



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

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



Relação dos Autores do Relatório

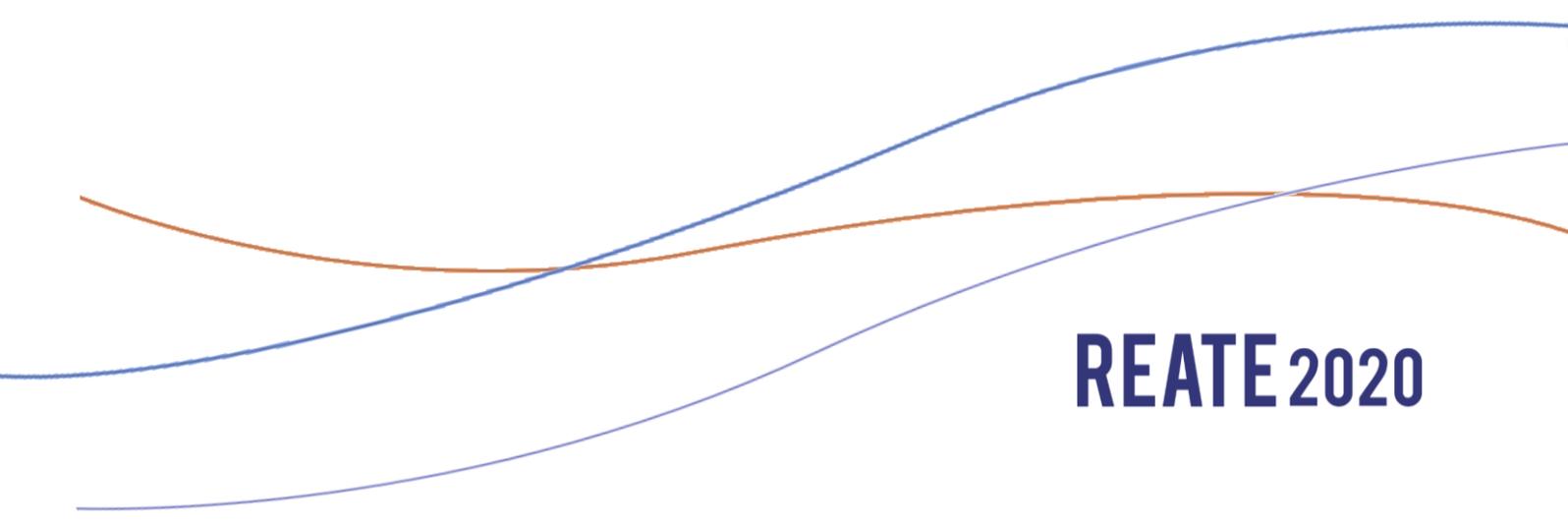
Coordenação	Empresa/Instituição	Associação
Marcos Frederico Farias de Souza	EPE	-
Regina Freitas Fernandes	EPE	-
Marcelo Ferreira Alfradique	EPE	-

Participantes	Empresa/Instituição	Associação
Adriana Queiroz Ramos	EPE	-
Claudia Maria Chagas Bonelli	EPE	-
Gabriel de Figueiredo da Costa	EPE	-
Katia Souza D'Almeida	EPE	-
Nathalia Oliveira de Castro	EPE	-
Pamela Cardoso Vilela	EPE	-
Pericles de Abreu Brumati	EPE	-
Raul Fagundes Leggieri	EPE	-
Roberta de Albuquerque Cardoso	EPE	-
Carlos Agenor Onofre Cabral	MME	-
Diogo dos Santos Baleeiro	MME	-
Lucas Mota de Lima	MME	-
Andrei de Marco Dignart	ANP	-
Elaine Maria Lopes Loureiro	ANP	-
Juliana Ribeiro Vieira	ANP	-
Ronan Magalhães Ávila	ANP	-
Noevaldo Araújo Teixeira	CPRM	-
Egberto Pereira	UERJ	-
René Rodrigues	UERJ	-



SUMÁRIO

1. SUMÁRIO EXECUTIVO	5
2. INTRODUÇÃO.....	5
3. RESULTADOS A SEREM ATINGIDOS	6
4. RECURSOS NECESSÁRIOS.....	6
4.1 Recursos Humanos.....	6
4.2 Recursos Tecnológicos	6
4.3 Recursos Financeiros	6
4.4 Dados Técnicos	6
5. PLANO DE AÇÃO	7
ANEXO I.....	10
AI.1 Bacias Paleozoicas	12
AI.2. Bacias Mesozoicas Terrestres Costeiras.....	15
AI.3. Bacias Proterozoicas.....	16
ANEXO II – METODOLOGIA PARA AVALIAÇÃO DO POTENCIAL DE ÓLEO E GÁS NATURAL DE BACIAS TERRESTRES BRASILEIRAS.....	17
A2.1. Introdução	17
A2.2. Áreas-alvo	19
A2.3. Levantamento de dados necessários para áreas com base de dados preliminar satisfatória	20
ANEXO III – DADOS DISPONÍVEIS PARA AVALIAÇÃO DO POTENCIAL DE ÓLEO E GÁS NATURAL DE BACIAS TERRESTRES BRASILEIRAS	23
- Dados da Bacia do Solimões	24
- Dados da Bacia do Amazonas	25
- Dados da Bacia do Parnaíba	26
- Dados da Bacia do Paraná	27
- Dados da Bacia de Tucano Sul	28
- Dados da Bacia Potiguar	29
- Dados da Bacia de Sergipe.....	30
- Dados da Bacia de Alagoas	31
- Dados da Bacia do Recôncavo	32
- Dados da Bacia do Espírito Santo-Mucuri	33



REATE 2020

1. SUMÁRIO EXECUTIVO

Este Plano de Trabalho desenvolve-se no âmbito do Subcomitê 3, criado pelo comitê do REATE 2020 por meio da Resolução CNPE nº 27 de 2019, que trata do Potencial de Óleo e Gás em terra, cujo objetivo é identificar e quantificar o potencial de óleo e gás natural das bacias terrestres, mapear as potenciais oportunidades para estocagem de gás natural, pesquisar e propor soluções tecnológicas para a produção de gás natural, sob coordenação da Empresa de Pesquisa Energética (EPE).

2. INTRODUÇÃO

Uma vez que o ambiente onshore possui um cenário distinto do offshore no que tange a custos de exploração e produção, assim como em relação a volumes de hidrocarbonetos, conclui-se que as empresas petrolíferas dispostas a explorar este ambiente possuem capacidade orçamentária e infraestrutura técnica menores em relação às que tem como foco principal a exploração no offshore. Muitas vezes, estudos iniciais para a avaliação de áreas exigem um montante de capital e disponibilidade de mão de obra especializada acima do que estas empresas suportam. Este projeto facilitaria a entrada destas empresas através de análises criteriosas das áreas, tornando as bacias sedimentares atrativas e oferecendo mais informações de maneira isonômica nas rodadas de licitações.

A proposta do subcomitê Potencial de Petróleo e Gás *Onshore*, consiste, em modo geral, na estruturação de estudos de potencial técnico, econômico e de mercado de petróleo e gás das bacias sedimentares terrestres brasileiras.

No que tange ao mapeamento do potencial de tais bacias, as ações prioritárias foram divididas em três macro etapas: (1) a elaboração do cronograma para mapeamento das bacias sedimentares terrestres, em especial ao estudo do potencial de geração de hidrocarboneto das bacias sedimentares, cujo resultado indicará áreas favoráveis e/ou prioritárias para estudos futuros; (2) a execução das atividades previstas no cronograma obtido na etapa 1; e (3), a elaboração de um cronograma, a longo prazo, de mapeamento contínuo do potencial, contemplando a obtenção de estimativas volumétricas para as áreas indicadas na primeira etapa.

As avaliações provenientes destes estudos também serão insumo para futuros ciclos do Zoneamento Nacional de Recursos de Óleo e Gás, de autoria da Empresa de Pesquisa Energética.

3. RESULTADOS A SEREM ATINGIDOS

- Avaliação do potencial de geração de hidrocarbonetos em áreas de bacias paleozoicas com dados públicos disponíveis.
- Avaliação do potencial de geração de hidrocarbonetos em áreas de bacias mesozoicas (terrestres costeiras) com dados públicos disponíveis.
- Avaliação do potencial de geração de hidrocarbonetos em áreas de bacias proterozoicas e demais áreas onshore com poucos dados disponíveis.
- Mapear o potencial volumétrico de óleo e gás das áreas estudadas nos itens 1, 2 e 3, buscando nivelar as informações sobre as bacias.

4. RECURSOS NECESSÁRIOS

4.1 Recursos Humanos

O Subcomitê 3 é formado por representantes das instituições constituintes do Comitê Executivo do REATE: MME, Empresa de Pesquisa Energética (EPE); Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP); pela Companhia de Pesquisa de Recursos Minerais (CPRM), por meio de convite do comitê através do Ofício MME XXX/2020; e pela Universidade do Estado do Rio de Janeiro (UERJ), por meio de convite do comitê através do Ofício MME XXX/2020.

4.2 Recursos Tecnológicos

Os recursos tecnológicos disponíveis serão aqueles de posse dos responsáveis por cada etapa do Plano de Trabalho, de acordo com o item 6.

4.3 Recursos Financeiros

Não estão previstos aportes de verba aos órgãos para a execução desse Plano de Trabalho.

4.4 Dados Técnicos

Nas fases iniciais deste Plano, para a avaliação do potencial de geração das áreas definidas serão utilizados dados públicos a serem solicitados junto ao Banco de Dados de Exploração e Produção da ANP. Os dados serão solicitados pelo MME e a obtenção dos mesmos para a execução das ações previstas no plano de ação ocorrerá sem ônus para as instituições envolvidas.

Os dados serão utilizados exclusivamente para as atividades previstas nesse Plano de Trabalho. Os participantes que não tem acesso aos dados garantidos pela

Resolução ANP 757 de 2018, deverão assinar termo concordando no uso exclusivo dos dados para esse projeto.

Os dados a serem utilizados serão definidos em conjunto pelos membros do Subcomitê, podendo os mesmos serem solicitados ao longo do projeto, à medida que sua necessidade for identificada. Para o início do projeto, será solicitado um conjunto de dados de poços; dados de geoquímica de rocha e de óleo; dados de levantamentos geoquímicos de superfície; linhas sísmicas e demais dados geofísicos.

5. PLANO DE AÇÃO

A responsabilidade de execução de cada etapa é de uma instituição específica. O acompanhamento de cada atividade poderá ser realizado por uma equipe composta por membros de outras instituições, de maneira consultiva em reuniões pontuais.

As atividades e equipes envolvidas em cada etapa estão sumarizadas na Tabela 1.

Tabela 1. Atividades a serem desenvolvidas com responsável e equipe envolvidas.

Atividade	Responsável	Equipe
Definição de escopo e seleção das áreas	EPE	UERJ, ANP, MME, CPRM
Definição da Metodologia	EPE	UERJ
Seleção dos dados	EPE	UERJ, ANP
Solicitação dos dados	MME	-
Disponibilização de dados	ANP	-
Controle de qualidade dos dados	UERJ	CPRM
Interpretação de dados geoquímicos	UERJ	CPRM
Interpretação de dados sísmicos	EPE	ANP, UERJ, CPRM
Estimativa volumétrica	EPE	UERJ, ANP, CPRM
Análise de sensibilidade	EPE	ANP, CPRM, UERJ, MME
Confecção do relatório	EPE	ANP, UERJ, CPRM, MME

O cronograma tentativo da execução do projeto está sumarizado na tabela 2 a seguir, porém o prazo total para o término é de 24 meses, considerando que novos dados devem ser solicitados ao longo do trabalho, com necessidade de reinterpretação dos mesmos. O cronograma inicia-se em junho/2020.

