

RELATÓRIO ANUAL DE EXPLORAÇÃO

2022

Superintendência de Exploração



anp
Agência Nacional
do Petróleo,
Gás Natural e Biocombustíveis

RELATÓRIO ANUAL DE EXPLORAÇÃO

2022

Superintendência de Exploração



Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

Diretor-Geral

Rodolfo Henrique de Saboia

Diretores

Cláudio Jorge de Souza

Daniel Maia Vieira

Fernando Wandscheer de Moura Alves

Symone Christine de Santana Araújo

Superintendente de Exploração

Luciano Ricardo da Silva Lobo

Superintendente-adjunto de Exploração

Fabio de Albuquerque Caldeira Brant

Assessora Técnica

Daniela Moreira de Melo

Relatório Anual de Exploração 2022

Coordenador-geral

Edson Marcello Peçanha Montez

Coordenadora de Dados

Lydia Huguenin Queiroz

Elaboração

Edson Marcello Peçanha Montez

Lydia Huguenin Queiroz

Rosana de Rezende Andrade

Vitória Cardoso Rocha

Revisão

Daniela Moreira de Melo

Edson Marcello Peçanha Montez

Fabio de Albuquerque Caldeira Brant

Luciano Ricardo da Silva Lobo

Rosana de Rezende Andrade

Agradecimentos

Camila da Silva Gomes

Fernanda Lumertz Martello

Hugo Oliveira Dias

Ildeson Prates Bastos

Marina Abelha Ferreira

Rose Mary Pires Ribeiro da Silva

Projeto Visual

Edson Marcello Peçanha Montez

João Carlos Machado

Luiz Henrique Vidal Ferraz

Rosana de Rezende Andrade

SUMÁRIO

Apresentação.....	5
Sumário Executivo	6
1. Panorama dos Contratos na Fase de Exploração	11
2. Atividades Exploratórias	26
3. Sucesso Exploratório	40
4. Ações Regulatórias e de Publicidade de Dados.....	51
5. Previsão de Investimentos da Fase de Exploração.....	58

APRESENTAÇÃO

O ano de 2023 marca o terceiro ano consecutivo da publicação do Relatório Anual de Exploração pela ANP. O projeto de elaboração de um relatório que consolidasse informações sobre o segmento de exploração de petróleo e gás no país foi idealizado a partir da constatação da inexistência de um instrumento dedicado exclusivamente ao desempenho desse segmento.

Além de obrigação legal, dar publicidade a informações de interesse público configura-se em um compromisso fundamental da ANP, alinhando-se à sua visão em ser reconhecida como uma instituição dinâmica e transparente, com foco na proteção ao consumidor e na evolução dos mercados regulados. Criar um ambiente propício para a atração de investimentos, capaz de gerar benefícios para a sociedade brasileira, perpassa a divulgação de informações que sejam capazes de auxiliar a sociedade nas discussões sobre políticas públicas com foco no crescimento do país. Nesse contexto, ao disponibilizar informações e análises sobre o desempenho do segmento de exploração, bem como dos investimentos previstos na fase de exploração, a Agência entende que está contribuindo para a definição dos rumos da exploração de petróleo e gás natural no país.

O presente relatório é publicado em um momento no qual as discussões sobre a exploração de petróleo e gás natural nas bacias da margem equatorial brasileira encontram-se em grande evidência. Ao final do ano de 2022, dos 295 blocos sob contrato no país, 138 blocos localizavam-se em bacias marítimas, dos quais 41 se encontravam na margem equatorial. Os blocos da margem equatorial representavam, portanto, quase 30% dos blocos sob contrato em bacias marítimas, sendo que, nessa região, o último poço exploratório perfurado na fase exploração data do ano de 2015.

Considerando as reservas provadas de 14,8 bilhões de barris de petróleo e de 406 bilhões de m³ de gás natural em dezembro de 2022, estima-se que antes do ano de 2030 haja um declínio significativo da produção de hidrocarbonetos no país. Nesse contexto, visando à incorporação de novas reservas, é fundamental incrementar o investimento em atividades exploratórias no Brasil, razão pela qual urge vencer os obstáculos que ainda vêm impedindo a exploração em áreas de novas fronteiras, tais como as bacias da margem equatorial. De forma que a sociedade brasileira continue usufruindo dos benefícios advindos da exploração e produção de petróleo e gás no país, dentre os quais a geração de emprego e de renda, é imperioso dar atenção ao elevado potencial existente nas bacias de nova fronteira, seja em mar ou em terra.

Nesse contexto, é importante destacar a Superintendência de Exploração, que, no âmbito de sua competência regimental, tem atuado intensamente na identificação e na implementação de ações inovadoras para a melhoria do desempenho do segmento. Nessa direção, interessa à ANP e ao país que o investimento previsto de quase 21 bilhões de reais até o ano de 2027 na fase de exploração seja concretizado pelas contratadas.

Desejo a todos uma ótima leitura e que as informações contidas no Relatório Anual de Exploração 2022 nos inspirem a buscar os melhores resultados para o nosso país.



Cláudio Jorge de Souza
Diretor

SUMÁRIO EXECUTIVO

O Relatório Anual de Exploração 2022 apresenta o panorama do desempenho do segmento de exploração de petróleo e gás natural no Brasil no período de 2016 a 2022. O presente documento é resultado do esforço da ANP no sentido de disponibilizar para a sociedade informações e análises, visando à ampliação das atividades e ao crescimento do segmento.

O comportamento do preço do petróleo é um fator decisivo para as empresas de petróleo e gás natural no tocante à gestão do seu portfólio de contratos de exploração e produção e à execução do planejamento de suas atividades. Entre 2016 e 2020, período que sucedeu a acentuada queda do preço do barril ocorrida a partir do ano de 2014, o preço do petróleo experimentou oscilações expressivas, tendo atingido o valor médio de US\$ 41,96 por barril no ano de 2020. Já a partir de 2021, observou-se uma recuperação do preço do petróleo impulsionada pelo término da pandemia de Covid-19 e pela guerra entre Rússia e Ucrânia. Em 2022, o preço médio do barril ultrapassou o patamar de US\$ 100, fato registrado pela última vez no ano de 2013.

A disposição das empresas no que se refere ao quantitativo de blocos sob contrato pareceu ser afetada pelas oscilações do preço do petróleo ao longo dos últimos anos, ainda que a dinâmica de realização das rodadas de licitações e, mais recentemente, o reposicionamento das empresas de energia em razão da transição energética também possam ser considerados fatores que impactaram o desempenho do segmento de exploração. Dos 312 blocos sob contrato ao final de 2016, passando por 238 blocos ao final do ano de 2021, o ano de 2022 foi finalizado com 295 blocos, estabelecendo uma elevação para esse último ano, que acompanhou o retorno do preço médio do barril ao patamar de US\$ 100 no ano de 2022. Quando comparado ao ano anterior, o ano de 2022 representou não só um aumento de 19% no número de blocos sob contrato, mas também o rompimento da tendência de queda, observada desde 2019.

Em 2022, foram assinados 63 contratos, todos sob o regime de concessão, sendo 58 oriundos do 3º Ciclo da Oferta Permanente de Concessão e cinco decorrentes da 17ª Rodada de Licitações de Blocos. Assim, finalizado o ano de 2022, 55% da área contratada referia-se a blocos marítimos e o restante - 45% - a blocos terrestres. Foram mais de 186 mil Km² de bacias com blocos exploratórios, divididos entre 101.967 mil Km² associados aos 138 blocos marítimos e 84.557,13 mil Km² referentes aos 157 blocos terrestres.

Do ponto de vista da distribuição do número de blocos por bacia, no que tange ao ambiente marítimo, as bacias de Campos e Santos destacaram-se em quantitativo de blocos sob contrato, com 33 e 30 blocos, respectivamente, ao final do ano de 2022. O número expressivo de blocos nas bacias da margem equatorial - 41 blocos no total - perfazia aproximadamente 30% do número de blocos marítimos sob contrato, distribuídos entre as bacias de Barreirinhas, Potiguar, Foz do Amazonas e Pará-Maranhão.

Já em relação ao ambiente terrestre, a bacia Potiguar finalizou o ano de 2022 como a bacia com o maior número de blocos sob contrato, seguida pela bacia do Recôncavo com 32 blocos sob contrato, invertendo-se as posições em relação ao ano anterior. A parcela terrestre da bacia de Sergipe-Alagoas apresentou, em 2022, um aumento de um para 15 blocos sob contrato em relação ao ano anterior, fruto da assinatura dos contratos do 3º Ciclo da Oferta Permanente. Ainda que as bacias maduras do Recôncavo e Potiguar

liderassem o ranking das bacias terrestres, a bacia do Parnaíba, classificada como de nova fronteira, manteve a sua importância ao final do ano de 2022, com 18 blocos sob contrato, número que se repete desde 2020.

Dos 295 blocos com contratos vigentes ao final de 2022, 246 estavam ativos e 49 suspensos, ou seja, cerca de 17% dos contratos encontravam-se suspensos. Em grande maioria, a suspensão devia-se ao atraso no processo de licenciamento ambiental. As bacias da margem equatorial perfaziam o maior número de blocos sob contrato suspenso, totalizando 20 dos 41 blocos sob contrato, todos por motivação ambiental. À exceção de Potiguar, as bacias de Barreirinhas, Foz do Amazonas e Pará-Maranhão apresentavam blocos sob contrato suspenso. Gerando grande preocupação, todos os cinco blocos na da bacia do Pará-Maranhão finalizaram o ano de 2022 sob contrato suspenso. Em Barreirinhas, eram 14 dos 18 blocos sob contrato suspenso.

Na margem leste, também por motivação ambiental, os 15 blocos sob contrato suspenso das bacias de Jequitinhonha, Camamu-Almada e Pernambuco-Paraíba estavam associados a contratos cujos processos de licenciamento ambiental foram iniciados há mais de 10 anos e/ou cuja localização era muito próxima a costa. Nas bacias do Recôncavo e do São Francisco, 12 blocos encontravam-se suspensos em razão do emprego da técnica de fraturamento hidráulico em reservatórios não convencionais. A restrição à atividade de fraturamento ora se mostrou imposta pelos órgãos ambientais, ora em virtude de decisões judiciais. Completavam a lista de suspensões um bloco na bacia do Espírito Santo mar e outro na bacia do Recôncavo.

No que concerne à realização das atividades exploratórias no âmbito dos blocos sob contrato, registrou-se o baixo desempenho do segmento de exploração ao longo da série histórica abordada no relatório, em especial nos últimos três anos.

A respeito do quantitativo de dados exclusivos adquiridos anualmente, o ano de 2022, marcou o terceiro ano consecutivo sem a contabilização de levantamentos exclusivos. Tal fato, ainda que indesejável, não significa que não possam ter sido iniciadas campanhas em 2022, mas tão somente que nenhuma campanha foi concluída nesse ano. O relatório aborda informações relativas aos levantamentos sísmicos 2D, sísmicos 3D, gravimétricos e magnetométricos, sem incluir outros levantamentos geofísicos, por se considerar que os levantamentos selecionados foram aqueles que melhor traduziram o esforço exploratório no que se refere ao volume de atividades realizadas e/ou à relevância do ganho de conhecimento geológico/geofísico no contexto dos blocos sob contrato para o período em estudo.

Assim, os 4.888 Km de dados de sísmica 2D levantados no ano de 2019 na bacia do Parnaíba permaneceram sendo o destaque do período 2016 a 2022, já que novos levantamentos exclusivos não foram contabilizados em nenhuma bacia no ano de 2022.

Ao se abordar a distribuição dos levantamentos geofísicos exclusivos por blocos, os 12 levantamentos realizados ao longo do período da série histórica abrangeram 33 blocos sob contrato, sendo a maior parte deles localizados em terra. Relevante também apontar que o último ano no qual foram adquiridos dados exclusivos na margem equatorial foi em 2016, ano marcado pela aquisição de 775 Km² de sísmica 3D na bacia de Barreirinhas.

O relatório também apresenta os dados não exclusivos referentes aos levantamentos sísmicos 2D, sísmicos 3D, gravimétricos e magnetométricos comprados e utilizados para

fins de abatimento do Programa Exploratório Mínimo (PEM). Ratificando a percepção do baixo desempenho do segmento de exploração, a partir do ano 2020, o quantitativo de programas apresentados à agência para o abatimento do PEM sofreu uma queda considerável, mantendo-se reduzido nos anos de 2021 e 2022. O ano de 2022 foi finalizado com sete programas apresentados. Desses sete programas, quatro já haviam sido utilizados em anos anteriores para abater o PEM, tendo em vista que o dado multicliente pode ser vendido a diversas contratadas e, por consequência, utilizado para o abatimento do PEM mais de uma vez, desde que em contratos distintos.

Inferindo-se o desempenho por bacias, Campos, Santos e Potiguar foram as bacias marítimas para as quais houve o maior uso de programas não exclusivos para o abatimento do PEM no período em estudo. Para o ambiente terrestre, a bacia do Recôncavo destacou-se como a bacia com o maior quantitativo de programas utilizados, seguida pelas bacias do Parnaíba e de Sergipe-Alagoas.

Sob a ótica das atividades exploratórias realizadas, a perfuração de poços exploratórios pode ser considerada o melhor termômetro para medir o desempenho do segmento de exploração. Em 2022, houve um sutil aumento no número de poços perfurados em relação ao ano anterior: foram 22 poços em 2021 e 23 poços em 2022, demonstrando que o setor ainda se recupera da pandemia de Covid-19. Observou-se também que, a partir de 2020, houve uma tendência de crescimento do número de poços perfurados em ambiente terrestre, ao passo que o quantitativo de poços perfurados em mar diminuiu quando comparado ao ano anterior. Foi registrada uma redução de 25% do número de poços perfurados no ambiente marítimo em relação a 2021. O ano de 2022 foi concluído com 6 poços perfurados no ambiente marítimo, contra 17 no terrestre.

Segmentando-se as perfurações exploratórias por bacia sedimentar, o ano de 2022 foi o único da série histórica no qual não houve poços perfurados na bacia de Santos. No entanto, essa bacia tem se mantido em evidência quando se analisa a totalidade de poços perfurados no período de 2016 a 2022; foram 22 poços, todos associados ao *play* pré-sal. Em 2022, a bacia de Campos destacou-se novamente como a bacia marítima com o maior quantitativo de poços perfurados em um mesmo ano, totalizando quatro poços: três no *play* pré-sal e um no pós-sal. Ao todo, foram 12 poços perfurados no período da série histórica. Entre 2016 e 2022, não houve poços perfurados na margem equatorial. A última perfuração de um poço exploratório nessa região ocorreu em 2015, na bacia Potiguar.

Em relação à perfuração de poços exploratórios em bacias terrestres, o investimento exploratório contínuo realizado na bacia do Parnaíba, classificada como nova fronteira, representou 45% do total de poços terrestres perfurados na fase de exploração nos últimos sete anos. Trata-se da única bacia a contabilizar perfurações em todos os anos da série histórica, totalizando 50 poços exploratórios perfurados entre 2016 e 2022, sendo sete no último ano. Os três poços perfurados na bacia do Amazonas, também de nova fronteira, mereceram destaque em 2022. Para as bacias maduras, a bacia do Recôncavo segue relevante, com um total de 22 poços exploratórios nos últimos sete anos. A segunda bacia em termos de poços perfurados no período é a bacia Potiguar (10), seguida das bacias do Espírito Santo (9) e de Sergipe-Alagoas (8). No ano de 2022, as bacias do Recôncavo e do Espírito Santo tiveram três poços perfurados cada uma, enquanto apenas um poço foi perfurado na bacia Potiguar. A bacia de Sergipe-Alagoas finalizou o ano sem perfurações adicionais.

Também sobre o desempenho do segmento de exploração nos últimos anos, em nenhum momento após 2016, foi superado o patamar de um poço exploratório perfurado a cada dez blocos sob contrato. Esse resultado manteve-se inalterado mesmo em 2021 e 2022, período no qual o preço médio do barril do petróleo experimentou expressiva recuperação. À título de comparação, na década anterior, em 2011 e 2012, a cada dois blocos sob contrato, aproximadamente, um poço exploratório foi perfurado.

Avançando-se na análise, no que tange à parcela associada ao sucesso das campanhas exploratórias, em 2022, houve um aumento de aproximadamente 54% no número de Notificações de Descoberta quando comparado ao ano de 2021. Foram 20 notificações em 2022, contra 13 no ano anterior. Para o período compreendido entre 2016 e 2022, o número de Notificações de Descoberta mostrou-se mais expressivo para o ambiente terrestre (66) em relação ao ambiente marítimo (34), o que é compatível com o cenário associado aos poços exploratórios perfurados, cujo quantitativo em terra (111) foi maior do que em mar (41). No período, as bacias do Parnaíba e de Santos despontaram como aquelas de maior número de notificações.

Na sequência da campanha exploratória, notificada uma descoberta, a contratada pode proceder à sua avaliação durante a fase de exploração. Para tanto, deve submeter à aprovação da ANP um Plano de Avaliação de Descobertas de Petróleo ou Gás Natural (PAD). A apropriação de reservas depende dos resultados obtidos nos PADs.

Ao final de 2022, havia 33 áreas exploratórias sob avaliação, sendo 17 com PADs ativos, nove em postergação da Declaração de Comercialidade e sete suspensos. As bacias de Santos e Recôncavo lideravam o ranking com cinco PADs cada uma, sendo quatro ativos em cada. Dos sete PADs suspensos ao final de 2022, seis encontravam-se em bacias nas quais há notadamente histórico de entraves associados a questões de caráter ambiental, isto é, Barreirinhas, Pará-Maranhão e São Francisco.

Como resultado positivo de uma campanha exploratória, intenciona-se que, ao término da realização de um PAD, seja apresentada a Declaração de Comercialidade, instrumento que consigna o sucesso econômico da campanha. Nos últimos sete anos, foram efetivadas 16 declarações em ambiente marítimo e 21 em ambiente terrestre, totalizando 37 novas áreas de desenvolvimento. Três bacias marítimas tiveram áreas declaradas comerciais para a série histórica abordada no relatório. Foram elas: Santos (7), Sergipe-Alagoas (7) e Campos (2). No ambiente terrestre, a bacia do Recôncavo foi aquela que, para o período de 2016 a 2022, houve o maior número de Declarações de Comercialidade. Em seguida, destacaram-se as bacias do Parnaíba (4), Espírito Santo (3) e Potiguar (3). A única Declaração de Comercialidade apresentada e efetivada no ano de 2022 foi aquela relacionada à área de desenvolvimento de Irara, localizada na bacia terrestre do Espírito Santo.

Considerando as 37 Declarações de Comercialidade efetivadas no período de 2016 a 2022 e a probabilidade de sucesso de 50% (P50), foram estimados recursos na ordem de 16,8 bilhões de barris de óleo *in place* e 123,4 bilhões de metros cúbicos de gás natural *in place* das jazidas declaradas comerciais.

Considerando o contexto apresentado, a atuação da Superintendência de Exploração tem sido de muita relevância para incentivar a melhoria do desempenho do segmento de exploração. Nos últimos seis anos, três resoluções foram publicadas em momentos críticos, com vistas a assegurar a execução das atividades exploratórias e a evitar a devolução maciça

de blocos. A Resolução ANP nº 708/2017 facultou às concessionárias a prorrogação da fase de exploração dos contratos de concessão da 11ª e da 12ª Rodadas de Licitações pelo prazo de dois anos. Em 2020, logo após a Organização Mundial de Saúde ter decretado estado de pandemia por ocasião da disseminação da Covid-19, a agência promulgou a Resolução ANP nº 815/2020. Essa resolução facultou aos agentes regulados a prorrogação de determinados prazos contratuais da fase de exploração pelo período de nove meses. Já a Resolução ANP nº 878/2022, facultou às contratadas a prorrogação de prazos da fase de exploração pelo período de 18 meses.

Ampliar a visão da agência sobre o planejamento do segmento de exploração também tem sido objetivo contínuo da Superintendência de Exploração. A publicação no ano de 2022 da Resolução ANP nº 876/2022, que implementou o Plano de Trabalho Exploratório (PTE), foi responsável por viabilizar à ANP o acesso a informações mais detalhadas a respeito do planejamento das atividades no âmbito dos contratos na fase de exploração.

Considerando as premissas estabelecidas no relatório e tendo como referência a visão do PTE previsto de 2023, prevê-se cerca de 21 bilhões de reais a serem investidos na fase de exploração até o ano de 2027. Desse montante, 5,6 bilhões de reais (29%) no ano de 2023 e 7 bilhões de reais (34%) em 2024. No tocante à distribuição dos investimentos por atividades, há a previsão de 19,25 bilhões de reais para a perfuração de poços exploratórios até o ano de 2027, representando 95% do valor total.

Focando na atividade de perfuração exploratória, há a previsão de 28 poços marítimos ao longo da fase de exploração para os blocos sob contrato. A bacia da Foz do Amazonas destaca-se com a previsão de oito poços, seguida pelas bacias de Campos (7) e Santos (6). No caso das bacias terrestres, planeja-se a perfuração de 63 poços exploratórios, sendo que a bacia do Parnaíba se sobressai com 15 poços previstos; logo em seguida Amazonas (14) e Potiguar (11).

Para o ano de 2023, dez poços estão previstos em bacias marítimas, sendo três na margem equatorial. Nas bacias terrestres, estão previstos 22 poços, dos quais 11 em bacias de nova fronteira. Para o ano de 2023, portanto, estima-se a perfuração de 32 poços exploratórios na fase de exploração, o que representaria um aumento de quase 40% em relação ao ano anterior.

A incorporação de novas reservas de petróleo e gás ao país, bem como a concretização dos benefícios associados, depende sobremaneira de que tais previsões sejam convertidas em realidade.



CAPÍTULO 1

PANORAMA DOS CONTRATOS NA FASE DE EXPLORAÇÃO



O contrato de exploração e produção de petróleo e gás natural (contrato de E&P) é constituído por duas fases: a fase de exploração e a fase de produção.

A Superintendência de Exploração (SEP) é a área regimentalmente competente da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) para propor a regulamentação e executar a fiscalização das atividades relativas à fase de exploração dos contratos de E&P.

Na fase de exploração, a área contratada é denominada de bloco exploratório. A campanha empreendida em um bloco pelas empresas tem como objetivos descobrir e avaliar jazidas de petróleo e gás natural através da realização de atividades exploratórias. Uma vez que a descoberta de hidrocarbonetos é incerta, a campanha exploratória é considerada de elevado risco e, usualmente, envolve grande investimento financeiro.

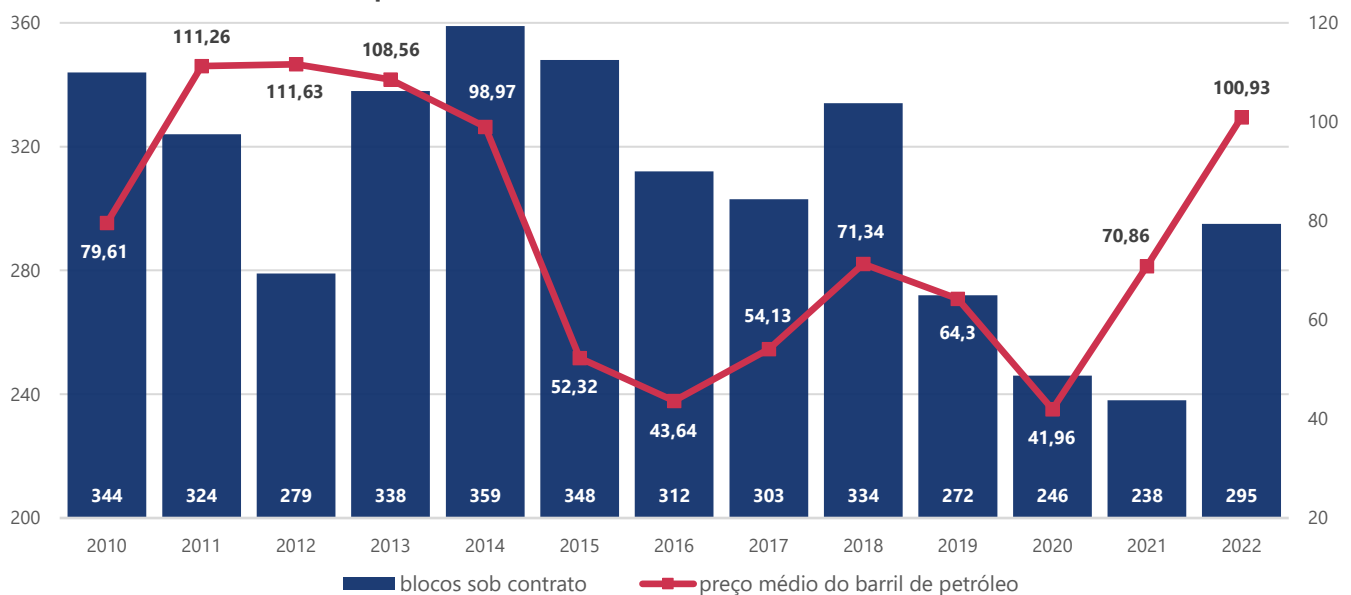
Nesse contexto, a cotação do petróleo tem papel decisivo no desempenho do segmento de exploração, sendo resultado de uma conjunção de fatores, dentre os quais se destacam a oferta e a demanda de petróleo e gás natural; o cenário econômico mundial; as tensões geopolíticas,

como a guerra entre Rússia e Ucrânia; os esforços crescentes associados ao uso de fontes de energia de baixo carbono; e os eventos inesperados de grande impacto, a exemplo da pandemia de Covid-19. Há também que se ressaltar a peculiaridade na estrutura desse mercado: a oferta pode ser controlada pelos países produtores, especialmente aqueles integrantes da Organização dos Países Exportadores de Petróleo (OPEP).

