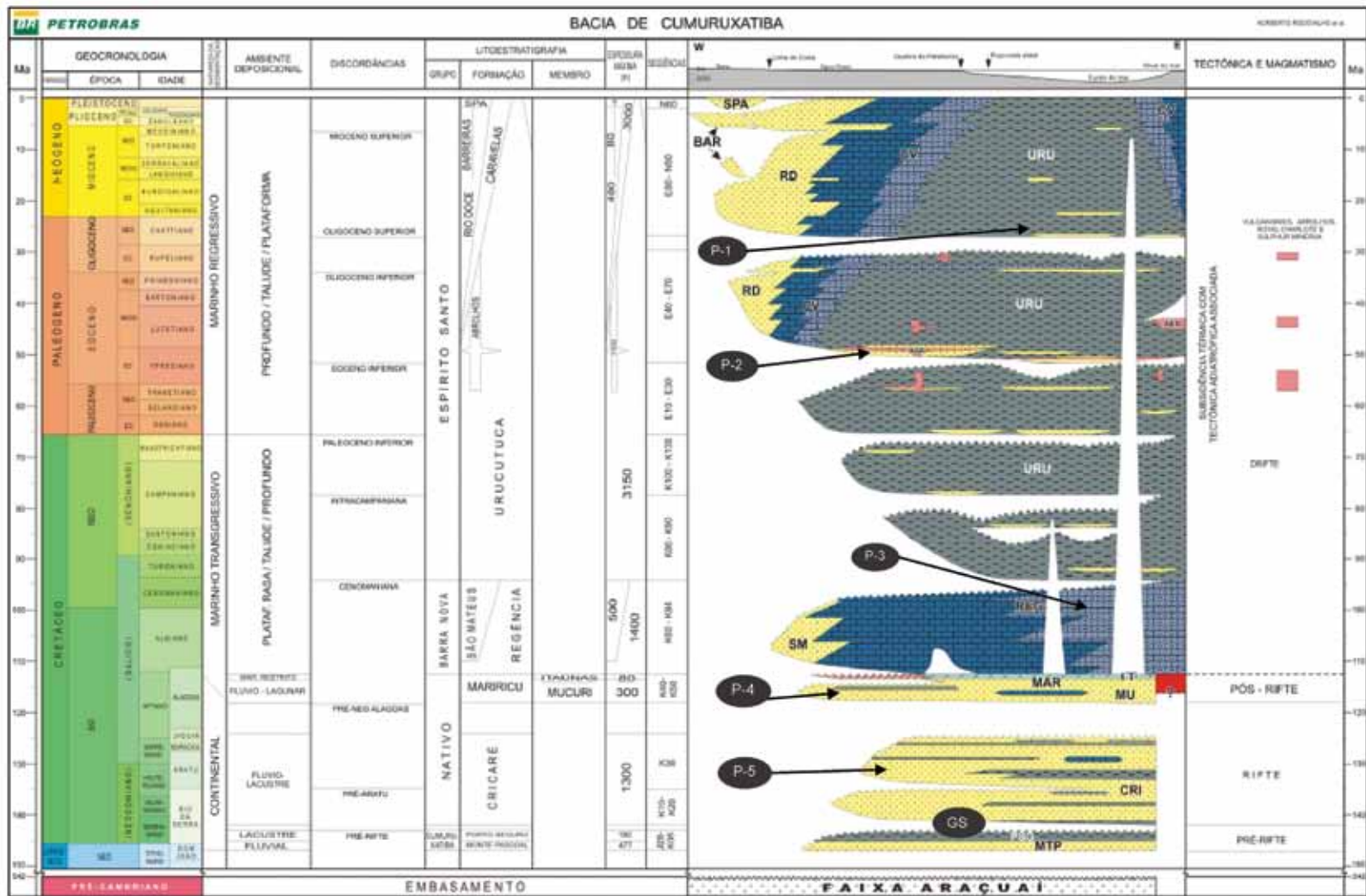


Figura 3.113 - Carta estratigráfica da Bacia de Cumuruxatiba com indicação do gerador do sistema petrolífero principal (GS) e *plays* exploratórios (P).
Fonte: Modificado de Petrobras (2007).

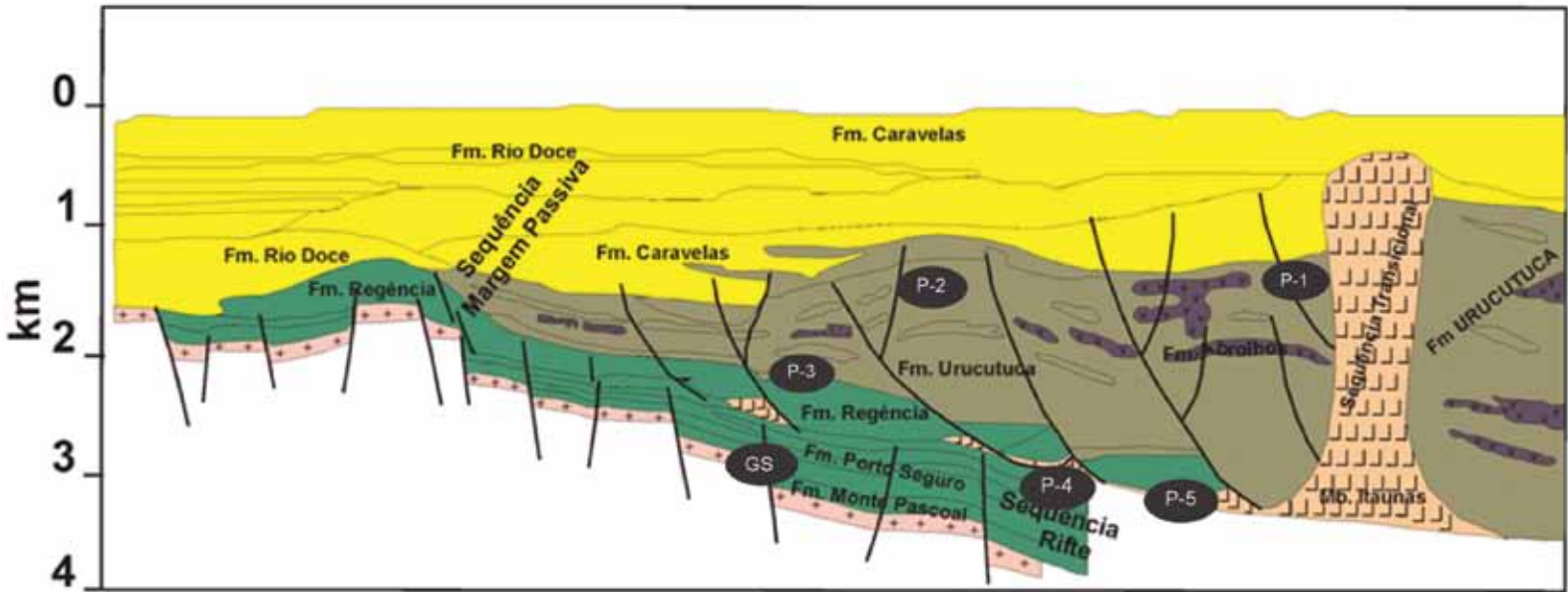


Figura 3.114 - Seção geológica da Bacia de Cumuruxatiba com indicação do gerador do sistema petrolífero principal (GS) e *plays* exploratórios (P).
Fonte: Modificado de CPRM. [19—a].

• Principais Atividades do Setor de Petróleo e Gás na Bacia

Na Figura 3.115, apresenta-se a localização da cobertura dos levantamentos sísmicos e dos poços pioneiros. Não há blocos sob concessão. A Tabela 3.56 apresenta, resumidamente, informações sobre os poços exploratórios e descobertas de hidrocarbonetos.

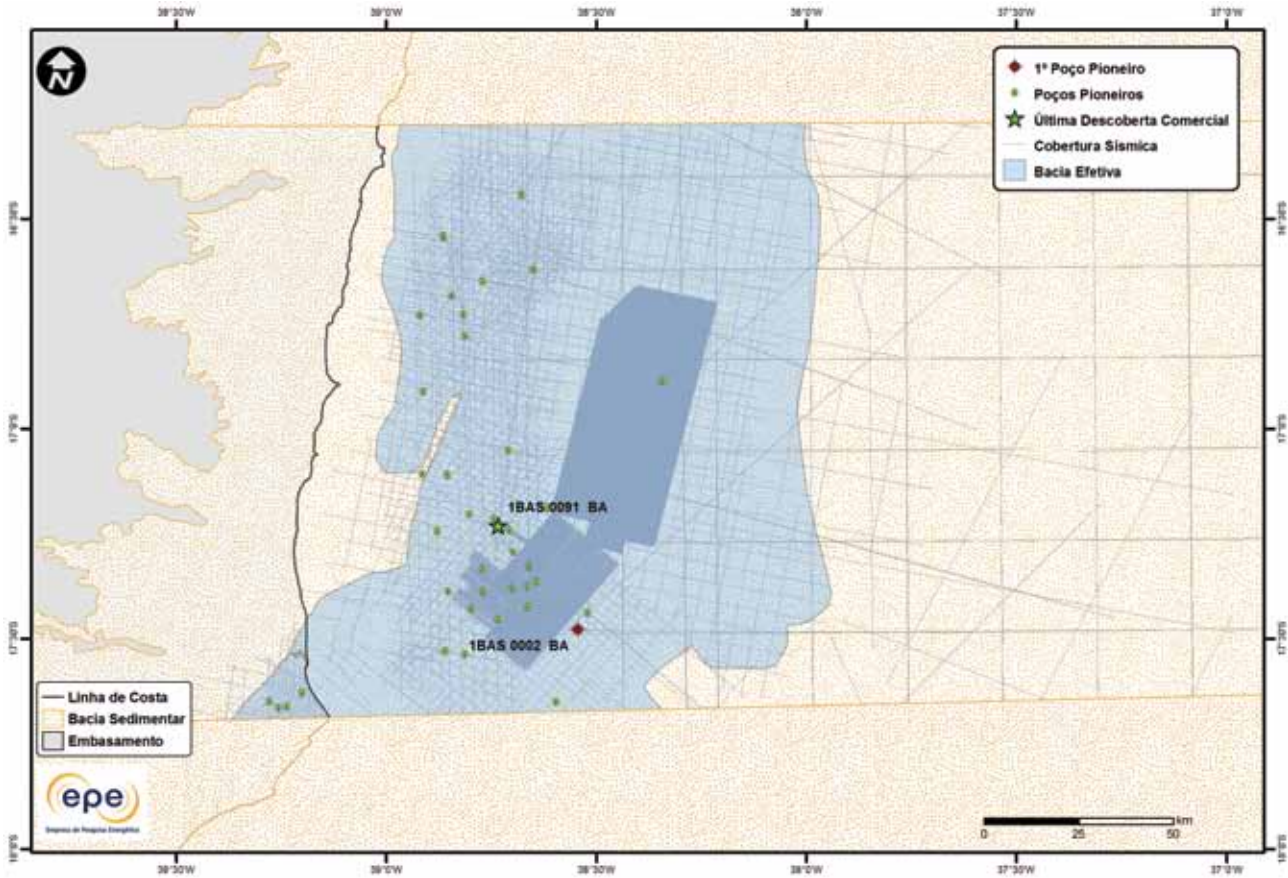


Figura 3.115 - Atividades de E&P na Bacia de Cumuruxatiba.

Tabela 3.56 - Resumo de Atividades de E&P – Bacia de Cumuruxatiba				
Situação Geográfica		mar		terra
		47		1
Poços Exploratórios	Perfurados		1 BAS 0002 BA (1970)	
	1º Poço Pioneiro (ano)		1 BRSA 77 BAS (2001)	
	Último Poço Pioneiro (ano)			
	Profundidade Máxima Perfurada (m)		4.600	
	Maior Lâmina D'água (m)		2.200	
Campos	Índice de Sucesso Geológico de Poços Pioneiros (%)		6	
	Petróleo		1	
	Gás Não Associado		0	
	Petróleo e Gás		0	
	Em Avaliação		0	
Descobertas	1ª Descoberta Comercial (ano)		Arraia (1972)	
	Última Descoberta Comercial (ano)		1BAS0091BA (1995)*	
Produção	Ano de Início		-	
	Acumulada	Petróleo (MM bbl)		0
		Gás Associado (MM m³)		0
		Gás Não Associado (MM m³)		0

* O poço 1-BAS-091-BA foi classificado como descobridor de campo com óleo.

- **Infraestrutura de Abastecimento da Bacia**

A Bacia de Cumuruxatiba não conta com uma infraestrutura instalada de abastecimento diversificada. A única infraestrutura existente é o gasoduto Cacimbas-Catu (GASCAC), integrante do GASENE, que corta a porção terrestre da bacia, como mostra a Figura 3.116.

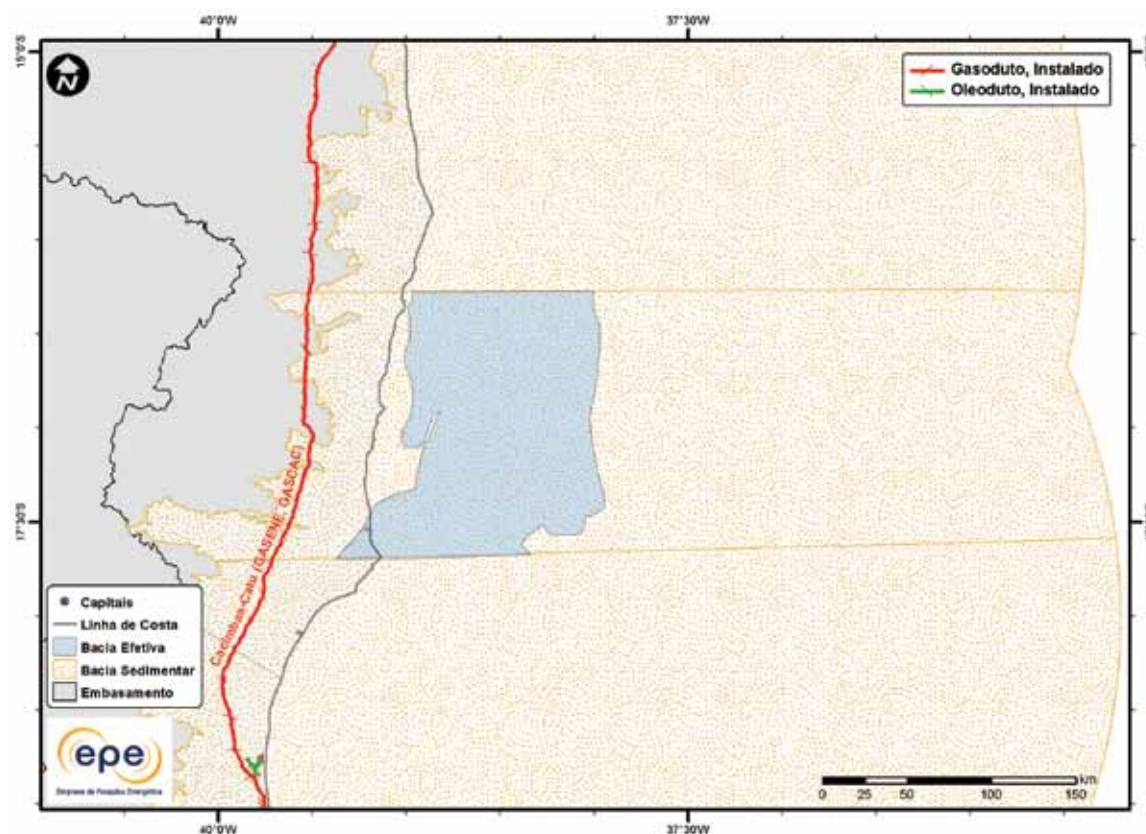


Figura 3.116 - Infraestrutura de abastecimento da Bacia de Cumuruxatiba: UPGNs e dutos.

• Análise da Bacia em Plays

A Figura 3.117 apresenta o mapa da bacia efetiva de Cumuruxatiba, segundo a abordagem probabilística, com indicação das chances de descobertas de hidrocarbonetos. Percebe-se que a as chances de descobertas variam de baixas a intermediárias. A Tabela 3.57 apresenta a correspondência dos *plays* com os *superplays*.

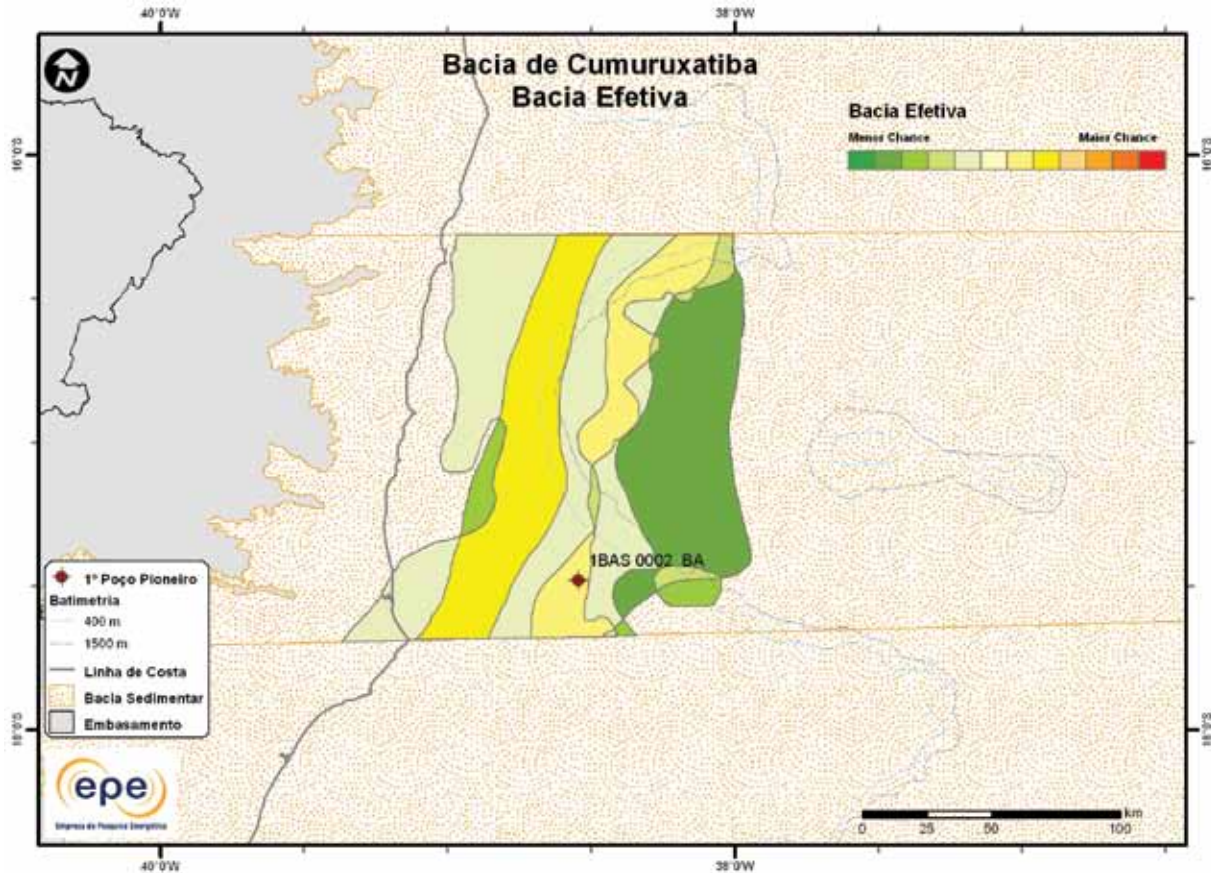


Figura 3.117 - Mapa da bacia efetiva de Cumuruxatiba com indicação das chances de descobertas.

Tabela 3.57 - Plays da Bacia de Cumuruxatiba		
Nome do Play	Status Exploratório	Superplay
Urucutuca	Fronteira	SuperPlay 1 – Terciário Cretáceo Superior Marinho Aberto
Urucutuca contra Domo de Sal	Fronteira	SuperPlay 1 – Terciário Cretáceo Superior Marinho Aberto
Barra Nova	Fronteira	SuperPlay 2 – Cretáceo Inferior Transicional/Marinho Raso
Mucuri	Fronteira	SuperPlay 3 – Cretáceo Inferior Continental
Cricaré	Fronteira	SuperPlay 3 – Cretáceo Inferior Continental

3.1.8.1 Play Urucutuca

A Figura 3.118 apresenta o mapa do *play* efetivo Urucutuca, com as chances de descobertas de hidrocarbonetos. Este *play* é restrito à parte mais distal da bacia efetiva e tem chance de descoberta homogênea e baixa. Os atributos referentes a esse *play* estão sumarizados na Tabela 3.58.

A Figura 3.119 apresenta o mapa de expectativa de fluido para o *play* Urucutuca. Na porção sudoeste do *play*, a maior expectativa é de gás natural, caso ocorra descoberta de hidrocarboneto. Nas demais regiões a maior expectativa é de petróleo e, sendo petróleo, espera-se a ocorrência de petróleo leve e mediano.

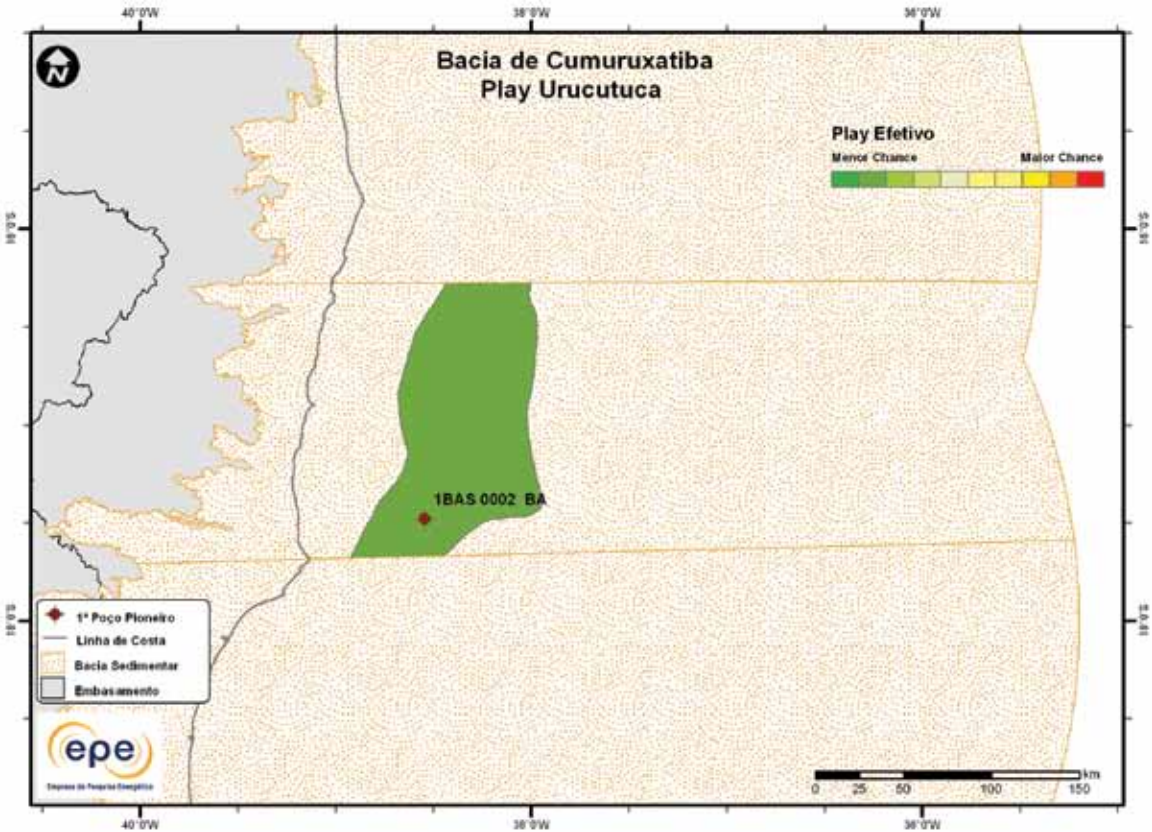


Figura 3.118 - Play efetivo Urucutuca da Bacia de Cumuruxatiba.

Tabela 3.58 - Atributos do Play Urucutuca – Bacia de Cumuruxatiba		
Play		Urucutuca
Situação Geográfica		mar
Carga	Unidade Litoestratigráfica	Formações Cricaré e Porto Seguro
	Unidade Cronoestratigráfica	Cretáceo Inferior (Berriasiano-Barremiano)
	Migração	discordâncias, falhas listricas e janelas de sal
Reservatório	Unidade Litoestratigráfica	Formação Urucutuca
	Unidade Cronoestratigráfica	Cretáceo Superior-Neógeno
	Profundidade Média (m)	2.000
	Litologia / Contexto Deposicional	arenito / turbidito marinho profundo
Trapa	Unidade Litoestratigráfica Selante	Formação Urucutuca
	Unidade Cronoestratigráfica Selante	Cretáceo Superior-Neógeno
	Tipo de Trapa	estratigráfica e mista
	Litologia Selante	folhelho

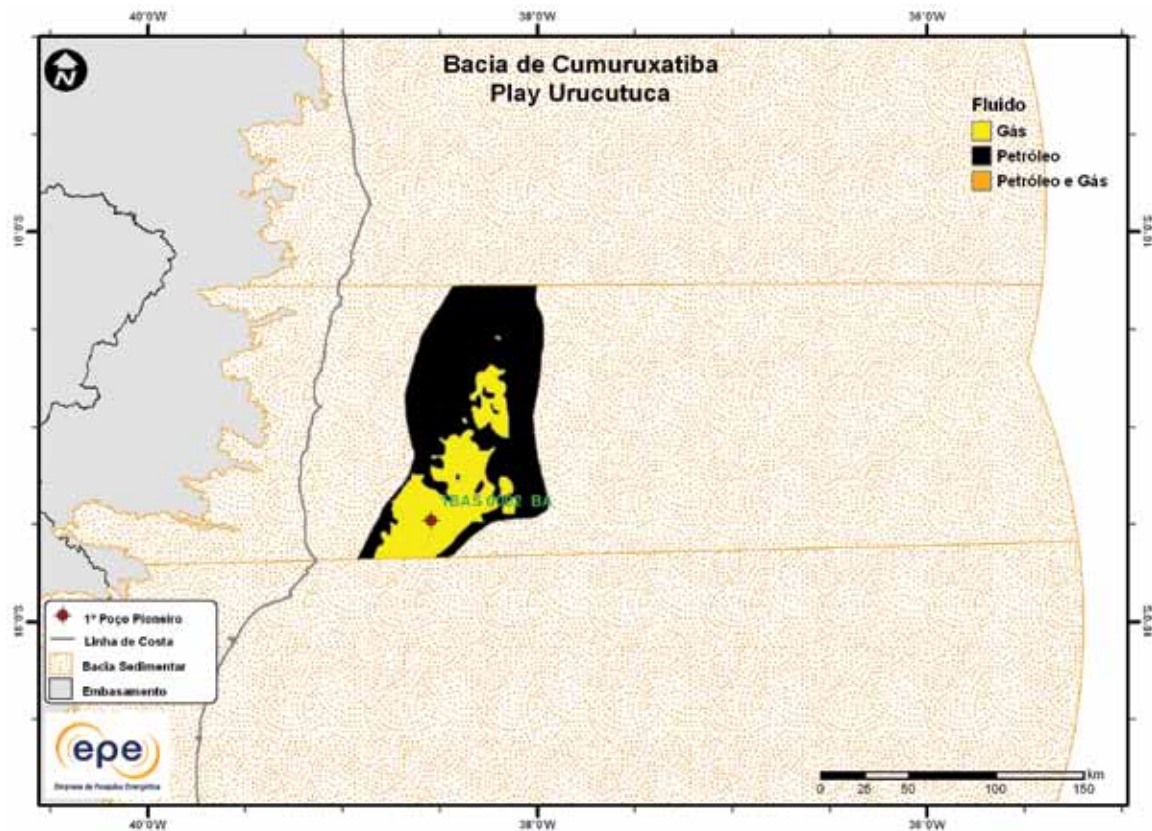


Figura 3.119 - Tipo de fluido com maior expectativa no *play* efetivo Urucutuca da Bacia de Cumuruxatiba.

3.1.8.2 *Play* Urucutuca contra Domo de Sal

Figura 3.120 apresenta o mapa do *play* efetivo Urucutuca contra Domo de Sal, com as chances de descobertas de hidrocarbonetos. Assim como o *play* Urucutuca, este *play* é restrito à parte distal da bacia efetiva e apresenta chance de descoberta homogênea e baixa em toda a sua extensão. Os atributos referentes a esse *play* estão sumarizados na Tabela 3.59.

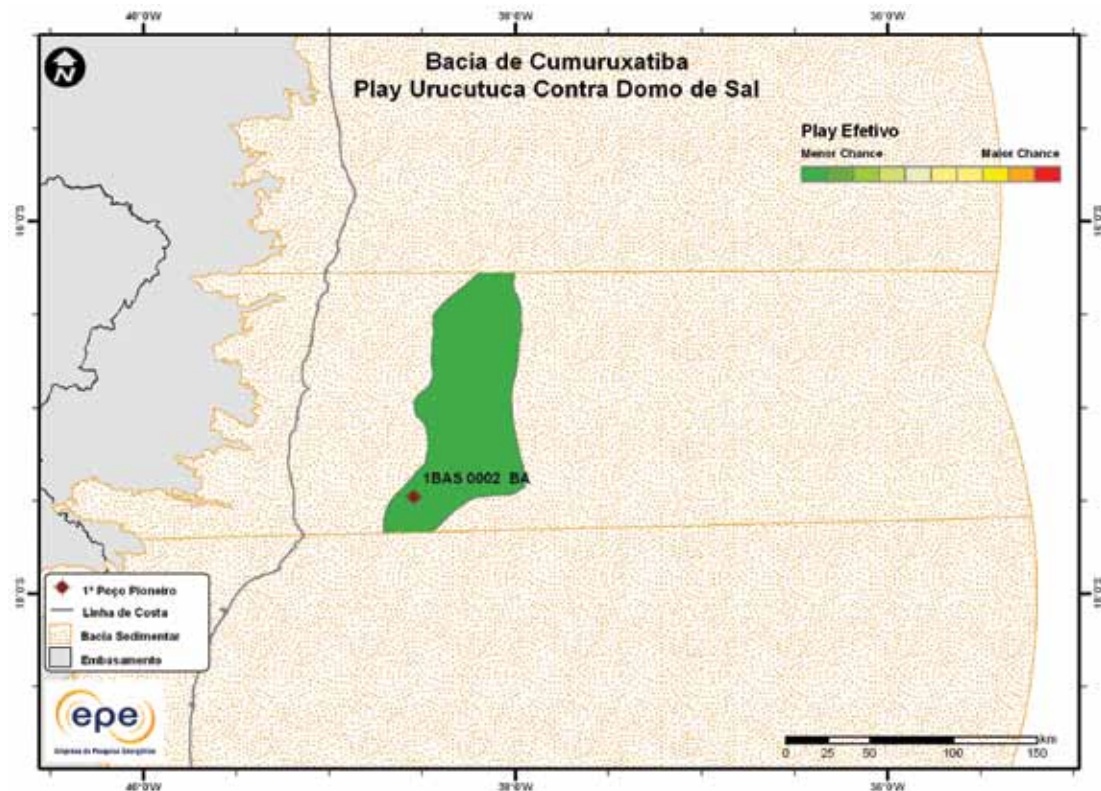


Figura 3.120 - *Play* efetivo Urucutuca contra Domo de Sal da Bacia de Cumuruxatiba.

Tabela 3.59 - Atributos do Play Urucutuca contra Domo de Sal – Bacia de Cumuruxatiba		
Play		Urucutuca contra Domo de Sal
Situação Geográfica		mar
Carga	Unidade Litoestratigráfica	Formações Cricaré e Porto Seguro
	Unidade Cronoestratigráfica	Cretáceo Inferior (Berriasiano-Barremiano)
	Migração	falhas lítricas e janelas de sal
Reservatório	Unidade Litoestratigráfica	Formação Urucutuca
	Unidade Cronoestratigráfica	Cretáceo Superior-Neógeno
	Profundidade Média (m)	2.000
	Litologia / Contexto Depositional	arenito / turbidito marinho profundo
Trapa	Unidade Litoestratigráfica Selante	Formação Urucutuca
	Unidade Cronoestratigráfica Selante	Cretáceo Superior-Neógeno
	Tipo de Trapa	estrutural e mista
	Litologia Selante	folhelho

O que diferencia este *play* do *play* Urucutuca é a relação direta com a presença de corpos salinos que são estruturadores dos reservatórios, além de constituir excelente selo. Os reservatórios areníticos são encontrados pinchados contra os domos ou recobertos por flancos de sal alóctone responsável pelo trapeamento e pelo selo.

A Figura 3.121 apresenta o mapa de expectativa de fluido para o *play* Urucutuca contra Domo de Sal. Na porção sudoeste do *play*, a maior expectativa é de gás natural, caso ocorra descoberta de hidrocarboneto. Nas demais regiões, a maior expectativa é de petróleo e, sendo petróleo, espera-se a ocorrência de petróleo leve e mediano.

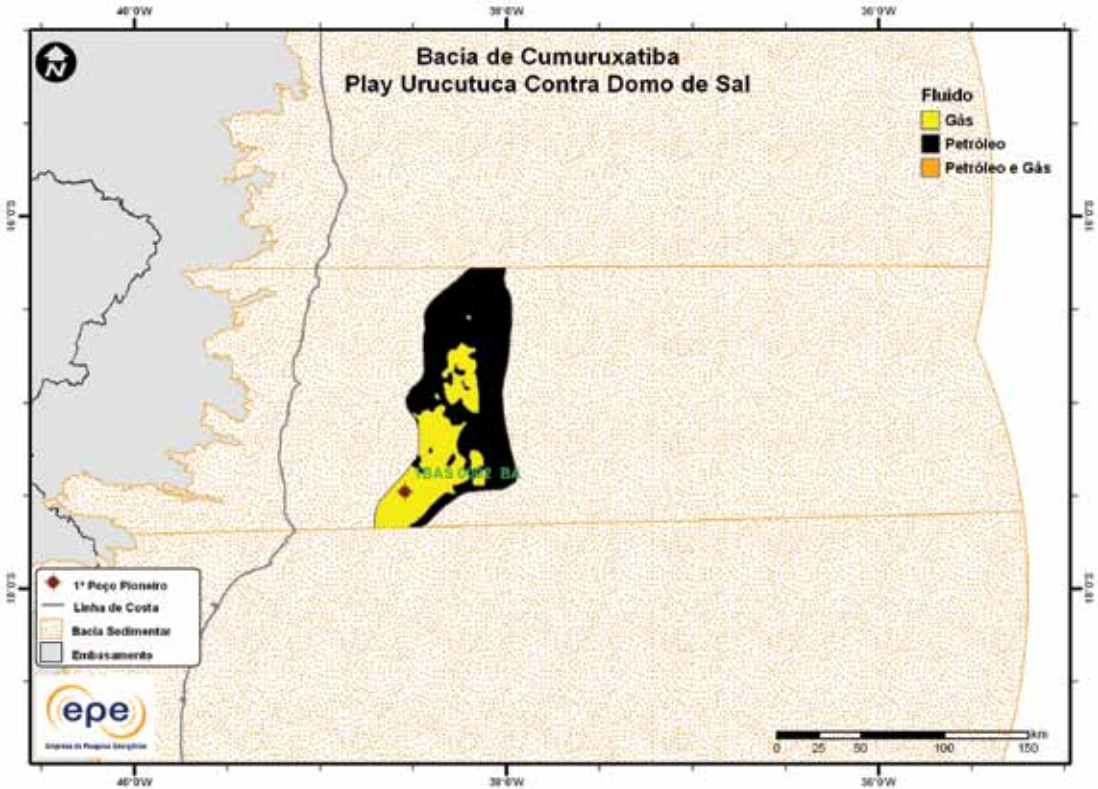


Figura 3.121 - Tipo de fluido com maior expectativa no *play* efetivo Urucutuca contra Domo de Sal da Bacia de Cumuruxatiba.

3.1.8.3 Play Barra Nova

Figura 3.122 apresenta o mapa do *play* efetivo Barra Nova, com as chances de descobertas de hidrocarboneto. Apresenta chance de descoberta homogênea, porém um pouco mais elevada que o *play* Urucutuca contra Domos de Sal. É o *play* com chance mais elevada na bacia. Os atributos referentes a esse *play* estão sumarizados na Tabela 3.60.

A Figura 3.123 apresenta o mapa de expectativa de fluido para o *play* Barra Nova. A maior expectativa é de petróleo na porção proximal e de gás natural na porção distal, caso ocorra descoberta de hidrocarboneto. Sendo petróleo, espera-se a ocorrência de petróleo leve e mediano.

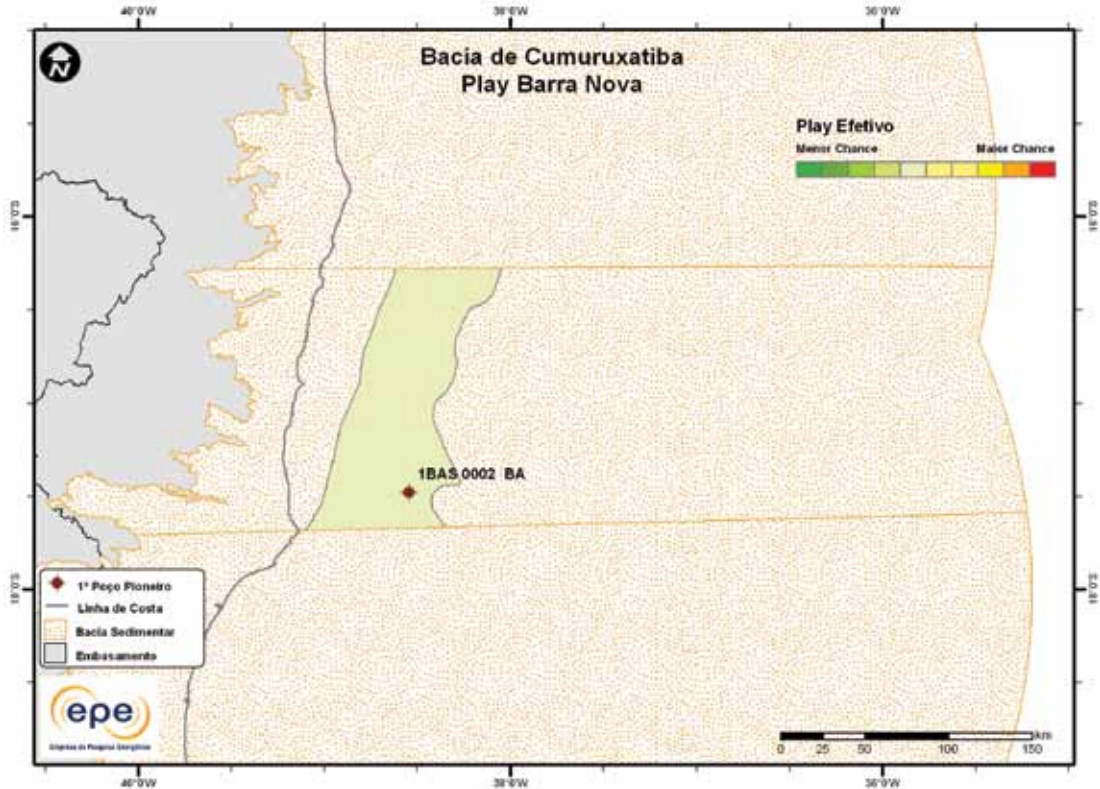


Figura 3.122 - Play efetivo Barra Nova da Bacia de Cumuruxatiba.

Tabela 3.60 - Atributos do Play Barra Nova – Bacia de Cumuruxatiba		
Play		Barra Nova
Situação Geográfica		mar
Carga	Unidade Litoestratigráfica	Formações Cricaré e Porto Seguro
	Unidade Cronoestratigráfica	Cretáceo Inferior (Berriasiano-Barremiano)
	Migração	falhas lístricas, carrier beds e/ou janelas de sal
Reservatório	Unidade Litoestratigráfica	Formações São Mateus e Regência
	Unidade Cronoestratigráfica	Cretáceo Inferior (Albiano)
	Profundidade Média (m)	2.500
	Litologia / Contexto Depositional	arenito / aluvial, fluvial, deltaico; carbonato / marinho plataformar
Trapa	Unidade Litoestratigráfica Selante	Formação Urucutuca
	Unidade Cronoestratigráfica Selante	Cretáceo Superior
	Tipo de Trapa	estrutural
	Litologia Selante	folhelho

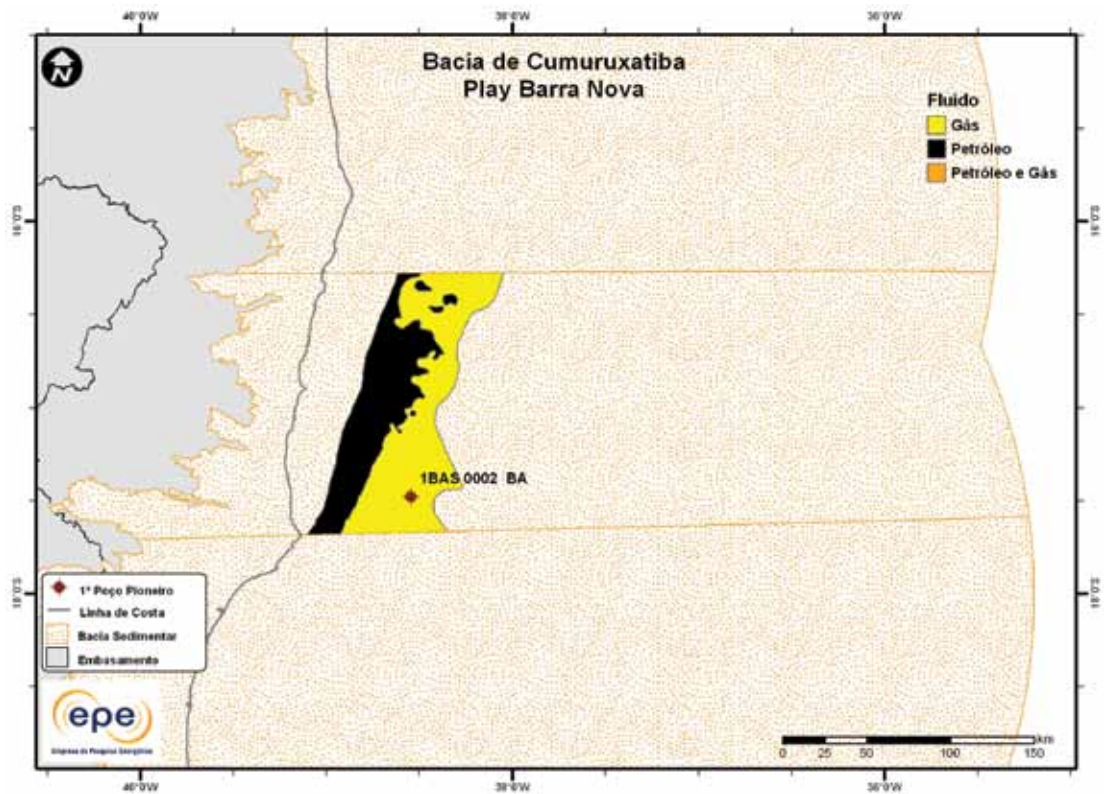


Figura 3.123 - Tipo de fluido com maior expectativa no *play* efetivo Barra Nova da Bacia de Cumuruxatiba.

3.1.8.4 *Play* Mucuri

Figura 3.124 apresenta o mapa do *play* efetivo Mucuri, com as chances de descobertas de hidrocarboneto. Assim como o *play* Barra Nova, apresenta chance homogênea e baixa. Os atributos referentes a esse *play* estão sumarizados na Tabela 3.61.

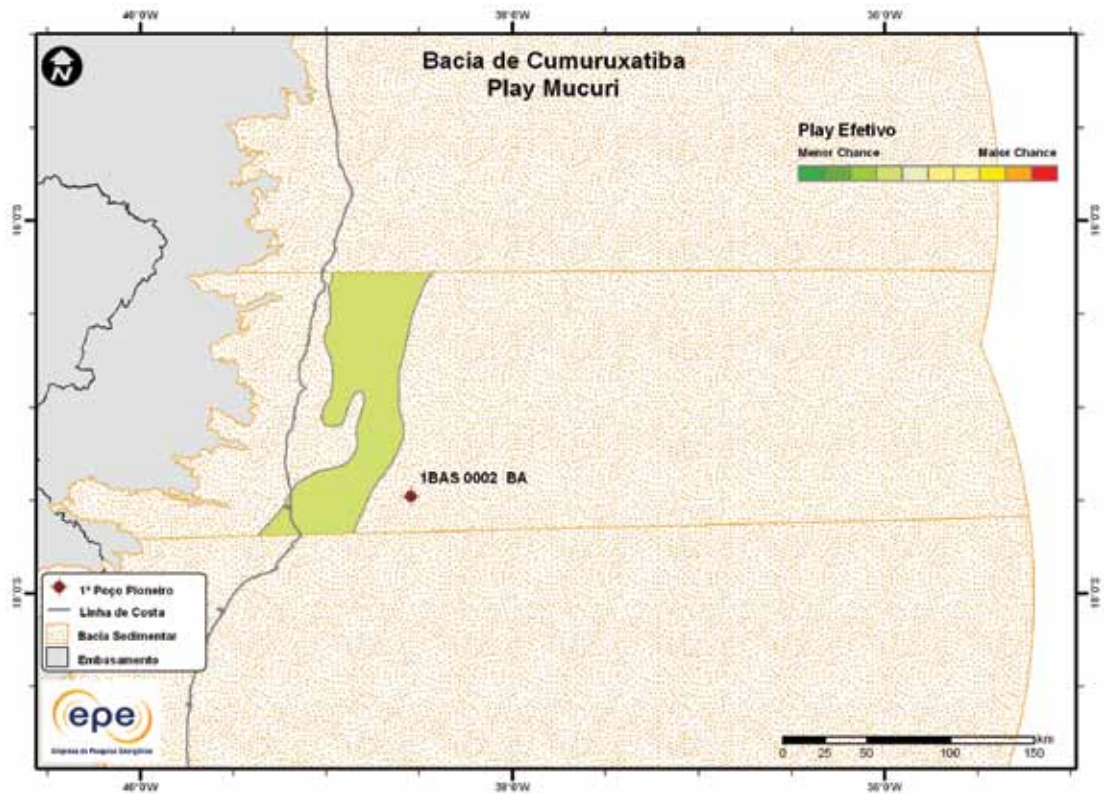


Figura 3.124 - *Play* efetivo Mucuri da Bacia de Cumuruxatiba.

Tabela 3.61 - Atributos do Play Mucuri – Bacia de Cumuruxatiba		
Play		Mucuri
Situação Geográfica		terra e mar
Carga	Unidade Litoestratigráfica	Formações Cricaré e Porto Seguro
	Unidade Cronoestratigráfica	Cretáceo Inferior (Berriasiano-Barremiano)
	Migração	falhas normais, carrier beds e discordância
Reservatório	Unidade Litoestratigráfica	Formação Mariricu (Membro Mucuri)
	Unidade Cronoestratigráfica	Cretáceo Inferior (Aptiano)
	Profundidade Média (m)	2.500 (terra) e 3.000 (mar)
	Litologia / Contexto Depositional	arenito
Trapa	Unidade Litoestratigráfica Selante	Formação Mariricu (Membro Itaúnas)
	Unidade Cronoestratigráfica Selante	Cretáceo Inferior (Aptiano)
	Tipo de Trapa	estrutural
	Litologia Selante	evaporito

A Figura 3.125 apresenta o mapa de expectativa de fluido para o *play* Mucuri. A maior expectativa é de petróleo na porção proximal e de gás natural na porção distal, caso ocorra descoberta de hidrocarboneto. Sendo petróleo, espera-se a ocorrência de petróleo leve e mediano.

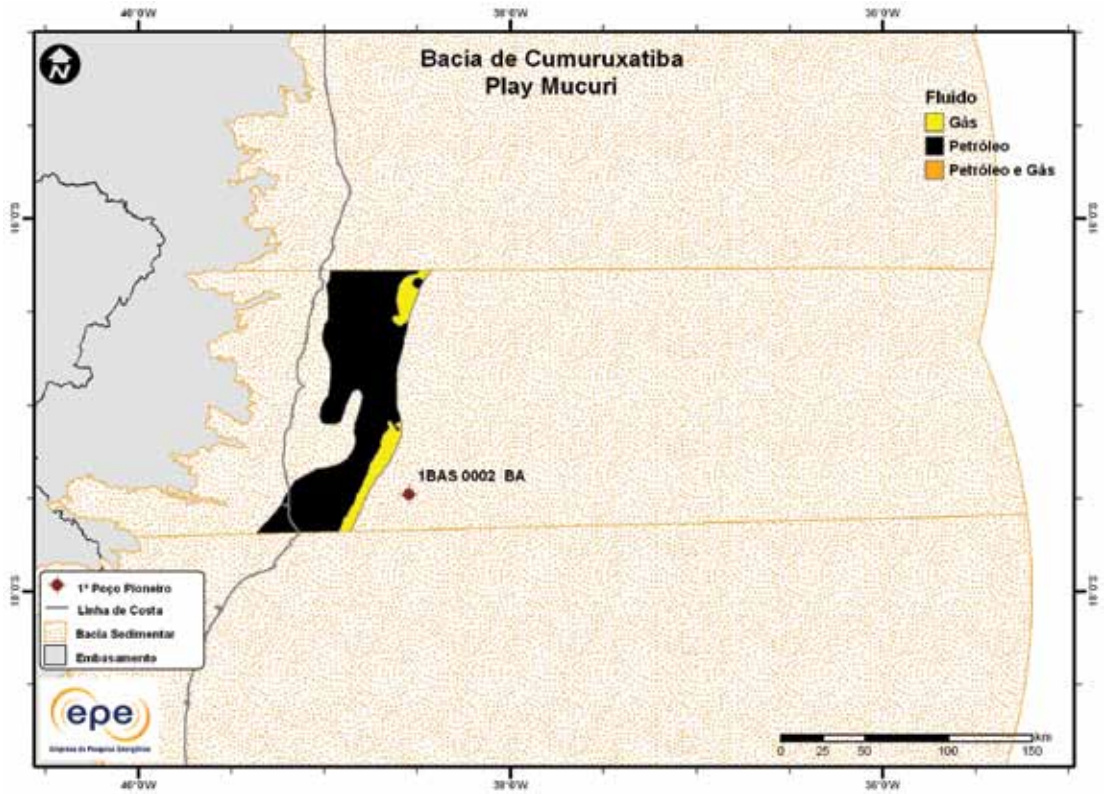


Figura 3.125 - Tipo de fluido com maior expectativa no *play* efetivo Mucuri da Bacia de Cumuruxatiba.

3.1.8.5 Play Cricaré

A Figura 3.126 apresenta o mapa do *play* efetivo Cricaré, com as chances de descobertas de hidrocarboneto. Apresenta chance de descoberta homogênea e baixa. Os atributos referentes a esse *play* estão sumarizados na Tabela 3.62.

A Figura 3.127 apresenta o mapa de expectativa de fluido para o *play* Cricaré. A maior expectativa é de petróleo na porção proximal e de gás natural na porção distal, caso ocorra descoberta de hidrocarboneto. Sendo petróleo, espera-se a ocorrência de petróleo leve e mediano.

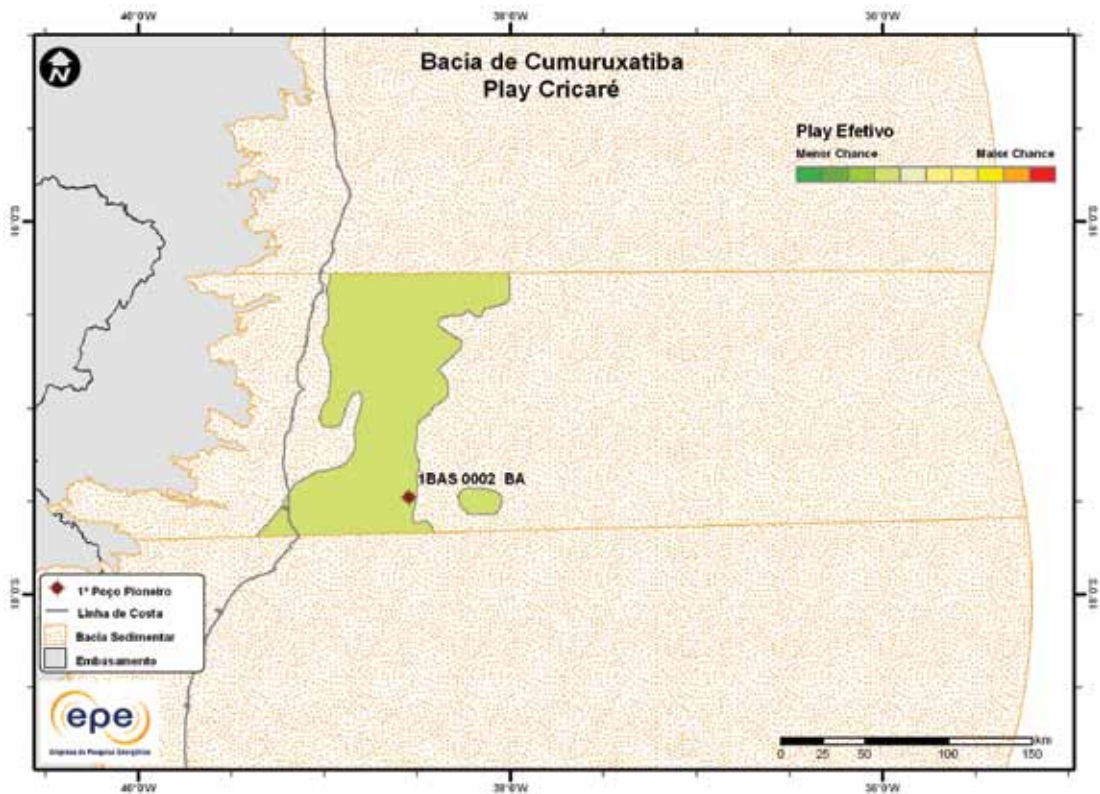


Figura 3.126 - Play efetivo Cricaré da Bacia de Cumuruxatiba.

Tabela 3.62 - Atributos do Play Cricaré – Bacia de Cumuruxatiba		
Play		Cricaré
Situação Geográfica		terra e mar
Carga	Unidade Litoestratigráfica	Formações Cricaré e Porto Seguro
	Unidade Cronoestratigráfica	Cretáceo Inferior (Berriasiano-Barremiano)
	Migração	falhas normais e carrier beds
Reservatório	Unidade Litoestratigráfica	Formação Cricaré
	Unidade Cronoestratigráfica	Cretáceo Inferior (Berriasiano-Barremiano)
	Profundidade Média (m)	3.000 (terra) e 3.700 (mar)
	Litologia / Contexto Deposicional	arenito e coquina
Trapa	Unidade Litoestratigráfica Selante	Formação Mariricu (Membro Itaúnas)
	Unidade Cronoestratigráfica Selante	Cretáceo Inferior (Aptiano)
	Tipo de Trapa	estrutural
	Litologia Selante	evaporito

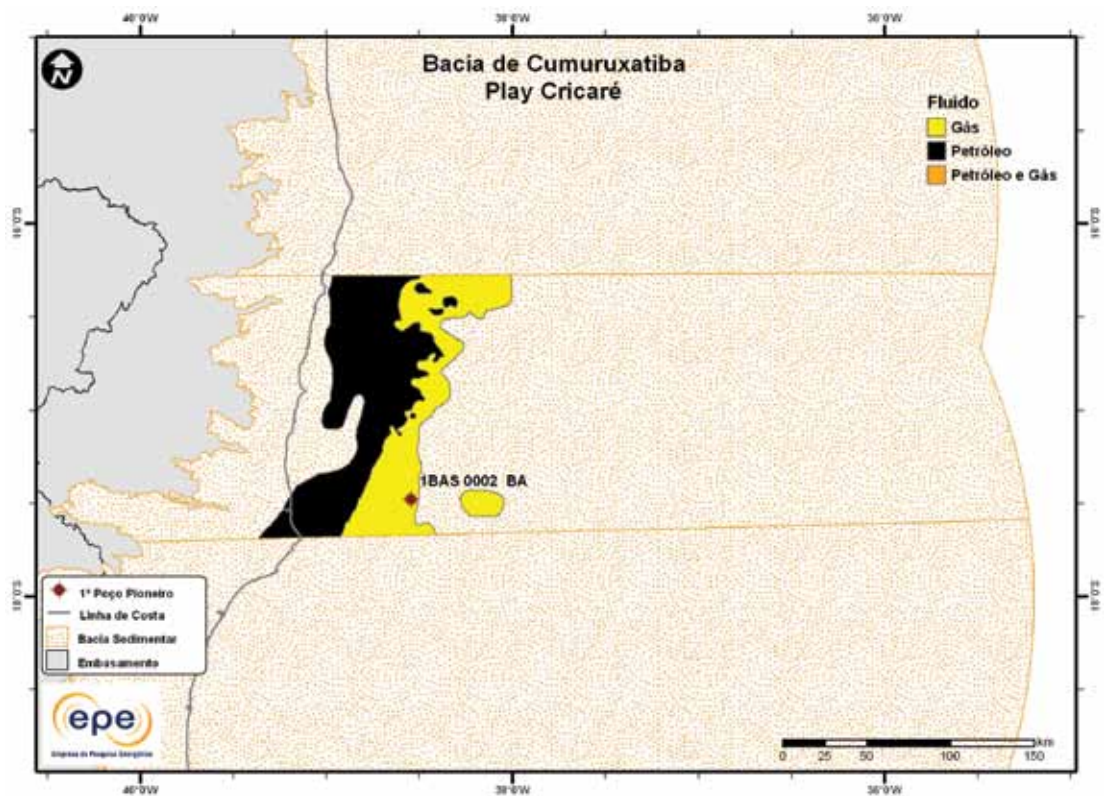


Figura 3.127 - Tipo de fluido com maior expectativa no *play* efetivo Cricaré da Bacia de Cumuruxatiba.

3.1.9 Bacia do Espírito Santo-Mucuri

Síntese da Bacia

Apresenta-se na Figura 3.128 o mapa de localização da bacia sedimentar e efetiva (abordagem geográfica) do Espírito Santo-Mucuri e, na Tabela 3.63, suas principais características geológicas. Nota-se que na região mais externa *offshore* ainda não foram identificados *plays* exploratórios. A parte sul é chamada de Espírito Santo e a norte de Mucuri; na literatura há referências de duas bacias. Os principais reservatórios e o principal gerador de cada *play* estão indicados nas cartas estratigráficas (Figura 3.129 e Figura 3.130) e na seção geológica (Figura 3.131).

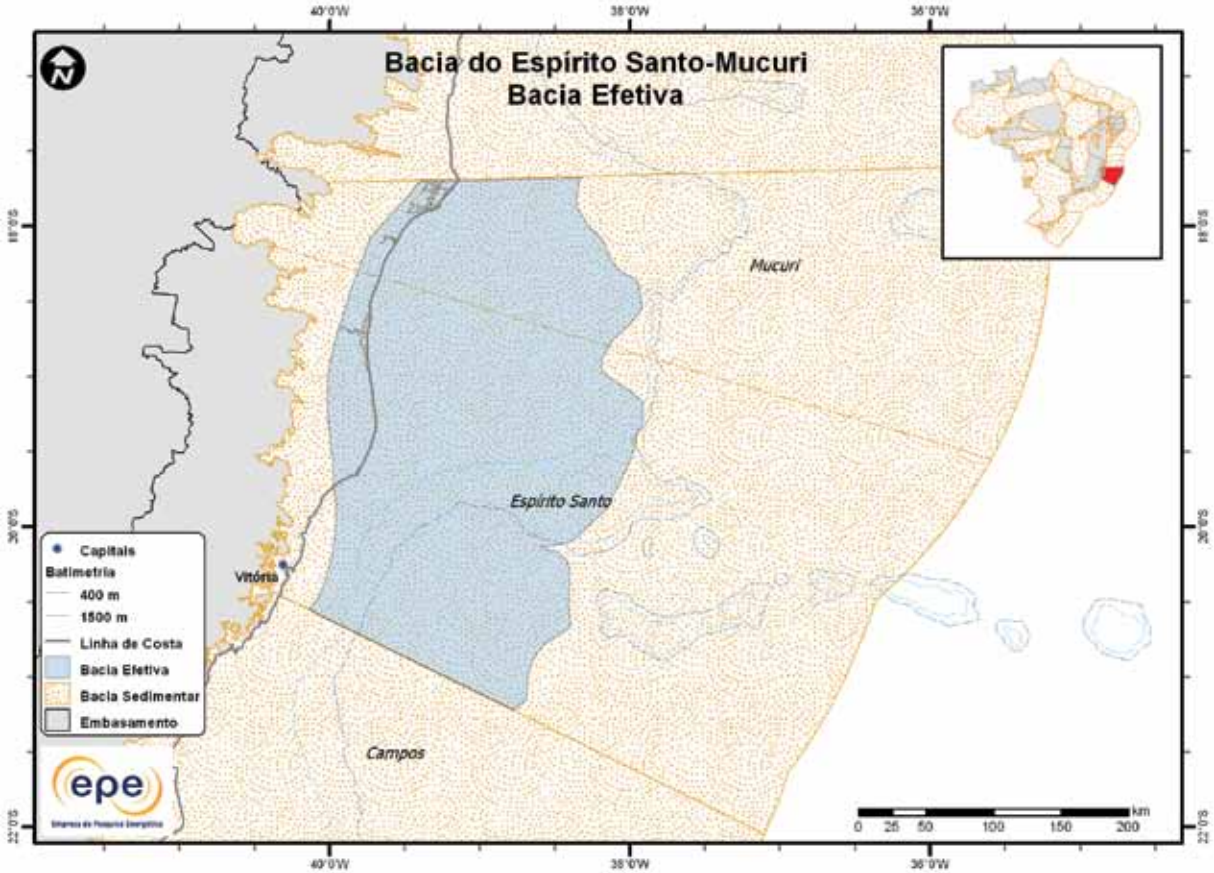


Figura 3.128 - Bacia efetiva do Espírito Santo-Mucuri.

Tabela 3.63 - Informações Geológicas da Bacia do Espírito Santo-Mucuri		
Situação Geográfica	terra	mar
Área Sedimentar (km²)	17.495	183.498
Área da Bacia efetiva (km²)	5.203	61.554
Maturidade Exploratória	Madura	Elevado Potencial
Sistema Petrolífero Principal	Cricaré-Urucutuca (!)	
Plays Exploratórios	Nome do Play	Principal Reservatório
1	Urucutuca	Formação Urucutuca
2	Urucutuca contra Domo de Sal	Formação Urucutuca
3	Barra Nova Paleogeomórfico	Grupo Barra Nova
4	Barra Nova Estruturado	Grupo Barra Nova
5	Mucuri	Formação Mariricu
6	Cricaré	Formação Cricaré

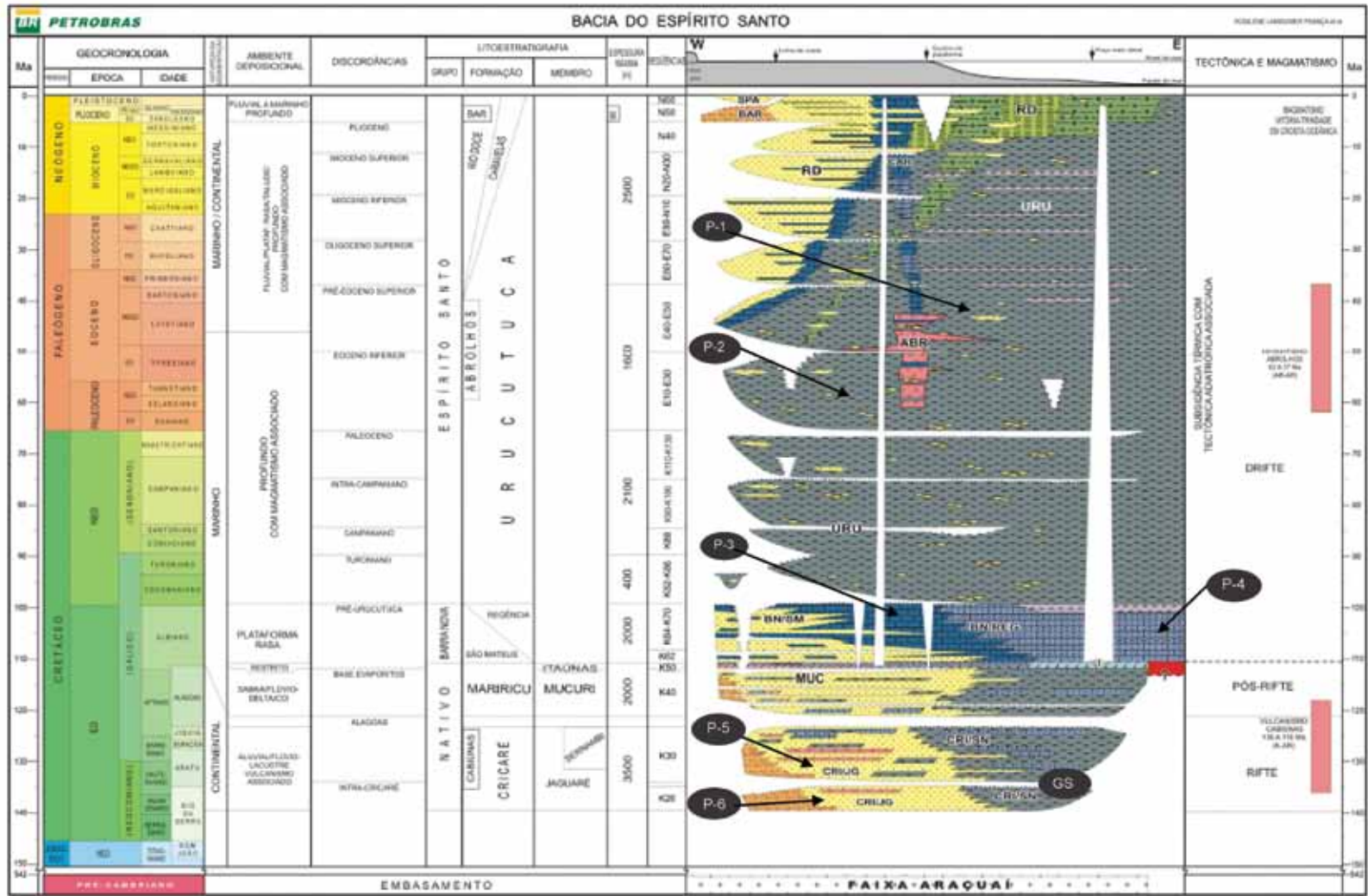


Figura 3.129 - Carta estratigráfica da Bacia do Espírito Santo com indicação do gerador do sistema petrolífero principal (GS) e *plays* exploratórios (P).
Fonte: Modificado de Petrobras (2007).

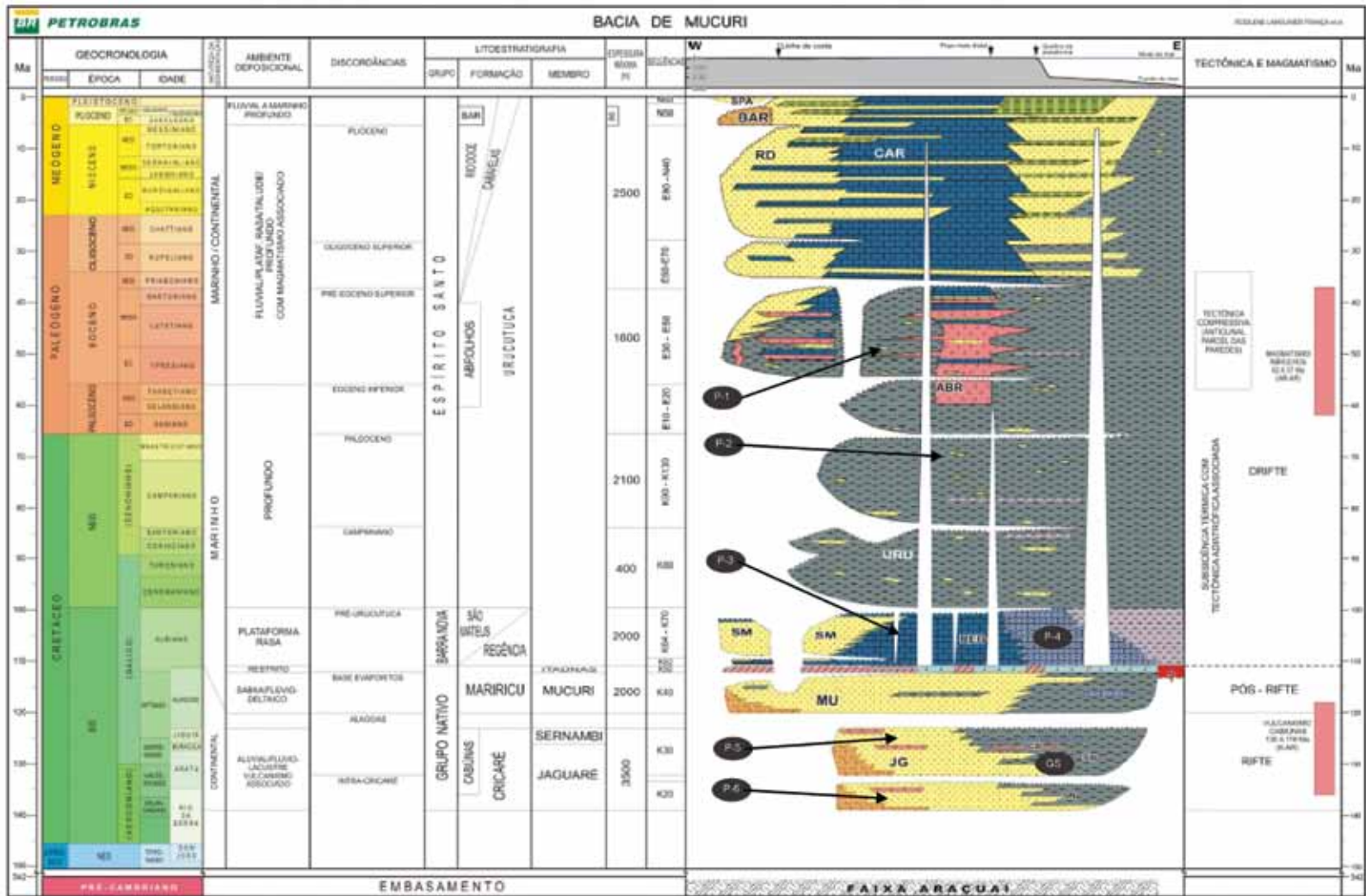


Figura 3.130 - Carta estratigráfica da Bacia de Mucuri com indicação do gerador do sistema petrolífero principal (GS) e *plays* exploratórios (P).

Fonte: Modificado de Petrobras (2007).

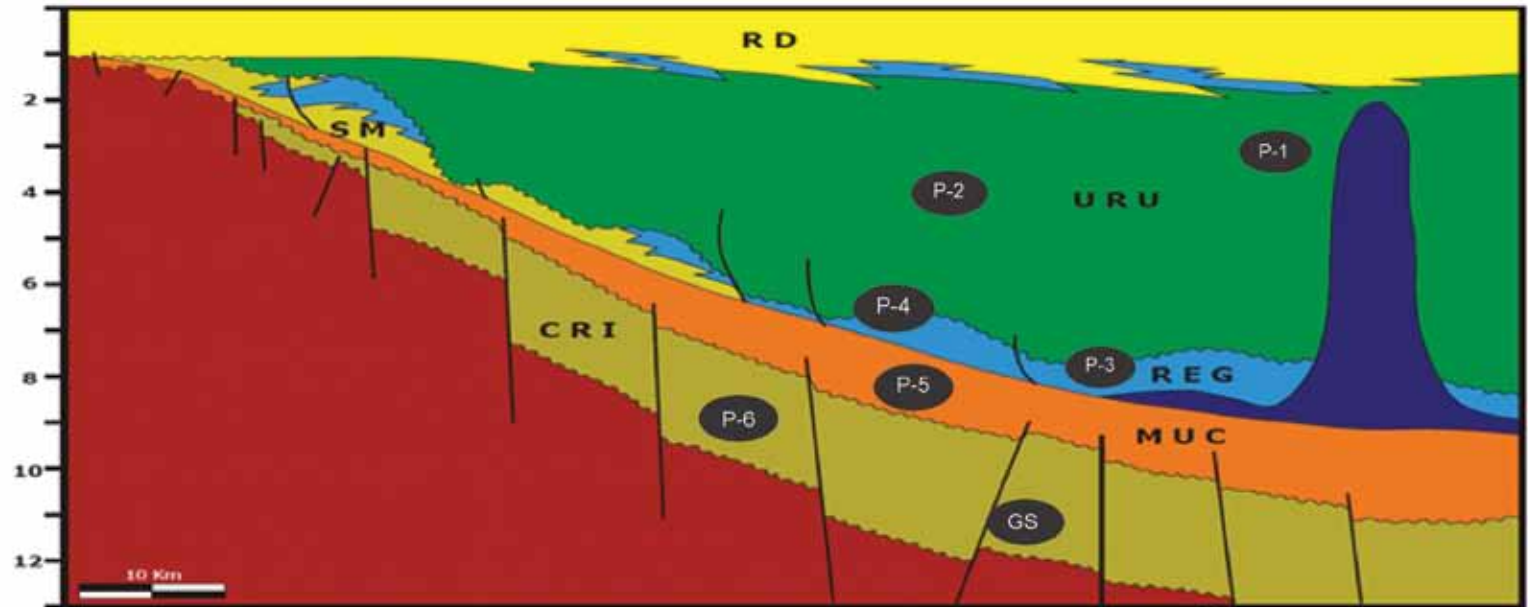


Figura 3.131 - Seção geológica da Bacia do Espírito Santo-Mucuri com indicação do gerador do sistema petrolífero principal (GS) e *plays* exploratórios (P).

Fonte: Modificado de EPE (2007).

• Principais Atividades do Setor de Petróleo e Gás na Bacia

Na Figura 3.132, apresenta-se a localização da cobertura dos levantamentos sísmicos, dos poços pioneiros, dos campos em produção, áreas em avaliação, última descoberta comercial e blocos sob concessão. Percebe-se maior concentração de esforços exploratórios na parte do Espírito-Santo (região ao sul no mapa).

A Tabela 3.64 apresenta, resumidamente, informações sobre os poços exploratórios, campos e descobertas comerciais, além dos volumes da produção acumulada.

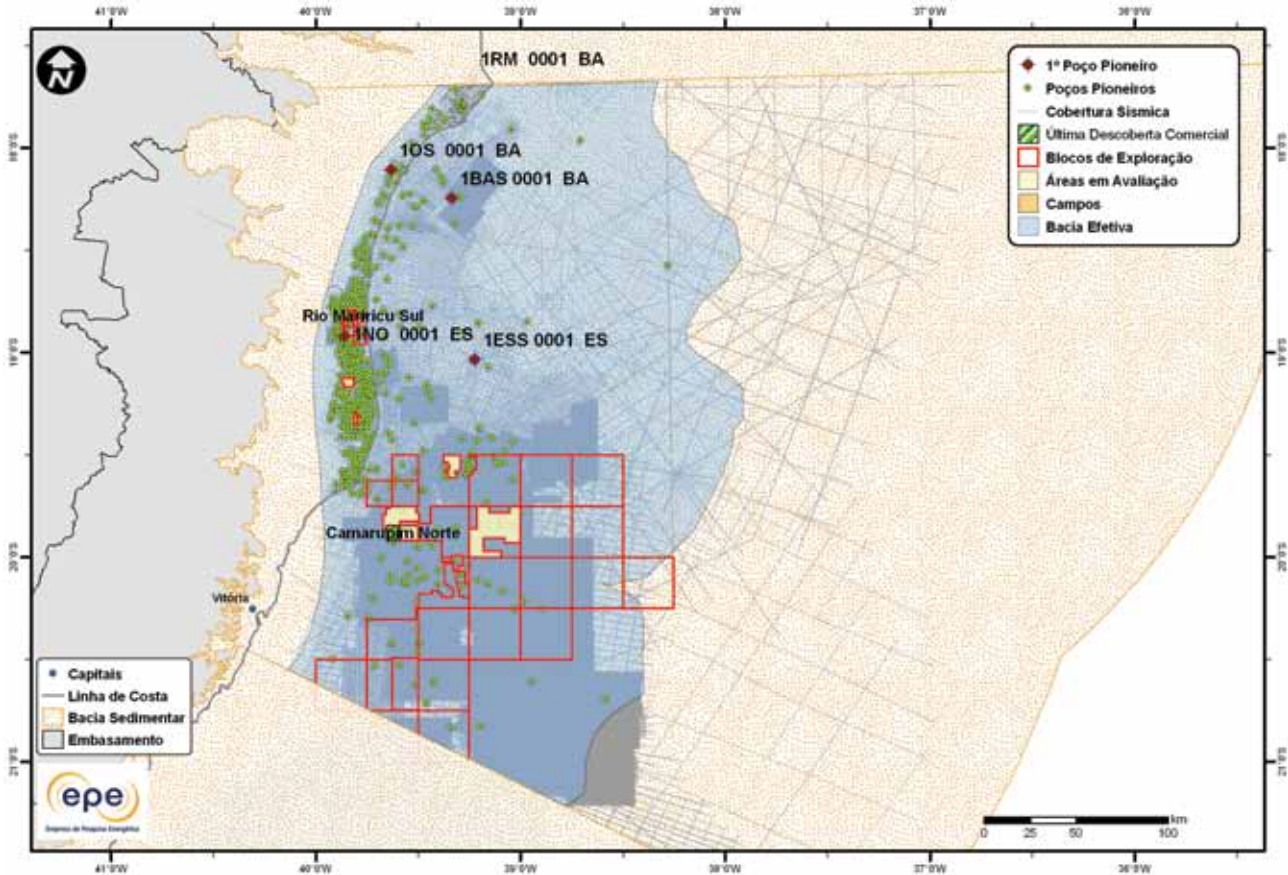


Figura 3.132 - Atividades de E&P na Bacia do Espírito Santo-Mucuri.

Tabela 3.64 - Resumo de Atividades de E&P – Bacia do Espírito Santo-Mucuri					
Situação Geográfica		mar (Espírito Santo)	terra (Espírito Santo)	mar (Mucuri)	terra (Mucuri)
Poços Exploratórios	Perfurados	187	520	14	36
	1º Poço Pioneiro (ano)	1ESS 0001 ES (1968)	1NO 0001 ES (1967)	1BAS 0001 BA (1971)	1OS 0001 BA (1977)
	Último Poço Pioneiro (ano)	1BRSA882ESS (2010)	1STAR18ES (2011)	1BRSA85BAS (2001)	1GALP27BA (2009)
	Profundidade Máxima Perfurada (m)	7.533	4.065		2.388
	Maior Lâmina D'água (m)	2.666	0		0
	Índice de Sucesso Geológico de Poços Pioneiros (%)	18	19		0
Campos	Petróleo	4	45	0	0
	Gás Não Associado	3	6	0	0
	Petróleo e Gás	1	3	0	0
	Em Avaliação	4	3	0	0
Descobertas	1ª Descoberta Comercial (ano)	Cação (1977)	São Mateus (1969)	-	-
	Última Descoberta Comercial (ano)	Camarupim Norte (2007)	Rio Mariricu Sul (2010)	-	-
Produção	Acumulada	Ano de Início	1978	1973	-
		Petróleo (MM bbl)	116,12	167,19	0
		Gás Associado (MM m³)	2.299,37	3.324,55	0
		Gás Não Associado (MM m³)	7.716,67	3.443,10	0

• Infraestrutura de Abastecimento da Bacia

Na infraestrutura da Bacia do Espírito Santo-Mucuri, observa-se a presença de dois tipos básicos de terminais. Os terminais aquaviários Regência (40 mil m³) e Norte Capixaba (78 mil m³) têm a função de armazenar o petróleo produzido pelos campos da bacia. O terminal Norte Capixaba recebe o óleo produzido nos campos terrestres do norte do Espírito Santo, que posteriormente, é carregado em navios através de uma monoboia e levado até as refinarias. Já o terminal Regência é responsável pelo armazenamento e escoamento do petróleo produzido pelos campos marítimos e parte dos terrestres da bacia. O terminal aquaviário Vitória recebe derivados de petróleo por navios e abastece as empresas distribuidoras locais (Figura 3.133).

Já na Figura 3.134 observa-se a existência de uma rede de dutos relevante. As UPGNs de Cacimbas (7 MM m³/dia) e Lagoa Parda (0,45 MM m³/dia) recebem o gás natural dos campos terrestres e marítimos da bacia para processamento. As UPGNs Cacimbas I e II estão conectadas ao GASENE através do gasoduto Cacimbas-Catu.

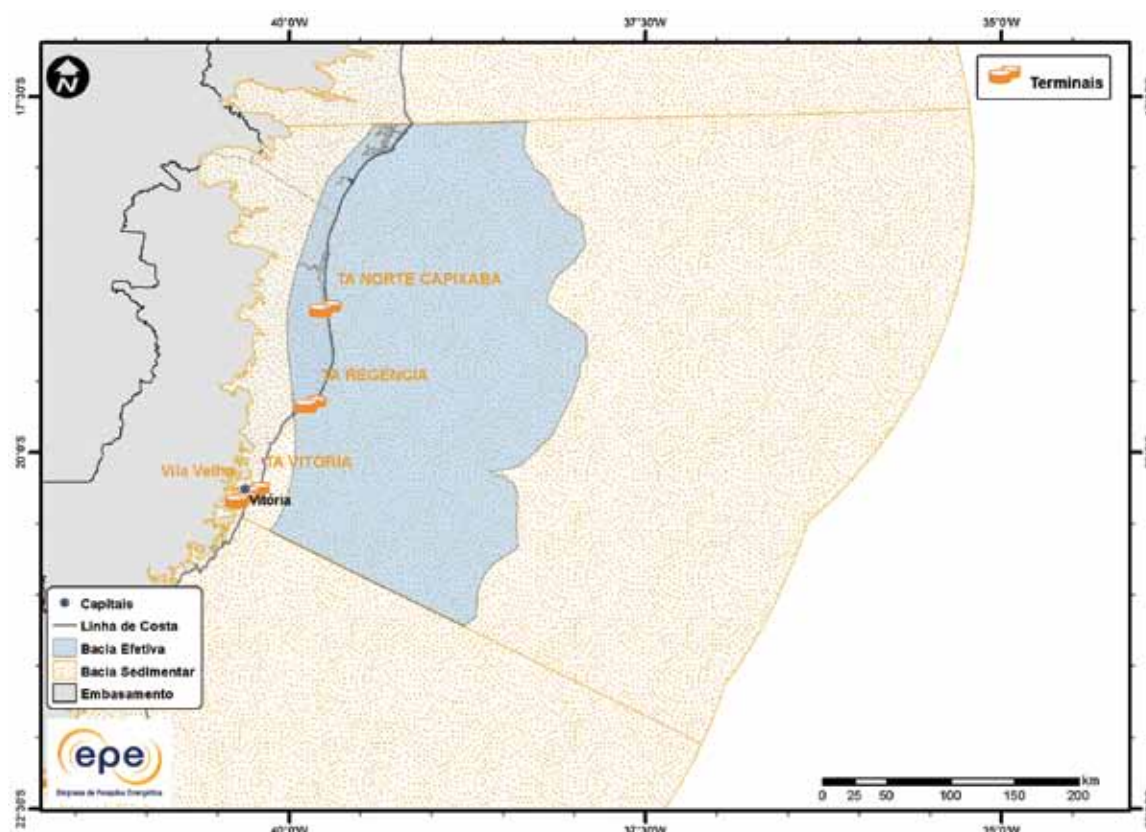


Figura 3.133 - Infraestrutura de abastecimento da Bacia do Espírito Santo-Mucuri: refinarias e terminais.

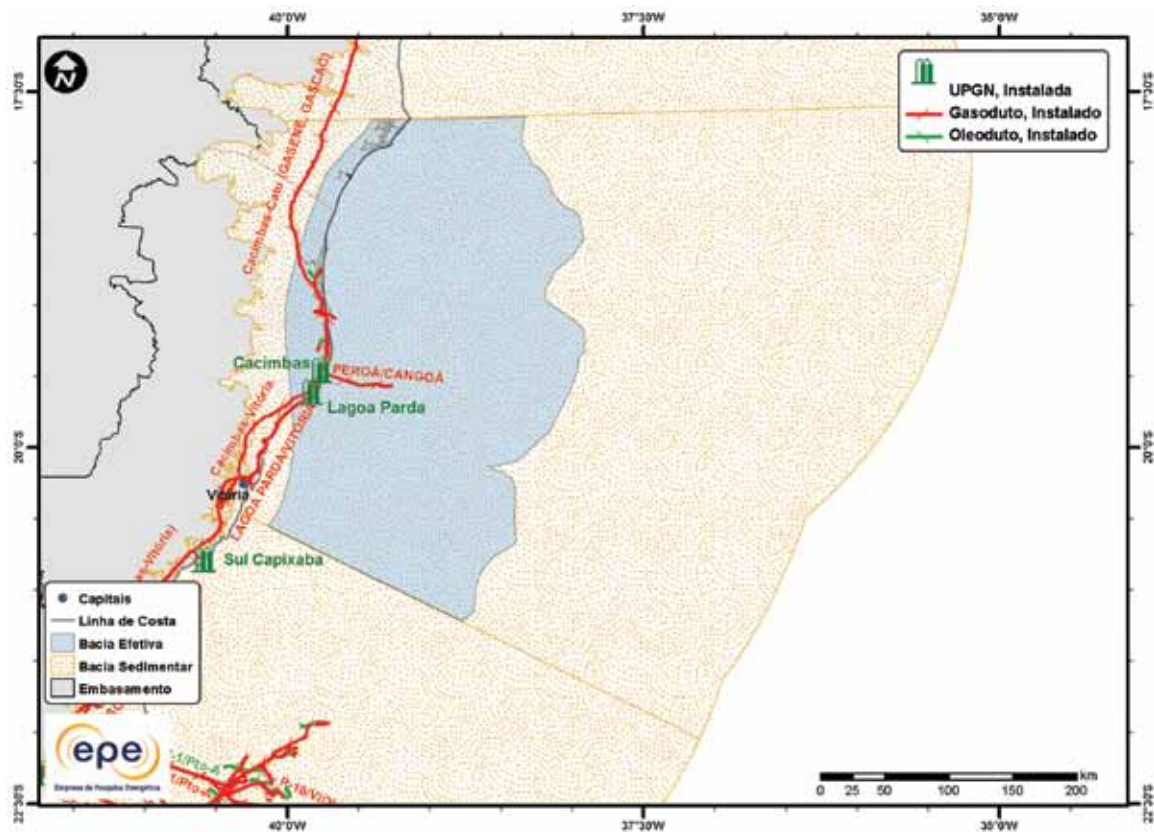


Figura 3.134 - Infraestrutura de abastecimento da Bacia do Espírito Santo-Mucuri: UPGNs e dutos.

- **Análise da Bacia em Plays Exploratórios**

A Figura 3.135 apresenta o mapa da bacia efetiva do Espírito Santo-Mucuri, segundo a abordagem de representação probabilística, com indicação das chances de descobertas de hidrocarboneto. Percebe-se que a região mais proximal e terrestre no centro-sul da bacia apresentam maiores chances de descobertas de hidrocarbonetos em relação ao restante da área. A Tabela 3.65 apresenta a correspondência dos *plays* com os *superplays*.

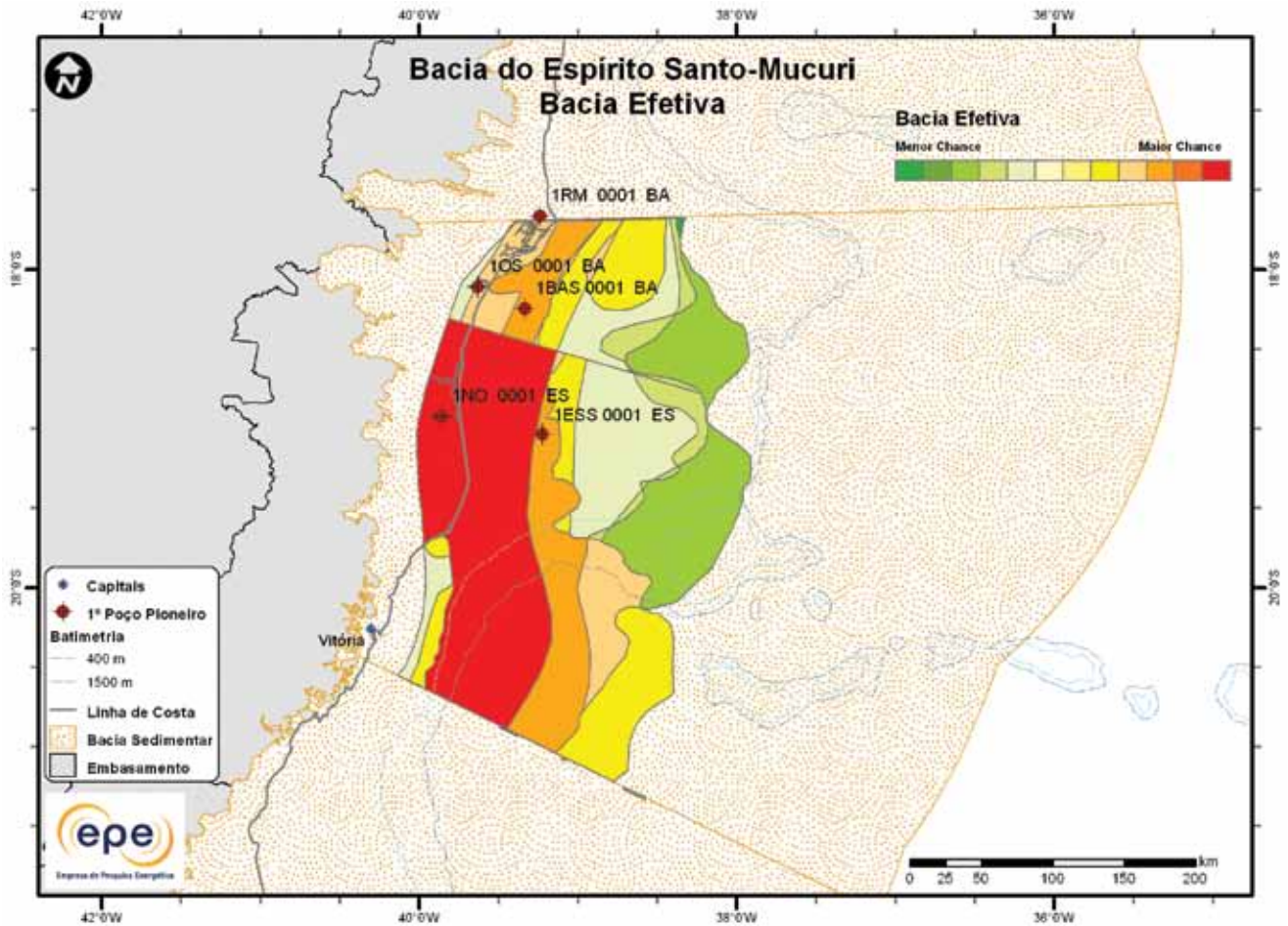


Figura 3.135 - Mapa da bacia efetiva do Espírito Santo-Mucuri com indicação das chances de descobertas.

Tabela 3.65 - Plays da Bacia do Espírito Santo-Mucuri		
Nome do Play	Status Exploratório	Superplay
Urucutuca	Estabelecido	SuperPlay 1 – Terciário Cretáceo Superior_Marinho Aberto
Urucutuca contra Domo de Sal	Imaturo	SuperPlay 1 – Terciário Cretáceo Superior_Marinho Aberto
Barra Nova Paleogeomórfico	Estabelecido	SuperPlay 2 – Cretáceo Inferior_Transicional/Marinho Raso
Barra Nova Estruturado	Fronteira	SuperPlay 2 – Cretáceo Inferior_Transicional/Marinho Raso
Mucuri	Estabelecido	SuperPlay 3 – Cretáceo Inferior_Continental
Cricaré	Fronteira	SuperPlay 3 – Cretáceo Inferior_Continental

3.1.9.1 Play Urucutuca

A Figura 3.136 apresenta o mapa do *play* efetivo Urucutuca, com as chances de descobertas de hidrocarbonetos. As regiões centro-sul proximal e terrestre apresentam maiores chances de descobertas. Os atributos referentes a esse *play* estão sumarizados na Tabela 3.66. A Figura 3.137 apresenta o mapa de expectativa de fluido para o *play* Urucutuca. A maior expectativa é de gás natural na área central; petróleo e gás nas áreas intermediárias e petróleo nas extremidades do *play*, caso ocorra descoberta de hidrocarboneto. Sendo petróleo, espera-se a ocorrência de petróleo leve na região central e leve e mediano nas regiões proximais.

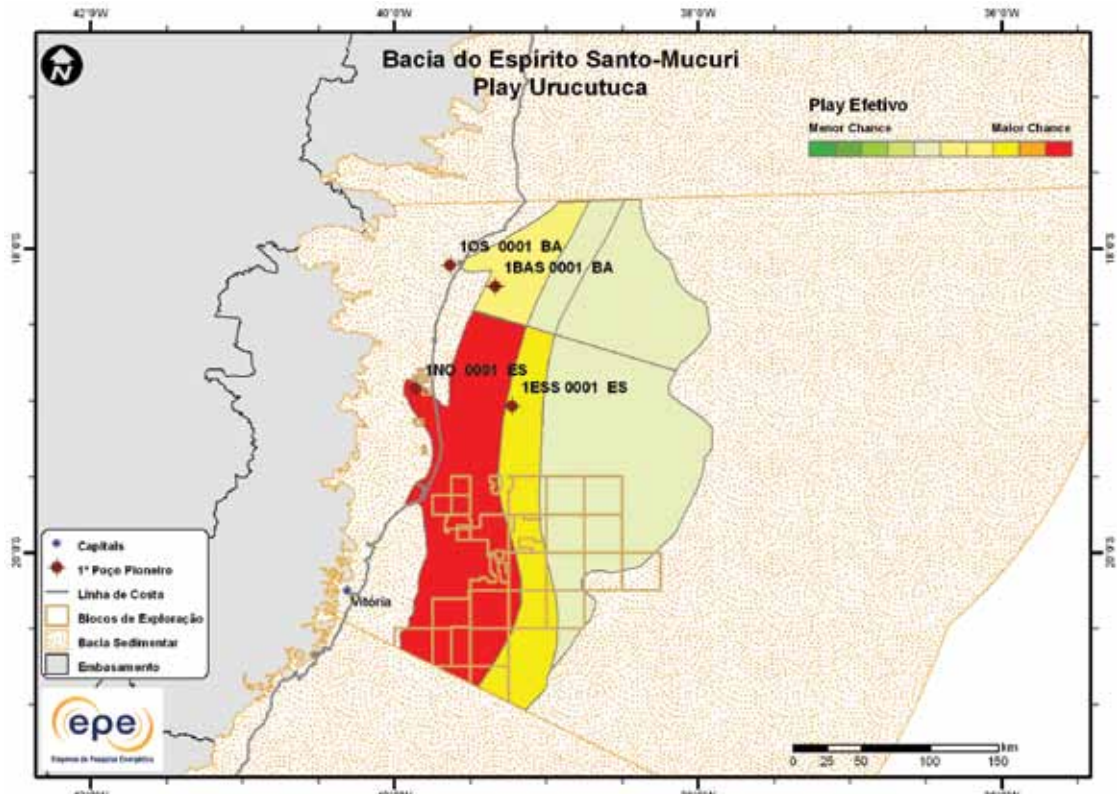


Figura 3.136 - Play efetivo Urucutuca da Bacia do Espírito Santo-Mucuri.

Tabela 3.66 - Atributos do Play Urucutuca – Bacia do Espírito Santo-Mucuri		
Play		Urucutuca
Situação Geográfica		terra e mar
Carga	Unidade Litoestratigráfica	Formações Cricaré e Mariricu
	Unidade Cronoestratigráfica	Cretáceo Inferior (Valanginiano-Aptiano)
	Migração	falhas listricas e janelas de sal
Reservatório	Unidade Litoestratigráfica	Formação Urucutuca
	Unidade Cronoestratigráfica	Cretáceo Superior-Neógeno
	Profundidade Média (m)	2.000 a 4.000
	Litologia / Contexto Depositional	arenito / turbidito marinho profundo
Trapa	Unidade Litoestratigráfica Selante	Formação Urucutuca
	Unidade Cronoestratigráfica Selante	Cretáceo Superior-Neógeno
	Tipo de Trapa	mista
	Litologia Selante	folhelho

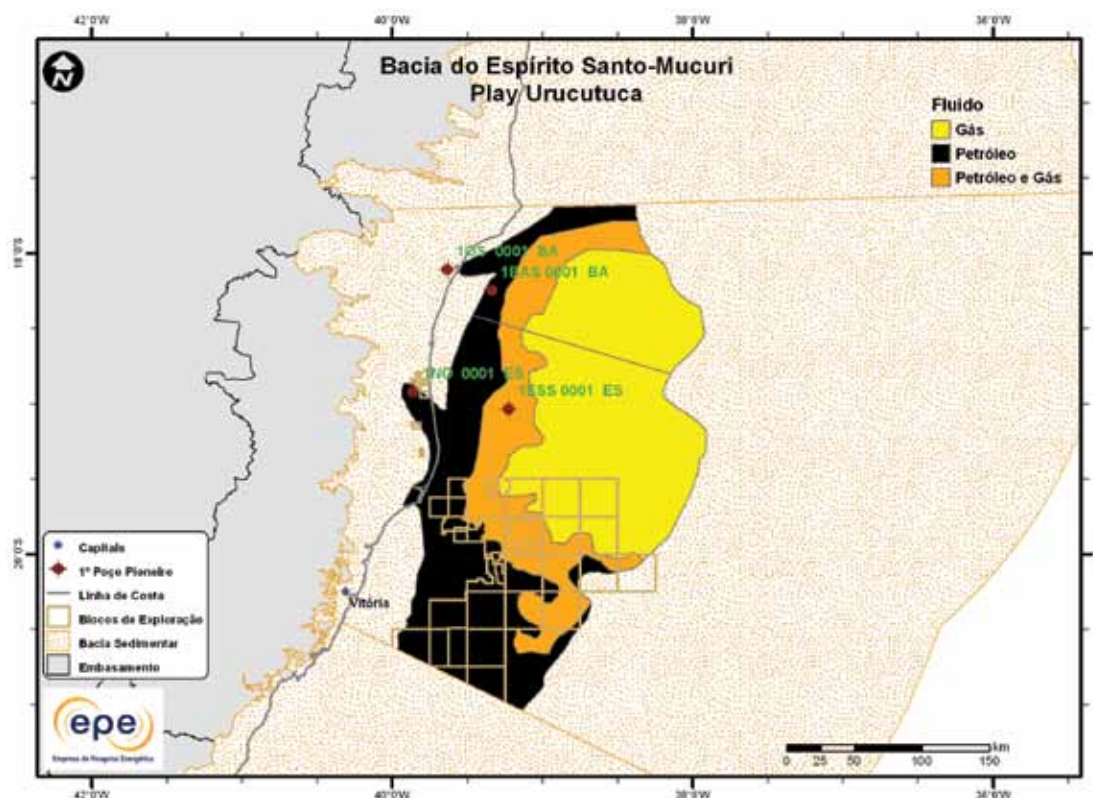


Figura 3.137 - Tipo de fluido com maior expectativa no *play* efetivo Urucutuca da Bacia do Espírito Santo-Mucuri.

3.1.9.2 *Play* Urucutuca contra Domo de Sal

A Figura 3.138 apresenta o mapa do *play* efetivo Urucutuca contra Domo de Sal, com as chances de descobertas de hidrocarbonetos. Este *play* não ocorre na parte central da bacia e apresenta chances mais elevadas na parte sul. Os atributos referentes a esse *play* estão sumarizados na Tabela 3.67.

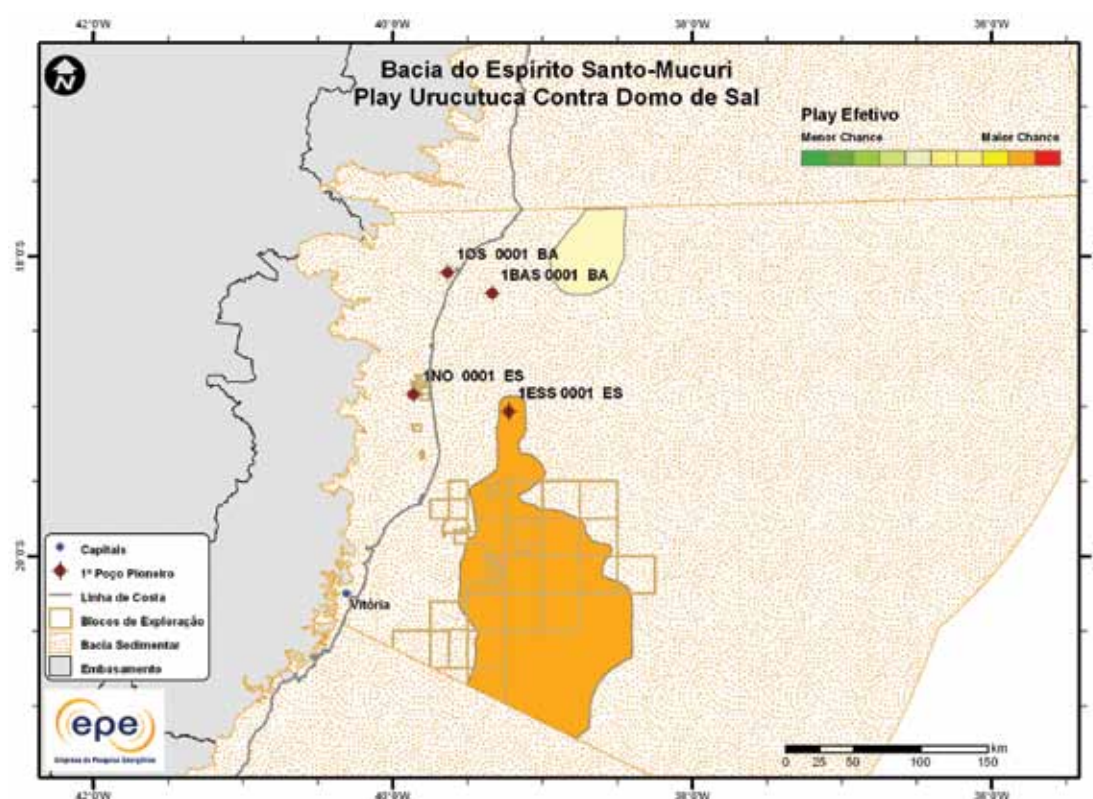


Figura 3.138 - *Play* efetivo Urucutuca contra Domo de Sal da Bacia do Espírito Santo-Mucuri.

Tabela 3.67 - Atributos do Play Urucutuca contra Domo de Sal – Bacia do Espírito Santo-Mucuri		
Play		Urucutuca contra Domo de Sal
Situação Geográfica		mar
Carga	Unidade Litoestratigráfica	Formações Cricaré e Mariricu
	Unidade Cronoestratigráfica	Cretáceo Inferior (Valanginiano-Aptiano)
	Migração	falhas lítricas e janelas de sal
Reservatório	Unidade Litoestratigráfica	Formação Urucutuca
	Unidade Cronoestratigráfica	Cretáceo Superior-Neógeno
	Profundidade Média (m)	2.000 a 4.000
	Litologia / Contexto Depositional	arenito / turbidito marinho profundo
Trapa	Unidade Litoestratigráfica Selante	Formações Urucutuca e Mariricu (Membro Itaúnas)
	Unidade Cronoestratigráfica Selante	Cretáceo Superior-Neógeno
	Tipo de Trapa	estrutural
	Litologia Selante	folhelho e evaporito

O que diferencia esta família de oportunidades de acumulação de hidrocarbonetos do *play* Urucutuca é a relação direta com a presença de corpos salinos que estruturam os reservatórios e proporcionam excelente selo. Os reservatórios areníticos são encontrados normalmente pinchando contra seus flancos, mas há também casos em que corpos alóctones de sal terminam por recobrir o reservatório, tomando o lugar da formação Urucutuca como selo.

A Figura 3.139 apresenta o mapa de expectativa de fluido para o *Play* Urucutuca contra Domo de Sal. A maior expectativa é de gás natural na área central, petróleo e gás nas áreas intermediárias e petróleo nas extremidades do *play*, caso ocorra descoberta de hidrocarboneto. Sendo petróleo, espera-se a ocorrência de petróleo leve na região central e leve e mediano nas regiões de borda a norte e sul.

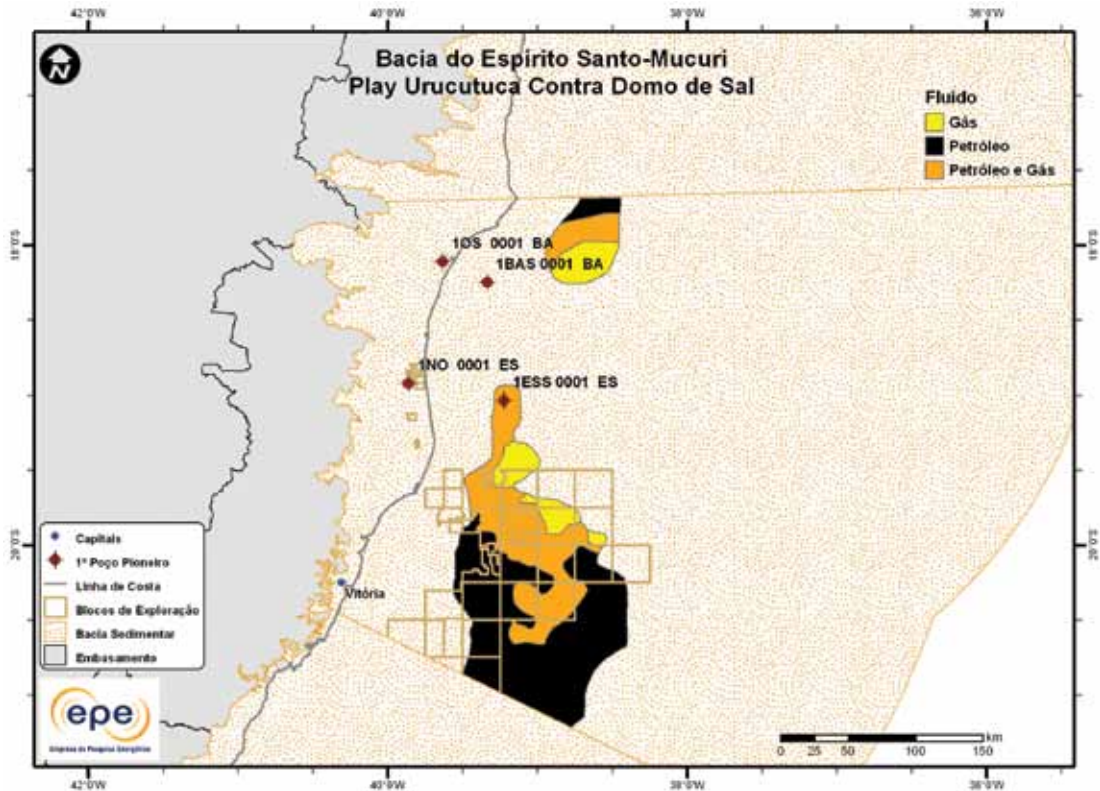


Figura 3.139 - Tipo de fluido com maior expectativa no *play* efetivo Urucutuca contra Domo de Sal da Bacia do Espírito Santo-Mucuri.

3.1.9.3 Play Barra Nova Estruturado

A Figura 3.140 apresenta o mapa do *play* efetivo Barra Nova Estruturado, com as chances de descobertas de hidrocarbonetos. De forma geral, este *play* apresenta baixas chances de descobertas, principalmente na parte norte e porção distal do *play*. Os atributos referentes a esse *play* estão sumarizados na Tabela 3.68.

A Figura 3.141 apresenta o mapa de expectativa de fluido para o *play* Barra Nova Estruturado. A maior expectativa é de gás natural na área central; petróleo e gás nas áreas intermediárias e petróleo nas extremidades do *play*, caso ocorra descoberta de hidrocarboneto. Sendo petróleo, espera-se a ocorrência de petróleo leve na região central e leve e mediano nas regiões proximais.

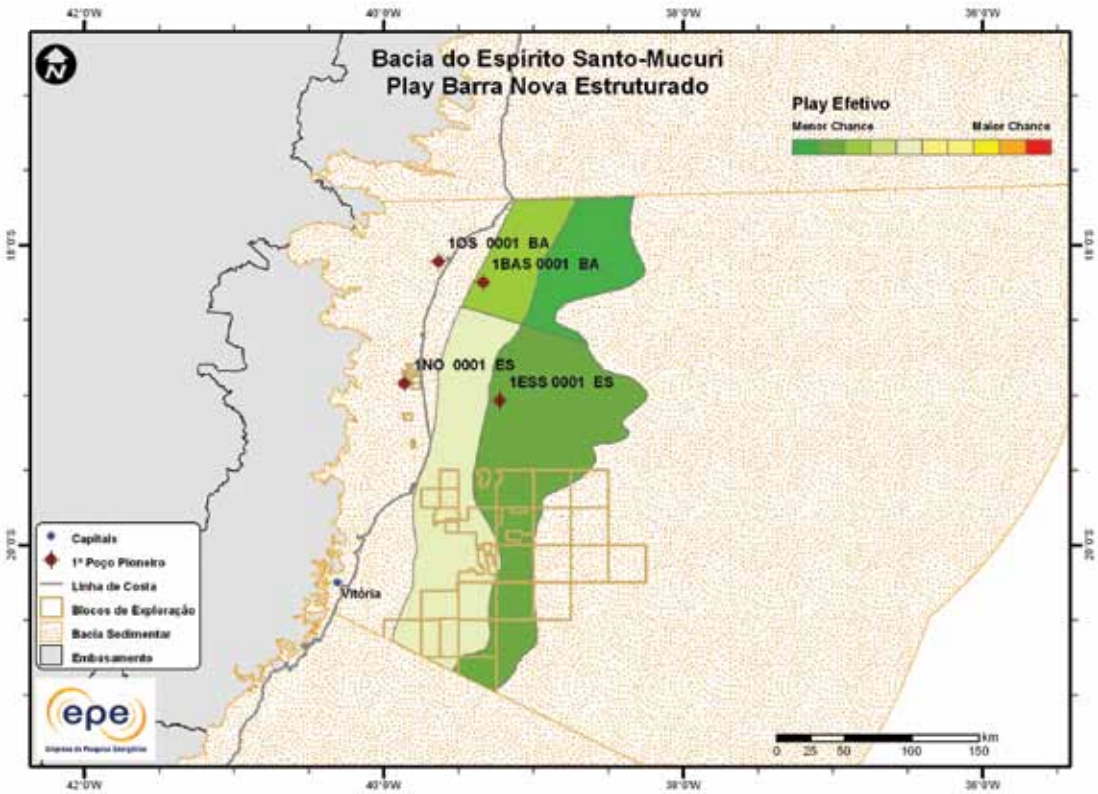


Figura 3.140 - Play efetivo Barra Nova Estruturado da Bacia do Espírito Santo-Mucuri.

Tabela 3.68 - Atributos do Play Barra Nova Estruturado – Bacia do Espírito Santo-Mucuri		
Play		Barra Nova Estruturado
Situação Geográfica		mar
Carga	Unidade Litoestratigráfica	Formações Cricaré e Mariricu
	Unidade Cronoestratigráfica	Cretáceo Inferior (Valanginiano-Aptiano)
	Migração	falhas lítricas, discordâncias e janelas de sal
Reservatório	Unidade Litoestratigráfica	Formações São Mateus e Regência
	Unidade Cronoestratigráfica	Cretáceo Inferior (Albiano)
	Profundidade Média (m)	500 a 4.000
	Litologia / Contexto Depositional	arenito / aluvial, fluvial, deltaico; carbonato / marinho plataformar
Trapa	Unidade Litoestratigráfica Selante	Formação Urucutuca
	Unidade Cronoestratigráfica Selante	Cretáceo Inferior (Albiano)
	Tipo de Trapa	mista
	Litologia Selante	folhelho

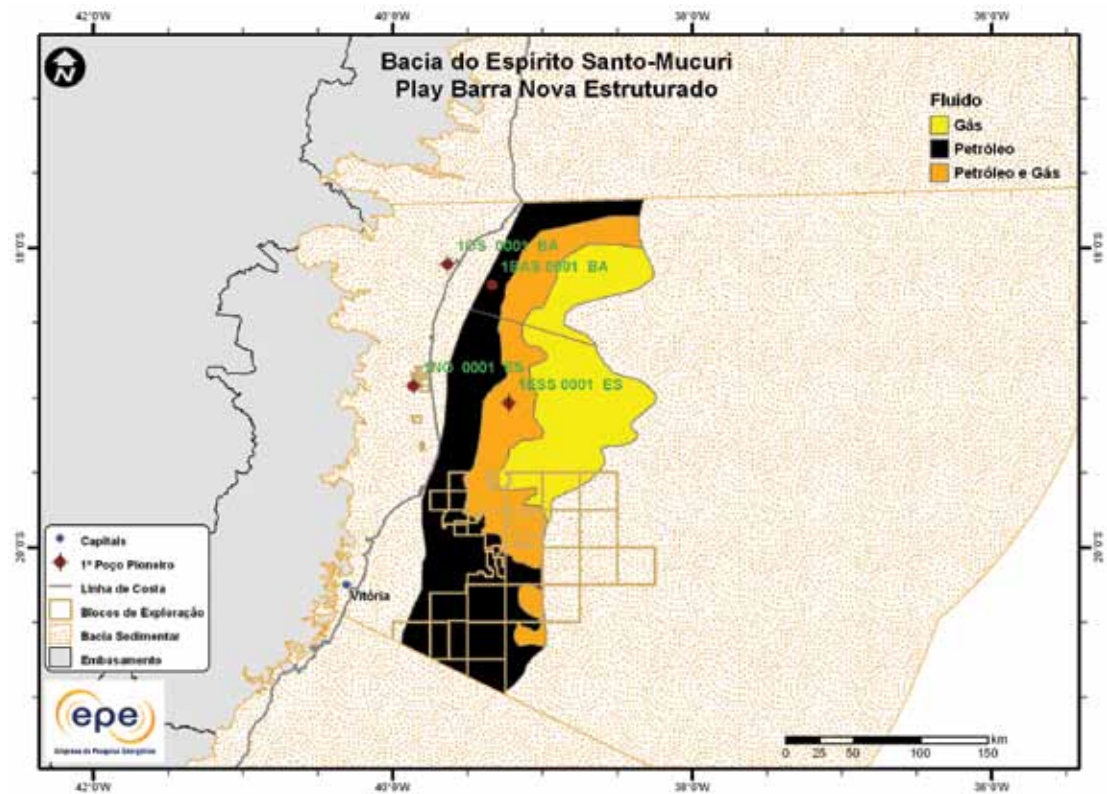


Figura 3.141 - Tipo de fluido com maior expectativa no *play* efetivo Barra Nova Estruturado da Bacia do Espírito Santo-Mucuri.

3.1.9.4 *Play* Barra Nova Paleogeomórfico

A Figura 3.142 apresenta o mapa do *play* efetivo Barra Nova Paleogeomórfico, com as chances de descobertas de hidrocarbonetos. Este *play* ocorre na parte centro-norte proximal e terrestre da bacia, sendo a parte sul a que apresenta as maiores chances de descobertas. Os atributos referentes a esse *play* estão sumarizados na Tabela 3.69.

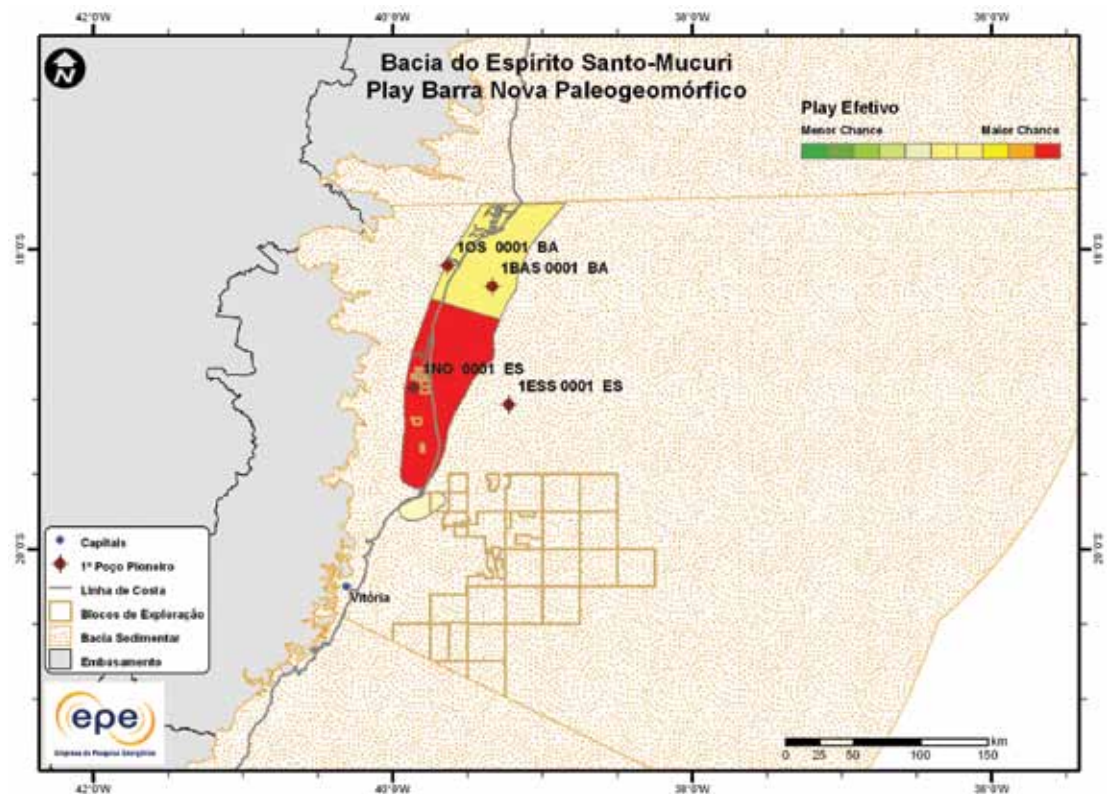


Figura 3.142 - *Play* efetivo Barra Nova Paleogeomórfico da Bacia do Espírito Santo-Mucuri.

Tabela 3.69 - Atributos do <i>Play</i> Barra Nova Paleogeomórfico – Bacia do Espírito Santo-Mucuri		
<i>Play</i>		Barra Nova Paleogeomórfico
Situação Geográfica		terra e mar
Carga	Unidade Litoestratigráfica	Formações Cricaré e Mariricu
	Unidade Cronoestratigráfica	Cretáceo Inferior (Valanginiano-Aptiano)
	Migração	falhas lítricas, discordâncias e janelas de sal
Reservatório	Unidade Litoestratigráfica	Formações São Mateus e Regência
	Unidade Cronoestratigráfica	Cretáceo Inferior (Albiano)
	Profundidade Média (m)	2.000 (terra) e 3.200 (mar)
	Litologia / Contexto Depositional	arenito / aluvial, fluvial, deltaico; carbonato / marinho plataformar
Trapa	Unidade Litoestratigráfica Selante	Formação Urucutuca
	Unidade Cronoestratigráfica Selante	Cretáceo Inferior (Albiano)
	Tipo de Trapa	estratigráfica
	Litologia Selante	folhelho

A Figura 3.143 apresenta o mapa de expectativa de fluido para o *play* Barra Nova Paleogeomórfico. A maior expectativa é de petróleo, caso ocorra descoberta de hidrocarboneto. Sendo petróleo, espera-se a ocorrência de petróleo leve e mediano na porção marinha e admite-se a possibilidade de ocorrência de petróleo pesado na porção terrestre.

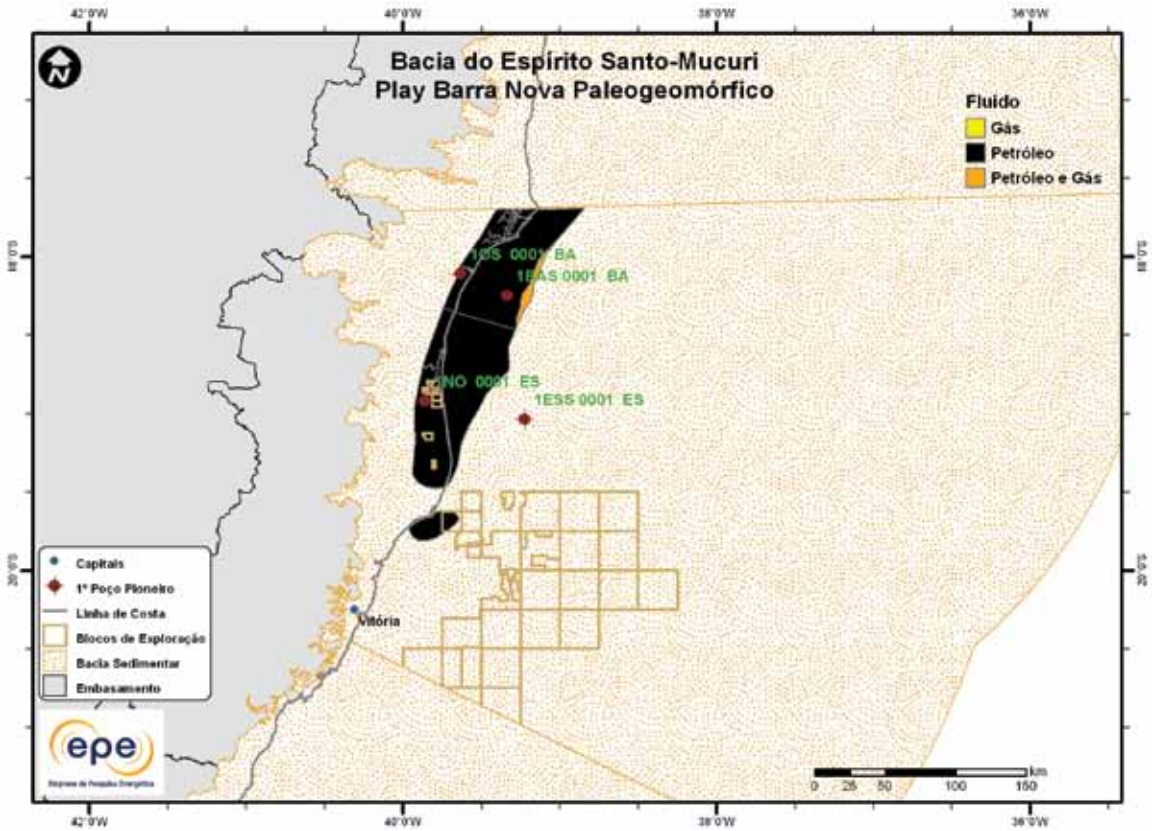


Figura 3.143 - Tipo de fluido com maior expectativa no *play* efetivo Barra Nova Paleogeomórfico da Bacia do Espírito Santo-Mucuri.

3.1.9.5 Play Mucuri

A Figura 3.144 apresenta o mapa do *play* efetivo Mucuri, com as chances de descobertas de hidrocarboneto. O *play* Mucuri ocorre em toda a extensão proximal e terrestre da bacia, sendo as maiores chances de descobertas na região central terrestre. Os atributos referentes a este *play* estão sumarizados na Tabela 3.70.

A Figura 3.145 apresenta o mapa de expectativa de fluido para o *play* Mucuri. A maior expectativa é de petróleo, caso ocorra descoberta de hidrocarboneto. Sendo petróleo, espera-se a ocorrência de petróleo leve e mediano na porção marinha e admite-se a possibilidade de ocorrência de petróleo pesado na porção terrestre.

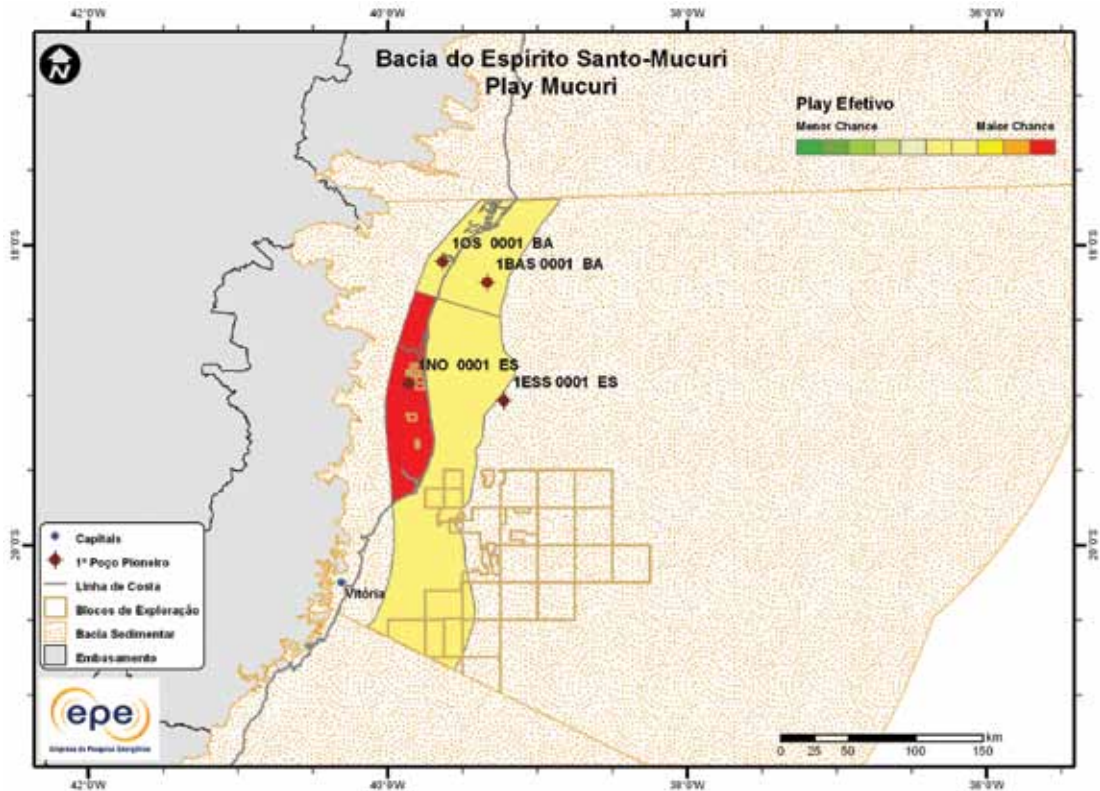


Figura 3.144 - Play efetivo Mucuri da Bacia do Espírito Santo-Mucuri.

Tabela 3.70 - Atributos do Play Mucuri – Bacia do Espírito Santo-Mucuri		
Play		Mucuri
Carga	Situação Geográfica	terra e mar
	Unidade Litoestratigráfica	Formações Cricaré e Mariricu
	Unidade Cronoestratigráfica	Cretáceo Inferior (Valanginiano-Aptiano)
	Migração	falhas normais e carrier beds
Reservatório	Unidade Litoestratigráfica	Formação Mariricu (Membro Mucuri)
	Unidade Cronoestratigráfica	Cretáceo Inferior (Aptiano)
	Profundidade Média (m)	2.000 (terra) e 3.200 (mar)
	Litologia / Contexto Depositional	arenito / aluvial, fluvial e deltaico
Trapa	Unidade Litoestratigráfica Selante	Formação Mariricu (Membro Itaúnas)
	Unidade Cronoestratigráfica Selante	Cretáceo Inferior (Albiano)
	Tipo de Trapa	estrutural
Litologia Selante		evaporito

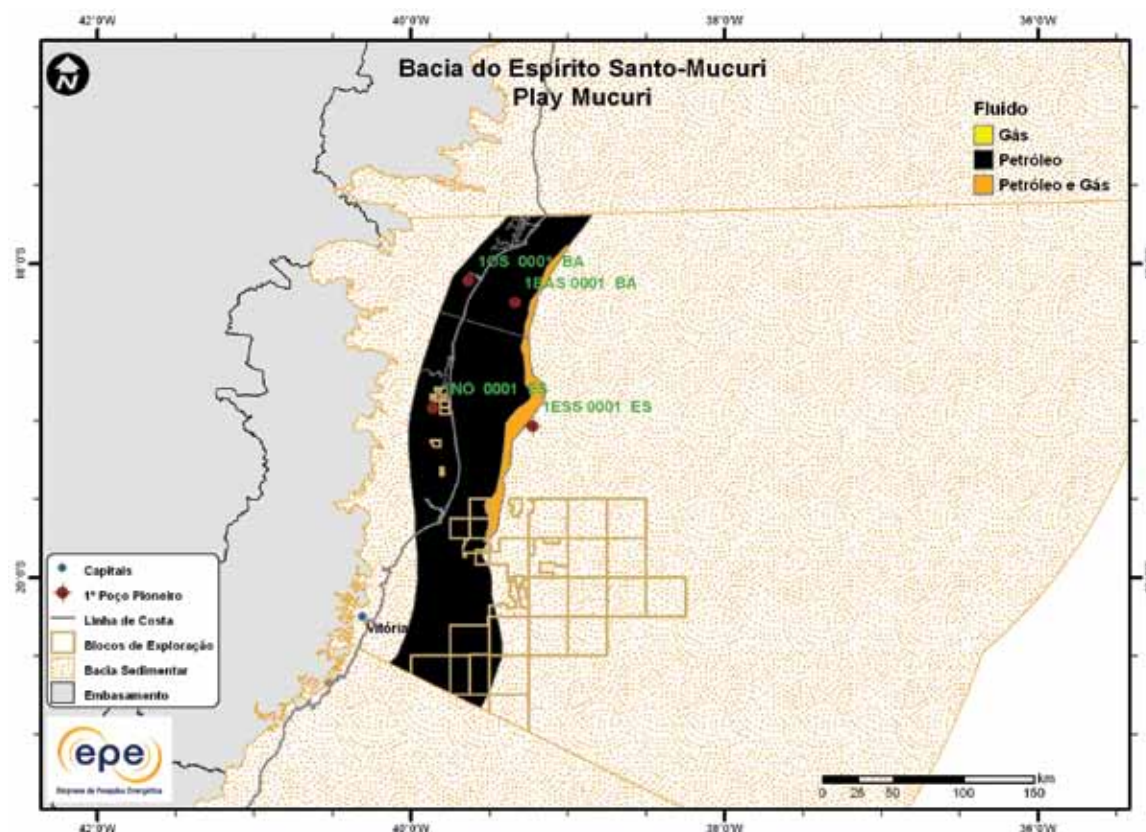


Figura 3.145 - Tipo de fluido com maior expectativa no *play* efetivo Mucuri da Bacia do Espírito Santo-Mucuri.

3.1.9.6 Play Cricaré

A Figura 3.146 apresenta o mapa do *play* efetivo Cricaré, com as chances de descobertas de hidrocarboneto. O *play* Cricaré ocorre em grande parte da região *offshore* proximal e em pequena parte da região terrestre, com chances de descobertas relativamente baixas. Os atributos referentes a este *play* estão sumarizados na Tabela 3.71.

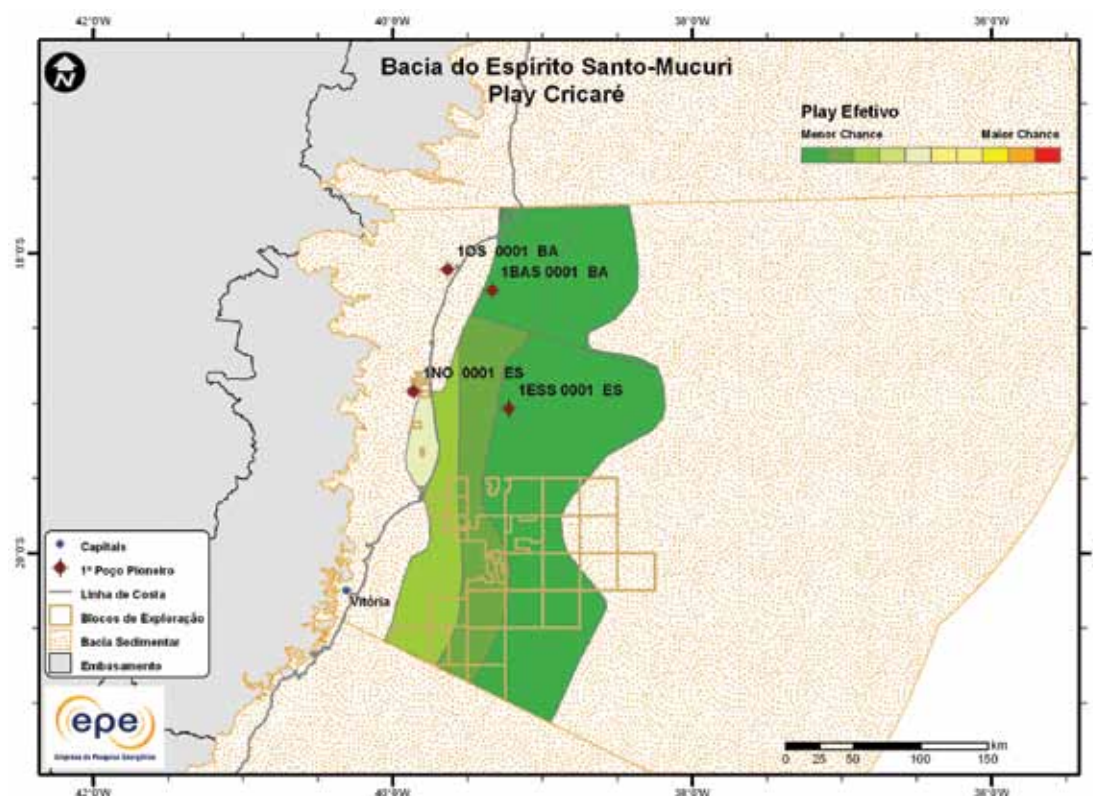


Figura 3.146 - *Play* efetivo Cricaré da Bacia do Espírito Santo-Mucuri.

Tabela 3.71 - Atributos do Play Cricaré – Bacia do Espírito Santo-Mucuri		
Play		Cricaré
Situação Geográfica		terra e mar
Carga	Unidade Litoestratigráfica	Formações Cricaré e Marricu
	Unidade Cronoestratigráfica	Cretáceo Inferior (Valanginiano-Aptiano)
	Migração	falhas normais e carrier beds
Reservatório	Unidade Litoestratigráfica	Formação Cricaré
	Unidade Cronoestratigráfica	Cretáceo Inferior
	Profundidade Média (m)	750 (terra) e 5.500 (mar)
	Litologia / Contexto Depositional	arenito e coquina
Trapa	Unidade Litoestratigráfica Selante	Formação Cricaré (Membro Sernambi)
	Unidade Cronoestratigráfica Selante	Cretáceo Inferior
	Tipo de Trapa	estrutural
	Litologia Selante	folhelho

A Figura 3.147 apresenta o mapa de expectativa de fluido para o *play* Cricaré. A maior expectativa é de petróleo e gás natural na área central e petróleo nas extremidades do *play*, caso ocorra descoberta de hidrocarboneto. Sendo petróleo, espera-se a ocorrência de petróleo leve e mediano e admite-se a possibilidade de petróleo pesado na porção terrestre.

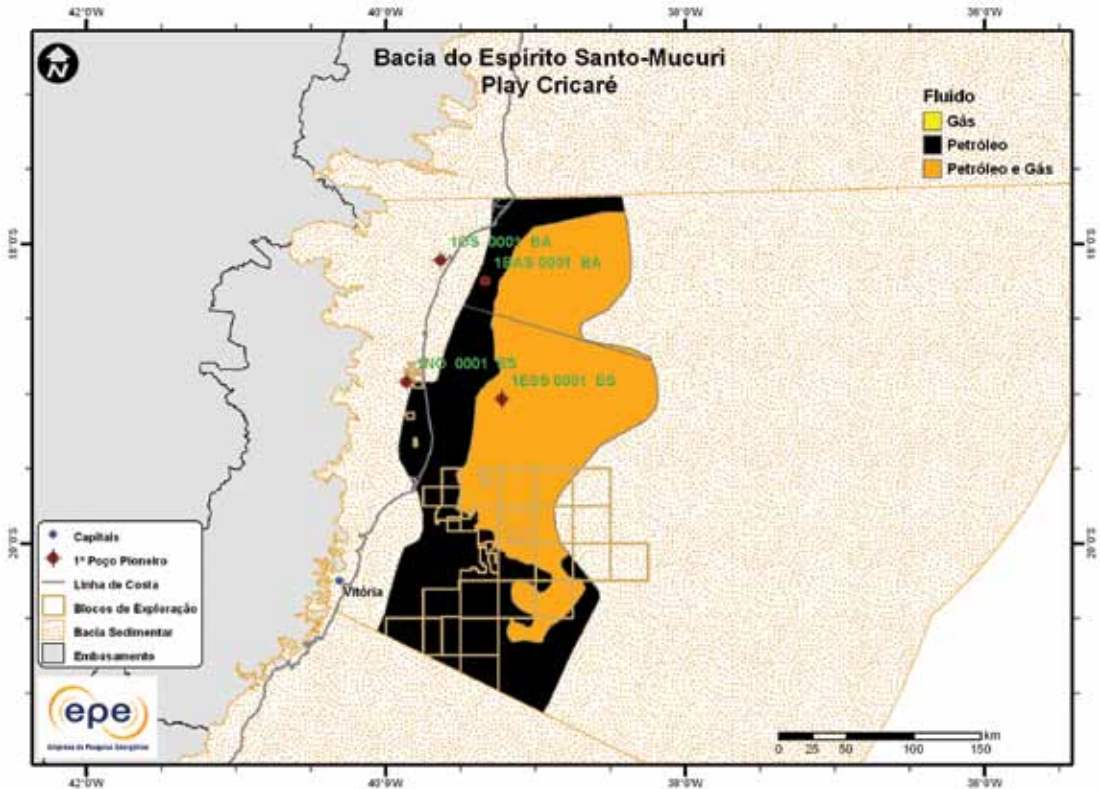


Figura 3.147 - Tipo de fluido com maior expectativa no *play* efetivo Cricaré da Bacia do Espírito Santo-Mucuri.

3.1.10 Bacia da Foz do Amazonas

• Síntese da Bacia

Apresenta-se na Figura 3.148 o mapa de localização da bacia sedimentar e efetiva (abordagem de representação geográfica) da Foz do Amazonas e suas principais características geológicas, na Tabela 3.72. Nota-se que a bacia efetiva ocupa toda a área central da bacia sedimentar. Os principais reservatórios e o principal gerador de cada *play* exploratório estão indicados na carta estratigráfica (Figura 3.149) e na seção geológica (Figura 3.150).

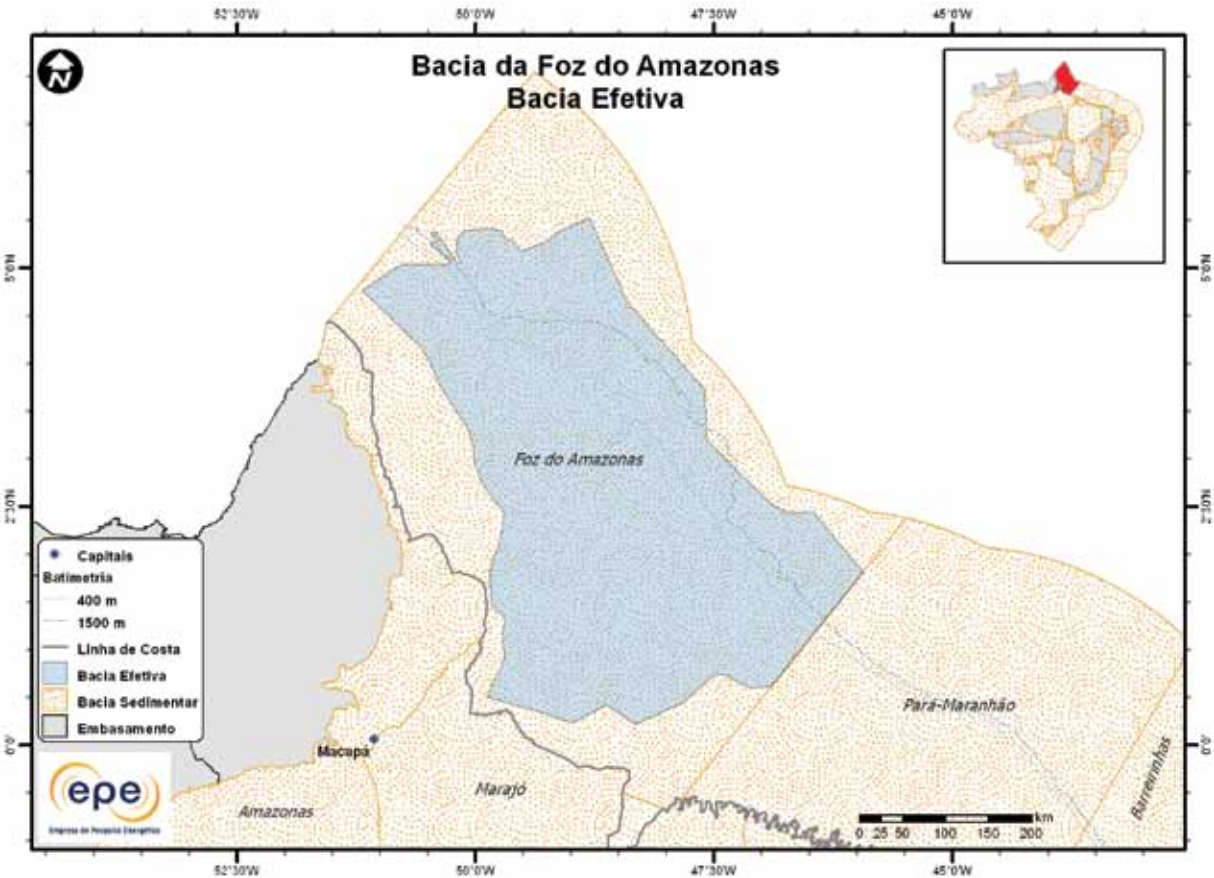


Figura 3.148 - Bacia efetiva da Foz do Amazonas.

Tabela 3.72 - Informações Geológicas da Bacia da Foz do Amazonas		
Situação Geográfica	mar	
Área Sedimentar (km²)	284.767	
Área da Bacia efetiva (km²)	174.321	
Maturidade Exploratória	Nova Fronteira	
Sistema Petrolífero Principal	Limoeiro-Amapá (I)	
Plays Exploratórios	Nome do Play	Principal Reservatório
1	Travosas Terciário	Formação Travosas
2	Amapá	Formação Amapá
3	Travosas Escorregamento Gravitacional	Formação Travosas
4	Limoeiro	Formação Limoeiro
5	Caciporé	Formação Caciporé
Recursos Não Convencionais		
Hidrato de Metano		

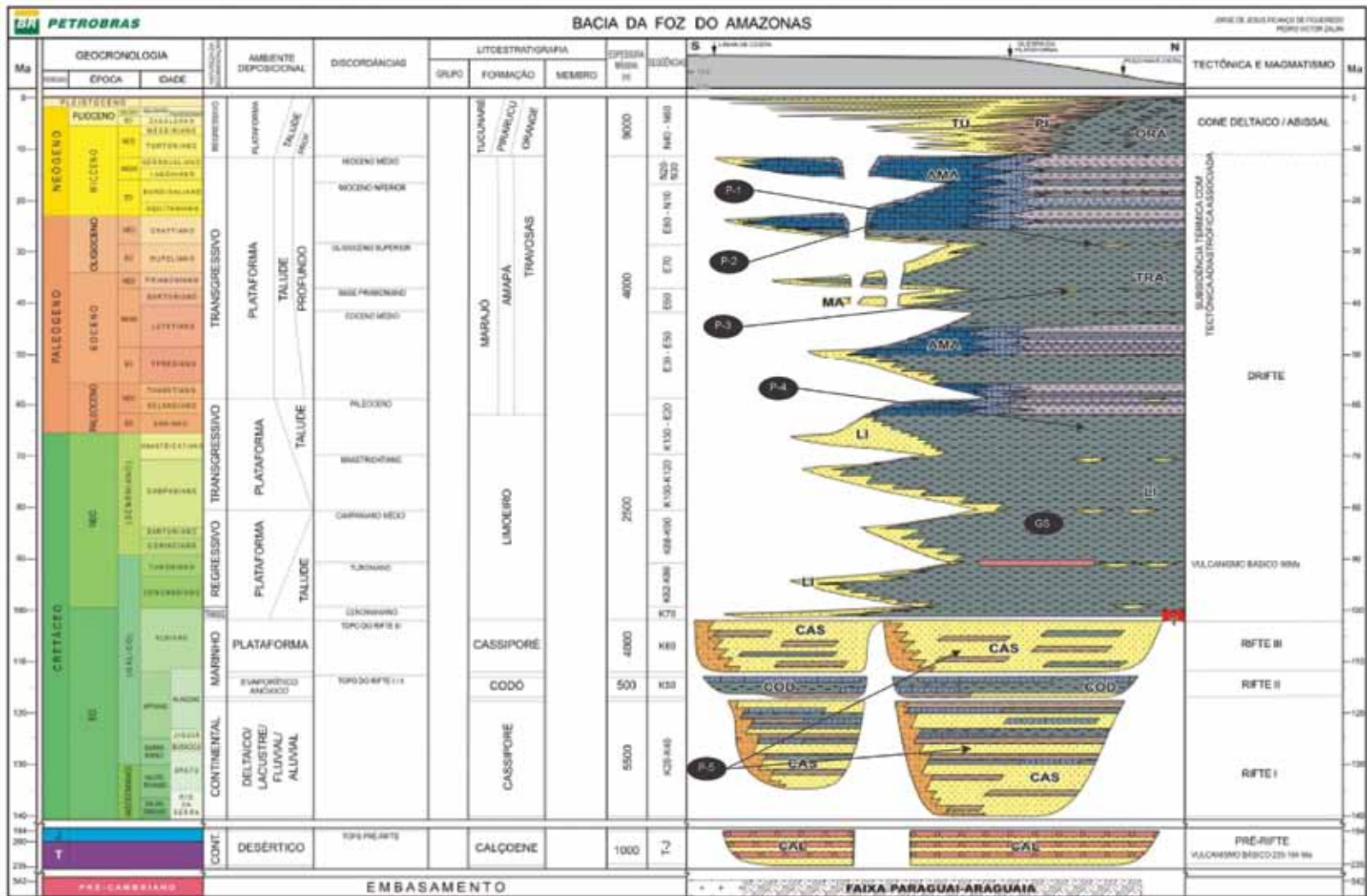


Figura 3.149 - Carta estratigráfica da Bacia da Foz do Amazonas com indicação do gerador do sistema petrolífero principal (GS) e *p*lays exploratórios (P).

Fonte: Modificado de Petrobras (2007).

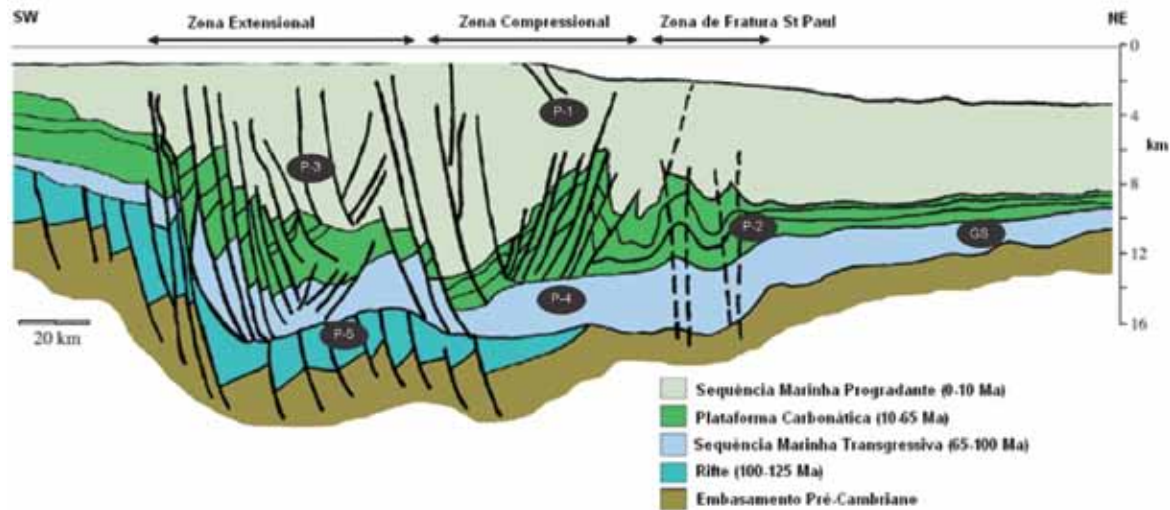


Figura 3.150 - Seção geológica da Bacia da Foz do Amazonas com indicação do gerador do sistema petrolífero principal (GS) e *p*lays exploratórios (P).

Fonte: Modificado de Silva *et al.* (1999) apud Almeida Filho (2005).

• Principais Atividades do Setor de Petróleo e Gás na Bacia

Na Figura 3.151, apresenta-se a localização da cobertura dos levantamentos sísmicos e poços pioneiros, além dos dois blocos sob concessão. Percebe-se que os poços pioneiros se restringem à porção central da bacia. A Tabela 3.73 apresenta, resumidamente, informações sobre os poços exploratórios.

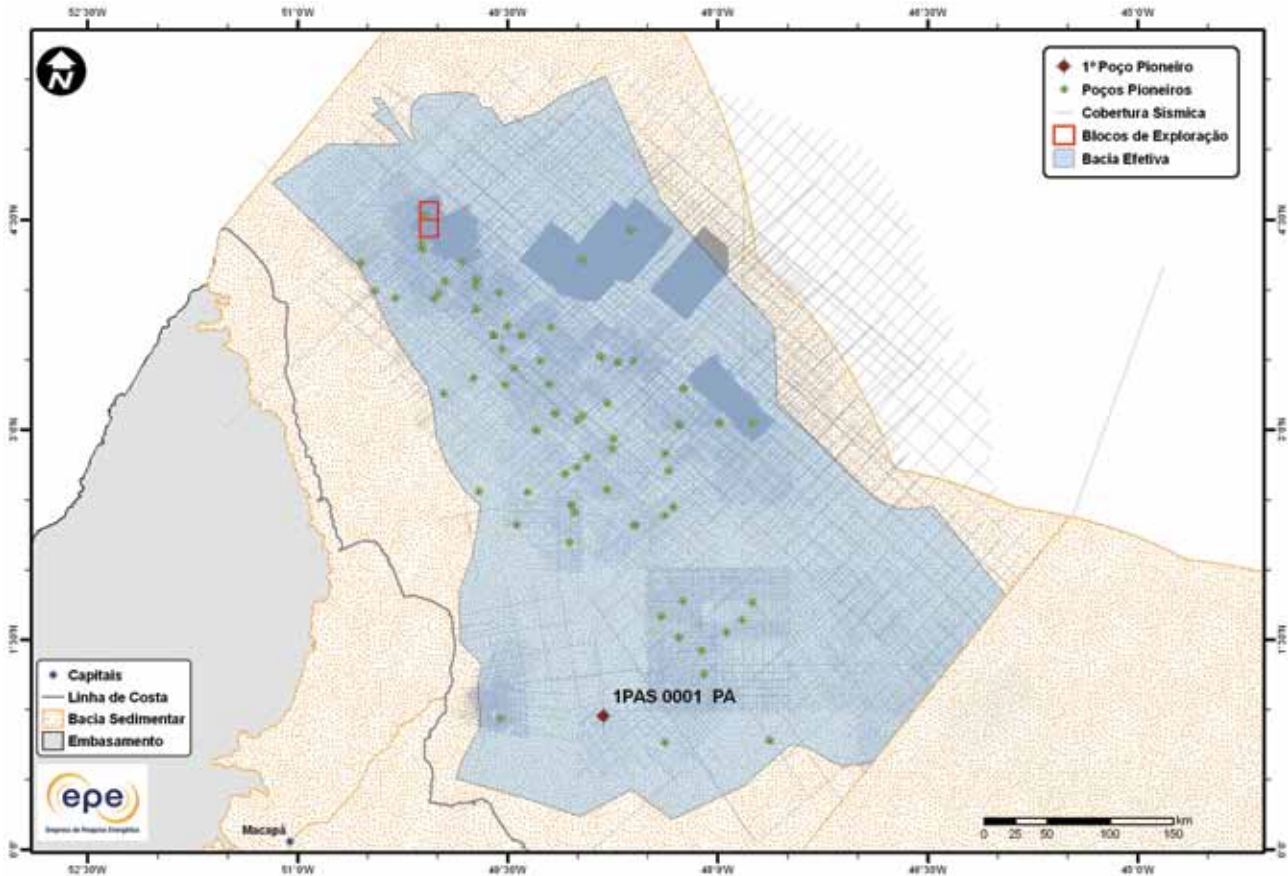


Figura 3.151 - Atividades de E&P na Bacia da Foz do Amazonas.

Tabela 3.73 - Resumo de Atividades de E&P – Bacia da Foz Amazonas			
Situação Geográfica		mar	
		94	
Poços Exploratórios	Perfurados		1PAS0001PA (1970)
	1º Poço Pioneiro (ano)		1BP3APS (2004)
	Último Poço Pioneiro (ano)		
	Profundidade Máxima Perfurada (m)		6.295
	Maior Lâmina D'água (m)		1.641
Campos	Índice de Sucesso Geológico de Poços Pioneiros (%)		1
	Petróleo		0
	Gás Não Associado		0
	Petróleo e Gás		0
	Em Avaliação		0
Descobertas	1ª Descoberta Comercial (ano)		-
	Última Descoberta Comercial (ano)		-
Produção	Ano de Início		-
	Acumulada	Petróleo (MM bbl)	0
		Gás Associado (MM m³)	0
		Gás Não Associado (MM m³)	0

- **Infraestrutura de Abastecimento da Bacia**

Não há, atualmente, infraestrutura de abastecimento (refinarias, terminais, UPGNs e dutos) com importância relevante para exploração na bacia; seja construída ou em projeto.

- **Análise da Bacia em Plays Exploratórios**

A Figura 3.152 apresenta o mapa da bacia efetiva da Foz do Amazonas, segundo a abordagem de representação probabilística, com indicação das chances de descobertas de hidrocarboneto. As chances variam de baixas a intermediárias, sendo que a parte mais distal apresenta maiores chances. A Tabela 3.74 apresenta a correspondência dos *plays* com os *superplays*.

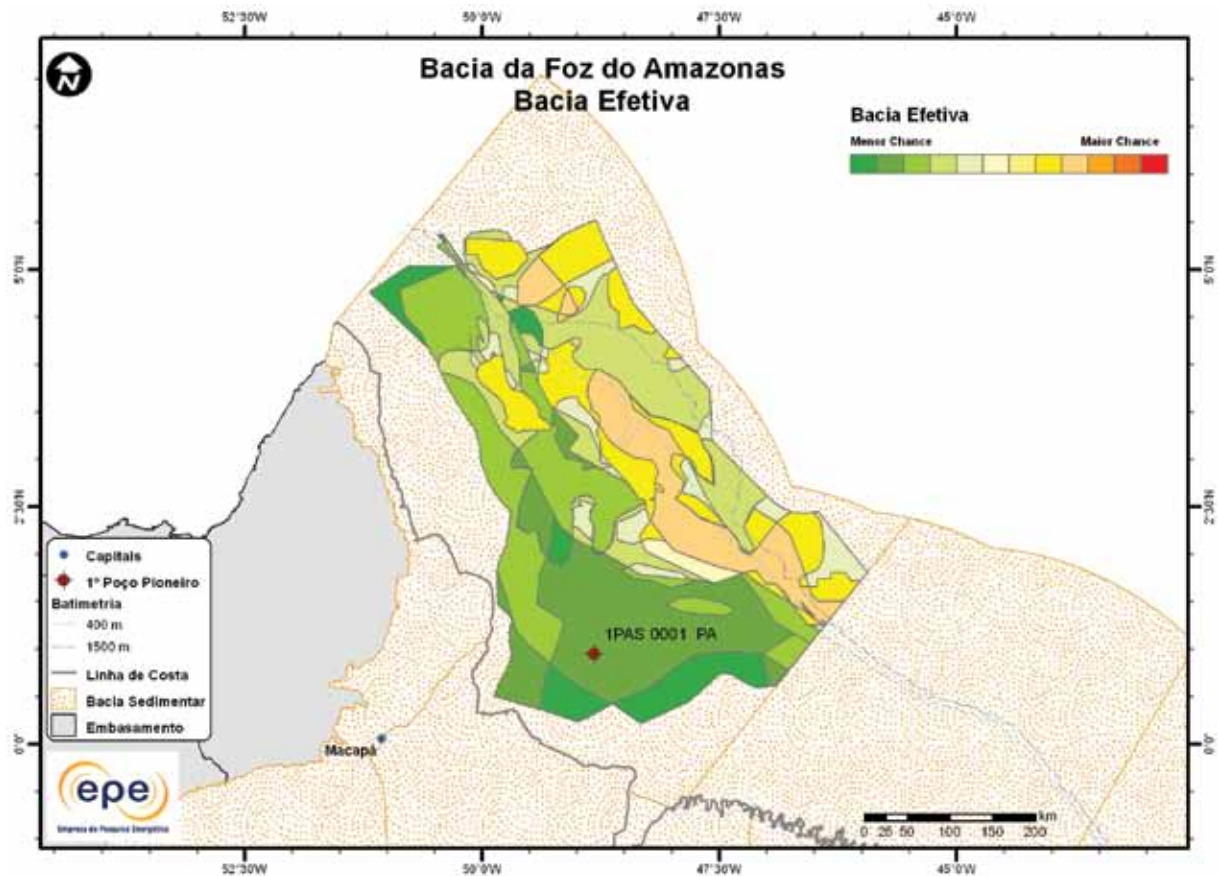


Figura 3.152 - Mapa da bacia efetiva da Foz do Amazonas com indicação das chances de descoberta.

Tabela 3.74 - Plays da Bacia da Foz do Amazonas		
Nome do Play	Status Exploratório	Superplay
Travosas Terciário	Fronteira	SuperPlay 1 – Terciário-Cretáceo Superior_Marinho Aberto
Amapá	Fronteira	SuperPlay 1 – Terciário-Cretáceo Superior_Marinho Aberto
Travosas Escorregamento Gravitacional	Fronteira	SuperPlay 1 – Terciário-Cretáceo Superior_Marinho Aberto
Limoeiro	Imaturo	SuperPlay 1 – Terciário-Cretáceo Superior_Marinho Aberto
Caciporé	Fronteira	SuperPlay 3 – Cretáceo Inferior_Continental

3.1.10.1 Play Travosas Terciário

A Figura 3.153 - *Play* efetivo Travosas Terciário da Bacia da Foz do Amazonas Figura 3.153 apresenta o mapa do *play* efetivo Travosas Terciário, com as chances de descobertas de hidrocarbonetos. Este *play* é restrito à parte *offshore* distal e apresenta baixas chances de descobertas. Os atributos referentes a esse *play* estão sumarizados na Tabela 3.75.

A Figura 3.154 apresenta o mapa da expectativa de fluido para o *play* Travosas Terciário. A maior expectativa é de gás natural na área central; petróleo e gás nas áreas intermediárias e petróleo nas extremidades do *play*, caso ocorra descoberta de hidrocarboneto. Sendo petróleo, espera-se a ocorrência de petróleo pesado nas partes distais e leve nas partes proximais.

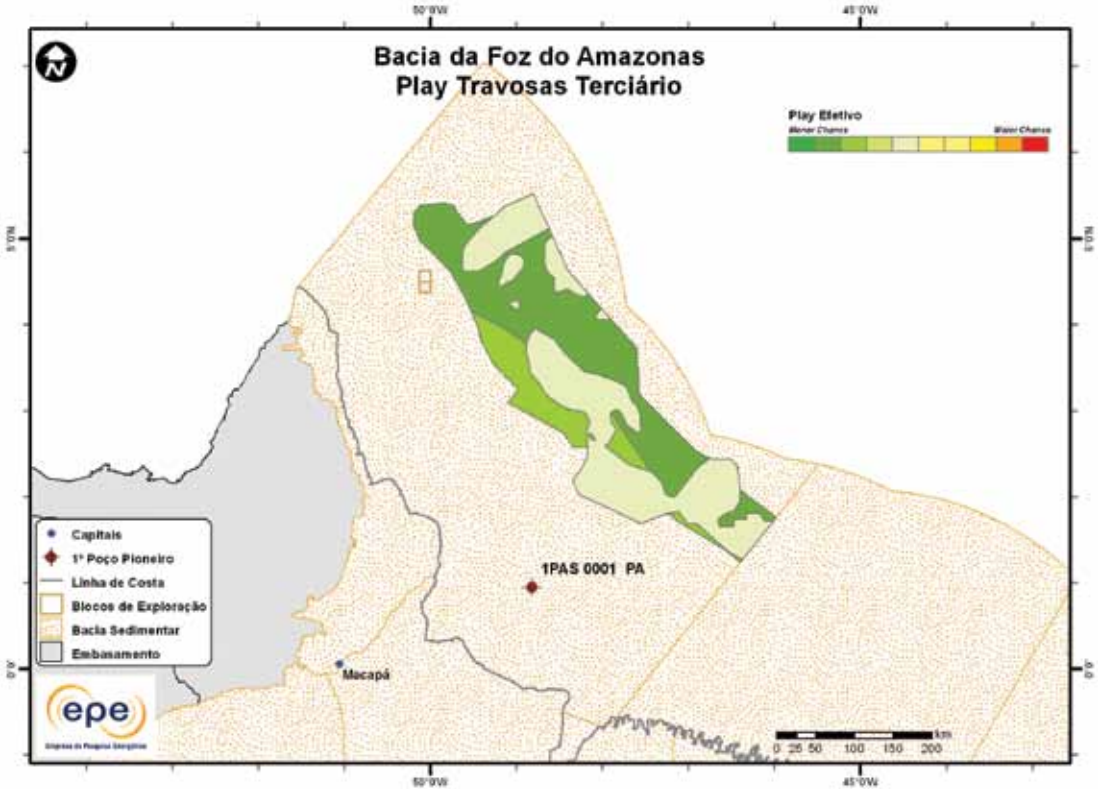


Figura 3.153 - *Play* efetivo Travosas Terciário da Bacia da Foz do Amazonas.

Tabela 3.75 - Atributos do <i>Play</i> Travosas Terciário – Bacia da Foz do Amazonas		
<i>Play</i>		Travosas Terciário
Carga	Situação Geográfica	mar
	Unidade Litoestratigráfica	Formação Travosas
	Unidade Cronoestratigráfica	Neógeno
	Migração	falhas normais e reversas
Reservatório	Unidade Litoestratigráfica	Formações Travosas, Piracuru e Orange
	Unidade Cronoestratigráfica	Paleógeno-Neógeno (Mioceno)
	Profundidade Média (m)	2.000
	Litologia / Contexto Depositional	arenito / turbidito marinho
Trapa	Unidade Litoestratigráfica Selante	Formação Travosas
	Unidade Cronoestratigráfica Selante	Neógeno
	Tipo de Trapa	estratigráfica
	Litologia Selante	folhelho

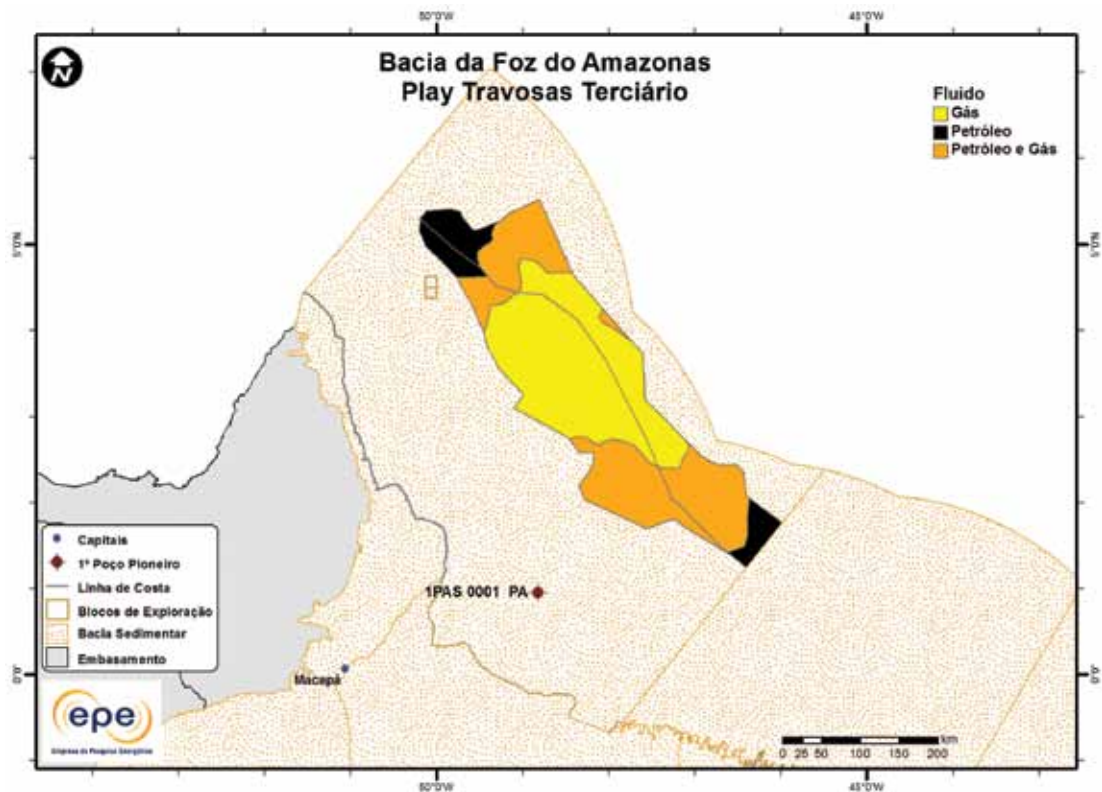


Figura 3.154 - Tipo de fluido com maior expectativa no *play* efetivo Travosas Terciário da Bacia da Foz do Amazonas.

3.1.10.2 Play Amapá

A Figura 3.155 apresenta o mapa do *play* efetivo Amapá, com as chances de descobertas de hidrocarbonetos. O *play* se restringe à parte *offshore* mais proximal, com baixas chances de descobertas. Os atributos referentes a esse *play* estão sumarizados na Tabela 3.76.

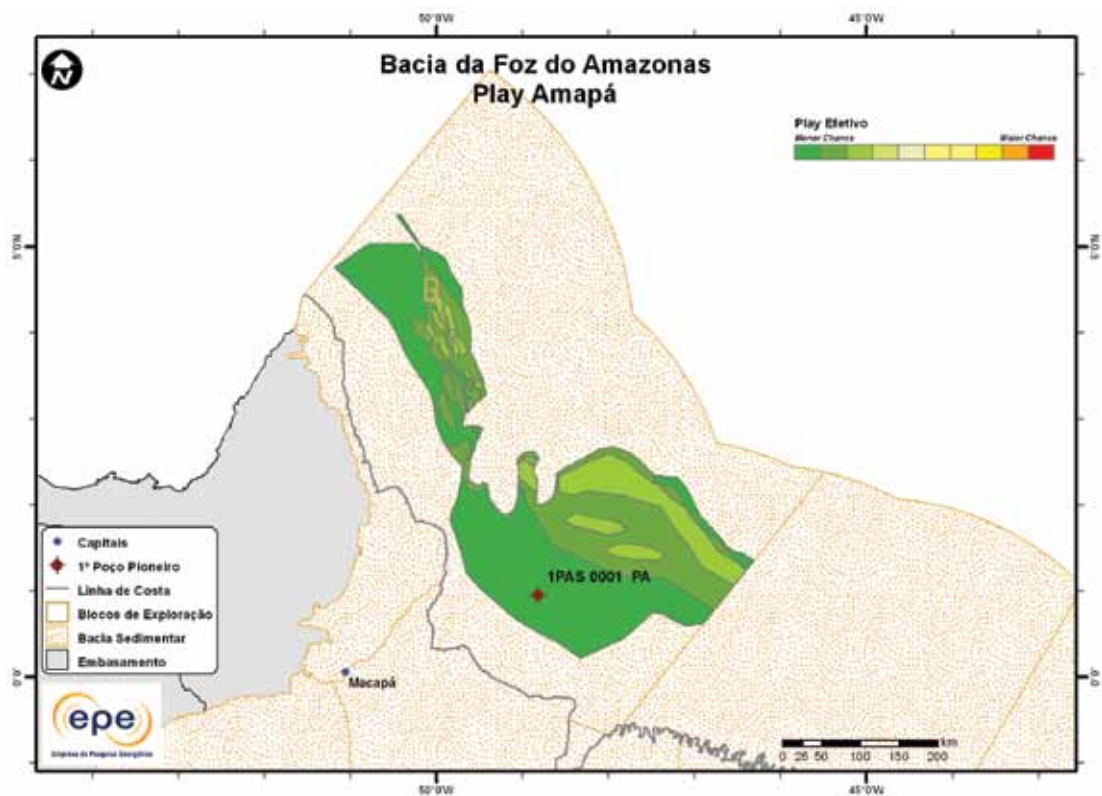


Figura 3.155 - Play efetivo Amapá da Bacia da Foz do Amazonas.

Tabela 3.76 - Atributos do Play Amapá – Bacia da Foz do Amazonas		
Play		Amapá
Situação Geográfica		mar
Carga	Unidade Litoestratigráfica	Formação Travosas e Limoeiro
	Unidade Cronoestratigráfica	Neógeno
	Migração	falhas normais e reversas
Reservatório	Unidade Litoestratigráfica	Formação Amapá
	Unidade Cronoestratigráfica	Paleógeno-Neógeno
	Profundidade Média (m)	2.500
	Litologia / Contexto Depositional	calcarenito e calcirrudito / banco e bioconstrução
Trapa	Unidade Litoestratigráfica Selante	Formação Amapá
	Unidade Cronoestratigráfica Selante	Paleógeno-Neógeno
	Tipo de Trapa	estratigráfica
	Litologia Selante	folhelho

A Figura 3.156 apresenta o mapa da expectativa de fluido para o play Amapá. A maior expectativa é de petróleo e gás natural. Sendo petróleo, espera-se a ocorrência de petróleo leve.

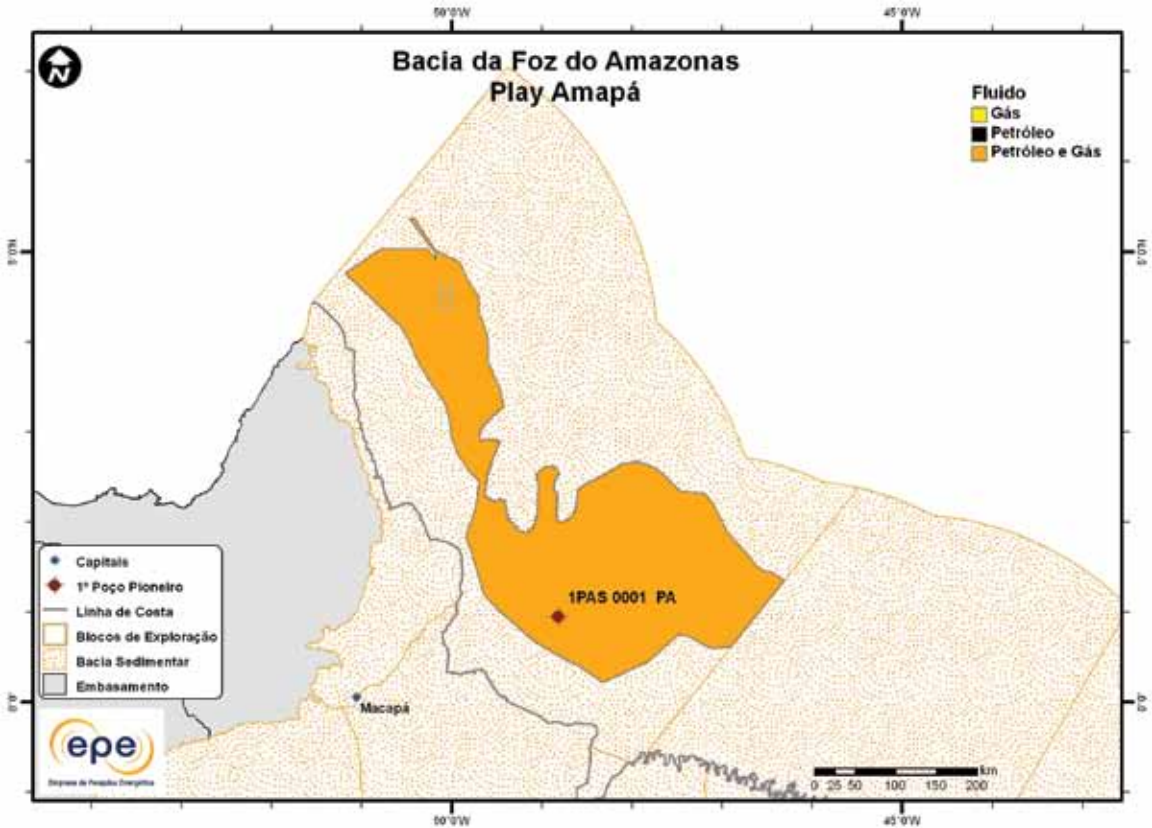


Figura 3.156 - Tipo de fluido com maior expectativa no play efetivo Amapá da Bacia da Foz do Amazonas.

3.1.10.3 Play Travosas Escorregamento Gravitacional

A Figura 3.157 apresenta o mapa do *play* efetivo Travosas Escorregamento Gravitacional, com as chances de descobertas de hidrocarbonetos. A ocorrência deste *play* na Bacia da Foz do Amazonas é bastante restrita, sendo sua área mais expressiva associada à Bacia do Pará-Maranhão. Os atributos referentes a esse *play* estão sumarizados na Tabela 3.77.

A Figura 3.158 apresenta o mapa da expectativa de fluido para o *play* Travosas Escorregamento Gravitacional. A maior expectativa é de petróleo e gás natural. Sendo petróleo, espera-se a ocorrência de petróleo leve.

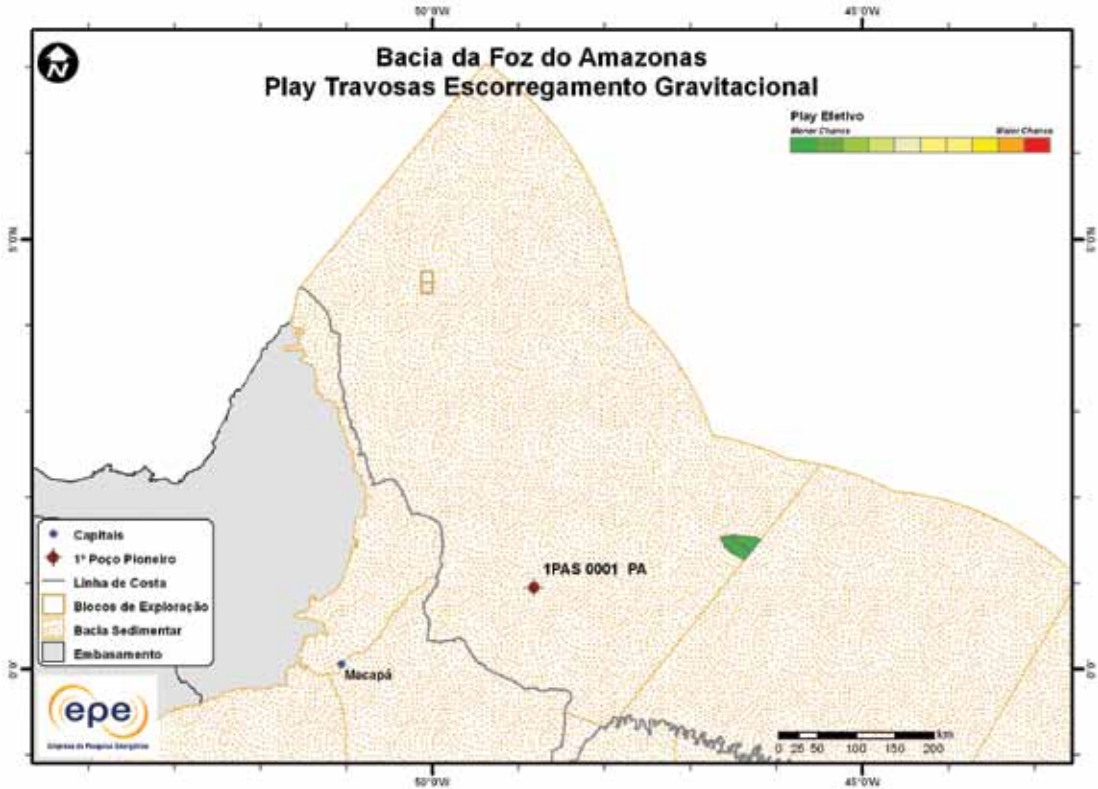


Figura 3.157 - Play efetivo Travosas Escorregamento Gravitacional da Bacia da Foz do Amazonas.

Tabela 3.77 - Atributos do Play Travosas Escorregamento Gravitacional – Bacia da Foz do Amazonas		
Play		Travosas Escorregamento Gravitacional
Situação Geográfica		mar
Carga	Unidade Litoestratigráfica	Formação Travosas
	Unidade Cronoestratigráfica	Neógeno
	Migração	falhas normais, reversas e lítricas
Reservatório	Unidade Litoestratigráfica	Formação Travosas
	Unidade Cronoestratigráfica	Paleógeno (Paleoceno-Eoceno)
	Profundidade Média (m)	2.450
	Litologia / Contexto Deposicional	arenito
Trapa	Unidade Litoestratigráfica Selante	Formação Travosas
	Unidade Cronoestratigráfica Selante	Paleógeno (Paleoceno-Eoceno)
	Tipo de Trapa	estrutural
	Litologia Selante	folhelho

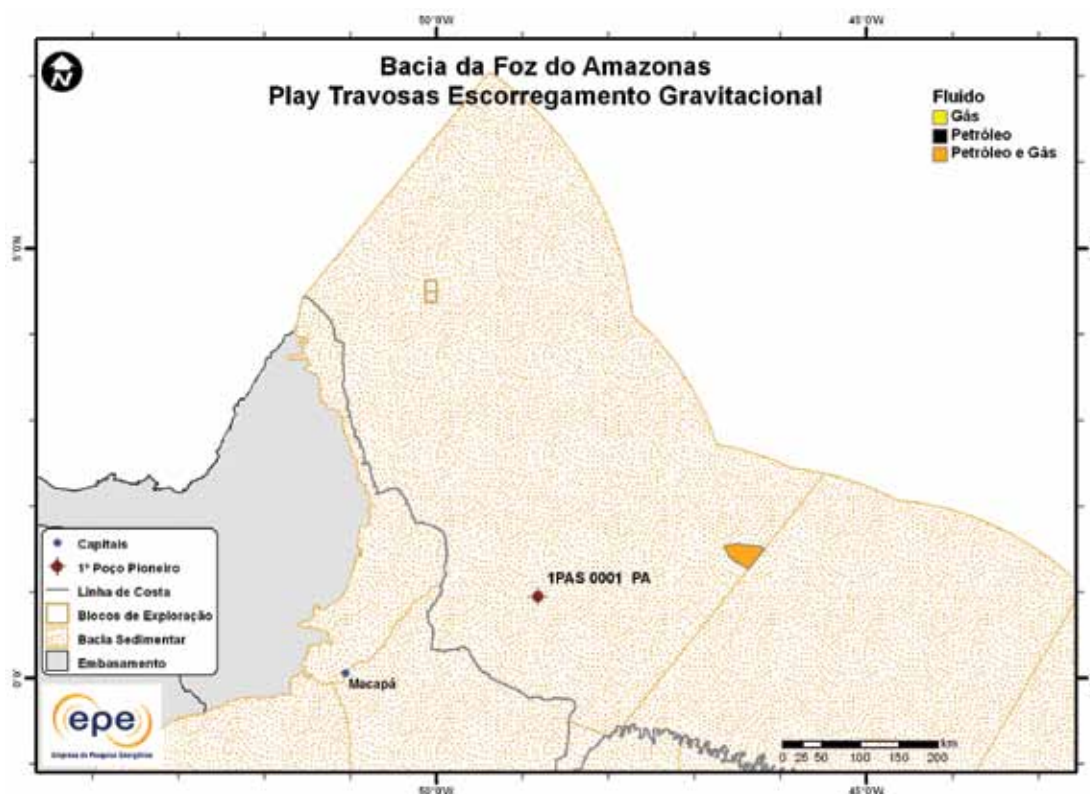


Figura 3.158 - Tipo de fluido com maior expectativa no *play* efetivo Travosas Escorregamento Gravitacional da Bacia da Foz do Amazonas.

3.1.10.4 *Play* Limoeiro

A Figura 3.159 apresenta o mapa do *play* efetivo Limoeiro, com as chances de descobertas de hidrocarbonetos. O *play* é restrito à parte *offshore* distal e apresenta chances intermediárias de descobertas. Os atributos referentes a esse *play* estão sumarizados na Tabela 3.78.

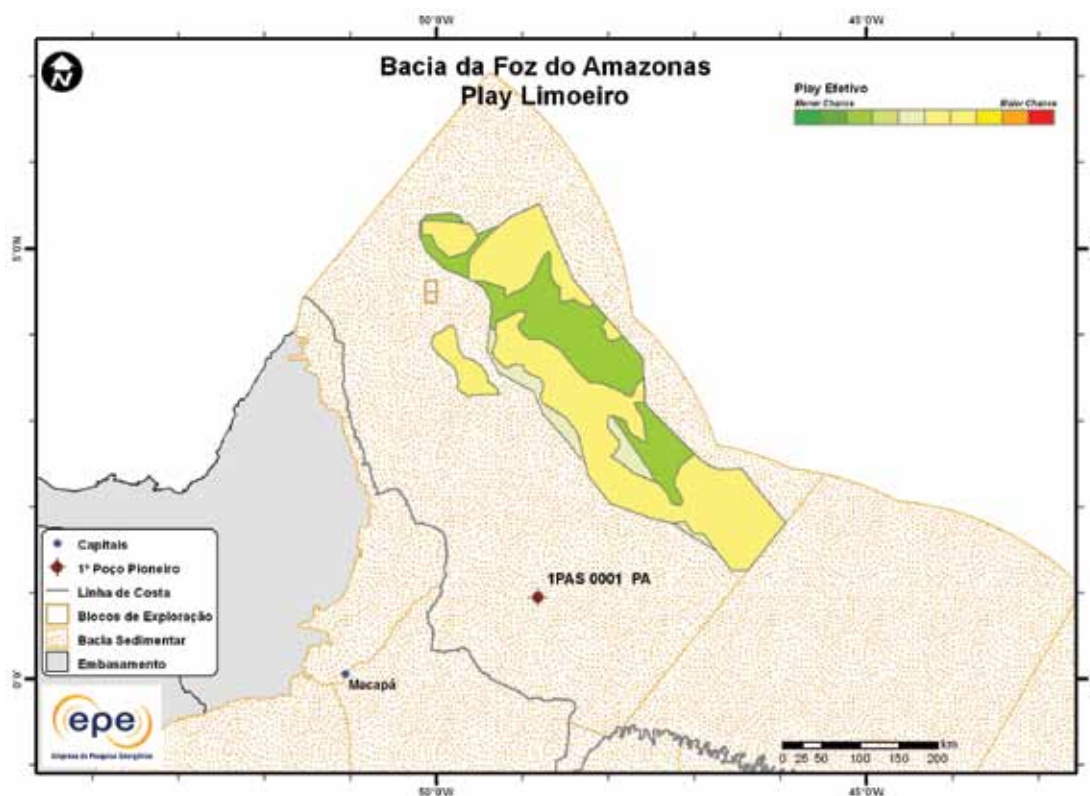


Figura 3.159 - *Play* efetivo Limoeiro da Bacia da Foz do Amazonas.