ANEXO I – ÁREAS DEFINIDAS EM BACIAS TERRESTRES BRASILEIRAS PARA VERIFICAÇÃO DO POTENCIAL DE GERAÇÃO E ESTIMATIVAS VOLUMÉTRICAS

Foram definidas como áreas prioritárias para estudo do potencial de geração e estimativas volumétricas em ambiente *onshore*, bacias sedimentares, divididas em três grupos segundo a disponibilidade de dados, idade e metodologia de trabalho. Os grupos consideram: as bacias paleozoicas com dados públicos disponíveis; as bacias mesozoicas terrestres costeiras com dados públicos disponíveis; e as bacias proterozoicas dos Parecis e São Francisco, com poucos dados disponíveis (Figura 1).

As áreas prioritárias nas bacias indicadas foram selecionadas com base em argumentos de Importância Petrolífera de Área – IPA (EPE, 2019). Foi realizado o cruzamento dos argumentos de Prospectividade, Infraestrutura de Abastecimento e Evidência Direta de Hidrocarbonetos que estão descritos abaixo:

- O argumento de Prospectividade, que se refere ao potencial petrolífero das áreas das bacias sedimentares, utilizando as chances de *play* provenientes da avaliação geológica calibrada pela Probabilidade Condicional de Sucesso de cada bacia em conjunto com o volume de recursos não descobertos calculado. Foi atribuído um peso de 0,25 para este argumento na geração deste mapa;
- O argumento de Infraestrutura de Abastecimento, representando a importância, operacional e econômica, atribuída às áreas mais próximas de instalações que possibilitem o aproveitamento da produção de petróleo e gás natural pela sociedade, em comparação com aquelas mais longínquas, considerando-se inclusive as planejadas e em construção (dutos, unidades de processamento e linhas de transmissão). Também foi atribuído um peso de 0,25 para este argumento;
- O argumento de Evidência Direta de Hidrocarbonetos, que contempla evidências da presença de hidrocarbonetos em poços perfurados, exsudações e análise geoquímica de superfície. Como os dados geoquímicos guiarão o mapeamento do potencial de carga petrolífera, num primeiro momento das atividades do subcomitê, atribuiu-se um peso de 0,5 para este argumento.

Os mapas obtidos apresentam as áreas com maior relevância para serem priorizadas nos estudos de potencial. A seleção destas áreas foi corroborada pela indicação dos especialistas da UERJ que, com base em estudos anteriores, puderam indicar as melhores oportunidades de avanço nos estudos.

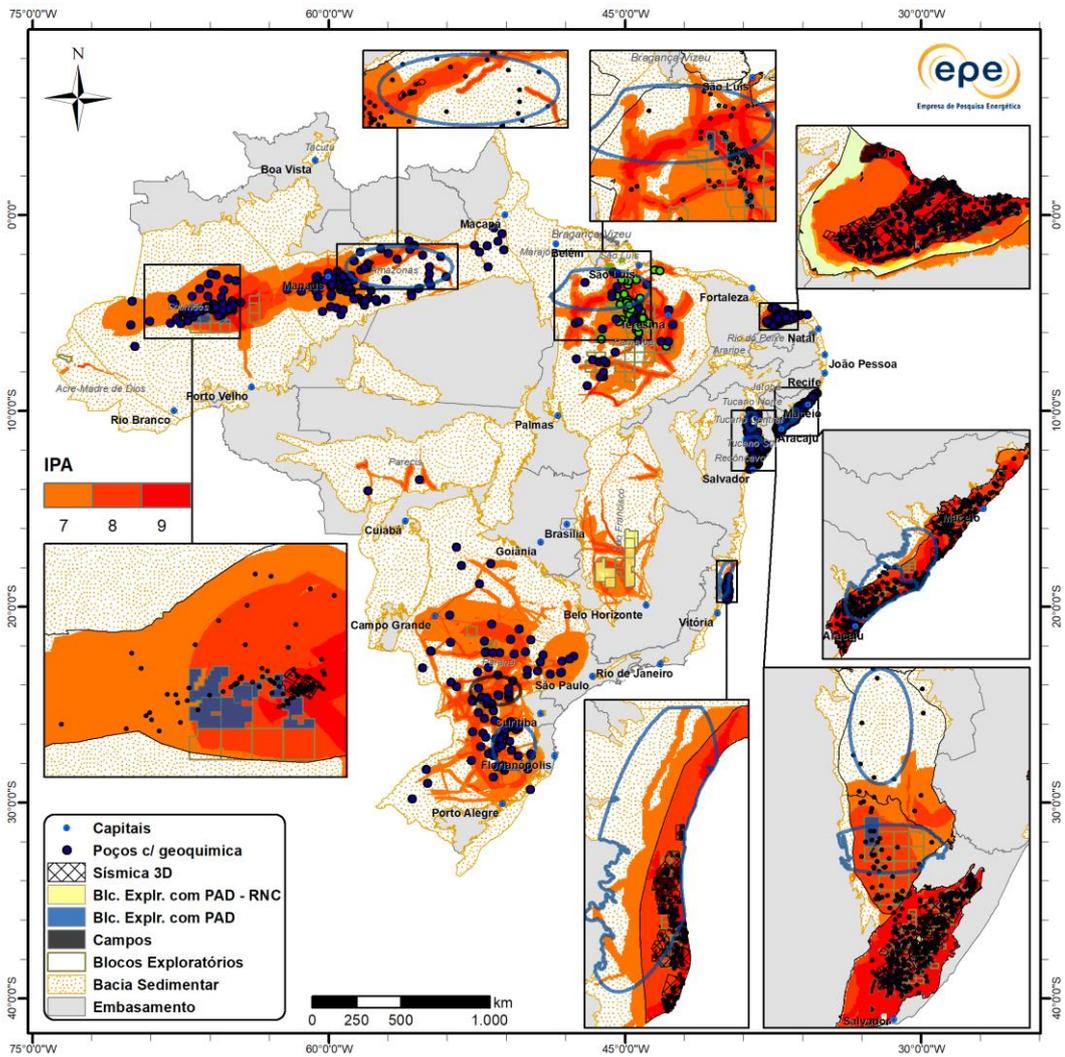


Figura 1. Áreas priorizadas para estudos de potencial de óleo e gás.

Al.1 Bacias Paleozoicas

As bacias paleozoicas selecionadas para o estudo do potencial de geração e estimativas volumétricas são: Solimões, Amazonas (Figura 2), Parnaíba (Figura 3) e Paraná (Figura 4).

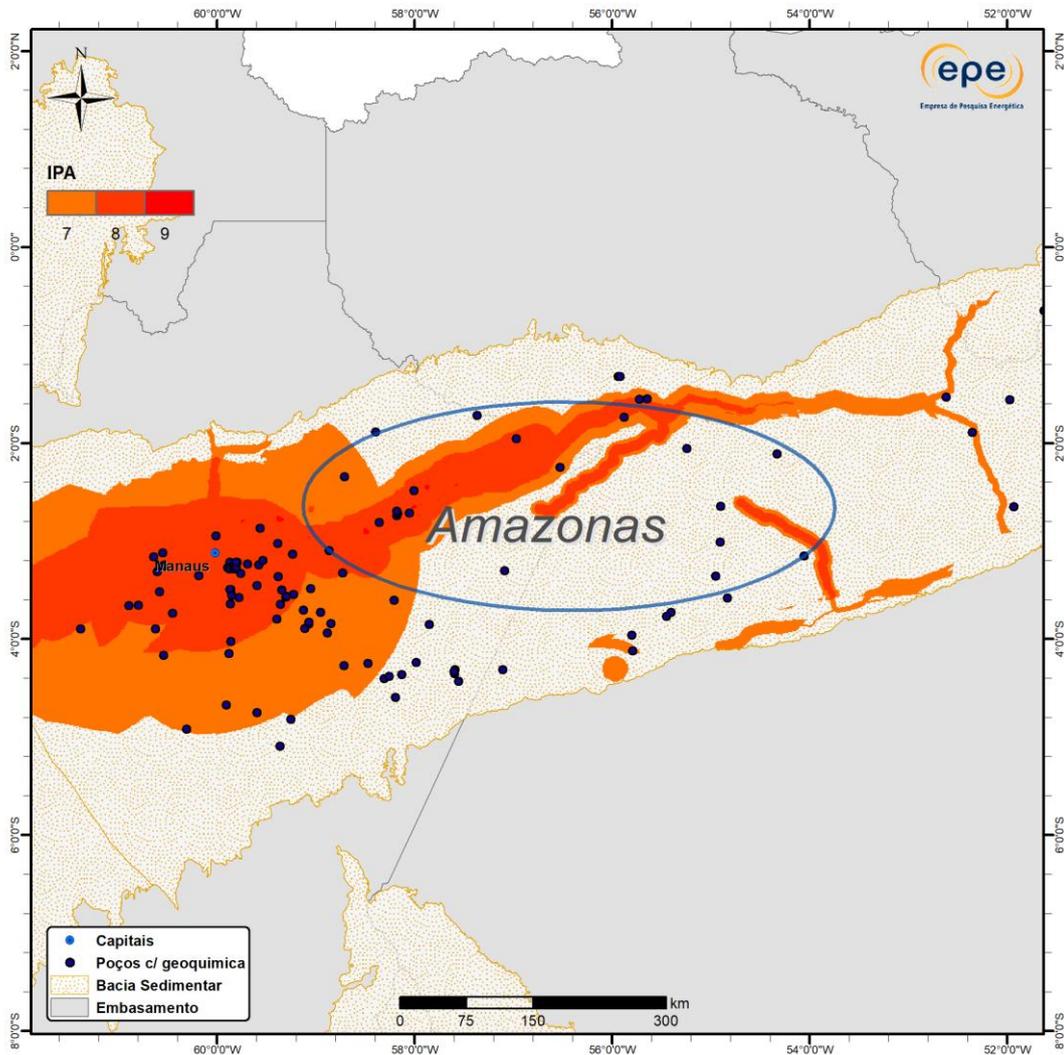


Figura 2: área priorizada e poços com dados geoquímicos disponíveis na bacia do Amazonas.