O Gráfico 1.1 apresenta a evolução do preço médio do barril do petróleo desde o ano de 2010 até 2022. Ao longo da série histórica, é possível caracterizar três momentos distintos:

- entre os anos de 2011 e 2014, quando o preço médio do barril esteve em torno de US\$ 100;
- entre 2015 e 2019, quando o preço médio do barril oscilou aproximadamente entre US\$ 50 e US\$ 70; e
- após 2020, quando o preço médio do barril atingiu o menor valor da série histórica, pouco mais de US\$ 40 no ano de 2020, recuperando-se, entretanto, nos anos seguintes, quando novamente foi atingido os US\$ 100 em 2022.

Gráfico 1.1: Comportamento do preço médio do barril de petróleo (US\$/bbl) – Europe Brent Spot Price – e do quantitativo de blocos sob contrato entre 2010 e 2022



Fonte: Dados oriundos da U.S. Energy Information Administration (EIA)

Uma das formas possíveis de mensurar o desempenho do segmento de exploração é mediante a variação do quantitativo de blocos exploratórios sob contrato ao longo dos anos. Assim, o Gráfico 1.1 também incorpora o número de blocos sob contrato entre 2010 e 2022.

O período de maior estabilidade se deu entre 2011 e 2014¹, quando a média do preço do petróleo se manteve no entorno de US\$ 100. Por outro lado, foi entre 2010 e 2012 que houve um acentuado declínio no número de blocos sob contrato. Tal fato pode ser atribuído aos quatro anos – 2009 a 2012 – sem a realização de rodadas de licitações, o que acarretou a ausência de reposição de blocos, em contraponto àqueles que passaram para a fase de produção ou que foram devolvidos.

Em 2014, o preço do petróleo experimentou uma forte queda em razão do avanço da produção de *shale gas* nos Estados Unidos e da desaceleração econômica na Europa e na Ásia. Durante essa crise, o petróleo perdeu grande parte do seu valor, atingindo o preço médio do barril de US\$ 43,64 em 2016. Após se recuperar parcialmente, em 2020, o preço médio mais uma vez se estabeleceu no entorno de US\$ 40. Nesse ano, foi observado o quantitativo mais baixo de blocos sob contrato até então, 246.

Ainda que os valores médios do barril de petróleo tenham sido similares em 2016 e 2020, apresentando os menores níveis desta série histórica, neste último ano o número de blocos sob contrato foi bastante inferior, o que se justifica, principalmente, pela irrupção da pandemia de Covid-19. A crise sanitária adicionou muitas imprevisibilidades, antes desconhecidas pelo mercado, reduzindo substancialmente o consumo global de petróleo. Coincidentemente, as rodadas de licitações convencionais realizadas no período de retração ou logo após – 13ª Rodada de Licitações (2015) e 17ª Rodada de Licitações (2021) – resultaram

nas duas menores arrecadações de bônus de assinatura dentre todas as rodadas sob o regime de concessão da série iniciada em 2010.

Motivada pelos cenários de incertezas e pelo interesse na manutenção dos investimentos comprometidos para a fase de exploração, a ANP adotou medidas para estimular a continuidade das atividades exploratórias associadas aos contratos de E&P. Em 2017, 2020 e 2022, foram publicados atos normativos que facultaram às contratadas a prorrogação dos prazos da fase de exploração. Com exceção da Resolução nº 708/2017, que abrangeu apenas os contratos da 11ª e da 12ª Rodadas de Licitações, as Resoluções nº 815/2020 e nº 878/2022 estenderam-se a todos os contratos de E&P vigentes.

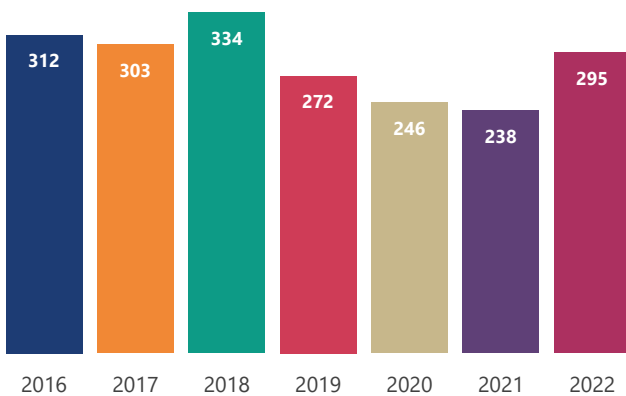
Desde 2021, observa-se um forte aumento do preço do petróleo impulsionado pelo término da pandemia de Covid-19 e pela guerra entre Rússia e Ucrânia. O preço médio do barril ultrapassou o patamar de US\$ 100 em 2022, fato visto pela última vez no ano de 2013. Considerando, ainda, o esforço da ANP decorrente da publicação dos normativos supramencionados, espera-se que o número de blocos sob contrato reflita o comportamento ascendente do valor do barril. Sob essa perspectiva e com a possibilidade da realização do 4º Ciclo da Oferta Permanente de Concessão, a expectativa é que 2023 termine com um quantitativo de blocos superior ao observado em 2022.

De 2016 a 2022, foram realizadas 13 rodadas de licitações de petróleo e gás natural, dentre as quais seis rodadas no regime de partilha de produção

¹ No final de 2014 o preço do petróleo sofreu uma redução significativa. Entre outubro e dezembro de 2014, o preço do barril reduziu de aproximadamente \$ 90 para \$55.

O ano de 2022 foi encerrado com **295 blocos exploratórios**, representando não só um aumento expressivo – 19% quando comparado ao ano anterior –, mas também o rompimento da tendência de queda, observada desde 2019 (Gráfico 1.2). Foram adicionados 63 blocos, frutos da 17ª Rodada de Licitações e do 3º Ciclo da Oferta Permanente de Concessão.

Gráfico 1.2: Blocos sob contrato entre 2016 e 2022²

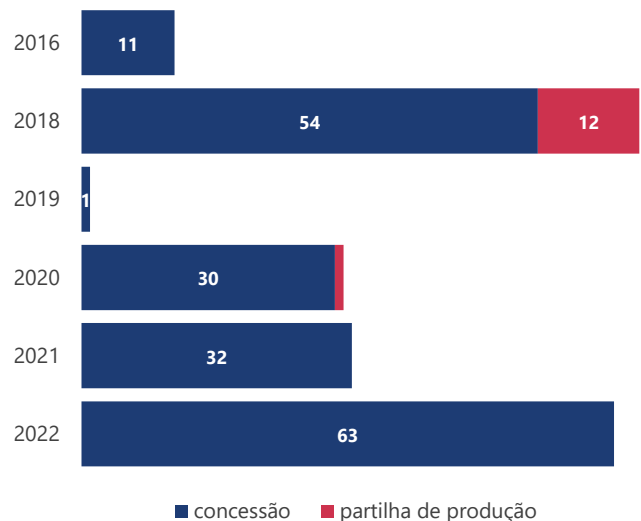


Os blocos exploratórios são ofertados nos leilões sob dois regimes distintos: o de concessão e o de partilha de produção. A instituição do regime regulatório misto ocorreu por ocasião da descoberta do pré-sal, quando foi introduzido o regime de partilha de produção. Esse regime é restrito a áreas localizadas no polígono do pré-sal e a áreas consideradas estratégicas.

No que se refere ao número de contratos assinados, pode ser observado que, em 2022, houve um aumento expressivo; o quantitativo de contratos quase dobrou em relação ao ano anterior (Gráfico 1.3). Foram 63 contratos assinados – todos sob o regime de concessão –, culminando no ano que teve o maior número de contratos assinados nesse regime contratual.

Desde 2020, não são contratadas áreas em regime de partilha de produção, uma vez que a última rodada nesse regime – 1º Ciclo da Oferta Permanente de Partilha de Produção – foi realizada no final do ano de 2022.

Gráfico 1.3: Contratos assinados por regime contratual entre 2016 e 2022

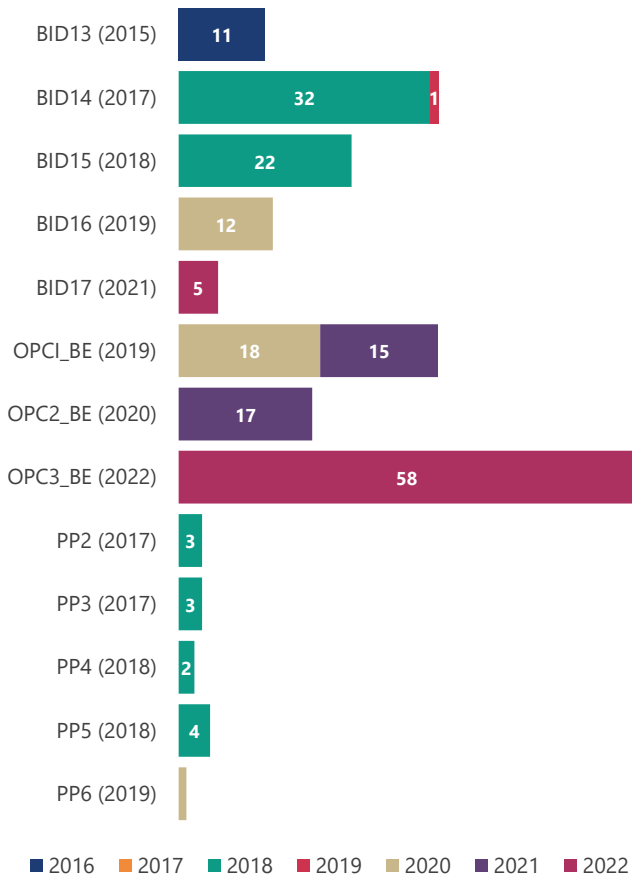


De 2016 a 2022, foram realizadas 13 rodadas de licitações, dentre as quais quatro rodadas convencionais sob o regime de concessão, cinco rodadas convencionais de partilha de produção e quatro rodadas no modelo de oferta permanente, sendo três no regime de concessão e um no de partilha de produção. Ressalta-se que não necessariamente os contratos são assinados no mesmo ano em que as rodadas são realizadas.

Em 2022, a maior parte dos contratos assinados foi oriunda do 3º Ciclo da Oferta Permanente de Concessão, totalizando 58 contratos. Outros cinco contratos assinados nesse ano decorreram da 17ª Rodada de Licitações de Blocos (Gráfico 1.4).

² Neste relatório, foi atualizado o número de blocos sob contrato ao final de 2021 anteriormente publicado no Relatório Anual de Exploração 2021, 246 para 238. A alteração foi realizada devido à dinâmica associada à efetivação da Declaração de Comercialidade no âmbito dos contratos de E&P, que ocorre posteriormente à apresentação do documento pela operadora, isto é, no momento da aprovação do Relatório Final de Avaliação de Descobertas de Petróleo ou Gás Natural (RFAD). Para as Declarações de

Comercialidade apresentadas no ano de 2021 e efetivadas pela ANP no ano de 2022 – Murucutu Sul, Agulhinha, Agulhinha Oeste, Budião, Budião Noroeste, Budião Sudoeste, Cavala e Palombeta – houve a devolução de blocos, com a passagem dos contratos associados a estes blocos para a fase de produção. Assim, a data de devolução retroagiu para a data de apresentação da Declaração de Comercialidade pela operadora, gerando a necessidade de atualização do número de blocos sob contrato no ano de 2021.

Gráfico 1.4: Contratos assinados por rodada de licitações entre 2016 e 2022

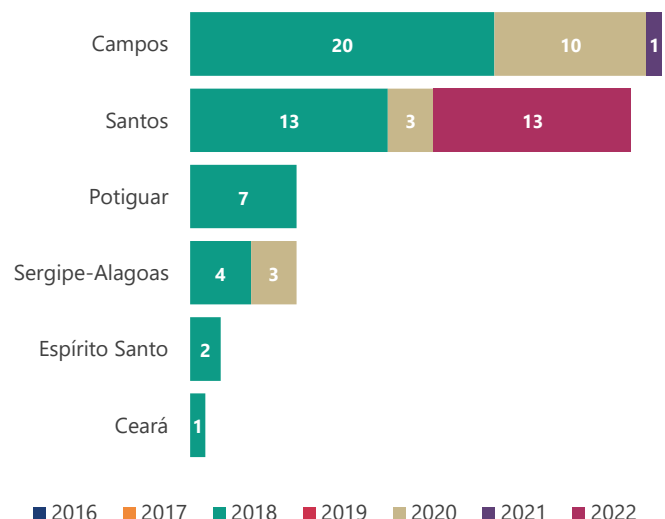
2022 ratifica a importância do sistema de Oferta Permanente para a disponibilização de áreas de E&P

O 3º Ciclo foi a rodada que apresentou o melhor resultado dentre todas as rodadas de licitações dessa série histórica, inclusive quando comparado às rodadas do mesmo modelo de oferta permanente. É importante, contudo, destacar que, em 2022, esse modelo de licitação sofreu um ajuste. Antes restrito a blocos exploratórios licitados em rodadas anteriores e não arrematados ou a blocos devolvidos à ANP, em 2022, a oferta permanente passou a ofertar blocos em quaisquer bacias terrestres e marítimas. Essa alteração ocorreu por determinação da Resolução CNPE nº 27/2021,

que estabeleceu como preferencial esse modelo para a oferta de áreas para exploração e produção de petróleo e gás natural no Brasil.

Nos últimos sete anos, as bacias marítimas de **Campos** e **Santos** foram aquelas que tiveram o maior número de contratos assinados: 31 e 29, respectivamente (Gráfico 1.5). Além de abrangerem o polígono do pré-sal, essas são as bacias marítimas nas quais, em geral, o conhecimento geológico acumulado é mais expressivo. O acervo de dados de Campos e Santos conta com um alto quantitativo de poços perfurados e uma densa malha de dados sísmicos adquiridos, o que reduz o risco de exploração e, por consequência, aumenta a sua atratividade.

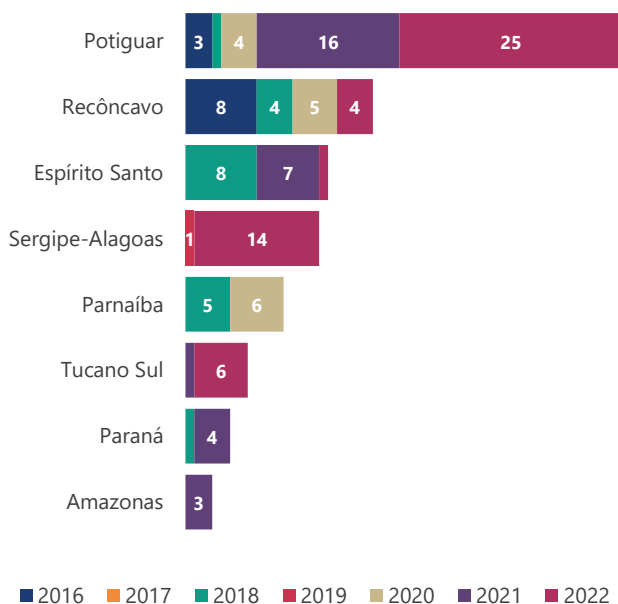
Em 2022, Santos foi a única bacia marítima para a qual houve contratos assinados. No total, 13 contratos foram assinados, decorrentes da 17ª Rodada de Licitações e do 3º Ciclo da Oferta Permanente de Concessão. Merece destaque uma particularidade da 17ª Rodada de Licitações: pela primeira vez foram ofertados blocos situados em áreas ultraprofundas da bacia de Santos, cortadas pelo limite das 200 milhas náuticas. Apesar de essas áreas não terem sido arrematadas, acredita-se que poderão se tornar uma nova fronteira de elevado potencial exploratório no futuro.

Gráfico 1.5: Contratos assinados por bacia marítima entre 2016 e 2022

Considerando os blocos terrestres contratados nos últimos sete anos, observa-se que houve uma ênfase nas bacias maduras de **Potiguar**, **Recôncavo** e **Espírito Santo** (Gráfico 1.6).

Em 2022, a bacia Potiguar sobressaiu-se pelo grande número de contratos assinados (25), seguida por Sergipe-Alagoas (14). Cabe ressaltar que, desde 2017, não eram assinados contratos na bacia terrestre de Sergipe-Alagoas, que, em 2016, teve um único contrato assinado. Também mereceram destaque os seis contratos assinados no ano de 2022 na bacia do Tucano Sul, classificada como uma bacia de nova fronteira.

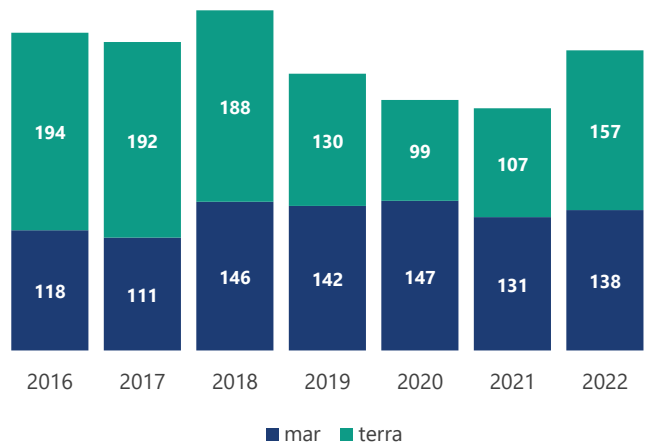
Gráfico 1.6: Contratos assinados por bacia terrestre entre 2016 e 2022



Ampliando a análise para blocos sob contrato por tipo de ambiente, é possível observar que, de 2019 a 2021, o quantitativo de blocos marítimos foi superior àqueles localizados em terra (Gráfico 1.7). Em 2022, essa tendência foi revertida com o crescimento significativo do número de blocos

terrestres. Dos 63 contratos assinados em 2022, 50 correspondiam ao ambiente terrestre, passando os blocos em terra a representarem o maior número de blocos sob contrato.

Gráfico 1.7: Blocos sob contrato por ambiente entre 2016 e 2022^{3,4}

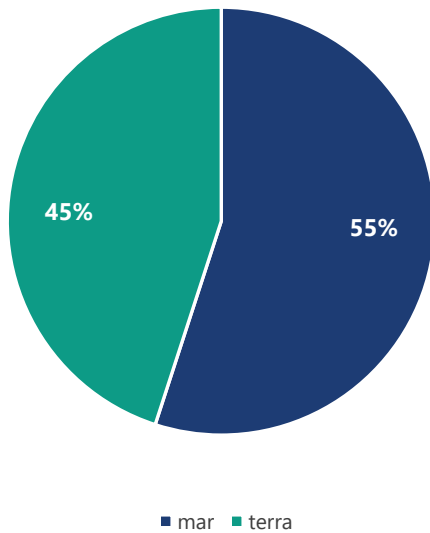


Especificamente sobre o ano de 2022, 55% da área contratada referia-se a blocos marítimos e o restante, 45%, a blocos terrestres (Gráfico 1.8). Eram mais de 186 mil Km² de bacias com blocos exploratórios, divididos entre 101.967,36 Km² associados aos 138 blocos marítimos e 84.557,13 Km² referentes aos 157 blocos terrestres. Embora o ambiente terrestre apresentasse o maior número de blocos, possuía uma área total inferior ao ambiente marítimo, o que pode ser explicado pelo fato de que, normalmente, os blocos marítimos disponibilizados em licitação têm área superior aos terrestres. No contexto dos blocos sob contrato, ao final do ano de 2022, o bloco de maior área se encontrava em mar; trata-se do bloco Aram, no pré-sal da bacia de Santos, com 4.475,68 Km². E o de menor área era o bloco terrestre ES-T-486A, com área de 10,45 Km².

³ Neste relatório, foi retificado o número de blocos sob contrato ao final de 2017. Nos Relatórios Anuais de Exploração 2020 e 2021, o bloco RIOP-T-75 havia sido contabilizado como um bloco marítimo apesar de ser um bloco terrestre. Dessa forma, o número de blocos marítimos no ano de 2017 foi retificado de 112 para 111 e o de blocos terrestres de 191 para 192.

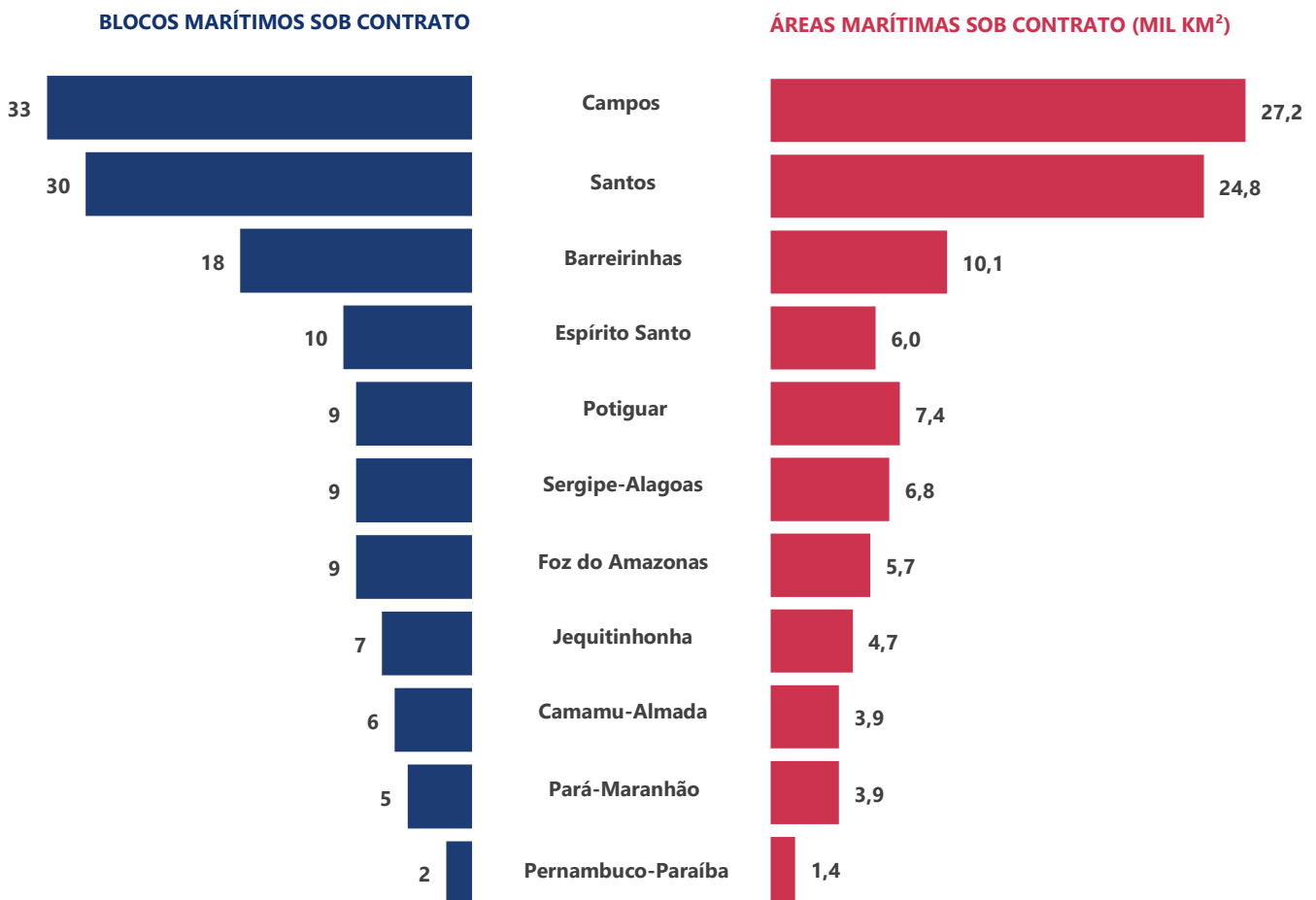
⁴ Neste relatório, foi atualizado o número de blocos sob contrato ao final de 2021 devido à dinâmica associada à efetivação da Declaração de Comercialidade (vide nota 1). Assim, tendo como referência os números publicados no Relatório Anual de Exploração 2021, foram reduzidos de 138 para 131 o número de blocos sob em ambiente marítimo e de 108 para 107 em ambiente terrestre.