Tabela 3.78 - Atributos do <i>Play</i> Limoeiro – Bacia da Foz do Amazonas		
<i>Play</i>		Limoeiro
Situação Geográfica		mar
Carga	Unidade Litoestratigráfica	Formação Limoeiro
	Unidade Cronoestratigráfica	Cretáceo Superior
	Migração	falhas normais a curtas distâncias
Reservatório	Unidade Litoestratigráfica	Formação Limoeiro
	Unidade Cronoestratigráfica	Cretáceo Superior
	Profundidade Média (m)	2.500
	Litologia / Contexto Depositional	arenito / turbidito marinho
Trapa	Unidade Litoestratigráfica Selante	Formação Limoeiro
	Unidade Cronoestratigráfica Selante	Cretáceo Superior
	Tipo de Trapa	estratigráfica
	Litologia Selante	folhelho

A Figura 3.160 apresenta o mapa da expectativa de fluido para o *play* Limoeiro. A maior expectativa é de gás natural na área central, petróleo e gás nas áreas intermediárias e petróleo nas extremidades do *play*, caso ocorra descoberta de hidrocarboneto. Sendo petróleo, espera-se a ocorrência de petróleo pesado nas partes distais e leve nas partes proximais.

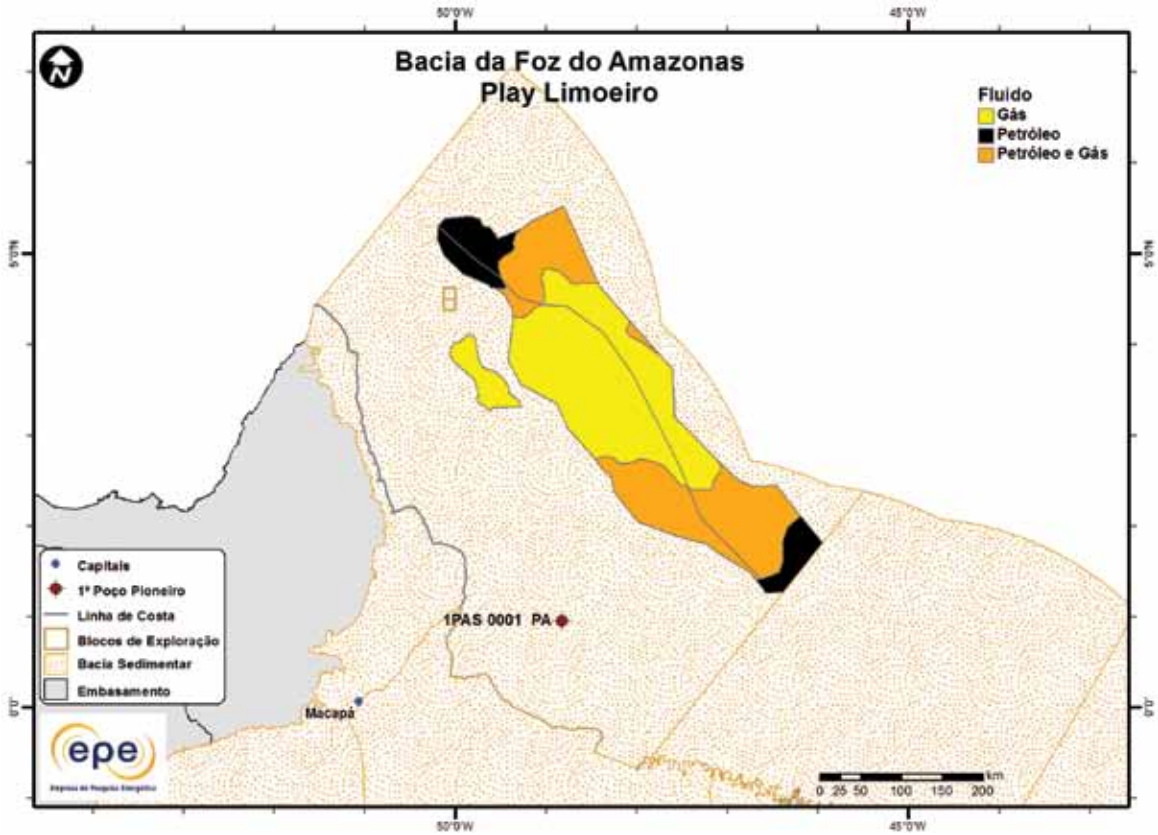


Figura 3.160 - Tipo de fluido com maior expectativa no *play* efetivo Limoeiro da Bacia da Foz do Amazonas.

3.1.10.5 Play Caciporé

A Figura 3.161 apresenta o mapa do *play* efetivo Caciporé, com as chances de descobertas de hidrocarbonetos. Este *play* abrange grande parte da área central da bacia e apresenta chances de baixas a intermediárias. Os atributos referentes a esse *play* estão sumarizados na Tabela 3.79.

A Figura 3.162 apresenta o mapa da expectativa de fluido para o *play* Caciporé. A maior expectativa é de gás natural na área central e petróleo nas demais áreas, caso ocorra descoberta de hidrocarboneto. Sendo petróleo, espera-se a ocorrência de petróleo leve.

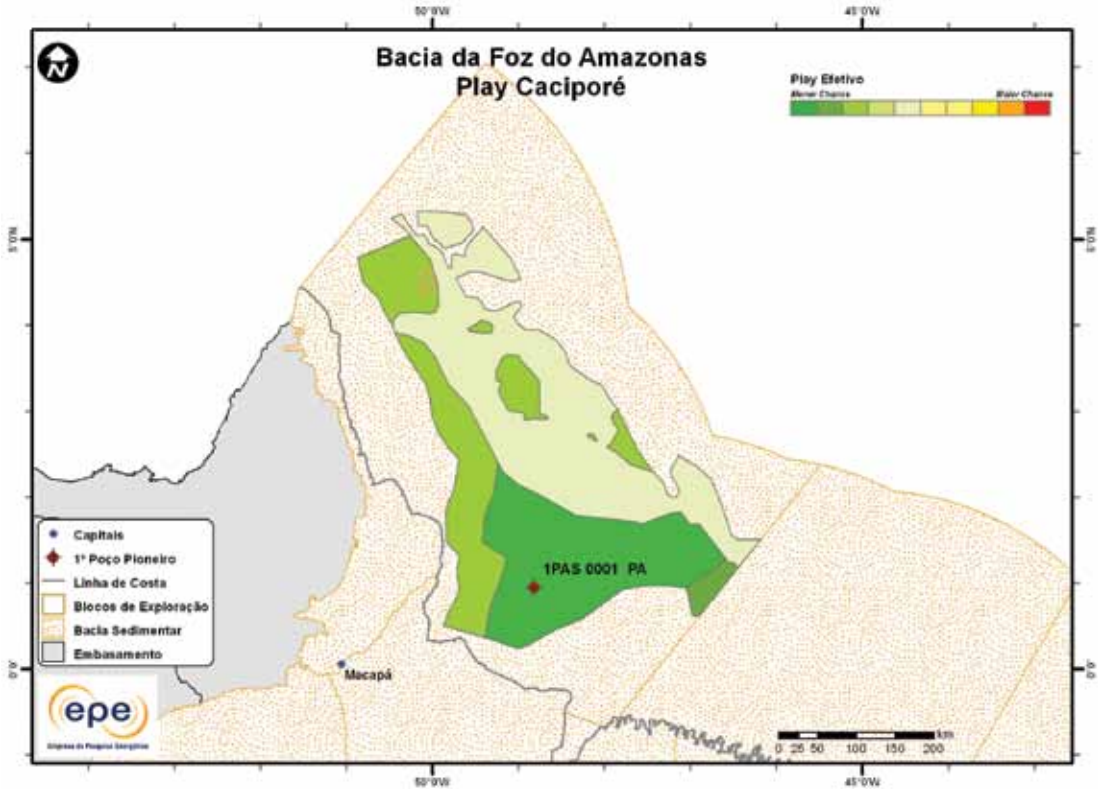


Figura 3.161 - Play efetivo Caciporé da Bacia da Foz do Amazonas.

Tabela 3.79 - Atributos do Play Caciporé – Bacia da Foz do Amazonas		
Play		Caciporé
Carga	Situação Geográfica	mar
	Unidade Litoestratigráfica	Formação Caciporé
	Unidade Cronoestratigráfica	Cretáceo Inferior (Barremiano-Albiano)
	Migração	falhas do rifte
Reservatório	Unidade Litoestratigráfica	Formação Caciporé
	Unidade Cronoestratigráfica	Cretáceo Inferior (Barremiano-Albiano)
	Profundidade Média (m)	2.600
	Litologia / Contexto Depositional	arenito
Trapa	Unidade Litoestratigráfica Selante	Formação Caciporé
	Unidade Cronoestratigráfica Selante	Cretáceo Inferior (Barremiano-Albiano)
	Tipo de Trapa	estratigráfica
	Litologia Selante	folhelho

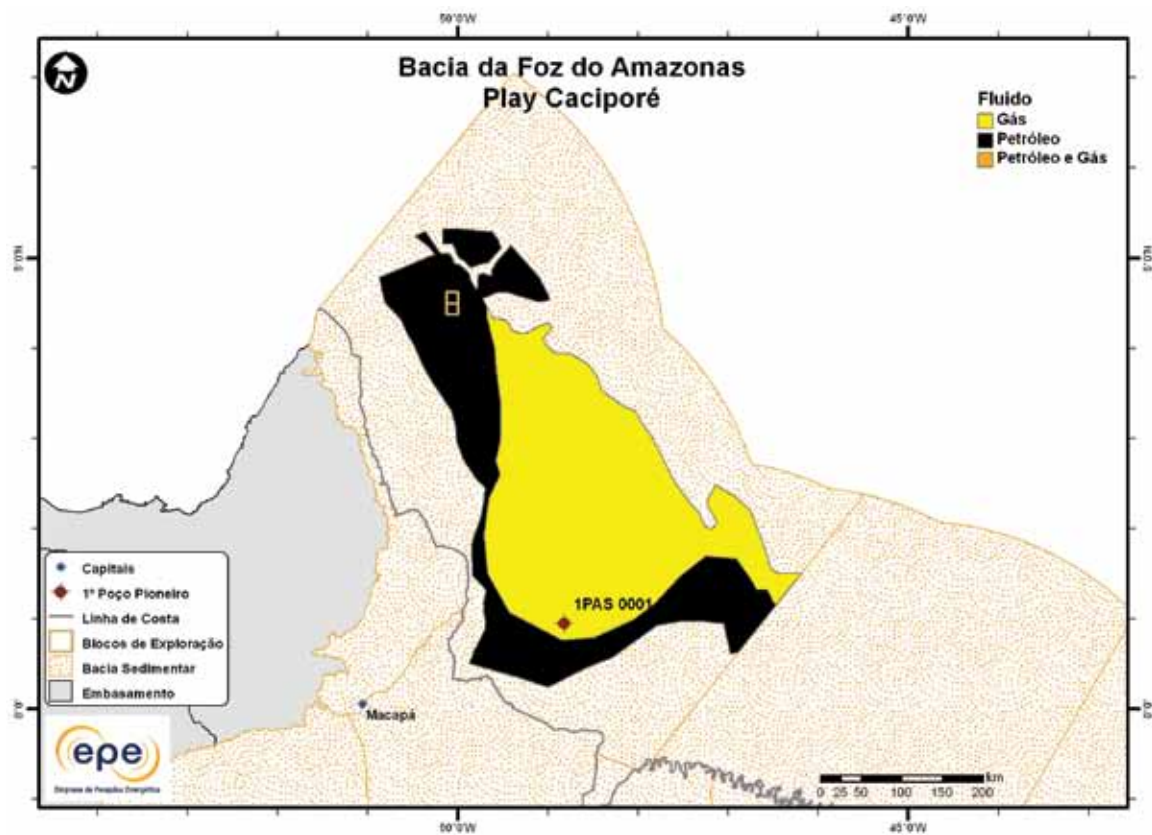


Figura 3.162 - Tipo de fluido com maior expectativa no play efetivo Caciporé da Bacia da Foz do Amazonas.

3.1.11 Bacia de Jacuípe

• Síntese da Bacia

Apresenta-se na Figura 3.163 o mapa de localização da bacia sedimentar e efetiva (abordagem geográfica) de Jacuípe e suas principais características geológicas, na Tabela 3.80. Nota-se que a bacia efetiva ocupa apenas a parte *offshore* proximal da bacia sedimentar. Os principais reservatórios e o principal gerador de cada *play* exploratório estão indicados na carta estratigráfica (Figura 3.164) e na seção geológica (Figura 3.165).

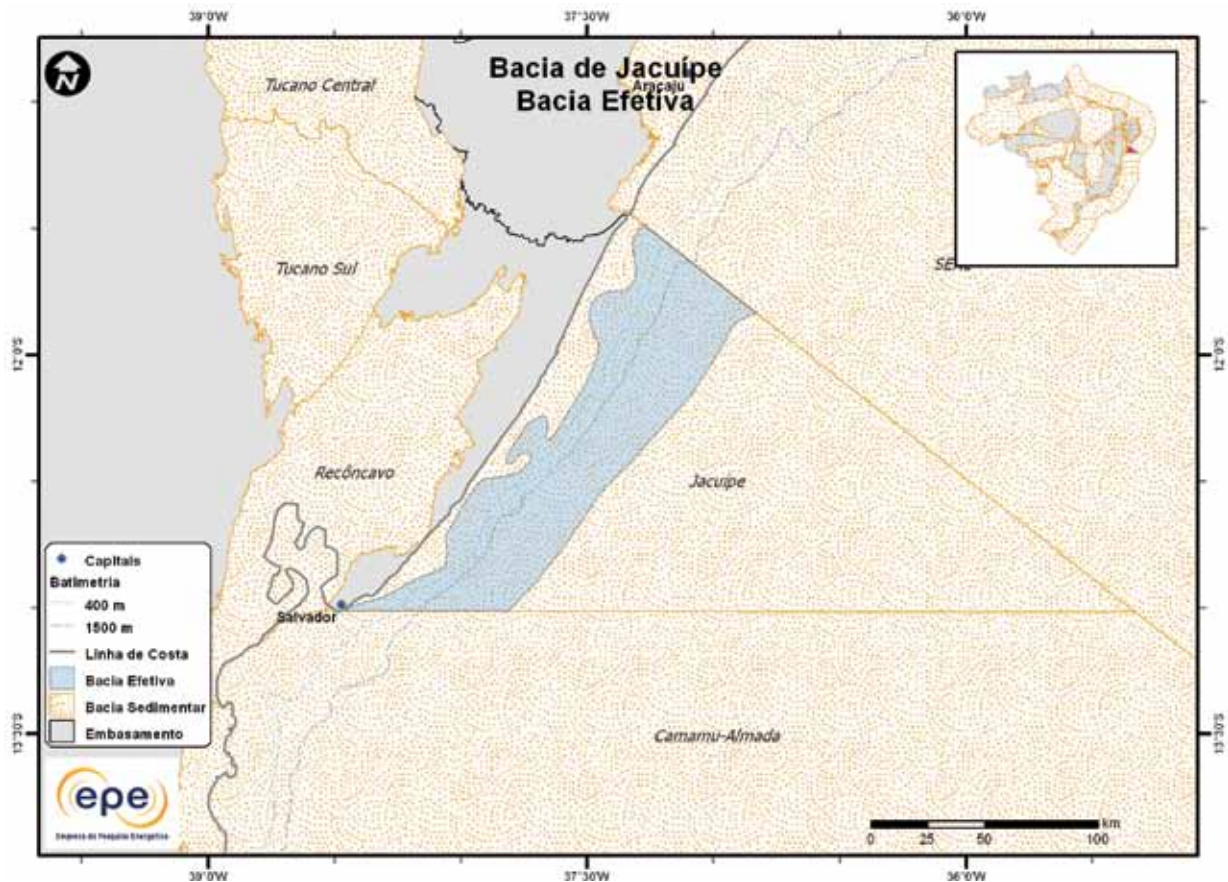


Figura 3.163 - Bacia efetiva de Jacuípe.

Tabela 3.80 - Informações Geológicas de Jacuípe		
Situação Geográfica	mar	
Área Sedimentar (km²)	29.142	
Área da Bacia efetiva (km²)	8.496	
Maturidade Exploratória	Nova Fronteira	
Sistema Petrolífero Principal	Rio de Contas-Rio de Contas (?)	
Plays Exploratórios	Nome do Play	Principal Reservatório
1	Urucutuca	Formação Urucutuca
2	Algodões	Formação Algodões
3	Rio de Contas	Formação Rio de Contas

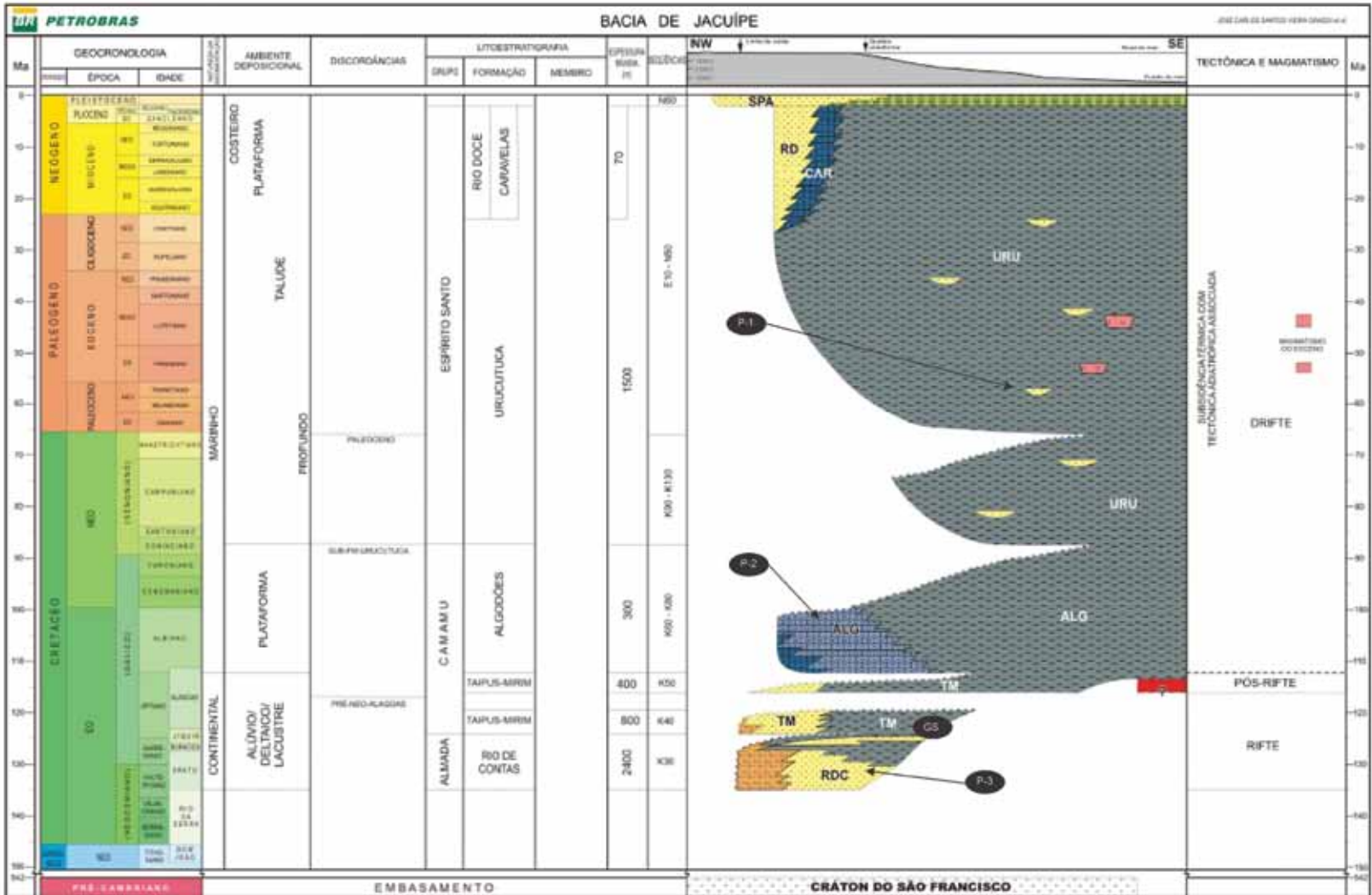


Figura 3.164 - Carta estratigráfica da Bacia de Jacuípe com indicação do gerador do sistema petrolífero principal (GS) e *plays* exploratórios (P).
Fonte: Modificado de Petrobras (2007).

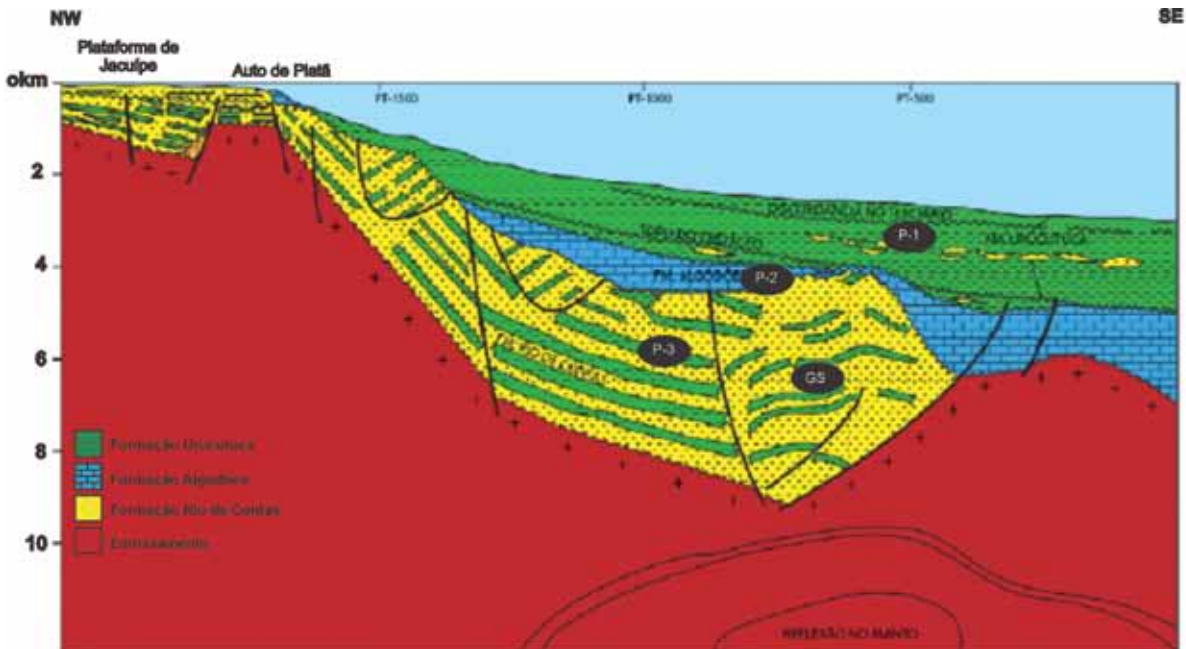


Figura 3.165 - Seção geológica da Bacia de Jacuípe com indicação do gerador do sistema petrolífero principal (GS) e *plays* exploratórios (P).
Fonte: Modificado de HRT (2009b).

• Principais Atividades do Setor de Petróleo e Gás na Bacia

Na Figura 3.166 apresenta-se a localização da cobertura dos levantamentos sísmicos e do único poço pioneiro, perfurado em 1980. Não há blocos sob concessão, exceto um prolongamento ao norte de um bloco da Bacia Sergipe-Alagoas. Embora não ilustrados na figura, cabe citar que em 2008, a ANP concluiu levantamento de dados geoquímicos. A Tabela 3.81 evidencia o baixo conhecimento geológico desta bacia.

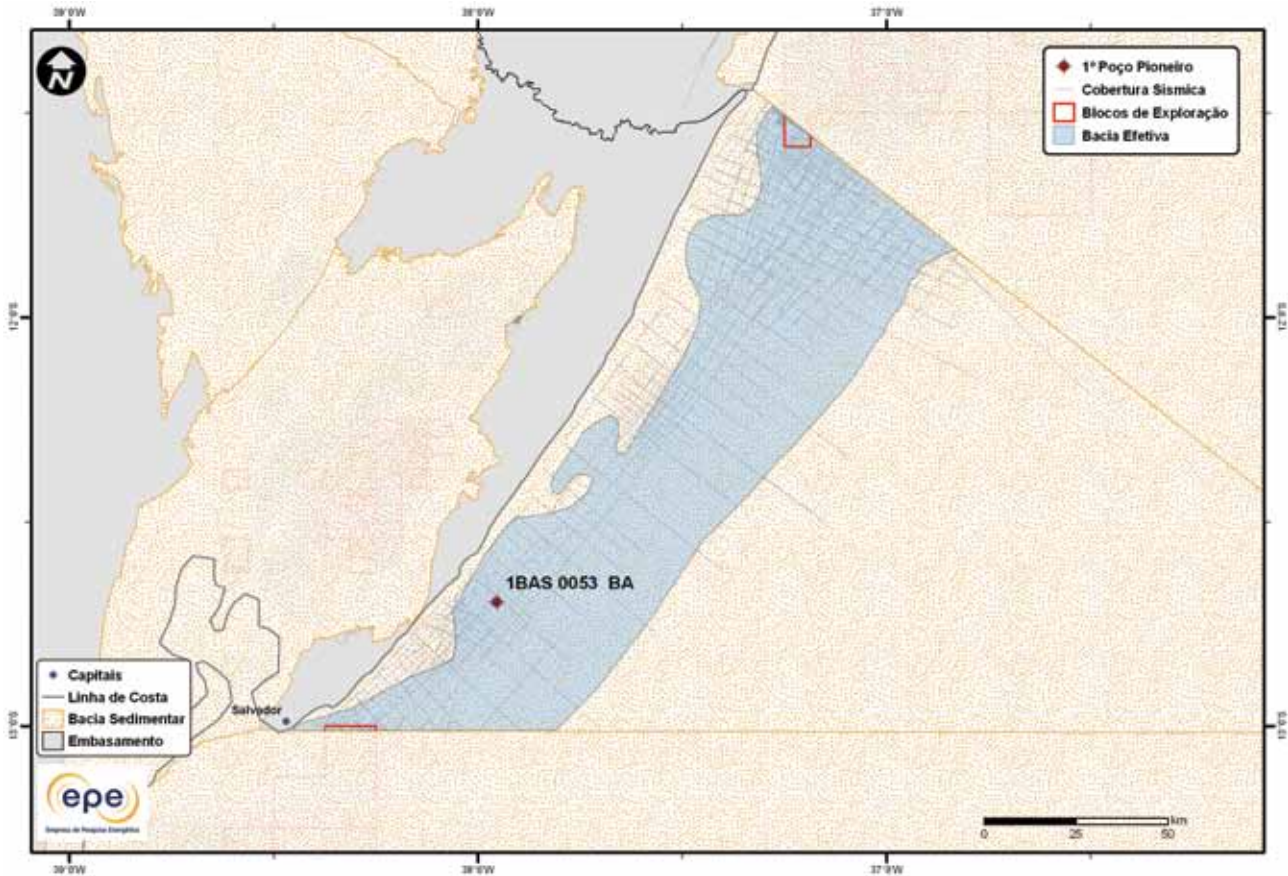


Figura 3.166 - Atividades de E&P na Bacia de Jacuípe.

Tabela 3.81 - Resumo de Atividades de E&P – Bacia de Jacuípe			
Situação Geográfica		mar	
		1	
Poços Exploratórios	Perfurados		1BAS0053BA (1980)
	1º Poço Pioneiro (ano)		-
	Último Poço Pioneiro (ano)		-
	Profundidade Máxima Perfurada (m)		2.533
	Maior Lâmina D'água (m)		0
	Índice de Sucesso Geológico de Poços Pioneiros (%)		0
Campos	Petróleo		0
	Gás Não Associado		0
	Petróleo e Gás		0
	Em Avaliação		0
Descobertas	1ª Descoberta Comercial (ano)		-
	Última Descoberta Comercial (ano)		-
Produção	Ano de Início		-
	Acumulada	Petróleo (MM bbl)	0
		Gás Associado (MM m³)	0
		Gás Não Associado (MM m³)	0

• Infraestrutura de Abastecimento da Bacia

Na Bacia de Jacuípe, não há instalações existentes ou planejadas em termos de infraestrutura de abastecimento. Entretanto, as figuras a seguir (Figura 3.167 e Figura 3.168) mostram que a proximidade de instalações existentes na Bacia do Recôncavo pode ser considerada como uma vantagem no desenvolvimento das atividades de E&P da bacia. No item 3.1.18, sobre a Bacia do Recôncavo, são abordadas estas instalações.

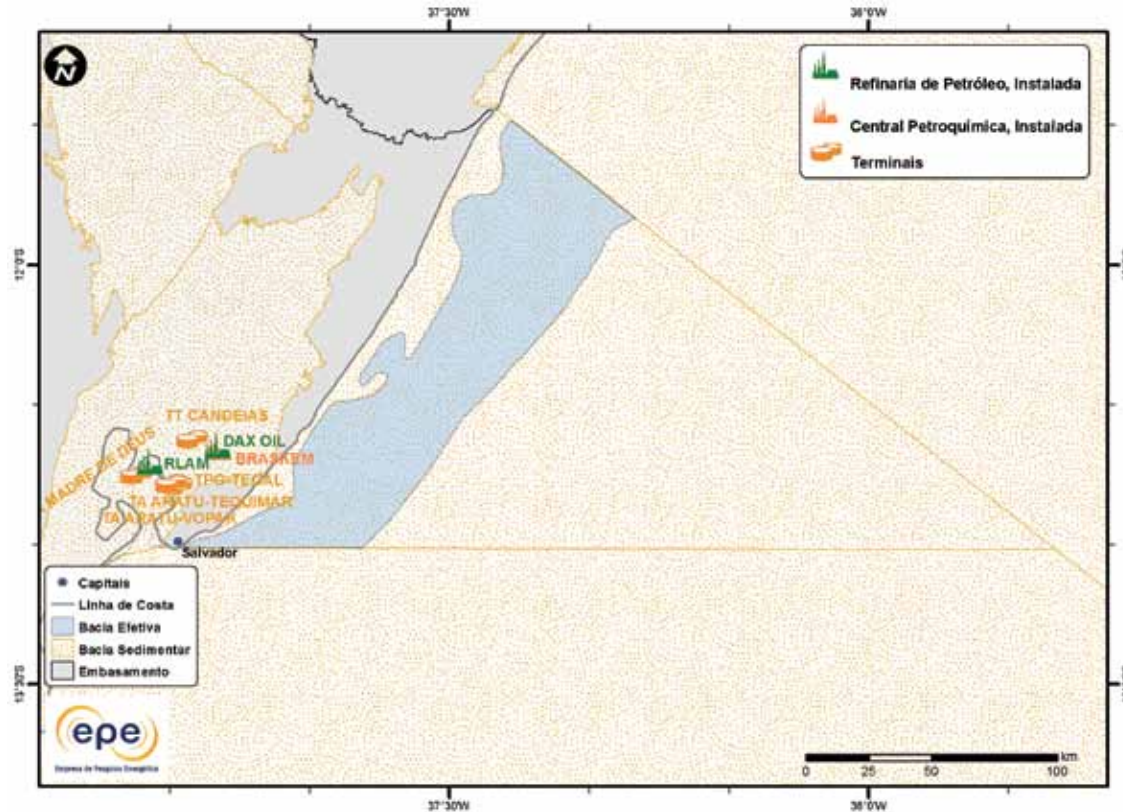


Figura 3.167 - Infraestrutura de abastecimento da Bacia de Jacuípe: refinarias e terminais.

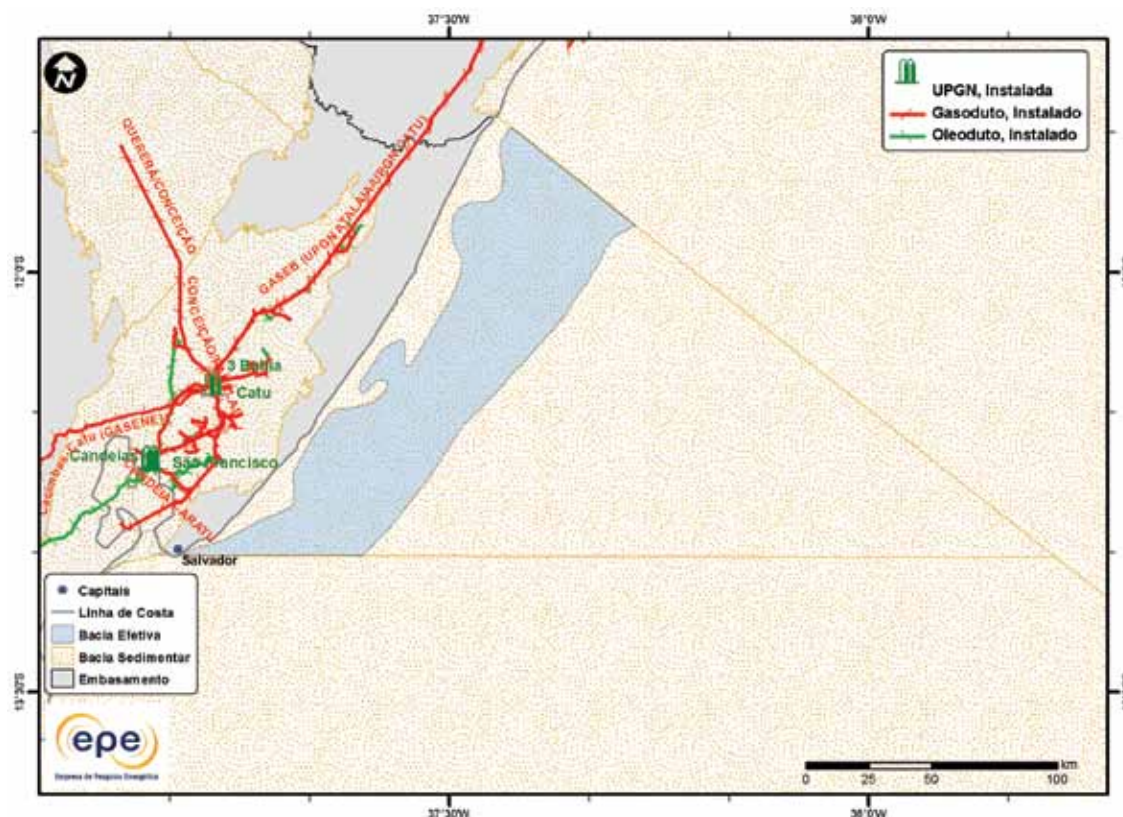


Figura 3.168 - Infraestrutura de abastecimento da Bacia de Jacuípe: UPGNs e dutos.

- **Análise da Bacia em *Plays* Exploratórios**

A Figura 3.169 apresenta o mapa da bacia efetiva de Jacuípe, segundo a abordagem de representação probabilística, com indicação das chances de descobertas de hidrocarbonetos. Percebe-se que a bacia apresenta chances baixas de descobertas. A Tabela 3.82 apresenta a correspondência dos *plays* com os superplays.

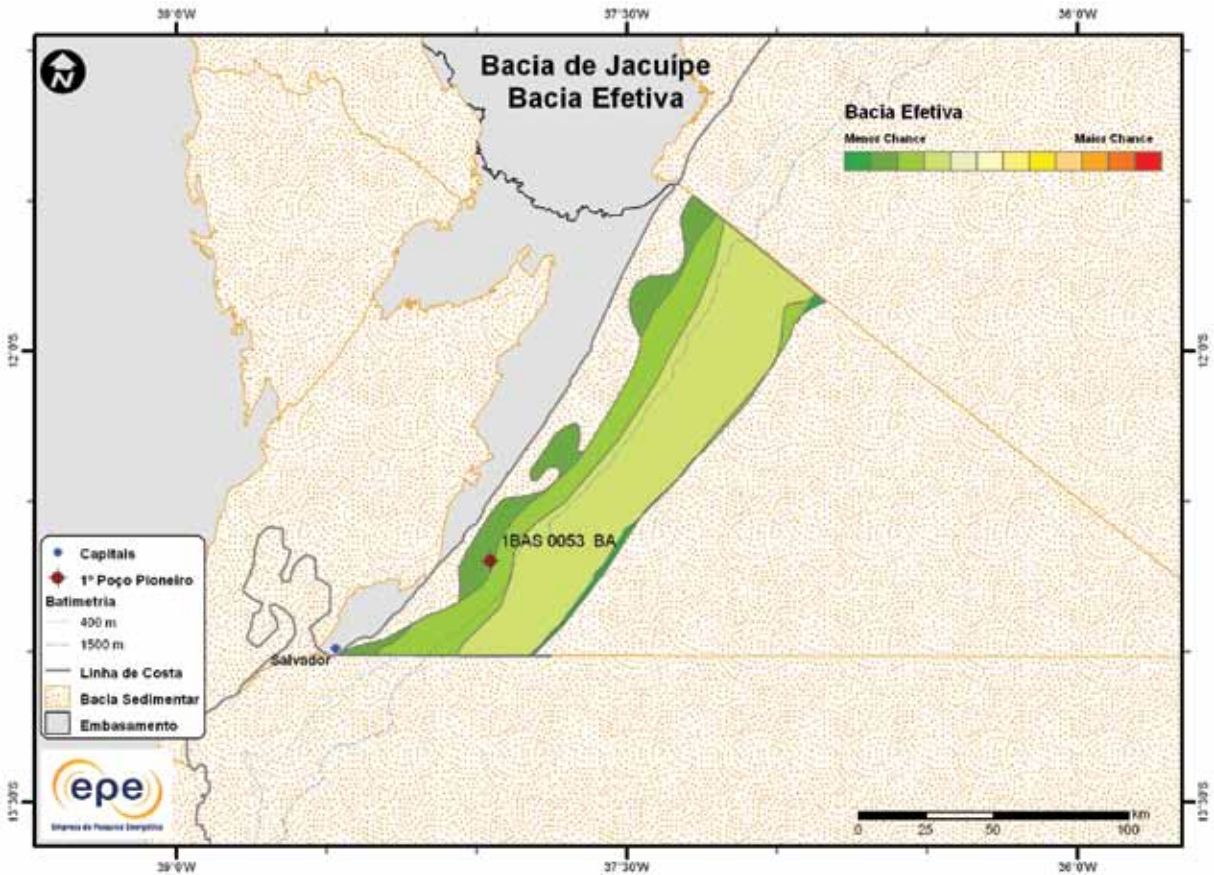


Figura 3.169 - Mapa da bacia efetiva de Jacuípe com indicação das chances de descobertas.

Tabela 3.82 - <i>Plays</i> da Bacia de Jacuípe		
Nome do <i>Play</i>	Status Exploratório	<i>Superplay</i>
Urucutuca	Fronteira	SuperPlay 1 – Terciário-Cretáceo Superior_Marinho Aberto SuperPlay 2 – Cretáceo Inferior_Transicional/Marinho Raso SuperPlay 3 – Cretáceo Inferior_Continental
Algodões	Fronteira	
Rio de Contas	Fronteira	

3.1.11.1 Play Urucutuca

A Figura 3.170 apresenta o mapa do *play* efetivo Urucutuca, com chances de descobertas de hidrocarbonetos. O *play* apresenta chance muito baixa de descoberta em toda a sua extensão. Os atributos referentes a esse *play* estão sumarizados na Tabela 3.83.

A Figura 3.171 apresenta o mapa da expectativa de fluido para o *play* Urucutuca. A maior expectativa é de petróleo e gás natural, caso ocorra descoberta de hidrocarboneto. Sendo petróleo, espera-se a ocorrência de petróleo leve.

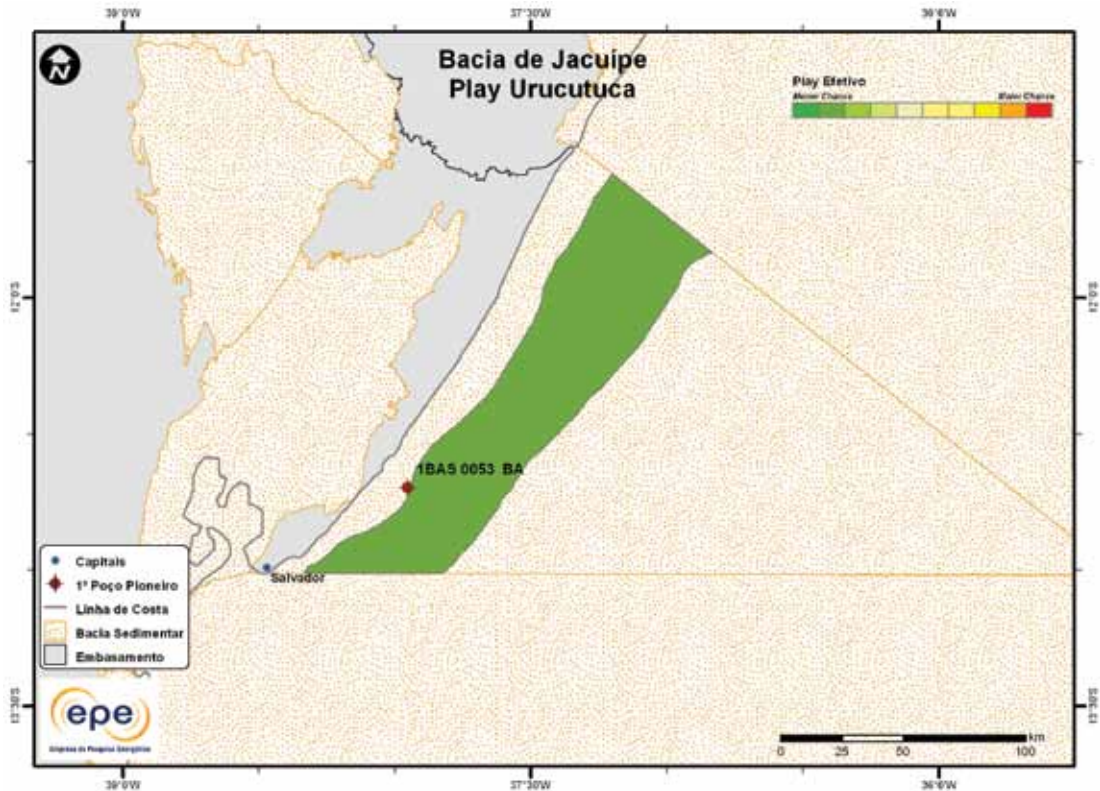


Figura 3.170 - Play efetivo Urucutuca da Bacia de Jacuípe.

Tabela 3.83 - Atributos do Play Urucutuca – Bacia de Jacuípe		
Play		Urucutuca
Situação Geográfica		mar
Carga	Unidade Litoestratigráfica	Formação Rio de Contas
	Unidade Cronoestratigráfica	Cretáceo Inferior (Hauteriviano-Aptiano)
	Migração	falhas de pequeno porte
Reservatório	Unidade Litoestratigráfica	Formação Urucutuca
	Unidade Cronoestratigráfica	Cretáceo Superior-Neógeno
	Profundidade Média (m)	2.000
	Litologia / Contexto Depositional	arenito / turbidito marinho
Trapa	Unidade Litoestratigráfica Selante	Formação Urucutuca
	Unidade Cronoestratigráfica Selante	Cretáceo Superior-Neógeno
	Tipo de Trapa	estratigráfica e palogeomórfica
	Litologia Selante	folhelho

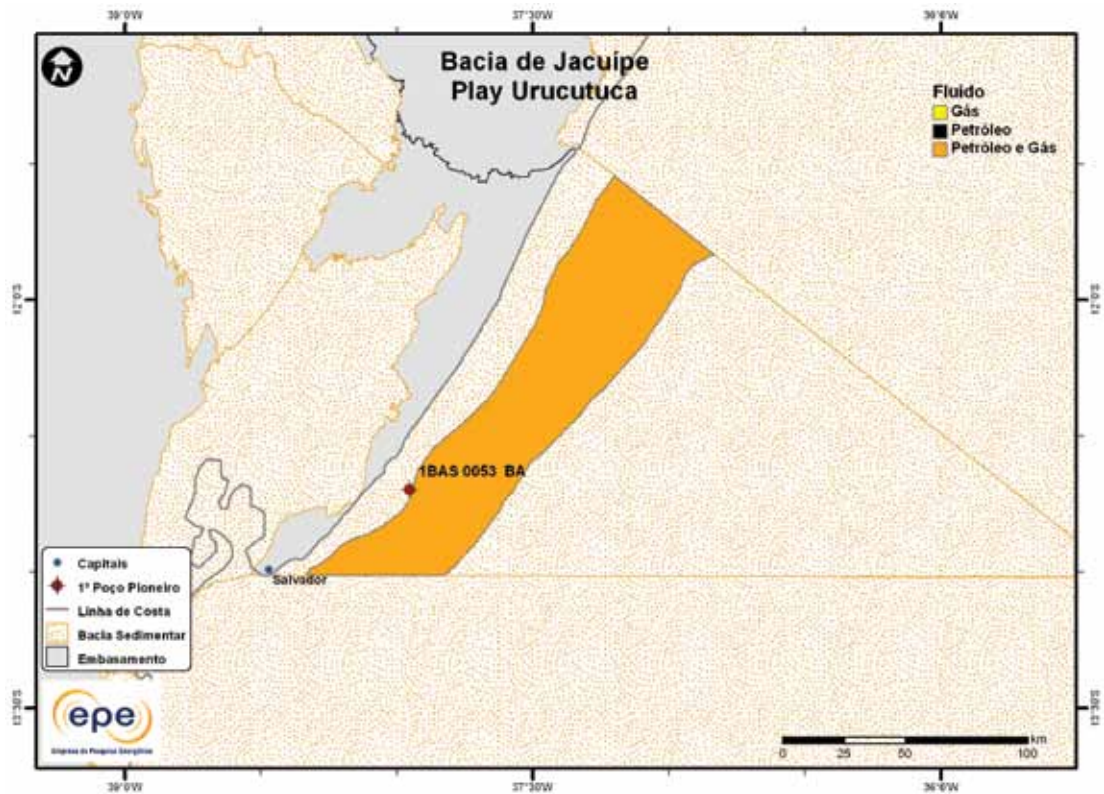


Figura 3.171 - Tipo de fluido com maior expectativa no *play* efetivo Urucutuca da Bacia de Jacuípe.

3.1.11.2 *Play* Algodões

A Figura 3.172 apresenta o mapa do *play* efetivo Algodões, com as chances de descobertas de hidrocarbonetos. Assim como o *play* Urucutuca nesta bacia, o *play* Algodões apresenta chance de descoberta muito baixa em toda a sua extensão. Os atributos referentes a esse *play* estão sumarizados na Tabela 3.84.

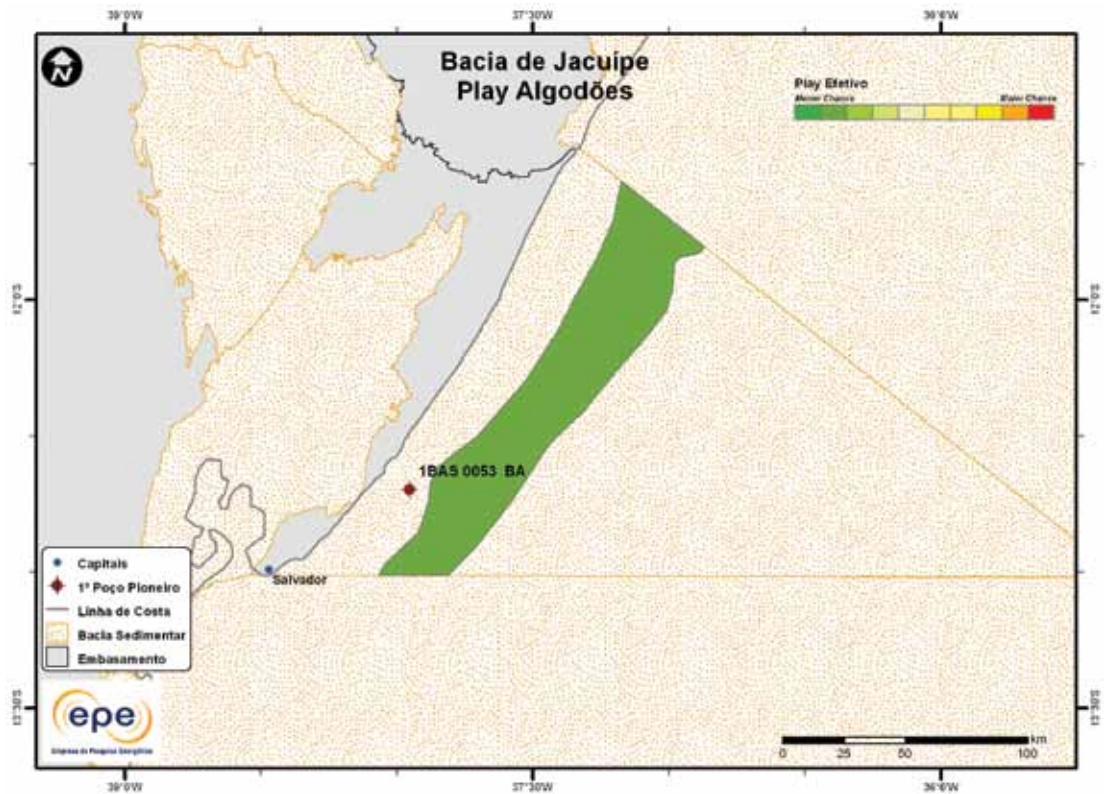


Figura 3.172 - *Play* efetivo Algodões da Bacia de Jacuípe.

Tabela 3.84 - Atributos do <i>Play</i> Algodões – Bacia de Jacuípe		
Play		Algodões
Situação Geográfica		mar
Carga	Unidade Litoestratigráfica	Formação Rio de Contas
	Unidade Cronoestratigráfica	Cretáceo Inferior (Hauteriviano-Aptiano)
	Migração	falhas e discordâncias regionais
Reservatório	Unidade Litoestratigráfica	Formação Algodões
	Unidade Cronoestratigráfica	Cretáceo Inferior (Albiano)-Superior (Coniaciano)
	Profundidade Média (m)	3.000
	Litologia / Contexto Depositional	carbonato
Trapa	Unidade Litoestratigráfica Selante	Formações Algodões e Urucutuca
	Unidade Cronoestratigráfica Selante	Cretáceo Inferior (Albiano)-Paleógeno
	Tipo de Trapa	paleogeomórfica
	Litologia Selante	folhelho

A Figura 3.173 apresenta o mapa da expectativa de fluido para o *play* Algodões. A maior expectativa é de petróleo e gás natural, caso ocorra descoberta de hidrocarboneto. Sendo petróleo, espera-se a ocorrência de petróleo leve.

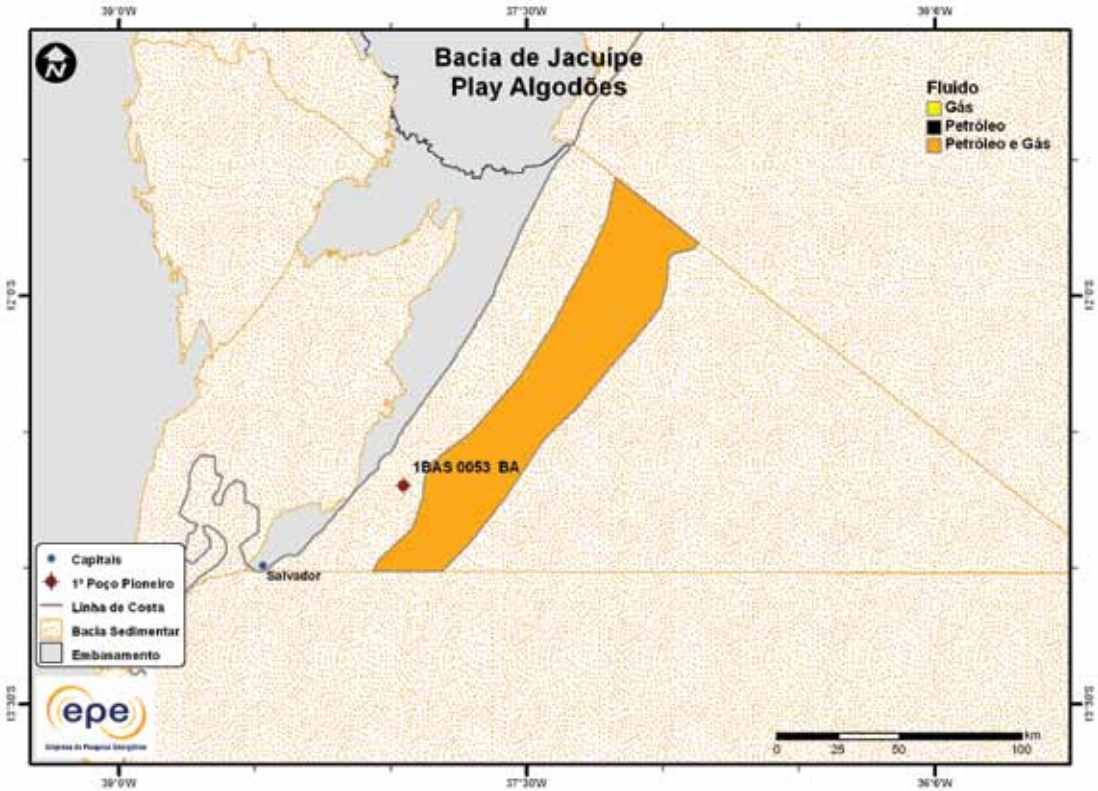


Figura 3.173 - Tipo de fluido com maior expectativa no *play* efetivo Algodões da Bacia de Jacuípe.

3.1.11.3 Play Rio de Contas

A Figura 3.174 apresenta o mapa do *play* efetivo Rio de Contas, com as chances de descobertas de hidrocarbonetos. Este *play* apresenta chances relativamente baixas. Os atributos referentes a esse *play* estão sumarizados na Tabela 3.85.

A Figura 3.175 apresenta o mapa da expectativa de fluido para o *play* Rio de Contas. A maior expectativa é de petróleo e gás natural, caso ocorra descoberta de hidrocarboneto. Sendo petróleo, espera-se a ocorrência de petróleo leve.

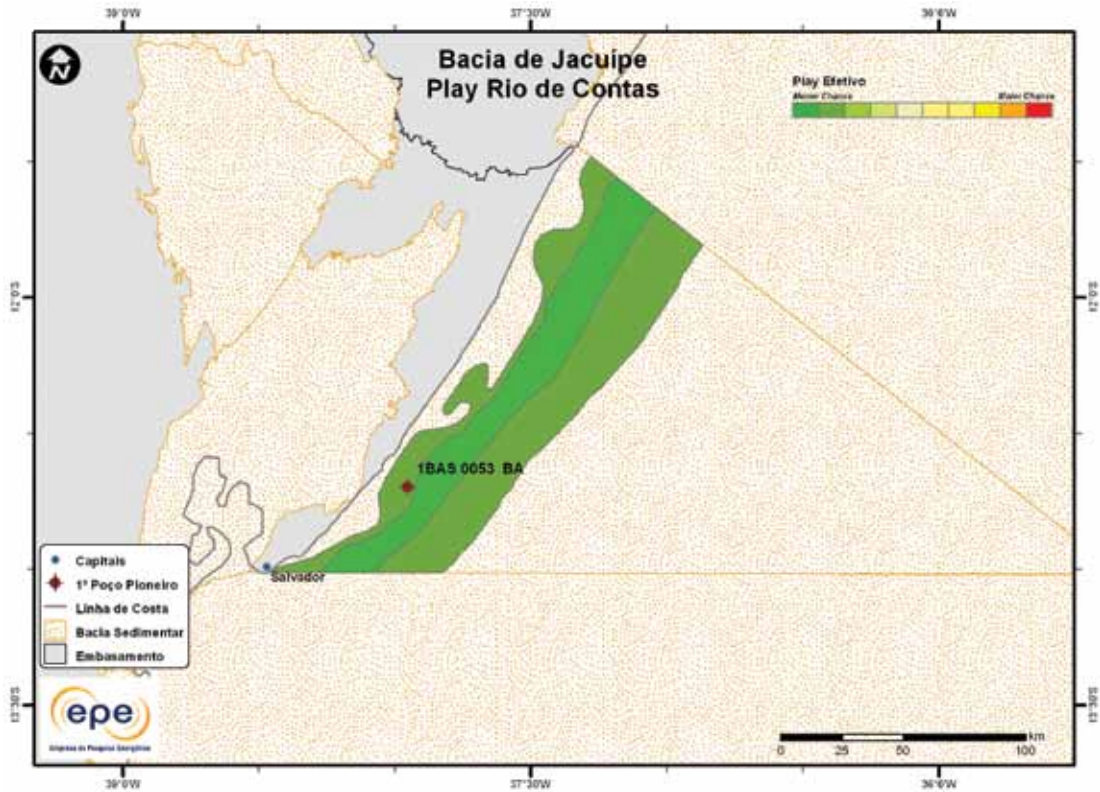


Figura 3.174 - Play efetivo Rio de Contas da Bacia de Jacuípe.

Tabela 3.85 - Atributos do Play Rio de Contas – Bacia de Jacuípe		
Play		Rio de Contas
Carga	Situação Geográfica	mar
	Unidade Litoestratigráfica	Formação Rio de Contas
	Unidade Cronoestratigráfica	Cretáceo Inferior (Hauteriviano-Aptiano)
	Migração	falhas e discordâncias regionais
Reservatório	Unidade Litoestratigráfica	Formação Rio de Contas
	Unidade Cronoestratigráfica	Cretáceo Inferior (Hauteriviano-Aptiano)
	Profundidade Média (m)	3.000
	Litologia / Contexto Depositional	arenito e conglomerado
Trapa	Unidade Litoestratigráfica Selante	Formações Rio de Contas, Algodões e Urucutuca
	Unidade Cronoestratigráfica Selante	Cretáceo Inferior-Paleógeno
	Tipo de Trapa	estrutural e paleogeomórfica
	Litologia Selante	folhelho

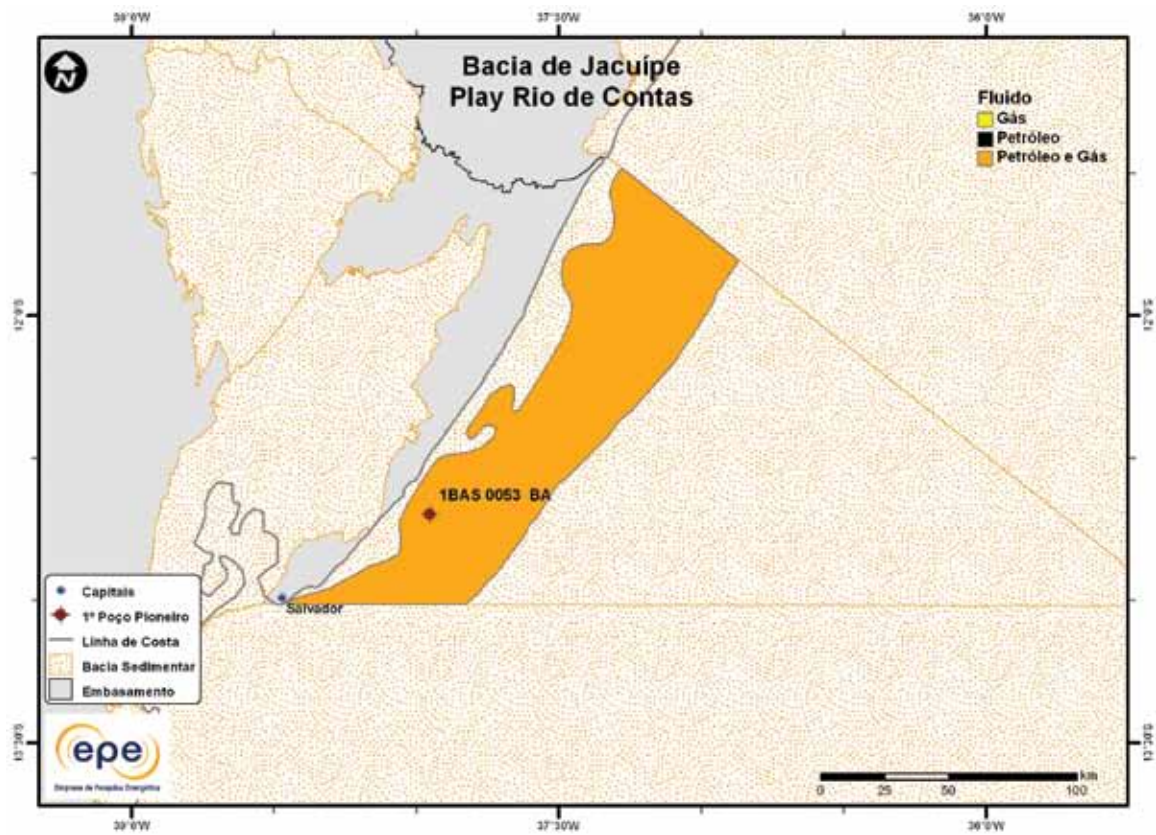


Figura 3.175 - Tipo de fluido com maior expectativa no *play* efetivo Rio de Contas da Bacia de Jacuípe.

3.1.12 Bacia de Jatobá

Síntese da Bacia

Apresenta-se na Figura 3.176 o mapa de localização da bacia sedimentar e efetiva (abordagem de representação geográfica) de Jatobá e, na Tabela 3.86, suas principais características geológicas. Nota-se que a bacia efetiva ocupa praticamente toda a área da bacia sedimentar³³. Os principais reservatórios e o principal gerador de cada *play* exploratório estão indicados na carta estratigráfica (Figura 3.177) e na seção geológica (Figura 3.178).

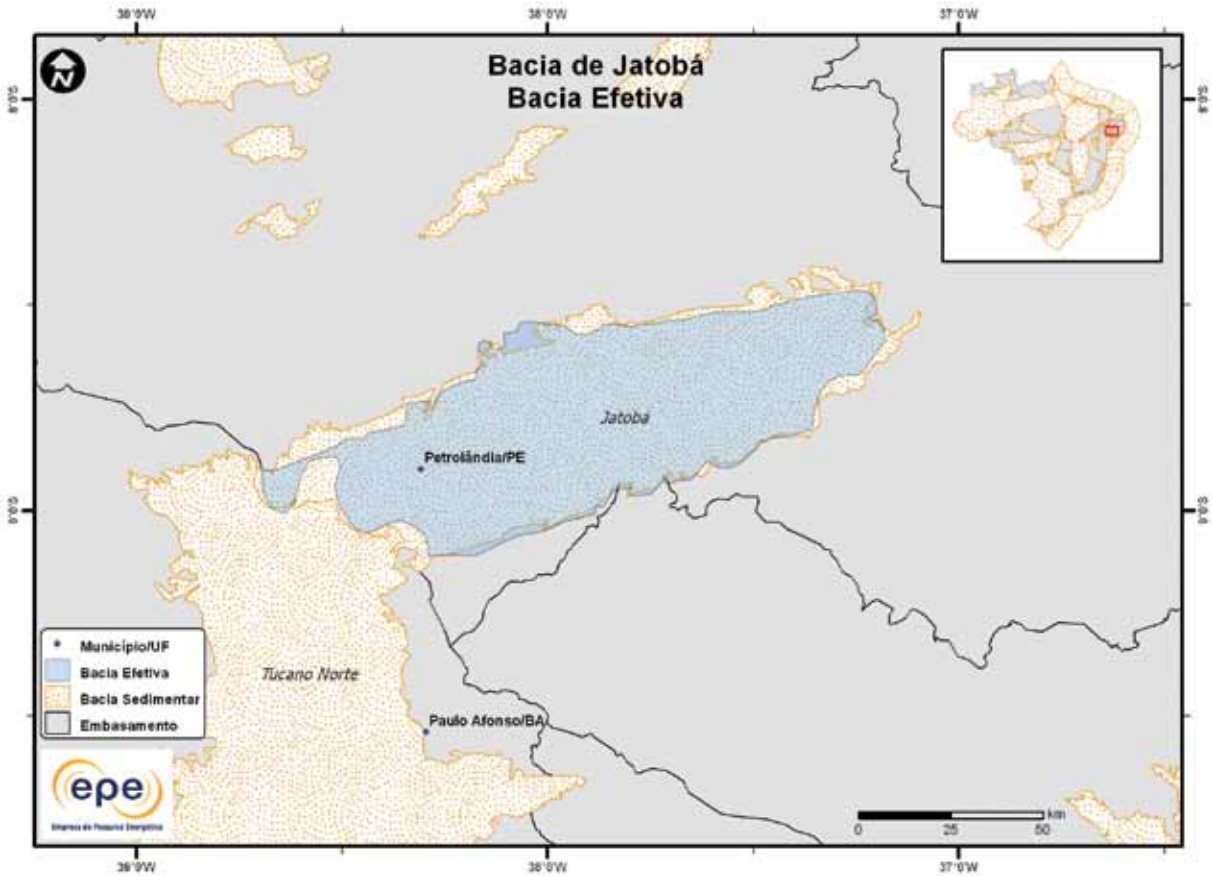


Figura 3.176 - Bacia efetiva de Jatobá.

Tabela 3.86 - Informações Geológicas da Bacia de Jatobá		
Situação Geográfica	terra	
Área Sedimentar (km²)	6.703	
Área da Bacia efetiva (km²)	6.703	
Maturidade Exploratória	Nova Fronteira	
Sistema Petrolífero Principal	Santa Brígida-Sergi (?)	
Plays Exploratórios	Nome do Play	Principal Reservatório
1	Cretáceo Inferior	Grupo Ilhas
2	Brotas	Formação Sergi

³³ Localmente, notam-se algumas superposições do polígono da bacia efetiva com polígonos fora da bacia sedimentar em foco, devido à defasagem de informações sobre shapes de algumas bacias sedimentares ocorrida durante o processo de elaboração do estudo.

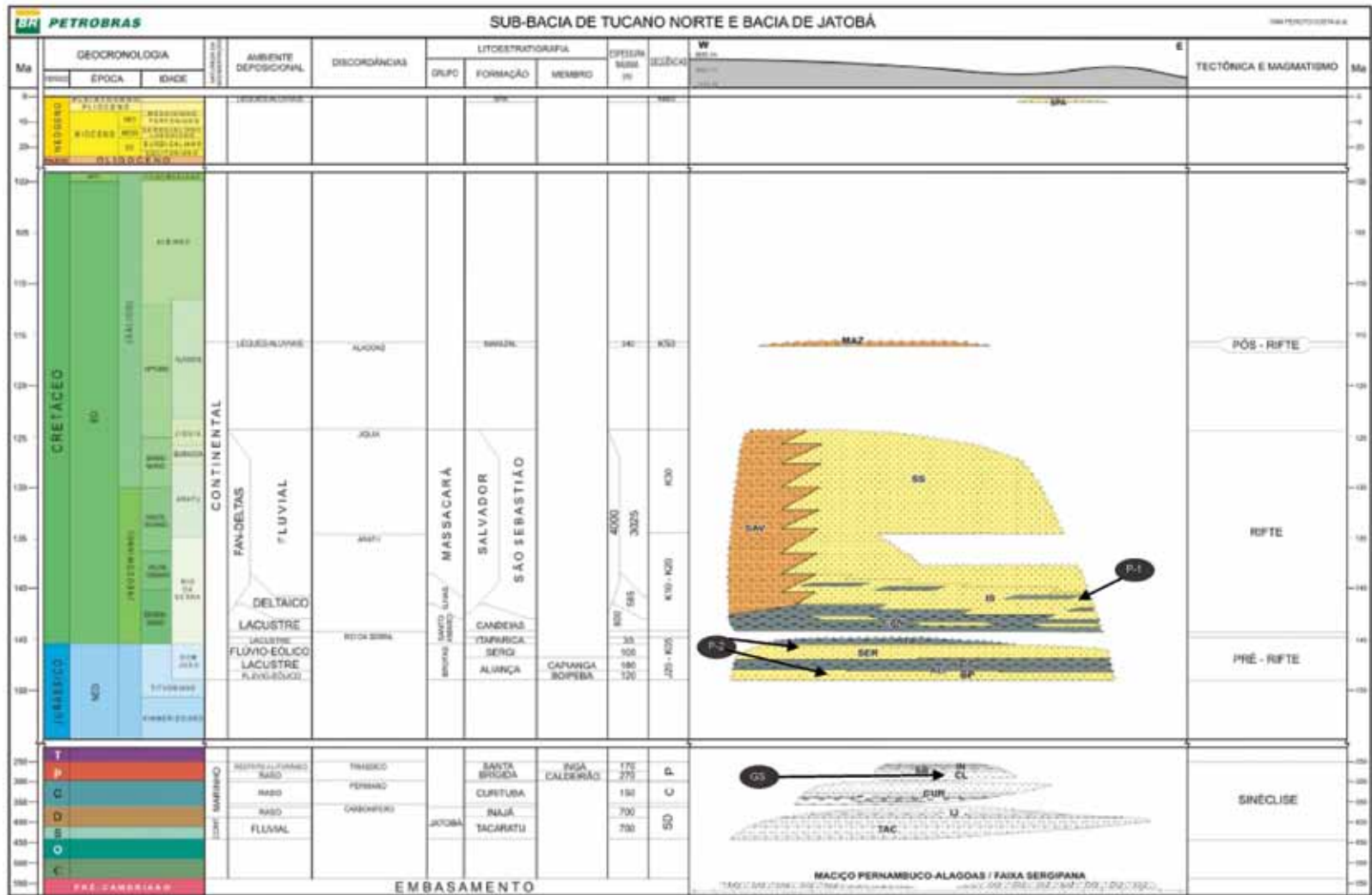


Figura 3.177 - Carta estratigráfica da Bacia de Jatobá com indicação do gerador do sistema petrolífero principal (GS) e *plays* exploratórios (P).

Fonte: Modificado de Petrobras (2007).

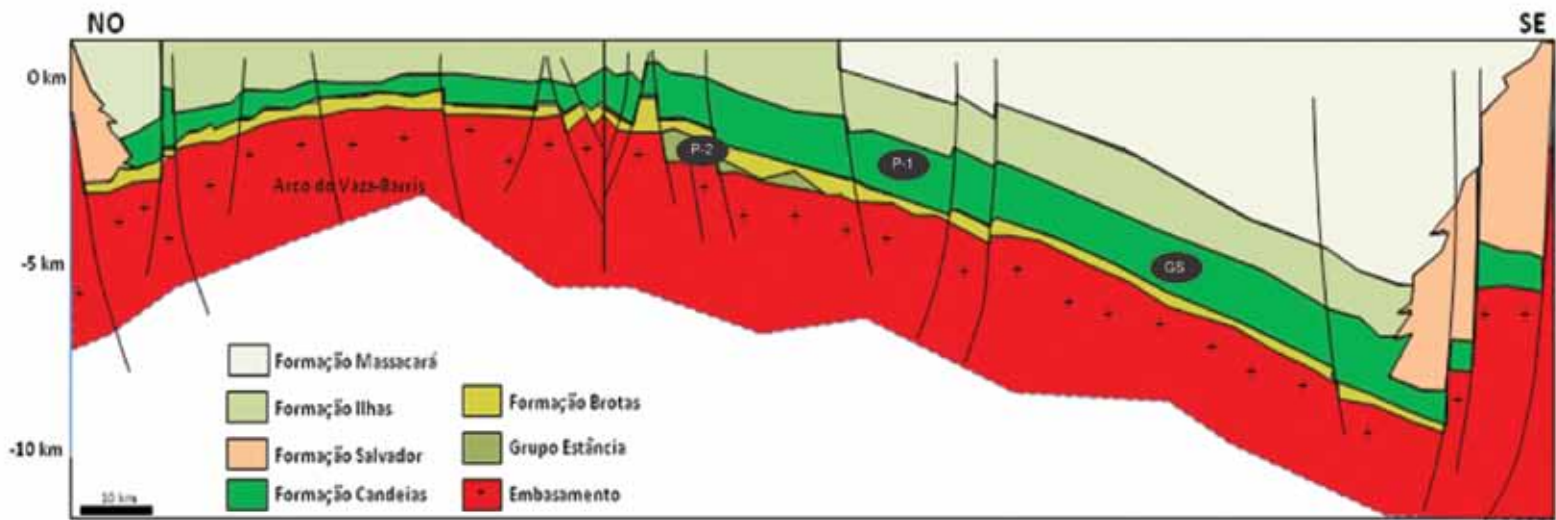


Figura 3.178 - Seção geológica da Bacia de Jatobá com indicação do gerador do sistema petrolífero principal (GS) e *plays* exploratórios (P).

Fonte: Modificado de Gabaglia e Milani (1990).

• Principais Atividades do Setor de Petróleo e Gás na Bacia

Na Figura 3.179, apresenta-se a localização da escassa cobertura dos levantamentos sísmicos e do único poço pioneiro perfurado. Apenas dois poços foram perfurados nesta bacia (1 pioneiro e 1 estratigráfico), e não há blocos sob concessão. A Tabela 3.87 evidencia o baixo conhecimento geológico desta bacia.

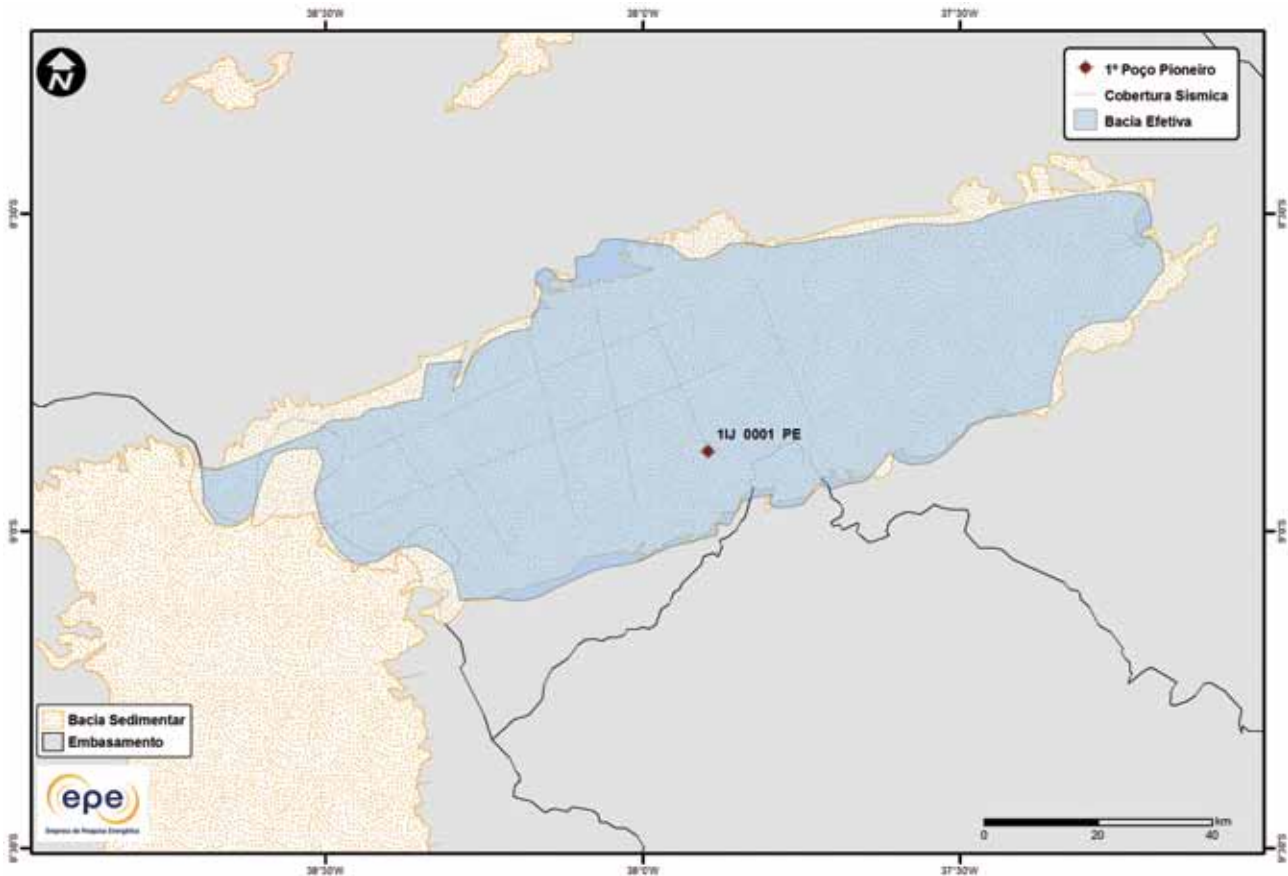


Figura 3.179 - Atividades de E&P na Bacia de Jatobá.

Tabela 3.87 - Resumo de Atividades de E&P – Bacia de Jatobá			
		Situação Geográfica	
Poços Exploratórios	Perfurados		terra
	1º Poço Pioneiro (ano)		2
	Último Poço Pioneiro (ano)		11J 0001 PE (1964)
	Profundidade Máxima Perfurada (m)		-
	Maior Lâmina D’água (m)		2.861
	Índice de Sucesso Geológico de Poços Pioneiros (%)		0
Campos	Petróleo		0
	Gás Não Associado		0
	Petróleo e Gás		0
	Em Avaliação		0
Descobertas	1ª Descoberta Comercial (ano)		-
	Última Descoberta Comercial (ano)		-
	Ano de Início		-
Produção	Acumulada	Petróleo (MM bbl)	0
		Gás Associado (MM m³)	0
		Gás Não Associado (MM m³)	0

• **Infraestrutura de Abastecimento da Bacia**

Não há, atualmente, infraestrutura de abastecimento (refinarias, terminais, UPGNs e dutos) com importância relevante para exploração na bacia, seja construída ou em projeto.

• **Análise da Bacia em *Plays* Exploratórios**

A Figura 3.180 apresenta o mapa da bacia efetiva de Jatobá, segundo a abordagem probabilística, com indicação das chances de descobertas de hidrocarbonetos. Percebe-se que a região central-oeste da bacia apresenta maior chance relativa. A Tabela 3.88 apresenta a correspondência dos *plays* com os *superplays*.

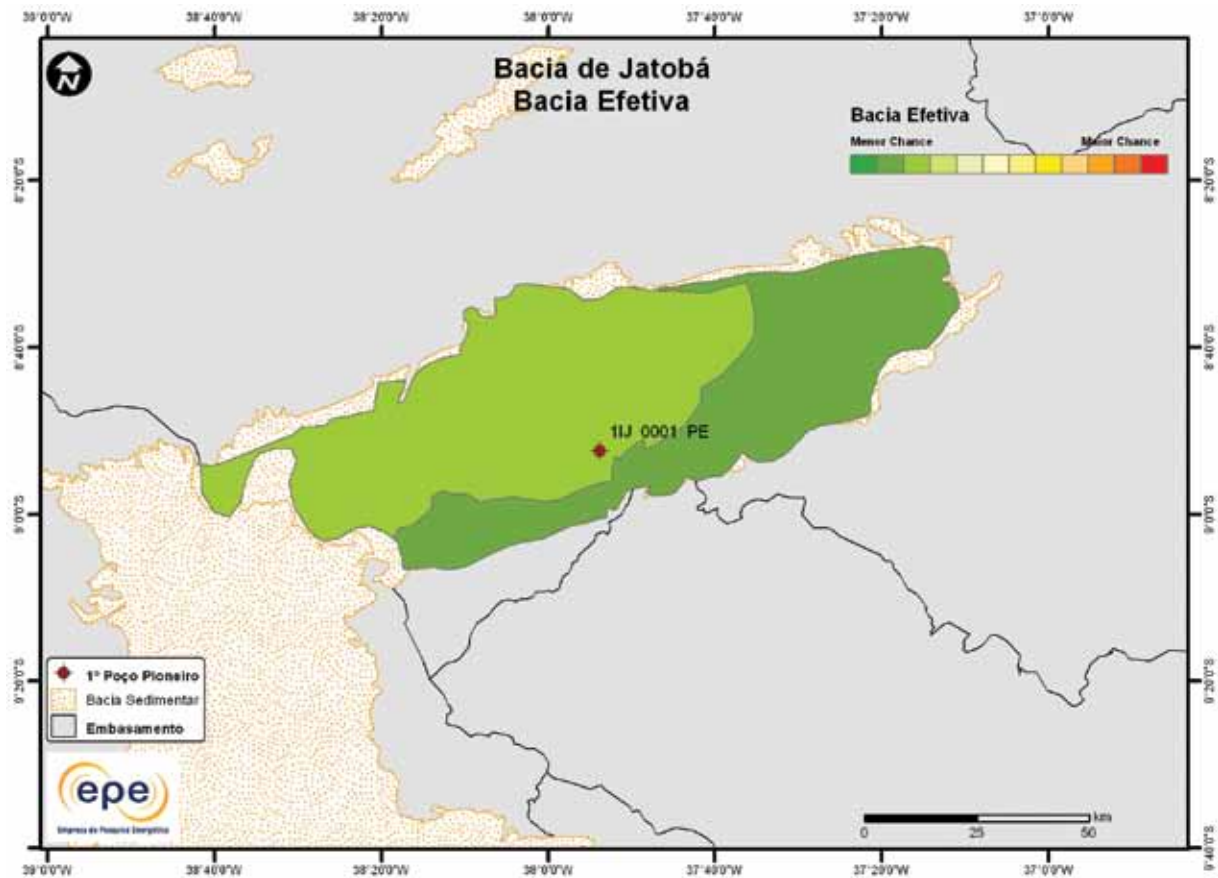


Figura 3.180 - Mapa da bacia efetiva de Jatobá com indicação das chances de descobertas.

Tabela 3.88 - <i>Plays</i> da Bacia de Jatobá		
Nome do <i>Play</i>	Status Exploratório	<i>Superplay</i>
Cretáceo Inferior	Fronteira	SuperPlay 3 –Cretáceo Inferior_Continental
Brotas	Fronteira	SuperPlay 3 –Cretáceo Inferior_Continental

3.1.12.1 Play Cretáceo Inferior

A Figura 3.181 apresenta o mapa do *play* efetivo Cretáceo Inferior, com chance baixa de descoberta de hidrocarbonetos. O *play* abrange a parte centro-oeste da bacia e apresenta chance homogênea em toda a sua extensão. Os atributos referentes a esse *play* estão sumarizados na Tabela 3.89.

A Figura 3.182 apresenta o mapa da expectativa de fluido para o *play* Cretáceo Inferior. A maior expectativa é de petróleo e gás natural, caso ocorra descoberta de hidrocarboneto. Sendo petróleo, espera-se a ocorrência de petróleo leve.

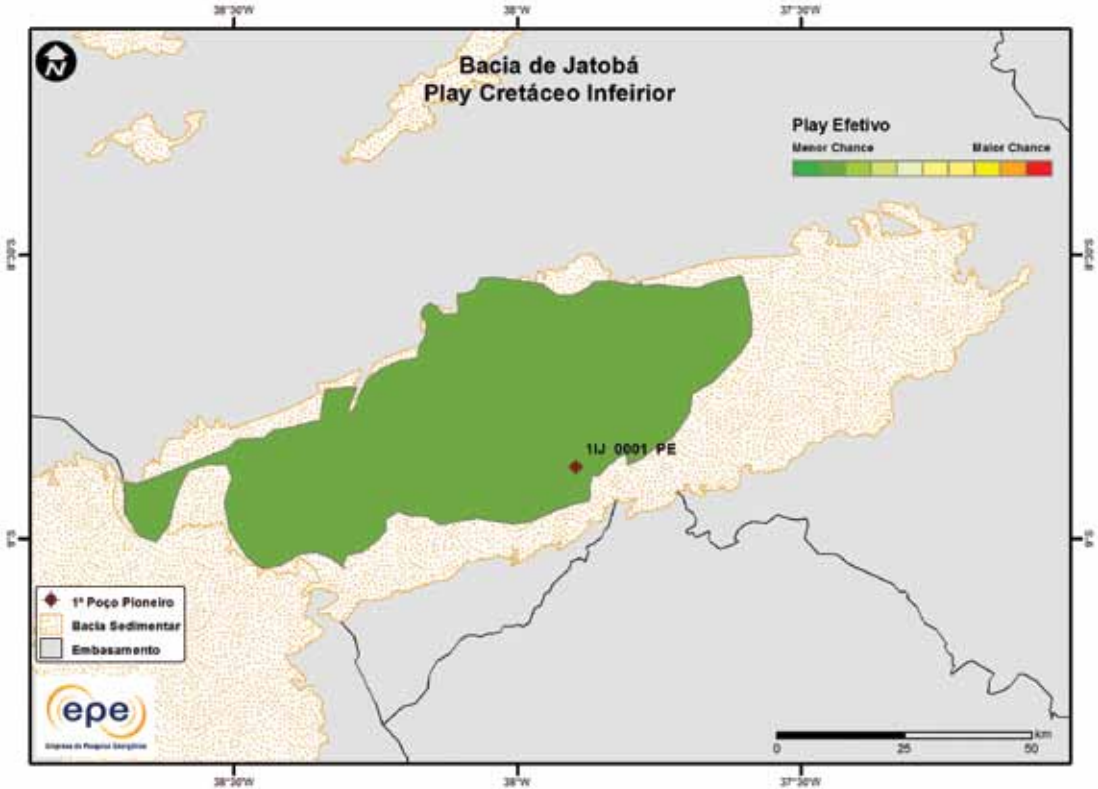


Figura 3.181 - Play efetivo Cretáceo Inferior da Bacia de Jatobá.

Tabela 3.89 - Atributos do Play Cretáceo Inferior – Bacia de Jatobá		
Play		Cretáceo Inferior
Situação Geográfica		terra
Carga	Unidade Litoestratigráfica	Formações Santa Brígida (Membro Ingá), Inajá e Candeias
	Unidade Cronoestratigráfica	Devoniano-Cretáceo Inferior
	Migração	contato direto e a pequenas distâncias
Reservatório	Unidade Litoestratigráfica	Grupos Santo Amaro, Ilhas e Massacará
	Unidade Cronoestratigráfica	Cretáceo Inferior
	Profundidade Média (m)	2.500
	Litologia / Contexto Deposicional	conglomerado e arenito / fluvial e deltaico
Trapa	Unidade Litoestratigráfica Selante	Grupos Santo Amaro e Ilhas
	Unidade Cronoestratigráfica Selante	Cretáceo Inferior
	Tipo de Trapa	estrutural e mista
	Litologia Selante	folhelho

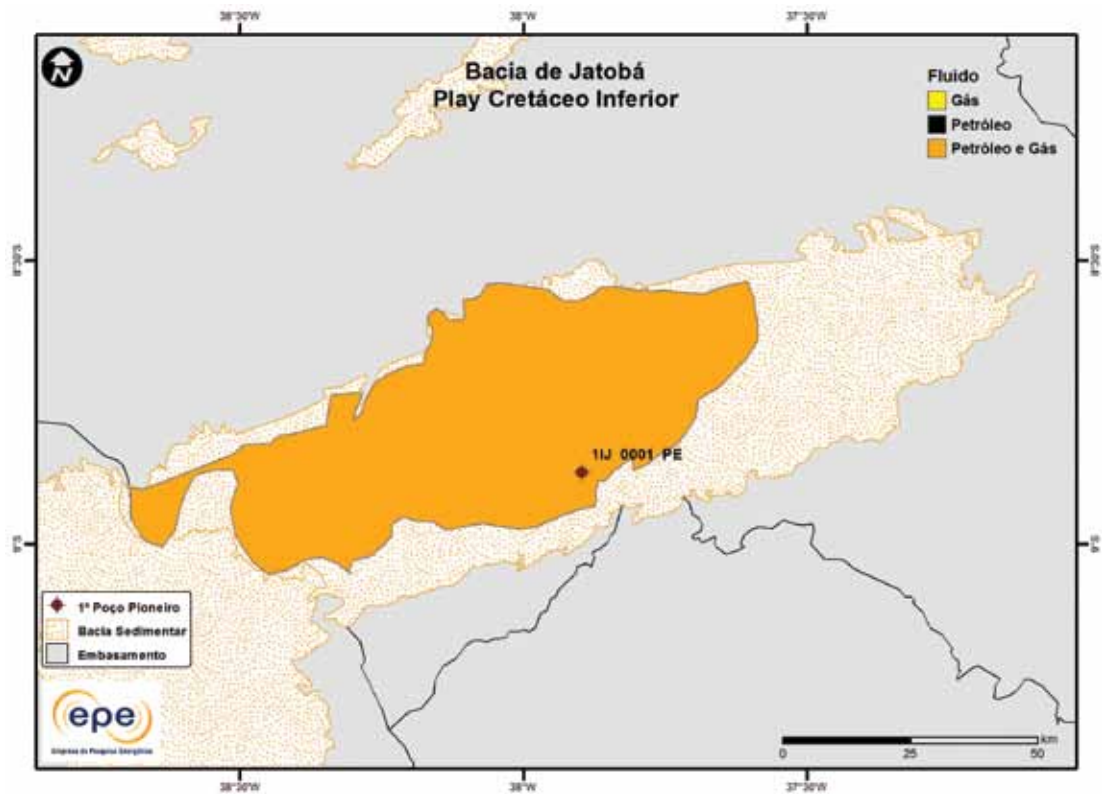


Figura 3.182 - Tipo de fluido com maior expectativa no *play* efetivo Cretáceo Inferior da Bacia de Jatobá.

3.1.12.2 *Play* Brotas

A Figura 3.183 apresenta o mapa do *play* efetivo Brotas, com chance baixa de descoberta de hidrocarbonetos. Este *play* abrange, praticamente, toda a área da bacia. Os atributos referentes a esse *play* estão sumarizados na Tabela 3.90.

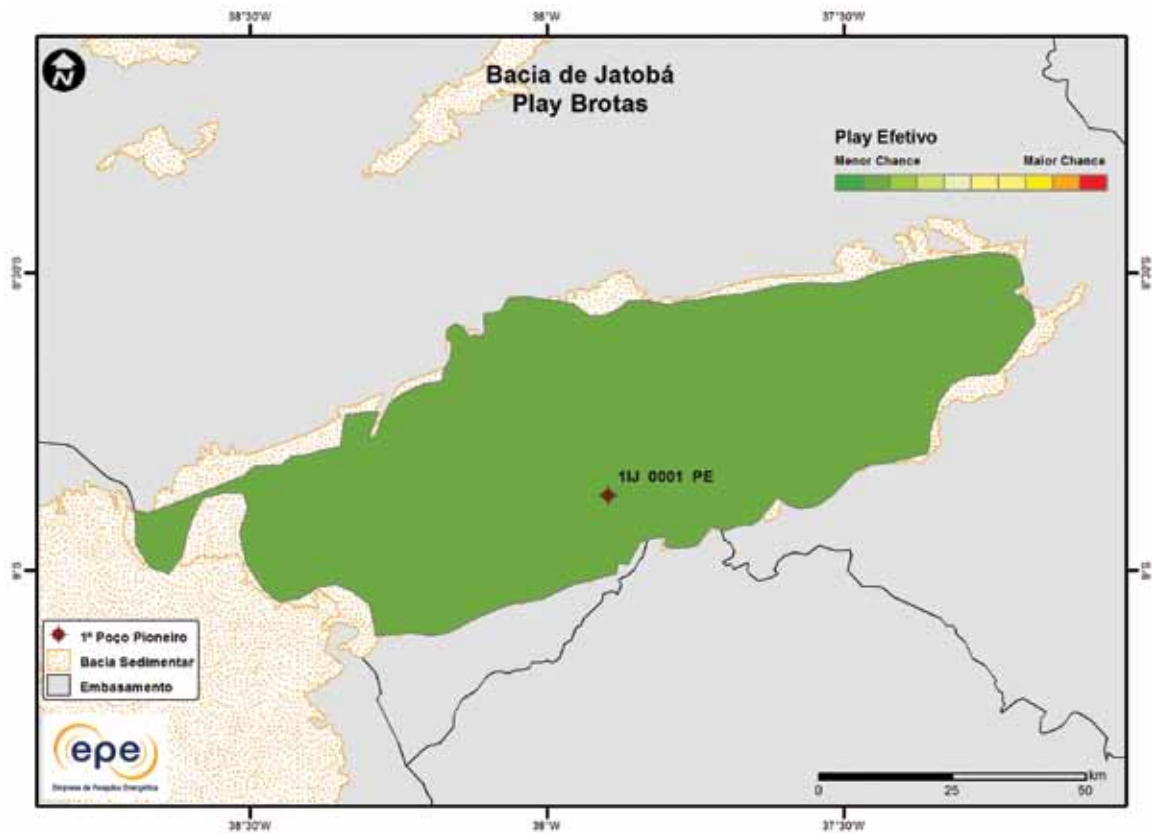


Figura 3.183 - *Play* efetivo Brotas da Bacia de Jatobá.

Tabela 3.90 - Atributos do <i>Play</i> Brotas – Bacia de Jatobá		
<i>Play</i>		Brotas
Situação Geográfica		terra
Carga	Unidade Litoestratigráfica	Formações Santa Brígida (Membro Ingá), Inajá e Candeias
	Unidade Cronoestratigráfica	Devoniano-Cretáceo Inferior
	Migração	contato direto e a pequenas distâncias
Reservatório	Unidade Litoestratigráfica	Formações Tacaratu, Inajá, Curituba, Santa Brígida e Aliança
	Unidade Cronoestratigráfica	Siluriano-Jurássico
	Profundidade Média (m)	3.000
	Litologia / Contexto Depositional	arenito, conglomerado e calcário
Trapa	Unidade Litoestratigráfica Selante	Grupos Jatobá, Brotas, Santo Amaro e Ilhas
	Unidade Cronoestratigráfica Selante	Siluriano-Cretáceo Inferior
	Tipo de Trapa	estrutural
	Litologia Selante	folhelho

A Figura 3.184 apresenta o mapa da expectativa de fluido para o *play* Brotas. A maior expectativa é de petróleo e gás natural, caso ocorra descoberta de hidrocarboneto. Sendo petróleo, espera-se a ocorrência de petróleo leve.

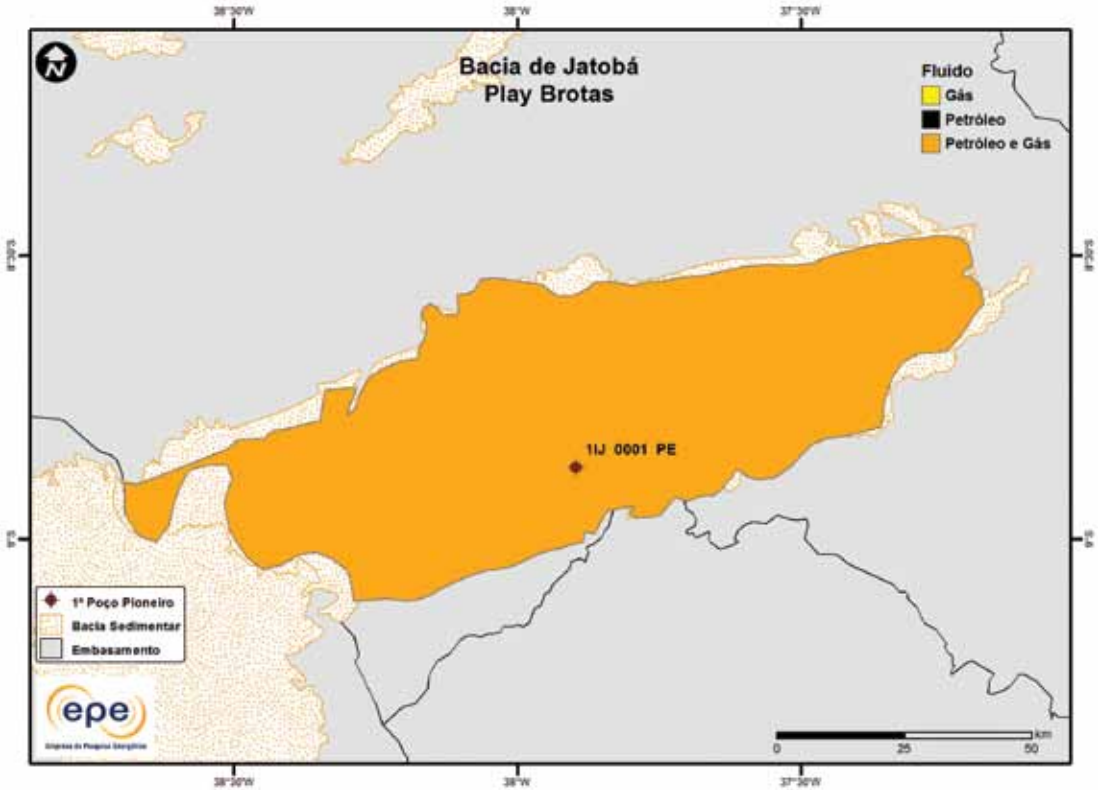


Figura 3.184 - Tipo de fluido com maior expectativa no *play* efetivo Brotas da Bacia de Jatobá.

3.1.13 Bacia de Jequitinhonha

• Síntese da Bacia

Apresenta-se na Figura 3.185 o mapa de localização da bacia sedimentar e efetiva (abordagem de representação geográfica) de Jequitinhonha e, na Tabela 3.91, suas principais características geológicas. Nota-se que a bacia efetiva ocupa apenas a parte *offshore* proximal e parte terrestre da bacia sedimentar. Os principais reservatórios e o principal gerador de cada *play* exploratório estão indicados na carta estratigráfica (Figura 3.186) e na seção geológica (Figura 3.187).

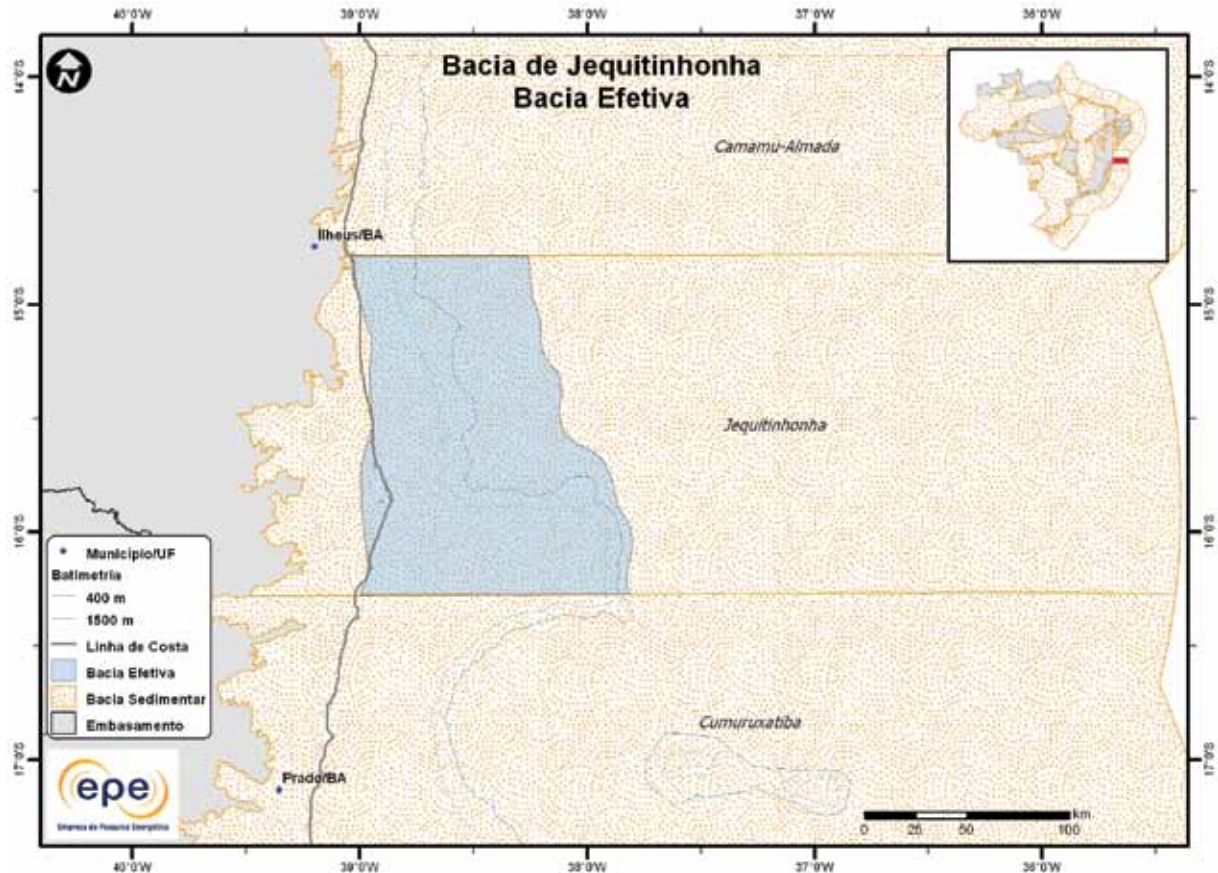


Figura 3.185 - Bacia efetiva de Jequitinhonha.

Tabela 3.91 - Informações Geológicas da Bacia de Jequitinhonha		
Situação Geográfica	terra	mar
Área Sedimentar (km²)	5.765	64.777
Área da Bacia efetiva (km²)	501	16.668
Maturidade Exploratória	Nova Fronteira	Nova Fronteira
Sistema Petrolífero Principal	Mariricu-Mariricu (.)	
Plays Exploratórios	Nome do Play	Principal Reservatório
1	Urucutuca	Formação Urucutuca
2	Barra Nova	Grupo Barra Nova
3	Mariricu	Formação Mariricu



Fonte: Modificado de Petrobras (2007).



• Principais Atividades do Setor de Petróleo e Gás na Bacia

Na Figura 3.188, apresenta-se a localização da cobertura dos levantamentos sísmicos e dos poços pioneiros, além da principal descoberta que, no entanto, não é comercial. Não há blocos sob concessão na bacia. A Tabela 3.92 apresenta, resumidamente, informações sobre os poços exploratórios.

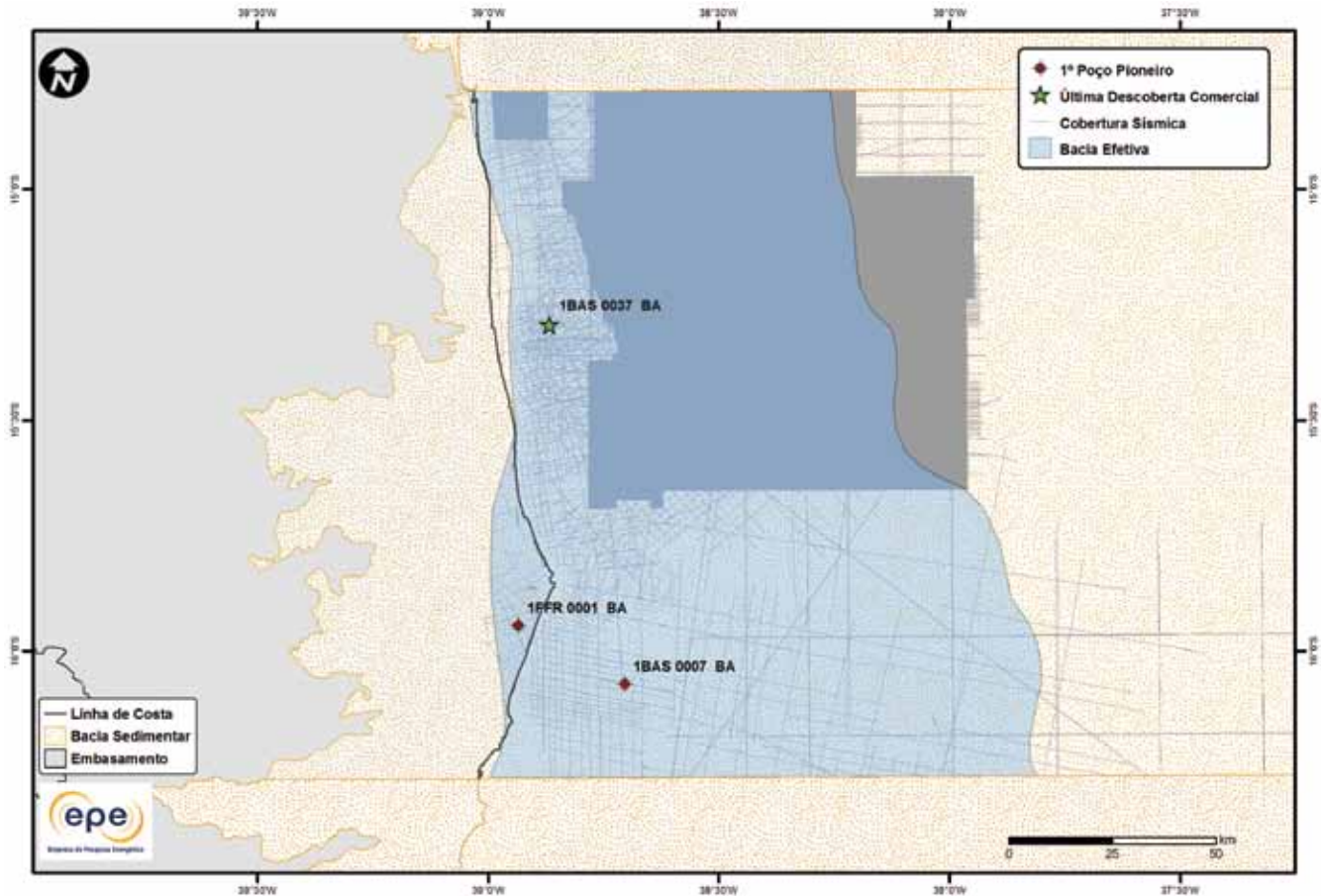


Figura 3.188 - Atividades de E&P na Bacia de Jequitinhonha.

Tabela 3.92 - Resumo de Atividades de E&P – Bacia de Jequitinhonha				
Situação Geográfica		mar	terra	
Poços Exploratórios	Perfurados		31	6
	1º Poço Pioneiro (ano)		1BAS0007BA (1971)	1FFR0001BA (1983)
	Último Poço Pioneiro (ano)		1BRSA768BAS (2009)	1RJQ0001BA (1983)
	Profundidade Máxima Perfurada (m)		4.700	4.638
	Maior Lâmina D'água (m)		2.336	0
	Índice de Sucesso Geológico de Poços Pioneiros (%)		3	9
Campos	Petróleo		0	0
	Gás Não Associado		0	0
	Petróleo e Gás		0	0
	Em Avaliação		2	0
Descobertas	1ª Descoberta Comercial (ano)		1BAS0037BA (1979)*	-
	Última Descoberta Comercial (ano)		1BAS0037BA (1979)	-
Produção	Ano de Início		-	-
	Acumulada	Petróleo (MM bbl)	0	0
		Gás Associado (MM m³)	0	0
		Gás Não Associado (MM m³)	0	0

* O poço 1-BAS-037-BA foi classificado como descobridor de campo com óleo.

• Infraestrutura de Abastecimento da Bacia

A Bacia de Jequitinhonha não conta com uma infraestrutura de abastecimento instalada diversificada. As únicas infraestruturas existentes nas proximidades da bacia são o Terminal Terrestre de Itabuna, que é abastecido de diesel, gasolina e GLP através do oleoduto ORSUB, vindo do Terminal Terrestre (TT) Madre de Deus (Figura 3.189) e o gasoduto Cacimbas-Catu (GASCAC), integrante do GASENE, que corta uma pequena porção terrestre da bacia, como mostra a Figura 3.190.

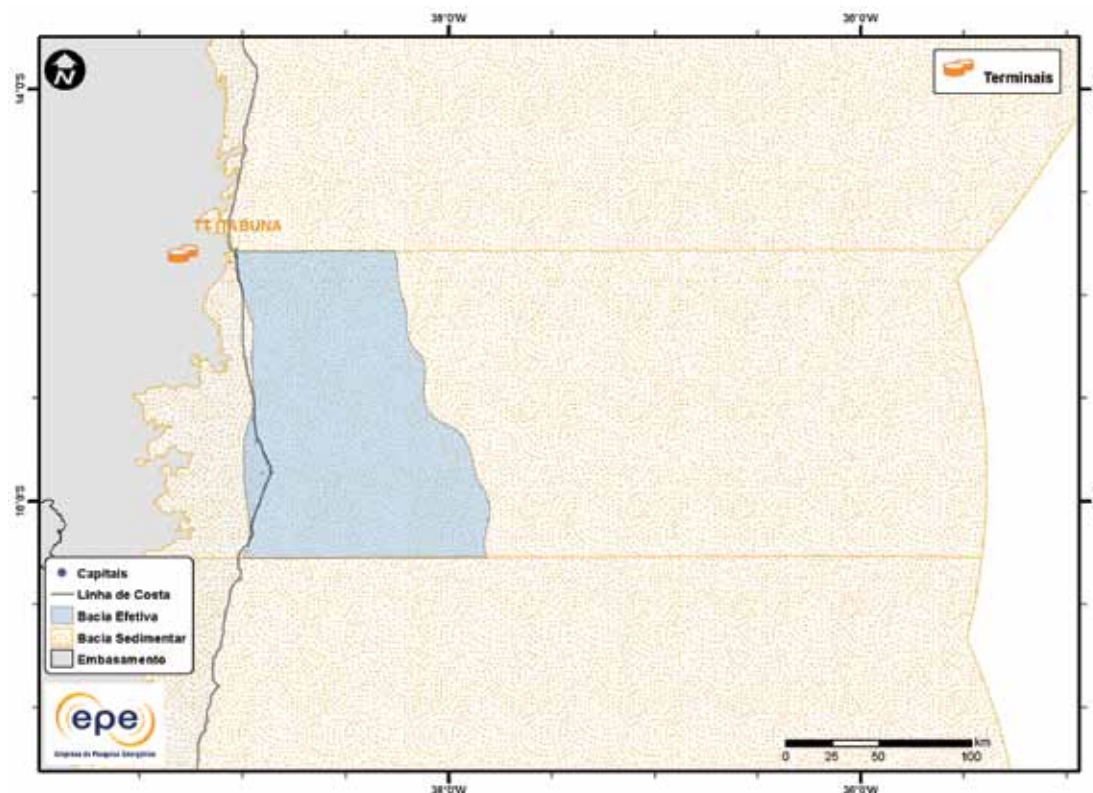


Figura 3.189 -Infraestrutura de abastecimento da Bacia de Jequitinhonha: refinarias e terminais.

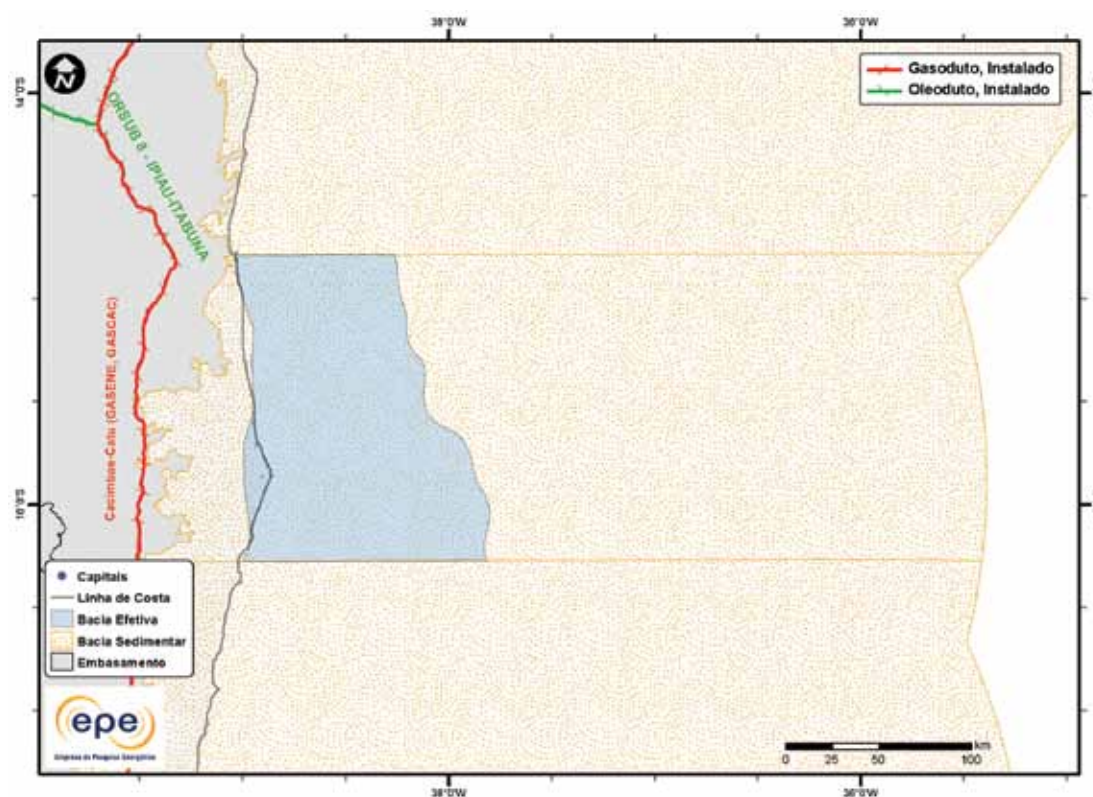


Figura 3.190 - Infraestrutura de abastecimento da Bacia de Jequitinhonha: UPGNs e dutos.

• Análise da Bacia em *Plays* Exploratórios

A Figura 3.191 apresenta o mapa da bacia efetiva de Jequitinhonha, segundo a abordagem de representação probabilística, com indicação das chances de descobertas de hidrocarbonetos. Percebe-se que as chances são baixas, sendo que as maiores estão na porção proximal. A Tabela 3.93 apresenta a correspondência dos *plays* com os *superplays*.

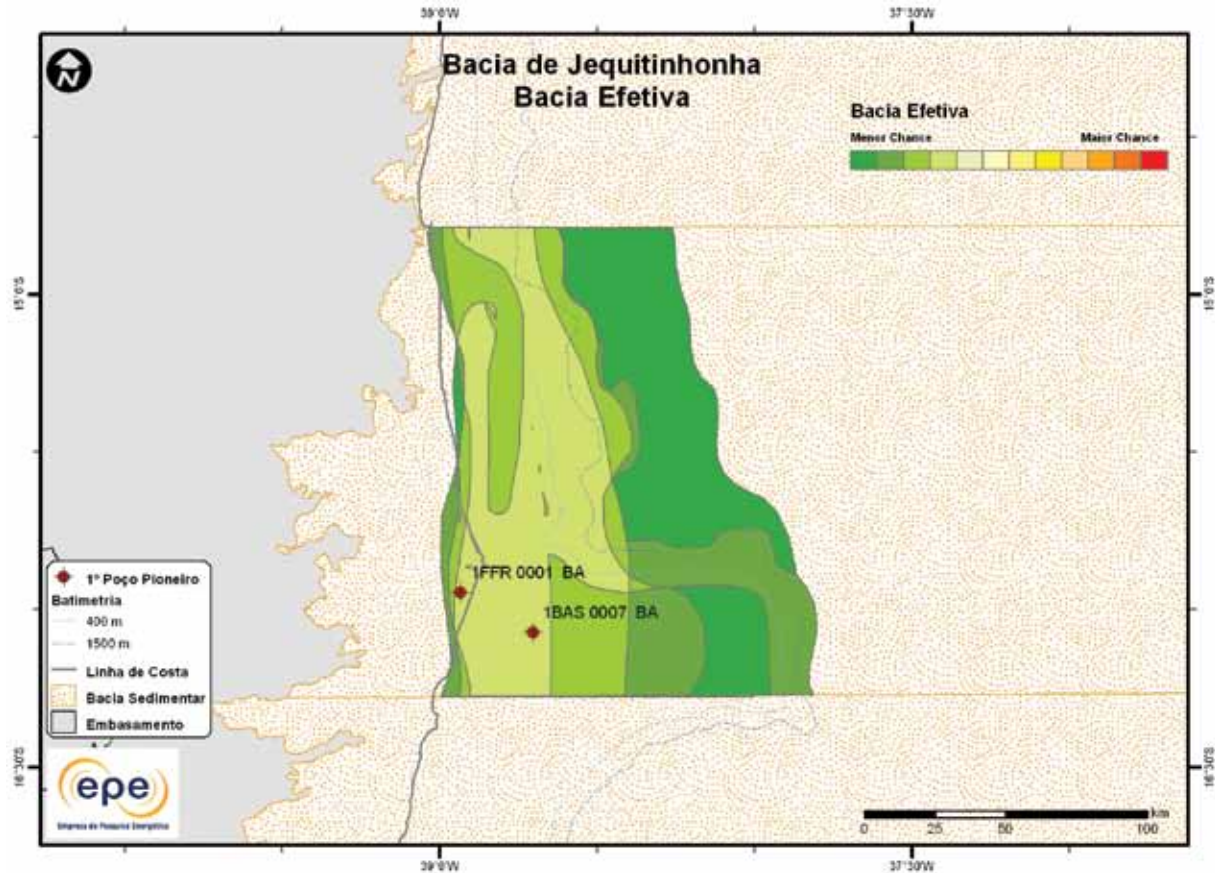


Figura 3.191 - Mapa da bacia efetiva de Jequitinhonha com indicação das chances de descobertas.

Tabela 3.93 - Plays da Bacia de Jequitinhonha		
Nome do Play	Status Exploratório	Superplay
Urucutuca	Fronteira	SuperPlay 1 – Terciário Cretáceo Superior_Marinho Aberto
Barra Nova	Fronteira	SuperPlay 2 – Cretáceo Inferior_Transicional/Marinho Raso
Mariricu	Fronteira	SuperPlay 3 – Cretáceo Inferior_Continental

3.1.12.1 Play Urucutuca

A Figura 3.192 apresenta o mapa do *play* efetivo Urucutuca, indicando uma chance baixa de descoberta de hidrocarboneto. Os atributos referentes a este *play* estão sumarizados na Tabela 3.94.

A Figura 3.193 apresenta o mapa de expectativa de fluido para o *play* Urucutuca. A maior expectativa é de petróleo, caso ocorra descoberta de hidrocarboneto. Sendo petróleo, espera-se a ocorrência de petróleo leve e mediano.

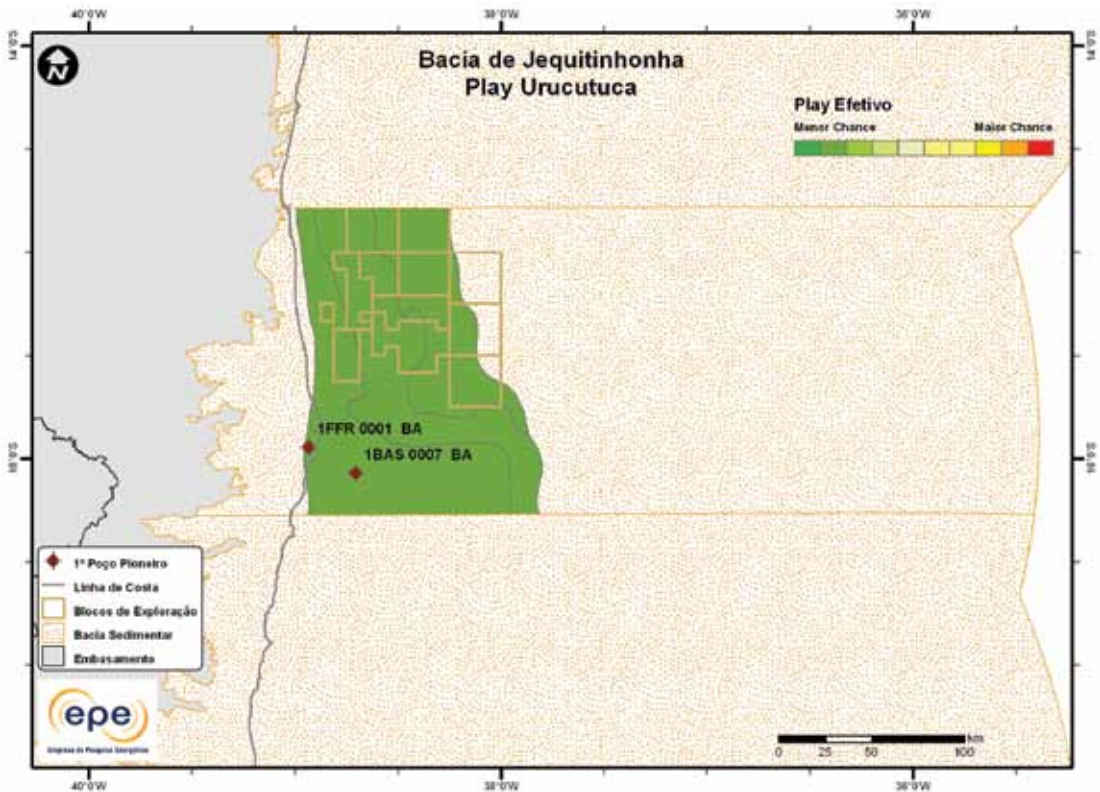


Figura 3.192 - Play efetivo Urucutuca da Bacia de Jequitinhonha.

Tabela 3.94 - Atributos do Play Urucutuca – Bacia de Jequitinhonha		
Play		Urucutuca
Situação Geográfica		terra e mar
Carga	Unidade Litoestratigráfica	Formação Mariricu
	Unidade Cronoestratigráfica	Cretáceo Inferior (Barremiano -Aptiano)
	Migração	falhas lítricas e/ou janelas de sal
Reservatório	Unidade Litoestratigráfica	Formação Urucutuca
	Unidade Cronoestratigráfica	Cretáceo Superior
	Profundidade Média (m)	2.500
	Litologia / Contexto Depositional	arenito / turbidito marinho profundo
Trapa	Unidade Litoestratigráfica Selante	Formação Urucutuca
	Unidade Cronoestratigráfica Selante	Cretáceo Superior
	Tipo de Trapa	estratigráfica
Litologia Selante		folhelho

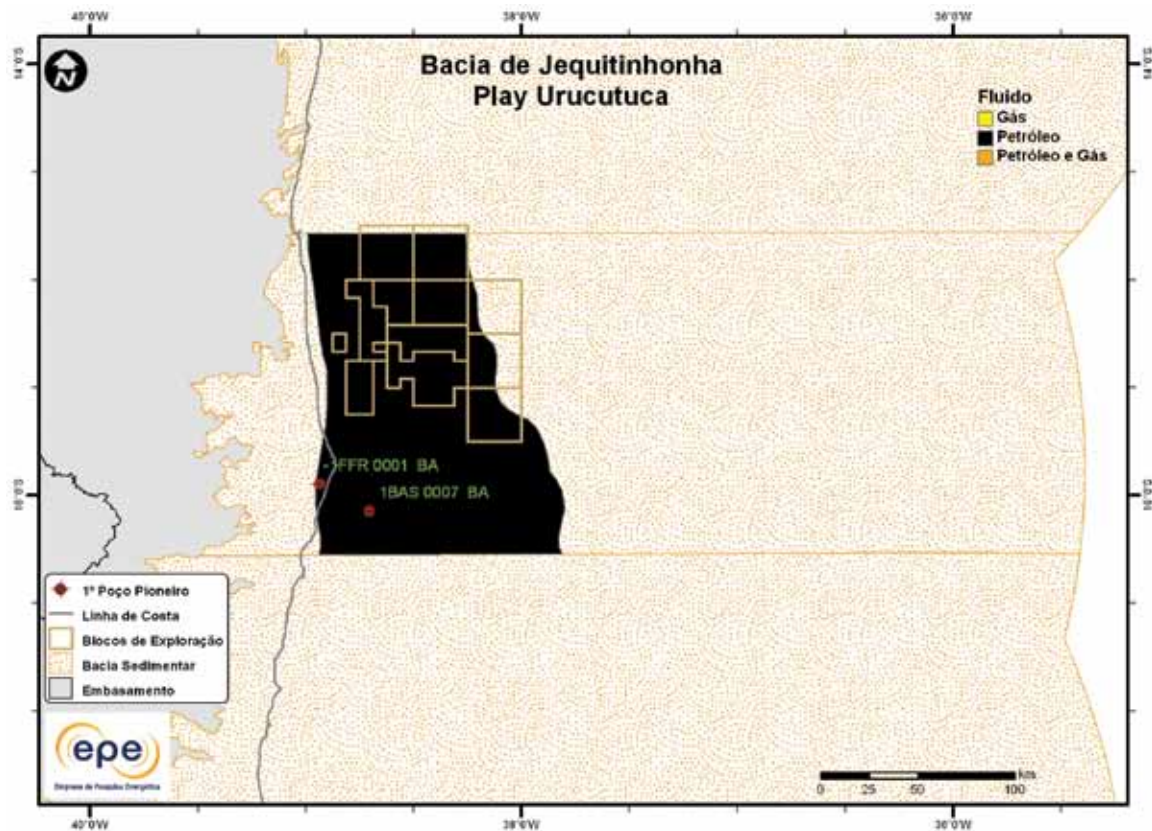


Figura 3.193 - Tipo de fluido com maior expectativa no *play* efetivo Urucutuca da Bacia de Jequitinhonha.

3.1.13.2 Play Barra Nova

A Figura 3.194 apresenta o mapa do *play* efetivo Barra Nova, indicando pequena chance de descoberta de hidrocarboneto em toda sua extensão. Os atributos referentes a este *play* estão sumarizados na Tabela 3.95.

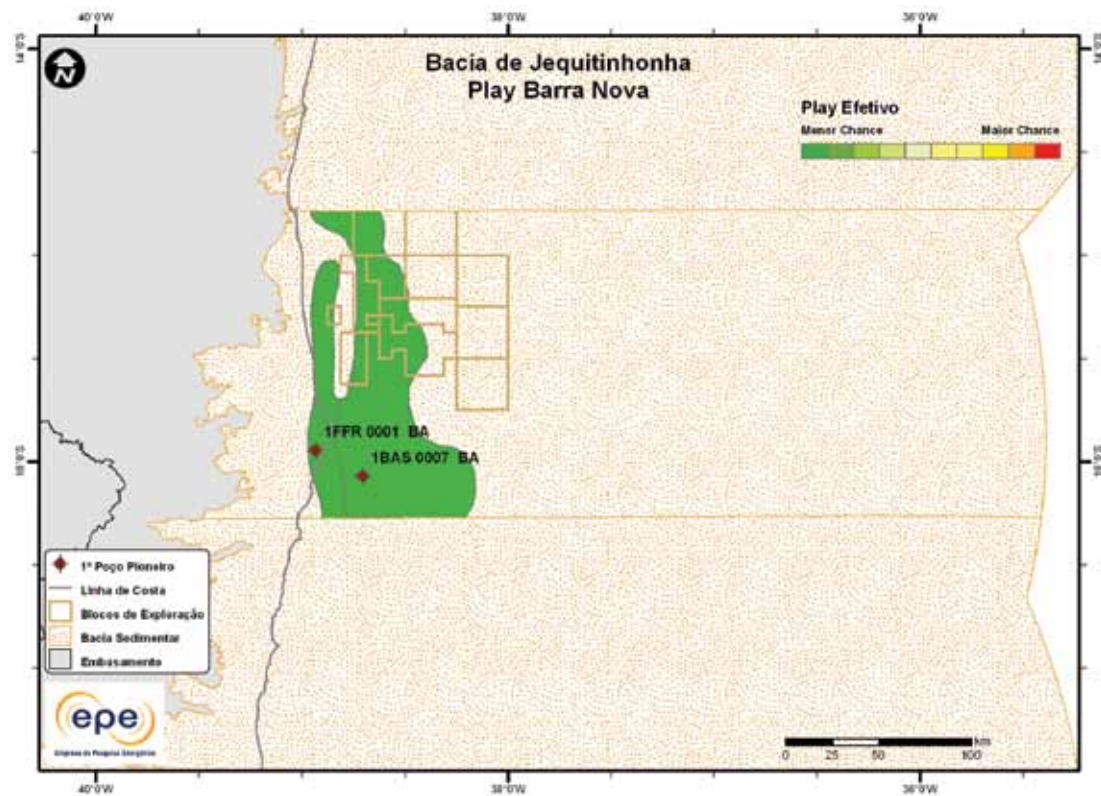


Figura 3.194 - Play efetivo Barra Nova da Bacia de Jequitinhonha.

Tabela 3.95 - Atributos do <i>Play</i> Barra Nova – Bacia de Jequitinhonha		
<i>Play</i>		Barra Nova
Situação Geográfica		terra e mar
Carga	Unidade Litoestratigráfica	Formação Mariricu
	Unidade Cronoestratigráfica	Cretáceo Inferior (Barremiano-Aptiano)
	Migração	falhas lítricas, discordâncias e/ou janelas de sal
Reservatório	Unidade Litoestratigráfica	Formação Regência
	Unidade Cronoestratigráfica	Cretáceo Inferior (Albiano)
	Profundidade Média (m)	2.000
	Litologia / Contexto Depositional	arenito / aluvial, fluvial, deltaico; carbonato / marinho plataformai
Trapa	Unidade Litoestratigráfica Selante	Formação Urucutuca
	Unidade Cronoestratigráfica Selante	Cretáceo Superior
	Tipo de Trapa	estratigráfica e mista
	Litologia Selante	folhelho

A Figura 3.195 apresenta o mapa de expectativa de fluido para o *play* Barra Nova. A maior expectativa é de petróleo, caso ocorra descoberta de hidrocarboneto. Sendo petróleo, espera-se a ocorrência de petróleo leve.

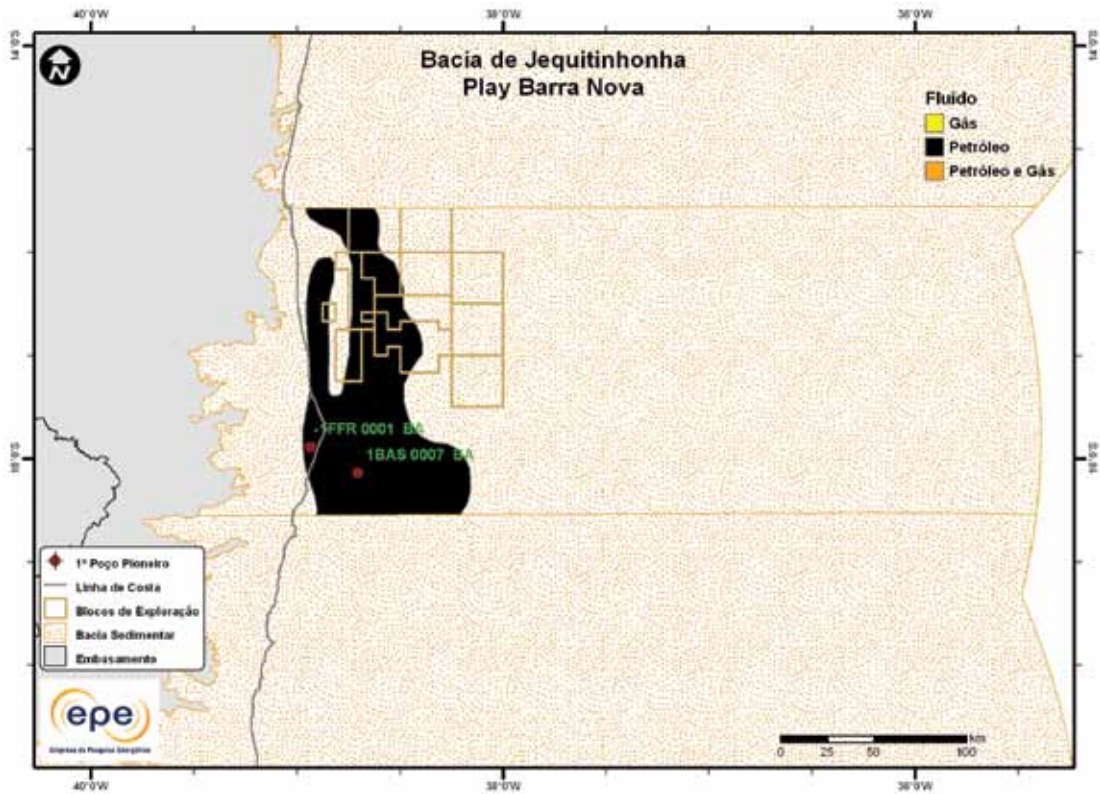


Figura 3.195 - Tipo de fluido com maior expectativa no *play* efetivo Barra Nova da Bacia de Jequitinhonha.

3.1.13.3 Play Mariricu

A Figura 3.196 apresenta o mapa do *play* efetivo Mariricu, indicando pequena chance de descoberta de hidrocarboneto em toda a sua extensão. Os atributos referentes a este *play* estão sumarizados na Tabela 3.96.

A Figura 3.197 apresenta o mapa de expectativa de fluido para o *play* Mariricu. A maior expectativa é de petróleo, caso ocorra descoberta de hidrocarboneto. Sendo petróleo, espera-se a ocorrência de petróleo leve e mediano.

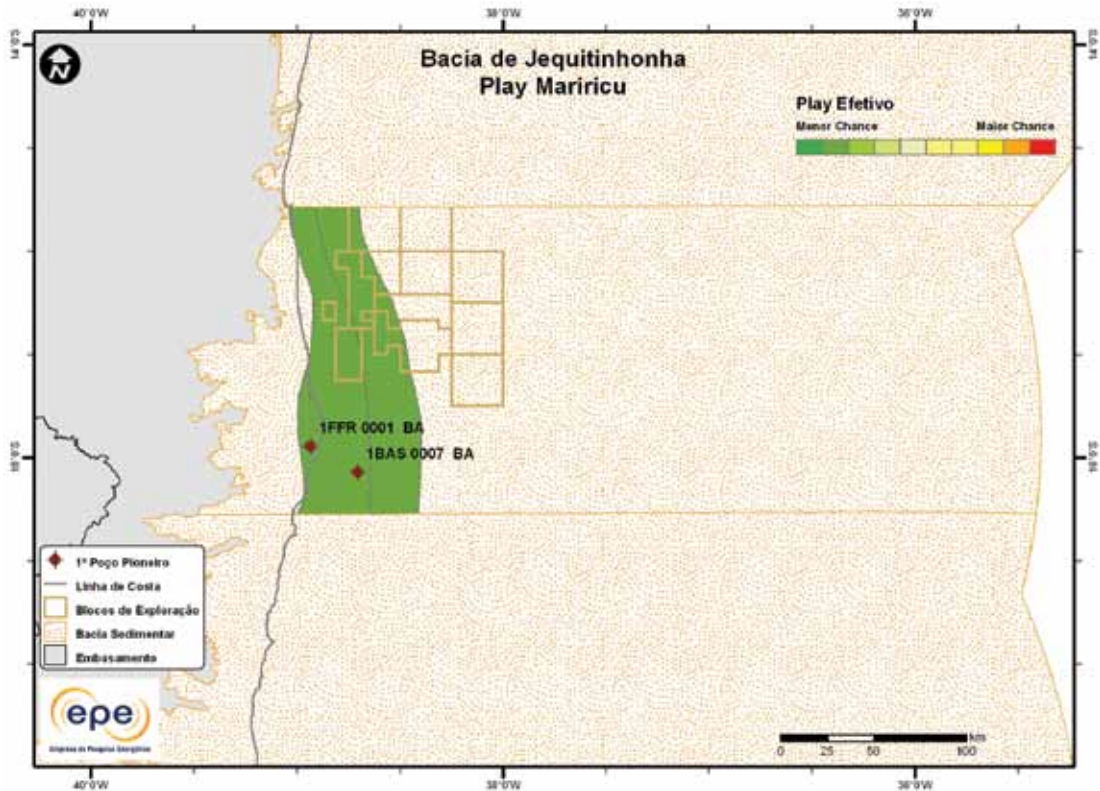


Figura 3.196 - Play efetivo Mariricu da Bacia de Jequitinhonha.

Tabela 3.96 - Atributos do Play Mariricu – Bacia de Jequitinhonha		
Play		Mariricu
Situação Geográfica		terra e mar
Carga	Unidade Litoestratigráfica	Formação Mariricu
	Unidade Cronoestratigráfica	Cretáceo Inferior (Barremiano-Aptiano)
	Migração	falhas normais, discordâncias e carrier beds
Reservatório	Unidade Litoestratigráfica	Formação Mariricu
	Unidade Cronoestratigráfica	Cretáceo Inferior (Barremiano-Aptiano)
	Profundidade Média (m)	4.500
	Litologia / Contexto Depositional	arenito / lacustre, fluvial, aluvial e deltaico
Trapa	Unidade Litoestratigráfica Selante	Formação Mariricu (Membro Itaúnas)
	Unidade Cronoestratigráfica Selante	Cretáceo Inferior (Aptiano)
	Tipo de Trapa	estrutural
	Litologia Selante	evaporito

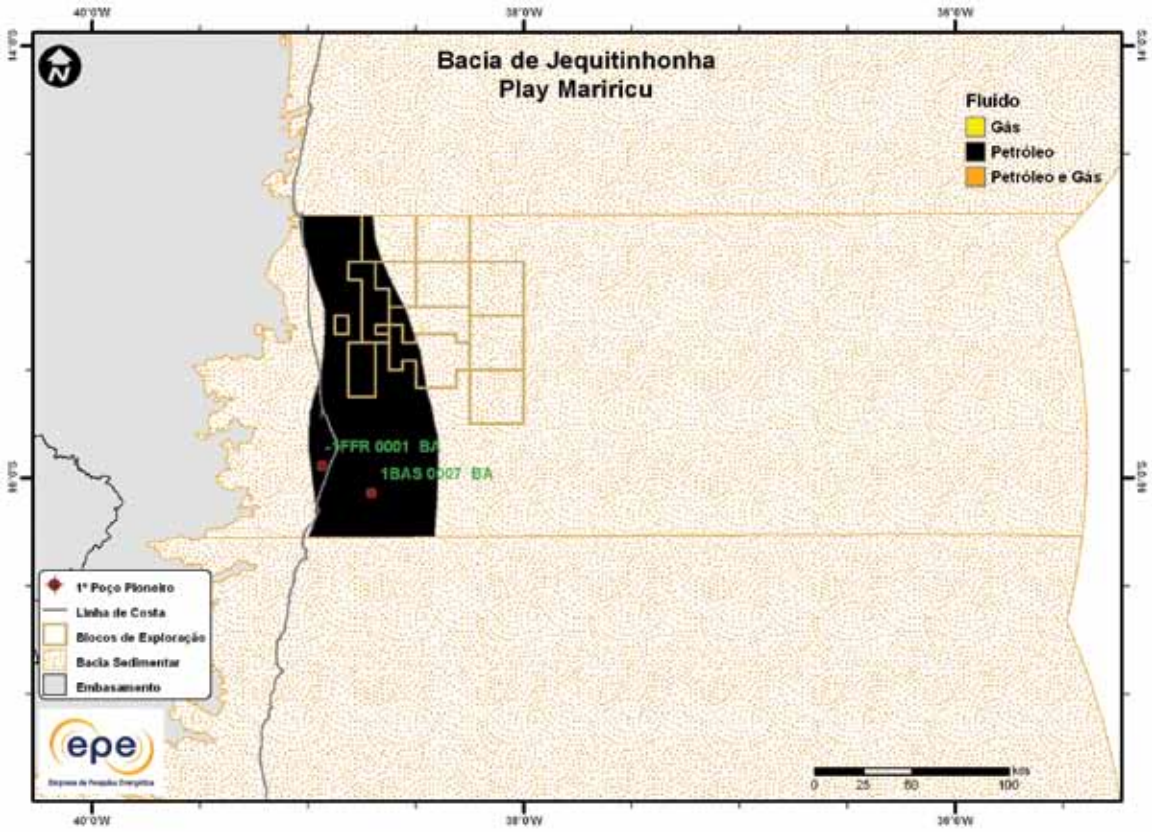


Figura 3.197 - Tipo de fluido com maior expectativa no *play* efetivo Mariricu da Bacia de Jequitinhonha.

3.1.14 Bacia do Marajó

- Síntese da Bacia

Apresenta-se na Figura 3.198 o mapa de localização da bacia sedimentar e efetiva (abordagem de representação geográfica) do Marajó e, na Tabela 3.97, suas principais características geológicas. Nota-se que a bacia efetiva ocupa a parte central da bacia sedimentar. Os principais reservatórios e o principal gerador de cada *play* exploratório estão indicados na carta estratigráfica (Figura 3.199) e na seção geológica (Figura 3.200).

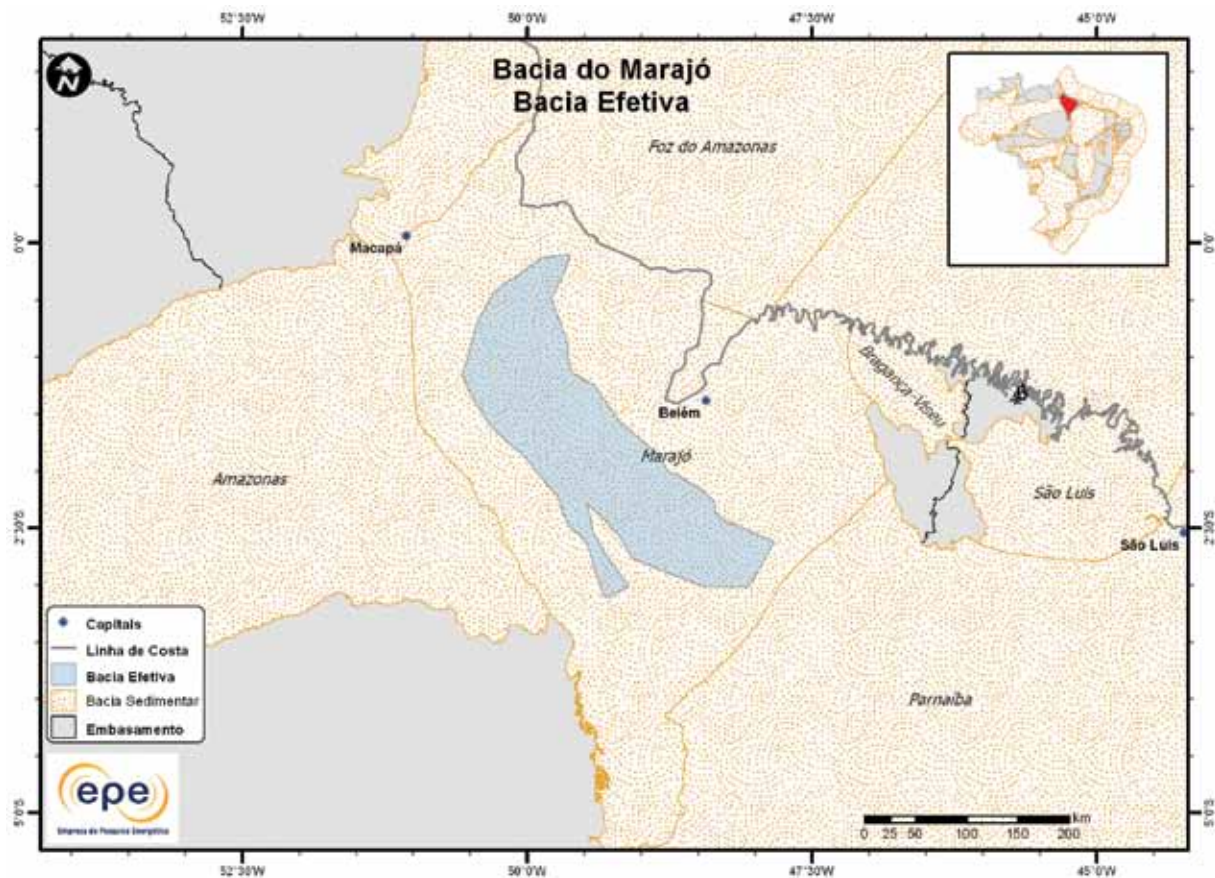


Figura 3.198 - Bacia efetiva do Marajó.

Tabela 3.97 - Informações Geológicas da Bacia do Marajó		
Situação Geográfica	terra	
Área Sedimentar (km²)	161.535	
Área da Bacia efetiva (km²)	36.048	
Maturidade Exploratória	Nova Fronteira	
Sistema Petrolífero Principal	? -?	
Plays Exploratórios	Nome do Play	Principal Reservatório
1	Breves-Itapecuru	Formação Breves



Fonte: Modificado de Petrobras (2007).



• Principais Atividades do Setor de Petróleo e Gás na Bacia

Na Figura 3.201, apresenta-se a localização da cobertura dos levantamentos sísmicos e dos poços pioneiros. Não há blocos exploratórios sob concessão. Embora não ilustrados na figura, cabe citar que, em 2007, a ANP concluiu levantamento de dados aerogeofísicos. A Tabela 3.98 apresenta, resumidamente, informações sobre os poços exploratórios.

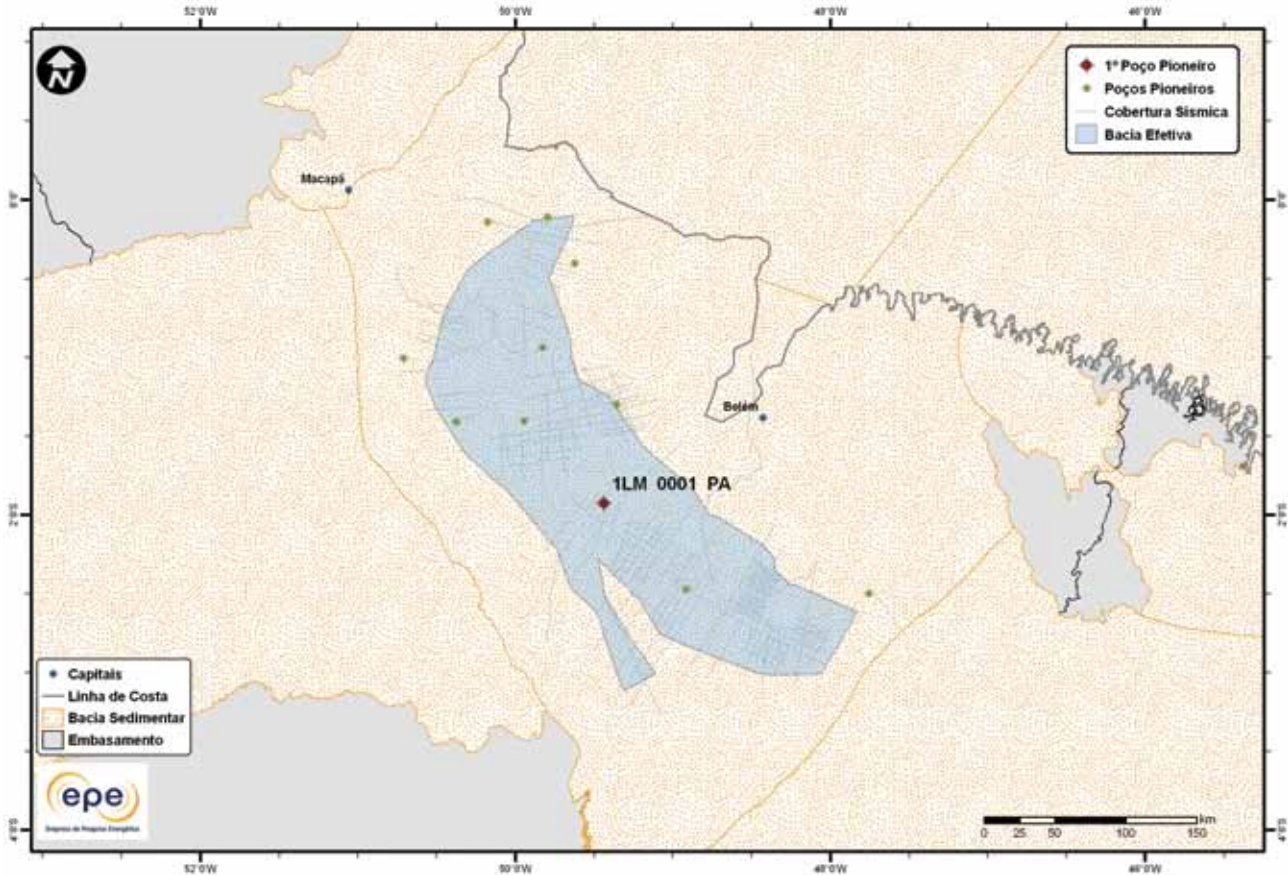


Figura 3.201 - Atividades de E&P na Bacia do Marajó.

Tabela 3.98 - Resumo de Atividades de E&P – Bacia do Marajó				
Poços Exploratórios	Situação Geográfica		terra	
	Perfurados		18	
	1º Poço Pioneiro (ano)		1LM0001PA (1951)	
	Último Poço Pioneiro (ano)		1MU0001PA (1989)	
	Profundidade Máxima Perfurada (m)		5.500	
	Maior Lâmina D'água (m)		0	
Campos	Índice de Sucesso Geológico de Poços Pioneiros (%)		0	
	Petróleo		0	
	Gás Não Associado		0	
	Petróleo e Gás		0	
Descobertas	Em Avaliação		0	
	1ª Descoberta Comercial (ano)		-	
	Última Descoberta Comercial (ano)		-	
Produção	Ano de Início		-	
	Acumulada	Petróleo (MM bbl)	0	
		Gás Associado (MM m³)	0	
		Gás Não Associado (MM m³)	0	

- **Infraestrutura de Abastecimento da Bacia**

A Bacia do Marajó não conta com uma infraestrutura de abastecimento instalada diversificada, sendo as únicas infraestruturas existentes nas proximidades da bacia, os Terminais Aquaviários Miramar e Vila do Conde, em Belém/PA. Com tanques de armazenagem de derivados (5) e esferas de GLP (2), esses terminais abastecem os estados do Pará e do Amapá. Apesar da pouca infraestrutura presente na Bacia do Marajó, a região poderá se beneficiar de projetos possíveis de serem instalados em suas proximidades, destacadamente a Refinaria Premium I (Figura 3.202) e o Gasoduto do Pará (Figura 3.203).

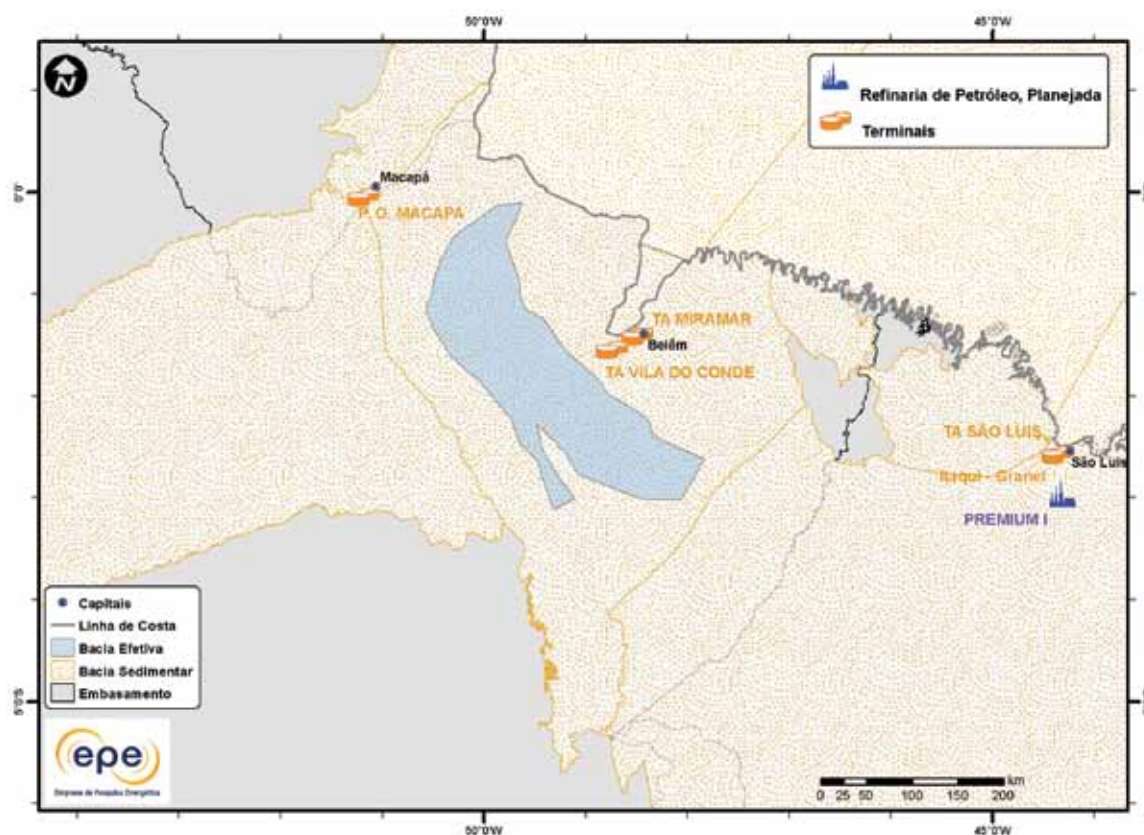


Figura 3.202 - Infraestrutura de abastecimento da Bacia do Marajó: refinarias e terminais.

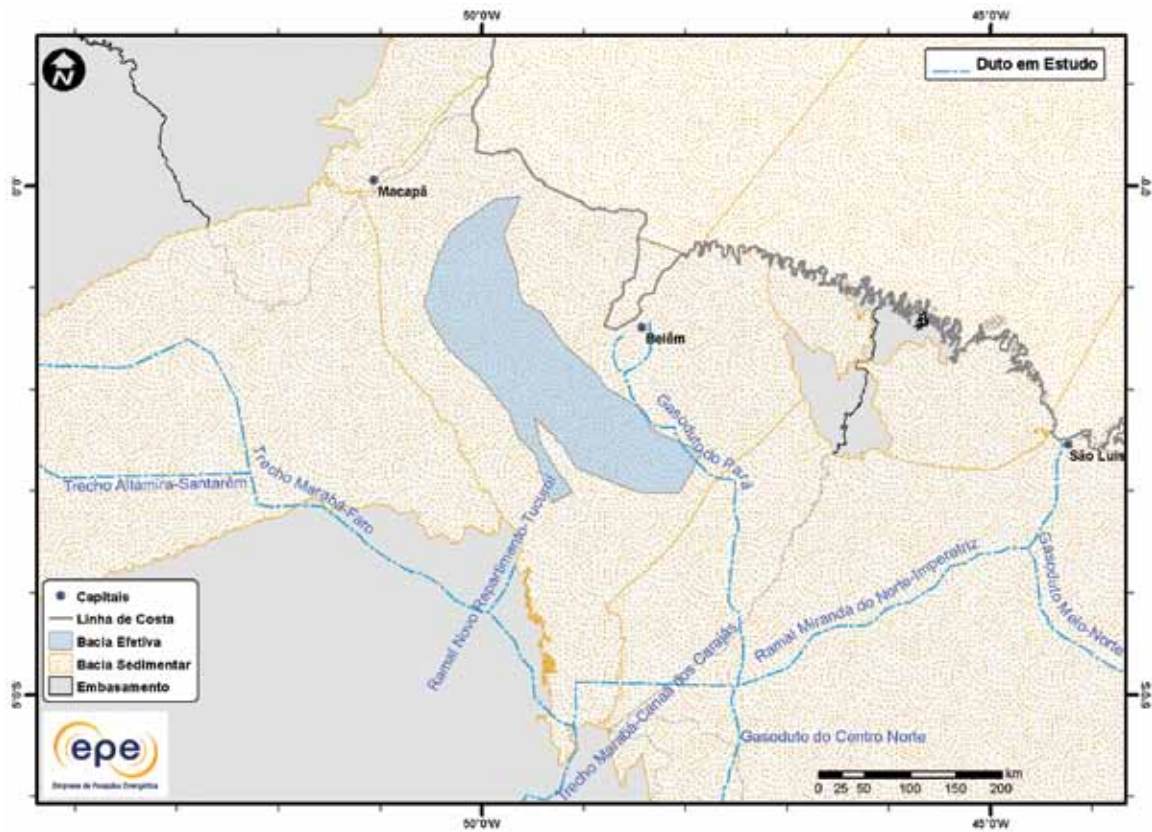


Figura 3.203 - Infraestrutura de abastecimento da Bacia do Marajó: UPGNs e dutos.

- **Análise da Bacia em *Plays* Exploratórios**

A Figura 3.204 apresenta o mapa da bacia efetiva do Marajó, segundo a abordagem de representação probabilística, com indicação de chance de descoberta de hidrocarboneto. Percebe-se que toda a área considerada efetiva apresenta chance muito baixa de descoberta de hidrocarbonetos. A Tabela 3.99 apresenta a correspondência dos *plays* com os *superplays*.

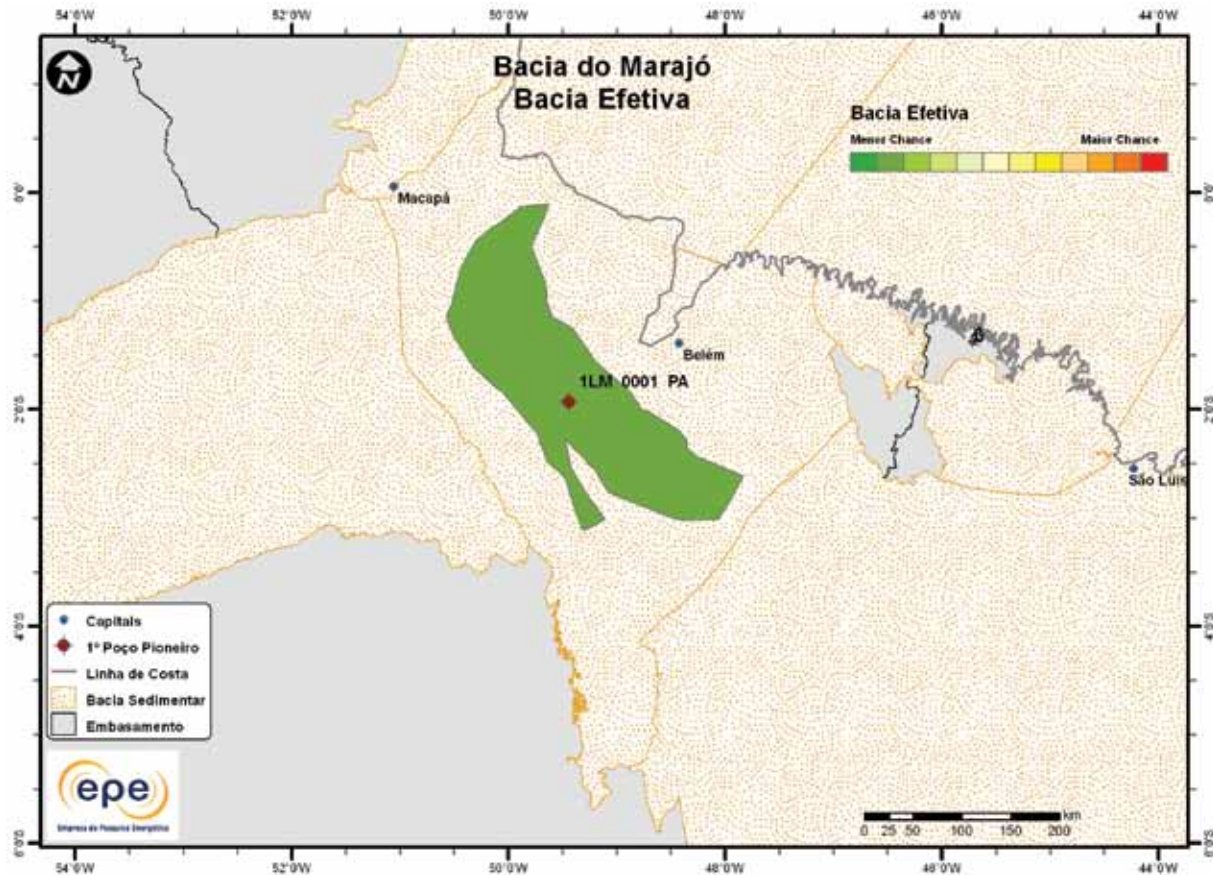


Figura 3.204 - Mapa da bacia efetiva do Marajó com indicação das chances de descobertas.

Tabela 3.99 - Plays da Bacia do Marajó		
Nome do Play	Status Exploratório	Superplay
Breves-Itapecuru	Fronteira	SuperPlay 3 – Cretáceo Inferior_Continental

3.1.14.4 Play Breves-Itapecuru

A Figura 3.205 apresenta o mapa do *play* efetivo Breves-Itapecuru, com as chances de descobertas de hidrocarboneto. Este *play* é o único identificado na bacia e apresenta chance muito baixa em toda a sua extensão. Os atributos referentes a esse *play* estão sumarizados na Tabela 3.100.

A Figura 3.206 apresenta o mapa da expectativa de fluido para o *play* Breves-Itapecuru. A maior expectativa é de petróleo, caso ocorra descoberta de hidrocarboneto. Sendo petróleo, espera-se a ocorrência de petróleo leve.

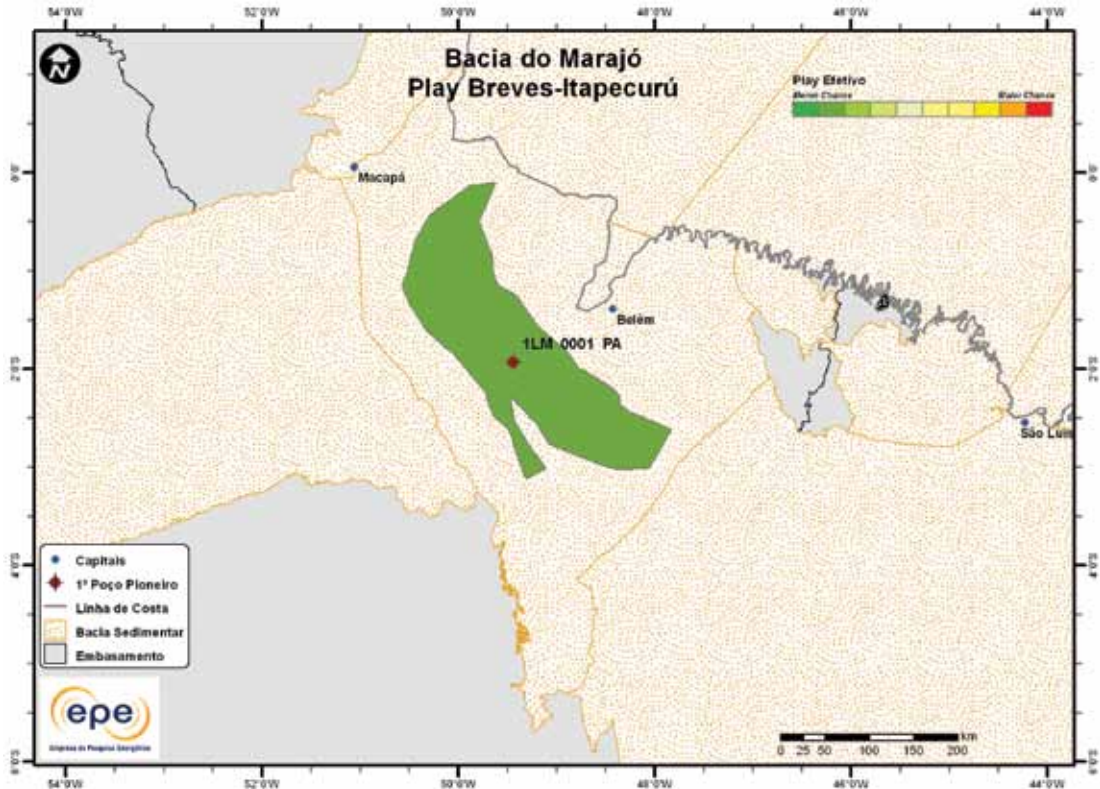


Figura 3.205 - Play efetivo Breves-Itapecuru da Bacia do Marajó.

Tabela 3.100 - Atributos do Play Breves-Itapecuru – Bacia do Marajó		
Play		Breves-Itapecuru
Situação Geográfica		terra
Carga	Unidade Litoestratigráfica	Formações Breves e Itapecuru
	Unidade Cronoestratigráfica	Cretáceo Inferior
	Migração	falhas do rifte
Reservatório	Unidade Litoestratigráfica	Formação Breves e Itapecuru
	Unidade Cronoestratigráfica	Cretáceo Inferior
	Profundidade Média (m)	2.400
	Litologia / Contexto Depositional	arenito
Trapa	Unidade Litoestratigráfica Selante	Formações Breves e Itapecuru
	Unidade Cronoestratigráfica Selante	Cretáceo Inferior
	Tipo de Trapa	estrutural
	Litologia Selante	folhelho

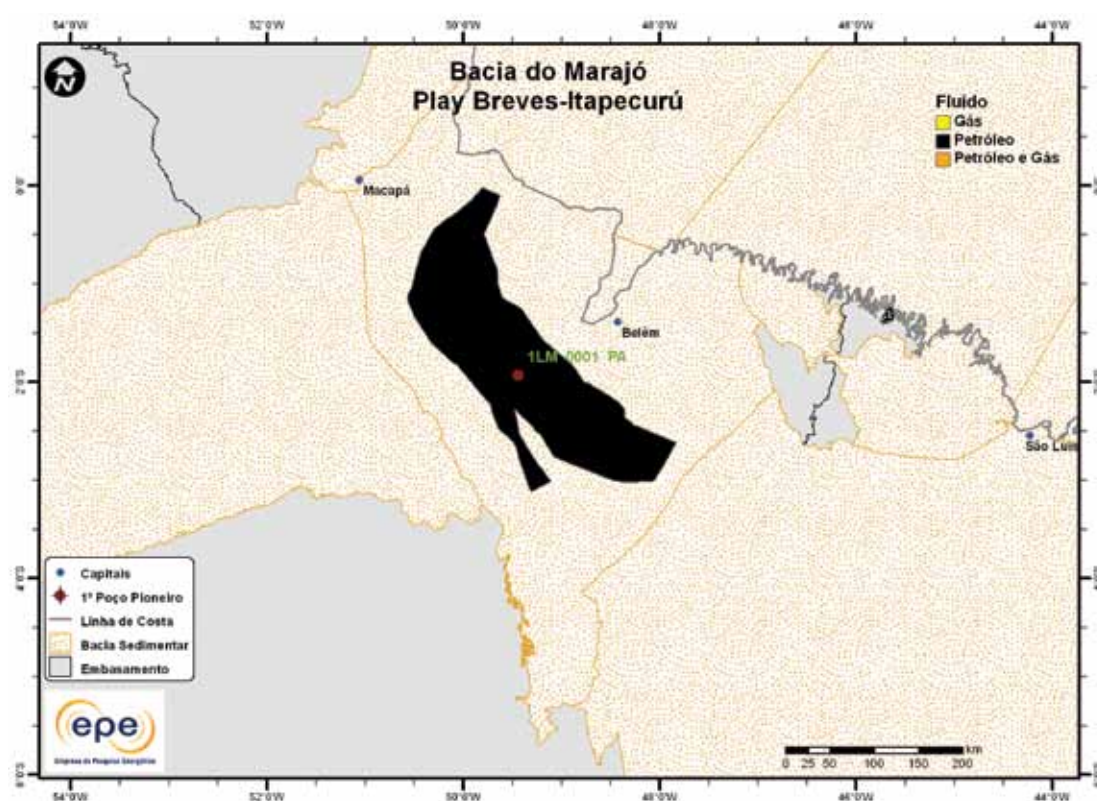


Figura 3.206 - Tipo de fluido com maior expectativa no *play* efetivo Breves-Itapecuru da Bacia do Marajó.

3.1.15 Bacia do Pará-Maranhão

• Síntese da Bacia

Apresenta-se na Figura 3.207 o mapa de localização da bacia sedimentar e efetiva (abordagem de representação geográfica) do Pará-Maranhão e, na Tabela 3.101, suas principais características geológicas. Nota-se que a bacia efetiva ocupa uma faixa central da região *offshore* da bacia sedimentar. Os principais reservatórios e o principal gerador de cada *play* exploratório estão indicados na carta estratigráfica (Figura 3.208) e na seção geológica (Figura 3.209).

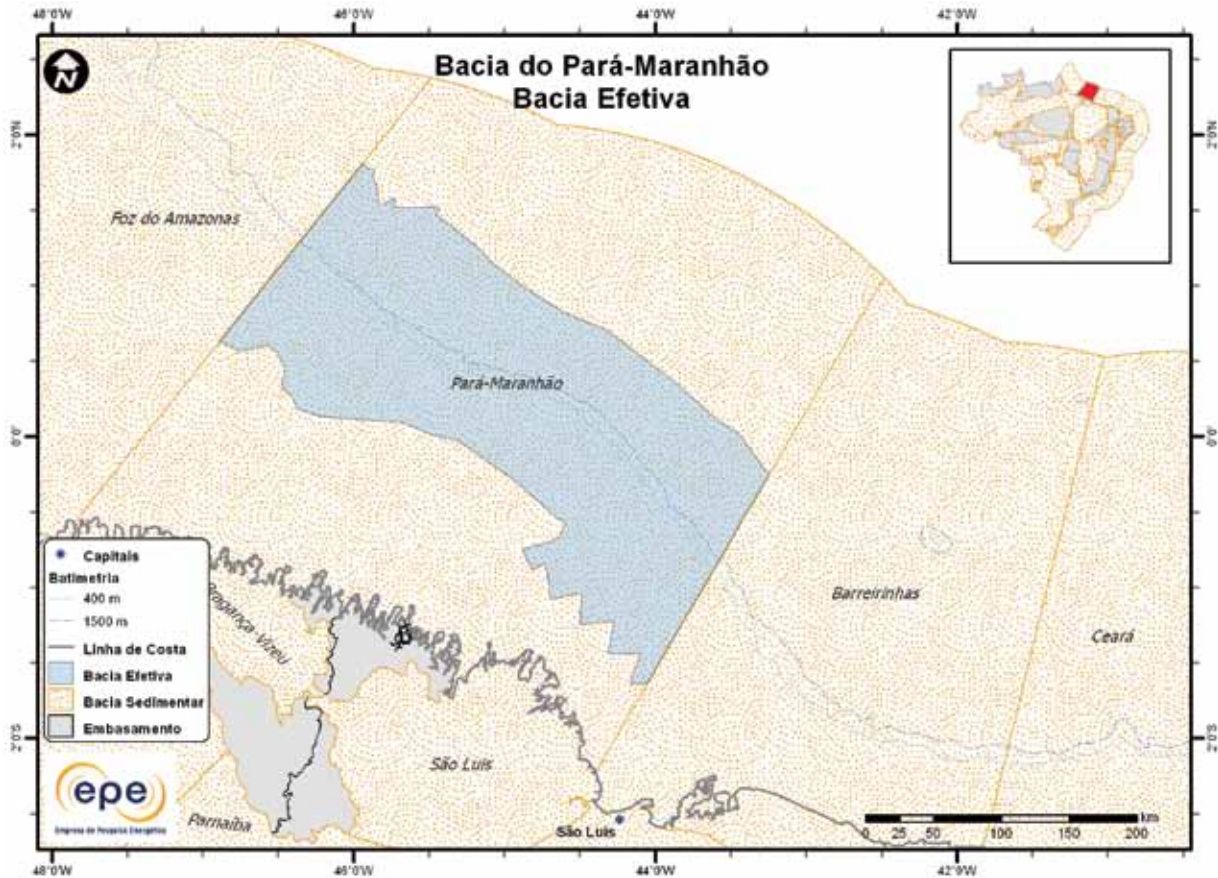


Figura 3.207 - Bacia efetiva do Pará-Maranhão.

Tabela 3.101 - Informações Geológicas da Bacia do Pará-Maranhão		
Situação Geográfica	mar	
Área Sedimentar (km²)	158.461	
Área da Bacia efetiva (km²)	59.419	
Maturidade Exploratória	Nova Fronteira	
Sistema Petrolífero Principal	Codó-Canárias (!)	
Plays Exploratórios	Nome do Play	Principal Reservatório
1	Travosas Terciário	Formação Travosas
2	Ilha de Santana	Formação Ilha de Santana
3	Travosas Escorregamento Gravitacional	Formação Travosas
4	Travosas Cretáceo Superior	Formação Travosas
5	Canárias	Formação Canárias

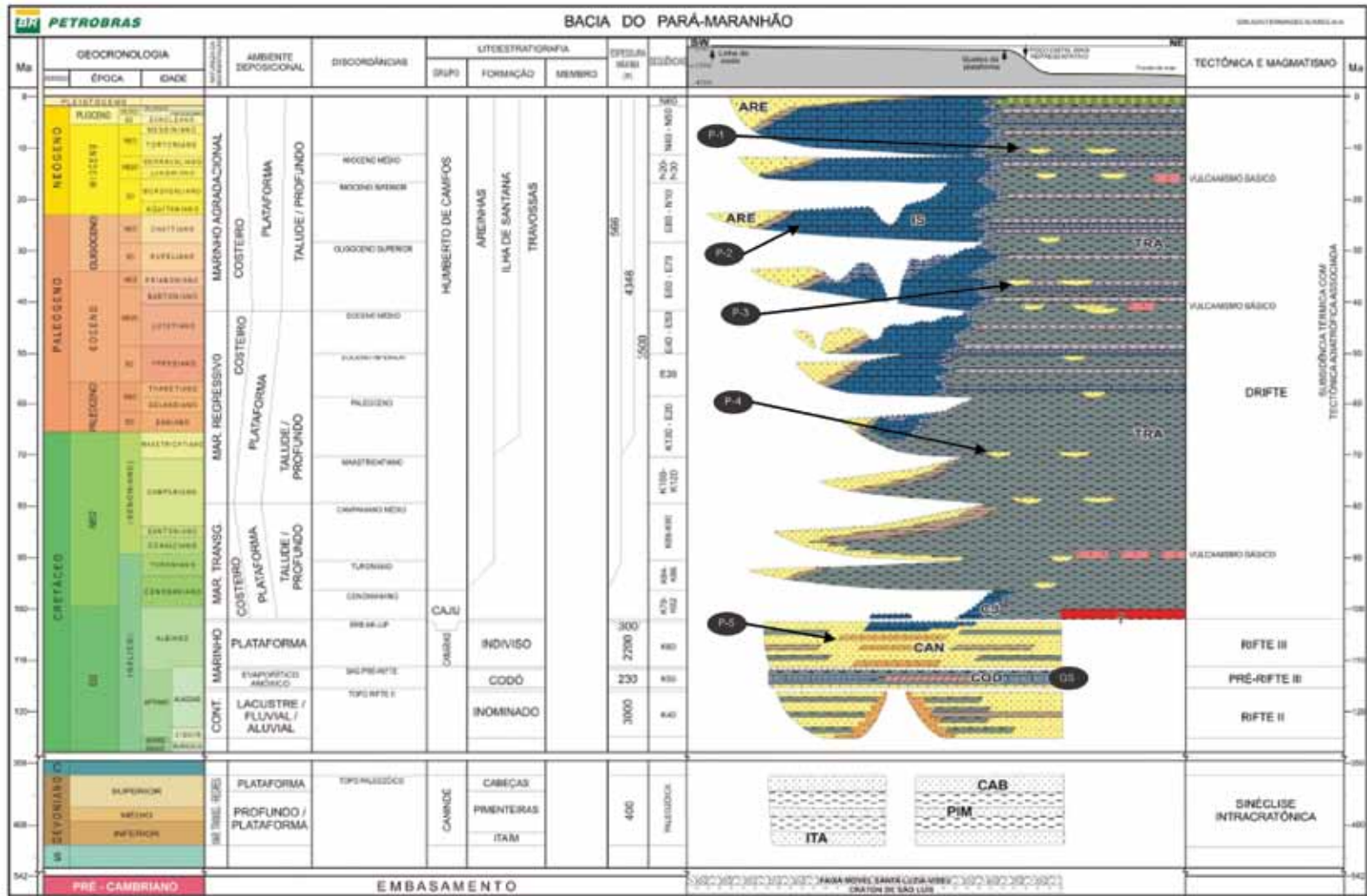


Figura 3.208 - Carta estratigráfica da Bacia do Pará-Maranhão com indicação do gerador do sistema petrolífero principal (GS) e *plays* exploratórios (P).
Fonte: Modificado de Petrobras (2007).

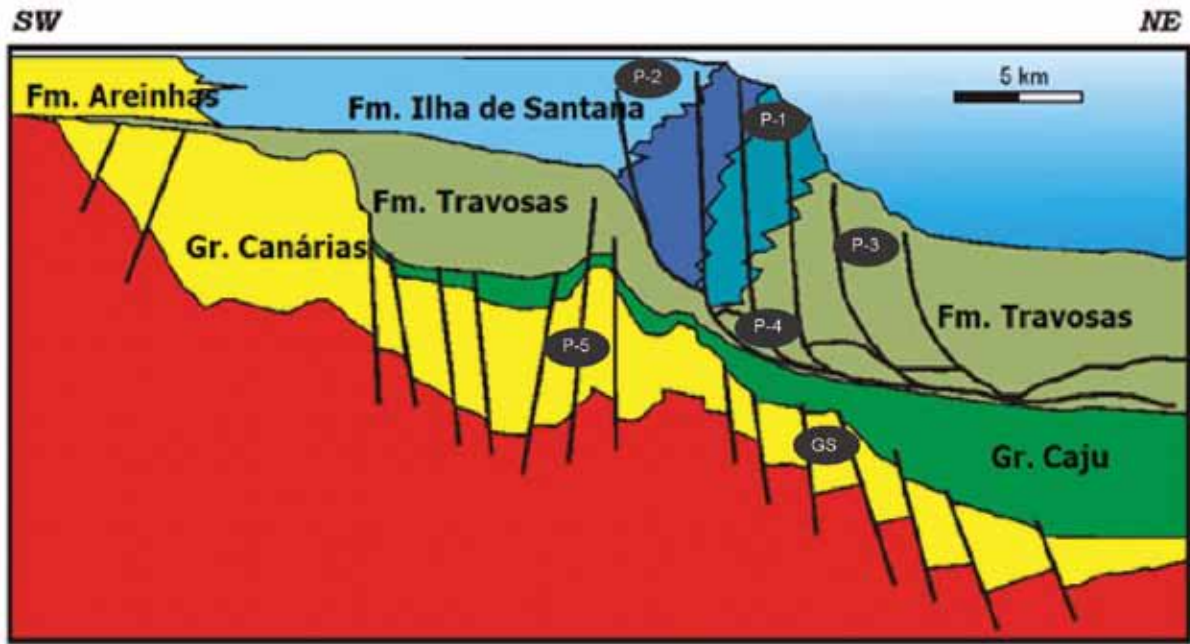


Figura 3.209 - Seção geológica da Bacia do Pará-Maranhão com indicação do gerador do sistema petrolífero principal (GS) e *plays* exploratórios (P).
Fonte: Modificado de ANP (2007b).

• Principais Atividades do Setor de Petróleo e Gás na Bacia

Na Figura 3.210, apresenta-se a localização da cobertura dos levantamentos sísmicos e poços pioneiros, além da última descoberta comercial e dos blocos sob concessão³⁴. A Tabela 3.102 apresenta, resumidamente, informações sobre os poços exploratórios.

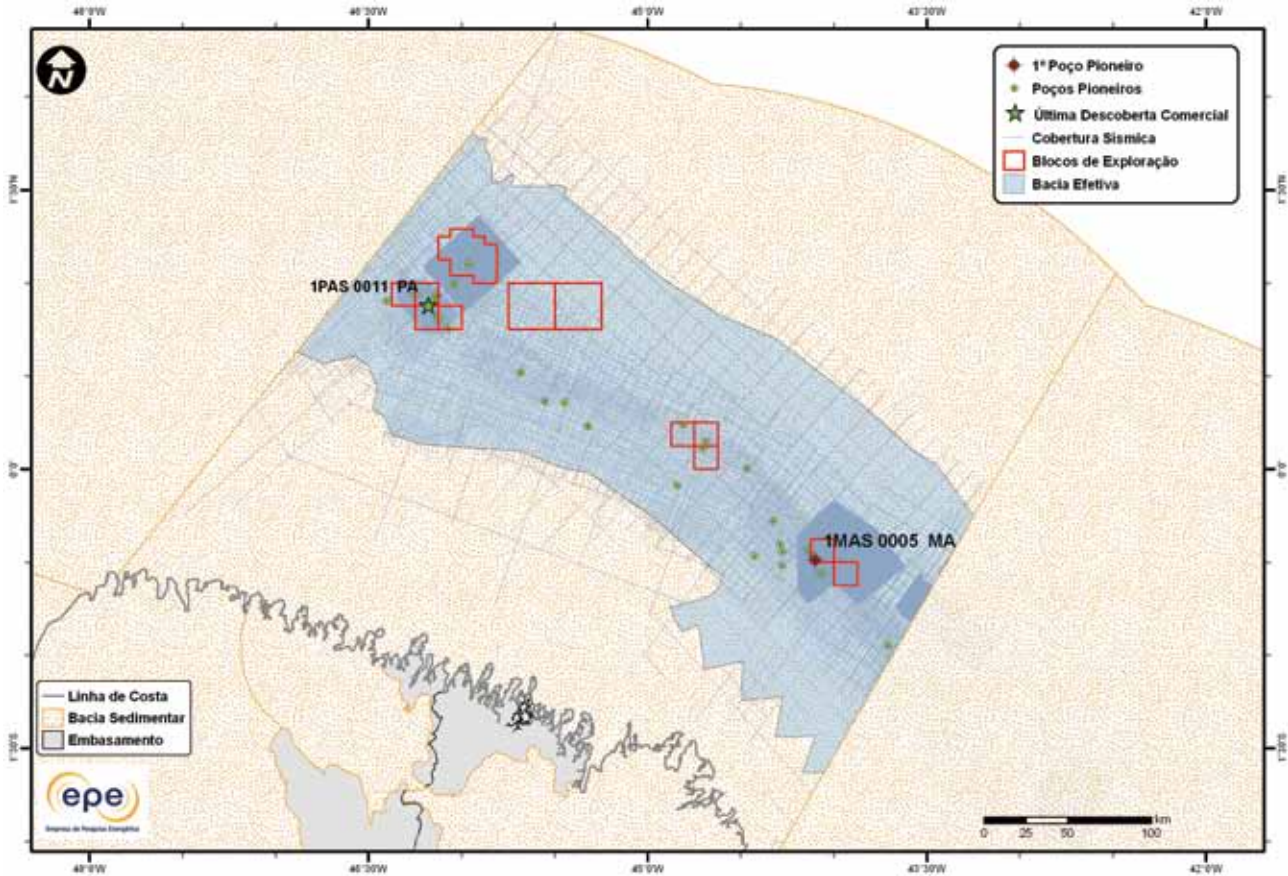


Figura 3.210 - Atividades de E&P na Bacia do Pará-Maranhão.