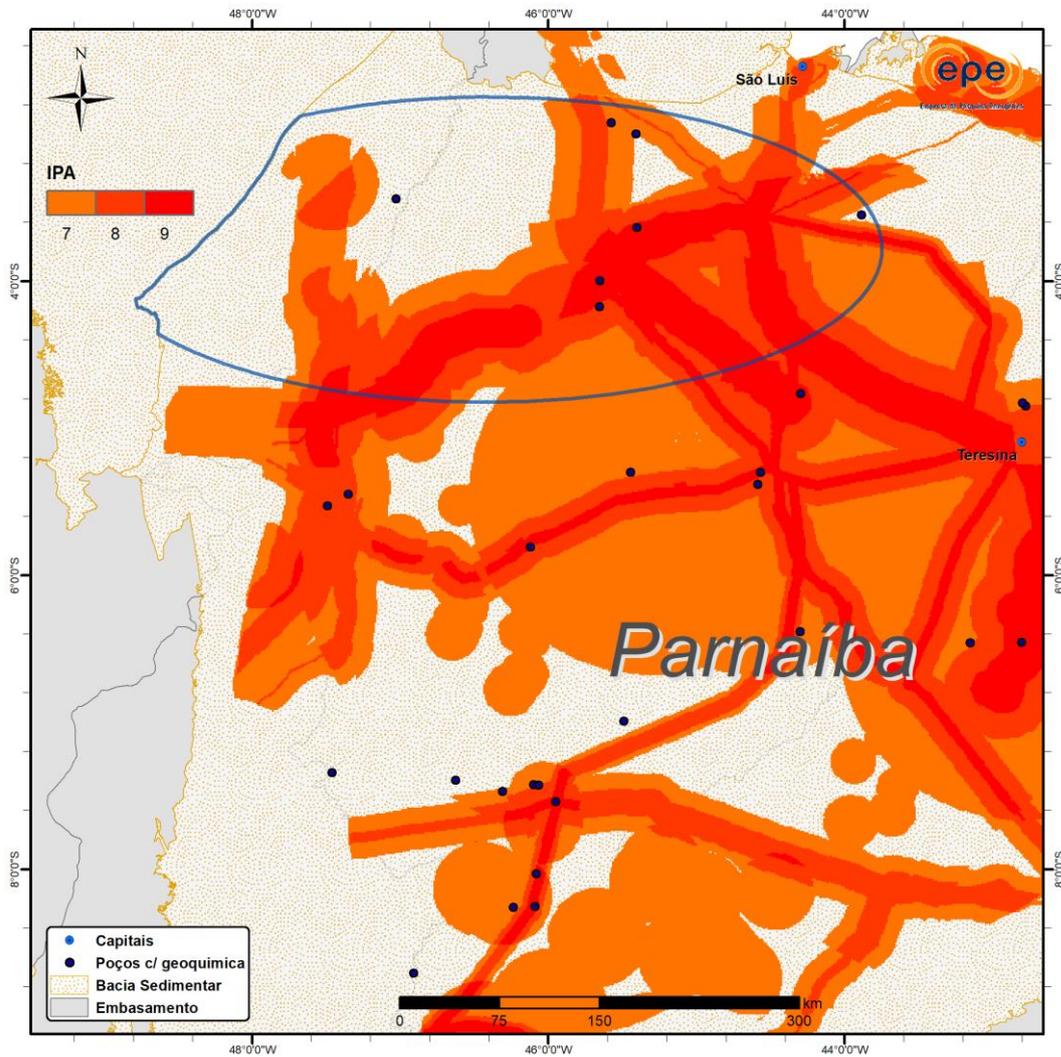


Figura 3: área priorizada e poços com dados geoquímicos disponíveis na bacia do Parnaíba.

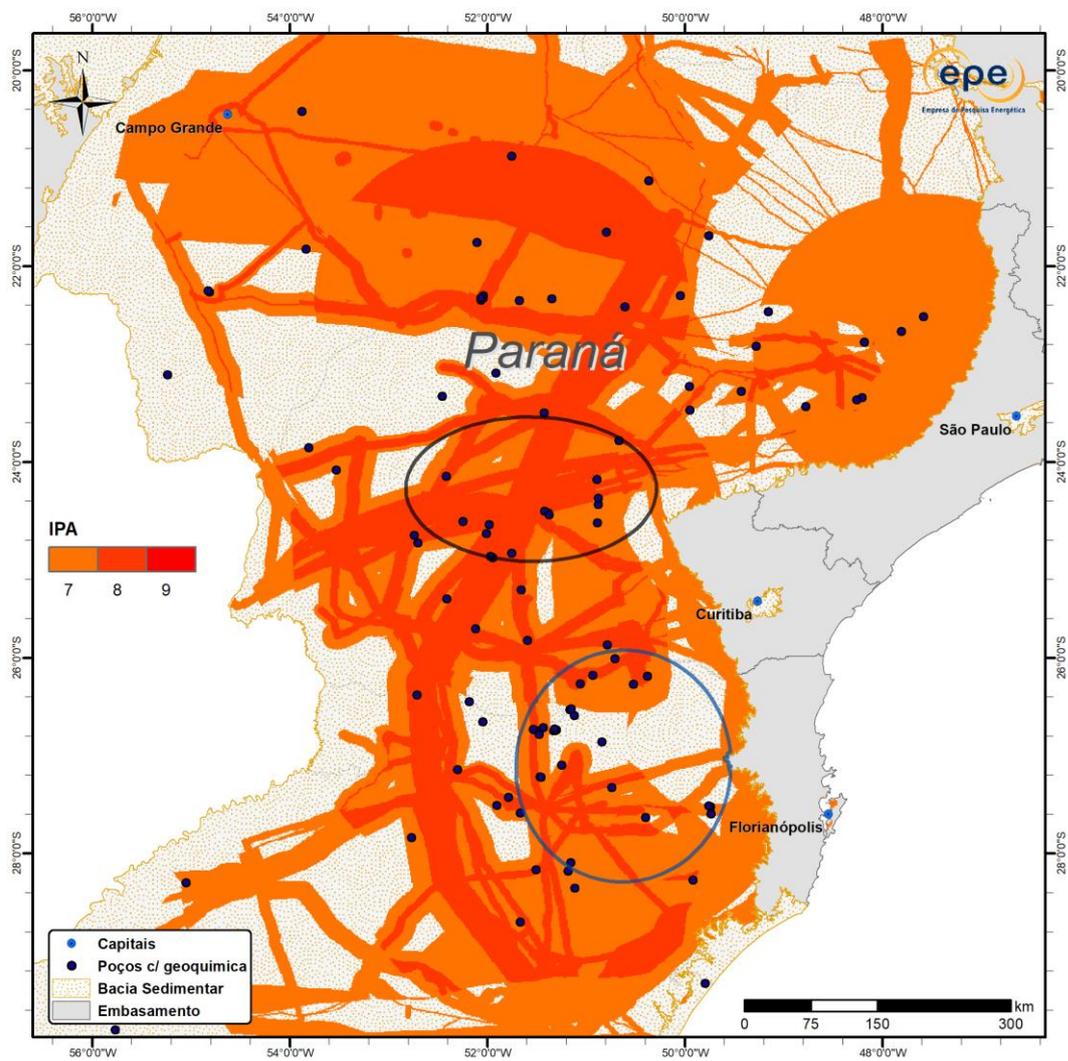


Figura 4: áreas priorizadas e poços com dados geoquímicos disponíveis na bacia do Paraná.

Al.2. Bacias Mesozoicas Terrestres Costeiras

As bacias mesozoicas terrestres costeiras selecionadas para o estudo do potencial de geração e estimativas volumétricas são: Sergipe, Alagoas, Tucano Sul e Central (Figura 5), Espírito Santo (Figura 6) e Potiguar.

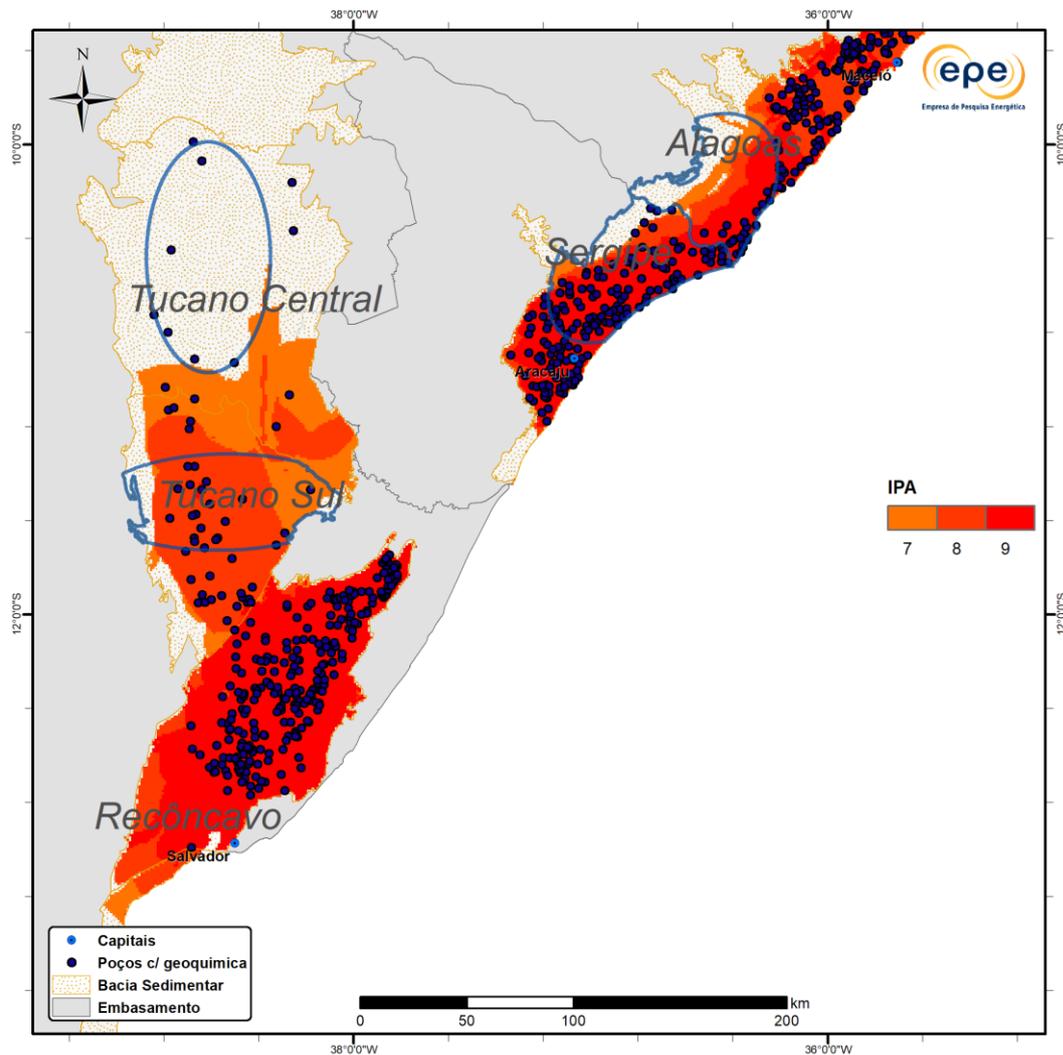


Figura 5: áreas prioritizadas e poços com dados geoquímicos disponíveis nas bacias de Sergipe, Alagoas, Recôncavo, Tucano Central e Tucano Sul.

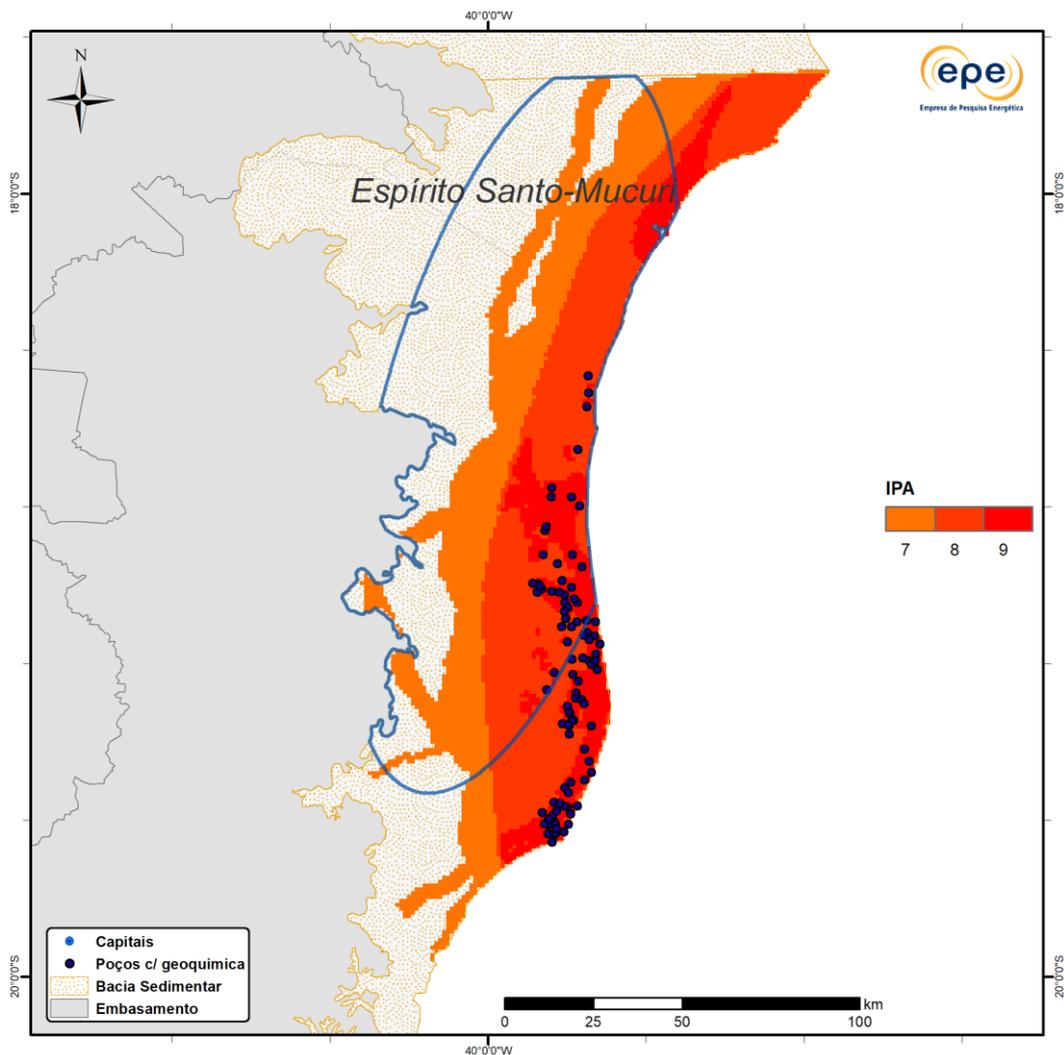


Figura 6: área priorizada e poços com dados geoquímicos disponíveis na bacia do Espírito Santo-Mucuri.