Gráfico 1.8: Áreas sob contrato por ambiente ao final de 2022



No que tange às bacias marítimas, ao final de 2022, as bacias de Campos e Santos destacavam-se em quantitativo de blocos sob contrato – 33 e 30 blocos, respectivamente –, assim como em área sob contrato, com 27.200 km² e 24.800 km², respectivamente (Gráfico 1.9). Destaca-se também o número expressivo de blocos nas bacias de nova fronteira da **margem equatorial**: Barreirinhas, Potiguar, Foz do Amazonas e Pará-Maranhão. Eram **41 blocos**, aproximadamente 30% do número de blocos marítimos sob contrato, e mais de 27.000 Km² de área, indicando que a indústria está atenta ao elevado potencial exploratório da margem equatorial. De modo geral, observa-se uma relação entre o número de blocos e a correspondente área geográfica sob contrato.

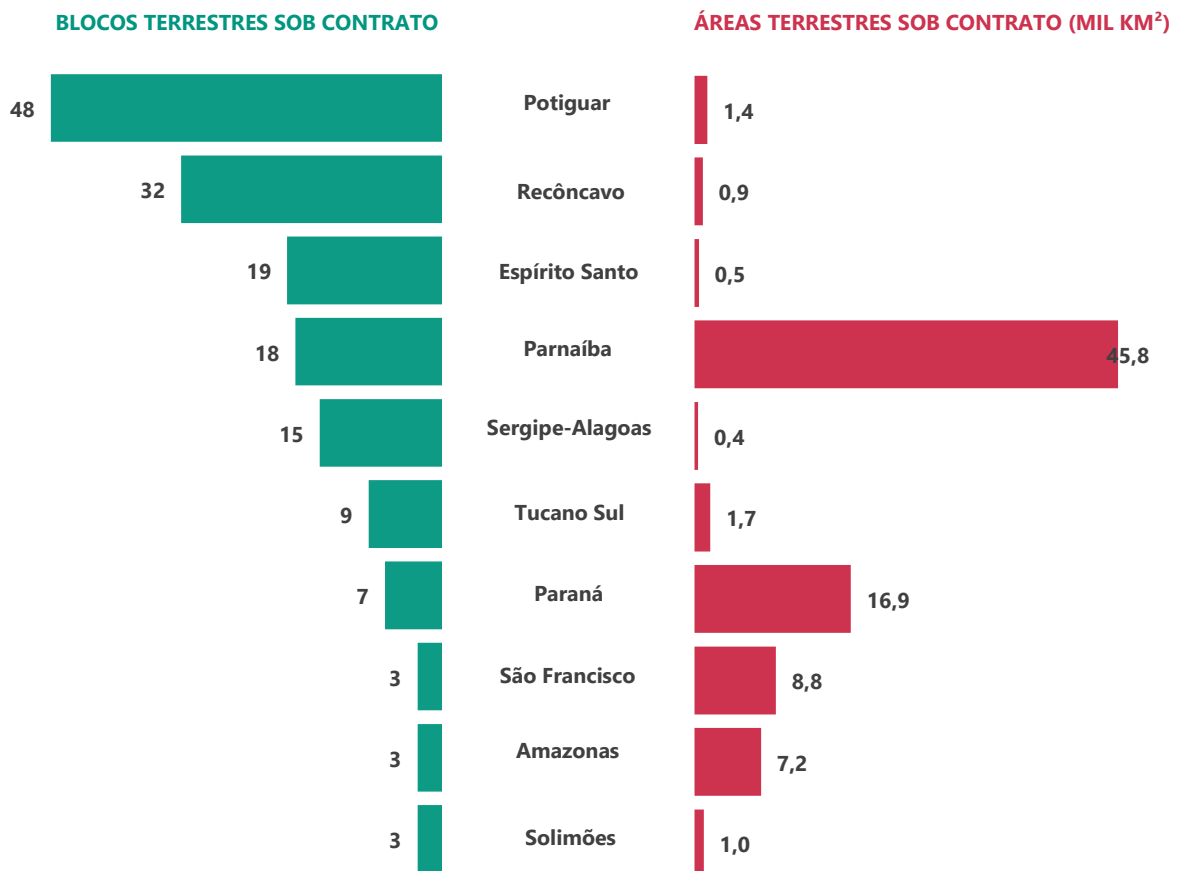
Gráfico 1.9: Blocos e áreas sob contrato por bacias marítimas ao final de 2022



No caso das bacias terrestres, o binômio blocos *versus* área não possui uma relação direta. As bacias do Parnaíba e do Paraná foram aquelas com as maiores áreas sob contrato, 45.800 km² e 16.900 km², respectivamente, todavia ocupavam a 4ª e a 7ª colocação em termos de número de blocos sob contrato (Gráfico 1.10). Apesar de Potiguar e Recôncavo terem sido as bacias com

mais blocos sob contrato, a área contratada é pequena. Cabe ressaltar que as licitações de blocos localizados em bacias classificadas como nova fronteira tendem a oferecer áreas consideravelmente maiores do que aquelas de blocos situados em bacias maduras. Isso ocorre porque é uma forma de aumentar a atratividade dos blocos das bacias de novas fronteiras.

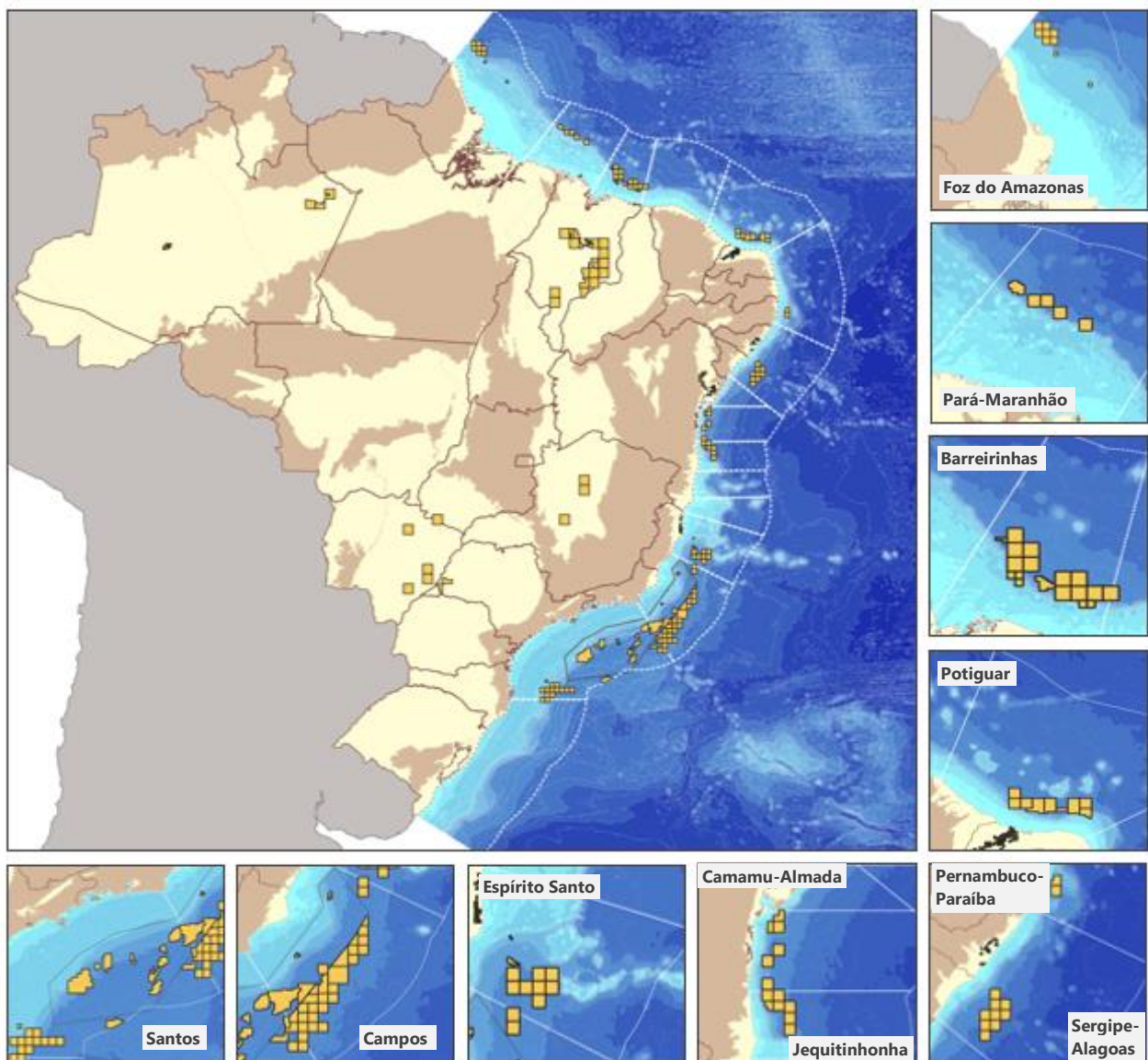
Gráfico 1.10: Blocos e áreas sob contrato por bacias terrestres ao final de 2022



A Figura 1.1 apresenta a distribuição geográfica dos blocos sob contrato ao final do ano de 2022. Foram destacadas as 11 bacias marítimas nas quais havia blocos, nesta ordem: Foz do Amazonas, Pará-Maranhão, Barreirinhas, Potiguar, Pernambuco-Paraíba, Sergipe-Alagoas, Camamu-Almada, Jequitinhonha, Espírito Santo, Campos e Santos, sendo que o polígono do pré-sal abrange estas duas últimas bacias.

Potiguar, Pernambuco-Paraíba, Sergipe-Alagoas, Camamu-Almada, Jequitinhonha, Espírito Santo, Campos e Santos, sendo que o polígono do pré-sal abrange estas duas últimas bacias.

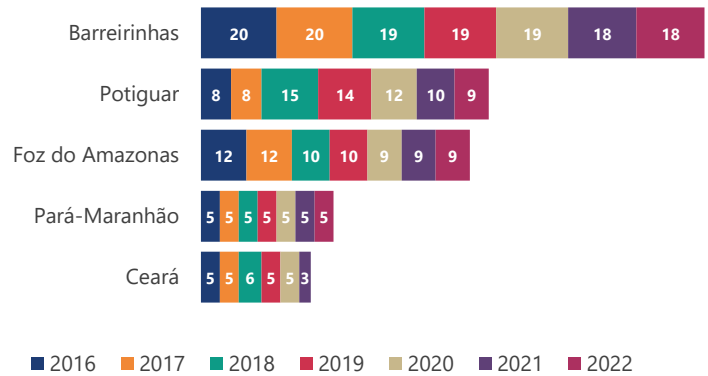
Figura 1.1: Distribuição dos blocos sob contrato ao final de 2022



Ao longo da série histórica, a bacia de Barreirinhas manteve-se como a bacia com o maior número de blocos sob contrato quando comparada às demais bacias da margem equatorial brasileira. Já a bacia Potiguar apresentou a maior oscilação ao longo dos anos; de 15 blocos em 2018 passou para nove em 2022. A bacia do Ceará, que tem se caracterizado como aquela de menor interesse em relação às demais bacias da margem equatorial, terminou o ano sem nenhum bloco sob contrato (Gráfico 1.11).

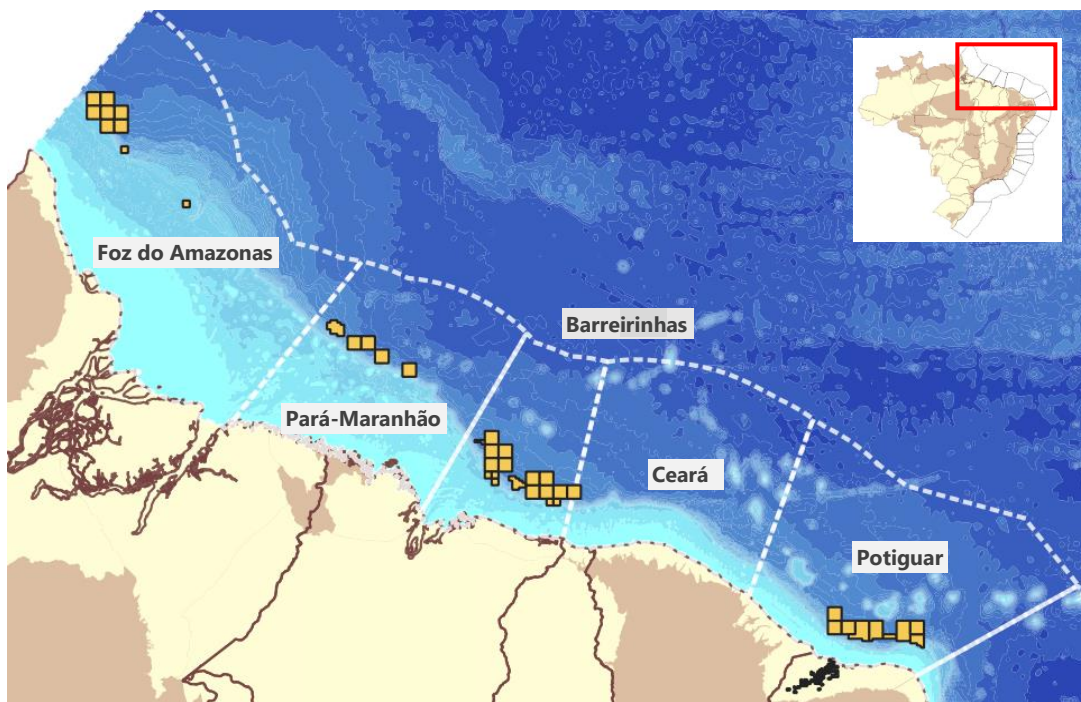
O ano de 2022 foi finalizado com o menor quantitativo de áreas contratadas na margem equatorial, 41 blocos.

Gráfico 1.11: Blocos sob contrato por bacias marítimas da margem equatorial entre 2016 e 2022



Na Figura 1.2 observa-se a localização geográfica dos blocos situados nas bacias sedimentares da margem equatorial brasileira ao final de 2022.

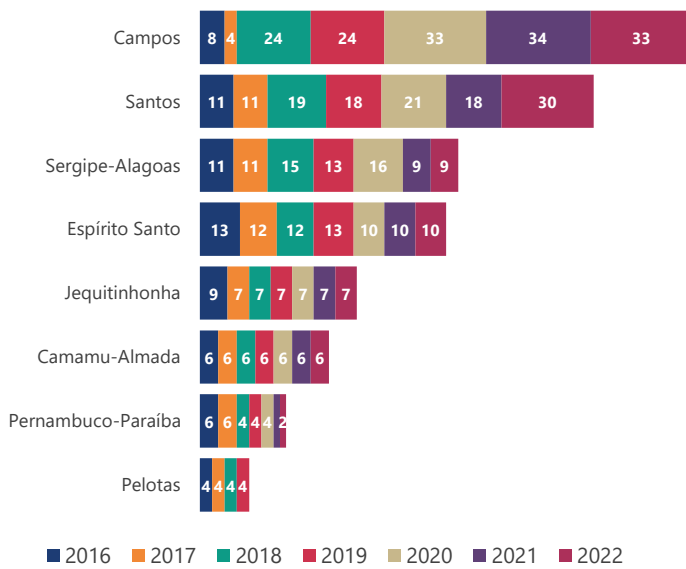
Figura 1.2: Distribuição dos blocos da margem equatorial brasileira ao final de 2022



No tocante às bacias da margem leste, desperta a atenção a redução do número de blocos na bacia Sergipe-Alagoas de 2020 (16) para 2021 (9). Tal se deveu a um fato positivo: a efetivação das Declarações de Comercialidade associadas a sete blocos e a sua consequente passagem para a fase de produção. Por outro lado, Santos apresentou um aumento significativo de blocos de 2021 para 2022: 18 e 30, respectivamente.

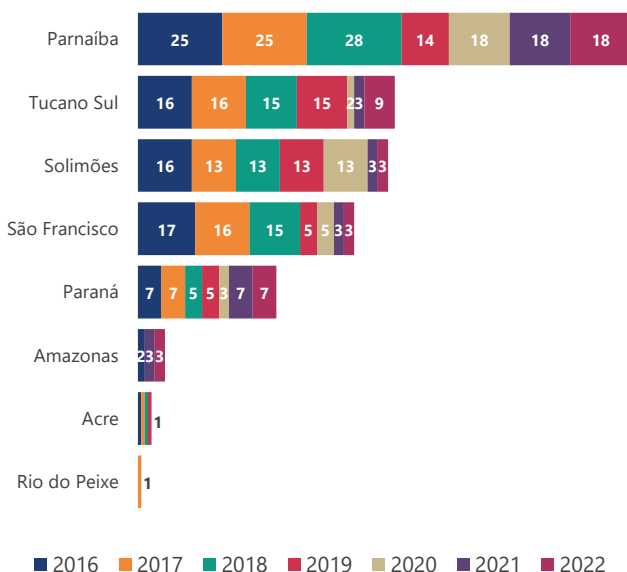
Todas as cinco áreas contratadas na 17ª Rodada de Licitações estão localizadas na bacia de Santos, que também teve 13 blocos contratados no 3º Ciclo da Oferta Permanente. Pelotas, caracterizada como uma bacia de nova fronteira, teve quatro blocos devolvidos em 2020 e, apesar de ter sido inserida no 3º Ciclo da Oferta Permanente, não gerou interesse nas empresas de óleo e gás (Gráfico 1.12).

Gráfico 1.12: Blocos sob contrato por bacias marítimas da margem leste ao final de 2022



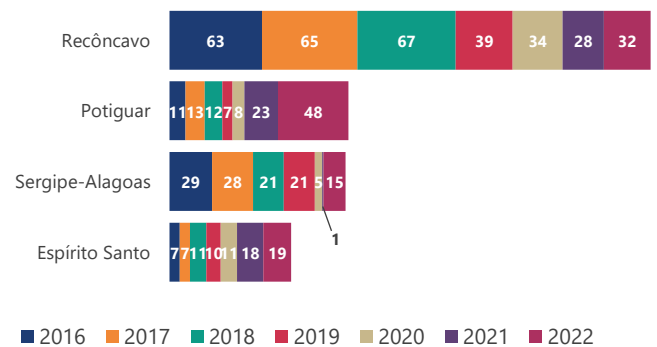
Em toda a série histórica, o destaque entre as bacias terrestres de nova fronteira permaneceu sendo a bacia do **Parnaíba**, que, nos últimos três anos, vem mantendo 18 blocos sob contrato. Tucano Sul esteve em evidência no 3º Ciclo da Oferta Permanente. Em virtude da assinatura de seis contratos, saltou de três para nove blocos de 2021 para 2022. No mais, o cenário para as demais bacias manteve-se inalterado entre 2021 e 2022 (Gráfico 1.13).

Gráfico 1.13: Blocos sob contrato por bacias terrestres de nova fronteira ao final de 2022

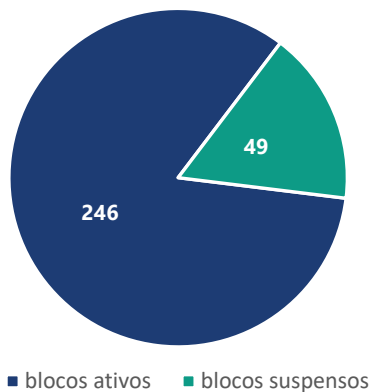


O 3º Ciclo da Oferta Permanente deu maior enfoque às bacias terrestres maduras. Sob esse aspecto, a bacia Potiguar apresentou um crescimento bastante positivo, passando de 23 blocos em 2021 para 48 ao final de 2022. Dessa forma, assumiu a posição de maior detentora de blocos sob contrato em ambiente terrestre, posição historicamente ocupada pela bacia do Recôncavo. A propósito, ao se somar o quantitativo de blocos marítimos e terrestres, a bacia Potiguar finalizou o ano de 2022 como a bacia com o maior número de blocos sob contrato. Por fim, a parcela terrestre da bacia de Sergipe-Alagoas apresentou, em 2022, um aumento de um para 15 blocos sob contrato em relação ao ano anterior, também fruto da assinatura dos contratos do 3º Ciclo da Oferta Permanente, como pode ser observado no Gráfico 1.14.

Gráfico 1.14: Blocos sob contrato por bacias terrestres maduras entre 2016 e 2022



Dos 295 blocos com contratos vigentes ao final de 2022, 246 estavam ativos e 49 suspensos, ou seja, cerca de **17% dos contratos encontravam-se suspensos** (Gráfico 1.15). A suspensão é prevista nos contratos de exploração e produção de petróleo e gás natural para tratar situações nas quais incida a hipótese de caso fortuito, força maior ou causas similares. Esse mecanismo implica a interrupção das atividades exploratórias na área sob contrato durante o período em que perdurar o evento que lhe deu causa, gerando prejuízos no planejamento das atividades.

Gráfico 1.15: Situação dos blocos sob contrato ao final de 2022

O objetivo maior de uma campanha exploratória é a descoberta de hidrocarbonetos em volumes comerciáveis. Sob a ótica da realização das atividades exploratórias, as etapas associadas ao Programa Exploratório Mínimo (PEM) e à avaliação de descobertas são determinantes para o alcance de tal objetivo.

Até a 13ª Rodada de Licitações, a fase de exploração era dividida em períodos exploratórios. Atualmente, os contratos têm um único período. Para o primeiro período exploratório ou para contratos com período único, a empresa se compromete a cumprir o PEM ofertado na rodada, que consiste no conjunto mínimo de atividades exploratórias que devem ser realizadas com o objetivo de ampliar o conhecimento geológico do bloco adquirido. Quando a perfuração de um poço leva a uma descoberta, a empresa pode optar por avaliar essa descoberta, ou seja, investigar a extensão do reservatório e estimar tanto o volume de hidrocarbonetos *in place* como a economicidade das jazidas. Com esse intuito, um Plano de Avaliação de Descobertas de Petróleo ou Gás Natural (PAD) deve ser apresentado à ANP.

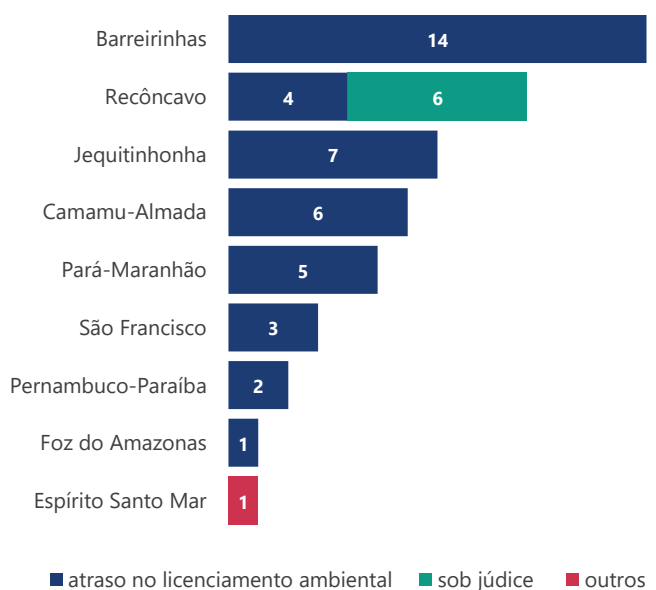
Ao detalhar a situação dos blocos sob contrato vigente em 2022 entre aqueles que estavam na etapa de PEM e os que se encontravam em PAD, evidencia-se que o PEM foi a etapa mais crítica, com a grande maioria dos blocos sob contrato suspenso, totalizando 39, dos quais 30 estavam no primeiro período e nove no segundo período (Tabela 1.1). Verifica-se também que os blocos sob contrato suspenso localizados em mar

representavam a maior parcela, isto é, 32 blocos marítimos *versus* sete blocos terrestres.

Tabela 1.1: Situação dos blocos sob contrato por etapa ao final de 2022

Etapa	Mar		Terra		Total
	Ativos	Suspensos	Ativos	Suspensos	
PEM - período único	72	-	116	-	188
PEM - 1º período	17	24	7	6	54
PEM - 2º período	3	8	13	1	25
PAD	10	4	8	6	28
Total	102	36	144	13	295

O Gráfico 1.16 apresenta as bacias sedimentares onde estão situados os blocos sob contrato suspenso e a motivação para tal. Em grande maioria, a suspensão se deve ao atraso no processo de licenciamento ambiental para a realização de atividades exploratórias essenciais, como a aquisição sísmica e a perfuração de poços exploratórios, sendo esta última a razão mais frequente dentre os casos de suspensão.