Tabela 3.102 - Resumo de Atividades de E&P – Bacia do Pará-Maranhão			
Situação Geográfica		mar	
Poços Exploratórios	Perfurados		33
	1º Poço Pioneiro (ano)		1MAS0005MA (1978)
	Último Poço Pioneiro (ano)		1PAS0025PA (1993)
	Profundidade Máxima Perfurada (m)		5.908
	Maior Lâmina D’água (m)		2.060
	Índice de Sucesso Geológico de Poços Pioneiros (%)		3
Campos	Petróleo		0
	Gás Não Associado		0
	Petróleo e Gás		0
	Em Avaliação		1
Descobertas	1ª Descoberta Comercial (ano)		Área do PAS11 (1981)*
	Última Descoberta Comercial (ano)		Área do PAS11 (1981)
Produção	Ano de Início		-
	Acumulada	Petróleo (MM bbl)	0
		Gás Associado (MM m³)	0
		Gás Não Associado (MM m³)	0

* O poço 1-PAS-011-PA foi classificado como descobridor de campo com óleo.

³⁴ Esta bacia possui uma área (no bloco BM-PAMA-3) que entrou em processo de avaliação (Plano de Avaliação) após a data de referência para elaboração dos mapas. Por isso, ela não é considerada nos mapas de atividades de E&P da bacia, nem no mapa de Intensidade Explotatória.

• Infraestrutura de Abastecimento da Bacia

A Bacia do Pará-Maranhão não conta atualmente com qualquer infraestrutura de abastecimento instalada ou projetada. Entretanto, poderá se beneficiar de projetos de infraestrutura possíveis de serem instalados em suas proximidades, destacadamente a Refinaria Premium I (Figura 3.211) e os Gasodutos do Pará e Meio-Norte (Figura 3.212).

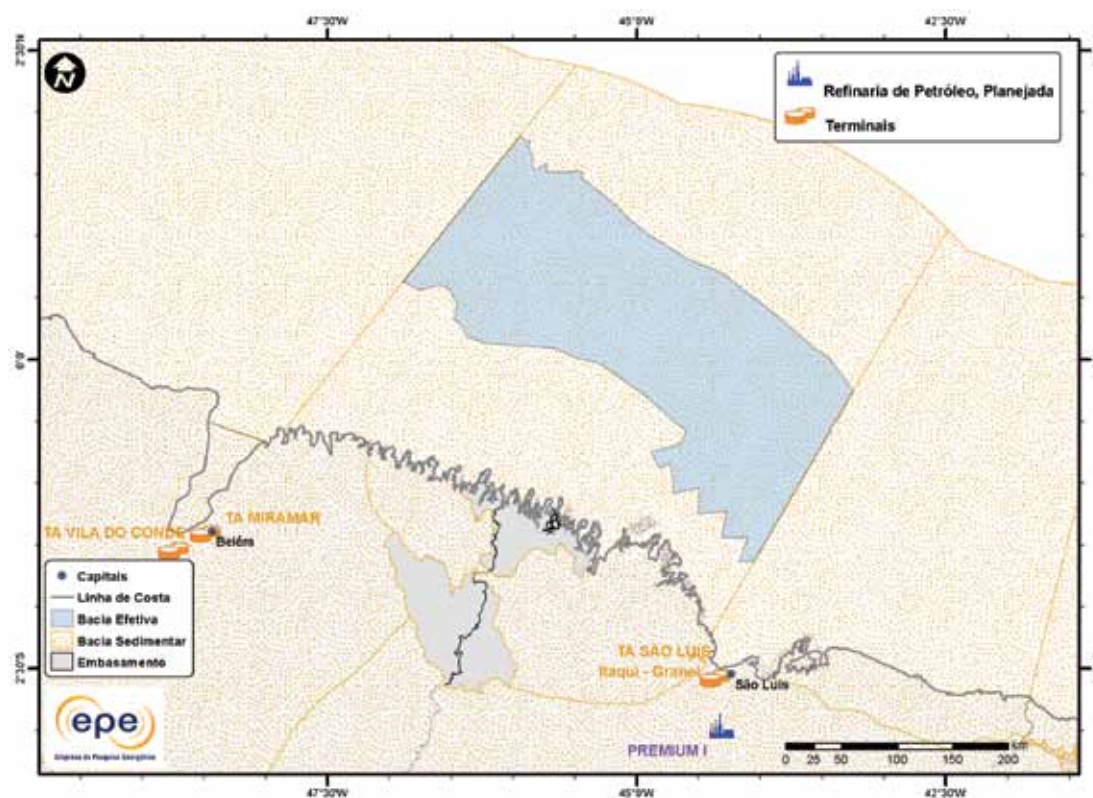


Figura 3.211 - Infraestrutura de abastecimento da Bacia do Pará-Maranhão: refinarias e terminais.

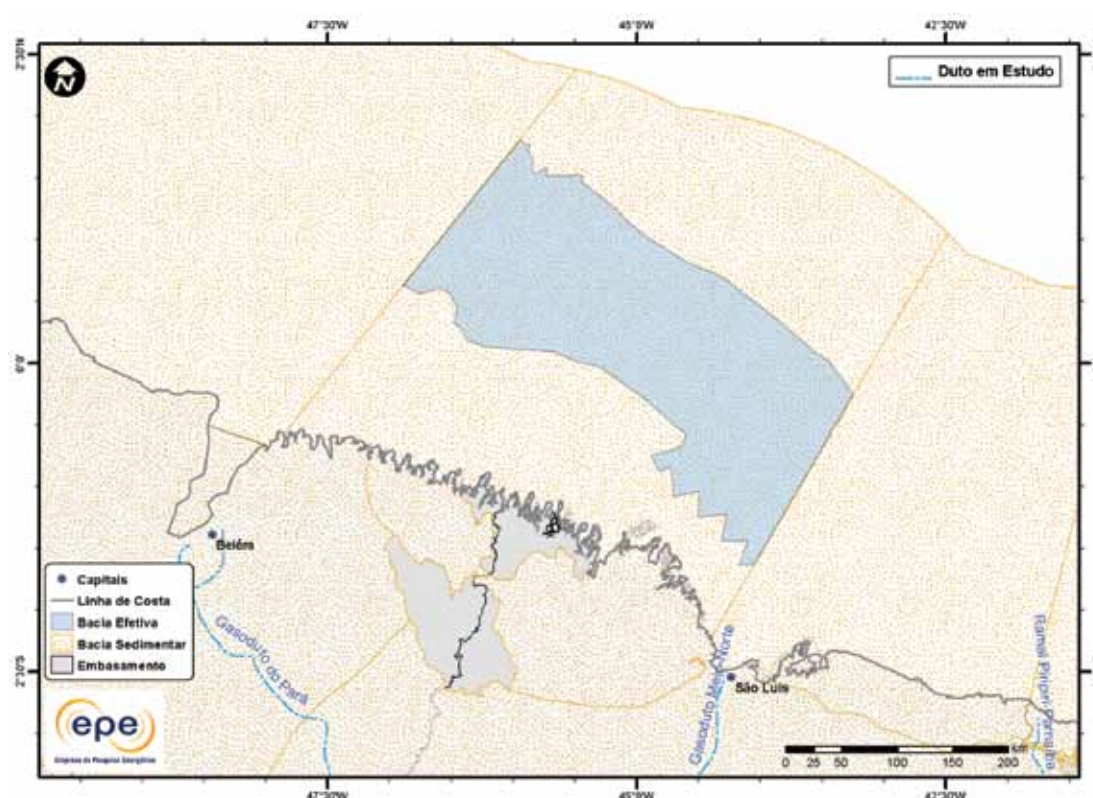


Figura 3.212 - Infraestrutura de abastecimento da Bacia do Pará-Maranhão: UPGNs e dutos.

• **Análise da Bacia em Plays Exploratórios**

A Figura 3.213 apresenta o mapa da bacia efetiva do Pará-Maranhão, segundo a abordagem de representação probabilística, com indicação das chances de descobertas de hidrocarboneto. Percebe-se uma grande variação de chances, sendo que, a área de maior chance de descoberta é uma faixa central da bacia efetiva. A Tabela 3.103 apresenta a correspondência dos *plays* com os *superplays*.

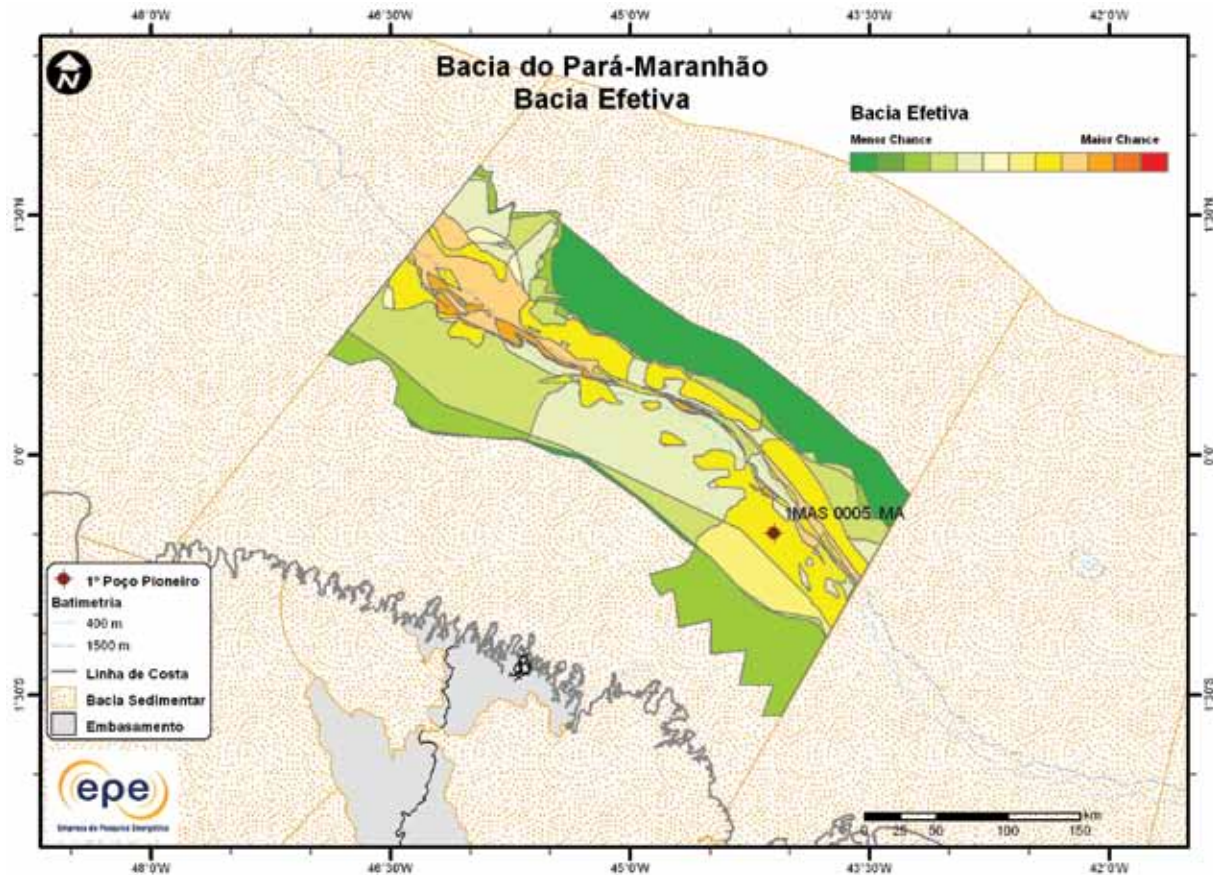


Figura 3.213 - Mapa da bacia efetiva do Pará-Maranhão com indicação das chances de descobertas.

Tabela 3.103 - Plays da Bacia do Pará-Maranhão		
Nome do Play	Status Exploratório	Superplay
Travosas Terciário	Fronteira	SuperPlay 1 – Terciário-Cretáceo Superior_Marinho Aberto
Ilha de Santana	Imaturo	SuperPlay 1 – Terciário-Cretáceo Superior_Marinho Aberto
Travosas Escorregamento Gravitacional	Fronteira	SuperPlay 1 – Terciário-Cretáceo Superior_Marinho Aberto
Travosas Cretáceo Superior	Fronteira	SuperPlay 1 – Terciário-Cretáceo Superior_Marinho Aberto
Canárias	Imaturo	SuperPlay 3 – Cretáceo Inferior_Continental

3.1.15.1 Play Travosas Terciário

A Figura 3.214 apresenta o mapa do *play* efetivo Travosas Terciário, com as chances de descobertas de hidrocarboneto. Este *play* se concentra na parte distal *offshore* e apresenta chances baixas de descobertas. Os atributos referentes a esse *play* estão sumarizados na Tabela 3.104.

A Figura 3.215 apresenta o mapa da expectativa de fluido para o *play* Travosas Terciário. A maior expectativa é de petróleo, caso ocorra descoberta de hidrocarboneto. Sendo petróleo, espera-se a ocorrência de petróleo pesado nas regiões mais distais e leve nas regiões proximais.

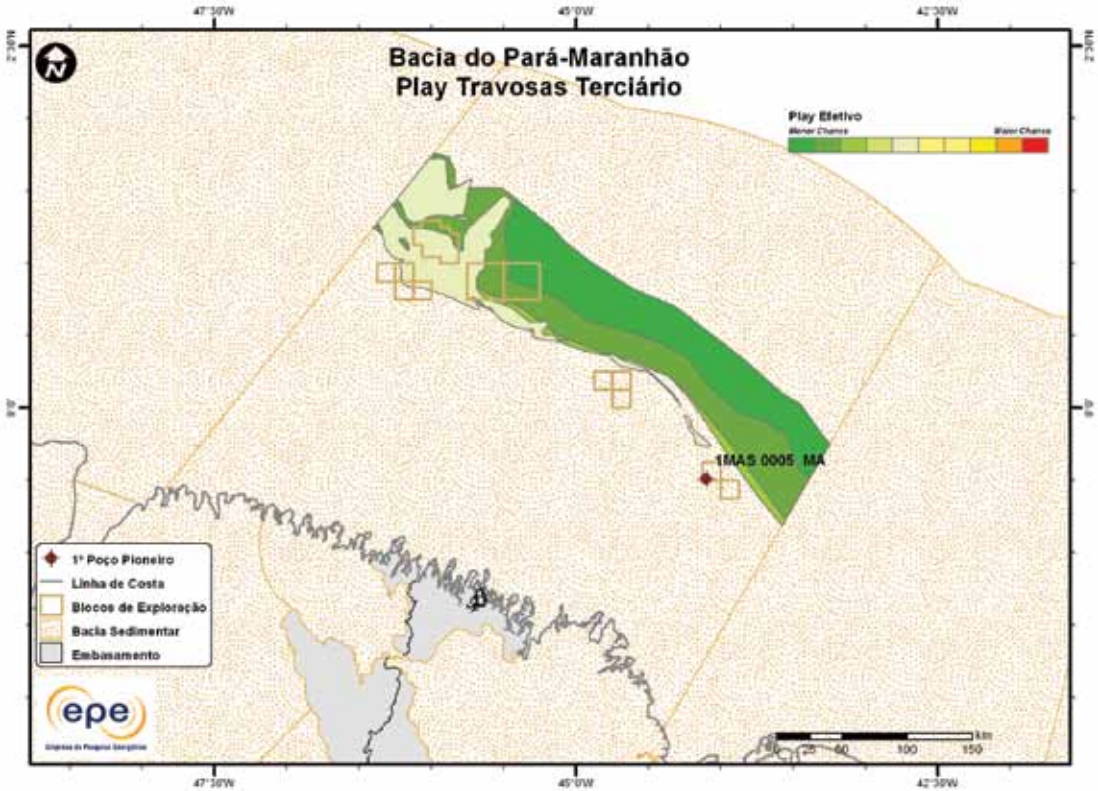


Figura 3.214 - Play Efetivo Travosas Terciário da Bacia da Pará-Maranhão.

Tabela 3.104 - Atributos do Play Travosas Terciário – Bacia do Pará-Maranhão		
Play		Travosas Terciário
Situação Geográfica		mar
Carga	Unidade Litoestratigráfica	Formação Travosas e Grupo Cajú
	Unidade Cronoestratigráfica	Cretáceo Inferior (Albiano)-Superior (Santoniano)
	Migração	falhas
Reservatório	Unidade Litoestratigráfica	Formação Travosas
	Unidade Cronoestratigráfica	Paleógeno-Neógeno
	Profundidade Média (m)	2.500
	Litologia / Contexto Depositional	arenito / turbidito marinho
Trapa	Unidade Litoestratigráfica Selante	Formação Travosas
	Unidade Cronoestratigráfica Selante	Paleógeno-Neógeno
	Tipo de Trapa	estratigráfica
Litologia Selante		folhelho

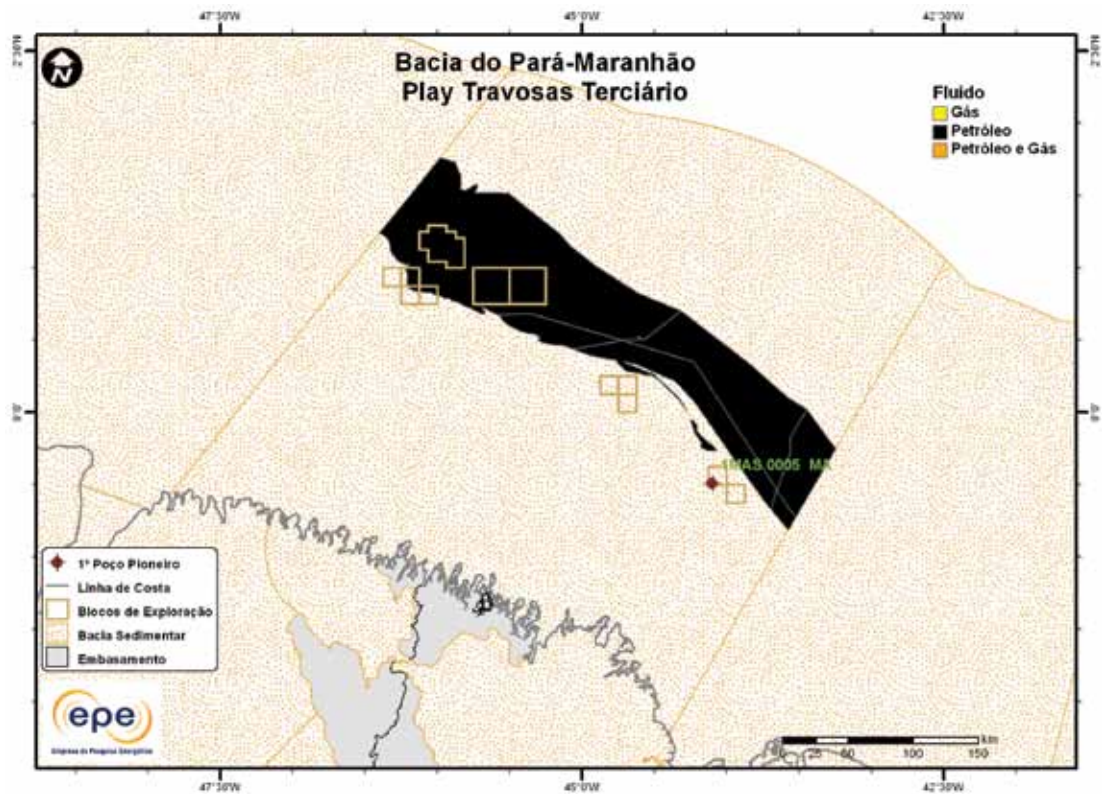


Figura 3.215 - Tipo de fluido com maior expectativa no *play* efetivo Travosas Terciário da Bacia do Pará-Maranhão.

3.1.15.2 *Play* Ilha de Santana

A Figura 3.216 apresenta o mapa do *play* efetivo Ilha de Santana, com as chances de descobertas de hidrocarboneto. Este *play* se localiza em uma área mais proximal, com baixas chances de descobertas. Os atributos referentes a esse *play* estão sumarizados na Tabela 3.105.

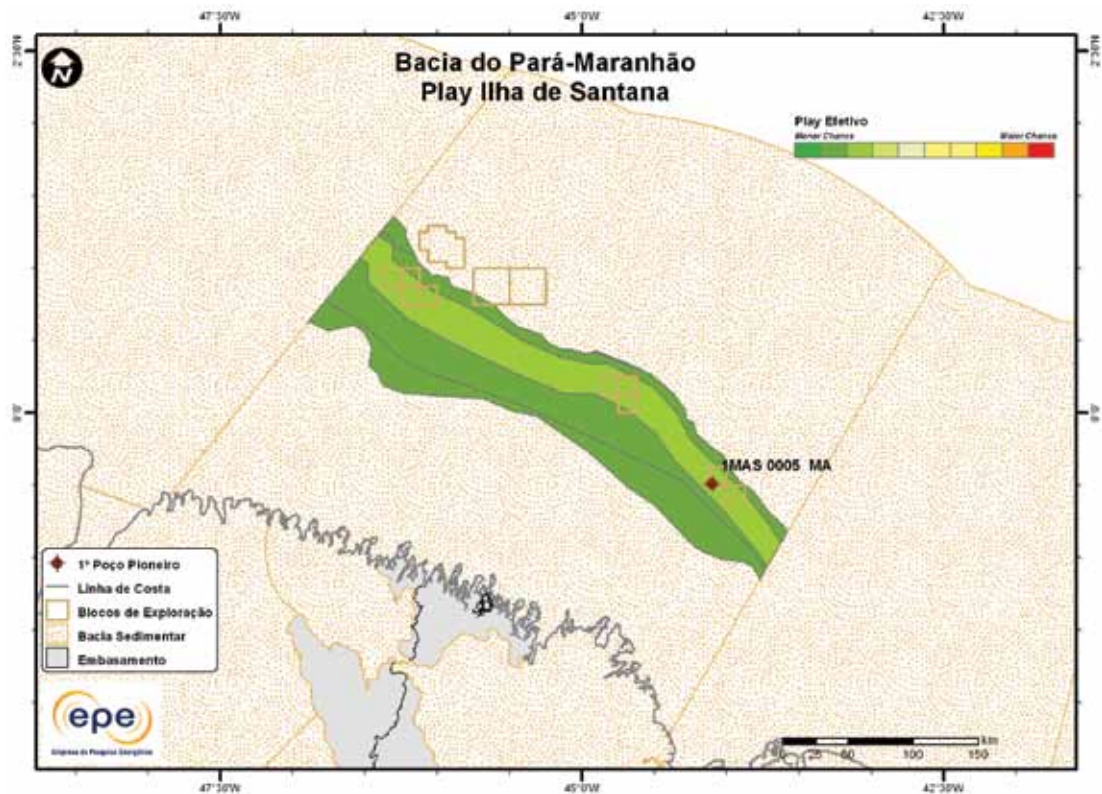


Figura 3.216 - *Play* efetivo Ilha de Santana da Bacia do Pará-Maranhão.

Tabela 3.105 - Atributos do <i>Play</i> Ilha de Santana – Bacia do Pará-Maranhão		
<i>Play</i>		Ilha de Santana
Situação Geográfica		mar
Carga	Unidade Litoestratigráfica	Formação Travosas e Grupos Cajú e Canárias
	Unidade Cronoestratigráfica	Cretáceo Superior-Neógeno
	Migração	falhas
Reservatório	Unidade Litoestratigráfica	Formação Ilha de Santana
	Unidade Cronoestratigráfica	Paleógeno-Neógeno
	Profundidade Média (m)	2.500
	Litologia / Contexto Depositional	calcarenito e calcirrudito / banco e bioconstrução
Trapa	Unidade Litoestratigráfica Selante	Formação Ilha de Santana
	Unidade Cronoestratigráfica Selante	Paleógeno-Neógeno
	Tipo de Trapa	estratigráfica
	Litologia Selante	folhelho e calcilutito

A Figura 3.217 apresenta o mapa da expectativa de fluido para o *play* Ilha de Santana. A maior expectativa é de petróleo e gás natural, caso ocorra descoberta de hidrocarboneto. Sendo petróleo, espera-se a ocorrência de petróleo leve.

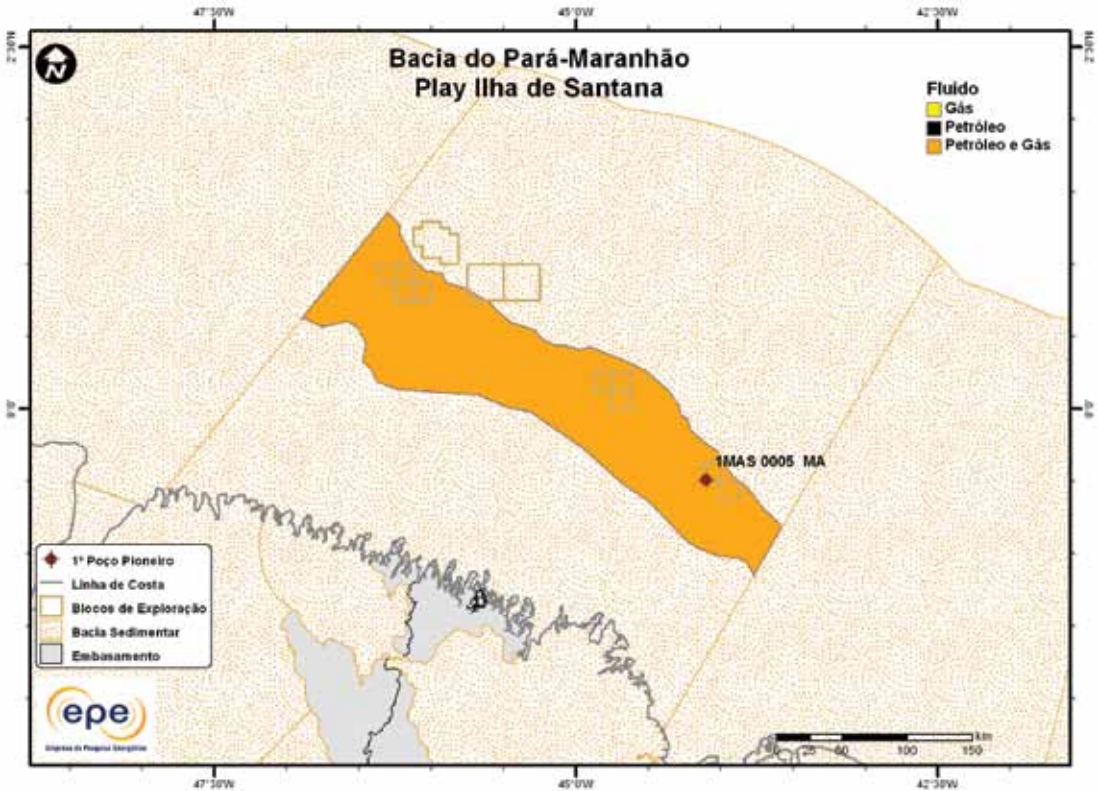


Figura 3.217 - Tipo de fluido com maior expectativa no *play* efetivo Ilha de Santana da Bacia do Pará-Maranhão.

3.1.15.3 Play Travosas Escorregamento Gravitacional

A Figura 3.218 apresenta o mapa do *play* efetivo Travosas Escorregamento Gravitacional, com as chances de descobertas de hidrocarboneto. O *play* é característico dessa bacia, ocorrendo apenas localmente nas bacias da Foz do Amazonas e Ceará, com baixas chances de descobertas. Os atributos referentes a esse *play* estão sumarizados na Tabela 3.106.

A Figura 3.219 apresenta o mapa da expectativa de fluido para o *play* Travosas Escorregamento Gravitacional. A maior expectativa é de petróleo e gás natural, caso ocorra descoberta de hidrocarboneto. Sendo petróleo, espera-se a ocorrência de petróleo pesado nas regiões mais distais e leve nas regiões proximais.

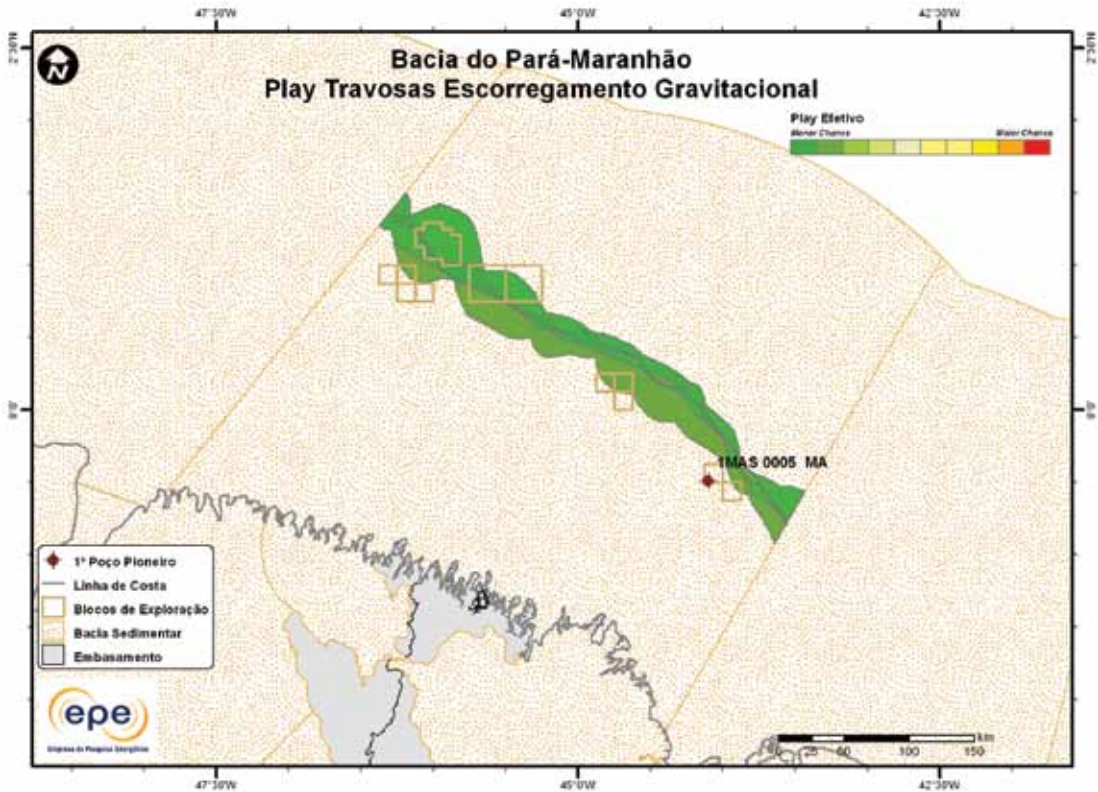


Figura 3.218 - Play efetivo Travosas Escorregamento Gravitacional da Bacia do Pará-Maranhão.

Tabela 3.106 - Atributos do Play Travosas Escorregamento Gravitacional – Bacia do Pará-Maranhão		
Play		Travosas Escorregamento Gravitacional
Situação Geográfica		mar
Carga	Unidade Litoestratigráfica	Formação Travosas e Grupo Cajú
	Unidade Cronoestratigráfica	Cretáceo Superior-Neógeno
	Migração	falhas normais e reversas
Reservatório	Unidade Litoestratigráfica	Formação Travosas
	Unidade Cronoestratigráfica	Paleógeno (Eoceno-Oligoceno)
	Profundidade Média (m)	2.450
	Litologia / Contexto Deposicional	arenito
Trapa	Unidade Litoestratigráfica Selante	Formação Travosas
	Unidade Cronoestratigráfica Selante	Paleógeno (Eoceno-Oligoceno)
	Tipo de Trapa	estrutural
Litologia Selante		folhelho

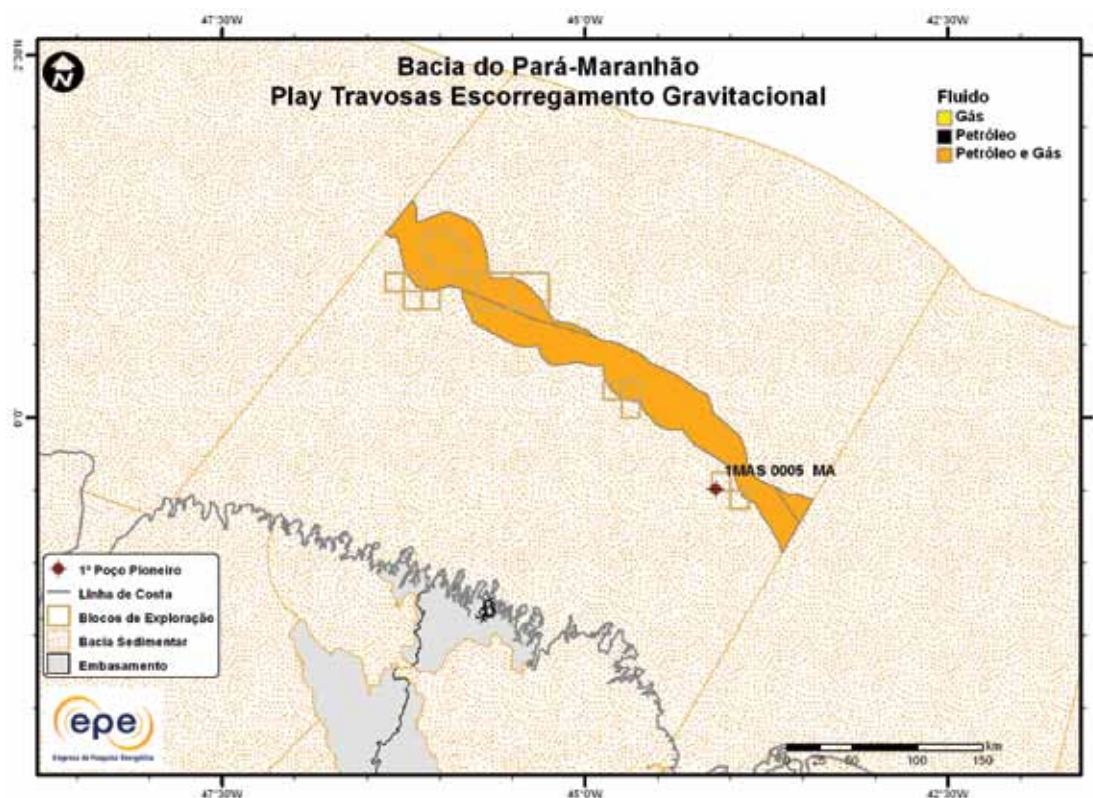


Figura 3.219 - Tipo de fluido com maior expectativa no *play* efetivo Travosas Escorregamento Gravitacional da Bacia do Pará-Maranhão.

3.1.15.4 *Play* Travosas Cretáceo Superior

A Figura 3.220 apresenta o mapa do *play* efetivo Travosas Cretáceo Superior, com as chances de descobertas de hidrocarboneto. As chances de descobertas são relativamente baixas. Os atributos referentes a esse *play* estão sumarizados na Tabela 3.107.

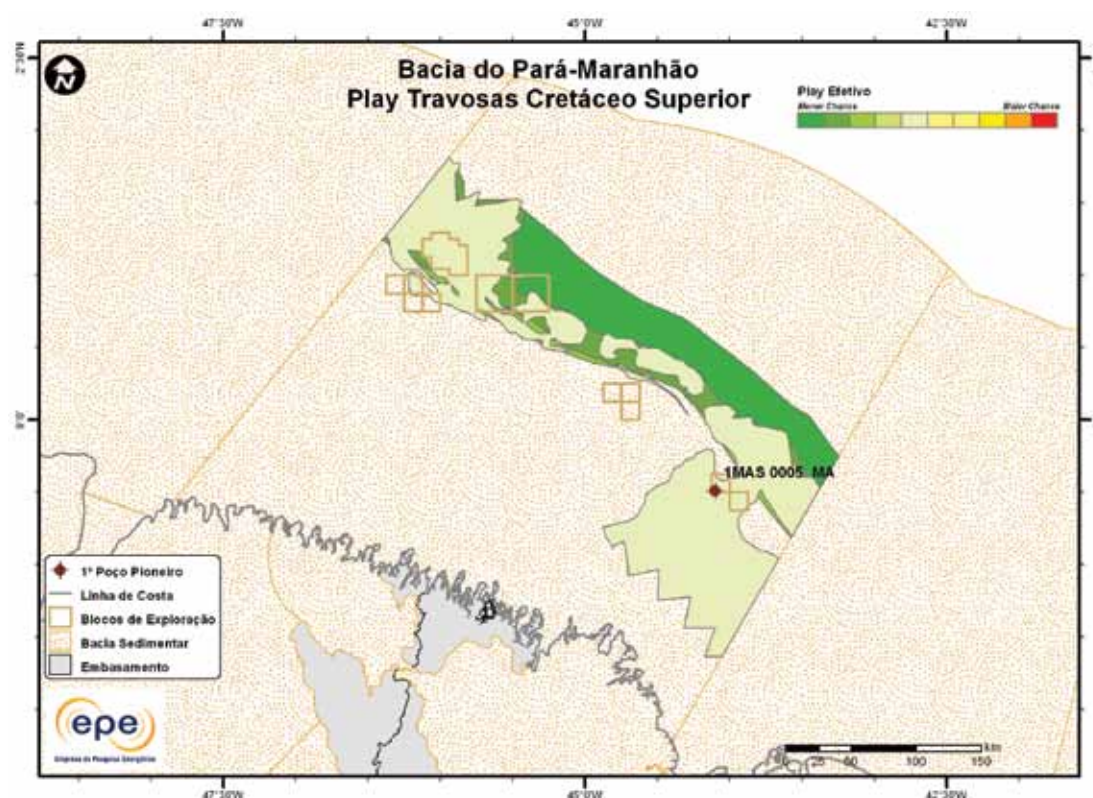


Figura 3.220 - *Play* efetivo Travosas Cretáceo Superior da Bacia do Pará-Maranhão.

Tabela 3.107 - Atributos do <i>Play</i> Travosas Cretáceo Superior – Bacia do Pará-Maranhão		
Play		Travosas Cretáceo Superior
Situação Geográfica		mar
Carga	Unidade Litoestratigráfica	Formação Travosas e Grupo Cajú
	Unidade Cronoestratigráfica	Cretáceo Superior
	Migração	falhas
Reservatório	Unidade Litoestratigráfica	Formação Travosas
	Unidade Cronoestratigráfica	Cretáceo Superior
	Profundidade Média (m)	2.500
	Litologia / Contexto Depositional	arenito / turbidito marinho
Trapa	Unidade Litoestratigráfica Selante	Formação Travosas
	Unidade Cronoestratigráfica Selante	Cretáceo Superior
	Tipo de Trapa	estratigráfica
	Litologia Selante	folhelho

A Figura 3.221 apresenta o mapa da expectativa de fluido para o *play* Travosas Cretáceo Superior. A maior expectativa é de petróleo, caso ocorra descoberta de hidrocarboneto. Sendo petróleo, espera-se a ocorrência de petróleo pesado nas regiões mais distais e leve nas regiões proximais.

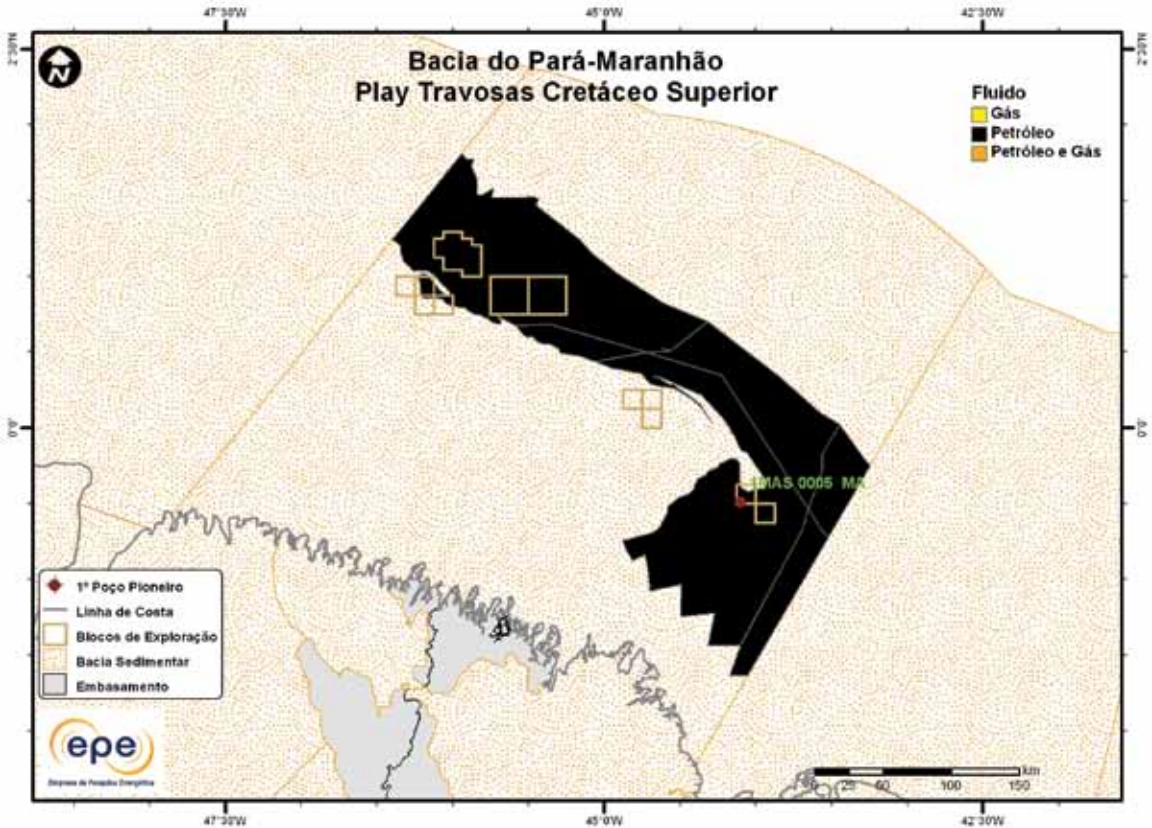


Figura 3.221 - Tipo de fluido com maior expectativa no *play* efetivo Travosas Cretáceo Superior da Bacia do Pará-Maranhão.

3.1.15.5 Play Canárias

A Figura 3.222 apresenta o mapa do *play* efetivo Canárias, com as chances de descobertas de hidrocarboneto. Este *play* apresenta as maiores chances de descobertas da bacia, principalmente na sua parte mais distal. Os atributos referentes a esse *play* estão sumarizados na Tabela 3.108.

A Figura 3.223 apresenta o mapa da expectativa de fluido para o *play* Canárias. A maior expectativa é de petróleo na parte mais proximal e gás natural na parte mais distal, caso ocorra descoberta de hidrocarboneto. Sendo petróleo, espera-se a ocorrência de petróleo leve.

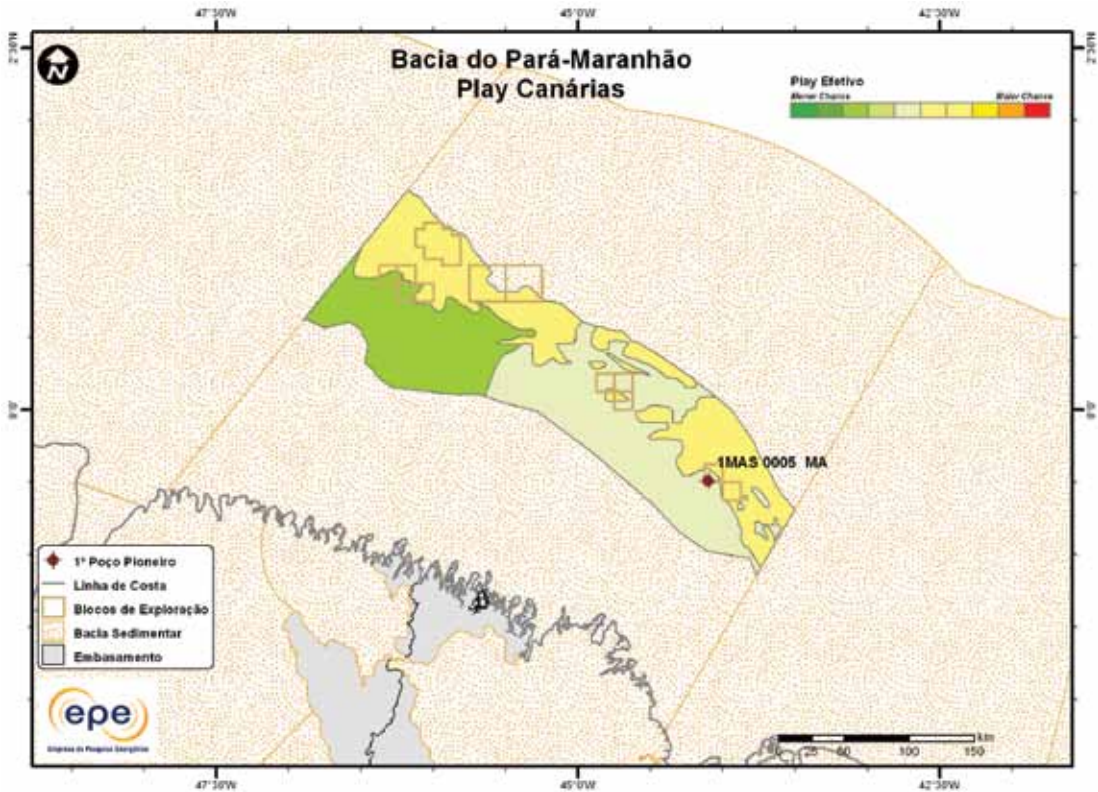


Figura 3.222 - Play efetivo Canárias da Bacia do Pará-Maranhão.

Tabela 3.108 - Atributos do Play Canárias – Bacia do Pará-Maranhão		
Play		Canárias
Carga	Situação Geográfica	mar
	Unidade Litoestratigráfica	Grupo Canárias
	Unidade Cronoestratigráfica	Cretáceo Inferior (Aptiano-Albiano)
	Migração	falhas normais e transcorrentes
Reservatório	Unidade Litoestratigráfica	Grupo Canárias
	Unidade Cronoestratigráfica	Cretáceo Inferior (Aptiano-Albiano)
	Profundidade Média (m)	3.000
	Litologia / Contexto Deposicional	arenito
Trapa	Unidade Litoestratigráfica Selante	Grupo Canárias
	Unidade Cronoestratigráfica Selante	Cretáceo Inferior (Aptiano-Albiano)
	Tipo de Trapa	estrutural
	Litologia Selante	folhelho

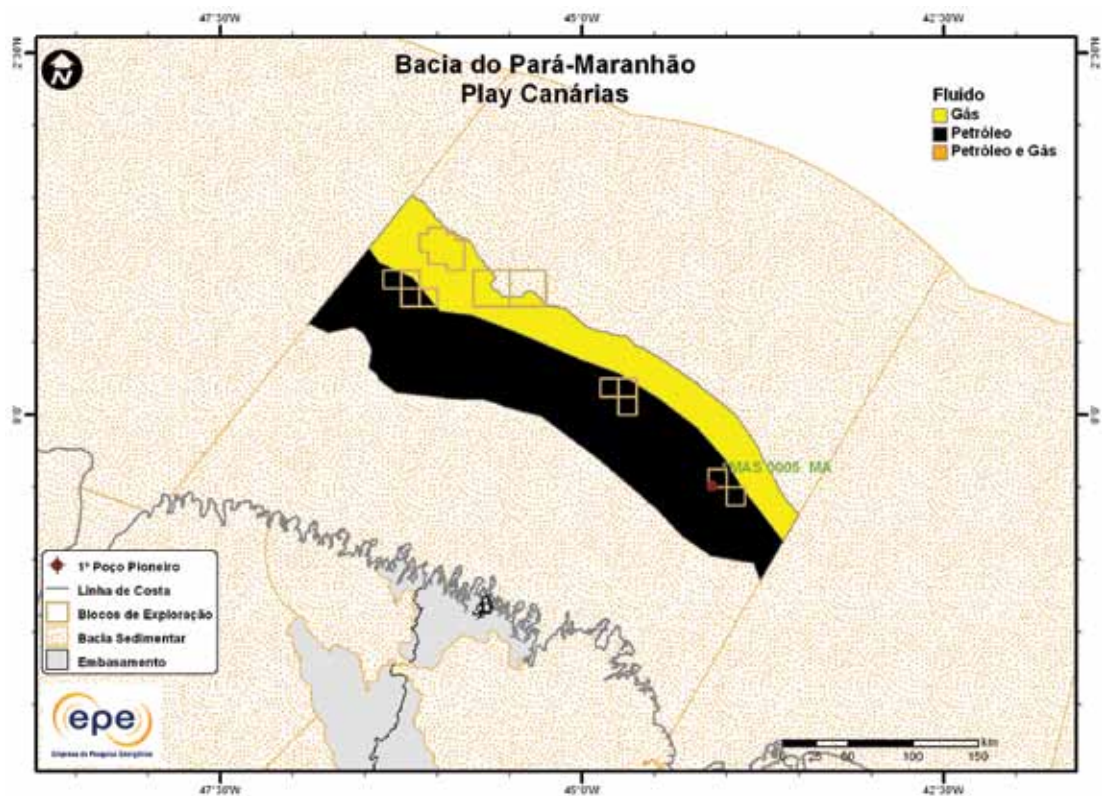


Figura 3.223 - Tipo de fluido com maior expectativa no *play* efetivo Canárias da Bacia do Pará-Maranhão.

3.1.16 Bacia do Paraná

Síntese da Bacia

Apresenta-se na Figura 3.224 o mapa de localização da bacia sedimentar e efetiva (abordagem de representação geográfica) do Paraná e suas principais características geológicas, na Tabela 3.109. Nota-se que a bacia efetiva abrange grande parte da bacia sedimentar. Os principais reservatórios e o principal gerador de cada *play* exploratório estão indicados na carta estratigráfica (Figura 3.225) e na seção geológica (Figura 3.226).

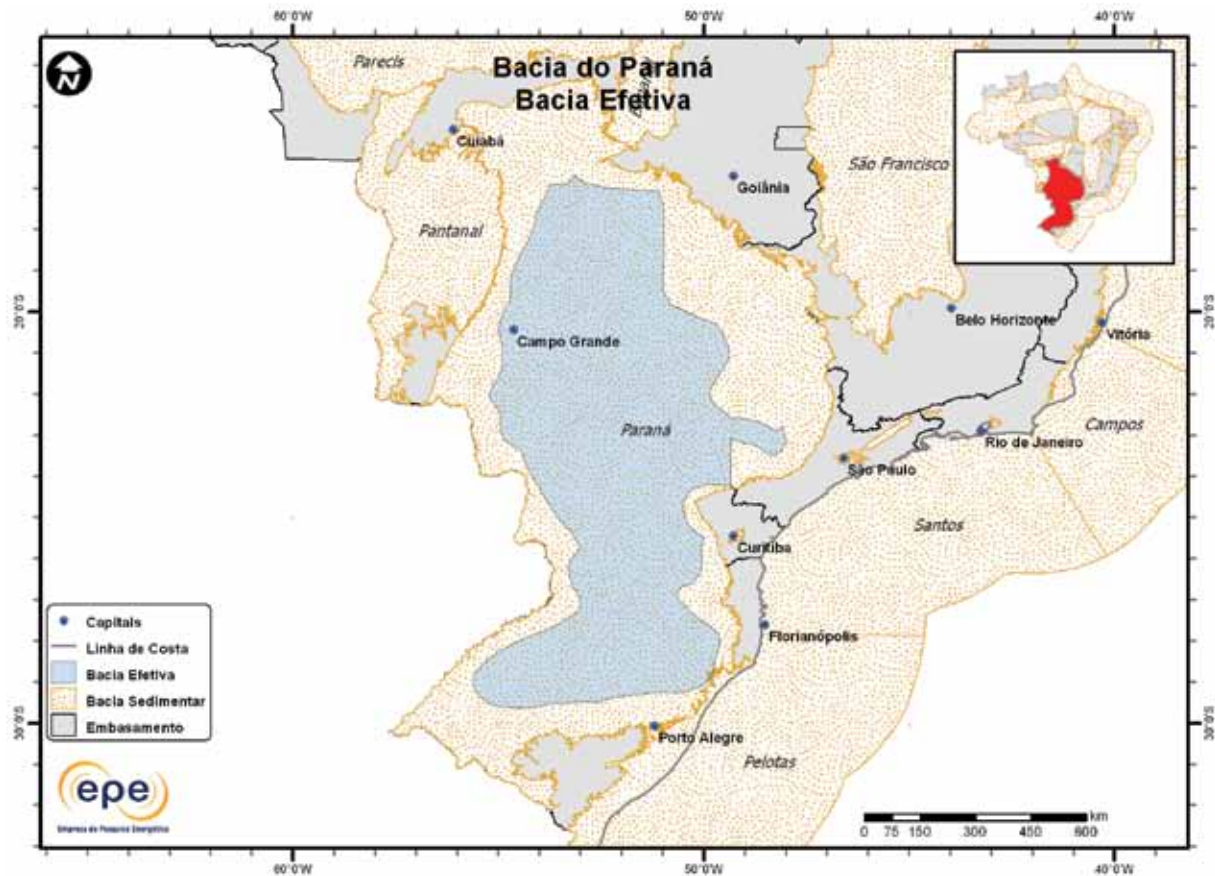


Figura 3.224 - Bacia efetiva do Paraná.

Tabela 3.109 - Informações Geológicas da Bacia do Paraná		
Situação Geográfica	terra	
Área Sedimentar (km²)	1.121.238	
Área da Bacia efetiva (km²)	603.825	
Maturidade Exploratória	Nova Fronteira	
Sistema Petrolífero Principal	Ponta Grossa-Itararé Guatá (!)	
Plays Exploratórios	Nome do Play	Principal Reservatório
1	Rio Bonito	Formação Rio Bonito
2	Itararé-Guatá	Grupo Itararé e Formação Rio Bonito
Recursos Não Convencionais		
Betume	Folhelho Petrolífero	
Folhelho Gaseífero	Metano de Carvão	

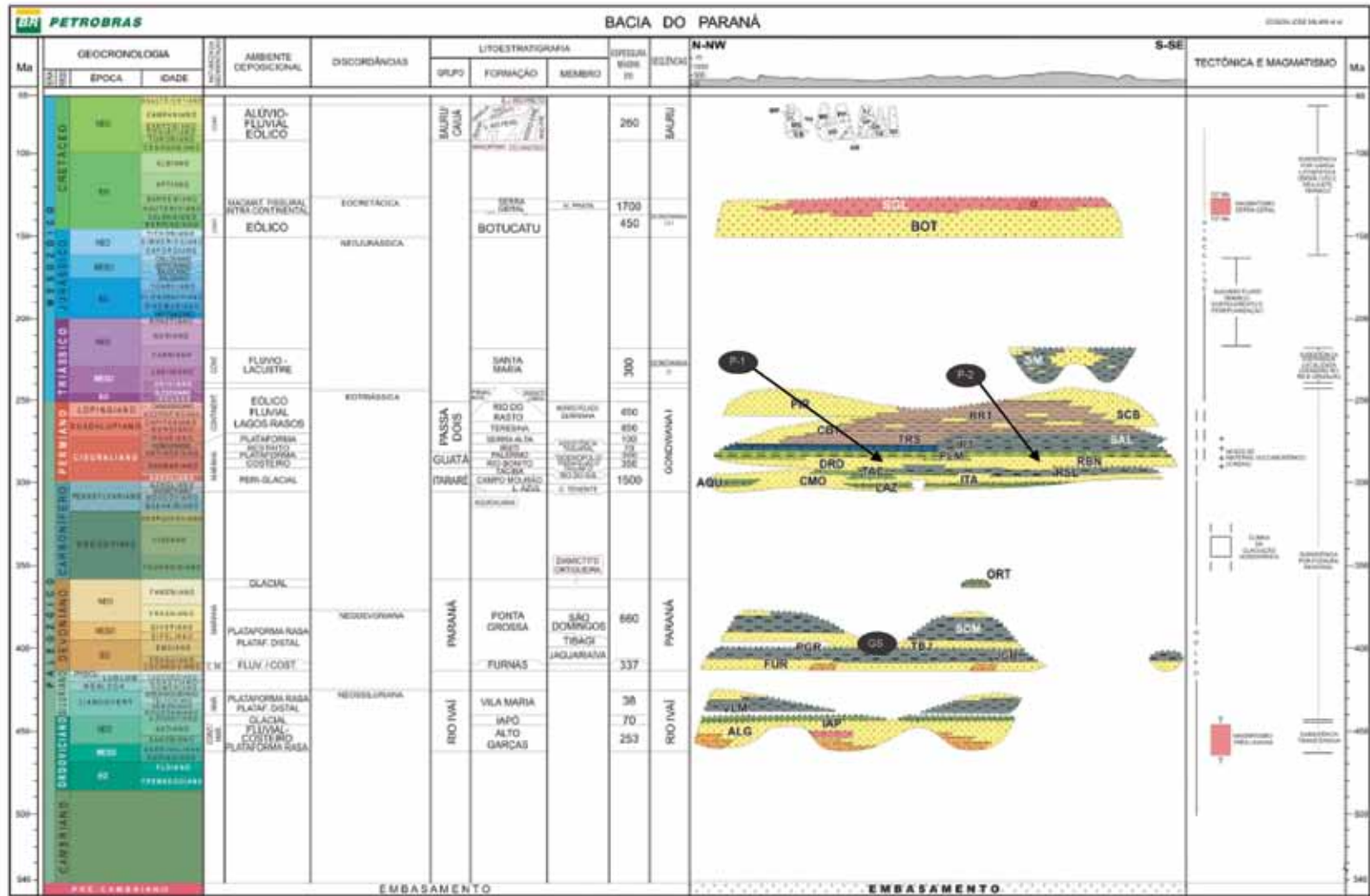


Figura 3.225 - Carta estratigráfica da Bacia do Paraná com indicação do gerador do sistema petrolífero principal (GS) e *plays* exploratórios (P).

Fonte: Modificado de Petrobras (2007).

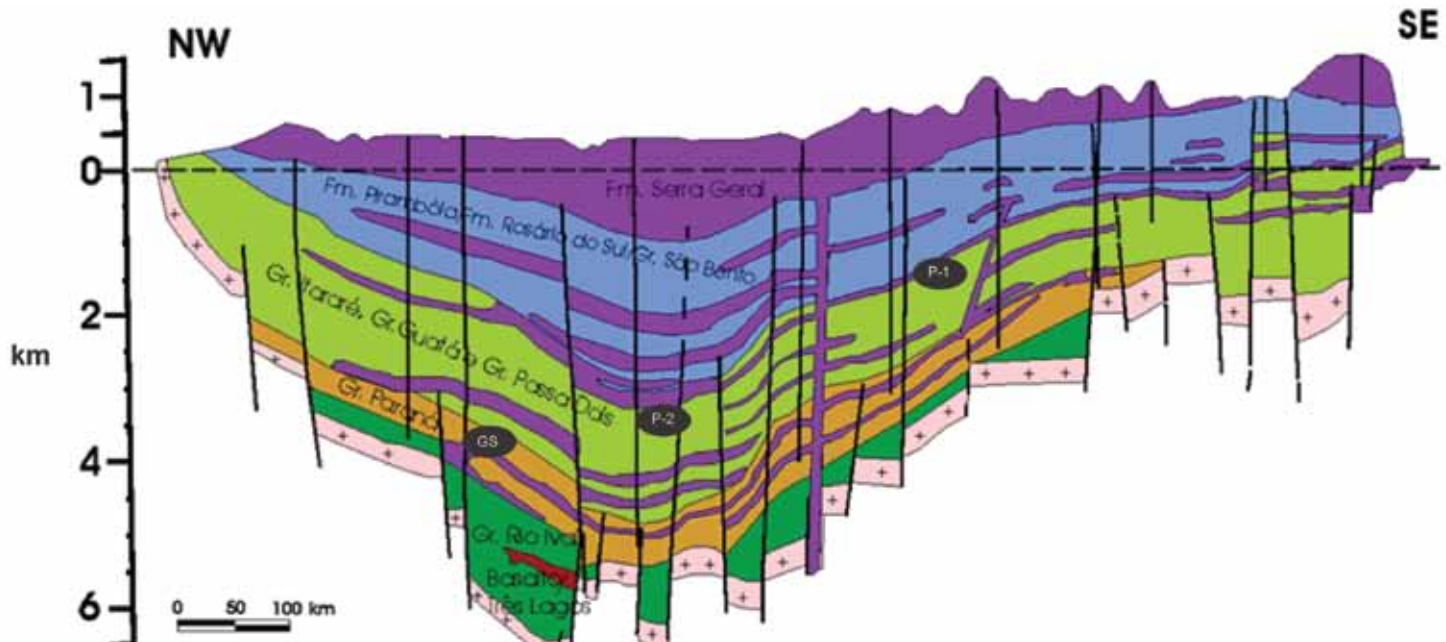


Figura 3.226 - Seção geológica da Bacia do Paraná com indicação do gerador do sistema petrolífero principal (GS) e *plays* exploratórios (P).

Fonte: Modificado de Raffaelli et al. (1996) apud Milani & Zalán (1998).

• Principais Atividades do Setor de Petróleo e Gás na Bacia

Na Figura 3.227, apresenta-se a localização da cobertura dos levantamentos sísmicos e poços pioneiros. Não há blocos sob concessão na bacia.

Embora não ilustrados na figura, cabe citar que, recentemente, a ANP fez investimentos para levantamento de 2.155 km de sísmica 2D e está prevista a aquisição de mais 2.000 km, além do levantamento de dados magnetotélúricos.

A Tabela 3.110 apresenta, resumidamente, informações sobre os poços exploratórios. Registra-se apenas uma pequena descoberta de GNA, campo de Barra Bonita, até então sem produção.

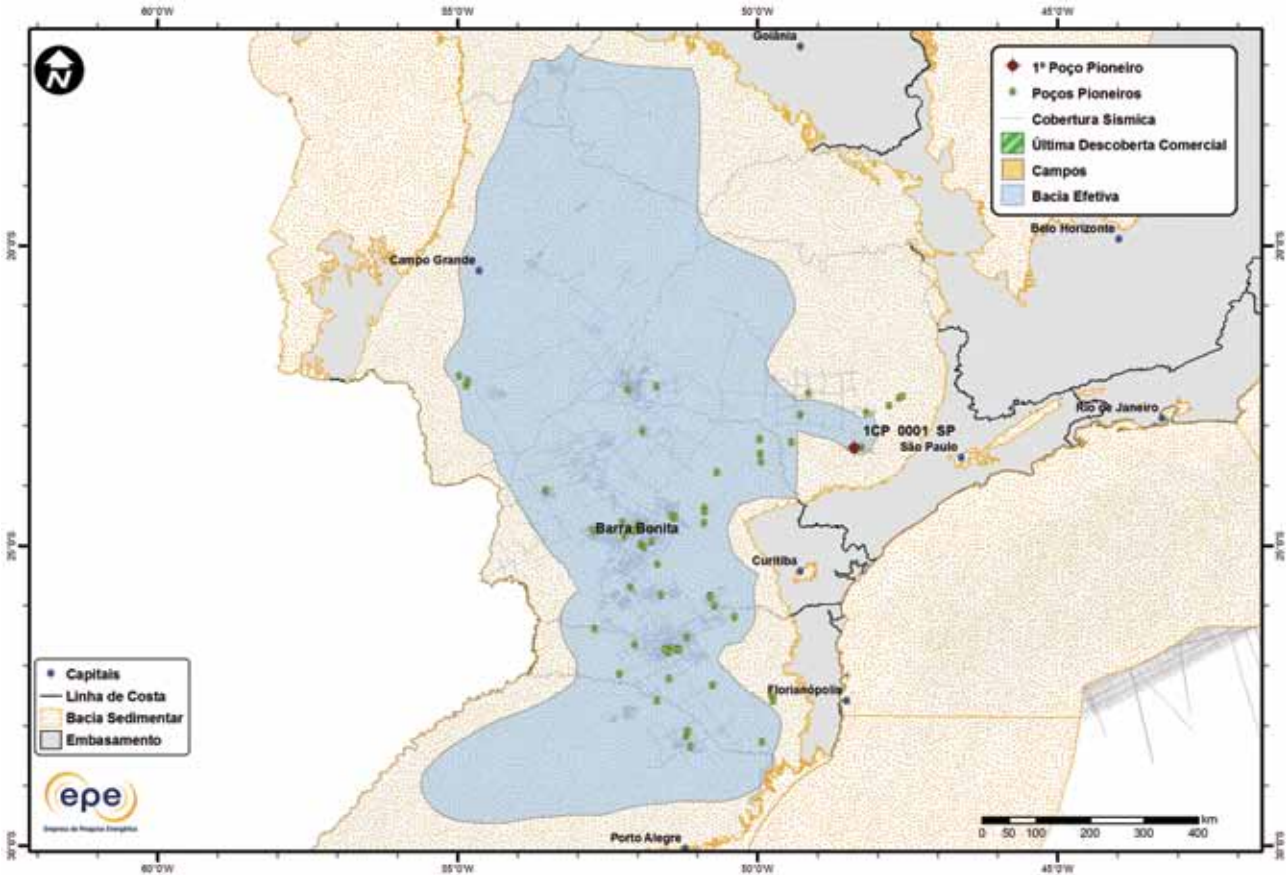


Figura 3.227 - Atividades de E&P na Bacia do Paraná.

Tabela 3.110 - Resumo de Atividades de E&P – Bacia do Paraná			
Poços Exploratórios	Situação Geográfica		terra
	Perfurados		124
	1º Poço Pioneiro (ano)		1CP0001SP (1953)
	Último Poço Pioneiro (ano)		1ELPS9PR (2003)
	Profundidade Máxima Perfurada (m)		5.909
	Maior Lâmina D’água (m)		0
Campos	Índice de Sucesso Geológico de Poços Pioneiros (%)		1
	Petróleo		0
	Gás Não Associado		1
	Petróleo e Gás		0
Descobertas	Em Avaliação		0
	1ª Descoberta Comercial (ano)		Barra Bonita (1996)
	Última Descoberta Comercial (ano)		Barra Bonita (1996)
Produção	Ano de Início		-
	Acumulada	Petróleo (MM bbl)	0
		Gás Associado (MM m³)	0
		Gás Não Associado (MM m³)	0

• Infraestrutura de Abastecimento da Bacia

A Bacia do Paraná possui atualmente instalações diversificadas em termos de infraestrutura, porém estas estão concentradas ao longo da sua margem leste, como podemos observar nas figuras abaixo (Figura 3.228 e Figura 3.229). A Refinaria de Paulínea (REPLAN) é a maior refinaria do Brasil, com capacidade de processar diariamente 66 mil m³ de petróleo. Próximo à margem leste, mais ao centro da bacia, encontra-se a Refinaria Presidente Getúlio Vargas (REPAR), capaz de processar 35 mil m³/dia de petróleo. Também nessa região central, existe a Unidade de Operações de Industrialização do Xisto (SIX), destinada ao processamento do óleo de folhelho (*shale oil*), conhecido como “xisto betuminoso”, da Formação Irati, com capacidade de processamento diário de 66 mil toneladas de xisto, produzindo derivados como óleos combustíveis e gás combustível, além de nafta e enxofre. Na porção sul da bacia, encontra-se a Refinaria Alberto Pasqualini (REFAP), com capacidade instalada de 30 mil m³ de petróleo por dia. Próximo à REFAP encontra-se a COPESUL, central petroquímica localizada em Triunfo/RS, que fornece derivados petroquímicos para diversas empresas da região. Diversos terminais estão distribuídos ao longo da margem leste da bacia, dando suporte de armazenamento e distribuição de matérias-primas e produtos dessas unidades de processo.

Em relação ao sistema dutoviário, o GASBOL corta a porção norte da bacia, seguindo para o sul, margeando-a ao leste. No extremo sul da bacia, existe um projeto para construção do trecho 2 do gasoduto Uruguaiana-Porto Alegre, mas ainda sem previsão de execução.

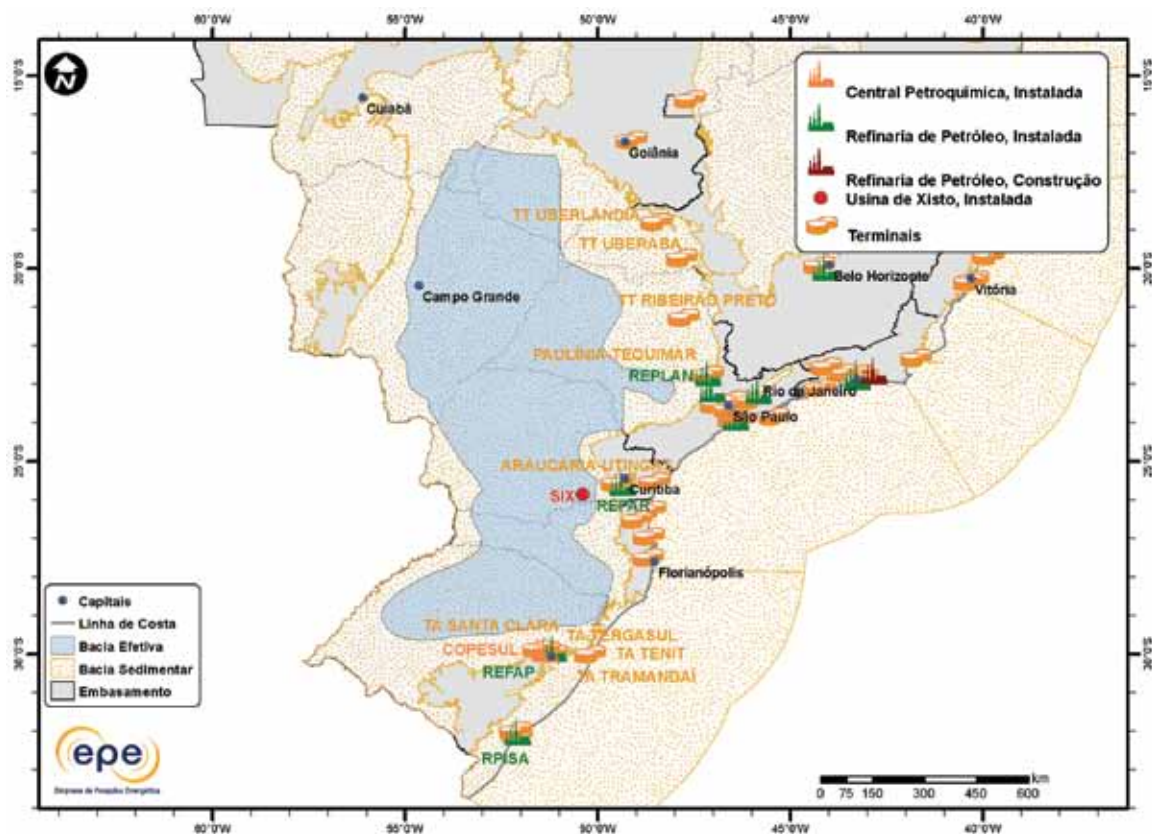


Figura 3.228 - Infraestrutura de abastecimento da Bacia do Paraná: refinarias e terminais.



• **Análise da Bacia em *Plays* Exploratórios**

A Figura 3.230 apresenta o mapa da bacia efetiva do Paraná, segundo a abordagem de representação probabilística, com indicação das chances de descobertas de hidrocarbonetos. Percebe-se que a região central apresenta maior chance em relação ao restante da bacia. A Tabela 3.111 apresenta a correspondência dos *plays* com os *superplays*.

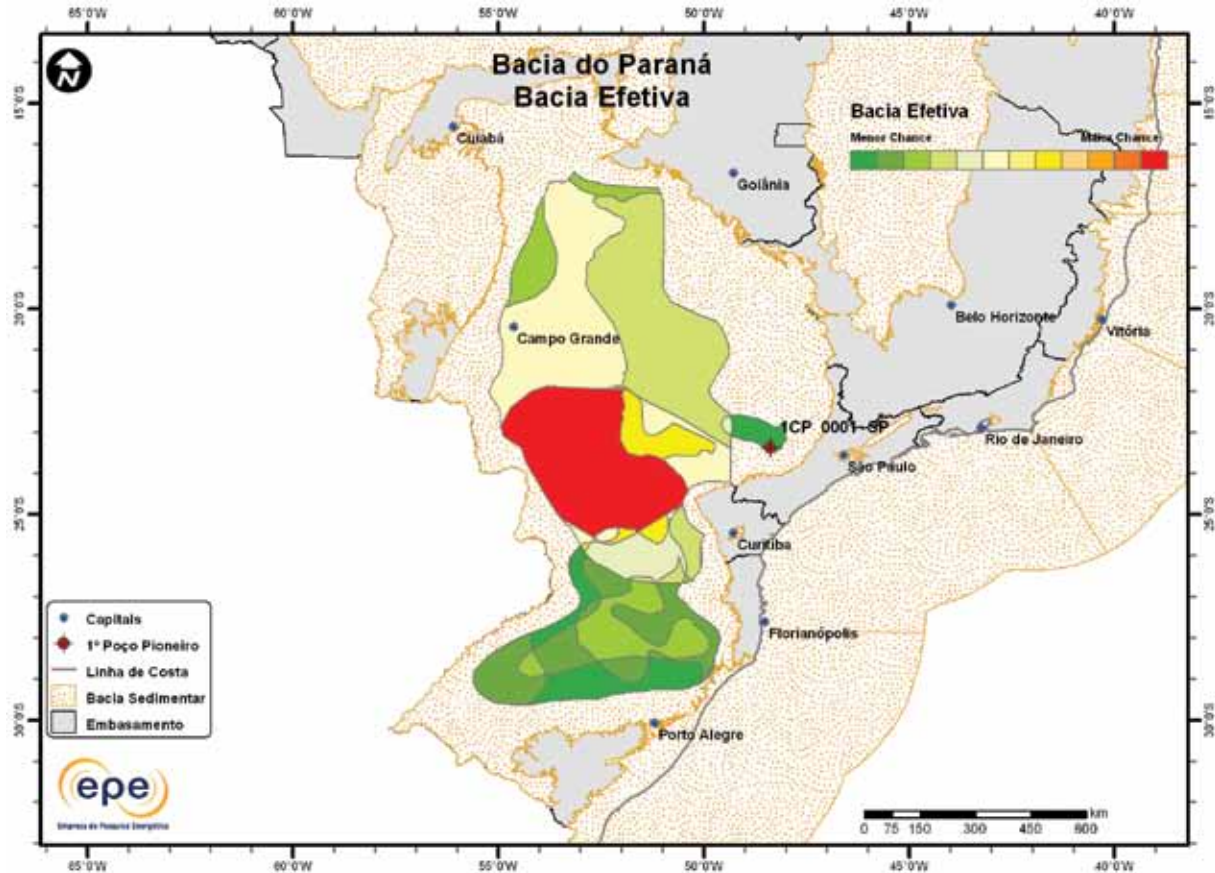


Figura 3.230 - Mapa da bacia efetiva do Paraná com indicação das chances de descobertas.

Tabela 3.111 - Plays da Bacia do Paraná		
Nome do Play	Status Exploratório	Superplay
Rio Bonito	Fronteira	SuperPlay 4 – Paleozoico
Itararé-Guatá	Imaturo	SuperPlay 4 – Paleozoico

3.1.16.6 Play Rio Bonito

A Figura 3.231 apresenta o mapa do *play* efetivo Rio Bonito, com as chances de descobertas de hidrocarboneto. Este *play* se concentra na porção centro-sul da bacia e apresenta chances baixas de descobertas. Os atributos referentes a esse *play* estão sumarizados na Tabela 3.112.

A Figura 3.232 apresenta o mapa de expectativa de fluido para o *play* Rio Bonito. A maior expectativa é de petróleo, caso ocorra descoberta de hidrocarboneto. Sendo petróleo, espera-se a ocorrência de petróleo pesado.

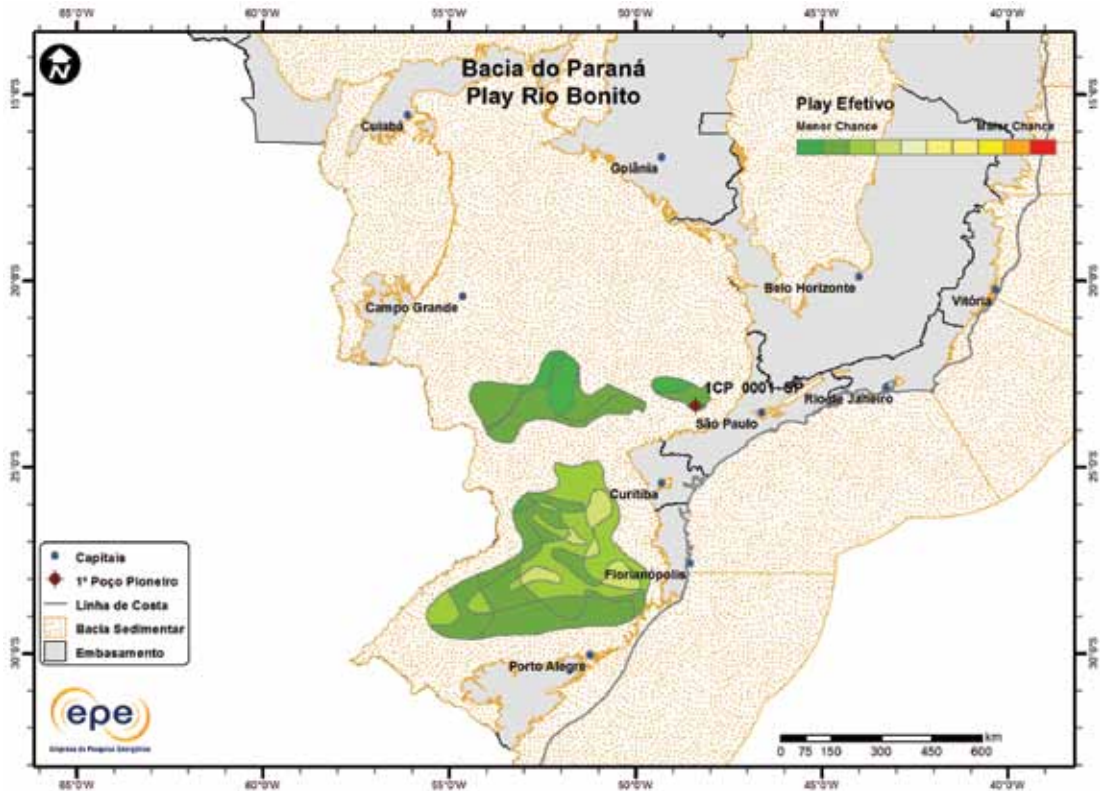


Figura 3.231 - Play efetivo Rio Bonito da Bacia do Paraná.

Tabela 3.112 - Atributos do Play Rio Bonito – Bacia do Paraná		
Play		Rio Bonito
Situação Geográfica		terra
Carga	Unidade Litoestratigráfica	Formação Irati
	Unidade Cronoestratigráfica	Paleozoico Permiano Cisuraliano
	Migração	falhas normais
Reservatório	Unidade Litoestratigráfica	Formação Rio bonito
	Unidade Cronoestratigráfica	Paleozoico Permiano Cisuraliano
	Profundidade Média (m)	2.575
	Litologia / Contexto Depositional	arenito / marinho costeiro
Trapa	Unidade Litoestratigráfica Selante	Formação Palermo
	Unidade Cronoestratigráfica Selante	Paleozoico Permiano
	Tipo de Trapa	mista
	Litologia Selante	folhelho

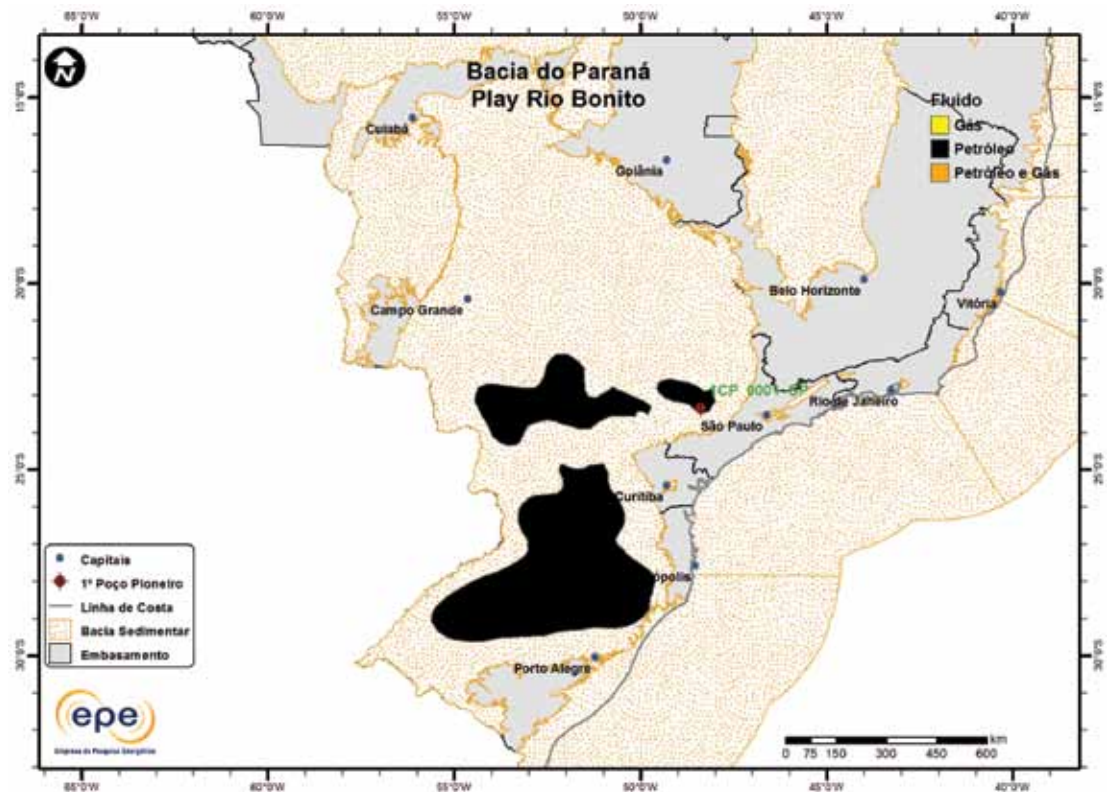


Figura 3.232 - Tipo de fluido com maior expectativa no *play* efetivo Rio Bonito da Bacia do Paraná.

3.1.16.7 *Play* Itararé Guatá

A Figura 3.233 apresenta o mapa do *play* efetivo Itararé Guatá, com as chances de descobertas de hidrocarboneto. Este *play* está localizado na porção centro-norte da bacia e apresenta chances mais elevadas, principalmente na parte central. Os atributos referentes a esse *play* estão sumarizados na Tabela 3.113.

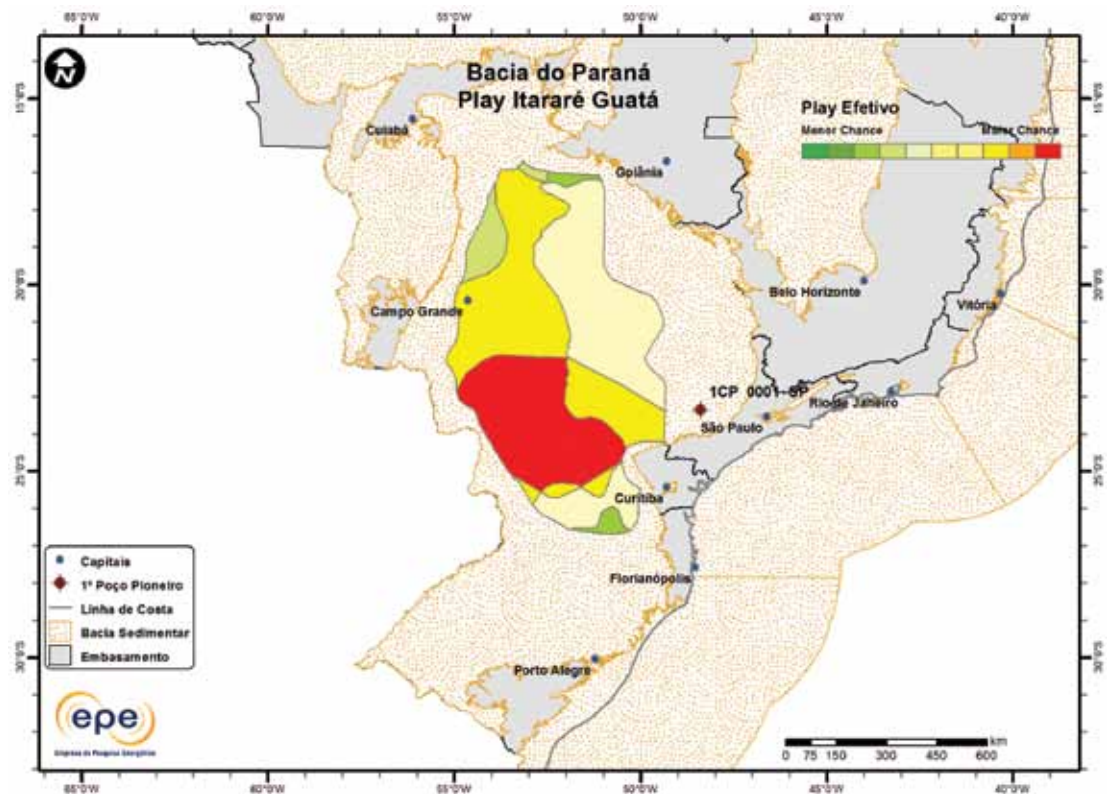


Figura 3.233 - *Play* efetivo Itararé Guatá da Bacia do Paraná.

Tabela 3.113 - Atributos do Play Itararé Guatá – Bacia do Paraná		
Play		Itararé Guatá
Situação Geográfica		terra
Carga	Unidade Litoestratigráfica	Formação Ponta Grossa
	Unidade Cronoestratigráfica	Paleozoico Devoniano Inferior
	Migração	falhas normais
Reservatório	Unidade Litoestratigráfica	Grupo Itararé e Formação Rio Bonito
	Unidade Cronoestratigráfica	Paleozoico Permiano Cisuraliano
	Profundidade Média (m)	2.760
	Litologia / Contexto Depositional	arenito / marinho peri-glacial e costeiro
Trapa	Unidade Litoestratigráfica Selante	Formações Irati e Rio do Rastro
	Unidade Cronoestratigráfica Selante	Paleozoico Permiano Cisuraliano
	Tipo de Trapa	mista
	Litologia Selante	folhelho

A Figura 3.234 apresenta o mapa de expectativa de fluido para o play Itararé Guatá. A maior expectativa de fluido é de gás natural, caso ocorra descoberta de hidrocarboneto. Sendo petróleo, espera-se a ocorrência de petróleo leve.

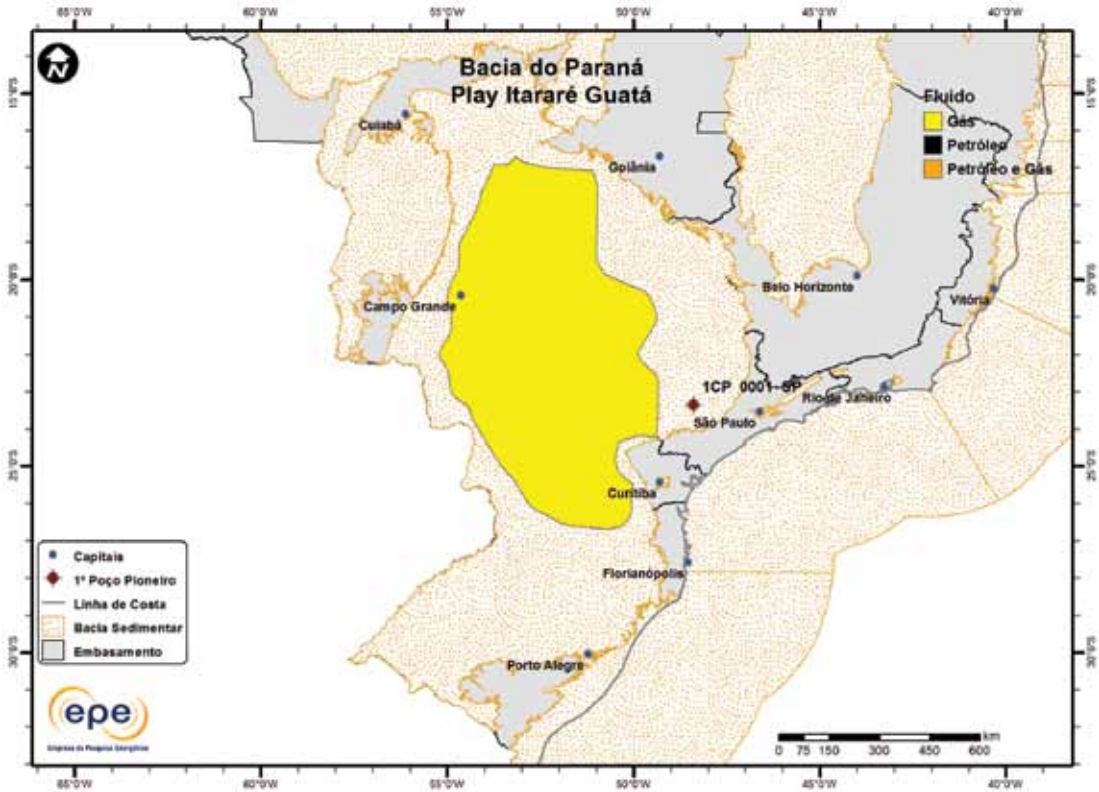


Figura 3.234 - Tipo de fluido com maior expectativa no play efetivo Itararé Guatá da Bacia do Paraná.

3.1.17 Bacia dos Parecis

• Síntese da Bacia

Apresenta-se na Figura 3.235 o mapa de localização da bacia sedimentar e efetiva (abordagem de representação geográfica) dos Parecis e suas principais características geológicas, na Tabela 3.114. Nota-se que a bacia efetiva abrange grande parte da bacia sedimentar. Os principais reservatórios e o principal gerador de cada *play* exploratório estão indicados na carta estratigráfica (Figura 3.236) e na seção geológica (Figura 3.237).

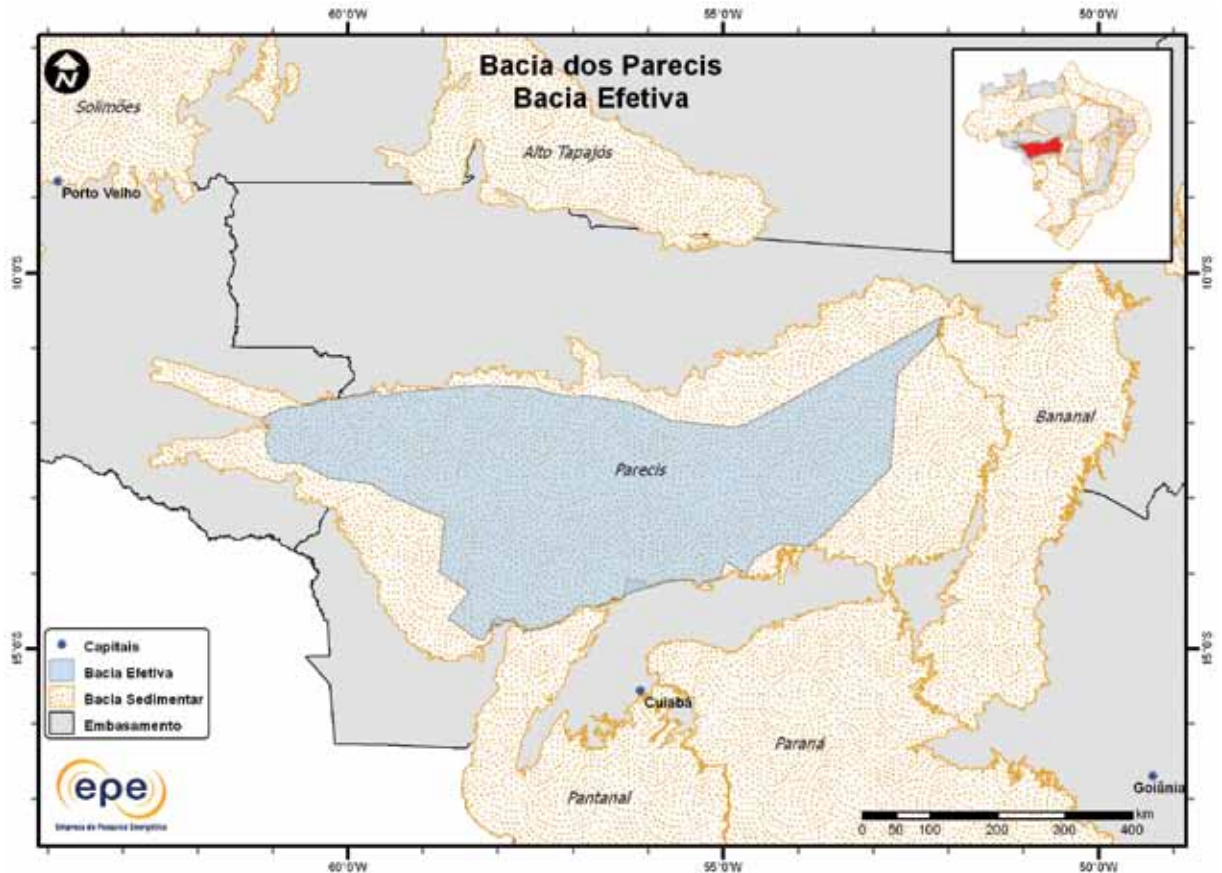


Figura 3.235 - Bacia efetiva dos Parecis.

Tabela 3.114 - Informações Geológicas da Bacia dos Parecis		
Situação Geográfica	terra	
Área Sedimentar (km²)	352.723	
Área da Bacia efetiva (km²)	208.305	
Maturidade Exploratória	Nova Fronteira	
Sistema Petrolífero Principal	Ponta Grossa-Fazenda Casa Branca (.)	
Plays Exploratórios	Nome do Play	Principal Reservatório
1	Paleozoico	Formação Fazenda Casa Branca
2	Neoproterozoico	Grupo Alto Paraguai
Recursos Não Convencionais		
Folhelho Gaseífero		

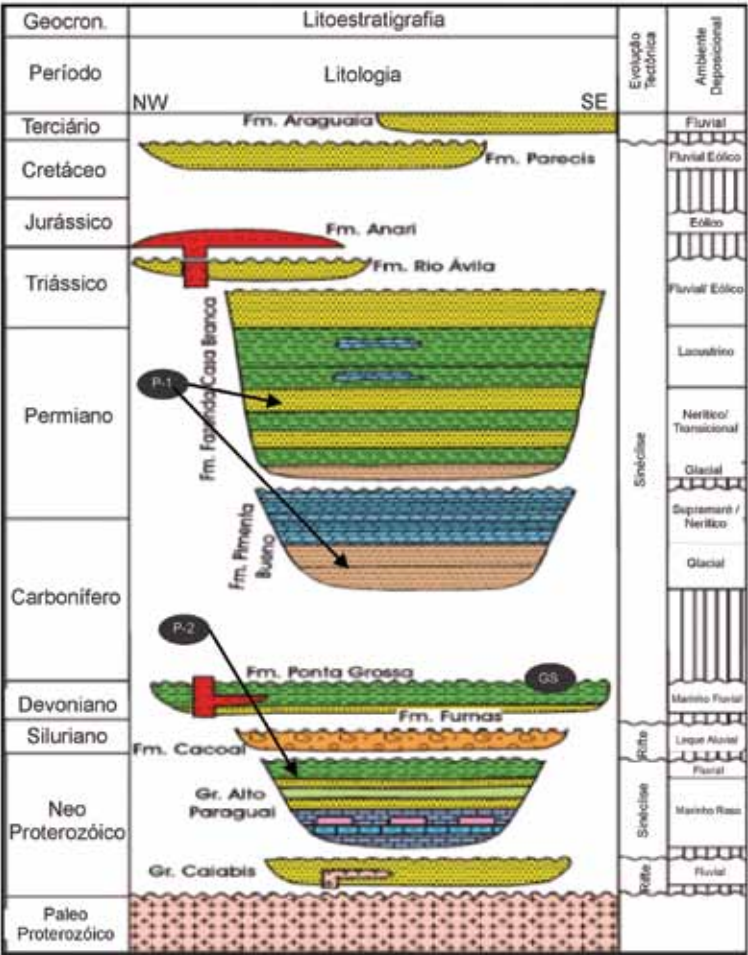


Figura 3.236 - Carta estratigráfica da Bacia dos Parecis com indicação do gerador do sistema petrolífero principal (GS) e *plays* exploratórios (P).

Fonte: Modificado de EPE (2007).

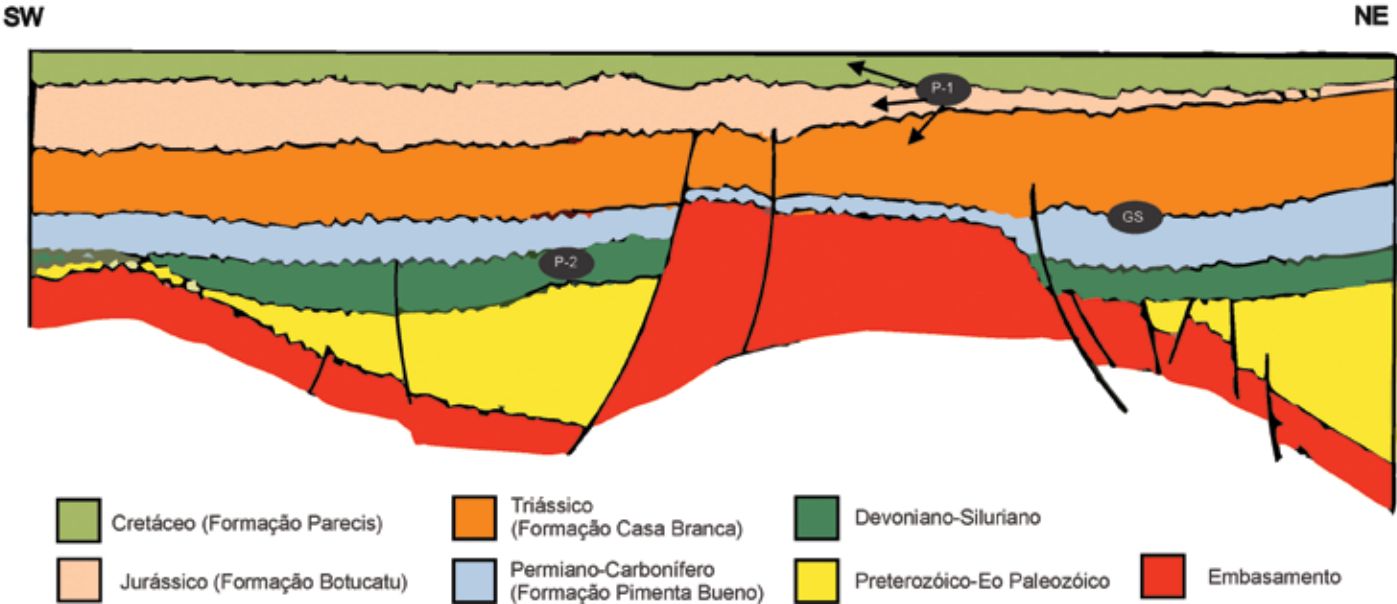


Figura 3.237 - Seção geológica da Bacia dos Parecis com indicação do gerador do sistema petrolífero principal (GS) e *plays* exploratórios (P).

Fonte: Modificado de Teixeira (2005) apud ANP (2009e).

• Principais Atividades do Setor de Petróleo e Gás na Bacia

Na Figura 3.238, apresenta-se a localização da cobertura dos escassos levantamentos sísmicos e blocos exploratórios sob concessão na bacia, onde foram perfurados apenas dois poços estratigráficos em 1993 e 1995.

Como investimentos da ANP, embora não ilustrado na figura, cabe citar que em 2007, foi concluído um levantamento de dados geoquímicos e em 2008, foi contratada a aquisição de sísmica 2D. Prevê ainda a aquisição de mais 2.000 km de sísmica 2D, aerolevantamentos e a perfuração de dois poços estratigráficos.

A Tabela 3.115 evidencia o baixo conhecimento geológico desta bacia.

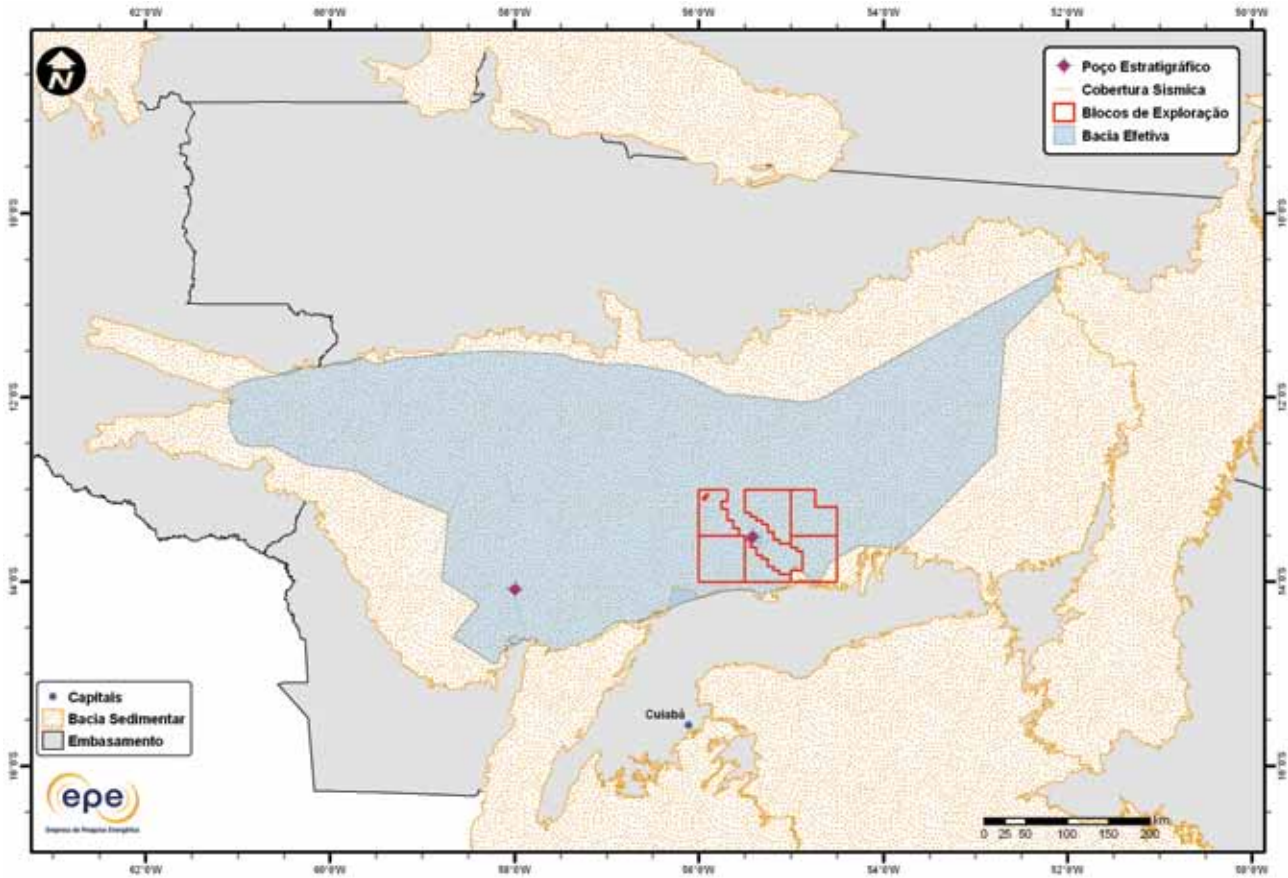


Figura 3.238 - Atividades de E&P na Bacia dos Parecis.

Tabela 3.115 - Resumo de Atividades de E&P – Bacia dos Parecis			
Poços Exploratórios	Situação Geográfica		terra
	Perfurados		2
	1º Poço Pioneiro (ano)		-
	Último Poço Pioneiro (ano)		-
	Profundidade Máxima Perfurada (m)		5.777
	Maior Lâmina D'água (m)		0
	Índice de Sucesso Geológico de Poços Pioneiros (%)		-
Campos	Petróleo		0
	Gás Não Associado		0
	Petróleo e Gás		0
	Em Avaliação		0
Descobertas	1ª Descoberta Comercial (ano)		-
	Última Descoberta Comercial (ano)		-
	Ano de Início		-
Produção	Acumulada	Petróleo (MM bbl)	0
		Gás Associado (MM m³)	0
		Gás Não Associado (MM m³)	0

- **Infraestrutura de Abastecimento da Bacia**

Como pode ser observado nas figuras a seguir (Figura 3.239 e Figura 3.240), em termos de infraestrutura de abastecimento, não há instalações existentes ou planejadas na Bacia dos Parecis. A única instalação localizada próximo a essa bacia é o gasoduto Lateral Cuiabá que se conecta ao GASBOL, em território boliviano.

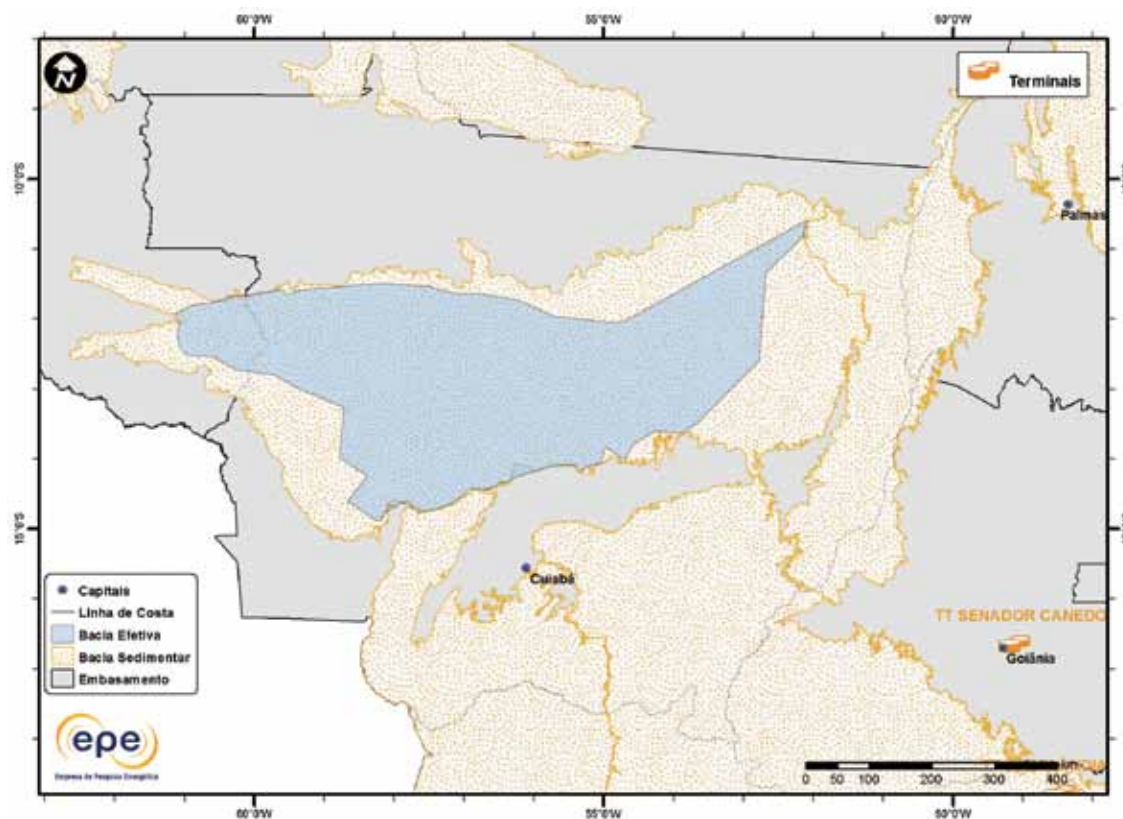


Figura 3.239 - Infraestrutura de abastecimento da Bacia dos Parecis: refinarias e terminais.

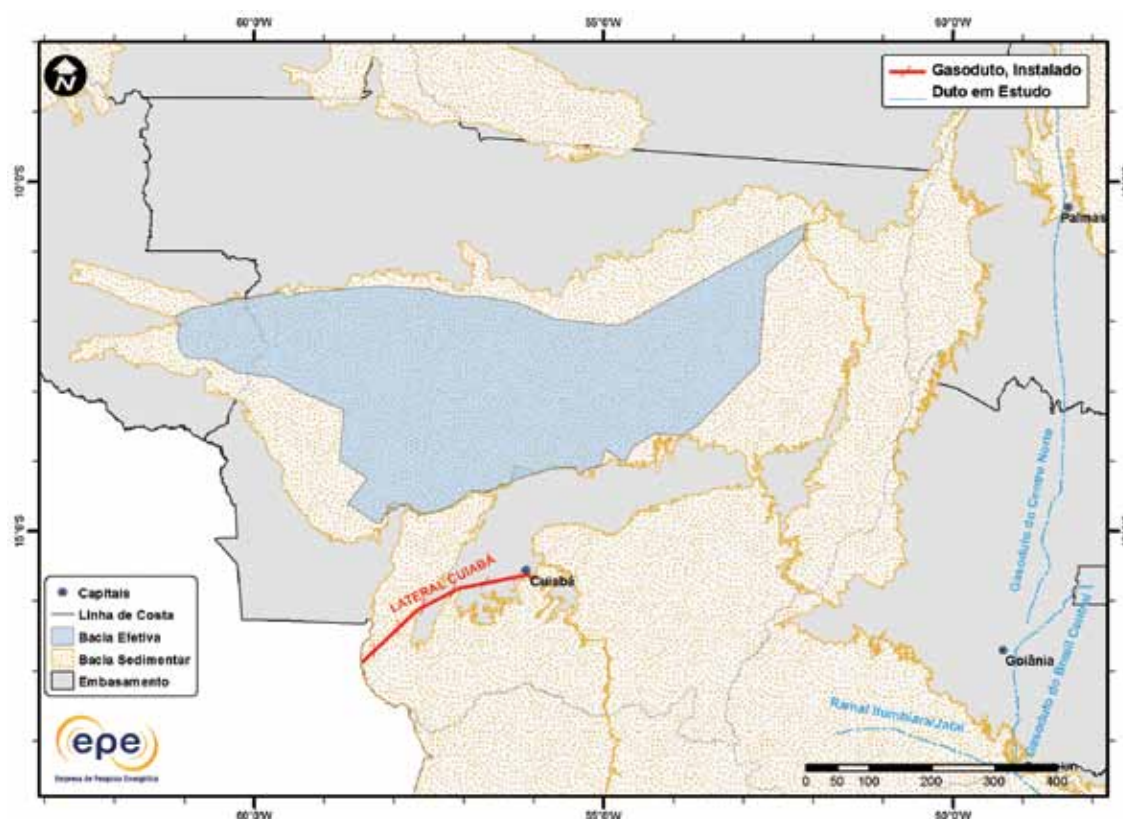


Figura 3.240 - Infraestrutura de abastecimento da Bacia dos Parecis: UPGNs e dutos.

- **Análise da Bacia em *Plays* Exploratórios**

A Figura 3.241 apresenta o mapa da bacia efetiva dos Parecis, segundo a abordagem de representação probabilística, com indicação das chances de descobertas de hidrocarbonetos. A Tabela 3.116 apresenta a correspondência dos *plays* com os superplays.

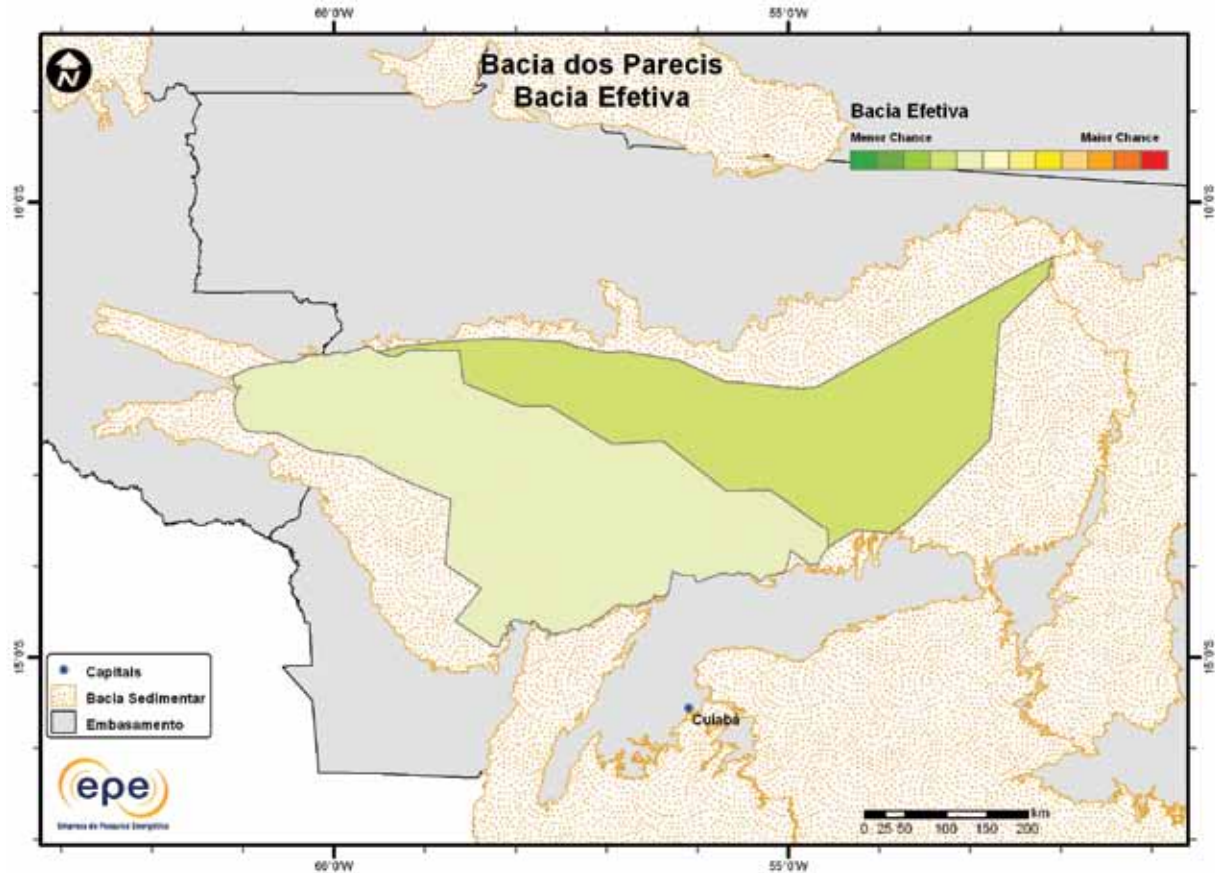


Figura 3.241 - Mapa da bacia efetiva dos Parecis com indicação das chances de descobertas.

Tabela 3.116 - <i>Plays</i> da Bacia dos Parecis		
Nome do <i>Play</i>	Status Exploratório	Superplay
Paleozoico	Fronteira	SuperPlay 4 – Paleozoico
Neoproterozoico	Fronteira	SuperPlay 5 – Proterozoico

3.1.17.1 Play Paleozoico

A Figura 3.242 apresenta o mapa do *play* efetivo Paleozoico, com as chances de descobertas de hidrocarboneto. Nota-se que as chances relativamente maiores estão na parte oeste da bacia. Os atributos referentes a esse *play* estão sumarizados na Tabela 3.117.

A Figura 3.243 apresenta o mapa da expectativa de fluido para o *play* Paleozoico. A maior expectativa é de gás natural, caso ocorra descoberta de hidrocarboneto.

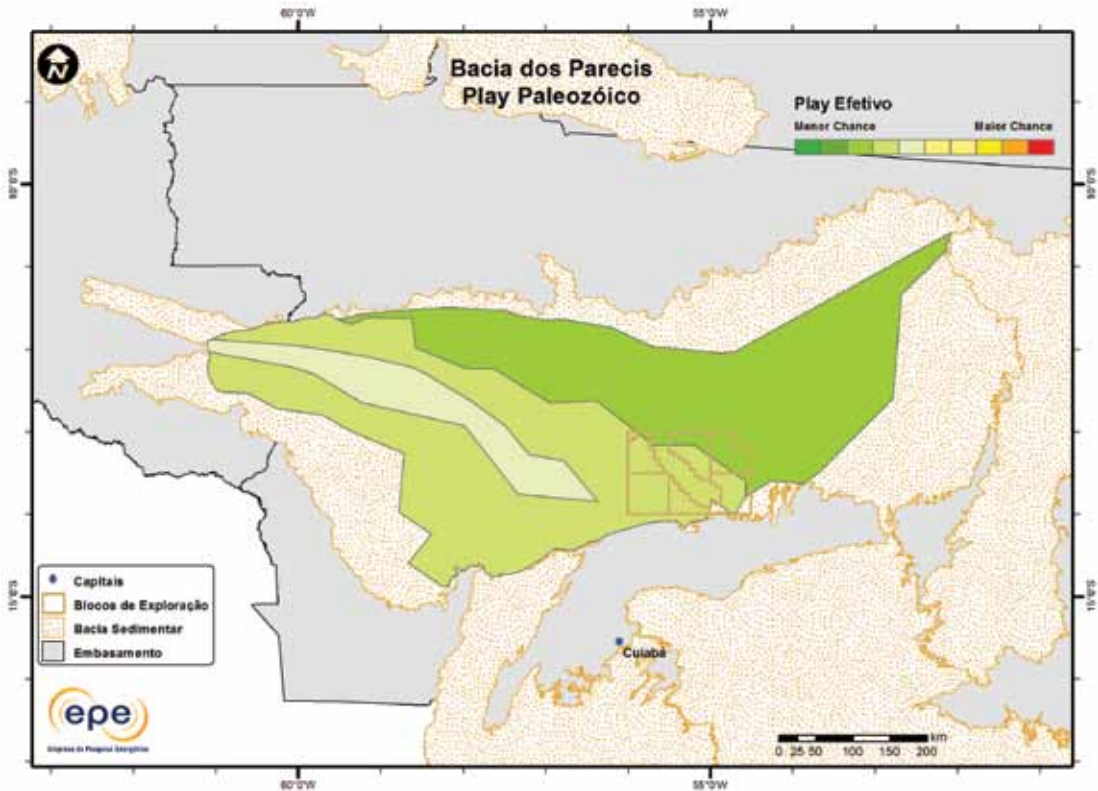


Figura 3.242 - Play efetivo Paleozoico da Bacia dos Parecis.

Tabela 3.117 - Atributos do Play Paleozoico– Bacia dos Parecis		
Carga	Play	Paleozoico
	Situação Geográfica	terra
	Unidade Litoestratigráfica	Formações Ponta Grossa e Pimenta Bueno
Reservatório	Unidade Cronoestratigráfica	Devoniano-Carbonífero
	Migração	falhas
	Unidade Litoestratigráfica	Formações Fazenda Casa Branca, Pimenta Bueno e Furnas
	Unidade Cronoestratigráfica	Devoniano-Permiano
Trapa	Profundidade Média (m)	660
	Litologia / Contexto Depositional	arenito
	Unidade Litoestratigráfica Selante	Formações Fazenda Casa Branca, Pimenta Bueno e Ponta Grossa
	Unidade Cronoestratigráfica Selante	Carbonífero-Permiano
	Tipo de Trapa	estrutural
	Litologia Selante	folhelho

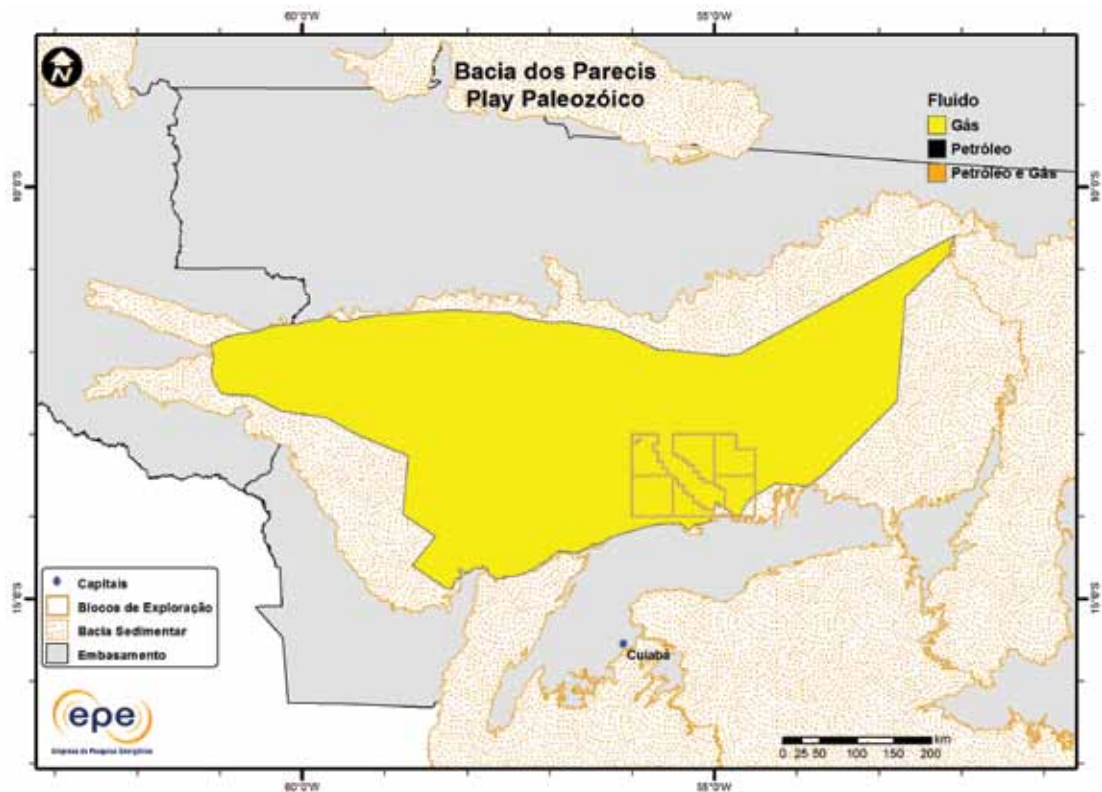


Figura 3.243 - Tipo de fluido com maior expectativa no *play* efetivo Paleozoico da Bacia dos Parecis.

3.1.17.2 *Play* Neoproterozoico

A Figura 3.244 apresenta o mapa do *play* efetivo Neoproterozoico, com as chances de descobertas de hidrocarboneto. Assim como no *play* Paleozoico, o *play* Neoproterozoico apresenta chances relativamente maiores na parte oeste da bacia. Os atributos referentes a este *play* estão sumarizados na Tabela 3.118.

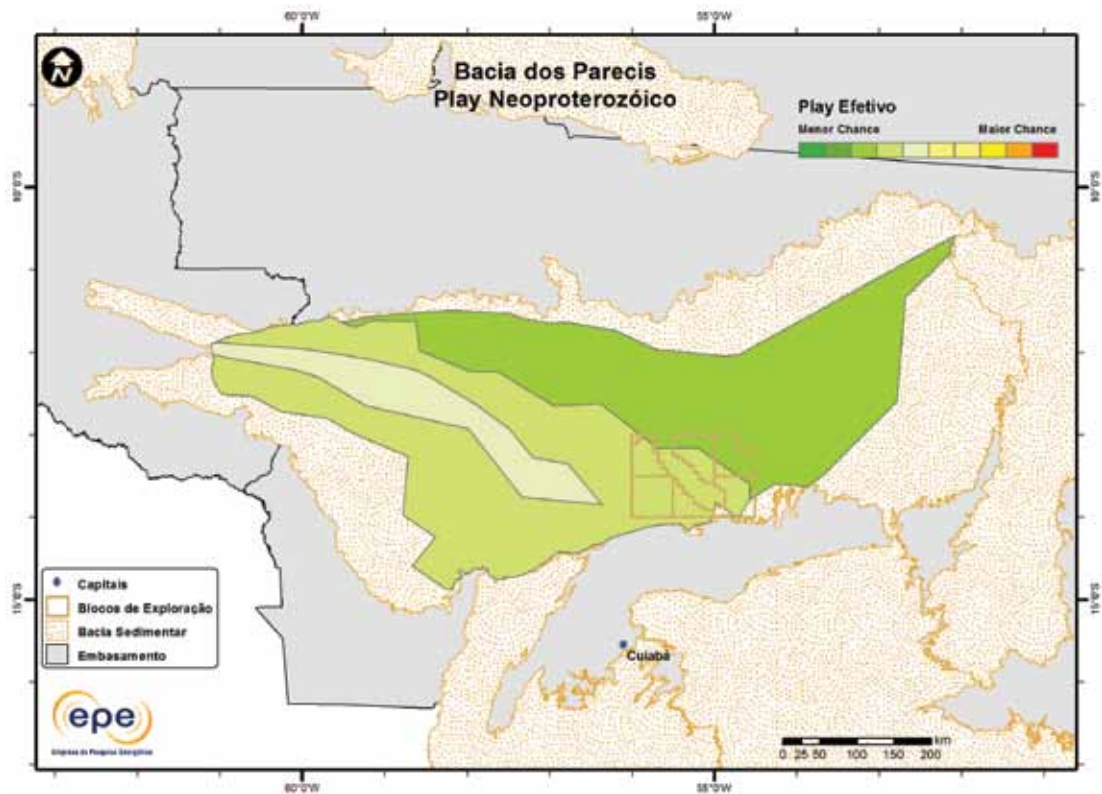


Figura 3.244 - *Play* efetivo Neoproterozoico da Bacia dos Parecis.

Tabela 3.118 - Atributos do Play Neoproterozoico – Bacia dos Parecis		
Play		Neoproterozoico
Situação Geográfica		terra
Carga	Unidade Litoestratigráfica	Grupos Alto Paraguai e Araras
	Unidade Cronoestratigráfica	Proterozoico Superior
	Migração	falhas
Reservatório	Unidade Litoestratigráfica	Grupos Alto Paraguai e Araras
	Unidade Cronoestratigráfica	Proterozoico Superior
	Profundidade Média (m)	1.000
	Litologia / Contexto Depositional	arenito e carbonato
Trapa	Unidade Litoestratigráfica Selante	Grupos Alto Paraguai e Araras
	Unidade Cronoestratigráfica Selante	Proterozoico Superior
	Tipo de Trapa	estrutural
Litologia Selante		folhelho e evaporito

A Figura 3.245 apresenta o mapa da expectativa de fluido para o *play* Neoproterozoico. A maior expectativa é de gás natural, caso ocorra descoberta de hidrocarboneto.

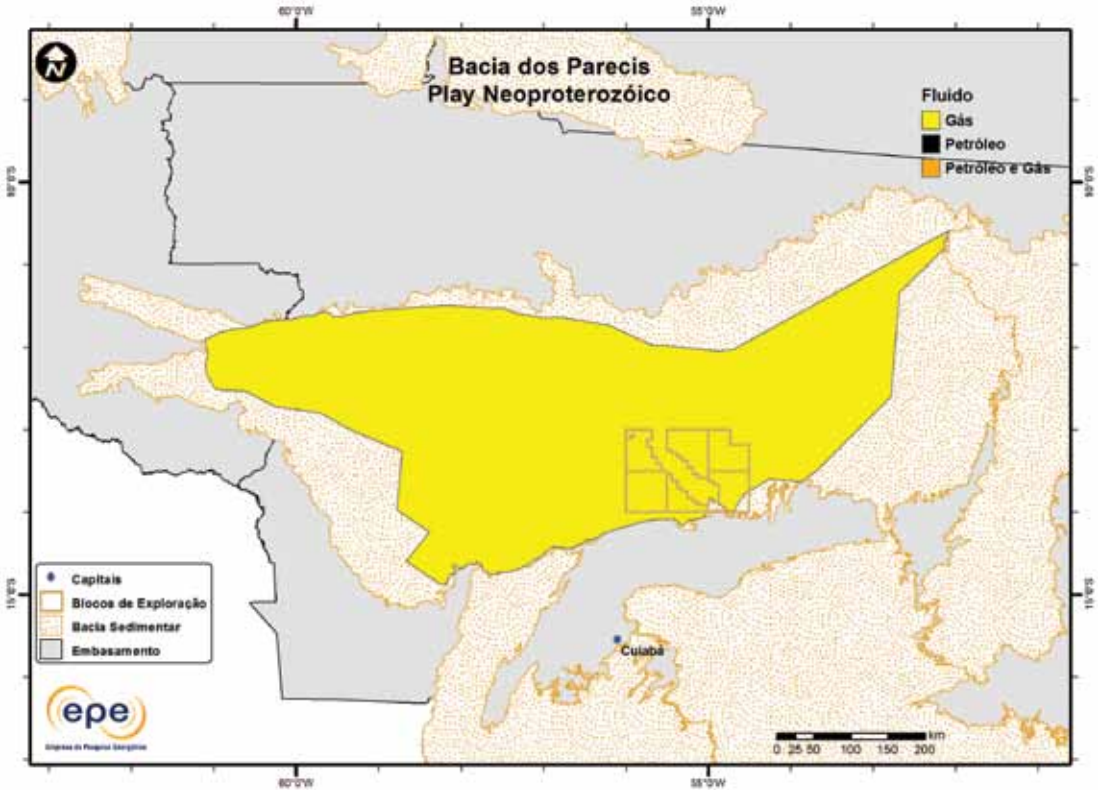


Figura 3.245 - Tipo de fluido com maior expectativa no *play* efetivo Neoproterozoico da Bacia dos Parecis.

3.1.18 Bacia do Parnaíba

• Síntese da Bacia

Apresenta-se na Figura 3.246, o mapa de localização da bacia sedimentar e efetiva (abordagem de representação geográfica) do Parnaíba e suas principais características geológicas, na Tabela 3.119. Nota-se que a bacia efetiva abrange grande parte da bacia sedimentar. Os principais reservatórios e o principal gerador de cada *play* exploratório estão indicados na carta estratigráfica (Figura 3.247) e na seção geológica (Figura 3.248).

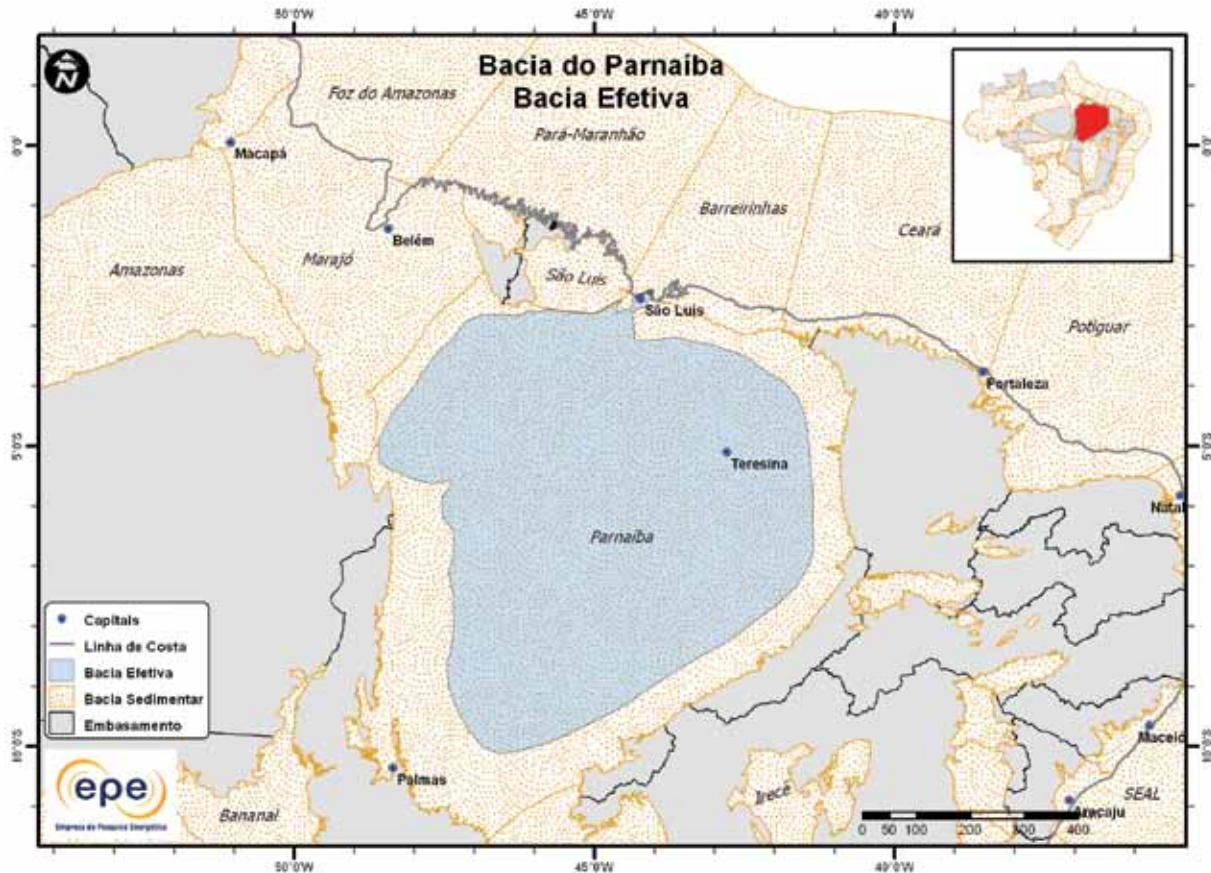


Figura 3.246 - Bacia efetiva do Parnaíba.

Tabela 3.119 - Informações Geológicas da Bacia do Parnaíba		
Situação Geográfica	terra	
Área Sedimentar (km²)	674.329	
Área da Bacia efetiva (km²)	458.877	
Maturidade Exploratória	Nova Fronteira	
Sistema Petrolífero Principal	Pimenteiras-Cabeças (I)	
Plays Exploratórios	Nome do Play	Principal Reservatório
1	Grajaú-Itapecurú-Codó	Formação Grajaú
2	Devoniano	Formação Cabeças
3	Siluriano	Formação Jaicós
Recursos Não Convencionais		
Folhelho Petrolífero		Folhelho Gaseífero

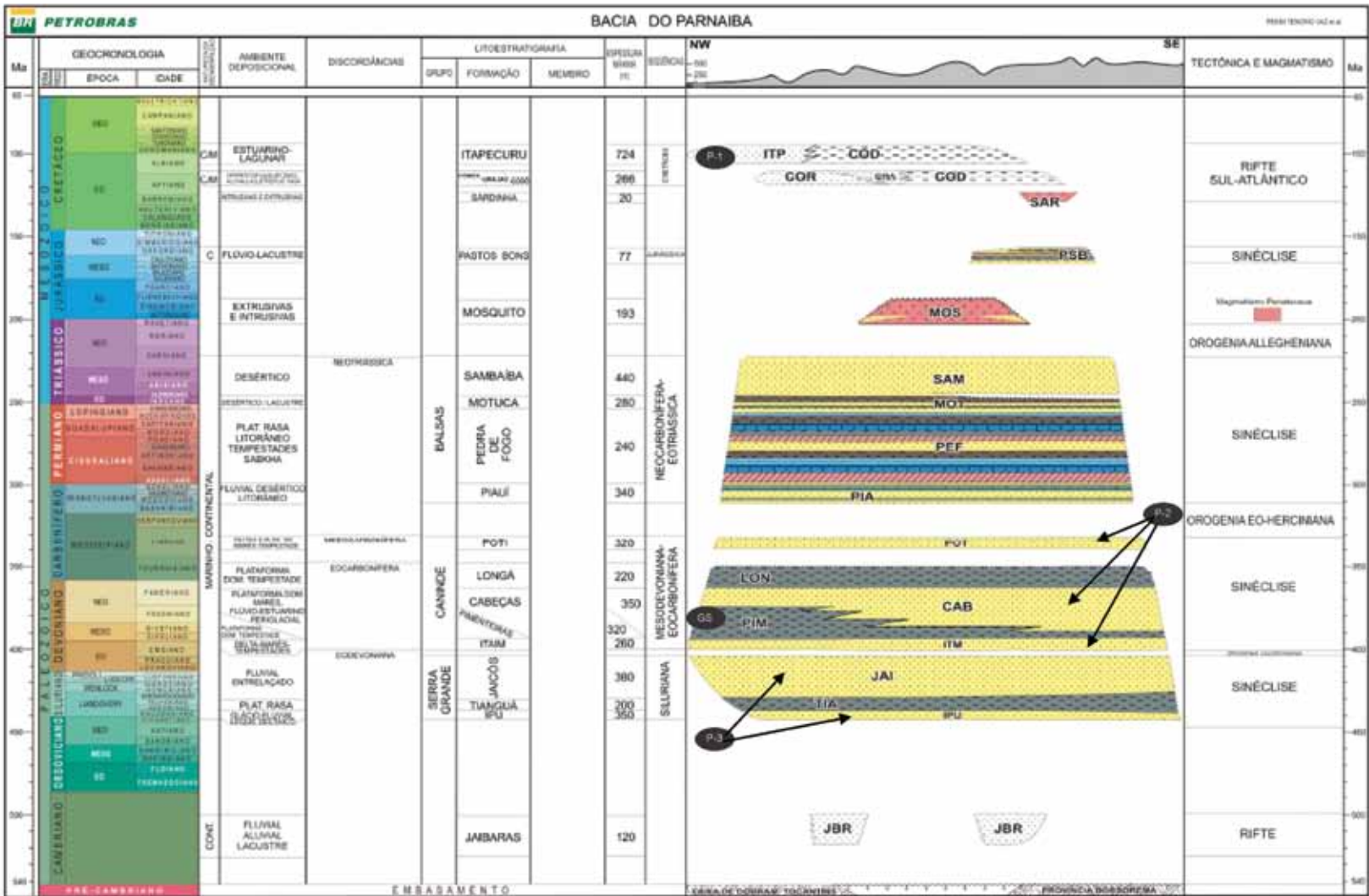


Figura 3.247 - Carta estratigráfica da Bacia do Parnaíba com indicação do gerador do sistema petrolífero principal (GS) e *plays* exploratórios (P).

Fonte: Modificado de Petrobras (2007).

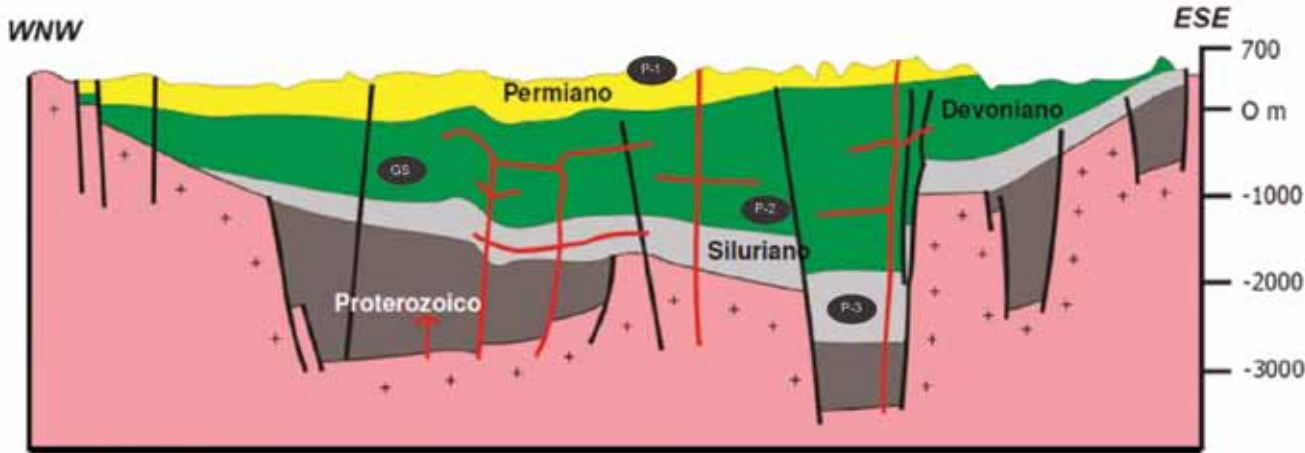


Figura 3.248 - Seção geológica da Bacia do Parnaíba com indicação do gerador do sistema petrolífero principal (GS) e *plays* exploratórios (P).

Fonte: Modificado de EPE (2007).

• Principais Atividades do Setor de Petróleo e Gás na Bacia

Na Figura 3.249, apresenta-se a localização da cobertura dos levantamentos sísmicos e poços pioneiros, além da última descoberta comercial e dos blocos exploratórios sob concessão. Como investimentos da ANP, embora não ilustrado na figura, cabe citar que em 2007, foi contratada a aquisição de sísmica 2D e, em 2008, foi concluído um levantamento de dados geoquímicos. Segundo o PPA (2011-2014), serão levantados ainda 2.100 km de sísmica 2D e está previsto para 2013 um poço estratigráfico (contingente). A Tabela 3.120 apresenta, resumidamente, informações sobre os poços exploratórios, que resultaram na descoberta de dois campos de GNA que até a presente data não iniciaram a sua produção.

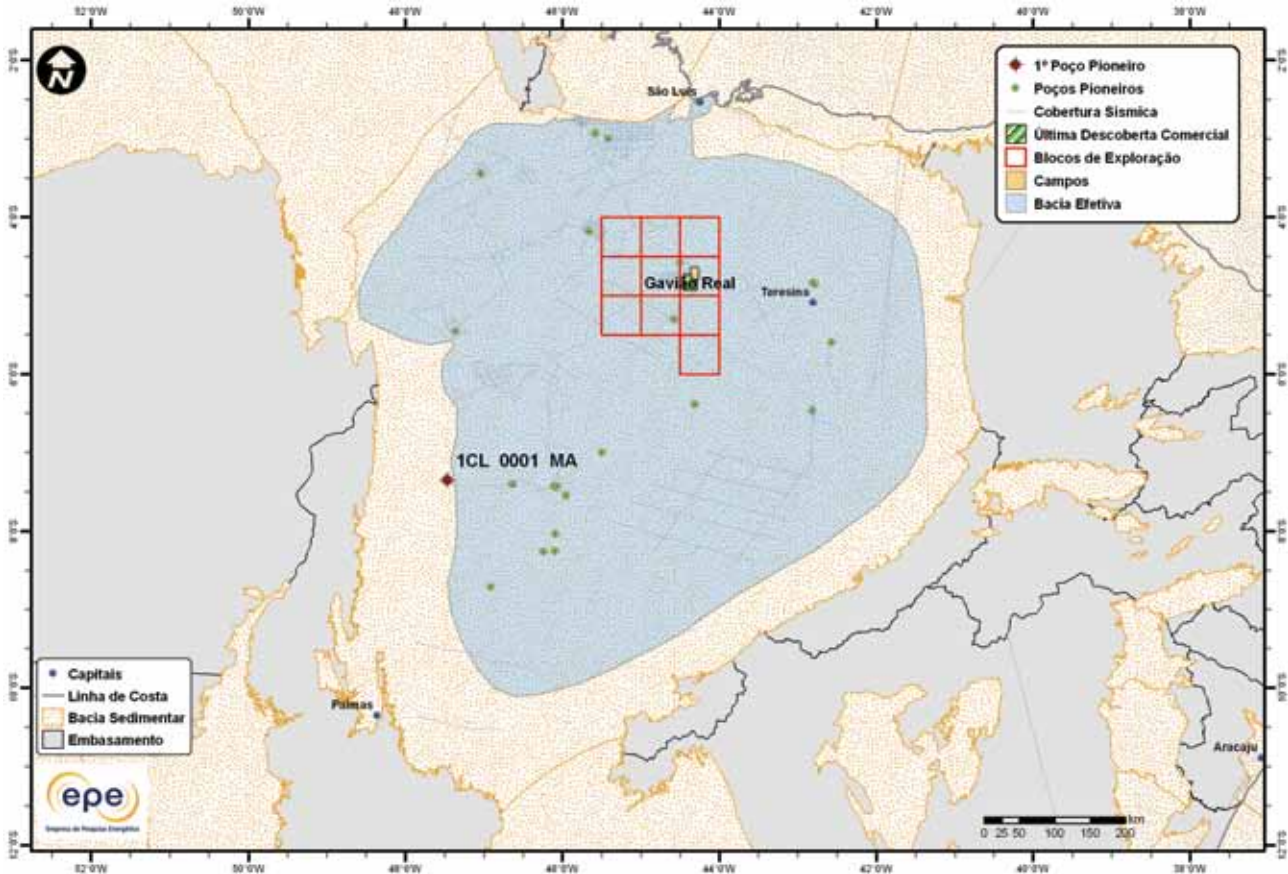


Figura 3.249 - Atividades de E&P na Bacia do Parnaíba.

Tabela 3.120 - Resumo de Atividades de E&P – Bacia do Parnaíba				
Poços Exploratórios	Situação Geográfica		terra	
	Perfurados		42	
	1º Poço Pioneiro (ano)		1CL0001MA (1951)	
	Último Poço Pioneiro (ano)		1OGX22MA (2010)	
	Profundidade Máxima Perfurada (m)		3.450	
	Maior Lâmina D'água (m)		0	
Campos	Índice de Sucesso Geológico de Poços Pioneiros (%)		9	
	Petróleo		0	
	Gás Não Associado		2	
	Petróleo e Gás		0	
Descobertas	Em Avaliação		-	
	1ª Descoberta Comercial (ano)		Gavião Azul (2010)	
	Última Descoberta Comercial (ano)		Gavião Real (2011)	
Produção	Ano de Início		-	
	Acumulada	Petróleo (MM bbl)	0	
		Gás Associado (MM m³)	0	
		Gás Não Associado (MM m³)	0	

• Infraestrutura de Abastecimento da Bacia

A Bacia do Parnaíba, atualmente, conta apenas com a presença de dois terminais de distribuição em sua infraestrutura de abastecimento. Um deles operado pela Transpetro (67 mil m³ de derivados e 4,5 mil m³ de GLP) e outro por operador privado (22,7 mil m³ de derivados). Entretanto, o que mais se destaca na Bacia do Parnaíba são os projetos existentes para a região (Figura 3.250 e Figura 3.251). A Refinaria Premium I, que se localizará no município de Bacabeira/MA, será constituída por dois trens de produção, com capacidade projetada de processar diariamente cerca de 47,7 mil m³ de petróleo cada um. A programação de entrada em produção do primeiro trem é para 2018. Já o segundo trem deverá estar pronto somente em 2020.

Em termos de sistemas dutoviários, destacam-se os diversos estudos existentes para a implantação de gasodutos (Gasoduto do Meio Norte e ramais, Gasoduto do Centro Norte e o Gasoduto do Pará).

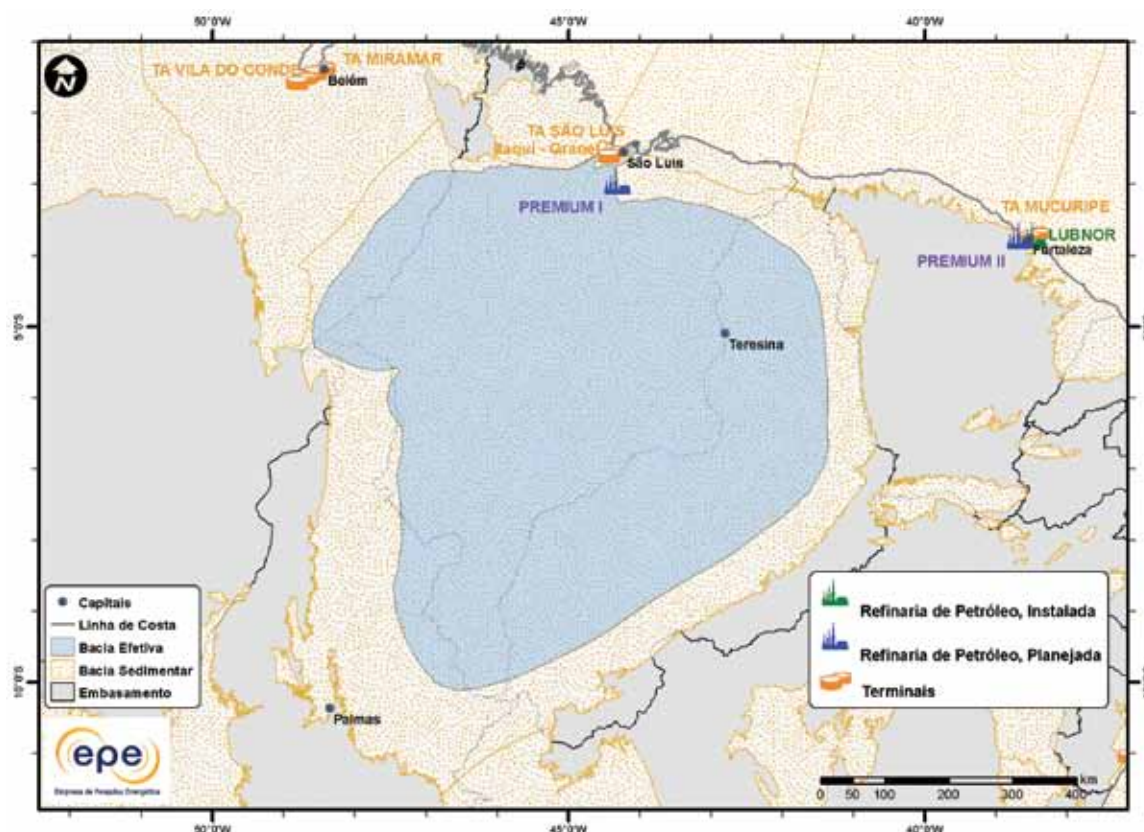


Figura 3.250 - Infraestrutura de abastecimento da Bacia do Parnaíba: refinarias e terminais.

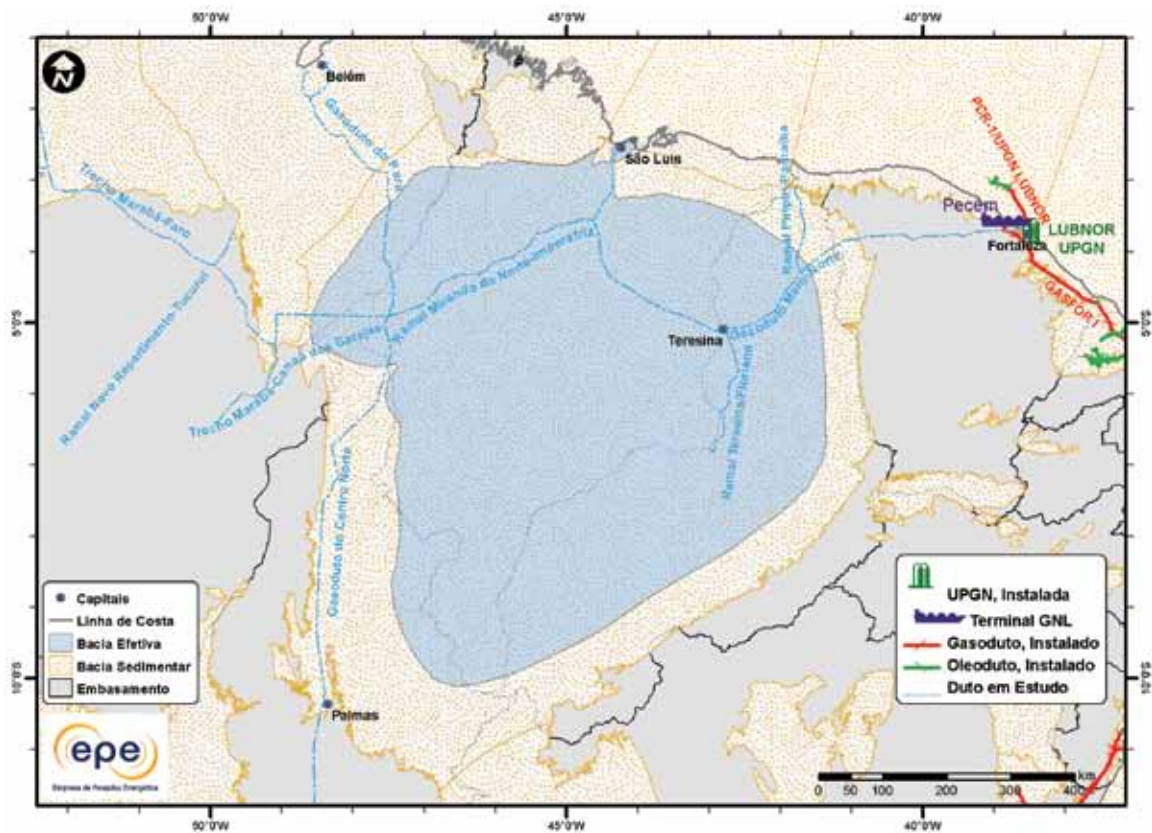


Figura 3.251 - Infraestrutura de abastecimento da Bacia do Parnaíba: UPGNs e dutos.

- **Análise da Bacia em Plays Exploratórios**

A Figura 3.252 apresenta o mapa da bacia efetiva do Parnaíba, segundo a abordagem de representação probabilística, com indicação das chances de descobertas de hidrocarbonetos. Toda a bacia efetiva apresenta baixa chance de descoberta, exceto uma região no centro-norte que apresenta chance elevada. A Tabela 3.121 apresenta a correspondência dos *plays* com os *superplays*.

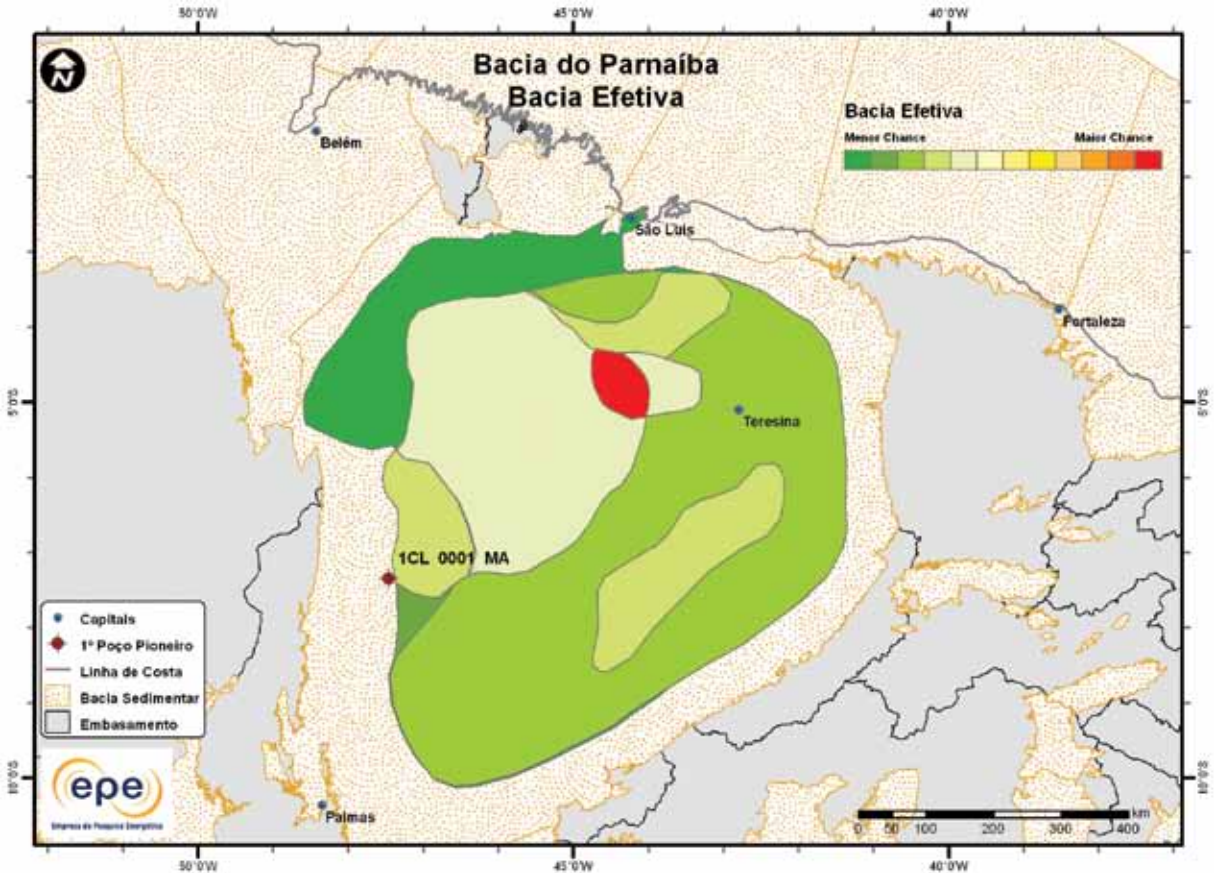


Figura 3.252 - Mapa da bacia efetiva do Parnaíba com indicação das chances de descobertas.

Tabela 3.121 - Plays da Bacia do Parnaíba		
Nome do Play	Status Exploratório	Superplay
Grajaú-Itapecurú-Codó	Fronteira	SuperPlay 2 – Cretáceo Inferior_Transicional/Marinho Raso SuperPlay 4 – Paleozoico SuperPlay 4 – Paleozoico
Devoniano	Imaturo	
Siluriano	Fronteira	

3.1.18.1 Play Grajaú-Itapecurú-Codó

A Figura 3.253 apresenta o mapa do *play* efetivo Grajaú-Itapecurú-Codó, com as chances de descobertas de hidrocarboneto. Este *play* se concentra na parte noroeste da bacia, com chance de descoberta baixa e homogênea em toda a sua extensão. Os atributos referentes a esse *play* estão sumarizados na Tabela 3.122.

A Figura 3.254 apresenta o mapa da expectativa de fluido para o *play* Grajaú-Itapecurú-Codó. A maior expectativa é de petróleo, caso ocorra descoberta de hidrocarboneto. Sendo petróleo, espera-se a ocorrência de petróleo leve.

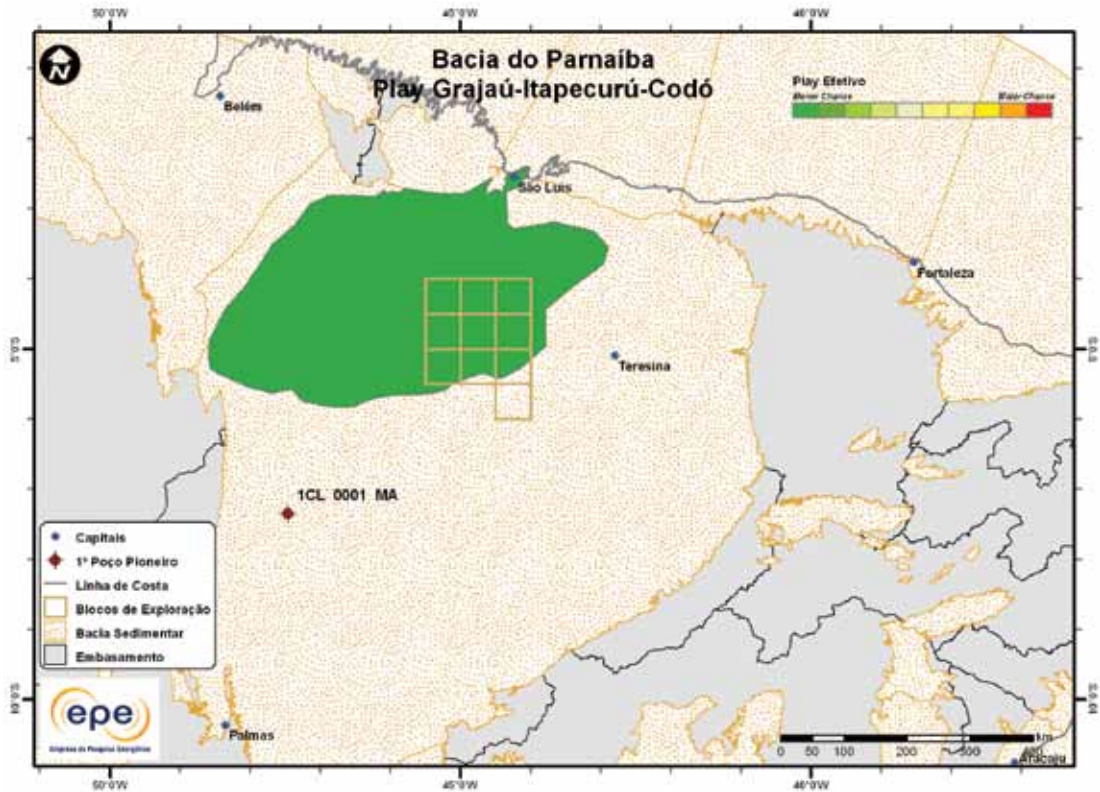


Figura 3.253 - Play efetivo Grajaú-Itapecurú-Codó da Bacia do Parnaíba.

Tabela 3.122 - Atributos do Play Grajaú-Itapecurú-Codó – Bacia do Parnaíba		
Play		Grajaú-Itapecurú-Codó
Situação Geográfica		terra
Carga	Unidade Litoestratigráfica	Formação Codó
	Unidade Cronoestratigráfica	Cretáceo Inferior Aptiano
	Migração	falhas normais
Reservatório	Unidade Litoestratigráfica	Formação Grajaú
	Unidade Cronoestratigráfica	Cretáceo
	Profundidade Média (m)	650
	Litologia / Contexto Depositional	arenito / costeiro e marinho raso
Trapa	Unidade Litoestratigráfica Selante	Formação Codó
	Unidade Cronoestratigráfica Selante	Cretáceo
	Tipo de Trapa	estrutural e mista
	Litologia Selante	folhelho e calcilito

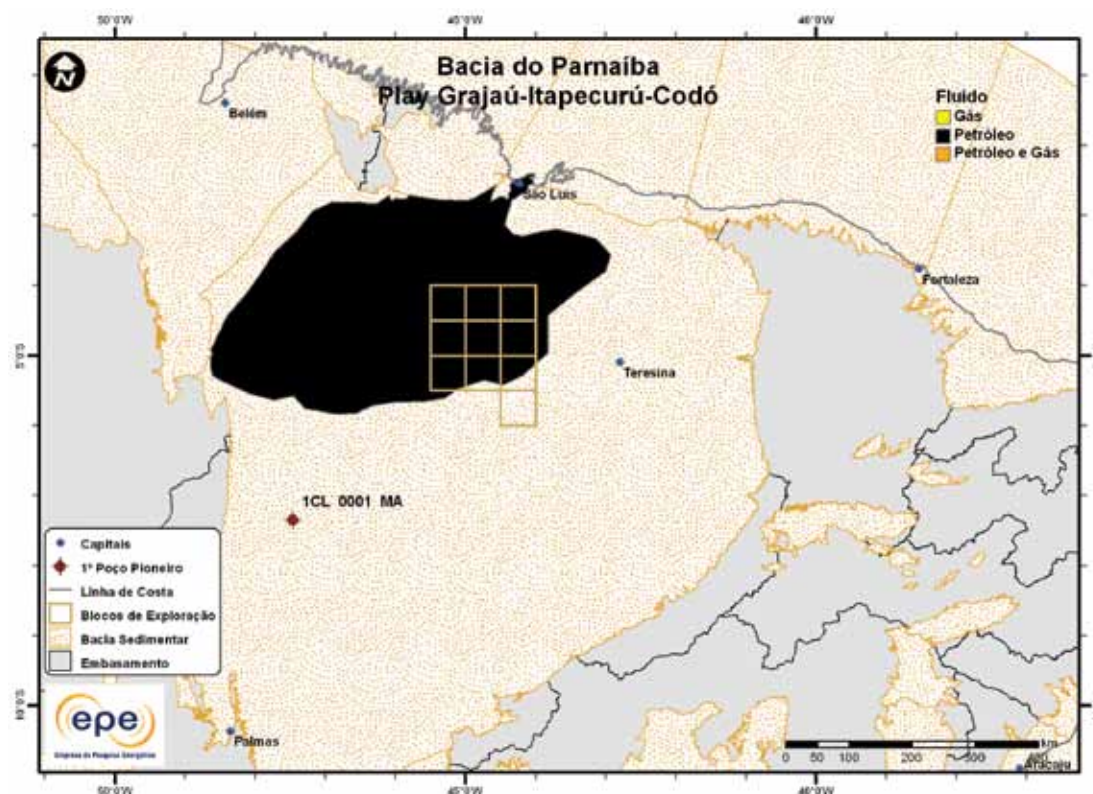


Figura 3.254 - Tipo de fluido com maior expectativa no *play* efetivo Grajaú-Itapecurú-Codó da Bacia do Parnaíba.

3.1.18.2 *Play* Devoniano

A Figura 3.255 apresenta o mapa do *play* efetivo Devoniano, com as chances de descobertas de hidrocarboneto. Este *play* abrange grande parte da bacia do Parnaíba e apresenta chances de descobertas relativamente mais elevadas que o *play* Grajaú-Itapecurú-Codó. Destaque para uma área na parte centro-norte, com maior chance de descoberta. Os atributos referentes a esse *play* estão sumarizados na Tabela 3.123.

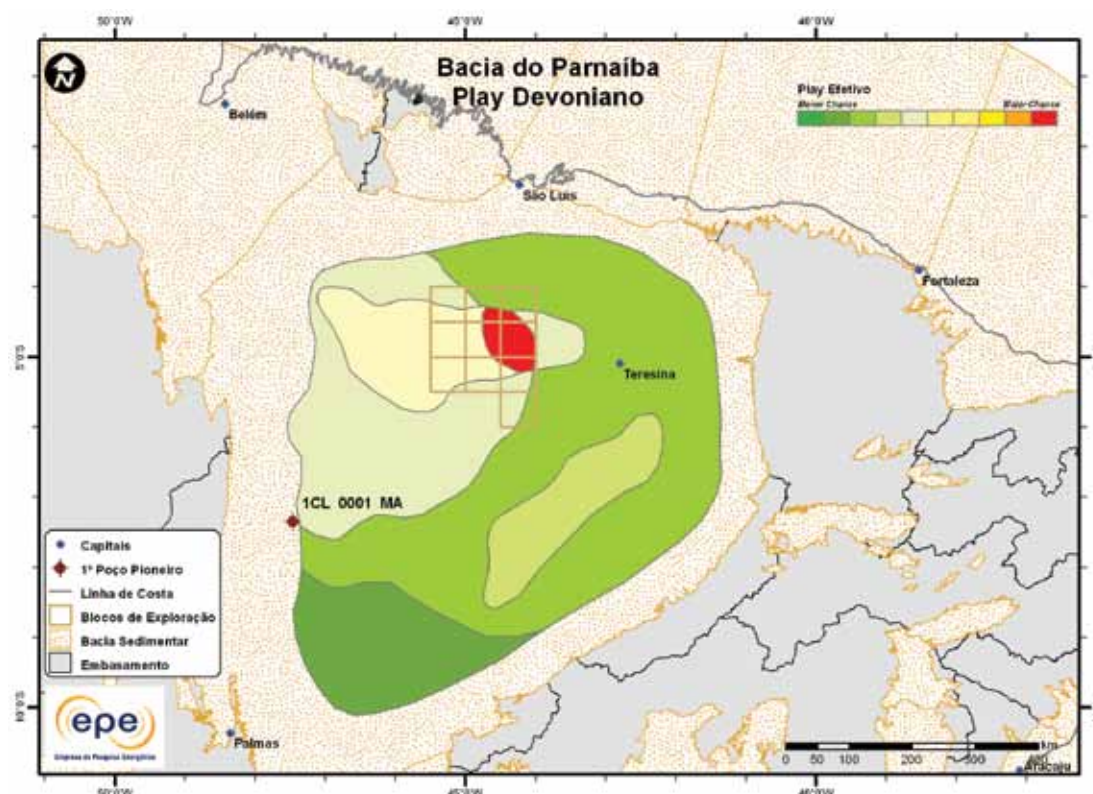


Figura 3.255 - *Play* efetivo Devoniano da Bacia do Parnaíba.

Tabela 3.123 - Atributos do Play Devoniano – Bacia do Parnaíba		
Play		Devoniano
Situação Geográfica		terra
Carga	Unidade Litoestratigráfica	Formação Pimenteiras
	Unidade Cronoestratigráfica	Devoniano
	Migração	contato direto e/ou falhas e diques de diabásio
Reservatório	Unidade Litoestratigráfica	Formações Cabeças, Poti e Itaim
	Unidade Cronoestratigráfica	Devoniano
	Profundidade Média (m)	1750
	Litologia / Contexto Depositional	arenito / deltaico e marinho
Trapa	Unidade Litoestratigráfica Selante	Formações Pimenteiras, Longa e Pedra de Fogo
	Unidade Cronoestratigráfica Selante	Devoniano-Permiano
	Tipo de Trapa	estratigráfica
	Litologia Selante	diabásio, folhelho e evaporito

A Figura 3.256 apresenta o mapa da expectativa de fluido para o *play* Devoniano. A maior expectativa é de petróleo e gás natural, caso ocorra descoberta de hidrocarboneto. Sendo petróleo, espera-se a ocorrência de petróleo leve.

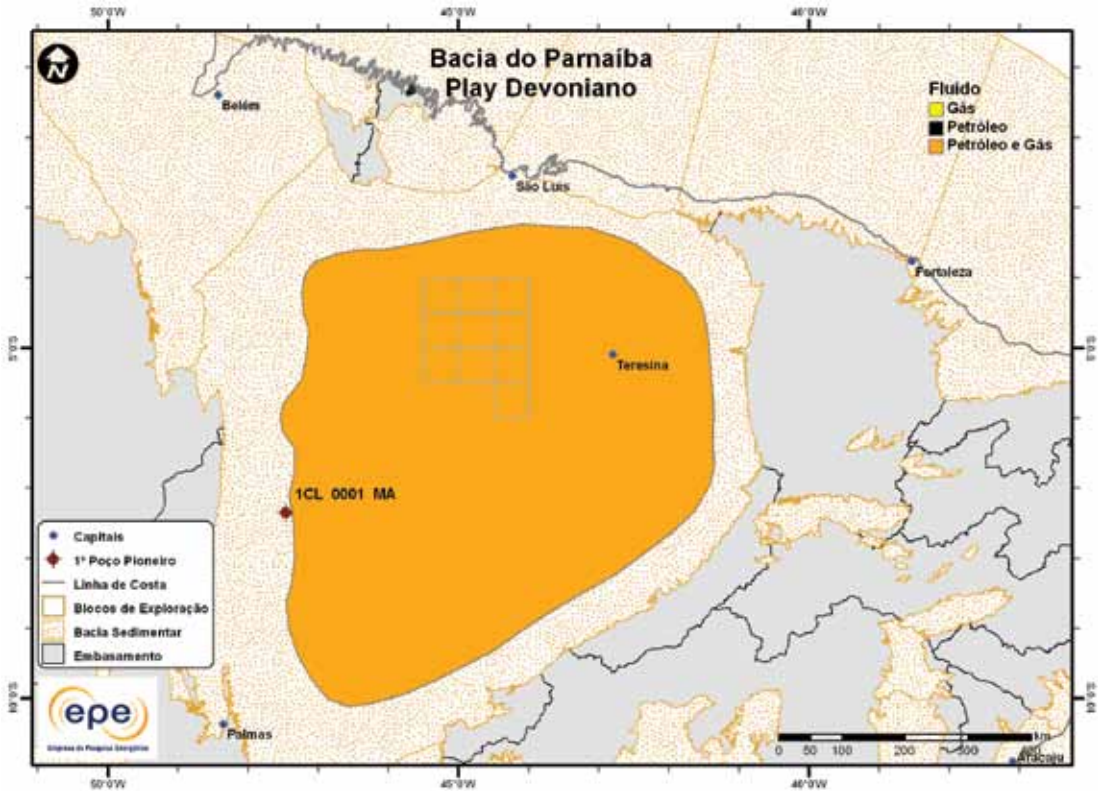


Figura 3.256 - Tipo de fluido com maior expectativa no *play* efetivo Devoniano da Bacia do Parnaíba.

3.1.18.3 Play Siluriano

A Figura 3.257 apresenta o mapa do *play* efetivo Siluriano, com as chances de descobertas de hidrocarboneto. Em comparação aos demais *plays* dessa bacia, o *play* Siluriano apresenta chances de descobertas intermediárias, sendo a parte norte a que apresenta chances mais elevadas. Os atributos referentes a esse *play* estão sumarizados na Tabela 3.124.

A Figura 3.258 apresenta o mapa da expectativa de fluido para o *play* Siluriano. A maior expectativa é de petróleo e gás natural, caso ocorra descoberta de hidrocarboneto. Sendo petróleo, espera-se a ocorrência de petróleo leve.

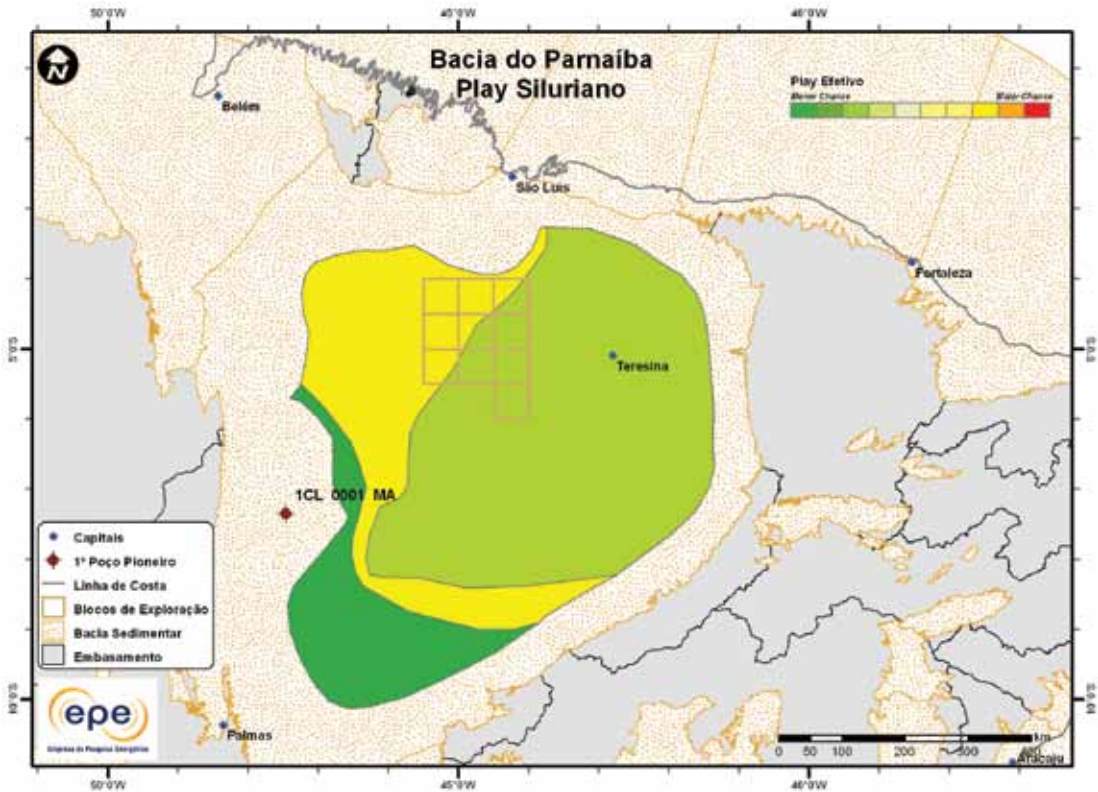


Figura 3.257 - Play efetivo Siluriano da Bacia do Parnaíba.

Tabela 3.124 - Atributos do Play Siluriano – Bacia do Parnaíba		
Play		Siluriano
Situação Geográfica		terra
Carga	Unidade Litoestratigráfica	Formação Tinguá
	Unidade Cronoestratigráfica	Siluriano
	Migração	contato direto e/ou falhas e diques de diabásio
Reservatório	Unidade Litoestratigráfica	Formações Jaicós e Ipú
	Unidade Cronoestratigráfica	Siluriano
	Profundidade Média (m)	2000
	Litologia / Contexto Depositional	arenito / fluvial, flúvio-glacial, marinho
Trapa	Unidade Litoestratigráfica Selante	Formações Tinguá e Pimenteiras
	Unidade Cronoestratigráfica Selante	Siluriano-Devoniano
	Tipo de Trapa	estratigráfica
Litologia Selante		folhelho e diabásio

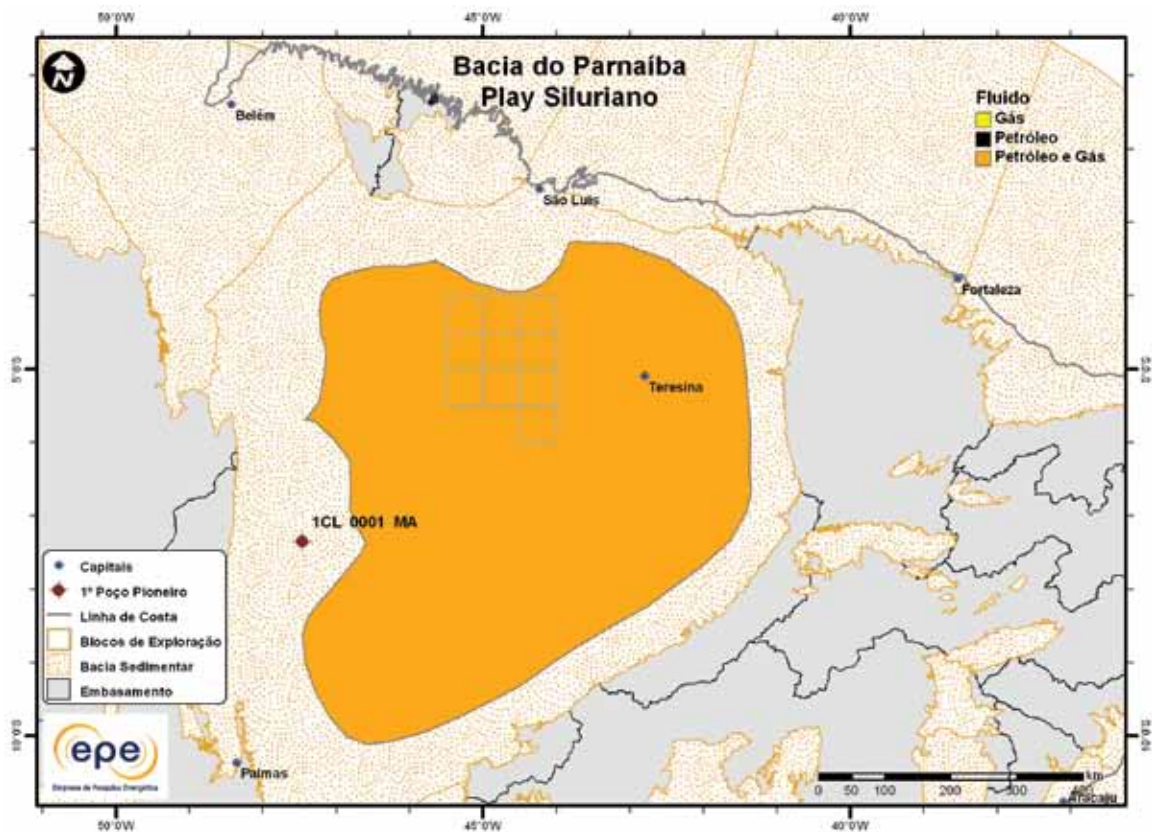


Figura 3.258 - Tipo de fluido com maior expectativa no *play* efetivo Siluriano da Bacia do Parnaíba.

3.1.19 Bacia de Pelotas

• Síntese da Bacia

Apresenta-se na Figura 3.259 o mapa de localização da bacia sedimentar e efetiva (abordagem de representação geográfica) de Pelotas e suas principais características geológicas, na Tabela 3.125. Nota-se que a bacia efetiva abrange uma grande faixa central da bacia sedimentar. Os principais reservatórios e o principal gerador de cada *play* exploratório estão indicados na carta estratigráfica (Figura 3.260) e na seção geológica (Figura 3.261).

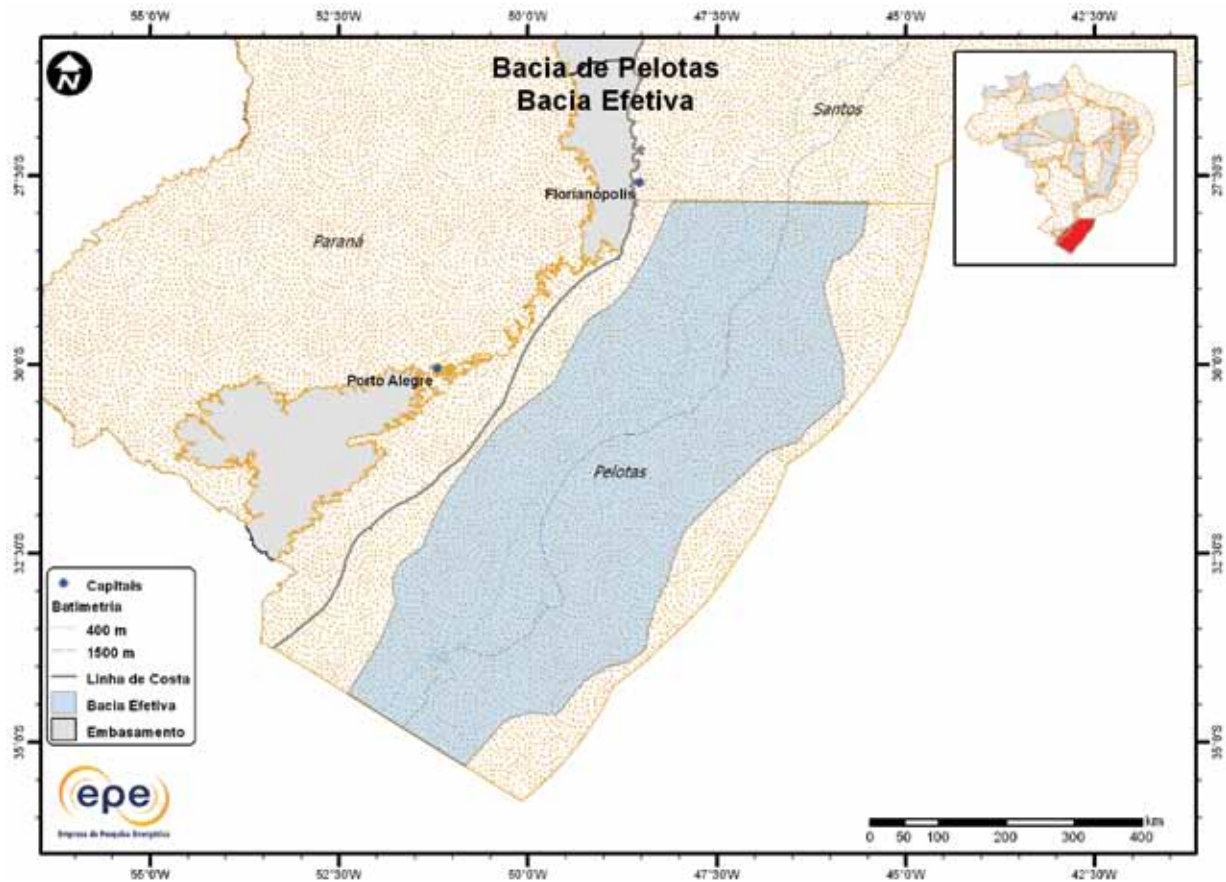


Figura 3.259 - Bacia efetiva de Pelotas.