AI.3. Bacias Proterozoicas

As bacias proterozoicas com poucos dados disponíveis selecionadas para o estudo do potencial de geração e estimativas volumétricas são: dos Parecis e São Francisco.

ANEXO II – METODOLOGIA PARA AVALIAÇÃO DO POTENCIAL DE ÓLEO E GÁS NATURAL DE BACIAS TERRESTRES BRASILEIRAS

A2.1. Introdução

Para estabelecer o Zoneamento Nacional de Recursos de Óleo e Gás, a EPE (Empresa de Pesquisa Energética) utiliza como parâmetros geológicos os seguintes aspectos: Seleção de Bacias, Plays Exploratórios, Bacias Efetivas, Chances de Descobertas, Expectativa de Fluidos, Identificação de Prospectos e Estimativa Volumétrica, sendo essa análise baseada no conceito de *play* exploratório que utiliza para sua definição o mapeamento dos fatores geológicos que controlam a ocorrência de acumulação de petróleo e gás natural.

Nesse modelo de análise, um aspecto fundamental para a definição volumétrica e análise probabilística é a definição da carga, que na metodologia considera tantos os fatores de geração como de migração, onde $Carga = geração + migração$, considerando como geração a quantidade e maturidade da matéria orgânica na rocha geradora, e sendo a migração, os caminhos, a frente de migração e o sincronismo entre a migração de hidrocarbonetos e o reservatório em situação de trapa. Contudo, consideramos que poderia ser acrescentado na definição da carga o tipo da matéria orgânica que irá definir qual hidrocarboneto será gerado, bem como, poderia também ser analisado o posicionamento das rochas reservatório em relação à geradora.

Nesse sentido, mantendo a metodologia desenvolvida pela EPE, entendemos que uma análise mais factível para a definição de áreas prospectivas mais favoráveis, na visão definida acima, poderia estar baseada na consolidação de uma base mais robusta de dados geoquímicos para a caracterização e mapeamento da carga de cada área de interesse.

Assim, áreas com um baixo potencial de geração, mesmos em bacias já com atividades exploratórias, poderiam ser descartadas. Contudo, áreas pouco privilegiadas nos atuais estudos exploratórios poderiam ser valorizadas se demonstrarem bom potencial de geração. Essas informações são importantes, especialmente para empresas de pequeno porte que não possuem corpo técnico capaz de abarcar todas as áreas do conhecimento geológico, bem como de empresas que não possuam prévio conhecimento da história geológica das bacias sedimentares brasileiras, que têm baixa atividade exploratória.

Os dados geoquímicos para definir uma rocha geradora estão bem definidos pela Resolução ANP Nº 725, de 5.4.2018 - DOU 6.4.2018, sendo que a disponibilização e

acesso a esses dados são definidos pela Resolução ANP Nº 757, de 23.11.2018 - DOU 26.11.2018.

Assim, seria necessário ter disponíveis dados de: Carbono Orgânico Total (COT); Pirólise; Análises de maturação térmica (Ro - Reflectância de Vitritina, ICE ou IAT); Análise Microscópica do Querogênio, Análises de fluidos, Cromatografia Gasosa de Óleo Total (GC *Whole oil*), Cromatografia Líquida, Análise de biomarcadores, tais como Terpanos (m/z 191), Esteranos (m/z 217) e Análise isotópica ($\delta^{13}C$) de óleo total e análises isotópicas das frações, disponíveis para os poços que estejam nas áreas prospectivas definidas. Com esses dados é possível definir o potencial gerador de um determinado intervalo rochoso, bem como avaliar o grau de maturação térmica atingido por esse intervalo e, se necessário, correlacionar os fluidos extraídos da geradora com aqueles presentes nos reservatórios.

Nesse ponto é importante fazer uma ressalva, pois normalmente na indústria do petróleo há uma prática em definir a rocha geradora como sendo uma determinada formação geológica. Contudo, essa prática tem se mostrado equivocada, uma vez que ao longo da extensão de uma formação somente alguns horizontes são efetivamente geradores. Dois exemplos clássicos são elucidativos (Rodrigues et al. 2019¹; Rodrigues et al. 2012², Rodrigues, 1995³). O primeiro refere-se a Formação Pimenteiras na Bacia do Parnaíba: embora a seção como um todo possa ter cerca de 300 metros em alguns pontos da bacia, somente três intervalos de algumas dezenas de metros são efetivamente geradores (intervalos A, B e C). O mesmo ocorre com a Formação Irati na Bacia do Paraná. Embora a referida formação possa atingir até 60 metros de espessura ao longo da bacia, somente dois intervalos de pouco metros são efetivamente geradores. Assim, ao fazer o cálculo de carga considerando a totalidade de 300 metros para a Formação Pimenteiras ou de 60 metros para a Formação Irati estaremos sobrevalorizando a carga a ser aplicada na definição dos volumes a serem gerados nas áreas prospectivas.

Para definir, então, esses horizontes são necessários inicialmente os dados de COT, para se estabelecer os intervalos mais favoráveis em termos de matéria orgânica, considerando como dado de corte o valor mínimo de 1% de COT. Em função desses dados serão projetadas as demais tarefas a serem efetuadas. Na ausência de dados geoquímicos diretos, podem ser usados métodos indiretos como o método DLogR

¹ Rodrigues, R.; Pereira, E.; Bergamaschi, S.; Bastos, L.P. H. Stable isotopes as a tool for stratigraphic studies: Insights from the Brazilian sedimentary record. In: Case Studies in Isotope Stratigraphy - Michael Montenari. (Org.). Stratigraphy & Timescales. 1ed.: Elsevier, 2019, p. 133-164.

² Rodrigues, R.; Pereira, E.; Bergamaschi, S. Rochas Geradoras Devonianas nas Bacias Paleozoicas Brasileiras. In: RIO OIL & GAS, 2012, Rio de Janeiro. Technical Papers. Rio de Janeiro: IBP, 2012.

³ Rodrigues, R. A Geoquímica Orgânica da Bacia do Parnaíba. 1995. 225p. Tese (Doutorado em Geociências) - Programa de Pós-graduação em Geociências, Instituto de Geociências, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre.

(PASSEY et al., 1990, in Oliveira 2015⁴). Para tanto, é necessário a utilização de perfis de Resistividade e Sônico.

Concluindo, a partir de uma base robusta de dados sobre a efetiva carga de geração de uma bacia poderiam ser definidas áreas prospectivas mais favoráveis para os diferentes sistemas petrolíferos atípicos (onde a maturação é definida pelo efeito térmico das rochas ígneas intrusivas) e convencionais, bem como, para os sistemas petrolíferos com reservatórios não convencionais. Assim, para a definição dos sistemas atípicos poderiam ser agregados, em etapas futuras, dados gravimétricos e magnetométricos para a definição das zonas mais favoráveis para o *emplacement* das rochas ígneas necessárias para a geração. Já para os sistemas convencionais poderiam ser adicionados, em etapas futuras, dados sísmicos 2D ou 3D para a definição de *plays* ou *leads* mais favoráveis, e por fim, para os sistemas com reservatórios não convencionais de baixa permeabilidade poderiam ser agregados em outras etapas, se disponíveis, dados petrofísicos e petrográficos, para definir a viabilidade de fraturamento e injeção para estimular a produção.

A2.2. Áreas-alvo

Considerando as premissas estabelecidas acima propõem-se algumas áreas prospectivas mais favoráveis nas bacias terrestres brasileiras, tendo em consideração os distintos sistemas petrolíferos apresentados acima, exibidas em mapas no Anexo I.

Para sistemas petrolíferos atípicos foram consideradas as seguintes áreas prospectivas, em ordem de prioridade:

- a) Porção central e noroeste da Bacia do Parnaíba (geradora devoniana);
- b) Área do entorno do Campo de Azulão na Bacia do Amazonas; (geradora devoniana);
- c) Área ao sul do Arco de Ponta Grossa (geradora permiana);
- d) Área central e norte do Arco de Ponta Grossa (geradora devoniana).

Para sistemas petrolíferos convencionais com o intuito na prospecção de gás natural, e geradoras terrestres podem ser consideradas, em ordem de prioridade:

- a) Bacia do Recôncavo;
- b) Bacia do Tucano Central / Sul.

Ainda para sistemas petrolíferos convencionais tanto para óleo como gás, podem ser consideradas as seguintes bacias:

⁴ Oliveira, S. S. Caracterização de reservatório não convencionais tipo shale-gas na Formação Barreirinhas - Bacia do Amazonas. 2015. Dissertação (Mestrado em Análise de Bacias e Faixas Móveis) - Universidade do Estado do Rio de Janeiro.

- a) Bacia do Espírito Santo (geradora *offshore*);
- b) Bacia de Sergipe/Alagoas (geradora *offshore*);
- c) Bacia Potiguar (geradora *onshore / offshore*)

Contudo, para essas bacias seria necessário focar nos processos de migração dos hidrocarbonetos, visto que as rochas geradoras dessas bacias, na grande maioria dos casos, estão posicionadas em *offshore*.

Para sistemas não convencionais pode ser considerada, para *shale gas*:

- a) Bacia do Recôncavo.

A2.3. Levantamento de dados necessários para áreas com base de dados preliminar satisfatória

Para cada sistema petrolífero específico é importante definir a base de dados a ser utilizada. Assim, para os sistemas atípicos devem ser estabelecidas as seguintes fases de trabalho:

- 1) Levantar todos os dados geoquímicos disponíveis para as áreas de interesse;
- 2) Levantar todos os poços na área de interesse e o set de dados de perfis;
- 3) Com base nos dados geoquímicos, raios-gama, resistividade e sônico definir os intervalos geradores mais favoráveis;
- 4) A partir dos intervalos definidos gerar mapas de isópacas para cada um;
- 5) Se disponível preparar mapas de isovalores de Ro - Reflectância de Vitrinite, ICE ou IAT;
- 6) Em etapas futuras, cruzar esses mapas gerados com os mapas gravimétricos e magnetométricos para definir áreas-alvo para a ação de rochas ígneas;
- 7) Em etapas futuras, datar as rochas ígneas presentes nos poços por métodos geocronológicos de alta precisão (Heimdal et al. 2018⁵);
- 8) Em etapas futuras, estabelecer o modelo de *emplacement* das rochas ígneas.