Gráfico 1.16: Blocos sob contratos suspenso por bacia sedimentar ao final de 2022

As bacias da margem equatorial perfaziam o maior número de blocos sob contrato suspenso ao final de 2022, totalizando 20 dos 41 blocos, todos por motivação ambiental. Desses 20 blocos suspensos, 14 eram oriundos da 11ª Rodada de Licitações, considerada bem-sucedida no que se refere à concessão de blocos em bacias de novas fronteiras. À exceção de Potiguar, as bacias de Barreirinhas, Foz do Amazonas e Pará-Maranhão apresentavam blocos sob contrato suspenso. É preocupante, por exemplo, a situação das bacias do Pará-Maranhão, com todos os cinco blocos sob contrato suspenso, e de Barreirinhas, com 14 dos 18 blocos sob contrato suspenso.

A margem equatorial concentrava o maior número de blocos sob contrato suspenso ao final de 2022

De forma a ilustrar o impacto que a suspensão contratual dos blocos localizados na margem equatorial pode gerar, a última perfuração de um poço exploratório nessa área ocorreu em 2015, na bacia Potiguar. Nas bacias de Barreirinhas, Foz do Amazonas e Pará-Maranhão, os últimos poços exploratórios perfurados datam do ano de 2011.

A porção de águas profundas da margem equatorial brasileira tem um potencial exploratório muito promissor. Em razão do sucesso exploratório em áreas que possuem características geológicas similares, como as recentes descobertas de petróleo na Guiana e no Suriname, além das descobertas realizadas no oeste africano, a margem equatorial é hoje a principal fronteira exploratória a ser desbravada pelas empresas petrolíferas em águas brasileiras, com grande potencial para descobertas de hidrocarbonetos de classe mundial e para apropriação de reservas. Se confirmado, os benefícios diretos para a sociedade brasileira se traduzirão em arrecadação de participações

governamentais e de tributos, além dos benefícios indiretos, como a geração de empregos e a promoção de desenvolvimento social e econômico. Para tal, torna-se imperativo vencer os entraves do licenciamento ambiental.

Detalhando a suspensão contratual dos blocos da margem leste por motivação ambiental, os 15 blocos sob contrato suspenso das bacias de Jequitinhonha, Camamu-Almada e Pernambuco-Paraíba estavam associados a contratos antigos, cujos processos de licenciamento ambiental foram iniciados há mais de 10 anos e/ou cuja localização estava muito próxima a costa, aumentando a probabilidade de um eventual vazamento de óleo atingir a costa.

Nas bacias do Recôncavo e do São Francisco, 12 blocos encontravam-se suspensos em razão do emprego da técnica de fraturamento hidráulico em reservatórios não convencionais. A restrição à atividade de fraturamento ora é imposta pelos órgãos ambientais, ora em virtude de decisões judiciais.

A partir das Tabelas 1.2 e 1.3, verifica-se que 2022 foi finalizado com 44 operadoras atuantes na fase de exploração, dentre as quais as cinco maiores no que se refere ao quantitativo de blocos foram: Petrobras (58), PetroVictory (34), Shell Brasil (27), Eneva (24) e Imetame (19). Em relação à área contratada operada, destacaram-se Eneva (62.376 Km²), Petrobras (46.806 Km²), Shell Brasil (19.866 Km²), ExxonMobil Brasil (12.172 Km²) e Imetame (6.943 Km²). A Petrobras foi a única operadora atuante tanto em mar (57) como em terra (1) na fase de exploração.

Especificamente sobre as bacias marítimas, ao final de 2022 havia 18 operadoras de contratos em bacias marítimas, das quais apenas quatro operavam, além de contratos de concessão, contratos de partilha de produção. A Petrobras permaneceu sendo a maior operadora do país, tanto em número de blocos como em área contratada operada. Shell Brasil, ExxonMobil e BP Energy foram as demais empresas que também operaram sob o regime de partilha de produção.

Tabela 1.2: Operadoras de blocos marítimos ao final de 2022

Operadora	Blocos Marítimos		Área contratada (Km ²)
	Concessão	Partilha de Produção	
Petrobras	50	7	46.806
Shell Brasil	27	2	19.866
ExxonMobil Brasil	16	1	12.172
BP Energy	4	1	4.528
Repsol	4	-	2.819
Chariot Brasil	3	-	577
Chevron Brasil Óleo	3	-	2.092
Enauta Energia	3	-	2.305
Murphy Brasil	3	-	3.133
TotalEnergies EP	3	-	3.872
Petronas	2	-	1.409
PetroRio Jaguar	2	-	186
Petro Rio Coral	2	-	384
3R Petroleum	1	-	192
3R Petroleum Off	1	-	27
CNOOC Petroleum	1	-	721
Equinor Energy	1	-	708
Karoon	1	-	172
Total	127	11	101.969

A respeito do ambiente terrestre, havia 27 operadoras ao final de 2022. A PetroVictory destacou-se como a operadora que mais cresceu, alcançado, em 2022, a 1ª posição, com 34 blocos sob contrato. O crescimento deveu-se à operação de 19 blocos adquiridos no 3º Ciclo da Oferta Permanente, todos na bacia Potiguar. Por outro lado, em termos de área contratada, a Eneva – operadora de 24 blocos –, tinha a maior área contratada.

Tabela 1.3: Operadoras de blocos terrestres ao final de 2022

Operadora	Blocos Terrestres	Área contratada (Km ²)
PetroVictory	34	996
Eneva	24	62.376
Imetame	19	6.943
Origem	18	1.106
3R Areia	6	211
TOG Brasil	6	187
BGM	5	115
Geopark Brasil	5	156
Maha Energy	5	133
Petroil	5	131
Great Energy	3	53
Petroborn	3	245
Rosneft	3	1.016
Alvopetro	2	31
Capixaba Energia	2	60
Níon Energia	2	37
NFT	2	67
Phoenix Óleo e Gás	2	44
Ubuntu Engenharia	2	2.519
Vipetro	2	2.250
Aguila	1	18
Cemes	1	2.918
Cowan Petróleo e Gás	1	31
Guindastes Brasil	1	32
Petrobras	1	2.873
Potiguar E&P S.A.	1	17
Recôncavo Energia	1	22
Total	157	84.587

O 3º Ciclo também se caracterizou pela entrada de uma nova empresa na fase de exploração. Antes restrita à fase de produção, a Origem entrou para o segmento de exploração ao arrematar 18 blocos, dos quais 14 operados na bacia de Sergipe-Alagoas e quatro na bacia de Tucano Sul.

Cabe lembrar que, de 2021 para 2022, a Petrobras cedeu os seus direitos em dois contratos, permanecendo com apenas um contrato em terra, na bacia do Paraná. Essa redução ano a ano consolida o desinvestimento da Petrobras em ativos terrestres para focar a sua atuação em áreas *offshore* de águas profundas e ultraprofundas; e representa uma oportunidade para a entrada e a expansão de empresas de menor porte atuantes no ambiente terrestre.



CAPÍTULO 2

ATIVIDADES EXPLORATÓRIAS



Os contratos de E&P firmados entre a ANP e as empresas estabelecem um prazo durante o qual devem ser desenvolvidas as atividades exploratórias compromissadas. Essas atividades consistem na aquisição de dados geocientíficos como dados geológicos, dados geofísicos ou dados geoquímicos, mas não restritos a estes, e têm como objetivo maior a descoberta de uma acumulação de petróleo e gás natural.

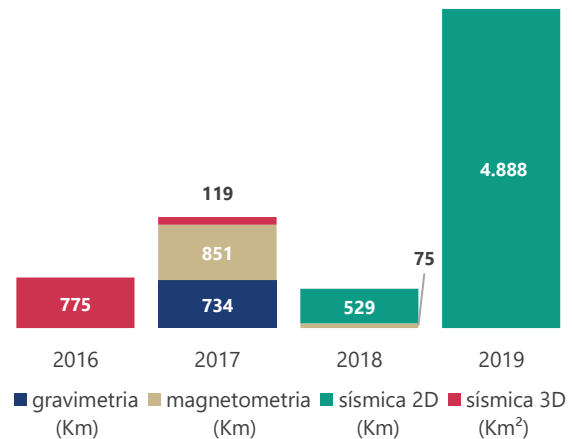
As empresas podem realizar o levantamento dos dados por meios próprios ou mediante a contratação de uma empresa de aquisição de dados (EAD), condição na qual os dados são denominados dados exclusivos. Outra possibilidade é a compra de dados obtidos diretamente de EADs, situação em que os dados são classificados como dados não exclusivos. A partir do resultado dos dados levantados, as contratadas decidem sobre a perfuração de um ou mais poços. Essas atividades podem ser utilizadas para o abatimento do PEM compromissado.

O sucesso de uma campanha de exploração depende fundamentalmente da execução das atividades exploratórias, cuja contabilização permite avaliar o desempenho do segmento de exploração ao longo dos anos.

Entre os dados exclusivos, os levantamentos sísmicos 2D, sísmicos 3D, gravimétricos e magnetométricos são aqueles que melhor traduziram, para o período em estudo, o esforço exploratório no que se refere ao volume de atividades realizadas e à relevância do ganho de conhecimento geológico no contexto dos blocos sob contrato. Para esses dados, foram utilizadas as seguintes premissas: (i) considerou-se somente os programas de levantamento de dados exclusivos iniciados e concluídos em blocos exploratórios no período da série histórica, e (ii) definiu-se o ano de referência como o ano no qual se iniciou o programa de levantamento.

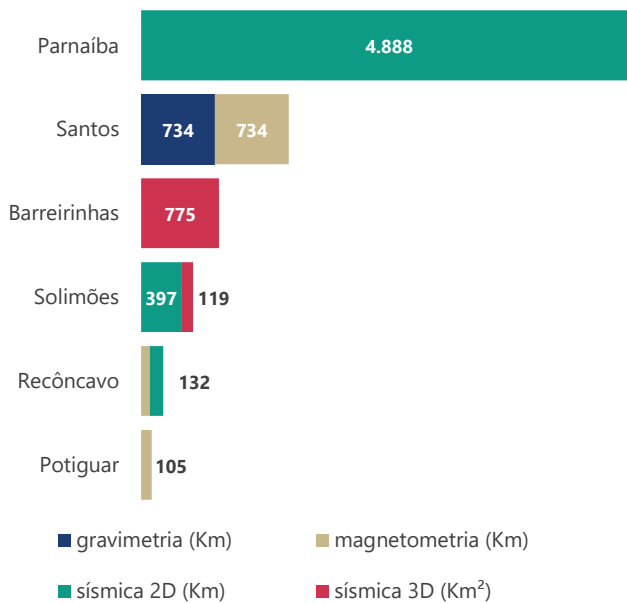
O Gráfico 2.1 exibe o quantitativo de dados exclusivos adquiridos anualmente, categorizadas pelas diferentes tecnologias selecionadas.

Gráfico 2.1: Quantitativo de dados exclusivos adquiridos por tecnologia entre 2016 e 2022



Conforme já mencionado nos Relatórios Anuais de Exploração 2020 e 2021, é digno de atenção o baixo quantitativo de dados exclusivos adquiridos ao longo da série histórica. Considerando o universo de tecnologias definido, o ano de 2022 marcou o terceiro ano consecutivo sem a contabilização de levantamentos exclusivos, o que não significa dizer que não tenham sido iniciadas campanhas nesses anos, mas tão somente que nenhuma campanha foi iniciada e concluída dentro do período da série histórica. Essa premissa foi estabelecida porque os dados exclusivos somente têm validade quando aprovados pela ANP, o que ocorre após a conclusão da aquisição. No ano de 2022, por exemplo, foi iniciada, mas não concluída, uma campanha de aquisição na bacia do Parnaíba, com previsão de levantamento de 2.890 Km² de sísmica 2D.

Ao analisar o quantitativo de dados exclusivos por bacia, os 4.888 Km de dados de sísmica 2D levantados no ano de 2019 na bacia do **Parnaíba** permaneceu sendo o destaque da série histórica apresentada no Gráfico 2.2, já que novos levantamentos não foram contabilizados em nenhuma bacia no ano de 2022.

Gráfico 2.2: Quantitativo de dados exclusivos adquiridos por bacia entre 2016 e 2022

Em outra perspectiva de análise, a Tabela 2.1 consolida o quantitativo de blocos contemplados por esses levantamentos, tanto em bacias marítimas como em bacias terrestres. Os 12 levantamentos realizados abrangeram 33 blocos sob contrato, sendo a maior parte deles localizados em terra. Relevante também apontar que o último ano em que foram adquiridos dados exclusivos na margem equatorial foi em 2016, ano marcado pela aquisição de 775 Km² de sísmica 3D na bacia de Barreirinhas.

Tabela 2.1: Quantitativo de blocos contemplados com levantamentos de dados exclusivos entre 2016 e 2022

Bacia	Ambiente	Quantidade de Levantamentos	Quantidade de Blocos			
			2016	2017	2018	2019
Barreirinhas	Marítimo	1	4	-	-	-
Santos		2	-	1	-	-
Parnaíba	Terrestre	2	-	-	-	18
Potiguar		2	-	1	1	-
Recôncavo		3	-	1	2	-
Solimões		2	-	4	1	-

Resta evidente, portanto, o reduzido esforço associado às campanhas exploratórias para a aquisição de dados exclusivos. Fato é que, considerando a média de blocos sob contrato ao longo dos sete anos da série histórica contemplada neste relatório – aproximadamente 286 blocos – para pouco mais de 11% dos blocos houve alguma atividade de aquisição de dados exclusivos.

Apenas 11% dos blocos sob contrato foram contemplados com atividades de aquisição de dados exclusivos ao longo dos últimos sete anos

Dados não exclusivos ou multiclientes são aqueles obtidos, para fins de comercialização, por uma EAD autorizada pela ANP. Esses dados são comprados pelas contratadas, no âmbito da execução de sua campanha exploratória, com o objetivo de ampliar seu conhecimento geológico sobre a área sob contrato, podendo serem utilizados para o abatimento do PEM.

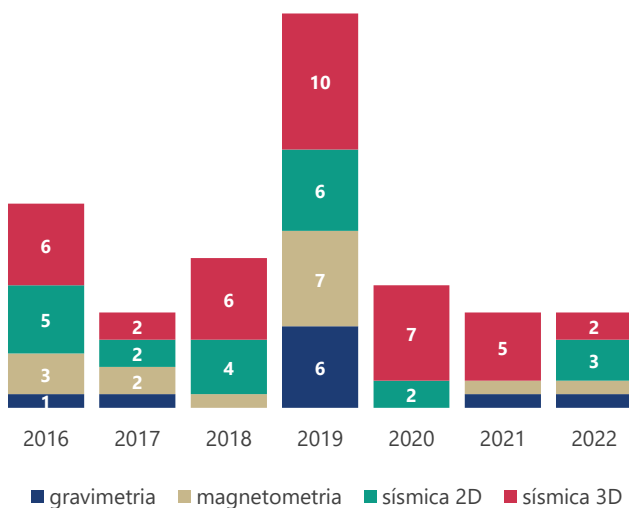
No presente relatório, são apresentados os dados referentes aos levantamentos sísmicos 2D, sísmicos 3D, gravimétricos e magnetométricos comprados e utilizados para fins de abatimento do PEM. Assim como na abordagem sobre dados exclusivos, as atividades aqui selecionadas são aquelas para as quais houve o maior número de solicitações de abatimento do PEM, embora existam outras tecnologias. Para a consolidação das informações, portanto, utilizou-se como premissa o ano em que houve a solicitação de abatimento do PEM.

O Gráfico 2.3 exibe o quantitativo de programas de dados não exclusivos utilizados em solicitações de abatimento do PEM em cada ano, categorizado pelas tecnologias selecionadas.

Tendo em vista que o dado multicliente pode ser vendido a diversas contratadas, é importante salientar que, caso diferentes empresas comprem o mesmo programa, este programa pode ser utilizado para o abatimento do PEM mais de uma vez, desde que em contratos distintos. E a sua contabilização neste gráfico ocorre mais de uma vez caso a solicitação tenha sido requerida em anos diferentes.

Observa-se que, em 2020, o quantitativo de programas apresentados à agência para o abatimento do PEM sofreu uma queda considerável, mantendo-se reduzido nos anos seguintes. O ano de 2022 foi finalizado com sete programas apresentados. Destes sete programas, quatro já haviam sido utilizados em anos anteriores para abater o PEM.

Gráfico 2.3: Quantitativo de programas de dados não exclusivos por ano de solicitação do abatimento do PEM entre 2016 e 2022⁵

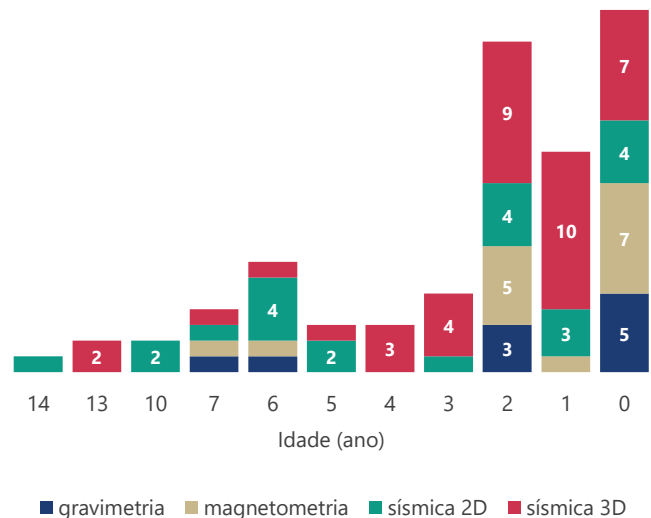


Quando se infere a idade dos programas não exclusivos utilizados para o abatimento do PEM no período de 2016 a 2022, vide Gráfico 2.4, observa-se que programas concluídos há mais de dez anos têm sido utilizados para fins de

abatimento do PEM. Contudo, a maior parte dos programas tem até dois anos, visto que os dados não exclusivos sofrem depreciação ano a ano, pelo fator de redução, até o momento em que não têm mais validade para fins de abatimento.

No Gráfico 2.4, a idade do programa de dados não exclusivos foi obtida a partir da diferença entre o ano da solicitação de abatimento e o ano da conclusão do programa, que corresponde à forma como usualmente é calculado o fator de redução. A exceção a essa regra de depreciação ocorreu para a 11ª e a 12ª Rodadas de Licitações. Nessas rodadas o fator de redução foi estabelecido como a diferença entre o ano da compra do dado e o ano da conclusão do programa, razão pela qual neste gráfico há programas com mais de dez anos de idade.

Gráfico 2.4: Quantitativo de programas de dados não exclusivos utilizados para abatimento do PEM por idade de conclusão do programa entre 2016 e 2022



Ao se avaliar o Gráfico 2.5, verifica-se que as bacias de **Campos**, **Santos** e **Potiguar** foram as bacias marítimas para as quais houve o maior uso de programas não exclusivos para o abatimento do PEM no período em estudo.

⁵ Neste Relatório, foi alterado o quantitativo de programas de dados não exclusivos utilizados para o abatimento do PEM nos

anos de 2020 e 2021, tendo em vista os ajustes realizados na base de dados no ano de 2022.

Gráfico 2.5: Quantitativo de programas de dados não exclusivos utilizados para abatimento do PEM por bacia marítima entre 2016 e 2022

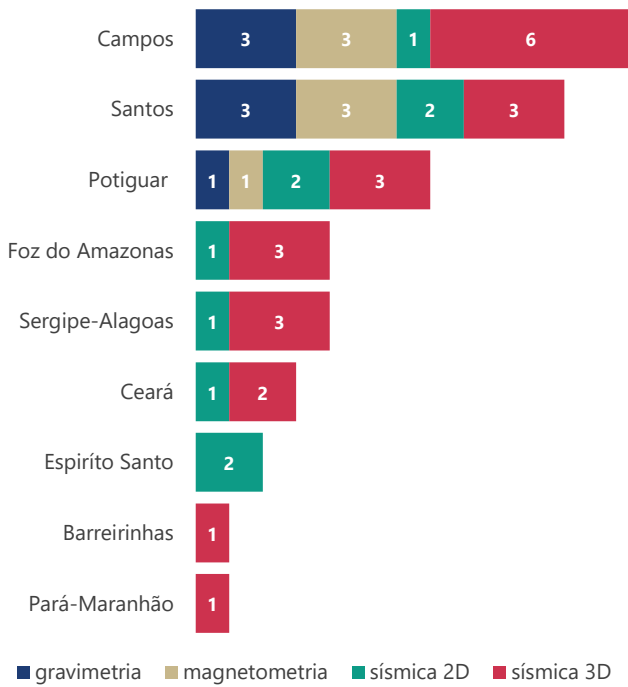
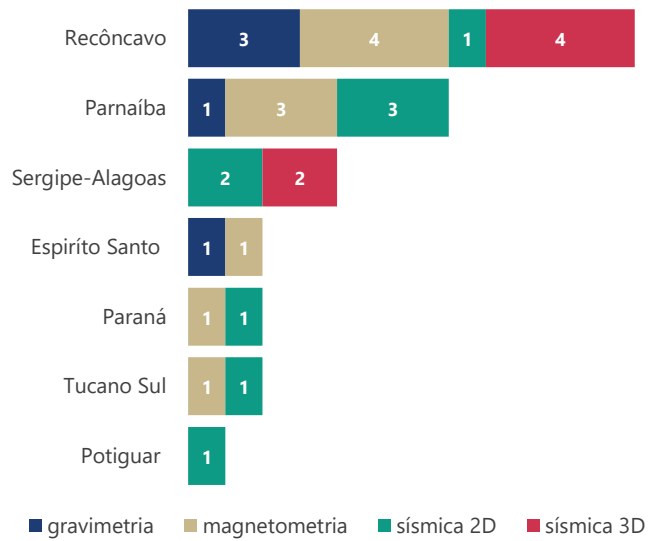


Gráfico 2.6: Quantitativo de programas de dados não exclusivos utilizados para abatimento do PEM por bacia terrestre entre 2016 e 2022

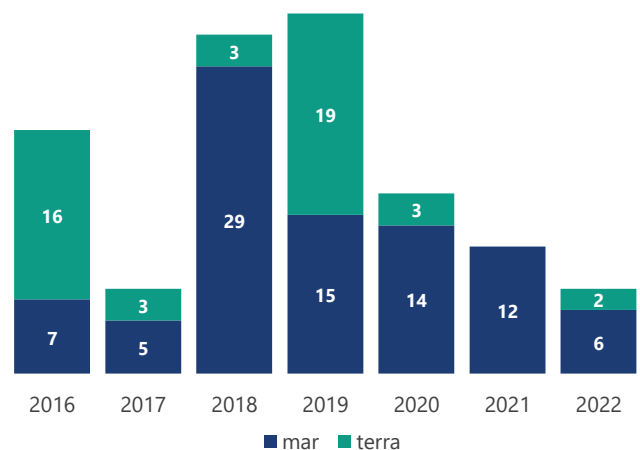


No que tange aos programas de dados não exclusivos utilizados para abatimento do PEM em bacias terrestres (Gráfico 2.6), observa-se que, para a série histórica sob análise, a bacia do **Recôncavo** destacou-se como a bacia com o maior quantitativo de programas utilizados, seguida pelas bacias do **Parnaíba** e de **Sergipe-Alagoas**.

Ao se considerar o quantitativo de blocos sob contrato para os quais o PEM foi abatido mediante programas de dados não exclusivos nos últimos sete anos (Gráfico 2.7), é observada, a partir de 2020, uma tendência decrescente, chegando ao reduzido número de oito blocos no ano de 2022. Destaca-se também a diferença significativa entre o número de blocos por ambiente que se utilizaram de programas não exclusivos para o abatimento do PEM entre 2016 e 2022: 88 marítimos *versus* 46 terrestres.

Desde 2020 observa-se uma tendência decrescente no quantitativo de blocos que tiveram o PEM abatido mediante programas de dados não exclusivos

Gráfico 2.7: Quantitativo de blocos que tiveram o PEM abatido com programas de dados não exclusivos entre 2016 e 2022



Sob a ótica do conjunto de atividades exploratórias que podem ser realizadas na fase de exploração, a perfuração de poços exploratórios pode ser considerada o melhor termômetro para medir o desempenho do segmento de exploração de petróleo e gás natural. Uma vez que requer um elevado investimento financeiro, possivelmente o maior dentro de uma campanha exploratória, o planejamento da atividade de perfuração, incluindo aspectos de redução de custos e de riscos, mostra-se fundamental.