Tabela 3.125 - Informações Geológicas da Bacia de Pelotas		
Situação Geográfica	mar	
Área Sedimentar (km²)	348.383	
Área da Bacia efetiva (km²)	247.065	
Maturidade Exploratória	Nova Fronteira	
Sistema Petrolífero Principal	Imbé-Imbé (?)	
Plays Exploratórios	Nome do Play	Principal Reservatório
1	Imbé Sub-Hidratos	Formação Imbé
2	Imbé Cone	Formação Imbé
3	Imbé Turbiditos	Formação Imbé
4	Cassino	Formação Cassino
Recursos Não Convencionais		
Hidrato de Metano		

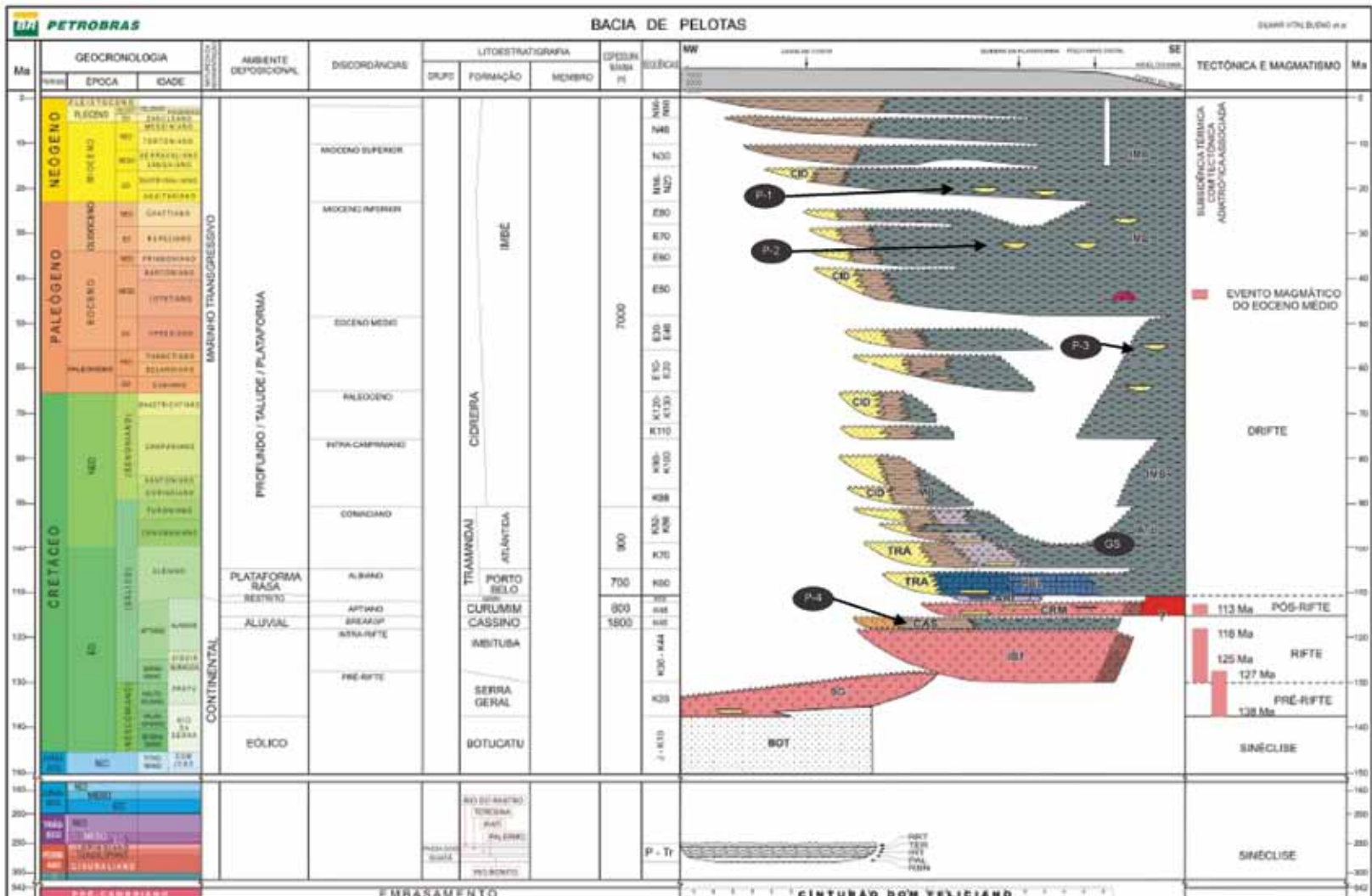


Figura 3.260 - Carta estratigráfica da Bacia de Pelotas com indicação do gerador do sistema petrolífero principal (GS) e *plays* exploratórios (P).
Fonte: Modificado de Petrobras (2007).

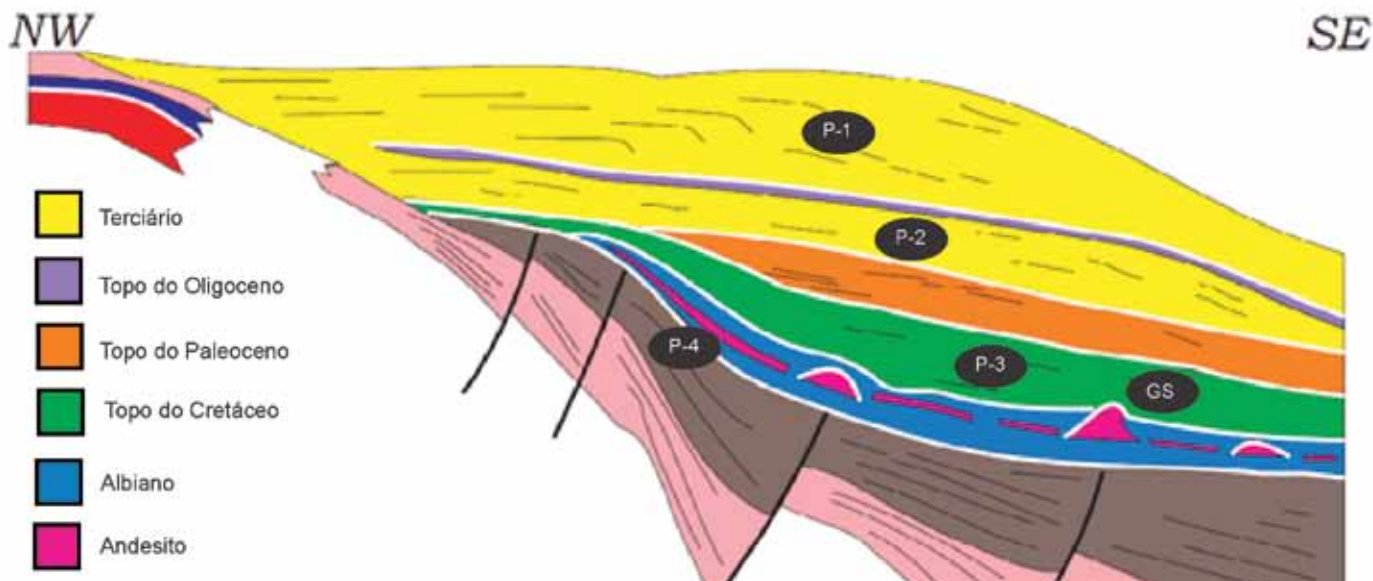


Figura 3.261 - Seção geológica da Bacia de Pelotas com indicação do gerador do sistema petrolífero principal (GS) e *plays* exploratórios (P).
Fonte: Modificado de DIAS et. al (1994).

• Principais Atividades do Setor de Petróleo e Gás na Bacia

Na Figura 3.262, apresenta-se a localização da cobertura dos levantamentos sísmicos, poços pioneiros e os quatro blocos exploratórios sob concessão. A Tabela 3.126 apresenta, resumidamente, informações sobre os poços exploratórios.

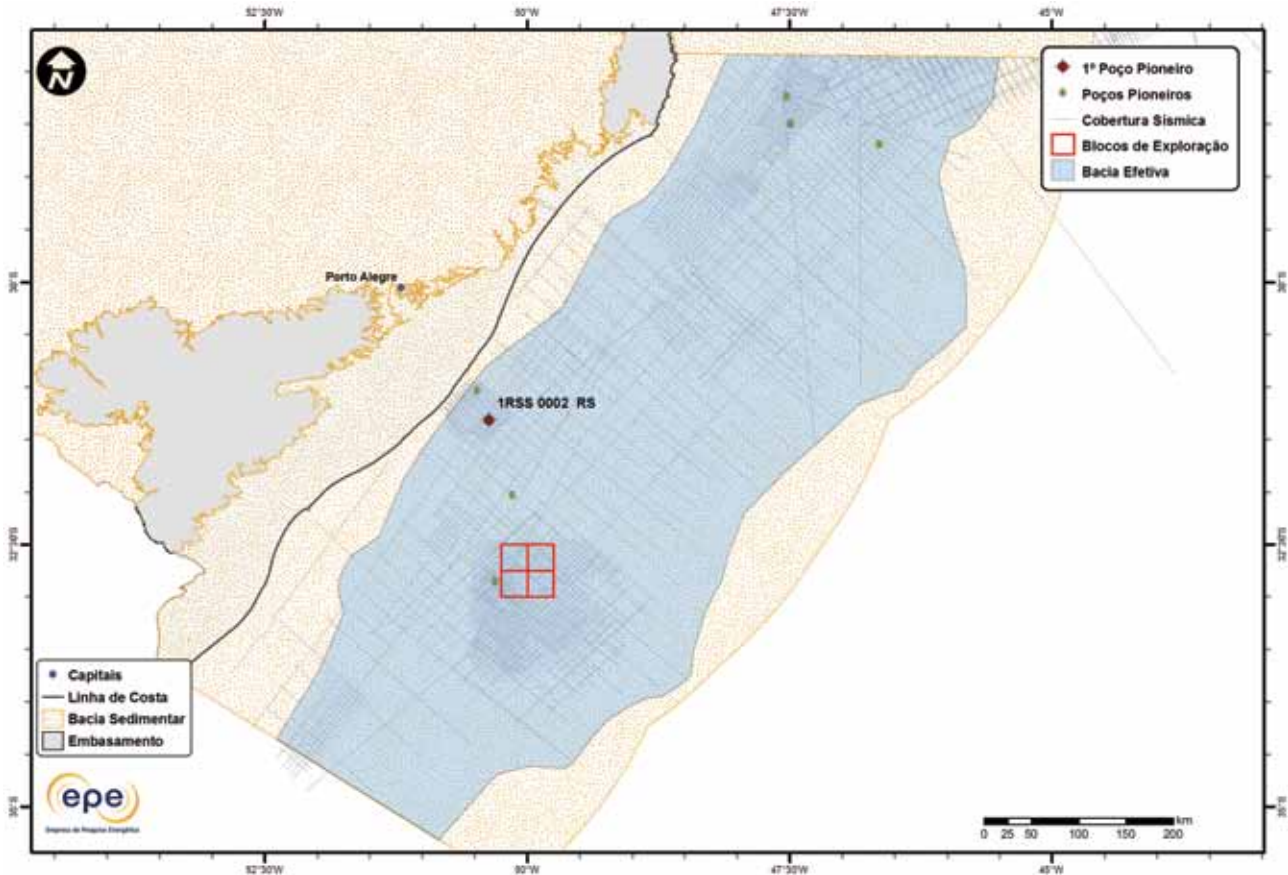


Figura 3.262 - Atividades de E&P na Bacia de Pelotas.

Tabela 3.126 - Resumo de Atividades de E&P – Bacia de Pelotas			
Poços Exploratórios	Situação Geográfica		mar
	Perfurados		12
	1º Poço Pioneiro (ano)		1RSS0002RS (1978)
	Último Poço Pioneiro (ano)		1BRSA61RSS (2001)
	Profundidade Máxima Perfurada (m)		6.168
	Maior Lâmina D'água (m)		1.769
Campos	Índice de Sucesso Geológico de Poços Pioneiros (%)		0
	Petróleo		0
	Gás Não Associado		0
	Petróleo e Gás		0
	Em Avaliação		0
Descobertas	1ª Descoberta Comercial (ano)		-
	Última Descoberta Comercial (ano)		-
Produção	Ano de Início		-
	Acumulada	Petróleo (MM bbl)	0
		Gás Associado (MM m³)	0
		Gás Não Associado (MM m³)	0

- **Infraestrutura de Abastecimento da Bacia**

A Bacia de Pelotas conta atualmente com uma infraestrutura limitada, em termos de abastecimento. A Figura 3.263 apresenta as unidades de processamento e terminais de distribuição da bacia. A Refinaria de Petróleo Riograndense (RIPISA) – refinaria mais antiga do parque nacional de refino (1937) – tem capacidade de processamento de aproximadamente 2,7 mil m³ de petróleo por dia, sendo seus principais produtos: gasolina, óleo diesel, *bunker*, asfalto, GLP e solventes. A RIPISA possui ainda um terminal de distribuição dos seus produtos. Outros dois terminais aquaviários estão também localizados na cidade de Rio Grande: um da Transpetro, com 17 tanques e capacidade total de 64 mil m³; e outro da Granel Química, com 32 tanques e capacidade total de 60,8 mil m³.

Localizado em Tramandaí, o Terminal Aquaviário (TA) Osório (Transpetro), tem capacidade de armazenamento 412 mil m³ de petróleo (seis tanques), 215 mil m³ de derivados (oito tanques) e opera com duas monoboias em mar aberto. Esse terminal atende basicamente a Refinaria Alberto Pasqualini (REFAP) e a Petroquímica BRASKEM (COPEL), interligado pelo oleoduto OSCAN (Figura 3.264). A Figura 3.264 mostra o GASBOL em seu trecho mais ao sul, que margeia a Bacia de Pelotas. Observa-se também nessa figura, a existência de estudos para a instalação de um gasoduto se estendendo de Porto Alegre até a cidade de Rio Grande, o Gasoduto Cruzeiro do Sul.

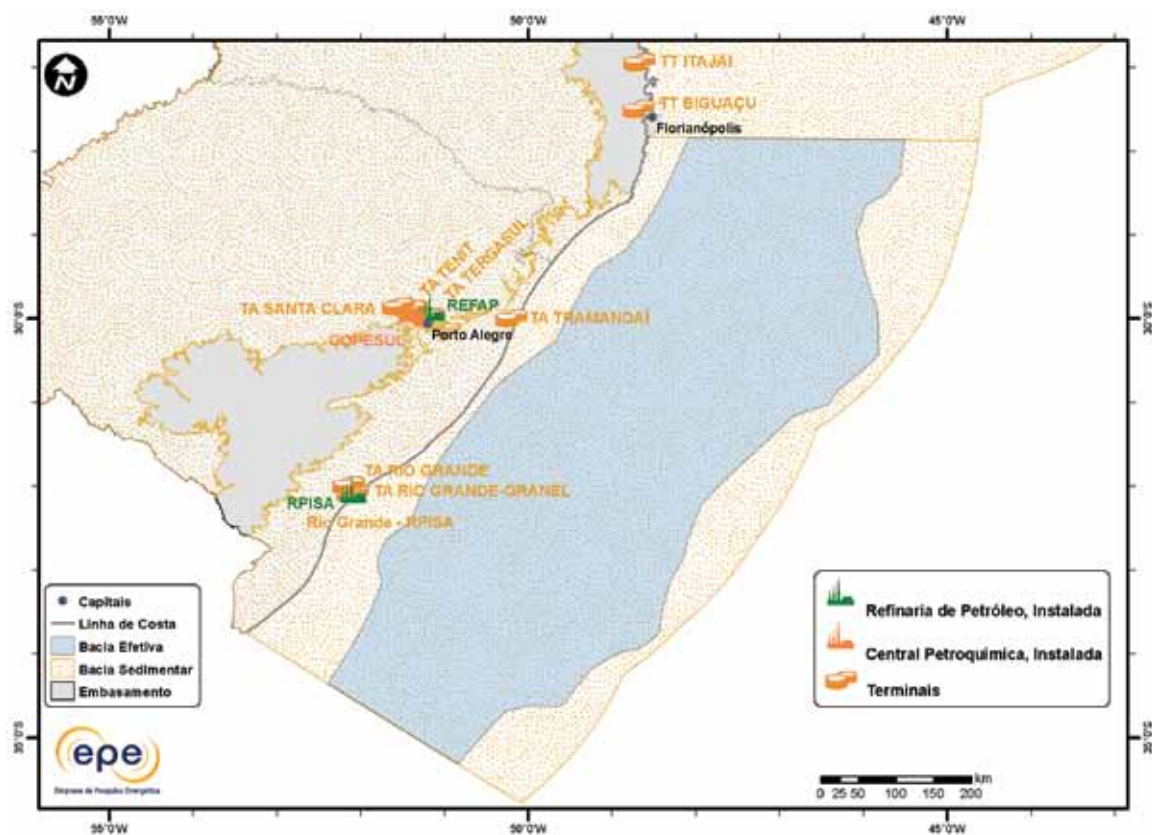


Figura 3.263 - Infraestrutura de abastecimento da Bacia de Pelotas: refinarias e terminais.

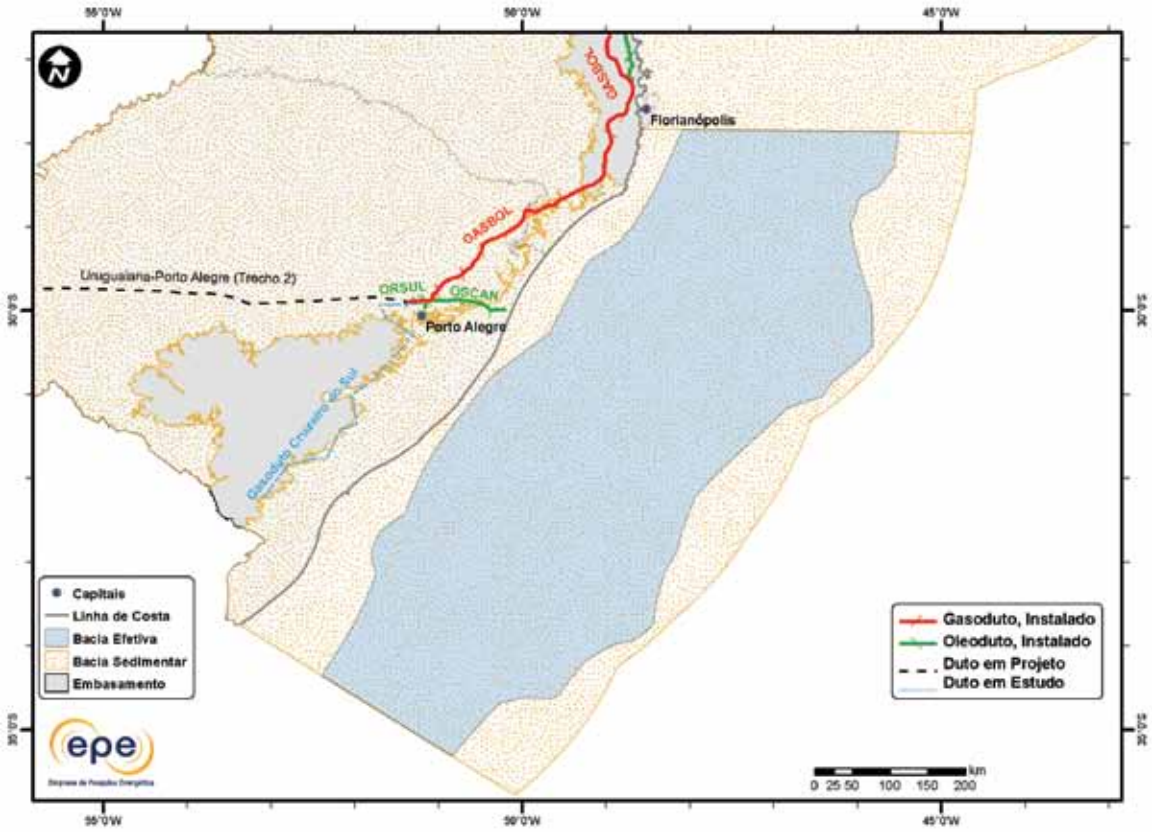


Figura 3.264 - Infraestrutura de abastecimento da Bacia de Pelotas: UPGNs e dutos.

• **Análise da Bacia em Plays Exploratórios**

A Figura 3.265 apresenta o mapa da bacia efetiva de Pelotas, segundo a abordagem de representação probabilística, com indicação das chances de descobertas de hidrocarboneto. A maior chance de descoberta em relação ao restante da bacia está inserida na região conhecida como Cone do Rio Grande, na parte centro-sul da bacia. A Tabela 3.127 apresenta a correspondência dos *plays* com os *superplays*.

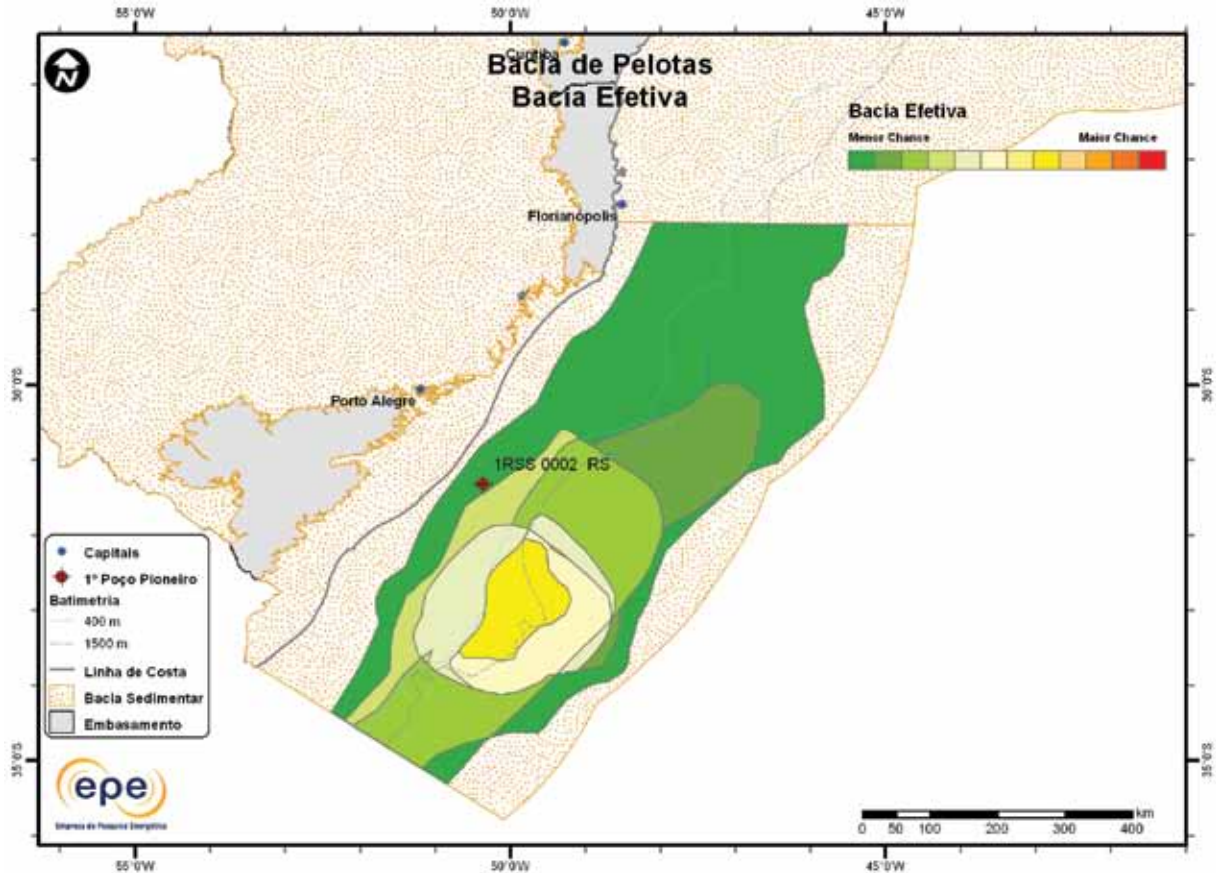


Figura 3.265 - Mapa da bacia efetiva de Pelotas com indicação das chances de descobertas.

Tabela 3.127 - Plays da Bacia Pelotas		
Nome do Play	Status Exploratório	Superplay
Imbé Sub-Hidratos	Fronteira	SuperPlay 1 – Terciário-Cretáceo Superior_Marinho Aberto
Imbé Cone	Fronteira	SuperPlay 1 – Terciário-Cretáceo Superior_Marinho Aberto
Imbé Turbiditos	Fronteira	SuperPlay 1 – Terciário-Cretáceo Superior_Marinho Aberto
Cassino	Fronteira	SuperPlay 3 – Cretáceo Inferior_Continental

3.1.19.1 Play Imbé Sub-Hidratos

A Figura 3.266 apresenta o mapa do *play* efetivo Imbé Sub-Hidratos, com as chances de descobertas de hidrocarboneto. Este *play* se restringe à região do Cone do Rio Grande e apresenta chances relativamente baixas de descobertas. Os atributos referentes a esse *play* estão sumarizados na Tabela 3.128.

O *play* Imbé Sub-Hidratos contempla acumulações convencionais que podem estar capeadas por hidratos de gás. Como recurso não convencional, os hidratos de metano de origem biogênica são abordados no Anexo C (Recursos Não Convencionais no Brasil).

A Figura 3.267 apresenta o mapa de expectativa de fluido para o *Play* Imbé Sub-Hidratos. A maior expectativa é de petróleo, caso ocorra descoberta de hidrocarboneto. Sendo petróleo, espera-se a ocorrência de petróleo pesado.

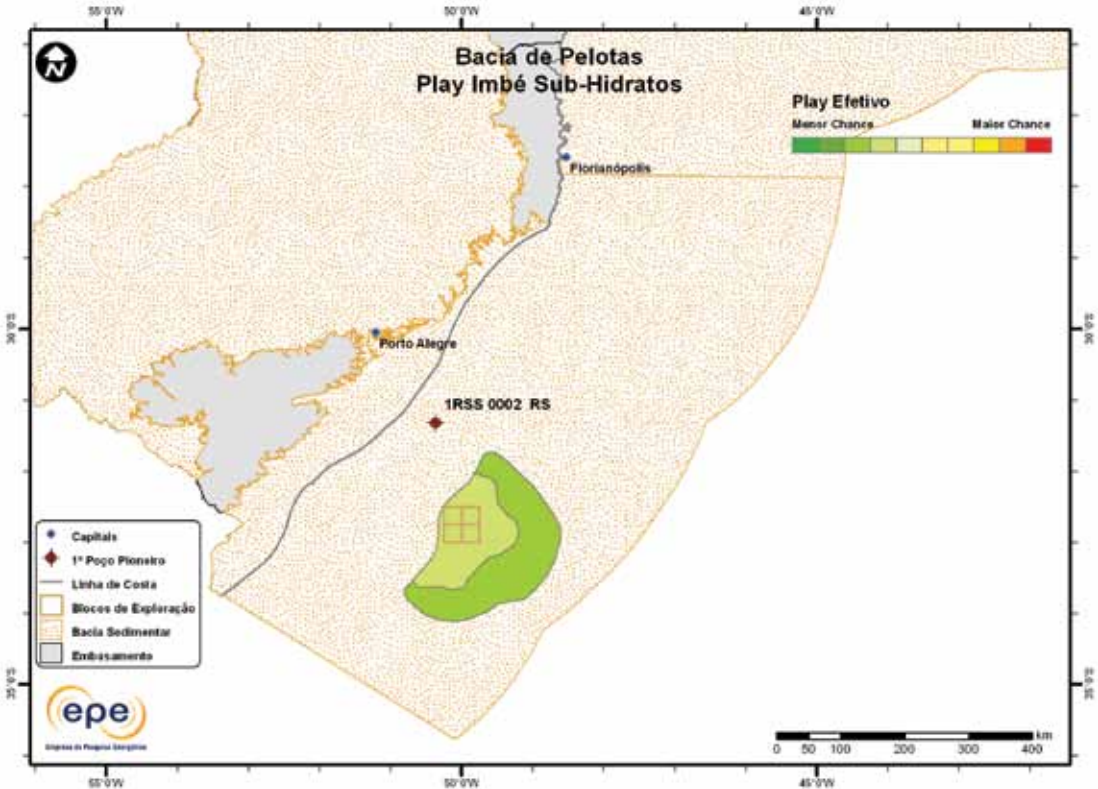


Figura 3.266 - Play efetivo Imbé Sub-Hidratos da Bacia de Pelotas.

Tabela 3.128 - Atributos do Play Imbé Sub-Hidratos – Bacia de Pelotas		
Play		Imbé Sub-Hidratos
Situação Geográfica		mar
Carga	Unidade Litoestratigráfica	Formação Imbé
	Unidade Cronoestratigráfica	Paleógeno (Oligoceno)-Neógeno (Mioceno)
	Migração	falhas do Cone do Rio Grande
Reservatório	Unidade Litoestratigráfica	Formação Imbé
	Unidade Cronoestratigráfica	Neógeno (Mioceno-Plioceno)
	Profundidade Média (m)	2000
	Litologia / Contexto Deposicional	arenito
Trapa	Unidade Litoestratigráfica Selante	Formação Imbé
	Unidade Cronoestratigráfica Selante	Paleógeno (Oligoceno)-Neógeno (Mioceno)
	Tipo de Trapa	estratigráfica
	Litologia Selante	clatrato e folhelho

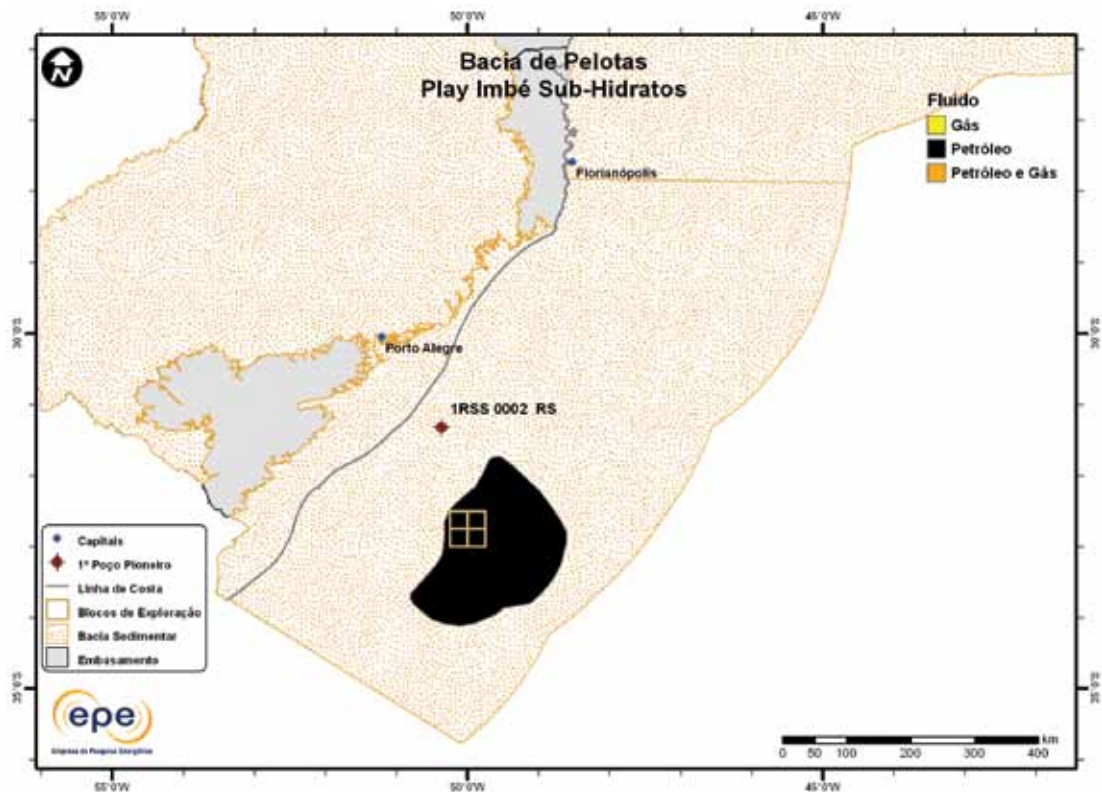


Figura 3.267 - Tipo de fluido com maior expectativa no *play* efetivo Imbé Sub-Hidratos da Bacia de Pelotas.

3.1.19.2 *Play* Imbé Cone

A Figura 3.268 apresenta o mapa do *Play* Efetivo Imbé Cone, com as chances de descobertas de hidrocarboneto. Este *play* se restringe à área do Cone do Rio Grande e, assim como o *play* Imbé Sub-Hidratos, apresenta chances relativamente baixas de descobertas. Os atributos referentes a esse *play* estão sumarizados na Tabela 3.129.

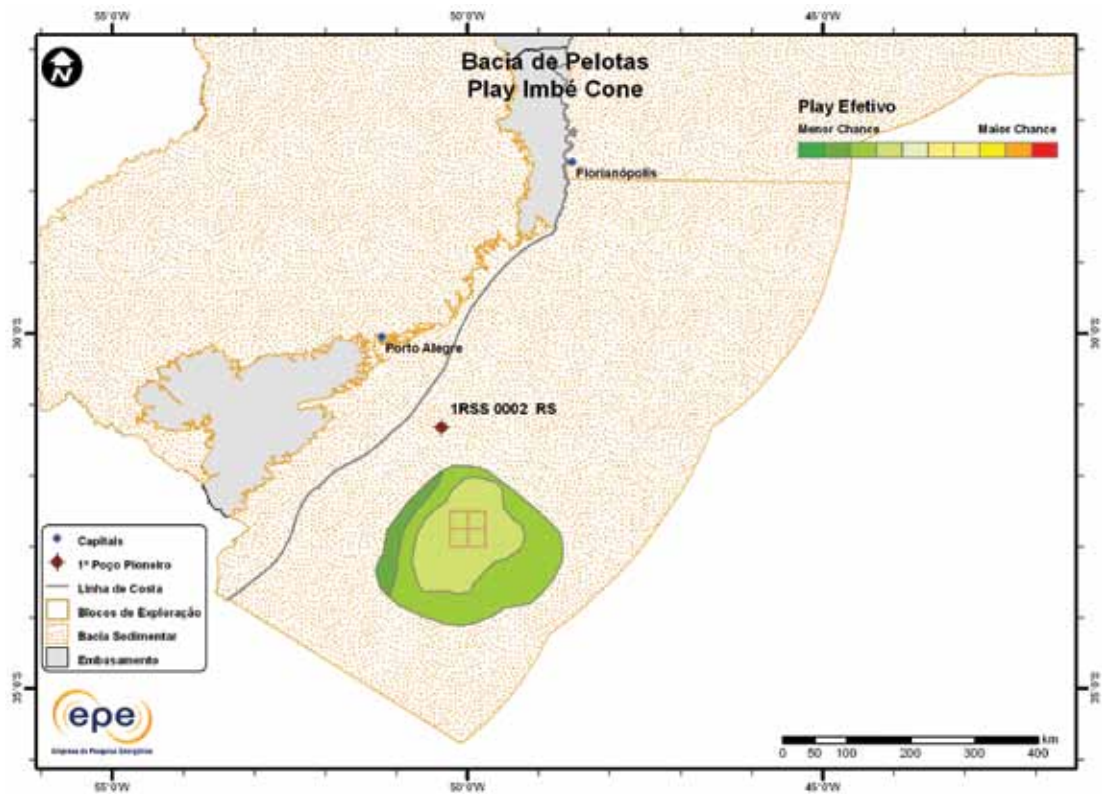


Figura 3.268 - *Play* efetivo Imbé Cone da Bacia de Pelotas.

Tabela 3.129 - Atributos do <i>Play</i> Imbé Cone – Bacia de Pelotas		
<i>Play</i>		Imbé Cone
Situação Geográfica		mar
Carga	Unidade Litoestratigráfica	Formação Imbé
	Unidade Cronoestratigráfica	Paleógeno (Oligoceno)-Neógeno (Mioceno)
	Migração	falhas do Cone do Rio Grande
Reservatório	Unidade Litoestratigráfica	Formação Imbé
	Unidade Cronoestratigráfica	Neógeno (Mioceno-Plioceno)
	Profundidade Média (m)	2.300
	Litologia / Contexto Depositional	arenito / turbidito marinho profundo
Trapa	Unidade Litoestratigráfica Selante	Formação Imbé
	Unidade Cronoestratigráfica Selante	Neógeno (Mioceno-Plioceno)
	Tipo de Trapa	estrutural
	Litologia Selante	folhelho

A Figura 3.269 apresenta o mapa de expectativa de fluido para o *play* Imbé Cone. A maior expectativa é de petróleo, caso ocorra descoberta de hidrocarboneto. Sendo petróleo, espera-se a ocorrência de petróleo leve e mediano.

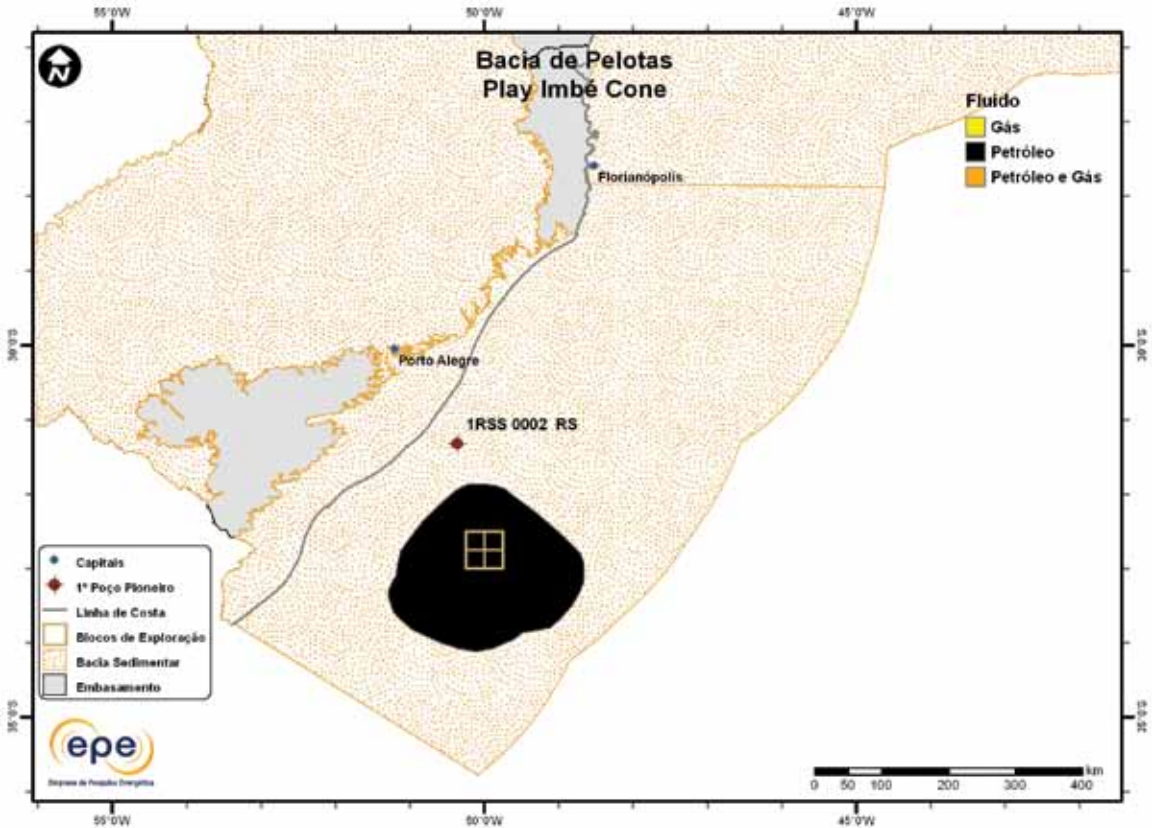


Figura 3.269 - Tipo de fluido com maior expectativa no *play* efetivo Imbé Cone da Bacia de Pelotas.

3.1.19.3 Play Imbé Turbiditos

A Figura 3.270 apresenta o mapa do *Play* Efetivo Imbé Turbiditos, com as chances de descobertas de hidrocarboneto. Este *play* se estende por toda a faixa central da bacia onde encontram-se as mais baixas chances de descobertas, e a área do Cone do Rio Grande a que apresenta maior chance relativa. Os atributos referentes a esse *play* estão sumarizados na Tabela 3.130.

A Figura 3.271 apresenta o mapa de expectativa de fluido para o *play* Imbé Turbiditos. Na região do Cone do Rio Grande, a maior expectativa é de gás natural, caso ocorra descoberta de hidrocarboneto. Nas demais áreas a maior expectativa é de ocorrência de petróleo leve e mediano.

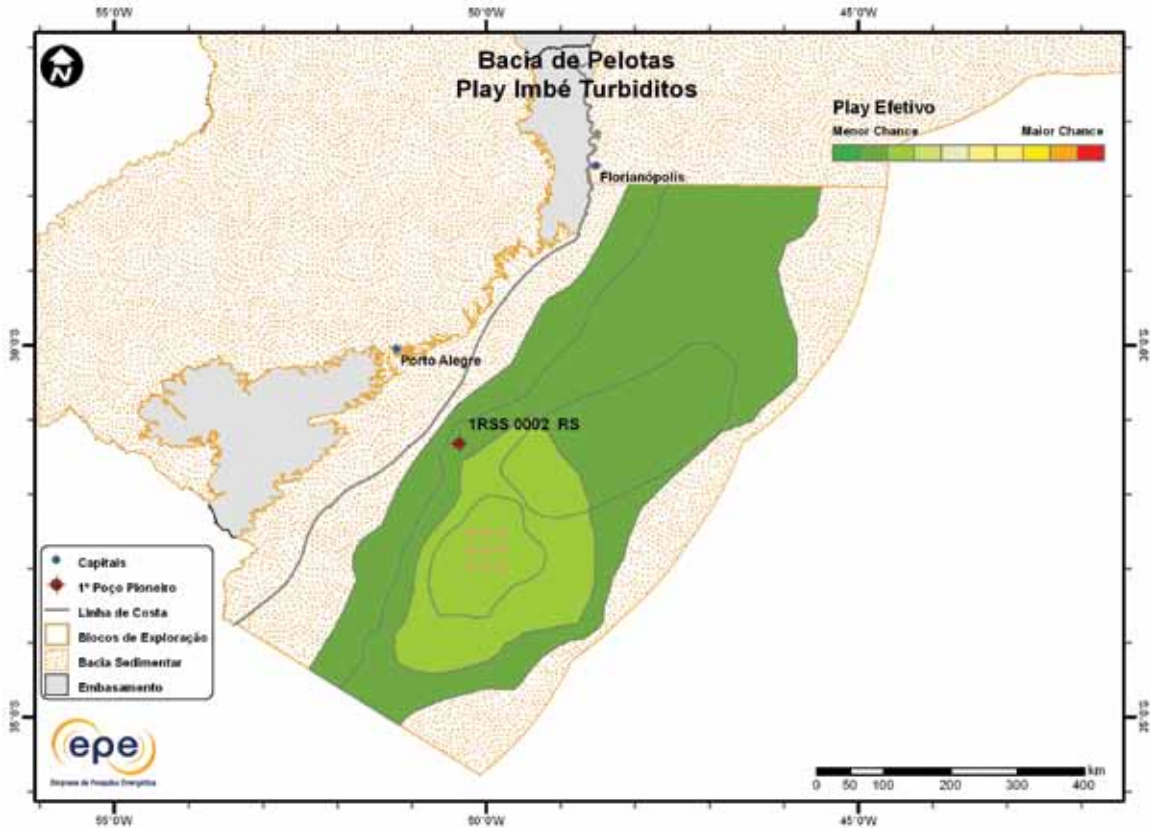


Figura 3.270 - Play efetivo Imbé Turbiditos da Bacia de Pelotas.

Tabela 3.130 - Atributos do Play Imbé Turbiditos – Bacia de Pelotas		
Play		Imbé Turbiditos
Situação Geográfica		mar
Carga	Unidade Litoestratigráfica	Formações Atlântida e Imbé
	Unidade Cronoestratigráfica	Cretáceo Inferior (Albiano)-Cretáceo Superior (Turoniano)
	Migração	falhas lítricas e discordâncias
Reservatório	Unidade Litoestratigráfica	Formação Imbé
	Unidade Cronoestratigráfica	Cretáceo Superior-Paleógeno
	Profundidade Média (m)	2.500
	Litologia / Contexto Depositional	arenito / turbidito marinho profundo
Trapa	Unidade Litoestratigráfica Selante	Formação Imbé
	Unidade Cronoestratigráfica Selante	Cretáceo Superior-Paleógeno
	Tipo de Trapa	estratigráfica
Litologia Selante		folhelho

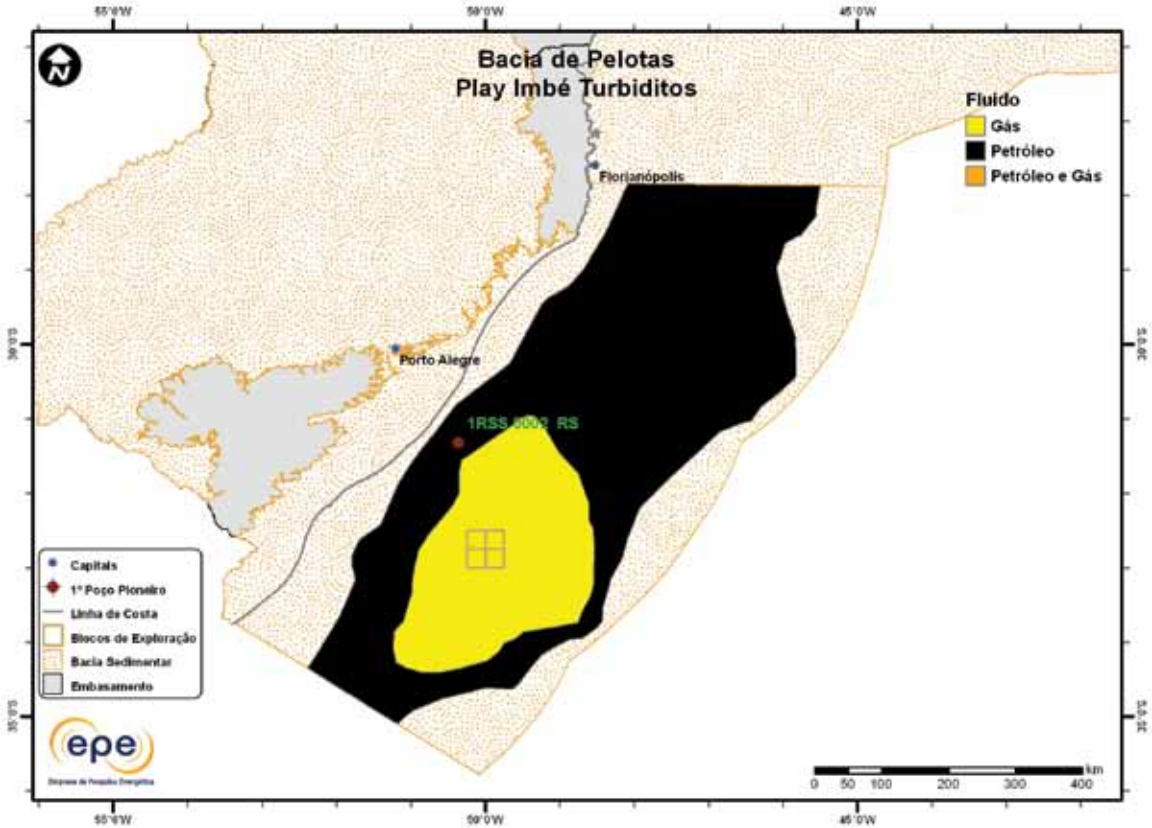


Figura 3.271 - Tipo de fluido com maior expectativa no *play* efetivo Imbé Turbiditos da Bacia de Pelotas.

3.1.19.4 *Play* Cassino

A Figura 3.272 apresenta o mapa do *play* efetivo Cassino, com as chances de descobertas de hidrocarboneto. Este *play* se restringe à parte sul da bacia. Assim como o *play* Imbé Turbiditos, apresenta as menores chances de descobertas da bacia. Os atributos referentes a esse *play* estão sumarizados na Tabela 3.131.

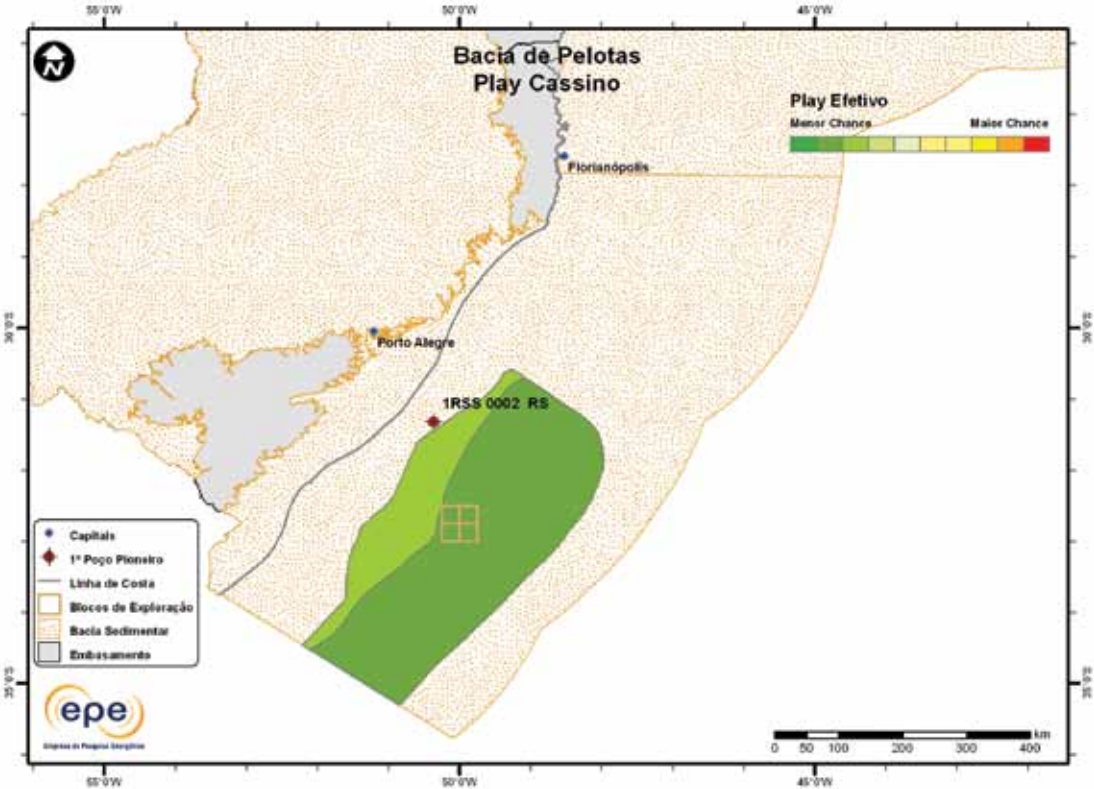


Figura 3.272 - *Play* efetivo Cassino da Bacia de Pelotas.

Tabela 3.131 - Atributos do Play Cassino – Bacia de Pelotas		
Play		Cassino
Situação Geográfica		mar
Carga	Unidade Litoestratigráfica	Formação Cassino
	Unidade Cronoestratigráfica	Cretáceo Inferior (Aptiano)
	Migração	carrier beds e falhas normais
Reservatório	Unidade Litoestratigráfica	Formação Cassino
	Unidade Cronoestratigráfica	Cretáceo Inferior (Aptiano)
	Profundidade Média (m)	5000
	Litologia / Contexto Depositional	arenito / margem lacustre, turbidito e delta lacustre
Trapa	Unidade Litoestratigráfica Selante	Formação Imbituba
	Unidade Cronoestratigráfica Selante	Cretáceo Inferior (Aptiano)
	Tipo de Trapa	estrutural
	Litologia Selante	rocha vulcânica

A Figura 3.273 apresenta o mapa de expectativa de fluido para o *play* Cassino. A maior expectativa é de gás natural, caso ocorra descoberta de hidrocarboneto. Sendo petróleo, espera-se a ocorrência de petróleo leve.

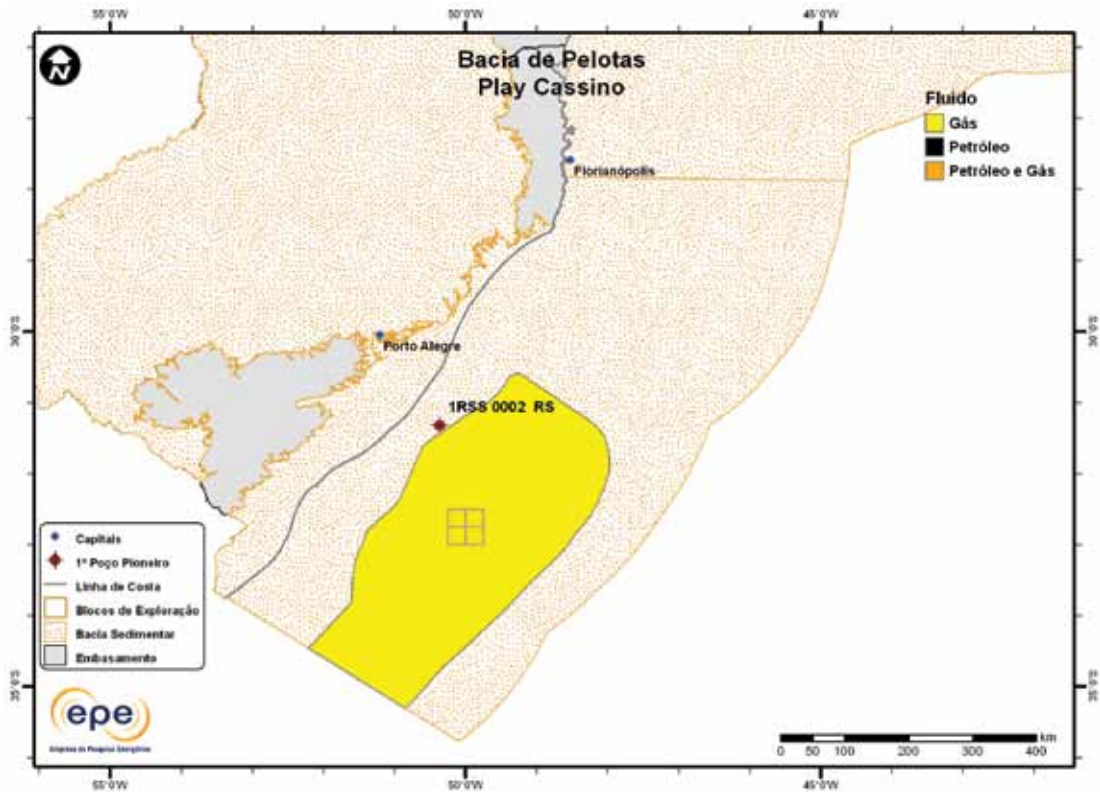


Figura 3.273 - Tipo de fluido com maior expectativa no *play* efetivo Cassino da Bacia de Pelotas.

3.1.20 Bacia de Pernambuco-Paraíba

• Síntese da Bacia

Apresenta-se na Figura 3.274, o mapa de localização da bacia sedimentar e efetiva (abordagem de representação geográfica) de Pernambuco-Paraíba e, na Tabela 3.132, suas principais características geológicas. Nota-se que na maior parte da região *offshore* ainda não foi identificado nenhum *play*³⁵. Os principais reservatórios e o principal gerador de cada *play* exploratório estão indicados na carta estratigráfica (Figura 3.275) e na seção geológica (Figura 3.276).

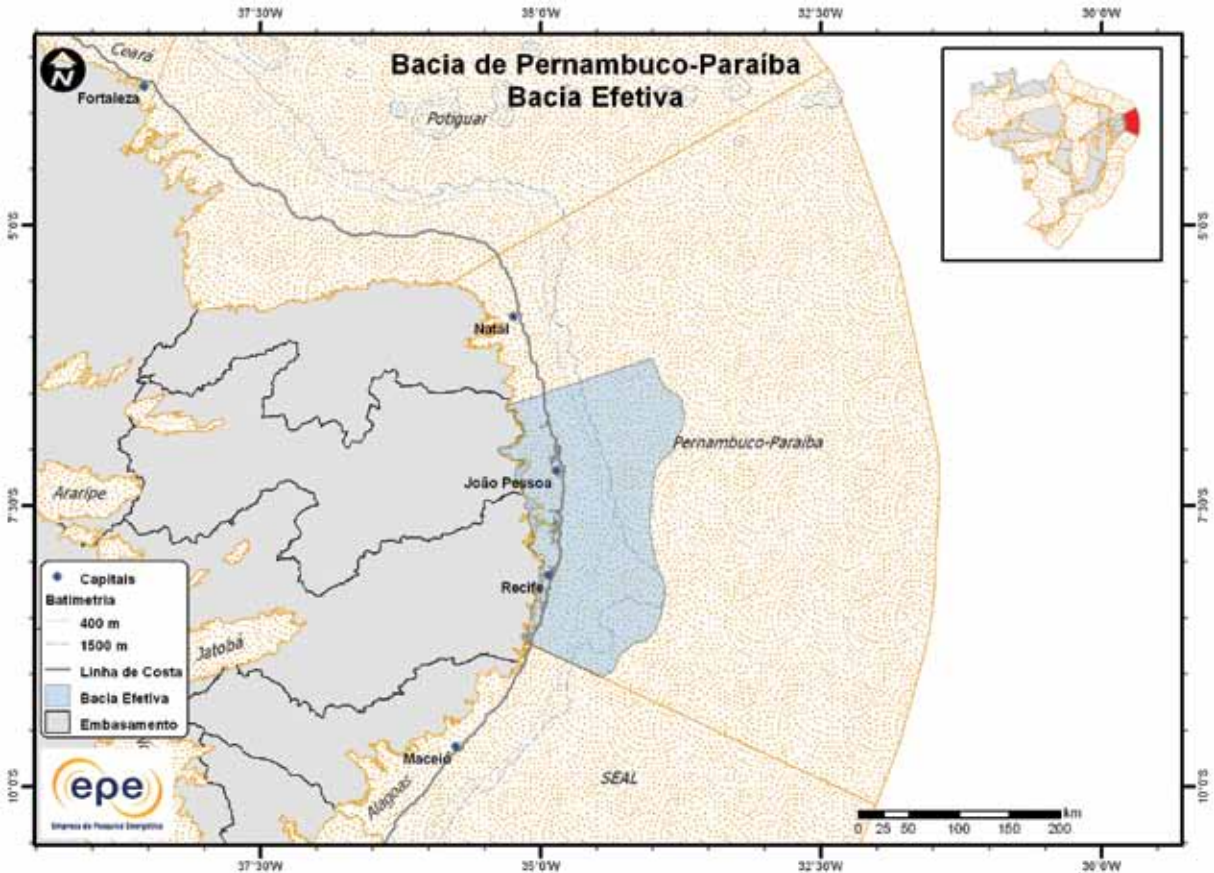


Figura 3.274 - Bacia efetiva de Pernambuco-Paraíba.

Tabela 3.132 - Informações Geológicas da Bacia de Pernambuco-Paraíba		
Situação Geográfica	terra	mar
Área Sedimentar (km²)	11.596	226.935
Área da Bacia efetiva (km²)	6.716	31.893
Maturidade Exploratória	Nova Fronteira	Nova Fronteira
Sistema Petrolífero Principal	Cabo-Estiva (?)	
Plays Exploratórios	Nome do Play	Principal Reservatório
1	Calumbi	Formação Calumbi
2	Estiva	Formação Estiva
3	Cabo	Formação Cabo

³⁵ O corte abrupto ao norte do mapa da bacia efetiva se deve à disponibilidade de dados durante a realização do estudo, em particular quanto à fronteira com a Bacia Potiguar.

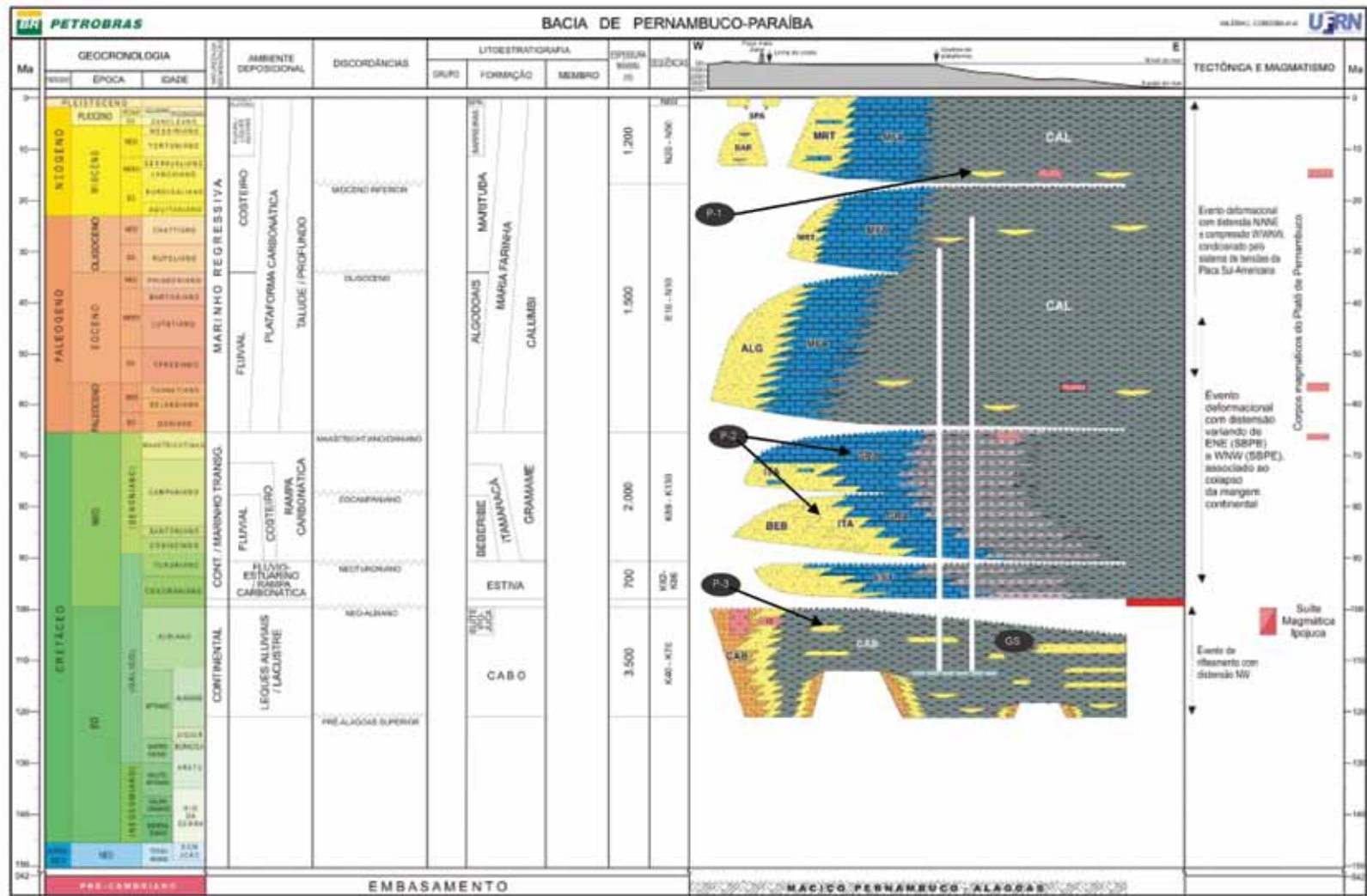


Figura 3.275 - Carta estratigráfica da Bacia de Pernambuco-Paraíba com indicação do gerador do sistema petrolífero principal (GS) e *plays* exploratórios (P).
Fonte: Modificado de Petrobras (2007).

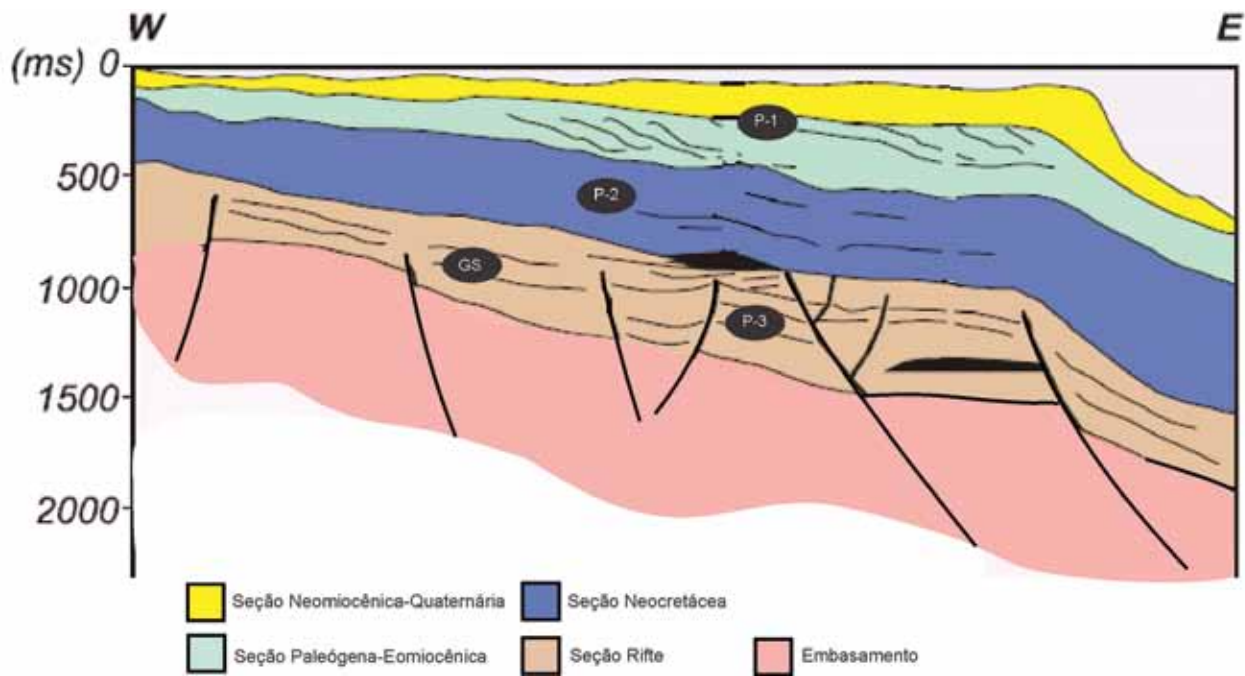


Figura 3.276 - Seção geológica da Bacia de Pernambuco-Paraíba com indicação do gerador do sistema petrolífero principal (GS) e *plays* exploratórios (P).
Fonte: Modificado de ANP (2007a).

• Principais Atividades do Setor de Petróleo e Gás na Bacia

Na Figura 3.277, apresenta-se a localização da cobertura dos escassos levantamentos sísmicos e dos blocos exploratórios sob concessão. Há apenas dois poços estratigráficos perfurados em 1961 e 1982. A Tabela 3.133 evidencia o baixo conhecimento geológico desta bacia.

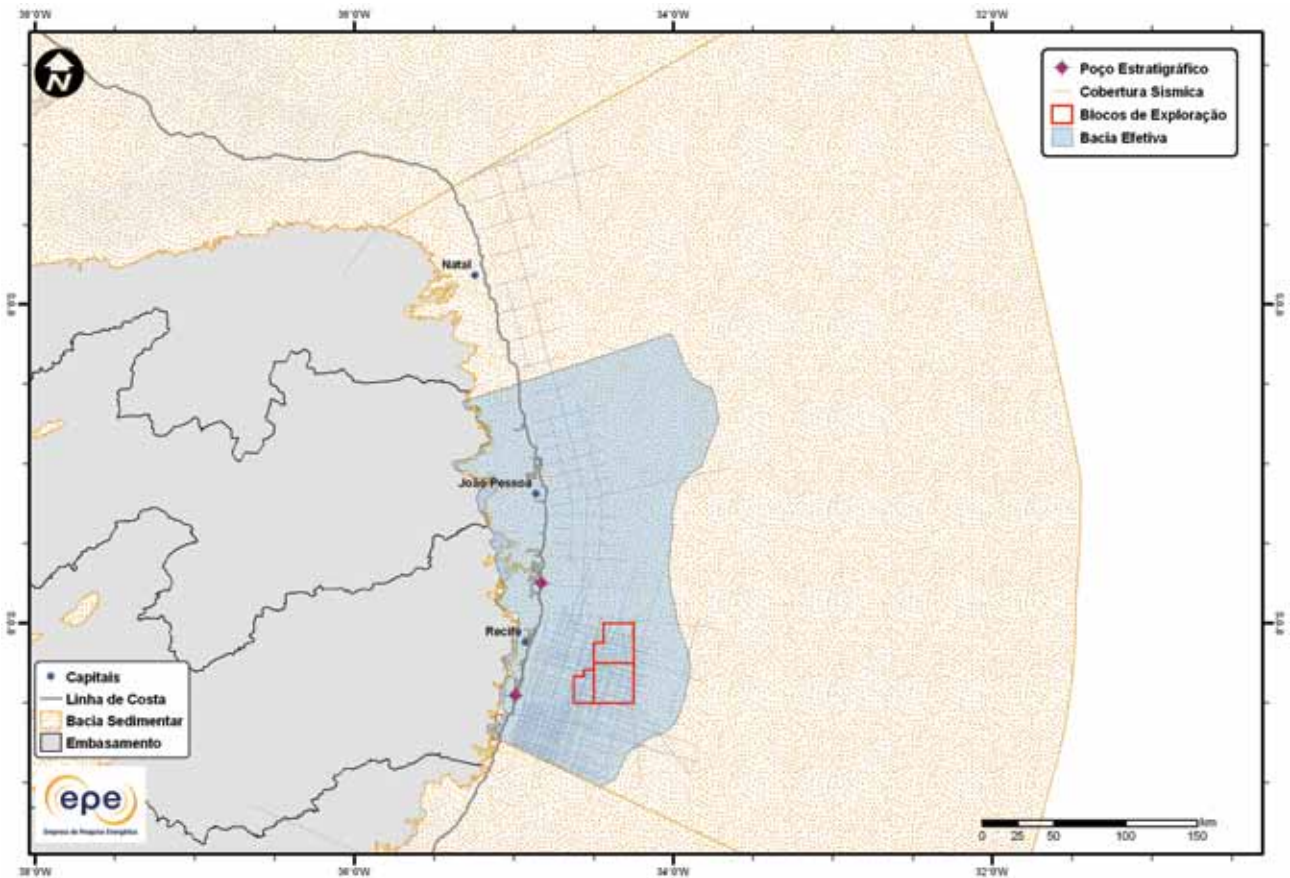


Figura 3.277 - Atividades de E&P na Bacia de Pernambuco-Paraíba.

Tabela 3.133 - Resumo de Atividades de E&P – Bacia de Pernambuco-Paraíba			
Situação Geográfica		terra	mar
Poços Exploratórios	Perfurados	2	0
	1º Poço Pioneiro (ano)	-	-
	Último Poço Pioneiro (ano)	-	-
	Profundidade Máxima Perfurada (m)	2.953	-
	Maior Lâmina D’água (m)	0	-
	Índice de Sucesso Geológico de Poços Pioneiros (%)	0	-
Campos	Petróleo	0	-
	Gás Não Associado	0	-
	Petróleo e Gás	-	-
Descobertas	Em Avaliação	0	-
	1ª Descoberta Comercial (ano)	-	-
	Última Descoberta Comercial (ano)	-	-
	Ano de Início	-	-
Produção	Acumulada	Petróleo (MM bbl)	0
		Gás Associado (MM m³)	0
		Gás Não Associado (MM m³)	0

• Infraestrutura de Abastecimento da Bacia

Na Bacia de Pernambuco-Paraíba, destaca-se a construção da Refinaria Abreu e Lima, RNEST, em Ipojuca/PE, que terá capacidade de processamento de 31.800 m³ de petróleo por dia (Figura 3.278). Construída com tecnologia nacional e já adaptada ao processamento de petróleos mais pesados, seu principal produto será o diesel, com baixíssimo teor de enxofre (<10ppm).

A Figura 3.278 mostra ainda os terminais aquaviários de Natal, Cabedelo e Suape (11,2 mil m³, 29 mil m³ e 49 mil m³, respectivamente) que recebem derivados de petróleo e álcool, por navios e caminhões e têm a função de suprir as demandas regionais. A Figura 3.279 mostra que a bacia é cortada pelo gasoduto Nordeste I em sua porção terrestre.

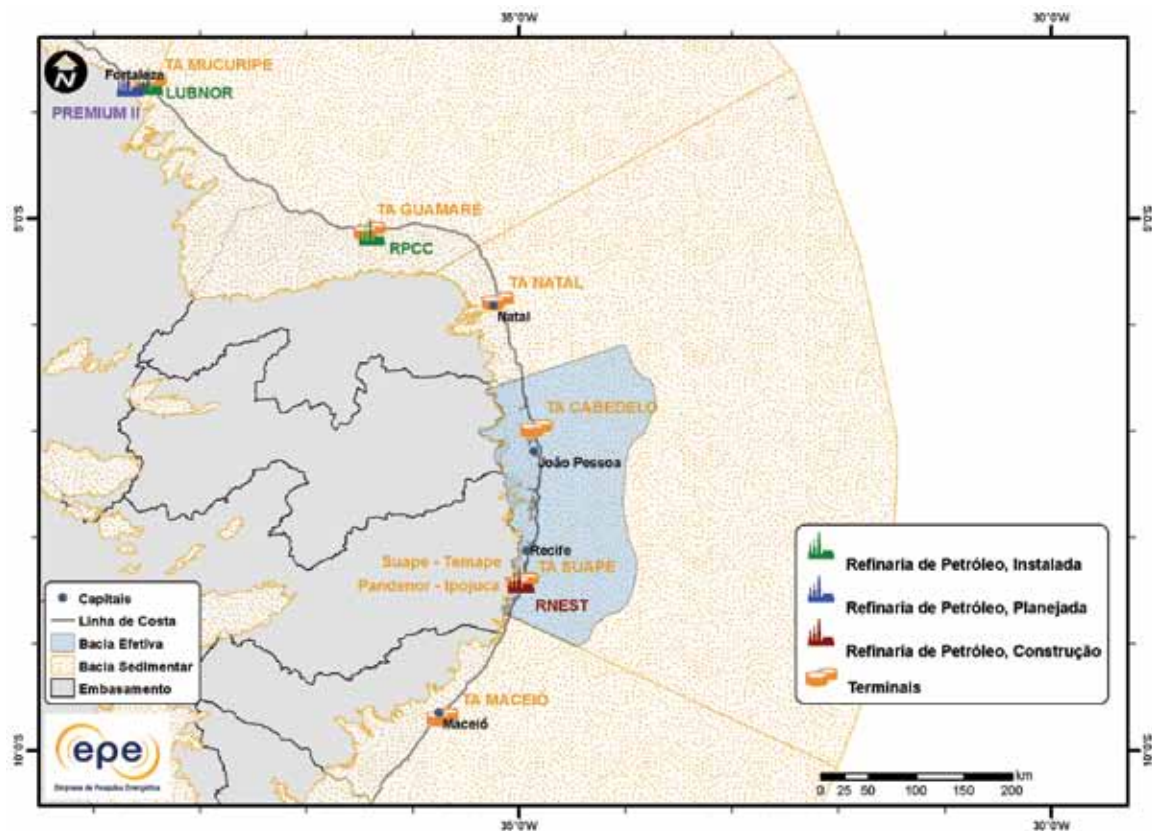


Figura 3.278 - Infraestrutura de abastecimento da Bacia de Pernambuco-Paraíba: refinarias e terminais.

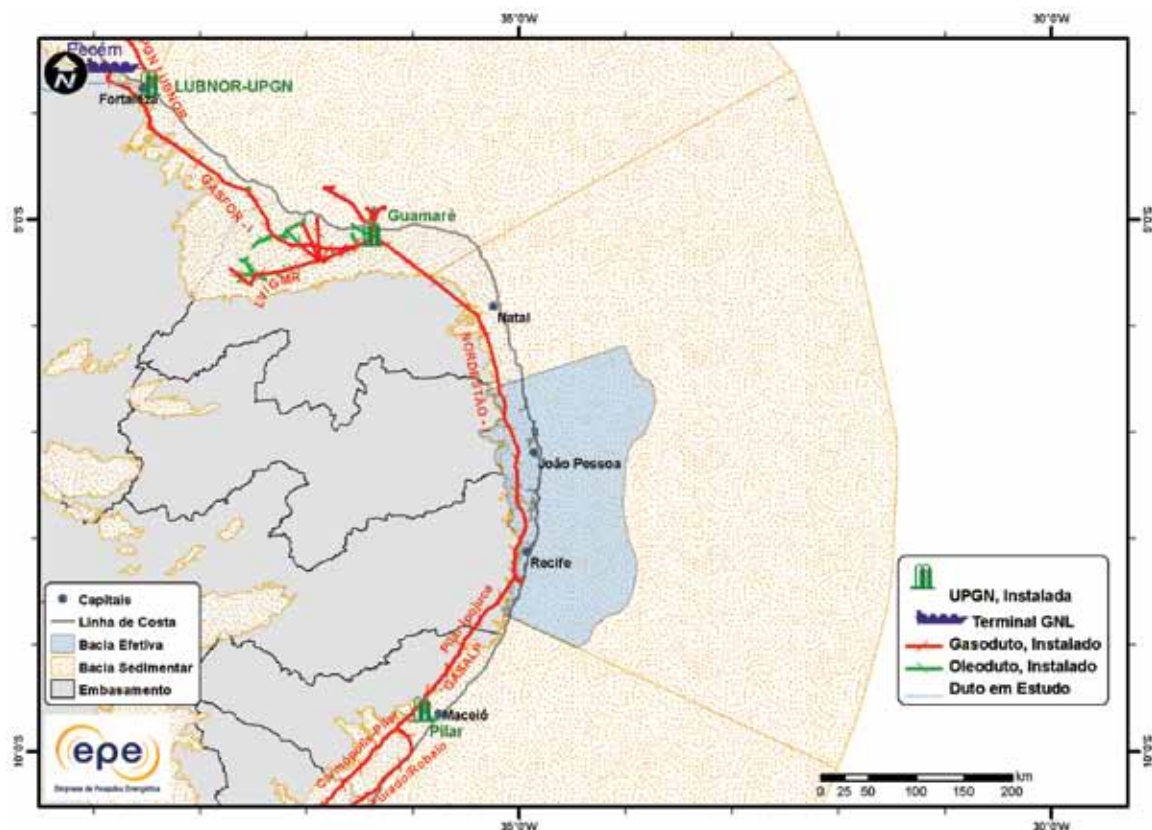


Figura 3.279 - Infraestrutura de abastecimento da Bacia de Pernambuco-Paraíba: UPGNs e dutos.

• Análise da Bacia em Plays Exploratórios

A Figura 3.280 apresenta o mapa da bacia efetiva de Pernambuco-Paraíba, segundo a abordagem de representação probabilística, com indicação das chances de descobertas de hidrocarbonetos. Percebe-se que toda a bacia efetiva apresenta chances relativamente baixas de descobertas, sendo a parte central *offshore* a de maior chance em relação ao restante da bacia. A Tabela 3.134 apresenta a correspondência dos *plays* com os *superplays*.

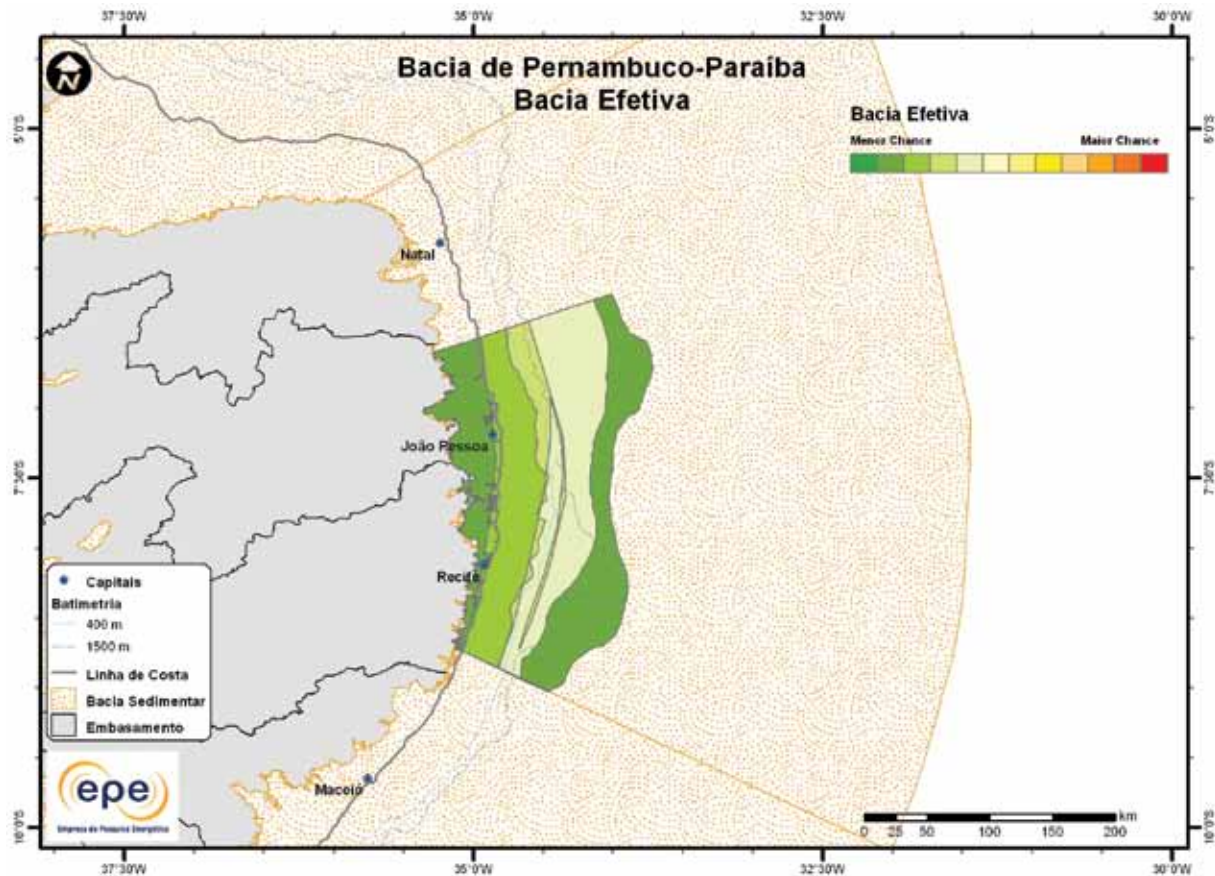


Figura 3.280 - Mapa da bacia efetiva de Pernambuco-Paraíba com indicação das chances de descobertas.

Tabela 3.134 - Plays da Bacia de Pernambuco-Parnaíba		
Nome do Play	Status Exploratório	Superplay
Calumbi	Fronteira	SuperPlay 1 – Terciário-Cretáceo Superior_Marinho Aberto SuperPlay 2 – Cretáceo Inferior _Transicional/Marinho Raso SuperPlay 3 –Cretáceo Inferior_Continental
Estiva	Fronteira	
Cabo	Fronteira	

3.1.20.1 Play Calumbi

A Figura 3.281 apresenta o mapa do *play* efetivo Calumbi, com as chances de descobertas de hidrocarboneto. Todo o *play* apresenta uma chance baixa de descoberta. Os atributos referentes a esse *play* estão sumarizados na Tabela 3.135.

A Figura 3.282 apresenta o mapa da expectativa de fluido para o *play* Calumbi. A maior expectativa é de petróleo e gás natural, caso ocorra descoberta de hidrocarboneto. Sendo petróleo, espera-se a ocorrência de petróleo leve.

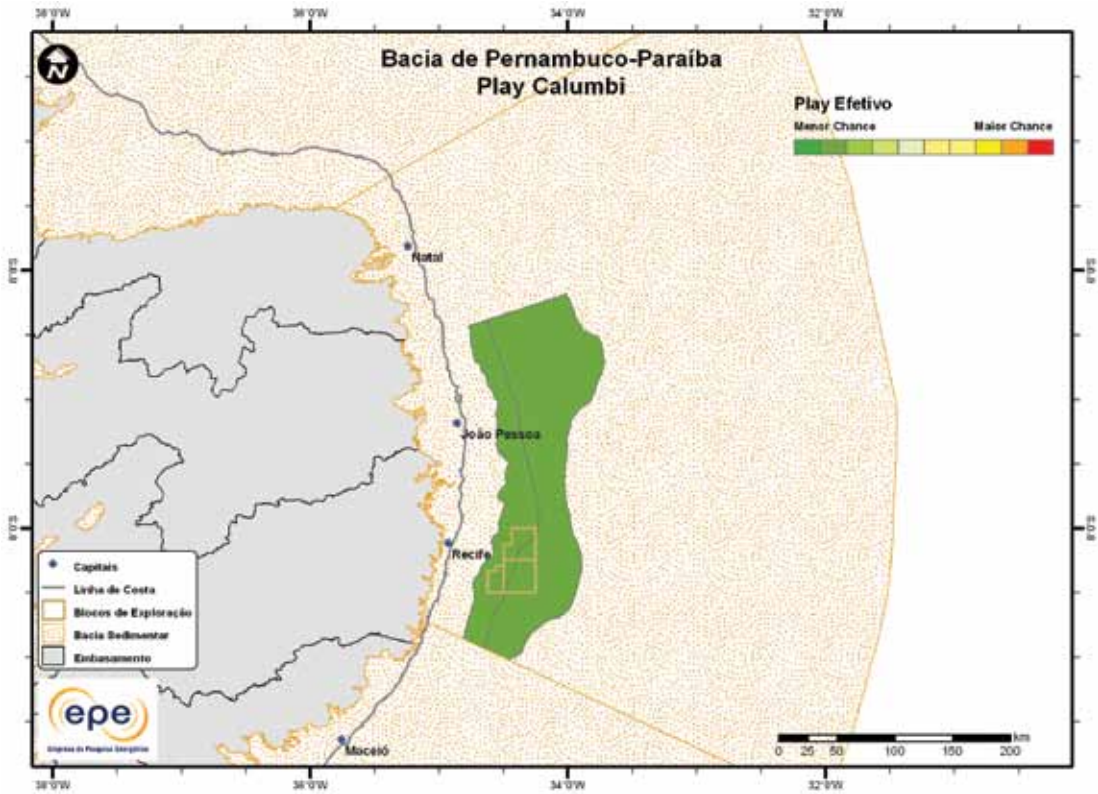


Figura 3.281 - Play efetivo Calumbi da Bacia de Pernambuco-Paraíba

Tabela 3.135 - Atributos do Play Calumbi – Bacia de Pernambuco-Paraíba		
Carga	Play	Calumbi
	Situação Geográfica	mar
	Unidade Litoestratigráfica	Formação Cabo
Reservatório	Unidade Cronoestratigráfica	Cretáceo Inferior (Aptiano-Albiano)
	Migração	falhas
	Unidade Litoestratigráfica	Formação Calumbi
	Unidade Cronoestratigráfica	Paleógeno-Neógeno
Trapa	Profundidade Média (m)	3.000
	Litologia / Contexto Depositional	arenito / turbidito marinho
	Unidade Litoestratigráfica Selante	Formação Calumbi
	Unidade Cronoestratigráfica Selante	Paleógeno-Neógeno
	Tipo de Trapa	estratigráfica
	Litologia Selante	folhelho

* A migração por falhas é fator de alto risco no modelo desse play.

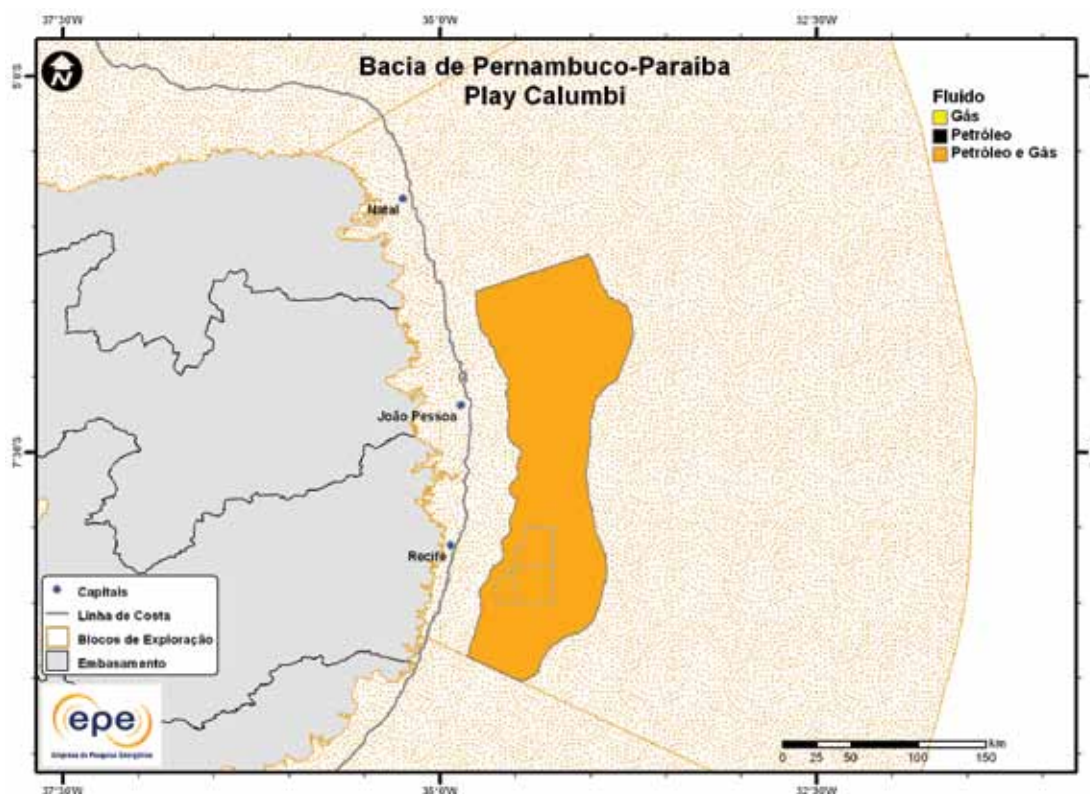


Figura 3.282 - Tipo de fluido com maior expectativa no *play* efetivo Calumbi da Bacia de Pernambuco-Paraíba.

3.1.20.2 *Play* Estiva

A Figura 3.283 apresenta o mapa do *play* efetivo Estiva, com as chances de descobertas de hidrocarboneto. Este *play* apresenta baixas chances de descobertas. Os atributos referentes a esse *play* estão sumarizados na Tabela 3.136.

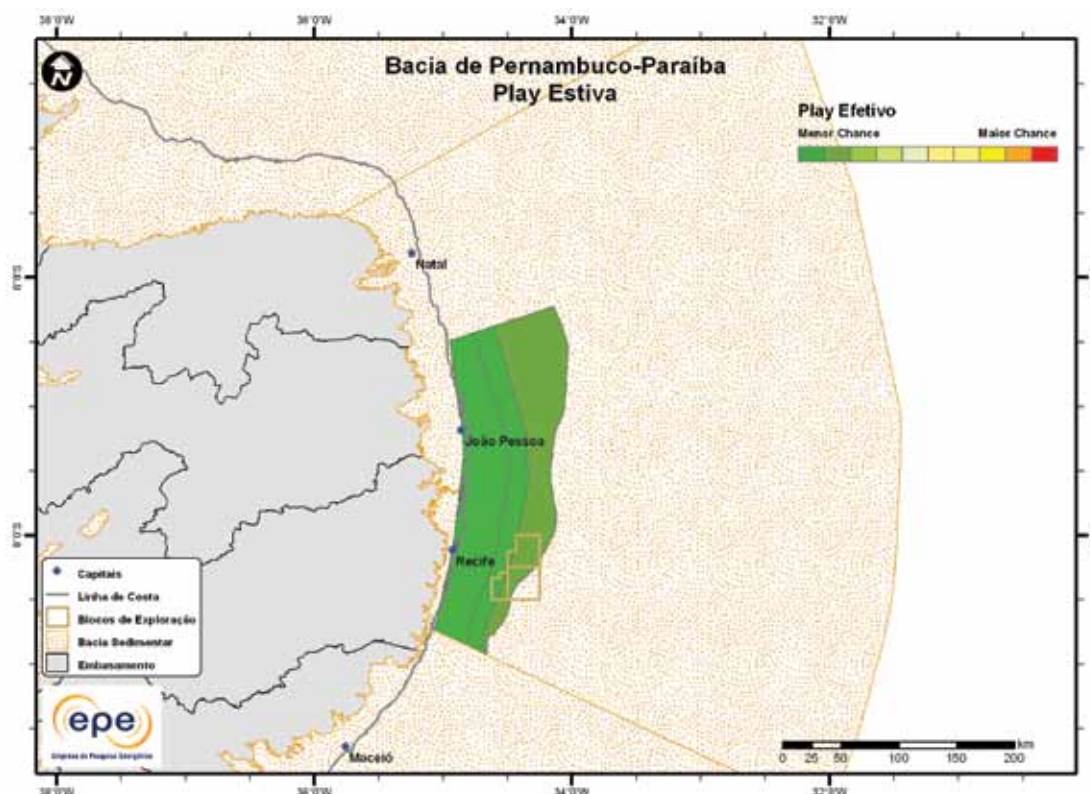


Figura 3.283 - *Play* efetivo Estiva da Bacia de Pernambuco-Paraíba.

Tabela 3.136 - Atributos do <i>Play</i> Estiva – Bacia de Pernambuco-Paraíba		
<i>Play</i>		Estiva
Carga	Situação Geográfica	terra e mar
	Unidade Litoestratigráfica	Formação Cabo
	Unidade Cronoestratigráfica	Cretáceo Inferior (Aptiano-Albiano)
Reservatório	Migração	falhas e discordâncias
	Unidade Litoestratigráfica	Formações Estiva e Gramamé
	Unidade Cronoestratigráfica	Cretáceo Inferior (Aptiano)-Superior (Maastrichtiano)
	Profundidade Média (m)	1.000 (terra) e 2.000 (mar)
Trapa	Litologia / Contexto Depositional	calcarenito
	Unidade Litoestratigráfica Selante	Formações Calumbi e Estiva
	Unidade Cronoestratigráfica Selante	Cretáceo Inferior (Aptiano)-Paleógeno
	Tipo de Trapa	paleogeomórfica
Litologia Selante		folhelho

A Figura 3.284 apresenta o mapa da expectativa de fluido para o *play* Estiva. A maior expectativa é de petróleo e gás natural, caso ocorra descoberta de hidrocarboneto. Sendo petróleo, espera-se a ocorrência de petróleo leve.

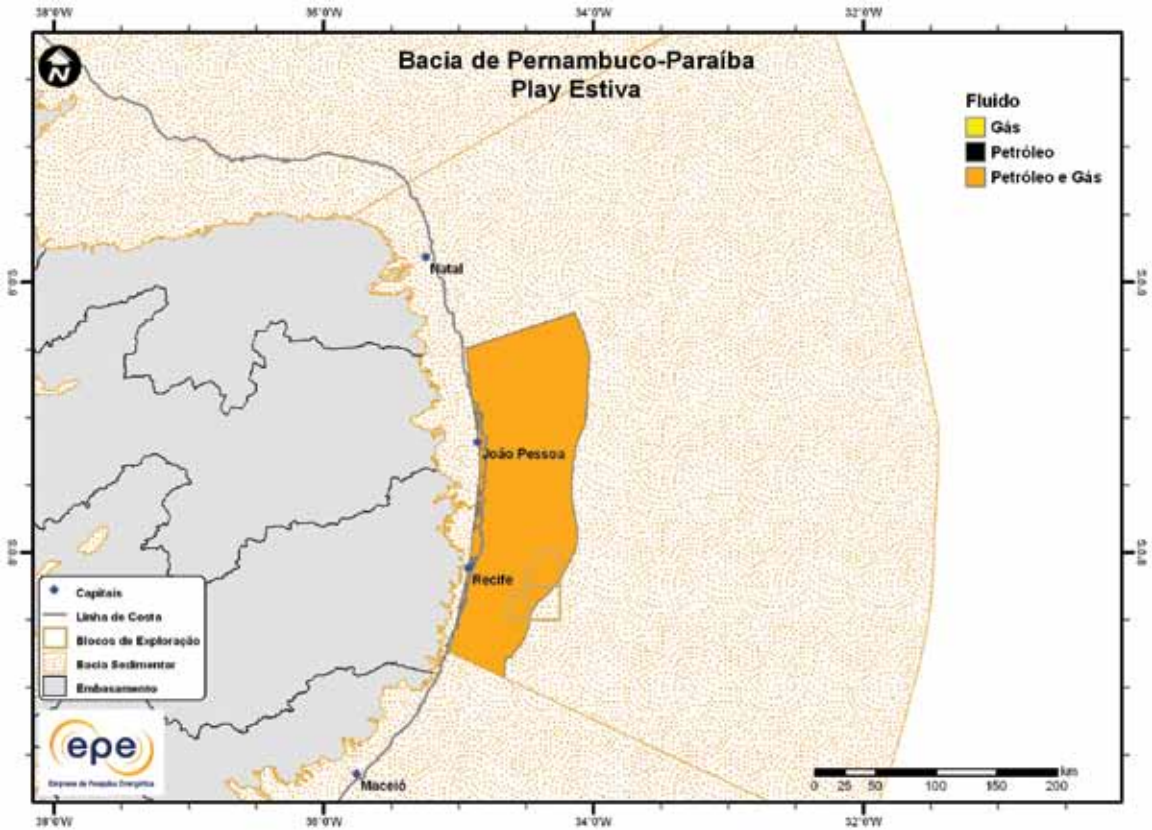


Figura 3.284 - Tipo de fluido com maior expectativa no *play* efetivo Estiva da Bacia de Pernambuco-Paraíba.

3.1.20.3 Play Cabo

A Figura 3.285 apresenta o mapa do *play* efetivo Cabo, com as chances de descobertas de hidrocarboneto. Este *play* apresenta chances relativamente mais elevadas em relação aos demais *plays*. Os atributos referentes a esse *play* estão sumarizados na Tabela 3.137.

A Figura 3.286 apresenta o mapa da expectativa de fluido para o *play* Cabo. A maior expectativa é de petróleo, caso ocorra descoberta de hidrocarboneto. Sendo petróleo, espera-se a ocorrência de petróleo leve.

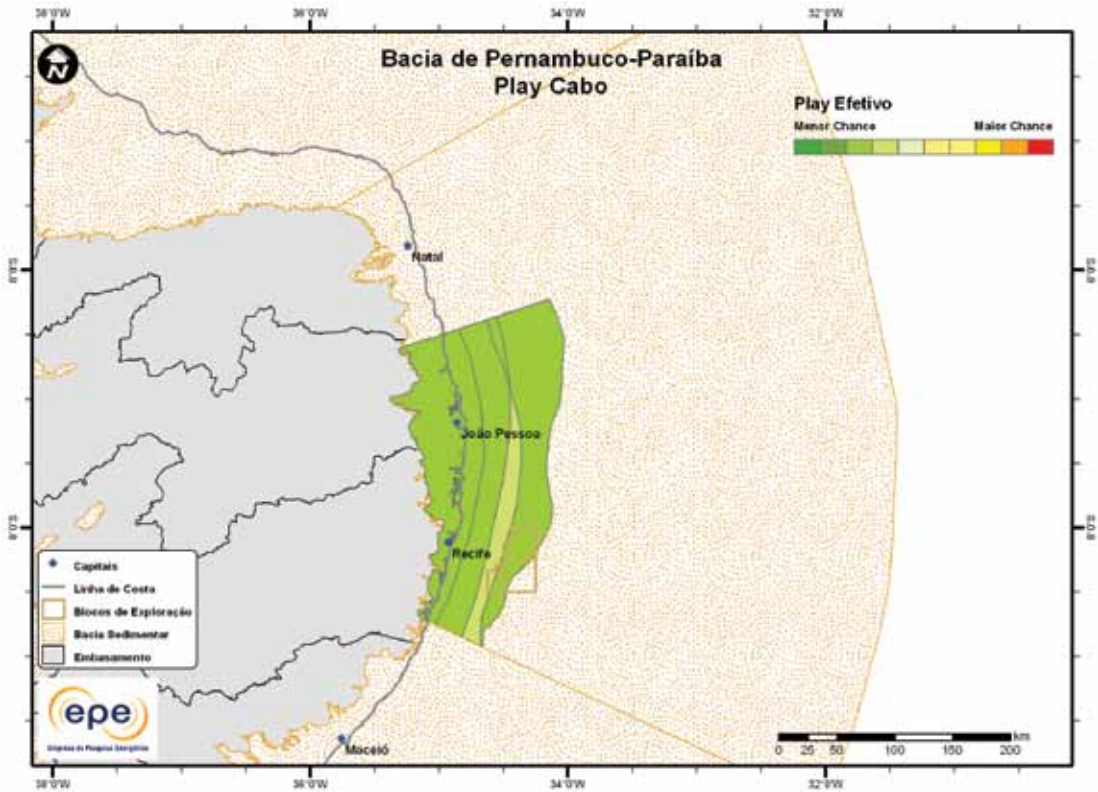


Figura 3.285 - Play efetivo Cabo da Bacia de Pernambuco-Paraíba.

Tabela 3.137 - Atributos do Play Cabo – Bacia de Pernambuco-Paraíba		
Play		Cabo
Situação Geográfica		terra e mar
Carga	Unidade Litoestratigráfica	Formação Cabo
	Unidade Cronoestratigráfica	Cretáceo Inferior (Aptiano-Albiano)
	Migração	falhas e discordâncias
Reservatório	Unidade Litoestratigráfica	Formação Cabo
	Unidade Cronoestratigráfica	Cretáceo Inferior (Aptiano-Albiano)
	Profundidade Média (m)	2.000 (terra) e 2.500 (mar)
	Litologia / Contexto Depositional	conglomerado e arenito
Trapa	Unidade Litoestratigráfica Selante	Formações Cabo e Estiva
	Unidade Cronoestratigráfica Selante	Cretáceo Inferior (Albiano)-Superior (Cenomaniano)
	Tipo de Trapa	estrutural e paleogeomórfica
	Litologia Selante	folhelho e vulcânica

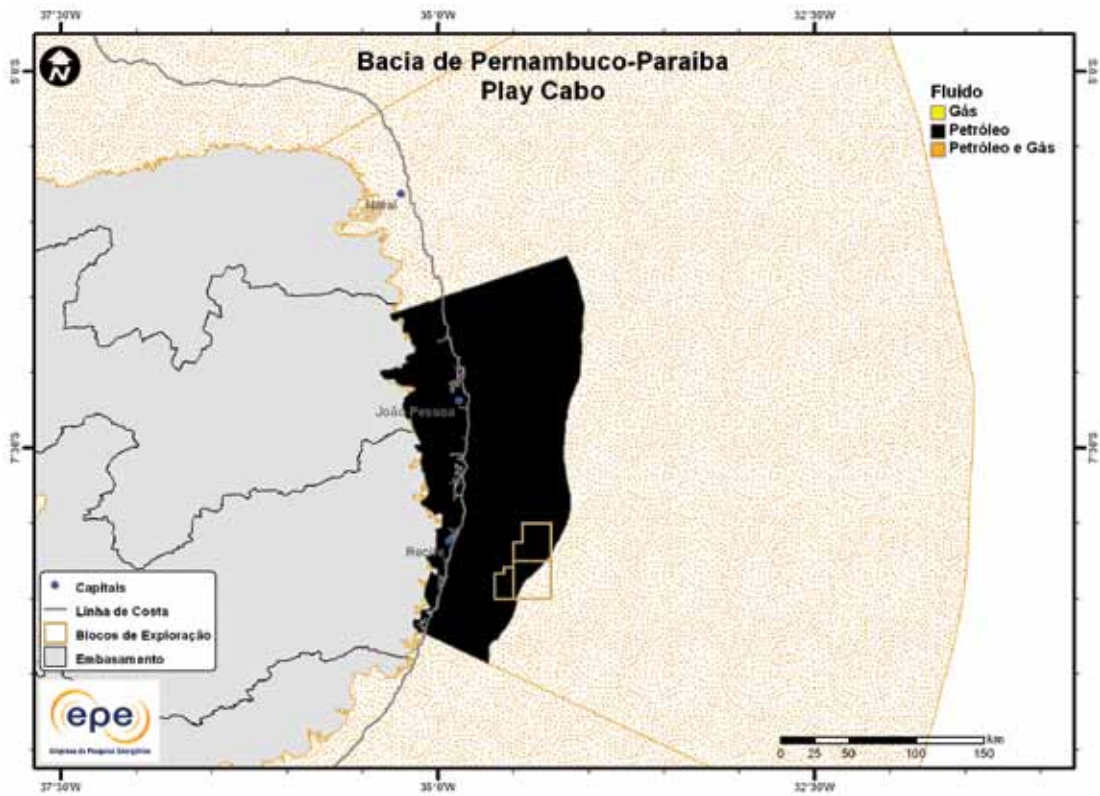


Figura 3.286 - Tipo de fluido com maior expectativa no *play* efetivo Cabo da Bacia de Pernambuco-Paraíba.

3.1.2I Bacia Potiguar

• Síntese da Bacia

Apresenta-se na Figura 3.287 o mapa de localização da bacia sedimentar e efetiva (abordagem de representação geográfica) de Potiguar e, na Tabela 3.138, suas principais características geológicas. A área efetiva abrange praticamente toda a parte terrestre e a parte proximal *offshore*. Os principais reservatórios e o principal gerador de cada *play* exploratório estão indicados na carta estratigráfica (Figura 3.288) e na seção geológica (Figura 3.289).

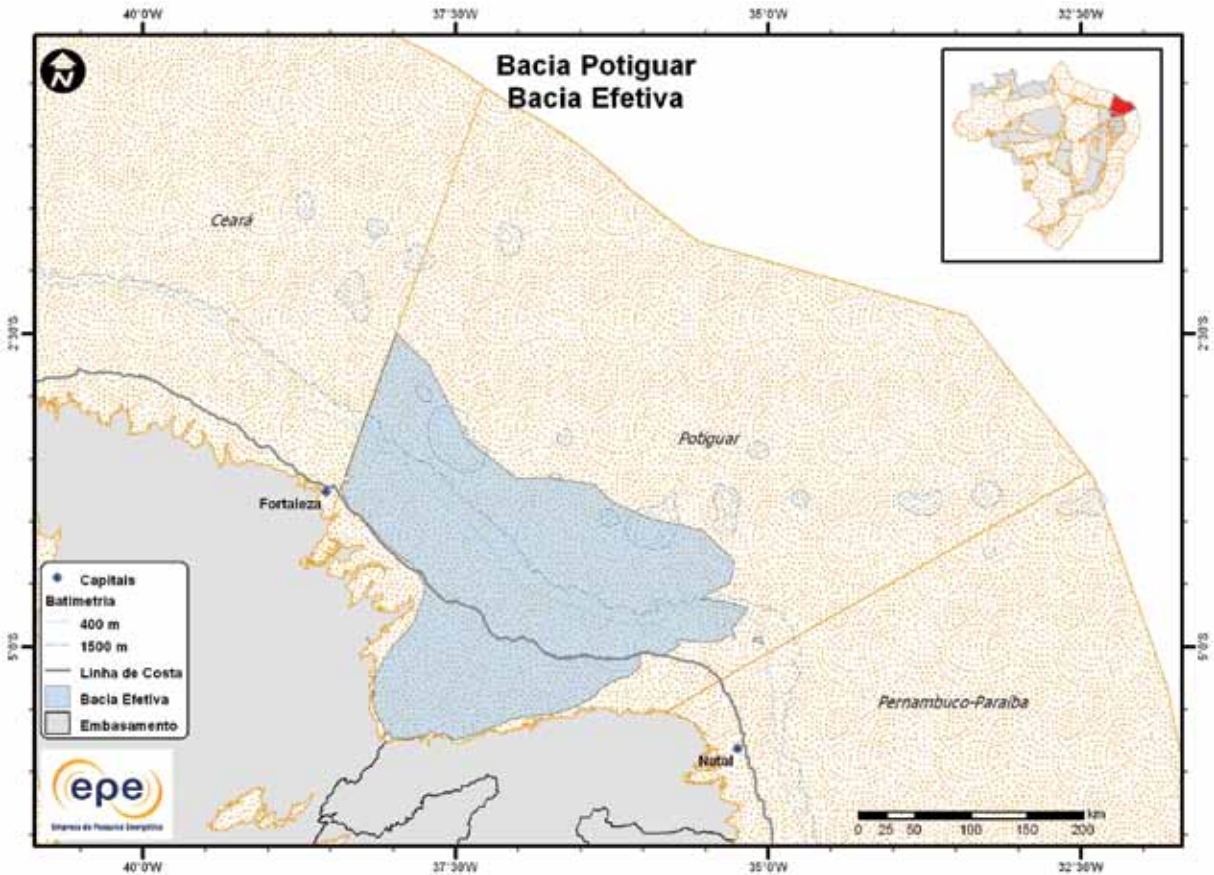
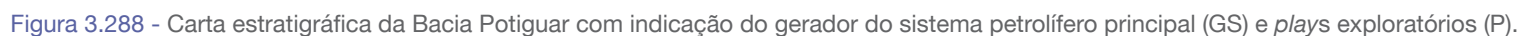
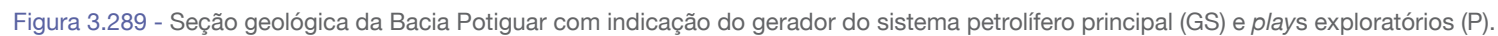


Figura 3.287 - Bacia efetiva Potiguar.

Tabela 3.138 - Informações Geológicas da Bacia Potiguar		
Situação Geográfica	terra	mar
Área Sedimentar (km²)	27.854	205.472
Área da Bacia efetiva (km²)	17.435	49.240
Maturidade Exploratória	Madura	Nova Fronteira
Sistema Petrolífero Principal	Pendência-Açu (!)	
Plays Exploratórios	Nome do Play	Principal Reservatório
1	Ubarana Terciário	Formação Ubarana
2	Ubarana Cretáceo Superior	Formação Ubarana
3	Açu	Formação Açu
4	Alagamar	Formação Alagamar (Membro Upanema)
5	Pendência	Formação Pendência
Recursos Não Convencionais		
Gás em Formações Fechadas (em terra)		



Fonte: Modificado de Petrobras (2007).



Fonte: Modificado de Bertani *et al.* (1989) apud ANP (2009g).

• Principais Atividades do Setor de Petróleo e Gás na Bacia

Na Figura 3.290, apresenta-se a localização da cobertura dos levantamentos sísmicos e poços pioneiros, além dos campos em produção, áreas em avaliação, últimas descobertas comerciais e blocos exploratórios sob concessão. Nota-se uma concentração de esforços exploratórios na parte terrestre da bacia e uma boa cobertura na parte marinha proximal.

A Tabela 3.139 apresenta, resumidamente, informações sobre os poços exploratórios, campos e descobertas comerciais, além dos volumes da produção acumulada.

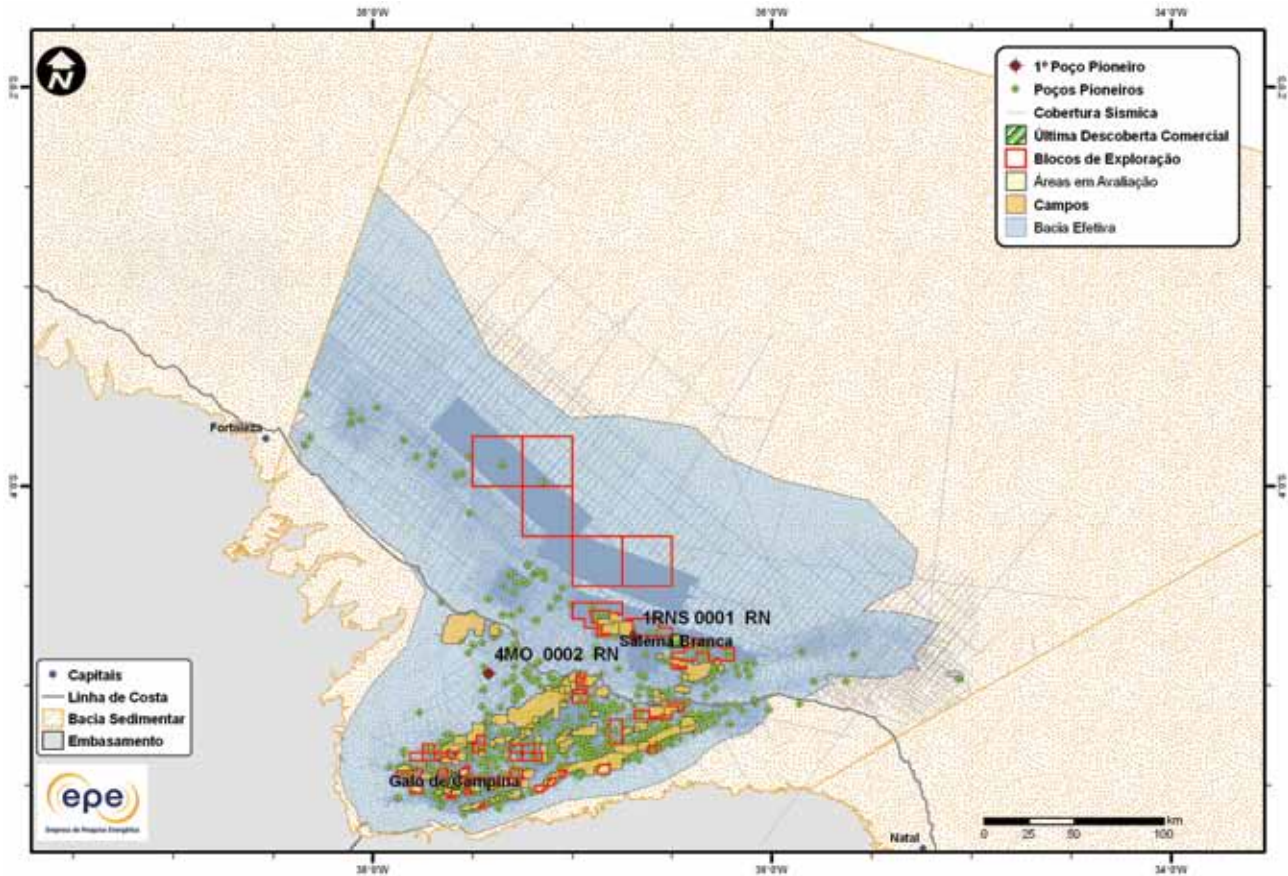


Figura 3.290 - Atividades de E&P na Bacia Potiguar.

Tabela 3.139 - Resumo de Atividades de E&P – Bacia Potiguar				
Situação Geográfica			mar	terra
Poços Exploratórios	Perfurados		235	1.004
	1º Poço Pioneiro (ano)		1RNS0001RN (1973)	4MO0002RN (1973)
	Último Poço Pioneiro (ano)		1BRSA862RNS (2011)	1BRSA927RN (2011)
	Profundidade Máxima Perfurada (m)		4.814	5.267
	Maior Lâmina D'água (m)		1.800	0
	Índice de Sucesso Geológico de Poços Pioneiros (%)		27	11
Campos	Petróleo		7	66
	Gás Não Associado		5	6
	Petróleo e Gás		2	6
Descobertas	Em Avaliação		0	9
	1ª Descoberta Comercial (ano)		Ubarana (1973)	Mossoró (1980)
	Última Descoberta Comercial (ano)		Salema Branca (2002)	Galo de Campina (2010)
Produção	Ano de Início		1976	1980
	Acumulada	Petróleo (MM bbl)	149,57	624,87
		Gás Associado (MM m³)	17.355,16	5.342,26
		Gás Não Associado (MM m³)	2.232,27	730,81

- **Infraestrutura de Abastecimento da Bacia**

A Bacia Potiguar possui uma infraestrutura de abastecimento já estabelecida, contando com a Refinaria Potiguar Clara Camarão (RPCC), que teve sua capacidade de processamento recentemente ampliada para 5.600 m³/dia de petróleo (Figura 3.291). O terminal de Guamaré (191 mil m³) tem como função principal armazenar e escoar a produção de petróleo do estado do Rio Grande do Norte.

A Figura 3.292 mostra que a bacia é servida por uma malha de gasodutos e oleodutos relevante, que interconectam os campos de produção em terra e mar à RPCC e à UPGN Guamaré. Na mesma figura, nota-se que a bacia está conectada aos gasodutos Nordeste I e GASFOR I. Além das instalações descritas acima, a proximidade com as instalações de abastecimento, existentes e planejadas, descritas no item 3.1.7, Bacia do Ceará, favorecem as perspectivas de E&P da Bacia Potiguar.

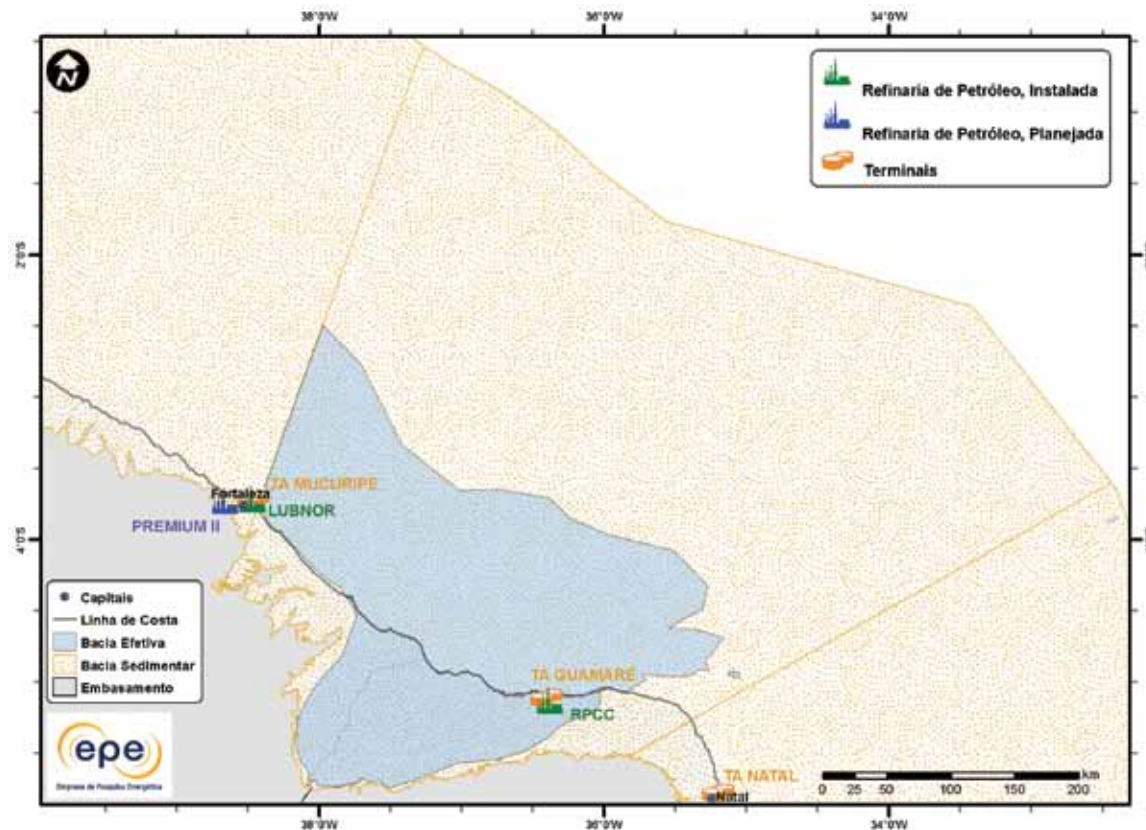


Figura 3.291 - Infraestrutura de abastecimento da Bacia Potiguar: refinarias e terminais.

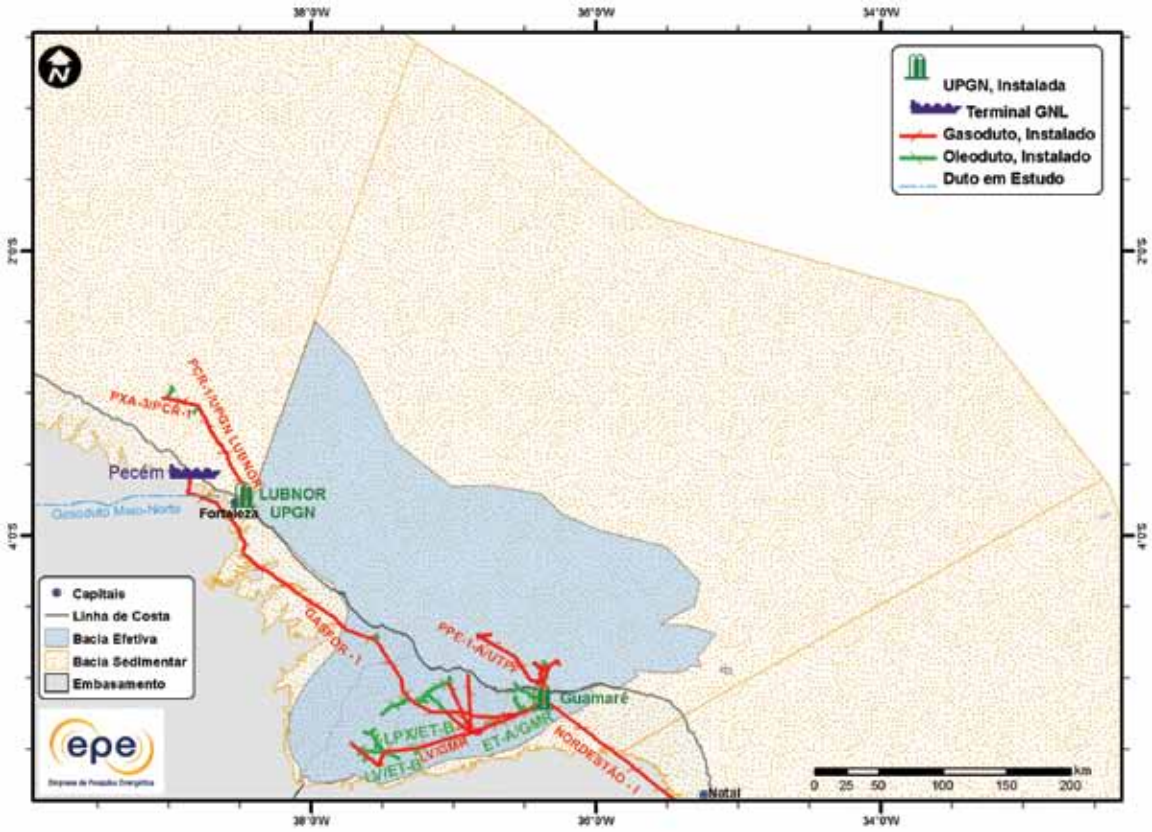


Figura 3.292 - Infraestrutura de abastecimento da Bacia Potiguar: UPGNs e dutos.

• Análise da Bacia em Plays Exploratórios

A Figura 3.293 apresenta o mapa da bacia efetiva Potiguar, segundo a abordagem de representação probabilística, com indicação das chances de descobertas de hidrocarbonetos. Percebe-se que a parte terrestre e a *offshore* proximal apresentam chances de descobertas mais elevadas, em relação ao restante da bacia. A Tabela 3.140 apresenta a correspondência dos *plays* com os *superplays*.

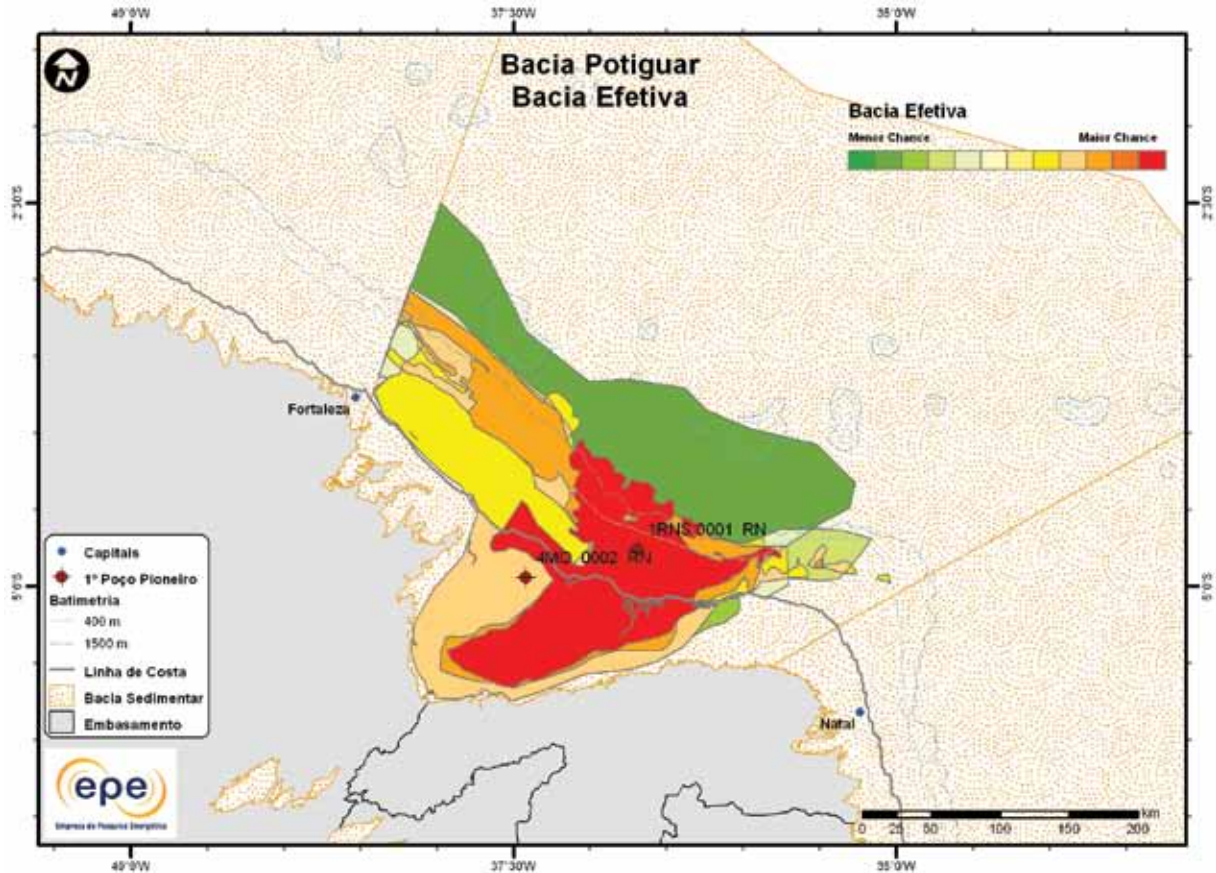


Figura 3.293 - Mapa da bacia efetiva Potiguar com indicação das chances de descobertas.

Tabela 3.140 - Plays da Bacia Potiguar		
Nome do Play	Status Exploratório	Superplay
Ubarana Terciário	Fronteira	SuperPlay 1 – Terciário-Cretáceo Superior_Marinho Aberto
Ubarana Cretáceo Superior	Imaturo	SuperPlay 1 – Terciário-Cretáceo Superior_Marinho Aberto
Açu	Estabelecido	SuperPlay 2 – Cretáceo Inferior_Transicional/Marinho Raso
Alagamar	Estabelecido	SuperPlay 2 – Cretáceo Inferior_Transicional/Marinho Raso
Pendência	Estabelecido	SuperPlay 3 – Cretáceo Inferior_Continental

3.1.21.4 Play Ubarana Terciário

A Figura 3.294 apresenta o mapa do *play* efetivo Ubarana Terciário, com as chances de descobertas de hidrocarboneto. Este *play* é restrito à parte *offshore* e apresenta baixas chances de descobertas. Os atributos referentes a esse *play* estão sumarizados na Tabela 3.141.

A Figura 3.295 apresenta o mapa da expectativa de fluido para o *play* Ubarana Terciário. A maior expectativa é de petróleo, caso ocorra descoberta de hidrocarboneto. Sendo petróleo, espera-se a ocorrência de petróleo leve.

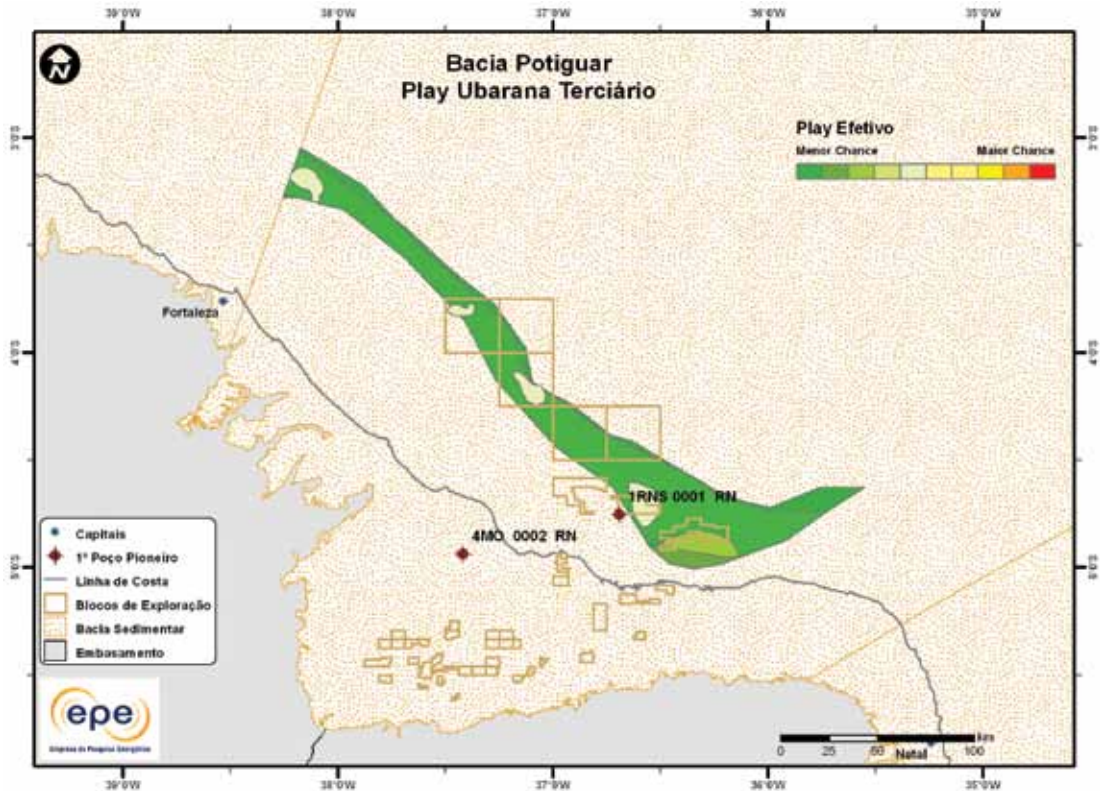


Figura 3.294 - Play efetivo Ubarana Terciário da Bacia Potiguar.

Tabela 3.141 - Atributos do Play Ubarana Terciário – Bacia Potiguar		
Play		Ubarana Terciário
Situação Geográfica		mar
Carga	Unidade Litoestratigráfica	Formação Alagamar*
	Unidade Cronoestratigráfica	Cretáceo Inferior
	Migração	falhas transcorrentes, contato lateral e a grandes distâncias
Reservatório	Unidade Litoestratigráfica	Formação Ubarana
	Unidade Cronoestratigráfica	Paleógeno-Neógeno
	Profundidade Média (m)	2.250
Trapa	Litologia / Contexto Depositional	arenito / turbidito marinho
	Unidade Litoestratigráfica Selante	Formação Ubarana
	Unidade Cronoestratigráfica Selante	Paleógeno-Neógeno
	Tipo de Trapa	estratigráfica
Litologia Selante		folhelho

* Para esse *play* também se considera a possibilidade de geração das Formações Pendência e Pescada.

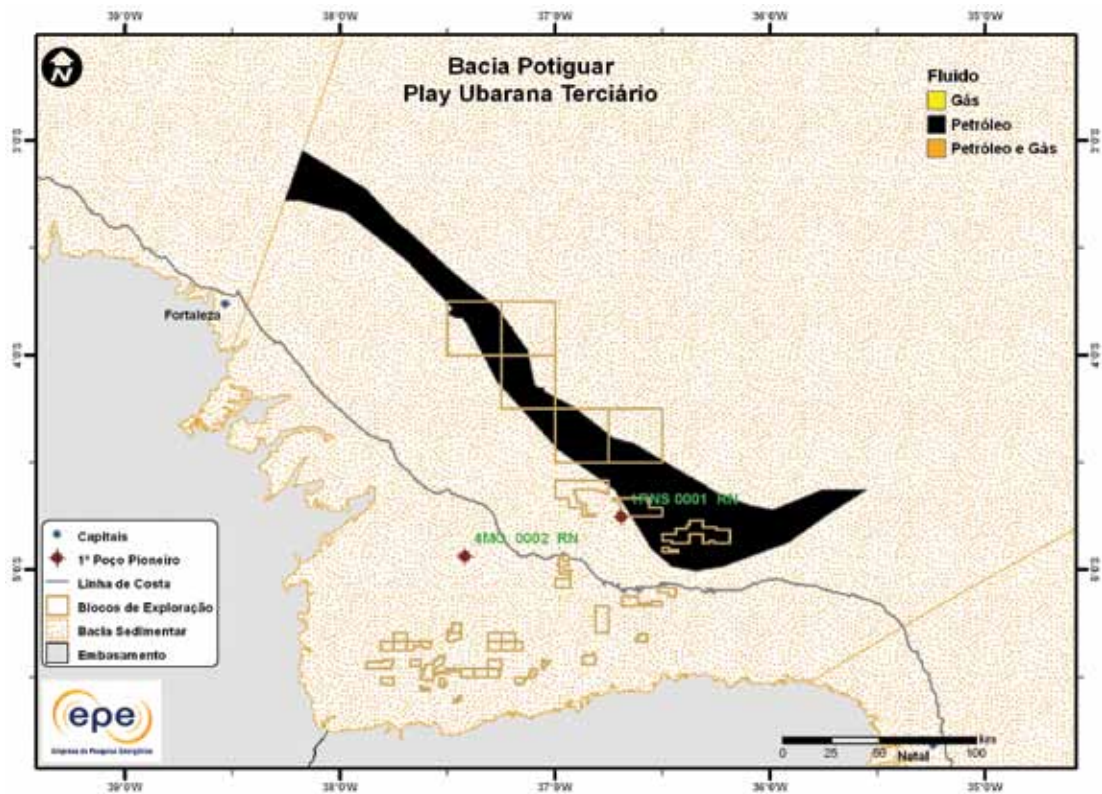


Figura 3.295 - Tipo de fluido com maior expectativa no *play* efetivo Ubarana Terciário da Bacia Potiguar.

3.1.21.5 *Play* Ubarana Cretáceo Superior

A Figura 3.296 apresenta o mapa do *play* efetivo Ubarana Cretáceo Superior, com as chances de descobertas de hidrocarboneto. Assim como o *play* Ubarana Terciário, este se restringe à parte *offshore* da bacia. Apresenta chances relativamente baixas de descoberta, exceto em uma pequena região proximal. Os atributos desse *play* estão sumarizados na Tabela 3.142.

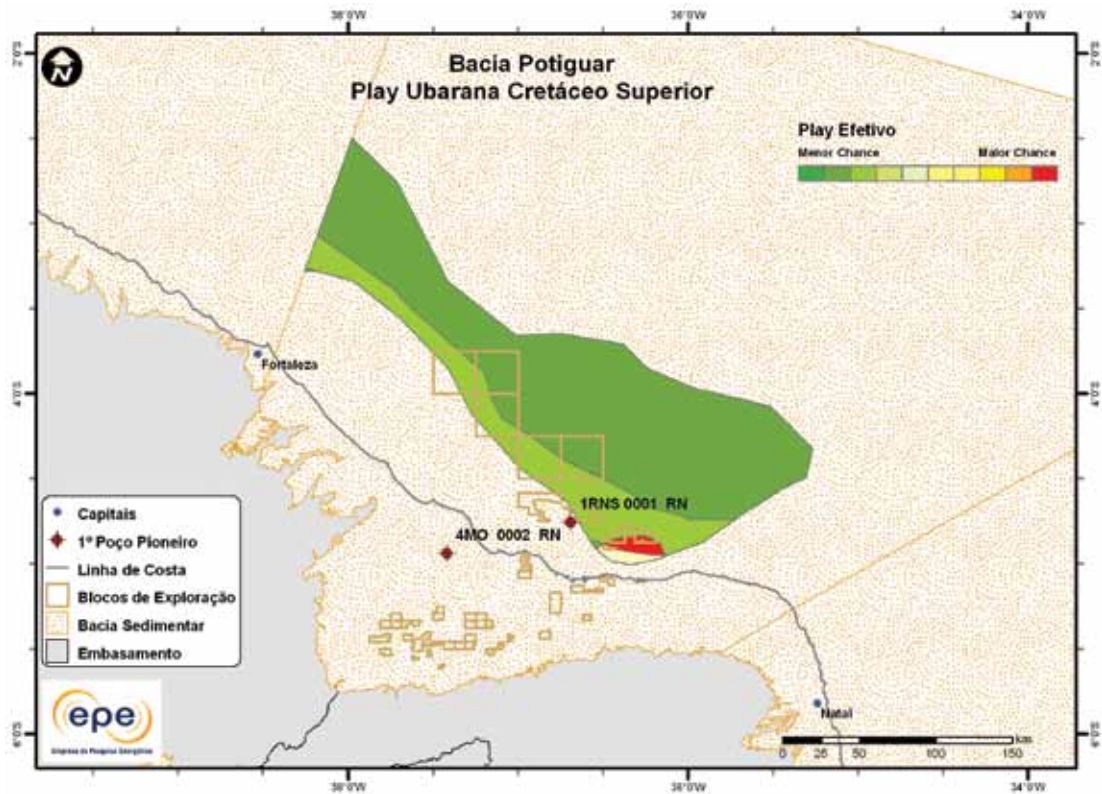


Figura 3.296 - *Play* efetivo Ubarana Cretáceo Superior da Bacia Potiguar.

Tabela 3.142 - Atributos do Play Ubarana Cretáceo Superior – Bacia Potiguar		
Play		Ubarana Cretáceo Superior
Situação Geográfica		mar
Carga	Unidade Litoestratigráfica	Formação Alagamar*
	Unidade Cronoestratigráfica	Cretáceo Inferior
	Migração	falhas transcorrentes, contato lateral e a grandes distâncias
Reservatório	Unidade Litoestratigráfica	Formação Ubarana
	Unidade Cronoestratigráfica	Cretáceo Superior
	Profundidade Média (m)	2.250
	Litologia / Contexto Depositional	arenito / turbidito marinho
Trapa	Unidade Litoestratigráfica Selante	Formação Ubarana
	Unidade Cronoestratigráfica Selante	Cretáceo Superior
	Tipo de Trapa	estratigráfica
	Litologia Selante	folhelho e basalto

* Para esse play também se considera a possibilidade de geração das Formações Pendência e Pescada.

A Figura 3.297 apresenta o mapa da expectativa de fluido para o play Ubarana Cretáceo Superior. A maior expectativa é de petróleo, caso ocorra descoberta de hidrocarboneto. Sendo petróleo, espera-se a ocorrência de petróleo leve.

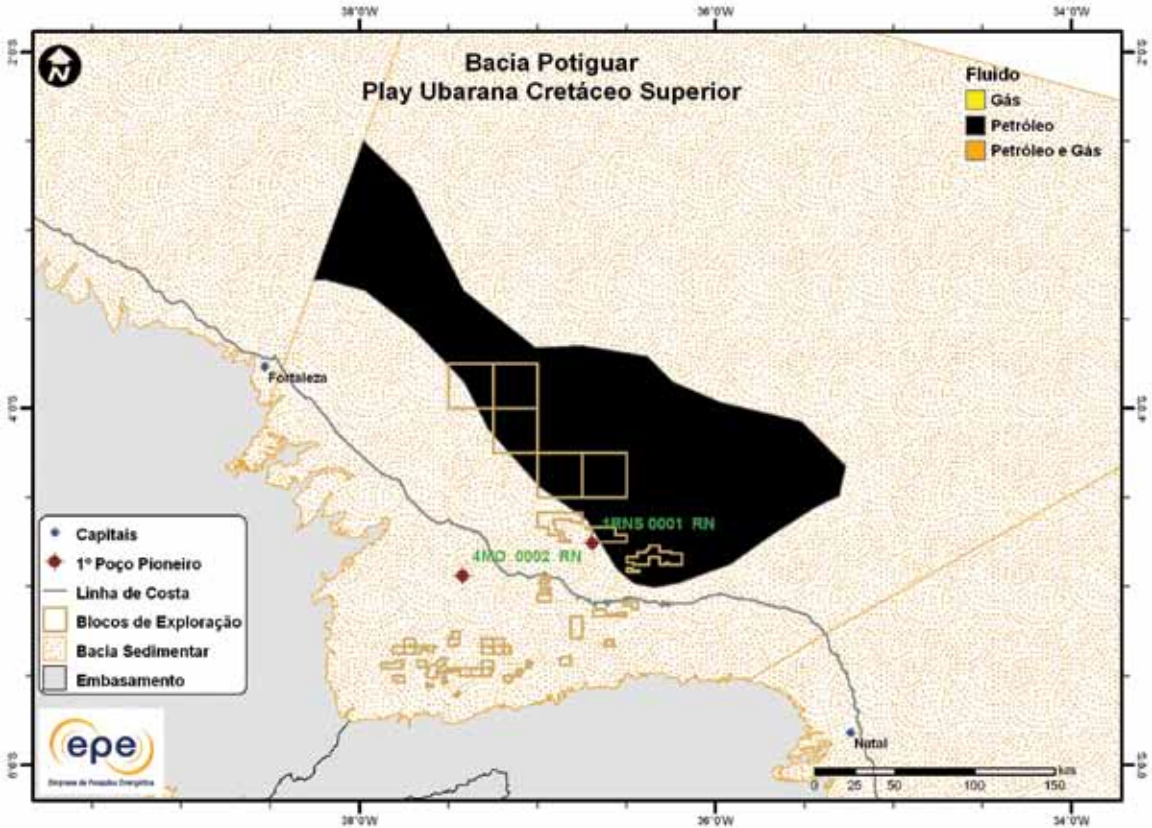


Figura 3.297 - Tipo de fluido com maior expectativa no play efetivo Ubarana Cretáceo Superior da Bacia Potiguar.

3.1.21.6 Play Açú

A Figura 3.298 apresenta o mapa do *play* efetivo Açú, com as chances de descobertas de hidrocarboneto. Este *play* se estende da parte terrestre à *offshore* da bacia. Apresenta chances de descobertas intermediárias a elevadas, sendo as partes terrestre e proximal as áreas com maiores chances. Os atributos referentes a esse *play* estão sumarizados na Tabela 3.143.

A Figura 3.299 apresenta o mapa da expectativa de fluido para o *play* Açú. A maior expectativa é de petróleo na parte proximal e gás natural na parte distal, caso ocorra descoberta de hidrocarboneto. Sendo petróleo, espera-se a ocorrência de petróleo leve.

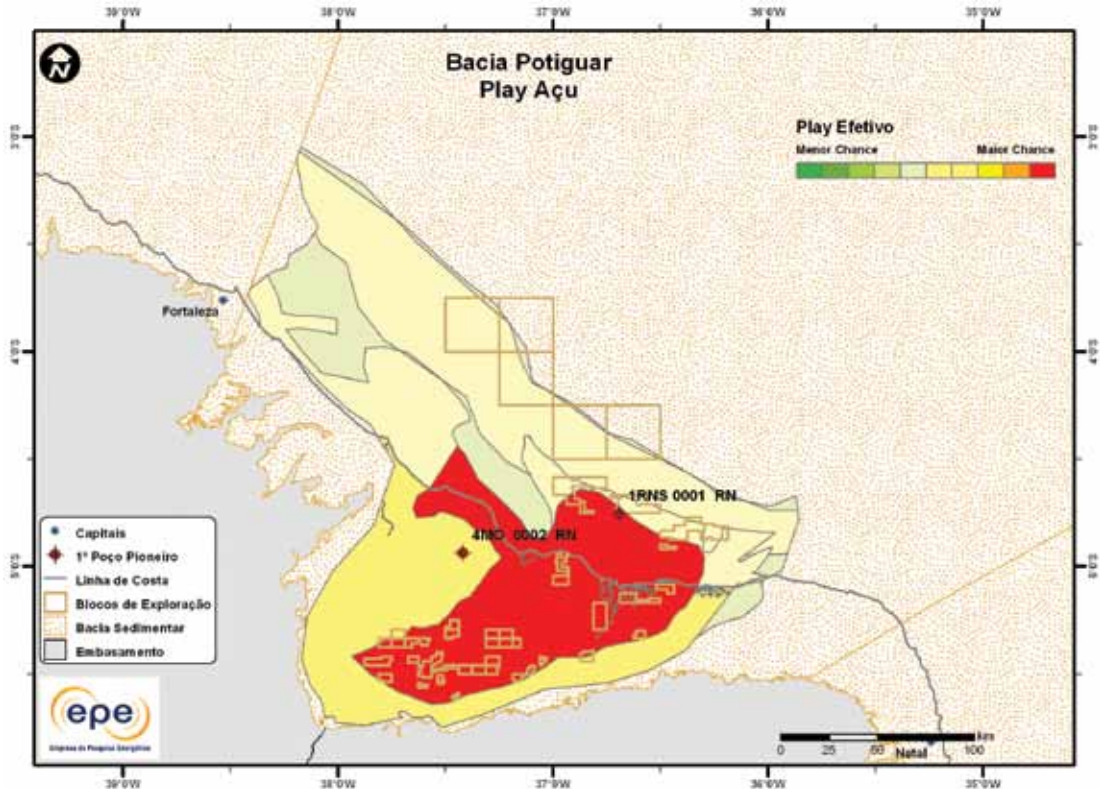


Figura 3.298 - Play efetivo Açú da Bacia Potiguar.

Tabela 3.143 - Atributos do Play Açú – Bacia do Potiguar		
Play		Açú
Situação Geográfica		terra e mar
Carga	Unidade Litoestratigráfica	Formações Pendência e Alagamar
	Unidade Cronoestratigráfica	Cretáceo Inferior
	Migração	falhas transcorrentes e contato lateral
Reservatório	Unidade Litoestratigráfica	Formação Açú
	Unidade Cronoestratigráfica	Cretáceo Inferior (Albiano)-Superior (Cenoman.)
	Profundidade Média (m)	500 (terra) e 2.300 (mar)
	Litologia / Contexto Depositional	arenito / fluvial e deltaico
Trapa	Unidade Litoestratigráfica Selante	Formações Açú e Jandaíra
	Unidade Cronoestratigráfica Selante	Cretáceo Inferior (Albiano)-Paleógeno
	Tipo de Trapa	estrutural e estratigráfica
	Litologia Selante	folhelho e calcários

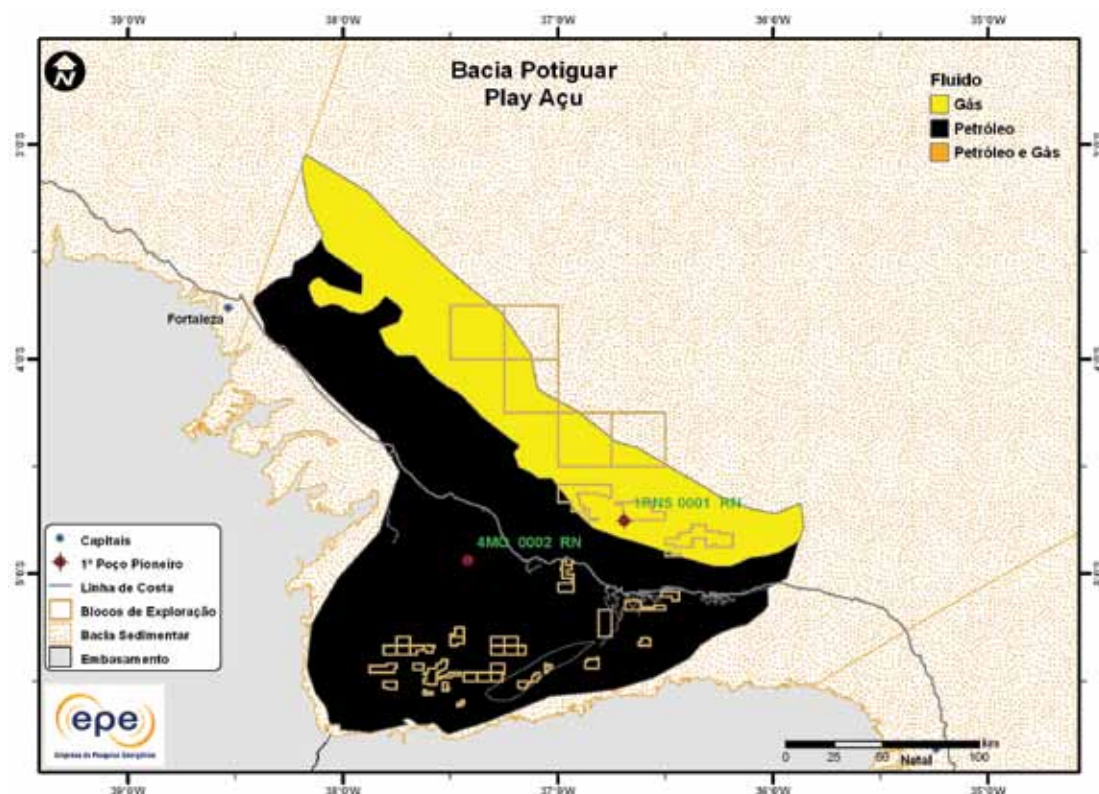


Figura 3.299 - Tipo de fluido com maior expectativa no *play* efetivo Açú da Bacia Potiguar.

3.1.21.7 Play Alagamar

A Figura 3.300 apresenta o mapa do *play* efetivo Alagamar, com as chances de descobertas de hidrocarboneto. Este *play* abrange a parte terrestre e a *offshore* da bacia, com as maiores chances de descobertas, sendo a parte *offshore* leste a que apresenta maior chance. Os atributos referentes a esse *play* estão sumarizados na Tabela 3.144.

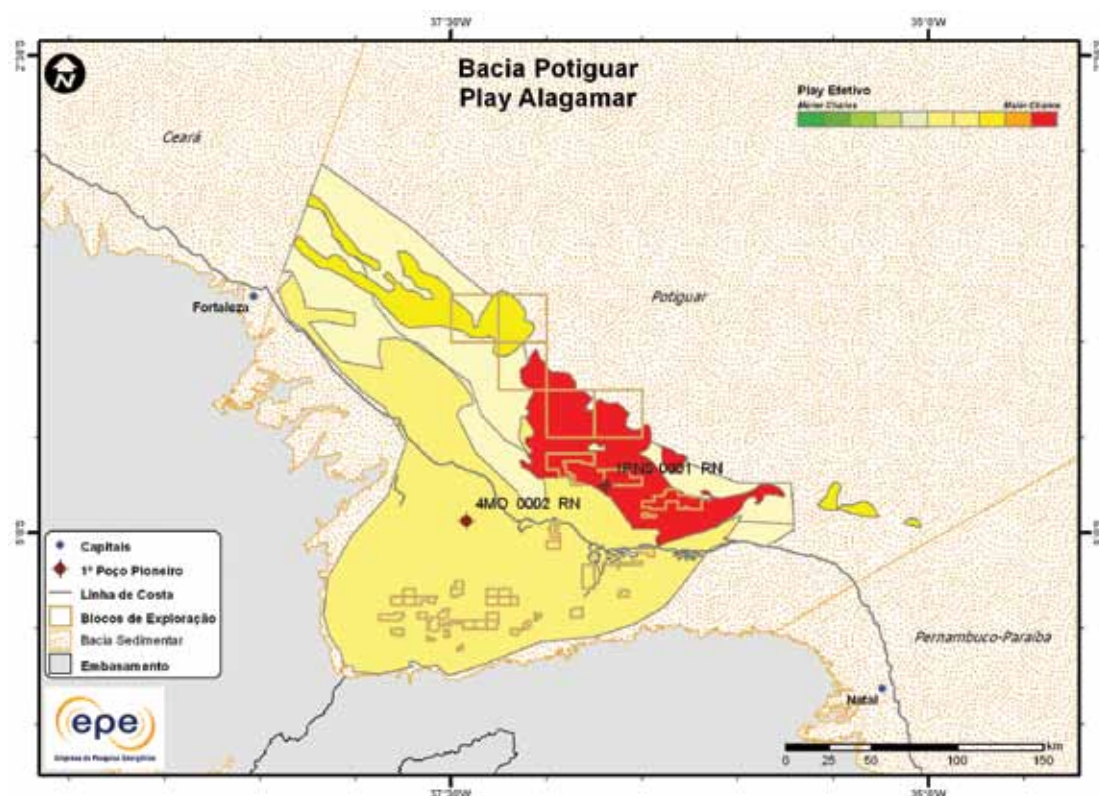


Figura 3.300 - *Play* efetivo Alagamar da Bacia Potiguar.

Tabela 3.144 - Atributos do <i>Play</i> Alagamar – Bacia de Potiguar		
<i>Play</i>		Alagamar
Situação Geográfica		terra e mar
Carga	Unidade Litoestratigráfica	Formações Pendência e Alagamar
	Unidade Cronoestratigráfica	Cretáceo Inferior
	Migração	falhas transcorrentes e contato lateral
Reservatório	Unidade Litoestratigráfica	Formação Alagamar (Membro Upanema)
	Unidade Cronoestratigráfica	Cretáceo Inferior
	Profundidade Média (m)	2.400 (terra) e 1.500 (mar)
	Litologia / Contexto Depositional	arenito / costeiro e marinho raso
Trapa	Unidade Litoestratigráfica Selante	Formações Alagamar e Ubarana
	Unidade Cronoestratigráfica Selante	Cretáceo Inferior (Aptiano)-Paleógeno
	Tipo de Trapa	mista e estrutural
	Litologia Selante	folhelho e calcilito

A Figura 3.301 apresenta o mapa da expectativa de fluido para o *play* Alagamar. A maior expectativa é de petróleo na parte proximal e petróleo e gás natural na parte distal, caso ocorra descoberta de hidrocarboneto. Sendo petróleo, espera-se a ocorrência de petróleo leve.

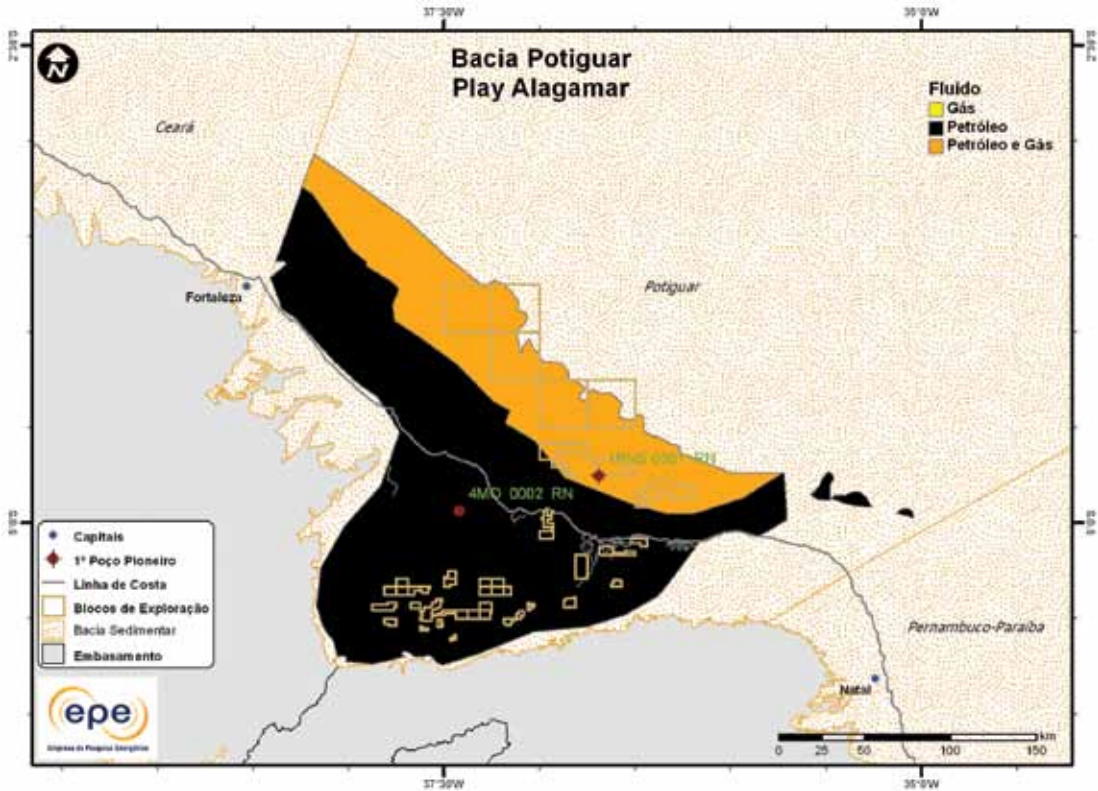


Figura 3.301 - Tipo de fluido com maior expectativa no *play* efetivo Alagamar de Potiguar.

3.1.21.8 Play Pendência

A Figura 3.302 apresenta o mapa do *play* efetivo Pendência, com as chances de descobertas de hidrocarboneto. Apresenta elevadas chances de descobertas, tanto na parte terrestre quanto na *offshore*. Os atributos referentes a esse *play* estão sumarizados na Tabela 3.145.

A Figura 3.303 apresenta o mapa da expectativa de fluido para o *play* Pendência. A maior expectativa é de petróleo na parte proximal e gás natural na parte distal, caso ocorra descoberta de hidrocarboneto. Sendo petróleo, espera-se a ocorrência de petróleo leve.

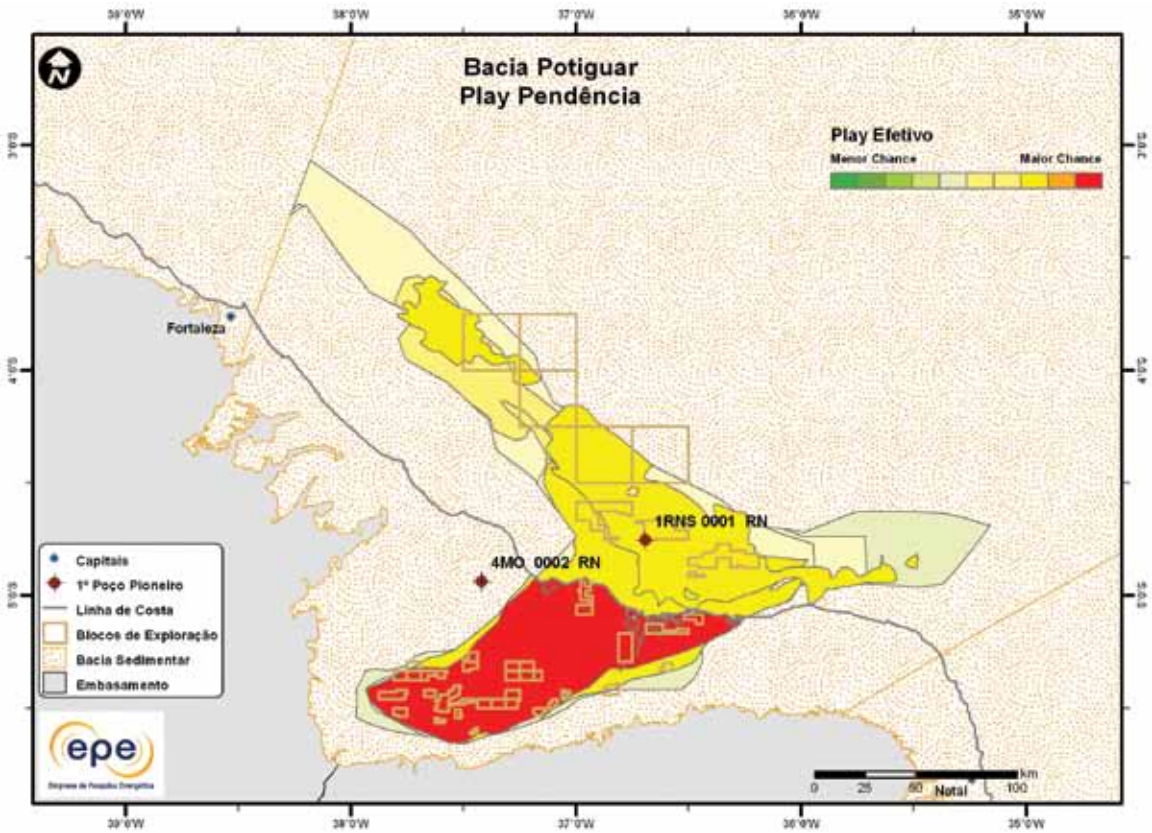


Figura 3.302 - Play efetivo Pendência da Bacia Potiguar.

Tabela 3.145 - Atributos do Play Pendência – Bacia Potiguar		
Play		
Carga	Situação Geográfica	
	Unidade Litoestratigráfica	
	Unidade Cronoestratigráfica	
	Migração	
Reservatório	Unidade Litoestratigráfica	
	Unidade Cronoestratigráfica	
	Profundidade Média (m)	
	Litologia / Contexto Depositional	
Trapa	Unidade Litoestratigráfica Selante	
	Unidade Cronoestratigráfica Selante	
	Tipo de Trapa	
	Litologia Selante	

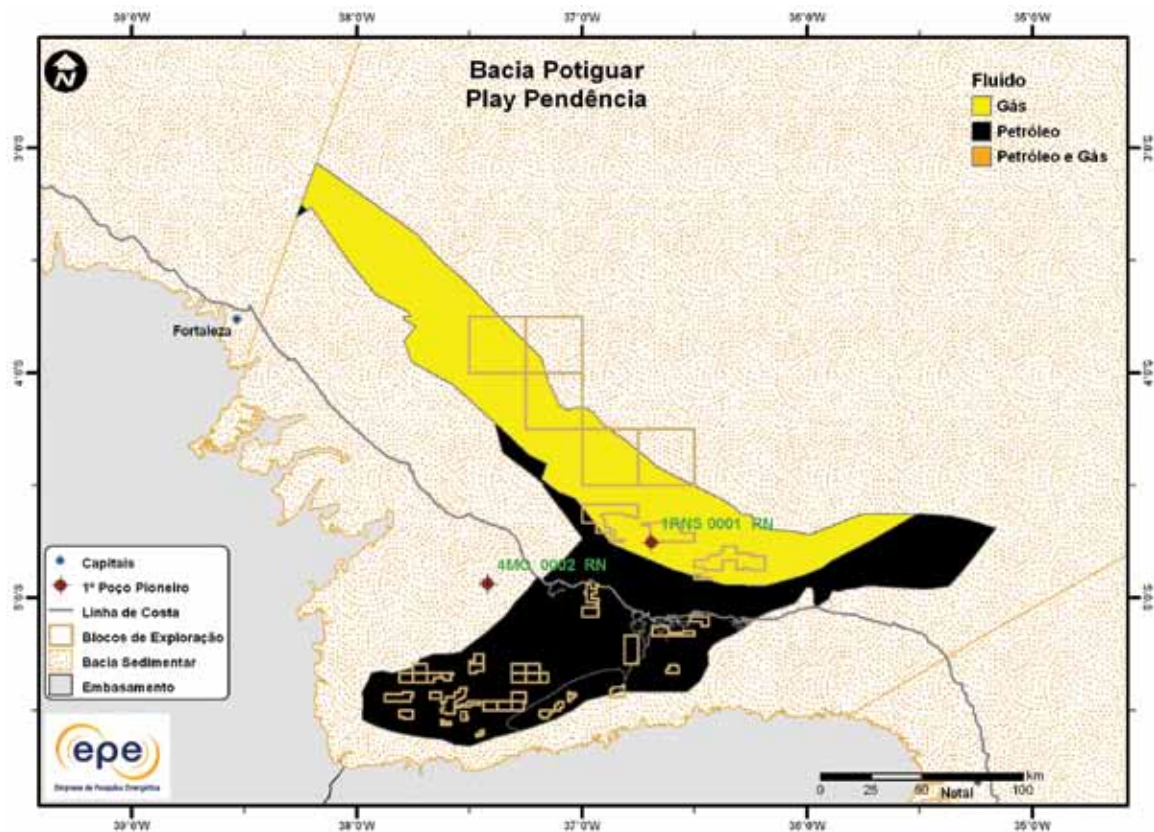


Figura 3.303 - Tipo de fluido com maior expectativa no *play* efetivo Pendência da Bacia Potiguar.

3.1.22 Bacia do Recôncavo

• Síntese da Bacia

Apresenta-se na Figura 3.304 o mapa de localização da bacia sedimentar e efetiva (abordagem de representação geográfica) do Recôncavo e, na Tabela 3.146, suas principais características geológicas. A área efetiva abrange praticamente toda a área da bacia sedimentar. Os principais reservatórios e o principal gerador de cada *play* exploratório estão indicados na carta estratigráfica (Figura 3.305) e na seção geológica (Figura 3.306).

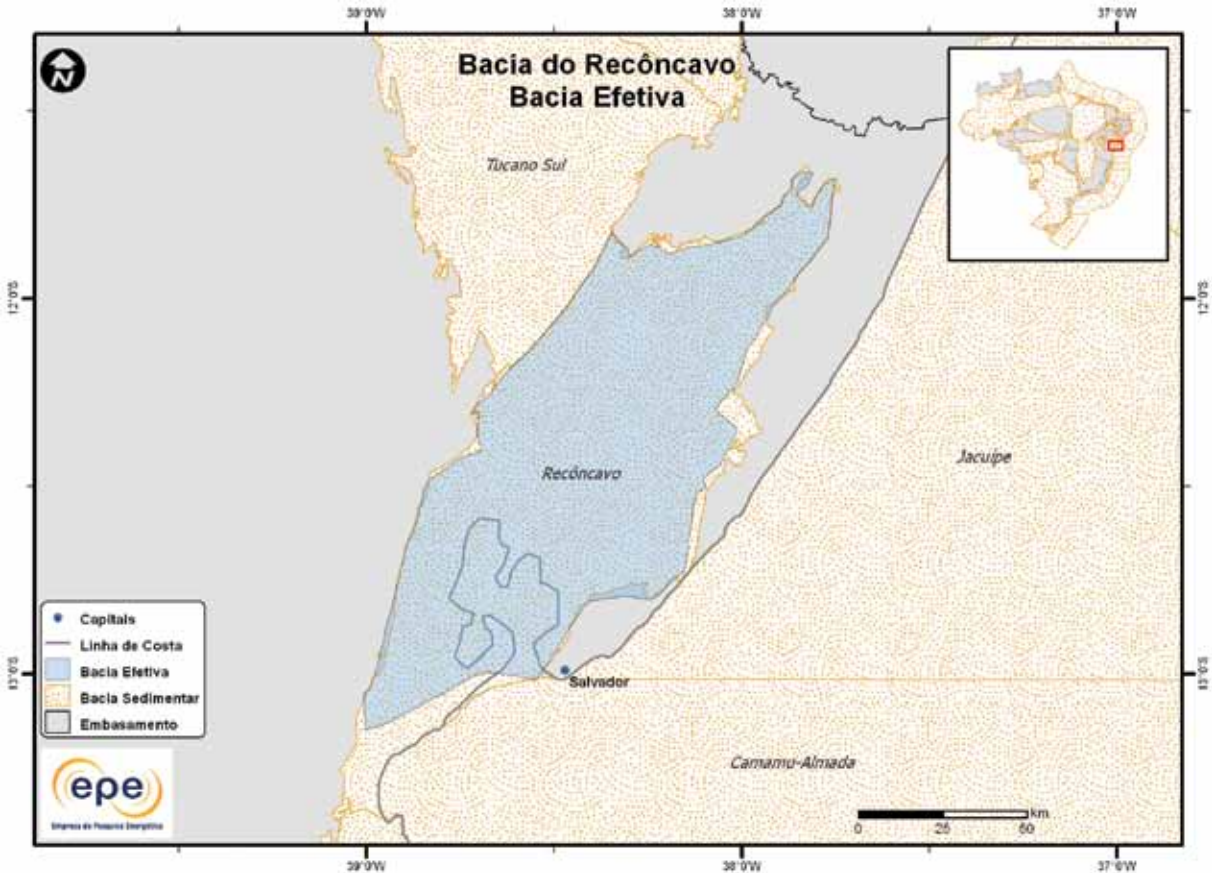


Figura 3.304 - Bacia efetiva do Recôncavo.

Tabela 3.146 - Informações Geológicas da Bacia do Recôncavo		
Situação Geográfica		terra
Área Sedimentar (km²)		10.397
Área da Bacia efetiva (km²)		9.652
Maturidade Exploratória		Madura
Sistema Petrolífero Principal		Candeias-Sergi (!)
Plays Exploratórios	Nome do Play	Principal Reservatório
1	Salvador	Formação Salvador (Membro Sesmaria)
2	Ilhas	Formação Pojuca
3	Candeias	Formação Candeias
4	Brotas-Santo Amaro	Formação Sergi
Recursos Não Convencionais		
Gás em Formações Fechadas		Folhelho Gaseífero

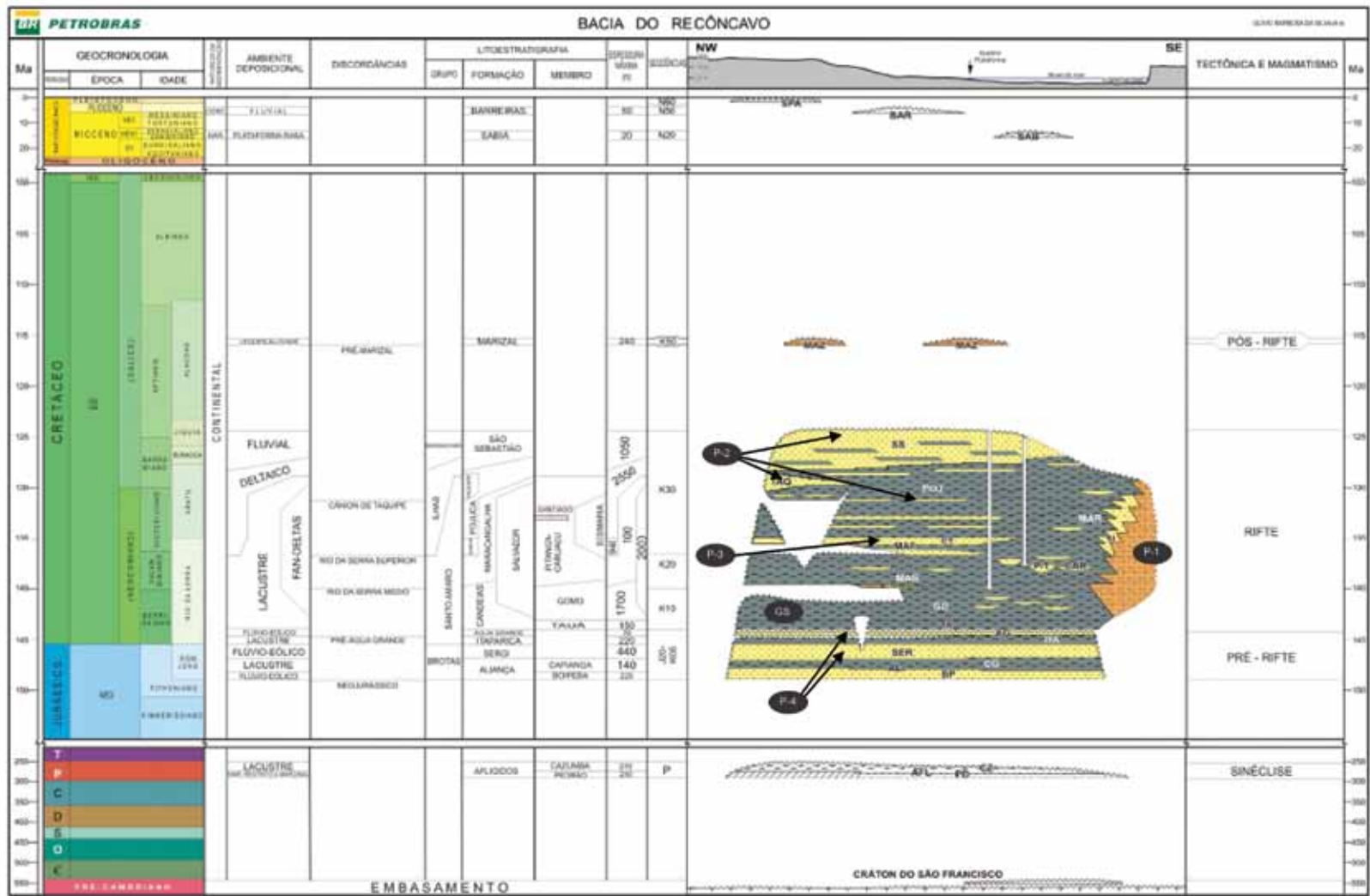


Figura 3.305 - Carta estratigráfica da Bacia do Recôncavo com indicação do gerador do sistema petrolífero principal (GS) e *plays* exploratórios (P).
Fonte: Modificado de Petrobras (2007).

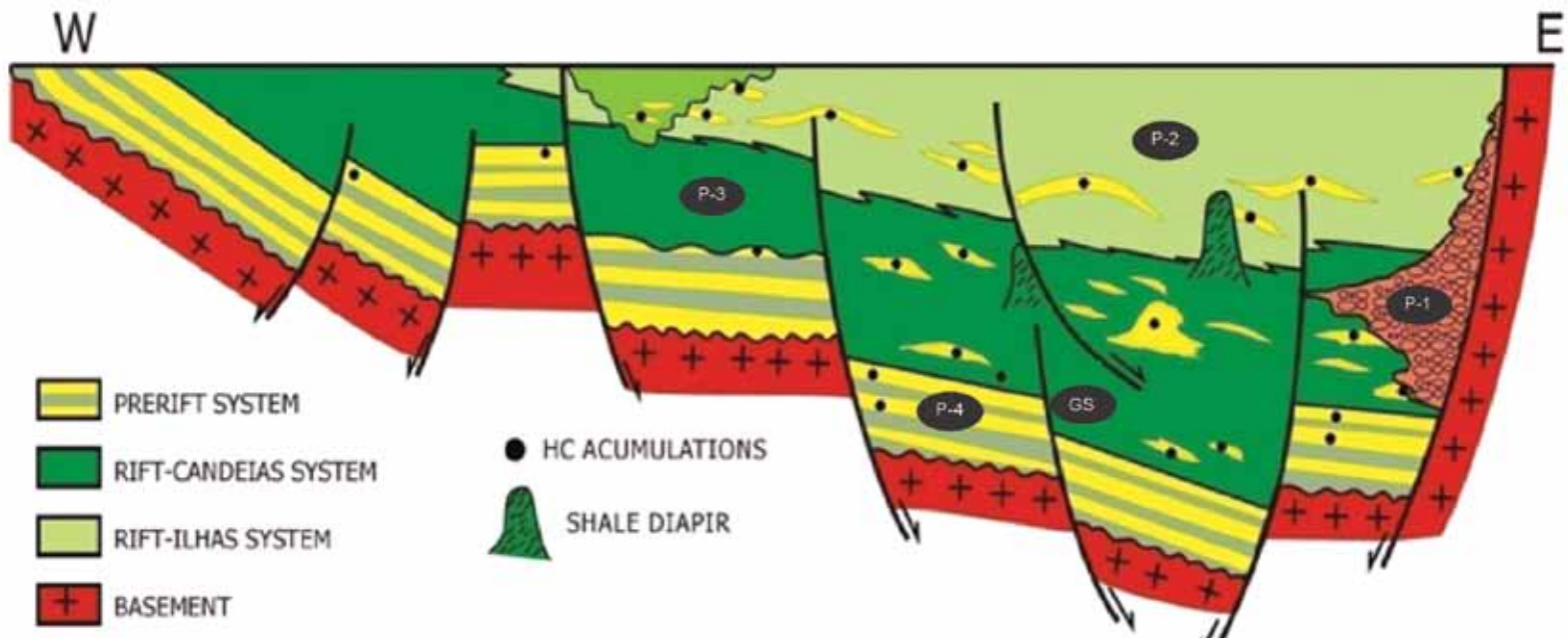


Figura 3.306 - Seção geológica da Bacia do Recôncavo com indicação do gerador do sistema petrolífero principal (GS) e *plays* exploratórios (P).
Fonte: Modificado de Braga *et al.* (1989) apud ANP (2009c).

• Principais Atividades do Setor de Petróleo e Gás na Bacia

Na Figura 3.307, apresenta-se a localização da cobertura dos levantamentos sísmicos e poços pioneiros, além dos diversos campos em produção, áreas em avaliação, última descoberta comercial e blocos exploratórios sob concessão. A Tabela 3.147 apresenta, resumidamente, informações sobre os poços exploratórios, campos e descobertas, além dos volumes da produção acumulada.

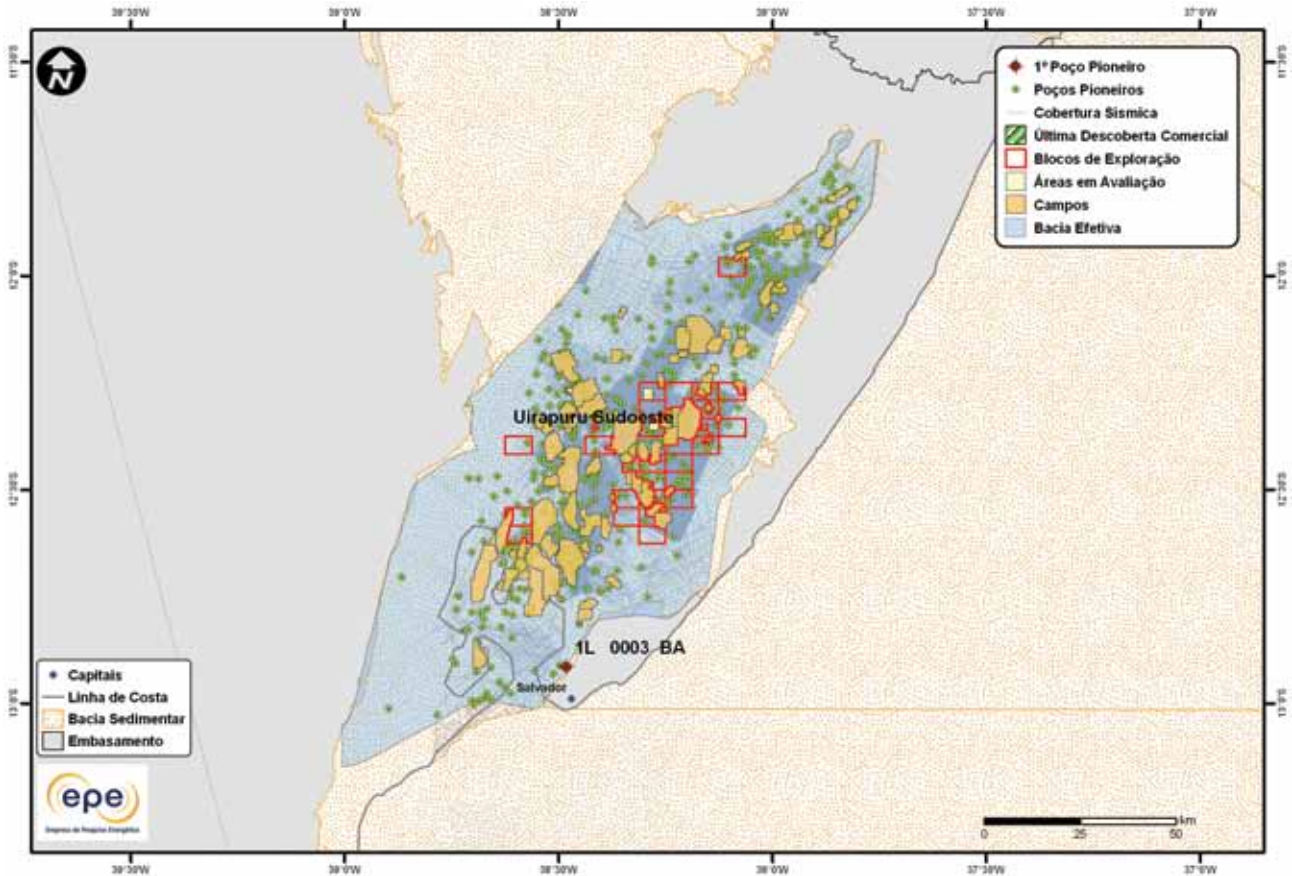


Figura 3.307 - Atividades de E&P na Bacia do Recôncavo.

Tabela 3.147 - Resumo de Atividades de E&P – Bacia do Recôncavo			
Poços Exploratórios	Situação Geográfica		terra
	Perfurados		1.150
	1º Poço Pioneiro (ano)		1L0003 BA (1939)
	Último Poço Pioneiro (ano)		1IMET2BA (2011)
	Profundidade Máxima Perfurada (m)		5.032
	Maior Lâmina D'água (m)		0
	Índice de Sucesso Geológico de Poços Pioneiros (%)		32
Campos	Petróleo		58
	Gás Não Associado		16
	Petróleo e Gás		10
	Em Avaliação		3
Descobertas	1ª Descoberta Comercial (ano)		Lobato (1939)
	Última Descoberta Comercial (ano)		Uirapuru Sudoeste (2010)
	Ano de Início		1942
Produção	Acumulada	Petróleo (MM bbl)	1.469,07
		Gás Associado (MM m³)	48.818,57
		Gás Não Associado (MM m³)	18.661,63

• Infraestrutura de Abastecimento da Bacia

A Bacia do Recôncavo, a primeira bacia produtora do Brasil, possui duas refinarias instaladas: a Refinaria Landulpho Alves (RLAM), com capacidade de processar 51.350 m³/dia de petróleo, e a DAX Oil, com apenas 275 m³/dia. No Polo Industrial de Camaçari, encontra-se instalada uma Central Petroquímica da BRASKEN, que produz uma gama diversificada de produtos, que abastecem muitas outras empresas também instaladas no mesmo Polo (Figura 3.308). Diversos terminais instalados na região dão suporte ao funcionamento da RLAM e do Polo Industrial de Camaçari.

A Bacia do Recôncavo possui uma extensa rede de oleodutos e gasodutos, interligando os campos de produção da região aos terminais de estocagem de petróleo e às UPGNs onde o gás natural é processado. A Figura 3.309 mostra a rede de dutos existente, assim como as UPGNs instaladas (Candeias: 2,9 MM m³/dia; São Francisco: 6 MM m³/dia; Catu: 1,9 MM m³/dia; e 3 Bahia: 2,5 MM m³/dia)

Na Bacia do Recôncavo é onde ocorre a conexão do GASENE com o GASEB, interligando assim as malhas de gasodutos do Sudeste com as do Nordeste, o que trouxe uma maior confiabilidade ao sistema de fornecimento de Gás Natural no país.