Para as bacias onde os sistemas petrolíferos são considerados convencionais, e com descobertas comprovadas, em fases futuras de trabalho poderiam ser seguidas as seguintes atividades:

⁵ Heimdal, T. H.; Svensen, H. H.; Ramezani, J.; Iyer, K.; Pereira, E.; Rodrigues, R.; Jones, M.; Callegaro, S. Large-scale sill emplacement in Brazil as a trigger for the end-Triassic crisis. Scientific Reports, v. 8, p. 1-12, 2018.

- 1) Com base na atratividade econômica definir blocos de trabalho;
- 2) Realizar mapeamento sísmico 3D de alta precisão;
- 3) Definir *leads* mais favoráveis, comparando os dados volumétricos obtidos com descobertas efetivas;
- 4) Agregar mapeamento sísmico-estrutural e propriedades petrofísicas indiretas por meio de atributos sísmicos;
- 5) Definir *plays* exploratórios.

Essa metodologia é válida para bacias com geradoras conhecidas e localizadas *onshore*. Porém, para as bacias onde as geradoras estão associadas a unidades depositadas em *offshore*, mas com acumulação *onshore*, previamente a esse fluxo de trabalho deveria ser agregado um estudo detalhado para a definição das rotas de migração (Sanabria, 2013⁶; Oliveira, 2016⁷) e a caracterização da rocha geradora. Para tanto, devem ser estabelecidas as seguintes atividades:

- 1) Mapeamento das acumulações e dos indícios de óleo *onshore*;
- 2) Caracterização geoquímica (biomarcadores e isótopos estáveis de carbono da matéria orgânica) dos referidos óleos, e correlação dos resultados com as possíveis rochas geradoras observadas em *offshore*, desde que estejam disponíveis para estes estudos;
- 3) Se disponíveis, realizar os mesmos procedimentos para *seeps* de óleo mapeados em *offshore*;
- 4) Para etapas futuras, realizar mapeamento sísmico-estrutural de detalhe nas áreas *offshore* mais favoráveis, para estabelecer possíveis rotas de migração;
- 5) Igualmente em futuros estudos, nas bacias onde as manifestações magmáticas são significativas, mapear sismicamente as intrusões ígneas em subsuperfície, datá-las, onde tiveram sido amostradas, e correlacioná-las com o arcabouço estrutural, de forma a definir sua influência na ativação de rotas de migração.

Por fim, para os possíveis sistemas não convencionais, especialmente para o estudo de *shale gas*, pode ser aplicado o roteiro de atividades estabelecido por Oliveira (2015), especialmente para as áreas onde existam rochas geradoras comprovadas e com evolução térmica condizente, conforme quadro abaixo.

⁶ Sanabria, L.L.O. Avaliação da Origem dos Hidrocarbonetos Observados na área limítrofe entre as bacias de Almada e Jequitinhonha. 2013. Dissertação (Mestrado em Análise de Bacias e Faixas Móveis) - Universidade do Estado do Rio de Janeiro, Agência Nacional do Petróleo.

⁷ Oliveira, L. C. Revisão tectono-estratigráfica da seção cenozoica da porção emersa das bacias do Espírito Santo e Mucuri. 2016. Tese (Doutorado em Análise de Bacias e Faixas Móveis) - Universidade do Estado do Rio de Janeiro.

Quadro 1 -Parâmetros mínimos, se disponíveis, para a avaliação de um reservatório tipo *Shale Gas*, adaptado de Oliveira (2015).

Parâmetros de Reservatório	Características	Relevância	Método de Investigação
Conteúdo, qualidade e maturidade da matéria orgânica.	%COT, tipo de querogênio, %Ro, origem da matéria orgânica e identificação de biomarcadores.	Identifica as características geoquímicas do reservatório.	Análise pelo Método Rock-Eval, Reflectância da Vitrinita e Cromatografia (GC / GCMS), Detector de Carbono e Enxofre.
Mapa de isópacas e de contorno estrutural.	Espessura do reservatório, extensão areal do reservatório, e extensão do recurso.	Define a espessura e a distribuição do intervalo do folhelho orgânico.	Perfis geofísicos de poço, Sísmica de Reflexão e Análise estratigráfica.
Estudo das propriedades geomecânicas e capacidade de faturamento.	Composição mineral, ductibilidade, conteúdo de argila, determinação da anisotropia e heterogeneidade dos folhelhos.	Define o potencial de fraturamento a elasticidade e a resistência ao cisalhamento, definição da argilosidade.	Análise de testemunho, Petrofísica e Perfil de imagem.
Condições geológicas para armazenamento de gás.	Reconstrução paleogeográfica, ambiente e processo de sedimentação, regime tectônico, caracterização estrutural, história do soterramento e subsidência.	Define a profundidade e temperatura de geração de gás, as propriedades específicas de cada formação, e localização da “cozinha de geração”.	Mapa de reconstrução paleogeográfica, Análise estratigráfica, Mapa de eventos.

ANEXO III – DADOS DISPONÍVEIS PARA AVALIAÇÃO DO POTENCIAL DE ÓLEO E GÁS NATURAL DE BACIAS TERRESTRES BRASILEIRAS

Os dados listados encontram-se disponíveis para solicitação no Banco de Dados de Exploração e Produção (BDEP) e serão posteriormente filtrados e selecionados de acordo com a necessidade para a execução das atividades de avaliação do potencial de geração das bacias definidas como objeto do estudo. São necessários: dados completos de poços, incluindo perfis compostos; tipo de óleos; dados geoquímicos de rocha e óleo e levantamentos; e linhas sísmicas para amarração dos poços. Após o recebimento, os dados serão avaliados quanto à qualidade e à possibilidade de aproveitamento e uso nos trabalhos. Com isso há a possibilidade de solicitação de outros dados, avaliados e justificados como necessários ao prosseguimento das atividades, além dos que vierem a se tornar públicos no decorrer das mesmas. A relação dos dados discriminados encontra-se em planilhas, divididas por bacia sedimentar, exceto pelos dados de levantamentos não sísmicos (gravimetria, magnetometria e análises geoquímicas de superfície), já que os mesmos se estendem por várias bacias sedimentares.

- Dados da Bacia do Solimões

Na Figura 1 constam os dados disponíveis para a Bacia do Solimões. Serão priorizados os poços com dados geoquímicos e linhas sísmicas regionais, necessárias para a amarração dos dados dos poços.

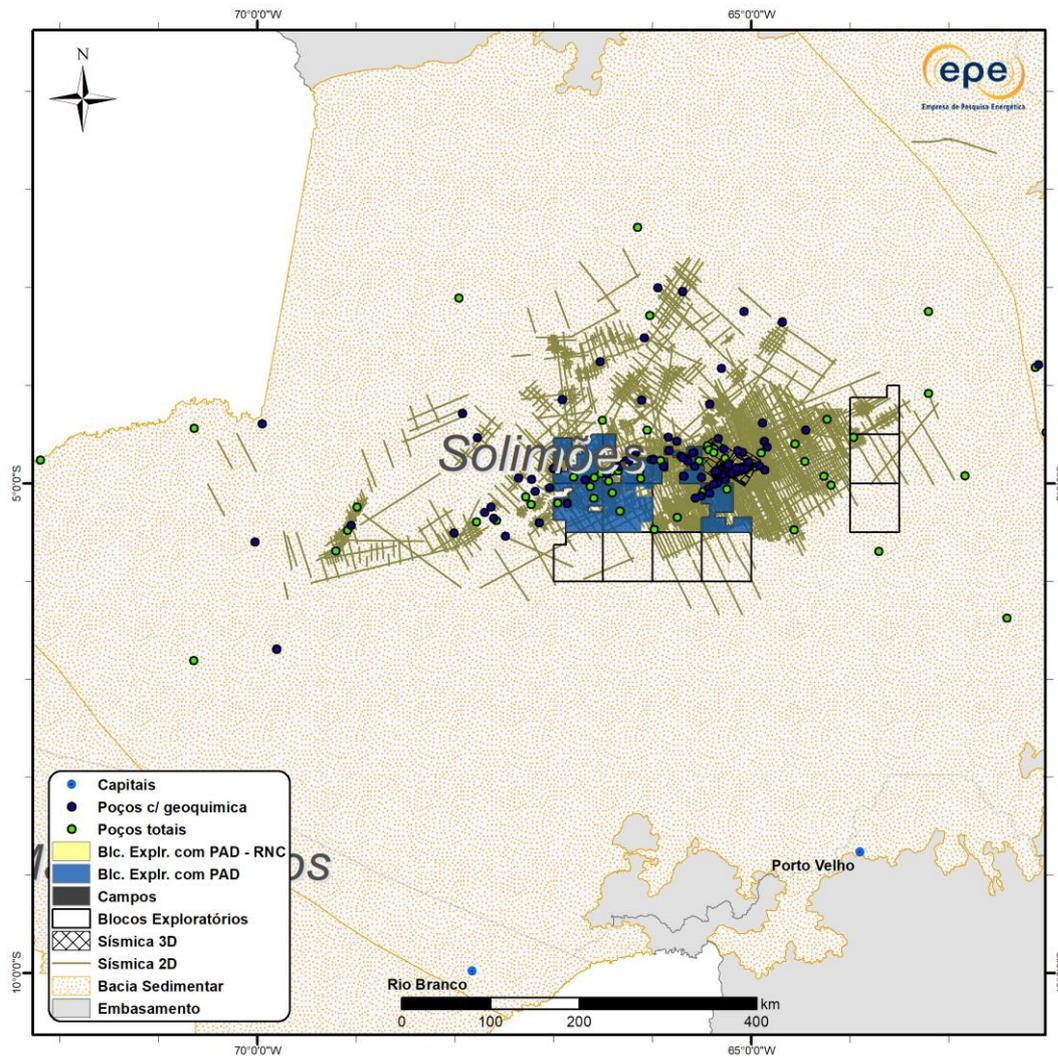


Figura 1: Dados disponíveis na Bacia do Solimões (210 poços, 70 levantamentos sísmicos 2D, 10 levantamentos sísmicos 3D).

- Dados da Bacia do Amazonas

Na Figura 2 constam os dados disponíveis para a Bacia do Amazonas. Serão priorizados os poços com dados geoquímicos e linhas sísmicas regionais, necessárias para a amarração dos dados dos poços.