Em linhas gerais, os custos financeiros da perfuração de poços estão associados ao projeto de perfuração; à localização e ao preparo da locação; ao transporte de insumos e equipamentos até a localização do poço a ser perfurado; e à utilização de equipamentos e unidades de perfuração. Uma parcela significativa desses custos está intimamente relacionada ao tempo necessário para a perfuração do poço, que, por sua vez, está associado ao ambiente (terra ou mar; águas rasas, profundas ou ultraprofundas; regime de correntes, entre outros), às formações geológicas a serem atravessadas, à profundidade do poço, bem como à experiência da operadora e ao seu conhecimento acerca da região em que o poço será perfurado.

Na Tabela 2.2, é disponibilizado o custo médio dos poços exploratórios perfurados em blocos sob contrato no Brasil no período compreendido de 2016 a 2022. Os custos de perfuração são apresentados segmentados por ambientes terrestre e marítimo. Para o ambiente marítimo, a informação foi segregada em *play* pós-sal e *play* pré-sal. É importante lembrar que, no âmbito do *play* pré-sal, há poços cuja profundidade vertical pode superar os 6.000 m quando se considera a altura da mesa rotativa, a lâmina d'água e as formações geológicas atravessadas.

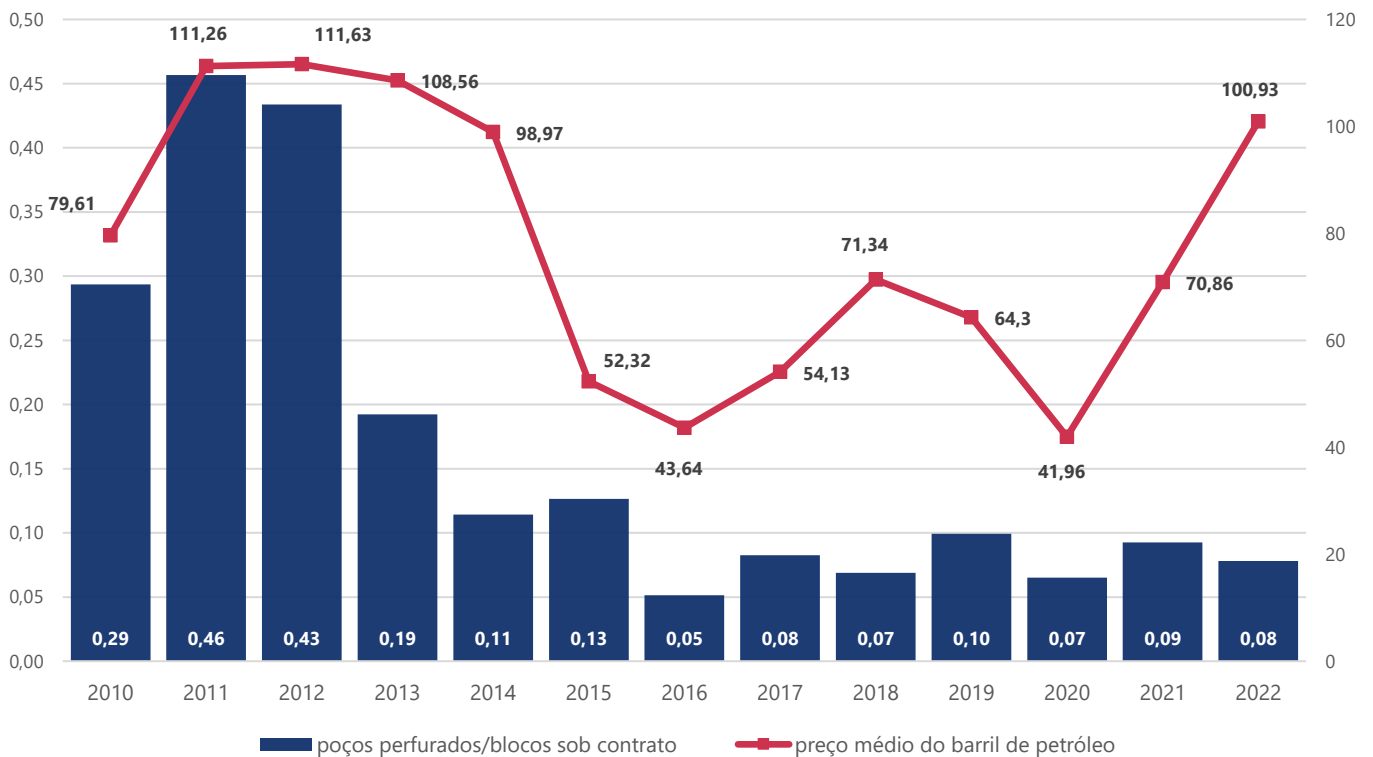
Tabela 2.2: Custo médio dos poços exploratórios perfurados no Brasil no período 2016 a 2022

Ambiente	Custo Médio (US\$/metro)
Terra	2.200
Mar (ambos os ambientes)	16.550
Mar (pós-sal)	12.900
Mar (pré-sal)	17.300

Por se configurar em uma atividade altamente demandante de conhecimento e de recursos financeiros, a decisão sobre a perfuração de um poço está, em grande parte, atrelada ao contexto da evolução do preço do barril do petróleo. Assim, o Gráfico 2.8 apresenta a evolução do número de poços exploratórios perfurados entre 2010 e 2022, em comparação com o preço médio do barril do petróleo. De forma a isolar o impacto da variação do quantitativo de blocos sob contrato ao longo do tempo, as barras do gráfico representam a divisão entre o número de poços perfurados e o número de blocos sob contrato no respectivo ano.

Para a série histórica em tela, o período em que o desempenho da atividade de perfuração de poço no Brasil foi mais elevado correspondeu aos anos de 2011 e 2012. Nesse período, a cada dois blocos sob contrato, aproximadamente, um poço exploratório foi perfurado. Embora as decisões das empresas sobre os investimentos em atividades de perfuração de poços não sejam tomadas com base em valores pontuais do preço do petróleo, é interessante perceber que os anos de melhor desempenho foram aqueles nos quais o preço do barril também se manteve mais elevado. Por outro lado, em 2016 e 2020, anos em que o preço médio do petróleo experimentou os mais baixos patamares da série histórica, houve o pior desempenho na perfuração de poços exploratórios no país.

Gráfico 2.8: Perfuração de poços exploratórios e preço médio do barril de petróleo (US\$/bbl) – Europe Brent Spot Price entre os anos de 2010 e 2022



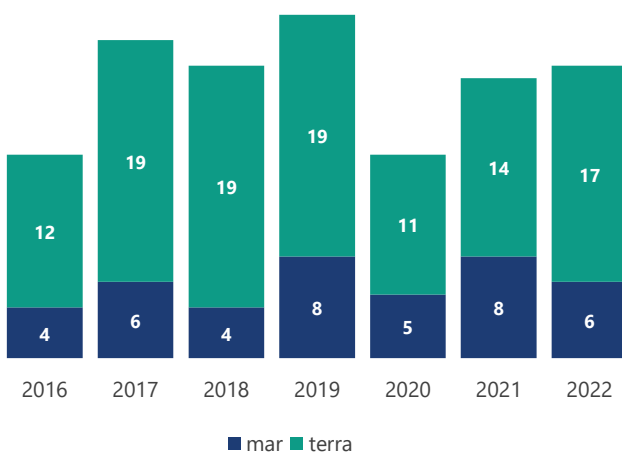
Fonte: Dados oriundos da U.S. Energy Information Administration (EIA)

Também merece destaque o fato de que, a partir de 2016, o desempenho da perfuração de poços exploratórios no país não sofreu maiores alterações. Ainda que o preço médio do barril do petróleo estivesse em franca recuperação desde o ano de 2021, em nenhum momento após 2016 foi superado o patamar de um poço exploratório perfurado a cada dez blocos sob contrato. Esse resultado pode refletir a necessidade de um intervalo de tempo maior para que o desempenho do segmento de exploração responda de forma positiva à subida do preço do petróleo.

Nos anos de 2011 e 2012 perfurava-se cerca de um poço exploratório a cada dois blocos sob contrato. A partir de 2016, o melhor desempenho foi um poço a cada dez blocos no ano de 2019.

Analisando os resultados por ambiente, o Gráfico 2.9 exibe os poços exploratórios perfurados em ambientes marítimo e terrestre nos últimos sete anos. Para esses dados, foram utilizadas as seguintes premissas: (i) considerou-se somente os poços exploratórios perfurados em blocos sob contrato durante a fase de exploração, que, de acordo com a Resolução ANP nº 699/2017, são aqueles categorizados de 1 a 6; (ii) definiu-se o ano de referência como o ano no qual a perfuração do poço foi iniciada; e (iii) desconsiderou-se os poços repetidos e investigativos.

Gráfico 2.9: Poços exploratórios perfurados por ambiente entre 2016 e 2022



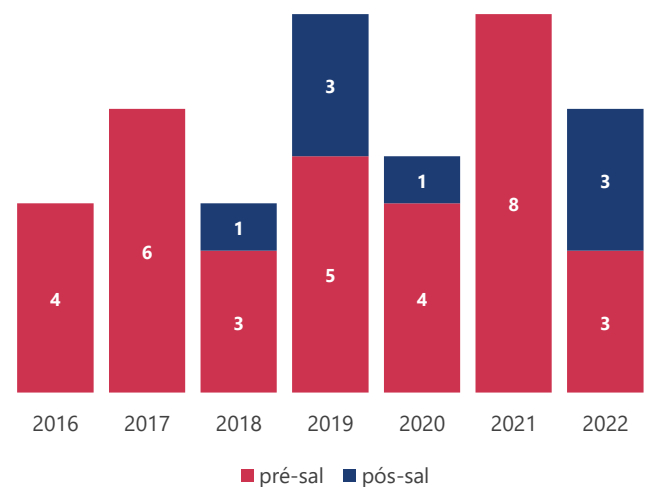
Assim, em 2022, houve um sutil aumento no número de poços perfurados em relação ao ano de 2021: foram **22 poços em 2021** e **23 poços em 2022**, demonstrando que o setor ainda se recupera da pandemia de Covid-19. Observou-se também que, a partir de 2020, houve uma tendência de crescimento do número de poços perfurados em ambiente terrestre ao passo que o quantitativo de poços perfurados em mar decresceu quando comparado ao ano anterior.

Nos dados consolidados a partir do Programa

Anual de Trabalho e Orçamento da Fase de Exploração 2022 (PAT/OAT)⁶ havia a previsão de perfuração de oito poços no ano de 2022 em ambiente marítimo. No entanto, foram perfurados seis poços, sendo cinco originalmente previstos no PAT/OAT. Para o ambiente terrestre, 18 poços estavam previstos, tendo sido perfurados 17, perfazendo-se 16 originalmente previstos. Os resultados demonstram razoável convergência entre a previsão consolidada no PAT/OAT e a sua realização.

Tendo como base o Gráfico 2.10, observa-se, no ambiente marítimo, uma concentração de investimentos no *play* pré-sal, isto é, nos últimos sete anos, **dos 41 poços marítimos perfurados no período, 33 atingiram os reservatórios do pré-sal**. No entanto, no ano de 2022, em oposição aos demais anos da série histórica, houve uma distribuição igualitária entre poços perfurados nos *plays* pré e pós-sal. Destaca-se ainda que, em 2022, houve uma redução de 25% do número de poços perfurados no ambiente marítimo em relação a 2021.

Gráfico 2.10: Poços exploratórios marítimos perfurados nos plays pré-sal e pós-sal entre 2016 e 2022

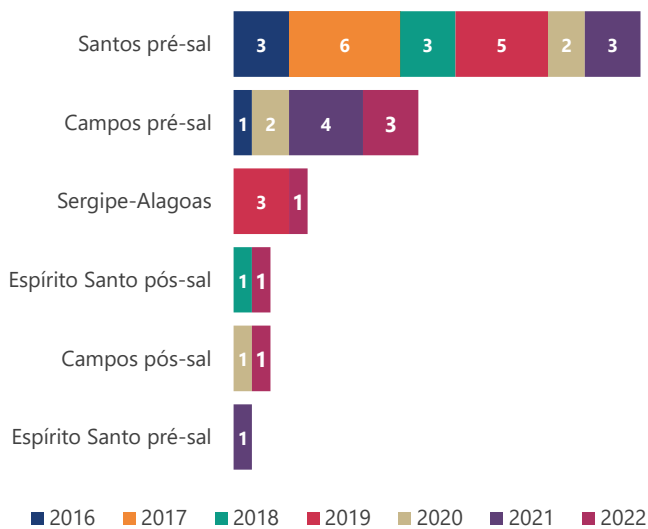


⁶ O Programa Anual de Trabalho e Orçamento da Fase de Exploração refere-se ao conjunto de atividades e investimentos a

serem realizados pela operadora no decorrer de um ano civil para um bloco sob contrato.

Segmentando-se as perfurações exploratórias por bacia sedimentar, é possível verificar no Gráfico 2.11 que o ano de 2022 foi o único ano da série histórica no qual não houve poços perfurados na bacia de Santos. No entanto, essa bacia tem se mantido em evidência quando se analisa a totalidade de poços perfurados no período de 2016 a 2022; foram 22 poços, todos no pré-sal. Em 2022, a bacia de Campos destacou-se novamente como a bacia marítima com o maior quantitativo de poços perfurados em um mesmo ano, totalizando quatro poços: três no pré-sal e um no pós-sal. Ao todo, foram 12 poços perfurados no período da série histórica.

Gráfico 2.11: Poços exploratórios marítimos perfurados por bacia entre 2016 e 2022

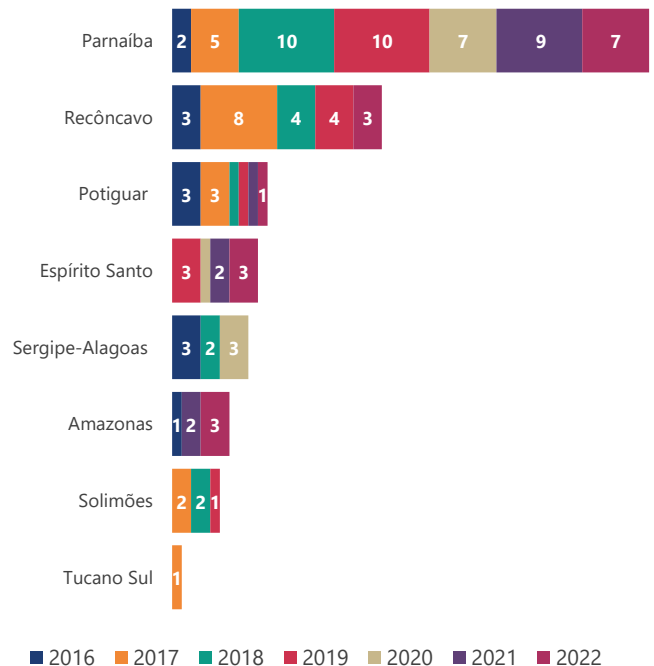


Convém ressaltar que, no período compreendido entre 2016 e 2022, não houve poços exploratórios perfurados na margem equatorial. Conforme mencionado no Capítulo 1, a última perfuração de um poço exploratório nessa região ocorreu em 2015, na bacia Potiguar. A performance indesejada em parte pode ser justificada pelo fato de as bacias localizadas na margem equatorial perfazerem o maior número de blocos sob contrato suspenso ao final de 2022.

Desde 2016 não foram perfurados poços exploratórios na margem equatorial na fase de exploração.

Em relação às bacias terrestres, Gráfico 2.12, o investimento exploratório contínuo realizado na **bacia do Parnaíba representou 45% do total de poços terrestres perfurados** na fase de exploração nos últimos sete anos. Trata-se da única bacia a contabilizar perfurações em todos os anos da série histórica, totalizando 50 poços exploratórios perfurados.

Gráfico 2.12: Poços exploratórios terrestres perfurados por bacia entre 2016 e 2022



Considerando os poços exploratórios perfurados nas bacias terrestres classificadas como nova fronteira, em 2022, a bacia do Parnaíba permaneceu em evidência, com sete poços exploratórios perfurados. Em seguida, destacou-se a bacia do Amazonas, que finalizou o ano de

2022 com três poços perfurados; poços estes localizados em blocos oriundos do 2º Ciclo da Oferta Permanente. Já para as bacias de Tucano Sul e do Solimões não houve registro de poços exploratórios perfurados no ano de 2022. Ao longo da série histórica, essas bacias totalizaram um e cinco poços perfurados, respectivamente. Paraná e São Francisco mantiveram-se sem poços exploratórios perfurados entre 2016 e 2022.

Para as bacias maduras, a bacia do Recôncavo seguiu relevante, com um total de 22 poços exploratórios nos últimos sete anos. A segunda bacia em termos de poços perfurados no período foi a bacia Potiguar (10), seguida das bacias do Espírito Santo (9) e de Sergipe-Alagoas (8). No ano de 2022, as bacias do Recôncavo e do Espírito Santo tiveram três poços perfurados cada uma, enquanto apenas um poço foi perfurado na bacia Potiguar. A bacia de Sergipe-Alagoas finalizou o ano sem perfurações adicionais.

As sondas de perfuração configuram-se em um importante elo da cadeia de exploração. A seguir são apresentadas as informações sobre as sondas marítimas e terrestres que operaram em blocos sob contrato entre os anos de 2016 e 2022. As premissas são as mesmas utilizadas para a contabilização dos poços exploratórios.

No que tange ao ambiente marítimo, seis sondas não dedicadas a uma única bacia na fase de exploração (Tabela 2.3) e outras cinco sondas dedicadas a uma mesma bacia (Tabela 2.4) operaram em blocos sob contrato nos últimos sete anos. Não houve nenhuma nova sonda marítima em operação nas bacias brasileiras no ano de 2022.

Conforme já mencionado, em 2022, a bacia de Campos destacou-se na atividade de perfuração exploratória *offshore* no país, tendo três das quatro campanhas exploratórias realizadas com alvo no pré-sal. A perfuração dos quatro poços

no ano de 2022 foi realizada por quatro sondas distintas, sendo três sondas não dedicadas (West Tellus, Brava Star, Ocean Courage) e uma sonda dedicada (Valaris Renaissance).

Outras duas sondas foram responsáveis pela perfuração dos demais poços em ambiente marítimo no ano de 2022: ODN II (bacia do Espírito Santo) e West Saturn (bacia de Sergipe-Alagoas), ambas não dedicadas, tendo realizado um poço cada uma.

Entre as sondas não dedicadas, a West Tellus destacou-se pelos dez poços perfurados entre os anos de 2016 e 2022, sendo cinco na bacia de Santos e cinco na bacia de Campos.

Tabela 2.3: Sondas marítimas não dedicadas em campanha exploratória entre 2016 e 2022

Sondas Marítimas	Total poços	Santos	Campos	Espírito Santo	Sergipe-Alagoas
West Tellus	10	1 (2019) 2 (2017) 2 (2016)	1 (2022) 2 (2021) 2 (2020)	-	-
Brava Star	7	1 (2021) 2 (2020) 2 (2019)	1 (2022)	1 (2021)	-
West Saturn	6	1 (2021) 1 (2019) 2 (2018)	1 (2021)	-	1 (2022)
Ocean Courage	2	1 (2021)	1 (2022)	-	-
ODN I	2	1 (2019)	-	1 (2018)	-
ODN II	2	1 (2018)	-	1 (2022)	-

Em relação às sondas dedicadas, considerando toda a série histórica (Tabela 2.4), a West Carina foi a sonda que mais perfurou poços, totalizando cinco poços na bacia de Santos. Desses poços, quatro foram perfurados em 2017 e um em 2016. Em 2022, somente a sonda dedicada Valaris Renaissance operou, perfurando um poço na bacia de Campos.

Tabela 2.4: Sondas marítimas dedicadas em campanha exploratória entre 2016 e 2022

Sondas Marítimas	Total poços	Santos	Campos	Espírito Santo	Sergipe-Alagoas
West Carina	5	4 (2017) 1 (2016)	-	-	-
Petrobras 10000	3	-	-	-	3 (2019)
Valaris Renaissance	2	-	1 (2022) 1 (2021)	-	-
Gold Star	1	-	1 (2020)	-	-
Ocean Rig Mylos	1	-	1 (2016)	-	-

Considerando as Tabelas 2.5 e 2.6, que exibem, respectivamente, as sondas terrestres não dedicadas e dedicadas a uma única bacia na fase de exploração que operaram entre 2016 e 2022, constata-se que 21 unidades atuaram na perfuração de poços exploratórios em blocos sob contrato no país. Dessas, 15 são dedicadas.

Assim como no ambiente marítimo, cabe destacar que, no ano de 2022, nenhuma nova

sonda terrestre, dedicada ou não, operou nas bacias brasileiras. Por outro lado, em ambiente terrestre, diferente do marítimo, as sondas dedicadas foram responsáveis pelo maior quantitativo de poços perfurados.

Na Tabela 2.5, verifica-se que a sonda IMETAME_ENERGIA_01, foi aquela que atuou em um maior número de bacias na fase de exploração nos últimos sete anos. Ao todo, foram quatro bacias diferentes: Espírito Santo, Potiguar, Recôncavo e Sergipe-Alagoas. Essa sonda operou em todos os anos da série histórica, exceto no ano de 2022, totalizando 15 poços perfurados no período.

Três sondas não dedicadas foram responsáveis pela perfuração de sete poços no ano de 2022. As sondas GREAT – 105, QUEIROZ GALVÃO VIII e NATIONAL OILWELL VARCO – 750 operaram nas bacias do Recôncavo (três poços), Amazonas (três poços) e Potiguar (um poço), respectivamente.

Tabela 2.5: Sondas terrestres não dedicadas em campanha exploratória entre 2016 e 2022

Sondas Terrestres	Total de Poços	Amazonas	Espírito Santo	Parnaíba	Potiguar	Recôncavo	Sergipe-Alagoas	Solimões	Tucano Sul
IMETAME ENERGIA_01	15	-	1 (2021) 1 (2020)	-	1 (2018) 1 (2017) 3 (2016)	2 (2019) 2 (2017)	1 (2018) 3 (2016)	-	-
GREAT - 105	6	-	-	-	-	3 (2022)	3 (2020)	-	-
QUEIROZ GALVÃO VIII	6	3 (2022) 2 (2021)	-	-	-	-	-	1 (2017)	-
GREAT - 106	3	-	-	-	-	1 (2017) 1 (2016)	-	-	1 (2017)
NATIONAL OILWELL VARCO - 750	3	-	-	-	1 (2022)	2 (2019)	-	-	-
SONDA CONVENCIONAL 95	3	-	-	1 (2018)	-	1 (2018)	1 (2018)	-	-

Tendo em vista as sondas terrestres dedicadas, Tabela 2.6, a sonda GREAT - 120 liderou largamente com um total de 45 poços perfurados na bacia do Parnaíba entre 2016 e 2022. Em 2022, foram sete poços perfurados.

Também em 2022, a sonda terrestre COWAN-02, dedicada à bacia do Espírito Santo, perfurou três poços e assumiu a segunda posição no ranking de poços perfurados ao longo da série histórica, isto é, sete poços.