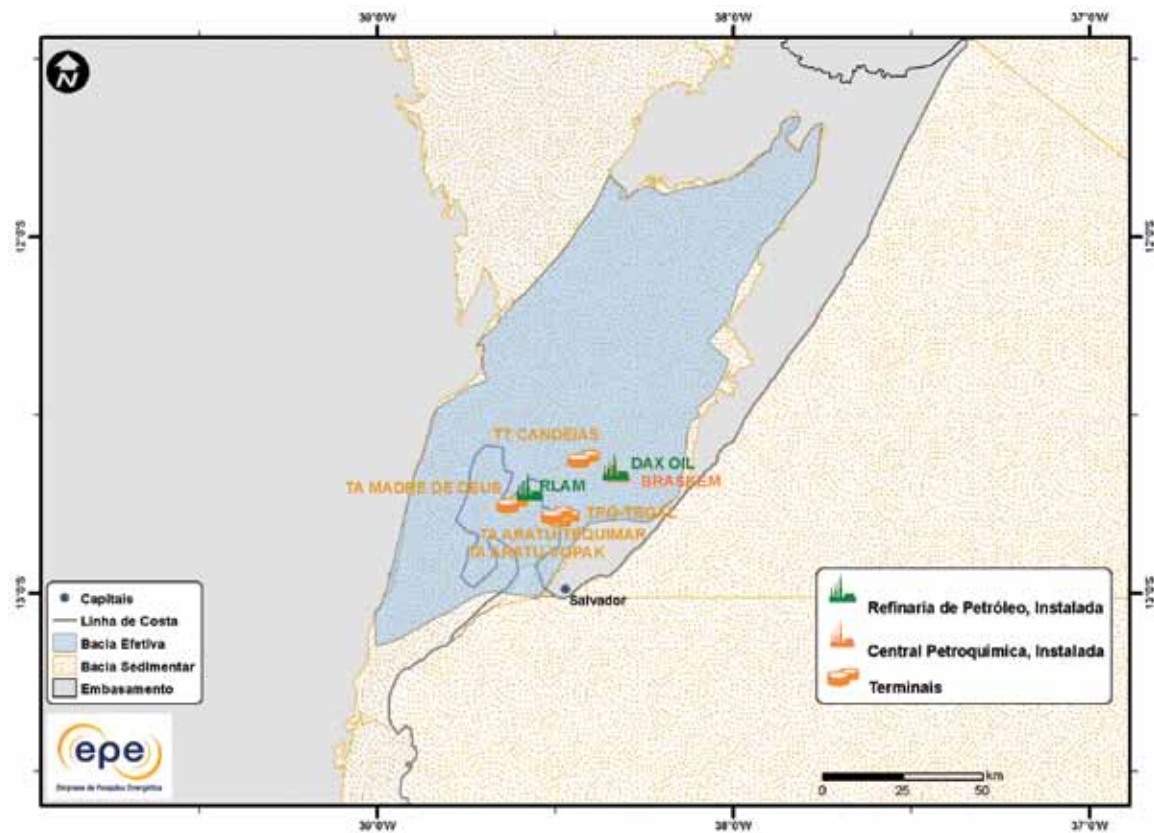


Figura 3.308 - Infraestrutura de abastecimento da Bacia do Recôncavo: refinarias e terminais.



- **Análise da Bacia em *Plays* Exploratórios**

A Figura 3.310 apresenta o mapa da bacia efetiva do Recôncavo, segundo a abordagem de representação probabilística, com indicação das chances de descobertas de hidrocarboneto. Toda a área efetiva tem elevadas chances de descobertas. Percebe-se que a região central-leste apresenta maior chance de descoberta em relação ao restante da bacia. A Tabela 3.148 apresenta a correspondência dos *plays* com os *superplays*.

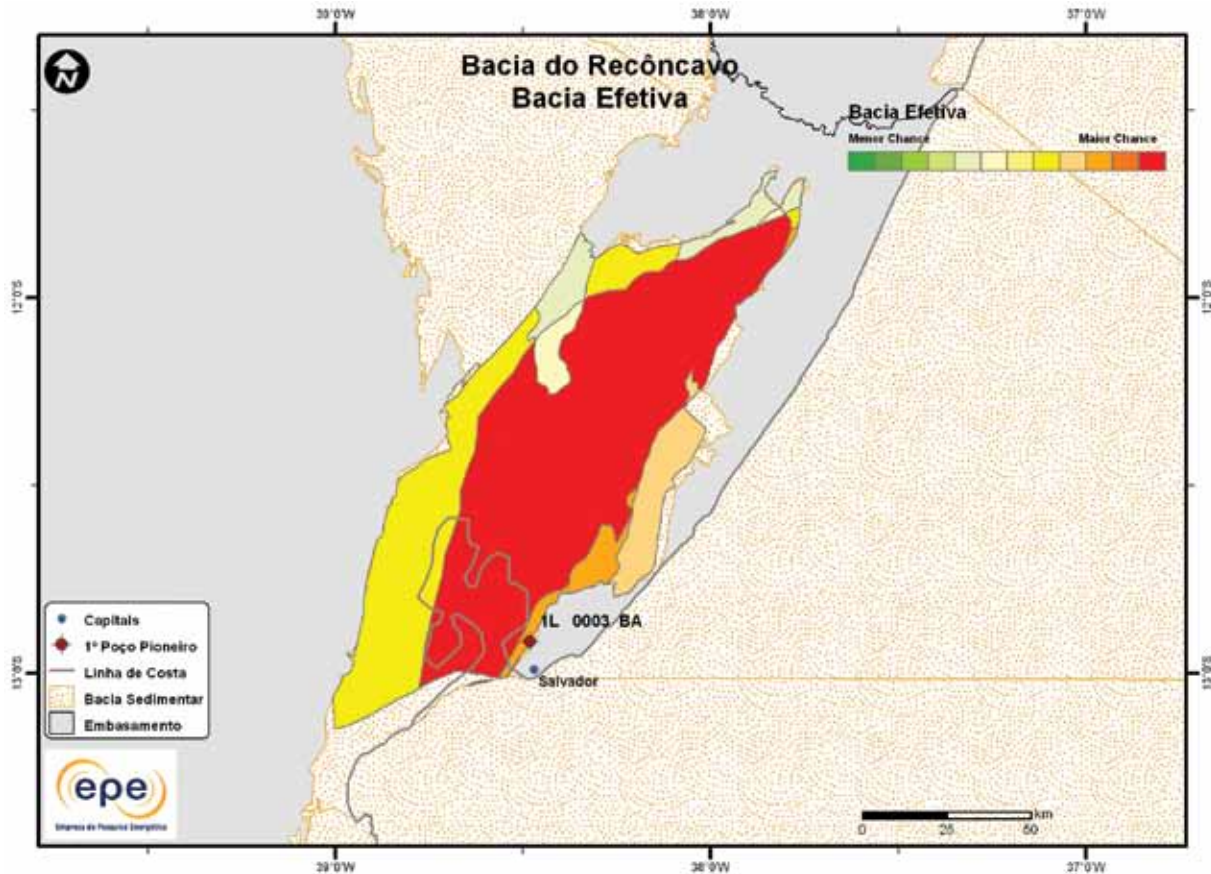


Figura 3.310 - Mapa da bacia efetiva do Recôncavo com indicação das chances de descobertas.

Tabela 3.148 - <i>Plays</i> da Bacia do Recôncavo		
Nome do <i>Play</i>	Status Exploratório	<i>Superplay</i>
Salvador	Estabelecido	SuperPlay 3 – Cretáceo Inferior_Continental
Ilhas	Estabelecido	SuperPlay 3 – Cretáceo Inferior_Continental
Candeias	Estabelecido	SuperPlay 3 – Cretáceo Inferior_Continental
Brotas-Santo Amaro	Estabelecido	SuperPlay 3 – Cretáceo Inferior_Continental

3.1.22.1 Play Salvador

A Figura 3.311 apresenta o mapa do *play* efetivo Salvador, com as chances de descobertas de hidrocarboneto. Este *play* se concentra na borda leste da bacia e apresenta elevadas chances de descobertas. Os atributos referentes a esse *play* estão sumarizados na Tabela 3.149.

A Figura 3.312 apresenta o mapa da expectativa de fluido para o *play* Salvador. A maior expectativa é de petróleo e gás natural, caso ocorra descoberta de hidrocarboneto. Sendo petróleo, espera-se a ocorrência de petróleo leve.

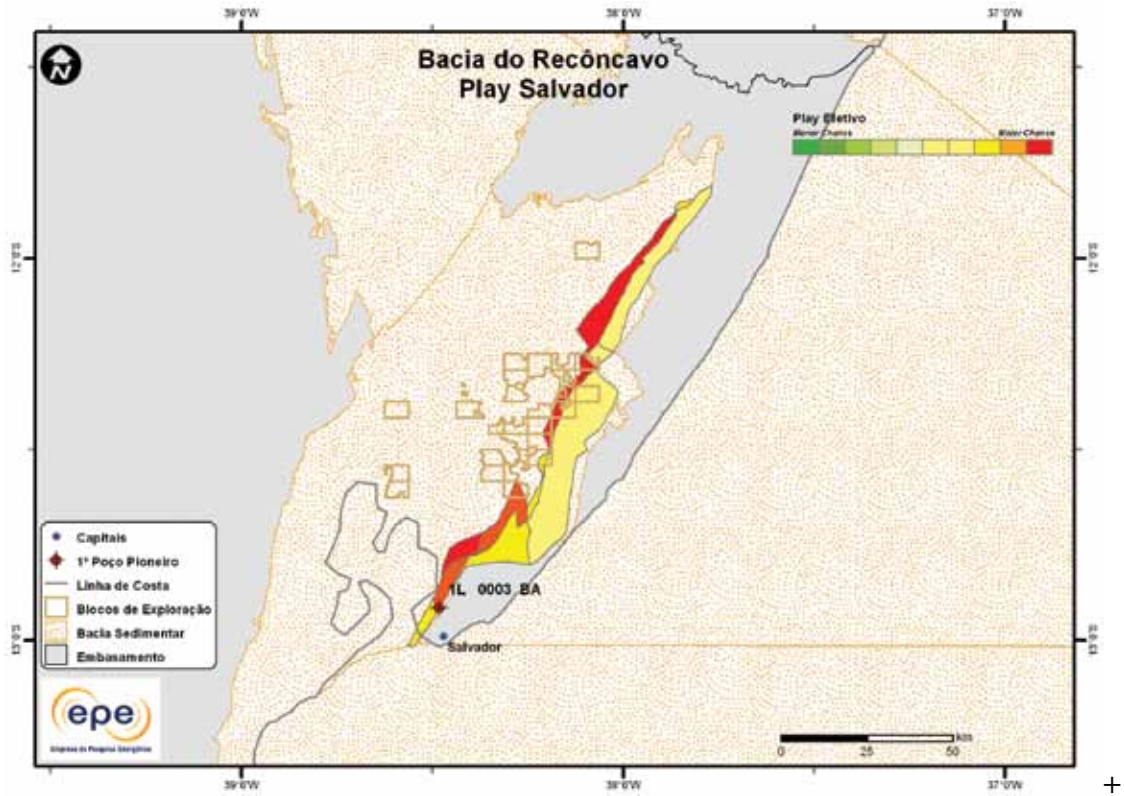


Figura 3.311 - Play efetivo Salvador da Bacia do Recôncavo.

Tabela 3.149 - Atributos do Play Salvador – Bacia do Recôncavo		
Play		Salvador
Situação Geográfica		terra
Carga	Unidade Litoestratigráfica	Formação Candeias (Membros Gomo e Tauá)
	Unidade Cronoestratigráfica	Cretáceo Inferior (Berriasiano)
	Migração	falhas normais a pequenas distâncias
Reservatório	Unidade Litoestratigráfica	Formações Salvador (Membro Sesmaria)
	Unidade Cronoestratigráfica	Cretáceo Inferior
	Profundidade Média (m)	3.000
	Litologia / Contexto Depositional	conglomerado e arenito
Trapa	Unidade Litoestratigráfica Selante	Grupos Santo Amaro e Ilhas
	Unidade Cronoestratigráfica Selante	Cretáceo Inferior
	Tipo de Trapa	estratigráfica e mista
	Litologia Selante	folhelho

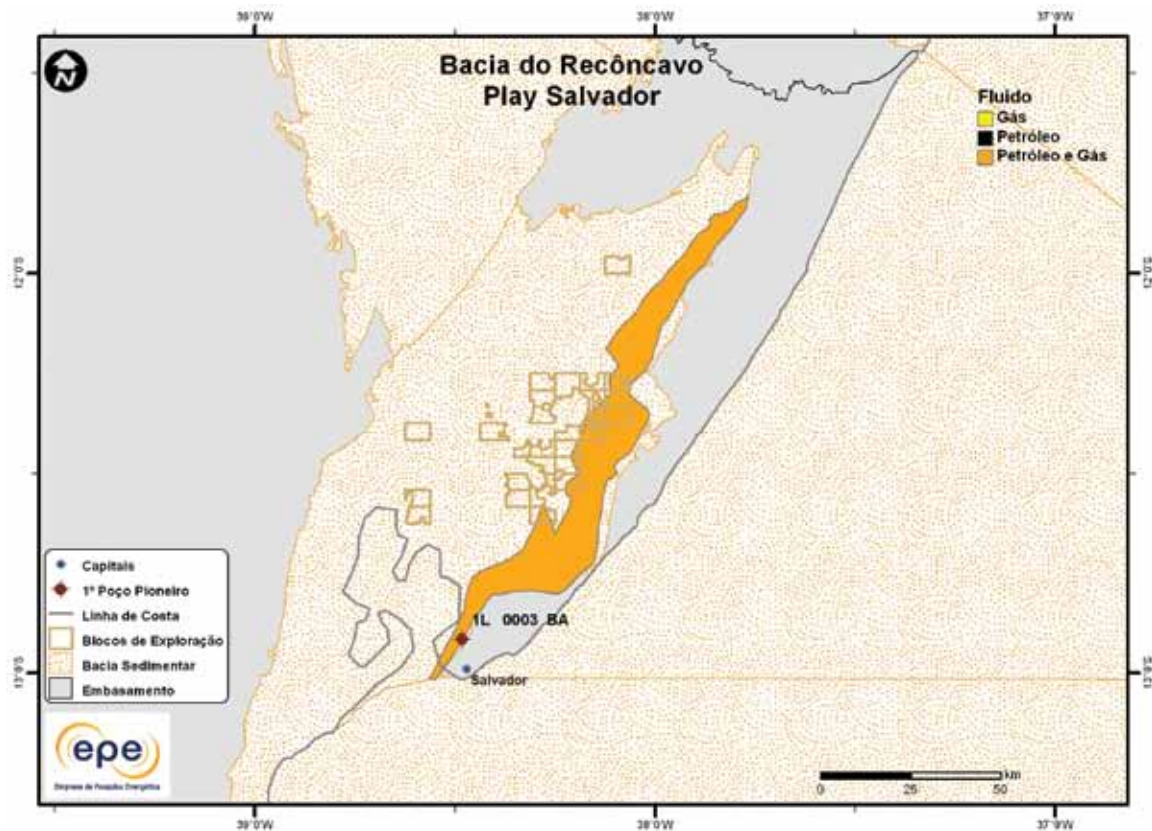


Figura 3.312 - Tipo de fluido com maior expectativa no *play* efetivo Salvador da Bacia do Recôncavo.

3.1.22.2 *Play* Ilhas

A Figura 3.313 apresenta o mapa do *play* efetivo Ilhas, com as chances de descobertas de hidrocarboneto. Este *play* abrange a parte central-leste da bacia, com altas chances de descobertas. Os atributos referentes a esse *play* estão sumarizados na Tabela 3.150.

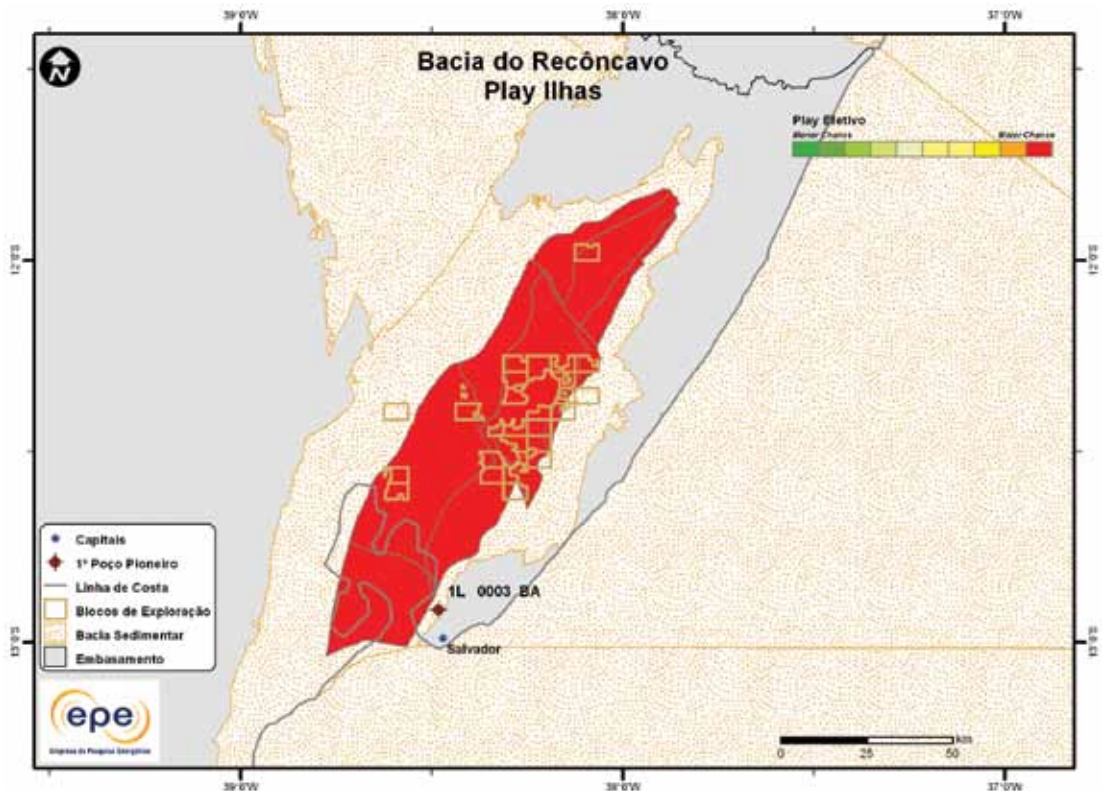


Figura 3.313 - *Play* efetivo Ilhas da Bacia do Recôncavo.

Tabela 3.150 - Atributos do <i>Play</i> Ilhas – Bacia do Recôncavo		
<i>Play</i>		Ilhas
Situação Geográfica		terra
Carga	Unidade Litoestratigráfica	Formação Candeias (Membro Gomo)
	Unidade Cronoestratigráfica	Cretáceo Inferior (Berriasiano)
	Migração	falhas lítricas
Reservatório	Unidade Litoestratigráfica	Formações Pojuca, Taquipe, Marfim e São Sebastião
	Unidade Cronoestratigráfica	Cretáceo Inferior
	Profundidade Média (m)	2.500
	Litologia / Contexto Depositional	arenito / turbidito deltaico
Trapa	Unidade Litoestratigráfica Selante	Grupos Santo Amaro e Ilhas
	Unidade Cronoestratigráfica Selante	Cretáceo Inferior
	Tipo de Trapa	estratigráfica, estrutural e mista
	Litologia Selante	folhelho

A Figura 3.314 apresenta o mapa da expectativa de fluido para o *play* Ilhas. A maior expectativa é de petróleo e gás natural, caso ocorra descoberta de hidrocarboneto. Sendo petróleo, espera-se a ocorrência de petróleo leve.

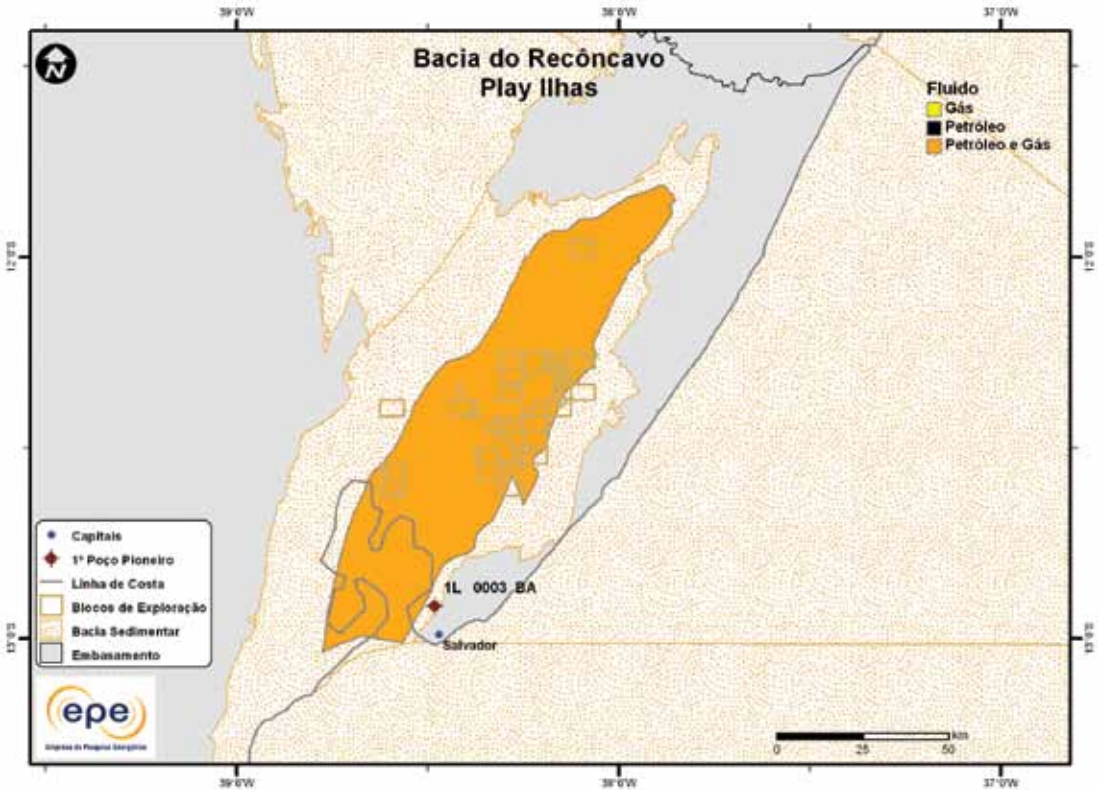


Figura 3.314 - Tipo de fluido com maior expectativa no *play* efetivo Ilhas da Bacia do Recôncavo.

3.1.22.3 Play Candeias

A Figura 3.315 apresenta o mapa do *play* efetivo Candeias, com as chances de descobertas de hidrocarboneto. Assim como o *play* Ilhas, este apresenta elevada chance de descoberta em toda a sua extensão. Os atributos referentes a esse *play* estão sumarizados na Tabela 3.151.

A Figura 3.316 apresenta o mapa da expectativa de fluido para o *play* Candeias. A maior expectativa é de petróleo e gás natural, caso ocorra descoberta de hidrocarboneto. Sendo petróleo, espera-se a ocorrência de petróleo leve.

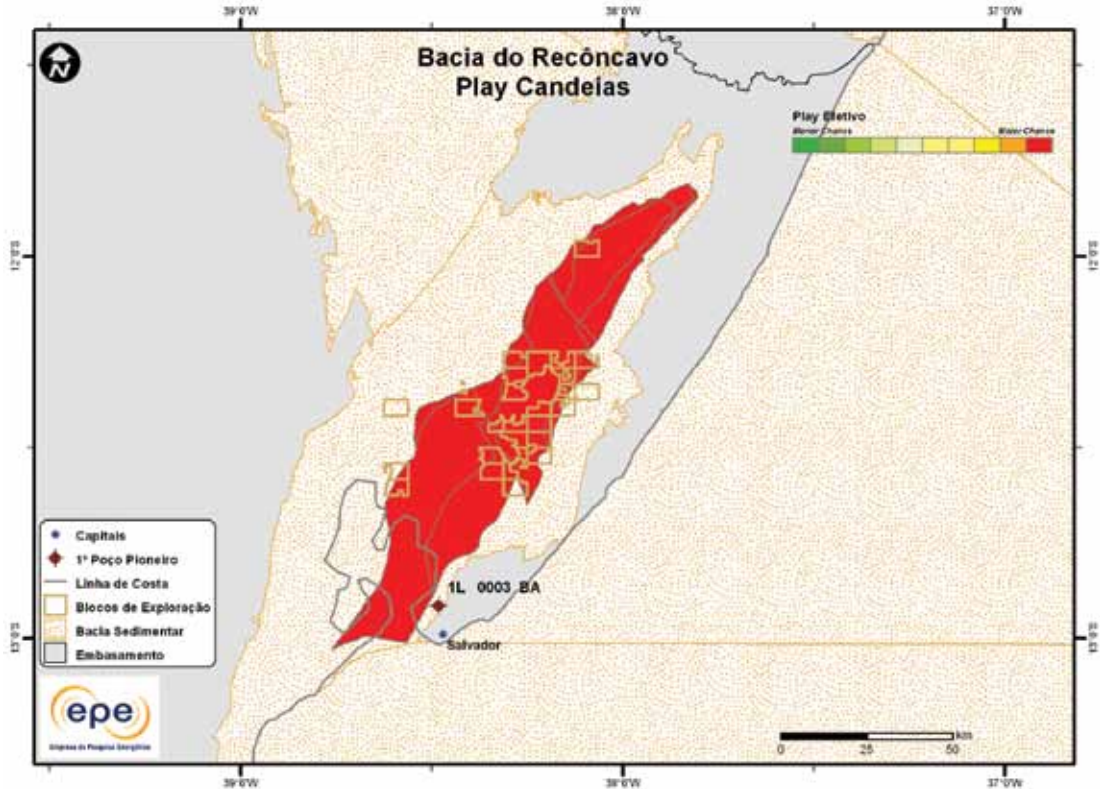


Figura 3.315 - Play efetivo Candeias da Bacia do Recôncavo.

Tabela 3.151 - Atributos do Play Candeias – Bacia do Recôncavo		
Play		Candeias
Carga	Situação Geográfica	terra
	Unidade Litoestratigráfica	Formação Candeias (Membro Gomo)
	Unidade Cronoestratigráfica	Cretáceo Inferior (Berriasiano)
Reservatório	Migração	falhas lítricas a pequenas distâncias
	Unidade Litoestratigráfica	Formações Candeias, Maracangalha e Camadas Caruaçu
	Unidade Cronoestratigráfica	Cretáceo Inferior
	Profundidade Média (m)	4.000
Trapa	Litologia / Contexto Depositional	arenito / fluvial, aluvial e eólico
	Unidade Litoestratigráfica Selante	Grupos Santo Amaro e Ilhas
	Unidade Cronoestratigráfica Selante	Cretáceo Inferior
	Tipo de Trapa	estratigráfica e mista
	Litologia Selante	folhelho

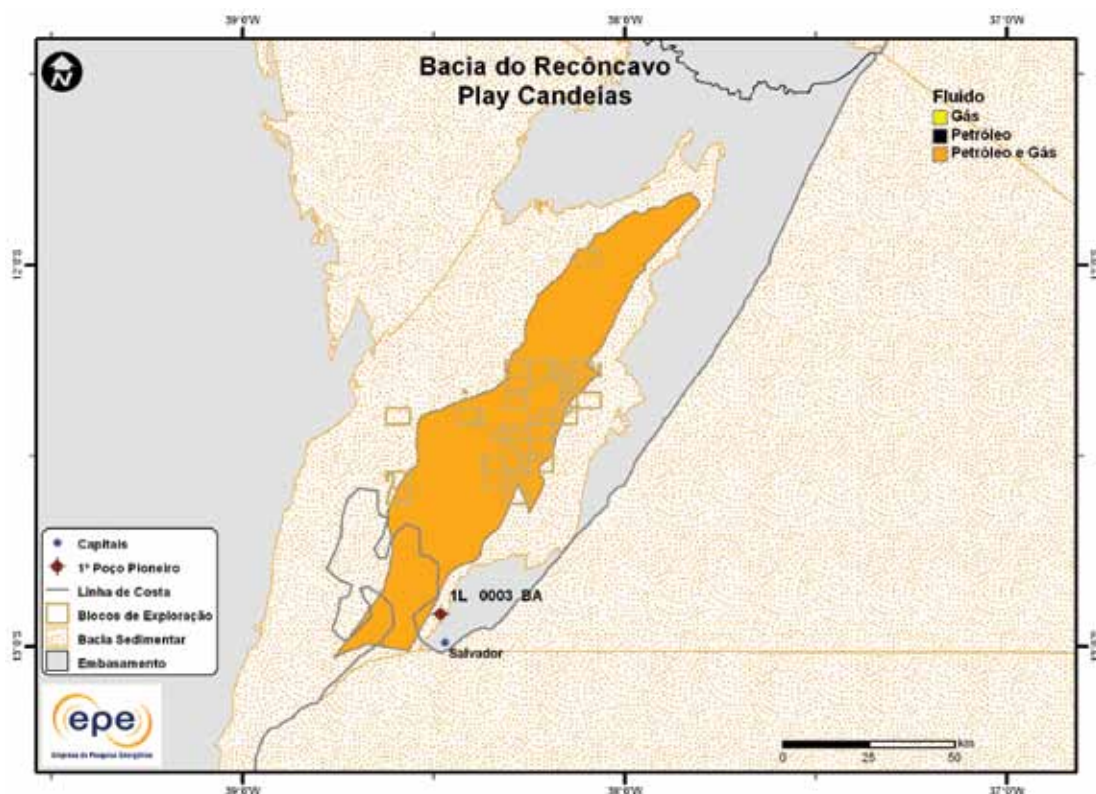


Figura 3.316 - Tipo de fluido com maior expectativa no *play* efetivo Candeias da Bacia do Recôncavo.

3.1.21.4 *Play* Brotas-Santo Amaro

A Figura 3.317 apresenta o mapa do *play* efetivo Brotas-Santo Amaro, com as chances de descobertas de hidrocarboneto. Este *play* ocupa praticamente toda a área da bacia sedimentar, com elevadas chances de descobertas. Os atributos referentes a esse *play* estão sumarizados na Tabela 3.152.

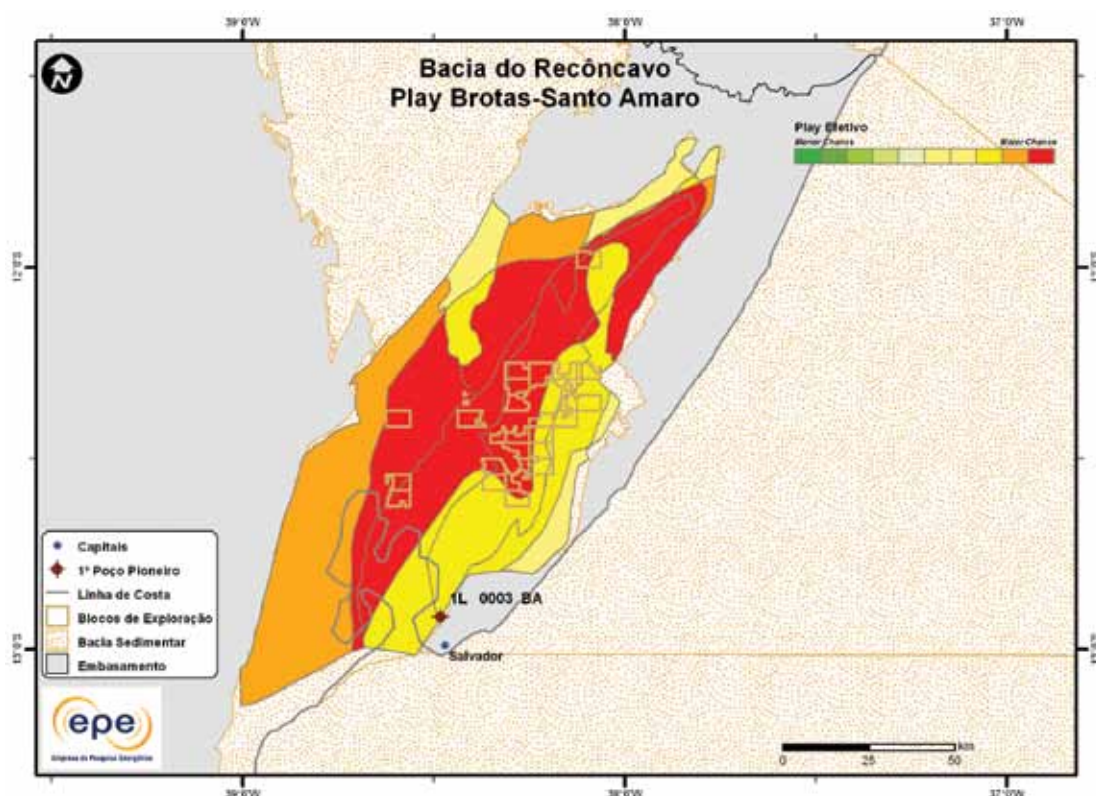


Figura 3.317 - *Play* efetivo Brotas-Santo Amaro da Bacia do Recôncavo.

Tabela 3.152 - Atributos do Play Brotas-Santo Amaro – Bacia do Recôncavo		
Play		Brotas-Santo Amaro
Situação Geográfica		terra
Carga	Unidade Litoestratigráfica	Formação Candeias (Membro Gomo)
	Unidade Cronoestratigráfica	Cretáceo Inferior (Berriasiano)
	Migração	direta e/ou falhas lístricas a pequenas distâncias
Reservatório	Unidade Litoestratigráfica	Formações Sergi, Água Grande, Aliança e Afogados
	Unidade Cronoestratigráfica	Permiano-Cretáceo Inferior
	Profundidade Média (m)	2.500
	Litologia / Contexto Depositional	arenito / fluvial e eólico
Trapa	Unidade Litoestratigráfica Selante	Grupos Brotas, Santo Amaro e Ilhas
	Unidade Cronoestratigráfica Selante	Jurássico-Cretáceo Inferior
	Tipo de Trapa	estratigráfica e estrutural
	Litologia Selante	folhelho

A Figura 3.318 apresenta o mapa da expectativa de fluido para o *play* Brotas-Santo Amaro. A maior expectativa é de petróleo ao longo da borda leste e petróleo e gás natural no restante do *play*, caso ocorra descoberta de hidrocarboneto. Sendo petróleo, espera-se a ocorrência de petróleo leve.

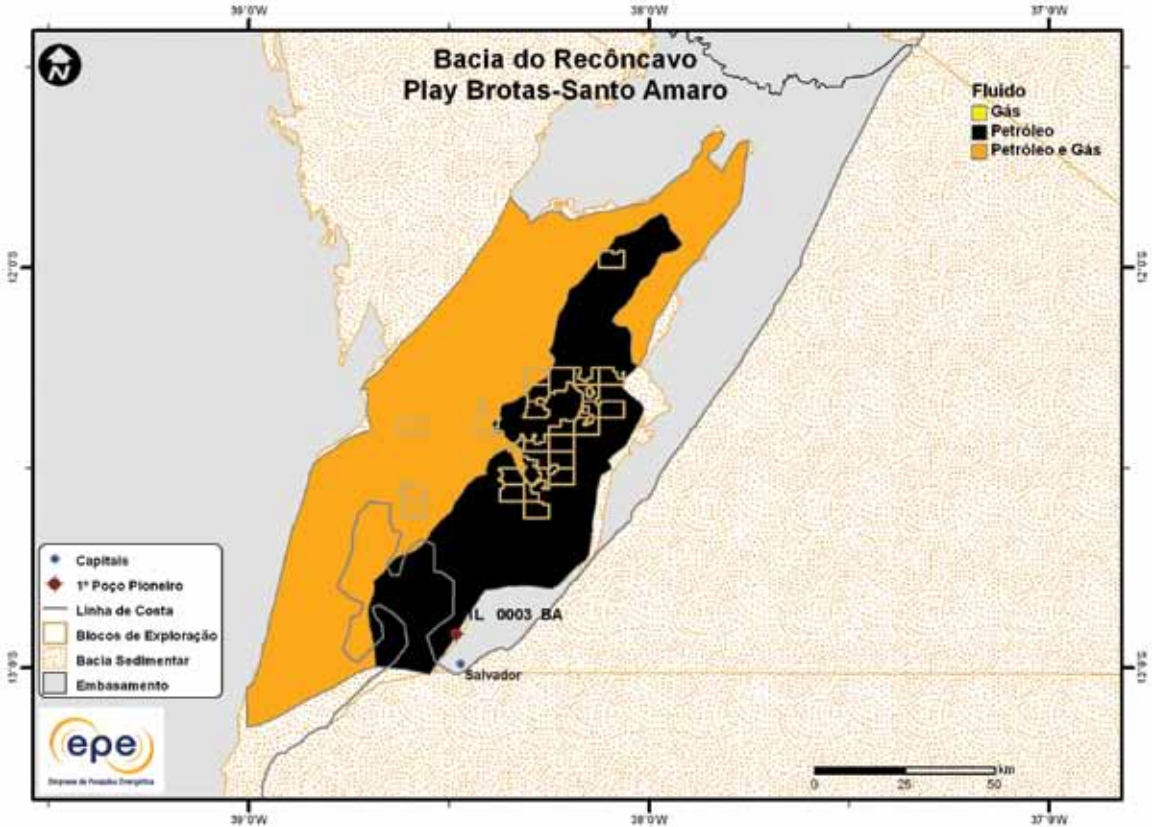


Figura 3.318 - Tipo de fluido com maior expectativa no *play* efetivo Brotas-Santo Amaro da Bacia do Recôncavo.

3.1.23 Bacia do Rio do Peixe

Síntese da Bacia

Apresenta-se na Figura 3.319 o mapa de localização da bacia sedimentar e efetiva (abordagem de representação geográfica) do Rio do Peixe e suas principais características geológicas, na Tabela 3.153. A área efetiva abrange grande parte da bacia sedimentar. Os principais reservatórios e o principal gerador de cada *play* exploratório estão indicados na carta estratigráfica (Figura 3.320) e na seção geológica (Figura 3.321).

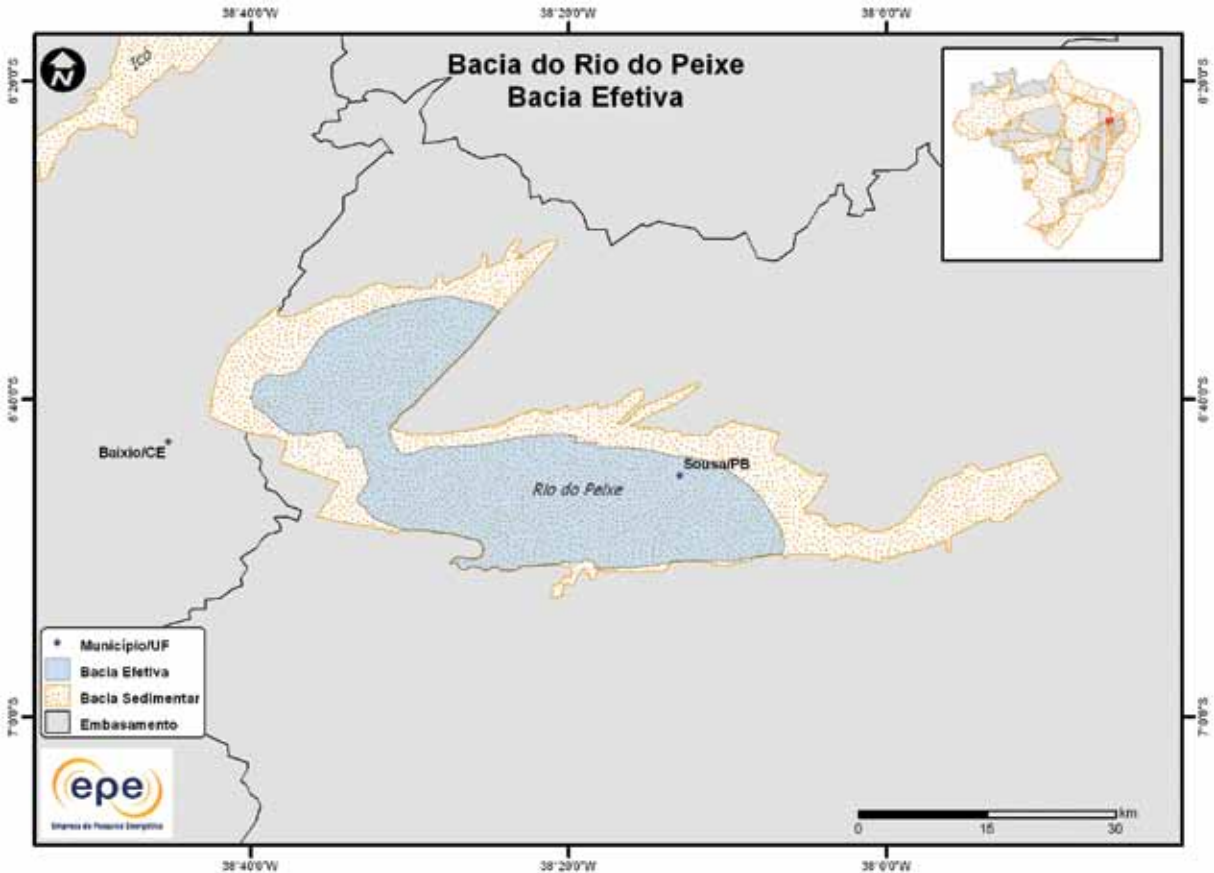


Figura 3.319 - Bacia efetiva do Rio do Peixe.

Tabela 3.153 - Informações Geológicas da Bacia do Rio do Peixe		
Situação Geográfica	terra	
Área Sedimentar (km²)	1.507	
Área da Bacia efetiva (km²)	869	
Maturidade Exploratória	Nova Fronteira	
Sistema Petrolífero Principal	Sousa –Antenor Navarro (?)	
Plays Exploratórios	Nome do Play	Principal Reservatório
1	Rio do Peixe	Formação Antenor Navarro

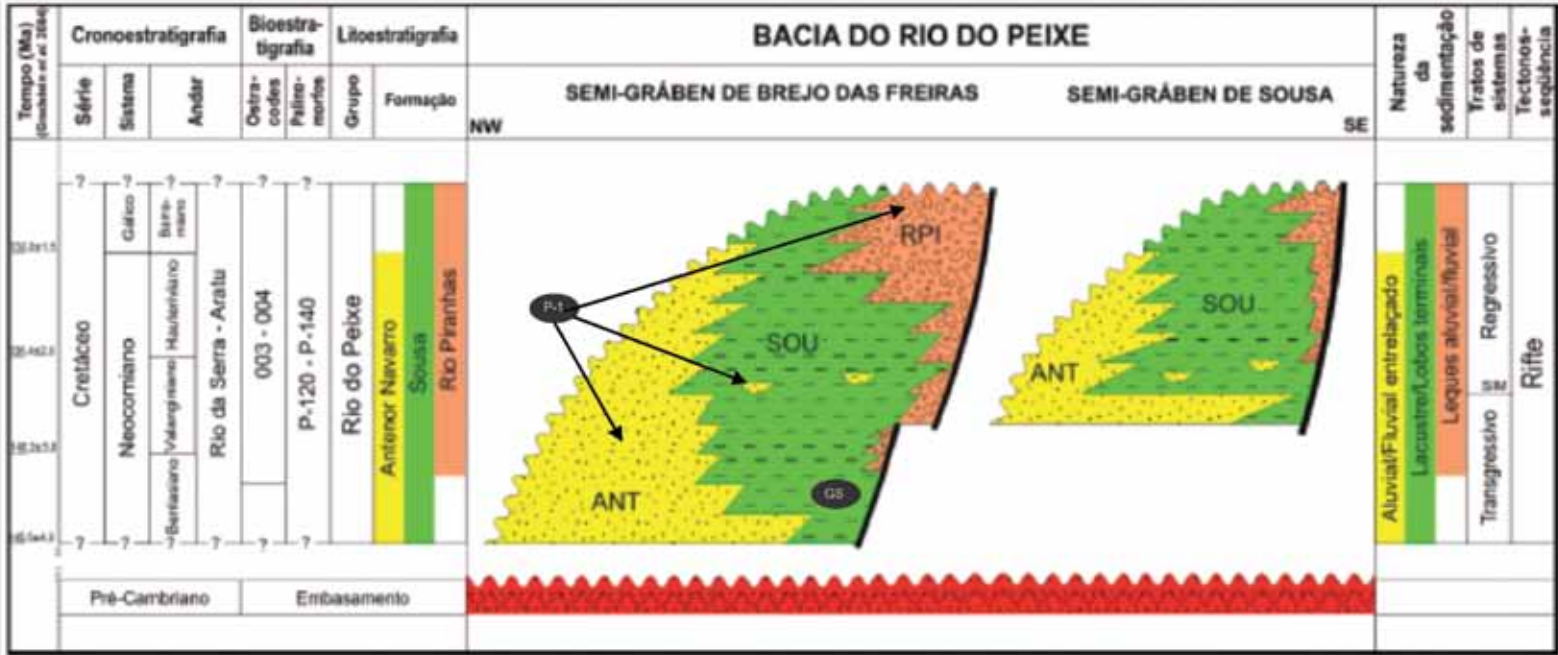


Figura 3.320 - Carta estratigráfica da Bacia do Rio do Peixe com indicação do gerador do sistema petrolífero principal (GS) e *p/ays* exploratórios (P).

Fonte: Modificado de Córdoba (2008).

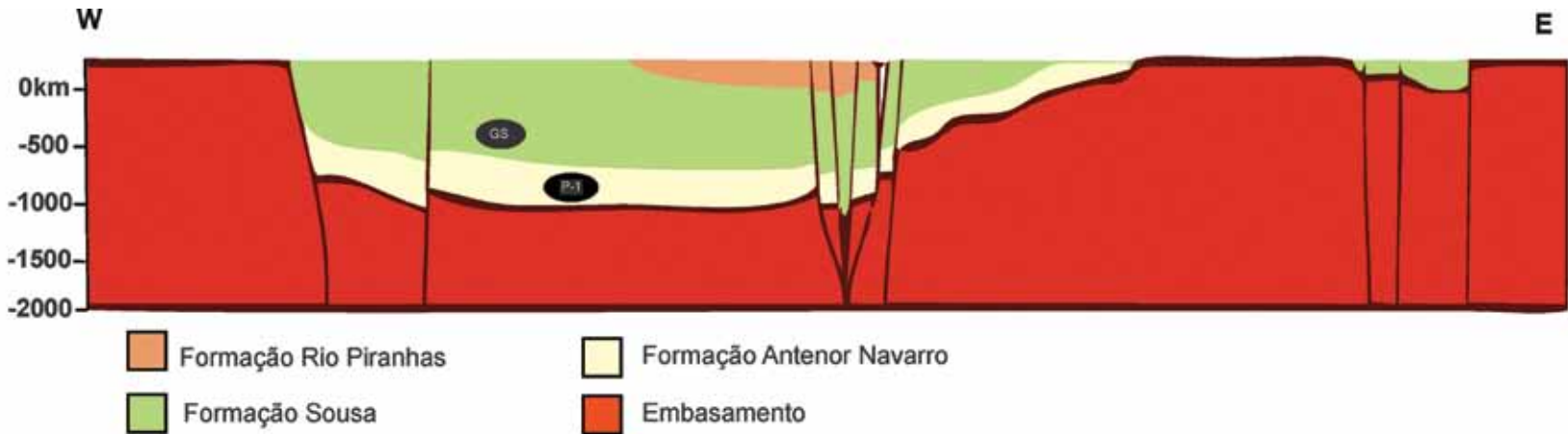


Figura 3.321 - Seção geológica da Bacia do Rio do Peixe com indicação do gerador do sistema petrolífero principal (GS) e *p/ay* exploratório (P).

Fonte: modificado de ANP (2007e).

• Principais Atividades do Setor de Petróleo e Gás na Bacia

Na Figura 3.322, apresenta-se a localização da escassa atividade de E&P realizada na bacia: cobertura dos levantamentos sísmicos, poços pioneiros e blocos exploratórios sob concessão.

A Tabela 3.154 apresenta, resumidamente, informações sobre os poços exploratórios.

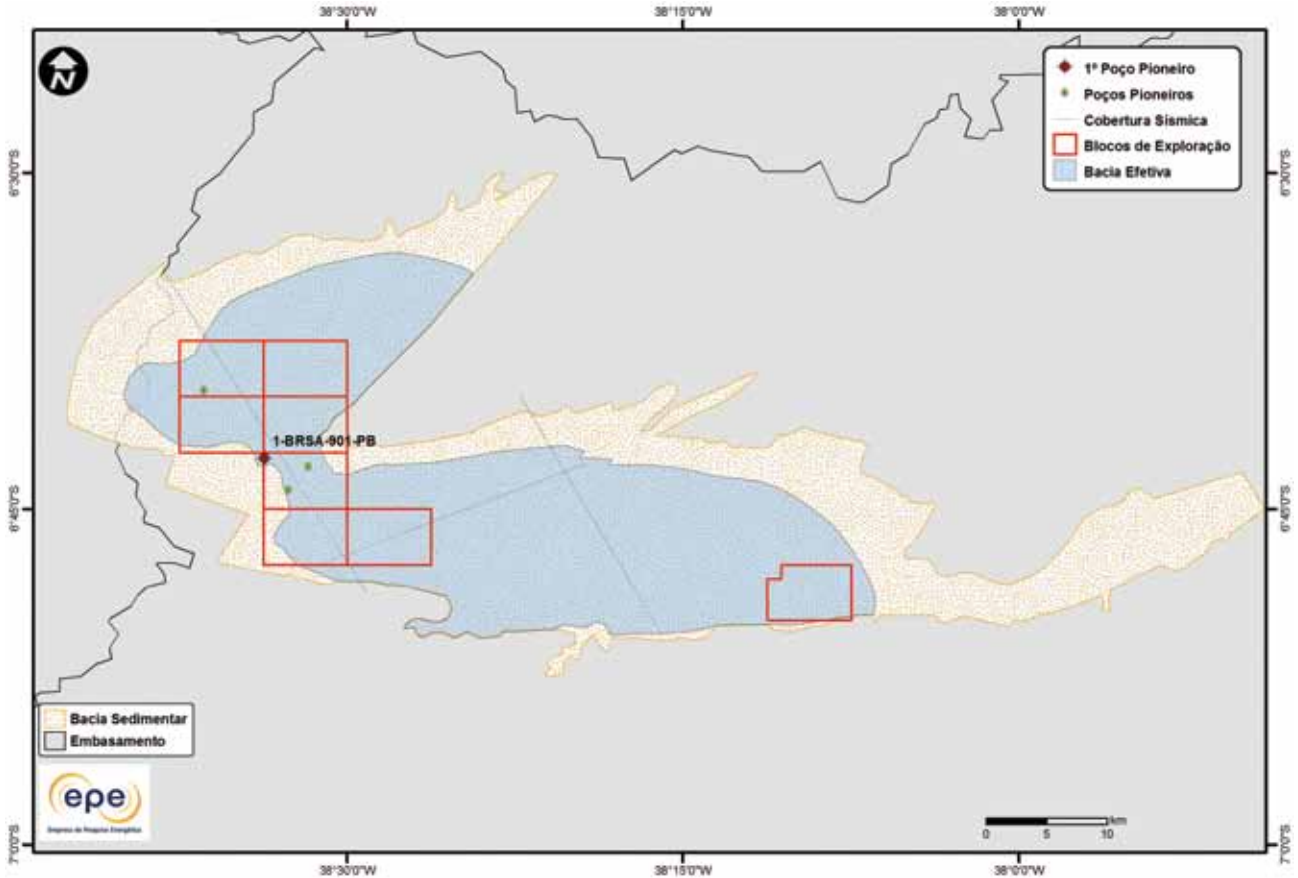


Figura 3.322 - Atividades de E&P na Bacia do Rio do Peixe.

Tabela 3.154 - Resumo de Atividades de E&P – Bacia do Rio do Peixe			
Poços Exploratórios		Situação Geográfica	
		terra	
Poços Exploratórios	Perfurados		5
	1º Poço Pioneiro (ano)		1BRSA901PB (2011)
	Último Poço Pioneiro (ano)		1BRSA919PB (2011)
	Profundidade Máxima Perfurada (m)		1.650
	Maior Lâmina D'água (m)		0
	Índice de Sucesso Geológico de Poços Pioneiros (%)		0
Campos	Petróleo		0
	Gás Não Associado		0
	Petróleo e Gás		0
	Em Avaliação		0
Descobertas	1ª Descoberta Comercial (ano)		-
	Última Descoberta Comercial (ano)		-
	Ano de Início		-
Produção	Acumulada	Petróleo (MM bbl)	0
		Gás Associado (MM m³)	0
		Gás Não Associado (MM m³)	0

- **Infraestrutura de Abastecimento da Bacia**

Não há, atualmente, infraestrutura de abastecimento (refinarias, terminais, UPGNs e dutos) com importância relevante para exploração na bacia, seja construída ou em projeto.

- **Análise da Bacia em *Plays* Exploratórios**

A Figura 3.323 apresenta o mapa da bacia efetiva do Rio do Peixe, segundo a abordagem de representação probabilística, com indicação de chance de descoberta de hidrocarboneto. Toda a área efetiva apresenta baixa chance de descoberta. A Tabela 3.155 apresenta a correspondência dos *plays* com os *superplays*.

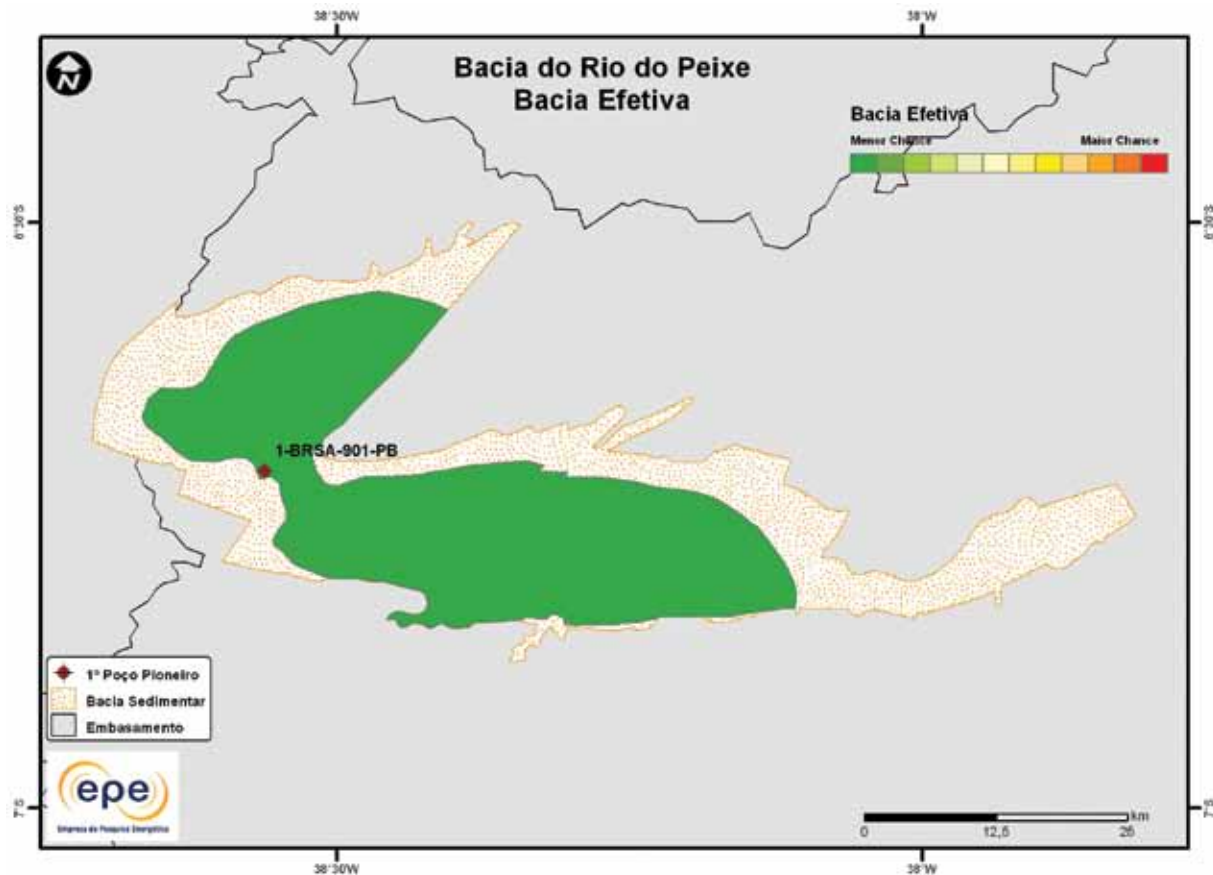


Figura 3.323 - Mapa da bacia efetiva do Rio do Peixe com indicação de chance de descoberta.

Tabela 3.155 - <i>Plays</i> da Bacia do Rio do Peixe		
Nome do <i>Play</i>	Status Exploratório	<i>Superplay</i>
Rio do Peixe	Fronteira	<i>SuperPlay</i> 3 – Cretáceo Inferior_Continental

3.1.23.1 Play Rio do Peixe

A Figura 3.224 apresenta o mapa do *play* efetivo Rio do Peixe, com indicação de baixa chance de descoberta de hidrocarboneto. Os atributos referentes a este *play* estão sumarizados na Tabela 3.156.

A Figura 3.325 apresenta o mapa da expectativa de fluido para o *play* Rio do Peixe. A maior expectativa é de petróleo, caso ocorra descoberta de hidrocarboneto. Sendo petróleo, espera-se a ocorrência de petróleo leve.

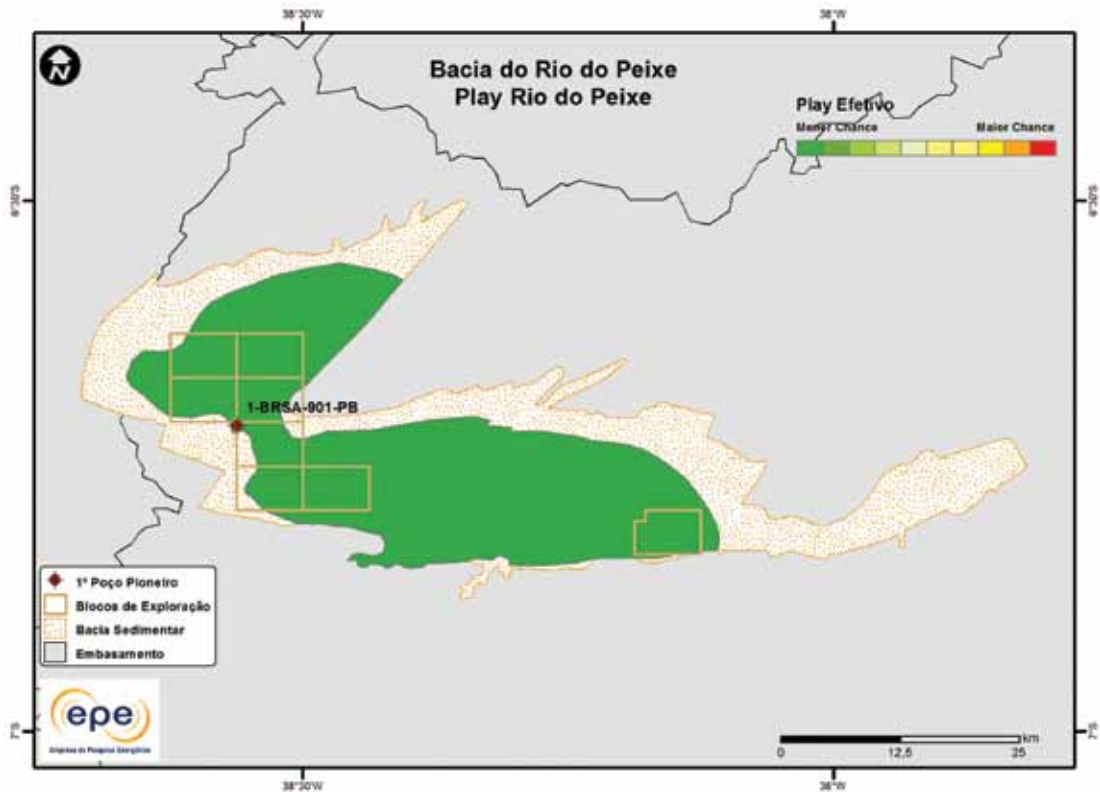


Figura 3.324 - Play efetivo Rio do Peixe da Bacia do Rio do Peixe.

Tabela 3.156 - Atributos do Play Rio do Peixe – Bacia do Rio do Peixe			
Play		Rio do Peixe	
Situação Geográfica		terra	
Carga	Unidade Litoestratigráfica	Formação Souza	
	Unidade Cronoestratigráfica	Cretáceo Inferior	
	Migração	falhas normais	
Reservatório	Unidade Litoestratigráfica	Formações Antenor Navarro, Sousa e Rio Piranhas	
	Unidade Cronoestratigráfica	Cretáceo Inferior	
	Profundidade Média (m)	800	
	Litologia / Contexto Depositional	arenito / fluvial	
Trapa	Unidade Litoestratigráfica Selante	Formações Antenor Navarro, Sousa e Rio Piranhas	
	Unidade Cronoestratigráfica Selante	Cretáceo Inferior	
	Tipo de Trapa	estrutural	
	Litologia Selante	folhelhos	

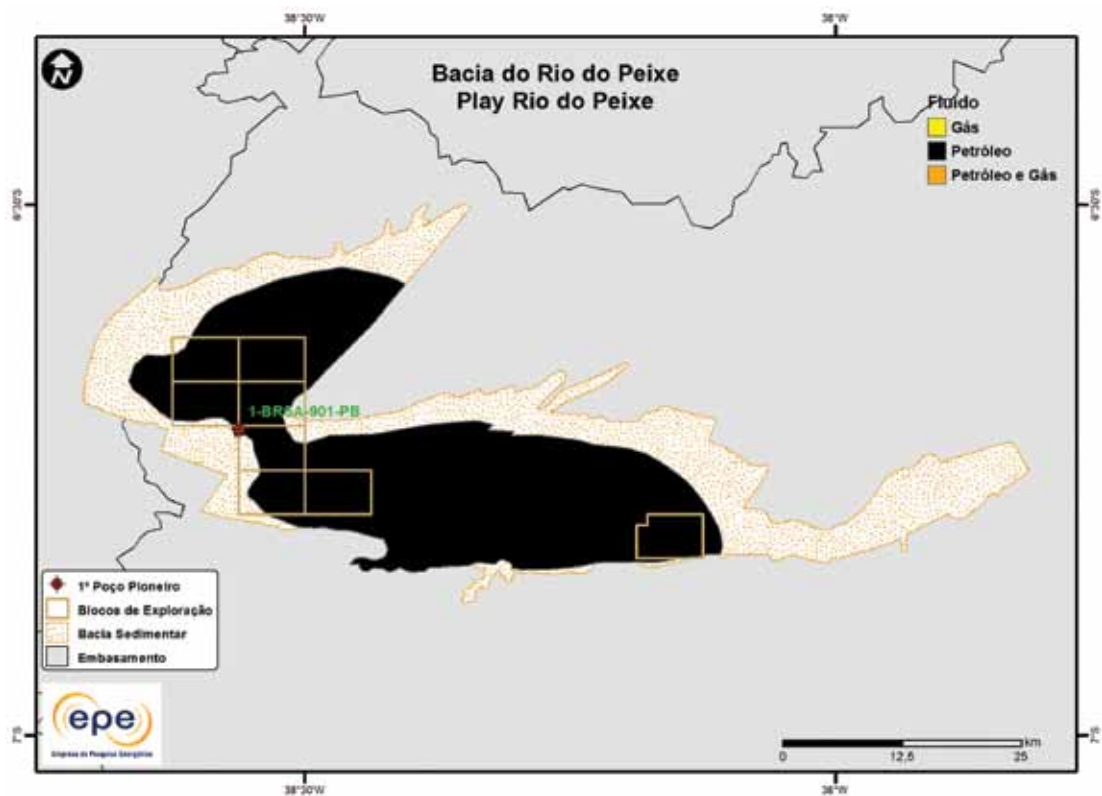


Figura 3.325 - Tipo de fluido com maior expectativa no *play* efetivo Rio do Peixe da Bacia do Rio do Peixe.

3.1.24 Bacia de Santos

• Síntese da Bacia

Apresenta-se na Figura 3.326 o mapa de localização da bacia sedimentar e efetiva (abordagem de representação geográfica) de Santos e, na Tabela 3.157, suas principais características geológicas. Nota-se que *plays* efetivos foram identificados na região central da bacia. Os principais reservatórios e o principal gerador de cada *play* exploratório estão indicados na carta estratigráfica (Figura 3.327) e na seção geológica (Figura 3.328).

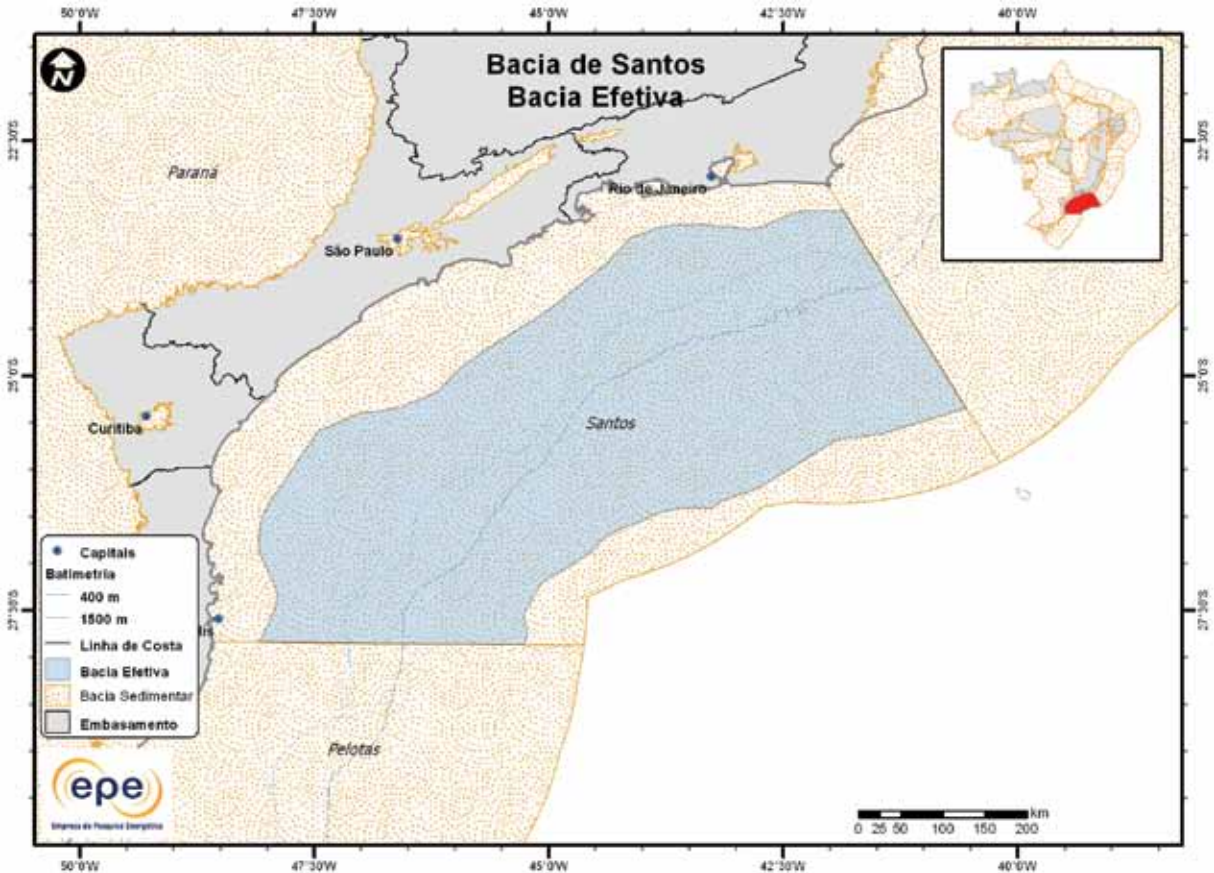


Figura 3.326 - Bacia efetiva de Santos.

Tabela 3.157 - Informações Geológicas da Bacia de Santos		
Situação Geográfica		mar
Área Sedimentar (km²)		308.057
Área da Bacia efetiva (km²)		206.655
Maturidade Exploratória		Elevado Potencial
Sistema Petrolífero Principal		Guaratiba-Guaratiba (I)
Plays Exploratórios	Nome do Play	Principal Reservatório
1	Marambaia	Formação Marambaia
2	Santos-Juréia	Formações Santos e Juréia
3	Ilhabela	Formação Itajaí-Açu (Membro Ilhabela)
4	Guarujá	Formação Guarujá
5	Guaratiba	Grupo Guaratiba

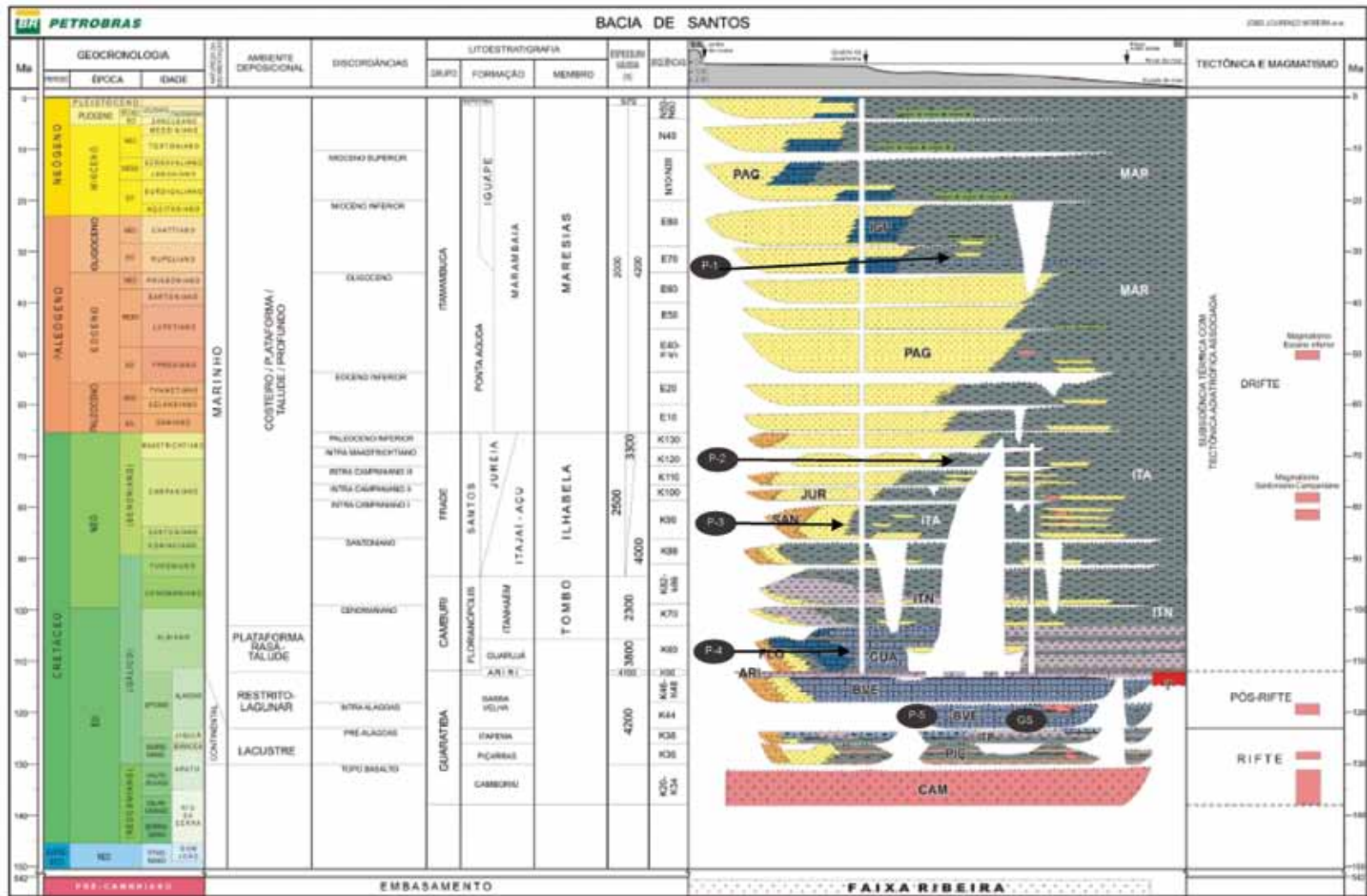


Figura 3.327 - Carta estratigráfica da Bacia de Santos com indicação do gerador do sistema petrolífero principal (GS) e *plays* exploratórios (P).

Fonte: Modificado de Petrobras (2007).

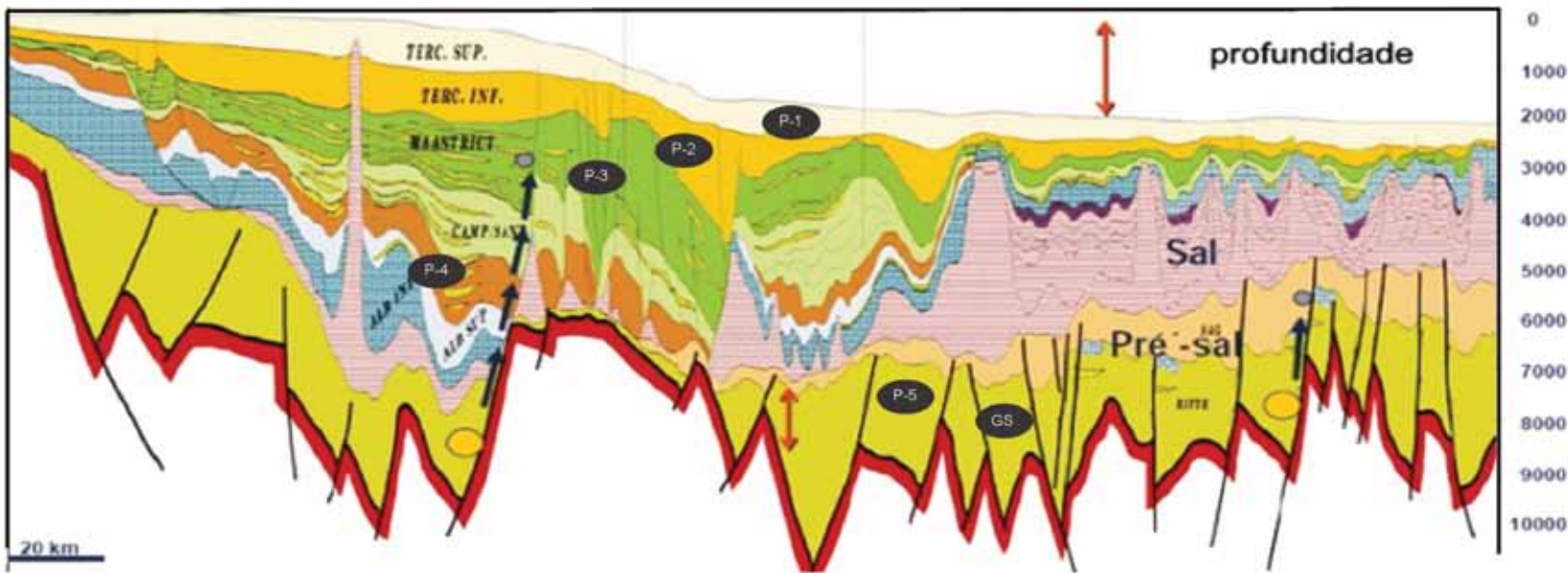


Figura 3.328 - Seção geológica da Bacia de Santos com indicação do gerador do sistema petrolífero principal (GS) e *plays* exploratórios (P).

Fonte: Modificado de IBP (2009).

• Principais Atividades do Setor de Petróleo e Gás na Bacia

Na Figura 3.329 apresenta-se a localização da robusta cobertura dos levantamentos sísmicos, dos poços pioneiros, além dos campos em produção, áreas em avaliação, última descoberta comercial e blocos exploratórios sob concessão. A Tabela 3.158 apresenta, resumidamente, informações sobre os poços exploratórios, campos e descobertas comerciais, além dos volumes da produção acumulada.

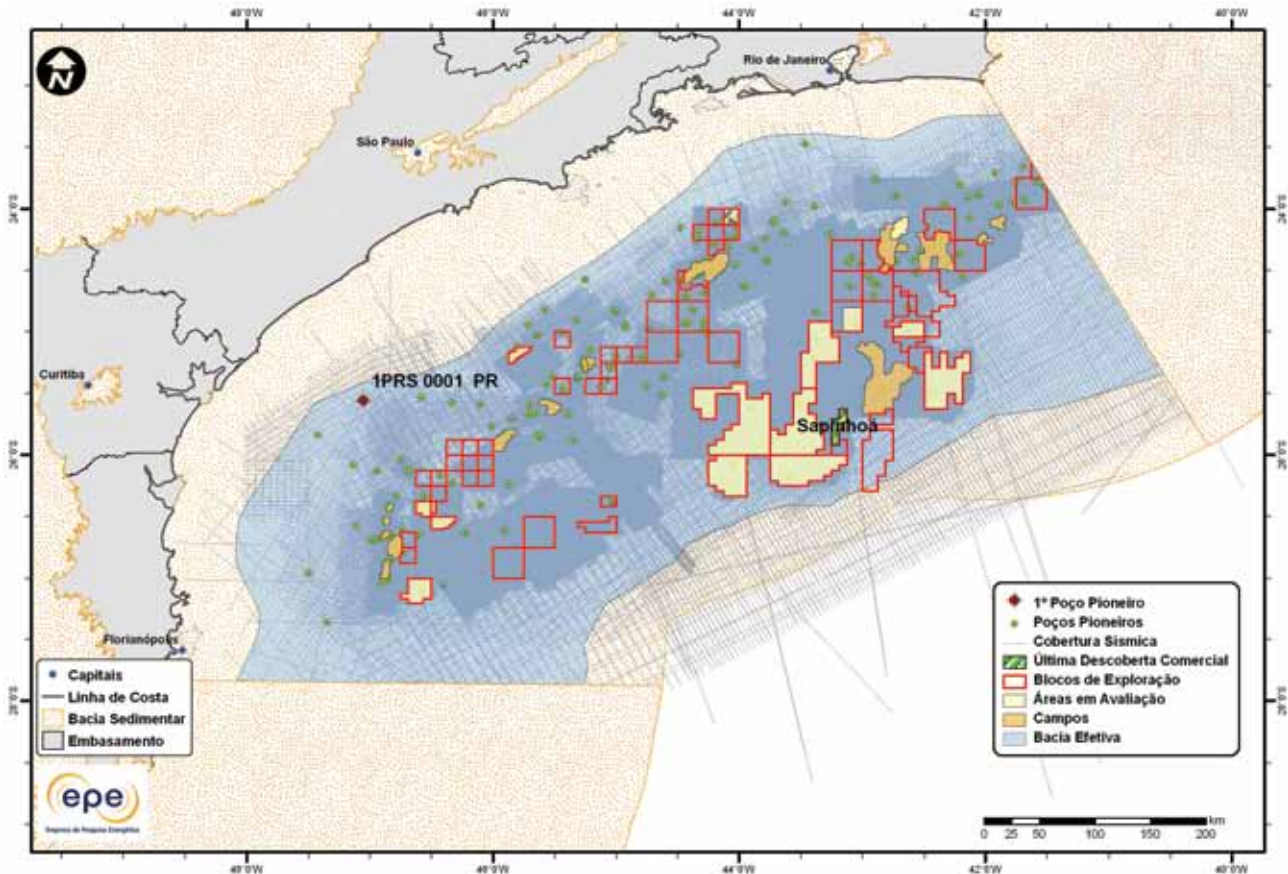


Figura 3.329 - Atividades de E&P na Bacia de Santos.

Tabela 3.158 - Resumo de Atividades de E&P – Bacia Santos			
Poços Exploratórios	Situação Geográfica		mar
	Perfurados		328
	1º Poço Pioneiro (ano)		1PRS0001PR (1971)
	Último Poço Pioneiro (ano)		1BRSA925RJS (2011)
	Profundidade Máxima Perfurada (m)		7.125
	Maior Lâmina D'água (m)		2.279
Campos	Índice de Sucesso Geológico de Poços Pioneiros (%)		24
	Petróleo		11
	Gás Não Associado		4
	Petróleo e Gás		3
Descobertas	Em Avaliação		15
	1ª Descoberta Comercial (ano)		Merluza (1979)
	Última Descoberta Comercial (ano)		Sapiñoá (2011)
Produção	Ano de Início		1991
	Acumulada	Petróleo (MM bbl)	76,71
		Gás Associado (MM m³)	2.705,68
		Gás Não Associado (MM m³)	8.240,97

- **Infraestrutura de Abastecimento da Bacia**

Tida como a mais promissora bacia produtora de petróleo do Brasil, a Bacia de Santos tem se destacado também nas atividades relacionadas à infraestrutura de abastecimento. Considerando uma distância de até 80 km dos limites da bacia, a Figura 3.330 mostra que existem 5 refinarias instaladas nas suas proximidades (REDUC, RPDM, RECAP, REVAP e RPBC), com uma capacidade total de refino diário de 116.200 m³ de petróleo, o que representa aproximadamente 34% da capacidade nacional atual. Irá se somar a isso a capacidade de refino prevista para o COMPERJ – ainda em construção – de 26.200 m³/dia ao final da primeira fase, com conclusão prevista para 2015. A segunda fase, com igual capacidade deverá estar pronta em 2018.

Uma grande quantidade de terminais (≈ 20), tanto terrestres como aquaviários, instalados nas proximidades da bacia dão suporte às atividades de refino e à distribuição de derivados. A rede de oleodutos e gasodutos já instalados é significativa; na Figura 3.331, se destacam os gasodutos já instalados (Mexilhão-Caraguatatuba, Uruguá-Mexilhão e Lula-Mexilhão) e os ainda em planejamento (Rotas 1, 2 e 3) destinados ao escoamento do gás natural produzido na área do Pré-sal.

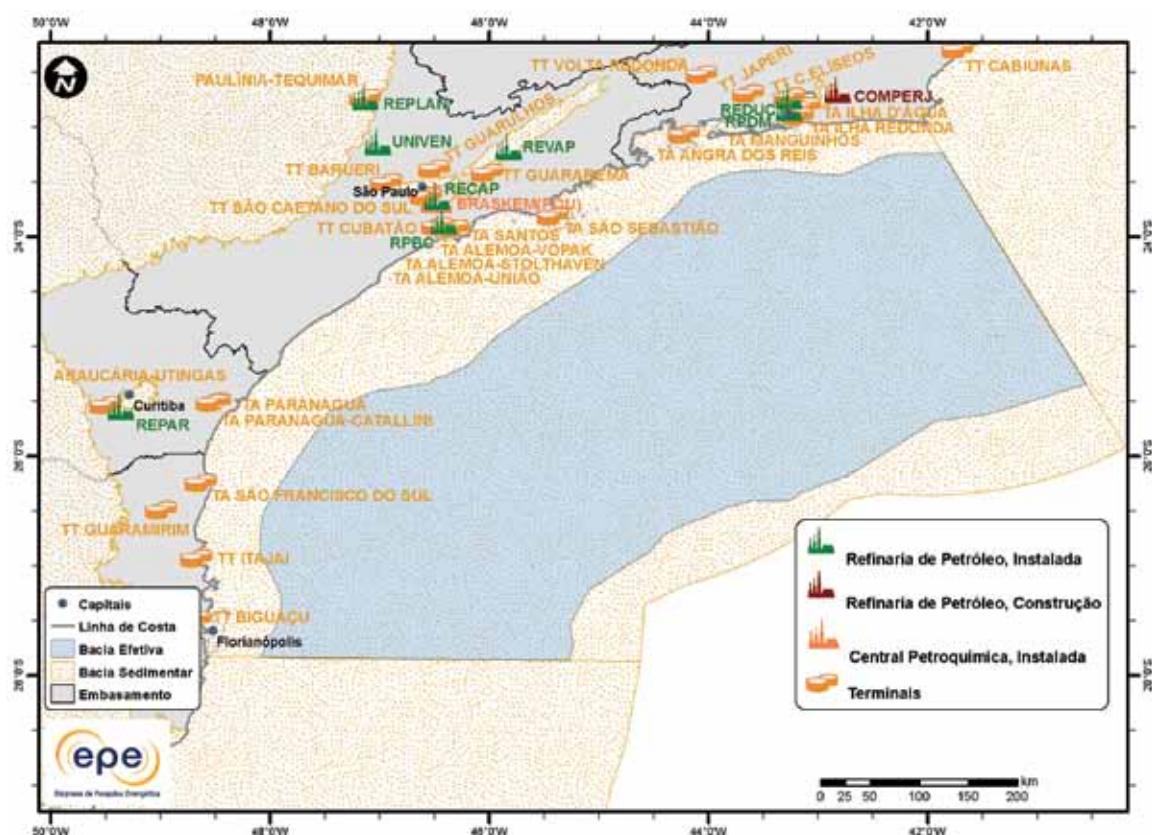


Figura 3.330 - Infraestrutura de abastecimento da Bacia de Santos: refinarias e terminais.

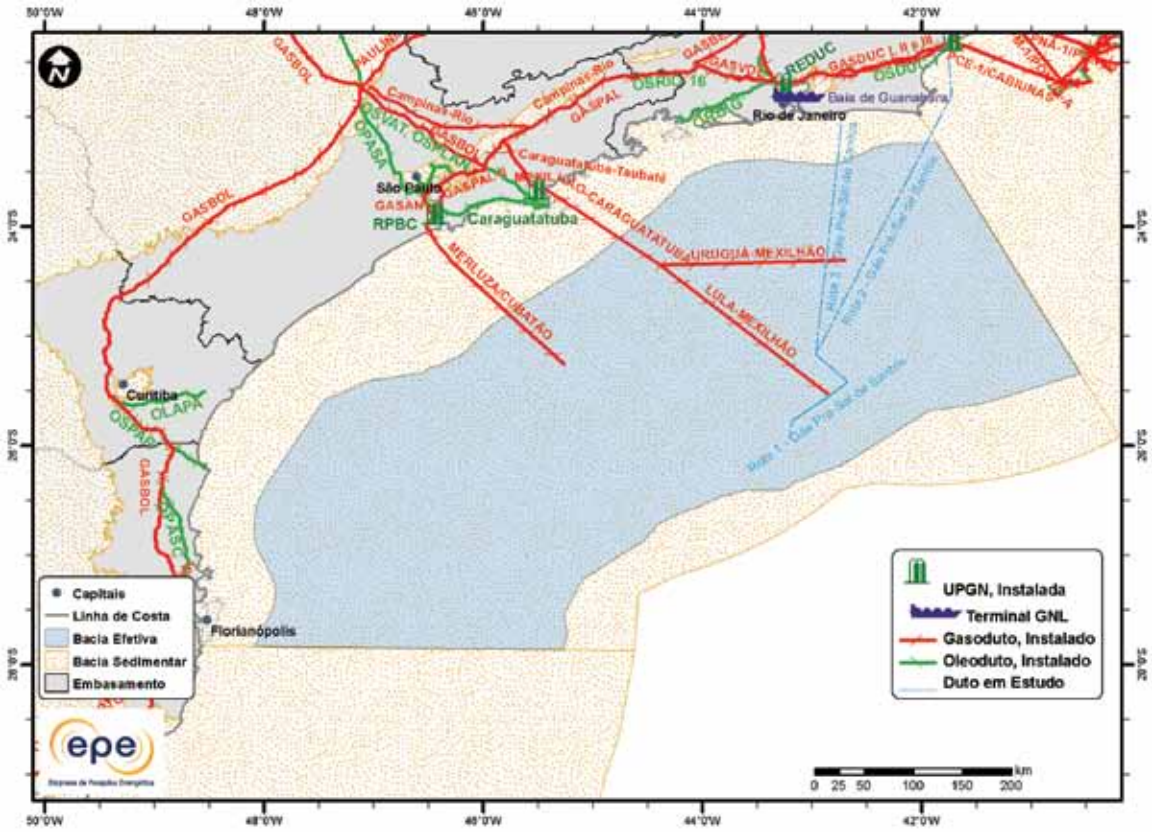


Figura 3.331 - Infraestrutura de abastecimento da Bacia de Santos: UPGNs e dutos.

• Análise da Bacia em Plays Exploratórios

A Figura 3.332 apresenta o mapa da bacia efetiva de Santos, segundo a abordagem de representação probabilística, com indicação das chances de descobertas de hidrocarbonetos. Toda a área efetiva da bacia apresenta elevadas chances de descobertas. A Tabela 3.159 apresenta a correspondência dos *plays* com os *superplays*.

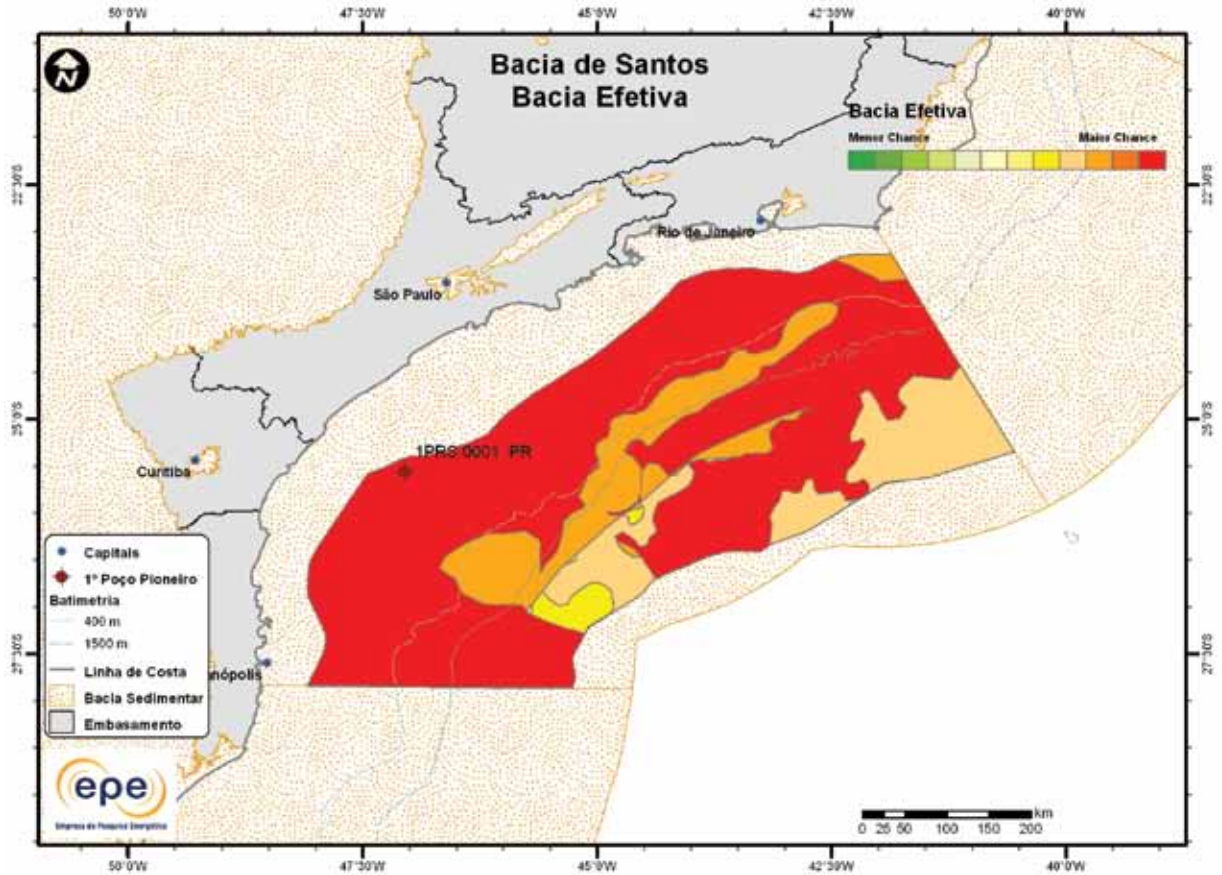


Figura 3.332 - Mapa da bacia efetiva de Santos com indicação das chances de descobertas.

Tabela 3.159 - Plays da Bacia de Santos		
Nome do Play	Status Exploratório	Superplay
Marambaia	Imaturo	SuperPlay 1 – Terciário Cretáceo Superior_Marinho Aberto
Santos Juréia	Estabelecido	SuperPlay 1 – Terciário Cretáceo Superior_Marinho Aberto
Ilhabela	Estabelecido	SuperPlay 1 – Terciário Cretáceo Superior_Marinho Aberto
Guarujá	Estabelecido	SuperPlay 2 – Cretáceo Inferior Transicional/Marinho Raso
Guaratiba	Estabelecido	SuperPlay 3 – Cretáceo Inferior_Continental

3.1.24.1 Play Marambaia

A Figura 3.333 apresenta o mapa do *play* efetivo Marambaia, com as chances de descobertas de hidrocarboneto. Este *play* abrange grande parte da bacia e apresenta chances de descobertas mais elevadas na região norte proximal. Os atributos referentes a esse *play* estão sumarizados na Tabela 3.160.

A Figura 3.334 apresenta o mapa de expectativa de fluido para o *play* Marambaia. Na região de muralhas de sal, a maior expectativa é de petróleo e, caso ocorra descoberta, espera-se a ocorrência de petróleo pesado. Nas demais regiões, a expectativa de gás é maior e, caso ocorra descoberta de petróleo, a maior propensão é de petróleo leve.

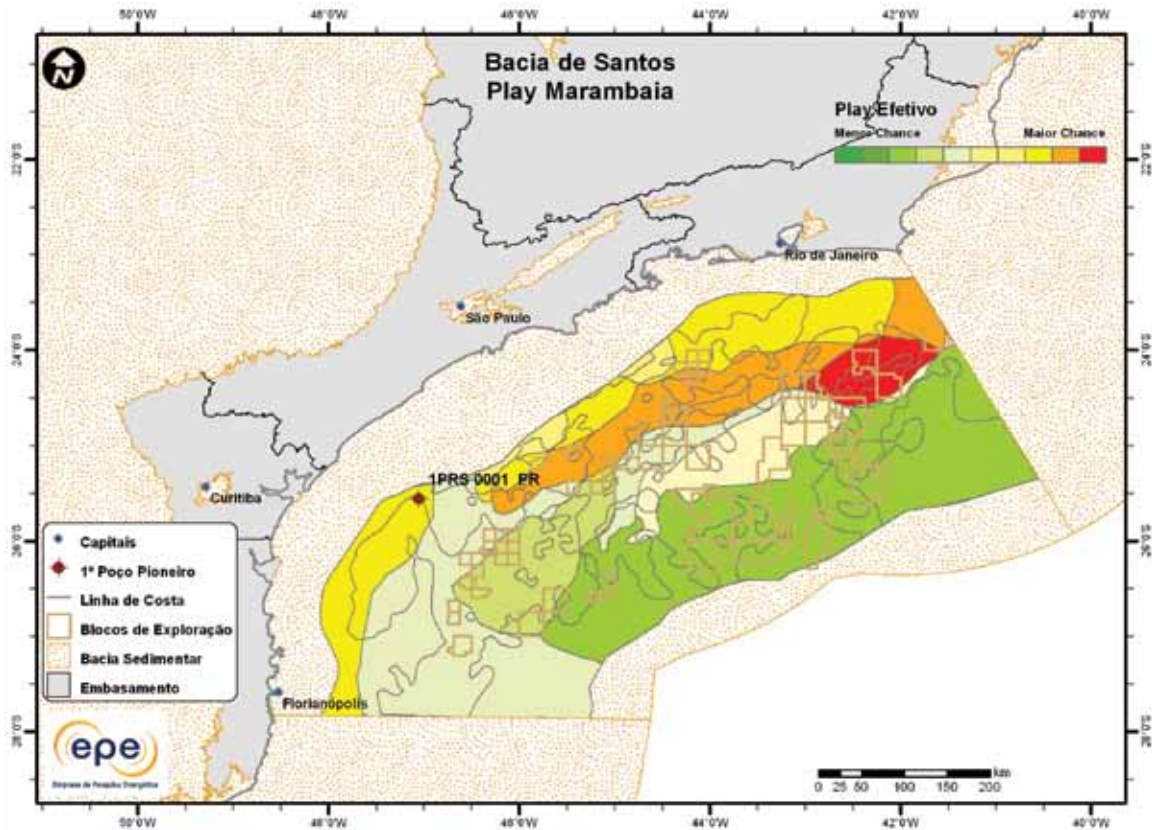


Figura 3.333 - Play efetivo Marambaia da Bacia de Santos.

Tabela 3.160 - Atributos do Play Marambaia – Bacia de Santos		
Play		Marambaia
Situação Geográfica		mar
Carga	Unidade Litoestratigráfica	Formações Itapema e Piçarras
	Unidade Cronoestratigráfica	Cretáceo Inferior (Barremiano-Aptiano)
	Migração	falhas listricas e janelas de sal
Reservatório	Unidade Litoestratigráfica	Formação Marambaia
	Unidade Cronoestratigráfica	Paleógeno-Neógeno
	Profundidade Média (m)	2.600
	Litologia / Contexto Deposicional	arenito / turbidito marinho profundo
Trapa	Unidade Litoestratigráfica Selante	Formação Marambaia
	Unidade Cronoestratigráfica Selante	Paleógeno-Neógeno
	Tipo de Trapa	mista
	Litologia Selante	folhelho

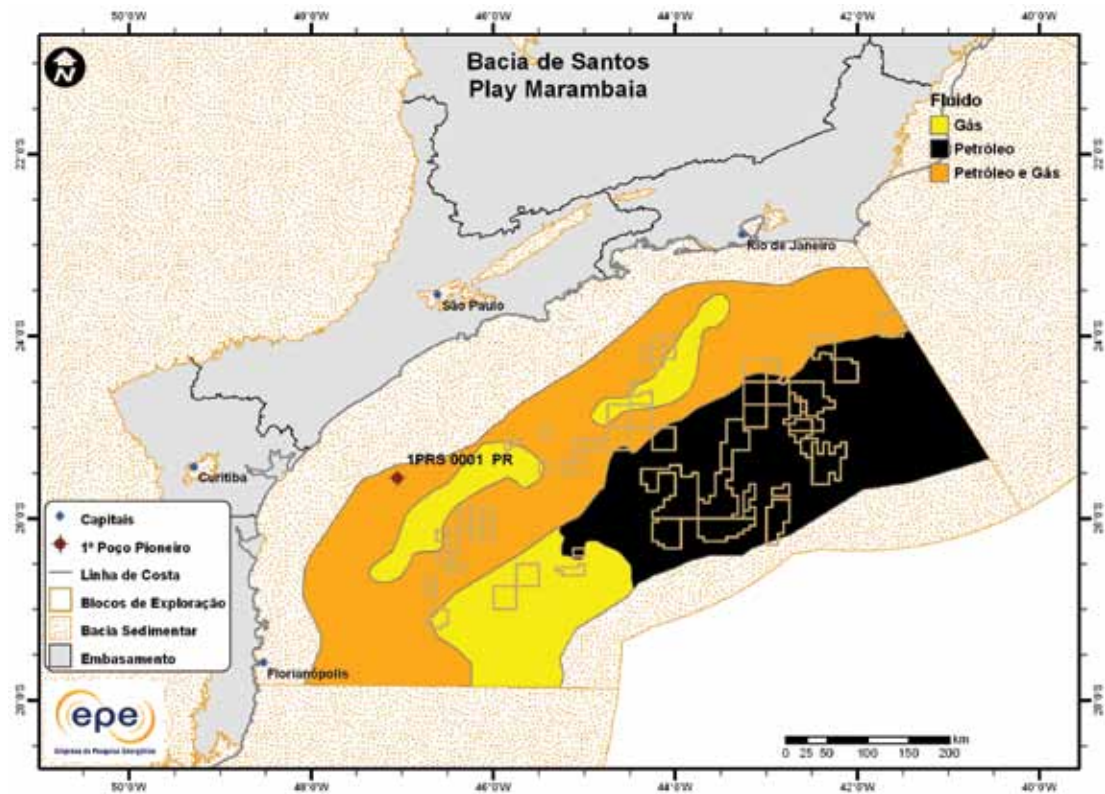


Figura 3.334 - Tipo de fluido com maior expectativa no *play* efetivo Marambaia da Bacia de Santos.

3.1.24.2 *Play* Santos-Juréia

A Figura 3.335 apresenta o mapa do *play* efetivo Santos-Juréia, com as chances de descobertas de hidrocarboneto. Este *play* é mais restrito à área proximal e apresenta elevadas chances de descobertas em toda a sua extensão. Os atributos referentes a esse *play* estão sumarizados na Tabela 3.161.

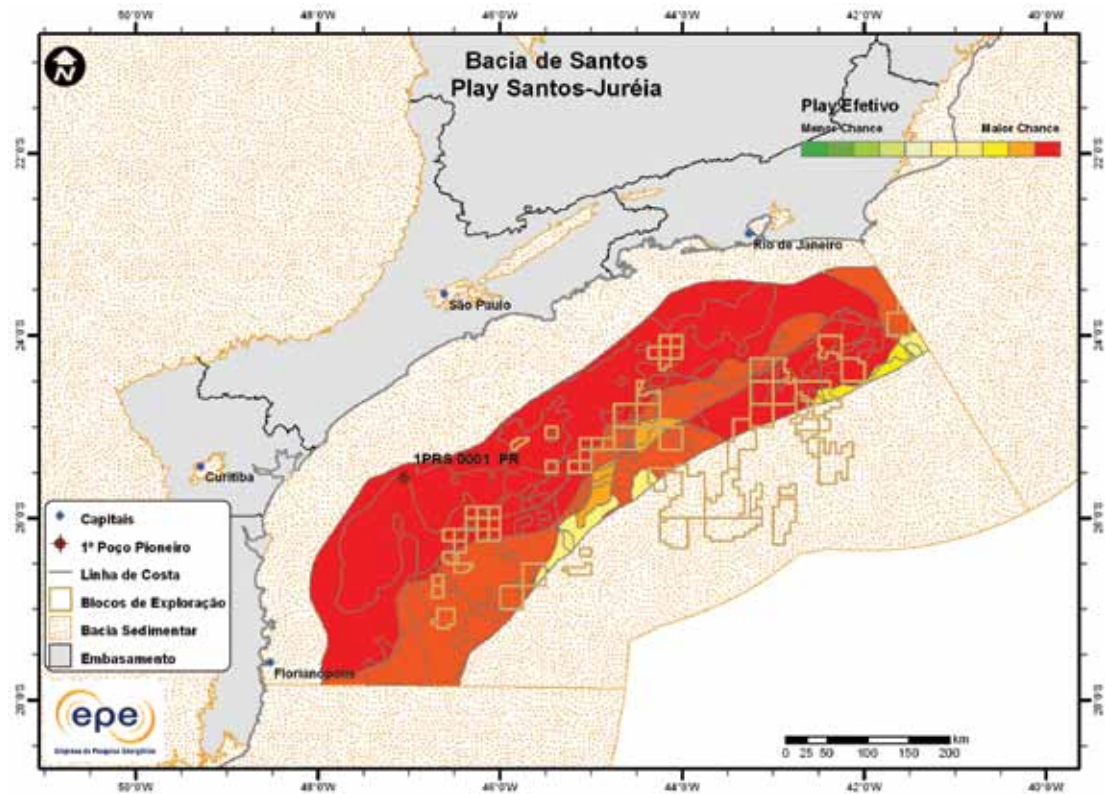


Figura 3.335 - *Play* efetivo Santos-Jureia da Bacia de Santos.

Tabela 3.161 - Atributos do Play Santos-Juréia – Bacia de Santos		
Play		Santos-Juréia
Situação Geográfica		mar
Carga	Unidade Litoestratigráfica	Formações Itapema e Piçarras
	Unidade Cronoestratigráfica	Cretáceo Inferior (Barremiano-Aptiano)
	Migração	falhas listricas e janelas de sal
Reservatório	Unidade Litoestratigráfica	Formações Santos, Juréia e Itajaí-Açu (Membro Ilhabela)
	Unidade Cronoestratigráfica	Cretáceo Superior (Campaniano-Maastrichtiano)
	Profundidade Média (m)	3070
	Litologia / Contexto Depositional	arenito/ turbidito marinho profundo
Trapa	Unidade Litoestratigráfica Selante	Formações Itajaí-Açu e Marambaia
	Unidade Cronoestratigráfica Selante	Cretáceo Superior (Campaniano)-Paleógeno
	Tipo de Trapa	mista
	Litologia Selante	folhelho

Os principais reservatórios desse modelo de acumulação são as cunhas clásticas progradacionais das Formações Santos e Jureia (EPE, 2007), de idade Campaniana/Maastrichtiana. Secundariamente, consideram-se como reservatórios os arenitos turbidíticos (Membro Ilhabela) intercalados na seção pelítica marinha da Formação Itajaí-Açu (Assine et al. 2008).

A Figura 3.336 apresenta o mapa de expectativa de fluido para o *play* Santos-Jureia. Na região de muralhas de sal, a maior expectativa é de petróleo e, caso ocorra descoberta, espera-se a ocorrência de petróleo mediano a leve. Nas demais regiões, a expectativa de gás é maior e, caso ocorra descoberta de petróleo, a maior propensão é de petróleo leve.

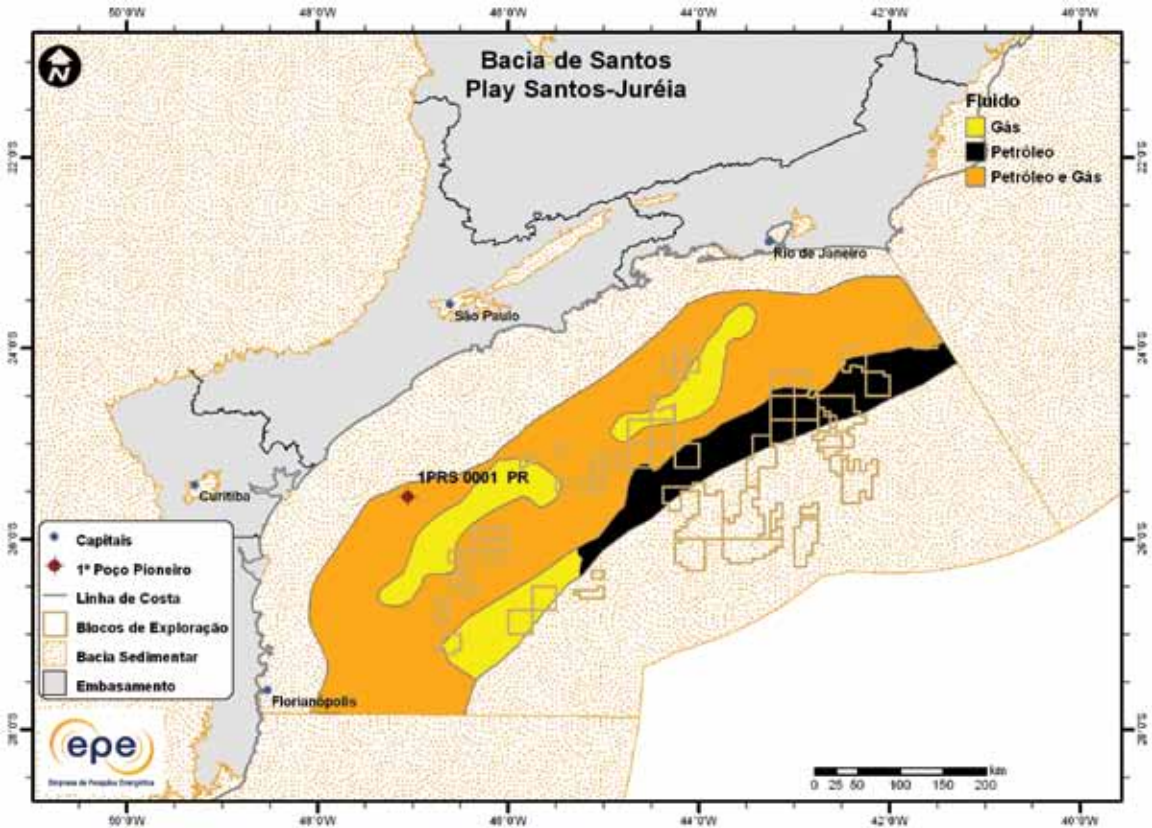


Figura 3.336 - Tipo de fluido com maior expectativa no *play* efetivo Santos-Juréia da Bacia de Santos.

3.1.24.3 Play Ilhabela

A Figura 3.337 apresenta o mapa do *play* efetivo Ilhabela, com as chances de descobertas de hidrocarboneto. Os atributos referentes a este *play* estão sumarizados na Tabela 3.162.

A Figura 3.338 apresenta o mapa de expectativa de fluido para o *play* Ilhabela. Na região de muralhas de sal, a maior expectativa é de petróleo e, caso ocorra descoberta, espera-se a ocorrência de petróleo mediano a leve. Nas demais regiões a expectativa de gás é maior e, caso ocorra descoberta de petróleo, a maior propensão é de petróleo leve.

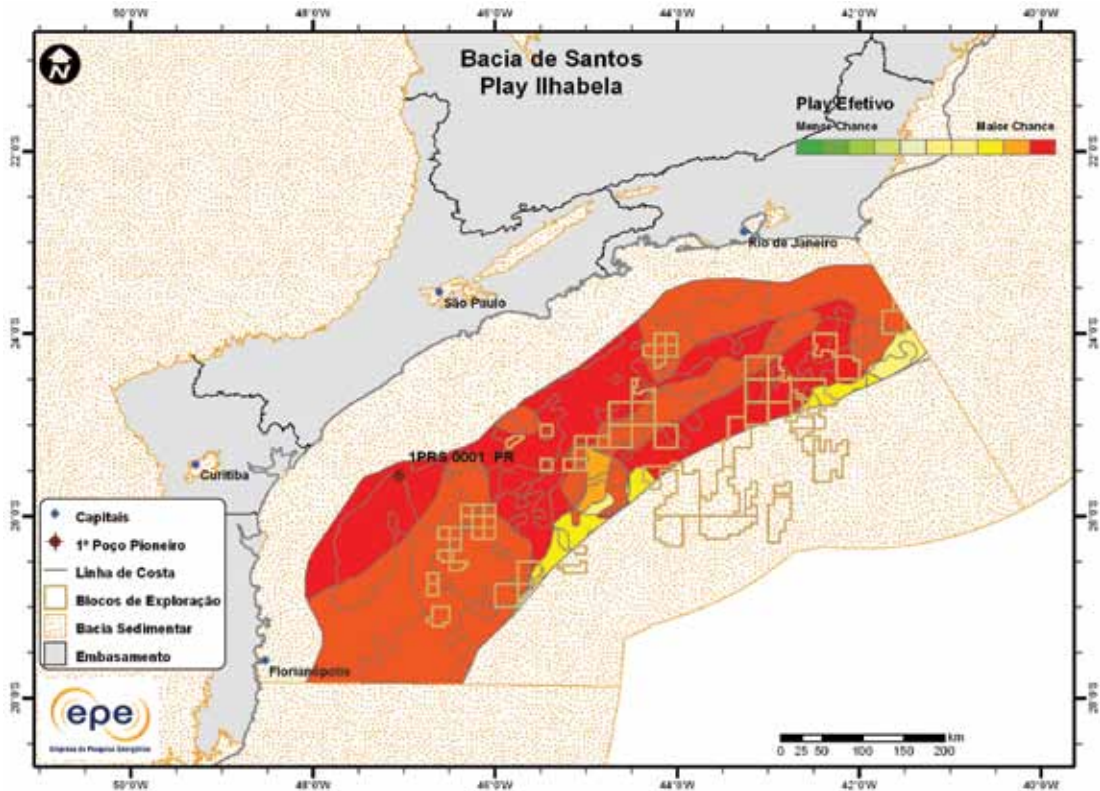


Figura 3.337 - Play efetivo Ilhabela da Bacia de Santos.

Tabela 3.162 - Atributos do Play Ilhabela – Bacia de Santos		
Play		Ilhabela
Situação Geográfica		mar
Carga	Unidade Litoestratigráfica	Formações Itapema e Piçarras
	Unidade Cronoestratigráfica	Cretáceo Inferior (Barremiano-Aptiano)
	Migração	falhas lítricas e janelas de sal
Reservatório	Unidade Litoestratigráfica	Formação Itajaí-Açu (Membro Ilhabela)
	Unidade Cronoestratigráfica	Cretáceo Superior (Turoniano-Santoniano)
	Profundidade Média (m)	4650
	Litologia / Contexto Depositional	arenito/ turbidito marinho profundo
Trapa	Unidade Litoestratigráfica Selante	Formações Itajaí-Açu e Marambaia
	Unidade Cronoestratigráfica Selante	Cretáceo Superior (Turoniano)-Paleógeno
	Tipo de Trapa	mista
	Litologia Selante	folhelho

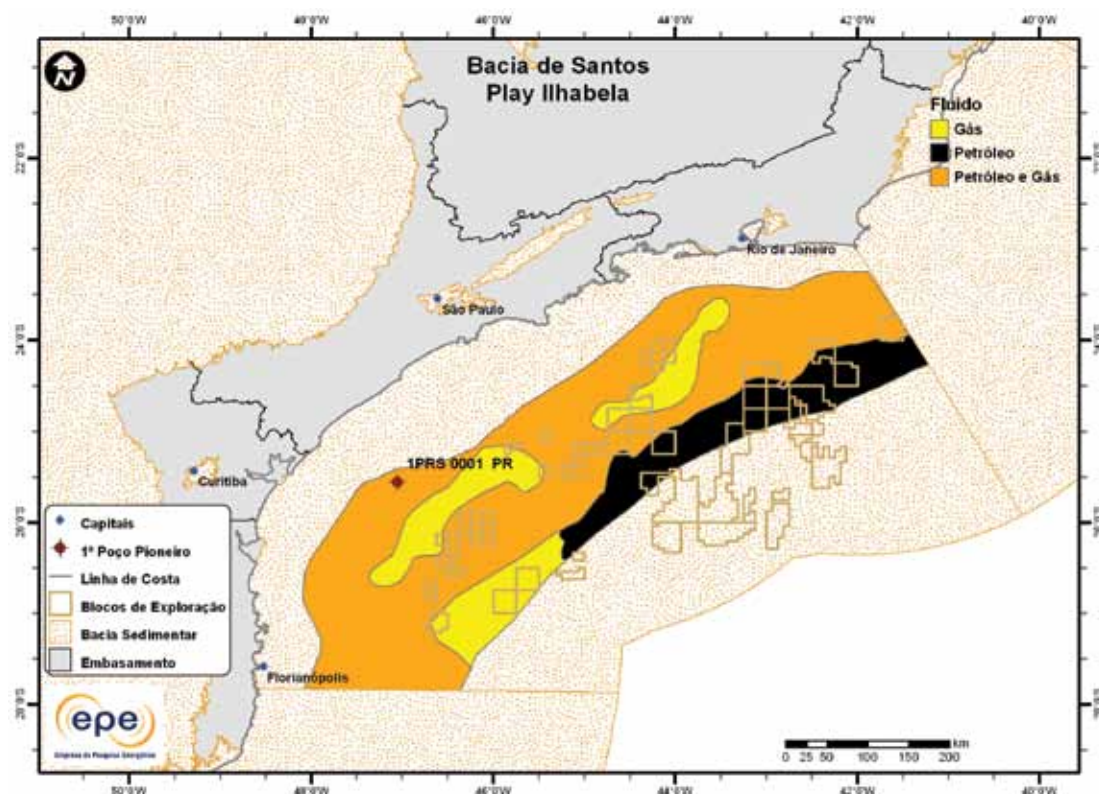


Figura 3.338 - Tipo de fluido com maior expectativa no *play* efetivo Ilhabela da Bacia de Santos.

3.1.24.4 Play Guarujá

A Figura 3.339 apresenta o mapa do *play* efetivo Guarujá, com as chances de descobertas de hidrocarboneto. Este *play* abrange grande parte da bacia e apresenta maiores chances de descobertas na área proximal e ao sul do *play*. Os atributos referentes a esse *play* estão sumarizados na Tabela 3.163.

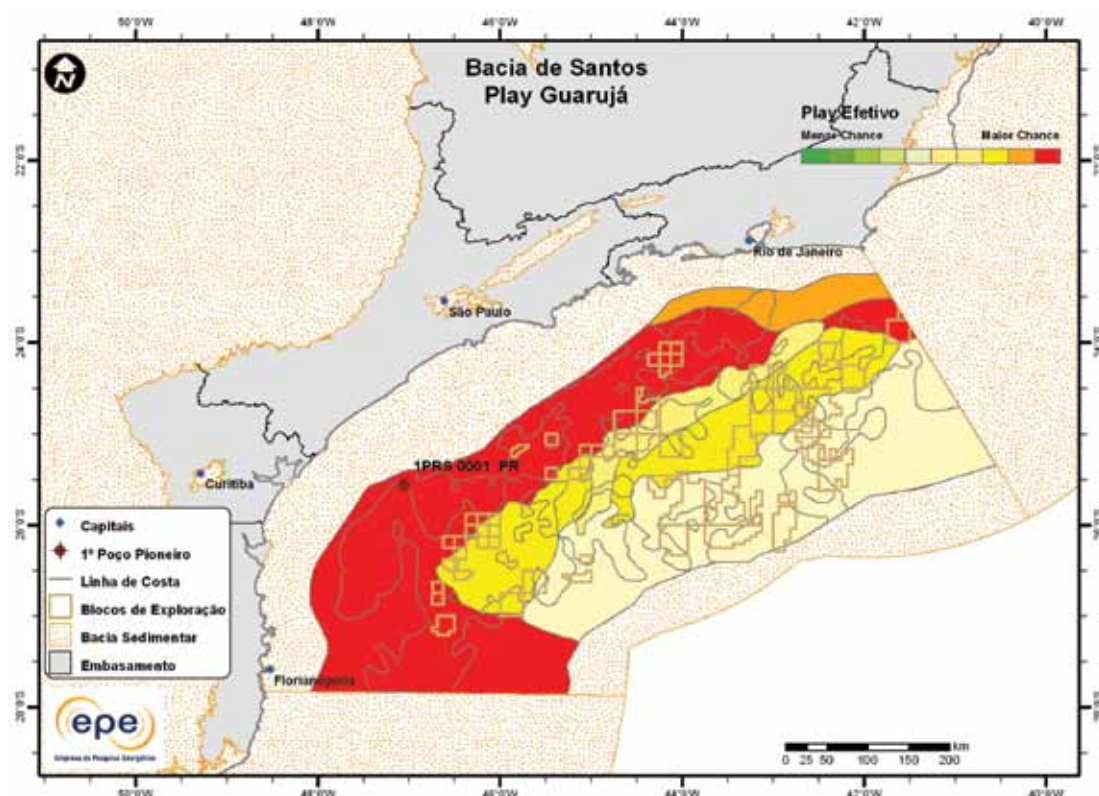


Figura 3.339 - Play efetivo Guarujá da Bacia de Santos.

Tabela 3.163 - Atributos do Play Guarujá – Bacia de Santos		
Play		Guarujá
Situação Geográfica		mar
Carga	Unidade Litoestratigráfica	Formações Itapema e Piçarras
	Unidade Cronoestratigráfica	Cretáceo Inferior (Barremiano-Aptiano)
	Migração	falhas lítricas, discordâncias e janelas de sal
Reservatório	Unidade Litoestratigráfica	Formação Guarujá
	Unidade Cronoestratigráfica	Cretáceo Inferior (Albiano)
	Profundidade Média (m)	5400
	Litologia / Contexto Depositional	calcarenito / marinho plataformar
Trapa	Unidade Litoestratigráfica Selante	Formações Guarujá e Itanhaém
	Unidade Cronoestratigráfica Selante	Cretáceo Inferior (Albiano)
	Tipo de Trapa	mista
	Litologia Selante	folhelho e marga

A Figura 3.340 apresenta o mapa de expectativa de fluido para o *play* Guarujá. Na região de muralhas de sal, a maior expectativa é de petróleo e, caso ocorra descoberta, espera-se a ocorrência de petróleo mediano a leve. Nas demais regiões, a expectativa de gás é maior e, caso ocorra descoberta de petróleo, a maior propensão é de petróleo leve.

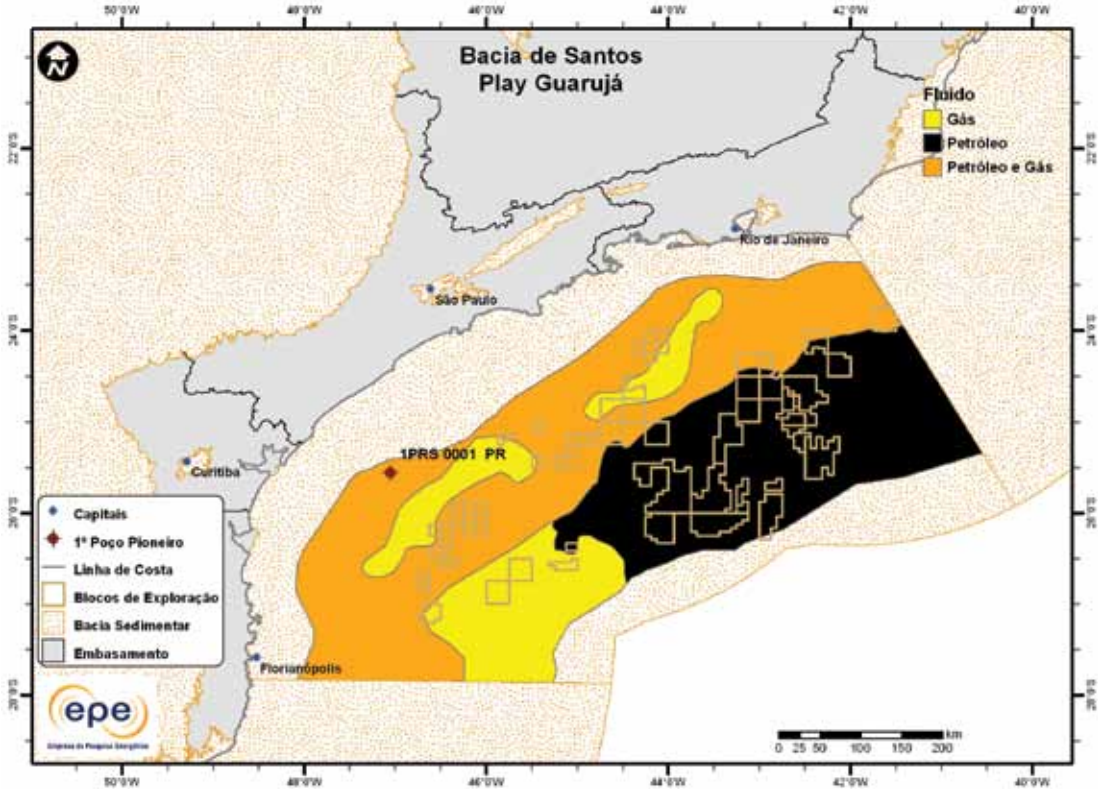


Figura 3.340 - Tipo de fluido com maior expectativa no *play* efetivo Guarujá da Bacia de Santos.

3.1.24.5 Play Guaratiba

A Figura 3.341 apresenta o mapa do *play* efetivo Guaratiba, com as chances de descobertas de hidrocarboneto. Este *play* ocupa grande parte da bacia, com chances de descobertas de intermediárias a altas. A área leste do *play* apresenta as maiores chances. Os atributos referentes a esse *play* estão sumarizados na Tabela 3.164.

As rochas carbonáticas de origem microbial (Formação Barra Velha – contexto *sag*) e coquinas (Formação Itapema – contexto rifte) constituem o principal reservatório desse *play*, entretanto, acumulações de hidrocarbonetos podem ocorrer em rochas siliciclásticas (Formação Piçarras) e basaltos fraturados (Formação Camboriú).

A Figura 3.342 apresenta o mapa de expectativa de fluido para o *play* Guaratiba. Na região de muralhas de sal, a maior expectativa é de petróleo e, caso ocorra descoberta, espera-se a ocorrência de petróleo mediano a leve. Nas demais regiões, a expectativa de gás é maior e, caso ocorra descoberta de petróleo, a maior propensão é de petróleo leve.

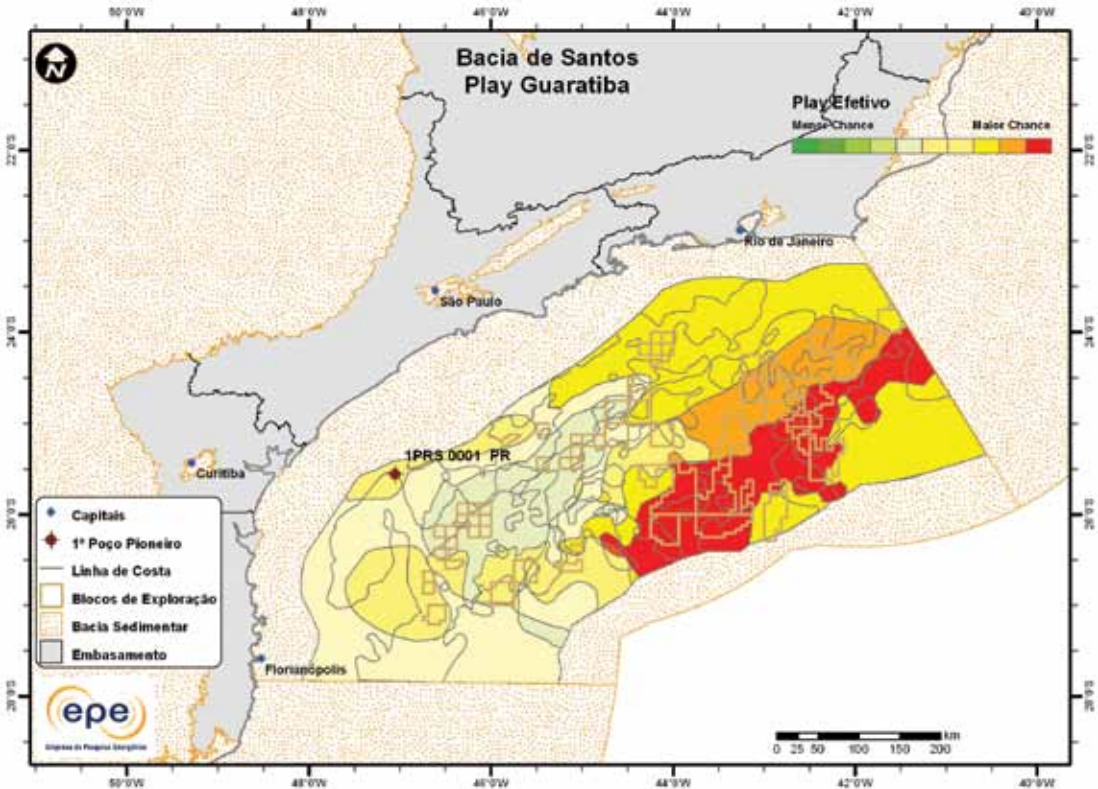


Figura 3.341 - Play efetivo Guaratiba da Bacia de Santos.

Tabela 3.164 - Atributos do Play Guaratiba – Bacia de Santos		
Play		
Situação Geográfica		Guaratiba
Carga	Unidade Litoestratigráfica	mar
	Unidade Cronoestratigráfica	Formações Itapema e Piçarras
	Migração	Cretáceo Inferior (Barremiano-Aptiano)
Reservatório	Unidade Litoestratigráfica	falhas normais e carrier beds
	Unidade Cronoestratigráfica	Grupo Guaratiba
	Profundidade Média (m)	Cretáceo Inferior (Barremiano-Aptiano)
	Litologia / Contexto Depositional	7000
Trapa	Unidade Litoestratigráfica Selante	coquina / lacustre; microbialito / mar restrito-lagunar
	Unidade Cronoestratigráfica Selante	Grupo Guaratiba
	Tipo de Trapa	Cretáceo Inferior (Barremiano-Aptiano)
	Litologia Selante	estrutural
		evaporito e folhelho

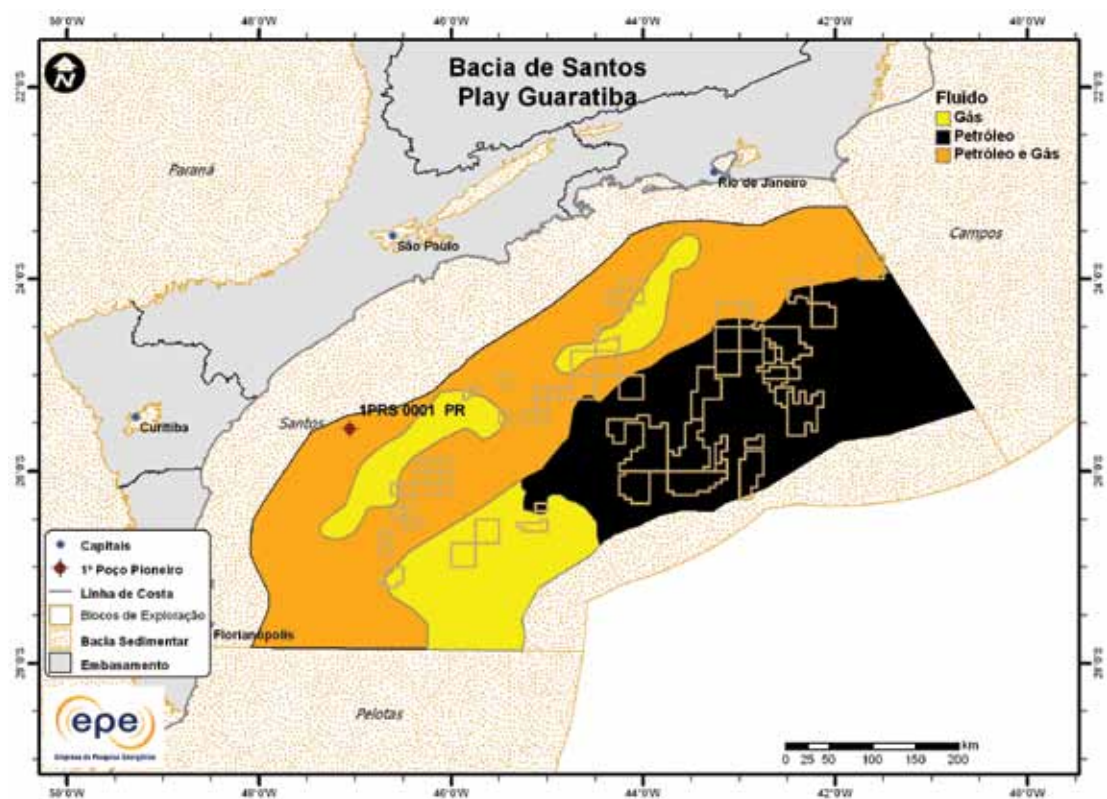


Figura 3.342 - Tipo de fluido com maior expectativa no *play* efetivo Guaratiba da Bacia de Santos.

3.1.25 Bacia do São Francisco

• Síntese da Bacia

Apresenta-se na Figura 3.343 o mapa de localização da bacia sedimentar e efetiva (abordagem de representação geográfica) de São Francisco e suas principais características geológicas, na Tabela 3.165. Nota-se que *plays* efetivos foram identificados em boa parte da bacia sedimentar. Os principais reservatórios e o principal gerador de cada *play* exploratório estão indicados na carta estratigráfica (Figura 3.344) e na seção geológica (Figura 3.345).

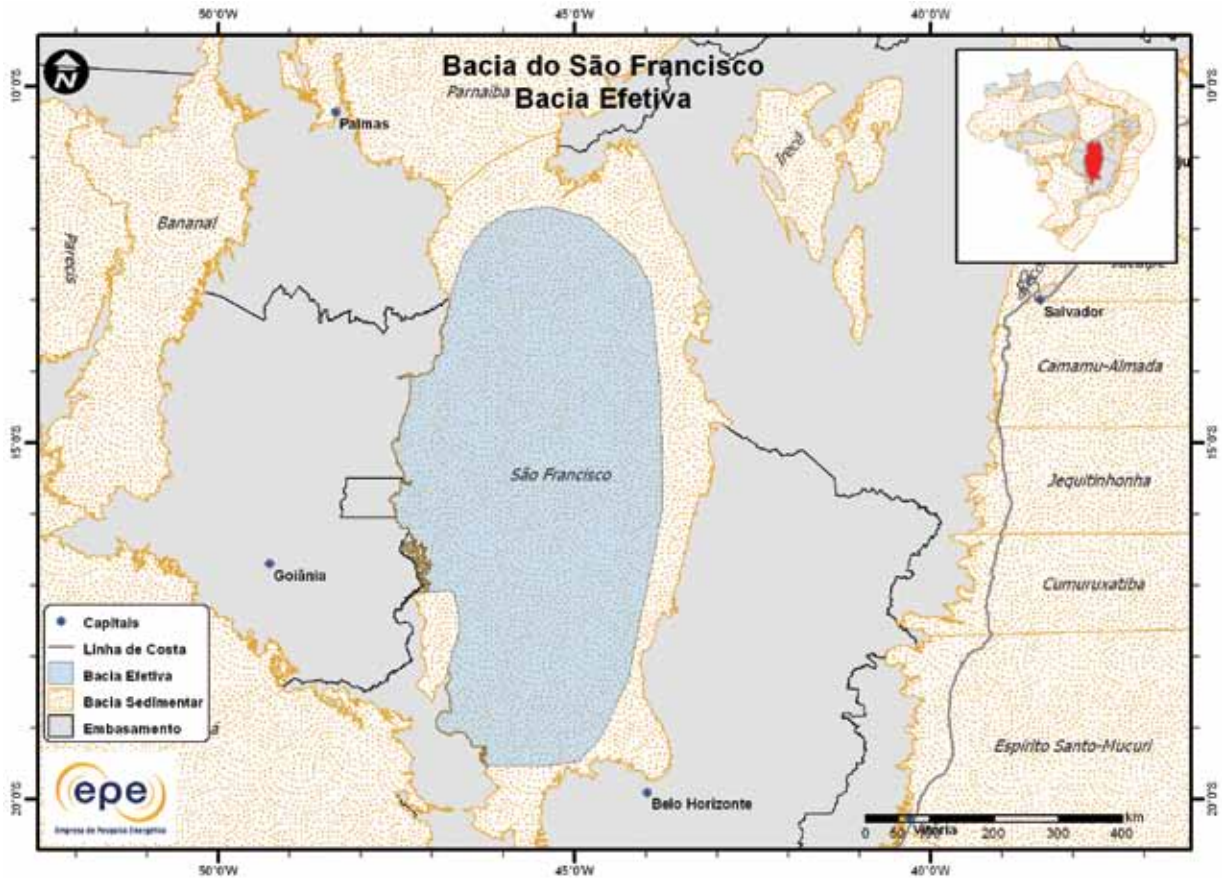


Figura 3.343 - Bacia efetiva do São Francisco.

Tabela 3.165 - Informações Geológicas da Bacia do São Francisco		
Situação Geográfica	terra	
Área Sedimentar (km²)	375.352	
Área da Bacia efetiva (km²)	276.985	
Maturidade Exploratória	Nova Fronteira	
Sistema Petrolífero Principal	Macaúbas/Paranoá-Bambuí (?)	
Plays Exploratórios	Nome do Play	Principal Reservatório
1	Bambuí	Grupo Bambuí
2	Macaúbas/Paranoá	Grupo Macaúbas/Paranoá
Recursos Não Convencionais		
Gás em Formações Fechadas		

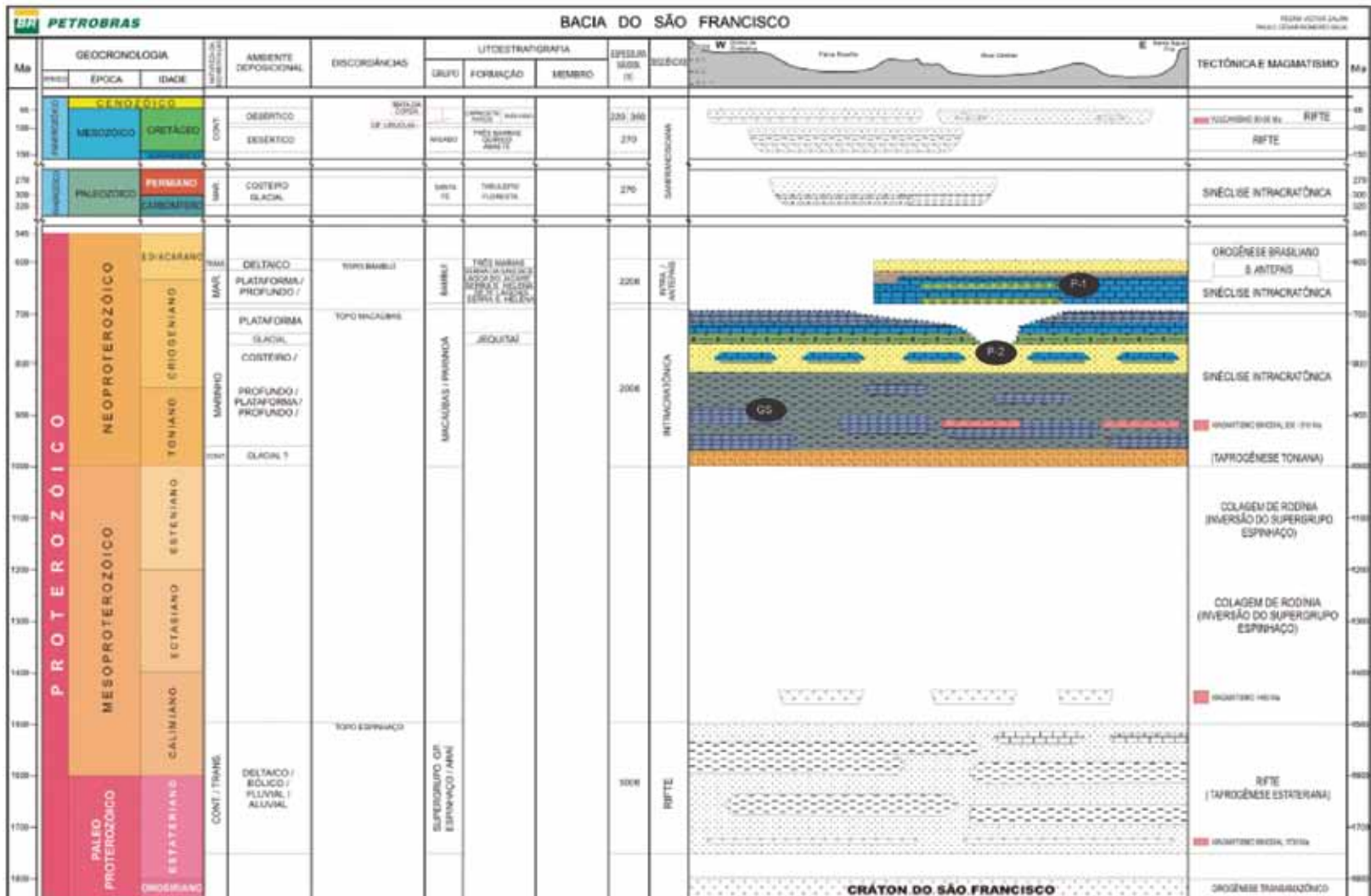


Figura 3.344 - Carta estratigráfica da Bacia do São Francisco com indicação do gerador do sistema petrolífero principal (GS) e *plays* exploratórios (P).
Fonte: Modificado de Petrobras (2007).

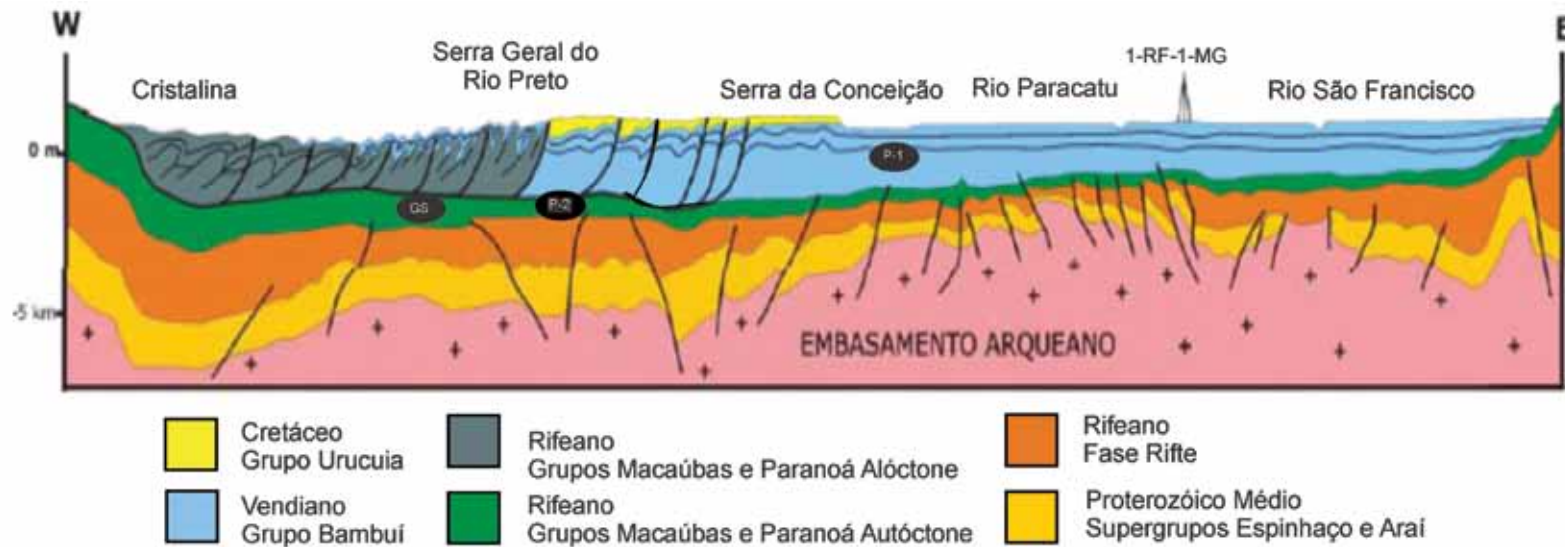


Figura 3.345 - Seção geológica da Bacia do São Francisco com indicação do gerador do sistema petrolífero principal (GS) e *plays* exploratórios (P).
Fonte: Modificado de Petrobras (19?) apud ANP (2009d).

• Principais Atividades do Setor de Petróleo e Gás na Bacia

Na Figura 3.346, apresenta-se a localização da cobertura dos levantamentos sísmicos e poços pioneiros, além das dezenas de blocos exploratórios sob concessão.

Embora não ilustrados na figura, cabe citar que, em 2007, a ANP fez investimentos para levantamento de dados aerogeofísicos e, em 2008, para aquisição de 1.450 km de sísmica 2D na porção norte da bacia. Para o PPA (2011-2014) estão previstos a amostragem geoquímica e um poço estratigráfico. A Tabela 3.166 apresenta, resumidamente, informações sobre os poços exploratórios.

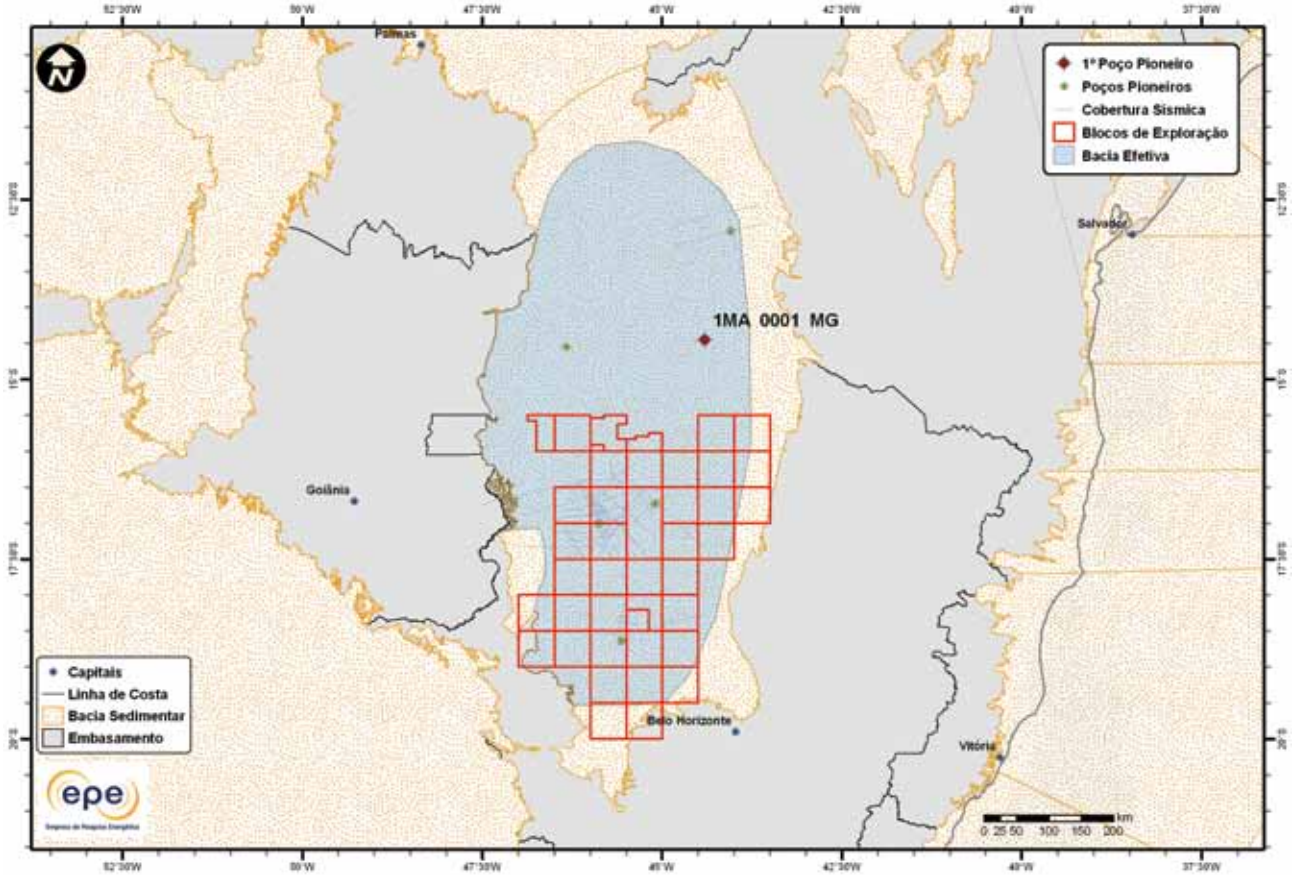


Figura 3.346 - Atividades de E&P na Bacia do São Francisco.

Tabela 3.166 - Resumo de Atividades de E&P – Bacia do São Francisco			
		Situação Geográfica	
Poços Exploratórios	Perfurados		terra
	1º Poço Pioneiro (ano)		6
	Último Poço Pioneiro (ano)		1MA0001MG (1988)
	Profundidade Máxima Perfurada (m)		1ORT1MG (2010)
	Maior Lâmina D'água (m)		3.500
	Índice de Sucesso Geológico de Poços Pioneiros (%)		0
Campos	Petróleo		0
	Gás Não Associado		0
	Petróleo e Gás		0
	Em Avaliação		0
Descobertas	1ª Descoberta Comercial (ano)		-
	Última Descoberta Comercial (ano)		-
	Ano de Início		-
Produção	Acumulada	Petróleo (MM bbl)	0
		Gás Associado (MM m³)	0
		Gás Não Associado (MM m³)	0

• Infraestrutura de Abastecimento da Bacia

A Bacia do São Francisco é uma bacia ainda muito carente quanto à infraestrutura de abastecimento. A refinaria mais próxima da bacia é a Refinaria Gabriel Passos (REGAP), localizada em Betim/MG, com capacidade diária de refino de 24 mil m³. A Figura 3.347 mostra que mesmo em relação aos terminais de distribuição, a Bacia do São Francisco é muito deficiente, possuindo apenas o terminal terrestre de Brasília (49.500 m³ de derivados) nos seus arredores. Em relação ao sistema dutoviário, a Figura 3.348 demonstra que nesse aspecto essa bacia também é muito carente.

O potencial de produção de gás natural a partir de Recursos Não Convencionais, que estão sendo avaliados na Bacia do São Francisco, pode vir a ser o catalizador para reverter essa ausência de projetos na área de infraestrutura na região.

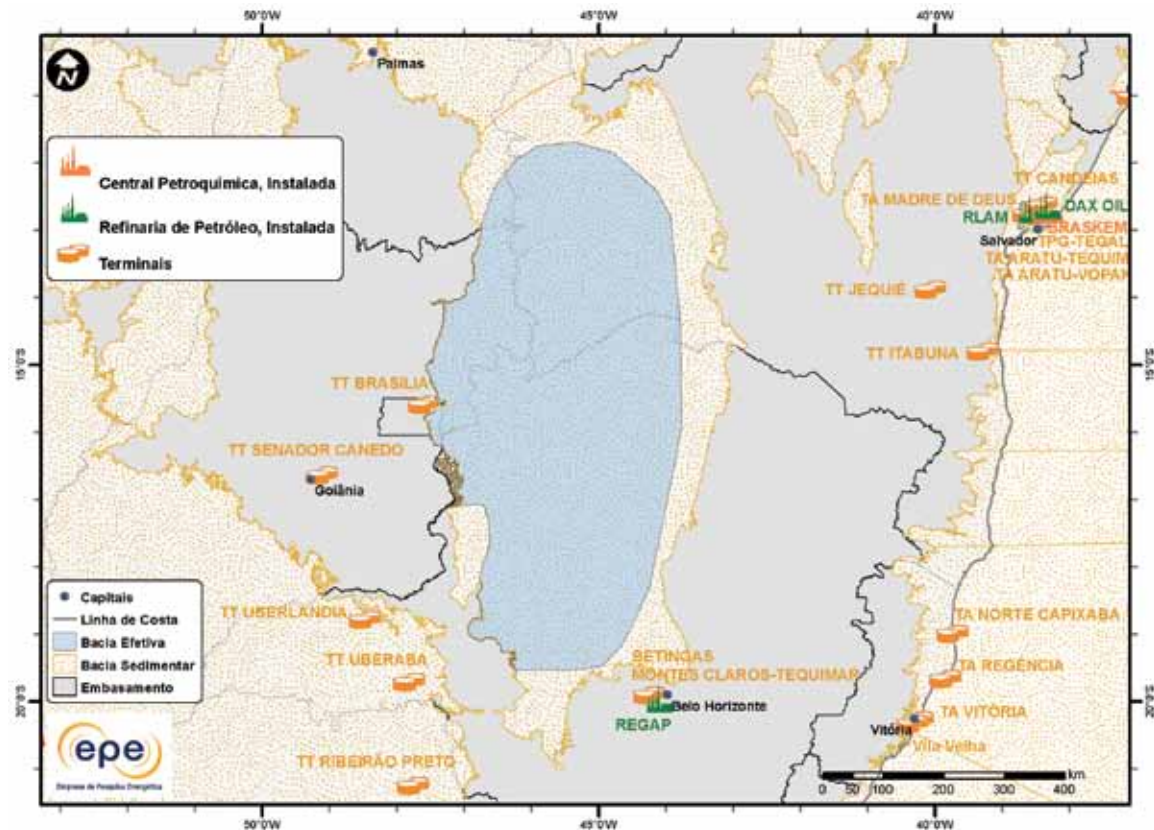


Figura 3.347 - Infraestrutura de abastecimento da Bacia do São Francisco: refinarias e terminais.



- **Análise da Bacia em Plays Exploratórios**

A Figura 3.349 apresenta o mapa da bacia efetiva do São Francisco, segundo a abordagem de representação probabilística, com indicação das chances de descobertas de hidrocarbonetos. A região centro-sul apresenta maior chance de descoberta, em relação ao restante da bacia. A Tabela 3.167 apresenta a correspondência dos *plays* com os *superplays*.

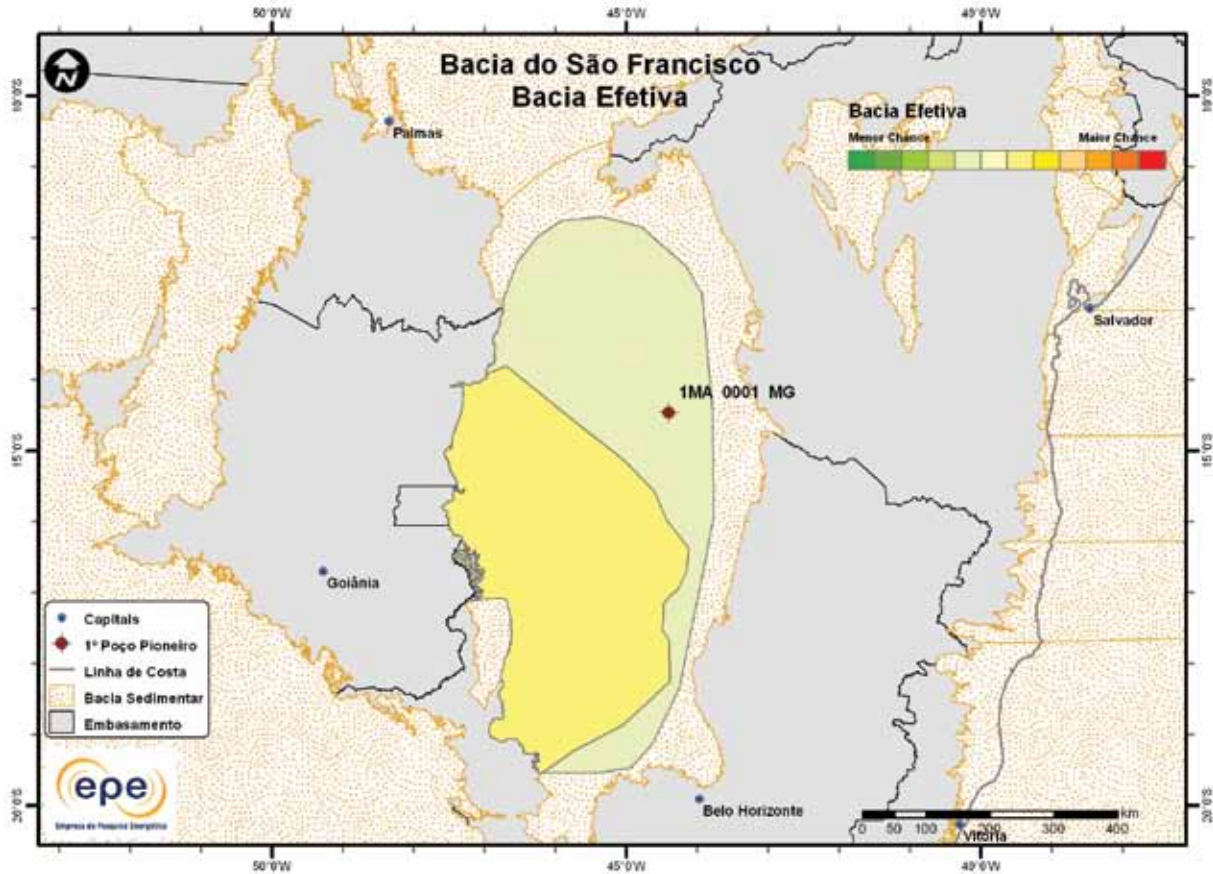


Figura 3.349 - Mapa da bacia efetiva do São Francisco com indicação das chances de descobertas.

Tabela 3.167 - Plays da Bacia do São Francisco		
Nome do Play	Status Exploratório	Superplay
Bambuí	Fronteira	SuperPlay 5 – Proterozoico
Macaúbas-Paranoá	Fronteira	SuperPlay 5 – Proterozoico

3.1.25.1 Play Bambuí

A Figura 3.350 apresenta o mapa do *play* efetivo Bambuí, com as chances de descobertas de hidrocarboneto. A região centro-sul deste *play* apresenta maiores chances de descobertas. Os atributos referentes a esse *play* estão sumarizados na Tabela 3.168.

A Figura 3.351 apresenta o mapa da expectativa de fluido para o *play* Bambuí. A expectativa é de gás natural, caso ocorra descoberta de hidrocarboneto.

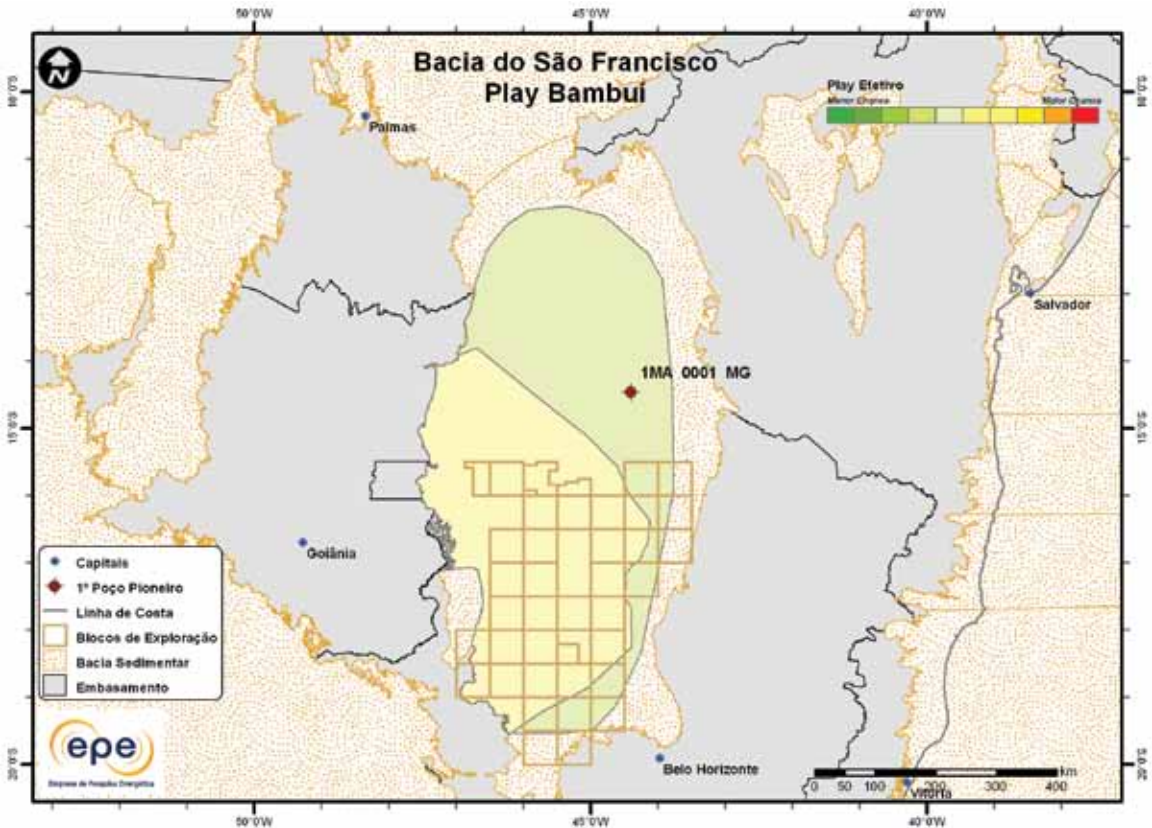


Figura 3.350 - Play efetivo Bambuí da Bacia do São Francisco.

Tabela 3.168 - Atributos do Play Bambuí – Bacia do São Francisco		
Play		Bambuí
Carga	Situação Geográfica	terra
	Unidade Litoestratigráfica	Grupos Macaúbas-Paranoá e Bambuí (Fm. Sete Lagoas e Lagoa do Jacaré)
	Unidade Cronoestratigráfica	Proterozoico Superior (Toniano-Ediacarano)
Reservatório	Migração	falhas
	Unidade Litoestratigráfica	Grupo Bambuí (Formações Sete Lagoas e Lagoa do Jacaré)
	Unidade Cronoestratigráfica	Proterozoico Superior (Criogeniano-Ediacarano)
	Profundidade Média (m)	1000
Trapa	Litologia / Contexto Deposicional	carbonato e arenito / costeiro
	Unidade Litoestratigráfica Selante	Grupo Bambuí (Formações Serras Santa Helena e Saudade)
	Unidade Cronoestratigráfica Selante	Proterozoico Superior (Criogeniano-Ediacarano)
	Tipo de Trapa	estrutural
Litologia Selante		siltito, folhelho e marga

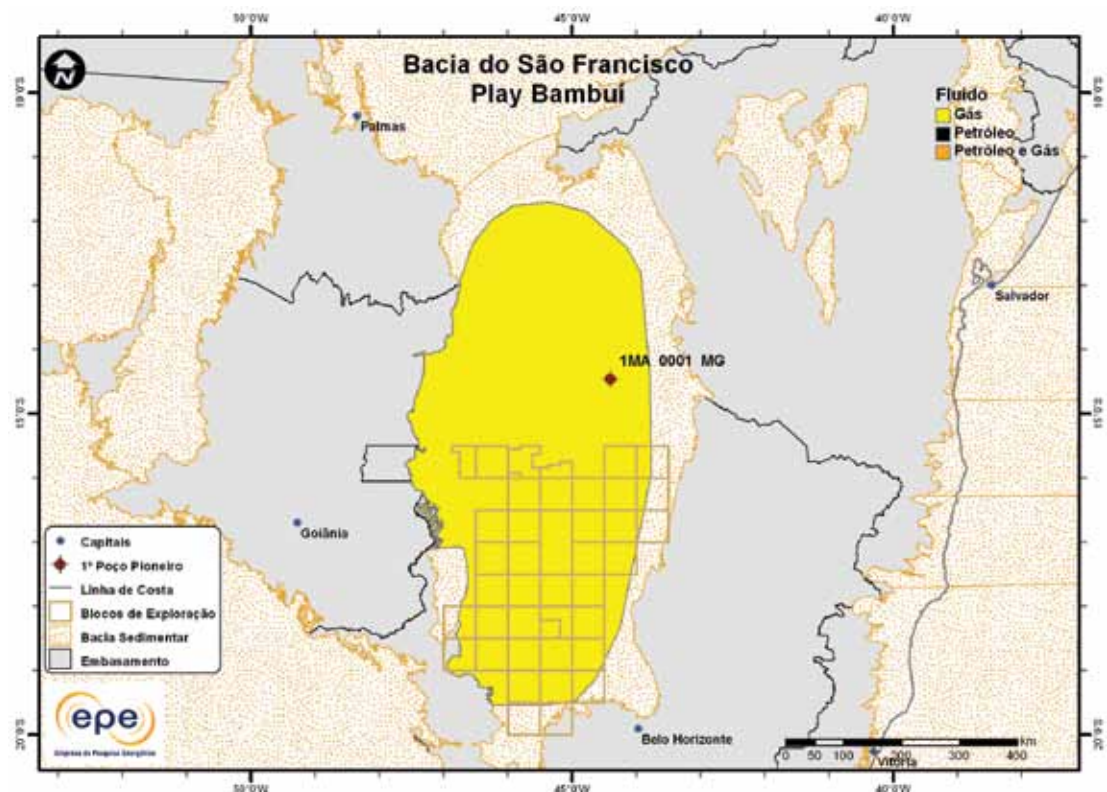


Figura 3.351 - Tipo de fluido com maior expectativa no *play* efetivo Bambuí da Bacia do São Francisco.

3.1.25.2 *Play* Macaúbas-Paranoá

A Figura 3.352 apresenta o mapa do *play* efetivo Macaúbas-Paranoá, com menores chances relativas de descobertas de hidrocarboneto em toda a sua extensão. Os atributos referentes a este *play* estão sumarizados na Tabela 3.169.

A Figura 3.353 apresenta o mapa da expectativa de fluido para o *play* Macaúbas-Paranoá. A expectativa é de gás natural, caso ocorra descoberta de hidrocarboneto.

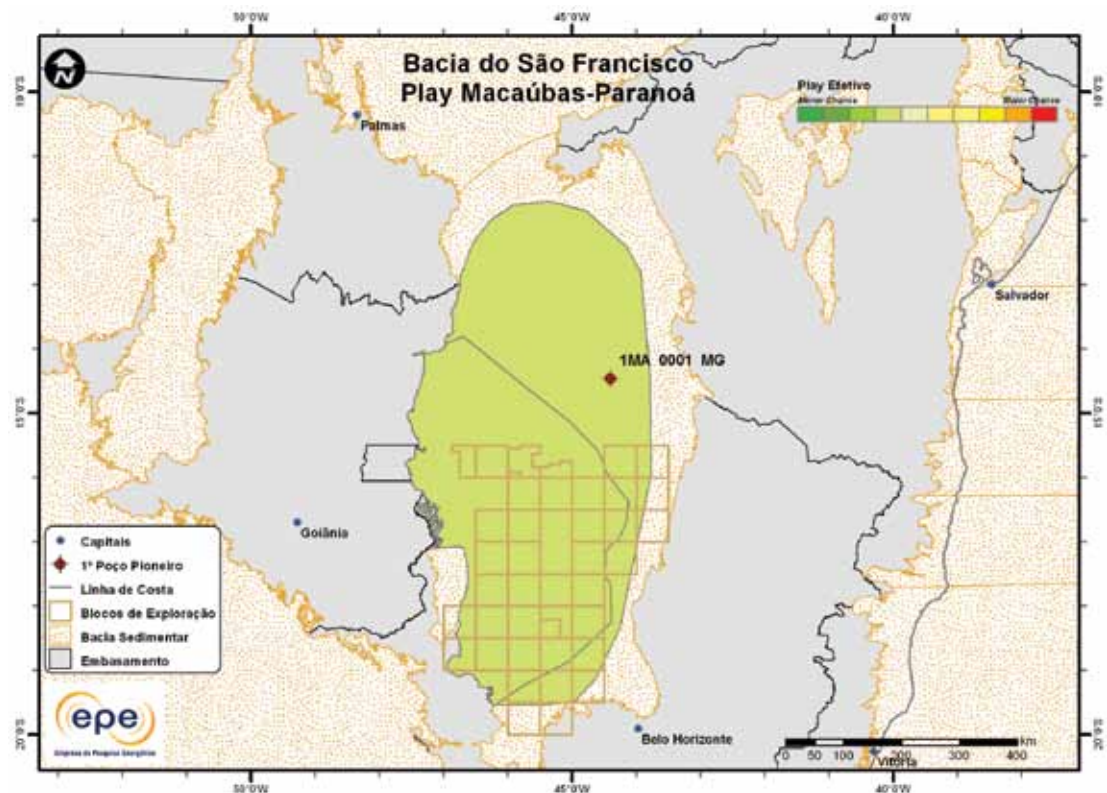


Figura 3.352 - *Play* efetivo Macaúbas-Paranoá da Bacia do São Francisco.

Tabela 3.169 - Atributos do <i>Play</i> Macaúbas-Paranoá – Bacia do São Francisco		
<i>Play</i>		Macaúbas-Paranoá
Situação Geográfica		terra
Carga	Unidade Litoestratigráfica	Grupo Macaúbas-Paranoá
	Unidade Cronoestratigráfica	Proterozoico Superior (Toniano-Criogeniano)
	Migração	falhas de cavalgamento
Reservatório	Unidade Litoestratigráfica	Grupo Macaúbas-Paranoá
	Unidade Cronoestratigráfica	Proterozoico Superior (Toniano-Criogeniano)
	Profundidade Média (m)	1500
	Litologia / Contexto Depositional	arenito e carbonato / costeiro
Trapa	Unidade Litoestratigráfica Selante	Grupos Macaúbas-Paranoá e Bambuí
	Unidade Cronoestratigráfica Selante	Proterozoico Superior (Toniano e Ediacariano)
	Tipo de Trapa	estrutural
	Litologia Selante	pelito e/ou calcilito

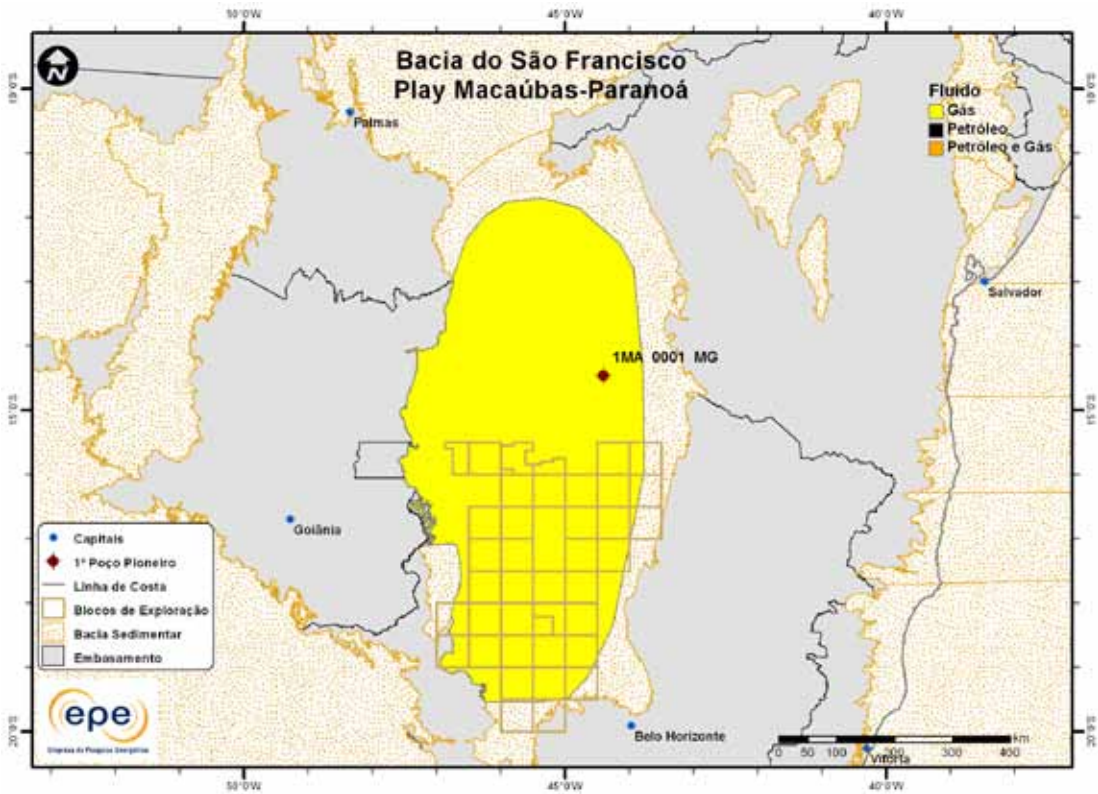


Figura 3.353 - Tipo de fluido com maior expectativa no *play* efetivo Macaúbas-Paranoá da Bacia do São Francisco.

3.1.26 Bacia de São Luis-Bragança-Viseu

Síntese da Bacia

Apresenta-se na Figura 3.354 o mapa de localização da bacia sedimentar e efetiva (abordagem de representação geográfica) de São Luis-Bragança Viseu e na Tabela 3.170, suas principais características geológicas. Nota-se que *plays* efetivos foram identificados apenas na parte (sub-bacia) de São Luis. Os principais reservatórios e o principal gerador de cada *play* exploratório estão indicados na carta estratigráfica (Figura 3.355) e na seção geológica (Figura 3.356).

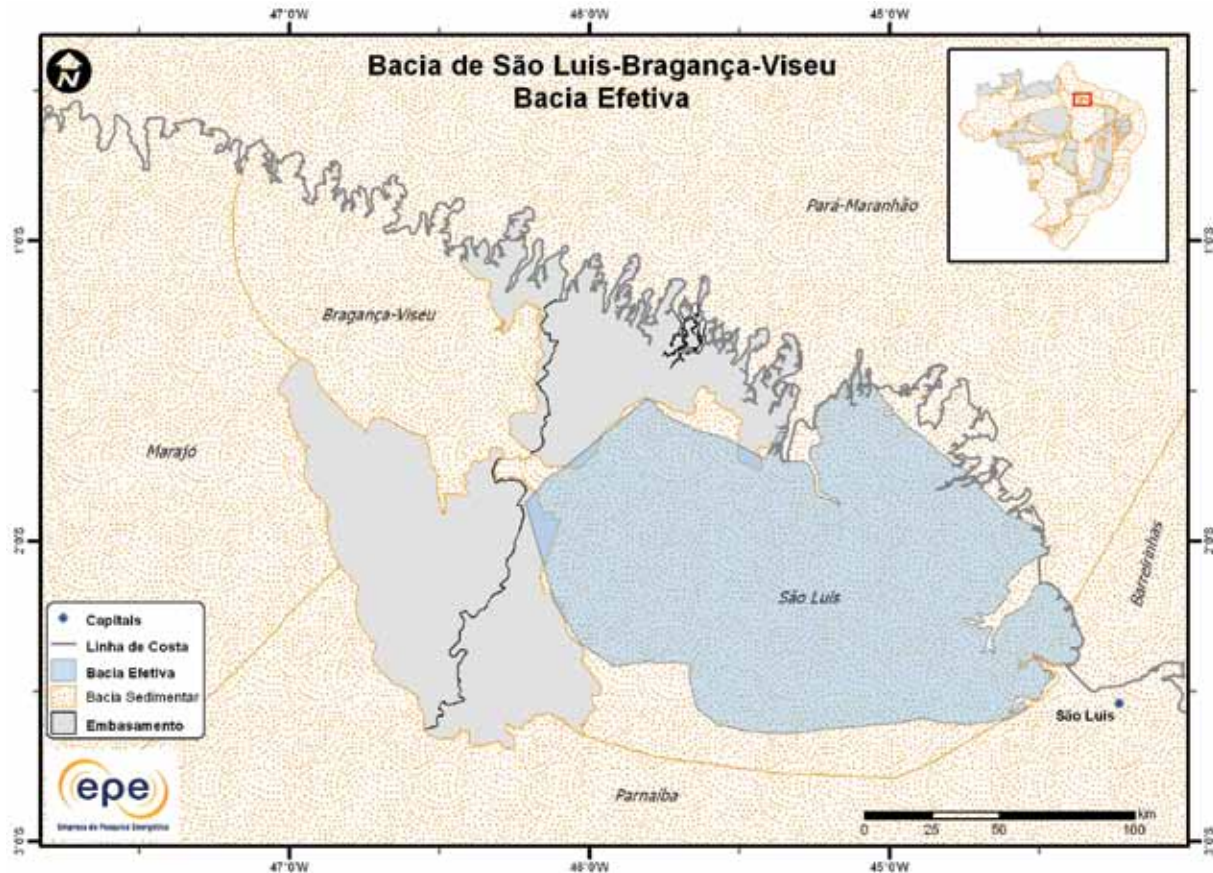


Figura 3.354 - Bacia efetiva de São Luis-Bragança-Viseu.

Tabela 3.170 - Informações Geológicas da Bacia de São Luis-Bragança-Viseu		
Situação Geográfica	terra	
Área Sedimentar (km²)	30.428	
Área da Bacia efetiva (km²)	17.916	
Maturidade Exploratória	Nova Fronteira	
Sistema Petrolífero Principal	Codó-Grajaú (?)	
Plays Exploratórios	Nome do Play	Principal Reservatório
1	Itapecuru	Formação Itapecuru
2	Grajaú	Formação Grajaú
Recursos Não Convencionais		
Folhelho Petrolífero		
Gás de Folhelho (Shale Gas)		

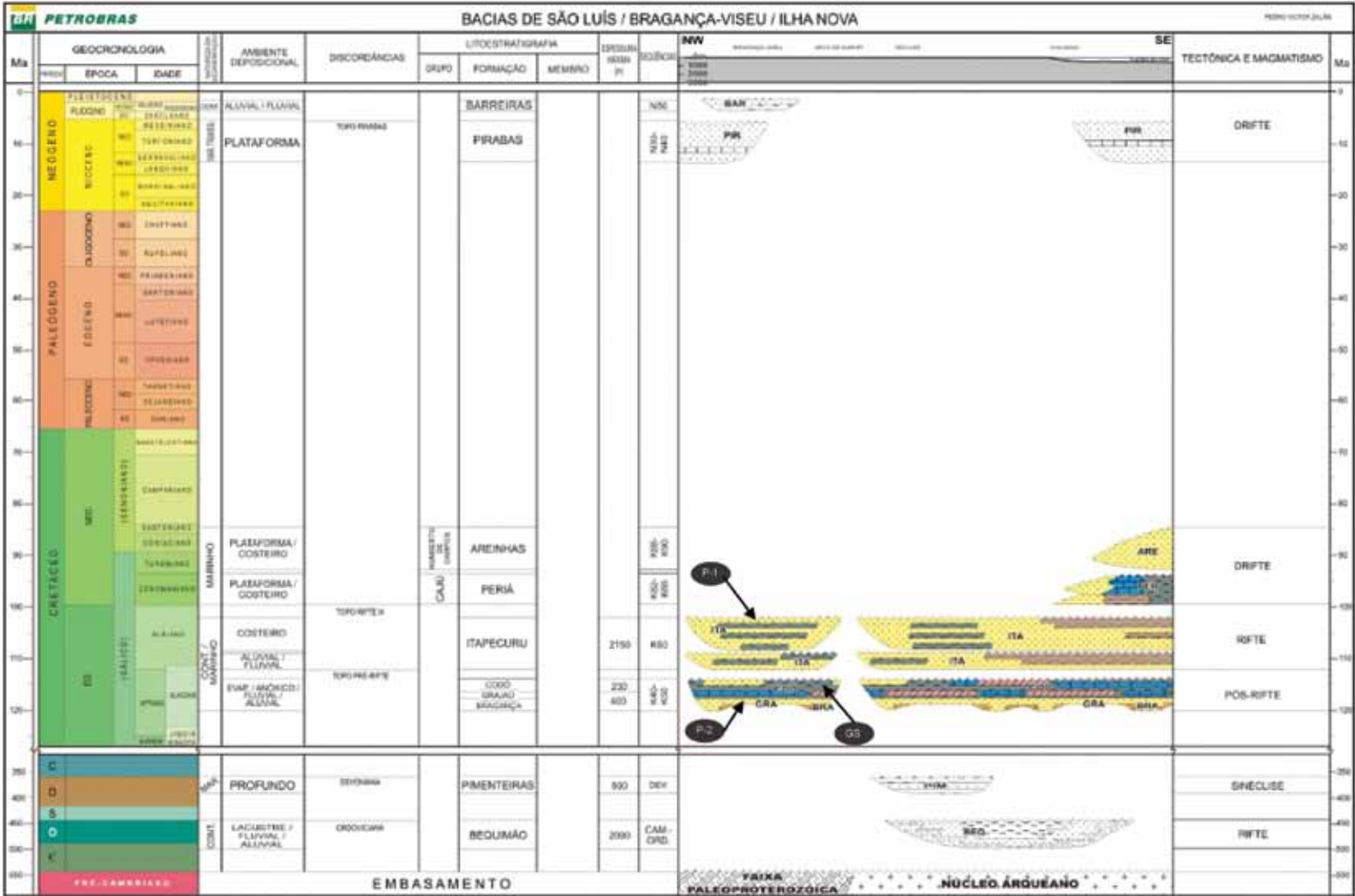


Figura 3.355 - Carta estratigráfica da Bacia de São Luis-Bragança-Viseu com indicação do gerador do sistema petrolífero principal (GS) e plays exploratórios (P).

Fonte: Modificado de Petrobras (2007).

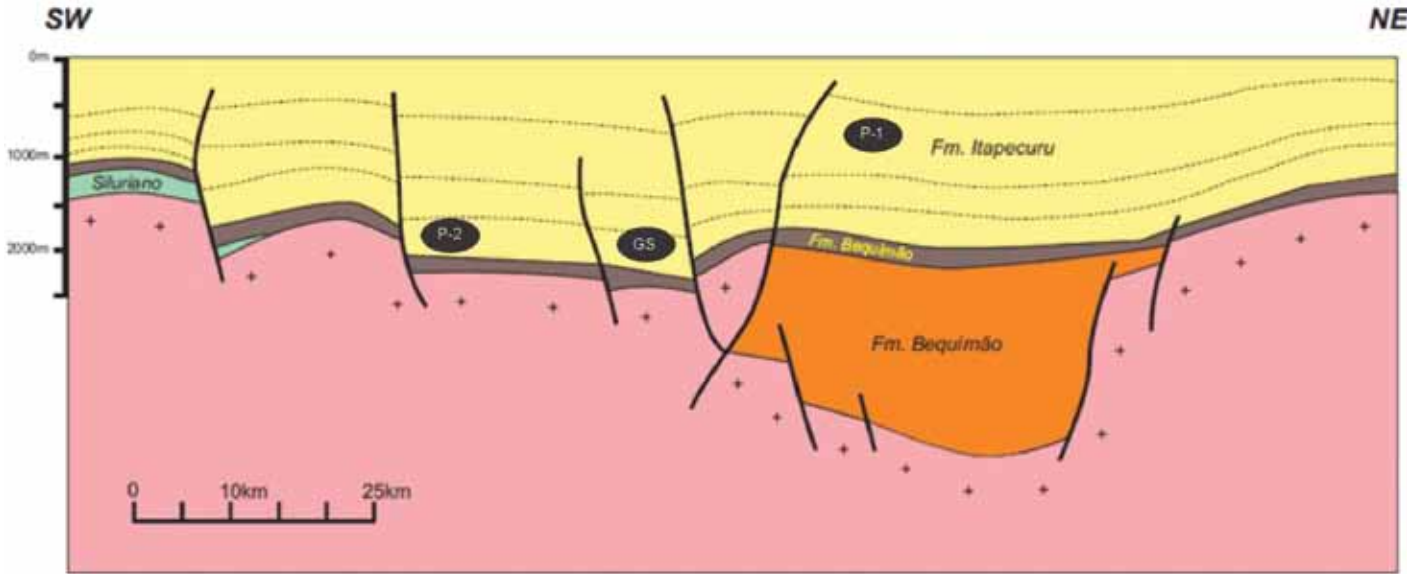


Figura 3.356 - Seção geológica da Bacia de São Luis-Bragança-Viseu com indicação do gerador do sistema petrolífero principal (GS) e plays exploratórios (P).

Fonte: Site ANP (2007f).

• Principais Atividades do Setor de Petróleo e Gás na Bacia

Na Figura 3.357, apresenta-se a localização da cobertura dos levantamentos sísmicos e dos poços pioneiros. Não há blocos exploratórios sob concessão na bacia. Embora não ilustrado na figura, cabe citar que em 2007, a ANP fez investimentos para levantamentos de dados aerogeofísicos e geoquímicos. Para 2013, está prevista a perfuração de um poço estratigráfico. A Tabela 3.171 apresenta, resumidamente, informações sobre os poços exploratórios.