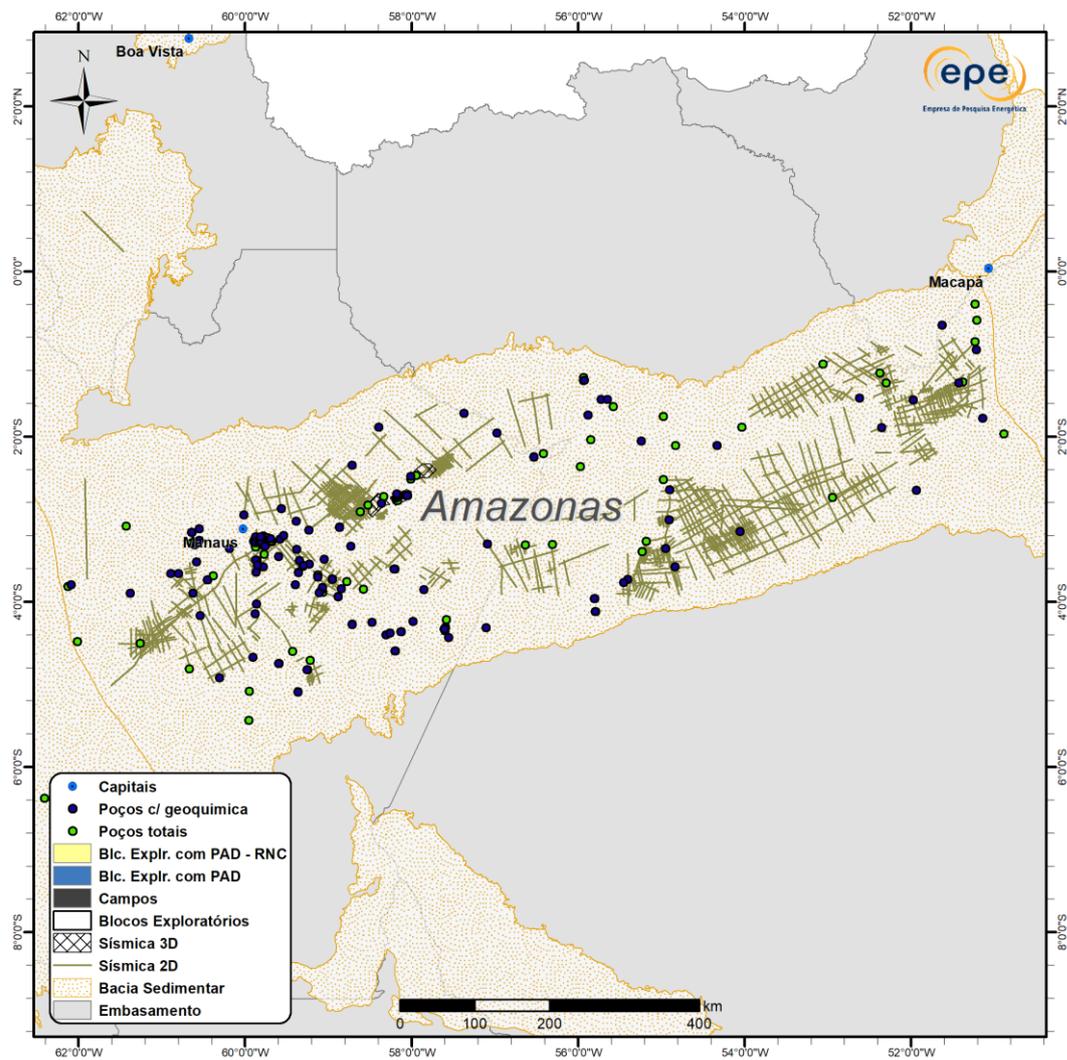


Figura 2: Dados disponíveis na Bacia do Amazonas (182 poços, 33 levantamentos sísmicos 2D, 6 levantamentos sísmicos 3D).

- Dados da Bacia do Parnaíba

Na Figura 3 constam os dados disponíveis para a Bacia do Parnaíba. Serão priorizados os poços com dados geoquímicos e linhas sísmicas regionais, necessárias para a amarração dos dados dos poços.

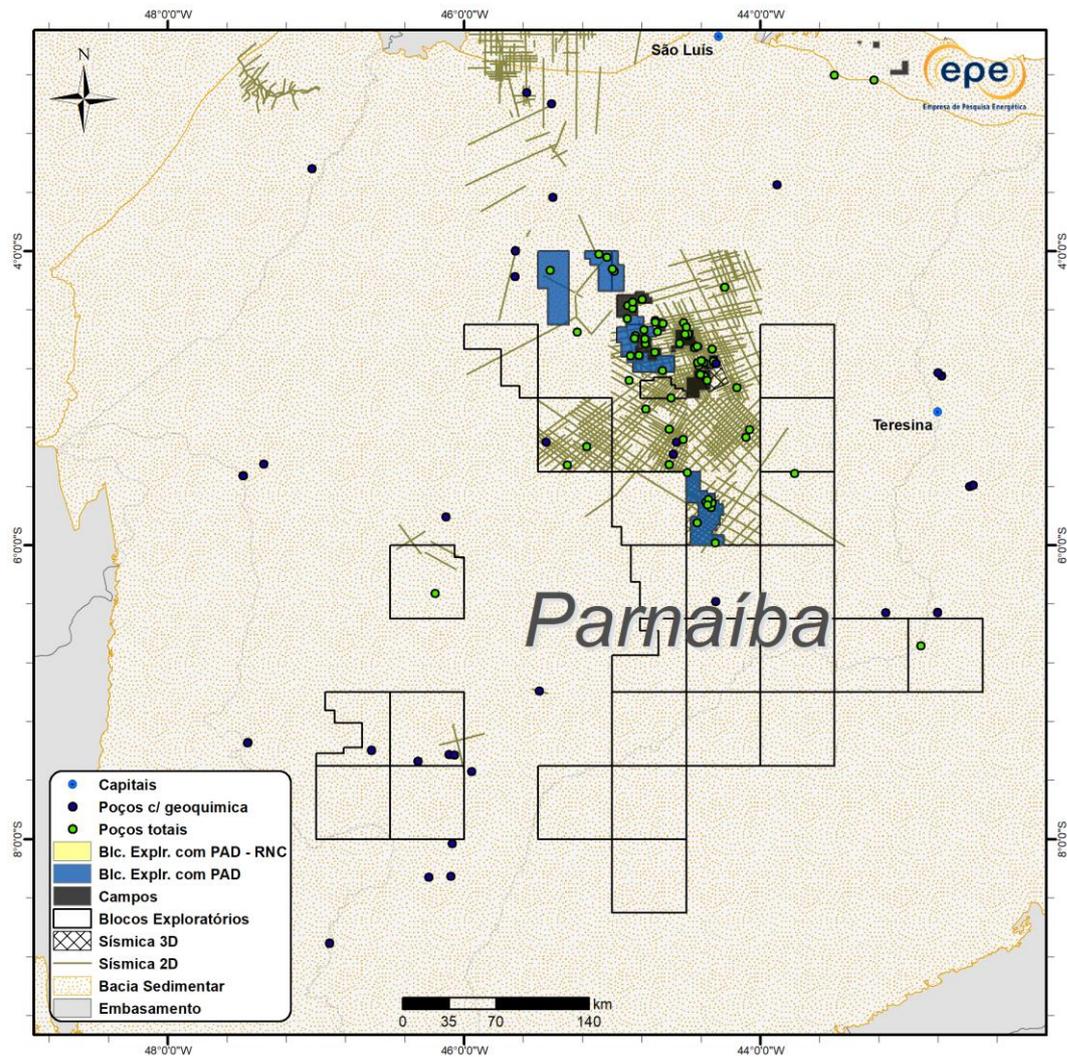


Figura 3: Dados disponíveis na Bacia do Parnaíba (109 poços, 28 levantamentos sísmicos 2D, 1 levantamento sísmico 3D).

- Dados da Bacia do Paraná

Na Figura 4 constam os dados disponíveis para a Bacia do Paraná. Serão priorizados os poços com dados geoquímicos e linhas sísmicas regionais, necessárias para a amarração dos dados dos poços.

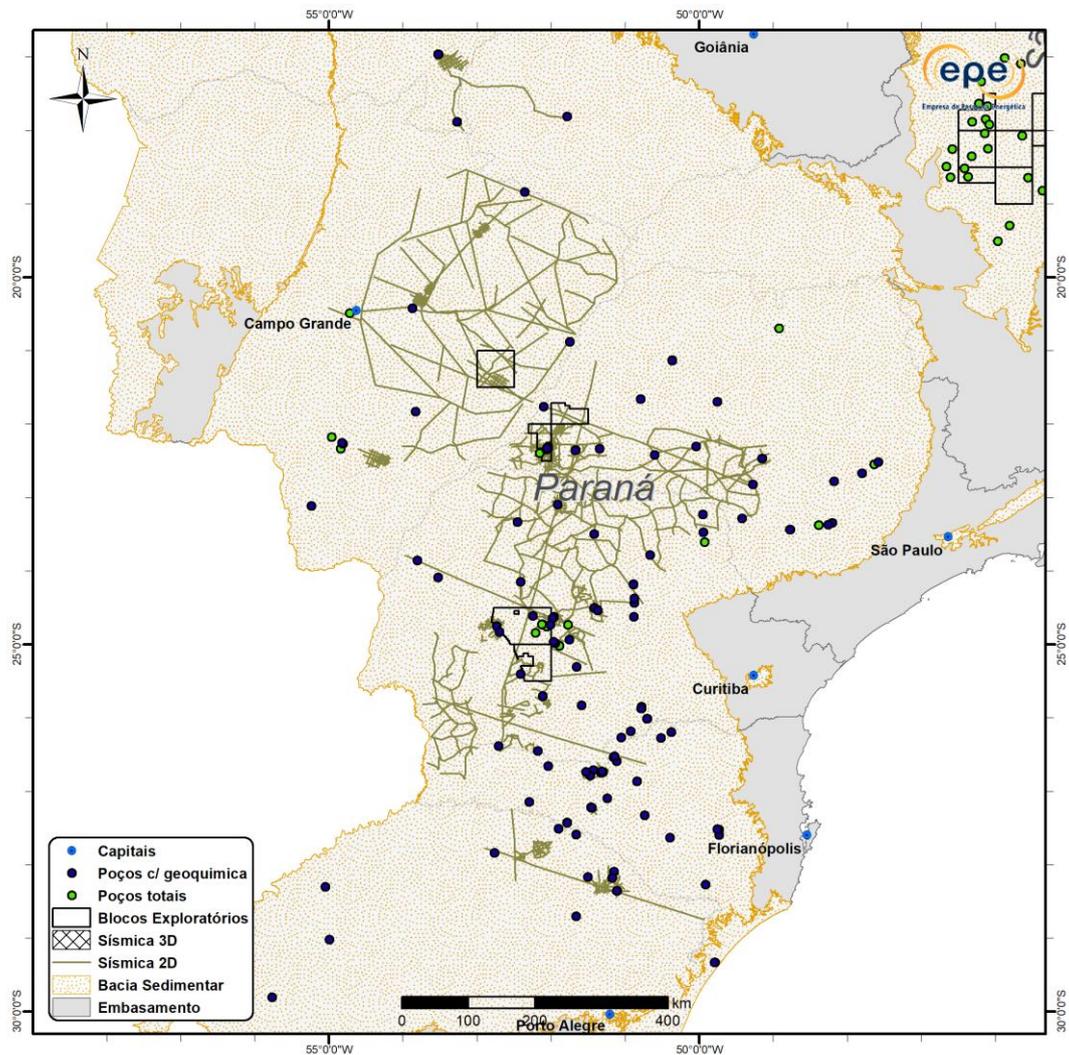


Figura 4: Dados disponíveis na Bacia do Paraná (124 poços e 14 levantamentos sísmicos 2D).

- Dados da Bacia de Tucano Sul

Na Figura 5 constam os dados disponíveis para a Bacia de Tucano Sul. Serão priorizados os poços com dados geoquímicos e linhas sísmicas regionais, necessárias para a amarração dos dados dos poços.