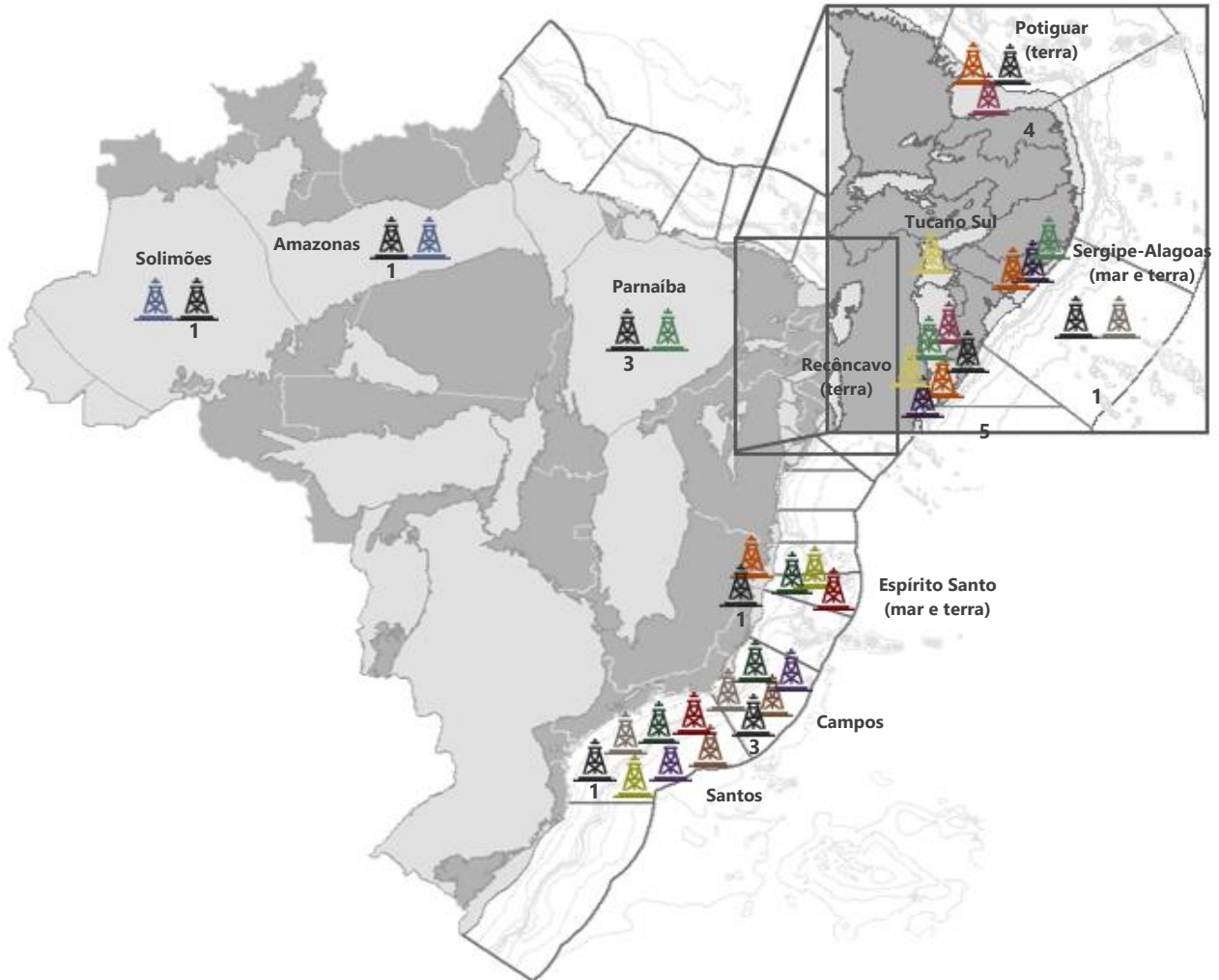
Tabela 2.6: Sondas terrestres dedicadas em campanha exploratória entre 2016 e 2022

Sondas Terrestres	Total de Poços	Amazonas	Espírito Santo	Parnaíba	Potiguar	Recôncavo	Solimões
GREAT - 120	45	-	-	7 (2022) 9 (2021) 7 (2020) 10 (2019) 7 (2018) 5 (2017)	-	-	-
COWAN-02	7	-	3 (2022) 1 (2021) 3 (2019)	-	-	-	-
BCH ENERGY 5	5	-	-	-	-	2 (2018) 3 (2017)	-
RNB-2	3	-	-	-	-	-	1 (2019) 1 (2018) 1 (2017)
EBS-05	2	-	-	-	1 (2018) 1 (2017)	-	-
GREAT - 126	2	-	-	2 (2016)	-	-	-
QUEIROZ GALVÃO 02	2	-	-	2 (2018)	-	-	-
SONDA CONVENCIONAL 109	2	-	-	-	-	2 (2017)	-
FAXE-2	1	-	-	-	-	1 (2016)	-
GREAT - 128	1	-	-	-	-	1 (2018)	-
PROEN-01 SONDA ROTO- PNEUMÁTICA DE PERFURAÇÃO SHRP-05	1	-	-	-	1 (2021)	-	-
QUEIROZ GALVÃO 03 (QG-03)	1	1 (2016)	-	-	-	-	-
RAPID RIG SONDA CONVENCIONAL DE PERFURAÇÃO	1	-	-	-	-	1 (2016)	-
SONDA CONVENCIONAL 86	1	-	-	-	1 (2017)	--	-
SONDA DE PERFURAÇÃO ELF-02	1	-	-	-	1 (2019)	-	-

Por fim, a Figura 2.1 ilustra a dinâmica das sondas utilizadas no país nos contextos marítimo e

terrestre nos últimos sete anos, ou seja, entre os anos de 2016 e 2022

Figura 2.1: Dinâmica das sondas em operação no país nas bacias marítimas e terrestres⁷



Sondas não dedicadas por ambiente						
Mar		West Tellus		Ocean Courage		ODN I
		Brava Star		West Saturn		ODN II
Terra		Imetame Energia-01		Queiroz Galvão-VIII		National Oilwell Varco-750
		GREAT-105		GREAT-106		Sonda Convencional-95
Sondas dedicadas por ambiente						
n ^o	Mar	West Carina, Petrobras 10000, Gold Star, Valaris Renaissance, Ocean Rig Mylos				
	Terra	GREAT-120, COWAN-02, BCH ENERGY-5, RNB-2, EBS-05, GREAT-126, Queiroz Galvão 02, Queiroz Galvão 03, PROEN-01, Sonda Convencional-86, ELF-02, Sonda Convencional-109, FAXE-2, GREAT-128, RAPID RIG				

⁷ O algarismo abaixo do ícone da sonda em cinza escuro indica o somatório das sondas que permaneceram dedicadas às bacias na qual operaram. Por outro lado, cada sonda colorida representa uma única sonda cuja operação se deu em mais de uma bacia.

A figura acima ratifica a disparidade existente na exploração de petróleo e gás natural nas bacias da margem equatorial, quando comparada às bacias da margem leste, bem como a necessidade de se avançar na exploração das bacias terrestres de nova fronteira. Os obstáculos encontrados para a exploração da margem equatorial e das bacias terrestres nas quais o emprego do fraturamento hidráulico é necessário têm considerável contribuição no desempenho do segmento de exploração dos últimos anos.

É evidente a importância de se avançar na exploração da margem equatorial e das bacias terrestres de nova fronteira.



CAPÍTULO 3

SUCESSO EXPLORATÓRIO



A mensuração do sucesso da exploração de petróleo e gás natural pode ser realizada por meio de diferentes perspectivas. Sob a ótica da ANP, a partir dos instrumentos estabelecidos em sua regulamentação, são avaliados o sucesso geológico e o sucesso econômico.

O sucesso geológico está relacionado à ocorrência de indícios de hidrocarbonetos em um poço exploratório. Essa constatação gera, para a operadora, a obrigatoriedade do envio de uma Notificação de Descoberta, conforme estabelecido na Resolução ANP nº 699/2017.

Já o sucesso econômico refere-se à constatação de que os indícios de hidrocarbonetos detectados estão presentes em uma ou mais jazidas em volumes comerciáveis. Caso as contratadas decidam prosseguir para a fase de produção, a operadora deve apresentar à agência, nos termos da Resolução ANP nº 845/2021, uma Declaração de Comercialidade.

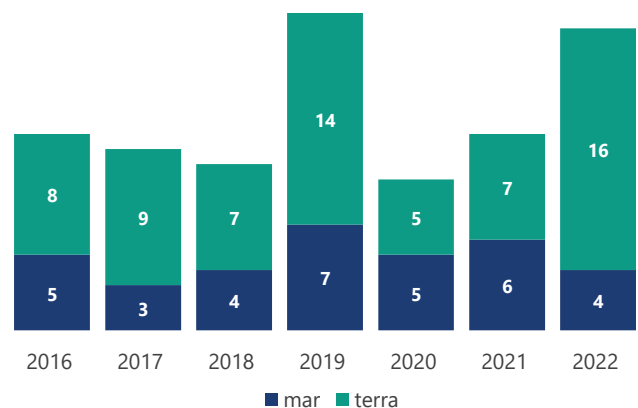
Avaliar o desempenho do segmento de exploração tendo como base a mensuração dos sucessos geológico e econômico requer informações associadas a todo o ciclo de avaliação de uma descoberta de petróleo e gás natural. Tal ciclo se inicia com uma Notificação de Descoberta, passa pela avaliação de uma ou mais jazidas até que, ao final, eventualmente, seja declarada a sua comercialidade.

No que se refere à Notificação de Descoberta, a consolidação apresentada neste relatório teve como fundamento as seguintes premissas: (i) considerou-se somente as notificações aprovadas associadas aos poços localizados em blocos sob contrato, e (ii) nos casos em que houve mais de uma notificação por poço, contabilizou-se apenas a notificação mais recente.

Tendo em vista o Gráfico 3.1, observa-se que, em 2022, houve um aumento de aproximadamente 54% no número de Notificações de Descoberta

quando comparado ao ano de 2021. Foram 20 notificações em 2022, contra 13 no ano anterior, muito embora, no ano de 2022, tenha sido perfurado apenas um poço a mais do que em 2021. Essa diferença pode ser explicada, em parte, pela finalidade dos poços perfurados. Em 2022, dos 23 poços perfurados, sete foram de extensão. Já em 2021, com exceção de dois poços de extensão, os 20 restantes foram poços pioneiros. Como a probabilidade de detecção de indícios de hidrocarbonetos é maior nos poços de extensão, o fato de ter havido mais poços perfurados com essa finalidade em 2022 pode ter contribuído para um número superior de notificações nesse ano.

Gráfico 3.1: Notificações de Descoberta por ambiente entre 2016 e 2022



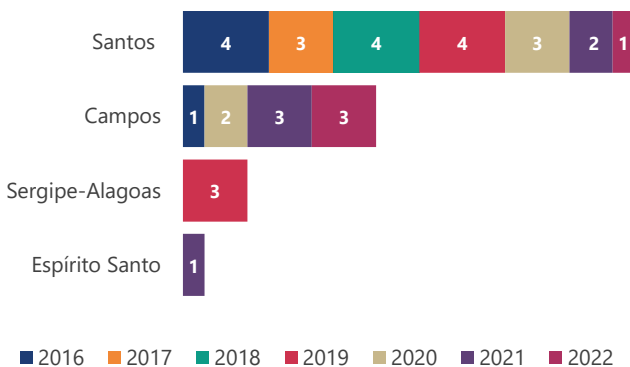
Para o período compreendido entre 2016 e 2022, o número de Notificações de Descoberta mostrou-se mais expressivo para o ambiente terrestre (66) em relação ao ambiente marítimo (34), o que é compatível com o cenário associado aos poços exploratórios perfurados, cujo quantitativo em terra (111) foi maior do que em mar (41).

O aumento de Notificações de Descoberta em 2022 deveu-se essencialmente às notificações relacionadas ao ambiente terrestre, que saltaram de sete em 2021 para 16 em 2022, já que, para o ambiente marítimo, houve uma redução.

Quando são estudadas as bacias sedimentares marítimas, Gráfico 3.2, verifica-se que, entre 2016 e 2022, a bacia de **Santos** foi aquela que apresentou o maior número de Notificações de Descoberta (21), representando 62% do total de notificações em bacias marítimas para o período. No entanto, se levarmos em consideração apenas o ano de 2022, a bacia de **Campos** superou a de Santos com três Notificações de Descoberta *versus* uma de Santos.

Em razão de não ter havido poços perfurados em bacias sedimentares da margem equatorial para o período em estudo, tema abordado no capítulo anterior, também não houve Notificações de Descoberta nessa região.

Gráfico 3.2: Notificações de Descoberta por bacia marítima entre 2016 e 2022



Em relação às bacias terrestres, constata-se que a bacia do **Parnaíba**, classificada como nova fronteira, foi a única a apresentar Notificações de Descoberta em todos os anos da série histórica, à semelhança do que ocorreu com a bacia de Santos para o ambiente marítimo. Foram 30 notificações, o que representou 45% do total de notificações em bacias terrestres no período (Gráfico 3.3).

No ano de 2022, seis notificações foram apresentadas para a bacia do Parnaíba. Outra bacia de nova fronteira, a do Amazonas, também se destacou com três notificações, número igual

às bacias do Recôncavo e do Espírito Santo, estas últimas classificadas como maduras.

A propósito, a bacia do **Recôncavo** também se sobressai quando se amplia a análise para todos os anos da série histórica. Foi a segunda colocada no ranking, com 14 notificações; apenas em 2020 não foi registrada Notificação de Descoberta na bacia.

Gráfico 3.3: Notificações de Descoberta por bacia terrestre entre 2016 e 2022



Santos e Parnaíba foram as únicas bacias a apresentarem Notificação de Descoberta em todos os anos da série histórica

Notificada uma descoberta, a contratada pode proceder à sua avaliação durante a fase de exploração. Para tanto, deve submeter à aprovação da ANP um PAD.

No âmbito do PAD, são estabelecidas novas atividades exploratórias a serem realizadas, cujas finalidades são investigar a extensão e as

características do reservatório, estimar o volume e as características dos hidrocarbonetos presentes e, por fim, estudar a viabilidade técnico-econômica de um projeto de desenvolvimento da produção. Após a avaliação, caso as descobertas sejam comercialmente viáveis, a contratada decide pela apresentação da Declaração de Comercialidade à ANP.

A apresentação de uma **Declaração de Comercialidade** é o ápice da fase de exploração, com a consequente criação de uma área de desenvolvimento e a respectiva passagem para a fase de produção. Nesse momento, cruza-se a fronteira que separa a fase de exploração da fase de produção. Caso contrário, a fase de exploração é encerrada com a devolução da área avaliada à União.

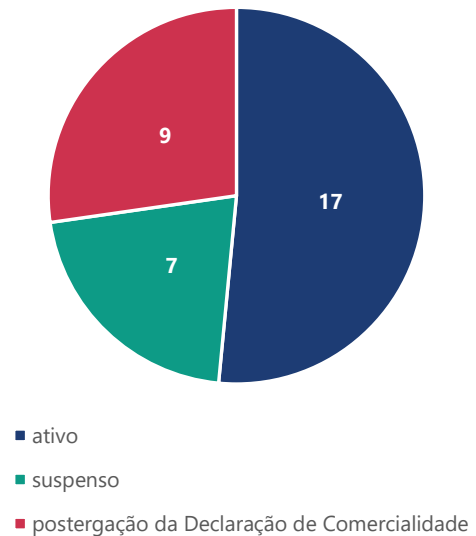
Um PAD em andamento pode se encontrar em três situações distintas:

- ◆ ativo, no qual as atividades de avaliação estão sendo executadas;
- ◆ suspenso, no qual as atividades de avaliação estão suspensas; ou
- ◆ em postergação da Declaração de Comercialidade, no qual o contrato está suspenso com relação à área retida para a avaliação da descoberta.

Ao final de 2022, havia 33 áreas exploratórias sob avaliação, sendo 17 com PADs ativos, nove em postergação da Declaração de Comercialidade e sete suspensos (Gráfico 3.4). A título de comparação, o ano de 2021 foi concluído com 34 áreas com PADs em andamento.

33 áreas exploratórias apresentavam descobertas de petróleo ou gás natural sendo avaliadas ao final de 2022

Gráfico 3.4: Situação dos PADs em andamento em 31/12/2022



Ao se apreciar a situação dos PADs em andamento por bacia (Gráfico 3.5), observa-se que o ano de 2022 foi finalizado com a liderança das bacias do **Recôncavo** e de **Santos**, que possuíam cinco PADs cada uma, tendo ambas quatro PADs ativos. Ainda em termos de quantitativo de PADs ativos, a bacia do Espírito Santo terra e do Parnaíba vieram em seguida, com três e duas áreas em avaliação, respectivamente.

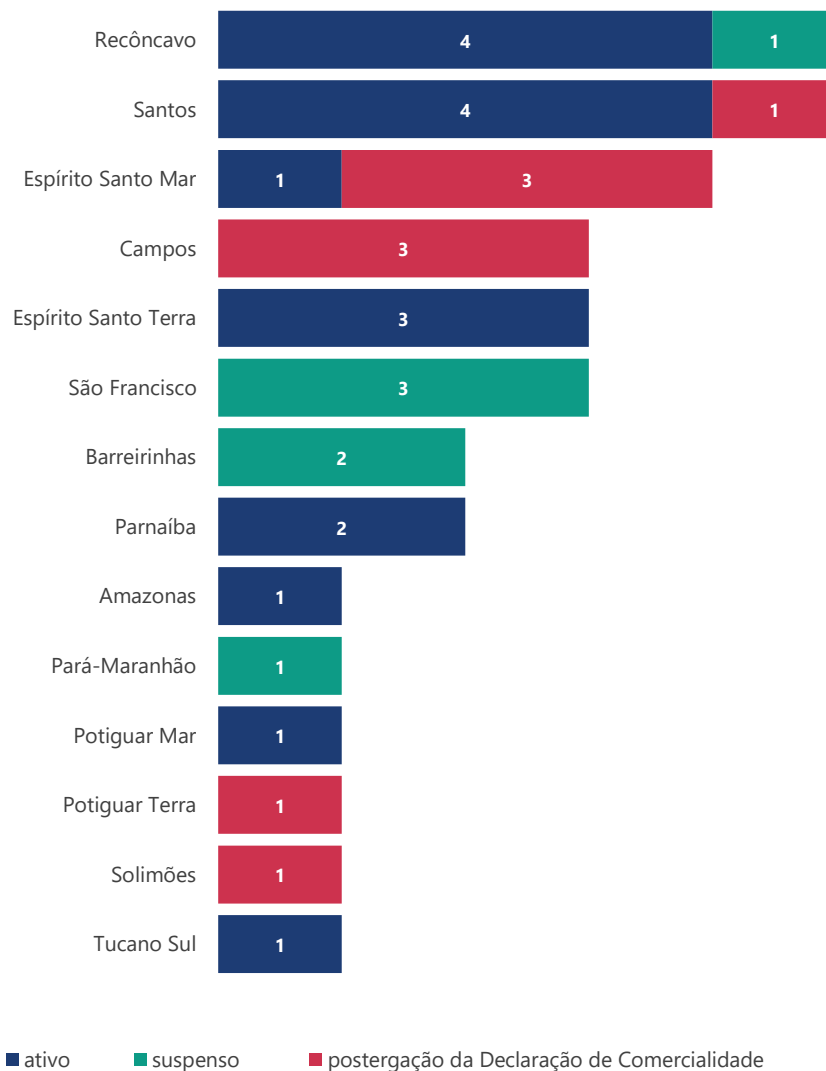
Por outro lado, as bacias que tiveram o maior número de áreas retidas em postergação da Declaração de Comercialidade foram Espírito Santo mar e Campos, ambas com três. No caso da bacia de Campos, não havia outros PADs em andamento que não aqueles que estavam em postergação da Declaração de Comercialidade. Entre as situações que podem levar a contratada a solicitar autorização para postergar a declaração, cita-se a inexistência de mercado, de infraestrutura ou de tecnologia.

A terceira categoria refere-se aos PADs suspensos. Dos sete PADs suspensos ao final do ano de 2022, seis encontravam-se em bacias nas

quais há notadamente histórico de entraves associados a questões de caráter ambiental, isto é, Barreirinhas, Pará-Maranhão e São Francisco. O tempo de suspensão desses PADs tem se mostrado demasiadamente longo, indicando

que não tem havido evolução no sentido de solucionar os obstáculos existentes. O PAD associado ao bloco BM-BAR-3, localizado na margem equatorial, por exemplo, está suspenso desde o ano de 2012.

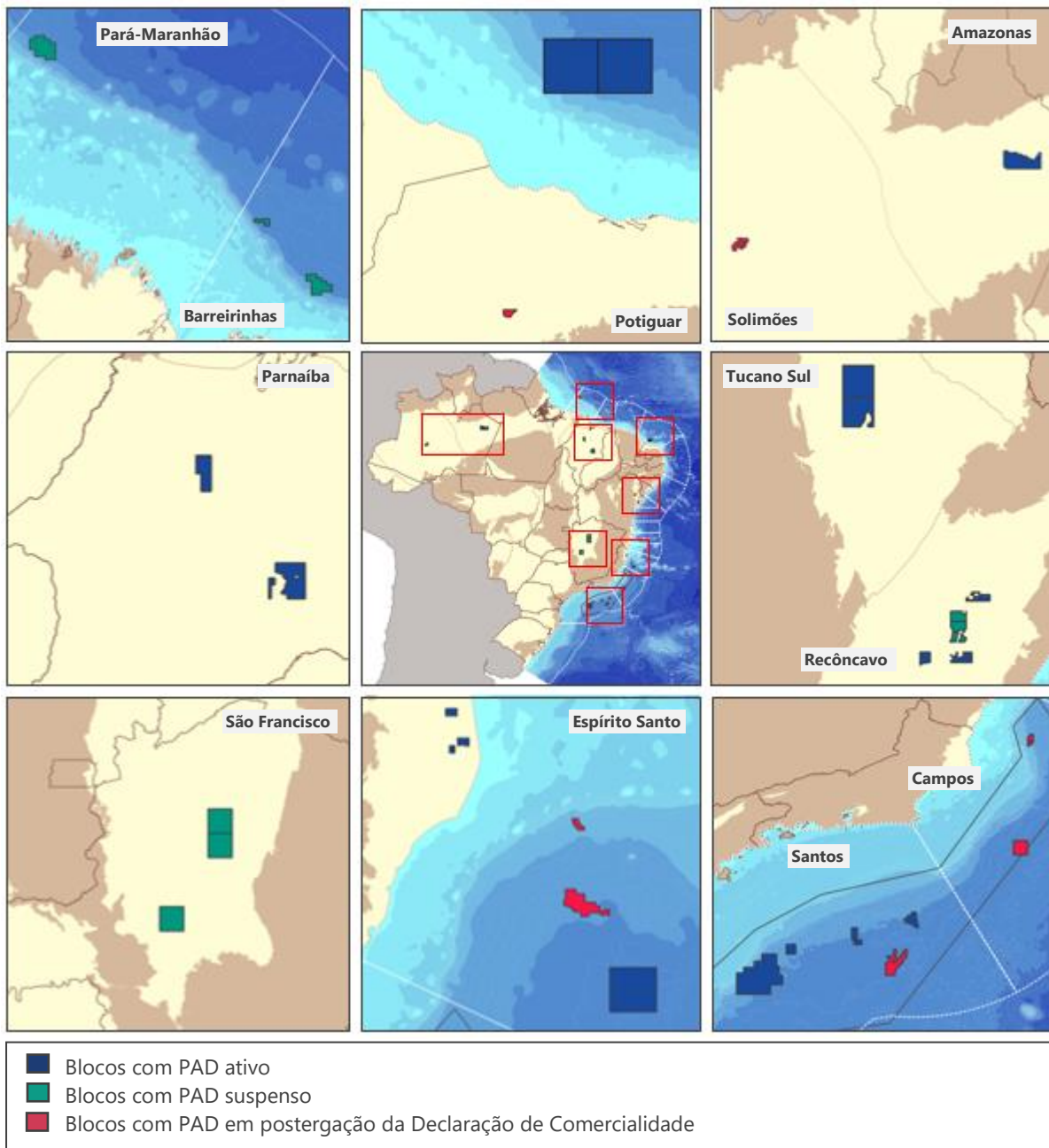
Gráfico 3.5: Situação dos PADs em andamento por bacia em 31/12/2022



Ainda no tocante aos PADs suspensos, é preocupante a ausência de perspectiva quanto ao momento em que serão retomadas as atividades de avaliação outrora planejadas. No futuro, a apropriação de reservas depende dos resultados obtidos nesses PADs.

A Figura 3.1 ilustra a localização geográfica dos blocos que apresentavam PAD andamento ao final do ano de 2022. É importante ressaltar que um PAD pode estar associado a mais de um bloco, assim como um bloco pode ter mais de um PAD.

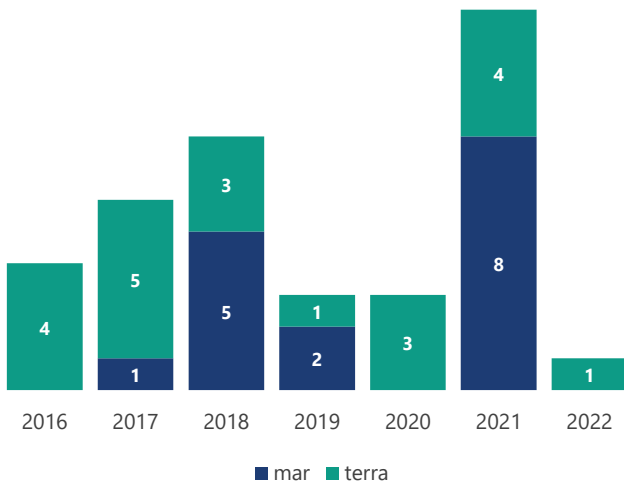
Figura 3.1: Blocos com PADs em andamento ao final de 2022



Analisando o instrumento que consigna o sucesso econômico de uma campanha exploratória – a Declaração de Comercialidade –, é possível observar no Gráfico 3.6, que, no período compreendido entre 2016 e 2022, foram efetivadas **16 declarações de comercialidade em ambiente marítimo e 21 em ambiente terrestre, totalizando 37 novas áreas de desenvolvimento.**

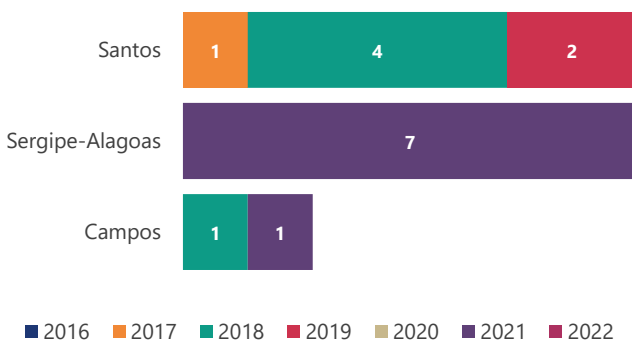
Cabe destacar que, muito embora a decisão sobre declarar uma área comercial seja unilateral por parte da operadora, a Declaração de Comercialidade só é efetivada após a aprovação do Relatório Final de Avaliação de Descobertas de Petróleo ou Gás Natural (RFAD). Todavia, a Declaração de Comercialidade é contabilizada na data em que foi apresentada, que também é a data que marca a passagem do contrato para a fase de produção.