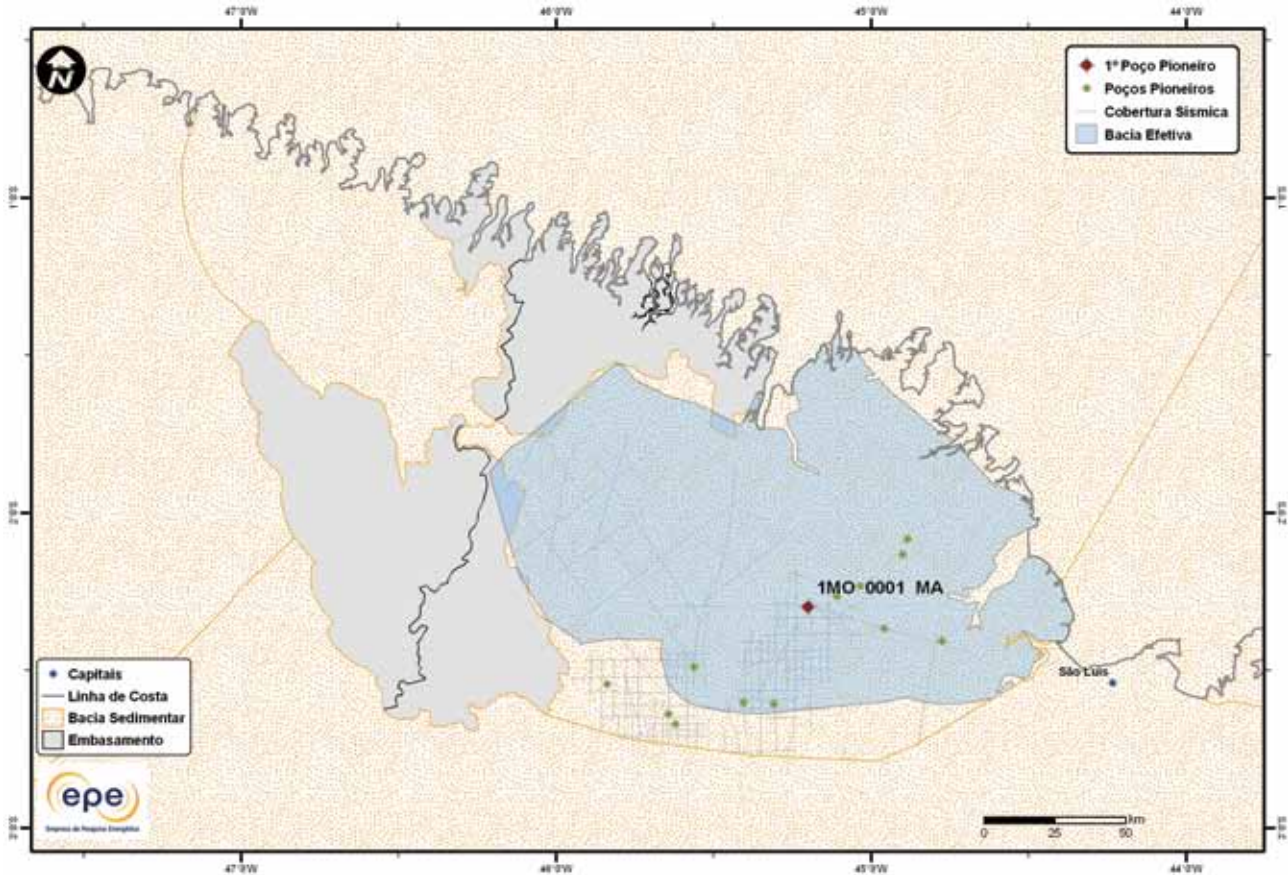


Figura 3.357 - Atividades de E&P na Bacia São Luis-Bragança-Viseu.

Tabela 3.171 - Resumo de Atividades de E&P – Bacia de São Luis-Bragança-Viseu				
Situação Geográfica		terra (São Luis)	terra (Bragança-Viseu)	
Poços Exploratórios	Perfurados	18	2	
	1º Poço Pioneiro (ano)	1MO0001MA (1957)	-	
	Último Poço Pioneiro (ano)	1IV0001MA (1988)	-	
	Profundidade Máxima Perfurada (m)	3.745	2.100	
	Maior Lâmina D'água (m)	0	0	
Campos	Índice de Sucesso Geológico de Poços Pioneiros (%)	0	0	
	Petróleo	0	0	
	Gás Não Associado	0	0	
	Petróleo e Gás	0	0	
	Em Avaliação	0	0	
Descobertas	1ª Descoberta Comercial (ano)	-	-	
	Última Descoberta Comercial (ano)	-	-	
Produção	Ano de Início		-	-
	Acumulada	Petróleo (MM bbl)	0	0
		Gás Associado (MM m³)	0	0
		Gás Não Associado (MM m³)	0	0

• Infraestrutura de Abastecimento da Bacia

A Bacia do São Luis-Bragança-Viseu não conta atualmente com qualquer infraestrutura de abastecimento instalada ou projetada. Entretanto, poderá se beneficiar de projetos de infraestrutura possíveis de serem instalados em suas proximidades, destacadamente a Refinaria Premium I (Figura 3.358) e os Gasodutos do Pará e Meio-Norte (Figura 3.359).

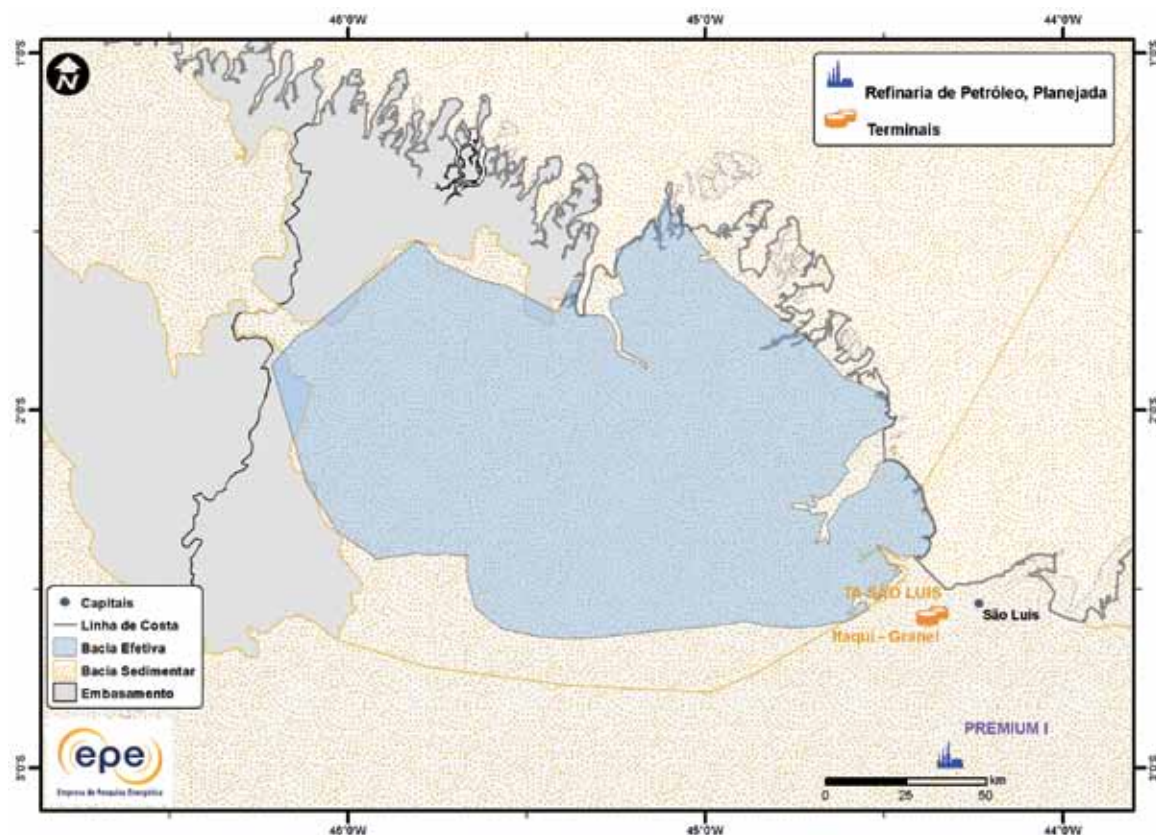


Figura 3.358 - Infraestrutura de abastecimento da Bacia de São Luis-Bragança-Viseu: refinarias e terminais.

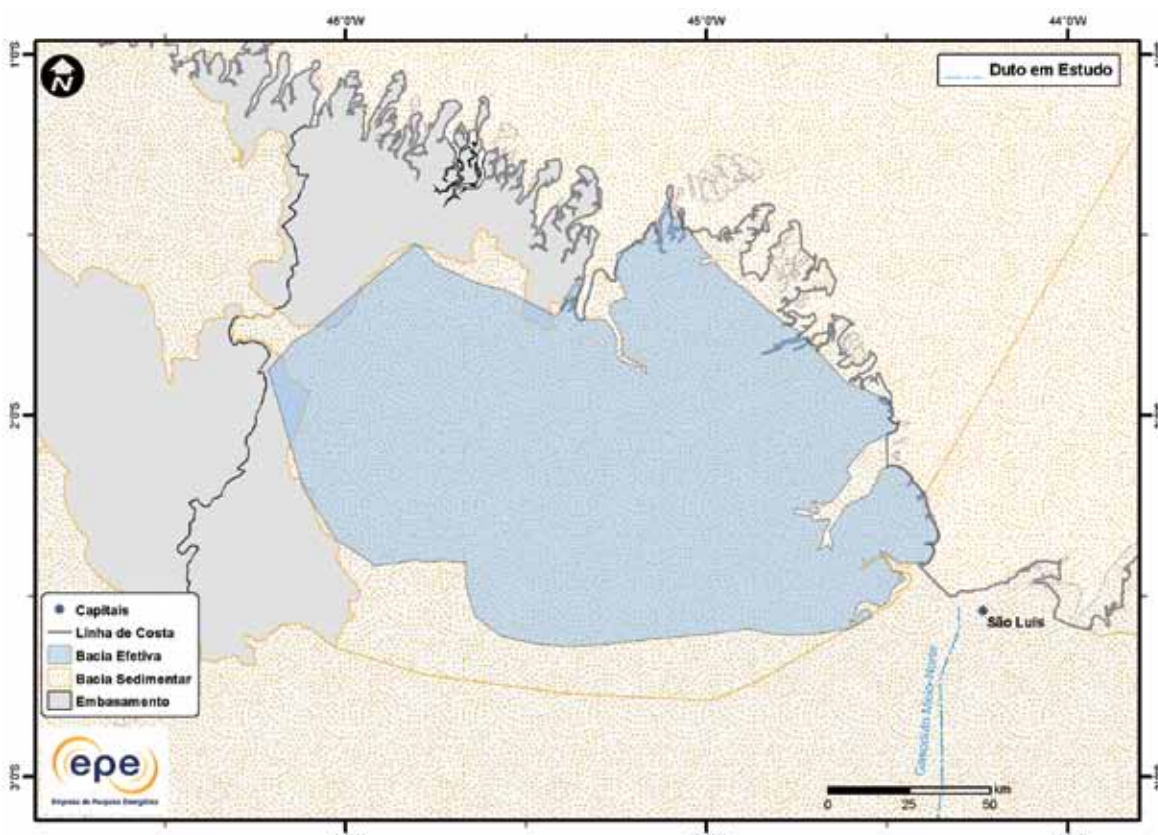


Figura 3.359 - Infraestrutura de abastecimento da Bacia de São Luis-Bragança-Viseu: UPGNs e dutos.

• **Análise da Bacia em *Plays* Exploratórios**

A Figura 3.360 apresenta o mapa da bacia efetiva de São Luis-Bragança-Viseu, segundo a abordagem de representação probabilística, com indicação das chances de descobertas de hidrocarbonetos. Toda a área da bacia de São Luis apresenta baixa chance de descoberta. Na parte (sub-bacia) de Bragança-Viseu não foi identificado nenhum *play* exploratório. A Tabela 3.172 apresenta a correspondência dos *plays* com os *superplays*.

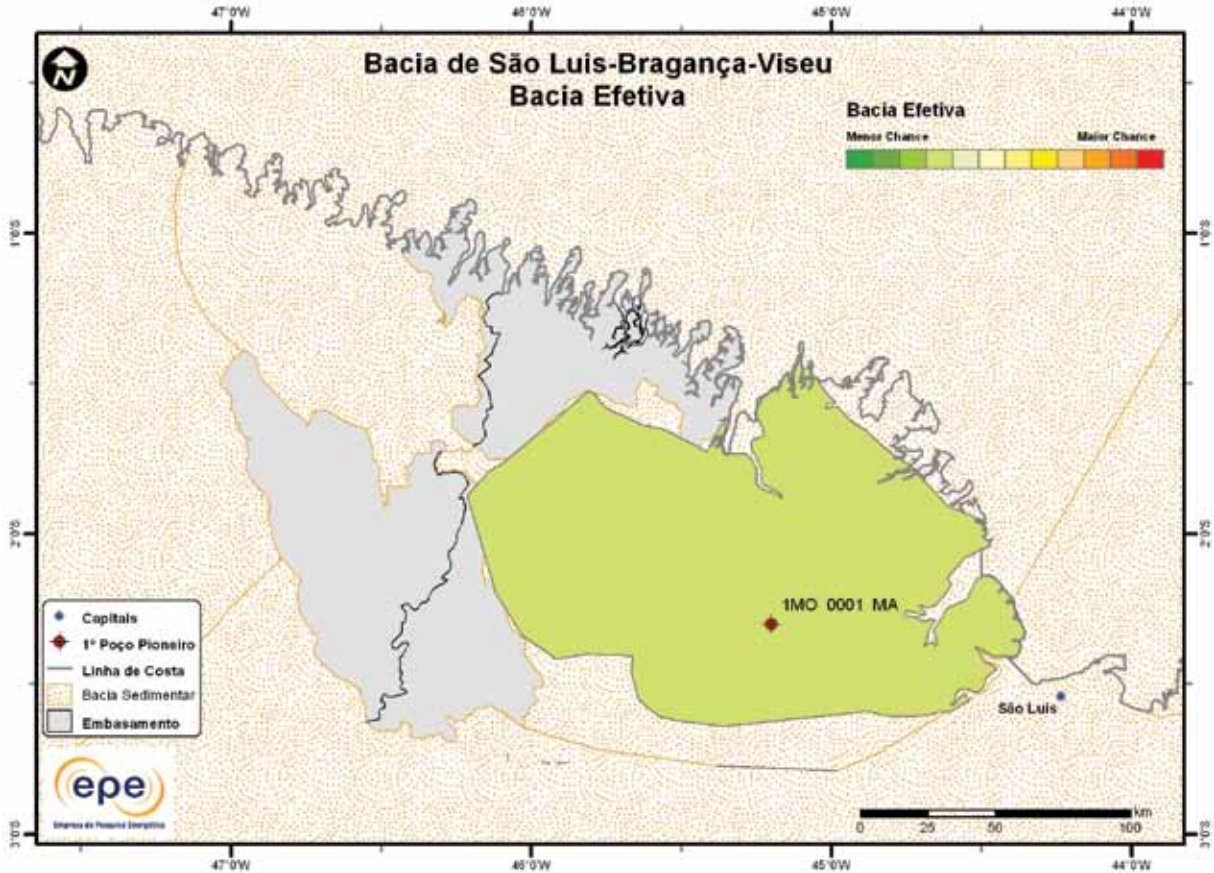


Figura 3.360 - Mapa da bacia efetiva de São Luis-Bragança-Viseu com indicação das chances de descobertas.

Tabela 3.172 - <i>Plays</i> da Bacia de São Luis-Bragança-Viseu		
Nome do <i>Play</i>	Status Exploratório	<i>Superplay</i>
Itapecuru	Fronteira	SuperPlay 2 – Cretáceo Inferior_Transicional/Marinho Raso SuperPlay 3 – Cretáceo Inferior_Continental
Grajaú	Fronteira	

3.1.26.1 Play Itapecuru

A Figura 3.361 apresenta o mapa do *play* efetivo Itapecuru, com as chances de descobertas de hidrocarboneto. O *play* é restrito à parte (sub-bacia) de São Luis, com baixa chance de descoberta. Os atributos referentes a esse *play* estão sumarizados na Tabela 3.173.

A Figura 3.362 apresenta o mapa da expectativa de fluido para o *play* Itapecuru. A maior expectativa é de petróleo, caso ocorra descoberta de hidrocarboneto. Sendo petróleo, espera-se a ocorrência de petróleo leve.

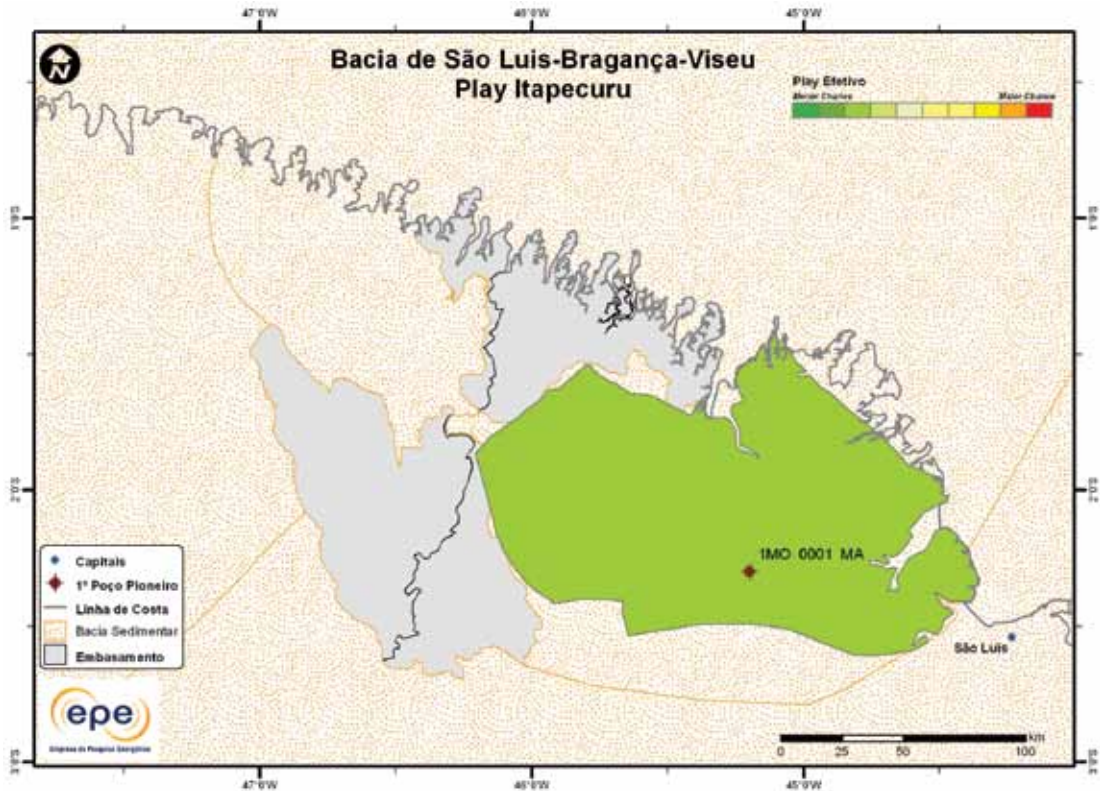


Figura 3.361 - Play efetivo Itapecuru da Bacia de São Luis-Bragança-Viseu.

Tabela 3.173 - Atributos do Play Itapecuru – Bacia de São Luis-Bragança-Viseu		
Play		Itapecuru
Carga	Situação Geográfica	terra
	Unidade Litoestratigráfica	Formação Codó
	Unidade Cronoestratigráfica	Cretáceo Inferior (Aptiano)
	Migração	falhas associadas aos blocos basculados
Reservatório	Unidade Litoestratigráfica	Formação Itapecuru
	Unidade Cronoestratigráfica	Cretáceo Inferior
	Profundidade Média (m)	1.100
	Litologia / Contexto Deposicional	arenito / sin-rifte
Trapa	Unidade Litoestratigráfica Selante	Formação Itapecuru
	Unidade Cronoestratigráfica Selante	Cretáceo Inferior
	Tipo de Trapa	estrutural
	Litologia Selante	folhelho

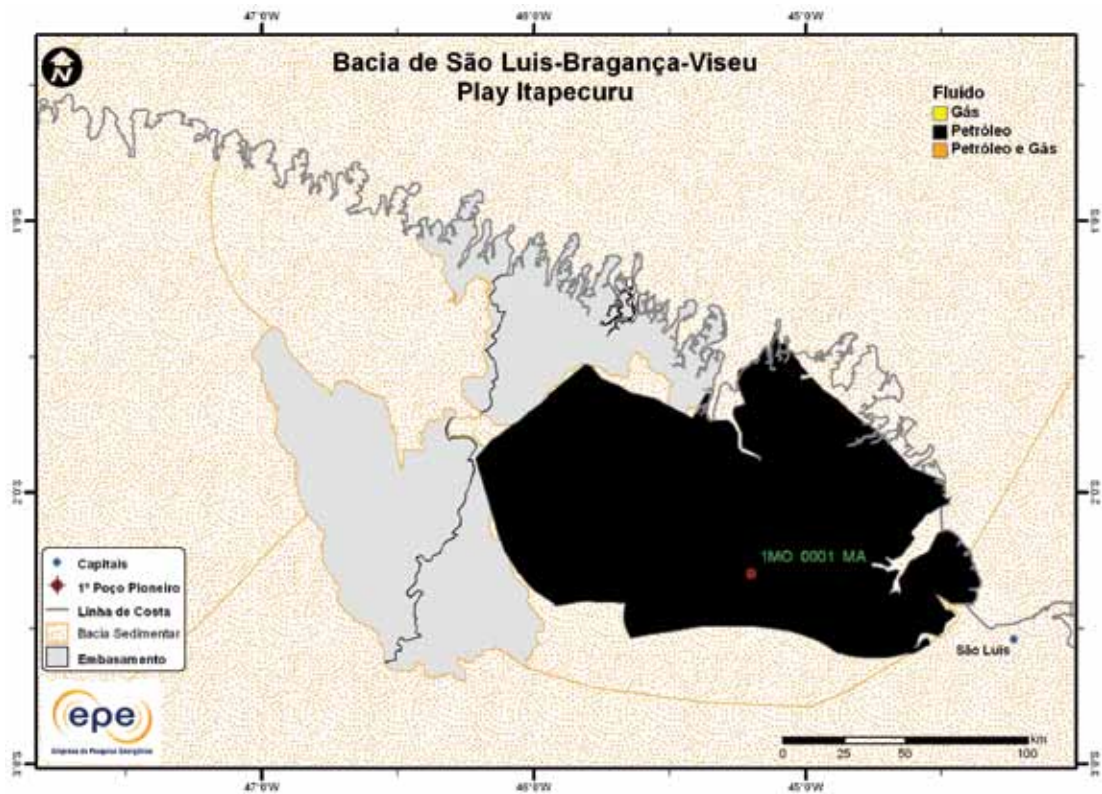


Figura 3.362 - Tipo de fluido com maior expectativa no *play* efetivo Itapecuru da Bacia de São Luis-Bragança-Viseu.

3.1.26.2 Play Grajaú

A Figura 3.363 apresenta o mapa do *play* efetivo Grajaú, com as chances de descobertas de hidrocarboneto. Os atributos referentes a este *play* estão sumarizados na Tabela 3.174.

A Figura 3.364 apresenta o mapa da expectativa de fluido para o *play* Grajaú. A maior expectativa é de petróleo, caso ocorra descoberta de hidrocarboneto. Sendo petróleo, espera-se a ocorrência de petróleo leve.

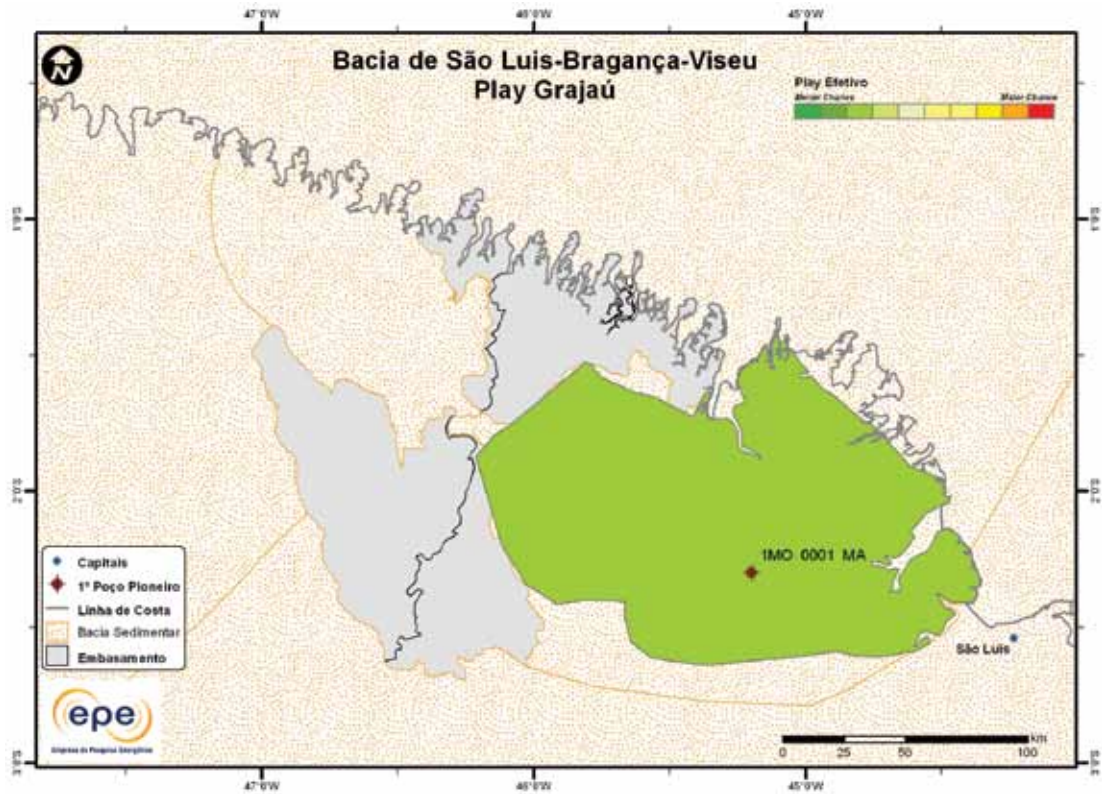


Figura 3.363 - Play efetivo Grajaú da Bacia de São Luis-Bragança-Viseu.

Tabela 3.174 - Atributos do <i>Play</i> Grajaú – Bacia do São Luis-Bragança-Viseu		
<i>Play</i>		Grajaú
Situação Geográfica		terra
Carga	Unidade Litoestratigráfica	Formação Codó
	Unidade Cronoestratigráfica	Cretáceo Inferior (Aptiano)
	Migração	falhas associadas aos blocos basculados
Reservatório	Unidade Litoestratigráfica	Formação Grajaú
	Unidade Cronoestratigráfica	Cretáceo Inferior (Aptiano)
	Profundidade Média (m)	1.000
	Litologia / Contexto Depositional	arenito / costeiro a marinho raso
Trapa	Unidade Litoestratigráfica Selante	Formação Codó
	Unidade Cronoestratigráfica Selante	Cretáceo Inferior (Aptiano)
	Tipo de Trapa	mista e estrutural
	Litologia Selante	folhelho e calcilito

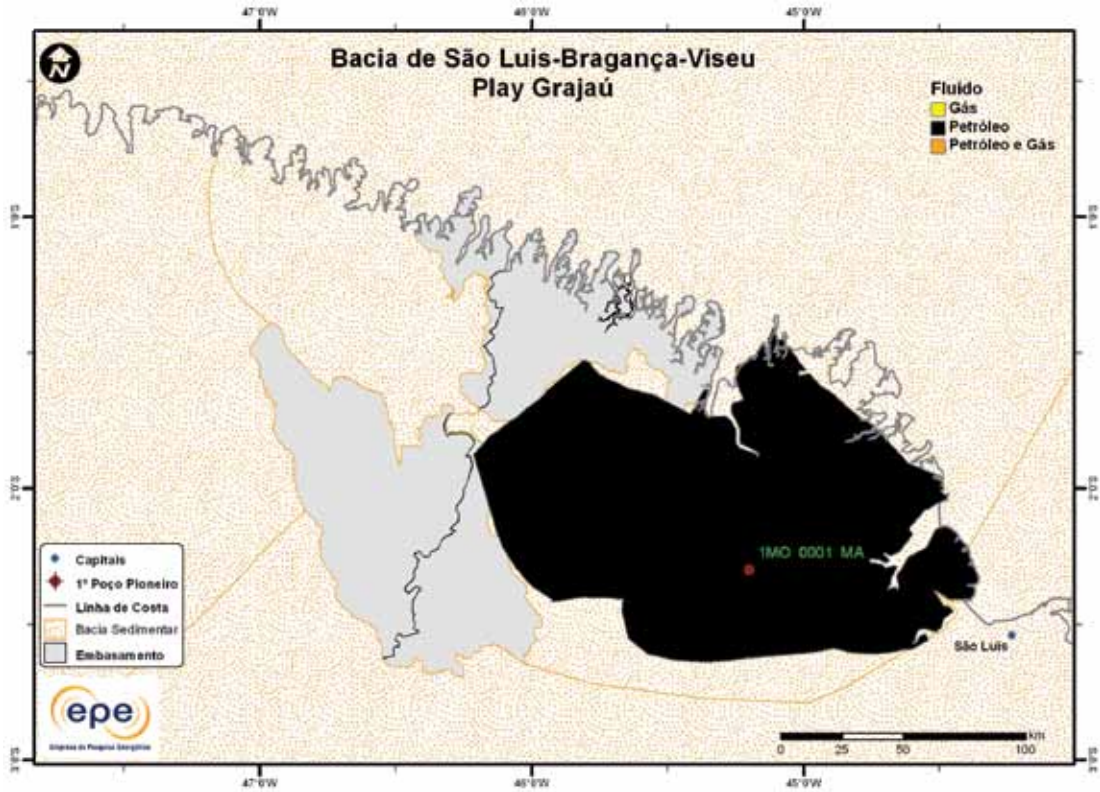


Figura 3.364 - Tipo de fluido com maior expectativa no *play* efetivo Grajaú da Bacia de São Luis-Bragança-Viseu.

3.1.27 Bacia de Sergipe-Alagoas

Síntese da Bacia

Apresenta-se na Figura 3.365 o mapa de localização da bacia sedimentar e efetiva (abordagem de representação geográfica) de Sergipe-Alagoas e na Tabela 3.175, suas principais características geológicas. A bacia efetiva se restringe à parte terrestre e *offshore* proximal. Os principais reservatórios e o principal gerador de cada *play* exploratório estão indicados nas cartas estratigráficas (Figura 3.366 e Figura 3.367) e na seção geológica (Figura 3.368)³⁶.

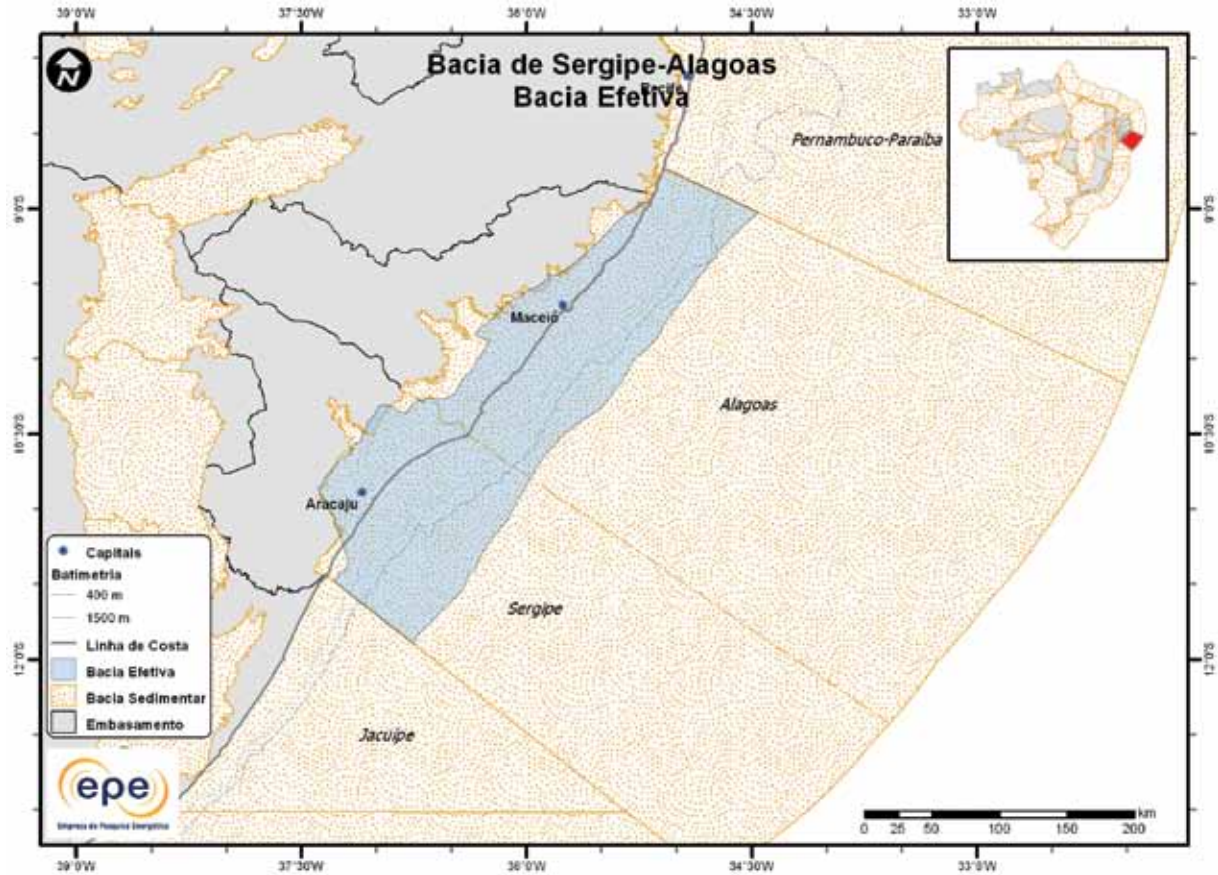


Figura 3.365 - Bacia efetiva de Sergipe-Alagoas.

Tabela 3.175 - Informações Geológicas da Bacia de Sergipe-Alagoas		
Situação Geográfica	terra (Sergipe e Alagoas)	mar (SEAL)
Área Sedimentar (km²)	13.157	171.361
Área da Bacia efetiva (km²)	9.985	28.419
Maturidade Exploratória	Madura	Nova Fronteira
Sistema Petrolífero Principal	Barra de Itiúba-Carmópolis (!)	
Plays Exploratórios	Nome do Play	Principal Reservatório
1	Calumbi	Formação Calumbi
2	Sergipe	Formação Riachuelo
3	Muribeca	Formação Muribeca (Membro Carmópolis)
4	Coruripe	Formação Barra de Itiúba
5	Perucaba	Formações Serraria
Recursos Não Convencionais		
Folhelho Petrolífero (em terra)		

³⁶ A Bacia de Sergipe-Alagoas agrega as chamadas bacias de Sergipe e Alagoas na parte terrestre, e SEAL na parte marítima, conforme terminologia que consta na Tabela 3.1 das bacias sedimentares brasileiras no início deste capítulo. Entretanto, a designação de sub-bacias de Sergipe e Alagoas engloba as porções terrestres e respectivos prolongamentos marítimos.

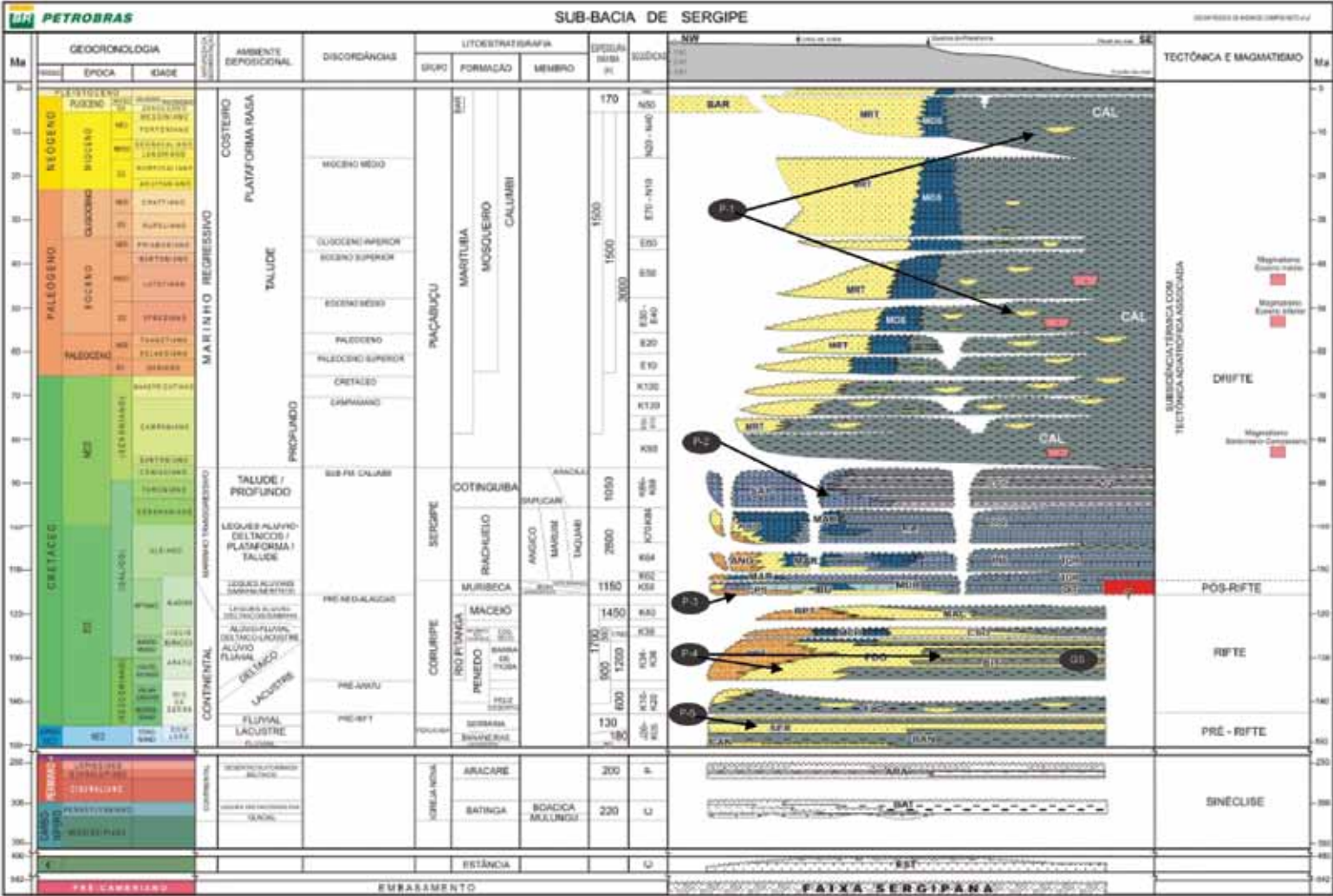


Figura 3.366 - Carta estratigráfica da Sub-bacia de Sergipe com indicação do gerador do sistema petrolífero principal (GS) e *p*lays exploratórios (P).

Fonte: Modificado de Petrobras (2007).

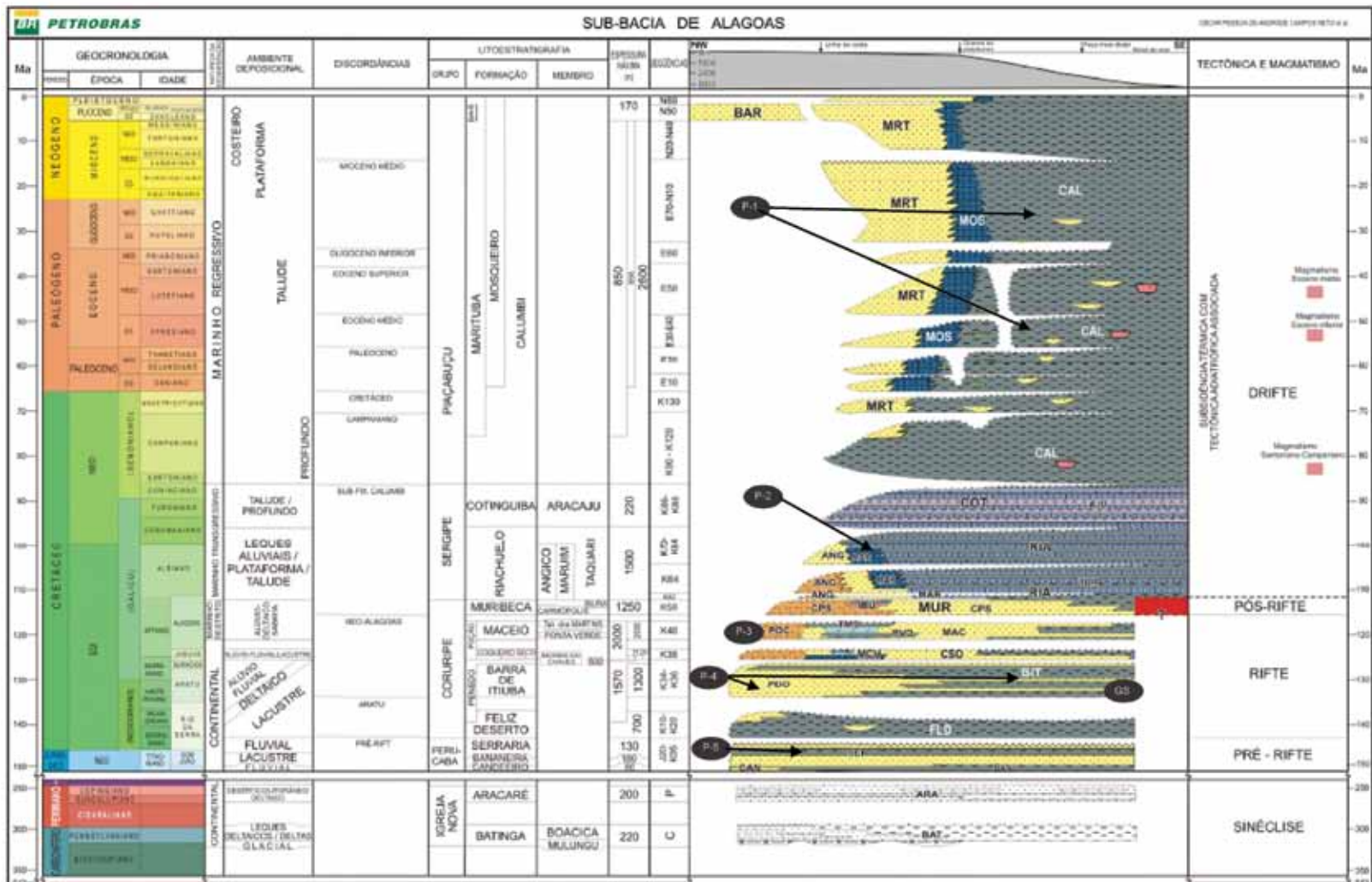


Figura 3.367 - Carta estratigráfica da Sub-bacia de Alagoas com indicação do gerador do sistema petrolífero principal (GS) e plays exploratórios (P).

Fonte: Modificado de Petrobras (2007).

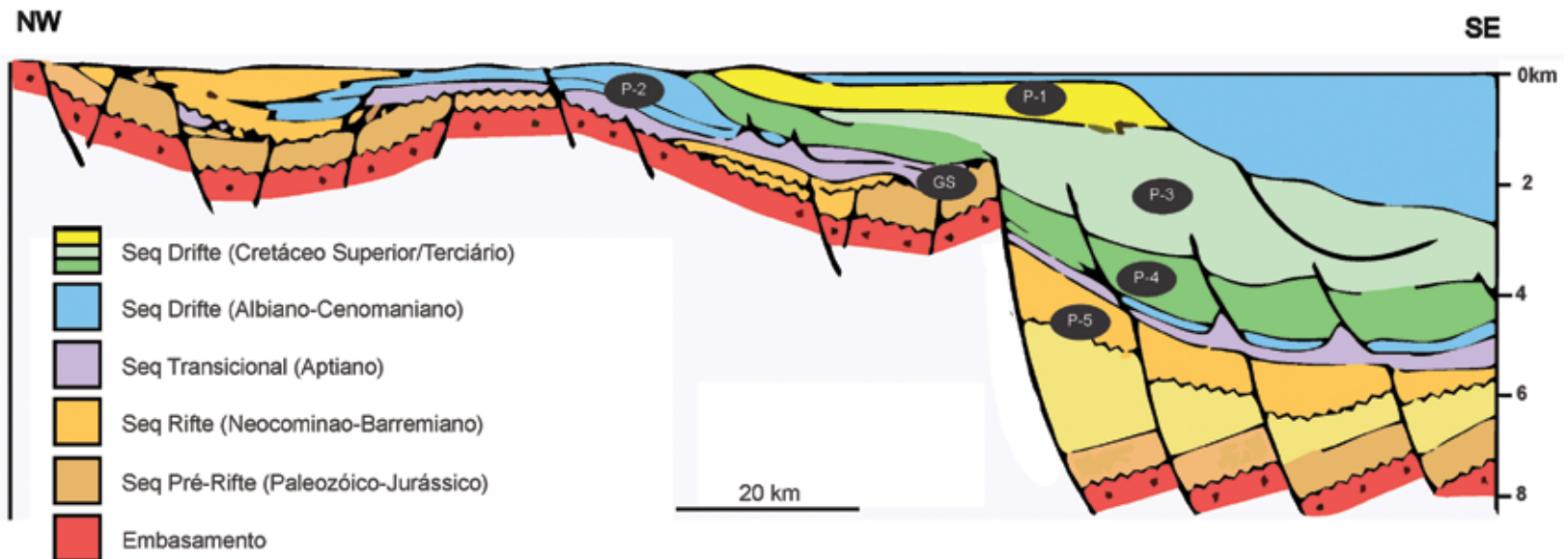


Figura 3.368 - Seção geológica da Bacia de Sergipe-Alagoas com indicação do gerador do sistema petrolífero principal (GS) e plays exploratórios (P).

Fonte: Modificado de DPC & Assoc. (19?) apud ANP (2009a).

• Principais Atividades do Setor de Petróleo e Gás na Bacia

Na Figura 3.369, apresenta-se a localização da cobertura dos levantamentos sísmicos e poços pioneiros, além dos campos em produção, áreas em avaliação, última descoberta comercial e blocos exploratórios sob concessão. Nota-se uma maior concentração dos esforços exploratórios na região da Sub-bacia de Sergipe.

Tabela 3.176 apresenta, resumidamente, informações sobre os poços exploratórios, campos e descobertas comerciais, além dos volumes da produção acumulada.

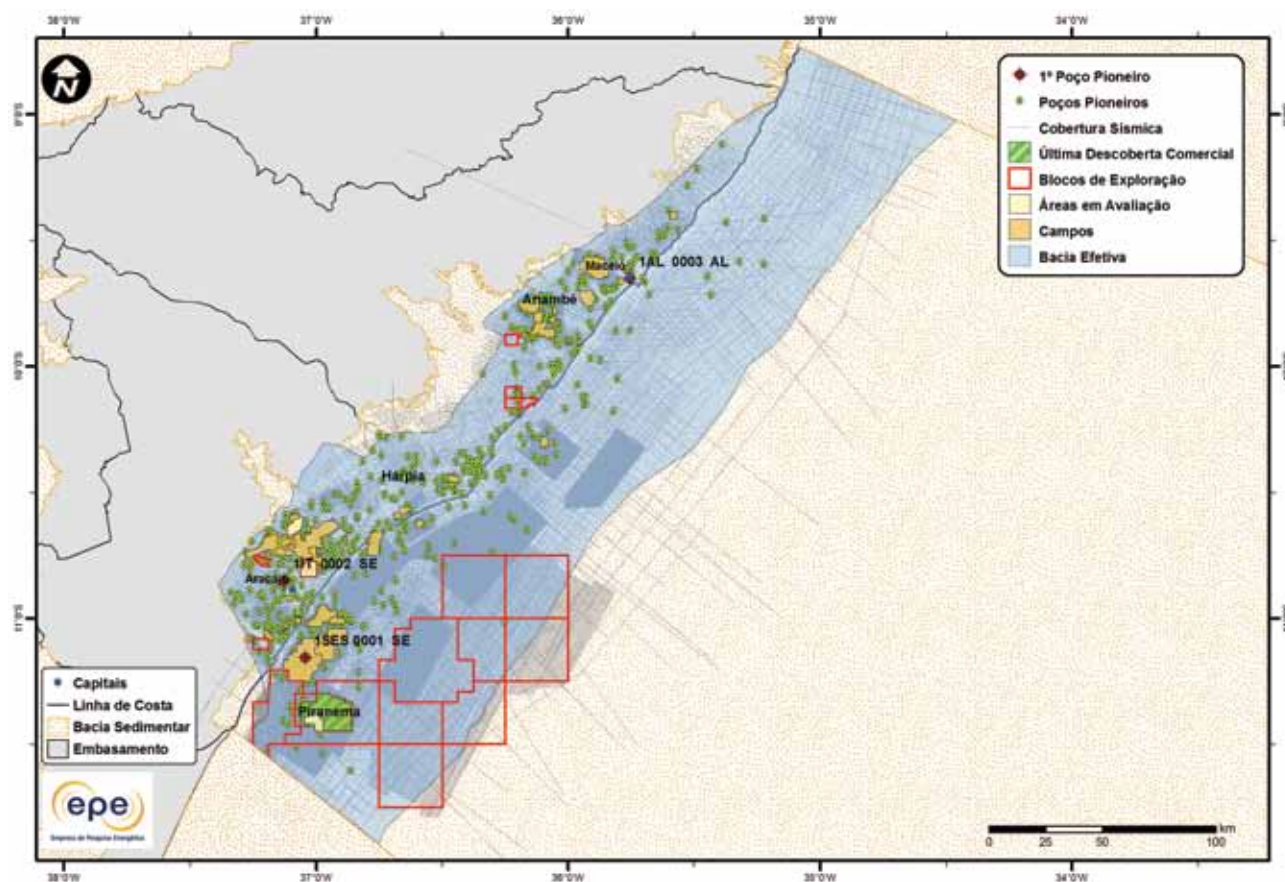


Figura 3.369 - Atividades de E&P na Bacia de Sergipe-Alagoas.

Tabela 3.176 - Resumo de Atividades de E&P – Bacia de Sergipe-Alagoas					
Situação Geográfica			terra (Alagoas)	terra (Sergipe)	mar (SEAL)
Poços Exploratórios	Perfurados		314	482	282
	1º Poço Pioneiro (ano)		1AL0003AL (1941)	1IT 0002SE (1947)	1SES0001SE (1968)
	Último Poço Pioneiro (ano)		1BRSA951AL (2011)	1STAR12SE (2009)	1BRSA875SES (2010)
	Profundidade Máxima Perfurada (m)		5.353	6.000	5.859
	Maior Lâmina D'água (m)		0	0	2775
	Índice de Sucesso Geológico de Poços Pioneiros (%)		18	12	20
Campos	Petróleo		6	25	6
	Gás Não Associado		6	1	0
	Petróleo e Gás		5	1	2
Descobertas	Em Avaliação		0	2	1
	1ª Descoberta Comercial (ano)		Jequiá (1957)	Riachuelo (1961)	Guaricema (1968)
	Última Descoberta Comercial (ano)		Ananbé (2007)*	Harpia (2008)	Piranema (2002)
Produção	Ano de Início		1960	1963	1968
	Acumulada	Petróleo (MM bbl)	83,11	488,01	168,16
		Gás Associado (MM m³)	9.137,77	3.161,33	19.516,72
		Gás Não Associado (MM m³)	8.073,16	20,99	4.734,69

* A descoberta comercial mais recente da Bacia de Sergipe-Alagoas é o campo Arapaçu que teve sua comercialidade declarada em abril de 2012, após a data de referência (31 de julho de 2011) para elaboração dos mapas do Zoneamento. Esse campo ainda não entrou em produção.

• **Infraestrutura de Abastecimento da Bacia**

Na Bacia de Sergipe-Alagoas existem dois terminais aquaviários (Figura 3. 370): o TA Maceió entrega diesel, gasolina e álcool para as distribuidoras locais, com capacidade de armazenamento de derivados de 30 mil m³. O terminal tem, ainda, capacidade de armazenar 25 mil m³ de petróleo. Já o TA Aracajú é responsável pelo armazenamento e embarque do petróleo produzido em Sergipe, tanto nos campos terrestres como marítimos. Sua capacidade de armazenamento é de 156 mil m³ de petróleo.

A Bacia de Sergipe-Alagoas está servida por uma rede de gasodutos em sua porção terrestre, que a conecta ao GASENE e ao Nordeste I, como pode ser observado na Figura 3. 371. A bacia possui também três unidades de processamento de gás natural, Carmópolis, Atalaia e Pilar, que juntas processam cerca de 5 MM m³ de gás natural por dia.

Apesar de não haver na bacia nenhuma refinaria, a proximidade com a RNEST pode ser visto como uma vantagem para a consideração de futuros empreendimentos em E&P.

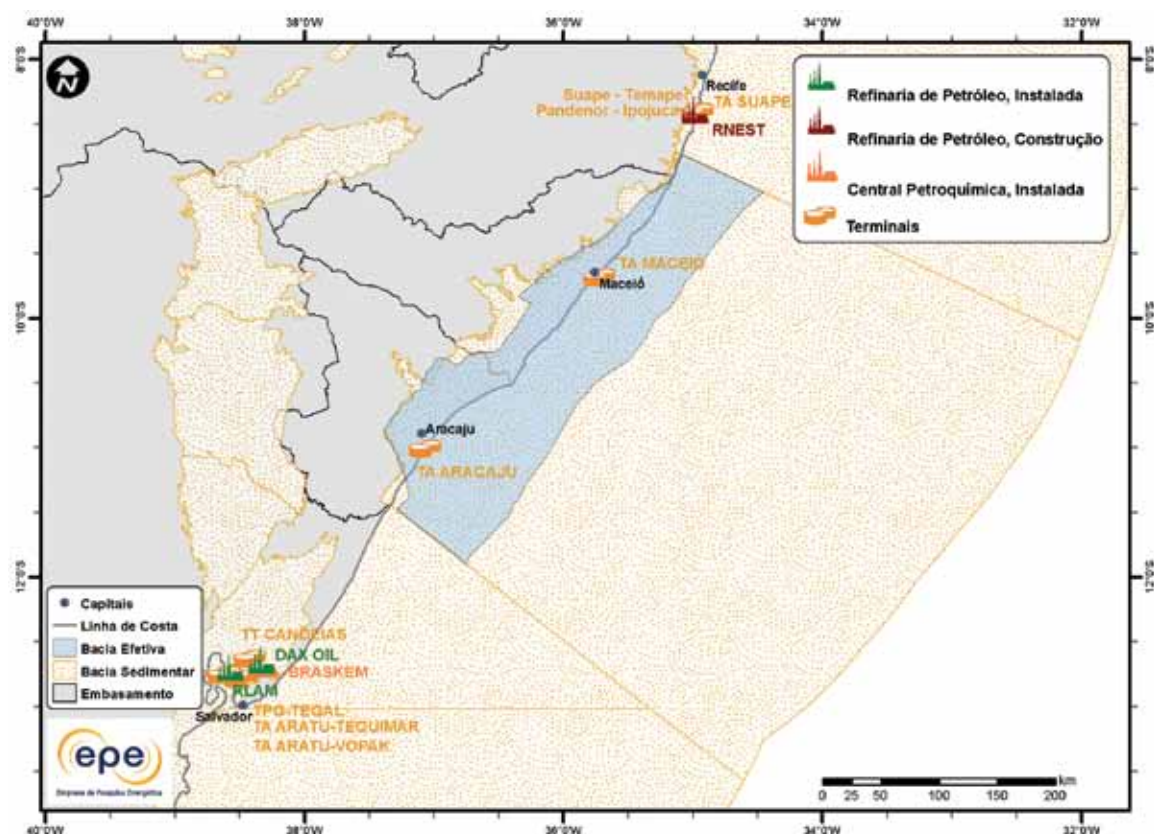


Figura 3.370 - Infraestrutura de abastecimento da Bacia de Sergipe-Alagoas: refinarias e terminais.

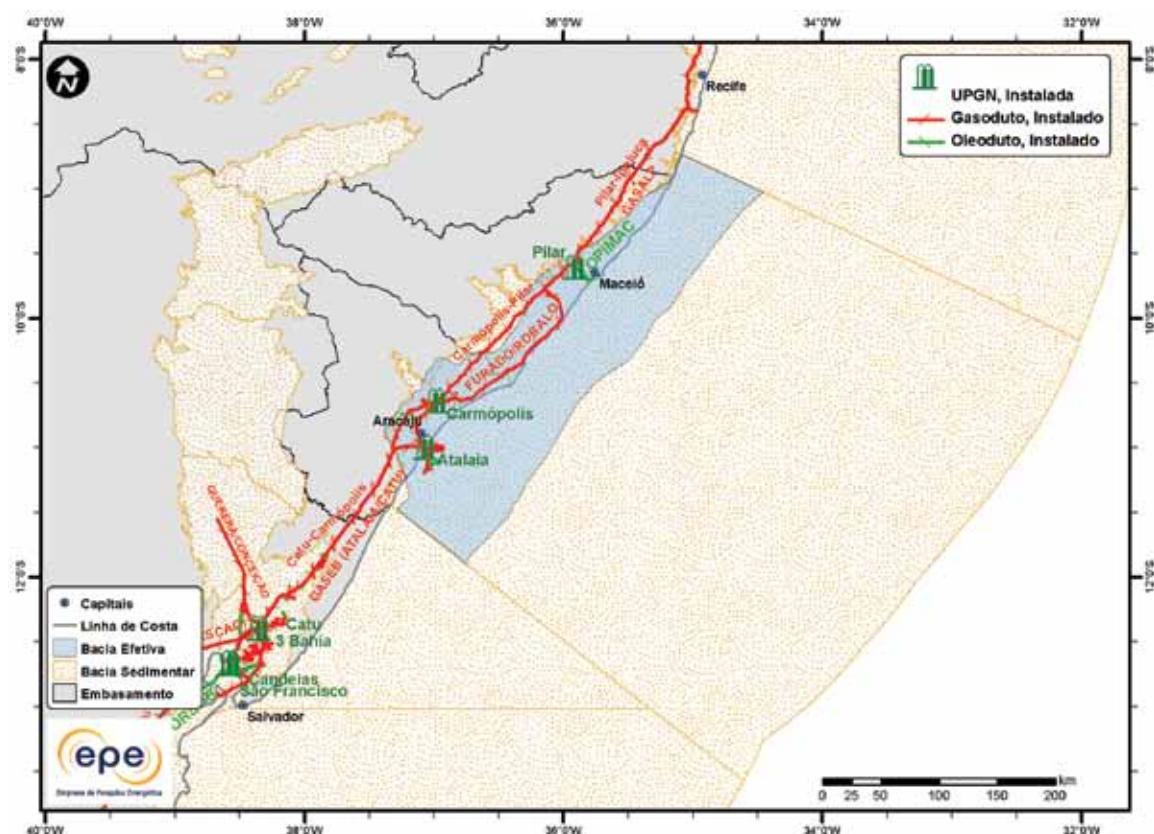


Figura 3. 371 - Infraestrutura de abastecimento da Bacia de Sergipe-Alagoas: UPGNs e dutos.

- **Análise da Bacia em Plays Exploratórios**

A Figura 3. 372 apresenta o mapa da bacia efetiva de Sergipe-Alagoas, segundo a abordagem de representação probabilística, com indicação das chances de descobertas de hidrocarbonetos. A área terrestre e parte proximal da sub-bacia de Sergipe apresentam maiores chances de descobertas, em relação ao restante da bacia. A Tabela 3.177 apresenta a correspondência dos *plays* com os *superplays*.

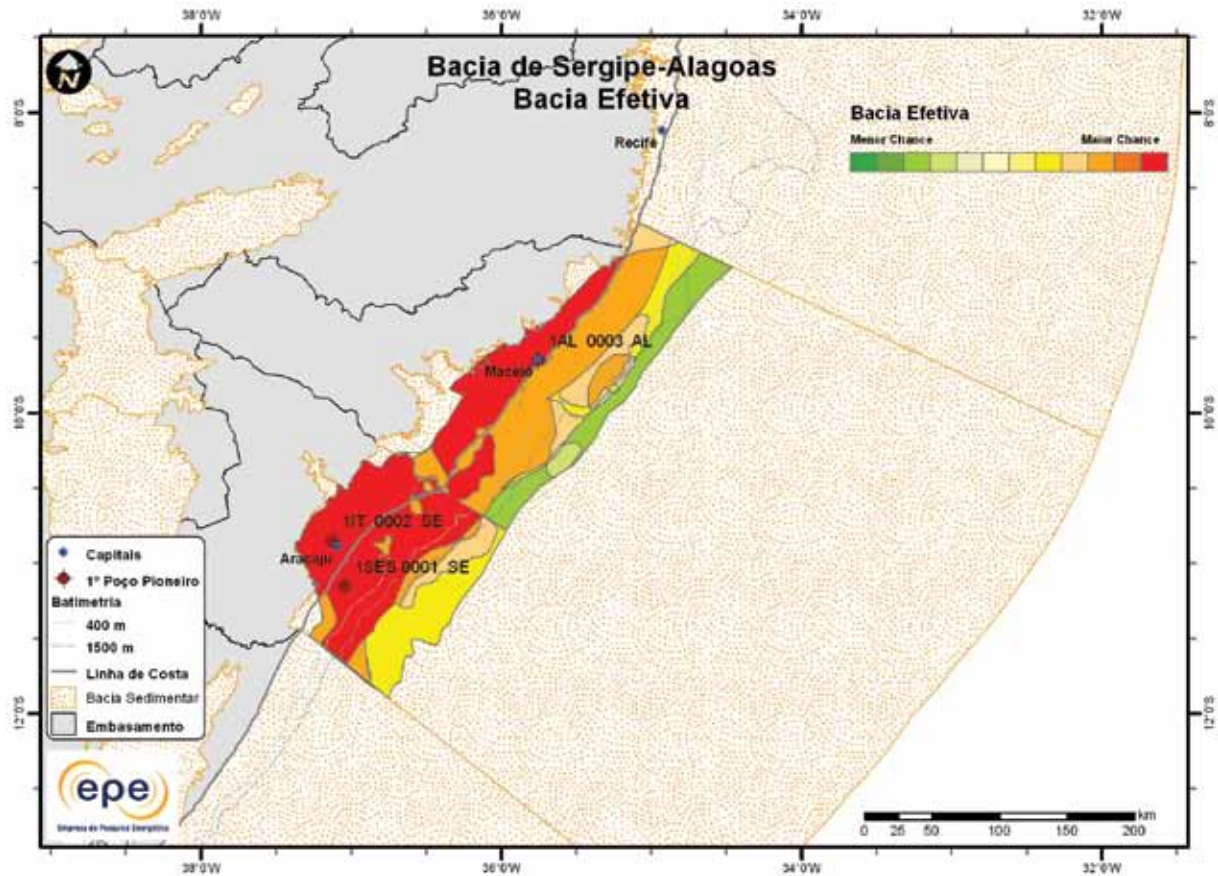


Figura 3. 372 - Mapa da bacia efetiva de Sergipe-Alagoas com indicação das chances de descobertas.

Tabela 3.177 - Plays da Bacia de Sergipe-Alagoas		
Nome do Play	Status Exploratório	Superplay
Calumbi	Estabelecido	SuperPlay 1 – Terciário-Cretáceo Superior_Marinho Aberto
Sergipe	Estabelecido	SuperPlay 2 – Cretáceo Inferior_Transicional/Marinho Raso
Muribeca	Estabelecido	SuperPlay 2 – Cretáceo Inferior_Transicional/Marinho Raso
Coruripe	Estabelecido	SuperPlay 3 – Cretáceo Inferior_Continental
Perucaba	Estabelecido	SuperPlay 3 – Cretáceo Inferior_Continental

3.1.27.1 Play Calumbi

A Figura 3. 373 apresenta o mapa do *play* efetivo Calumbi, com as chances de descobertas de hidrocarboneto. A sub-bacia de Sergipe apresenta maiores chances de descobertas. Os atributos referentes a esse *play* estão sumarizados na Tabela 3. 178.

A Figura 3. 374 apresenta o mapa da expectativa de fluido para o *play* Calumbi. A maior expectativa é de petróleo, caso ocorra descoberta de hidrocarboneto. Sendo petróleo, espera-se a ocorrência de petróleo leve.

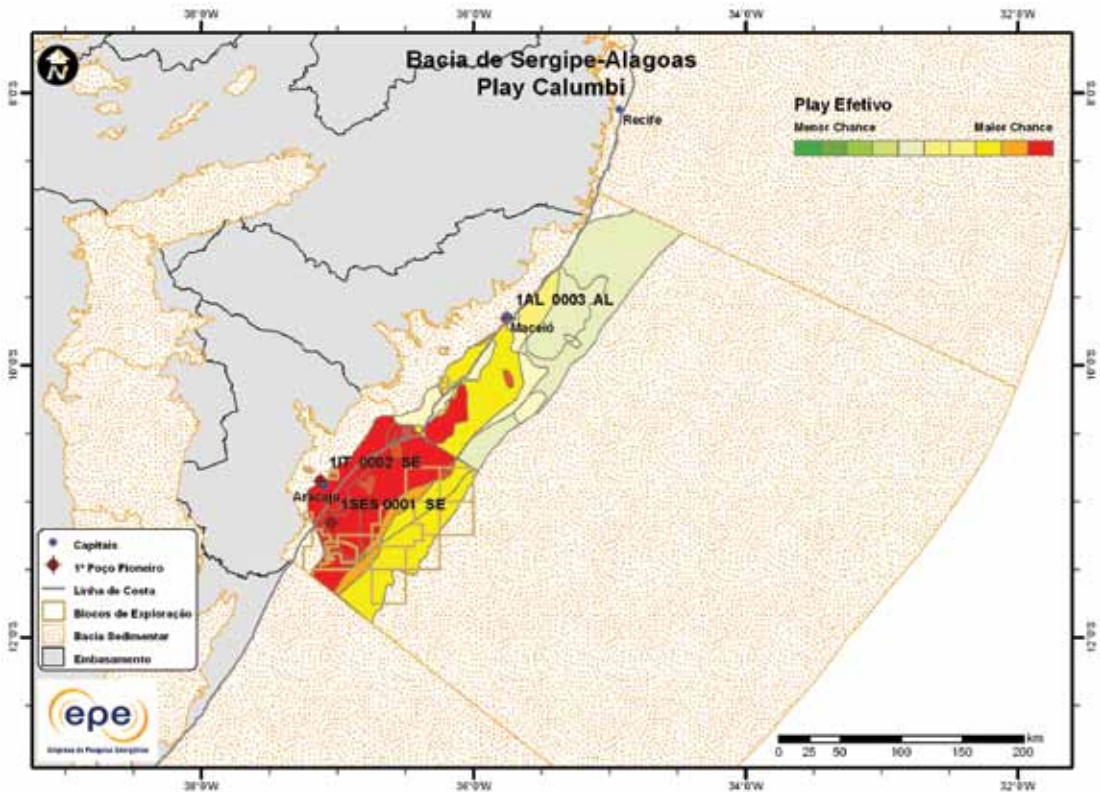


Figura 3. 373 - Play efetivo Calumbi da Bacia de Sergipe-Alagoas.

Tabela 3.178 - Atributos do Play Calumbi – Bacia de Sergipe-Alagoas		
Play		
Situação Geográfica		Calumbi
Carga	Unidade Litoestratigráfica	terra e mar
	Unidade Cronoestratigráfica	Formações Barra de Itiúba, Coqueiro Seco, Maceió e Muribeca.
	Migração	Cretáceo Inferior
Reservatório	Unidade Litoestratigráfica	altos estruturais, falhas e discordâncias regionais
	Unidade Cronoestratigráfica	Formação Calumbi
	Profundidade Média (m)	Cretáceo Superior-Neógeno
	Litologia / Contexto Deposicional	3.000
Trapa	Unidade Litoestratigráfica Selante	arenito / turbidito marinho
	Unidade Cronoestratigráfica Selante	Formação Calumbi
	Tipo de Trapa	Cretáceo Superior-Neógeno
	Litologia Selante	estratigráfica, estrutural e mista
		folhelho

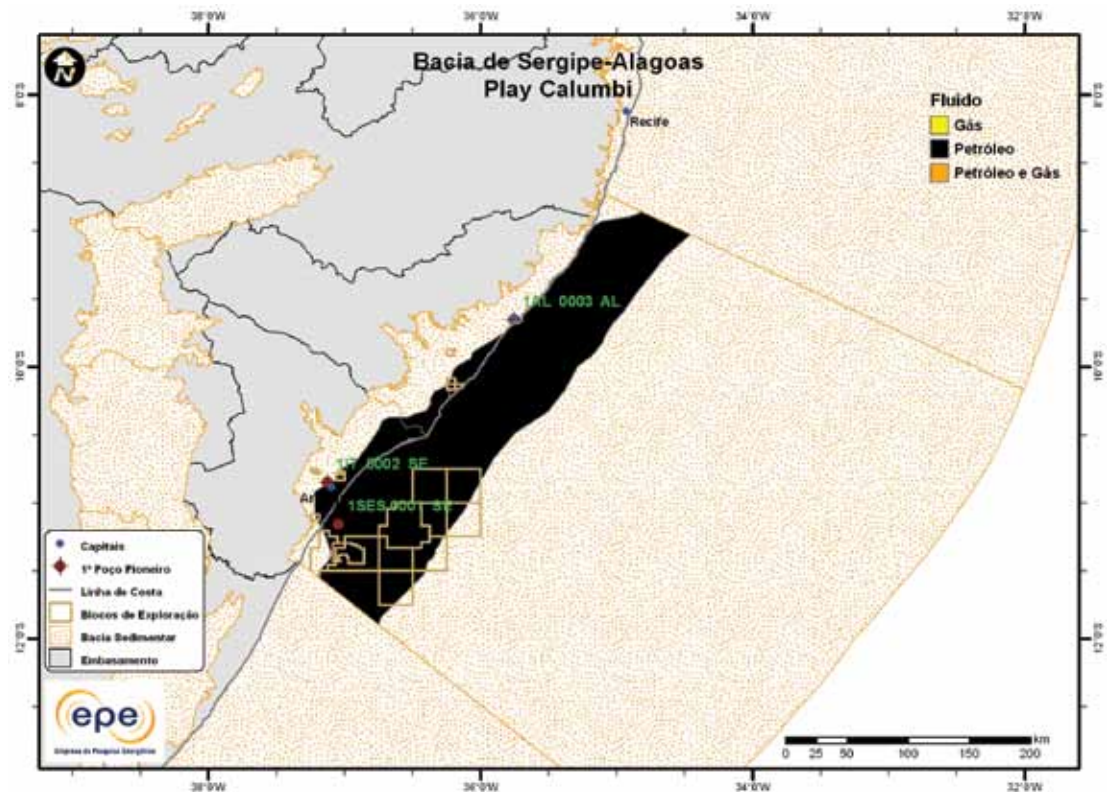


Figura 3. 374 - Tipo de fluido com maior expectativa no *play* efetivo Calumbi da Bacia de Sergipe-Alagoas.

3.1.27.2 Play Sergipe

A Figura 3. 375 apresenta o mapa do *play* efetivo Sergipe, com as chances de descobertas de hidrocarboneto. Este *play* ocupa, principalmente, a Sub-bacia de Sergipe, com maiores chances de descobertas na parte terrestre. Os atributos referentes a esse *play* estão sumarizados na Tabela 3. 179.

A Figura 3. 376 apresenta o mapa da expectativa de fluido para o *play* Sergipe. A maior expectativa é de petróleo, caso ocorra descoberta de hidrocarboneto. Sendo petróleo, espera-se a ocorrência de petróleo leve.

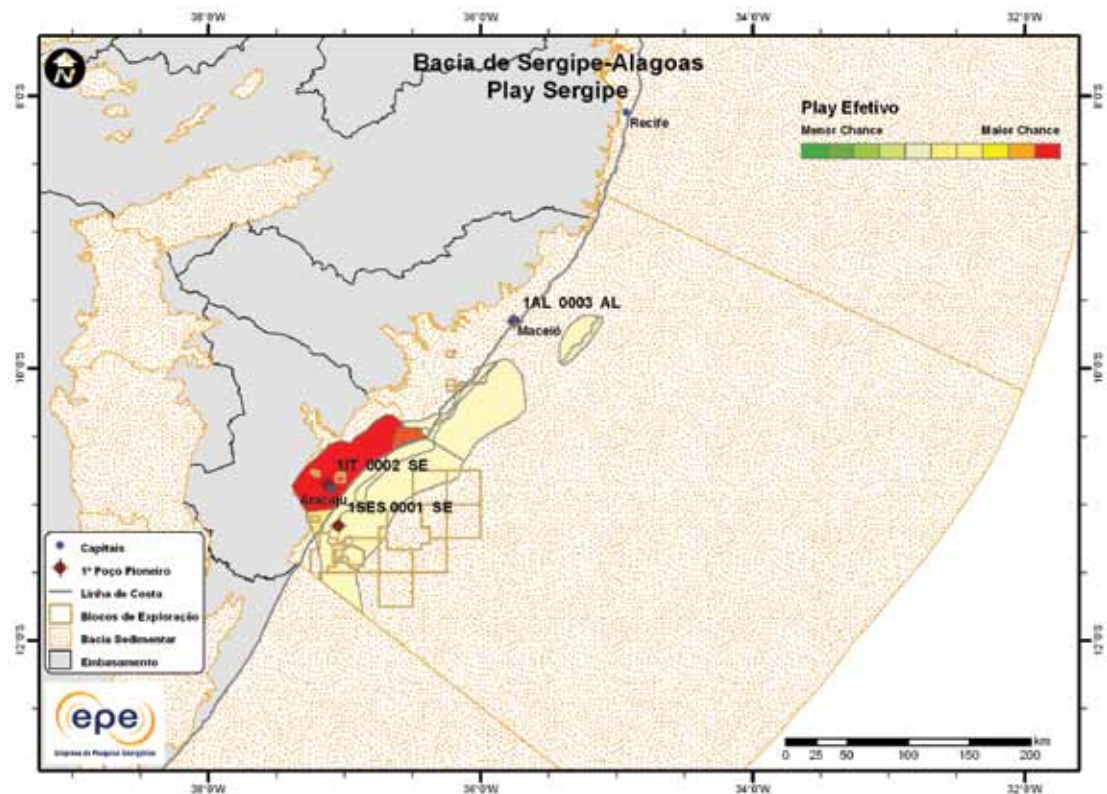


Figura 3. 375 - Play efetivo Sergipe da Bacia de Sergipe-Alagoas.

Tabela 3.179 - Atributos do <i>Play</i> Sergipe – Bacia de Sergipe-Alagoas		
<i>Play</i>		Sergipe
Situação Geográfica		terra e mar
Carga	Unidade Litoestratigráfica	Formações Barra de Itiúba, Coqueiro Seco, Maceió e Muribeca
	Unidade Cronoestratigráfica	Cretáceo Inferior
	Migração	altos estruturais, falhas e discordâncias regionais
Reservatório	Unidade Litoestratigráfica	Formação Riachuelo
	Unidade Cronoestratigráfica	Cretáceo Inferior (Albiano)-Superior (Maastrich.)
	Profundidade Média (m)	500 (terra) e 3.500 (mar)
	Litologia / Contexto Depositional	calcarenito, calcirrudito e dolomito.
Trapa	Unidade Litoestratigráfica Selante	Formações Riachuelo, Cotinguiba e Grupo Piaçabuçu
	Unidade Cronoestratigráfica Selante	Cretáceo Inferior (Albiano)-Holoceno
	Tipo de Trapa	estratigráfica, estrutural e mista.
	Litologia Selante	pelito, calcilutito, marga e dolomito.

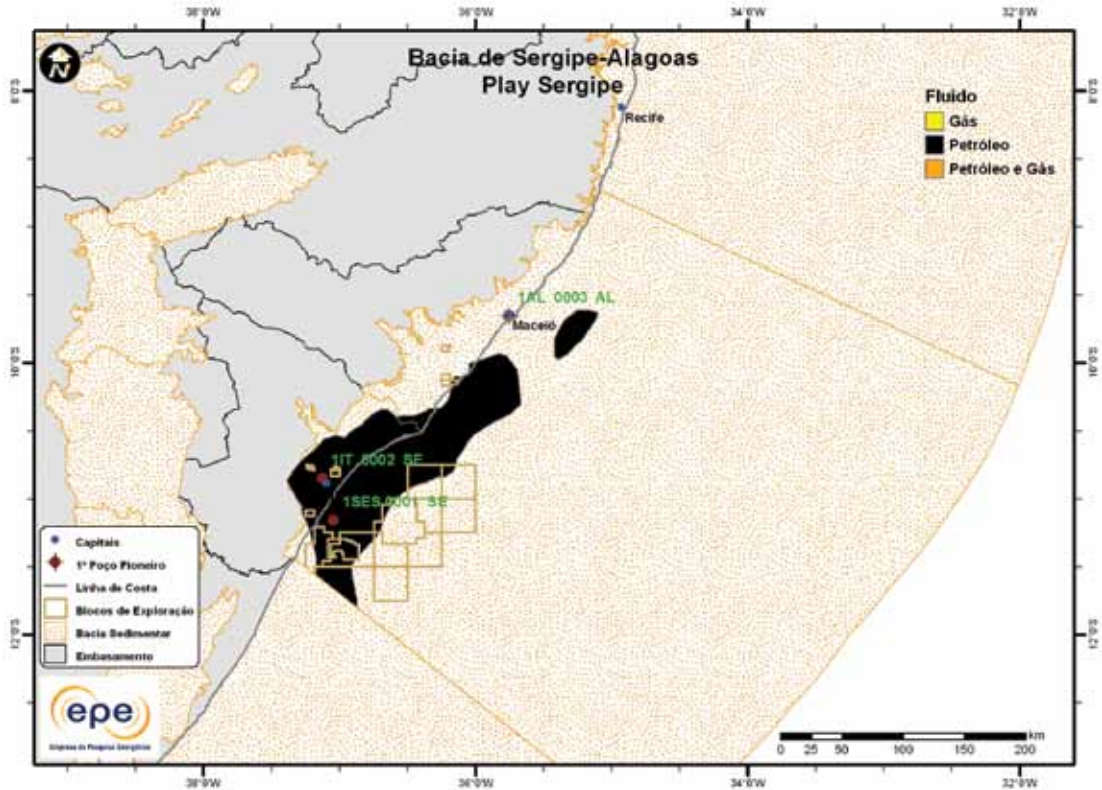


Figura 3. 376 - Tipo de fluido com maior expectativa no *play* efetivo Sergipe da Bacia de Sergipe-Alagoas.

3.1.27.3 Play Muribeca

A Figura 3. 377 apresenta o mapa do *play* efetivo Muribeca, com as chances de descobertas de hidrocarboneto. Assim como o *play* Sergipe, este *play* é praticamente restrito à Sub-bacia de Sergipe, com as maiores chances de descobertas na parte terrestre. Os atributos referentes a esse *play* estão sumarizados na Tabela 3. 180.

A Figura 3. 378 apresenta o mapa da expectativa de fluido para o *play* Muribeca. A maior expectativa é de petróleo e gás natural, caso ocorra descoberta de hidrocarboneto. Sendo petróleo, espera-se a ocorrência de petróleo leve.

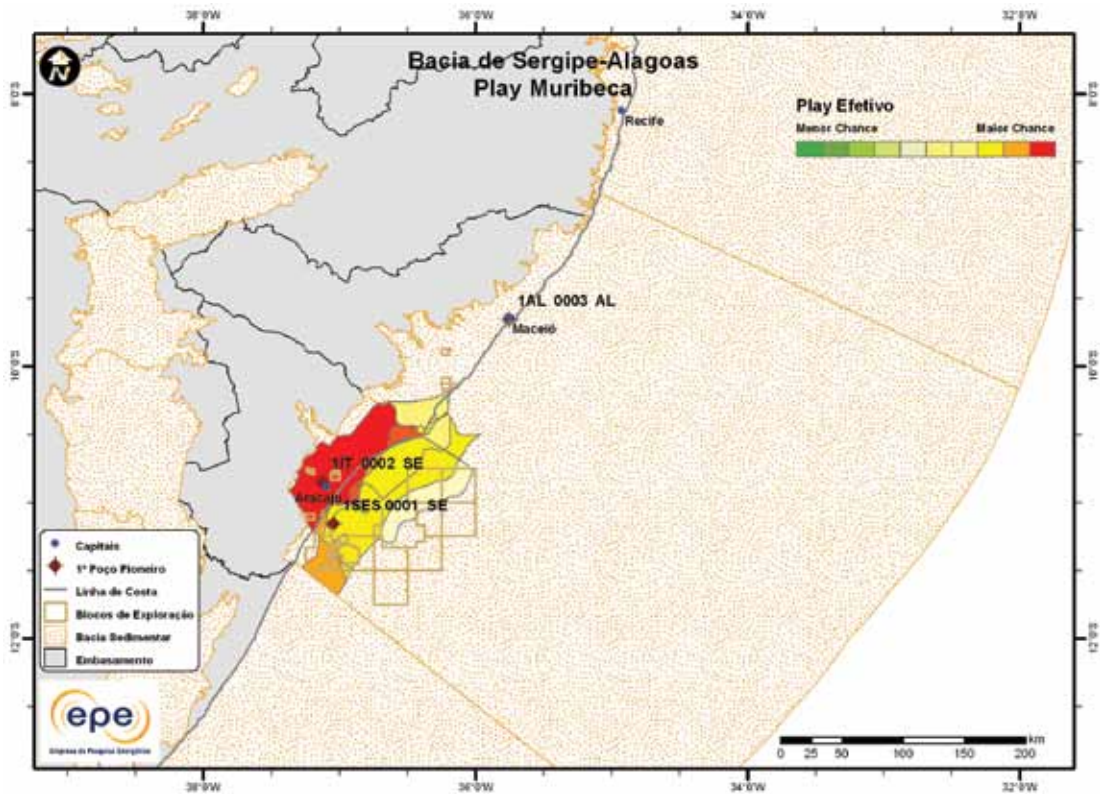


Figura 3. 377 - Play efetivo Muribeca da Bacia de Sergipe-Alagoas.

Tabela 3.180 - Atributos do Play Muribeca – Bacia de Sergipe-Alagoas		
Play		Muribeca
Situação Geográfica		terra e mar
Carga	Unidade Litoestratigráfica	Formações Barra de Itiúba, Coqueiro Seco, Maceió e Muribeca
	Unidade Cronoestratigráfica	Cretáceo Inferior
	Migração	altos estruturais, falhas e discordâncias regionais
Reservatório	Unidade Litoestratigráfica	Formação Muribeca (Membro Carmópolis)
	Unidade Cronoestratigráfica	Cretáceo Inferior (Aptiano)
	Profundidade Média (m)	800 e 4.000
	Litologia / Contexto Deposicional	conglomerado e arenito
Trapa	Unidade Litoestratigráfica Selante	Formações Muribeca e Riachuelo (Membro Taquari)
	Unidade Cronoestratigráfica Selante	Cretáceo Inferior (Aptiano-Albiano)
	Tipo de Trapa	estrutural e paleogeomórfica
	Litologia Selante	pelito, calcilutito, marga e evaporito

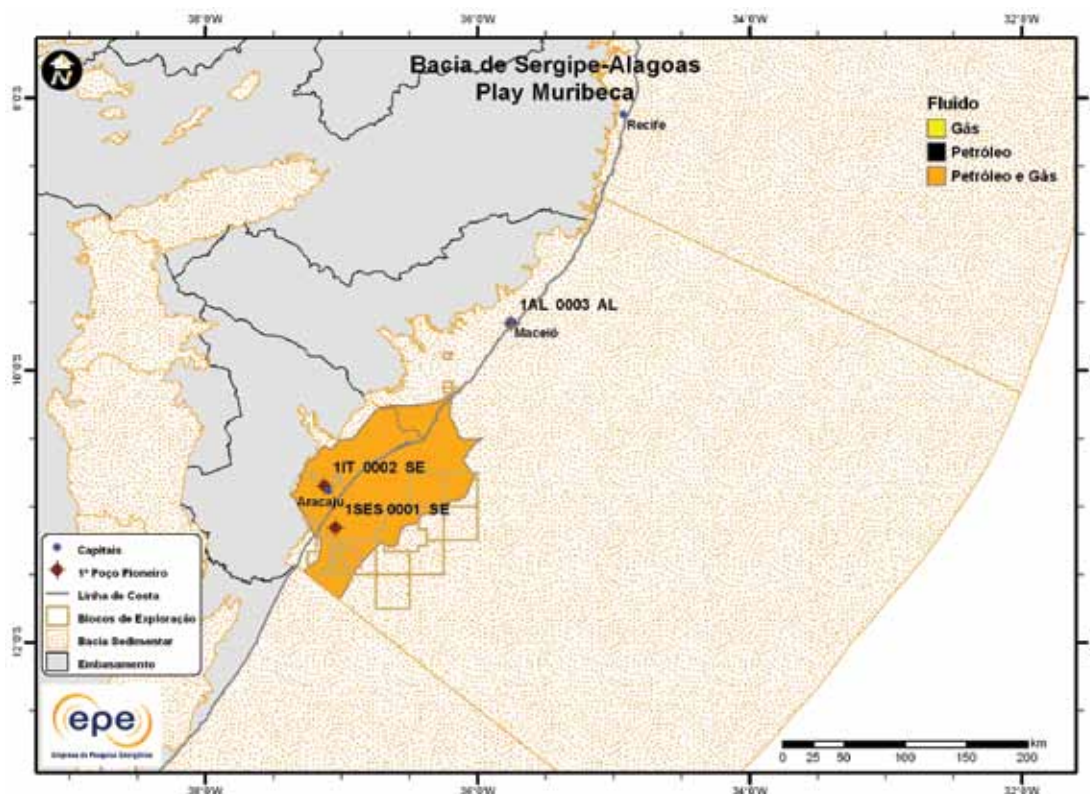


Figura 3. 378 - Tipo de fluido com maior expectativa no *play* efetivo Muribeca da Bacia de Sergipe-Alagoas.

3.1.27.4 *Play* Coruripe

A Figura 3. 379 apresenta o mapa do *play* efetivo Coruripe, com as chances de descobertas de hidrocarboneto. Este *play* ocupa as sub-bacias de Sergipe e Alagoas. As maiores chances de descobertas estão na porção terrestre. Os atributos referentes a esse *play* estão sumarizados na Tabela 3. 181.

A Figura 3.380 apresenta o mapa da expectativa de fluido para o *play* Coruripe. A maior expectativa é de petróleo e gás natural, caso ocorra descoberta de hidrocarboneto. Sendo petróleo, espera-se a ocorrência de petróleo leve.

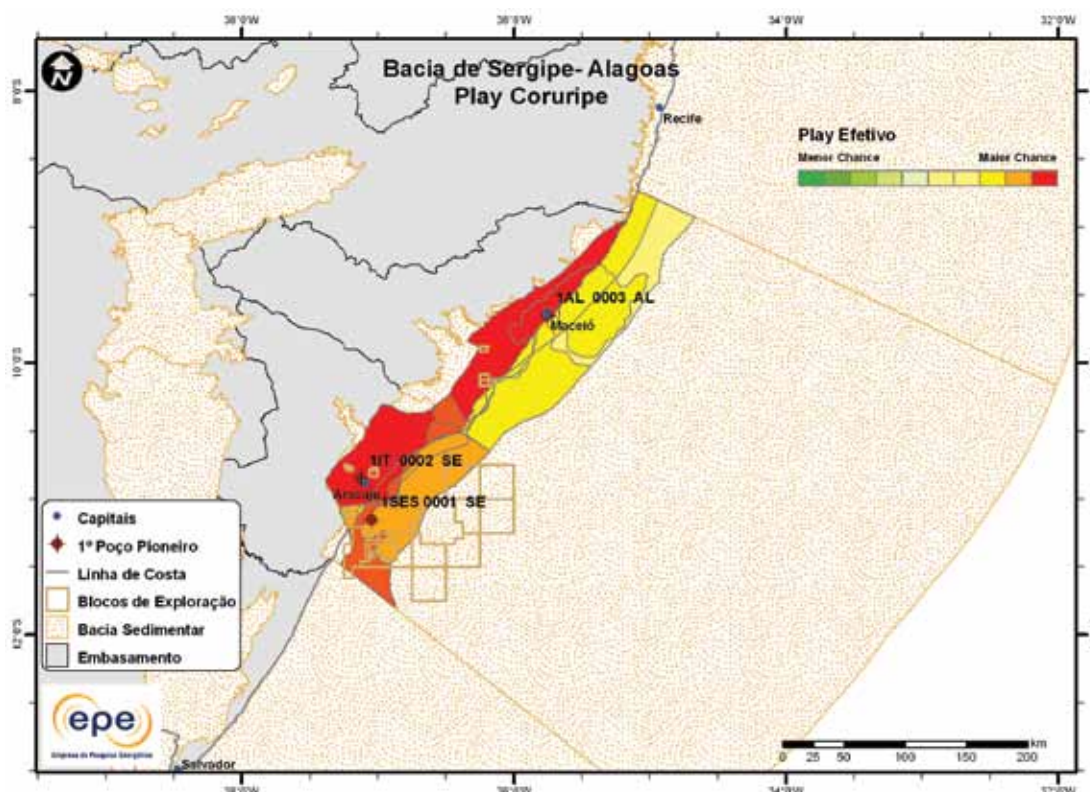


Figura 3. 379 - *Play* efetivo Coruripe da Bacia de Sergipe-Alagoas.

Tabela 3.181 - Atributos do Play Coruripe – Bacia de Sergipe-Alagoas		
Play		Coruripe
Situação Geográfica		terra e mar
Carga	Unidade Litoestratigráfica	Formações Barra de Itiúba, Coqueiro Seco, Maceió e Muribeca
	Unidade Cronoestratigráfica	Cretáceo Inferior
	Migração	altos estruturais, falhas e discordâncias regionais
Reservatório	Unidade Litoestratigráfica	Formações Barra de Itiúba, Coqueiro Seco, Maceió, Penedo e Rio Pitanga
	Unidade Cronoestratigráfica	Cretáceo Inferior
	Profundidade Média (m)	1.000 e 4.500
	Litologia / Contexto Depositional	arenito / fluvial e deltaico
Trapa	Unidade Litoestratigráfica Selante	Formações Coqueiro Seco e Maceió e Grupos Sergipe e Piaçabuçu
	Unidade Cronoestratigráfica Selante	Cretáceo Inferior-Holoceno
	Tipo de Trapa	estrutural e estratigráfica
	Litologia Selante	folhelhos

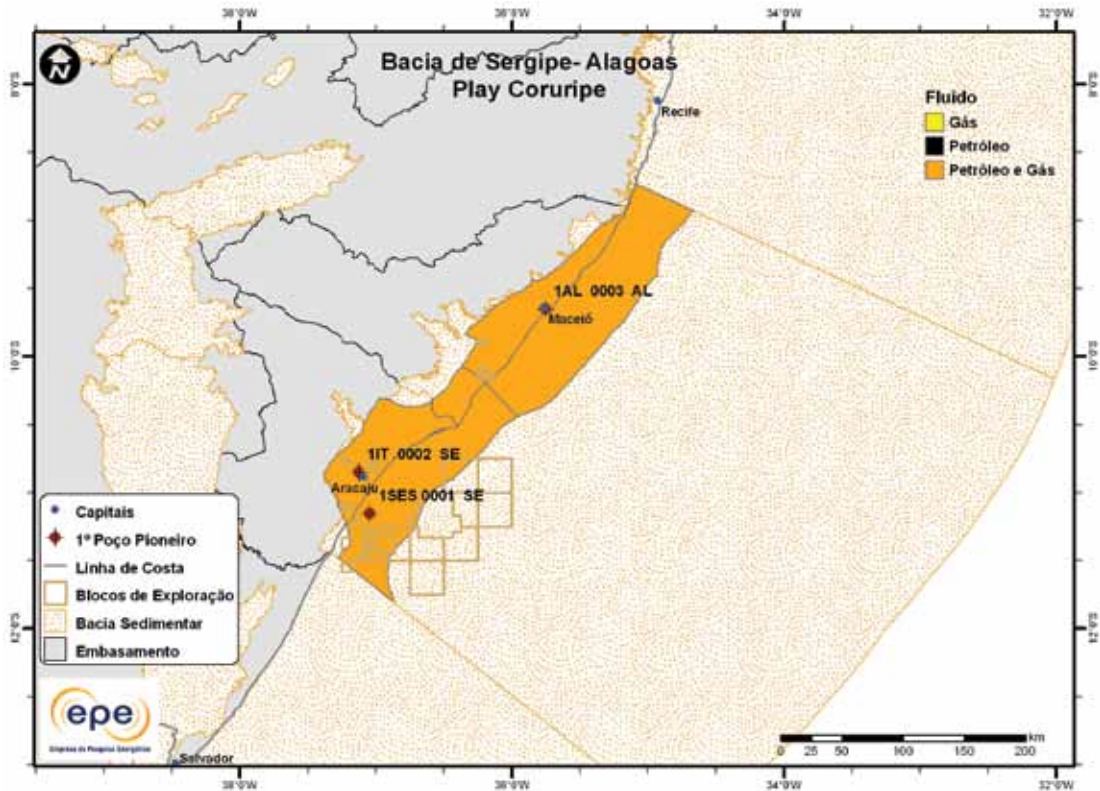


Figura 3. 380 - Tipo de fluido com maior expectativa no play efetivo Coruripe da Bacia de Sergipe-Alagoas.

3.1.27.5 Play Perucaba

A Figura 3.381 apresenta o mapa do *play* efetivo Perucaba, com as chances de descobertas de hidrocarboneto. Assim como o *play* Coruripe, esse ocupa as sub-bacias de Sergipe e Alagoas, com maiores chances de descobertas na porção terrestre. Os atributos referentes a esse *play* estão sumarizados na Tabela 3.182.

A Figura 3.382 apresenta o mapa da expectativa de fluido para o *play* Perucaba. A maior expectativa é de petróleo e gás natural, caso ocorra descoberta de hidrocarboneto. Sendo petróleo, espera-se a ocorrência de petróleo leve.

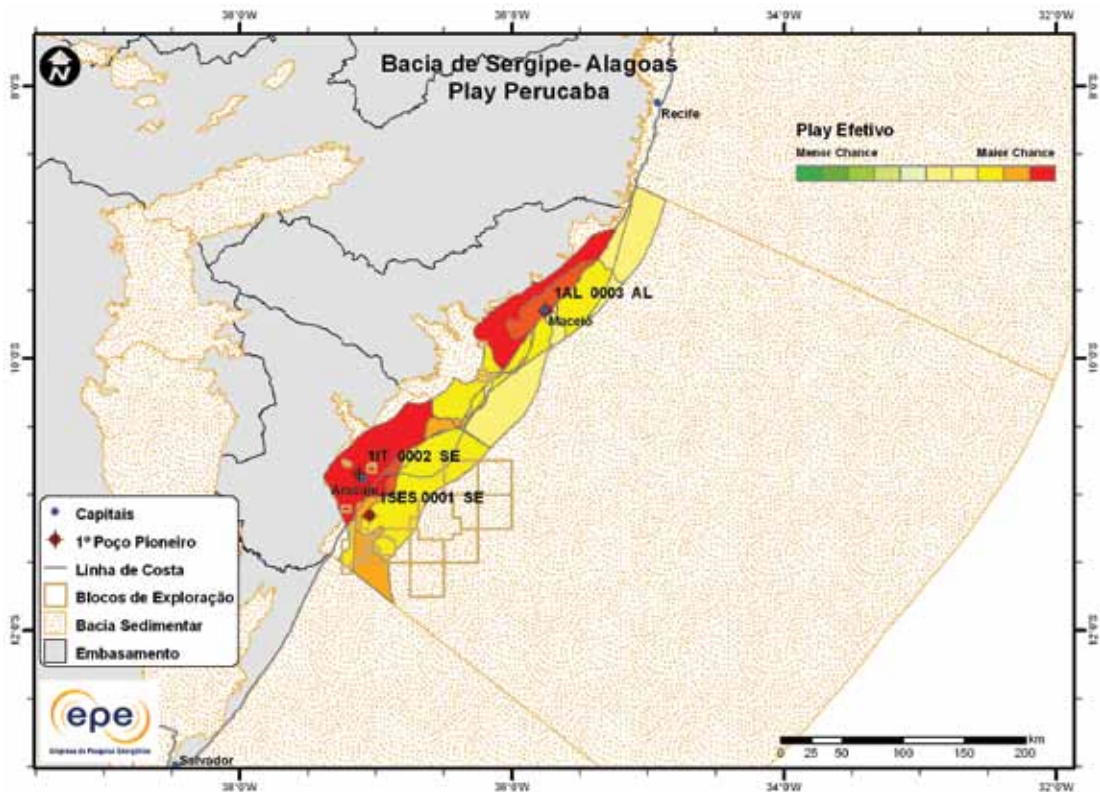


Figura 3. 381 - Play efetivo Perucaba da Bacia de Sergipe-Alagoas.

Tabela 3.182 - Atributos do Play Perucaba – Bacia de Sergipe-Alagoas		
Play		Perucaba
Situação Geográfica		terra e mar
Carga	Unidade Litoestratigráfica	Formações Barra de Itiúba, Coqueiro Seco, Maceió e Muribeca
	Unidade Cronoestratigráfica	Cretáceo Inferior
	Migração	altos estruturais, falhas e discordâncias regionais
Reservatório	Unidade Litoestratigráfica	Formações Serraria, Aracaré, Batinga e Candeeiro
	Unidade Cronoestratigráfica	Carbonífero Pensilvaniano-Jurássico
	Profundidade Média (m)	2.000 (terra) e 5.000 (mar)
Trapa	Litologia / Contexto Depositional	arenito / fluvial e aluvial
	Unidade Litoestratigráfica Selante	Grupos Coruripe, Sergipe e Piaçabuçu
	Unidade Cronoestratigráfica Selante	Cretáceo Inferior-Holoceno
	Tipo de Trapa	estrutural e estratigráfica
Litologia Selante		folhelhos

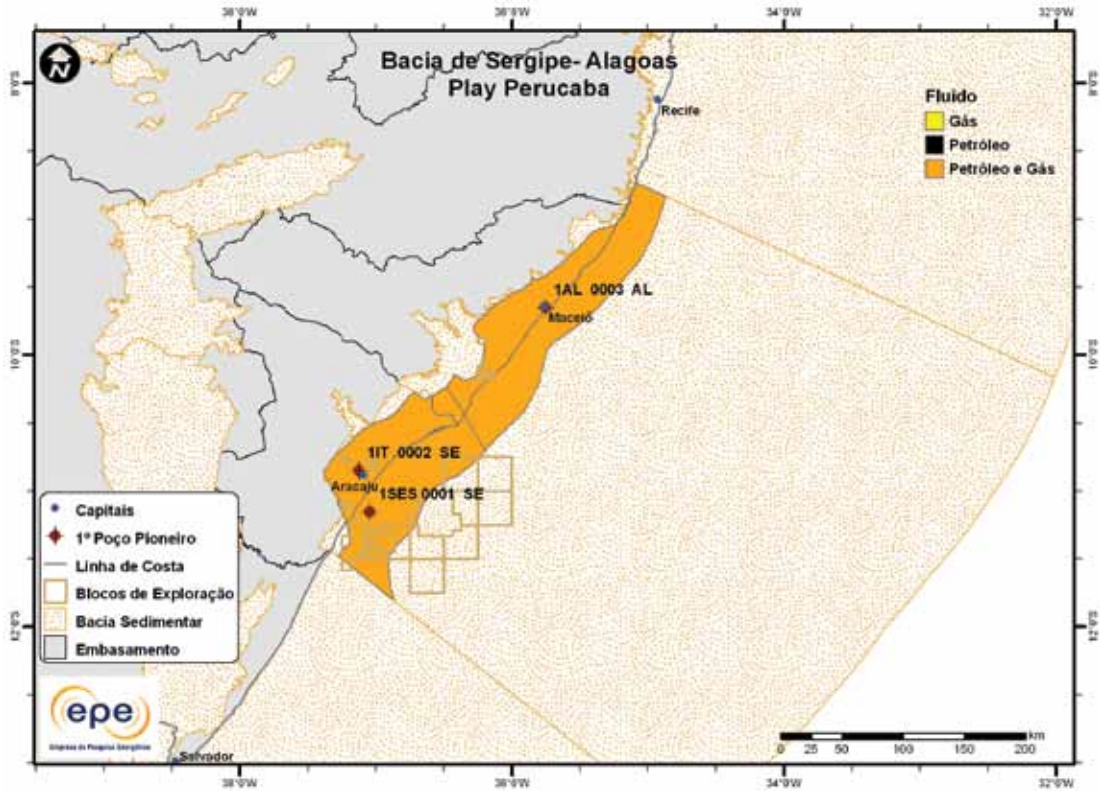


Figura 3. 382 - Tipo de fluido com maior expectativa no *play* efetivo Perucaba da Bacia de Sergipe-Alagoas.

3.1.28 Bacia do Solimões

• Síntese da Bacia

Apresenta-se na Figura 3.383 o mapa de localização da bacia sedimentar e efetiva (abordagem de representação geográfica) do Solimões e, na Tabela 3.183, suas principais características geológicas. A bacia efetiva se restringe à parte central da bacia. Os principais reservatórios e o principal gerador de cada *play* exploratório estão indicados na carta estratigráfica (Figura 3.384) e na seção geológica (Figura 3.385).

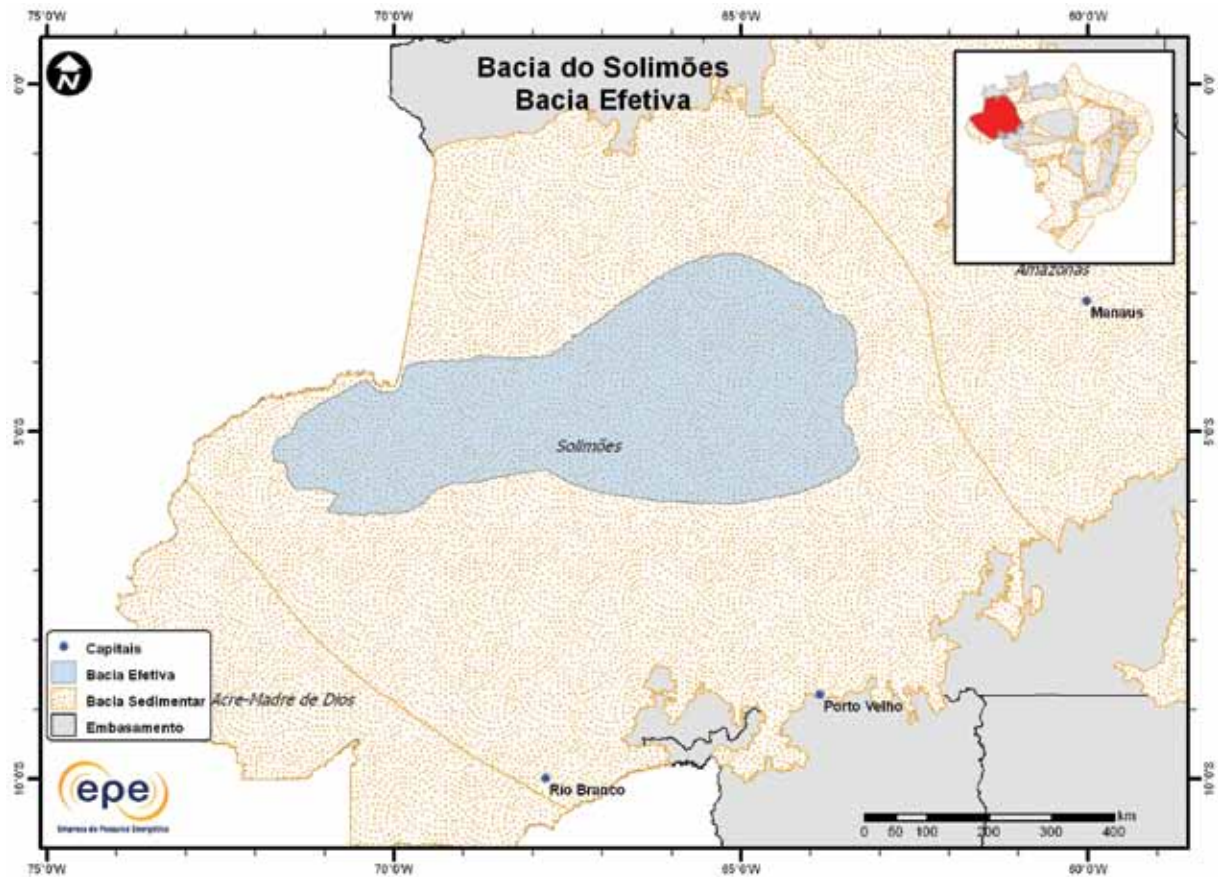


Figura 3. 383 - Bacia efetiva do Solimões.

Tabela 3.183 - Informações Geológicas da Bacia do Solimões		
Situação Geográfica	terra	
Área Sedimentar (km²)	961.441	
Área da Bacia efetiva (km²)	241.462	
Maturidade Exploratória	Nova Fronteira	
Sistema Petrolífero Principal	Jandiatuba/Jaraquí/Uerê – Juruá (!)	
Plays Exploratórios	Nome do Play	Principal Reservatório
1	Juruá	Formação Juruá
2	Jandiatuba	Grupo Marimari
Recursos Não Convencionais		
Folhelho Gaseífero		



Figura 3.384 - Carta estratigráfica da Bacia do Solimões com indicação do gerador do sistema petrolífero principal (GS) e *plays* exploratórios (P).
Fonte: Modificado de Petrobras (2007).

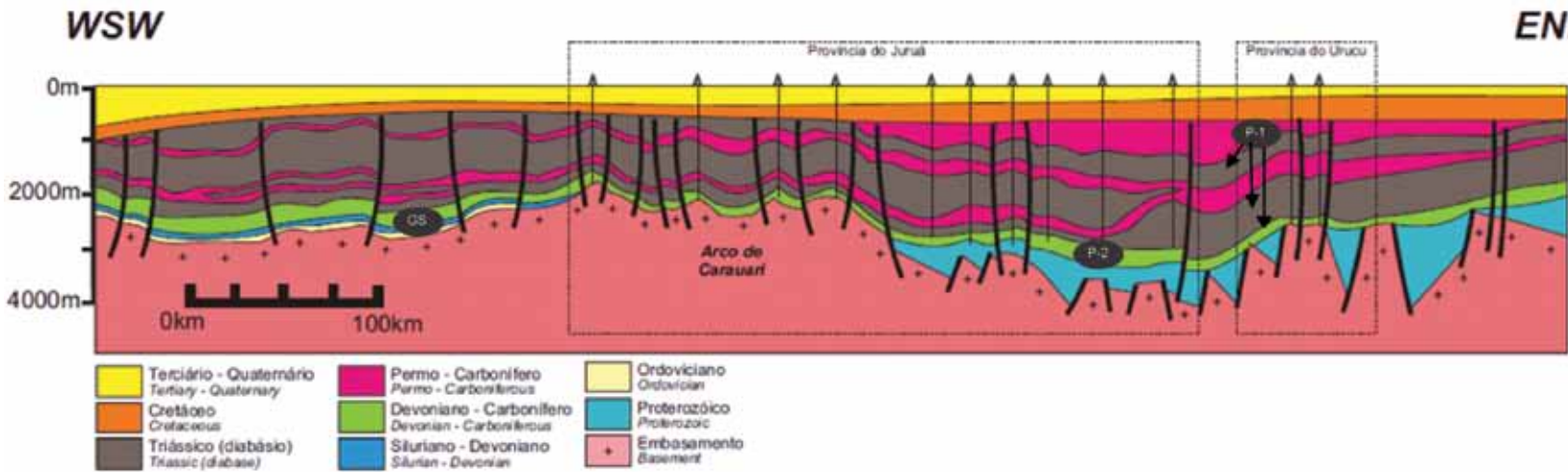


Figura 3.385 - Seção geológica da Bacia do Solimões com indicação do gerador do sistema petrolífero principal (GS) e *plays* exploratórios (P).
Fonte: Modificado de ANP (2002b).

• Principais Atividades do Setor de Petróleo e Gás na Bacia

Na Figura 3.386, apresenta-se a localização da cobertura dos levantamentos sísmicos e poços pioneiros, além dos campos em produção, áreas em avaliação, última descoberta comercial e blocos exploratórios sob concessão.

A Tabela 3.184 apresenta, resumidamente, informações sobre os poços exploratórios, campos e descobertas, além dos volumes da produção acumulada.

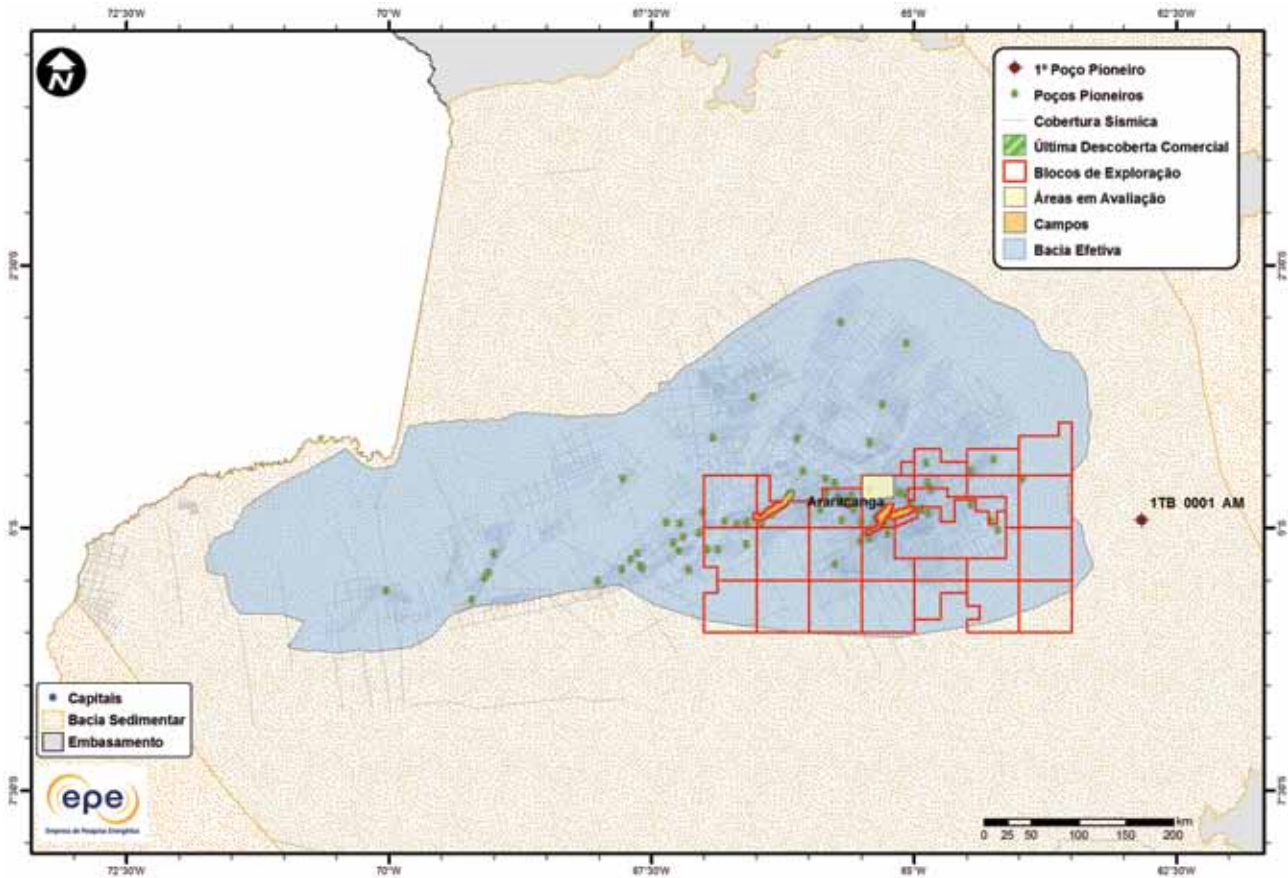


Figura 3.386 - Atividades de E&P na Bacia do Solimões.

Tabela 3.184 - Resumo de Atividades de E&P – Bacia do Solimões			
Poços Exploratórios	Situação Geográfica		terra
	Perfurados		167
	1º Poço Pioneiro (ano)		1TB0001AM (1958)
	Último Poço Pioneiro (ano)		1BRSA835AM (2010)
	Profundidade Máxima Perfurada (m)		4.780
	Maior Lâmina D'água (m)		0
	Índice de Sucesso Geológico de Poços Pioneiros (%)		15
Campos	Petróleo		0
	Gás Não Associado		4
	Petróleo e Gás		3
	Em Avaliação		1
Descobertas	1ª Descoberta Comercial (ano)		Juruá (1977)
	Última Descoberta Comercial (ano)		Aracanga (1996)
	Ano de Início		1988
Produção	Acumulada	Petróleo (MM bbl)	228,36
		Gás Associado (MM m³)	42.912,44
		Gás Não Associado (MM m³)	443,87

- **Infraestrutura de Abastecimento da Bacia**

Na Bacia de Solimões, temos como infraestrutura de abastecimento as UPGNs URUCU I, II e III, que somadas processam em torno de 9,7 MM m³ de gás natural por dia (Figura 3.387 e Figura 3.388). Esse gás escoar até Coari pelo gasoduto Urucu-Coari (GARSOL) e segue até Manaus pelo Coari-Manaus. Até Coari, segue também o oleoduto ORSOL I, que leva o petróleo produzido em Urucu até o terminal aquaviário Solimões (66,6 mil m³ de petróleo e 16,8 mil m³ de GLP). Esse terminal também recebe, através de dutos, o GLP produzido nas UPGNs de Urucu. O petróleo é transportado por navio e abastece a REMAN, em Manaus e o GLP supre os mercados do Norte e parte do Nordeste.

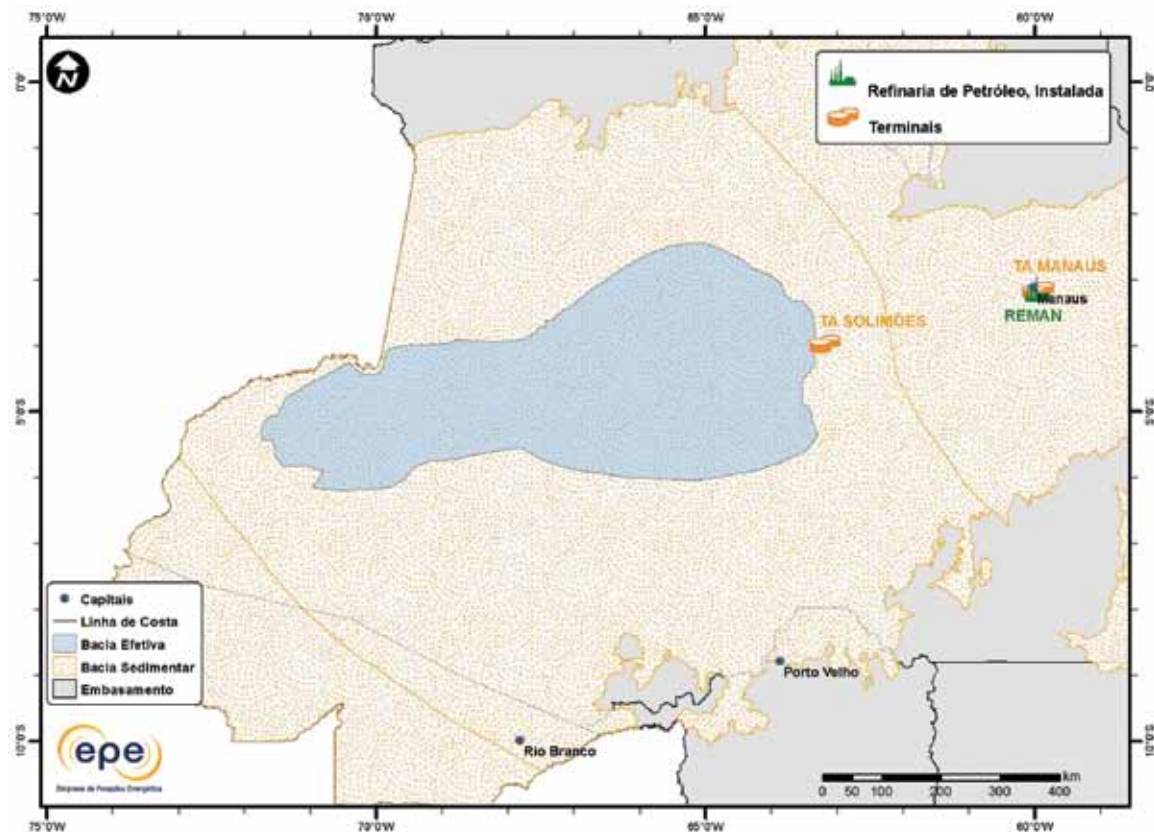


Figura 3.387 - Infraestrutura de abastecimento da Bacia do Solimões: refinarias e terminais.

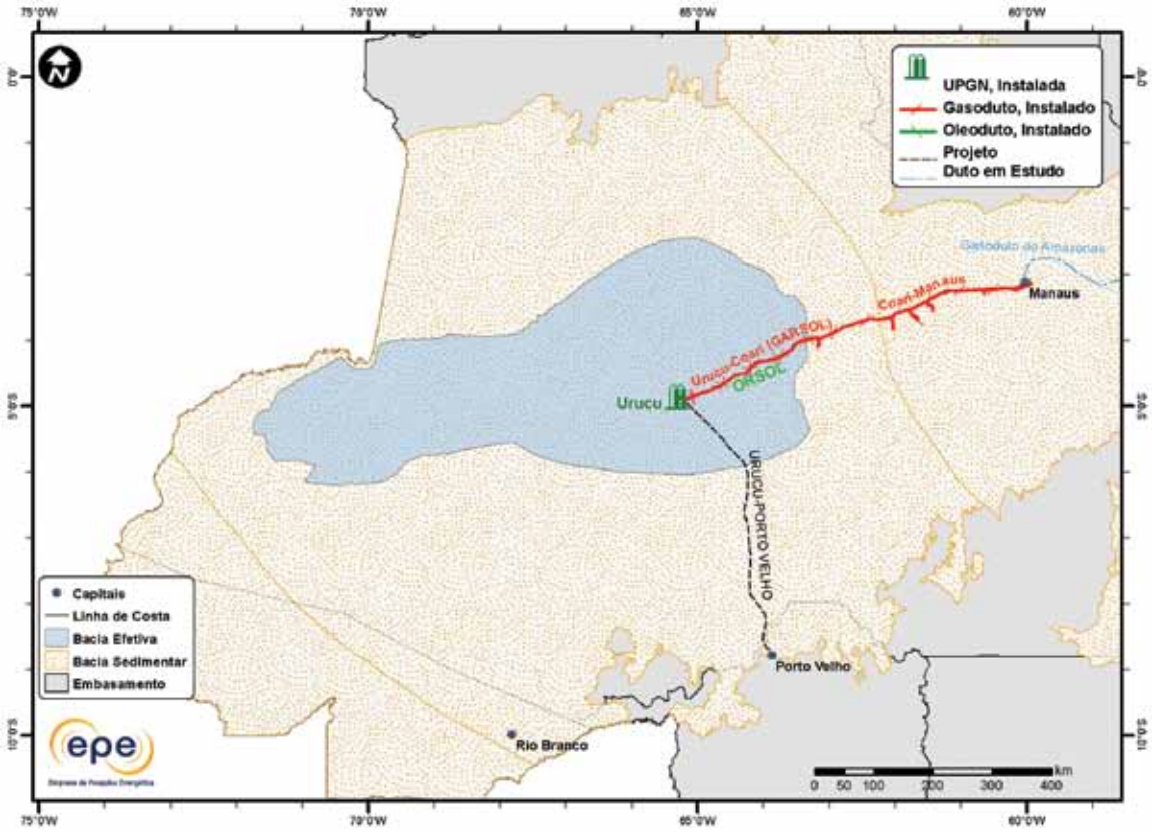


Figura 3.388 - Infraestrutura de abastecimento da Bacia do Solimões: UPGNs e dutos.

- **Análise da Bacia em *Plays* Exploratórios**

A Figura 3.389 apresenta o mapa da bacia efetiva do Solimões, segundo a abordagem de representação probabilística, com indicação das chances de descobertas de hidrocarbonetos. Percebe-se que a região central da bacia efetiva apresenta maior chance de descoberta, em relação ao restante da bacia. A Tabela 3.185 apresenta a correspondência dos *plays* com os *superplays*.

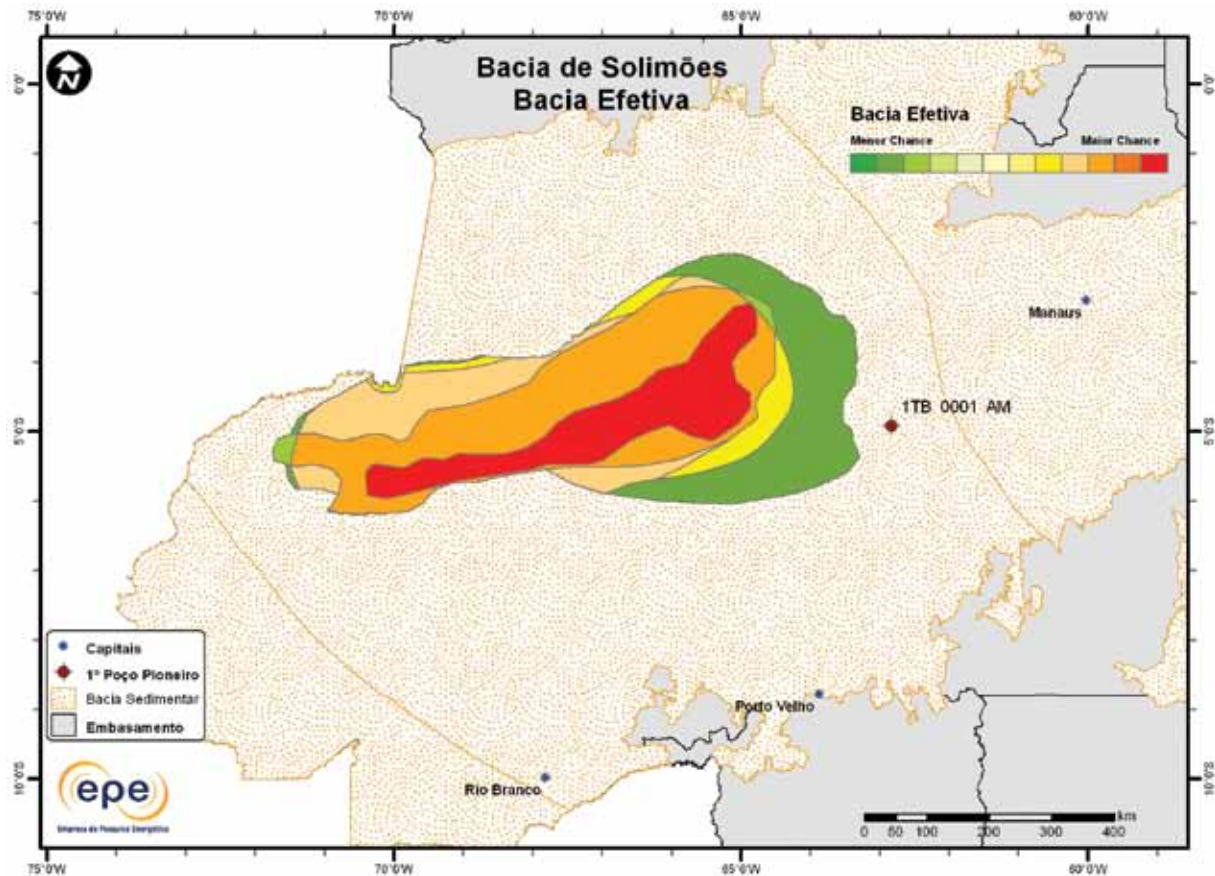


Figura 3.389 - Mapa da bacia efetiva do Solimões com indicação das chances de descobertas.

Tabela 3.185 - <i>Plays</i> da Bacia do Solimões		
Nome do <i>Play</i>	Status Exploratório	<i>Superplay</i>
Juruá	Estabelecido	SuperPlay 4 – Paleozoico
Jandiatuba	Fronteira	SuperPlay 4 – Paleozoico

3.1.28.1 Play Juruá

A Figura 3.390 apresenta o mapa do *play* efetivo Juruá, com as chances de descobertas de hidrocarboneto. Todo o *play* apresenta elevadas chances de descobertas. Os atributos referentes a esse *play* estão sumarizados na Tabela 3.186.

A Figura 3.391 apresenta o mapa da expectativa de fluido para o *play* Juruá. A maior expectativa é de petróleo na região sudeste e de gás natural no restante do *play*, caso ocorra descoberta de hidrocarboneto. Sendo petróleo, espera-se a ocorrência de petróleo leve.

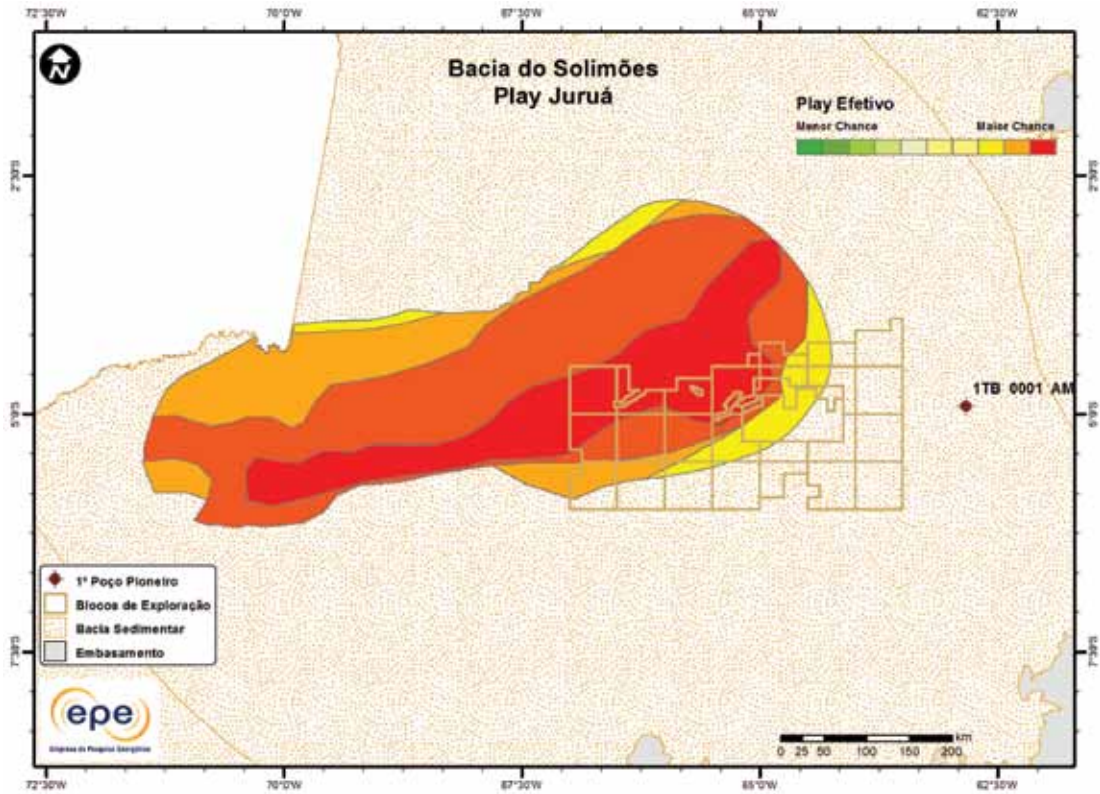


Figura 3.390 - Play efetivo Juruá da Bacia do Solimões.

Tabela 3.186 - Atributos do Play Juruá – Bacia do Solimões			
Play		Juruá	
Situação Geográfica		terra	
Carga	Unidade Litoestratigráfica	Grupo Marimari	
	Unidade Cronoestratigráfica	Devoniano Superior	
	Migração	falhas reversas e transpressivas	
Reservatório	Unidade Litoestratigráfica	Formação Juruá	
	Unidade Cronoestratigráfica	Carbonífero Pensilvaniano	
	Profundidade Média (m)	2.000	
	Litologia / Contexto Depositional	arenito / flúvio-deltaico e eólico	
Trapa	Unidade Litoestratigráfica Selante	Formações Caruari e Juruá	
	Unidade Cronoestratigráfica Selante	Carbonífero Pensilvaniano	
	Tipo de Trapa	estrutural	
	Litologia Selante	evaporito e folhelho	

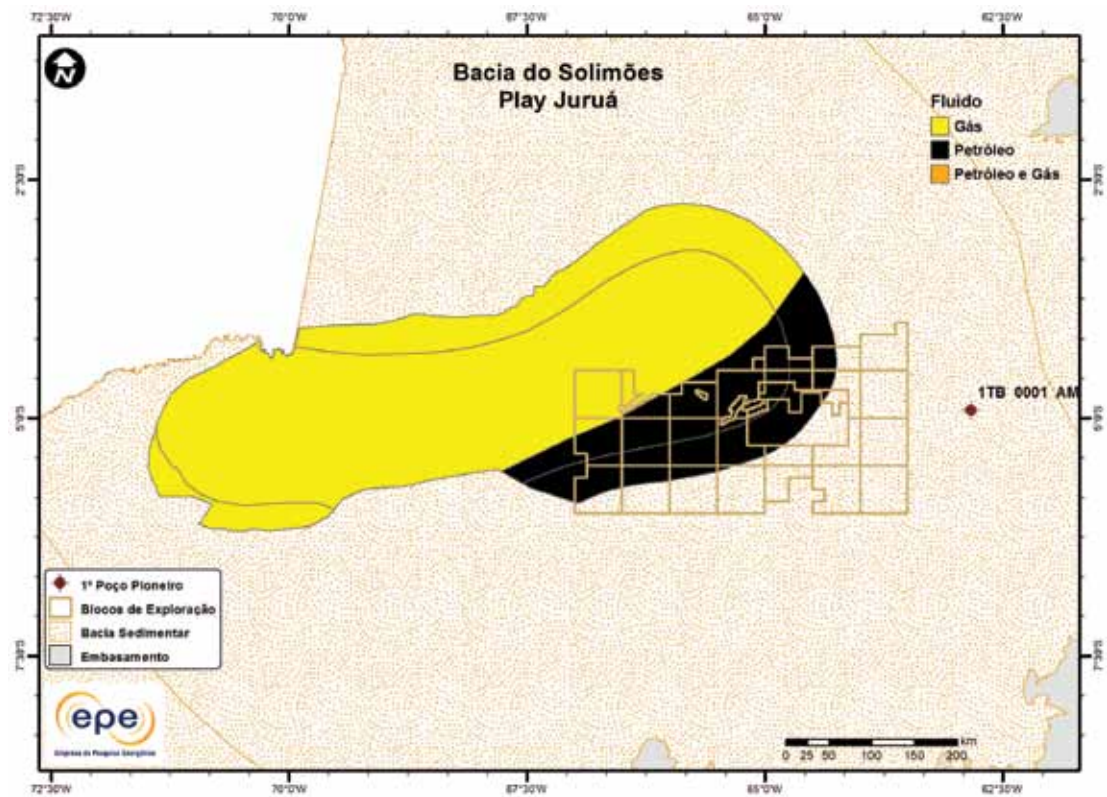


Figura 3.391 - Tipo de fluido com maior expectativa no *play* efetivo Juruá da Bacia do Solimões.

3.1.28.2 *Play* Jandiatuba

A Figura 3.392 apresenta o mapa do *play* efetivo Jandiatuba, com as chances de descobertas de hidrocarboneto. Este *play* apresenta chances baixas de descoberta. A faixa central leste-oeste apresenta maiores chances. Os atributos referentes a esse *play* estão sumarizados na Tabela 3.187.

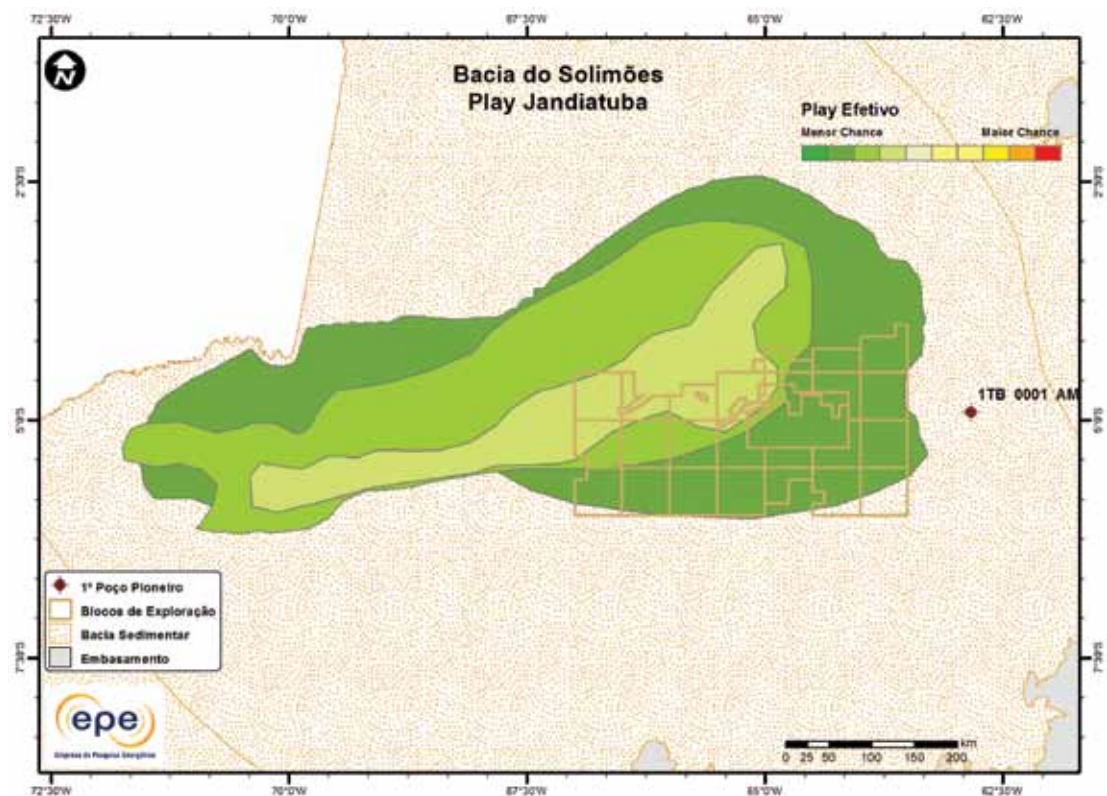


Figura 3.392 - *Play* efetivo Jandiatuba da Bacia do Solimões.

Tabela 3.187 - Atributos do Play Jandiatuba – Bacia do Solimões		
Play		Jandiatuba
Situação Geográfica		terra
Carga	Unidade Litoestratigráfica	Grupo Marimari
	Unidade Cronoestratigráfica	Devoniano Superior
	Migração	contato direto, falhas reversas e transpressivas
Reservatório	Unidade Litoestratigráfica	Membro Bia e Formações Uerê e Jandiatuba
	Unidade Cronoestratigráfica	Siluriano-Carbonífero Mississippiano
	Profundidade Média (m)	2.500
	Litologia / Contexto Depositional	arenito / marinho raso e glacial
Trapa	Unidade Litoestratigráfica Selante	Membro Biá e Formações Uerê e Jandiatuba
	Unidade Cronoestratigráfica Selante	Devoniano-Carbonífero
	Tipo de Trapa	estratigráfica, estrutural
	Litologia Selante	folhelho

A Figura 3.393 apresenta o mapa da expectativa de fluido para o *play* Jandiatuba. A maior expectativa é de petróleo na região sudeste e de gás natural no restante do *play*, caso ocorra descoberta de hidrocarboneto. Sendo petróleo, espera-se a ocorrência de petróleo leve.

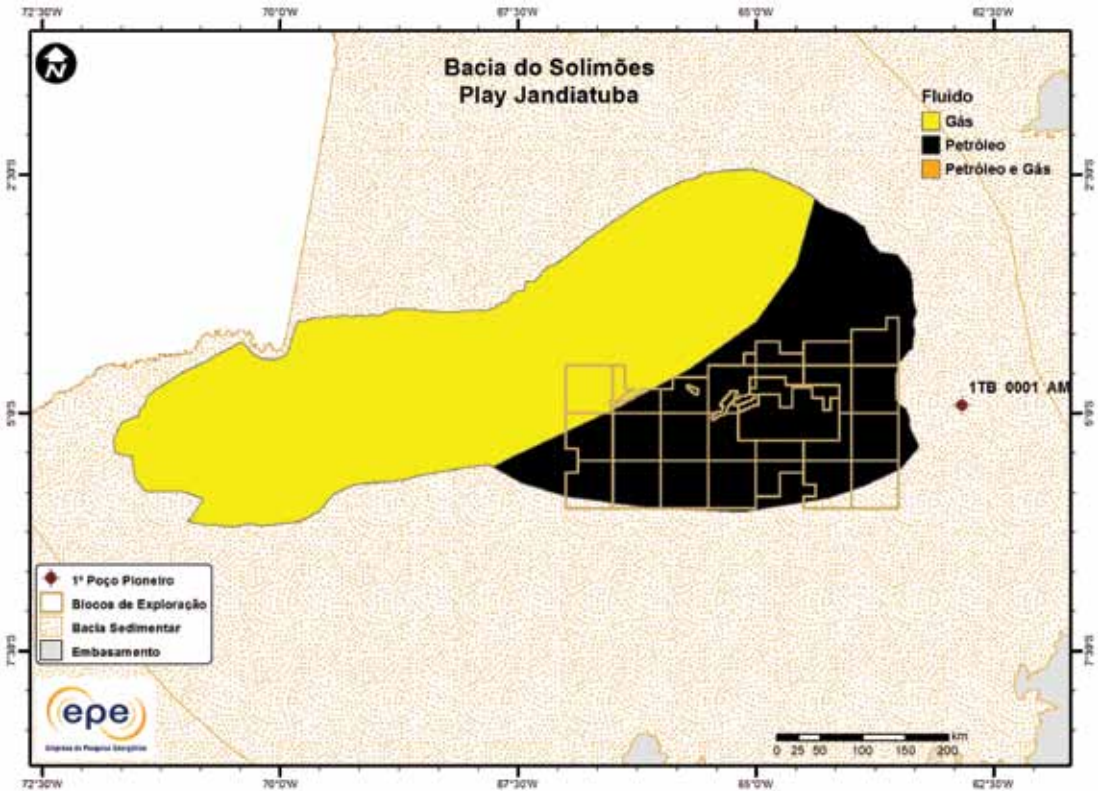


Figura 3.393 - Tipo de fluido com maior expectativa no *play* efetivo Jandiatuba da Bacia do Solimões.

3.1.29 Bacia do Tacutu

Síntese da Bacia

Apresenta-se na Figura 3.394 o mapa de localização da bacia sedimentar e efetiva (abordagem de representação geográfica) do Tacutu e, na Tabela 3.188, suas principais características geológicas. A bacia efetiva se restringe a uma faixa NE-SW, na parte central da bacia. Os principais reservatórios e o principal gerador de cada *play* exploratório estão indicados na carta estratigráfica (Figura 3.395) e na seção geológica (Figura 3.396).

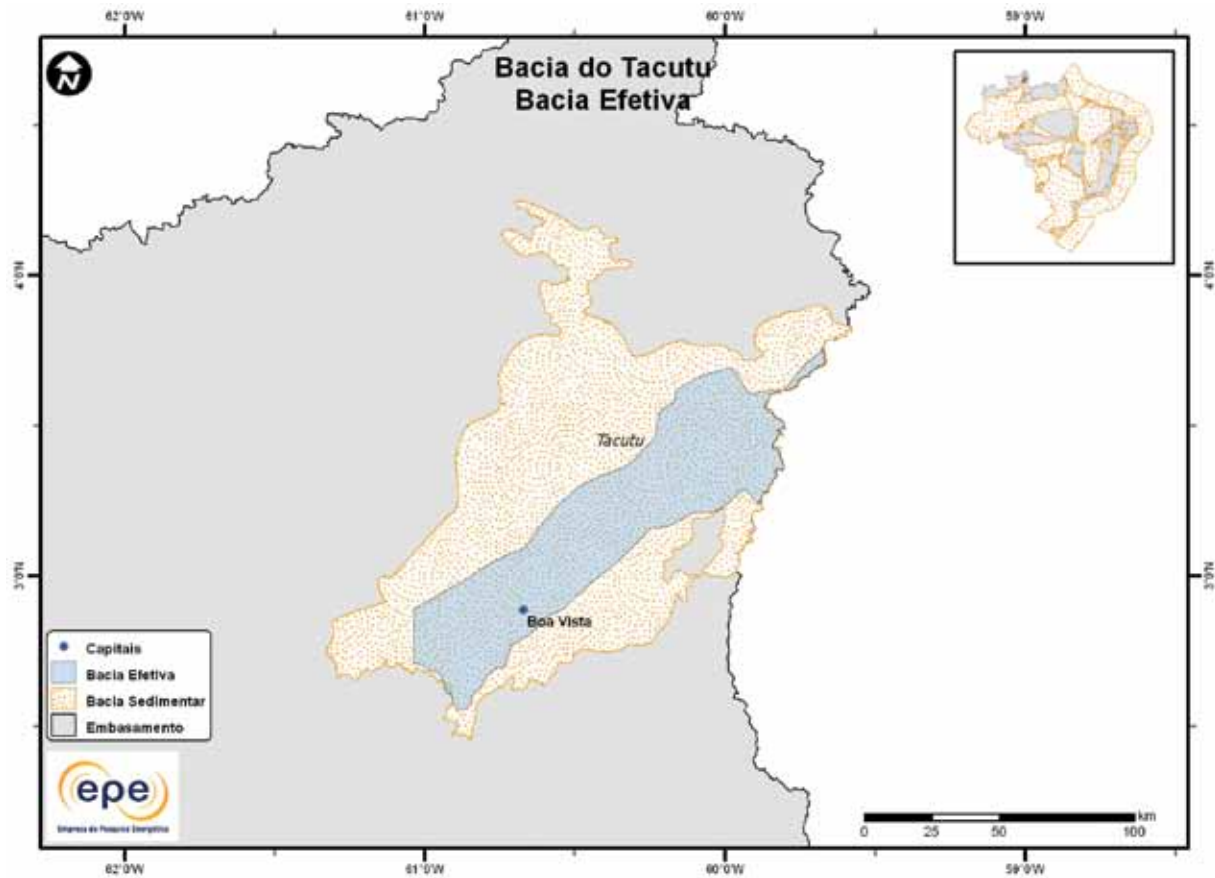
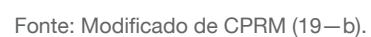


Figura 3.394 - Bacia efetiva do Tacutu.

Tabela 3.188 - Informações Geológicas da Bacia do Tacutu		
Situação Geográfica	terra	
Área Sedimentar (km²)	15.185	
Área da Bacia efetiva (km²)	5.303	
Maturidade Exploratória	Nova Fronteira	
Sistema Petrolífero Principal	? -?	
Plays Exploratórios	Nome do Play	Principal Reservatório
1	Rifte Tacutu	Formação Tacutu



Fonte: Modificado de Petrobras (2007).



• Principais Atividades do Setor de Petróleo e Gás na Bacia

Na Figura 3.397, apresenta-se a localização da cobertura dos levantamentos sísmicos e poços pioneiros perfurados. Não há blocos exploratórios sob concessão na bacia. Embora não ilustrados na figura, cabe citar que em 2011, a ANP fez investimentos para levantamento de dados de geoquímica. A Tabela 3.189 evidencia o baixo conhecimento geológico desta bacia.

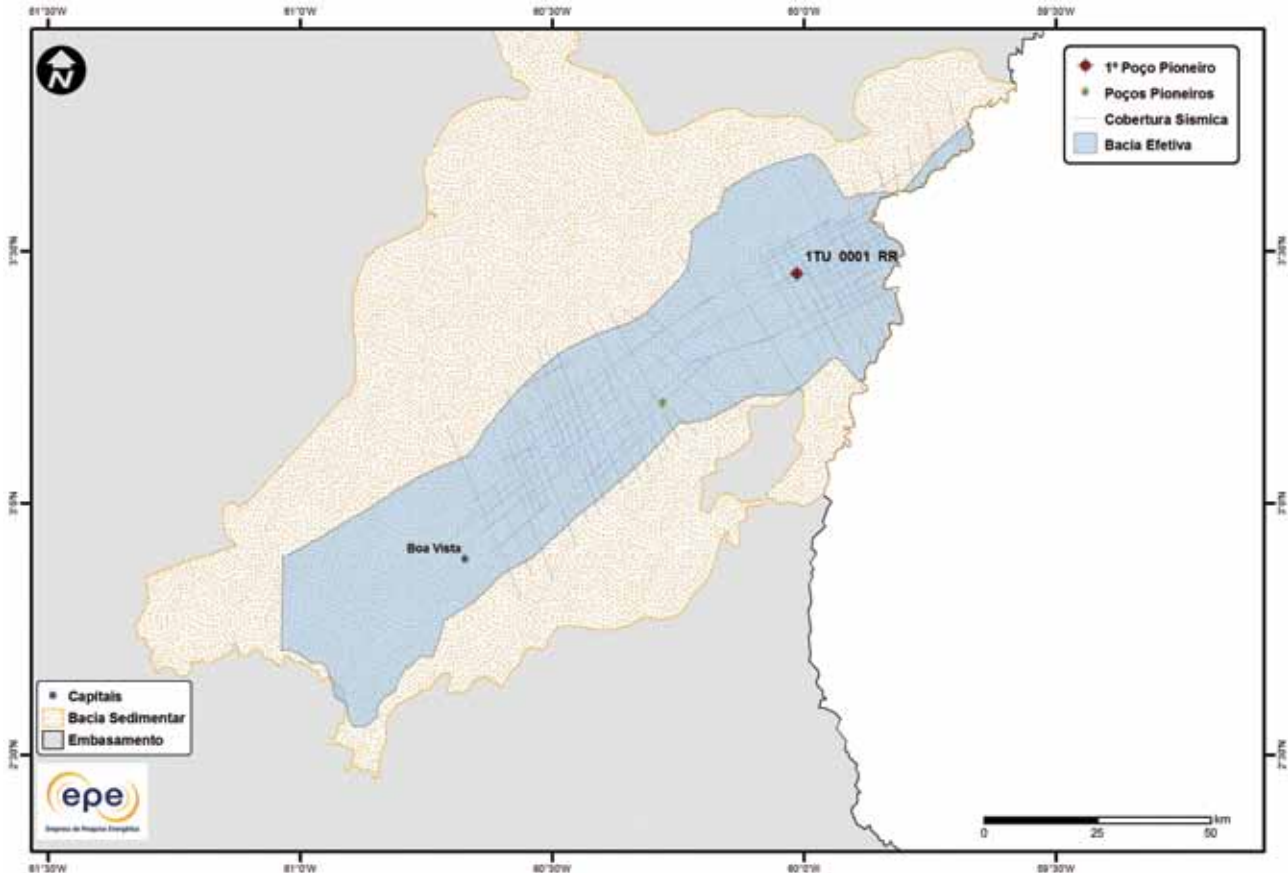


Figura 3.397 - Atividades de E&P na Bacia do Tacutu.

Tabela 3.189 - Resumo de Atividades de E&P – Bacia do Tacutu			
		Situação Geográfica	
		terra	
Poços Exploratórios	Perfurados		2
	1º Poço Pioneiro (ano)		1TU0001RR (1980)
	Último Poço Pioneiro (ano)		1ST 0001RR (1982)
	Profundidade Máxima Perfurada (m)		3.978
	Maior Lâmina D'água (m)		0
	Índice de Sucesso Geológico de Poços Pioneiros (%)		0
Campos	Petróleo		0
	Gás Não Associado		0
	Petróleo e Gás		0
	Em Avaliação		0
Descobertas	1ª Descoberta Comercial (ano)		-
	Última Descoberta Comercial (ano)		-
	Ano de Início		-
Produção	Acumulada	Petróleo (MM bbl)	0
		Gás Associado (MM m³)	0
		Gás Não Associado (MM m³)	0

- **Infraestrutura de Abastecimento da Bacia**

Não há, atualmente, infraestrutura de abastecimento (refinarias, terminais, UPGNs e dutos) com importância relevante para exploração na bacia, seja construída ou em projeto.

- **Análise da Bacia em *Plays* Exploratórios**

A Figura 3.398 apresenta o mapa da bacia efetiva do Tacutu, segundo a abordagem de representação probabilística, com indicação de chances de descobertas de hidrocarboneto. Toda a área efetiva apresenta pequenas chances de descobertas. A Tabela 3.190 apresenta a correspondência do *play* com *superplay*.

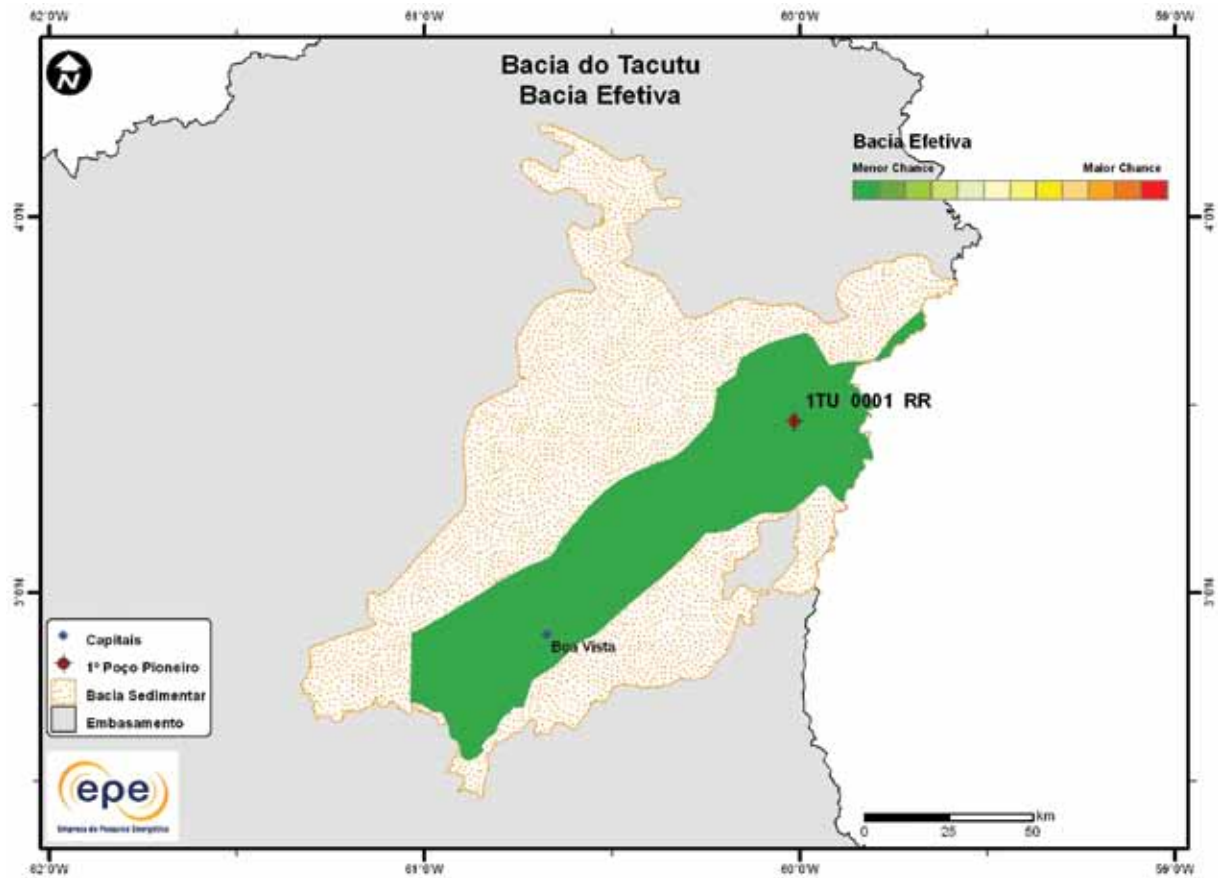


Figura 3.398 - Mapa da bacia efetiva do Tacutu com indicação de chance de descoberta.

Tabela 3.190 - <i>Plays</i> da Bacia do Tacutu		
Nome do <i>Play</i>	Status Exploratório	<i>Superplay</i>
Rifte Tacutu	Fronteira	SuperPlay 3 – Cretáceo Inferior_Continental

3.1.29.1 Play Rifte Tacutu

A Figura 3.399 apresenta o mapa do *play* efetivo Rifte Tacutu, com as chances de descobertas de hidrocarboneto. Toda a extensão do *play* apresenta baixa chance de descoberta³⁷. Os atributos referentes a esse *play* estão sumarizados na Tabela 3.191. A Figura 3.400 apresenta o mapa da expectativa de fluido para o *play* Rifte Tacutu. A maior expectativa é de petróleo e gás natural, caso ocorra descoberta de hidrocarboneto. Sendo petróleo, espera-se a ocorrência de petróleo leve.

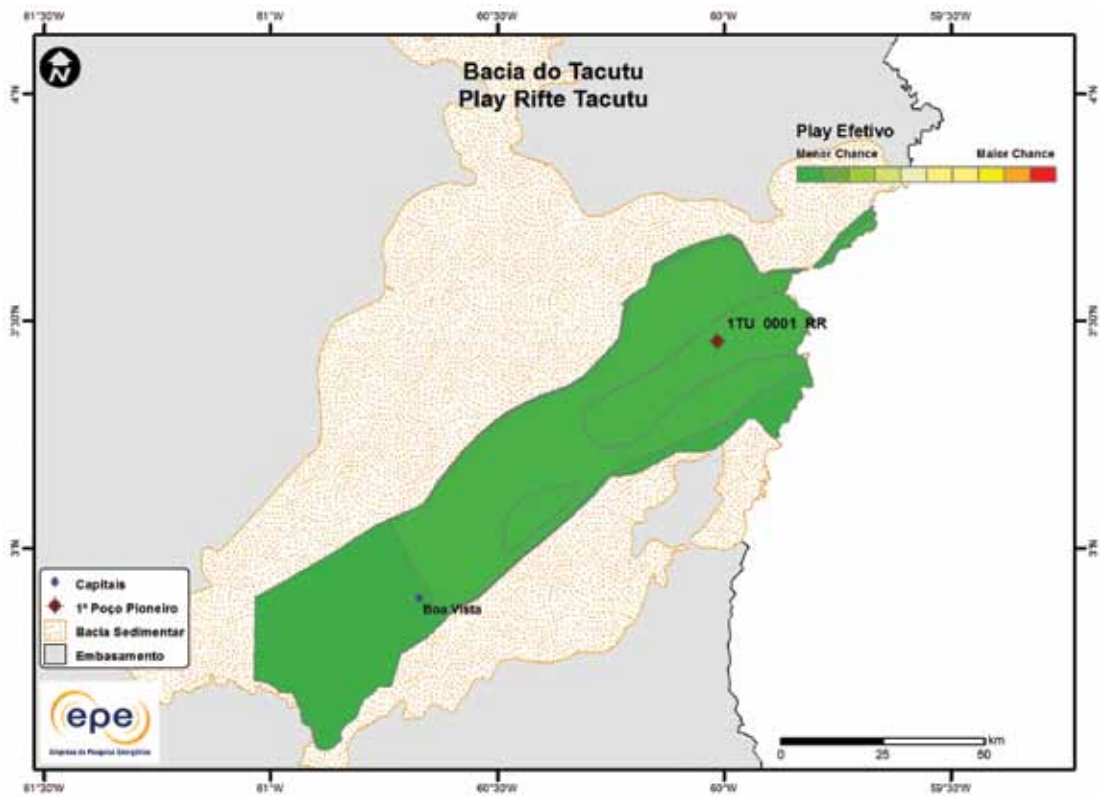


Figura 3.399 - Play efetivo Rifte Tacutu da Bacia do Tacutu.

Tabela 3.191 - Atributos do Play Rifte Tacutu– Bacia do Tacutu		
Play		Rifte Tacutu
Situação Geográfica		terra
Carga	Unidade Litoestratigráfica	Formação Manari e/ou Pirara
	Unidade Cronoestratigráfica	Jurássico Superior
	Migração	falhas do rifte
Reservatório	Unidade Litoestratigráfica	Formações Apoteri, Manari, Pirara e Tacutu
	Unidade Cronoestratigráfica	Jurássico-Cretáceo Inferior
	Profundidade Média (m)	1.350
	Litologia / Contexto Depositional	basalto, folhelho (fraturado) e arenito
Trapa	Unidade Litoestratigráfica Selante	Formações Manari, Pirara e Tacutu
	Unidade Cronoestratigráfica Selante	Jurássico-Cretáceo Inferior
	Tipo de Trapa	estratigráfica e estrutural
	Litologia Selante	folhelho e evaporito

³⁷ Conforme definido no Capítulo 2, as chances de bacia efetiva com um único *play* são as mesmas do *play* efetivo. Entretanto, a escolha de diferentes escalas em cores para representação padronizada para todas as bacias sedimentares pode ocasionar alguma aparente diferença, no caso de bacia com único *play*.

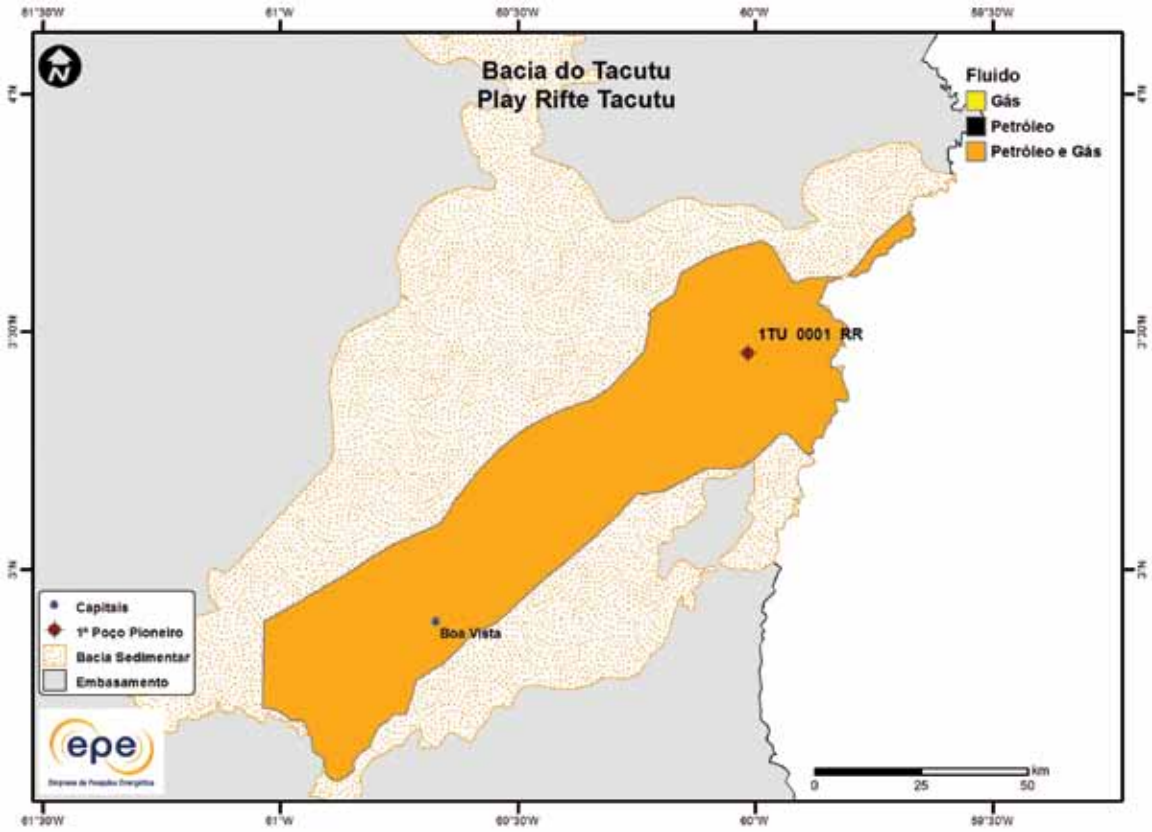


Figura 3.400 - Tipo de fluido com maior expectativa no *play* efetivo Rifte Tacutu da Bacia do Tacutu.

3.1.30 Bacia de Tucano Central

Síntese da Bacia

Apresenta-se na Figura 3.401 o mapa de localização da bacia sedimentar e efetiva (abordagem de representação geográfica) de Tucano Central e, na Tabela 3.192, suas principais características geológicas. A bacia efetiva ocupa praticamente toda a área da bacia sedimentar³⁸. Os principais reservatórios e o principal gerador de cada *play* exploratório estão indicados na carta estratigráfica (Figura 3.402) e na seção geológica (Figura 3.403).

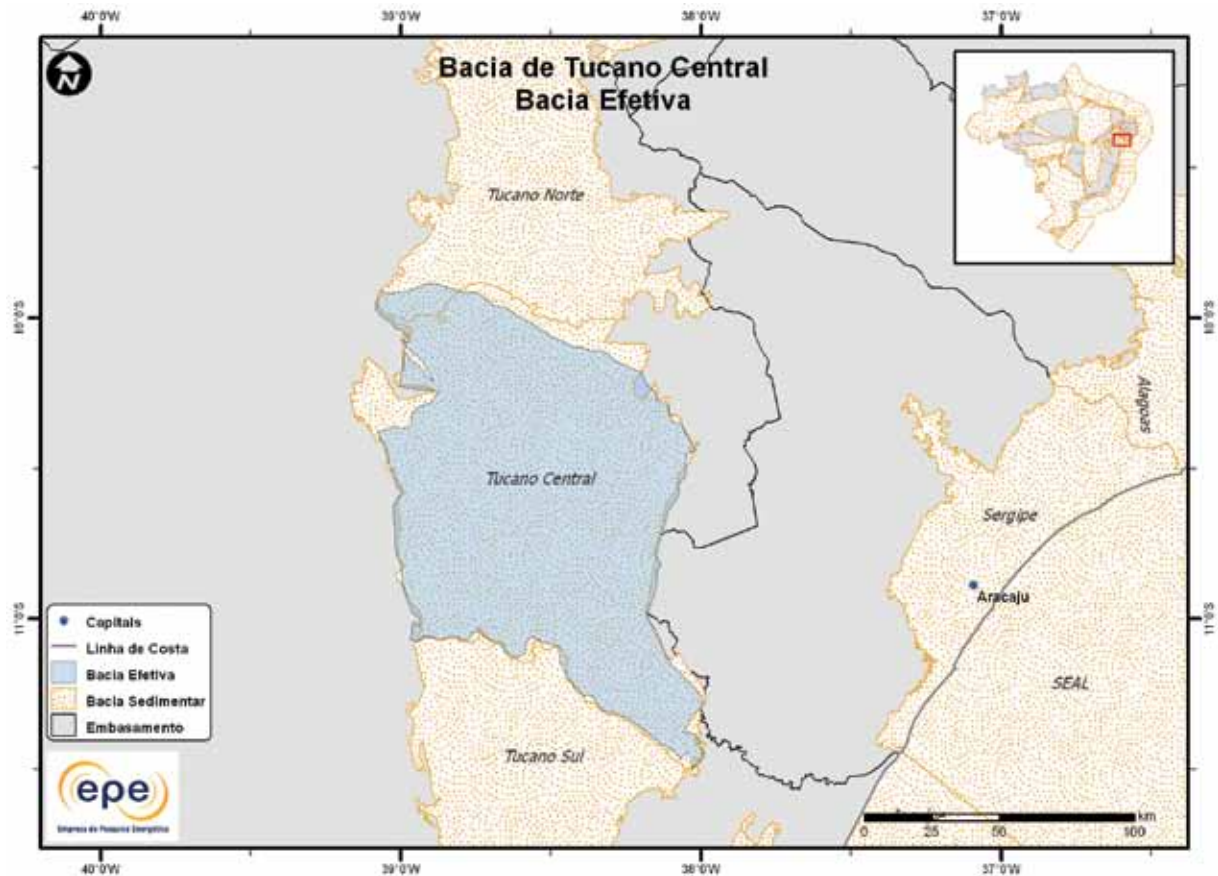


Figura 3.401 - Bacia efetiva de Tucano Central.

Tabela 3.192 - Informações Geológicas da Bacia de Tucano Central		
Situação Geográfica	terra	
Área Sedimentar (km²)	13.712	
Área da Bacia efetiva (km²)	13.712	
Maturidade Exploratória	Nova Fronteira	
Sistema Petrolífero Principal	?-?	
Plays Exploratórios	Nome do Play	Principal Reservatório
1	Salvador	Formação Salvador
2	Ilhas	Formações Pojuca/Taquipe
3	Candeias	Formação Candeias
4	Brotas	Formação Sergi

³⁸ Localmente, notam-se algumas superposições do polígono da bacia efetiva com polígonos fora da bacia sedimentar em foco, devido à defasagem de informações sobre shapes de algumas bacias sedimentares ocorrida durante o processo de elaboração do estudo.



Fonte: Modificado de Petrobras (2007).



• Principais Atividades do Setor de Petróleo e Gás na Bacia

Na Figura 3.404, apresenta-se a localização da escassa cobertura dos levantamentos sísmicos e dos poucos poços pioneiros perfurados. Não há blocos sob concessão. A Tabela 3.193 apresenta, resumidamente, informações sobre os poços exploratórios.

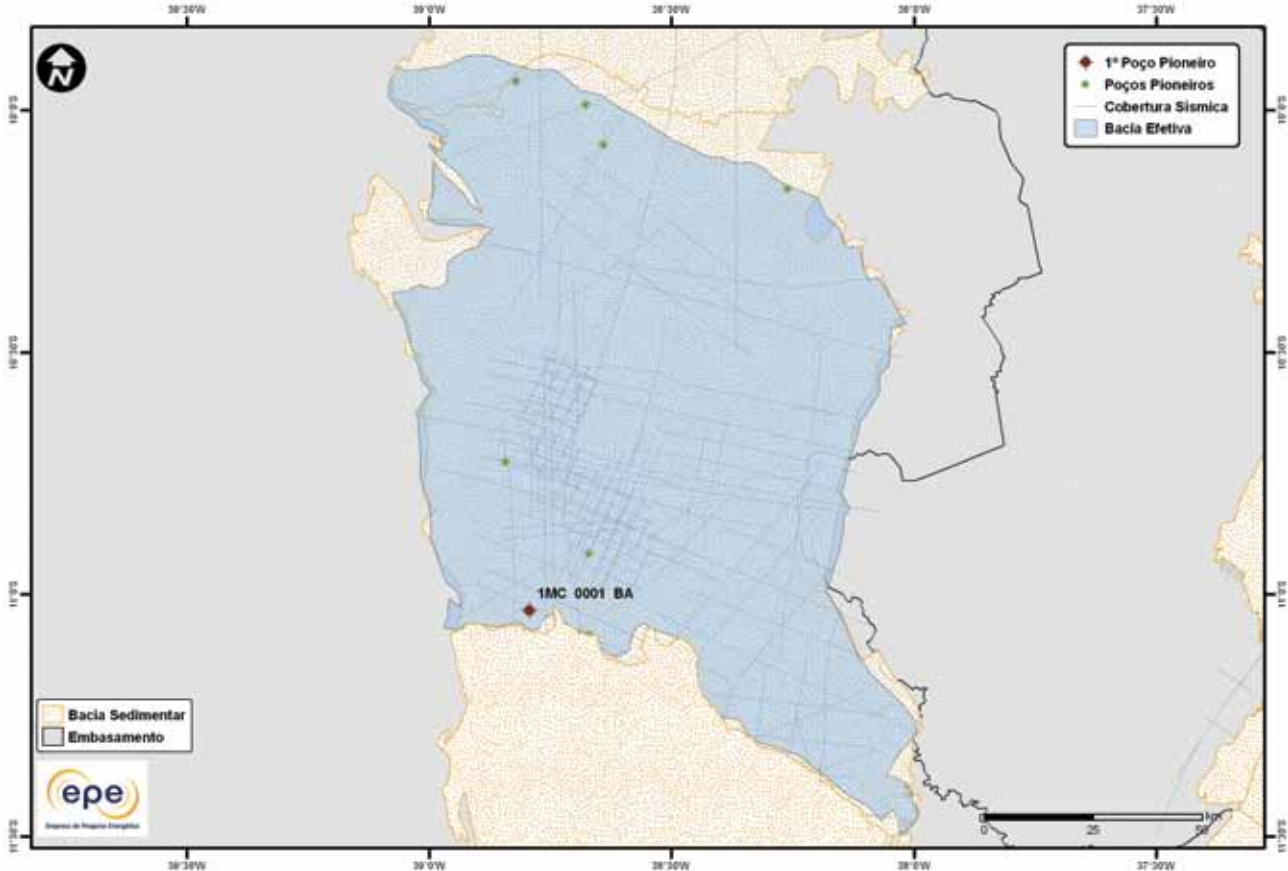


Figura 3.404 - Atividades de E&P na Bacia de Tucano Central.

Tabela 3.193 - Resumo de Atividades de E&P – Bacia de Tucano Central			
		Situação Geográfica	
Poços Exploratórios	Perfurados		terra
	1º Poço Pioneiro (ano)		13
	Último Poço Pioneiro (ano)		1MC0001BA (1948)
	Profundidade Máxima Perfurada (m)		1FCC0001BA (1974)
	Maior Lâmina D’água (m)		5.409
	Índice de Sucesso Geológico de Poços Pioneiros (%)		0
Campos	Petróleo		0
	Gás Não Associado		0
	Petróleo e Gás		0
	Em Avaliação		0
Descobertas	1ª Descoberta Comercial (ano)		-
	Última Descoberta Comercial (ano)		-
	Ano de Início		-
Produção	Acumulada	Petróleo (MM bbl)	0
		Gás Associado (MM m³)	0
		Gás Não Associado (MM m³)	0

- **Análise da Bacia em Plays Exploratórios**

A Figura 3.407 apresenta o mapa da bacia efetiva de Tucano Central, segundo a abordagem de representação probabilística, com indicação das chances de descobertas de hidrocarbonetos. A área efetiva apresenta baixas chances de descobertas, com uma faixa norte-sul de maior chance. A Tabela 3.194 apresenta a correspondência dos *plays* com os *superplays*.

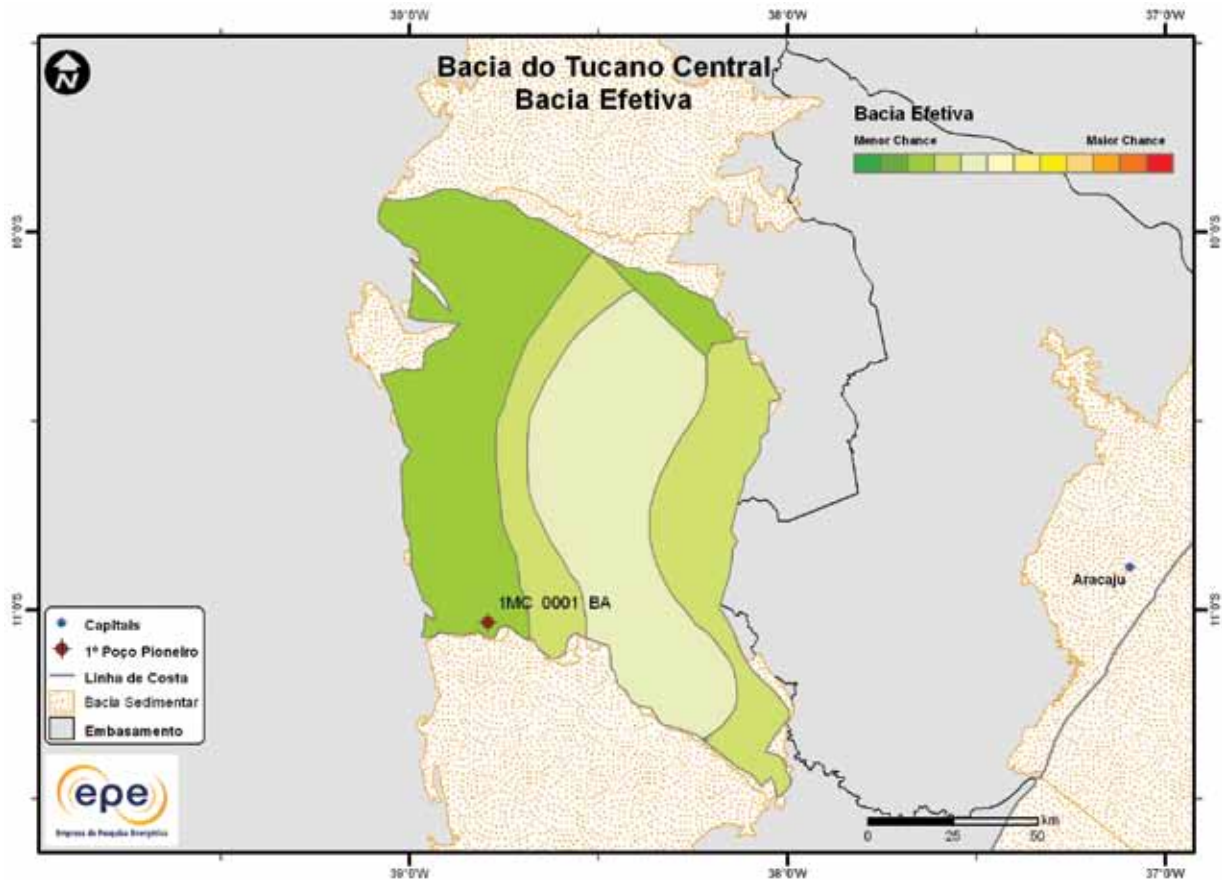


Figura 3.407 - Mapa da bacia efetiva de Tucano Central com indicação das chances de descobertas.

Tabela 3.194 - Plays da Bacia de Tucano Central		
Nome do Play	Status Exploratório	Superplay
Salvador	Fronteira	SuperPlay 3 – Cretáceo Inferior_Continental
Ilhas	Fronteira	SuperPlay 3 – Cretáceo Inferior_Continental
Candeias	Fronteira	SuperPlay 3 – Cretáceo Inferior_Continental
Brotas	Fronteira	SuperPlay 3 – Cretáceo Inferior_Continental

3.1.30.1 Play Salvador

A Figura 3.408 apresenta o mapa do *play* efetivo Salvador, com as chances de descobertas de hidrocarboneto. Este *play* é restrito à borda leste da bacia e apresenta pequena chance de descoberta. Os atributos referentes a esse *play* estão sumarizados na Tabela 3.195.

A Figura 3.409 apresenta o mapa da expectativa de fluido para o *play* Salvador. A maior expectativa é de gás natural, caso ocorra descoberta de hidrocarboneto. Sendo petróleo, espera-se a ocorrência de petróleo leve.

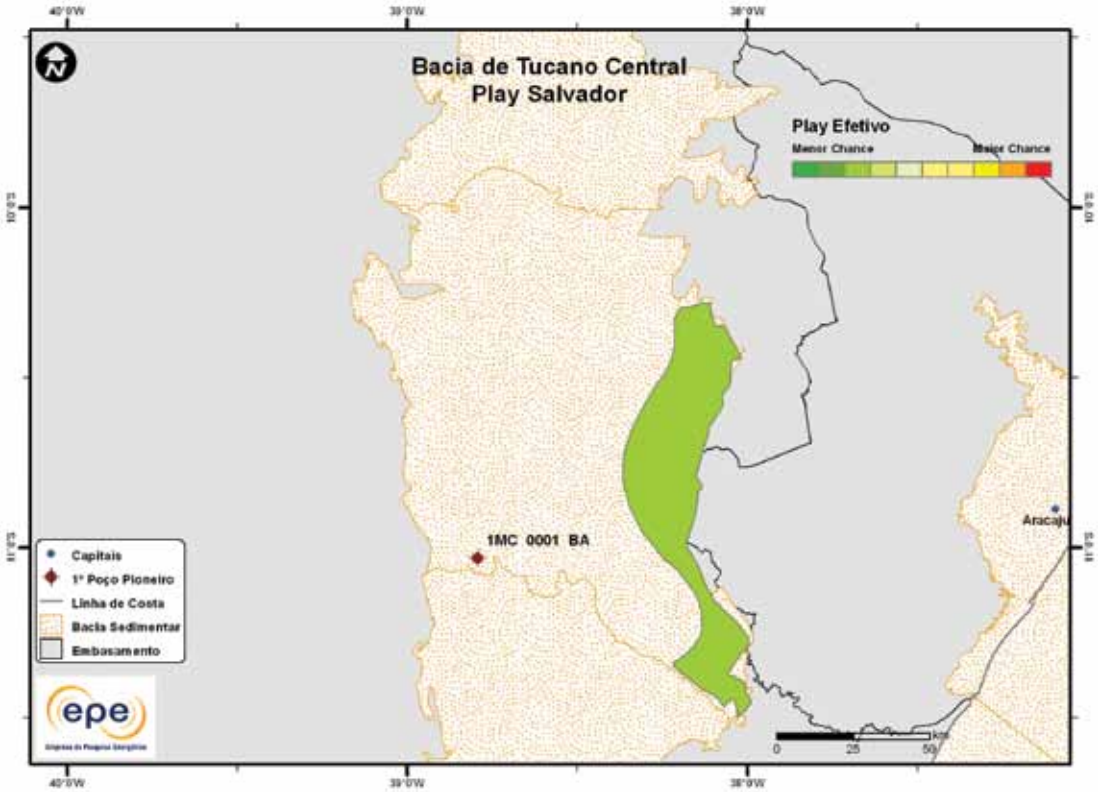


Figura 3.408 - Play efetivo Salvador da Bacia de Tucano Central.

Tabela 3.195 - Atributos do Play Salvador – Bacia de Tucano Central		
Play		Salvador
Situação Geográfica		terra
Carga	Unidade Litoestratigráfica	Formação Candeias
	Unidade Cronoestratigráfica	Cretáceo Inferior (Barriasiano)
	Migração	contato direto e a pequenas distâncias
Reservatório	Unidade Litoestratigráfica	Formações Salvador e Candeias
	Unidade Cronoestratigráfica	Cretáceo Inferior (Aptiano)
	Profundidade Média (m)	4.000
	Litologia / Contexto Deposicional	conglomerado e arenito / lacustre
Trapa	Unidade Litoestratigráfica Selante	Grupos Santo Amaro, Ilhas
	Unidade Cronoestratigráfica Selante	Cretáceo Inferior
	Tipo de Trapa	estratigráfica e mista
	Litologia Selante	folhelho

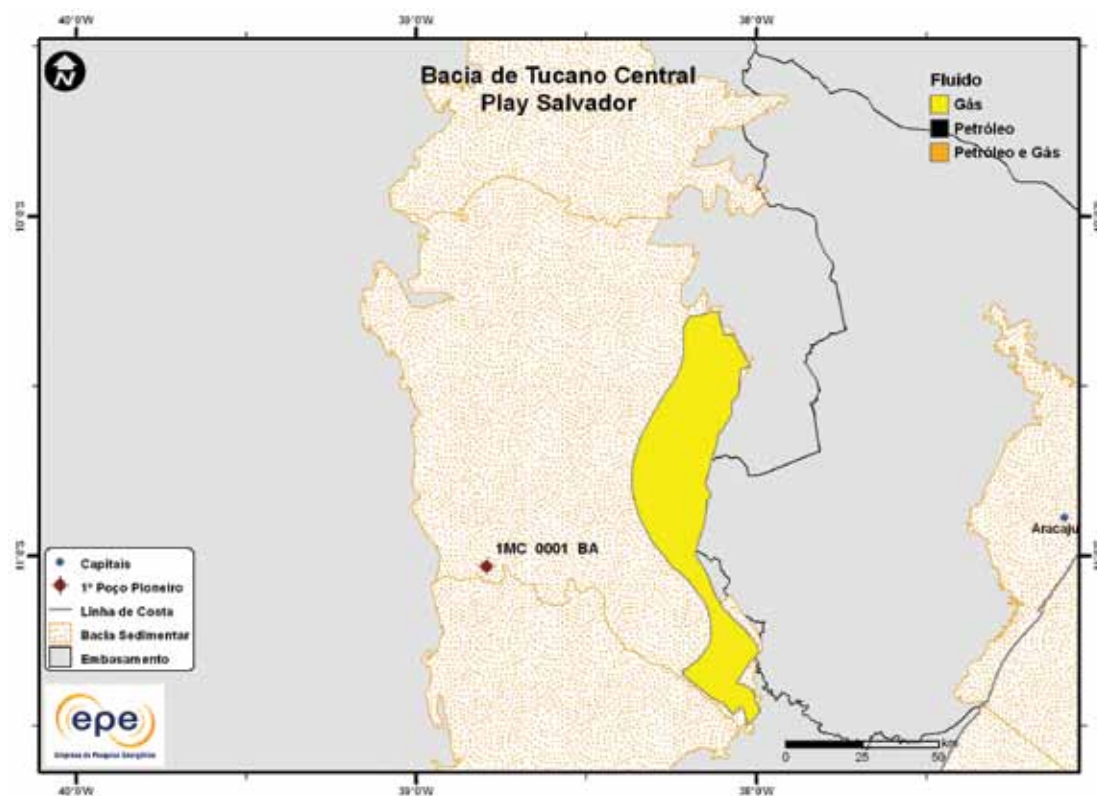


Figura 3.409 - Tipo de fluido com maior expectativa no *play* efetivo Salvador da Bacia de Tucano Central.

3.1.30.2 *Play* Ilhas

A Figura 3.410 apresenta o mapa do *play* efetivo Ilhas, com chance de descoberta de hidrocarboneto. Este *play* ocupa a parte central da bacia, com pequena chance de descoberta. Os atributos referentes a esse *play* estão sumarizados na Tabela 3.196.

A Figura 3.411 apresenta o mapa da expectativa de fluido para o *play* Ilhas. A maior expectativa é de gás natural, caso ocorra descoberta de hidrocarboneto. Sendo petróleo, espera-se a ocorrência de petróleo leve.