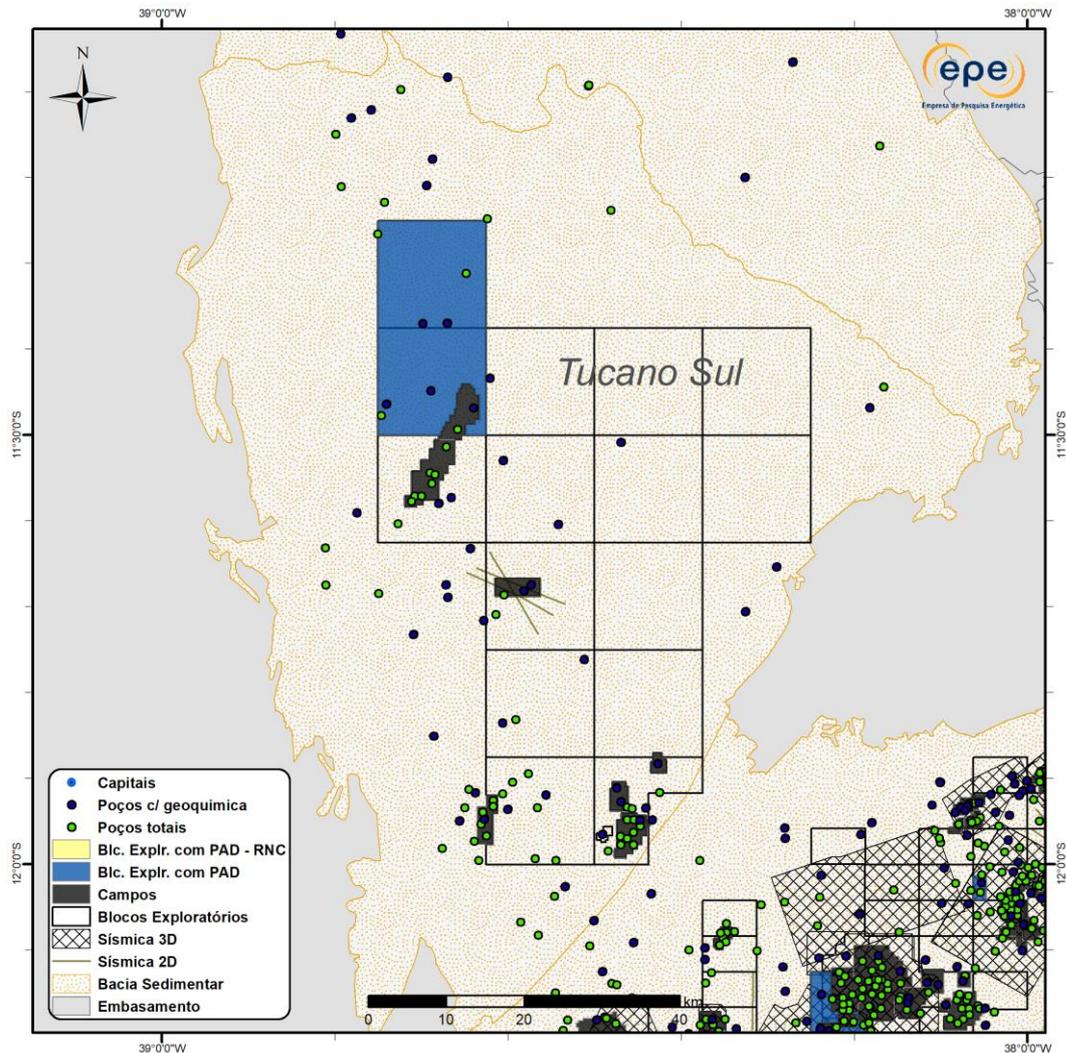


Figura 5: Dados disponíveis na Bacia de Tucano Sul (101 poços e 1 levantamento sísmico 2D).

- Dados da Bacia Potiguar

Na Figura 6 constam os dados disponíveis para a Bacia Potiguar. Serão priorizados os poços com dados geoquímicos e linhas sísmicas regionais, necessárias para a amarração dos dados dos poços e definição de modelo de migração, bem como dados geoquímicos dos óleos produzidos, necessários para definição da relação óleo-rocha geradora. Podem ser necessários dados de poços e sísmica offshore, que não estão listados neste documento.

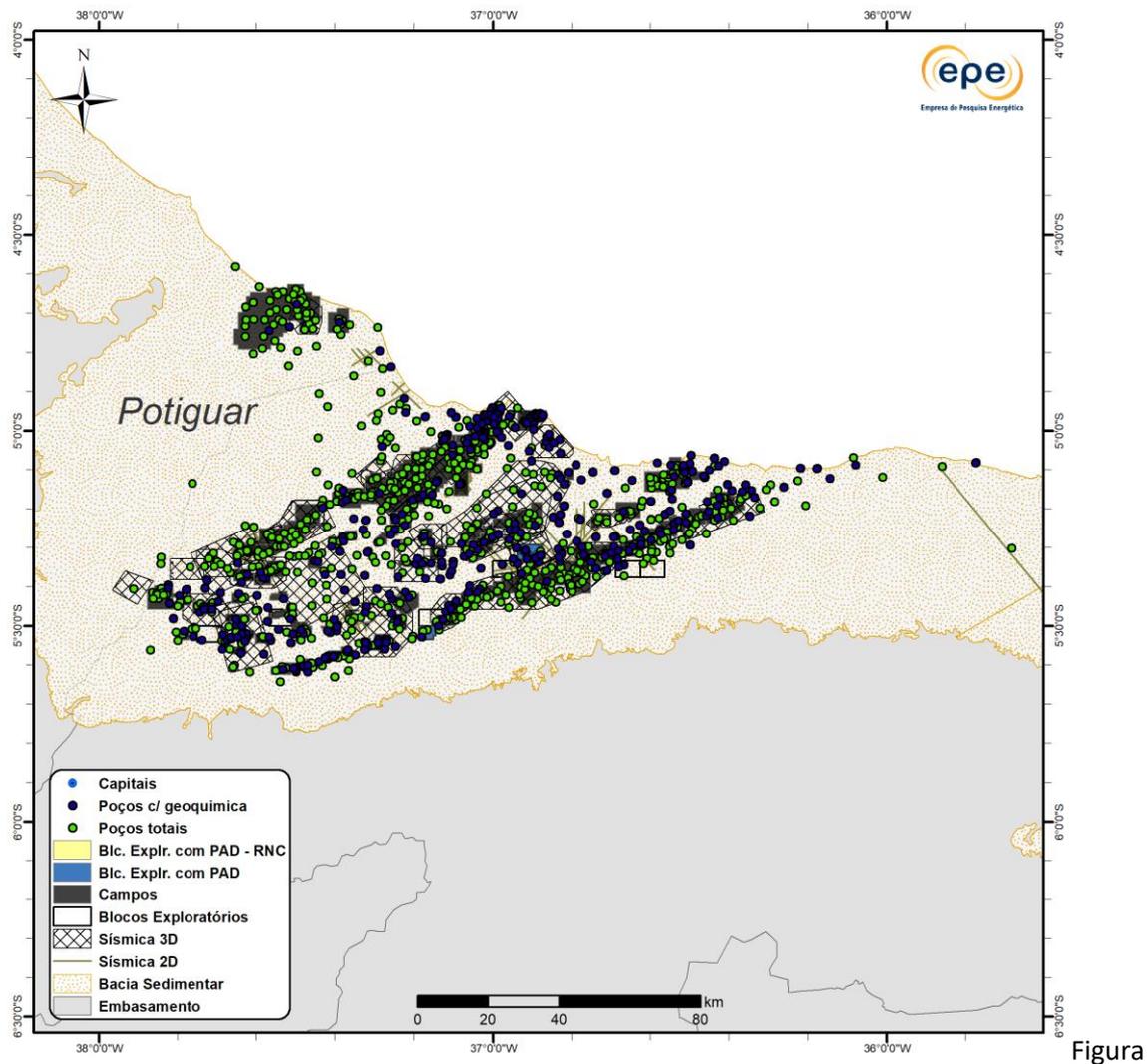


Figura 6: Dados disponíveis na Bacia Potiguar (1089 poços, 14 levantamentos sísmicos 2D e 52 levantamentos sísmicos 3D).

- Dados da Bacia de Sergipe

Na Figura 7 constam os dados disponíveis para a Bacia de Sergipe. Serão priorizados os poços com dados geoquímicos e linhas sísmicas regionais, necessárias para a amarração dos dados dos poços e definição de modelo de migração, bem como dados geoquímicos dos óleos produzidos, necessários para definição da relação óleo-rocha geradora. Podem ser necessários dados de poços e sísmica offshore, que não estão listados neste documento.

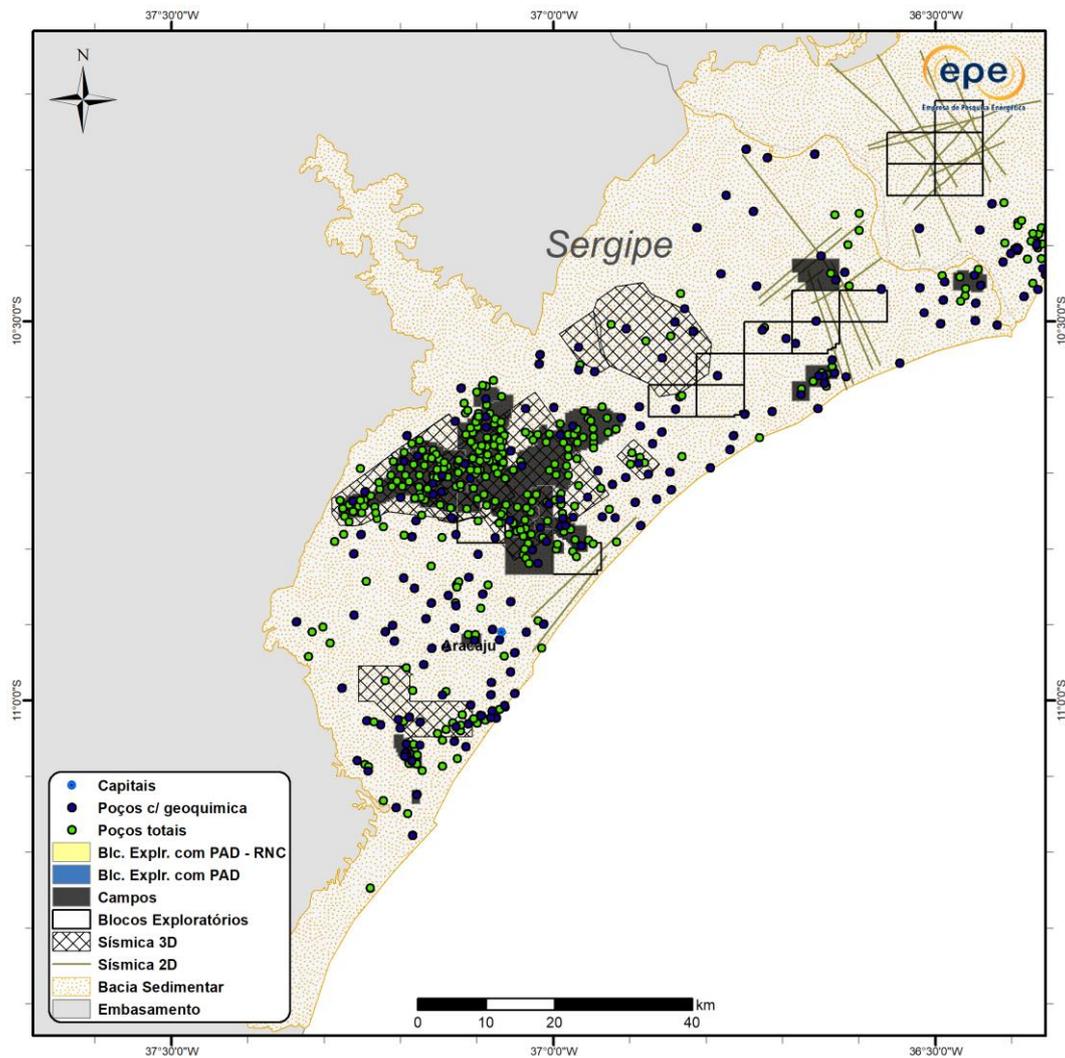


Figura 7: Dados disponíveis na Bacia de Sergipe (493 poços, 2 levantamentos sísmicos 2D e 9 levantamentos sísmicos 3D).

- Dados da Bacia de Alagoas

Na Figura 8 constam os dados disponíveis para a Bacia de Alagoas. Serão priorizados os poços com dados geoquímicos e linhas sísmicas regionais, necessárias para a amarração dos dados dos poços e definição de modelo de migração, bem como dados geoquímicos dos óleos produzidos, necessários para definição da relação óleo-rocha geradora. Podem ser necessários dados de poços e sísmica offshore, que não estão listados neste documento.