Gráfico 3.6: Declarações de Comercialidade efetivadas por ambiente entre 2016 e 2022



De acordo com o Gráfico 3.7, somente três bacias marítimas tiveram áreas declaradas comerciais para a série histórica abordada neste relatório. Foram elas: **Santos** (7), **Sergipe-Alagoas** (7) e **Campos** (2), todas localizadas na margem leste. As duas primeiras bacias lideraram o ranking com sete declarações cada uma. Ademais, observa-se que não houve apresentação de Declaração de Comercialidade para bacias marítimas no ano de 2022.

Gráfico 3.7: Declarações de Comercialidade efetivadas por bacia marítima entre 2016 e 2022



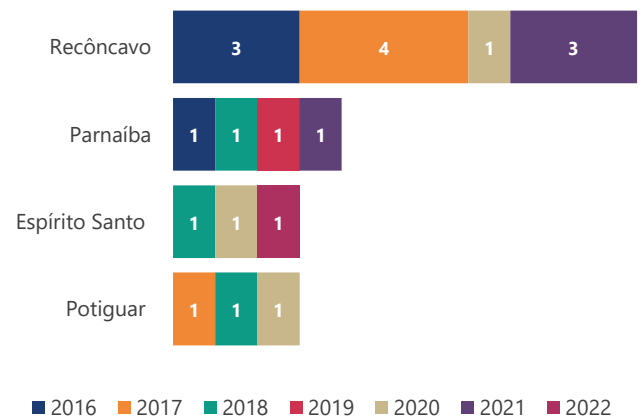
O Gráfico 3.8 evidencia que a bacia do **Recôncavo** foi aquela que, para o período de 2016 a 2022, possuía o maior número de

Declarações de Comercialidade dentre todas as bacias terrestres.

Em seguida, as bacias do Parnaíba (4), Espírito Santo (3) e Potiguar (3) completavam o quadro.

Dentre as bacias terrestres com Declaração de Comercialidade efetivadas ao longo da série histórica, apenas a bacia do Parnaíba é classificada como uma bacia de nova fronteira. Registre-se que, em 2022, somente a bacia do Espírito Santo teve Declaração de Comercialidade efetivada.

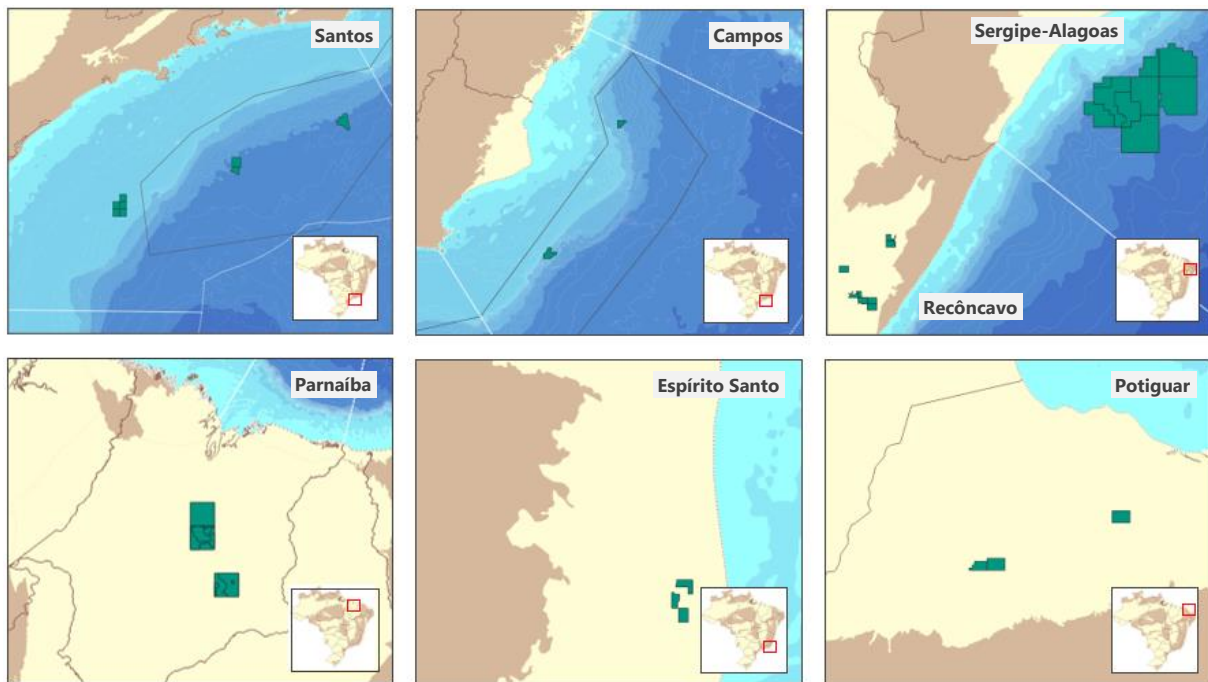
Gráfico 3.8: Declarações de Comercialidade efetivadas por bacia terrestre entre 2016 e 2022



Recôncavo, Santos e Sergipe-Alagoas mar foram as bacias que lideraram o ranking de Declarações de Comercialidade entre 2016 e 2022

A Figura 3.2 apresenta a localização geográfica dos blocos para os quais houve efetivação da Declaração de Comercialidade entre 2016 e 2022. Importa destacar que um bloco pode apresentar mais de uma Declaração de Comercialidade associada a ele.

Figura 3.2: Blocos com Declarações de Comercialidade no período de 2016 a 2022



Ao longo de 2022, destacaram-se os seguintes fatos:

- ◆ conclusão de um PAD na bacia terrestre do Espírito Santo, com a apresentação e a efetivação da Declaração de Comercialidade da área de desenvolvimento de Irara;
- ◆ apresentação da Declaração de Comercialidade da área de desenvolvimento de Gavião Mateiro, cujo RFAD estava em análise ao final de 2022;
- ◆ efetivação das Declarações de Comercialidade das áreas de desenvolvimento de Agulhinha, Agulhinha Oeste, Budião, Budião Noroeste, Budião Sudoeste, Cavala, Palombeta, referente a cinco PADs de blocos situados em águas profundas da bacia marítima de Sergipe-Alagoas, as quais foram contabilizadas em 2021, ano de apresentação das declarações;
- ◆ efetivação da Declaração de Comercialidade da área de desenvolvimento de Wahoo, referente a um PAD na bacia de Campos, a qual foi contabilizada em 2021, ano da sua apresentação;
- ◆ efetivação da Declaração de Comercialidade da área de desenvolvimento de Murucututu Sul, referente a um PAD na bacia do Recôncavo, a qual foi contabilizada em 2021, ano da sua apresentação; e
- ◆ iniciação de sete PADs, sendo cinco em terra (bacias do Amazonas, Espírito Santo, Parnaíba e Recôncavo) e dois em mar (bacias do Espírito Santo e Santos).

Considerando as 37 Declarações de Comercialidade efetivadas no período de 2016 a 2022 e a probabilidade de sucesso de 50% (P50), foram informados à ANP cerca de 16,8 bilhões de bbl de óleo *in place* e 123,4 bilhões de m³ de gás natural *in place* das jazidas declaradas comerciais.

As Figuras 3.3 e 3.4 apresentam a apropriação de volumes de óleo e gás *in place*, respectivamente. Nessas figuras, o tamanho da circunferência representa a ordem de classificação das bacias quanto aos volumes totais de óleo ou de gás estimados a partir das Declarações de Comercialidade efetivadas no período de 2016 a 2022.

Figura 3.3: Comparação dos volumes totais de óleo *in place* informados nas Declarações de Comercialidade efetivadas entre 2016 e 2022

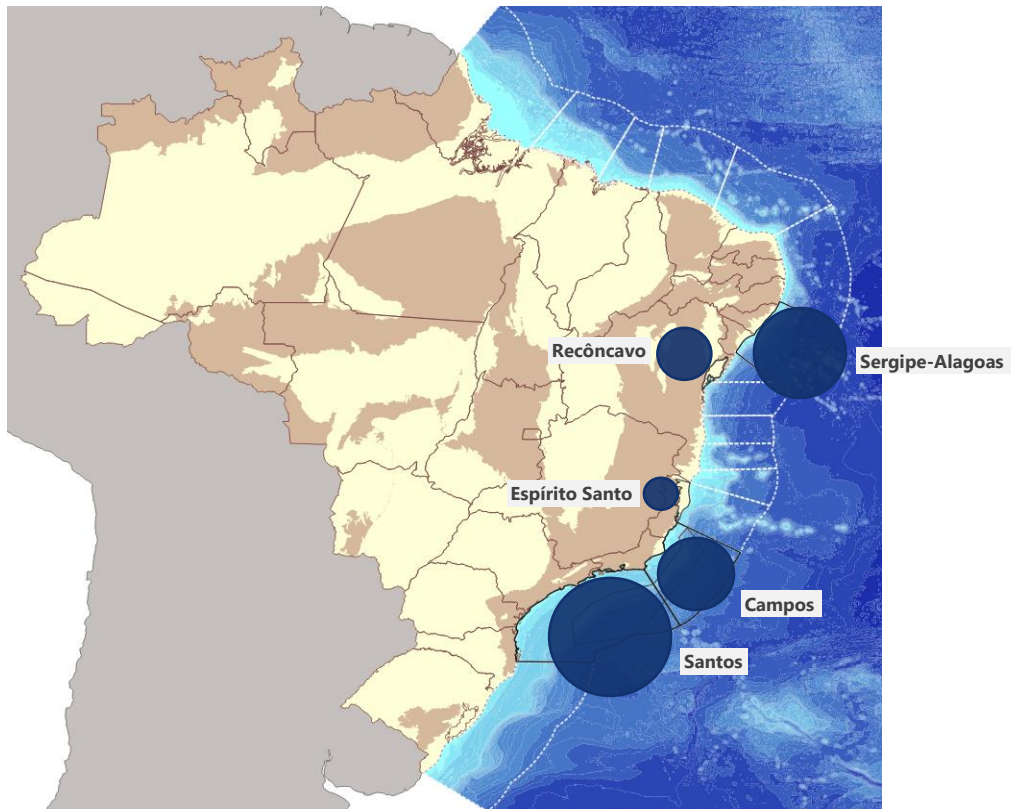
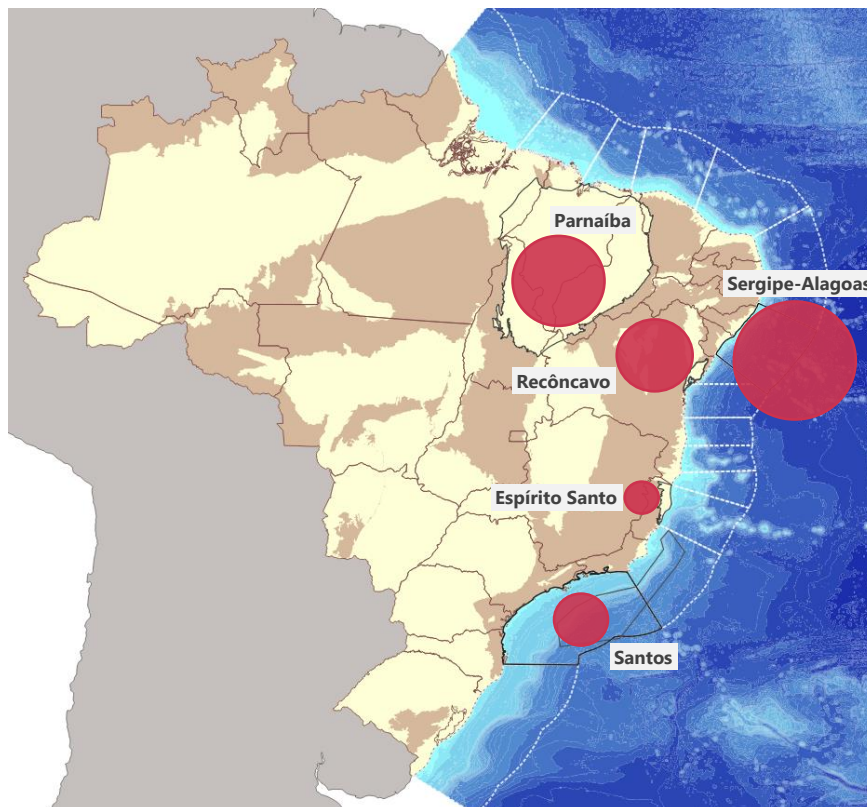


Figura 3.4: Comparação dos volumes totais de gás natural *in place* informados nas Declarações de Comercialidade efetivadas entre 2016 e 2022



Com o objetivo de estimar o resultado do esforço exploratório no Brasil, e considerando as informações disponíveis neste relatório, estabeleceu-se dois índices: o Índice de Sucesso Exploratório Geológico (ISEG) e o Índice de Sucesso Exploratório Econômico (ISEE), resultante das atividades realizadas na fase de exploração.

O ISEG expressa a relação entre o número de Notificações de Descoberta aprovadas e o número de poços perfurados. Esse índice configura-se em uma etapa precursora para eventual alcance do sucesso econômico, caracterizado pela efetivação da Declaração de Comercialidade. Assim, o ISEE representa a divisão do número de Declarações de Comercialidade efetivadas pelo número de poços perfurados. Portanto, comparativamente, os resultados do ISEG serão sempre superiores aos do ISEE.

Para a definição dos índices apresentados neste relatório foram utilizadas as seguintes premissas:

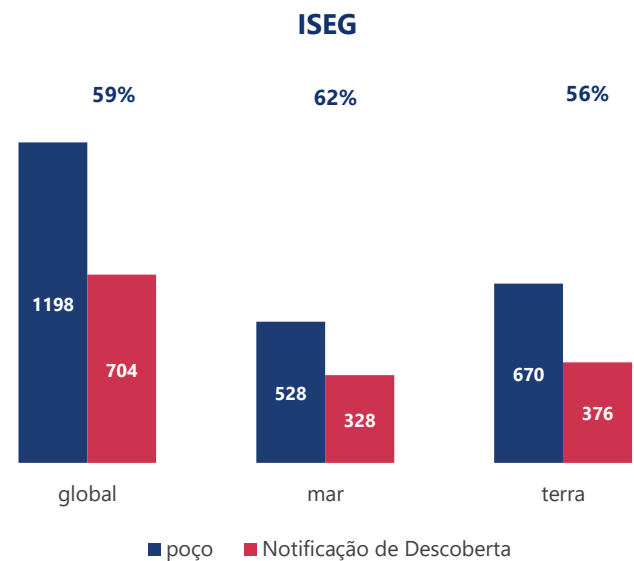
- (i) período compreendido entre 1998⁸ e 2022;
- (ii) poços exploratórios iniciados e concluídos em blocos sob contrato;
- (iii) poços exploratórios pioneiros, que, de acordo com a Resolução ANP nº 699/2017, são aqueles de categorias 1 e 4;
- (iv) exclusão dos poços repetidos, conforme definição apresentada na Resolução ANP nº 699/2017;
- (v) inclusão dos poços exploratórios 2-ANP-1-RJS e 2-ANP-2A-RJS e das Declarações de Comercialidade associadas a esses poços, que deram origem aos campos de Búzios e de Mero⁹, respectivamente, uma vez que tais poços cumpriram o papel de pioneiros

no âmbito das descobertas realizadas, ainda que sejam estratigráficos; e

- (vi) Notificações de Descoberta associadas aos poços exploratórios pioneiros.

O Gráfico 3.9 apresenta o ISEG global e os ISEGs segregados por ambientes marítimo e terrestre. Os resultados do ISEG indicam um sucesso que supera os 50% tanto para mar como para terra. Um ISEG superior a 50% indica que mais da metade dos poços pioneiros perfurados resultaram na constatação de indícios de hidrocarbonetos. Observa-se, adicionalmente, que o ISEG marítimo é pouco maior que o terrestre.

Gráfico 3.9: ISEGs no período de 1998 a 2022



Para o ISEE (Figura 3.10) também são apresentados o índice global e segregado por ambientes marítimo e terrestre.

Para o período compreendido entre 1998 e 2022, atingiu-se um ISEE levemente superior a 20%. Esse valor enquadra-se nas

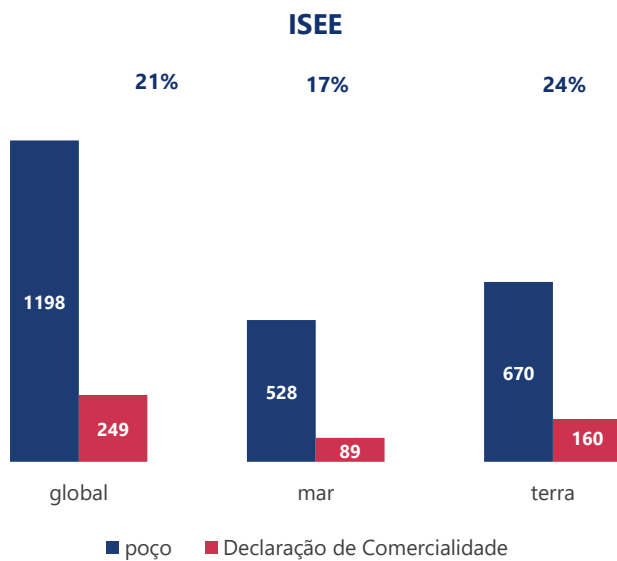
⁸ O ano de 1998 marcou o início das atividades da ANP.

⁹ Declarações de Comercialidade associadas aos campos de Búzios e de Mero foram apresentadas em dezembro de 2013 e novembro de 2017, respectivamente.

médias mundiais usualmente encontradas, que podem variar entre 10 e 40%.

Também não surpreende que o ISEE para o ambiente terrestre (24%) seja superior ao do ambiente marítimo (17%), espelhando a maior probabilidade de que uma jazida se torne comercial no ambiente terrestre. Isso ocorre porque o volume de investimentos necessários ao desenvolvimento e à produção de uma jazida terrestre é consideravelmente menor. De qualquer forma, a determinação do ISEE para todo o segmento pode guardar imprecisão, uma vez que a determinação da viabilidade técnico-econômica de cada projeto é realizada a partir de critérios e parâmetros que são particulares de cada empresa.

Figura 3.10: ISEEs no período de 1998 e 2022



Caso fosse considerado um espaço temporal mais curto e recente de análise, os resultados do ISEG e do ISEE poderiam ser superiores. Tal percepção se deve ao fato de que o desenvolvimento tecnológico contínuo e a otimização dos serviços e custos poderiam viabilizar projetos e, por consequência, resultar em um aumento desses índices tanto em mar como em terra.

No contexto dos resultados do ISEG e do ISEE, é importante ressaltar que, no presente relatório, foi dada continuidade ao processo de aprimoramento no tratamento das informações contidas nas bases de dados da ANP, razão pela qual os resultados ora destacados apresentam ainda maior confiabilidade frente às consolidações explicitadas nos relatórios anteriores.

Ainda sobre o sucesso exploratório econômico, verificou-se que o tempo médio para a apresentação de uma Declaração de Comercialidade foi de 6,5 anos. Quando segregado por ambiente, verificou-se que o tempo médio para mar foi de 10,7 anos e, para terra, 5,3 anos. Para esse cálculo, utilizou-se como referência as declarações associadas aos contratos oriundos desde a 1ª Rodada de Licitações.

Naturalmente, cabe lembrar que, para o cálculo realizado, as operadoras conduziram os seus esforços de forma a percorrerem todas as etapas do ciclo exploratório. O ciclo inicia-se com a assinatura do contrato, passa pelo planejamento das atividades exploratórias, obtenção das licenças ambientais, realização das atividades, apresentação da Notificação de Descoberta, seguindo pela execução do PAD e finaliza-se com a apresentação da Declaração de Comercialidade, o que concretizaria, portanto, o sucesso exploratório econômico.

O ciclo exploratório é fortemente impactado pelo tempo necessário para a obtenção das licenças ambientais, em especial no ambiente marítimo. Conforme já destacado, ao final do ano de 2022, havia 49 blocos sob contrato suspensos, em sua grande maioria devido a questões associadas ao licenciamento ambiental. Parcela importante dos referidos blocos apresentava mais de dez anos de suspensão ao término de 2022.



CAPÍTULO 4

AÇÕES REGULATÓRIAS E DE PUBLICIDADE DE DADOS



Em 2022, a SEP desenvolveu e implementou projetos de relevância associados à regulação e à divulgação dos dados.

As medidas regulatórias adotadas visaram tanto incentivar a melhoria do desempenho do segmento de exploração como aprimorar a gestão dos contratos de E&P em fase de exploração.

Entre as medidas adotadas pela ANP, está a prorrogação dos contratos de E&P na fase de exploração. Nos últimos seis anos, foram três resoluções publicadas em momentos críticos, nos quais a atuação da ANP teve como objetivos assegurar a execução das atividades exploratórias e evitar a devolução maciça dos blocos sob contrato.

Em 2017, foi publicada a **Resolução ANP nº 708/2017**, fruto da constatação das dificuldades das concessionárias em realizar as atividades necessárias ao cumprimento dos PEMs pactuados no âmbito da 11ª e da 12ª Rodadas de Licitações.

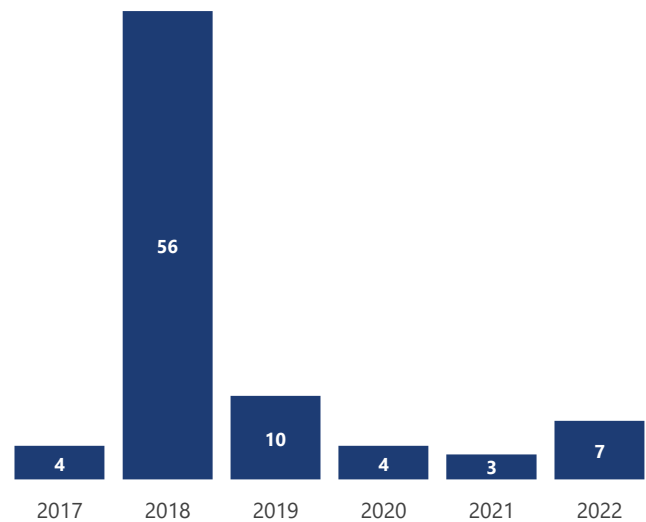
Para além da forte desvalorização do preço do barril do petróleo, identificou-se, naquele momento, obstáculos enfrentados pelas concessionárias em algumas das bacias ofertadas no que se refere à obtenção da licença ambiental, à logística deficiente e à falta de prévio conhecimento geológico.

Tendo por base as Resoluções CNPE nº 4/2017 e CNPE nº 8/2017, a Resolução ANP nº 708/2017 facultou às concessionárias a prorrogação da fase de exploração dos contratos de concessão da 11ª e da 12ª Rodadas de Licitações pelo prazo de dois anos.

Até o final de 2022, 84 blocos tiveram seus contratos prorrogados, ampliando as perspectivas de continuidade desses contratos (Gráfico 4.1). É interessante observar que, do total de blocos com contratos prorrogados mediante a Resolução ANP nº 708/2017, 16

blocos estavam localizados em bacias da margem equatorial. Dadas às dificuldades apontadas no Capítulo 1, essa resolução foi importante para que as contratadas tivessem mais tempo para conseguir obter as licenças ambientais necessárias à realização das atividades. Contudo, a extensão do prazo da fase de exploração não tem se revelado medida suficiente em virtude das discussões em torno dos aspectos ambientais associados àquela região.