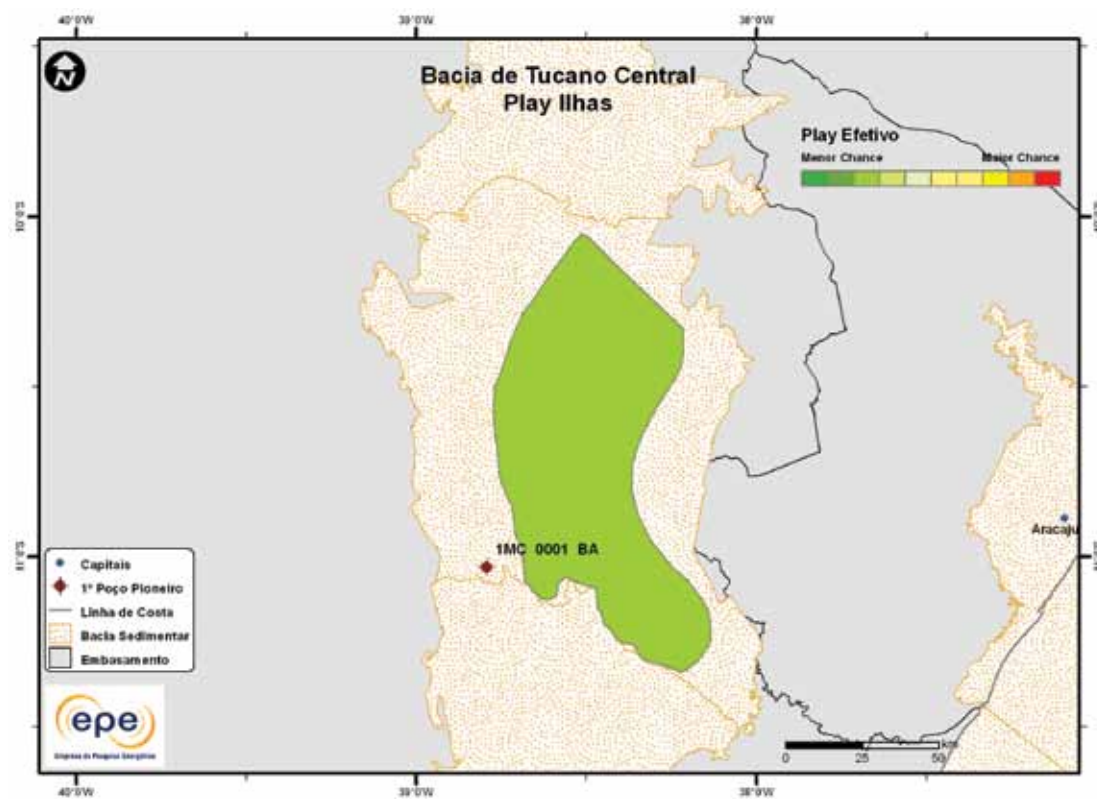


Figura 3.410 - *Play* efetivo Ilhas da Bacia de Tucano Central.

Tabela 3.196 - Atributos do <i>Play</i> Ilhas – Bacia de Tucano Central		
<i>Play</i>		Ilhas
Situação Geográfica		terra
Carga	Unidade Litoestratigráfica	Formação Candeias (Membro Gomo)
	Unidade Cronoestratigráfica	Cretáceo Inferior
	Migração	contato direto e a pequenas distâncias
Reservatório	Unidade Litoestratigráfica	Formações Pojuca e Taquipe
	Unidade Cronoestratigráfica	Cretáceo Inferior (Berriasiano-Hauteriviano)
	Profundidade Média (m)	3.000
	Litologia / Contexto Depositional	arenito / fluvial e deltaico
Trapa	Unidade Litoestratigráfica Selante	Grupos Ilhas
	Unidade Cronoestratigráfica Selante	Cretáceo Inferior
	Tipo de Trapa	estratigráfica
	Litologia Selante	folhelho

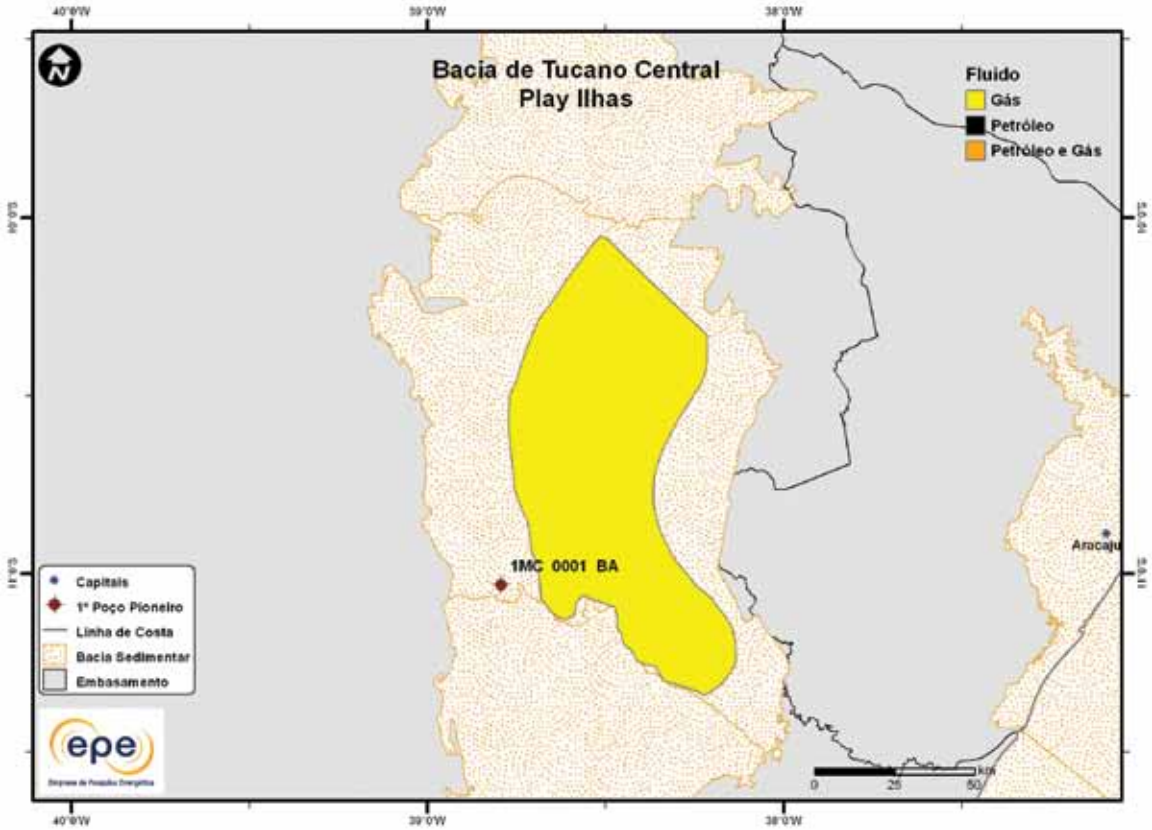


Figura 3.411 - Tipo de fluido com maior expectativa no *play* efetivo Ilhas da Bacia de Tucano Central.,

3.1.30.3 Play Candeias

A Figura 3.412 apresenta o mapa do *play* efetivo Candeias, com chance de descoberta de hidrocarboneto. Este *play* apresenta baixas chances de descobertas. Os atributos referentes a esse *play* estão sumarizados na Tabela 3.197.

A Figura 3.413 apresenta o mapa da expectativa de fluido para o *play* Candeias. A maior expectativa é de gás natural, caso ocorra descoberta de hidrocarboneto. Sendo petróleo, espera-se a ocorrência de petróleo leve.

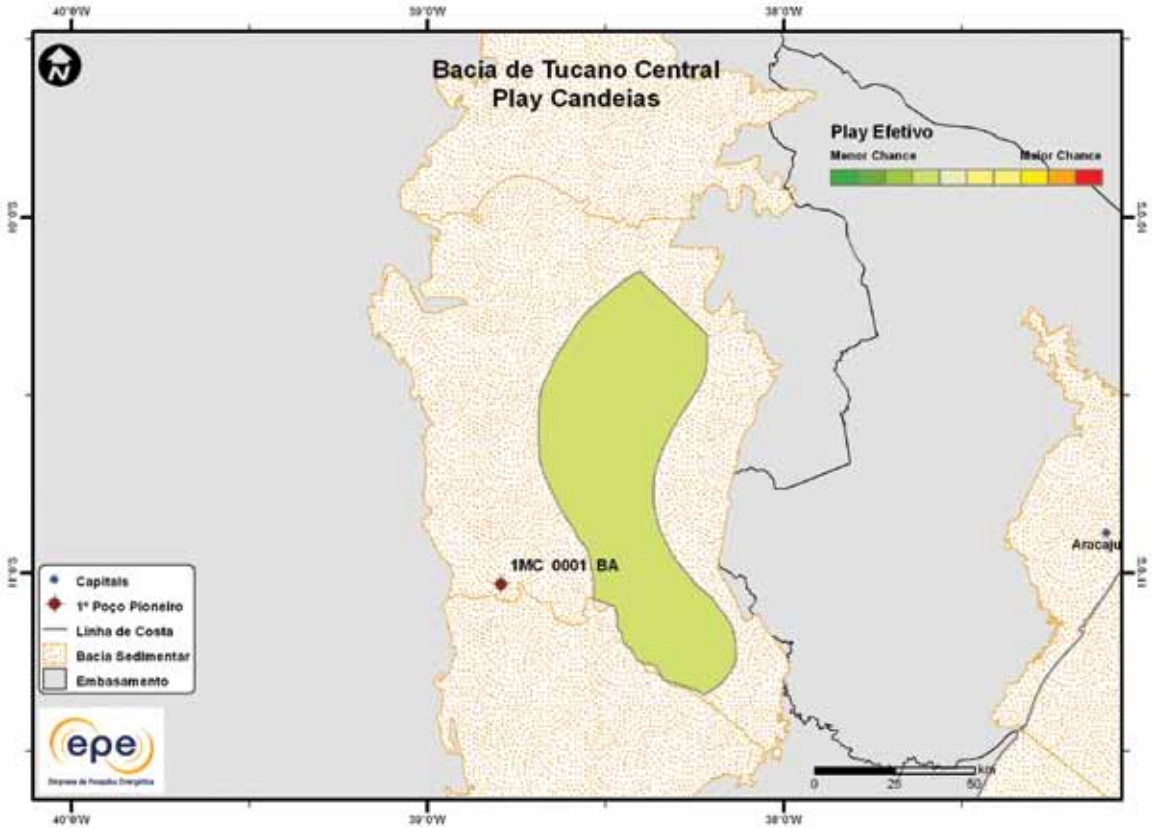


Figura 3.412 - Play efetivo Candeias da Bacia de Tucano Central.

Tabela 3.197 - Atributos do Play Candeias – Bacia de Tucano Central		
Play		Candeias
Situação Geográfica		terra
Carga	Unidade Litoestratigráfica	Formações Candeias
	Unidade Cronoestratigráfica	Cretáceo Inferior
	Migração	contato direto e a pequenas distâncias
Reservatório	Unidade Litoestratigráfica	Formações Candeias
	Unidade Cronoestratigráfica	Cretáceo Inferior
	Profundidade Média (m)	3.500
	Litologia / Contexto Depositional	arenito / turbidito
Trapa	Unidade Litoestratigráfica Selante	Grupos Santo Amaro, Ilhas
	Unidade Cronoestratigráfica Selante	Cretáceo Inferior
	Tipo de Trapa	estratigráfica e mista
	Litologia Selante	folhelho

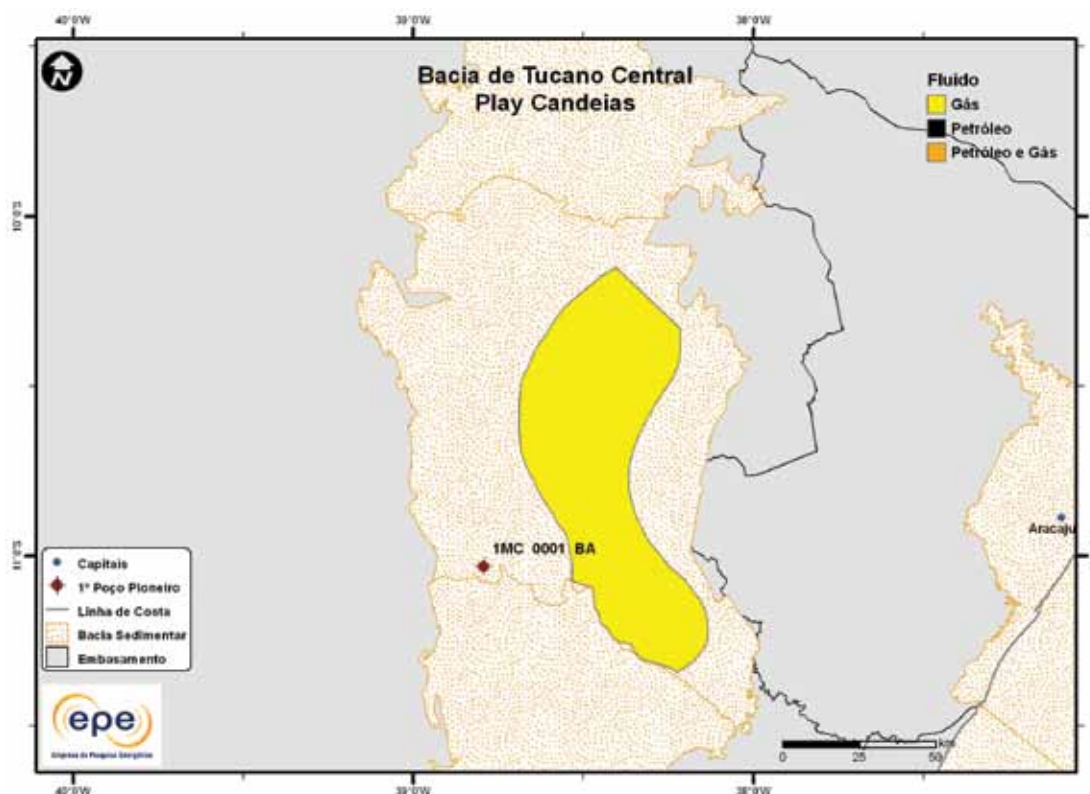


Figura 3.413 - Tipo de fluido com maior expectativa no *play* efetivo Candeias da Bacia de Tucano Central.

3.1.30.4 Play Brotas

A Figura 3.414 apresenta o mapa do *play* efetivo Brotas, com as chances de descobertas de hidrocarboneto. Este *play* ocupa toda a área da bacia, com baixas chances de descobertas. Os atributos referentes a esse *play* estão sumarizados na Tabela 3.198.

A Figura 3.415 apresenta o mapa da expectativa de fluido para o *play* Brotas. A maior expectativa é de petróleo e gás natural, caso ocorra descoberta de hidrocarboneto. Sendo petróleo, espera-se a ocorrência de petróleo leve.

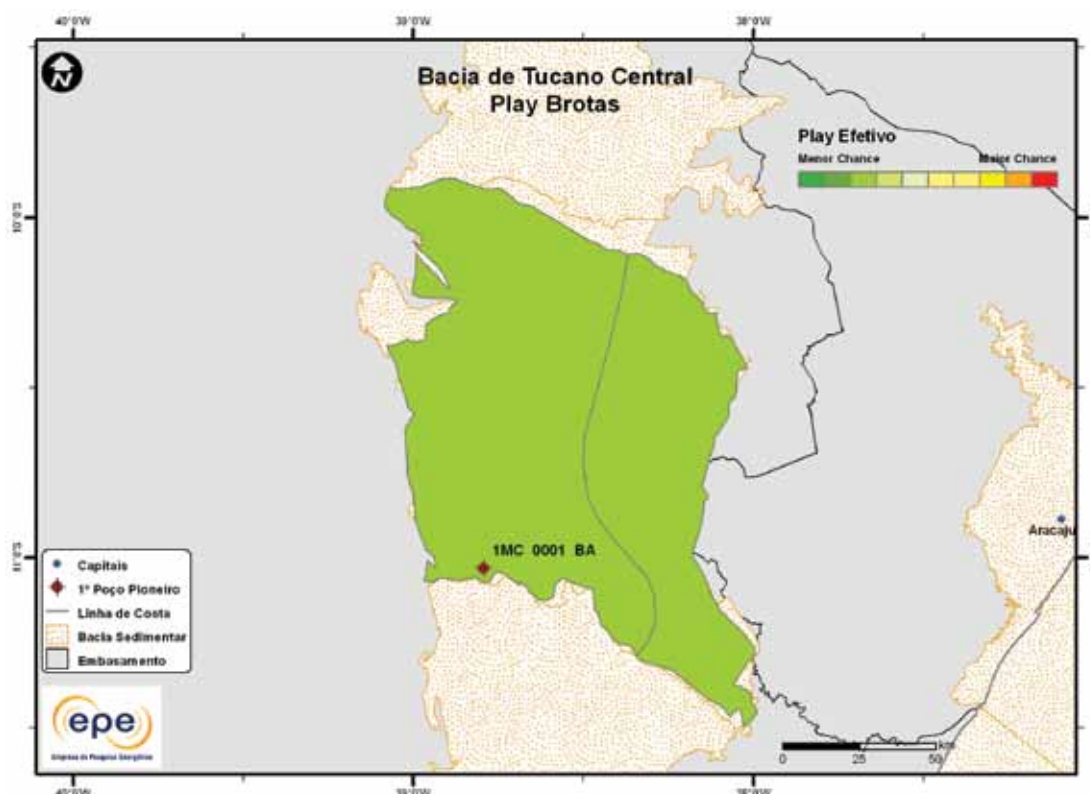


Figura 3.414 - *Play* efetivo Brotas de Tucano Central.

Tabela 3.198 - Atributos do <i>Play</i> Brotas – Bacia de Tucano Central		
<i>Play</i>		Brotas
Situação Geográfica		terra
Carga	Unidade Litoestratigráfica	Formações Candeias
	Unidade Cronoestratigráfica	Cretáceo Inferior (Berriasiano)
	Migração	contato direto
Reservatório	Unidade Litoestratigráfica	Formações Sergi, Aliança e Afligidos
	Unidade Cronoestratigráfica	Permiano-Cretáceo Inferior
	Profundidade Média (m)	3.000
	Litologia / Contexto Depositional	arenito / fluvial, aluvial e eólico
Trapa	Unidade Litoestratigráfica Selante	Grupos Brotas, Santo Amaro, Ilhas
	Unidade Cronoestratigráfica Selante	Jurássico-Cretáceo Inferior
	Tipo de Trapa	estrutural
	Litologia Selante	folhelho

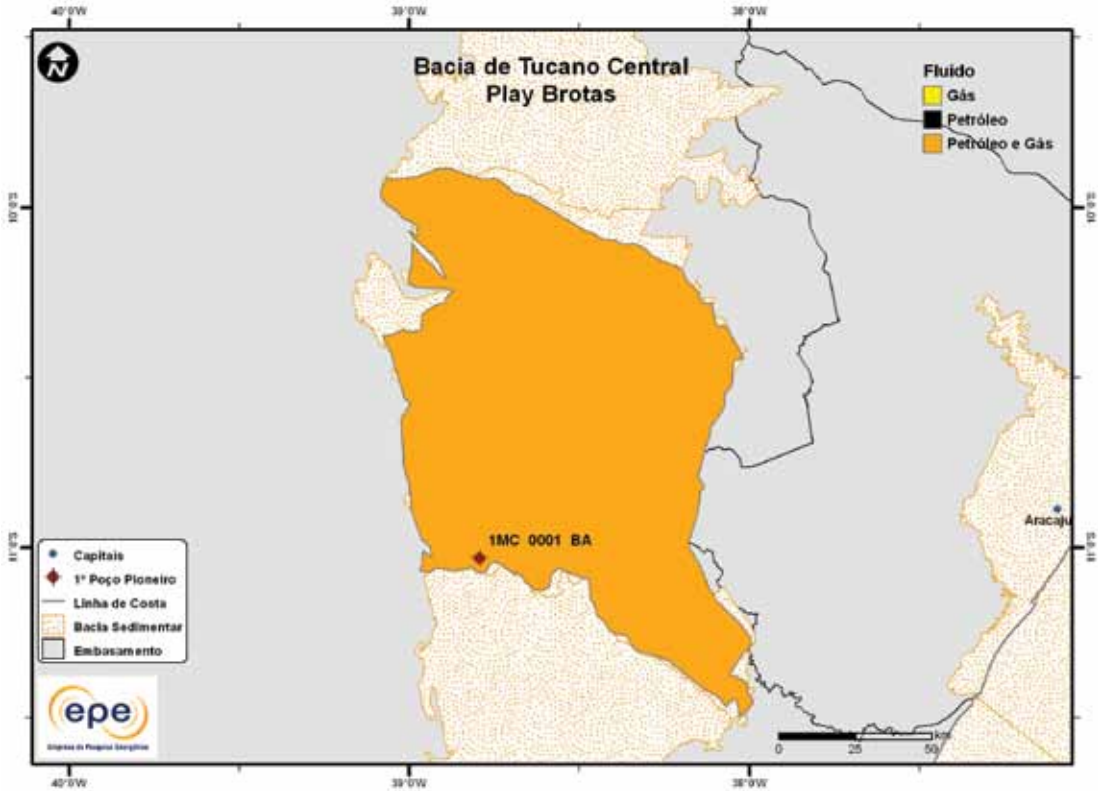


Figura 3.415 - Tipo de fluido com maior expectativa no *play* efetivo Brotas da Bacia de Tucano Central.

3.1.31 Bacia de Tucano Norte

• Síntese da Bacia

Apresenta-se na Figura 3.416 o mapa de localização da bacia sedimentar e efetiva (abordagem de representação geográfica) de Tucano Norte e, na Tabela 3.199, suas principais características geológicas. A bacia efetiva ocupa toda a área da bacia sedimentar³⁹. Os principais reservatórios e o principal gerador de cada *play* exploratório estão indicados na carta estratigráfica (Figura 3.417) e na seção geológica (Figura 3.418).

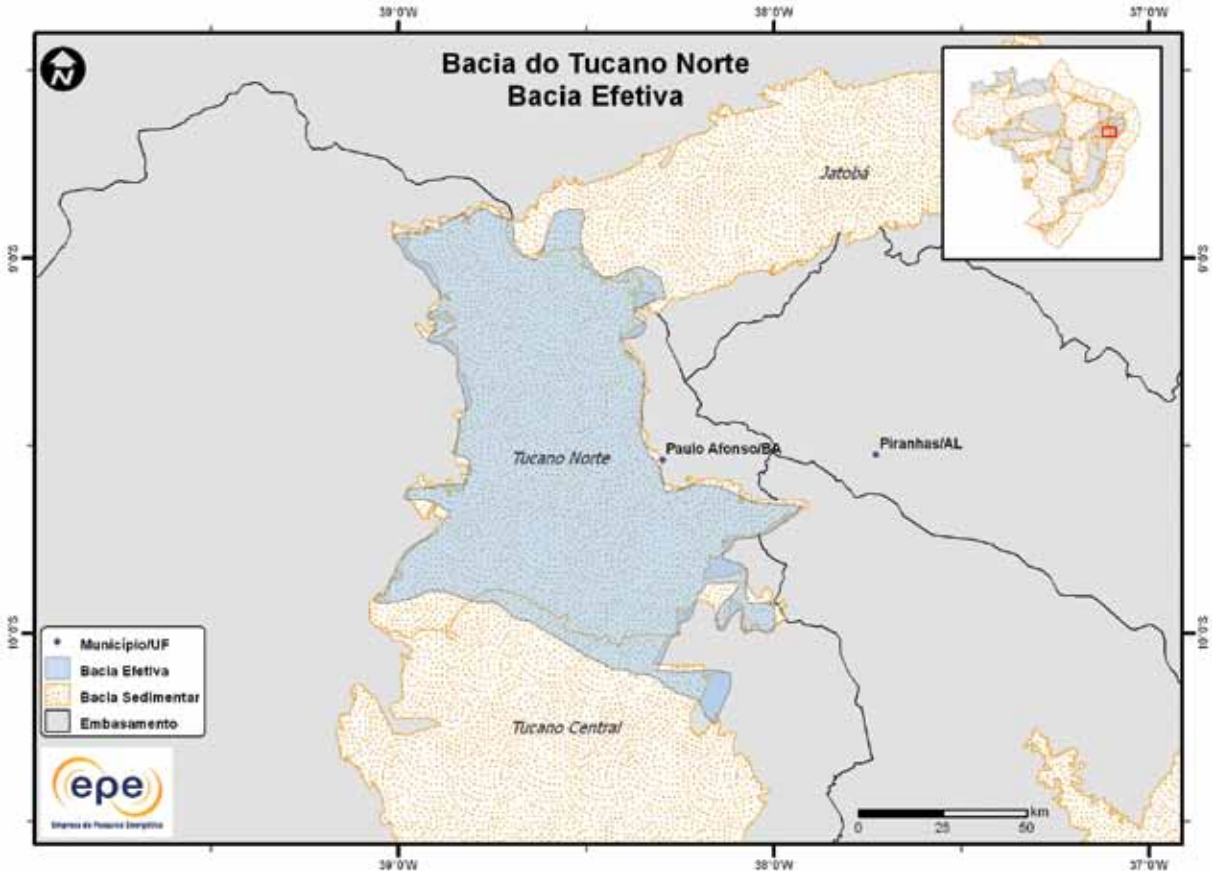


Figura 3.416 - Bacia efetiva de Tucano Norte.

Tabela 3.199 - Informações Geológicas da Bacia de Tucano Norte		
Situação Geográfica	terra	
Área Sedimentar (km²)	8.437	
Área da Bacia efetiva (km²)	8.437	
Maturidade Exploratória	Nova Fronteira	
Sistema Petrolífero Principal	Santa Brígida-Sergi (?)	
Plays Exploratórios	Nome do Play	Principal Reservatório
1	Cretáceo Inferior	Grupo Ilhas
2	Brotas	Formação Sergi

³⁹ Localmente, notam-se algumas superposições do polígono da bacia efetiva com polígonos fora da bacia sedimentar em foco, devido à defasagem de informações sobre *shapes* de algumas bacias sedimentares ocorrida durante o processo de elaboração do estudo.

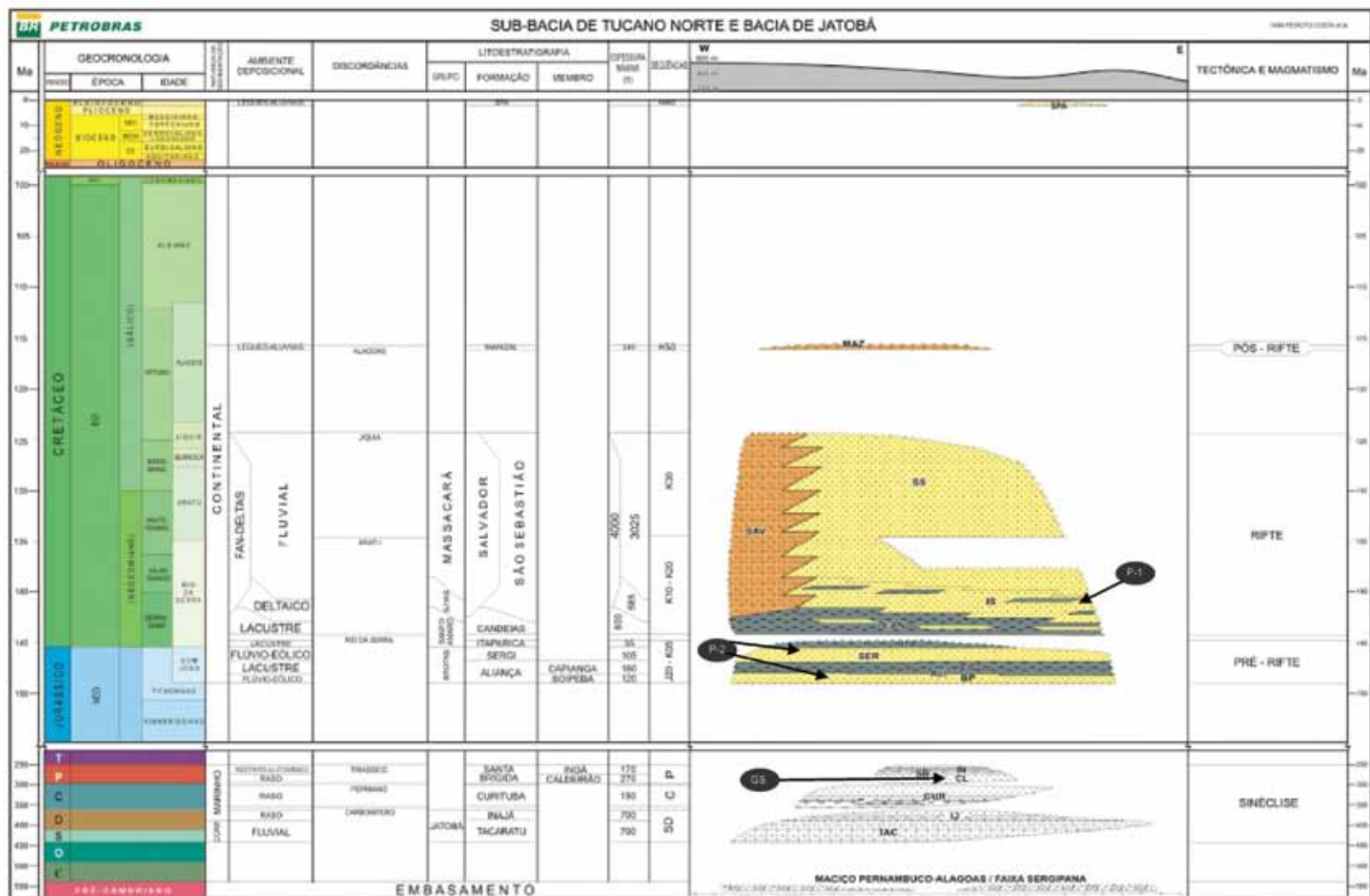


Figura 3.417 - Carta estratigráfica da Bacia de Tucano Norte com indicação do gerador do sistema petrolífero principal (GS) e *plays* exploratórios (P).

Fonte: Modificado de Petrobras (2007).

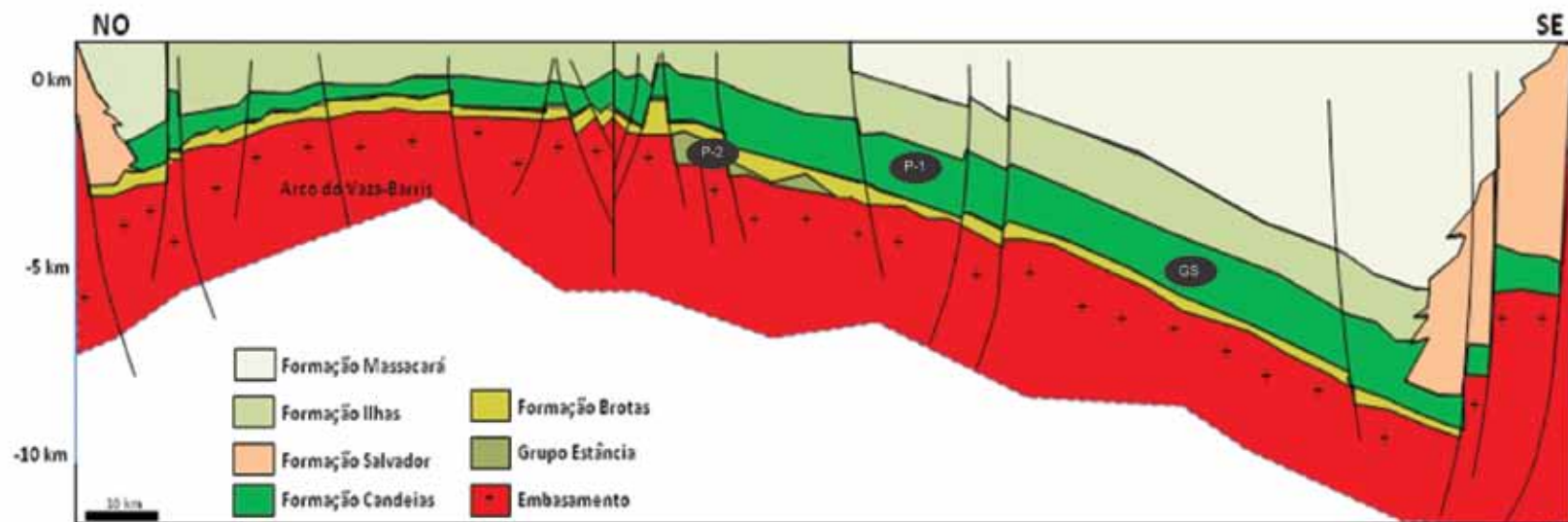


Figura 3.418 - Seção geológica da Bacia de Tucano Norte com indicação do gerador do sistema petrolífero principal (GS) e *plays* exploratórios (P).

Fonte: Modificado de Gabaglia e Milani (1990).

• Principais Atividades do Setor de Petróleo e Gás na Bacia

Na Figura 3.419, apresenta-se a localização da escassa cobertura dos levantamentos sísmicos e dos raros poços pioneiros. Não há blocos exploratórios sob concessão. A Tabela 3.200 apresenta, resumidamente, informações sobre os poços exploratórios.

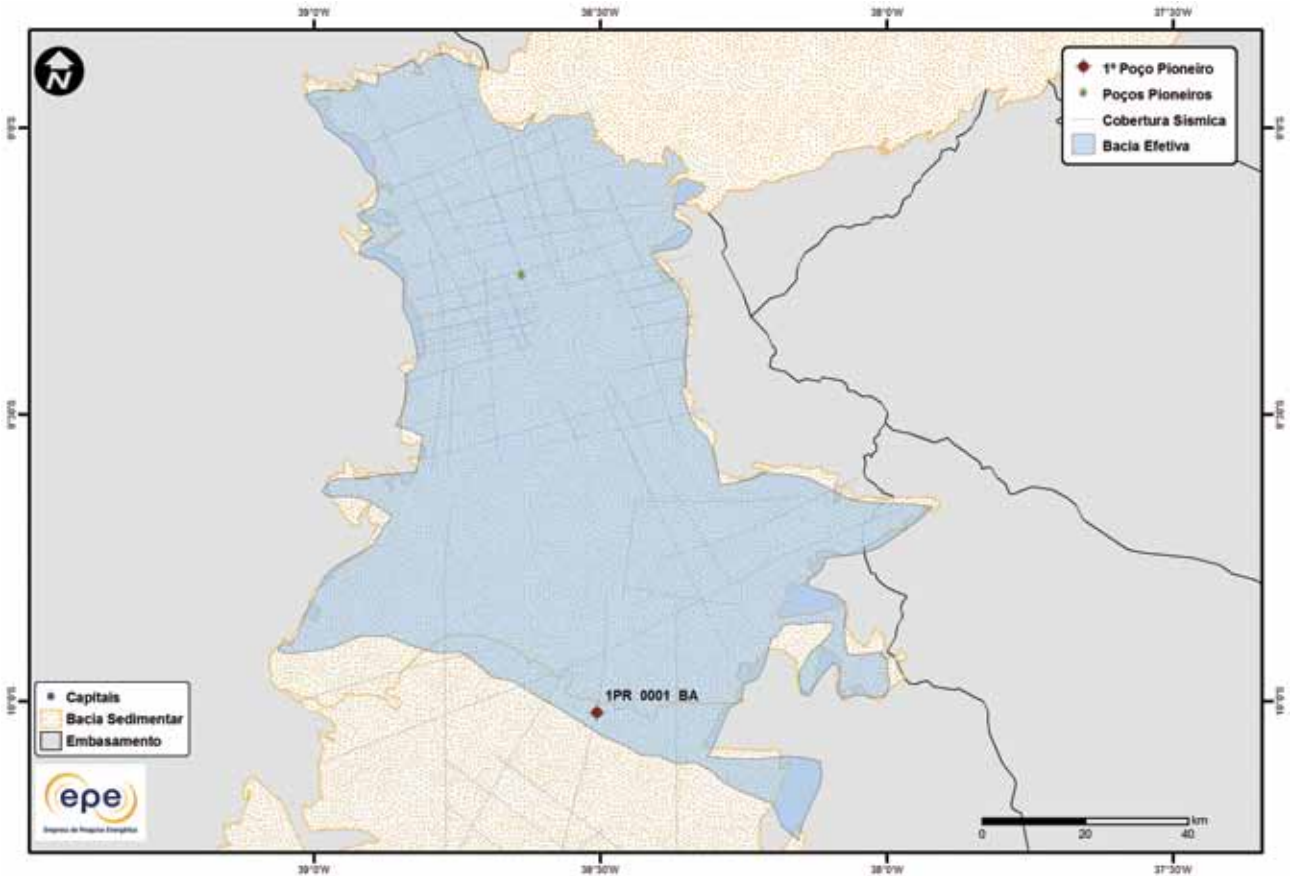


Figura 3.419 - Atividades de E&P na Bacia de Tucano Norte.

Tabela 3.200 - Resumo de Atividades de E&P – Bacia de Tucano Norte			
Poços Exploratórios	Situação Geográfica		terra
	Perfurados		5
	1º Poço Pioneiro (ano)		1PR0001BA (1950)
	Último Poço Pioneiro (ano)		1MBR0001BA (1995)
	Profundidade Máxima Perfurada (m)		5.043
	Maior Lâmina D'água (m)		0
Campos	Índice de Sucesso Geológico de Poços Pioneiros (%)		0
	Petróleo		0
	Gás Não Associado		0
	Petróleo e Gás		0
Descobertas	Em Avaliação		0
	1ª Descoberta Comercial (ano)		-
	Última Descoberta Comercial (ano)		-
Produção	Ano de Início		-
	Acumulada	Petróleo (MM bbl)	0
		Gás Associado (MM m³)	0
		Gás Não Associado (MM m³)	0

• **Infraestrutura de Abastecimento da Bacia**

Não há, atualmente, infraestrutura de abastecimento (refinarias, terminais, UPGNs e dutos) com importância relevante para exploração na bacia, seja construída ou em projeto.

• **Análise da Bacia em *Plays* Exploratórios**

A Figura 3.420 apresenta o mapa da bacia efetiva de Tucano Norte, segundo a abordagem probabilística, com indicação de chance de descoberta de hidrocarbonetos. Toda a área efetiva da bacia apresenta pequenas chances de descobertas. A Tabela 3.201 apresenta a correspondência dos *plays* com os *superplays*.

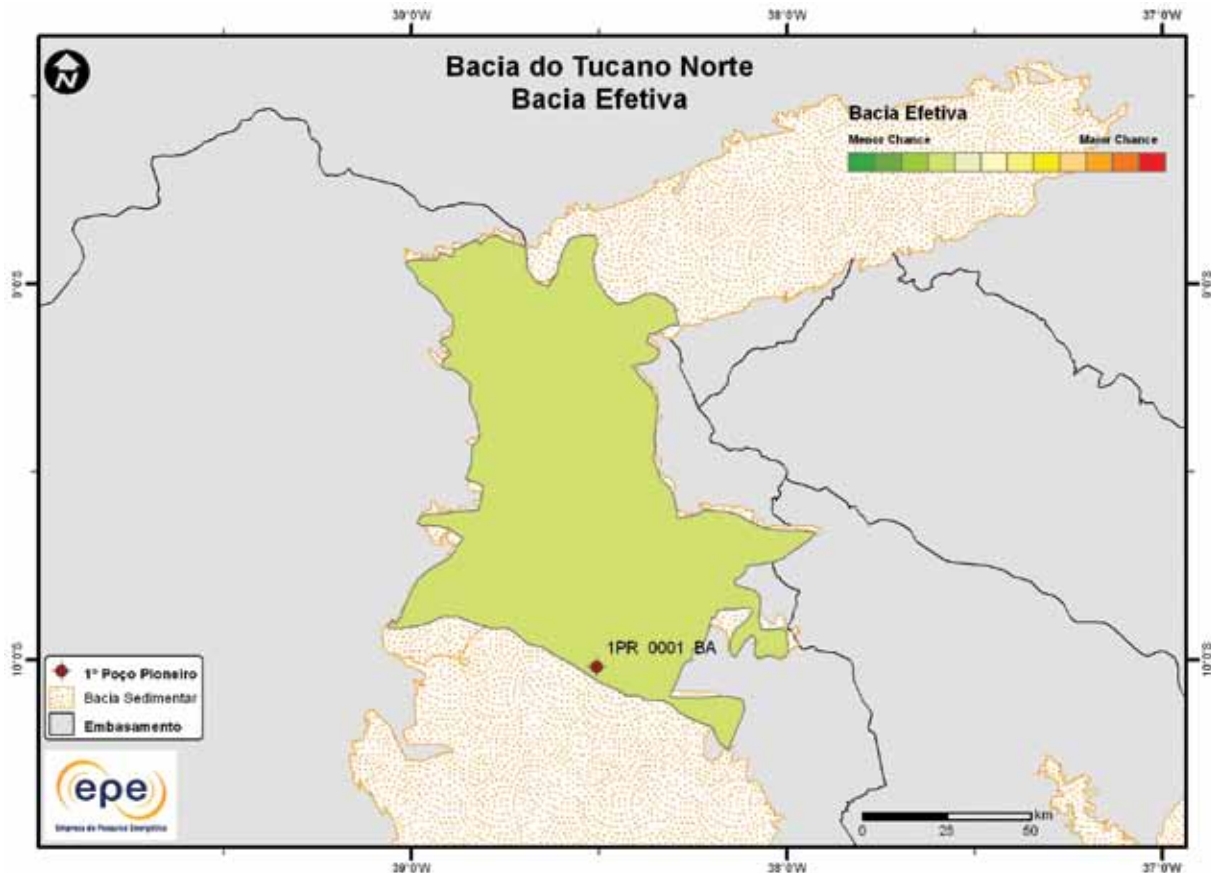


Figura 3.420 - Mapa da bacia efetiva de Tucano Norte com indicação de chance de descoberta.

Tabela 3.201 - Plays da Bacia de Tucano Norte		
Nome do Play	Status Exploratório	Superplay
Cretáceo Inferior	Fronteira	SuperPlay 3 – Cretáceo Inferior_Continental
Brotas	Fronteira	SuperPlay 3 – Cretáceo Inferior_Continental

3.1.31.1 Play Cretáceo Inferior

A figura 3.421 apresenta o mapa do *play* efetivo Cretáceo Inferior, com chance de descoberta de hidrocarboneto. O *play* ocupa toda a área da bacia e apresenta pequena chance de descoberta. Os atributos referentes a esse *play* estão sumarizados na Tabela 3.202.

A Figura 3.422 apresenta o mapa da expectativa de fluido para o *play* Cretáceo Inferior. A maior expectativa é de petróleo e gás natural, caso ocorra descoberta de hidrocarboneto. Sendo petróleo, espera-se a ocorrência de petróleo leve.

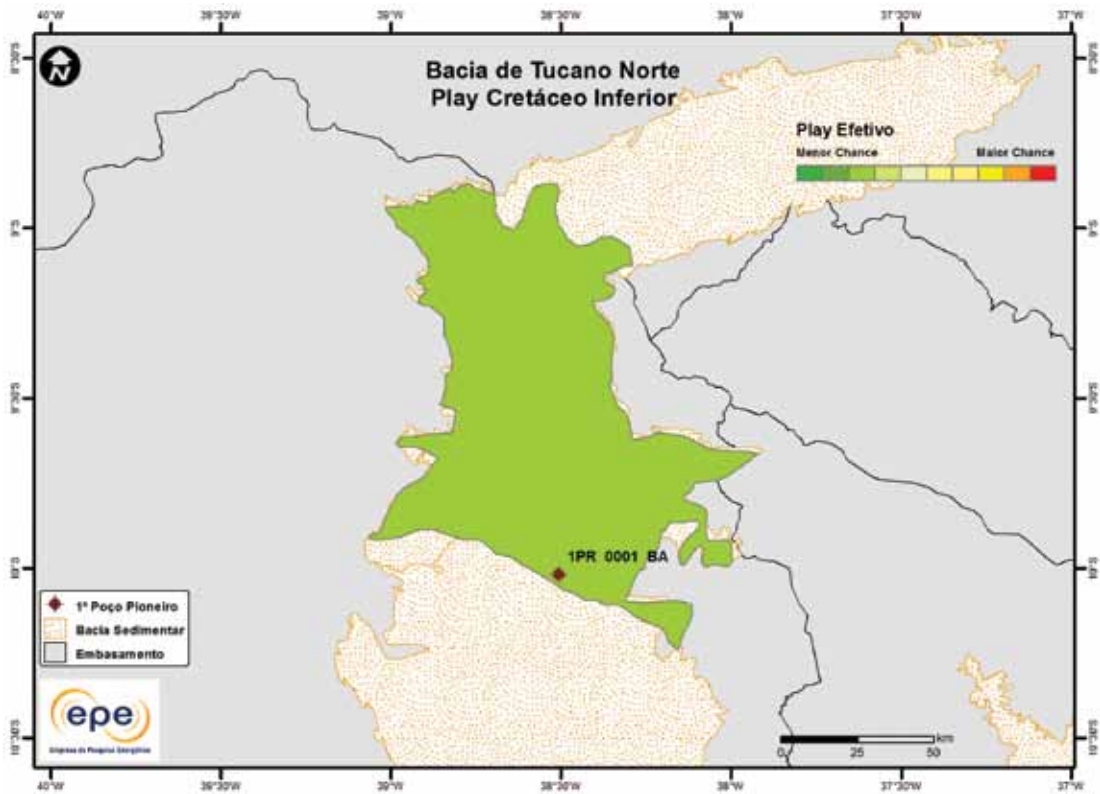


Figura 3.421 - Play efetivo Cretáceo Inferior da Bacia de Tucano Norte.

Tabela 3.202 - Atributos do Play Cretáceo Inferior – Bacia de Tucano Norte		
Play		Cretáceo Inferior
Situação Geográfica		terra
Carga	Unidade Litoestratigráfica	Formações Santa Brígida (Membro Ingá) e Candeias
	Unidade Cronoestratigráfica	Permiano-Cretáceo Inferior (Berriasiano)
	Migração	contato direto e a pequenas distâncias
Reservatório	Unidade Litoestratigráfica	Grupos Santo Amaro, Ilhas e Massacará
	Unidade Cronoestratigráfica	Cretáceo Inferior
	Profundidade Média (m)	3.000
	Litologia / Contexto Depositional	conglomerado e arenito / fluvial e deltaico
Trapa	Unidade Litoestratigráfica Selante	Grupos Santo Amaro e Ilhas
	Unidade Cronoestratigráfica Selante	Cretáceo Inferior
	Tipo de Trapa	estrutural e mista
	Litologia Selante	folhelho

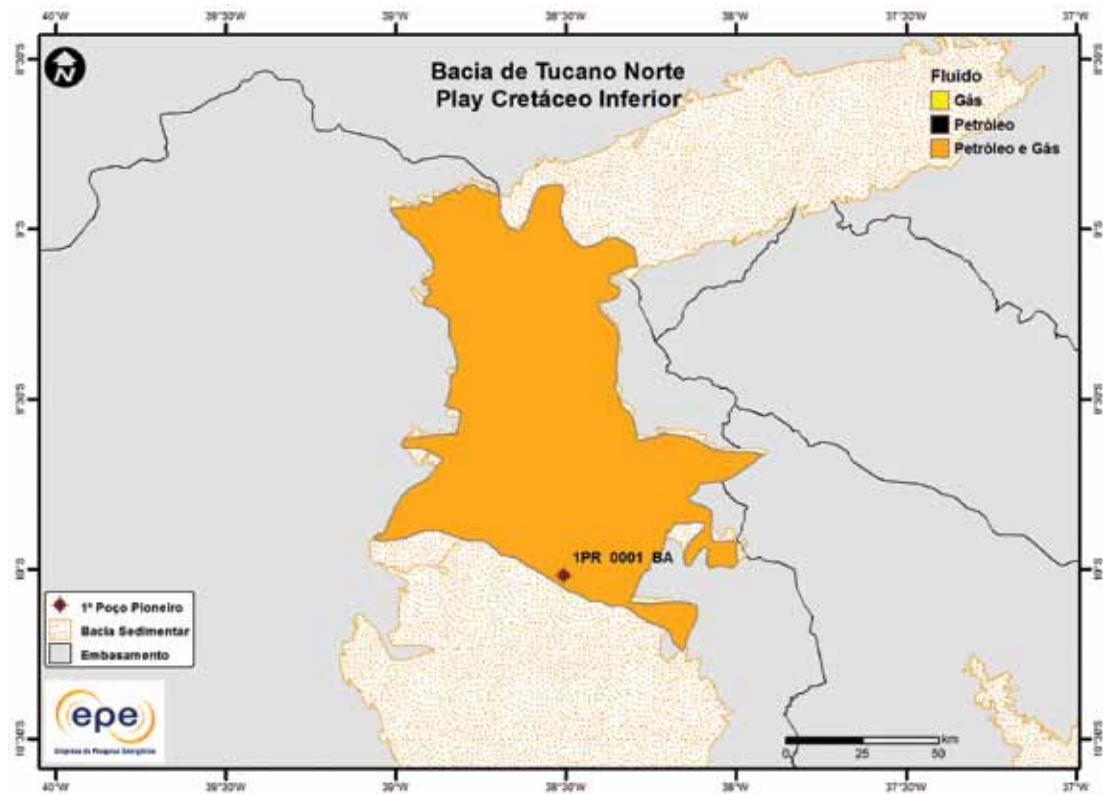


Figura 3.422 - Tipo de fluido com maior expectativa no *play* efetivo Cretáceo Inferior da Bacia de Tucano Norte.

3.1.31.2 *Play* Brotas

A Figura 3.423 apresenta o mapa do *play* efetivo Brotas, com as chances de descobertas de hidrocarboneto. Assim como o *play* Cretáceo Inferior, este *play* ocupa toda a área da bacia, com pequena chance de descoberta. Os atributos referentes a esse *play* estão sumarizados na Tabela 3.203. A Figura 3.424 apresenta o mapa da expectativa de fluido para o *play* Brotas. A maior expectativa é de petróleo e gás natural, caso ocorra descoberta de hidrocarboneto. Sendo petróleo, espera-se a ocorrência de petróleo leve.

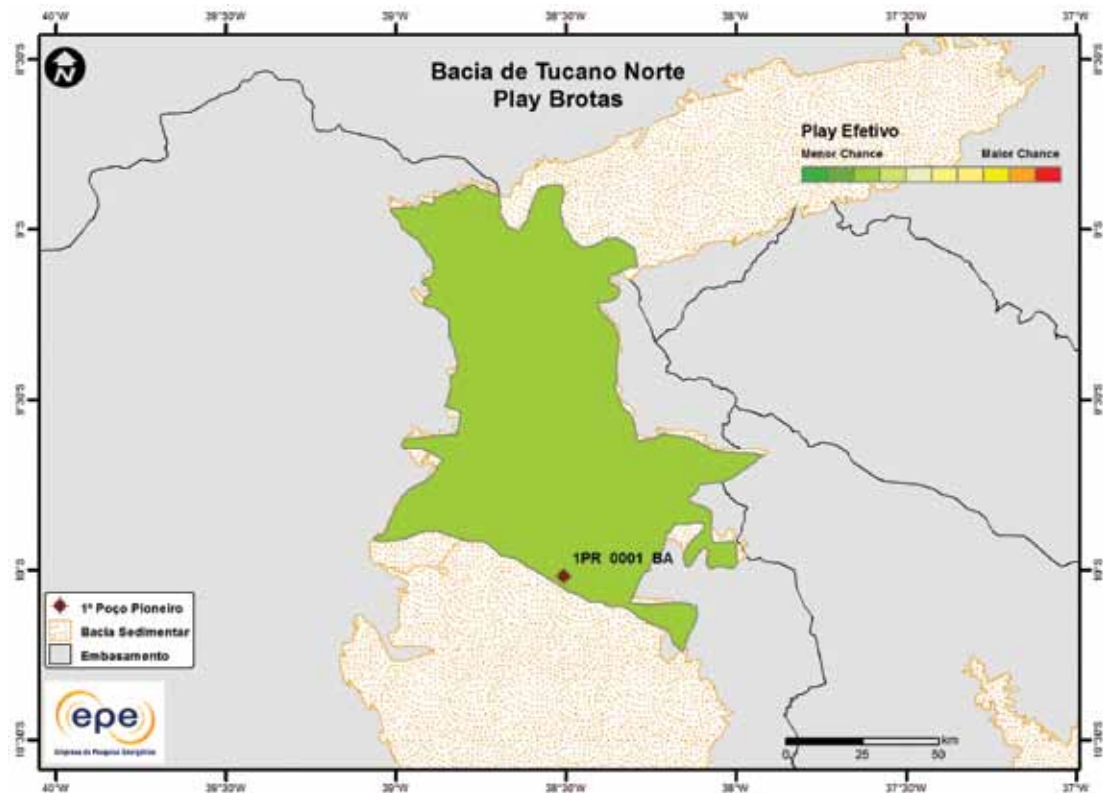


Figura 3.423 - *Play* efetivo Brotas da Bacia de Tucano Norte.

Tabela 3.203 - Atributos do <i>Play</i> Brotas – Bacia de Tucano Norte		
<i>Play</i>		Brotas
Situação Geográfica		terra
Carga	Unidade Litoestratigráfica	Formações Santa Brígida (Membro Ingá) e Candeias
	Unidade Cronoestratigráfica	Permiano-Cretáceo Inferior (Berriasiano)
	Migração	contato direto e a pequenas distâncias
Reservatório	Unidade Litoestratigráfica	Formações Tacaratu, Inajá, Curituba, Santa Brígida, Aliança e Sergi
	Unidade Cronoestratigráfica	Siluriano-Jurássico
	Profundidade Média (m)	3.500
	Litologia / Contexto Depositional	arenito, conglomerado e calcário
Trapa	Unidade Litoestratigráfica Selante	Grupos Jatobá, Brotas, Santo Amaro e Ilhas
	Unidade Cronoestratigráfica Selante	Siluriano-Cretáceo Inferior
	Tipo de Trapa	estrutural
	Litologia Selante	folhelho

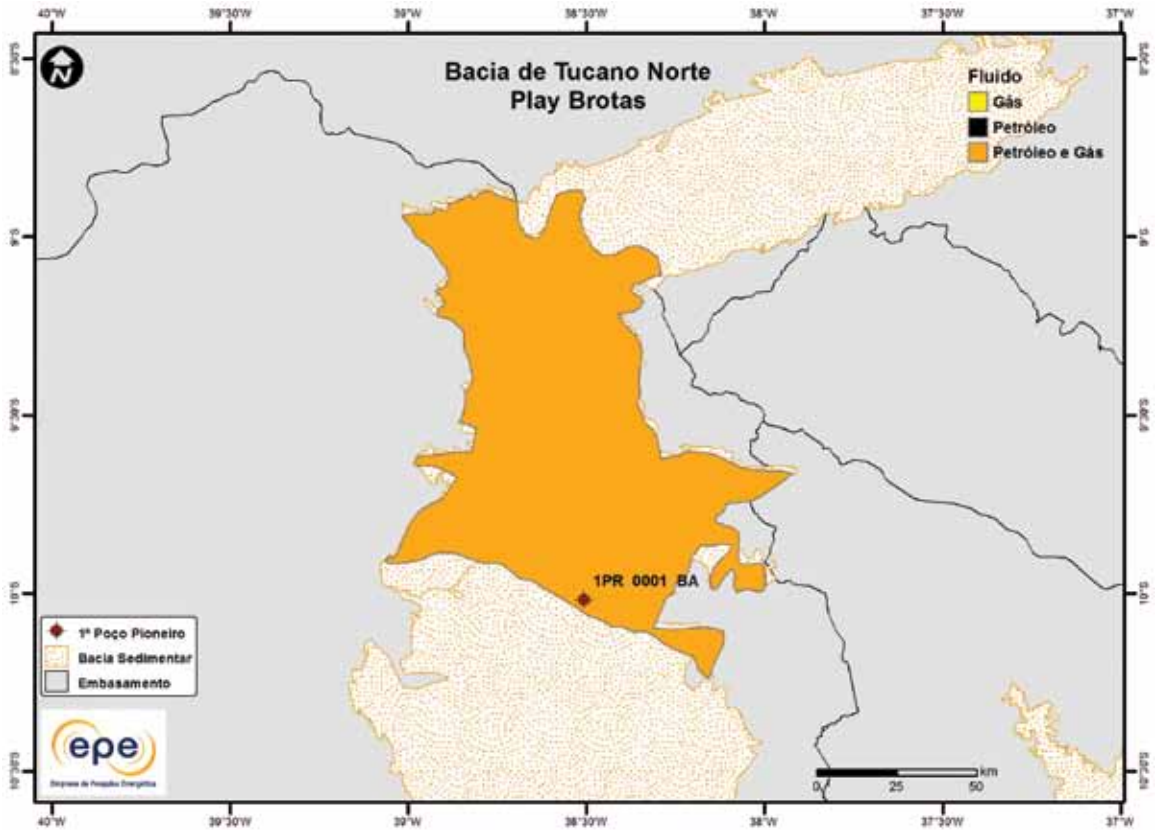


Figura 3.424 - Tipo de fluido com maior expectativa no *play* efetivo Brotas da Bacia de Tucano Norte.

3.1.32 Bacia de Tucano Sul

Síntese da Bacia

Apresenta-se na Figura 3.425 o mapa de localização da bacia sedimentar e efetiva (abordagem de representação geográfica) de Tucano Sul e, na Tabela 3.204, suas principais características geológicas. A bacia efetiva ocupa praticamente toda a área da bacia sedimentar. Os principais reservatórios e o principal gerador de cada *play* exploratório estão indicados na carta estratigráfica (Figura 3.426) e na seção geológica (Figura 3.427).

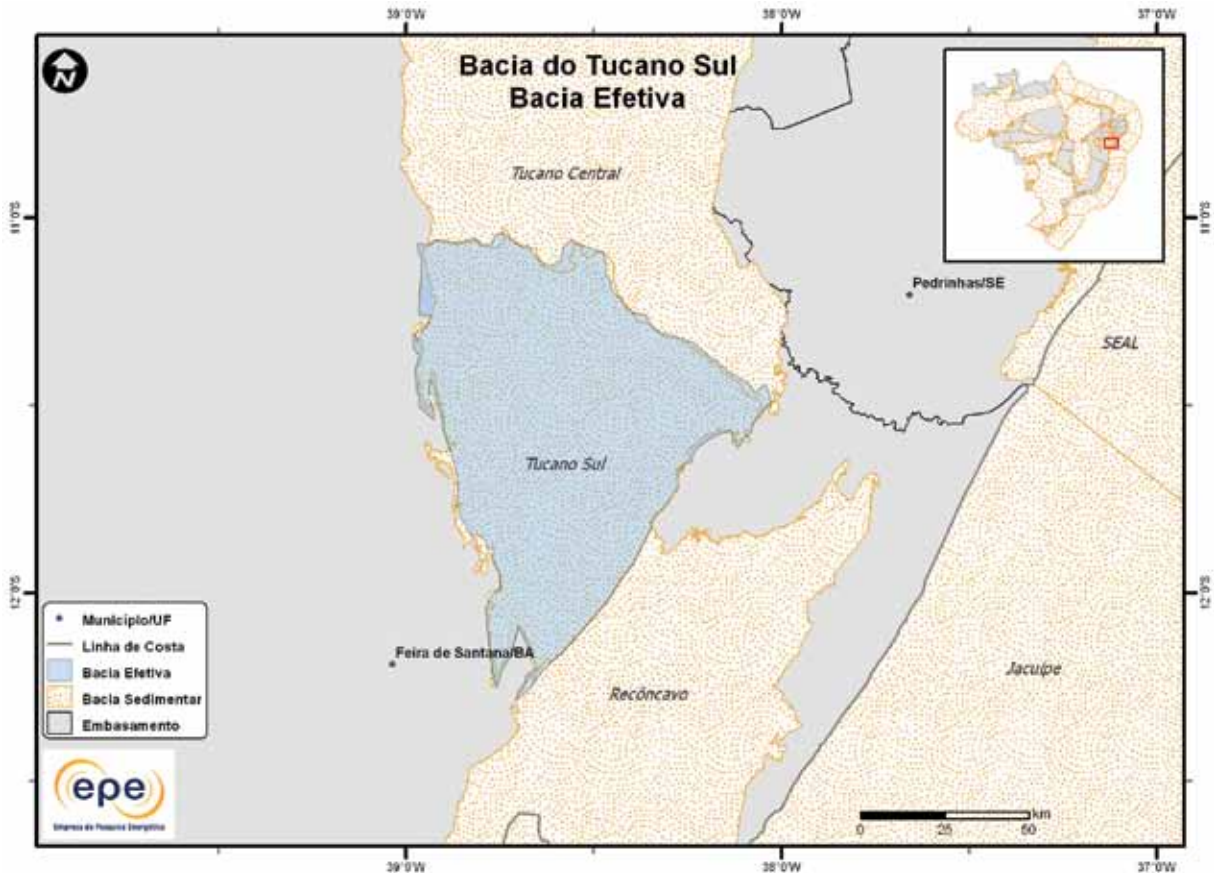


Figura 3.425 - Bacia efetiva de Tucano Sul.

Tabela 3.204 - Informações Geológicas da Bacia de Tucano Sul		
Situação Geográfica	terra	
Área Sedimentar (km²)	7.401	
Área da Bacia efetiva (km²)	7.401	
Maturidade Exploratória	Nova Fronteira	
Sistema Petrolífero Principal	Candeias-Candeias (!)	
Plays Exploratórios	Nome do Play	Principal Reservatório
1	Salvador	Formação Salvador
2	Ilhas	Formação Pojuca/Taquipe
3	Candeias	Formação Candeias
4	Brotas	Formação Sergi

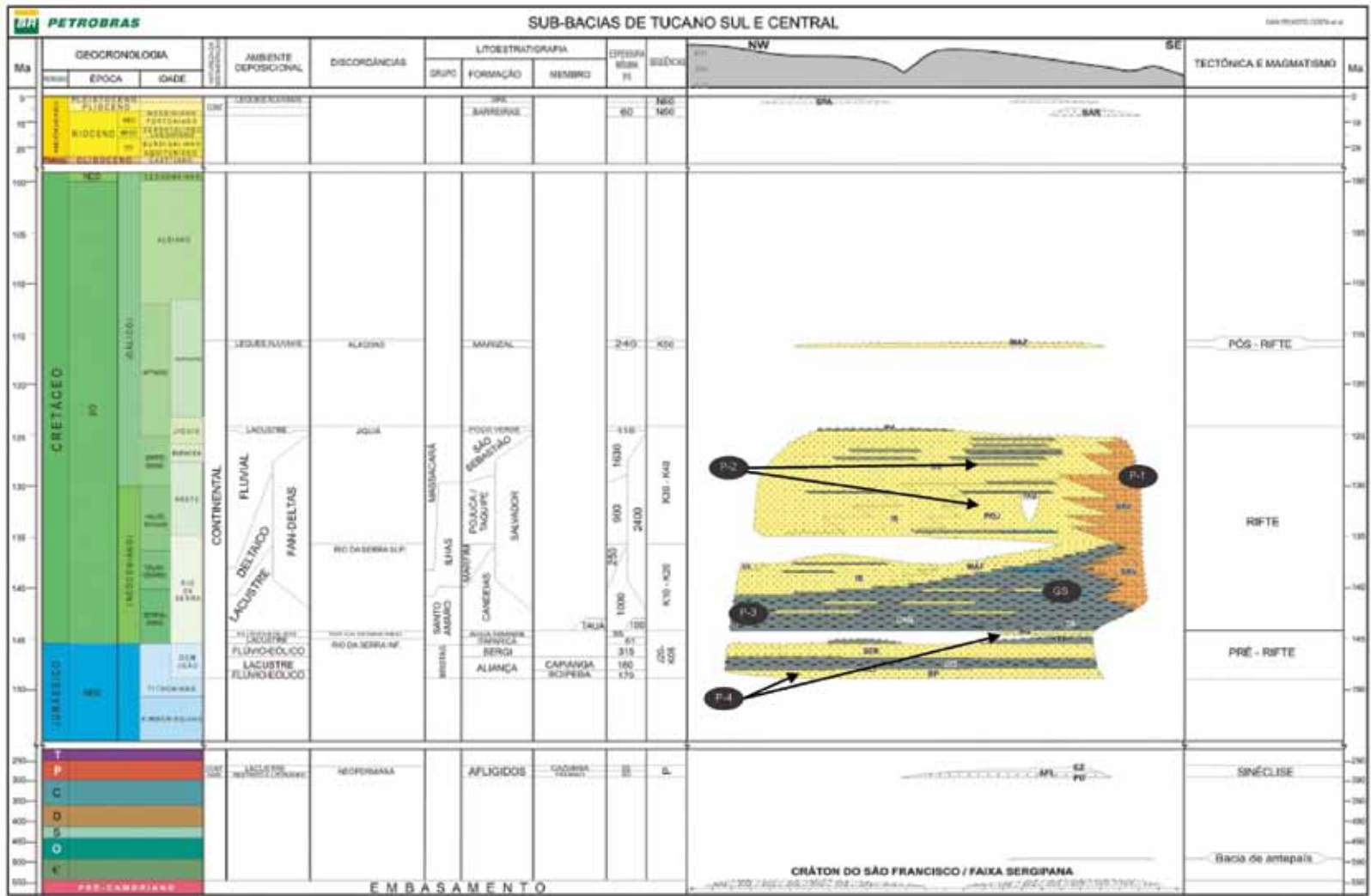


Figura 3.426 - Carta estratigráfica da Bacia de Tucano Sul com indicação do gerador do sistema petrolífero principal (GS) e *plays* exploratórios (P).

Fonte: Modificado de Petrobras (2007).

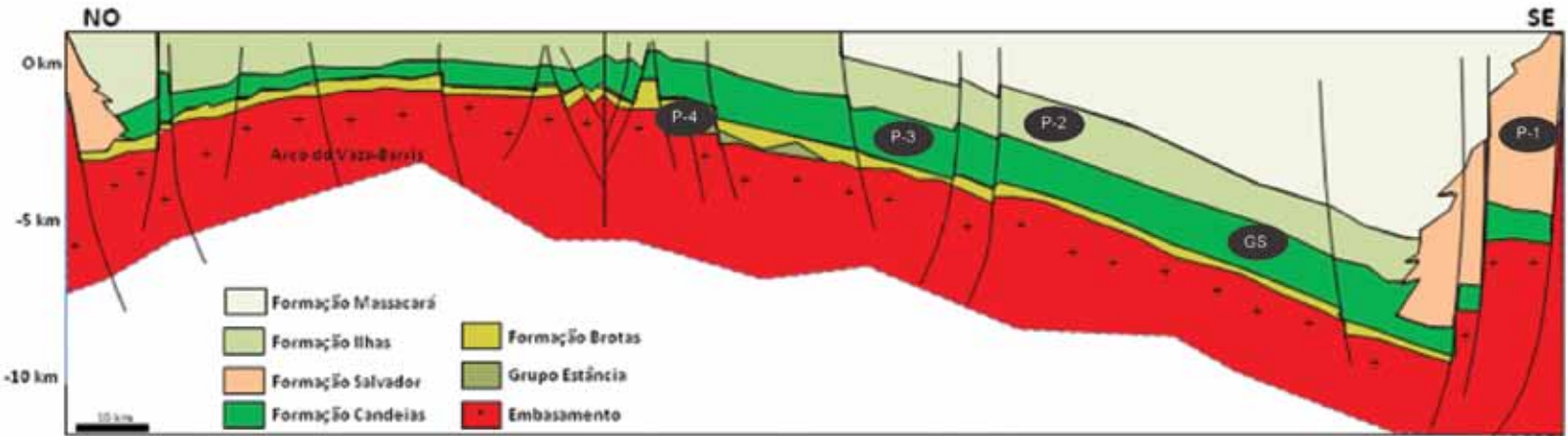


Figura 3.427 - Seção geológica da Bacia de Tucano Sul com indicação do gerador do sistema petrolífero principal (GS) e *plays* exploratórios (P).

Fonte: Modificado de Gabaglia e Milani (1990).

• Principais Atividades do Setor de Petróleo e Gás na Bacia

Na Figura 3.428, apresenta-se a localização da cobertura dos levantamentos sísmicos e dos poços pioneiros, além dos campos em produção, áreas em avaliação e última descoberta comercial. Não há blocos exploratórios sob concessão. A Tabela 3.205 apresenta, resumidamente, informações sobre os poços exploratórios, campos e descobertas, além dos volumes da produção acumulada.

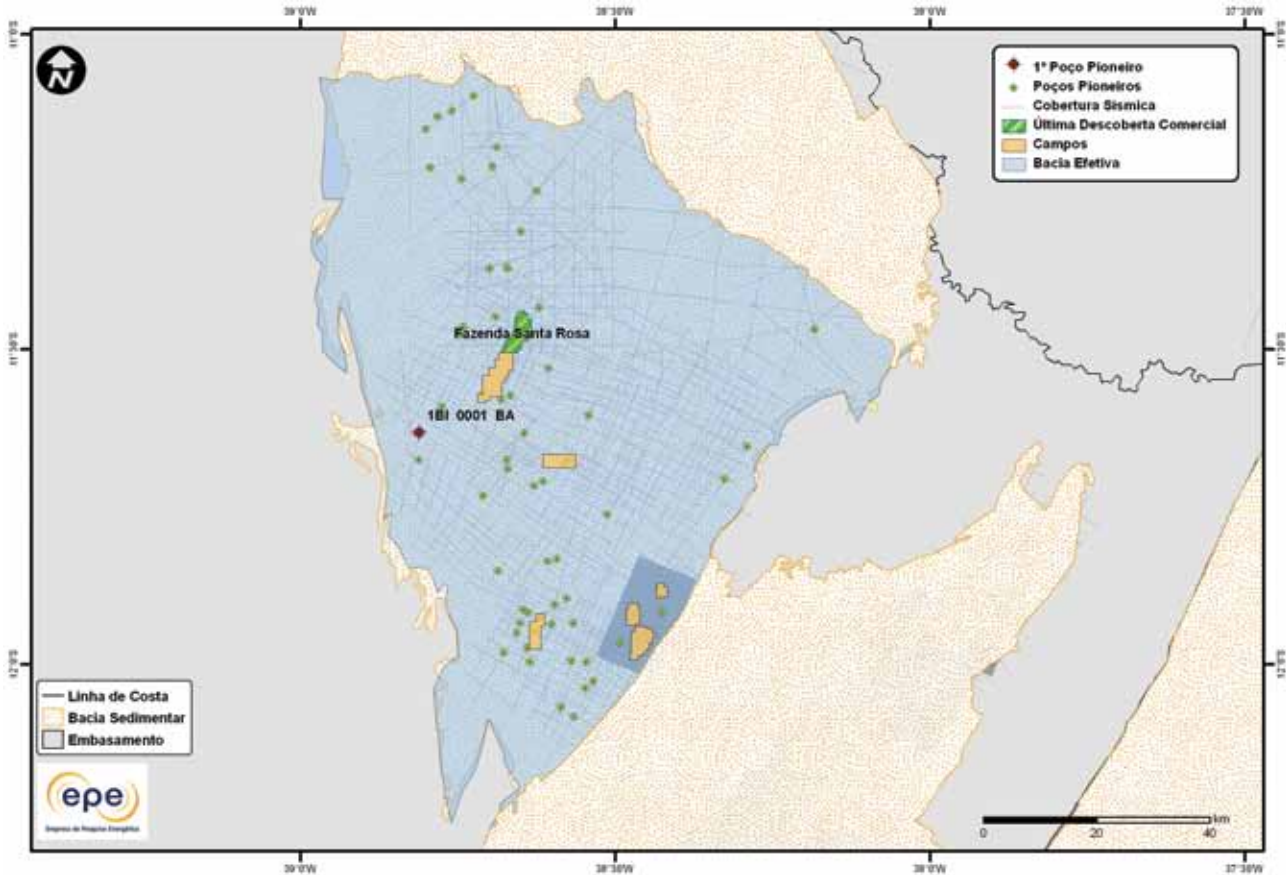


Figura 3.428 - Atividades de E&P na Bacia de Tucano Sul.

Tabela 3.205 - Resumo de Atividades de E&P – Bacia de Tucano Sul			
Situação Geográfica			terra
Poços Exploratórios	Perfurados		103
	1º Poço Pioneiro (ano)		1BI0001BA (1960)
	Último Poço Pioneiro (ano)		4BRSA386BA (2006)
	Profundidade Máxima Perfurada (m)		5.667
	Maior Lâmina D'água (m)		0
	Índice de Sucesso Geológico de Poços Pioneiros (%)		12
Campos	Petróleo		1
	Gás Não Associado		5
	Petróleo e Gás		1
	Em Avaliação		0
Descobertas	1ª Descoberta Comercial (ano)		Quererá (1961)
	Última Descoberta Comercial (ano)		Fazenda Santa Rosa (2005)
Produção	Ano de Início		1964
	Acumulada	Petróleo (MM bbl)	0,46
		Gás Associado (MM m³)	1,1
		Gás Não Associado (MM m³)	2.008,55

- **Infraestrutura de Abastecimento da Bacia**

Não há, atualmente, unidades de processamento (refinarias, terminais e UPGNs) na Bacia de Tucano Sul (Figura 3.429). A única instalação de infraestrutura de abastecimento existente hoje na bacia é o gasoduto Quererá/Conceição que, em conexão com o gasoduto Conceição/Panels, leva o gás natural dos campos produtores da bacia até a UPGN Catu, em Pojuca/BA (Figura 3.430). Entretanto, a proximidade com as instalações de processo e dutoviárias existentes na Bacia do Recôncavo pode ser vista como uma vantagem no desenvolvimento de projetos de E&P nesta bacia.

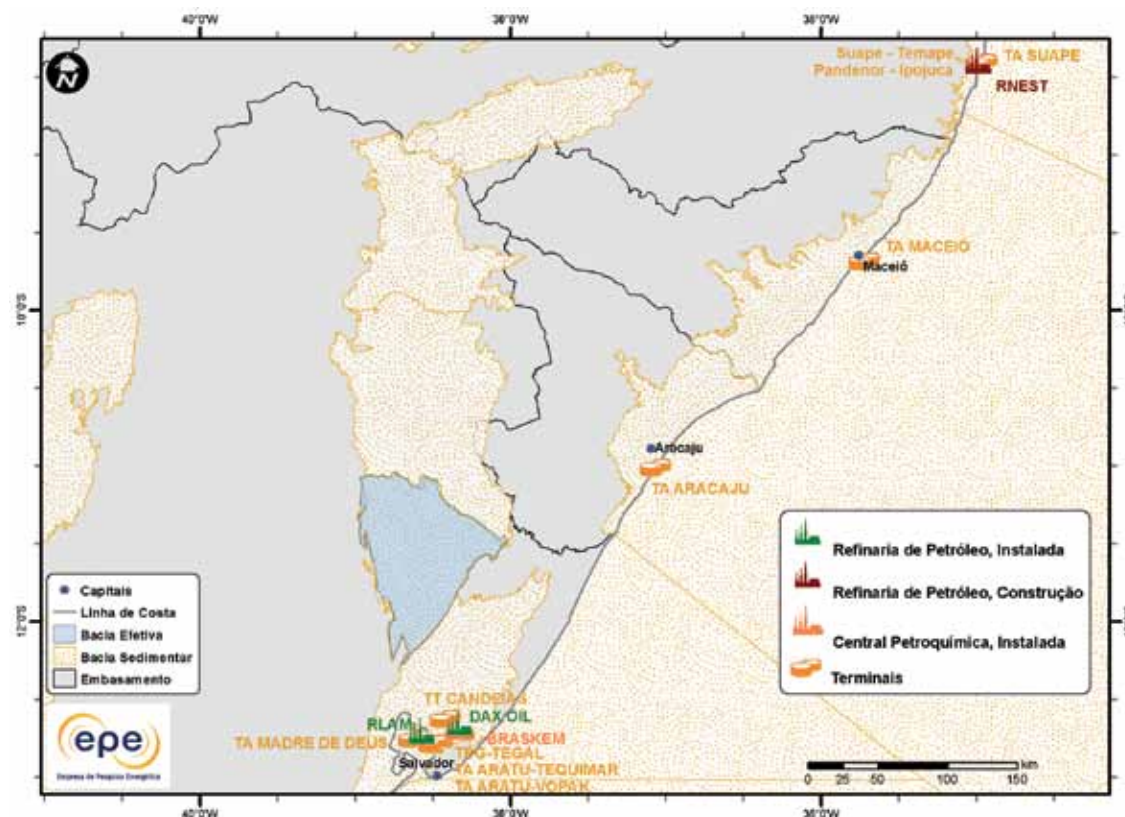


Figura 3.429 - Infraestrutura de abastecimento da Bacia de Tucano Sul: refinarias e terminais.

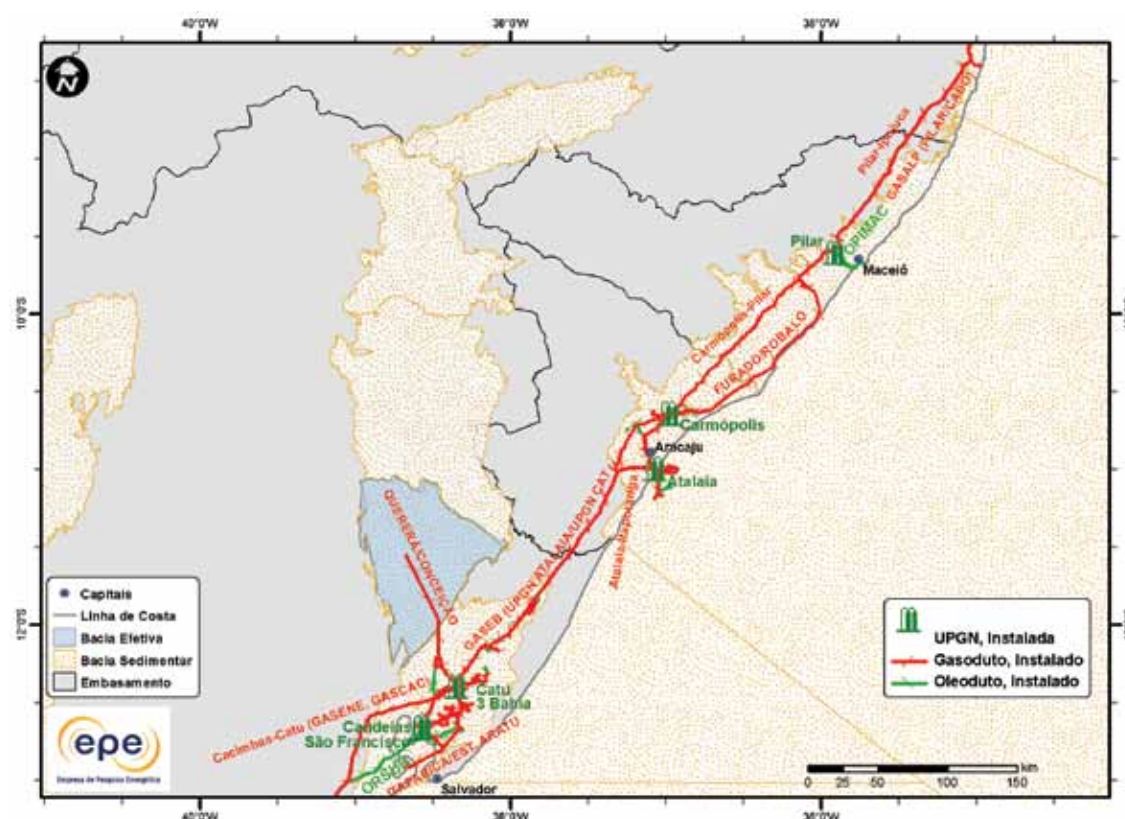


Figura 3.430 - Infraestrutura de abastecimento da Bacia de Tucano Sul: UPGNs e dutos.

• Análise da Bacia em Plays Exploratórios

A Figura 3.431 apresenta o mapa da bacia efetiva de Tucano Sul, segundo a abordagem de representação probabilística, com indicação das chances de descobertas de hidrocarbonetos. Percebe-se que a região centro-sul da bacia apresenta maior chance de descoberta em relação ao restante da bacia. A Tabela 3.206 apresenta a correspondência dos *plays* com os *superplays*.

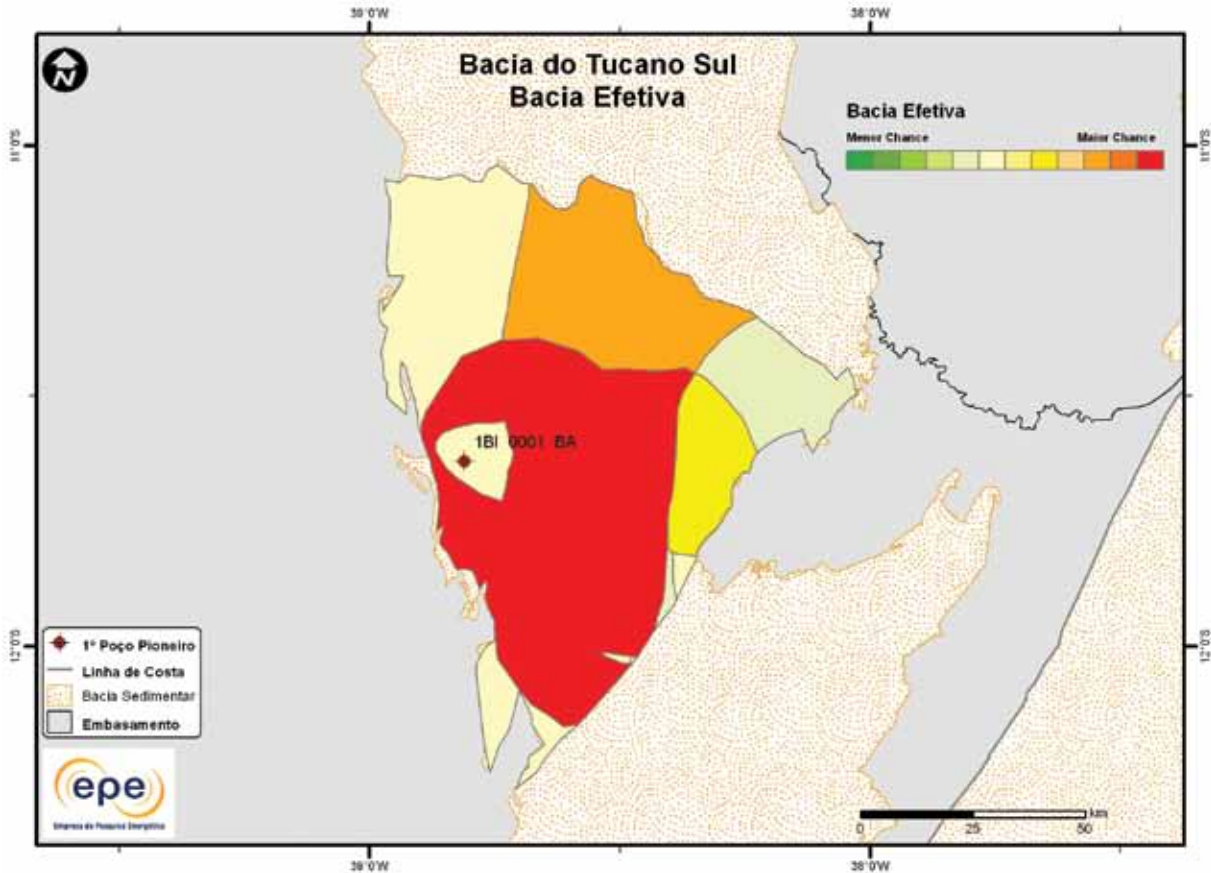


Figura 3.431 - Mapa da bacia efetiva de Tucano Sul com indicação das chances de descobertas.

Tabela 3.206 - Plays da Bacia de Tucano Sul		
Nome do Play	Status Exploratório	Superplay
Salvador	Fronteira	SuperPlay 3 – Cretáceo Inferior_Continental
Ilhas	Imaturo	SuperPlay 3 – Cretáceo Inferior_Continental
Candeias	Estabelecido	SuperPlay 3 – Cretáceo Inferior_Continental
Brotas	Imaturo	SuperPlay 2 – Cretáceo Inferior_Transicional/Marinho Raso

3.1.32.3 Play Salvador

A Figura 3.432 apresenta o mapa do *play* Salvador, com as chances de descobertas de hidrocarboneto. Este *play* é restrito à borda leste da bacia, com baixas chances de descobertas. Os atributos referentes a esse *play* estão sumarizados na Tabela 3.207.

A Figura 3.433 apresenta o mapa da expectativa de fluido para o *play* Salvador. A maior expectativa é de gás natural, caso ocorra descoberta de hidrocarboneto. Sendo petróleo, espera-se a ocorrência de petróleo leve.

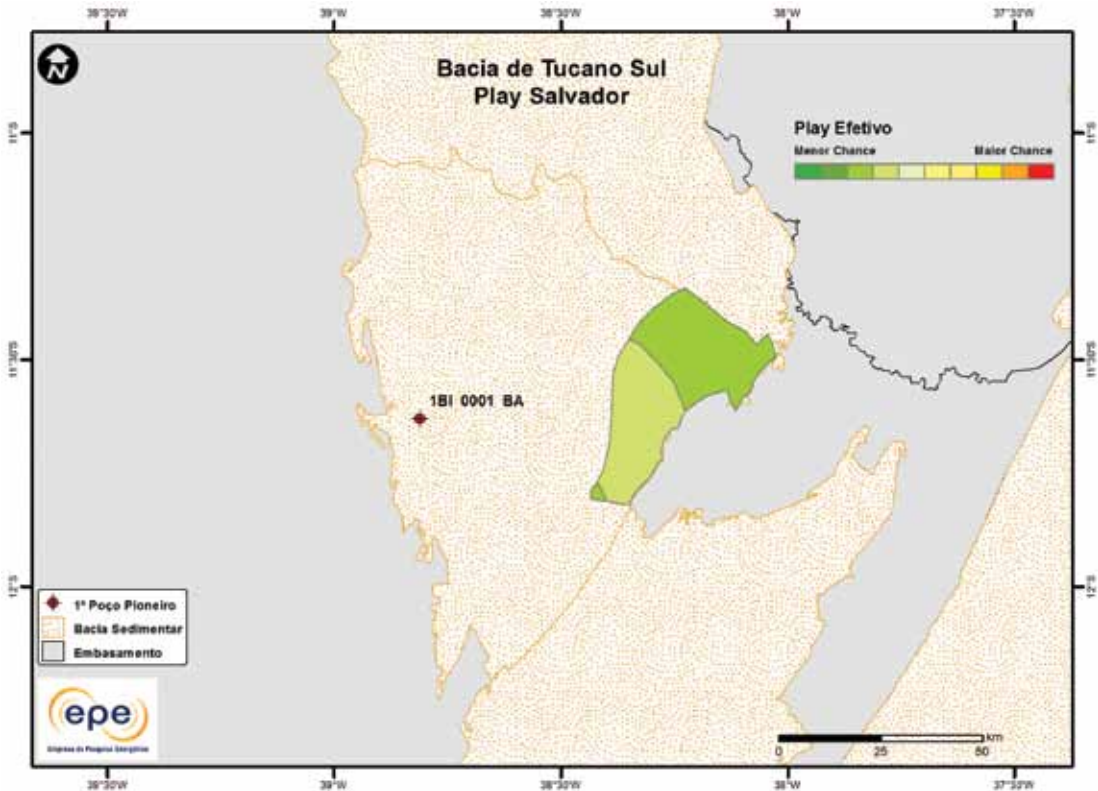


Figura 3.432 - Play efetivo Salvador da Bacia de Tucano Sul.

Tabela 3.207 - Atributos do Play Salvador – Bacia de Tucano Sul		
Play		
Situação Geográfica		Salvador terra
Carga	Unidade Litoestratigráfica	Formação Candeias (Membro Gomo)
	Unidade Cronoestratigráfica	Cretáceo Inferior (Berriasiano)
	Migração	contato direto e a pequenas distâncias
Reservatório	Unidade Litoestratigráfica	Formações Salvador e Candeias
	Unidade Cronoestratigráfica	Cretáceo Inferior Aptiano
	Profundidade Média (m)	4.000
	Litologia / Contexto Depositional	conglomerado e arenito / lacustre
Trapa	Unidade Litoestratigráfica Selante	Grupos Santo Amaro e Ilhas
	Unidade Cronoestratigráfica Selante	Cretáceo Inferior
	Tipo de Trapa	estratigráfica e mista
	Litologia Selante	folhelho

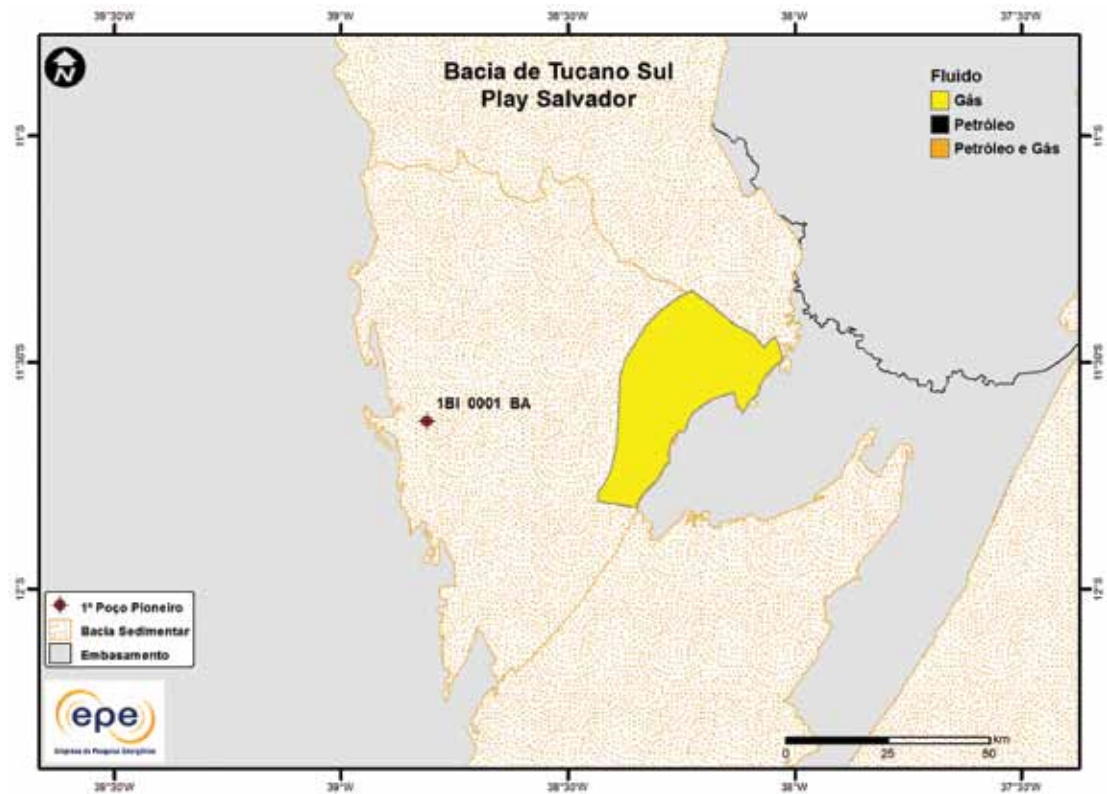


Figura 3.433 - Tipo de fluido com maior expectativa no *play* efetivo Salvador da Bacia de Tucano Sul.

3.1.31.4 Play Ilhas

A Figura 3.434 apresenta o mapa do *play* Ilhas, com as chances de descobertas de hidrocarboneto. Este *play* se restringe à parte centro-norte da bacia, com maiores chances de descobertas na direção sul. Os atributos referentes a esse *play* estão sumarizados na Tabela 3.208.

A Figura 3.435 apresenta o mapa da expectativa de fluido para o *play* Ilhas. A maior expectativa é de petróleo e gás natural, caso ocorra descoberta de hidrocarboneto. Sendo petróleo, espera-se a ocorrência de petróleo leve.

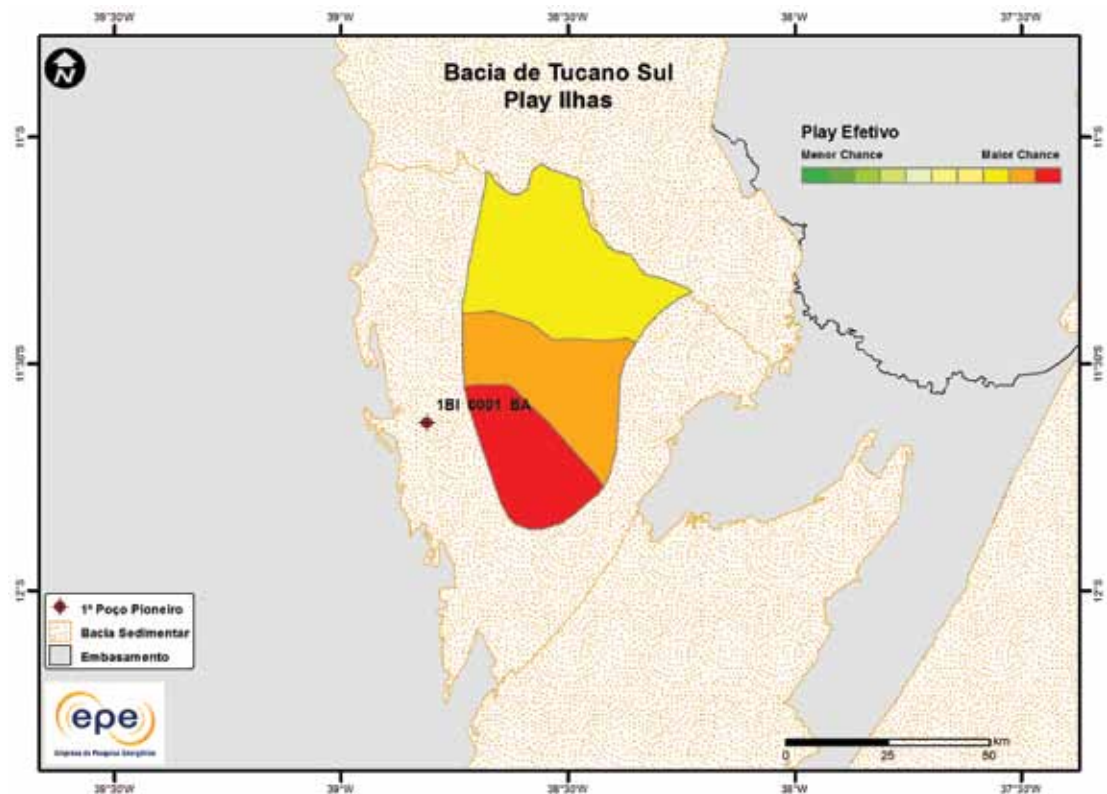


Figura 3.434 - Play efetivo Ilhas da Bacia de Tucano Sul.

Tabela 3.208 - Atributos do <i>Play</i> Ilhas – Bacia de Tucano Sul		
<i>Play</i>		Ilhas
Carga	Situação Geográfica	terra
	Unidade Litoestratigráfica	Formação Candeias (Membro Gomo)
	Unidade Cronoestratigráfica	Cretáceo Inferior
	Migração	contato direto e a pequenas distâncias
Reservatório	Unidade Litoestratigráfica	Formações Pojuca e Taquipe
	Unidade Cronoestratigráfica	Cretáceo Inferior Hauteriviano
	Profundidade Média (m)	2.000
	Litologia / Contexto Depositional	arenito / turbidito aluvial, fluvial e deltaico
Trapa	Unidade Litoestratigráfica Selante	Grupos Ilhas
	Unidade Cronoestratigráfica Selante	Cretáceo Inferior
	Tipo de Trapa	estratigráfica e estrutural
	Litologia Selante	folhelho

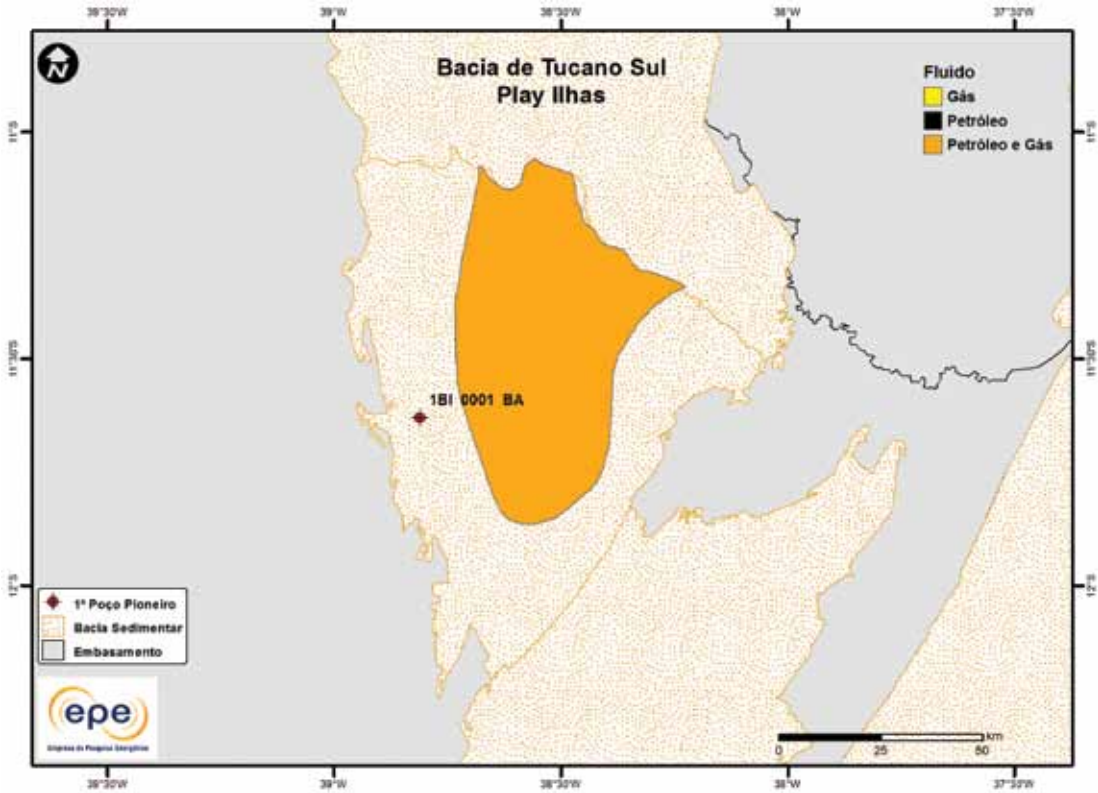


Figura 3.435 - Tipo de fluido com maior expectativa no *play* efetivo Ilhas da Bacia de Tucano Sul.

3.1.32.5 Play Candeias

A Figura 3.436 apresenta o mapa do *play* Candeias, com as chances de descobertas de hidrocarboneto. Este *play* ocupa uma faixa norte-sul na bacia e apresenta as maiores chances de descobertas da bacia. Os atributos referentes a esse *play* estão sumarizados na Tabela 3.209.

A Figura 3.437 apresenta o mapa da expectativa de fluido para o *play* Candeias. A maior expectativa é de petróleo e gás natural, caso ocorra descoberta de hidrocarboneto. Sendo petróleo, espera-se a ocorrência de petróleo leve.

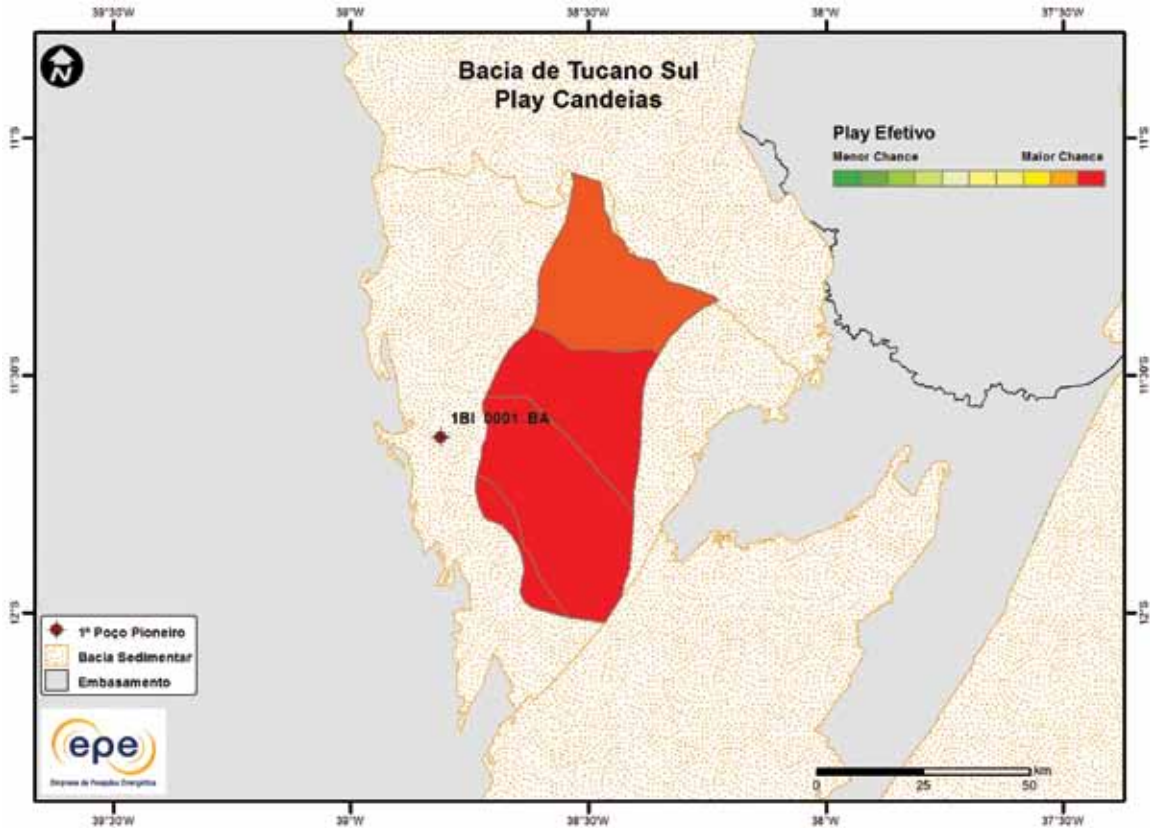


Figura 3.436 - Play efetivo Candeias da Bacia de Tucano Sul.

Tabela 3.209 - Atributos do Play Candeias – Bacia de Tucano Sul		
Play		Candeias
Situação Geográfica		terra
Carga	Unidade Litoestratigráfica	Formação Candeias (Membro Gomo)
	Unidade Cronoestratigráfica	Cretáceo Inferior
	Migração	contato direto e a pequenas distâncias
Reservatório	Unidade Litoestratigráfica	Formação Candeias
	Unidade Cronoestratigráfica	Cretáceo Inferior
	Profundidade Média (m)	3.000
	Litologia / Contexto Depositional	arenito / turbidito, fluvial e aluvial
Trapa	Unidade Litoestratigráfica Selante	Grupos Santo Amaro e Ilhas
	Unidade Cronoestratigráfica Selante	Cretáceo Inferior
	Tipo de Trapa	estratigráfica e mista
	Litologia Selante	folhelho

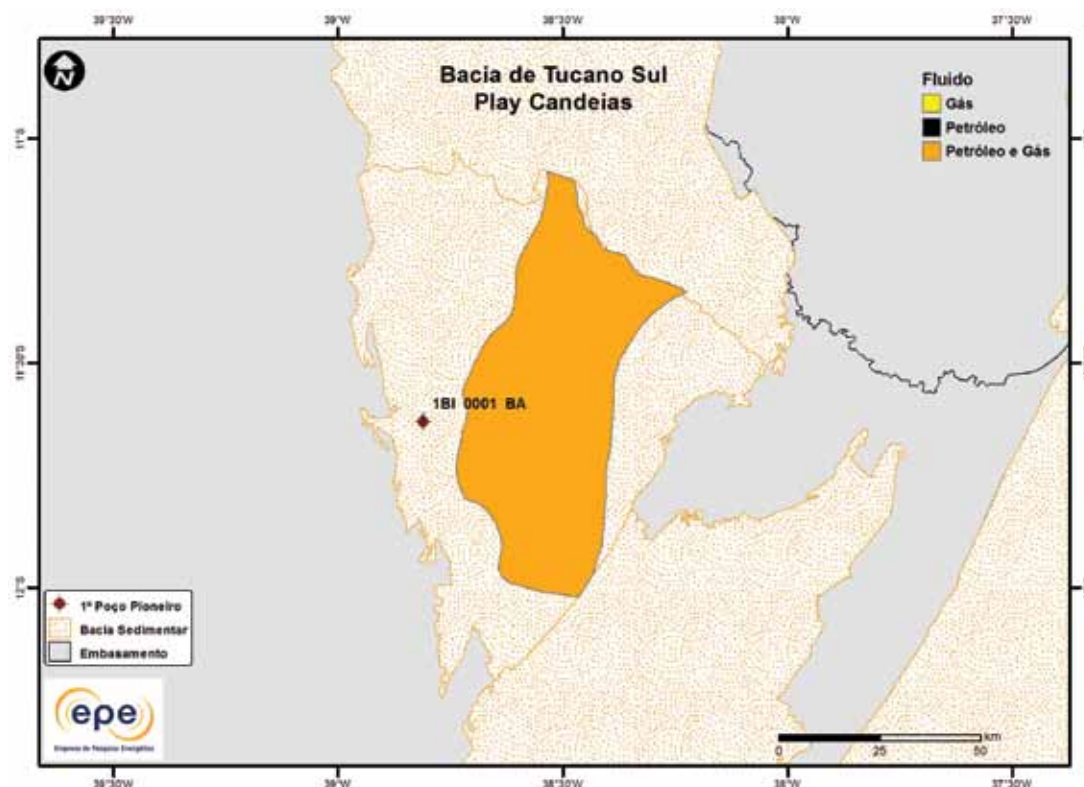


Figura 3.437 - Tipo de fluido com maior expectativa no *play* efetivo Candeias da Bacia de Tucano Sul.

3.1.32.6 *Play* Brotas

Figura 3.438 apresenta o mapa do *play* Brotas, com as chances de descobertas de hidrocarboneto. Este *play* ocupa toda a área da bacia sedimentar. A parte central e sul apresentam maiores chances de descobertas. Os atributos referentes a esse *play* estão sumarizados na Tabela 3.210.

A Figura 3.439 apresenta o mapa da expectativa de fluido para o *play* Brotas. A maior expectativa é de petróleo e gás natural, caso ocorra descoberta de hidrocarboneto. Sendo petróleo, espera-se a ocorrência de petróleo leve.

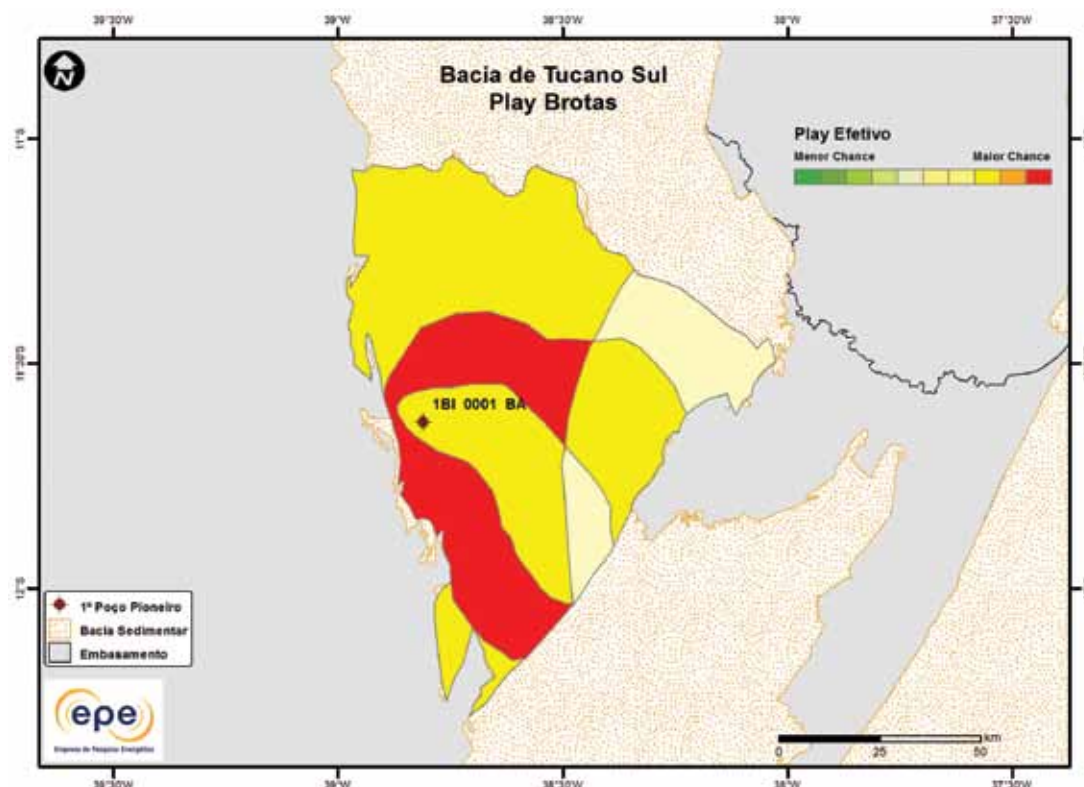


Figura 3.438 - *Play* efetivo Brotas da Bacia de Tucano Sul.

Tabela 3.210 - Atributos do Play Brotas – Bacia de Tucano Sul		
Play		Brotas
Situação Geográfica		terra
Carga	Unidade Litoestratigráfica	Formação Candeias (Membro Gomo)
	Unidade Cronoestratigráfica	Cretáceo Inferior Berriasiano
	Migração	contato direto e/ou migração lateral
Reservatório	Unidade Litoestratigráfica	Formações Sergi, Água Grande, Aliança e Afligidos
	Unidade Cronoestratigráfica	Permiano-Cretáceo Inferior
	Profundidade Média (m)	3.000
	Litologia / Contexto Depositional	arenito / fluvial, aluvial e eólico
Trapa	Unidade Litoestratigráfica Selante	Grupos Brotas, Santo Amaro e Ilhas
	Unidade Cronoestratigráfica Selante	Jurássico-Cretáceo Inferior
	Tipo de Trapa	estrutural
	Litologia Selante	folhelho

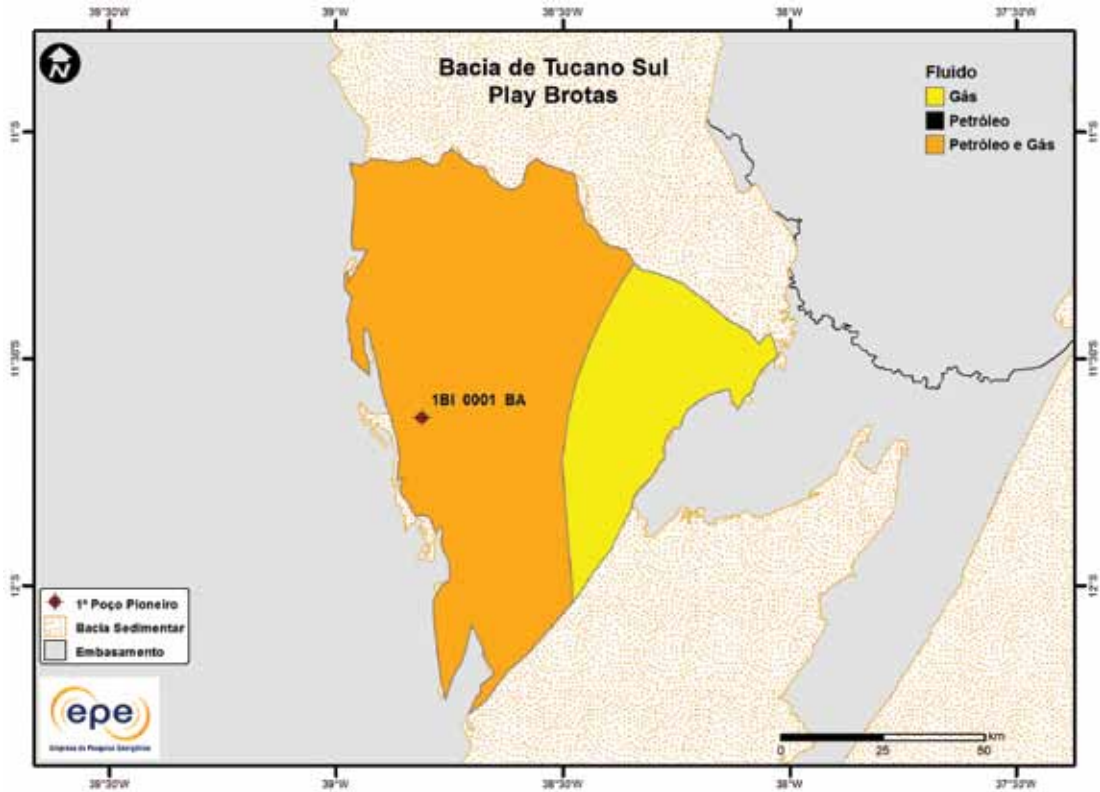


Figura 3.439 - Tipo de fluido com maior expectativa no play efetivo Brotas da Bacia de Tucano Sul.

3.2 Superplays

As análises exploratórias regionais em nível de bacia consideram *plays* exploratórios como modelos de acumulação de hidrocarbonetos, que contemplam desde a geração e migração do hidrocarboneto até seu trapeamento, como apresentado nos itens anteriores. Ao estender o conceito de *play* exploratório definido para uma bacia, para um conjunto de bacias, utiliza-se o conceito de *superplay*.

Superplay é definido como um conjunto de *plays* localizados em diferentes bacias e geologicamente análogos entre si, com relação à idade dos reservatórios e ao contexto de evolução geológica das bacias⁴⁰. Nesse estudo, foram considerados seis *superplays*, estabelecidos no projeto pioneiro do Zoneamento (EPE, 2007): três *superplays* (1, 2 e 3) estão relacionados com a evolução da margem continental brasileira (tanto distensiva como transformante); e três outros *superplays* (4, 5 e 6) estão relacionados com a evolução das bacias do interior brasileiro. A seguir, descreve-se cada um desses *superplays*.

⁴⁰ Analogias geológicas entre as bacias sedimentares brasileiras, do ponto de vista evolutivo (genético), tem sido alvo de vários estudos há décadas, entre os quais se destaca o recente trabalho de Milani *et al* (2007).

- **Superplay 1: Terciário - Cretáceo Superior / Marinho Aberto**

Nesse superplay, estão incluídos reservatórios turbidíticos e carbonáticos formados em ambiente marinho aberto, desde o Cretáceo Superior até o Terciário. Está presente em todas as bacias da costa brasileira (Figura 3.440).

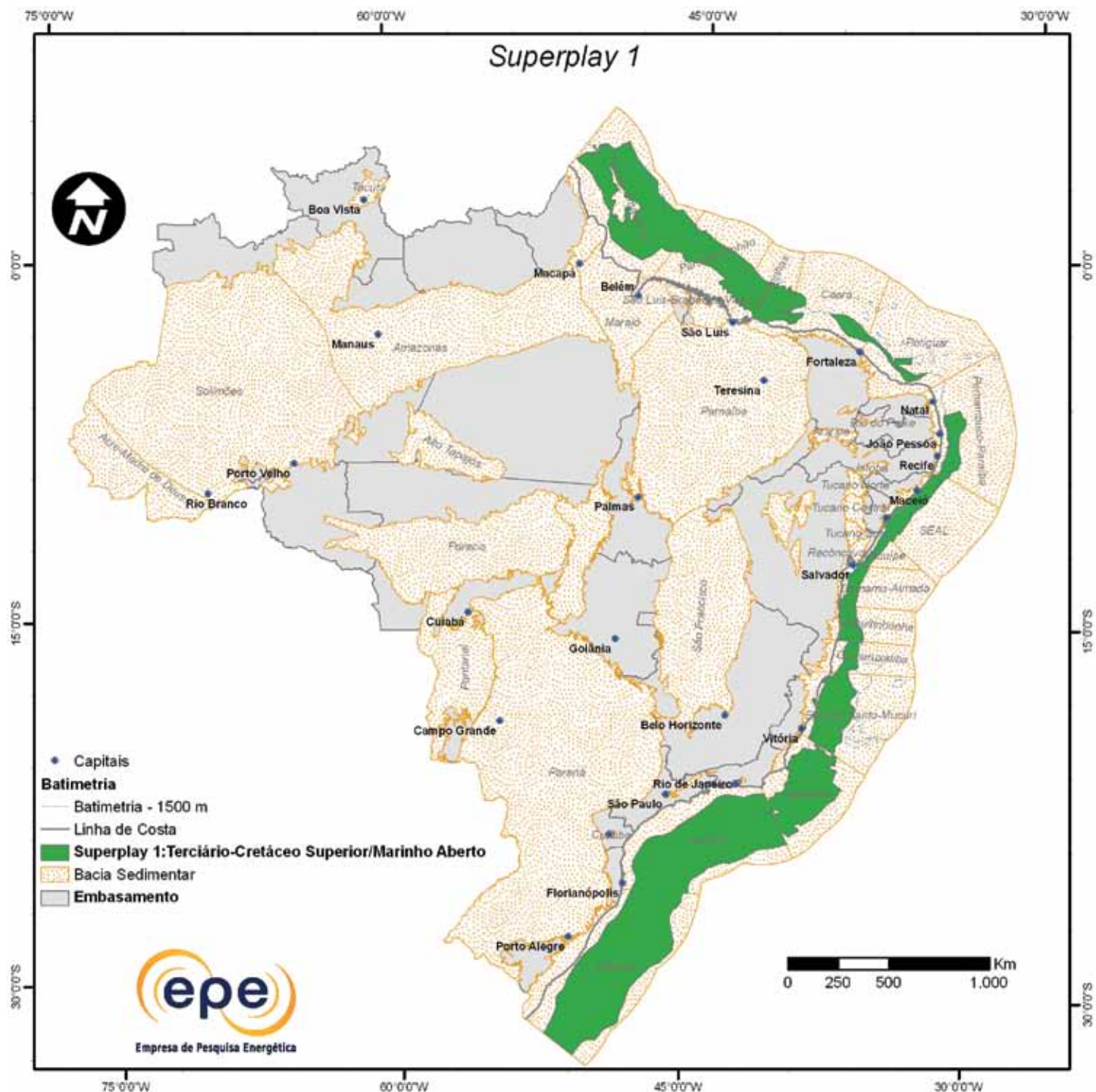


Figura 3.440 - Superplay 1 - Terciário - Cretáceo Superior / Marinho Aberto.

- **Superplay 2: Cretáceo Inferior Transicional / Marinho Raso**

Esse superplay envolve reservatórios clásticos e carbonáticos do Cretáceo Inferior a Transicional, formados em ambiente marinho raso. Ocorre nas bacias marítimas, desde a Bacia de Campos até a Bacia de Barreirinhas e também nas porções terrestres das bacias de Potiguar e Sergipe, além das bacias terrestres do Parnaíba, São Luís-Bragança Viseu e Araripe (Figura 3.441).

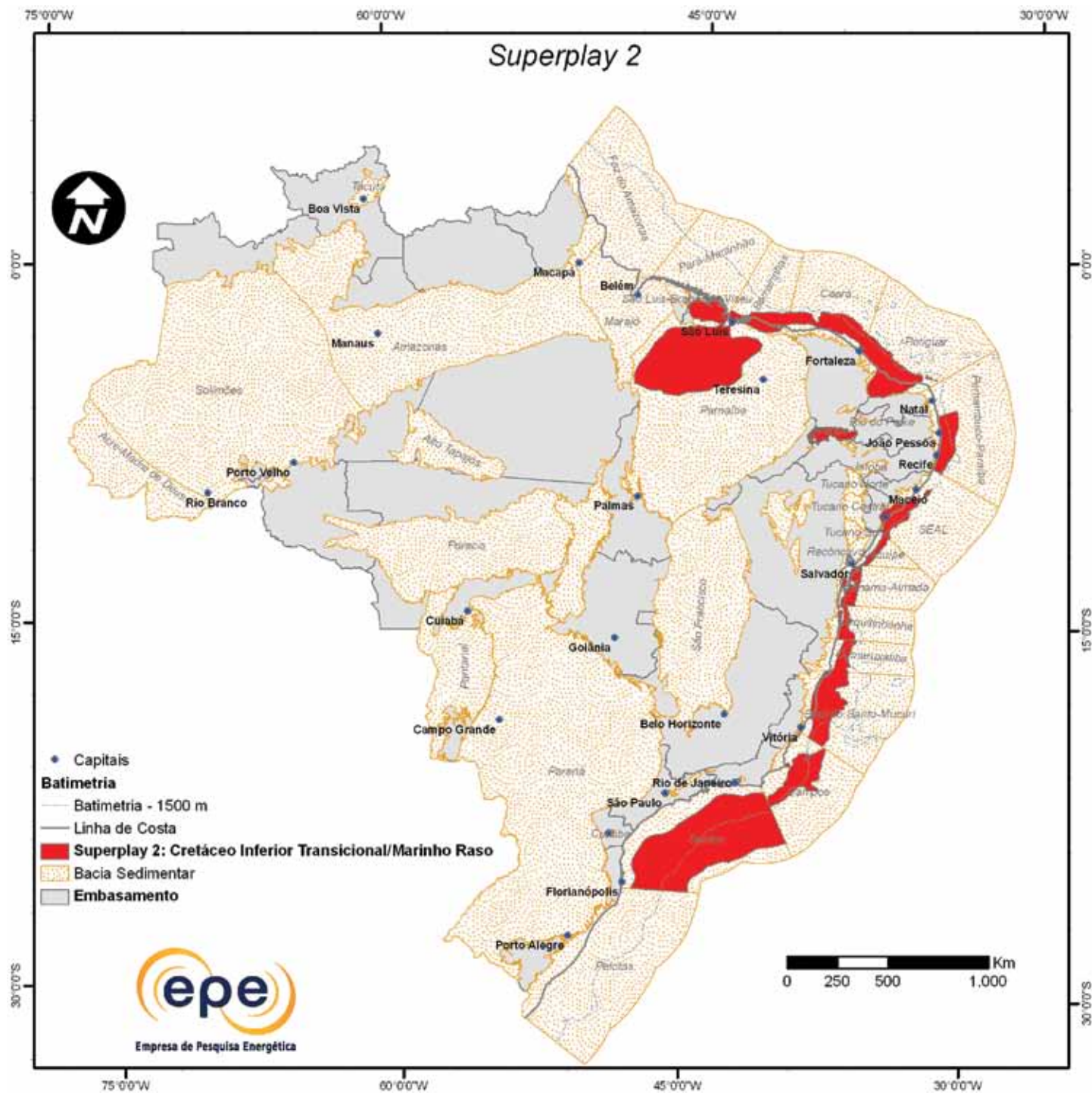


Figura 3.441 - Superplay 2 - Cretáceo Inferior Transicional / Marinho Raso.

- **Superplay 3: Cretáceo Inferior / Continental**

Esse superplay envolve reservatórios continentais do Cretáceo Inferior até o Siluriano, incluindo as fases rifte e pré-rifte. Ocorre em toda a costa brasileira, de maneira mais restrita que o Superplay 1, além das bacias terrestres de Tacutu, Marajó, São Luis-Bragança Viseu, Rio do Peixe, Jatobá, das bacias de Tucano Central, Norte e Sul e da Bacia do Recôncavo (Figura 3.442).

Estão inclusos nesse superplay os reservatórios denominados pré-sal nas bacias de Santos (Grupo Guaratiba) e Campos (Grupo Lagoa Feia), no contexto do Novo Marco Regulatório (Lei 12.351/2010) que estabeleceu a “área do Pré-Sal”.

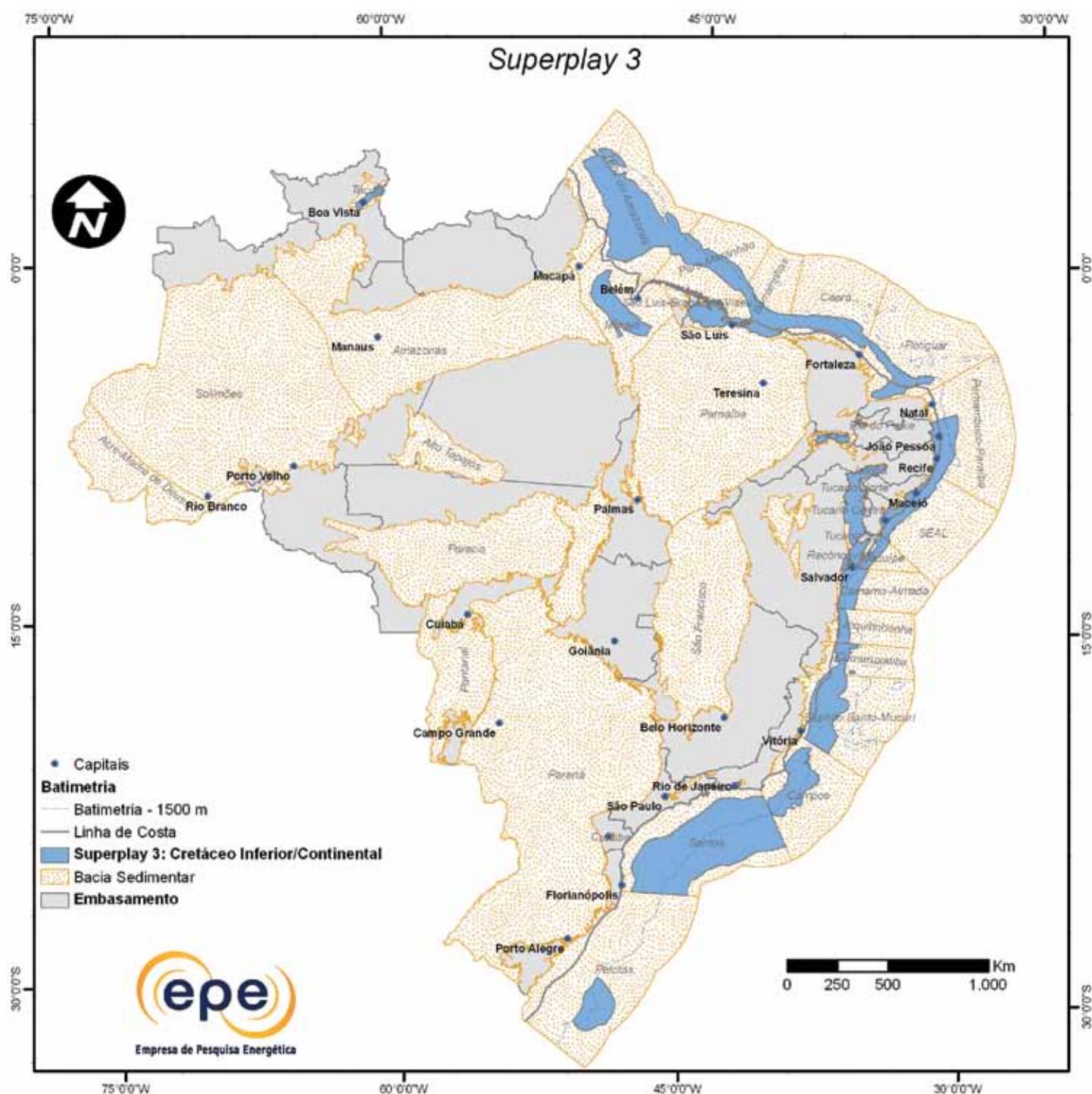


Figura 3.442 - Superplay 3 - Cretáceo Inferior Continental.

- **Superplay 4: Paleozoico**

Esse superplay envolve os *plays* com reservatórios da Era Paleozoica nas bacias interiores brasileiras de: Solimões, Amazonas, Parnaíba, Parecis, Paraná e Acre-Madre de Dios (Figura 3.443).

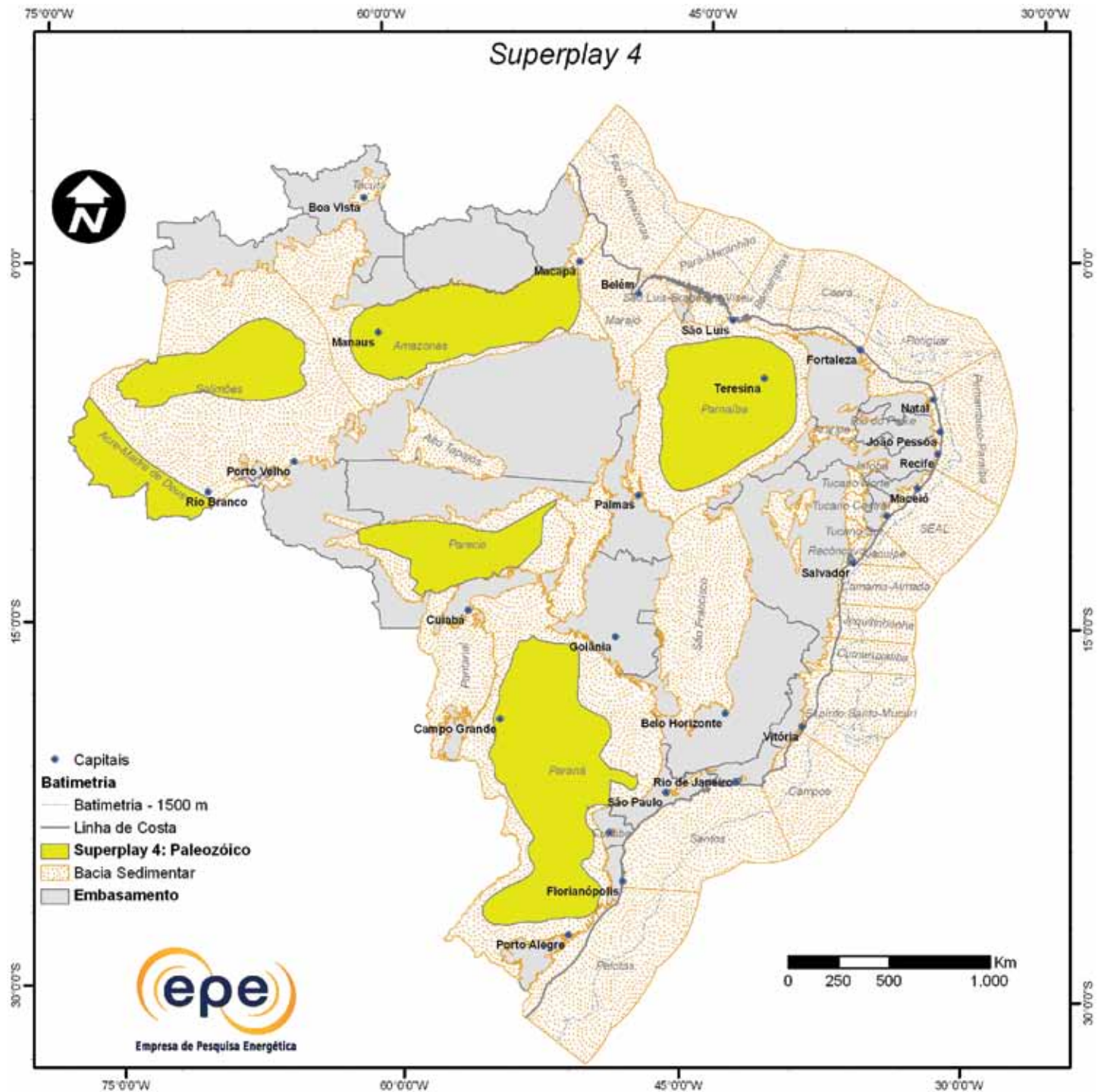


Figura 3.443 - Superplay 4 - Paleozoico.

- **Superplay 5: Proterozoico**

Esse superplay é restrito aos reservatórios proterozoicos das bacias do São Francisco e dos Parecis (Figura 3.444).

- **Superplay 6: Cretáceo Superior Orogenia Andina**

Esse superplay é restrito à Bacia do Acre-Madre de Dios, bacia brasileira com as mais fortes evidências geológicas do processo de orogenia, que originou a Cordilheira dos Andes (Figura 3.444).

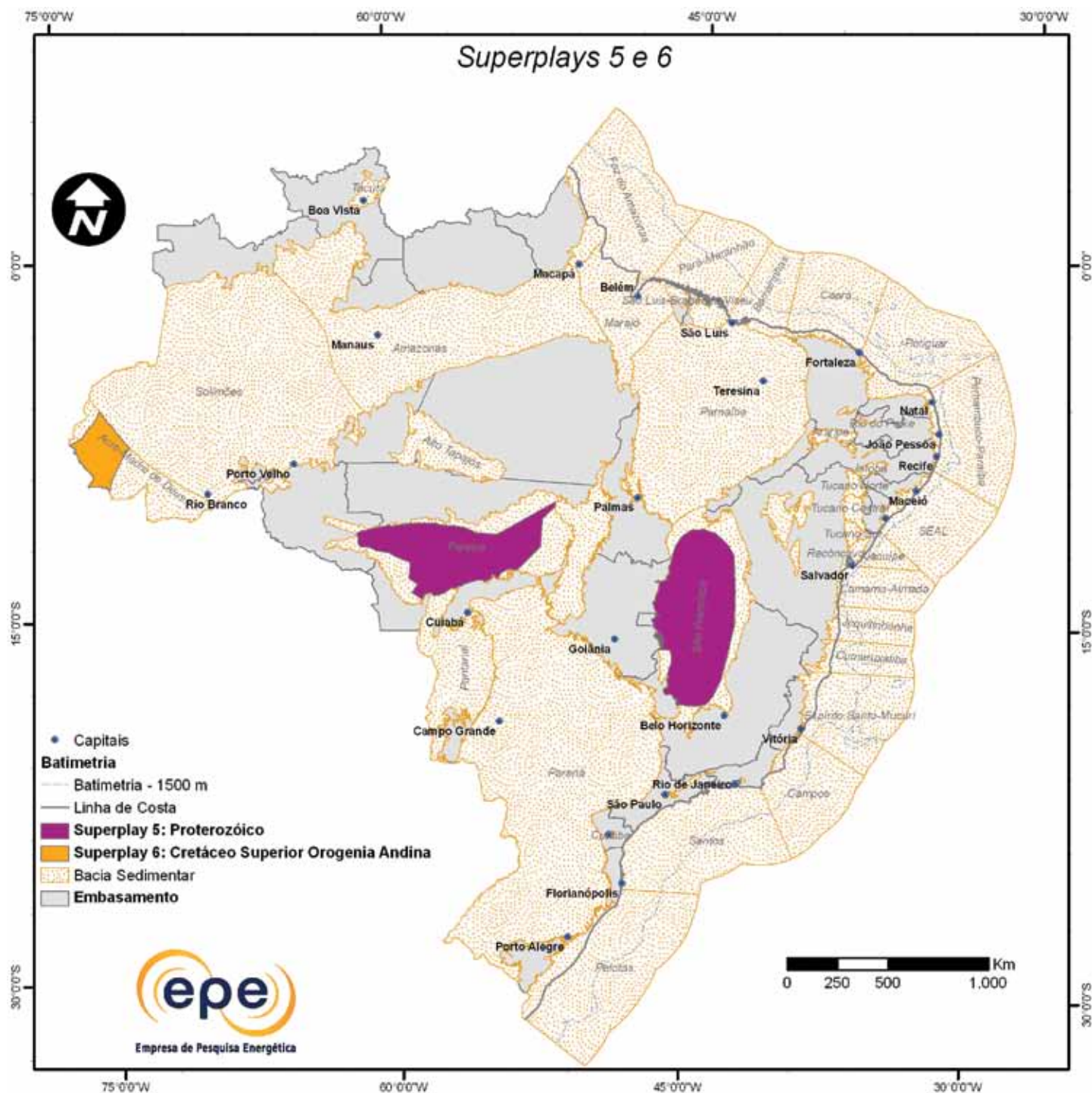


Figura 3.444 - Superplays 5 e 6 – Proterozoico e Cretáceo Superior Orogenia Andina.

4

MAPAS DE IMPORTÂNCIA DAS BACIAS

Este capítulo registra os resultados da aplicação da metodologia do Zoneamento na perspectiva econômica, como definido no Capítulo 2. São apresentados mapas em nível Brasil, com ênfase nos argumentos de Importância Petrolífera de Área (IPA), parciais e combinados, além de mapas das bacias efetivas brasileiras, segmentadas conforme avaliações de chances de descobertas em escala regional e com expectativa de fluidos predominantes.

4.1 Bacias Efetivas Brasileiras

A Figura 4.1 mostra o mapa consolidado das bacias sedimentares brasileiras analisadas em *plays* nesse estudo e apresentadas, detalhadamente, no Capítulo 3 como bacias efetivas na abordagem de representação probabilística. O mapa é resultante de geoprocessamento que considera a superposição das áreas efetivas dos *plays* exploratórios e as chances regionais dos *subplays* que os compõem.

Neste mapa, nota-se que as áreas com maiores chances de descoberta de hidrocarbonetos, em escala regional, estão nas bacias de Santos, Campos, Espírito Santo (terra e mar), Sergipe-Alagoas (terra e mar), Potiguar (terra e mar), Ceará, Solimões, Amazonas, Parnaíba, Paraná, Barreirinhas (terra), Tucano Sul e Recôncavo. Sem entrar no mérito dos volumes descobertos, em todas essas bacias há acumulações de petróleo ou gás natural.

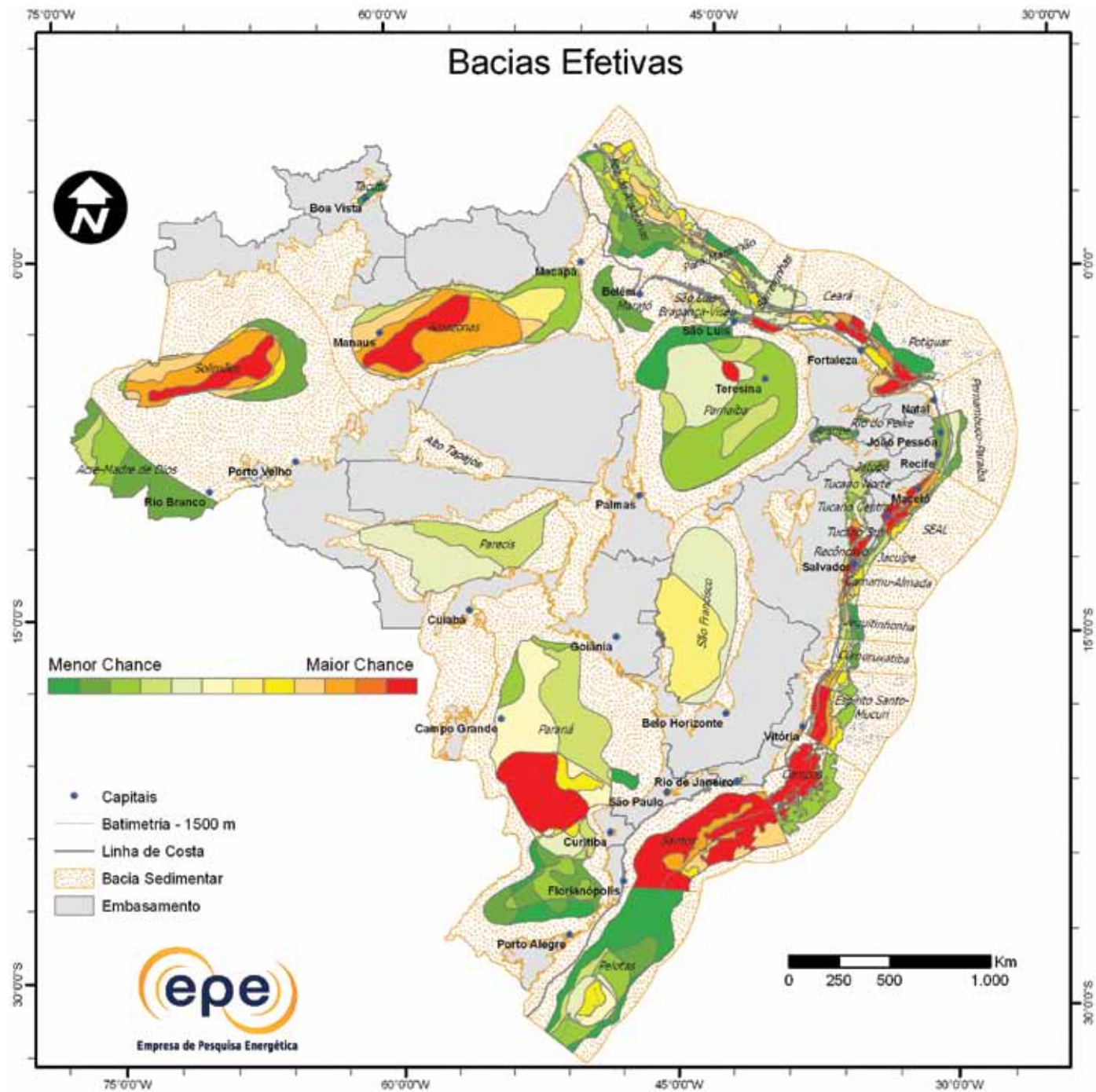


Figura 4.1 - Bacias efetivas brasileiras (representação probabilística).

Figura 4.2 - Expectativa de fluidos predominantes.

4.3 Importância Petrolífera das Áreas do Território Brasileiro

Neste item, apresentam-se os mapas resultantes da aplicação da abordagem metodológica descrita no Capítulo 2, conforme a perspectiva econômica. Representa-se em mapas de Importância Petrolífera de Área (IPA), seis argumentos que expressam diversos interesses do setor de petróleo e gás natural, principalmente para a atividade de E&P:

1. **Intensidade Explotatória;**
2. **Atividade Exploratória;**
3. **Prospectividade;**
4. **Evidência Direta de Hidrocarbonetos;**
5. **Necessidade de Conhecimento; e,**
6. **Infraestrutura de Abastecimento.**

A combinação desses mapas resulta no mapa de Importância Petrolífera de Área Total (IPA Total), constituindo-se o mapa síntese do estudo do Zoneamento.

4.3.1 Intensidade Explotatória

A Figura 4.3 apresenta o mapa do argumento Intensidade Explotatória, que expressa a importância de áreas sedimentares em relação à sua proximidade com áreas de recursos descobertos de petróleo ou gás natural e considera os volumes destes recursos. Quanto menor a distância de todo e qualquer ponto de uma bacia sedimentar a uma área (em avaliação⁴¹ ou campo) com recurso descoberto, maior sua importância.

As áreas de maior importância neste argumento estão nas bacias de Campos e Santos. A Bacia de Campos é a principal produtora de petróleo e gás natural do país, enquanto a maior importância observada na Bacia de Santos se deve, além dos campos existentes, às descobertas em avaliação com expectativa de grandes reservas na região do Pré-Sal.

As demais bacias produtoras brasileiras, mesmo com elevado número de campos como, por exemplo, as bacias do Recôncavo e Potiguar Terra, possuem menor expressão volumétrica no cômputo nacional, por isso apresentam menor importância neste argumento⁴².

⁴¹ Para efeito desse mapa, foram consideradas exclusivamente as áreas submetidas pelas empresas à (plano de) avaliação junto à ANP, no caso de recursos contingentes.

⁴² No caso da Bacia do Paraná, o processo de devolução do campo de Barra Bonita teve início após a data de referência para elaboração dos mapas de IPA.

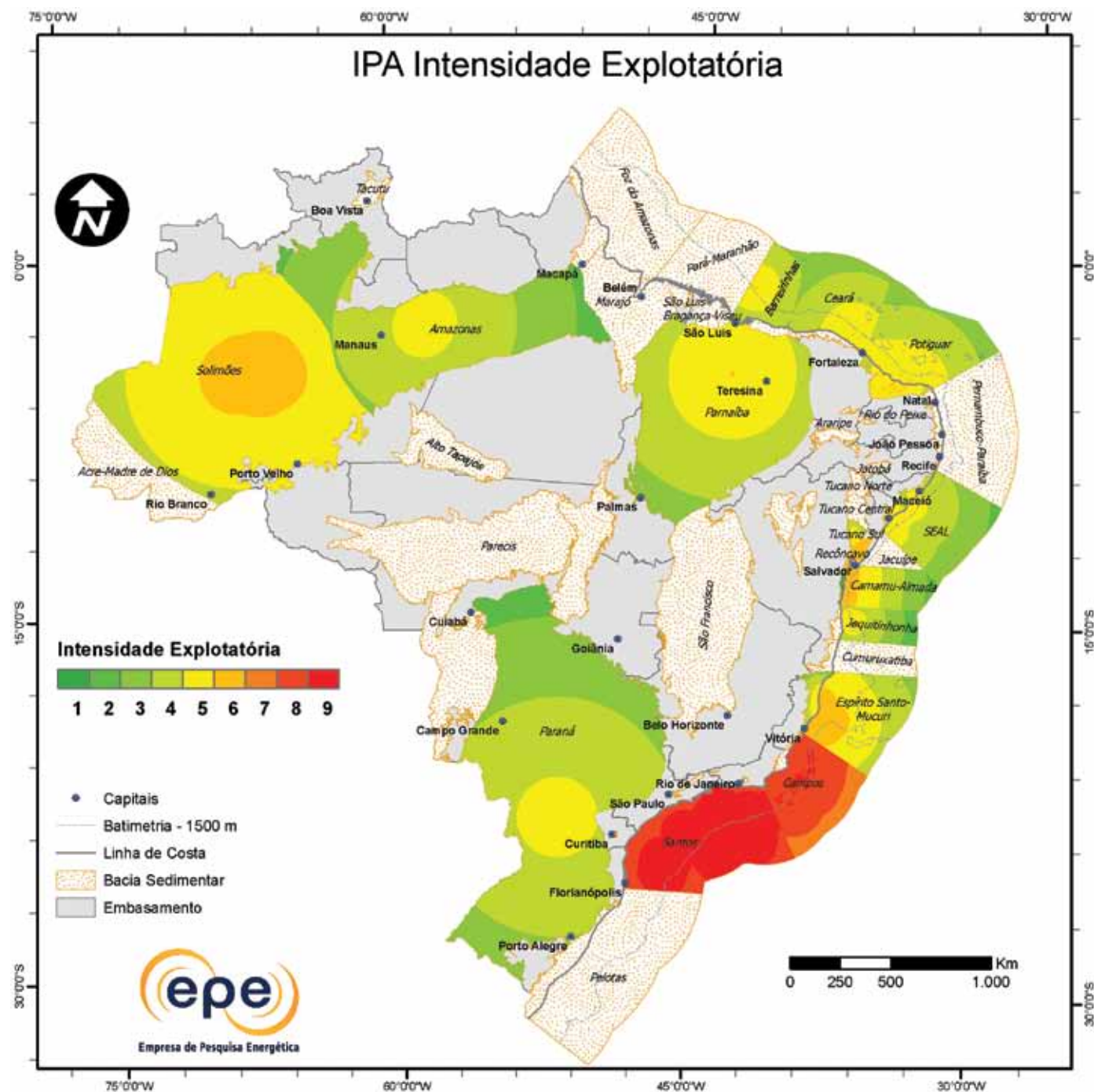


Figura 4.3 - Argumento: Intensidade Explotatória.

4.3.2 Atividade Exploratória

A Figura 4.4 mostra o mapa do argumento da Atividade Exploratória. Este mapa expressa a atratividade operacional e geológica que se costuma atribuir a áreas próximas aos blocos exploratórios sob contratos com a União. Quanto menor a distância de todo e qualquer ponto de uma bacia a um bloco exploratório, maior sua importância.

Nota-se que a maior parte da área sedimentar brasileira, principalmente marítima, aparece com alguma importância, dada a distribuição (e proximidade) de blocos ativos, em maior ou menor número, nas diversas bacias. Destaca-se a extensa área da Bacia do Paraná sem blocos em atividade e, portanto, sem importância conforme esse argumento, no presente estudo.

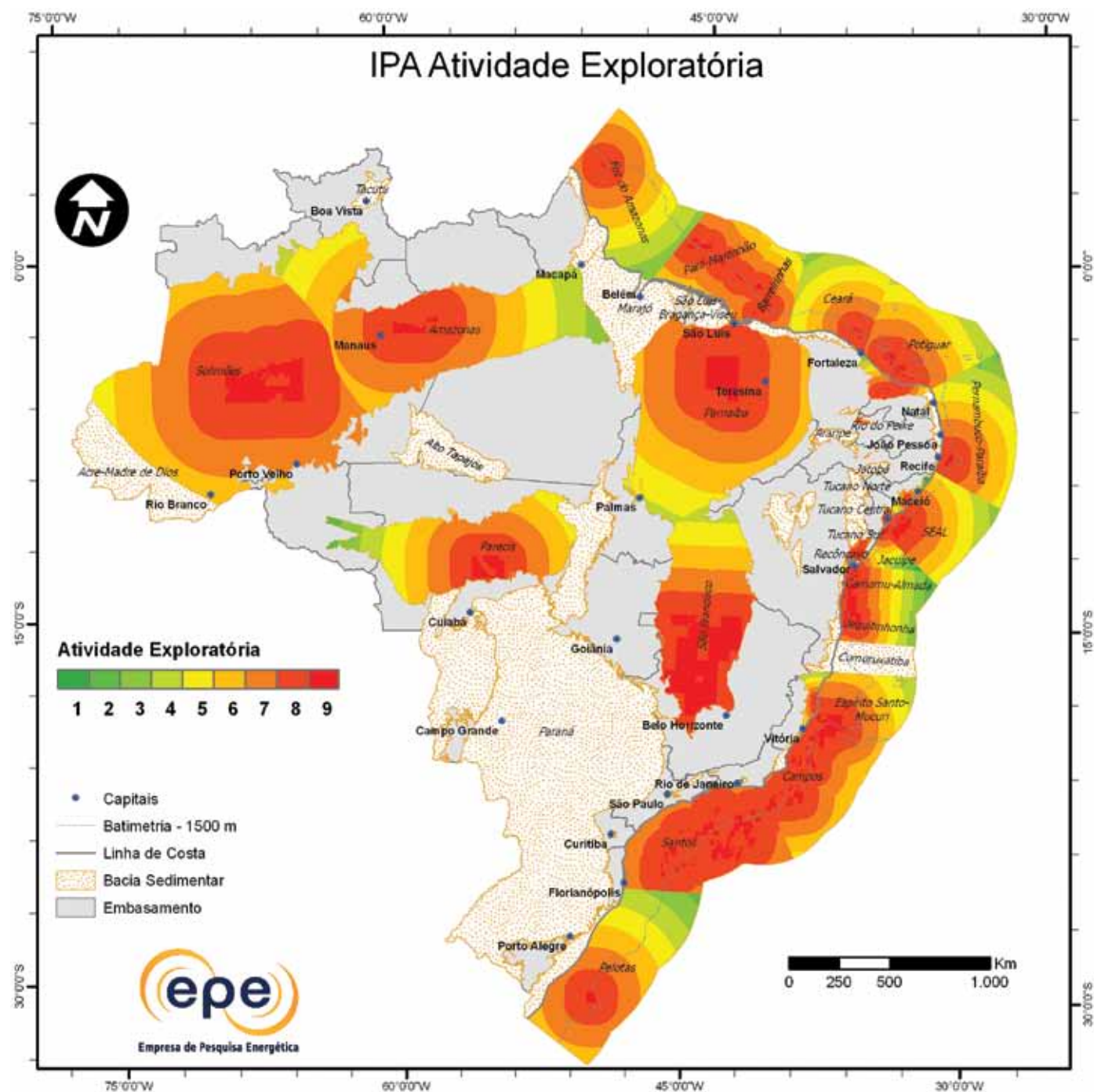


Figura 4.4 - Argumento: Atividade Exploratória.

4.3.3 Prospectividade

A Figura 4.5 mostra o mapa do argumento da Prospectividade, o qual expressa a potencialidade das bacias efetivas para a descoberta de novas acumulações de hidrocarbonetos. Resultante da associação do mapa de representação probabilística das bacias efetivas (Figura 4.1) com as avaliações de probabilidade condicional de sucesso (PCS) de poços pioneiros que poderão ser perfurados nas diversas bacias, esse mapa também pode ser visto como de riscos exploratórios. Assim, conforme esse argumento, quanto maior a prospectividade de uma área, maior a chance de sucesso nas perfurações, menor o risco e, portanto, maior a importância.

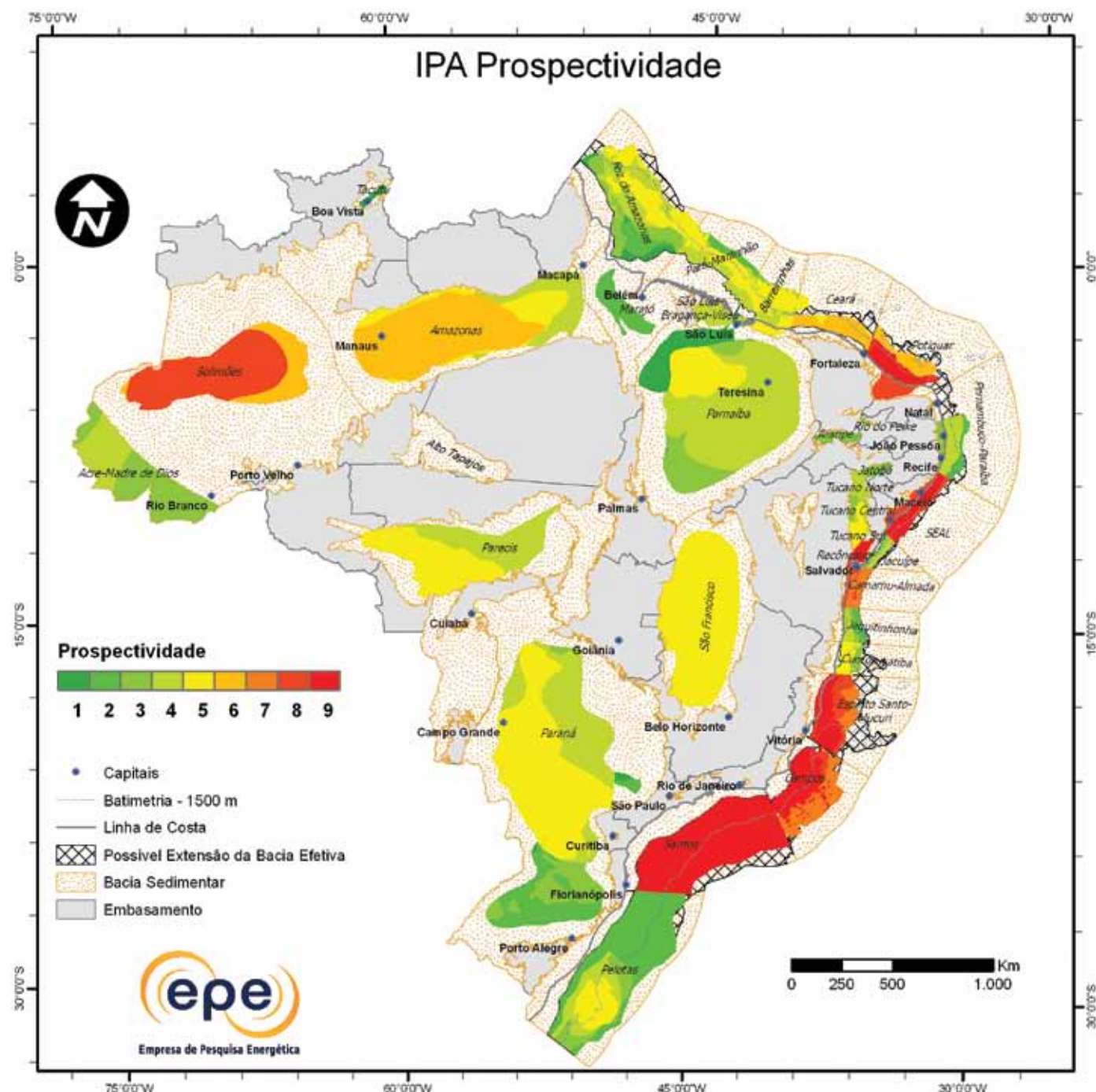


Figura 4.5 - Argumento: Prospectividade.

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, Potiguar, Sergipe-Alagoas, Recôncavo e Solimões. Além destas, outras bacias como Ceará, Camamu-Almada e Amazonas possuem prospectividade relativamente alta.

Níveis de importância intermediária no mar estão nas bacias da Foz do Amazonas, Pará-Maranhão, Barreirinhas, Cumuruxatiba e Pelotas (na região do Cone do Rio Grande); em terra, nas bacias de São Francisco, Paraná, Parecis, Parnaíba (noroeste), Tucano Central e Tucano Sul.

Na margem continental brasileira, espera-se que o limite externo de várias bacias efetivas estenda-se em águas ultraprofundas, até a cota batimétrica de 3.000 metros, com a incorporação de dados adicionais ao estudo que levem à ampliação de *plays* efetivos ou ao estabelecimento de novos *plays*. Na Figura 4.5, a região que se refere a tal expectativa de importância petrolífera denomina-se *Possível Extensão da Bacia Efetiva*⁴³.

4.3.4 Evidência Direta de Hidrocarbonetos

A Figura 4.6 mostra o mapa do argumento de Evidência Direta de Hidrocarboneto que expressa a maior favorabilidade geológica⁴⁴ de áreas mais próximas às localizações de indícios, ou confirmações da presença de hidrocarbonetos conterem acumulações. A evidência direta de hidrocarboneto provém de poços perfurados, exsudações (*seeps*), ou de resultados positivos de análise geoquímica de superfície. Quanto mais próxima estiver uma área sedimentar de uma evidência, maior a importância dessa área para este argumento.

Com base nas informações utilizadas nesse estudo, pode-se dizer que a maior parte da extensão sedimentar brasileira possui evidências de geração e migração de hidrocarbonetos, o que não implica, necessariamente, na existência de acumulações comerciais. De uma maneira geral, as bacias apresentam elevado grau de importância conforme a evidência de hidrocarbonetos. Contudo, neste estudo, há pouca importância em partes expressivas das bacias de Pelotas, Pernambuco-Paraíba, Acre-Madre de Deus e Parecis; e nenhuma nas bacias de Alto Tapajós, Marajó, Tacutu, Araripe, Tucano Norte e Jatobá.

⁴³ A cota batimétrica de 3.000 metros é considerada pela ANP como o limite tecnológico para contratação de atividades de E&P em blocos exploratórios.

⁴⁴ Evidências de hidrocarbonetos favorecem a identificação e caracterização de sistemas petrolíferos.

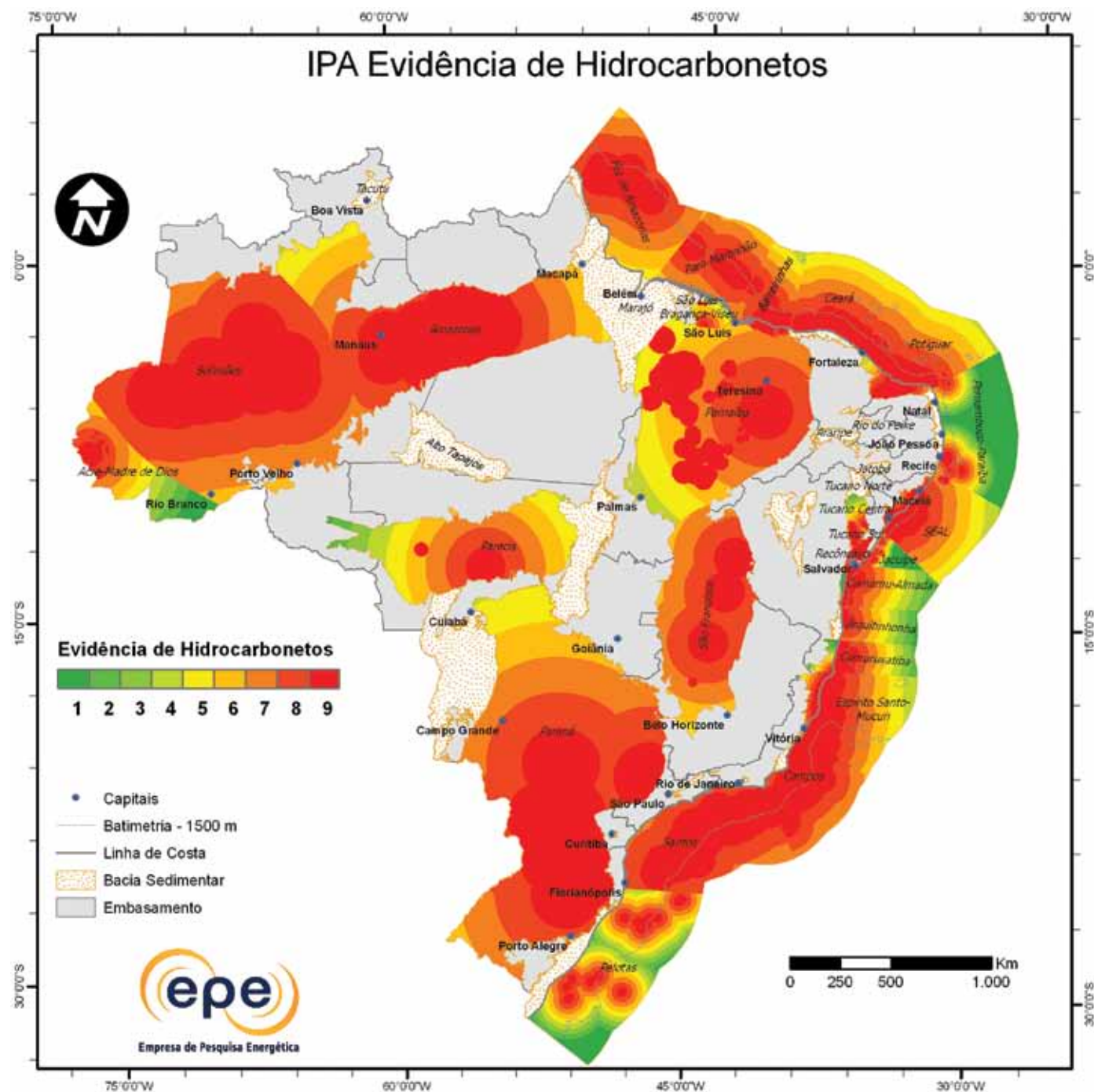


Figura 4.6 - Argumento: Evidência Direta de Hidrocarbonetos.

4.3.5 Necessidade de Conhecimento

A Figura 4.7 mostra o mapa do argumento da Necessidade de Conhecimento, resultado da integração de dois tipos de avaliação, conforme tratado no Capítulo 2. Tal mapa representa tanto a incerteza⁴⁵ sobre o comportamento regional de fatores geológicos nas bacias efetivas, quanto à disponibilidade de dados⁴⁶ geológicos e geofísicos das bacias sedimentares brasileiras.

Nota-se que nesse argumento, as áreas de maior importância encontram-se nas bacias interiores e em águas ultraprofundas das bacias da margem continental brasileira, que correspondem em grande parte, às bacias classificadas como de Novas Fronteiras, conforme terminologia utilizada a partir de 2004, nas rodadas de licitação de blocos exploratórios promovidas pela ANP. Por outro lado, as áreas com menor necessidade de conhecimento correspondem às bacias classificadas como Maduras (Recôncavo e outras terrestres produtoras em avançado estágio de exploração) e de Elevado Potencial (Santos, Campos e Espírito Santo).

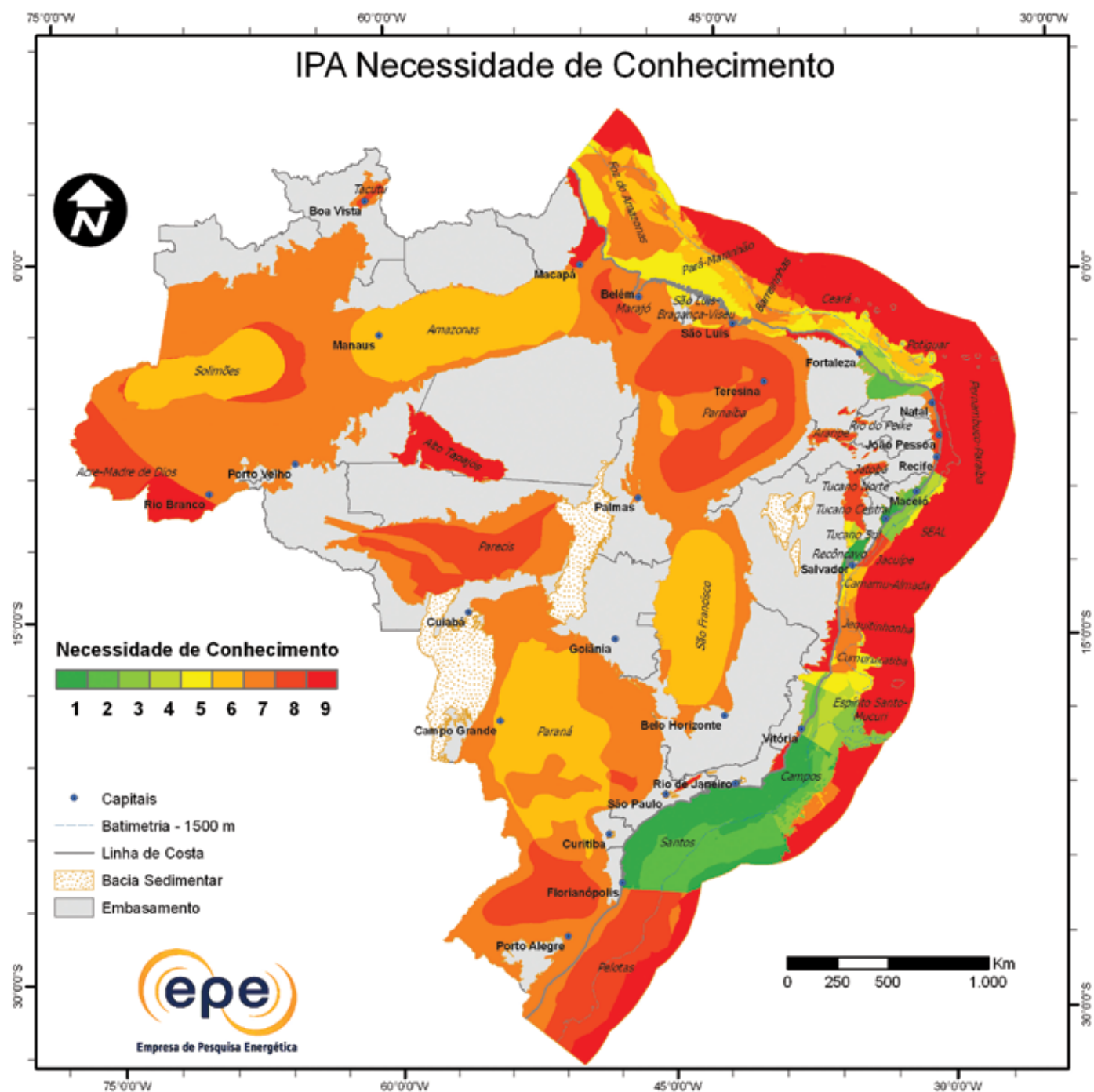


Figura 4.7 - Argumento: Necessidade de Conhecimento.

⁴⁵ A incerteza em nível dos *plays* analisados indica a necessidade de aquisição, processamento e interpretação de dados exploratórios em nível regional, de bacia, sistema petrolífero, de *play* ou *subplay*.

⁴⁶ Considera-se a disponibilidade de dados a partir da quantidade de levantamentos geofísicos realizados e de poços exploratórios perfurados.

4.3.6 Infraestrutura de Abastecimento

A Figura 4.8 mostra o mapa do argumento de Infraestrutura de Abastecimento que expressa a importância operacional e econômica atribuída neste estudo às áreas mais próximas de dutos ou instalações do segmento de *downstream*. Considera inclusive os que estão em fase de planejamento (estudo ou projeto) e em construção.

Nas regiões Centro-Oeste, Norte e Nordeste, parte da importância conforme esse argumento deve-se à influência de gasodutos ainda em estudo e, portanto, poderão ou não ser de fato instalados⁴⁷.

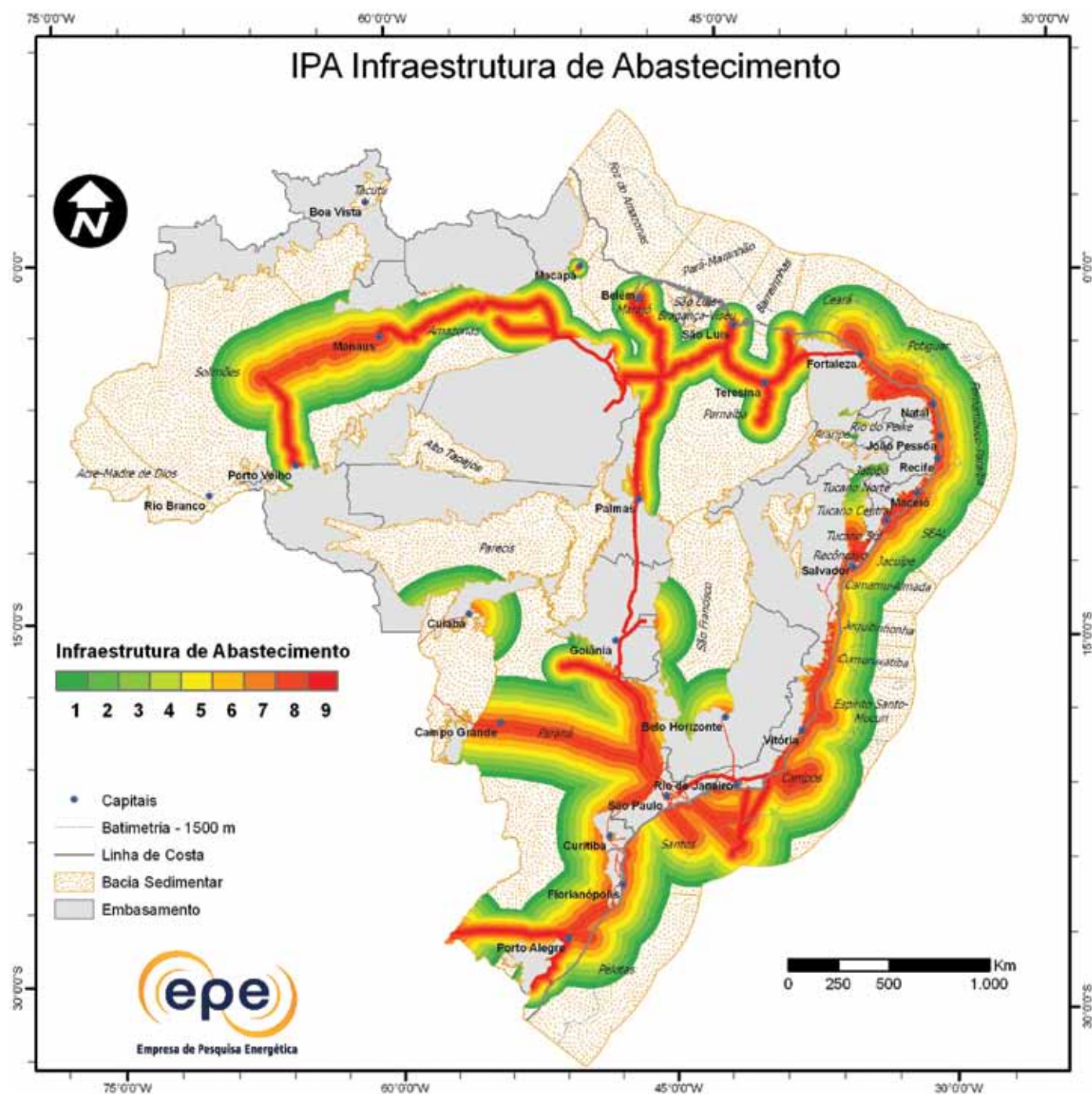


Figura 4.8 - Argumento: Infraestrutura de Abastecimento.

⁴⁷ Gasodutos considerados em fase de planejamento, neste presente Zoneamento, não são necessariamente os mesmos abordados nos estudos do PEMAT, em elaboração no âmbito do MME.

4.3.7 IPA Total

A Figura 4.9 mostra o mapa de IPA Total, com a síntese da importância de áreas para o setor de petróleo e gás natural. Neste estudo, tal mapa é função dos seguintes argumentos, abordados nos itens anteriores deste capítulo, e pesos atribuídos a partir de discussões no âmbito do MME: Intensidade Exploratória (35%), Atividade Exploratória (20%), Prospectividade (20%), Evidência Direta de Hidrocarboneto (15%), Necessidade de Conhecimento (5%) e Infraestrutura de Abastecimento (5%).

Este mapa-síntese expressa a diversidade das importâncias avaliadas nesse 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 esse mapa e, assim, em futuros ciclos desse estudo, áreas poderão ter importâncias petrolíferas aumentadas ou diminuídas⁴⁸.

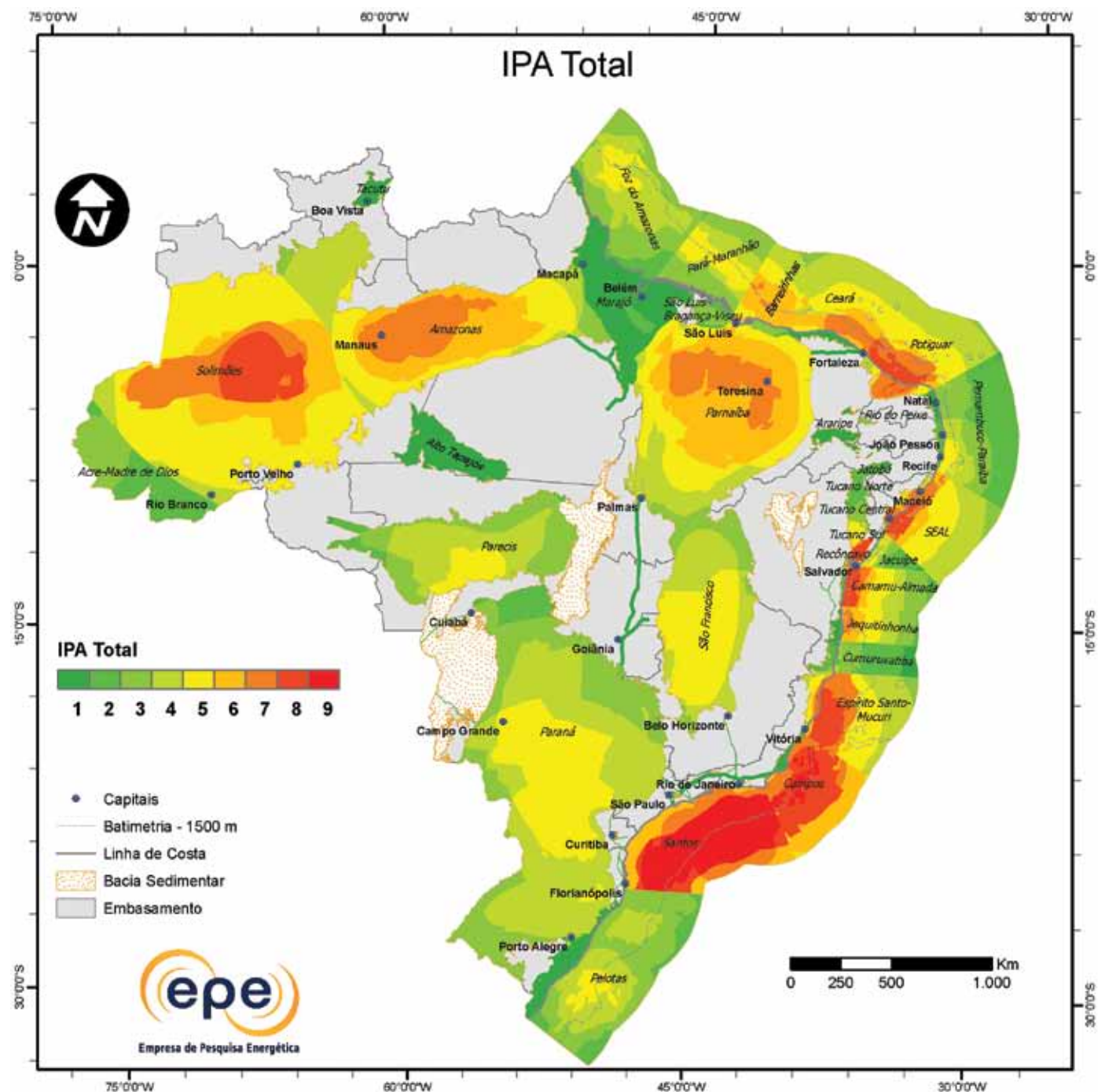


Figura 4.9 - IPA Total

⁴⁸ A Bacia do Paraná, por exemplo, que se destaca no mapa-síntese como a maior bacia sedimentar, em área, porém com importância relativamente baixa a moderada, poderá ter a importância aumentada, com o avanço das atividades exploratórias.

5

CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

O **ZONEAMENTO NACIONAL DE RECURSOS DE ÓLEO E GÁS** 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. 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 2010 e encerrado em meados de 2012.

Praticamente, todas as bacias sedimentares brasileiras⁴⁹ foram analisadas conforme a abordagem de *plays* e bacias efetivas, constituindo um total de 7,7 milhões de km², sendo 5,1 milhões de km² em terra⁵⁰. No resultado, apenas as bacias do Pantanal, Bananal, Irecê e Lençóis foram consideradas sem interesse para a exploração e produção de petróleo e gás natural à luz dos conhecimentos atuais de geologia do petróleo, o que corresponde a um total de 300 mil km². No outro extremo, as áreas que se revelaram mais importantes para o desenvolvimento de atividades exploratórias concentram-se nas bacias efetivas que ocupam cerca de 50% da área sedimentar brasileira, totalizando 3,6 milhões de km², dos quais 2,5 milhões de km² são em terra.

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, Jequitinhonha, Camamu-Almada, Recôncavo, Sergipe-Alagoas, Potiguar, Ceará, Barreirinhas, Solimões, Amazonas e Parnaíba⁵¹. Encontram-se também áreas de importância moderada, principalmente nas bacias do São Francisco, Paraná, Parecis, Pelotas, Tucano Sul, Pernambuco-Paraíba, Pará-Maranhão e Foz do Amazonas⁵².

Contudo, áreas de bacias com baixa importância total não devem ser desprezadas, à luz do argumento de Necessidade de Conhecimento, que está relacionado ao processo de fomento das atividades de E&P no país, por meio da aquisição, processamento e interpretação de dados de geologia, geofísica e geoquímica⁵³. É o caso, principalmente, das bacias do Acre-Madre de Dios, Alto Tapajós, Tacutu, Marajó e áreas de águas ultraprofundas de praticamente todas as bacias marítimas, com alta importância quanto ao argumento de necessidade de conhecimento⁵⁴.

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.

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

- Ampliar a Base de Informações do Zoneamento Nacional de Recursos de Óleo e Gás (*BIZROG*) por meio de integração com o Banco de Dados de Exploração de Petróleo e Gás Natural da ANP (BDEP), conferindo assim maior precisão na caracterização das bacias efetivas⁵⁵.
- Desenvolver 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 Federal⁵⁶, além de aperfeiçoar os argumentos de importância de área.
- Desenvolver processos que visem a 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.

⁴⁹ Foram consideradas as áreas a partir de (*pixel*) 1 km², até o limite de 200 milhas da linha de costa, mar adentro.

⁵⁰ Algumas bacias terrestres (Alto Tapajós entre outras) não foram analisadas em *plays*, totalizando 183 mil km².

⁵¹ Listadas em ordem geográfica, conforme o mapa de IPA Total no Capítulo 4, consideraram-se as áreas com valores 7, 8 ou 9 como sendo as mais importantes.

⁵² Listadas em ordem geográfica, conforme o mapa de IPA Total no Capítulo 4, consideraram-se áreas com valores 4, 5 ou 6 como sendo as de importância moderada.

⁵³ Conforme o mapa de IPA Total no Capítulo 4, consideraram-se áreas com valores 1, 2 ou 3 como sendo as de baixa importância.

⁵⁴ Listadas em ordem geográfica, conforme o mapa de Necessidade de Conhecimento no Capítulo 4, as áreas com valores 7, 8 ou 9 foram consideradas como sendo as mais importantes nesse argumento.

⁵⁵ Informações de bacias fora do Brasil, contíguas às brasileiras, também deverão fazer parte da ampliação da *BIZROG*.

⁵⁶ Plano Nacional de Energia (PNE) e Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE).

ANEXO A. BASE DE INFORMAÇÕES DO ZONEAMENTO NACIONAL DE RECURSOS DE ÓLEO E GÁS (BIZROG)

A base de informações georreferenciada do Zoneamento, a *BIZROG*, sigla para Base de Informações do Zoneamento Nacional de Recursos de Óleo e Gás, foi concebida em 2007 e atualizada em 2011/2012 para subsidiar a evolução desse estudo. É dividida em duas partes essenciais: *upstream* e *downstream*, ou simplesmente E&P e ABAST, respectivamente. Além dessas duas partes, a base conta ainda com os mapas de Importância Petrolífera de Áreas (apresentados no Capítulo 4 deste relatório) e dados culturais, geográficos e geológicos. Assim, ao acessar a *BIZROG*⁵⁷, as maiores componentes disponibilizadas aparecem sob a forma apresentada na Figura A1: Composição geral da BIZROG. Em particular, o que se refere aos Recursos Não Convencionais é abordado no Anexo B.



Figura A1 - Composição geral da BIZROG.

Em uma linguagem tecnológica, trata-se de um Sistema de Informações Geográficas (SIG), em particular o ArcGIS, constituído, portanto, de um conjunto de tabelas de dados georreferenciados visualizáveis na forma de mapas.

A parte de E&P foi concebida com a finalidade de suportar o mapeamento da importância das áreas de todo o território nacional com relação aos interesses do Governo Federal para o estabelecimento, desenvolvimento e manutenção das atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural. Para facilitar as referências nesse relatório, chamaremos essa base de *BIZROG-E&P*.

A parte de ABAST da base de informações do Zoneamento, chamada de *BIZROG-ABAST*, foi preparada com a finalidade de incorporar os principais elementos que representam geograficamente o segmento *downstream*, mais particularmente aqueles pertinentes ao processamento, armazenamento e ao transporte de petróleo, derivados e gás natural.

Os atributos que constituem a *BIZROG* são a seguir apresentados de acordo com o modo de organização de suas principais tabelas, com as nomenclaturas utilizadas e explicações do significado adotado nesse estudo, quando não se tratar de atributo consagrado na indústria do petróleo, para que o leitor tenha uma ideia da dimensão dessa base. Comentam-se ainda as limitações dos dados que os representam na presente versão. Em uma linguagem de SIG, as informações dos atributos estão arquivadas e acessíveis, tanto no modo de tabela quanto no modo de visualização geográfica, por meio de camadas (*shapefiles*⁵⁸).

A.1 Atributos da BIZROG-E&P

A seguir, a descrição dos *shapes* e seus atributos que compõem a *BIZROG-E&P*, utilizando-se como exemplo a Bacia do Acre-Madre de Dios, conforme organização no ArcGIS mostrada na Figura A2.

⁵⁷ A versão disponível na EPE, ao final da elaboração deste relatório, está referida como X:\E&P\ZONEAMENTO\BIZROG_ZNMT_2011\BIZROG_ZNMT_2011.mxd

⁵⁸ É um formato digital em forma de vetor que contém referência espacial, constituído por um grupo de arquivos com finalidades específicas, entre elas armazenar a localização geográfica e os atributos associados às feições ou elementos gráficos. Foi desenvolvido e regulamentado pela Esri, fabricante dos *softwares* da família ArcGIS, com uma especificação aberta para interoperabilidade com produtos de outros fornecedores.