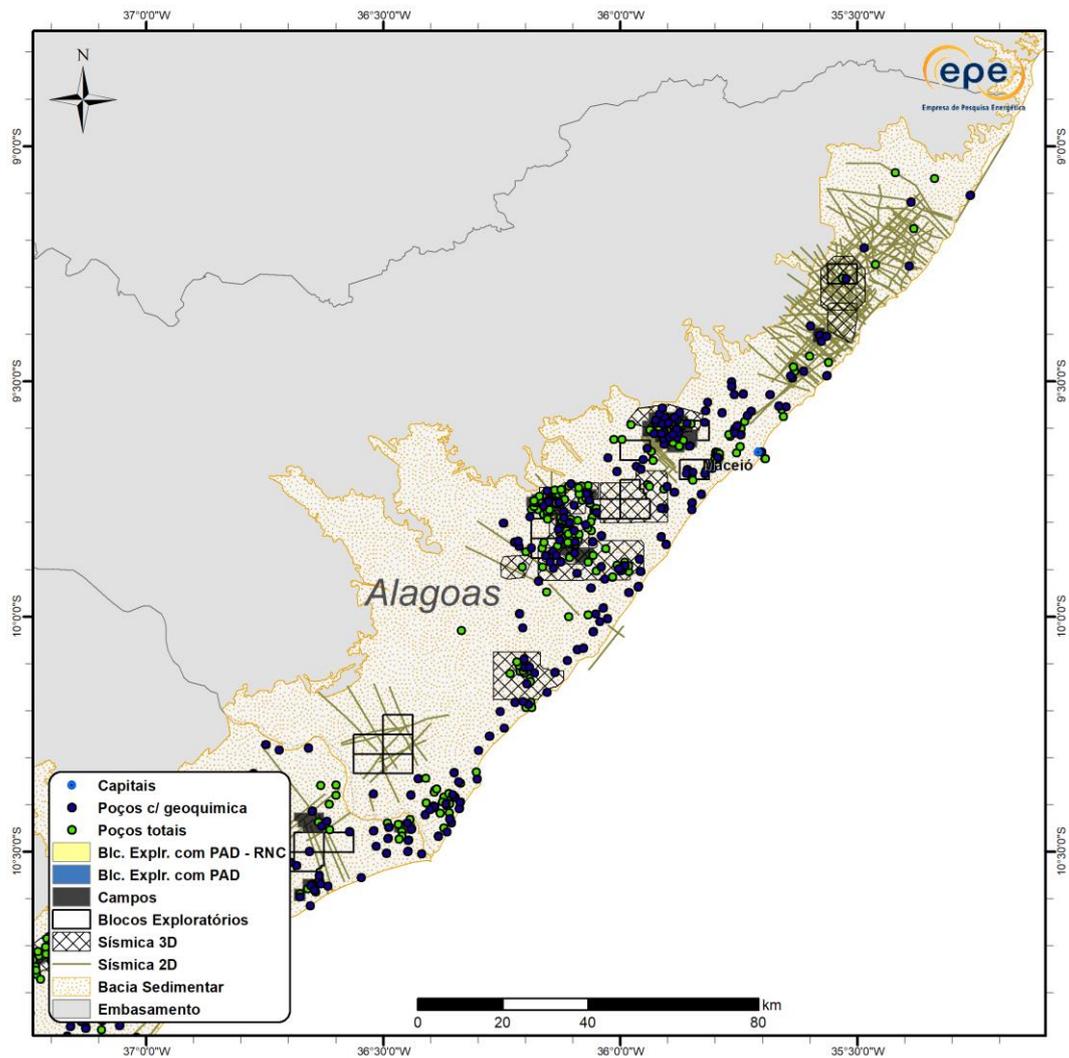


Figura 8: Dados disponíveis na Bacia de Alagoas (343 poços, 4 levantamentos sísmicos 2D e 7 levantamentos sísmicos 3D).

- Dados da Bacia do Recôncavo

Na Figura 9 constam os dados disponíveis para a Bacia do Recôncavo. Serão priorizados os poços com dados geoquímicos e linhas sísmicas regionais, necessárias para a amarração dos dados dos poços e dados petrofísicos para a caracterização de possíveis reservatórios não convencionais.

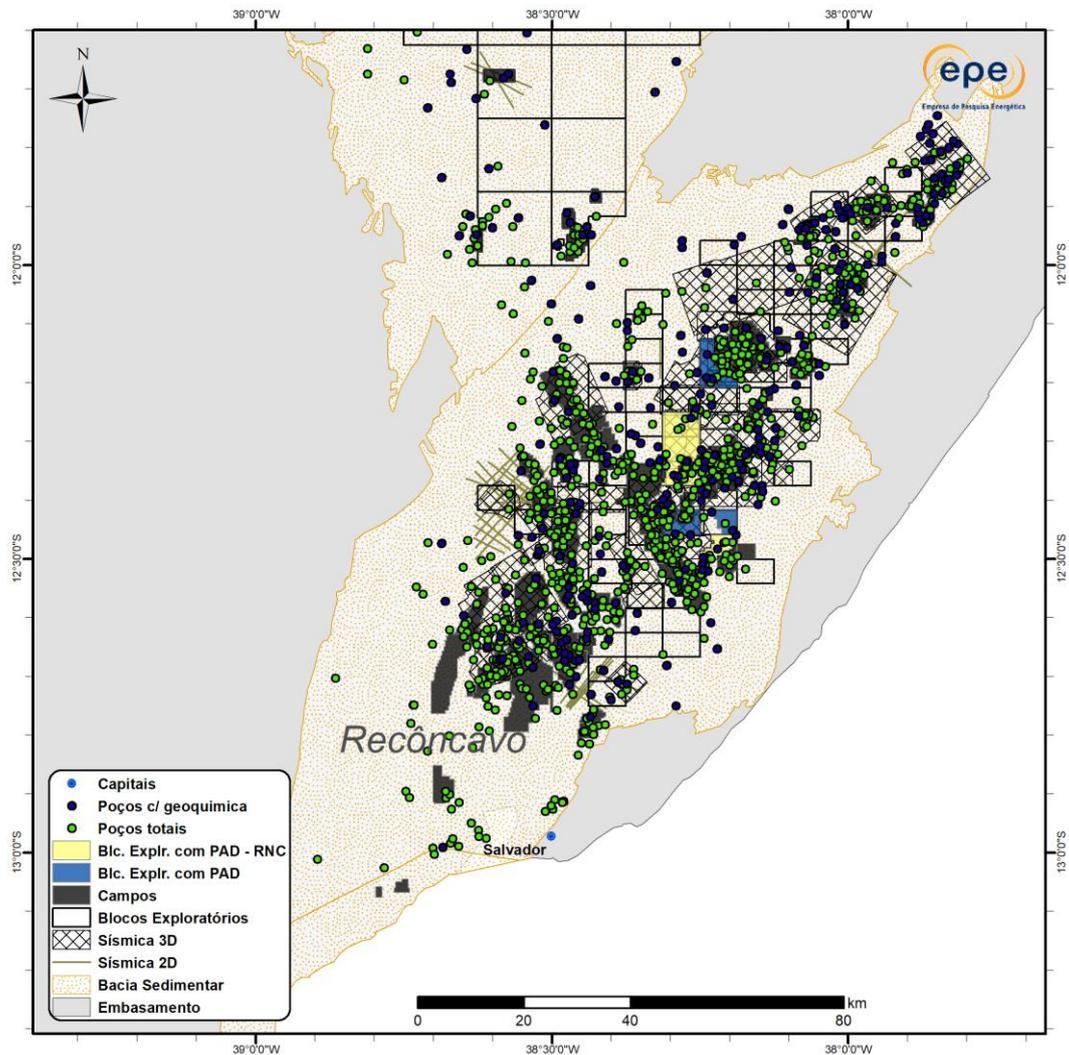


Figura 9: Dados disponíveis na Bacia do Recôncavo (1215 poços, 3 levantamentos sísmicos 2D e 35 levantamentos sísmicos 3D).

- Dados da Bacia do Espírito Santo-Mucuri

Na Figura 10 constam os dados disponíveis para a Bacia do Espírito Santo-Mucuri. Serão priorizados os poços com dados geoquímicos e linhas sísmicas regionais, necessárias para a amarração dos dados dos poços e definição de modelo de migração, bem como dados geoquímicos dos óleos produzidos, necessários para definição da relação óleo-rocha geradora. Podem ser necessários dados de poços e sísmica offshore, que não estão listados neste documento.

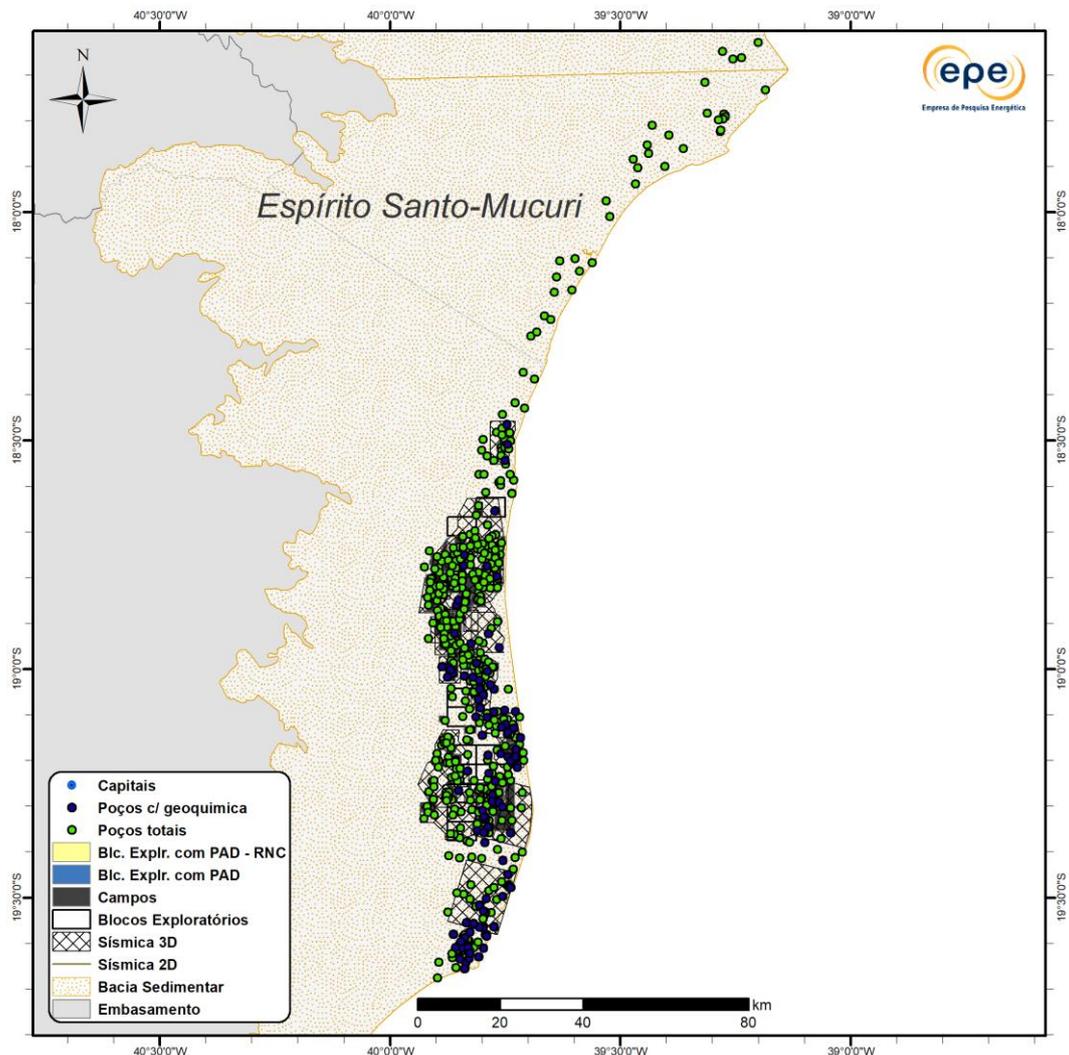


Figura 10: Dados disponíveis na Bacia do Espírito Santo-Mucuri (586 poços e 22 levantamentos sísmicos 3D)



REATE 2020

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