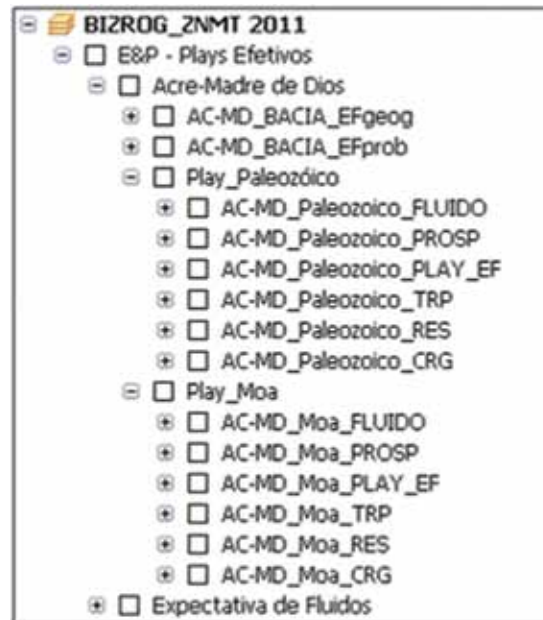


Figura A2 - Composição da BIZROG-E&P para Bacia do Acre-Madre de Dios.

- *Bacia Efetiva Representação Geográfica (AC-MD_BACIA_EFgeog).* Área da bacia efetiva delimitada pela ocorrência dos plays **efetivos**.
- *Bacia Efetiva Representação Probabilística (AC-MD_BACIA_EFprob).* Área da bacia efetiva segmentada conforme a **superposição dos subplays** que a compõem, sendo que para cada segmento é atribuída uma chance de descoberta em nível de bacia.

Para cada *play* analisado, conforme os fatores carga, reservatório e trapa são considerados os seguintes *shapes* e atributos.

- **Carga (AC_MD_nome do play_CRG):**
 - » Unidade Litoestratigráfica do Gerador (*UnLito_Ger*).
 - » Unidade Cronoestratigráfica do Gerador (*UnCron_Ger*).
 - » Grau de Chance do Fator Carga (*Grad_CRG*). Para cada segmento de carga potencial para o *play*, a chance de ocorrência de condições geológicas favoráveis para formação de acumulações no reservatório do *play* avaliado, considerando a geração (quantidade e maturidade da matéria orgânica), os caminhos, a frente de migração e o sincronismo entre a migração e o reservatório em situação de trapa.
- **Reservatório (AC_MD_nome do play_RES):**
 - » Profundidade do Segmento (**Prof_Res**). Profundidade média (em metros) do topo, com relação ao nível médio do mar, para cada segmento de reservatório do *play*.
 - » Unidade Litoestratigráfica (**UnLito_Res**).
 - » Litologia (**Lito_Res**).
 - » Unidade Cronoestratigráfica (**UnCron_Res**).
 - » Grau de Chance do Fator Reservatório (**Grad_RES**). Para cada segmento de rocha com fácies reservatório, a chance de ocorrência de condições geológicas para existência de reservatório com espessura e permoporosidade favoráveis à formação de acumulações.

- **Trapa (AC_MD_nome do play_TRP):**
 - » Unidade Litoestratigráfica Selante (**UnLito_Sel**).
 - » Litologia Selante (**Lito_Sel**).
 - » Unidade Cronoestratigráfica Selante (**UnCron_Sel**).
 - » Tipo de Trapa. Estrutural, estratigráfica ou mista (**Tipo_Trapa**).
 - » Grau de Chance do Fator Trapa (**Grad_TRP**). Para cada segmento de trapa para o *play*, a chance de ocorrência de condições geológicas favoráveis para a retenção do petróleo ou gás migrado, considerando a existência e a eficiência de rochas selantes sobrepostas ou laterais ao reservatório, a geometria da interface reservatório-selante e a preservação do hidrocarboneto depois de acumulado até o tempo presente.

- **Play Efetivo (AC_MD_nome do play_PLAY_EF):**
 - » Grau de Chance do *Play* (**Ch_PLAY**). Para cada segmento de *play*, corresponde a chance conjunta dos fatores reservatório, carga e trapa, expressando quantitativamente a expectativa geológica da existência de acumulações de petróleo ou gás natural descobríveis. Embora rigorosas avaliações econômicas para os recursos não descobertos não sejam o escopo desse estudo, está implícita nesse Grau de Chance a expectativa de que as acumulações por descobrir sejam de tamanho minimamente econômico. O complemento dessa chance é também chamado de risco do *play*.
 - » *Status* Exploratório Predominante (**Status_Exp**). Cada *play* efetivo foi classificado como fronteira, imaturo ou estabelecido.

- **Fluido Predominante (AC_MD_nome do play_FLUIDO). Contém informações sobre as expectativas de existência de acumulações de petróleo (leve/mediano ou pesado) ou gás natural não associado descobríveis, para cada *play* avaliado.**
 - » Chance de Gás Natural caso ocorra descoberta de hidrocarboneto (**GN_HC**).
 - » Chance de Petróleo Leve/Mediano caso ocorra descoberta de petróleo (**LM_PET**).
 - » Chance de Petróleo Leve caso ocorra descoberta de petróleo Leve/Mediano (**L_LM**).
 - » Tipo de Fluido Predominante Esperado (**Fluido**). Cada *subplay* é classificado em petróleo, gás não associado e petróleo & gás, conforme a relação entre as chances: chance de gás não associado maior do que 2/3, *subplay* classificado como gás; menor que 1/3, classificado como petróleo; entre 1/3 e 2/3, classificado como *subplay* onde se esperam acumulações de petróleo e de gás.

- **Prospectos (AC_MD_nome do play_PROSP). Contém informações sobre os prospectos de cada *play* avaliado.**
 - » Área (km²) (**Area_km**).
 - » Visibilidade (**Visibilida**). Os prospectos podem ser classificados em: identificados (quando bem definidos a partir da integração e interpretação de dados exploratórios); indicados (prospectos com fraca ou moderada definição); ou conceituais (prospectos presumidos apenas por analogia geológica, por falta de dados ou trabalhos adicionais de interpretação exploratória, também chamados de postulados). Praticamente todos os prospectos são conceituais, e por isso, esse atributo não deverá ser considerado, direta ou indiretamente, sob hipótese alguma, como argumento para qualquer tipo de investimento exploratório, prestando-se tão somente para estudos em nível agregado de *plays* e bacias, no contexto de planejamento de longo prazo.

A combinação dos *shapes* de *Fluido Predominante* de cada *play* de cada *bacia* resulta no *shape* de *Expectativa de Fluidos* das bacias efetivas cujos atributos são:

- » Nome da Bacia Efetiva (**BACIA**).
- » *Expectativas de Fluidos Predominantes (Fluido)*. Considerando-se as chances regionais para a existência de acumulações de hidrocarbonetos descobríveis em cada *play* efetivo, bem como as chances condicionais para gás natural não associado, cada bacia efetiva foi segmentada em polígonos de chances equivalentes para petróleo, gás não associado, e petróleo e gás não associado.

A.2 Atributos da BIZROG-ABAST

A seguir, a descrição dos *shapes* e seus atributos que compõem a *BIZROG-ABAST*, conforme organização no ArcGIS mostrada na Figura A3.

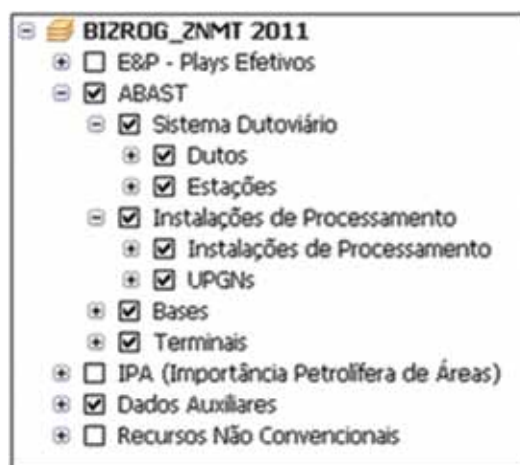


Figura A3 - Composição da BIZROG-ABAST.

- **Sistema Dutivoário**

Os principais atributos descritos abaixo são comuns aos três tipos de dutos considerados: instalados, em construção e em planejamento:

- » Classificação do escoamento de acordo com o tipo de fluido (**CLASSIFIC**): oleodutos, gasodutos, aquadutos, polidutos.
- » Modo de administração (**TIPO_USO**): Duto de Transferência: destinado à movimentação de petróleo, derivados ou gás natural, em meio ou percurso considerado de interesse específico e exclusivo do proprietário ou explorador das facilidades⁵⁹; ou Duto de Transporte: destinado à movimentação de petróleo e seus derivados ou gás natural em meio ou percurso considerado de interesse geral.
- » Estágio operacional (**Categoria**): planejamento (**Etapa** em estudo ou em projeto); em construção (fase inicial ou final); instalado (inativo ou em operação).

Também são consideradas as Estações de Compressão e Bombeamento.

→ **Instalações de Processamento**. Envolvem atributos de UPGNs⁶⁰ e outras instalações, tais como, Refinarias, Centrais Petroquímicas, Usina de Xisto e Fracionadoras.

⁵⁹ Nesse caso, dutos sob administração do segmento de E&P estão incluídos na base apresentada, com ano base das informações de 2007.

⁶⁰ As Recuperadoras de Líquidos (URGN e URL), Redutoras de *Dew Point* (DPP) e Estabilizadoras de Condensado (UPCGN e UGN), por simplificação, foram todas indicadas como UPGNs.

- Bases de Distribuição⁶¹.

→ **Terminais.** Classificados como aquaviários (marítimos, fluviais ou lacustres) ou terrestres. Envolvem atributos de armazenamento e/ou transferência de petróleo e derivados ou GNL⁶².

A.3 IPA (Importância Petrolífera de Áreas)

Os seis mapas de Importância Petrolífera de Áreas e o mapa de IPA Total, abordados nos Capítulos 2 e 4, são apresentados na BIZROG na forma de *raster*⁶³, conforme organização no ArcGIS mostrada na Figura A4.



Figura A4 - Apresentação dos mapas de IPA na BIZROG.

A.4 Shapes de Dados Auxiliares da BIZROG

A Figura A5 mostra a organização no ArcGIS dos diversos *shapes* que são utilizados como auxiliares na elaboração do estudo, tendo como fontes principais a ANP e o IBGE. Em seguida, descreve-se sucintamente o conjunto de *shapes* que compõem a parte dos “Dados E&P”.

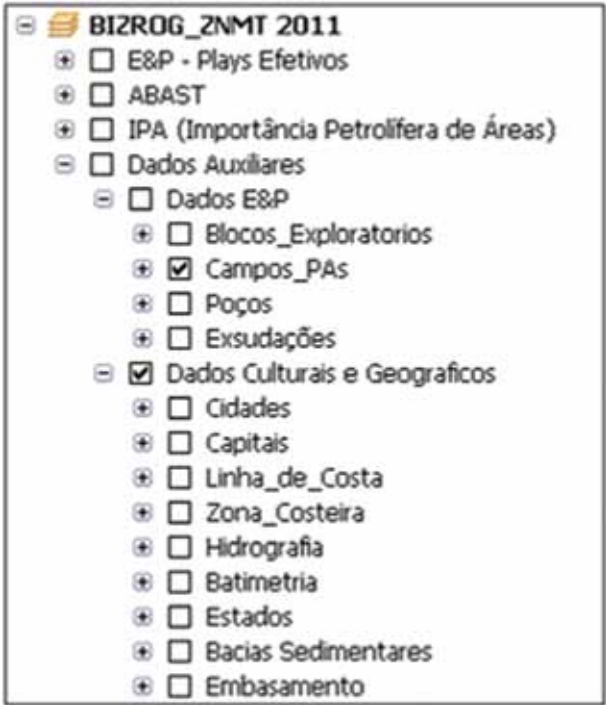


Figura A5 - Organização de shapes auxiliares da BIZROG.

⁶¹ A presente versão da BIZROG-ABAST apresenta as Bases de Distribuição conforme a localização dos municípios que as contêm, posicionando-as no centro dos mesmos.

⁶² Na presente versão da BIZROG-ABAST as Estações de Regaseificação de GNL de Pecém e da Baía de Guanabara foram classificadas como terminais aquaviários (TA).

⁶³ Raster é uma representação em duas dimensões de uma imagem por meio de um conjunto finito de pontos definidos por valores numéricos, formando uma matriz matemática ou malha de pontos, onde cada ponto é um *pixel*. Neste estudo os pixels possuem dimensão de um quilômetro.

→ Dados de E&P

- *Blocos de Exploração (Blocos_Exploratorios). Mesmos atributos do site da ANP.*
- *Campos de Petróleo e Gás Natural e Planos de Avaliação (Campos_PAs).*
 - » *Nome do Campo (NOM_CAMPO).*
 - » *Nome do Plano de Avaliação (NOM_PLANO).*
 - » *Bloco exploratório ou campo ao qual pertence o plano de avaliação (COD_BLOCO).*
 - » *Etapa de Projeto de Exploração (ETAPA).* Os campos estão classificados segundo a etapa de projeto em que se encontram: em avaliação⁶⁴, em desenvolvimento ou em produção.
 - » *Tipo de Fluido Predominante (FLUIDO_PRI).* Atribuído para cada campo, com base numa relação de volumes recuperáveis finais, em óleo-equivalente: petróleo, quando mais de 2/3 do volume total do campo é de petróleo e gás associado; gás, quando o campo tem mais de 2/3 do volume total em gás não associado; e petróleo & gás, quando o volume de gás não associado está entre 1/3 e 2/3 do total do campo. No caso das áreas em avaliação, o tipo de fluido foi obtido nos Planos de Avaliação disponibilizados pela ANP.
- *Poços Exploratórios (Poços). Mesmos atributos do site da ANP.*
- *Exsudações de Hidrocarbonetos⁶⁵ (Exsudações): Dados sobre exsudações de hidrocarbonetos nas bacias sedimentares brasileiras.*
 - » *Anomalia (Anomalia).* Modo de identificação (análise geoquímica laboratorial ou seep⁶⁶).
 - » *Observações (OBS).* Origem da anomalia detectada.
 - » *Fonte (Fonte).* Fonte da informação.

⁶⁴ Conforme terminologia adotada pela ANP, a etapa de avaliação ocorre antes da declaração de comercialidade, portanto, antes de a descoberta poder ser chamada de um campo de petróleo e ou gás natural.

⁶⁵ Concentração de hidrocarboneto em superfície, derivada do escape principalmente por efusão na forma livre para terra ou mar.

⁶⁶ Nesse estudo, o termo *seep* foi utilizado para discriminar exsudações não analisadas em laboratório

ANEXO B. RECURSOS NÃO CONVENCIONAIS

B.1 Introdução

Os altos preços do petróleo, questões geopolíticas, tais como dependência de importações de petróleo e gás aliadas às melhorias significativas na tecnologia de exploração e produção, principalmente no uso de perfuração horizontal em conjunto com o fraturamento hidráulico, levaram vários países e companhias a reavaliar o valor de seus recursos denominados não convencionais.

De acordo com o Sistema de Gerenciamento de Recursos de Petróleo (SPE, 2007⁶⁷), os recursos não convencionais apresentam-se em acumulações (ou depósitos) de hidrocarbonetos distribuídos em grandes áreas (*continuous-type deposits*) de bacias sedimentares não afetadas significativamente por processos hidrodinâmicos. Os principais tipos desses recursos são: metano de carvão (*coalbed methane - CBM*), acumulações de gás de centro de bacia (*basin-centered gas*), gás de folhelho (*shale gas*), hidratos de gás, betume natural (ou arenitos oleígenos – *tar sands*) e óleo de folhelho (*shale oil*).

A Figura B1 mostra a relação entre os tipos de recursos não convencionais e os recursos convencionais com demandas tecnológicas e aumento de preços. O óleo pesado (ou extrapesado) e o gás em formações fechadas (*tight gas formation*) situam-se na fronteira do convencional, no entanto, ambos apresentam desafios na aplicação dos métodos de avaliação normalmente utilizados para acumulações convencionais.

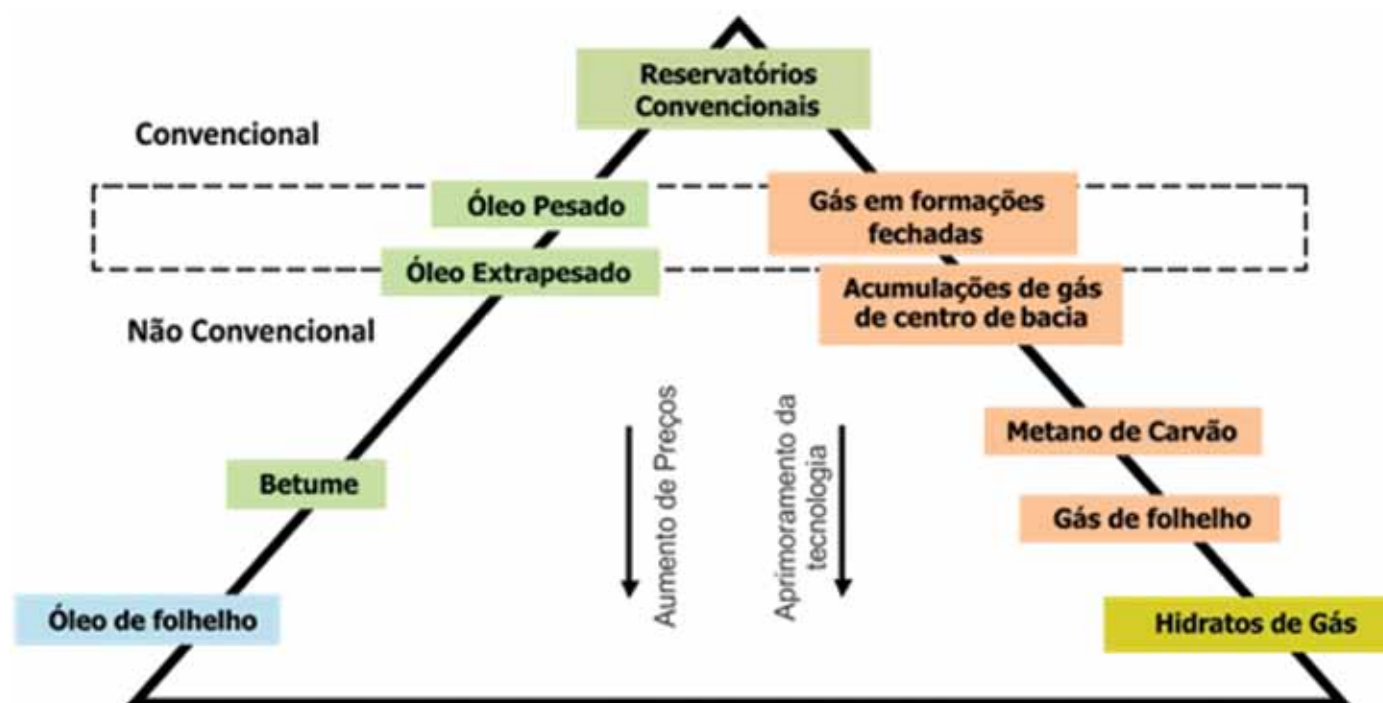


Figura B1 - Triângulo dos Recursos Petrolíferos.

Fonte: Adaptado de Holditch (2002), apud SPE (2011).

⁶⁷ Trata-se de documento com definições e sistema de classificação de recursos petrolíferos internacionalmente reconhecido pela indústria de petróleo. O mais recente documento do Sistema de Gerenciamento de Recursos de Petróleo (*Petroleum Resources Management System - PRMS*) foi aprovado, em março de 2007, pela Sociedade de Engenheiros de Petróleo (SPE), o Conselho Mundial de Petróleo (WPC), a Associação Americana de Geólogos de Petróleo (AAPG) e a Sociedade de Engenheiros Avaliadores de Petróleo (SPEE). Em novembro de 2011 foi aprovado novo Guia de Aplicação (*Guidelines for Application of the Petroleum Resources Management System*).

As propriedades e a produtividade das acumulações não convencionais variam, mas normalmente estão associadas com baixas porosidades, permeabilidades e fatores de recuperação. Portanto, tipicamente, essas acumulações exigem tecnologia de extração especializada como: desidratação para o metano do carvão; intenso fraturamento para o gás de folhelho; injeções de vapor e/ou solventes para mobilização do betume natural e, em alguns casos, atividades de mineração.

Contudo, o interesse pelos recursos não convencionais⁶⁸ vem sendo ampliado nos últimos anos em função do sucesso na produção em larga escala do gás de folhelho nos Estados Unidos da América (EUA)⁶⁹. De fato, a produção de gás de folhelho nos Estados Unidos aumentou de 11 bilhões de m³ (0,39 trilhão de pés cúbicos) em 2000, para 138 bilhões de m³ (4,87 trilhões de pés cúbicos) em 2010. Estudos recentes da U.S. *Energy Information Administration* (EIA, 2012) estimam volumes de gás de folhelho nos EUA, tecnicamente recuperáveis, na ordem de 13,6 trilhões de m³ (482 trilhões de pés cúbicos)⁷⁰.

Em decorrência desse interesse em nível internacional, no Brasil, com o aumento da demanda de gás natural e elevação de preços do petróleo, vislumbra-se o desenvolvimento de atividades de exploração e produção de recursos não convencionais de petróleo e gás natural, principalmente nas bacias terrestres brasileiras.

Diante desta nova perspectiva, a seguir apresentam-se as principais categorias de recursos não convencionais observadas em diversas áreas do Brasil. Por meio de mapas e tabelas de dados georreferenciados, incorporados como *shapes* na base de informações (BIZROG) do Zoneamento, procura-se representar a importância dessas áreas para o desenvolvimento econômico nacional do setor de petróleo e gás⁷¹.

B.2 Recursos Não Convencionais no Brasil

O desenvolvimento das atividades de exploração e produção voltadas diretamente para recursos não convencionais de petróleo e gás natural, ainda se apresenta muito incipiente no Brasil.

Até o presente, a pequena produção de recursos não convencionais no Brasil está restrita aos derivados do óleo de folhelhos, produzidos desde 1982 pela Petrobras na Bacia do Paraná. Entretanto, com o avanço dos esforços exploratórios em bacias terrestres, a temática de recursos não convencionais vem despertando interesse de empresas petrolíferas com atividades no Brasil, haja vista relatos formais de identificações de recursos não convencionais de gás nas bacias do Solimões, Parnaíba e São Francisco. As duas primeiras estariam associadas ao gás de folhelho, enquanto que na bacia proterozoica do São Francisco a expectativa seria de acumulações de gás em formações de baixa permeabilidade (*tight gas*).

Na Figura B2, apresentam-se as áreas onde se localizam os principais recursos não convencionais no Brasil, descritos em sequência. Tais áreas podem ser consideradas como áreas de *plays* de recursos não convencionais, ao representarem a expectativa de relativa homogeneidade quanto ao conteúdo de acumulações de mesma categoria de recurso não convencional⁷².

⁶⁸ Em escala mundial, há previsões de que acumulações não convencionais de líquidos possam conter em torno de 7 trilhões de barris de petróleo *in situ*. Estimativas de volume *in situ* para acumulações não convencionais de gás poderiam alcançar até 850 trilhões de m³ (30 quatrilhões de pés cúbicos), excluindo os hidratos de gás. Já para os hidratos de gás, estimativas variam de 1700 trilhões de m³ a 20000 trilhões de m³ (60 a 700 quatrilhões de pés cúbicos), entretanto, até o presente, ainda não há métodos de recuperação comercial desenvolvidos para se extrair esses volumes.

⁶⁹ As primeiras explorações comerciais de gás de folhelho ocorreram na região norte central do Estado do Texas (Barnett *shale*). Posteriormente, novas descobertas foram realizadas no Norte do Estado de Arkansas (Fayetteville *shale*), sendo seguidas por outras formações como: Haynesville, Marcellus, Woodford, Eagle Ford, entre outros.

⁷⁰ Projeções do Annual Energy Outlook (EIA, 2011a) estimavam esses recursos, tecnicamente recuperáveis, nos EUA, em 24,4 trilhões de m³ (862 trilhões de pés cúbicos). O declínio para avaliação em 2012 ocorreu em função da revisão das estimativas do "Marcellus Shale" de 11,6 trilhões de m³ (410 trilhões de pés cúbicos) para 39,9 trilhões de m³ (141 trilhões de pés cúbicos).

⁷¹ Para a presente versão desse estudo, não foram elaboradas avaliações quantitativas de recursos, *in situ* ou recuperáveis.

⁷² A conceituação envolvida nos *plays* de recursos convencionais de petróleo e gás natural, foco do Capítulo 3 deste estudo, pode ser adaptada em análise de bacias sedimentares com objetivos em recursos não convencionais, já havendo referências na literatura nesse sentido (SPE, 2011; Haskett, 2010)

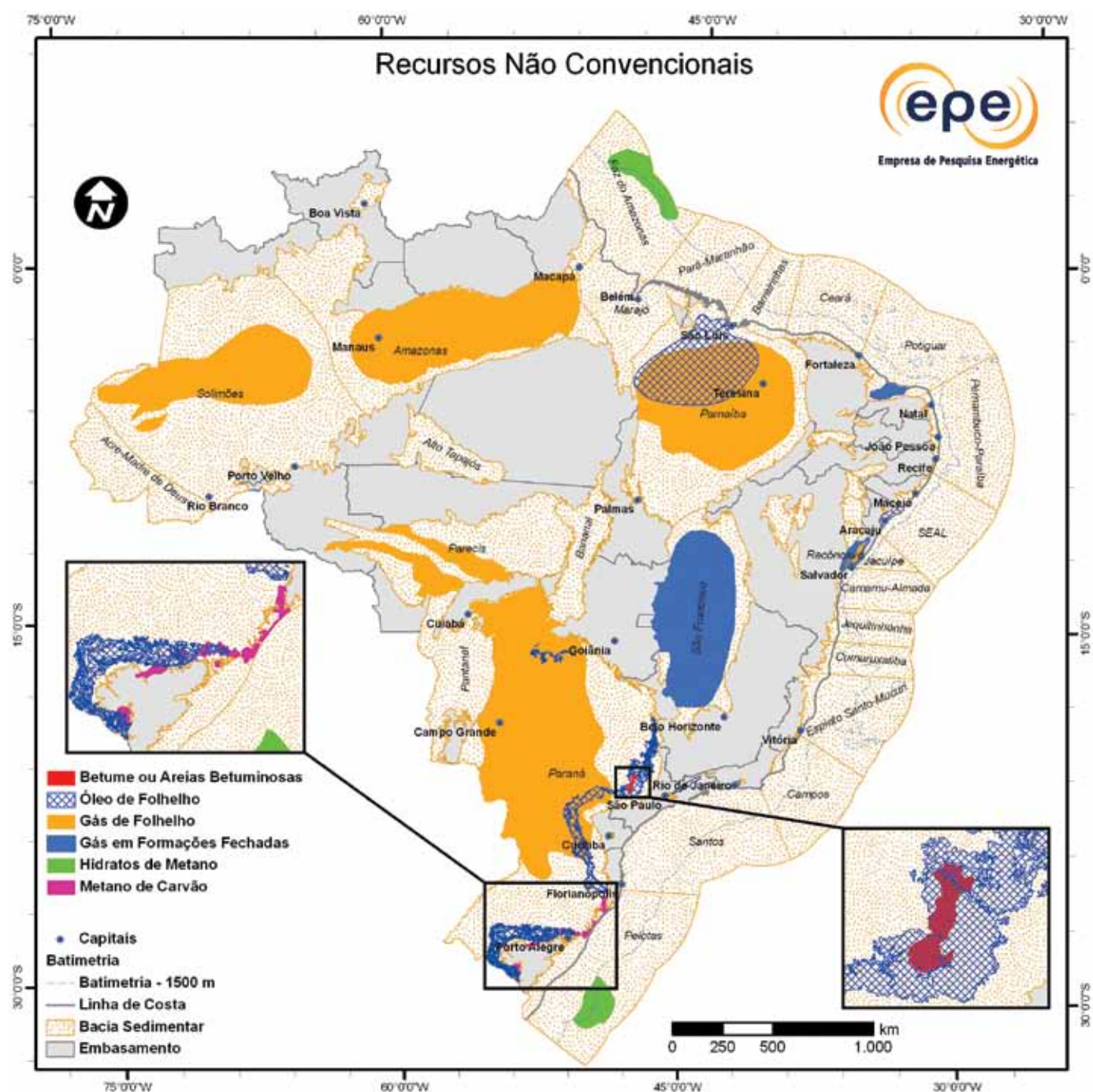


Figura B2 - Plays de recursos não convencionais no Brasil.

B.2.1 Betume ou Areias Betuminosas (*Betuminous sands, Oil sands* ou *Tar sands*).

O betume natural é a porção de petróleo que existe na fase sólida ou semissólida em depósitos naturais. Usualmente contém quantidades significativas de enxofre, metais e outros não hidrocarbonetos. O betume natural geralmente tem uma densidade menor que 10° API e uma viscosidade maior que 10.000 centipoise (cp). Em seu estado natural viscoso é normalmente não recuperável por meio de poços e requer métodos de recuperação avançada como injeção de vapor. Depósitos superficiais podem ser minerados.

Acumulações de betume são consideradas não convencionais porque são difusas em uma grande área, não sendo afetadas por condições hidrodinâmicas como a fluatibilidade e requerem transformações para petróleo sintético ou diluição com óleos mais leves, antes do refino.

O maior volume conhecido de betume ocorre na parte oeste do Canadá, na província de Alberta, onde arenitos cretáceos⁷³ e calcários devonianos contém cerca de 1,7 trilhão de barris de betume *in situ* (ERCB, 2012), representando quase dois terços dos recursos mundiais já descobertos. Atualmente, essa região é a única a explorar comercialmente depósitos de betume, correspondendo a mais de 40% da produção doméstica de óleo do Canadá.

De acordo com o Conselho Mundial de Energia (WEC, 2010), fora o Canadá, são relatados 367 depósitos de betume distribuídos por 22 países⁷⁴. O volume total de descobertas e recursos prospectivos de betume *in situ* é estimado em 2,5 trilhões e 817 milhões de barris, respectivamente.

No Brasil, a maior ocorrência de arenitos betuminosos situa-se na borda leste da Bacia do Paraná (Figura B3 e Tabela B.1), na Formação Piramboia. A gênese dessas ocorrências está relacionada ao sistema petrolífero Irati-Piramboia, no qual o efeito termal das rochas intrusivas da Formação Serra Geral nos folhelhos negros da Formação Irati teve papel importante na geração do óleo (ARAUJO *et al.*, 2005).

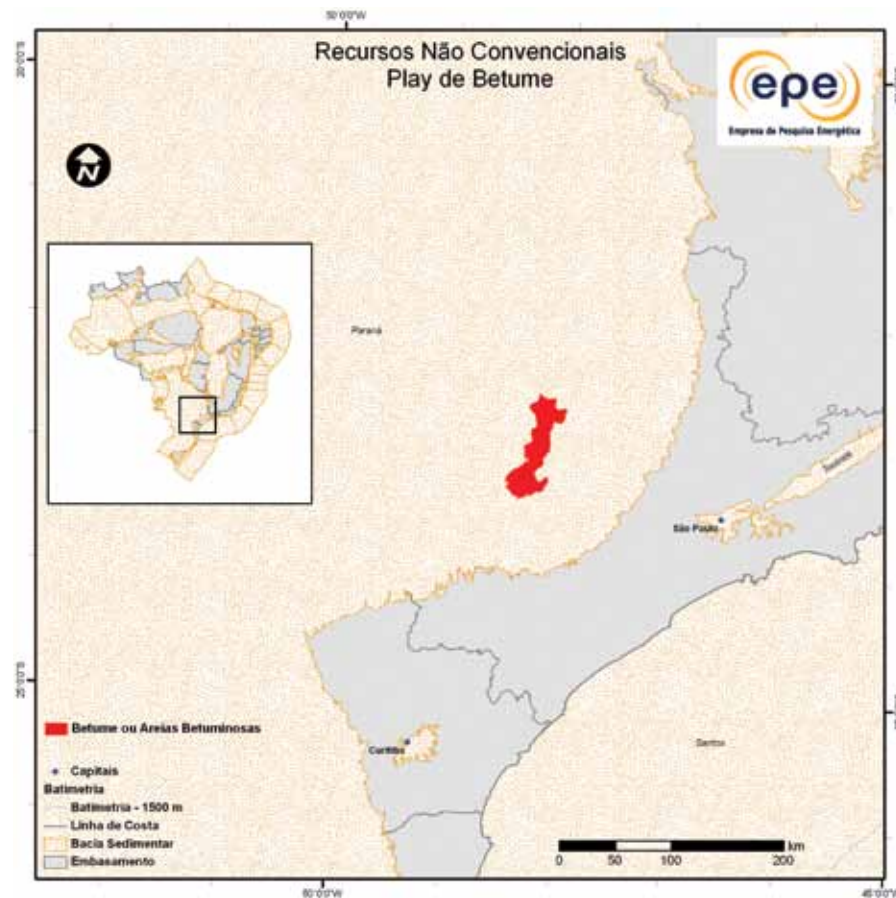


Figura B3 - Play de betume no Brasil.

⁷³ Para efeitos administrativos na província de Alberta, no Canadá, as formações geológicas e as zonas geográficas com betume são designadas como áreas de areias petrolíferas (*oil sands areas* – OSAs). As três OSAs em Alberta (Athabasca, Cold Lake e Peace River) ocorrem numa área de aproximadamente 140.000 Km², distribuídos em 15 depósitos.

⁷⁴ Segundo o relatório do Conselho Mundial de Energia (WEC 2010), são relatados 598 depósitos de betume em 23 países. Vale ressaltar que, na América do Sul, são citados volumes apenas para a Colômbia e Venezuela.

Tabela B.1 - Atributos de Recursos Não Convencionais – Betume (Tar Sands)		
Geradora	Bacia	Paraná
	Situação Geográfica	terra
	Unidade Litoestratigráfica	Formação Irati
	Unidade Cronoestratigráfica	Permiano (Cisuraliano)
Depósito	COT (%)*	1-5
	Unidade Litoestratigráfica	Formação Piramboia
	Unidade Cronoestratigráfica	Permiano (Lopingiano)
	Litologia	arenito
	Profundidade Média (m)	3
	Espessura Máxima (m)	50
Tecnologia para Produção	Área (km²)	2.000
		extração Mecânica (mineração)

B.2.2 Óleo de folhelho (Shale Oil)

Os folhelhos petrolíferos ou oleígenos (*oil shale*) são rochas sedimentares de granulação muito fina, (folhelho, siltito e marga) contendo, relativamente, grande quantidade de uma matéria orgânica cerosa conhecida como querogênio, da qual significativa quantidade de petróleo (*shale oil*) e gás pode ser extraída por destilação destrutiva. A matéria orgânica é composta principalmente de carbono, hidrogênio, oxigênio e pequenas quantidades de enxofre e nitrogênio, que formam uma complexa estrutura macromolecular insolúvel em solventes orgânicos comuns (*versus* o betume, que é solúvel). Devido a sua insolubilidade, o querogênio precisa ser retornado em temperaturas de cerca de 500°C para ser convertido em petróleo ou gás.

Depósitos formados por essas rochas foram explorados em alguns locais por centenas de anos, destacando-se a Estônia, onde o combustível era usado para aquecimento. O folhelho oleígeno é completamente diferente de areias oleíferas – que contêm óleos ultrapesados; esses estão no final do ciclo do óleo, antes de serem completamente degradados. É também denominado tradicionalmente de xisto oleígeno, apesar de ser uma designação errônea, pois o xisto é uma rocha metamórfica.

Historicamente, os folhelhos oleígenos têm recebido várias designações como carvão de chama comprida (*cannel coal*), carvão de pântano (*boghead coal*), folhelho de luz (*alum shale*), albertita, folhelho de querosene (*kerozene shale*), betuminita, carvão de gás, carvão de algas, xisto betuminoso, torbanita e kukersita. Alguns desses nomes ainda são usados para alguns tipos de folhelhos oleígenos.

Com referência aos recursos mundiais⁷⁵, são estimados, conservadoramente, volume de cerca de 4,8 trilhões de barris de óleo *in situ*. Os Estados Unidos ocupam a primeira posição, com cerca de 3,7 trilhões de barris de óleo *in situ*, seguidos pela China (354 bilhões de barris) e pela Rússia (248 bilhões de barris). Em função dos elevados custos de extração, apenas alguns poucos depósitos encontram-se em produção – Brasil, China, Estônia, Alemanha e Israel (WEC, 2010). No Brasil, as principais ocorrências de folhelhos petrolíferos passíveis de serem minerados, estão relacionadas na Figura B4 e na Tabela B.2. Não foram consideradas nesse trabalho as ocorrências profundas, que exigiriam combustão *in situ* para a produção de petróleo.

A produção de derivados do óleo de folhelho no Brasil tem sido desenvolvida pela Petrobras em sua Unidade de Negócio da Industrialização do Xisto (SIX). A empresa dispõe de uma área de 64,5 km² de concessão no município de São Mateus do Sul, no Estado do Paraná. Esta região abriga desde 1972, a Usina Protótipo do Irati, cujo funcionamento permitiu comprovar a viabilidade técnica do processo e início da produção propriamente dita em 1982.

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

A produção diária da usina de São Mateus do Sul foi, em 2011, de aproximadamente 4.500 barris.

⁷⁵ De acordo com relatório do Conselho Mundial de Energia (WEC, 2010) estima-se que o Brasil possui cerca de 82 bilhões de barris de óleo *in situ* de recursos em *shale oil*.

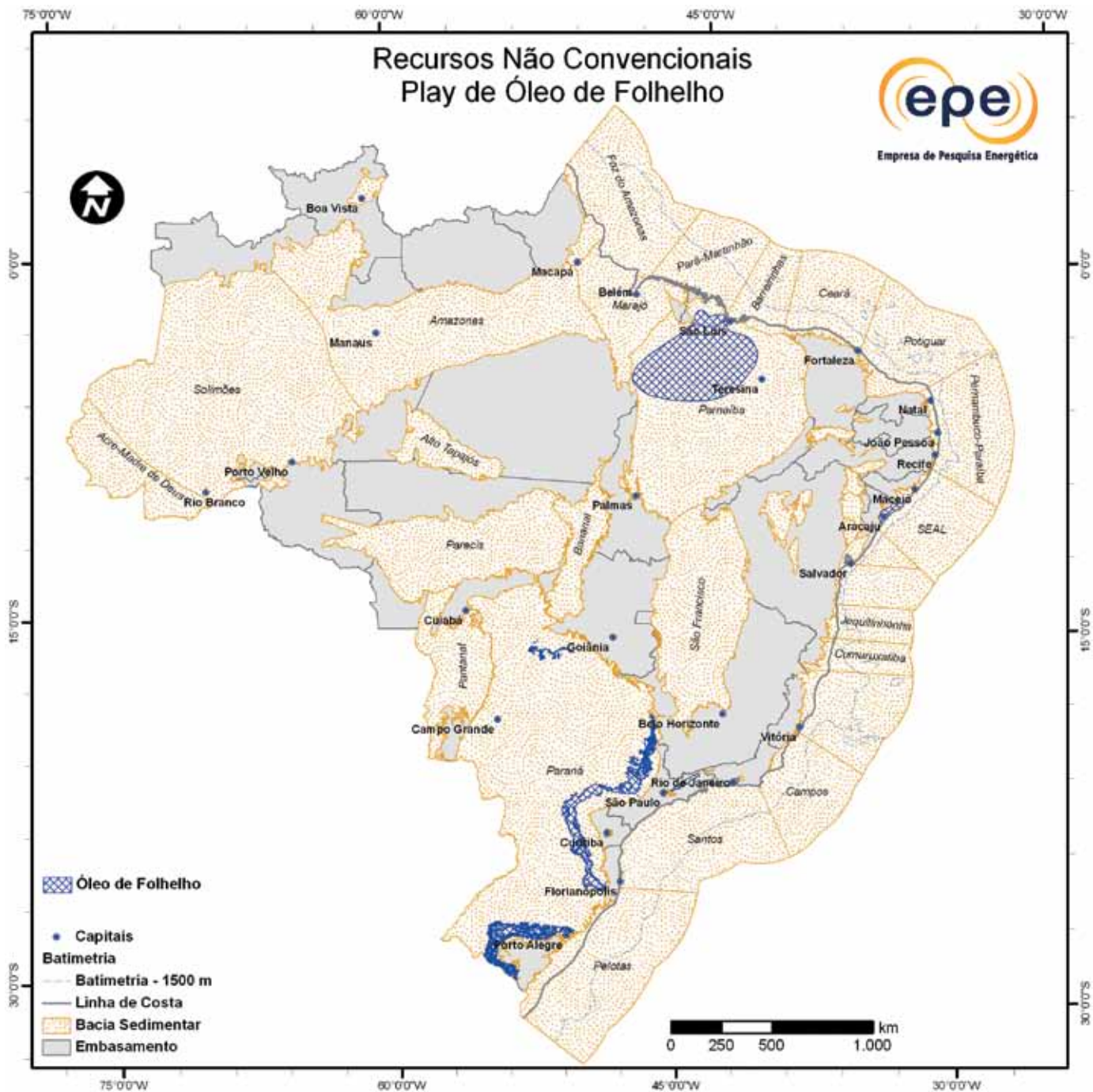


Figura B4 - Plays de óleo de folhelho no Brasil.

Tabela B.2 - Atributos de Recursos Não Convencionais – Óleo de Folhelho (Shale Oil)						
Bacia		São Luis	Parnaíba	Taubaté	Paraná	Sergipe-Alagoas
Situação Geográfica		terra	terra	terra	terra	terra
Depósito	Unidade Litoestratigráfica	Formação Codó		Formação Tremembé	Formação Irati	Formações Barra de Itiuba, Coqueiro Seco, Muribeca
	Unidade Cronoestratigráfica	Cretáceo Inferior (Aptiano)		Paleógeno (Oligoceno)	Permiano (Cisuraliano)	Cretáceo Inferior
	Litologia	folhelho (pirobetuminoso)				
	COT (%)	0,5 – 12		1-5	1-5	2-6
	Profundidade Média (m)	100	225	400	50	?
	Espessura Máxima (m)	100	50	40	50	?
	Área (km²)	9.000	170.000	2.300	68.000	4.600
Tecnologia para Produção		extração Mecânica (mineração)				

B.2.3 Gás de folhelho (Shale Gas)

O gás de folhelho é produzido de rochas argilosas ricas em matéria orgânica, que servem como rocha-fonte, trapa e reservatório para o gás natural. Os folhelhos têm permeabilidade muito baixa (centenas de nanodarcies) requerendo fraturas naturais ou estimulação por fraturamento hidráulico. Novas tecnologias, especialmente a perfuração de poços horizontais com longa extensão combinada com intenso fraturamento hidráulico, permitiram a produção de gás em vazões econômicas.

Na última década, sua importância tem crescido consideravelmente nas discussões sobre a matriz energética norte-americana. Segundo o relatório “World Shale Gas Resources: An Initial Assessment ⁷⁶”, divulgado recentemente pelo U.S. Energy Information Administration (EIA, 2011b), resultado da avaliação de 14 regiões identificadas como prioritárias para desenvolvimento do shale gas, em 32 países, são estimados recursos tecnicamente recuperáveis na ordem de 163 trilhões de m³ (5.760 trilhões de pés cúbicos), excluindo-se os Estados Unidos.

No Brasil, os folhelhos gaseíferos de idade devoniana parecem ser os mais prospectivos para a exploração de gás natural não convencional.

As Figura B5 e a Tabela B.3 apresentam os atributos e localização das principais áreas com possibilidades de ocorrência de acumulações de gás de folhelho nas bacias sedimentares brasileiras. Tais áreas podem ser referidas como plays de gás de folhelho [“shale gas plays” (SPE, 2011)].

Recentemente, as empresas OGX Petróleo e Gás Participações S.A e HRT Participações em Petróleo S.A. divulgaram estimativas de volumes de gás de folhelho, em suas concessões de blocos exploratórios nas bacias do Parnaíba e Solimões. A OGX (OGX, 2010) estima recursos prospectivos totais (não ajustados para risco geológico) de gás de folhelho, na Formação Pimenteiras da Bacia do Parnaíba, entre 289 bilhões de m³ e 1.266 bilhões de m³ (10,2 a 44,7 trilhões de pés cúbicos)⁷⁷. A HRT (HRT, 2010) estima um potencial líquido (não ajustado para riscos) de gás de folhelho, na Formação Jandiatuba da Bacia do Solimões, entre 991 bilhões de m³ e 4.955 bilhões de m³ (35 a 175 trilhões de pés cúbicos).

Outra referência que evidencia a expectativa de pujança dos recursos de gás de folhelho no Brasil é dada em estudo de escala mundial, no qual para a Bacia do Paraná podem ser esperados recursos totais de 25,7 trilhões de m³ (906 trilhões de pés cúbicos), sendo 6,4 trilhões de m³ (226 trilhões de pés cúbicos) de recursos tecnicamente recuperáveis (EIA, 2011b)⁷⁸.

⁷⁶ As 14 regiões estudadas neste relatório, englobando os 32 países, são: Canadá, México, Norte da América do Sul (Colômbia e Venezuela), Sul da América do Sul (Argentina, Chile, Uruguai, Paraguai, Bolívia e Brasil), Centro do Norte da África Central (Argélia, Tunísia e Líbia), Oeste da África do Norte (Marrocos, Mauritânia, Saara Ocidental, África do Sul (África do Sul), Europa Ocidental (França, Alemanha, Holanda, Noruega, Dinamarca, Suécia e Reino Unido), Europa Oriental (Polônia, Ucrânia, Lituânia e outros países da Europa Oriental), China, Índia, Paquistão, Turquia e Austrália.

⁷⁷ Os volumes prospectivos de gás não devem ser assumidos como quantidades comercializáveis de gás.

⁷⁸ A parte sul da Bacia do Paraná, em função das intrusões basálticas, possivelmente seria a região com maior potencial para o gás de folhelho.

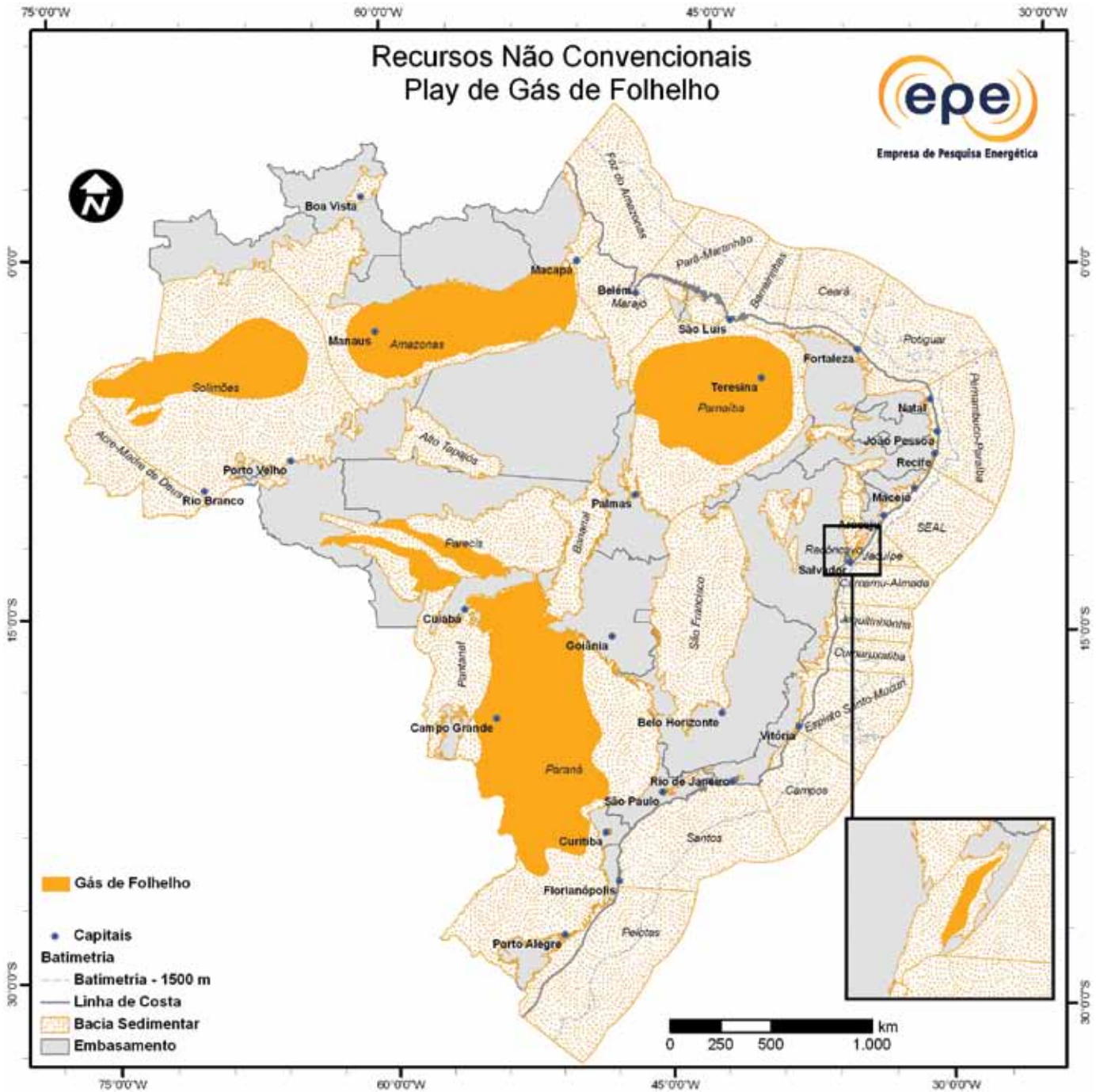


Figura B5 - Plays de gás de folhelho no Brasil.

Tabela B.3 - Atributos de Recursos Não Convencionais – Gás de Folhelho (Shale Gas)							
Bacia		Amazonas	Parnaíba	Solimões	Paraná	Parecis	Recôncavo
Situação Geográfica		terra	terra	terra	terra	terra	terra
Depósito	Unidade Litoestratigráfica	Formação Barreirinha	Formação Pimenteiras	Formação Jandiutuba	Formação Ponta Grossa	Formação Ponta Grossa	Membro Gomo, Formação Candeias
	Unidade Cronoestratigráfica	Devoniano Superior	Devoniano Médio	Devoniano Médio-Superior	Devoniano	Devoniano	Cretáceo Inferior (Neocomiano)
	Litologia	folhelho					
	COT (%)	4-6	2-3	2-4	1-4	?	1-2 (pico 10)
	Profundidade Média (m)	2.300	2.500	3.200	?	4500	3000
	Espessura Máxima (m)	350	400	420	600	50	400
	Área (km²)	370.000	390.000	270.000	640.000	99.000	2.000
Tecnologia para Produção		fraturamento hidráulico					

B.2.4 Gás em Formações Fechadas (*Tight Gas Formations*)

A definição original para gás em formações fechadas, ou formações fechadas com gás (FFG), remonta da década de 1970, quando o governo dos EUA estabeleceu que para um reservatório ser qualificado como formação fechada com gás deveria ter uma permeabilidade relativa ao gás igual ou menor que 0,1 milidarcy (md). Esta definição política⁷⁹ foi utilizada na época para determinar quais poços com produção de gás em formações fechadas receberiam créditos tributários federais e/ou estaduais (HOLDITCH, 2006).

Atualmente, a definição foi expandida levando-se em conta tanto os fatores físicos do reservatório, como os econômicos da acumulação. Segundo Holditch (2006), a definição de FFG é aplicada para tipos de reservatórios que não podem ser produzidos com vazões ou recuperações econômicas de volumes, a menos que o poço seja estimulado por intenso fraturamento hidráulico ou produzido por meio de poços horizontais ou multilaterais.

De uma maneira geral, a indústria (SPE, 2011) classifica as FFG em: 1) acumulações de gás centradas na bacia, também conhecidas como acumulações contínuas de gás;⁸⁰ e, 2) reservatórios de gás constituídos por rochas de baixa permeabilidade em trapas convencionais estruturais ou estratigráficas. Grande parte desses reservatórios está em arenitos, porém quantidades significativas também ocorrem em rochas carbonáticas.

Segundo a classificação de recursos petrolíferos adotada pelo Sistema de Gerenciamento de Recursos de Petróleo (SPE, 2011), as FFG situam-se na fronteira entre os convencionais e não convencionais. Este tipo de acumulação apresenta desafios na aplicação dos métodos de avaliação normalmente utilizados para acumulações convencionais. Estima-se que mundialmente as FFG podem conter cerca de 425 trilhões de m³ (15 quatrilhões de pés cúbicos) de gás (AGUILHERA *et al.*, 2008).

No Brasil, uma pesquisa por reservatórios de baixa permeabilidade vem sendo desenvolvida pelo Centro de Pesquisa da Petrobras (Cenpes) através do Programa de Recuperação Avançada de Petróleo (Pravap 26 - PETROBRAS, 2006). Este programa visa pesquisar e desenvolver metodologias que viabilizem a produção de jazidas de gás em reservatórios com baixa permeabilidade, com enfoque inicial em arenitos com permeabilidades da ordem de 0,1 a 0,01 mD (*tight gas sands*) nas bacias de Santos, Espírito Santo e Potiguar.

Recentemente, o consórcio formado pelas empresas Orteng-Cemig-Codemig-Imetame-Sipet Agropastoril, com concessões exploratórias na Bacia do São Francisco, anunciou na mídia eletrônica (ORTENG, 2012) a descoberta de gás não convencional, do tipo *tight gas*, no bloco SF-T-132, com volumes estimados entre 176,5 bilhões e 194,6 bilhões de m³ de gás natural. Neste comunicado, não foi indicado o volume recuperável, todavia afirmou-se que a área tem potencial para produzir entre 7 a 8 milhões de m³/dia de gás natural.

A Figura B6 e a Tabela B.4 apresentam, respectivamente, a localização e atributos das principais possibilidades de ocorrências de acumulações no Brasil de formações fechadas com gás, nas bacias terrestres, foco dessa versão do estudo de *tight gas*⁸¹.

⁷⁹ Essa definição da *US Gas Policy Act* de 1978 (NGPA), que consiste de lei aprovada em 1978 pelo Congresso dos Estados Unidos, faz parte da Lei Nacional de Energia que se destina a promover maior utilização das energias renováveis.

⁸⁰ Nessa versão do estudo, para o caso brasileiro, exclui-se a consideração do tipo "*basin-centered gas accumulations*".

⁸¹ A evolução do estudo desse tipo de recurso no Brasil, e o acesso a informações adicionais, permitirá definir com mais precisão o limite de ocorrência das possíveis acumulações de gás em formações fechadas, principalmente no caso da Bacia do Recôncavo.

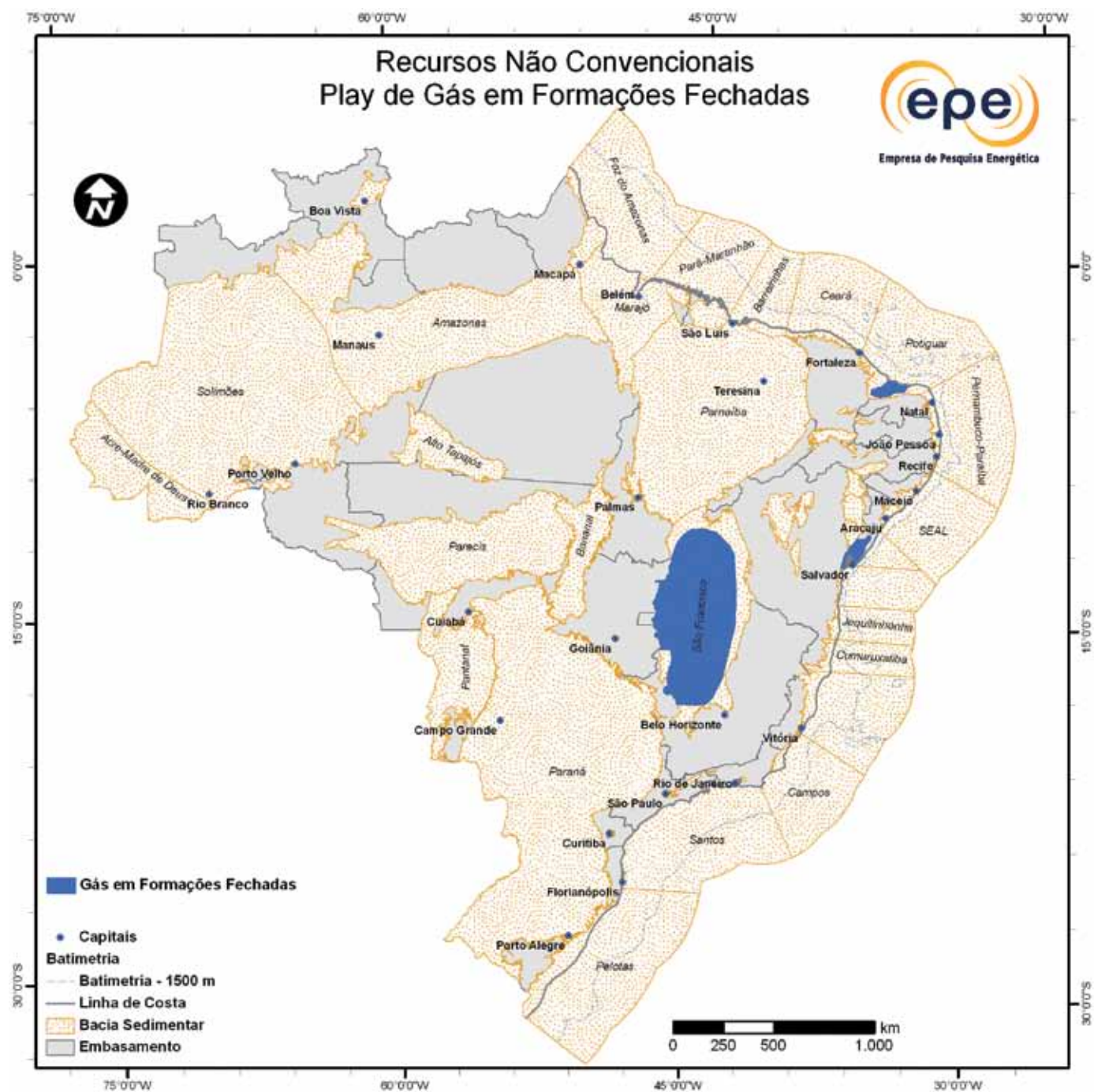


Figura B6 - Plays de gás em formações fechadas (*tight gas*) nas bacias terrestres brasileiras.

Tabela B.4 - Atributos de Recursos Não Convencionais - Gás em Formações Fechadas					
Bacia		Potiguar	São Francisco		Recôncavo
Situação Geográfica		terra	terra		terra
Geradora	Unidade Litoestratigráfica	Formação Pendência	Grupo Macaúbas-Paranoá		Membro Gomo, Formação Candeias
	Unidade Cronoestratigráfica	Cretáceo Inferior	Neoproterozóico (Toniano-Criogeniano)		Cretáceo Inferior (Neocomiano)
	COT (%)	2-4	3-4 (pico 15)		1-2 (pico 10)
Depósito	Unidade Litoestratigráfica	Formação Pendência	Grupo Macaúbas-Paranoá	Grupo Bambuí	Membro Gomo, Formação Candeias
	Unidade Cronoestratigráfica	Cretáceo Inferior	Toniano-Criogeniano	Neoproterozóico (Criogeniano-Ediacariano)	Cretáceo Inferior (Neocomiano)
	Litologia	arenito e conglomerado	arenito e carbonato		Arenito
	Profundidade Média (m)	3.400	1.800	700	3.000
	Espessura Máxima (m)	250	-	-	100
	Área (km²)	8.400	275.000	275.000	9.500
	Porosidade (%)	2 - 8,5	4-9		-
Tecnologia para Produção		fraturamento hidráulico			

B.2.5 Hidratos de Metano (*Gas Hydrates*)

Trata-se do recurso não convencional de gás natural mais distante do convencional em termos de preço e tecnologia. O hidrato de gás ou clatrato⁸² é um composto cristalino no qual as moléculas de água, associadas umas às outras com ligações de hidrogênio, encapsulam moléculas de metano e dióxido de carbono. O tipo de ligação intermolecular é parecido com a estrutura do gelo comum, mas o arranjo geométrico produz cavidades que contêm os gases originalmente em solução na água. A estrutura estável do clatrato permite que o “gelo” não derreta até temperaturas bem acima de 0° C, desde que a pressão predominante e a concentração dos gases sejam altas, condições encontradas em sedimentos marinhos nas margens continentais com lâmina d’água superior a 500 metros. O principal fator que controla a estabilidade termodinâmica e a distribuição espacial dos hidratos de gás é a variação em solubilidade de metano dentro da água dos poros. A solubilidade do metano em água é baixa, e varia em função da temperatura e da pressão hidrostática (CLENELL, 2000).

A ocorrência de hidratos de gás está geralmente associada a feições específicas evidenciadas nos registros sísmicos, sendo uma delas denominada *Bottom Simulating Reflectors* ou, simplesmente BSRs (MILLER, 2008), embora a presença dos hidratos nesses locais não seja uma constante. O BSR marca a profundidade máxima da estabilidade do clatrato de gás, geralmente “cortando” outros refletores que representam camadas estratigráficas.

O processo básico de recuperação do gás natural envolve quebra no equilíbrio de manutenção do hidrato e o bombeamento do gás para a superfície. Dentre as técnicas comuns, podemos destacar: a estimulação termal, método que consiste no aumento da temperatura do hidrato por injeção termal; a depressurização, através da redução da pressão, o que resulta na dissociação do gás a partir da água; e a injeção de solventes que altera as características de pressão-temperatura, favorecendo a dissociação do gás.

Os estudos sobre os hidratos de gás no Brasil, ainda são extremamente escassos. Os refletores BSR já foram registrados em estudos geofísicos na margem continental brasileira, principalmente na Foz do Amazonas e na Bacia de Pelotas (SAD *et al.*, 1998). Porém, em outras áreas da margem continental brasileira podem ocorrer hidratos de gás, desde que haja uma quantidade suficiente de metano biogênico e/ou termogênico.

A Figura B7 apresenta a localização das duas principais ocorrências brasileiras de acumulações de hidratos de gás metano.

De acordo com Sad *et al.* (1998), na Bacia de Pelotas, baseado na distribuição dos BSR⁸³, os hidratos de gás ocorrem em uma área de 45.000 km², com volumes estimados de 22 trilhões de m³ (780 trilhões de pés cúbicos) de gás, entre as lâminas d’água de 500 a 3.500 metros. A espessura do pacote sedimentar que contêm os hidratos de gás, a denominada Zona de Estabilidade dos Hidratos (HSZ), possui cerca de 600 metros.

Já na bacia da Foz do Amazonas, a evidência de hidratos de gás ocorre numa área de aproximadamente 28.000 km², com espessura da HSZ de cerca de 450 metros. Esse intervalo consiste de sedimentos siliciclásticos desde o Mioceno Superior até o presente. Os refletores BSR encontram-se em lâmina d’água entre 600 e 2.800 metros. Nessa bacia, as acumulações podem alcançar volumes de até 12 trilhões de m³ (430 trilhões de pés cúbicos) de gás (SAD *et al.*, 1998).

⁸² Em latim, clatrato significa gaiola.

⁸³ Os refletores BSR, na Bacia de Pelotas, cruzam refletores associados a sedimentos do Cone do Rio Grande, de idades miocênicas ao recente.

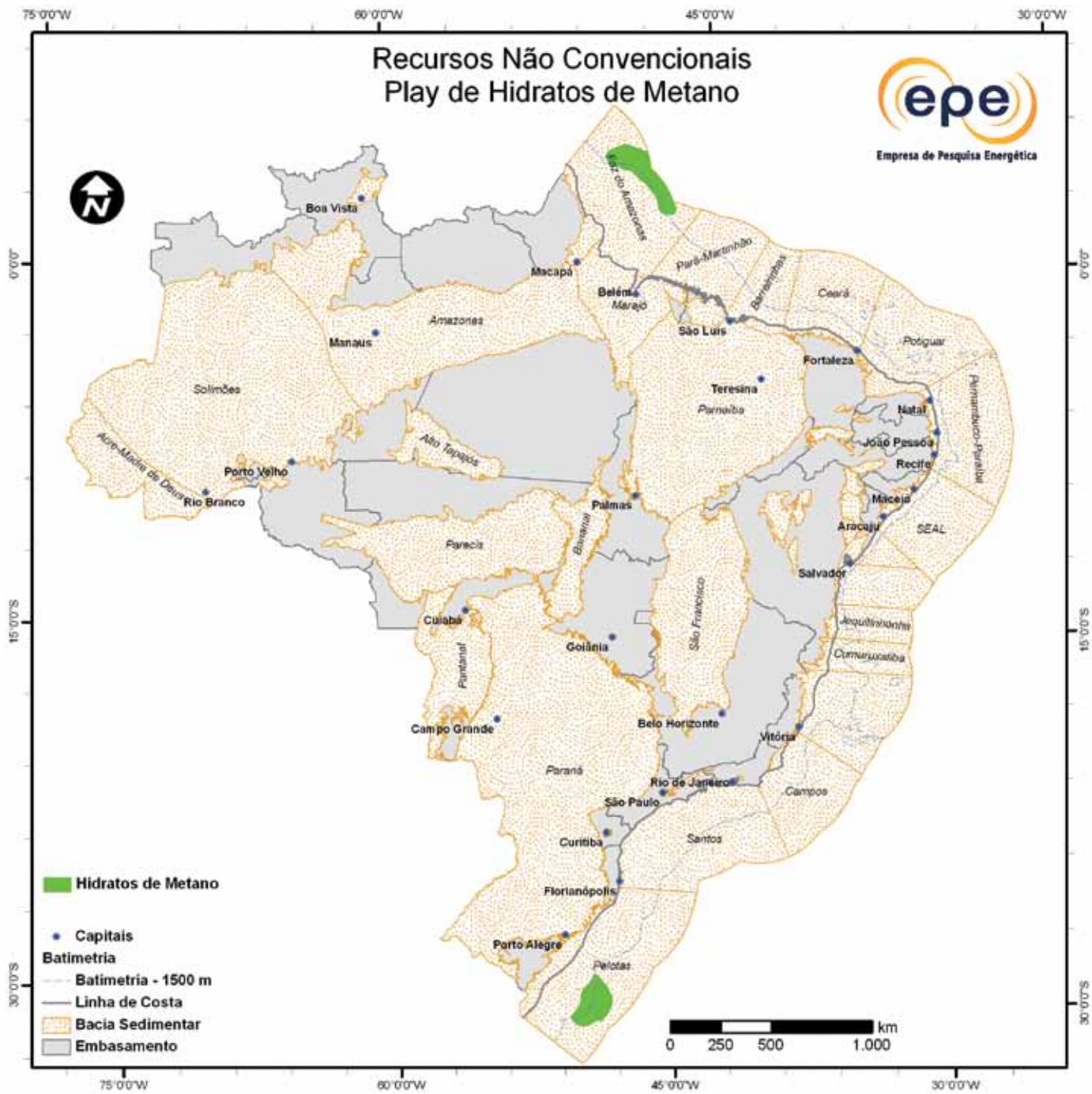


Figura B7 - Plays de hidratos de metano no Brasil.

B.2.6 Metano de Carvão (*Coalbed Methane* - CBM)

O termo metano de carvão refere-se ao metano gerado nas camadas de carvão mineral. A geração deste gás associado ao carvão está diretamente relacionada ao grau de carbonização da matéria orgânica, processo que depende das condições de temperatura e pressão às quais foi submetida à sucessão estratigráfica.

A capacidade de armazenamento de gás é determinada principalmente pelo grau de maturidade geológica desse mineral, que em outras palavras significa o estágio de carbonização atingido na sequência evolutiva⁸⁴. A umidade, o poder calorífico, os teores de carbono e hidrogênio ou a fluorescência, são propriedades que permitem estimar o grau de maturidade. Os carvões com elevado grau de maturidade (antracito e hulha) possuem maior potencial para o armazenamento de metano (HALLIBURTON, 2008).

A exploração e o desenvolvimento de projetos de recuperação de metano do carvão vêm se intensificando rapidamente em escala global. Além dos Estados Unidos, que possui uma indústria de CBM bastante madura, há exemplos de produção comercial na Austrália, Canadá, China, Índia e Rússia (ALJUBORI *et al.*, 2009). No Brasil, por outro lado, não há ainda uma indústria de CBM, embora a enorme quantidade de recursos em carvão mineral possa nutrir a expectativa de significativos recursos em metano de carvão⁸⁵.

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

De acordo com os estudos preliminares de Kalkreuth e Holz (2000) e Kalkreuth *et al.* (2003), para a área de Santa Terezinha, são estimados volumes de gás de carvão de até 19 bilhões de metros cúbicos. A jazida apresenta camadas de carvão que variam de decímetros a metros (0,3 a 2 metros), podendo alcançar espessuras superiores a 3 metros, e se encontram em profundidades entre 400 e 1.000 metros.

Por fim, na Figura B8 apresenta-se a localização dos principais depósitos de carvão mineral no Brasil, destacando-se as duas jazidas com maiores potenciais de metano.

⁸⁴ A série evolutiva do carvão é dividida nas classes linhito (65-80% de C), hulha (80-93% de C) e antracito (93-98% de C). A turfa (55-65% de C) é a composição inicial, medida pelo reduzido teor de carbono.

⁸⁵ O recurso total de carvão mineral no Brasil é de 23,7 bilhões de toneladas (DNPM, 2010) e a reserva lavrável (técnica e economicamente aproveitável) de aproximadamente 2,5 bilhões de toneladas (DNPM, 2011).

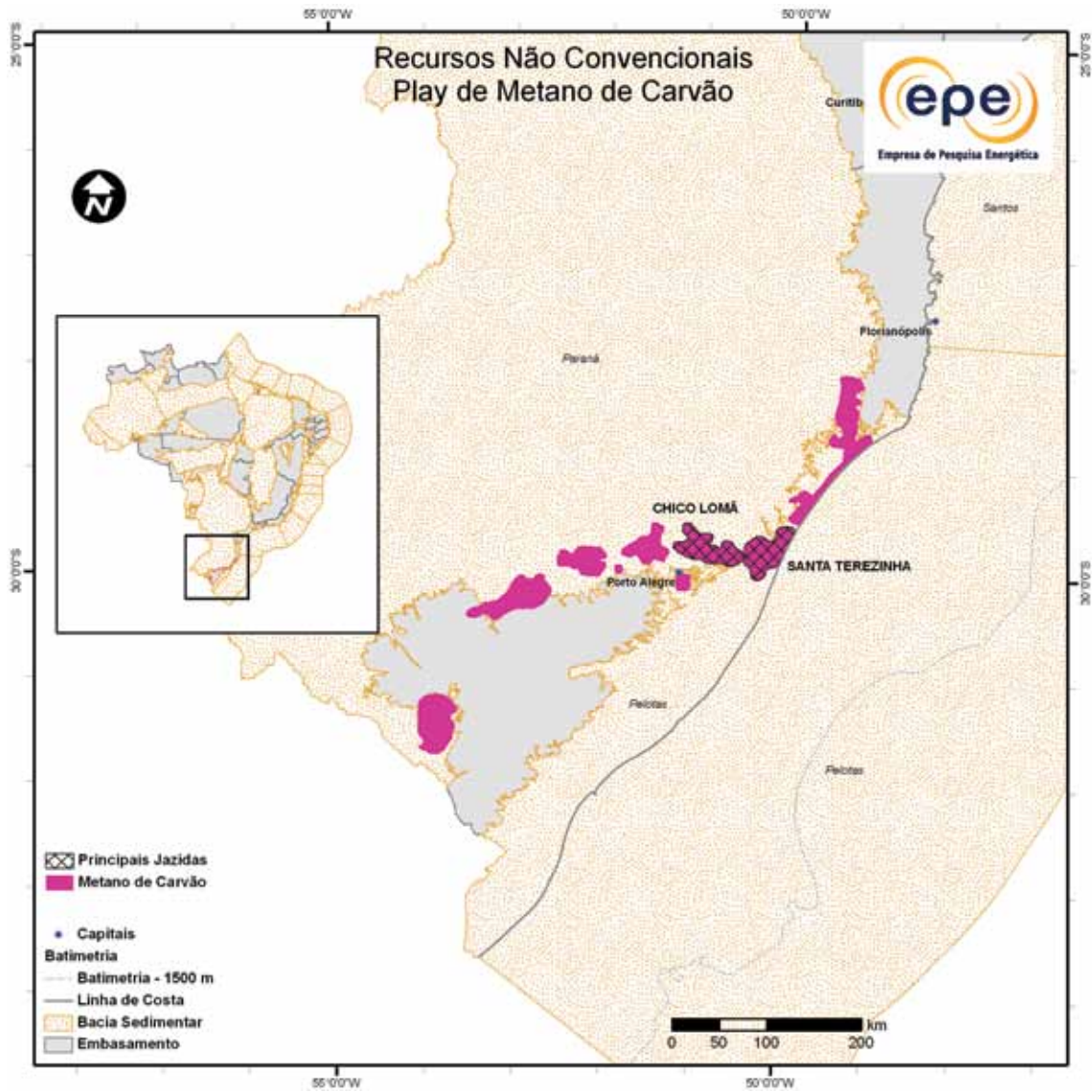


Figura B8 - Play de metano de carvão no Brasil.

BIBLIOGRAFIA

AGUILERA, R.F.; HARDING, T.; KRAUSE, F., 2008. **Natural Gas Production from Tight Gas Formations: a Global Perspective**. World Petroleum Congress, Madrid, Spain, 29 June–3 July, 2008.

ALJUBORI *et al.*, 2009. **Coalbed Methane: Clean Energy for the World**. Oilfield Review Summer 2009: 21, nº 2. (4 : 13). Disponível em: http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/ors09/sum09/coalbed_methane.ashx Acesso em: 31 de jan. 2012.

ALMEIDA FILHO, R.*et al.* 2005. **RADARSAT-1 images in support of petroleum exploration: the offshore Amazon River mouth example**. Canada Journal Remote Sensing. Vol 31, n4, p. 289-303.

ANP. 2002a. Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. **Bacia de São Luis**. Seminário Técnico-Ambiental da 4ª Rodada de Licitações da ANP. Disponível em: www.anp.gov.br. Acesso em: 2011.

_____. 2002b. **Bacia de Solimões**. Seminário Técnico-Ambiental da 4ª Rodada de Licitações da ANP. Disponível em: www.anp.gov.br. Acesso em: 2011.

_____. 2002c. **Bacia do Parnaíba**. Seminário Técnico-Ambiental da 4ª Rodada de Licitações da ANP. Disponível em: www.anp.gov.br. Acesso em: 2011.

_____. 2002d. **Bacia do São Francisco**. Seminário Técnico-Ambiental da 4ª Rodada de Licitações da ANP. Disponível em: www.anp.gov.br. Acesso em: 2011.

_____. 2006. **Oitava Rodada – Avaliação dos Setores e Blocos em estudo para oferta**. Nota Técnica Complementar SDB 09/2006.

_____. 2007a. **Bacia de Pernambuco-Paraíba**. Seminário Técnico-Ambiental da 9ª Rodada de Licitações da ANP. Disponível em: www.anp.gov.br. Acesso em: 2011.

_____. 2007b. **Bacia do Pará-Maranhão**. Seminário Técnico-Ambiental da 9ª Rodada de Licitações da ANP. Disponível em: www.anp.gov.br. Acesso em: 2011.

ANP. 2007c. **Bacia do Parnaíba**. Seminário Técnico-Ambiental da 9ª Rodada de Licitações da ANP. Disponível em: www.anp.gov.br. Acesso em: 2011.

_____. 2007d. **Bacia do Recôncavo**. Seminário Técnico-Ambiental da 9ª Rodada de Licitações da ANP. Disponível em: www.anp.gov.br. Acesso em: 2011.

_____. 2007e. **Bacia do Rio do Peixe**. Seminário Técnico-Ambiental da 9ª Rodada de Licitações da ANP. Disponível em: www.anp.gov.br. Acesso em: 2011.

_____. 2007f. **Bacia São Luis-Bragança Viseu**. Seminário Técnico-Ambiental da 9ª Rodada de Licitações da ANP. Disponível em: www.anp.gov.br. Acesso em: 2011.

_____. 2007g. **Seção Geológica da Bacia do Solimões**. 9ª Rodada de Licitações da ANP. Disponível em: http://www.anp.gov.br/brnd/round9/geral/secoes/sg_solimoes.pdf. Acesso em: 2011.

_____. 2008a. **Setores e Blocos para a Décima Rodada de Licitações**. Nota Técnica Complementar SDB 033/2008. 2008.

_____. 2008b. **Workshop da Bacia do Paraná**. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/?pg=4288&m=&t1=&t2=&t3=&t4=&ar=&ps=&cachebust=1328784580330>. Acesso em: 15 de junho de 2011.

_____. 2009a. **Bacia de Sergipe-Alagoas**. Seminário Técnico-Ambiental da 10ª Rodada de Licitações da ANP. Disponível em: www.anp.gov.br. Acesso em: 2011.

_____. 2009b. **Bacia do Amazonas**. Seminário Técnico-Ambiental da 10ª Rodada de licitações da ANP. Disponível em: www.anp.gov.br. Acesso em: 2011.

_____. 2009c. **Bacia do Recôncavo**. Seminário Técnico-Ambiental da 10ª Rodada de Licitações da ANP. Disponível em: www.anp.gov.br. Acesso em: 2011.

_____. 2009d. **Bacia do São Francisco**. Seminário Técnico-Ambiental da 10ª Rodada de Licitações da ANP. Disponível em: www.anp.gov.br. Acesso em: 2011.

ANP. 2009e. **Bacia dos Parecis**. Seminário Técnico-Ambiental da 10ª Rodada de Licitações da ANP. Disponível em: www.anp.gov.br. Acesso em: 2011.

_____. 2009f. **Definição da Atratividade Exploratória dos Blocos das Bacias de Barreirinhas, Pará-Maranhão e Alagoas Terra**. Nota Técnica Complementar SDB 053/2009.

_____. 2009g. **Definição da Atratividade Exploratória dos Blocos a serem Ofertados na Décima Primeira Rodada de Licitações**. Nota Técnica SDB 096/2009.

_____. 2009h. **Plano Plurianual de geologia e Geofísica da ANP 2007/2014**. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/?pg=58310&m=&t1=&t2=&t3=&t4=&ar=&ps=&cachebust=1328785820365>. Acesso em: 15 de junho de 2011.

_____. 2011a. **Sumários Executivos Externos**. Disponível em: www.anp.gov.br. Acesso em: 2011.

_____. 2011b. **Brasil Rounds**. Disponível em: www.brasil-rounds.gov.br. Acesso em: 2011.

- ANP. 2012. **Reservas Brasileiras de Gás Convencional e Potencial para Gás Não Convencional**. Seminário Gás Não Convencional. BNDES. 19/10/2012. Disponível em: http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Institucional/Publicacoes/Paginas/s_gas_ao_convencional.html. Acesso em: 2012.
- ARAUJO, C.C de; YAMAMOTO, J. K.; ROSTIROLLA, S.P., 2005. **Arenitos asfálticos na Bacia do Paraná: estudo das ocorrências no Alto Estrutural de Anhembi**. Boletim de Geociências da Petrobras, Rio de Janeiro, v. 14, n. 1, p. 47-70, nov. 2005/mai. 2006.
- ARTUR, P.C.; SOARES, P.C. 2002. **Paleoestruturas e Petróleo na Bacia do Paraná, Brasil**. Revista Brasileira de Geociências. v. 32, n.4, p. 433-448.
- ASSINE, M.L. 2007. **Bacia do Araripe**. In: Boletim de Geociências da Petrobras, Rio de Janeiro, v.15, n.2, p. 371-389. mai./nov. 2007.
- ASSINE, M. L.; CORRÊA, F. S.; CHANG, H. K. 2008. **Migração de Depocentros na Bacia de Santos: importância na exploração de hidrocarbonetos**. Revista Brasileira de Geociências. v. 38, n. 2, p. 111-127, junho/2008.
- BACOCOLI, G. 2008. **Fronteiras: a exploração de petróleo nas bacias terrestres brasileiras**. Organização Nacional da Indústria do Petróleo. Rio de Janeiro, 117p.
- BALLY, A.W.; SNELSON, S. 1980. **Realms of Subsidence**. Canadian Society Petroleum Geology. Memoir 6,p. 9-75.
- BDEP. 2011.Banco de Dados de Exploração e Produção. Agência Nacional de Petróleo e Biocombustíveis. Disponível em: <http://www.bdep.gov.br/>. Acesso em: 2011.
- BUENO, G.V. *et al.* 2007. **Bacia de Pelotas**. In: Boletim de Geociências da Petrobras, Rio de Janeiro, v.15, n.2, p. 551-559. mai./nov. 2007.
- CAIXETA, J.M. *et al.* 2007. **Bacia de Camamu**. Boletim de Geociências da Petrobras. Rio de Janeiro, v. 15, n. 2, p. 455-461, maio/nov.
- CAMPOS NETO, O.P.A.; LIMA, S.L.; CRUZ, F.E.G. 2007. **Bacia de Sergipe-Alagoas**. Boletim de Geociências da Petrobras. Rio de Janeiro, v. 15, n. 2, p. 405-415, maio/nov.
- CARMINATTI, M. 2000. **Rift Lake Stratigraphy of the Lagoa Feia Formation, Campos Basin, Brazil**. In: GIERLOWSKI-KORDESCH, E. H.; KELTS, K. R. (Ed.). Lake basins through space and time. Tulsa, Okla: AAPG. 648 p. p.225-244.
- CCOP. 2000. Coordinating Committee for Coastal and Offshore Geoscience Programmes in East and Southeast Asia. **Guidelines for Risk Assessment of Petroleum Prospects**. Jul./2000.
- CHANG, H. K. *et al.* 2008. **Sistemas Petrolíferos e Modelos de Acumulação de Hidrocarbonetos na Bacia de Santos**. Revista Brasileira de Geociências. v. 38, n. 2, p. 29-46, junho/2008.
- CLENELL, M. B., 2000. **Hidrato de gás submarino: natureza, ocorrência e perspectivas para exploração na margem continental brasileira**. Revista Brasileira de Geofísica, Vol. 18(3), 2000.
- COBURN, T.C., YARUS, J.M. 2000. **Geographic Information Systems in Petroleum Exploration and Development**. AAPG Computer Applications in Geology. No. 4, Tulsa, Oklahoma, 315p, 2000.⁸⁶
- CONDÉ, V.C. *et al.* 2007. **Bacia do Ceará**. In: Boletim de Geociências da Petrobras, Rio de Janeiro, v.15, n.2, p. 347-355. mai./nov. 2007.
- COOPER, M. A.; FERSTER, J.C.; CHAMEROY. 2006. **Play Fairway Analysis using GIS based Common Risk Segment Mapping**. CSPG – CSEG – CWLS Convention.
- CÓRDOBA, V.C. *et al.* 2007. **Bacia de Pernambuco-Paraíba**. In: Boletim de Geociências da Petrobras, Rio de Janeiro, v.15, n.2, p. 391-403. mai./nov. 2007.
- _____. 2008. **Análise Estratigráfica e Estrutural da Bacia do Rio do Peixe, Nordeste do Brasil: integração a partir do levantamento sísmico pioneiro 0295_RIO_DO_PEIXE_2D**. Boletim de Geociências da Petrobras, Rio de Janeiro, v.16, n. 1, p. 53-68, nov. 2007/maio 2008.
- COSTA, I.P. *et al.* 2007. **Sub-bacias de Tucano Norte e Bacia de Jatobá**. In: Boletim de Geociências da Petrobras, Rio de Janeiro, v.15, n.2, p. 445-453. mai./nov. 2007.
- _____. 2007. **Sub-bacias de Tucano Sul e Central**. In: Boletim de Geociências da Petrobras, Rio de Janeiro, v.15, n.2, p. 433-443. mai./nov. 2007.
- CPRM. [19—a]. Serviço Geológico do Brasil. **Seção Geológica da Bacia de Cumuruxatiba**. Disponível em: http://www.cprm.gov.br/gis/secoes_cumuruxatiba.htm. Acesso em: 24 jan. 2012.
- _____. [19—b]. **Carta estratigráfica da Bacia de Tacutu**. Disponível em: http://www.cprm.gov.br/gis/carta_tacutu.htm. Acesso em: 26 jan. 2012.
- CUNHA, P.R.C. 2007. **Bacia do Acre**. In: Boletim de Geociências da Petrobras, Rio de Janeiro, v.15, n.2, p. 207-215. mai./nov. 2007.
- CUNHA, P.R.C.; MELO, J.H.G.; SILVA, O.B. 2007. **Bacia do Amazonas**. In: Boletim de Geociências da Petrobras, Rio de Janeiro, v.15, n.2, p. 227-251. mai./nov. 2007.
- DEMAISON, G.; HUIZINGA, B.J. 1994. **Genetic Classification of Petroleum Systems using Three Factors: charge, migration and entrapment**. AAPG Memoir n. 60, p. 73-89.
- DIAS, J.L., *et al.* 1994. **Bacia de Pelotas: Estágio Atual do Conhecimento Geológico**. In: Congresso Brasileiro de Geologia, 38, Balneário Camboriú. São Paulo: SBG. p. 302-303.

⁸⁶ Os capítulos 8 e 12 (Hood *et al*) são particularmente importantes para o projeto Zoneamento.

- Dickinson, W.R. 1974. **Plates Tectonics and Sedimentation**. In: W.R. Dickinson (ed) Tectonics and Sedimentation, SEPM, Special Publication, n.22, p.1-27.
- DNPM. 2010. Departamento Nacional de Produção Mineral. **Anuário Mineral Brasileiro 2010**. v.35, Brasília. Disponível em: http://www.dnpm.gov.br/portal/relatorios/amb/Completo_2010.pdf. Acesso em 30 jan. 2011.
- _____. 2011. **Sumário Mineral Brasileiro 2011**. v.31, Brasília. Disponível em: https://sistemas.dnpm.gov.br/publicacao/mostra_imagem.asp?IDBancoArquivoArquivo=6350. Acesso em 30 jan. 2011.
- DOUST, H. 2010. **The Explanation Play: What do we mean by it?** AAPG Bulletin, v.94, n.11, p. 1657-1672.
- DUARTE, K.S. 2011. **Levantamentos Exploratórios da ANP na Bacia do Acre**. Revista Técnico-Científica da ANP, Rio de Janeiro, n.1. Disponível em <http://www.bdep.gov.br/?id=501>. Acesso em: 26 jan. 2011.
- EIA., 2011a. U.S. Energy Information Administration. **Annual Energy Outlook (AEO2011)**. Disponível em: [http://www.eia.gov/forecasts/archive/aeo11/pdf/0383\(2011\).pdf](http://www.eia.gov/forecasts/archive/aeo11/pdf/0383(2011).pdf). Acesso em: 29 dez. 2011.
- _____. 2011b. **World Shale Gas Resources: An Initial Assessment of 14 Regions Outside the United States**. Disponível em: <http://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/pdf/fullreport.pdf>. Acesso em: 29 dez. 2011.
- _____. 2012. **Annual Energy Outlook (AEO2012 Early Release Overview)**. Disponível em: [http://www.eia.gov/forecasts/aeo/er/pdf/0383er\(2012\).pdf](http://www.eia.gov/forecasts/aeo/er/pdf/0383er(2012).pdf). Acesso em: 24 jan. 2012.
- EIRAS, J.F.; KINOSHITA, E.M.; FEIJÓ, F.J. 1994. **Bacia do Tacutu**. Boletim de Geociências da Petrobras. Rio de Janeiro, v. 8, n. 1, p. 83-89, jan./março.
- EPE. 2007. Empresa de Pesquisa Energética. **Zoneamento Nacional de Recursos de Óleo e Gás**. Relatório Executivo.
- _____. 2008. **Atualização da Política de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural - PARTE C: Análise das Perspectivas de Recursos e Produção de Petróleo e Gás Natural com Foco no Pré-Sal**. Relatório Final.
- ERCB., 2012. Energy Resources Conservation Board. **ST98-2011: Alberta's Energy Reserves 2010 and Supply/Demand Outlook 2011-2020**. Alberta, Canadá. Disponível em: http://www.ercb.ca/docs/products/STs/st98_current.pdf. Acesso em: 01 fev. 2012.
- FERREIRA, T.; CAIXETA, J.M.; LIMA, F.D. 2009. **Controle do Embasamento no Rifting das Bacias de Camamu e Almada**. Boletim de Geociências da Petrobras, Rio de Janeiro, v. 17, n. 1, p. 69-87, maio/nov.
- FIGUEIREDO, J.J.P.; ZALÁN, P.V.; SOARES, E.F. 2007. **Bacia da Foz do Amazonas**. In: Boletim de Geociências da Petrobras, Rio de Janeiro, v.15, n.2, p. 299-309. mai./nov. 2007.
- FRANÇA, R.L. *et al.* 2007. **Bacia de Mucuri**. In: Boletim de Geociências da Petrobras, Rio de Janeiro, v.15, n.2, p. 493-499. mai./nov. 2007.
- _____. 2007. **Bacia do Espírito Santo**. In: Boletim de Geociências da Petrobras, Rio de Janeiro, v.15, n.2, p. 501-509. mai./nov. 2007.
- FREITAS, M. S. 2007. **Estratigrafia de Alta Resolução e Geoquímica Orgânica da Formação Tremembé, Terciário da Bacia de Taubaté, na região de Taubaté-Tremembé-SP**. 80f. Dissertação de mestrado. UERJ, Rio de Janeiro.
- GABAGLIA, G.P.R., MILANI, E.J. 1990. **Origem e Evolução de Bacias Sedimentares**. Petrobras. Ed. Gávea. Rio de Janeiro.
- GÓES, A.M.O.; TRAVASSOS, W.A.S.; NUNES, K.C. 1993. **Projeto Parnaíba: reavaliação da bacia e perspectivas exploratórias**. Belém, Petrobras. Relatório Interno.
- GONTIJO, G.A. *et al.* 2007. **Bacia de Almada**. Boletim de Geociências da Petrobras. Rio de Janeiro, v. 15, n. 2, p. 463-473, maio/nov.
- GRADDI, J.C.S.V.; CAMPOS NETO, O.P.A.; CAIXETA, J.M. 2007. **Bacia de Jacuípe**. Boletim de Geociências da Petrobras. Rio de Janeiro, v. 15, n. 2, p. 417-421, maio/nov.
- GOMES, T.A. 2008. **Modelagem Geoquímica: Tratamento de Dados e Pirólise Rock-Eval e Carbono Orgânico Total da Formação Barreirinha na Bacia do Amazonas**. 54f. Trabalho de Graduação – Instituto de Geologia, UFRJ, Rio de Janeiro.
- HALLIBURTON, 2008. **Coalbed Methane: Principles and Practices**. Disponível em: http://www.halliburton.com/public/pe/contents/Books_and_Catalogs/web/CBM/H06263_Chap_02.pdf. Acesso em: 31 jan. 2012.
- HASKETT, W.J. 2010. **Risk Analysis of Unconventional Plays**. Search and Discovery Article. n. 80084.
- HOLDITCH, S.A., 2006. **Tight Gas Sands**. JPT 2006_06DA_Series: 86-94. SPE 103356.
- HOOD, K.C. *et al.* 2000. **Use of Geographic Information Systems in Hydrocarbon Resource, Assessment and Opportunity Analysis**, In: T.C. Coburn e J.M. Yarus, eds, Geographic Information System in Petroleum Explorations and Development. AAPG Computer Applications in Geology, n.4, cap. 12, p. 173-186.
- HRT. 2008a. High Resolution Technology & Petroleum. **Geoquímica de Superfície e Microbiologia na Bacia dos Parecis**. Relatório Final. Nov. 2008.
- _____. 2008b. **Estudo de Geoquímica e Microbiologia de Superfície na Bacia de São Luis**. Relatório Final. Dez.2008.
- _____. 2009a. **Estudo de Geoquímica e Microbiologia de Superfície na Bacia do Acre**. Relatório Final. Fev. 2009.

- HRT. 2009b. **Aquisição de Dados Geoquímicos em Amostras de Assoalho Oceânico na Bacia de Jacuípe**. Relatório Final. Dez. 2009.
- _____. 2010. **Prospecto Definitivo de Distribuição Pública Primária e Secundária de Ações Ordinárias de Emissão da HRT Participações em Petróleo S.A.** Disponível em http://ri.hrt.com.br/hrt/web/arquivos/hrt_prospect_preliminar_definitivo_20101022-pt.pdf. Acesso em: 27 jan. 2012.
- IBP. 2009. Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis. Disponível em <http://www.ibp.org.br/main.asp?View=%7B0DC25800-FC65-4C0D-A4F7-891760278FA2%7D?>. Acesso em: 2012.
- INGERSOLL, R.V.; BUSBY, C.J. 1995. **Tectonic of Sedimentary Basins**. In: C.J. Busby e R.V. Ingersoll (eds). *Tectonics of Sedimentary Basins*. Balckwell, Oxford, p.1-51.
- IPE. 2010. Integrated Petroleum Expertise Co. **Estudo de Geoquímica e Microbiologia de Superfície na Bacia do Parnaíba**. Relatório Final. Jun. 2010.
- KALREUTH, W.; HOLZ, M. 2000. **The Coalbed Methane Potential of The Santa Terezinha Coalfield, Rio Grande do Sul, Brazil**. *Revista Brasileira de Geociências*, 30(2):342-345, junho de 2000.
- KALREUTH, W. *et al.*, 2003. **The Coalbed Methane Potential of the Paraná Basin, Brazil**. 2º Congresso Brasileiro de P&D em Petróleo & Gás, Rio de Janeiro, de 15 a 18 de junho de 2003.
- KALREUTH, W. *et al.*, 2008. **O Potencial de Coalbed Methane (CBM) na jazida da Santa Terezinha – modelagem 3D e avaliação do poço de exploração CBM001-ST-RS**. *Revista Brasileira de Geociências*, 38(2 - suplemento): 3-17, junho de 2008.
- KINGSTON, D.R.; DISHROOM, C.P.; WILIANS, P.A. 1983. **Global Basin Classification**. *AAPG Bulletin*, n.67, p. 2175-2193.
- KLEMME, H.D. 1980. **Petroleum Basins – Classification and Characteristics**. *J. Petrol. Geol.*, 3, p.187-207.
- MAGOON, L.B. 1987. **The Petroleum System – A Classification Scheme for Research, Exploration, and Resource Assessment**. *U.S. Geological Survey Bulletin*, n.1870, p. 2-15.
- MAGOON, L.B.; BEAUMONT, E.A. 1999. **The Petroleum System** in Beaumont, E.A. and Foster, N.H., eds., *Exploring for Oil and Gas Traps: A.A.P.G. Treatise of Petroleum Geology*, Chap. 3., p. 3.1-3.34.
- MAGOON, L.B.; DOW, W.G. 1994. **The Petroleum System**. *A.A.P.G. Memoir* n. 60. p. 3-23.
- MIAL, A.D. 1984. **Principles of Sedimentary Basin Analysis**. 1ª Edição, Springer-Verlag, New York, 490p.
- MIAL, A.D. 1990. **Principles of Sedimentary Basin Analysis**. 2ª Edição, Springer-Verlag, New York, 668p.
- MILANI, E.J.; ZALÁN, P.V. 1998. **The Geology of Paleozoic Cratonic Basins and Mesozoic Interior Rifts of Brazil**. In: AAPG International Conference & Exhibition, Rio de Janeiro, Brasil. *Short Course Notes*. 184p.
- MILANI, E.J. *et al.* 2007. **Bacia do Paraná**. In: *Boletim de Geociências da Petrobrás*, Rio de Janeiro, v.15, n.2, p. 265-287. mai./nov. 2007.
- MILLER, D. J. 2008. **Gas hydrates in the Brazilian continental margin: inferred occurrences and current investigations**. In *Seminário Sobre Recursos Minerais do Atlântico Sul e Equatorial 2008*. Disponível em: http://www.cprm.gov.br/seminar.marine_minerals/powerPoint/Dr_Dennis_Gas_hidratos_of_the_Brazilian_Continental_Shelf.pdf. Acesso em: 29 dez. 2011.
- MORAES NETO, J.M.; HEGARTY, K.; KARNER, G.D. 2006. **Abordagem Preliminar sobre Paleotemperatura e Evolução do Relevo da Bacia do Araripe, Nordeste do Brasil, a partir da Análise de Traços de Fissão em Apatita**. *Boletim de Geociências da Petrobrás*, Rio de Janeiro, v.14, n.1, p.113-119. Novembro de 2005/Mai. 2006.
- MOREIRA, J.L.P. *et al.* 2007. **Bacia de Santos**. In: *Boletim de Geociências da Petrobrás*, Rio de Janeiro, v.15, n.2, p. 531-549. mai./nov. 2007.
- MUDGE, D.; HOLDOWAY, K. T. 2005. **Play Fairway Mapping - Key to successful exploration**. *GEOExPro*, September 2005.
- OGX. 2010. OGX Petróleo e Gás Participações S.A. **Recursos Prospectivos não Convencionais Atribuíveis a certos Prospectos Pertencentes à OGX Petróleo e Gás Participações S.A em vários Blocos Licenciados, Bacia do Parnaíba, Brasil**. Disponível em : <http://ri.ogx.com.br/Download.aspx?Arquivo=/rpzuiDfDdMZ08zZjOr1A==> Acesso em 27/01/2012.
- ORTENG. 2012. Disponível em http://www.orteng.com.br/#new_6_2011_3. Acesso em: 26/01/2012.
- PESSOA NETO, O.C. *et al.* 2007. **Bacia Potiguar**. In: *Boletim de Geociências da Petrobrás*, Rio de Janeiro, v.15, n.2, p. 357-369. mai./nov. 2007.
- PETROBRÁS. 2006. Provap 26, Revista eletrônica: CONEXÃO PRAVAP, ano 6, nº 26, 2006. Disponível em http://www.recam.org.br/noticias-conteudo/20061204/Conexao_Pravap_26.pdf. Acesso em 03/02/2012.
- _____. 2007. Petróleo Brasileiro S.A. **Cartas Estratigráficas**. *Boletim de Geociências da Petrobrás*, Rio de Janeiro, v.15, n.2, mai./nov. 2007.
- PONTES, C. S. 2008. **Brazilian Potencial for Oil and Gas**. *Seminar on Marine Mineral Resources of the South and Equatorial Atlantic Ocean*. MME.
- RANGEL, H.D.; OLIVEIRA, J.L.F.; CAIXETA, J.M. 2007. **Bacia de Jequitinhonha**. *Boletim de Geociências da Petrobras*. Rio de Janeiro, v. 15, n. 2, p. 475-483, maio/nov.
- RANGEL, H. D. *et al.* 1998. **Campos and Espirito Santo Basins: Albian to Maastrichtian Evolution and Reservoir Distribution in Proximal Areas**. In: AAPG International Conference and Exhibition, Rio de Janeiro.

- RODOVALHO, N. *et al.* 2007. **Bacia de Cumuruxatiba**. In: Boletim de Geociências da Petrobrás, Rio de Janeiro, v.15, n.2, p. 485-491. mai./nov. 2007.
- ROSA, A. P. 2007. **Interpretação Sismo-Estratigráfica da Porção da Bacia de Pelotas que Engloba o Cone do Rio Grande e a Avaliação do seu Potencial Petrolífero**. 299f. Tese de doutorado. UENF, Campos.
- SAD, A. R. E. *et al.*, 1998. **Marine Gas Hydrates Along the Brazilian Margin**. Abstract ABGP/AAPG International Conference and Exhibition, Rio de Janeiro, Brazil, 1998.
- SHALLER, H.; MAGALHÃES, C.C.; CARVALHO, R.K. 2008. **Bacia de Tucano Sul – Habitat do Petróleo**. In: Rio Oil & Gas Expo and Conference, Rio de Janeiro, set. 2008.
- SILVA, O.B. *et al.* 2007. **Bacia do Recôncavo**. Boletim de Geociências da Petrobras. Rio de Janeiro, v. 15, n. 2, p. 423-431, maio/nov.
- SILVA, T.C.S.D. 2006. **Modelagem de Geração e Migração do Petróleo na Bacia do Recôncavo, BA**. 144f. Dissertação de Mestrado. COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro.
- SOARES, E.F. *et al.* 2007. **Bacia do Pará-Maranhão**. In: Boletim de Geociências da Petrobrás, Rio de Janeiro, v.15, n.2, p. 321-329. mai./nov. 2007.
- SPE, 2007. Society of Petroleum Engineers. **Petroleum Resources Management System (2007)**. Disponível em: http://www.spe.org/industry/docs/Petroleum_Resources_Management_System_2007.pdf#redirected_from=/industry/reserves/prms.php. Acesso em: 29 dez. 2011.
- SPE. 2011. **Guidelines for Application of the Petroleum Resources Management System (2011)**. Disponível em: http://www.spe.org/industry/docs/PRMS_Guidelines_Nov2011.pdf. Acesso em: 29 dez. 2011.
- TROSDTORF JUNIOR, I. *et al.* 2007. **Bacia de Barrerinhas**. In: Boletim de Geociências da Petrobrás, Rio de Janeiro, v.15, n.2, p. 331-339. mai./nov. 2007.
- UFBA. 2008. Universidade Federal da Bahia. Centro de Pesquisa em Geofísica e Geologia. **Estudos dos Sistemas Petrolíferos das Bacias do Recôncavo, Tucano e Jatobá**. Relatório Final. Jun. 2008.
- UFRGS. Universidade Federal do Rio Grande do Sul. 2007. Instituto de Geociências. **Projeto BAPEL - Reavaliação dos Sistemas Petrolíferos da Bacia de Pelotas**. Relatório Final.
- UFRJ. 2007. Universidade Federal do Rio de Janeiro. Fundação Coordenação de Projetos, Pesquisas e Estudos Tecnológicos. **Projeto Mapeamento e Modelagem dos Sistemas Petrolíferos das Bacias de Cumuruxatiba e Espírito Santo/Mucuri**. Relatório Final.
- UFRN. 2008. Universidade Federal do Rio Grande do Norte. Programa de Pós-Graduação em Geodinâmica e Geofísica de Petróleo. **Revisão Geológica e Reavaliação dos Sistemas Petrolíferos da Bacia Sergipe-Alagoas**. Relatório Final. Out. 2008.
- VAZ, P.T.; WANDERLEY FILHO, J.R.; BUENO, G.V. 2007. **Bacia do Tacutu**. In: Boletim de Geociências da Petrobrás, Rio de Janeiro, v.15, n.2, p. 289-297. mai./nov. 2007.
- VAZ, P.T. *et al.* 2007. **Bacia do Parnaíba**. In: Boletim de Geociências da Petrobrás, Rio de Janeiro, v.15, n.2, p. 253-263. mai./nov. 2007.
- WANDERLEY FILHO, J.R.; EIRAS, J.F.; VAZ, P.T. 2007. **Bacia do Solimões**. In: Boletim de Geociências da Petrobrás, Rio de Janeiro, v.15, n.2, p. 217-225. mai./nov. 2007.
- WEC. 2010. World Energy Council. **2010 Survey of Energy Resources**. Disponível em: <http://www.worldenergy.org/documents/ser2010exsumsept8.pdf>. Acesso em: 29 dez. 2011.
- WINTER, W.R.; JAHNERT, R.J.; FRANÇA, A.B. 2007. **Bacia de Campos**. In: Boletim de Geociências da Petrobrás, Rio de Janeiro, v.15, n.2, p. 511-529. mai./nov. 2007.
- ZALÁN, P.V. 2007. **Bacia de Bragança Viseu, São Luís e Ilha Nova**. In: Boletim de Geociências da Petrobrás, Rio de Janeiro, v.15, n.2, p. 341-345. mai./nov. 2007.
- ZALÁN, P.V.; MATSUDA, N.S. 2007. **Bacia do Marajó**. In: Boletim de Geociências da Petrobrás, Rio de Janeiro, v.15, n.2, p. 311-319. mai./nov. 2007.
- ZALÁN, P.V.; SILVA, P.C.R. 2007. **Bacia do São Francisco**. In: Boletim de Geociências da Petrobrás, Rio de Janeiro, v.15, n.2, p. 561-571. mai./nov. 2007.
- ZALÁN, *et al.* 1987. **Tectônica e sedimentação da Bacia do Paraná**. Atas do III Simpósio Sul-Brasileiro de Geologia, Curitiba: v.1: 441-477.1987.

Lista de Figuras

Figura 2.1 - Junção espacial dos mapas de cada componente do <i>play</i> efetivo.	12
Figura 3.1 - Bacia efetiva da Bacia do Acre-Madre de Dios.	24
Figura 3.2 - Carta estratigráfica da Bacia do Acre-Madre de Dios com indicação do gerador do sistema petrolífero principal (GS) e <i>plays</i> exploratórios (P).	25
Figura 3.3 - Seção geológica da Bacia do Acre-Madre de Dios com indicação do gerador do sistema petrolífero principal (GS) e <i>plays</i> exploratórios (P).	25
Figura 3.4 - Atividades de E&P na Bacia do Acre-Madre de Dios.	26
Figura 3.5 - Mapa da bacia efetiva Acre-Madre de Dios com indicação das chances de descobertas.	27
Figura 3.6 - <i>Play</i> efetivo Moa da Bacia do Acre-Madre de Dios.	28
Figura 3.7 - Tipo de fluido com maior expectativa no <i>play</i> efetivo Moa da Bacia do Acre-Madre de Dios.	29
Figura 3.8 - <i>Play</i> efetivo Paleozoico da Bacia do Acre-Madre de Dios.	29
Figura 3.9 - Tipo de fluido com maior expectativa no <i>play</i> efetivo Paleozoico da Bacia do Acre Madre de Dios.	30
Figura 3.10 - Bacia efetiva do Amazonas.	31
Figura 3.11 - Carta estratigráfica da Bacia do Amazonas com indicação do gerador do sistema petrolífero principal (GS) e <i>plays</i> exploratórios (P).	32
Figura 3.12 - Seção geológica da Bacia do Amazonas com indicação do gerador do sistema petrolífero principal (GS) e <i>plays</i> exploratórios (P).	32
Figura 3.13 - Atividades de E&P na Bacia do Amazonas.	33
Figura 3.14 - Infraestrutura de abastecimento da Bacia do Amazonas: refinarias e terminais.	34
Figura 3.15 - Infraestrutura de abastecimento da Bacia do Amazonas: UPGNs e dutos.	35
Figura 3.16 - Mapa da bacia efetiva do Amazonas com indicação das chances de descobertas.	36
Figura 3.17 - <i>Play</i> efetivo Nova Olinda da Bacia do Amazonas.	37
Figura 3.18 - Tipo de fluido com maior expectativa no <i>play</i> efetivo Nova Olinda da Bacia do Amazonas.	38
Figura 3.19 - <i>Play</i> efetivo Monte Alegre da Bacia do Amazonas.	38
Figura 3.20 - Tipo de fluido com maior expectativa no <i>play</i> efetivo Monte Alegre da Bacia do Amazonas.	39
Figura 3.21 - <i>Play</i> efetivo Curiri da Bacia do Amazonas.	40
Figura 3.22 - Tipo de fluido com maior expectativa no <i>play</i> efetivo Curiri da Bacia do Amazonas.	41
Figura 3.23 - Bacia efetiva do Araripe.	42
Figura 3.24 - Carta estratigráfica da Bacia do Araripe com indicação do gerador do sistema petrolífero principal (GS) e <i>plays</i> exploratórios (P).	43
Figura 3.25 - Seção geológica da Bacia do Araripe com indicação do gerador do sistema petrolífero principal (GS) e <i>plays</i> exploratórios (P).	43
Figura 3.26 - Atividades de E&P na Bacia do Araripe.	44
Figura 3.27 - Mapa da bacia efetiva do Araripe com indicação das chances de descobertas.	45
Figura 3.28 - <i>Play</i> efetivo Araripe da Bacia do Araripe.	46
Figura 3.29 - Tipo de fluido do <i>play</i> efetivo Araripe da Bacia do Araripe.	47
Figura 3.30 - <i>Play</i> efetivo Vale do Cariri da Bacia do Araripe.	47
Figura 3.31 - Tipo de fluido com maior expectativa no <i>play</i> efetivo Vale do Cariri da Bacia do Araripe.	48
Figura 3.32 - Bacia efetiva de Barreirinhas.	49
Figura 3.33 - Carta estratigráfica da Bacia de Barreirinhas com indicação do gerador do sistema petrolífero principal (GS) e <i>plays</i> exploratórios (P).	50

Figura 3.34 - Seção geológica da Bacia de Barreirinhas com indicação do gerador do sistema petrolífero principal (GS) e <i>plays</i> exploratórios (P).	50
Figura 3.35 - Atividades de E&P na Bacia de Barreirinhas.	51
Figura 3.36 - Infraestrutura de abastecimento da Bacia de Barreirinhas: refinarias e terminais.	52
Figura 3.37 - Infraestrutura de abastecimento da Bacia de Barreirinhas: UPGNs e dutos.	52
Figura 3.38 - Mapa da bacia efetiva de Barreirinhas com indicação das chances de descobertas.	53
Figura 3.39 - <i>Play</i> efetivo Travosas Terciário da Bacia de Barreirinhas.....	54
Figura 3.40 - Tipo de fluido com maior expectativa no <i>play</i> efetivo Travosas Terciário da Bacia de Barreirinhas.	55
Figura 3.41- <i>Play</i> efetivo Ilha de Santana da Bacia de Barreirinhas.	55
Figura 3.42 - Tipo de fluido com maior expectativa no <i>play</i> efetivo Ilha de Santana da Bacia de Barreirinhas.....	56
Figura 3.43 - <i>Play</i> efetivo Travosas Escorregamento Gravitacional da Bacia de Barreirinhas.....	57
Figura 3.44 - Tipo de fluido com maior expectativa no <i>play</i> efetivo Travosas Escorregamento Gravitacional da Bacia de Barreirinhas	58
Figura 3.45 - <i>Play</i> efetivo Travosas Cretáceo Superior da Bacia de Barreirinhas.....	58
Figura 3.46 - Tipo de fluido com maior expectativa no <i>play</i> efetivo Travosas Cretáceo Superior da Bacia de Barreirinhas	59
Figura 3.47 - <i>Play</i> efetivo Canárias Superior da Bacia de Barreirinhas	60
Figura 3.48 - Tipo de fluido com maior expectativa no <i>play</i> efetivo Canárias Superior da Bacia de Barreirinhas.	61
Figura 3.49 - <i>Play</i> efetivo Canárias Popups da Bacia de Barreirinhas.....	61
Figura 3.50 - Tipo de fluido com maior expectativa no <i>play</i> efetivo Canárias Popups da Bacia de Barreirinhas.	62
Figura 3.51 - <i>Play</i> efetivo Canárias da Bacia de Barreirinhas.	63
Figura 3.52 - Tipo de fluido com maior expectativa no <i>play</i> efetivo Canárias da Bacia de Barreirinhas.....	64
Figura 3.53 - Bacia efetiva de Camamu-Almada.	65
Figura 3.54 - Carta estratigráfica da Bacia de Camamu com indicação do gerador do sistema petrolífero principal (GS) e <i>plays</i> exploratórios (P).	66
Figura 3.55 - Seção geológica da Bacia de Camamu com indicação do gerador do sistema petrolífero principal (GS) e <i>plays</i> exploratórios (P).	66
Figura 3.56 - Carta estratigráfica da Bacia de Almada com indicação do gerador do sistema petrolífero principal (GS) e <i>plays</i> exploratórios (P).	67
Figura 3.57 - Seção geológica da Bacia de Almada com indicação do gerador do sistema petrolífero principal (GS) e <i>plays</i> exploratórios (P).	67
Figura 3.58 - Atividades de E&P na Bacia de Camamu-Almada.	68
Figura 3.59 - Infraestrutura de abastecimento da Bacia de Camamu-Almada: refinarias e terminais.	69
Figura 3.60 - Infraestrutura de abastecimento da Bacia de Camamu-Almada: UPGNs e dutos.	70
Figura 3.61 - Mapa da bacia efetiva de Camamu-Almada com indicação das chances de descobertas.	71
Figura 3.62 - <i>Play</i> efetivo Urucutuca da Bacia de Camamu-Almada.....	72
Figura 3.63 - Tipo de fluido com maior expectativa no <i>play</i> efetivo Urucutuca da Bacia de Camamu-Almada.	73
Figura 3.64 - <i>Play</i> efetivo Algodões da Bacia de Camamu-Almada.	73
Figura 3.65 - Tipo de fluido com maior expectativa no <i>play</i> efetivo Algodões da Bacia de Camamu-Almada.....	74
Figura 3.66 - <i>Play</i> efetivo Taipus Mirim da Bacia de Camamu-Almada.	75
Figura 3.67 - Tipo de fluido com maior expectativa no <i>play</i> efetivo Taipus Mirim da Bacia de Camamu-Almada.	76
Figura 3.68 - <i>Play</i> efetivo Afligidos-Brotas da Bacia de Camamu-Almada.	76
Figura 3.69 - Tipo de fluido com maior expectativa no <i>play</i> efetivo Afligidos-Brotas da Bacia de Camamu-Almada.	77
Figura 3.70 - Bacia efetiva de Campos.....	78
Figura 3.71 - Carta estratigráfica da Bacia de Campos com indicação do gerador do sistema petrolífero principal (GS) e <i>plays</i> exploratórios (P).	79

Figura 3.72 - Seção geológica da Bacia de Campos com indicação do gerador do sistema petrolífero principal (GS) e <i>plays</i> exploratórios (P).	79
Figura 3.73 - Atividades de E&P na Bacia de Campos.	80
Figura 3.74 - Infraestrutura de abastecimento da Bacia de Campos: refinaria e terminais.	81
Figura 3.75 - Infraestrutura de abastecimento da Bacia de Campos: UPGNs e dutos.	82
Figura 3.76 - Mapa da bacia efetiva de Campos com indicação das chances de descobertas.	83
Figura 3.77 - <i>Play</i> efetivo Carapebus Oligo-Mioceno da Bacia de Campos.	84
Figura 3.78 - Tipo de fluido com maior expectativa no <i>play</i> efetivo Carapebus Oligo-Mioceno da Bacia de Campos.	85
Figura 3.79 - <i>Play</i> efetivo Carapebus Eoceno da Bacia de Campos.	85
Figura 3.80 - Tipo de fluido com maior expectativa no <i>play</i> efetivo Carapebus Eoceno da Bacia de Campos.	86
Figura 3.81 - <i>Play</i> efetivo Carapebus Senoniano da Bacia de Campos.	87
Figura 3.82 - Tipo de fluido com maior expectativa no <i>play</i> efetivo Carapebus Senoniano da Bacia de Campos.	88
Figura 3.83 - <i>Play</i> efetivo Carapebus Senoniano Águas Profundas da Bacia de Campos.	88
Figura 3.84 - Tipo de fluido com maior expectativa no <i>play</i> efetivo Carapebus Senoniano Águas Profundas da Bacia de Campos.	89
Figura 3.85 - <i>Play</i> efetivo Namorado da Bacia de Campos.	90
Figura 3.86 - Tipo de fluido com maior expectativa no <i>play</i> efetivo Namorado da Bacia de Campos.	91
Figura 3.87 - <i>Play</i> efetivo Quissamã da Bacia de Campos.	91
Figura 3.88 - Tipo de fluido com maior expectativa no <i>play</i> efetivo Quissamã da Bacia de Campos.	92
Figura 3.89 - <i>Play</i> efetivo Lagoa Feia da Bacia de Campos.	93
Figura 3.90 - Tipo de fluido com maior expectativa no <i>play</i> efetivo Lagoa Feia da Bacia de Campos.	94
Figura 3.91 - Bacia efetiva do Ceará.	95
Figura 3.92 - Carta estratigráfica da Bacia do Ceará com indicação do gerador do sistema petrolífero principal (GS) e <i>plays</i> exploratórios (P).	96
Figura 3.93 - Seção geológica da Bacia do Ceará com indicação do gerador do sistema petrolífero principal (GS) e <i>plays</i> exploratórios (P).	96
Figura 3.94 - Atividades de E&P na Bacia do Ceará.	97
Figura 3.95 - Infraestrutura de abastecimento da Bacia do Ceará: refinarias e terminais.	98
Figura 3.96 - Infraestrutura de abastecimento da Bacia do Ceará: UPGNs e dutos.	99
Figura 3.97 - Mapa da bacia efetiva do Ceará com indicação das chances de descobertas.	100
Figura 3.98 - <i>Play</i> efetivo Ubarana Terciário da Bacia do Ceará.	101
Figura 3.99 - Tipo de fluido com maior expectativa no <i>play</i> efetivo Ubarana Terciário da Bacia do Ceará.	102
Figura 3.100 - <i>Play</i> efetivo Guamaré da Bacia do Ceará.	102
Figura 3.101 - Tipo de fluido com maior expectativa no <i>play</i> efetivo Guamaré da Bacia do Ceará.	103
Figura 3.102 - <i>Play</i> efetivo Ubarana Cretáceo Superior da Bacia do Ceará.	104
Figura 3.103 - Tipo de fluido com maior expectativa no <i>play</i> efetivo Ubarana Cretáceo Superior da Bacia do Ceará.	105
Figura 3.104 - <i>Play</i> efetivo Ubarana Cretáceo Inferior da Bacia do Ceará.	105
Figura 3.105 - Tipo de fluido com maior expectativa no <i>play</i> efetivo Ubarana Cretáceo Inferior da Bacia do Ceará.	106
Figura 3.106 - <i>Play</i> efetivo Paracuru da Bacia do Ceará.	107
Figura 3.107 - Tipo de fluido com maior expectativa no <i>play</i> efetivo Paracuru da Bacia do Ceará.	108
Figura 3.108 - <i>Play</i> efetivo Mundaú Popups da Bacia do Ceará.	108
Figura 3.109 - Tipo de fluido com maior expectativa no <i>play</i> efetivo Mundaú Popups da Bacia do Ceará.	109
Figura 3.110 - <i>Play</i> efetivo Mundaú da Bacia do Ceará.	110
Figura 3.111 - Tipo de fluido com maior expectativa no <i>play</i> efetivo Mundaú da Bacia do Ceará.	111

Figura 3.112 - Bacia efetiva de Cumuruxatiba.....	112
Figura 3.113 - Carta estratigráfica da Bacia de Cumuruxatiba com indicação do gerador do sistema petrolífero principal (GS) e <i>plays</i> exploratórios (P).	113
Figura 3.114 - Seção geológica da Bacia de Cumuruxatiba com indicação do gerador do sistema petrolífero principal (GS) e <i>plays</i> exploratórios (P).	113
Figura 3.115 - Atividades de E&P na Bacia de Cumuruxatiba.....	114
Figura 3.116 - Infraestrutura de abastecimento da Bacia de Cumuruxatiba: UPGNs e dutos.....	115
Figura 3.117 - Mapa da bacia efetiva de Cumuruxatiba com indicação das chances de descobertas.....	116
Figura 3.118 - <i>Play</i> efetivo Urucutuca da Bacia de Cumuruxatiba.	117
Figura 3.119 - Tipo de fluido com maior expectativa no <i>play</i> efetivo Urucutuca da Bacia de Cumuruxatiba.....	118
Figura 3.120 - <i>Play</i> efetivo Urucutuca contra Domo de Sal da Bacia de Cumuruxatiba.	118
Figura 3.121 - Tipo de fluido com maior expectativa no <i>play</i> efetivo Urucutuca contra Domo de Sal da Bacia de Cumuruxatiba.	119
Figura 3.122 - <i>Play</i> efetivo Barra Nova da Bacia de Cumuruxatiba.....	120
Figura 3.123 - Tipo de fluido com maior expectativa no <i>play</i> efetivo Barra Nova da Bacia de Cumuruxatiba.	121
Figura 3.124 - <i>Play</i> efetivo Mucuri da Bacia de Cumuruxatiba.....	121
Figura 3.125 - Tipo de fluido com maior expectativa no <i>play</i> efetivo Mucuri da Bacia de Cumuruxatiba.	122
Figura 3.126 - <i>Play</i> efetivo Cricaré da Bacia de Cumuruxatiba.	123
Figura 3.127 - Tipo de fluido com maior expectativa no <i>play</i> efetivo Cricaré da Bacia de Cumuruxatiba.....	124
Figura 3.128 - Bacia efetiva do Espírito Santo-Mucuri.	125
Figura 3.129 - Carta estratigráfica da Bacia do Espírito Santo com indicação do gerador do sistema petrolífero principal (GS) e <i>plays</i> exploratórios (P).	126
Figura 3.130 - Carta estratigráfica da Bacia de Mucuri com indicação do gerador do sistema petrolífero principal (GS) e <i>plays</i> exploratórios (P).	127
Figura 3.131 - Seção geológica da Bacia do Espírito Santo-Mucuri com indicação do gerador do sistema petrolífero principal (GS) e <i>plays</i> exploratórios (P).	127
Figura 3.132 - Atividades de E&P na Bacia do Espírito Santo-Mucuri.	128
Figura 3.133 - Infraestrutura de abastecimento da Bacia do Espírito Santo-Mucuri: refinarias e terminais.	129
Figura 3.134 - Infraestrutura de abastecimento da Bacia do Espírito Santo-Mucuri: UPGNs e dutos.	130
Figura 3.135 - Mapa da bacia efetiva do Espírito Santo-Mucuri com indicação das chances de descobertas.	131
Figura 3.136 - <i>Play</i> efetivo Urucutuca da Bacia do Espírito Santo-Mucuri.....	132
Figura 3.137 - Tipo de fluido com maior expectativa no <i>play</i> efetivo Urucutuca da Bacia do Espírito Santo-Mucuri.	133
Figura 3.138 - <i>Play</i> efetivo Urucutuca contra Domo de Sal da Bacia do Espírito Santo-Mucuri.	133
Figura 3.139 - Tipo de fluido com maior expectativa no <i>play</i> efetivo Urucutuca contra Domo de Sal da Bacia do Espírito Santo-Mucuri.....	134
Figura 3.140 - <i>Play</i> efetivo Barra Nova Estruturado da Bacia do Espírito Santo-Mucuri.	135
Figura 3.141 - Tipo de fluido com maior expectativa no <i>play</i> efetivo Barra Nova Estruturado da Bacia do Espírito Santo-Mucuri.....	136
Figura 3.142 - <i>Play</i> efetivo Barra Nova Paleogeomórfico da Bacia do Espírito Santo-Mucuri.....	136
Figura 3.143 - Tipo de fluido com maior expectativa no <i>play</i> efetivo Barra Nova Paleogeomórfico da Bacia do Espírito Santo-Mucuri.	137
Figura 3.144 - <i>Play</i> efetivo Mucuri da Bacia do Espírito Santo-Mucuri.	138
Figura 3.145 - Tipo de fluido com maior expectativa no <i>play</i> efetivo Mucuri da Bacia do Espírito Santo-Mucuri.....	139
Figura 3.146 - <i>Play</i> efetivo Cricaré da Bacia do Espírito Santo-Mucuri.....	139
Figura 3.147 - Tipo de fluido com maior expectativa no <i>play</i> efetivo Cricaré da Bacia do Espírito Santo-Mucuri.	140
Figura 3.148 - Bacia efetiva da Foz do Amazonas.	141
Figura 3.149 - Carta estratigráfica da Bacia da Foz do Amazonas com indicação do gerador do sistema petrolífero principal (GS) e <i>plays</i> exploratórios (P).	142

Figura 3.150 - Seção geológica da Bacia da Foz do Amazonas com indicação do gerador do sistema petrolífero principal (GS) e <i>plays</i> exploratórios (P).	142
Figura 3.151 - Atividades de E&P na Bacia da Foz do Amazonas.	143
Figura 3.152 - Mapa da bacia efetiva da Foz do Amazonas com indicação das chances de descoberta.	144
Figura 3.153 - <i>Play</i> efetivo Travosas Terciário da Bacia da Foz do Amazonas.	145
Figura 3.154 - Tipo de fluido com maior expectativa no <i>play</i> efetivo Travosas Terciário da Bacia da Foz do Amazonas.	146
Figura 3.155 - <i>Play</i> efetivo Amapá da Bacia da Foz do Amazonas.	146
Figura 3.156 - Tipo de fluido com maior expectativa no <i>play</i> efetivo Amapá da Bacia da Foz do Amazonas.	147
Figura 3.157 - <i>Play</i> efetivo Travosas Escorregamento Gravitacional da Bacia da Foz do Amazonas.	148
Figura 3.158 - Tipo de fluido com maior expectativa no <i>play</i> efetivo Travosas Escorregamento Gravitacional da Bacia da Foz do Amazonas.	149
Figura 3.159 - <i>Play</i> efetivo Limoeiro da Bacia da Foz do Amazonas.	149
Figura 3.160 - Tipo de fluido com maior expectativa no <i>play</i> efetivo Limoeiro da Bacia da Foz do Amazonas.	150
Figura 3.161 - <i>Play</i> efetivo Caciporé da Bacia da Foz do Amazonas.	151
Figura 3.162 - Tipo de fluido com maior expectativa no <i>play</i> efetivo Caciporé da Bacia da Foz do Amazonas.	152
Figura 3.163 - Bacia efetiva de Jacuípe.	153
Figura 3.164 - Carta estratigráfica da Bacia de Jacuípe com indicação do gerador do sistema petrolífero principal (GS) e <i>plays</i> exploratórios (P).	154
Figura 3.165 - Seção geológica da Bacia de Jacuípe com indicação do gerador do sistema petrolífero principal (GS) e <i>plays</i> exploratórios (P).	154
Figura 3.166 - Atividades de E&P na Bacia de Jacuípe.	155
Figura 3.167 - Infraestrutura de abastecimento da Bacia de Jacuípe: refinarias e terminais.	156
Figura 3.168 - Infraestrutura de abastecimento da Bacia de Jacuípe: UPGNs e dutos.	156
Figura 3.169 - Mapa da bacia efetiva de Jacuípe com indicação das chances de descobertas.	157
Figura 3.170 - <i>Play</i> efetivo Urucutuca da Bacia de Jacuípe.	158
Figura 3.171 - Tipo de fluido com maior expectativa no <i>play</i> efetivo Urucutuca da Bacia de Jacuípe.	159
Figura 3.172 - <i>Play</i> efetivo Algodões da Bacia de Jacuípe.	159
Figura 3.173 - Tipo de fluido com maior expectativa no <i>play</i> efetivo Algodões da Bacia de Jacuípe.	160
Figura 3.174 - <i>Play</i> efetivo Rio de Contas da Bacia de Jacuípe.	161
Figura 3.175 - Tipo de fluido com maior expectativa no <i>play</i> efetivo Rio de Contas da Bacia de Jacuípe.	162
Figura 3.176 - Bacia efetiva de Jatobá.	163
Figura 3.177 - Carta estratigráfica da Bacia de Jatobá com indicação do gerador do sistema petrolífero principal (GS) e <i>plays</i> exploratórios (P).	164
Figura 3.178 - Seção geológica da Bacia de Jatobá com indicação do gerador do sistema petrolífero principal (GS) e <i>plays</i> exploratórios (P).	164
Figura 3.179 - Atividades de E&P na Bacia de Jatobá.	165
Figura 3.180 - Mapa da bacia efetiva de Jatobá com indicação das chances de descobertas.	166
Figura 3.181 - <i>Play</i> efetivo Cretáceo Inferior da Bacia de Jatobá.	167
Figura 3.182 - Tipo de fluido com maior expectativa no <i>play</i> efetivo Cretáceo Inferior da Bacia de Jatobá.	168
Figura 3.183 - <i>Play</i> efetivo Brotas da Bacia de Jatobá.	168
Figura 3.184 - Tipo de fluido com maior expectativa no <i>play</i> efetivo Brotas da Bacia de Jatobá.	169
Figura 3.185 - Bacia efetiva de Jequitinhonha.	170
Figura 3.186 - Carta estratigráfica da Bacia de Jequitinhonha com indicação do gerador do sistema petrolífero principal (GS) e <i>plays</i> exploratórios (P).	171

Figura 3.187 - Seção geológica da Bacia de Jequitinhonha com indicação do gerador do sistema petrolífero principal (GS) e <i>plays</i> exploratórios (P).	171
Figura 3.188 - Atividades de E&P na Bacia de Jequitinhonha.....	172
Figura 3.189 -Infraestrutura de abastecimento da Bacia de Jequitinhonha: refinarias e terminais.....	173
Figura 3.190 - Infraestrutura de abastecimento da Bacia de Jequitinhonha: UPGNs e dutos.....	173
Figura 3.191 - Mapa da bacia efetiva de Jequitinhonha com indicação das chances de descobertas.....	174
Figura 3.192 - <i>Play</i> efetivo Urucutuca da Bacia de Jequitinhonha.....	175
Figura 3.193 - Tipo de fluido com maior expectativa no <i>play</i> efetivo Urucutuca da Bacia de Jequitinhonha.....	176
Figura 3.194 - <i>Play</i> efetivo Barra Nova da Bacia de Jequitinhonha.....	176
Figura 3.195 - Tipo de fluido com maior expectativa no <i>play</i> efetivo Barra Nova da Bacia de Jequitinhonha.....	177
Figura 3.196 - <i>Play</i> efetivo Mariricu da Bacia de Jequitinhonha.....	178
Figura 3.197 - Tipo de fluido com maior expectativa no <i>play</i> efetivo Mariricu da Bacia de Jequitinhonha.....	179
Figura 3.198 - Bacia efetiva do Marajó.....	180
Figura 3.199 - Carta estratigráfica da Bacia do Marajó com indicação do gerador do sistema petrolífero principal (GS) e <i>plays</i> exploratórios (P).	181
Figura 3.200 - Seção geológica da Bacia do Marajó com indicação do gerador do sistema petrolífero principal (GS) e <i>play</i> exploratório (P).....	181
Figura 3.201 - Atividades de E&P na Bacia do Marajó.....	182
Figura 3.202 - Infraestrutura de abastecimento da Bacia do Marajó: refinarias e terminais.....	183
Figura 3.203 - Infraestrutura de abastecimento da Bacia do Marajó: UPGNs e dutos.....	184
Figura 3.204 - Mapa da bacia efetiva do Marajó com indicação das chances de descobertas.....	185
Figura 3.205 - <i>Play</i> efetivo Breves-Itapecuru da Bacia do Marajó.....	186
Figura 3.206 - Tipo de fluido com maior expectativa no <i>play</i> efetivo Breves-Itapecuru da Bacia do Marajó.....	187
Figura 3.207 - Bacia efetiva do Pará-Maranhão.....	188
Figura 3.208 - Carta estratigráfica da Bacia do Pará-Maranhão com indicação do gerador do sistema petrolífero principal (GS) e <i>plays</i> exploratórios (P).	189
Figura 3.209 - Seção geológica da Bacia do Pará-Maranhão com indicação do gerador do sistema petrolífero principal (GS) e <i>plays</i> exploratórios (P).	189
Figura 3.210 - Atividades de E&P na Bacia do Pará-Maranhão.....	190
Figura 3.211 - Infraestrutura de abastecimento da Bacia do Pará-Maranhão: refinarias e terminais.....	191
Figura 3.212 - Infraestrutura de abastecimento da Bacia do Pará-Maranhão: UPGNs e dutos.....	191
Figura 3.213 - Mapa da bacia efetiva do Pará-Maranhão com indicação das chances de descobertas.....	192
Figura 3.214 - <i>Play</i> Efetivo Travosas Terciário da Bacia da Pará-Maranhão.....	193
Figura 3.215 - Tipo de fluido com maior expectativa no <i>play</i> efetivo Travosas Terciário da Bacia do Pará-Maranhão.....	194
Figura 3.216 - <i>Play</i> efetivo Ilha de Santana da Bacia do Pará-Maranhão.....	194
Figura 3.217 - Tipo de fluido com maior expectativa no <i>play</i> efetivo Ilha de Santana da Bacia do Pará-Maranhão.....	195
Figura 3.218 - <i>Play</i> efetivo Travosas Escorregamento Gravitacional da Bacia do Pará-Maranhão.....	196
Figura 3.219 - Tipo de fluido com maior expectativa no <i>play</i> efetivo Travosas Escorregamento Gravitacional da Bacia do Pará-Maranhão.....	197
Figura 3.220 - <i>Play</i> efetivo Travosas Cretáceo Superior da Bacia do Pará-Maranhão.....	197
Figura 3.221 - Tipo de fluido com maior expectativa no <i>play</i> efetivo Travosas Cretáceo Superior da Bacia do Pará-Maranhão.....	198
Figura 3.222 - <i>Play</i> efetivo Canárias da Bacia do Pará-Maranhão.....	199
Figura 3.223 - Tipo de fluido com maior expectativa no <i>play</i> efetivo Canárias da Bacia do Pará-Maranhão.....	200
Figura 3.224 - Bacia efetiva do Paraná.....	201

Figura 3.225 - Carta estratigráfica da Bacia do Paraná com indicação do gerador do sistema petrolífero principal (GS) e <i>plays</i> exploratórios (P).	202
Figura 3.226 - Seção geológica da Bacia do Paraná com indicação do gerador do sistema petrolífero principal (GS) e <i>plays</i> exploratórios (P).	202
Figura 3.227 - Atividades de E&P na Bacia do Paraná.	203
Figura 3.228 - Infraestrutura de abastecimento da Bacia do Paraná: refinarias e terminais.	204
Figura 3.229 - Infraestrutura de abastecimento da Bacia do Paraná: UPGNs e dutos.	205
Figura 3.230 - Mapa da bacia efetiva do Paraná com indicação das chances de descobertas.	206
Figura 3.231 - <i>Play</i> efetivo Rio Bonito da Bacia do Paraná.	207
Figura 3.232 - Tipo de fluido com maior expectativa no <i>play</i> efetivo Rio Bonito da Bacia do Paraná.	208
Figura 3.233 - <i>Play</i> efetivo Itararé Guatá da Bacia do Paraná.	208
Figura 3.234 - Tipo de fluido com maior expectativa no <i>play</i> efetivo Itararé Guatá da Bacia do Paraná.	209
Figura 3.235 - Bacia efetiva dos Parecis.	210
Figura 3.236 - Carta estratigráfica da Bacia dos Parecis com indicação do gerador do sistema petrolífero principal (GS) e <i>plays</i> exploratórios (P).	211
Figura 3.237 - Seção geológica da Bacia dos Parecis com indicação do gerador do sistema petrolífero principal (GS) e <i>plays</i> exploratórios (P).	211
Figura 3.238 - Atividades de E&P na Bacia dos Parecis.	212
Figura 3.239 - Infraestrutura de abastecimento da Bacia dos Parecis: refinarias e terminais.	213
Figura 3.240 - Infraestrutura de abastecimento da Bacia dos Parecis: UPGNs e dutos.	213
Figura 3.241 - Mapa da bacia efetiva dos Parecis com indicação das chances de descobertas.	214
Figura 3.242 - <i>Play</i> efetivo Paleozoico da Bacia dos Parecis.	215
Figura 3.243 - Tipo de fluido com maior expectativa no <i>play</i> efetivo Paleozoico da Bacia dos Parecis.	216
Figura 3.244 - <i>Play</i> efetivo Neoproterozoico da Bacia dos Parecis.	216
Figura 3.245 - Tipo de fluido com maior expectativa no <i>play</i> efetivo Neoproterozoico da Bacia dos Parecis.	217
Figura 3.246 - Bacia efetiva do Parnaíba.	218
Figura 3.247 - Carta estratigráfica da Bacia do Parnaíba com indicação do gerador do sistema petrolífero principal (GS) e <i>plays</i> exploratórios (P).	219
Figura 3.248 - Seção geológica da Bacia do Parnaíba com indicação do gerador do sistema petrolífero principal (GS) e <i>plays</i> exploratórios (P).	219
Figura 3.249 - Atividades de E&P na Bacia do Parnaíba.	220
Figura 3.250 - Infraestrutura de abastecimento da Bacia do Parnaíba: refinarias e terminais.	221
Figura 3.251 - Infraestrutura de abastecimento da Bacia do Parnaíba: UPGNs e dutos.	222
Figura 3.252 - Mapa da bacia efetiva do Parnaíba com indicação das chances de descobertas.	223
Figura 3.253 - <i>Play</i> efetivo Grajaú-Itapecurú-Codó da Bacia do Parnaíba.	224
Figura 3.254 - Tipo de fluido com maior expectativa no <i>play</i> efetivo Grajaú-Itapecurú-Codó da Bacia do Parnaíba.	225
Figura 3.255 - <i>Play</i> efetivo Devoniano da Bacia do Parnaíba.	225
Figura 3.256 - Tipo de fluido com maior expectativa no <i>play</i> efetivo Devoniano da Bacia do Parnaíba.	226
Figura 3.257 - <i>Play</i> efetivo Siluriano da Bacia do Parnaíba.	227
Figura 3.258 - Tipo de fluido com maior expectativa no <i>play</i> efetivo Siluriano da Bacia do Parnaíba.	228
Figura 3.259 - Bacia efetiva de Pelotas.	229
Figura 3.260 - Carta estratigráfica da Bacia de Pelotas com indicação do gerador do sistema petrolífero principal (GS) e <i>plays</i> exploratórios (P).	230
Figura 3.261 - Seção geológica da Bacia de Pelotas com indicação do gerador do sistema petrolífero principal (GS) e <i>plays</i> exploratórios (P).	230

Figura 3.262 - Atividades de E&P na Bacia de Pelotas.	231
Figura 3.263 - Infraestrutura de abastecimento da Bacia de Pelotas: refinarias e terminais.	232
Figura 3.264 - Infraestrutura de abastecimento da Bacia de Pelotas: UPGNs e dutos.	233
Figura 3.265 - Mapa da bacia efetiva de Pelotas com indicação das chances de descobertas.	234
Figura 3.266 - <i>Play</i> efetivo Imbé Sub-Hidratos da Bacia de Pelotas.	235
Figura 3.267 - Tipo de fluido com maior expectativa no <i>play</i> efetivo Imbé Sub-Hidratos da Bacia de Pelotas.	236
Figura 3.268 - <i>Play</i> efetivo Imbé Cone da Bacia de Pelotas.	236
Figura 3.269 - Tipo de fluido com maior expectativa no <i>play</i> efetivo Imbé Cone da Bacia de Pelotas.	237
Figura 3.270 - <i>Play</i> efetivo Imbé Turbiditos da Bacia de Pelotas.	238
Figura 3.271 - Tipo de fluido com maior expectativa no <i>play</i> efetivo Imbé Turbiditos da Bacia de Pelotas.	239
Figura 3.272 - <i>Play</i> efetivo Cassino da Bacia de Pelotas.	239
Figura 3.273 - Tipo de fluido com maior expectativa no <i>play</i> efetivo Cassino da Bacia de Pelotas.	240
Figura 3.274 - Bacia efetiva de Pernambuco-Paraíba.	241
Figura 3.275 - Carta estratigráfica da Bacia de Pernambuco-Paraíba com indicação do gerador do sistema petrolífero principal (GS) e <i>plays</i> exploratórios (P).	242
Figura 3.276 - Seção geológica da Bacia de Pernambuco-Paraíba com indicação do gerador do sistema petrolífero principal (GS) e <i>plays</i> exploratórios (P).	242
Figura 3.277 - Atividades de E&P na Bacia de Pernambuco-Paraíba.	243
Figura 3.278 - Infraestrutura de abastecimento da Bacia de Pernambuco-Paraíba: refinarias e terminais.	244
Figura 3.279 - Infraestrutura de abastecimento da Bacia de Pernambuco-Paraíba: UPGNs e dutos.	244
Figura 3.280 - Mapa da bacia efetiva de Pernambuco-Paraíba com indicação das chances de descobertas.	245
Figura 3.281 - <i>Play</i> efetivo Calumbi da Bacia de Pernambuco-Paraíba.	246
Figura 3.282 - Tipo de fluido com maior expectativa no <i>play</i> efetivo Calumbi da Bacia de Pernambuco-Paraíba.	247
Figura 3.283 - <i>Play</i> efetivo Estiva da Bacia de Pernambuco-Paraíba.	247
Figura 3.284 - Tipo de fluido com maior expectativa no <i>play</i> efetivo Estiva da Bacia de Pernambuco-Paraíba.	248
Figura 3.285 - <i>Play</i> efetivo Cabo da Bacia de Pernambuco-Paraíba.	249
Figura 3.286 - Tipo de fluido com maior expectativa no <i>play</i> efetivo Cabo da Bacia de Pernambuco-Paraíba.	250
Figura 3.287 - Bacia efetiva Potiguar.	251
Figura 3.288 - Carta estratigráfica da Bacia Potiguar com indicação do gerador do sistema petrolífero principal (GS) e <i>plays</i> exploratórios (P).	252
Figura 3.289 - Seção geológica da Bacia Potiguar com indicação do gerador do sistema petrolífero principal (GS) e <i>plays</i> exploratórios (P).	252
Figura 3.290 - Atividades de E&P na Bacia Potiguar.	253
Figura 3.291 - Infraestrutura de abastecimento da Bacia Potiguar: refinarias e terminais.	254
Figura 3.292 - Infraestrutura de abastecimento da Bacia Potiguar: UPGNs e dutos.	255
Figura 3.293 - Mapa da bacia efetiva Potiguar com indicação das chances de descobertas.	256
Figura 3.294 - <i>Play</i> efetivo Ubarana Terciário da Bacia Potiguar.	257
Figura 3.295 - Tipo de fluido com maior expectativa no <i>play</i> efetivo Ubarana Terciário da Bacia Potiguar.	258
Figura 3.296 - <i>Play</i> efetivo Ubarana Cretáceo Superior da Bacia Potiguar.	258
Figura 3.297 - Tipo de fluido com maior expectativa no <i>play</i> efetivo Ubarana Cretáceo Superior da Bacia Potiguar.	259
Figura 3.298 - <i>Play</i> efetivo Açú da Bacia Potiguar.	260
Figura 3.299 - Tipo de fluido com maior expectativa no <i>play</i> efetivo Açú da Bacia Potiguar.	261
Figura 3.300 - <i>Play</i> efetivo Alagamar da Bacia Potiguar.	261
Figura 3.301 - Tipo de fluido com maior expectativa no <i>play</i> efetivo Alagamar de Potiguar.	262

Figura 3.302 - <i>Play</i> efetivo Pendência da Bacia Potiguar.	263
Figura 3.303 - Tipo de fluido com maior expectativa no <i>play</i> efetivo Pendência da Bacia Potiguar.	264
Figura 3.304 - Bacia efetiva do Recôncavo.	265
Figura 3.305 - Carta estratigráfica da Bacia do Recôncavo com indicação do gerador do sistema petrolífero principal (GS) e <i>plays</i> exploratórios (P).	266
Figura 3.306 - Seção geológica da Bacia do Recôncavo com indicação do gerador do sistema petrolífero principal (GS) e <i>plays</i> exploratórios (P).	266
Figura 3.307 - Atividades de E&P na Bacia do Recôncavo.	267
Figura 3.308 - Infraestrutura de abastecimento da Bacia do Recôncavo: refinarias e terminais.	268
Figura 3.309 - Infraestrutura de abastecimento da Bacia do Recôncavo: UPGNs e dutos.	269
Figura 3.310 - Mapa da bacia efetiva do Recôncavo com indicação das chances de descobertas.	270
Figura 3.311 - <i>Play</i> efetivo Salvador da Bacia do Recôncavo.	271
Figura 3.312 - Tipo de fluido com maior expectativa no <i>play</i> efetivo Salvador da Bacia do Recôncavo.....	272
Figura 3.313 - <i>Play</i> efetivo Ilhas da Bacia do Recôncavo.....	272
Figura 3.314 - Tipo de fluido com maior expectativa no <i>play</i> efetivo Ilhas da Bacia do Recôncavo.	273
Figura 3.315 - <i>Play</i> efetivo Candeias da Bacia do Recôncavo.	274
Figura 3.316 - Tipo de fluido com maior expectativa no <i>play</i> efetivo Candeias da Bacia do Recôncavo.....	275
Figura 3.317 - <i>Play</i> efetivo Brotas-Santo Amaro da Bacia do Recôncavo.	275
Figura 3.318 - Tipo de fluido com maior expectativa no <i>play</i> efetivo Brotas-Santo Amaro da Bacia do Recôncavo.....	276
Figura 3.319 - Bacia efetiva do Rio do Peixe.....	277
Figura 3.320 - Carta estratigráfica da Bacia do Rio do Peixe com indicação do gerador do sistema petrolífero principal (GS) e <i>plays</i> exploratórios (P).	278
Figura 3.321 - Seção geológica da Bacia do Rio do Peixe com indicação do gerador do sistema petrolífero principal (GS) e <i>play</i> exploratório (P).	278
Figura 3.322 - Atividades de E&P na Bacia do Rio do Peixe.....	279
Figura 3.323 - Mapa da bacia efetiva do Rio do Peixe com indicação de chance de descoberta.	280
Figura 3.324 - <i>Play</i> efetivo Rio do Peixe da Bacia do Rio do Peixe.....	281
Figura 3.325 - Tipo de fluido com maior expectativa no <i>play</i> efetivo Rio do Peixe da Bacia do Rio do Peixe.	282
Figura 3.326 - Bacia efetiva de Santos.	283
Figura 3.327 - Carta estratigráfica da Bacia de Santos com indicação do gerador do sistema petrolífero principal (GS) e <i>plays</i> exploratórios (P).	284
Figura 3.328 - Seção geológica da Bacia de Santos com indicação do gerador do sistema petrolífero principal (GS) e <i>plays</i> exploratórios (P).	284
Figura 3.329 - Atividades de E&P na Bacia de Santos.	285
Figura 3.330 - Infraestrutura de abastecimento da Bacia de Santos: refinarias e terminais.	286
Figura 3.331 - Infraestrutura de abastecimento da Bacia de Santos: UPGNs e dutos.	287
Figura 3.332 - Mapa da bacia efetiva de Santos com indicação das chances de descobertas.	288
Figura 3.333 - <i>Play</i> efetivo Marambaia da Bacia de Santos.	289
Figura 3.334 - Tipo de fluido com maior expectativa no <i>play</i> efetivo Marambaia da Bacia de Santos.....	290
Figura 3.335 - <i>Play</i> efetivo Santos-Jureia da Bacia de Santos.....	290
Figura 3.336 - Tipo de fluido com maior expectativa no <i>play</i> efetivo Santos-Juréia da Bacia de Santos.	291
Figura 3.337 - <i>Play</i> efetivo Ilhabela da Bacia de Santos.....	292
Figura 3.338 - Tipo de fluido com maior expectativa no <i>play</i> efetivo Ilhabela da Bacia de Santos.	293
Figura 3.339 - <i>Play</i> efetivo Guarujá da Bacia de Santos.....	293

Figura 3.340 - Tipo de fluido com maior expectativa no <i>play</i> efetivo Guarujá da Bacia de Santos.	294
Figura 3.341 - <i>Play</i> efetivo Guaratiba da Bacia de Santos.	295
Figura 3.342 - Tipo de fluido com maior expectativa no <i>play</i> efetivo Guaratiba da Bacia de Santos.	296
Figura 3.343 - Bacia efetiva do São Francisco.	297
Figura 3.344 - Carta estratigráfica da Bacia do São Francisco com indicação do gerador do sistema petrolífero principal (GS) e <i>plays</i> exploratórios (P).	298
Figura 3.345 - Seção geológica da Bacia do São Francisco com indicação do gerador do sistema petrolífero principal (GS) e <i>plays</i> exploratórios (P).	298
Figura 3.346 - Atividades de E&P na Bacia do São Francisco.	299
Figura 3.347 - Infraestrutura de abastecimento da Bacia do São Francisco: refinarias e terminais.	300
Figura 3.348 - Infraestrutura de abastecimento da Bacia do São Francisco: UPGNs e dutos.	301
Figura 3.349 - Mapa da bacia efetiva do São Francisco com indicação das chances de descobertas.	302
Figura 3.350 - <i>Play</i> efetivo Bambuí da Bacia do São Francisco.	303
Figura 3.351 - Tipo de fluido com maior expectativa no <i>play</i> efetivo Bambuí da Bacia do São Francisco.	304
Figura 3.352 - <i>Play</i> efetivo Macaúbas-Paranoá da Bacia do São Francisco.	304
Figura 3.353 - Tipo de fluido com maior expectativa no <i>play</i> efetivo Macaúbas-Paranoá da Bacia do São Francisco.	305
Figura 3.354 - Bacia efetiva de São Luis-Bragança-Viseu.	306
Figura 3.355 - Carta estratigráfica da Bacia de São Luis-Bragança-Viseu com indicação do gerador do sistema petrolífero principal (GS) e <i>plays</i> exploratórios (P).	307
Figura 3.356 - Seção geológica da Bacia de São Luis-Bragança-Viseu com indicação do gerador do sistema petrolífero principal (GS) e <i>plays</i> exploratórios (P).	307
Figura 3.357 - Atividades de E&P na Bacia São Luis-Bragança-Viseu.	308
Figura 3.358 - Infraestrutura de abastecimento da Bacia de São Luis-Bragança-Viseu: refinarias e terminais.	309
Figura 3.359 - Infraestrutura de abastecimento da Bacia de São Luis-Bragança-Viseu: UPGNs e dutos.	309
Figura 3.360 - Mapa da bacia efetiva de São Luis-Bragança-Viseu com indicação das chances de descobertas.	310
Figura 3.361 - <i>Play</i> efetivo Itapecuru da Bacia de São Luis-Bragança-Viseu.	311
Figura 3.362 - Tipo de fluido com maior expectativa no <i>play</i> efetivo Itapecuru da Bacia de São Luis-Bragança-Viseu.	312
Figura 3.363 - <i>Play</i> efetivo Grajaú da Bacia de São Luis-Bragança-Viseu.	312
Figura 3.364 - Tipo de fluido com maior expectativa no <i>play</i> efetivo Grajaú da Bacia de São Luis-Bragança-Viseu.	313
Figura 3.365 - Bacia efetiva de Sergipe-Alagoas.	314
Figura 3.366 - Carta estratigráfica da Sub-bacia de Sergipe com indicação do gerador do sistema petrolífero principal (GS) e <i>plays</i> exploratórios (P).	315
Figura 3.367 - Carta estratigráfica da Sub-bacia de Alagoas com indicação do gerador do sistema petrolífero principal (GS) e <i>plays</i> exploratórios (P).	316
Figura 3.368 - Seção geológica da Bacia de Sergipe-Alagoas com indicação do gerador do sistema petrolífero principal (GS) e <i>plays</i> exploratórios (P).	316
Figura 3.369 - Atividades de E&P na Bacia de Sergipe-Alagoas.	317
Figura 3.370 - Infraestrutura de abastecimento da Bacia de Sergipe-Alagoas: refinarias e terminais.	319
Figura 3. 371 - Infraestrutura de abastecimento da Bacia de Sergipe-Alagoas: UPGNs e dutos.	319
Figura 3. 372 - Mapa da bacia efetiva de Sergipe-Alagoas com indicação das chances de descobertas.	320
Figura 3. 373 - <i>Play</i> efetivo Calumbi da Bacia de Sergipe-Alagoas.	321
Figura 3. 374 - Tipo de fluido com maior expectativa no <i>play</i> efetivo Calumbi da Bacia de Sergipe-Alagoas.	322
Figura 3. 375 - <i>Play</i> efetivo Sergipe da Bacia de Sergipe-Alagoas.	322
Figura 3. 376 - Tipo de fluido com maior expectativa no <i>play</i> efetivo Sergipe da Bacia de Sergipe-Alagoas.	323

Figura 3. 377 - <i>Play</i> efetivo Muribeca da Bacia de Sergipe-Alagoas.....	324
Figura 3. 378 - Tipo de fluido com maior expectativa no <i>play</i> efetivo Muribeca da Bacia de Sergipe-Alagoas.	325
Figura 3. 379 - <i>Play</i> efetivo Coruripe da Bacia de Sergipe-Alagoas.....	325
Figura 3. 380 - Tipo de fluido com maior expectativa no <i>play</i> efetivo Coruripe da Bacia de Sergipe-Alagoas.	326
Figura 3. 381 - <i>Play</i> efetivo Perucaba da Bacia de Sergipe-Alagoas.	327
Figura 3. 382 - Tipo de fluido com maior expectativa no <i>play</i> efetivo Perucaba da Bacia de Sergipe-Alagoas.....	328
Figura 3. 383 - Bacia efetiva do Solimões.	329
Figura 3.384 - Carta estratigráfica da Bacia do Solimões com indicação do gerador do sistema petrolífero principal (GS) e <i>plays</i> exploratórios (P).	330
Figura 3.385 - Seção geológica da Bacia do Solimões com indicação do gerador do sistema petrolífero principal (GS) e <i>plays</i> exploratórios (P).	330
Figura 3.386 - Atividades de E&P na Bacia do Solimões.	331
Figura 3.387 - Infraestrutura de abastecimento da Bacia do Solimões: refinarias e terminais.	332
Figura 3.388 - Infraestrutura de abastecimento da Bacia do Solimões: UPGNs e dutos.	333
Figura 3.389 - Mapa da bacia efetiva do Solimões com indicação das chances de descobertas.	334
Figura 3.390 - <i>Play</i> efetivo Juruá da Bacia do Solimões.	335
Figura 3.391 - Tipo de fluido com maior expectativa no <i>play</i> efetivo Juruá da Bacia do Solimões.	336
Figura 3.392 - <i>Play</i> efetivo Jandiatuba da Bacia do Solimões.....	336
Figura 3.393 - Tipo de fluido com maior expectativa no <i>play</i> efetivo Jandiatuba da Bacia do Solimões.	337
Figura 3.394 - Bacia efetiva do Tacutu.....	338
Figura 3.395 - Carta estratigráfica da Bacia do Tacutu com indicação do gerador do sistema petrolífero principal (GS) e <i>plays</i> exploratórios (P).	339
Figura 3.396 - Seção geológica da Bacia do Tacutu com indicação do gerador do sistema petrolífero principal (GS) e <i>plays</i> exploratórios (P).	339
Figura 3.397 - Atividades de E&P na Bacia do Tacutu.....	340
Figura 3.398 - Mapa da bacia efetiva do Tacutu com indicação de chance de descoberta.	341
Figura 3.399 - <i>Play</i> efetivo Rifte Tacutu da Bacia do Tacutu.....	342
Figura 3.400 - Tipo de fluido com maior expectativa no <i>play</i> efetivo Rifte Tacutu da Bacia do Tacutu.	343
Figura 3.401 - Bacia efetiva de Tucano Central.	344
Figura 3.402 - Carta estratigráfica da Bacia de Tucano Central com indicação do gerador do sistema petrolífero principal (GS) e <i>plays</i> exploratórios (P).	345
Figura 3.403 - Seção geológica da Bacia de Tucano Central com indicação do gerador do sistema petrolífero principal (GS) e <i>plays</i> exploratórios (P).	345
Figura 3.404 - Atividades de E&P na Bacia de Tucano Central.	346
Figura 3.405 - Infraestrutura de abastecimento da bacia de Tucano Central: refinarias e terminais.	347
Figura 3.406 - Infraestrutura de abastecimento da bacia de Tucano Central: UPGNs e dutos.....	347
Figura 3.407 - Mapa da bacia efetiva de Tucano Central com indicação das chances de descobertas.	348
Figura 3.408 - <i>Play</i> efetivo Salvador da Bacia de Tucano Central.	349
Figura 3.409 - Tipo de fluido com maior expectativa no <i>play</i> efetivo Salvador da Bacia de Tucano Central.....	350
Figura 3.410 - <i>Play</i> efetivo Ilhas da Bacia de Tucano Central.....	350
Figura 3.411 - Tipo de fluido com maior expectativa no <i>play</i> efetivo Ilhas da Bacia de Tucano Central.,	351
Figura 3.412 - <i>Play</i> efetivo Candeias da Bacia de Tucano Central.	352
Figura 3.413 - Tipo de fluido com maior expectativa no <i>play</i> efetivo Candeias da Bacia de Tucano Central.....	353
Figura 3.414 - <i>Play</i> efetivo Brotas de Tucano Central.....	353

Figura 3.415 - Tipo de fluido com maior expectativa no <i>play</i> efetivo Brotas da Bacia de Tucano Central.	354
Figura 3.416 - Bacia efetiva de Tucano Norte.	355
Figura 3.417 - Carta estratigráfica da Bacia de Tucano Norte com indicação do gerador do sistema petrolífero principal (GS) e <i>plays</i> exploratórios (P).	356
Figura 3.418 - Seção geológica da Bacia de Tucano Norte com indicação do gerador do sistema petrolífero principal (GS) e <i>plays</i> exploratórios (P).	356
Figura 3.419 - Atividades de E&P na Bacia de Tucano Norte.	357
Figura 3.420 - Mapa da bacia efetiva de Tucano Norte com indicação de chance de descoberta.	358
Figura 3.421 - <i>Play</i> efetivo Cretáceo Inferior da Bacia de Tucano Norte.	359
Figura 3.422 - Tipo de fluido com maior expectativa no <i>play</i> efetivo Cretáceo Inferior da Bacia de Tucano Norte.	360
Figura 3.423 - <i>Play</i> efetivo Brotas da Bacia de Tucano Norte.	360
Figura 3.424 - Tipo de fluido com maior expectativa no <i>play</i> efetivo Brotas da Bacia de Tucano Norte.	361
Figura 3.425 - Bacia efetiva de Tucano Sul.	362
Figura 3.426 - Carta estratigráfica da Bacia de Tucano Sul com indicação do gerador do sistema petrolífero principal (GS) e <i>plays</i> exploratórios (P).	363
Figura 3.427 - Seção geológica da Bacia de Tucano Sul com indicação do gerador do sistema petrolífero principal (GS) e <i>plays</i> exploratórios (P).	363
Figura 3.428 - Atividades de E&P na Bacia de Tucano Sul.	364
Figura 3.429 - Infraestrutura de abastecimento da Bacia de Tucano Sul: refinarias e terminais.	365
Figura 3.430 - Infraestrutura de abastecimento da Bacia de Tucano Sul: UPGNs e dutos.	365
Figura 3.431 - Mapa da bacia efetiva de Tucano Sul com indicação das chances de descobertas.	366
Figura 3.432 - <i>Play</i> efetivo Salvador da Bacia de Tucano Sul.	367
Figura 3.433 - Tipo de fluido com maior expectativa no <i>play</i> efetivo Salvador da Bacia de Tucano Sul.	368
Figura 3.434 - <i>Play</i> efetivo Ilhas da Bacia de Tucano Sul.	368
Figura 3.435 - Tipo de fluido com maior expectativa no <i>play</i> efetivo Ilhas da Bacia de Tucano Sul.	369
Figura 3.436 - <i>Play</i> efetivo Candeias da Bacia de Tucano Sul.	370
Figura 3.437 - Tipo de fluido com maior expectativa no <i>play</i> efetivo Candeias da Bacia de Tucano Sul.	371
Figura 3.438 - <i>Play</i> efetivo Brotas da Bacia de Tucano Sul.	371
Figura 3.439 - Tipo de fluido com maior expectativa no <i>play</i> efetivo Brotas da Bacia de Tucano Sul.	372
Figura 3.440 - Super <i>play</i> 1 - Terciário - Cretáceo Superior / Marinho Aberto.	373
Figura 3.441 - Super <i>play</i> 2 - Cretáceo Inferior Transicional / Marinho Raso.	374
Figura 3.442 - Super <i>play</i> 3 - Cretáceo Inferior Continental.	375
Figura 3.443 - Super <i>play</i> 4 - Paleozoico.	376
Figura 3.444 - Super <i>plays</i> 5 e 6 – Proterozoico e Cretáceo Superior Orogenia Andina.	377
Figura 4.1 - Bacias efetivas brasileiras (representação probabilística).	380
Figura 4.2 - Expectativa de fluidos predominantes.	381
Figura 4.3 - Argumento: Intensidade Explotatória.	383
Figura 4.4 - Argumento: Atividade Exploratória.	384
Figura 4.5 - Argumento: Prospectividade.	385
Figura 4.6 - Argumento: Evidência Direta de Hidrocarbonetos.	387
Figura 4.7 - Argumento: Necessidade de Conhecimento.	388
Figura 4.8 - Argumento: Infraestrutura de Abastecimento.	389
Figura 4.9 - IPA Total.	390
Figura A1 - Composição geral da BIZROG.	393

Figura A2 - Composição da BIZROG-E&P para Bacia do Acre-Madre de Dios.394

Figura A3 - Composição da BIZROG-ABAST.396

Figura A4 - Apresentação dos mapas de IPA na BIZROG.397

Figura A5 - Organização de shapes auxiliares da BIZROG.397

Figura B1 - Triângulo dos Recursos Petrolíferos.....399

Figura B2 - *Plays* de recursos não convencionais no Brasil.401

Figura B3 - *Play* de betume no Brasil.....402

Figura B4 - *Plays* de óleo de folhelho no Brasil.404

Figura B5 - *Plays* de gás de folhelho no Brasil.406

Figura B6 - *Plays* de gás em formações fechadas (*tight gas*) nas bacias terrestres brasileiras.408

Figura B7 - *Plays* de hidratos de metano no Brasil.....410

Figura B8 - *Play* de metano de carvão no Brasil.....412

Lista de Tabelas

Tabela 2.1 - Fluido predominante esperado nos sub <i>plays</i> em função da chance de gás não associado	13
Tabela 2.2 - Áreas e argumentos de importância.....	14
Tabela 2.3 - Classificação do volume de Recursos Descobertos (RD) por bacia.....	16
Tabela 2.4 - Atribuição de valores de conhecimento para os <i>plays</i>	18
Tabela 2.5 - Tipos de dados e pesos das densidades.....	18
Tabela 2.6 - Distribuição de pesos dos argumentos para IPA Total	19
Tabela 3.1 - Bacias sedimentares brasileiras	22
Tabela 3.2 - Informações Geológicas da Bacia do Acre-Madre de Dios	24
Tabela 3.3 - Resumo de Atividades de E&P – Bacia do Acre-Madre de Dios	26
Tabela 3.4 - <i>Plays</i> da Bacia Acre-Madre de Dios	27
Tabela 3.5 - Atributos do <i>Play</i> Moa – Bacia do Acre-Madre de Dios.....	28
Tabela 3.6 - Atributos do <i>Play</i> Paleozoico – Bacia do Acre-Madre de Dios	30
Tabela 3.7 - Informações Geológicas da Bacia do Amazonas	31
Tabela 3.8 - Resumo de Atividades de E&P – Bacia do Amazonas.....	33
Tabela 3.9 - <i>Plays</i> da Bacia do Amazonas	36
Tabela 3.10 - Atributos do <i>Play</i> Nova Olinda – Bacia do Amazonas.....	37
Tabela 3.11 - Atributos do <i>Play</i> Monte Alegre – Bacia do Amazonas.....	39
Tabela 3.12 - Atributos do <i>Play</i> Curiri – Bacia do Amazonas.....	40
Tabela 3.13 - Informações Geológicas da Bacia do Araripe.....	42
Tabela 3.14 - Resumo de Atividades de E&P – Bacia do Araripe	44
Tabela 3.15 - <i>Plays</i> da Bacia do Araripe	45
Tabela 3.16 - Atributos do <i>Play</i> Araripe – Bacia do Araripe	46
Tabela 3.17 - Atributos do <i>Play</i> Vale do Cariri – Bacia do Araripe	48
Tabela 3.18 - Informações Geológicas da Bacia de Barreirinhas	49
Tabela 3.19 - Resumo de Atividades de E&P – Bacia de Barreirinhas.....	51
Tabela 3.20 - <i>Plays</i> da Bacia de Barreirinhas	53
Tabela 3.21 - Atributos do <i>Play</i> Travosas Terciário – Bacia de Barreirinhas	54
Tabela 3.22 - Atributos do <i>Play</i> Ilha de Santana – Bacia de Barreirinhas	56
Tabela 3.23 - Atributos do <i>Play</i> Travosas Escorregamento Gravitacional – Bacia de Barreirinhas	57
Tabela 3.24 - Atributos do <i>Play</i> Travosas Cretáceo Superior – Bacia de Barreirinhas.....	59
Tabela 3.25 - Atributos do <i>Play</i> Canárias Superior – Bacia de Barreirinhas	60
Tabela 3.26 - Atributos do <i>Play</i> Canárias <i>Popups</i> – Bacia de Barreirinhas.....	62
Tabela 3.27 - Atributos do <i>Play</i> Canárias – Bacia de Barreirinhas.....	63
Tabela 3.28 - Informações Geológicas da Bacia de Camamu-Almada	65
Tabela 3.29 - Resumo de Atividades de E&P – Bacia de Camamu-Almada.....	68
Tabela 3.30 - <i>Plays</i> da Bacia de Camamu-Almada	71
Tabela 3.31 - Atributos do <i>Play</i> Urucutuca – Bacia de Camamu-Almada	72
Tabela 3.32: - Atributos do <i>Play</i> Algodões – Bacia de Camamu-Almada	74

Tabela 3.33 - Atributos do <i>Play</i> Taipus Mirim – Bacia de Camamu-Almada.....	75
Tabela 3.34 - Atributos do <i>Play</i> Afligidos-Brotas – Bacia de Camamu-Almada	77
Tabela 3.35 - Informações Geológicas da Bacia de Campos.....	78
Tabela 3.36 - Resumo de Atividades de E&P – Bacia de Campos	80
Tabela 3.37 - <i>Plays</i> da Bacia de Campos.....	83
Tabela 3.38 - Atributos do <i>Play</i> Carapebus Oligo-Mioceno – Bacia de Campos	84
Tabela 3.39 - Atributos do <i>Play</i> Carapebus Eoceno – Bacia de Campos.....	86
Tabela 3.40 - Atributos do <i>Play</i> Carapebus Senoniano – Bacia de Campos.....	87
Tabela 3.41- Atributos do <i>Play</i> Carapebus Senoniano Águas Profundas – Bacia de Campos	89
Tabela 3.42 - Atributos do <i>Play</i> Namorado – Bacia de Campos.....	90
Tabela 3.43 - Atributos do <i>Play</i> Quissamã – Bacia de Campos.....	92
Tabela 3.44 - Atributos do <i>Play</i> Lagoa Feia – Bacia de Campos	93
Tabela 3.45 - Informações Geológicas da Bacia do Ceará.....	95
Tabela 3.46 - Resumo de Atividades de E&P – Bacia do Ceará	97
Tabela 3.47 - <i>Plays</i> da Bacia do Ceará	100
Tabela 3.48 - Atributos do <i>Play</i> Ubarana Terciário – Bacia do Ceará	101
Tabela 3.49 - Atributos do <i>Play</i> Guamaré – Bacia do Ceará.....	103
Tabela 3.50 - Atributos do <i>Play</i> Ubarana Cretáceo Superior – Bacia do Ceará.....	104
Tabela 3.51 - Atributos do <i>Play</i> Ubarana Cretáceo Inferior – Bacia do Ceará.....	106
Tabela 3.52 - Atributos do <i>Play</i> Paracuru – Bacia do Ceará	107
Tabela 3.53 - Atributos do <i>Play</i> Mundaú <i>Popups</i> – Bacia do Ceará.....	109
Tabela 3.54 - Atributos do <i>Play</i> Mundaú – Bacia do Ceará	110
Tabela 3.55 - Informações Geológicas da Bacia de Cumuruxatiba.....	112
Tabela 3.56 - Resumo de Atividades de E&P – Bacia de Cumuruxatiba	114
Tabela 3.57 - <i>Plays</i> da Bacia de Cumuruxatiba	116
Tabela 3.58 - Atributos do <i>Play</i> Urucutuca – Bacia de Cumuruxatiba.....	117
Tabela 3.59 - Atributos do <i>Play</i> Urucutuca contra Domo de Sal – Bacia de Cumuruxatiba.....	119
Tabela 3.60 - Atributos do <i>Play</i> Barra Nova – Bacia de Cumuruxatiba.....	120
Tabela 3.61 - Atributos do <i>Play</i> Mucuri – Bacia de Cumuruxatiba.....	122
Tabela 3.62 - Atributos do <i>Play</i> Cricaré – Bacia de Cumuruxatiba	123
Tabela 3.63 - Informações Geológicas da Bacia do Espírito Santo-Mucuri	125
Tabela 3.64 - Resumo de Atividades de E&P – Bacia do Espírito Santo-Mucuri.....	128
Tabela 3.65 - <i>Plays</i> da Bacia do Espírito Santo-Mucuri	131
Tabela 3.66 - Atributos do <i>Play</i> Urucutuca – Bacia do Espírito Santo-Mucuri	132
Tabela 3.67 - Atributos do <i>Play</i> Urucutuca contra Domo de Sal – Bacia do Espírito Santo-Mucuri	134
Tabela 3.68 - Atributos do <i>Play</i> Barra Nova Estruturado – Bacia do Espírito Santo-Mucuri	135
Tabela 3.69 - Atributos do <i>Play</i> Barra Nova Paleogeomórfico – Bacia do Espírito Santo-Mucuri.....	137
Tabela 3.70 - Atributos do <i>Play</i> Mucuri – Bacia do Espírito Santo-Mucuri	138
Tabela 3.71 - Atributos do <i>Play</i> Cricaré – Bacia do Espírito Santo-Mucuri.....	140
Tabela 3.72 - Informações Geológicas da Bacia da Foz do Amazonas.....	141
Tabela 3.73 - Resumo de Atividades de E&P – Bacia da Foz Amazonas	143
Tabela 3.74 - <i>Plays</i> da Bacia da Foz do Amazonas	144

Tabela 3.75 - Atributos do <i>Play</i> Travosas Terciário – Bacia da Foz do Amazonas.....	145
Tabela 3.76 - Atributos do <i>Play</i> Amapá – Bacia da Foz do Amazonas	147
Tabela 3.77 - Atributos do <i>Play</i> Travosas Escorregamento Gravitacional – Bacia da Foz do Amazonas.....	148
Tabela 3.78 - Atributos do <i>Play</i> Limoeiro – Bacia da Foz do Amazonas.....	150
Tabela 3.79 - Atributos do <i>Play</i> Caciporé – Bacia da Foz do Amazonas.....	151
Tabela 3.80 - Informações Geológicas de Jacuípe	153
Tabela 3.81 - Resumo de Atividades de E&P – Bacia de Jacuípe	155
Tabela 3.82 - <i>Plays</i> da Bacia de Jacuípe.....	157
Tabela 3.83 - Atributos do <i>Play</i> Urucutuca – Bacia de Jacuípe	158
Tabela 3.84 - Atributos do <i>Play</i> Algodões – Bacia de Jacuípe.....	160
Tabela 3.85 - Atributos do <i>Play</i> Rio de Contas – Bacia de Jacuípe.....	161
Tabela 3.86 - Informações Geológicas da Bacia de Jatobá	163
Tabela 3.87 - Resumo de Atividades de E&P – Bacia de Jatobá.....	165
Tabela 3.88 - <i>Plays</i> da Bacia de Jatobá	166
Tabela 3.89 - Atributos do <i>Play</i> Cretáceo Inferior – Bacia de Jatobá	167
Tabela 3.90 - Atributos do <i>Play</i> Brotas – Bacia de Jatobá.....	169
Tabela 3.91 - Informações Geológicas da Bacia de Jequitinhonha.....	170
Tabela 3.92 - Resumo de Atividades de E&P – Bacia de Jequitinhonha	172
Tabela 3.93 - <i>Plays</i> da Bacia de Jequitinhonha	174
Tabela 3.94 - Atributos do <i>Play</i> Urucutuca – Bacia de Jequitinhonha.....	175
Tabela 3.95 - Atributos do <i>Play</i> Barra Nova – Bacia de Jequitinhonha.....	177
Tabela 3.96 - Atributos do <i>Play</i> Mariricu – Bacia de Jequitinhonha.....	178
Tabela 3.97 - Informações Geológicas da Bacia do Marajó	180
Tabela 3.98 - Resumo de Atividades de E&P – Bacia do Marajó.....	182
Tabela 3.99 - <i>Plays</i> da Bacia do Marajó	185
Tabela 3.100 - Atributos do <i>Play</i> Breves-Itapecuru – Bacia do Marajó	186
Tabela 3.101 - Informações Geológicas da Bacia do Pará-Maranhão	188
Tabela 3.102 - Resumo de Atividades de E&P – Bacia do Pará-Maranhão.....	190
Tabela 3.103 - <i>Plays</i> da Bacia do Pará-Maranhão	192
Tabela 3.104 - Atributos do <i>Play</i> Travosas Terciário – Bacia do Pará-Maranhão	193
Tabela 3.105 - Atributos do <i>Play</i> Ilha de Santana – Bacia do Pará-Maranhão	195
Tabela 3.106 - Atributos do <i>Play</i> Travosas Escorregamento Gravitacional – Bacia do Pará-Maranhão	196
Tabela 3.107 - Atributos do <i>Play</i> Travosas Cretáceo Superior – Bacia do Pará-Maranhão.....	198
Tabela 3.108 - Atributos do <i>Play</i> Canárias – Bacia do Pará-Maranhão	199
Tabela 3.109 - Informações Geológicas da Bacia do Paraná.....	201
Tabela 3.110 - Resumo de Atividades de E&P – Bacia do Paraná	203
Tabela 3.111 - <i>Plays</i> da Bacia do Paraná.....	206
Tabela 3.112 - Atributos do <i>Play</i> Rio Bonito – Bacia do Paraná.....	207
Tabela 3.113 - Atributos do <i>Play</i> Itararé Guatá – Bacia do Paraná.....	209
Tabela 3.114 - Informações Geológicas da Bacia dos Parecis.....	210
Tabela 3.115 - Resumo de Atividades de E&P – Bacia dos Parecis	212
Tabela 3.116 - <i>Plays</i> da Bacia dos Parecis	214

Tabela 3.117 - Atributos do <i>Play</i> Paleozoico– Bacia dos Parecis.....	215
Tabela 3.118 - Atributos do <i>Play</i> Neoproterozoico – Bacia dos Parecis.....	217
Tabela 3.119 - Informações Geológicas da Bacia do Parnaíba.....	218
Tabela 3.120 - Resumo de Atividades de E&P – Bacia do Parnaíba	220
Tabela 3.121 - <i>Plays</i> da Bacia do Parnaíba.....	223
Tabela 3.122 - Atributos do <i>Play</i> Grajaú-Itapecurú-Codó – Bacia do Parnaíba	224
Tabela 3.123 - Atributos do <i>Play</i> Devoniano – Bacia do Parnaíba.....	226
Tabela 3.124 - Atributos do <i>Play</i> Siluriano – Bacia do Parnaíba.....	227
Tabela 3.125 - Informações Geológicas da Bacia de Pelotas	229
Tabela 3.126 - Resumo de Atividades de E&P – Bacia de Pelotas.....	231
Tabela 3.127 - <i>Plays</i> da Bacia Pelotas	234
Tabela 3.128 - Atributos do <i>Play</i> Imbé Sub-Hidratos – Bacia de Pelotas.....	235
Tabela 3.129 - Atributos do <i>Play</i> Imbé Cone – Bacia de Pelotas.....	237
Tabela 3.130 - Atributos do <i>Play</i> Imbé Turbiditos – Bacia de Pelotas	238
Tabela 3.131 - Atributos do <i>Play</i> Cassino – Bacia de Pelotas	240
Tabela 3.132 - Informações Geológicas da Bacia de Pernambuco-Paraíba	241
Tabela 3.133 - Resumo de Atividades de E&P – Bacia de Pernambuco-Paraíba	243
Tabela 3.134 - <i>Plays</i> da Bacia de Pernambuco-Parnaíba.....	245
Tabela 3.135 - Atributos do <i>Play</i> Calumbi – Bacia de Pernambuco-Paraíba.....	246
Tabela 3.136 - Atributos do <i>Play</i> Estiva – Bacia de Pernambuco-Paraíba	248
Tabela 3.137 - Atributos do <i>Play</i> Cabo – Bacia de Pernambuco-Paraíba	249
Tabela 3.138 - Informações Geológicas da Bacia Potiguar	251
Tabela 3.139 - Resumo de Atividades de E&P – Bacia Potiguar	253
Tabela 3.140 - <i>Plays</i> da Bacia Potiguar.....	256
Tabela 3.141 - Atributos do <i>Play</i> Ubarana Terciário – Bacia Potiguar.....	257
Tabela 3.142 - Atributos do <i>Play</i> Ubarana Cretáceo Superior – Bacia Potiguar.....	259
Tabela 3.143 - Atributos do <i>Play</i> Açú – Bacia do Potiguar	260
Tabela 3.144 - Atributos do <i>Play</i> Alagamar – Bacia de Potiguar.....	262
Tabela 3.145 - Atributos do <i>Play</i> Pendência – Bacia Potiguar	263
Tabela 3.146 - Informações Geológicas da Bacia do Recôncavo	265
Tabela 3.147 - Resumo de Atividades de E&P – Bacia do Recôncavo.....	267
Tabela 3.148 - <i>Plays</i> da Bacia do Recôncavo.....	270
Tabela 3.149 - Atributos do <i>Play</i> Salvador – Bacia do Recôncavo.....	271
Tabela 3.150 - Atributos do <i>Play</i> Ilhas – Bacia do Recôncavo.....	273
Tabela 3.151 - Atributos do <i>Play</i> Candeias – Bacia do Recôncavo.....	274
Tabela 3.152 - Atributos do <i>Play</i> Brotas-Santo Amaro – Bacia do Recôncavo	276
Tabela 3.153 - Informações Geológicas da Bacia do Rio do Peixe.....	277
Tabela 3.154 - Resumo de Atividades de E&P – Bacia do Rio do Peixe	279
Tabela 3.155 - <i>Plays</i> da Bacia do Rio do Peixe.....	280
Tabela 3.156 - Atributos do <i>Play</i> Rio do Peixe – Bacia do Rio do Peixe	281
Tabela 3.157 - Informações Geológicas da Bacia de Santos	283
Tabela 3.158 - Resumo de Atividades de E&P – Bacia Santos.....	285

Tabela 3.159 - <i>Plays</i> da Bacia de Santos.....	288
Tabela 3.160 - Atributos do <i>Play</i> Marambaia – Bacia de Santos.....	289
Tabela 3.161 - Atributos do <i>Play</i> Santos-Juréia – Bacia de Santos.....	291
Tabela 3.162 - Atributos do <i>Play</i> Ilhabela – Bacia de Santos.....	292
Tabela 3.163 - Atributos do <i>Play</i> Guarujá – Bacia de Santos	294
Tabela 3.164 - Atributos do <i>Play</i> Guaratiba – Bacia de Santos	295
Tabela 3.165 - Informações Geológicas da Bacia do São Francisco	297
Tabela 3.166 - Resumo de Atividades de E&P – Bacia do São Francisco.....	299
Tabela 3.167 - <i>Plays</i> da Bacia do São Francisco.....	302
Tabela 3.168 - Atributos do <i>Play</i> Bambuí – Bacia do São Francisco.....	303
Tabela 3.169 - Atributos do <i>Play</i> Macaúbas-Paranoá – Bacia do São Francisco.....	305
Tabela 3.170 - Informações Geológicas da Bacia de São Luis-Bragança-Viseu.....	306
Tabela 3.171 - Resumo de Atividades de E&P – Bacia de São Luis-Bragança-Viseu.....	308
Tabela 3.172 - <i>Plays</i> da Bacia de São Luis-Bragança-Viseu	310
Tabela 3.173 - Atributos do <i>Play</i> Itapecuru – Bacia de São Luis-Bragança-Viseu	311
Tabela 3.174 - Atributos do <i>Play</i> Grajaú – Bacia do São Luis-Bragança-Viseu.....	313
Tabela 3.175 - Informações Geológicas da Bacia de Sergipe-Alagoas.....	314
Tabela 3.176 - Resumo de Atividades de E&P – Bacia de Sergipe-Alagoas	318
Tabela 3.177 - <i>Plays</i> da Bacia de Sergipe-Alagoas	320
Tabela 3.178 - Atributos do <i>Play</i> Calumbi – Bacia de Sergipe-Alagoas	321
Tabela 3.179 - Atributos do <i>Play</i> Sergipe – Bacia de Sergipe-Alagoas	323
Tabela 3.180 - Atributos do <i>Play</i> Muribeca – Bacia de Sergipe-Alagoas.....	324
Tabela 3.181 - Atributos do <i>Play</i> Coruripe – Bacia de Sergipe-Alagoas.....	326
Tabela 3.182 - Atributos do <i>Play</i> Perucaba – Bacia de Sergipe-Alagoas	327
Tabela 3.183 - Informações Geológicas da Bacia do Solimões	329
Tabela 3.184 - Resumo de Atividades de E&P – Bacia do Solimões.....	331
Tabela 3.185 - <i>Plays</i> da Bacia do Solimões	334
Tabela 3.186 - Atributos do <i>Play</i> Juruá – Bacia do Solimões	335
Tabela 3.187 - Atributos do <i>Play</i> Jandiatuba – Bacia do Solimões	337
Tabela 3.188 - Informações Geológicas da Bacia do Tacutu.....	338
Tabela 3.189 - Resumo de Atividades de E&P – Bacia do Tacutu.....	340
Tabela 3.190 - <i>Plays</i> da Bacia do Tacutu	341
Tabela 3.191 - Atributos do <i>Play</i> Rifte Tacutu– Bacia do Tacutu	342
Tabela 3.192 - Informações Geológicas da Bacia de Tucano Central	344
Tabela 3.193 - Resumo de Atividades de E&P – Bacia de Tucano Central.....	346
Tabela 3.194 - <i>Plays</i> da Bacia de Tucano Central.....	348
Tabela 3.195 - Atributos do <i>Play</i> Salvador – Bacia de Tucano Central.....	349
Tabela 3.196 - Atributos do <i>Play</i> Ilhas – Bacia de Tucano Central.....	351
Tabela 3.197 - Atributos do <i>Play</i> Candeias – Bacia de Tucano Central.....	352
Tabela 3.198 - Atributos do <i>Play</i> Brotas – Bacia de Tucano Central.....	354
Tabela 3.199 - Informações Geológicas da Bacia de Tucano Norte.....	355
Tabela 3.200 - Resumo de Atividades de E&P – Bacia de Tucano Norte	357

Tabela 3.201 - <i>Plays</i> da Bacia de Tucano Norte.....	358
Tabela 3.202 - Atributos do <i>Play</i> Cretáceo Inferior – Bacia de Tucano Norte.....	359
Tabela 3.203 - Atributos do <i>Play</i> Brotas – Bacia de Tucano Norte	361
Tabela 3.204 - Informações Geológicas da Bacia de Tucano Sul.....	362
Tabela 3.205 - Resumo de Atividades de E&P – Bacia de Tucano Sul	364
Tabela 3.206 - <i>Plays</i> da Bacia de Tucano Sul	366
Tabela 3.207 - Atributos do <i>Play</i> Salvador – Bacia de Tucano Sul	367
Tabela 3.208 - Atributos do <i>Play</i> Ilhas – Bacia de Tucano Sul	369
Tabela 3.209 - Atributos do <i>Play</i> Candeias – Bacia de Tucano Sul	370
Tabela 3.210 - Atributos do <i>Play</i> Brotas – Bacia de Tucano Sul	372
Tabela B.1 - Atributos de Recursos Não Convencionais – Betume (<i>Tar Sands</i>)	403
Tabela B.2 - Atributos de Recursos Não Convencionais – Óleo de Folhelho (<i>Shale Oil</i>).....	405
Tabela B.3 - Atributos de Recursos Não Convencionais – Gás de Folhelho (<i>Shale Gas</i>)	406
Tabela B.4 - Atributos de Recursos Não Convencionais - Gás em Formações Fechadas	409

Projeto Gráfico e Editoração Eletrônica
Tag Comunicação

Revisão Ortográfica e Gramatical
Tag Comunicação

Impressão
Gráfica e Editora Concreta Ltda.



Ministério de
Minas e Energia



ISBN 978-856615302-6