Gráfico 4.1: Quantitativo de blocos que tiveram seus contratos prorrogados em decorrência da Resolução ANP nº 708/2017

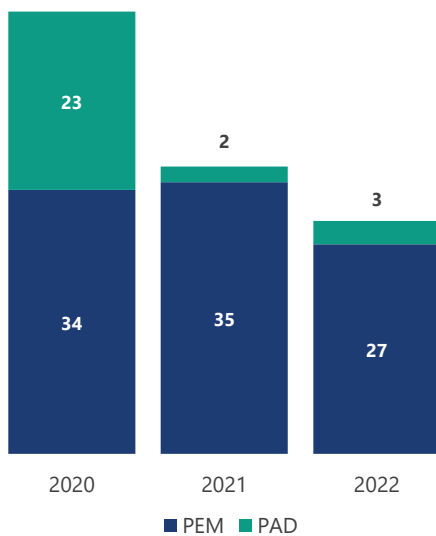


Em 2020, logo após a Organização Mundial de Saúde ter decretado estado de pandemia por ocasião da disseminação da Covid-19, a agência promulgou a **Resolução ANP nº 815/2020**. Baseando-se na perspectiva de comprometimento da realização das atividades exploratórias, o cenário vigente àquele momento foi enquadrado em cláusula contratual de reconhecimento de ocorrência de força maior. Assim, foi facultado aos agentes regulados a prorrogação de determinados prazos contratuais da fase de exploração pelo período de nove meses.

A prorrogação facultada pela Resolução ANP nº 815/2020 compreende todos os blocos sob contrato vigente, incorporando aqueles na etapa de avaliação de descobertas e aqueles suspensos que retornassem à vigência até 31 de dezembro de 2020.

No Gráfico 4.2, observa-se o quantitativo de blocos que usufruíram da Resolução ANP nº 815/2020, totalizando 124 até o final de 2022. Foram prorrogados os prazos contratuais de 96 blocos que se encontravam em período exploratório e 28 na etapa de avaliação de descoberta.

Gráfico 4.2: Quantitativo de blocos que tiveram seus contratos prorrogados em decorrência da Resolução ANP nº 815/2020.



A crise sanitária do coronavírus acabou por agravar o cenário econômico desfavorável, com impactos sobre o preço do barril do petróleo, vide Gráfico 1.1. Somado a isso, o desempenho do segmento de exploração de petróleo e gás natural vinha apresentando expressiva retração nos últimos anos, conforme percebe-se a partir do Capítulo 2.

Dado o contexto adverso, a Resolução CNPE nº 12/2021 recomendou à ANP que avaliasse a

adoção de medidas visando à prorrogação da fase de exploração dos contratos de concessão e de partilha de produção vigentes.

Em consonância com a diretriz emanada pelo CNPE, a ANP, buscando evitar a devolução prematura dos blocos sob contrato de E&P, assim como assegurar os investimentos em atividades exploratórias comprometidos, publicou a **Resolução ANP nº 878/2022**, que facultou às contratadas a prorrogação de prazos da fase de exploração pelo período de 18 meses.

O escopo do referido ato normativo abrange os blocos cujos períodos exploratórios estão vigentes. No que se refere à etapa de avaliação de descoberta, a resolução somente se aplica aos PADs para os quais a fase de exploração tenha sido prorrogada para a avaliação de uma descoberta tardia.

Até 31/12/2022, 53 blocos tiveram seus contratos prorrogados, sendo que 48 se encontravam na etapa de período exploratório e cinco na etapa de avaliação de descobertas.

É possível que, na ausência das medidas regulatórias associadas à prorrogação de prazos da fase de exploração, os eventos inesperados tivessem impactado os contratos de tal modo que não houvesse tempo suficiente para a realização das atividades exploratórias e respectivas avaliações. Como consequência, o alcance da maturidade no que se refere ao conhecimento geológico da área poderia ter sido prejudicado, inviabilizando também a apresentação da Declaração de Comercialidade no âmbito desses contratos.

Um dos termômetros que pode ser utilizado para medir a efetividade da implementação das referidas resoluções é verificar se os contratos que prosseguiram para a fase de produção foram prorrogados por alguma das resoluções. Nesse sentido, verificou-se que, no período de 2021 a 2022, 10 dos 13 blocos associados à efetivação

da Declaração de Comercialidade usufruíram da prorrogação de prazo contratual mediante, ao menos, uma das resoluções.

O aprimoramento da gestão dos contratos de E&P na fase de exploração também fez parte da agenda regulatória da ANP em 2022.

A **Resolução ANP nº 876/2022** instituiu o Plano de Trabalho Exploratório (PTE) e estabeleceu os requisitos e os procedimentos para a sua apresentação e aprovação.

O PTE é o instrumento pelo qual são especificadas as atividades, juntamente com seus respectivos cronogramas e orçamentos, para cada bloco sob contrato, bem como para o momento em que forem executadas as obrigações remanescentes, definidas como as atividades vinculadas ao descomissionamento de instalações após o término do contrato na fase de exploração.

A proposta unificou o PAT/OAT – exigido para os contratos de concessão e de partilha de produção – e o Plano de Exploração – obrigatório apenas para os contratos de partilha de produção – em um único instrumento, o PTE.

O PTE permitirá à ANP receber informações consolidadas mais detalhadas acerca do planejamento das atividades a serem realizadas pelas contratadas no que se refere a toda a fase da exploração, desde o período exploratório, passando pela avaliação de descobertas até o descomissionamento de instalações. Com essas informações, será possível compreender o direcionamento dos investimentos do segmento de exploração para os anos subsequentes para cada uma das etapas.

Outra importante medida regulatória implementada pela ANP foi desenvolvida no âmbito do projeto que abordou o alto quantitativo de blocos marítimos cujos contratos na fase de exploração estavam suspensos em

razão de atrasos consideráveis no processo de licenciamento ambiental. O longo período de suspensão implicava um quadro de grandes incertezas quanto à realização das atividades exploratórias associadas aos investimentos do PEM e a ele adicionais, comprometendo o desempenho global do segmento de exploração.

Assim, os critérios para seleção dos blocos com contrato suspenso aptos à transferência de investimentos do PEM foram:

- ◆ blocos suspensos por atraso no licenciamento e localizados a menos de 50 km da costa; e/ou
- ◆ blocos suspensos por atraso no licenciamento que estivessem com pedido de licenciamento em análise por mais de 10 anos e com solicitação de Estudo de Impacto Ambiental/Relatório de Impacto Ambiental (EIA/RIMA) devido à maior sensibilidade ambiental da região.

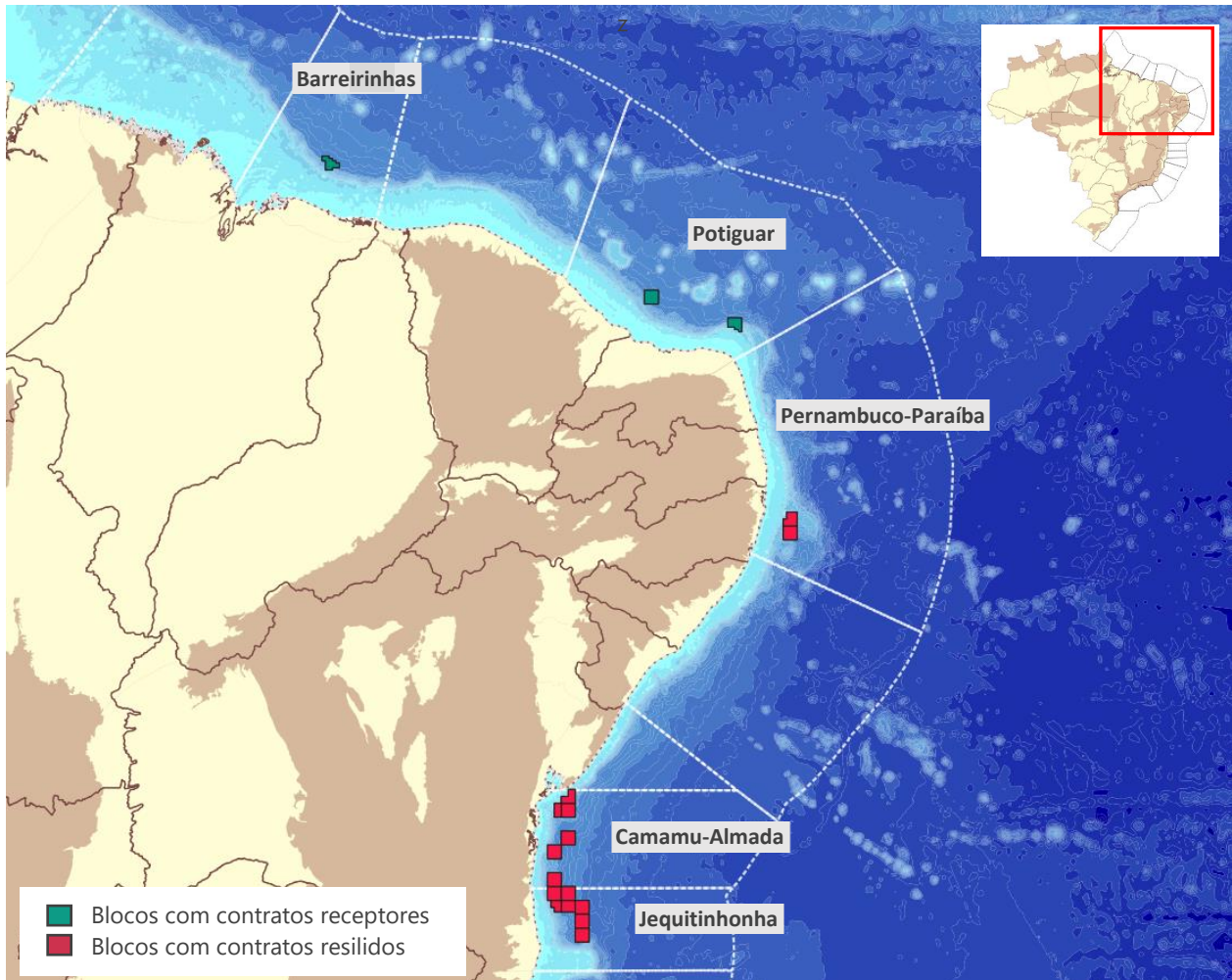
Por outro lado, para os blocos que receberiam os investimentos, foram adotados os seguintes critérios:

- ◆ blocos localizados em regiões com elevado potencial geológico; e
- ◆ blocos viáveis do ponto de vista ambiental.

Assim, a Resolução de Diretoria ANP nº 645/2022 aprovou a resilição consensual e a transferência de investimentos dos contratos BM-J-4, BM-J-5, BM-CAL-9, BM-CAL-10, BM-CAL-11, BM-CAL-12, BM-PEPB-1 e BM-PEPB-3 para os contratos POT-M-762_R15, POT-M-952_R15 e BM-BAR-1, mediante assinatura de termo aditivo.

A Figura 4.1 apresenta a localização geográfica dos blocos cujos contratos receberam os investimentos e dos blocos cujos contratos foram resilidos. Cabe lembrar que um contrato pode abranger mais de um bloco.

Figura 4.1: Localização dos blocos alvo da transferência de investimentos aprovada pela Resolução de Diretoria ANP nº 645/2022



A transferência de investimentos do PEM para contratos que não os originais, além de abrir espaço para a realização de atividades exploratórias que possivelmente não seriam materializadas no contrato original, teve como externalidade positiva a transferência de investimentos para blocos localizados na margem equatorial.

O projeto em tela pode ser considerado um protótipo para a avaliação e a implementação de outras medidas regulatórias de caráter inovador que se enquadrem no horizonte de competências legais da ANP.

A ANP tem atuado intensamente na identificação e na implementação de ações inovadoras para a melhoria do desempenho do segmento de exploração de petróleo e gás natural

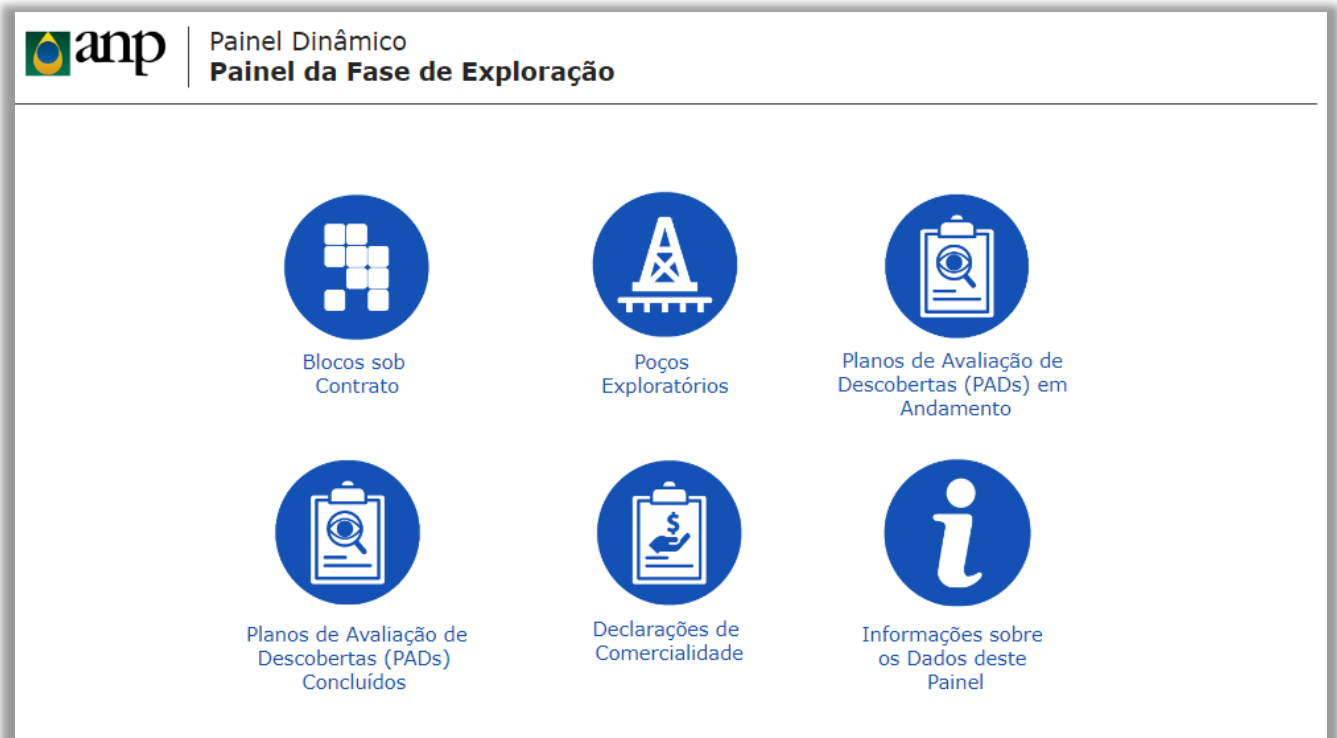
No que concerne à divulgação dos dados públicos, as ações implementadas reforçaram o compromisso da ANP em prover à sociedade dados e informações de qualidade, visando auxiliar fundamentalmente no estabelecimento do planejamento do segmento de exploração, bem como dos demais elos da cadeia de petróleo e gás natural.

Desde o ano de 2021, a principal ferramenta de disponibilização de dados da fase de exploração para a sociedade tem sido os painéis dinâmicos publicados no site da ANP. Através da aplicação de filtros, o usuário pode obter diferentes visualizações dos gráficos e tabelas e, conseqüentemente, realizar comparações sob diversas perspectivas. Essa ferramenta interativa tem conferido à ANP maior transparência no que se refere à gestão dos contratos de E&P em fase de exploração.

Em abril de 2022, o **Painel Dinâmico da Fase**

de Exploração foi atualizado com a finalidade de ampliar o conjunto de dados disponibilizados. A versão anterior, divulgada em julho de 2021, trazia somente os dados a partir de 2019; além disso, contemplava apenas os PADs em andamento. A nova versão do painel passou a apresentar dados desde 1998, ano de criação da agência. Também foi possível incluir informações sobre os PADs concluídos, as Declarações de Comercialidade efetivadas e os poços exploratórios perfurados. Para os poços exploratórios foram divulgadas as Notificações de Descoberta associadas. A Figura 4.2 apresenta a página inicial de acesso às funcionalidades do painel, que está disponível no sítio eletrônico da ANP pelo link <https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/paineis-dinamicos-da-anp/paineis-dinamicos-sobre-exploracao-e-producao-de-petroleo-e-gas/painel-dinamico-da-fase-de-exploracao>.

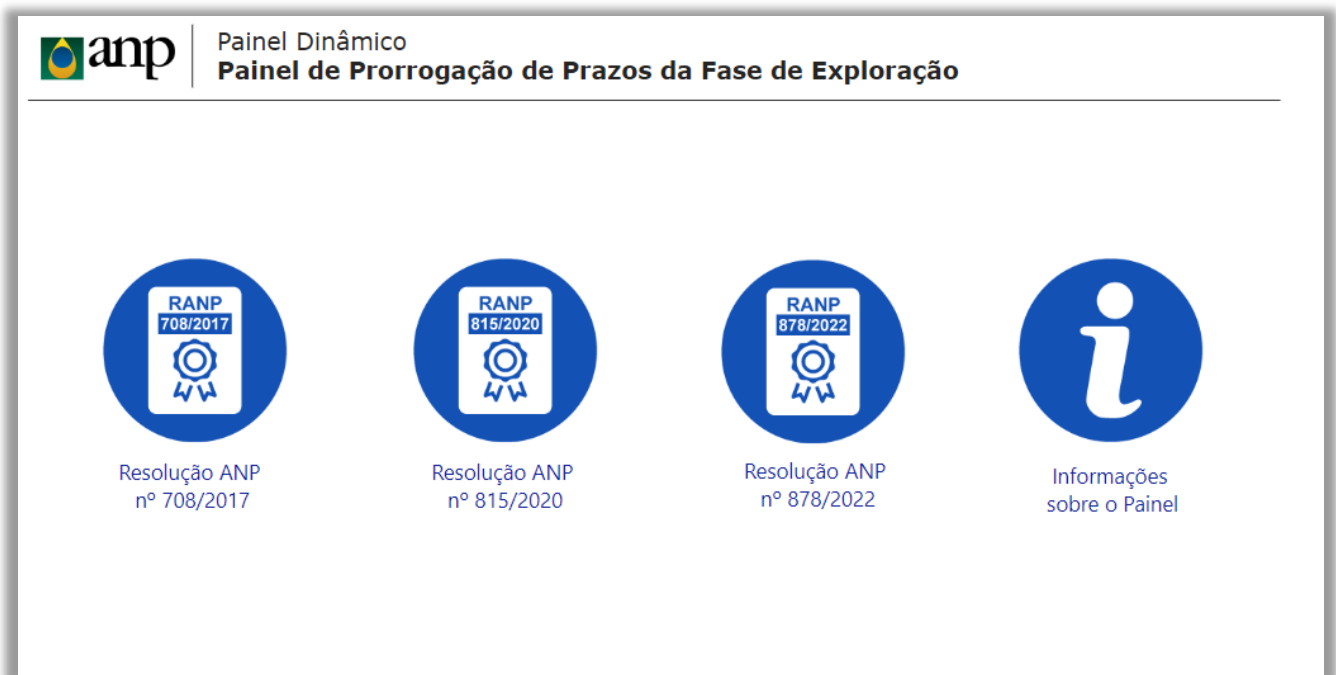
Figura 4.2: Página inicial do Painel Dinâmico da Fase de Exploração



Já em novembro de 2022, foi publicado o **Painel Dinâmico de Prorrogação de Prazos da Fase de Exploração** (Figura 4.3). O painel, acessível mediante o endereço [https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/paineis-dinamicos-da-anp/paineisdinamicos-sobre-exploracao-e-](https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/paineis-dinamicos-da-anp/paineisdinamicos-sobre-exploracao-e-producao-de-petroleo-e-gas/painel-dinamico-de-prorrogacao-de-prazos-da-fase-de-exploracao)

[producao-de-petroleo-e-gas/painel-dinamico-de-prorrogacao-de-prazos-da-fase-de-exploracao](https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/paineis-dinamicos-da-anp/paineisdinamicos-sobre-exploracao-e-producao-de-petroleo-e-gas/painel-dinamico-de-prorrogacao-de-prazos-da-fase-de-exploracao), apresenta informações sobre os contratos de E&P na fase de exploração para os quais houve prorrogação mediante as Resoluções ANP n^{os} 708/2017, 815/2020 e 878/2022.

Figura 4.3: Página inicial do Painel Dinâmico de Prorrogação de Prazos da Fase de Exploração





CAPÍTULO 5

PREVISÃO DE INVESTIMENTOS DA FASE DE EXPLORAÇÃO



A implementação do **Plano de Trabalho Exploratório** (PTE) por meio da Resolução ANP nº 876/2022 propiciou à ANP o acesso a informações mais detalhadas a respeito do planejamento das atividades no âmbito dos contratos de E&P na fase de exploração. Sob a ótica da execução das atividades exploratórias, o art. 16 da resolução estabeleceu que a remessa anual do PTE previsto deverá incorporar as atividades previstas e os respectivos cronogramas e orçamentos para todo o curso do período exploratório vigente e do PAD aprovado.

Em consonância com as informações encaminhadas pelas operadoras no âmbito do PTE previsto de 2023, este capítulo apresenta a consolidação das atividades exploratórias e dos investimentos previstos para este ano e para os anos subsequentes. Importa mencionar que as informações aqui apresentadas se referem à visão do PTE previsto de 2023, que foi encaminhado à ANP em março deste ano. Para fins do presente relatório, os investimentos referentes aos anos de 2023 e 2024 serão apresentados separadamente. Para os demais anos, presumindo-se que ainda haja incertezas relevantes associadas às decisões futuras por parte das contratadas, as informações foram agregadas, sendo apresentadas mediante a simbologia 2025+, que incorpora informações do período de 2025 a 2027.

Ainda como parte das premissas, no que se refere aos levantamentos geofísicos, é disponibilizada a consolidação relativa apenas aos levantamentos sísmicos 2D, sísmicos 3D, gravimétricos e magnetométricos, que, conforme mencionado no Capítulo 2, são as tecnologias de maior relevância no âmbito de uma campanha exploratória.

A Tabela 5.1 apresenta o quantitativo de atividades e investimentos previstos no país para a fase de exploração para os anos de 2023, 2024 e 2025+. Ao se avaliar as previsões de perfuração de poços exploratórios, os anos de 2023 e 2024 prometem ser de maior intensidade na fase de exploração quando comparados aos anos anteriores da série histórica apresentada neste

relatório. Em 2023, está prevista a perfuração de 32 poços, enquanto, em 2024, há a previsão de 36 poços. Caso realizados, esses números superariam os 27 poços perfurados no ano de 2019, o melhor ano da série histórica até então.

Para 2025 e anos posteriores, há a indicação da perfuração de 23 poços. É importante ressaltar que esse número não é fidedigno, visto que previsões de mais longo prazo apresentam maior imprecisão.

Em termos de investimentos financeiros, pouco mais de 12 bilhões de reais deve ser empregado para a perfuração dos 68 poços previstos no biênio 2023-2024. Esse valor representa praticamente 60% de todo o investimento exploratório previsto para os próximos anos, que soma quase 21 bilhões de reais.

20,5 bilhões de reais é o investimento previsto para a fase de exploração até 2027

Ao se abordar as previsões relacionadas aos levantamentos de dados, os levantamentos gravimétricos e magnetométricos, juntos, somam 1.640 Km e 8.001 Km² de dados exclusivos para o ano de 2023. Esse volume de dados representa um aumento significativo quando considerado o quantitativo de 1.660 km de dados realizado nos últimos sete anos. Já para 2024, há a previsão de 1.800 km para ambas as tecnologias.

Quanto aos levantamentos sísmicos para os anos de 2023 e 2024, a perspectiva apresentada na Tabela 5.1 indica a previsão do levantamento de pouco mais de 6.000 km de sísmica 2D e de 700 km² sísmica 3D. Ainda que não seja tão expressiva, essa previsão se configura em uma retomada dessas atividades no âmbito dos contratos de E&P.

Tabela 5.1: Investimentos previstos na fase de exploração

Poços	2023	2024	2025+	Total
Quantidade	32	36	23	91
Investimento (milhão R\$)	5.404	6.719	7.124	19.247

Levantamentos geofísicos	2023			
	Exclusivos		Não Exclusivos	
	Quantidade	Investimento (milhão R\$)	Quantidade	Investimento (milhão R\$)
Gravimetria/Magnetometria (Km)	1.640	390	-	132
Gravimetria/Magnetometria (Km ²)	8.001		-	
Sísmica 2D (Km)	2.646		-	
Sísmica 3D (Km ²)	522		9.096	
2024				
Gravimetria/Magnetometria (Km)	1.800	200	-	99
Gravimetria/Magnetometria (Km ²)	-		-	
Sísmica 2D (Km)	3.448		-	
Sísmica 3D (Km ²)	192		4.000	
2025+				
Gravimetria/Magnetometria (Km)	0	469	-	-
Gravimetria/Magnetometria (Km ²)	1.440		-	
Sísmica 2D (Km)	550		-	
Sísmica 3D (Km ²)	1.880		-	
Investimento (milhão R\$)	1.059		231	

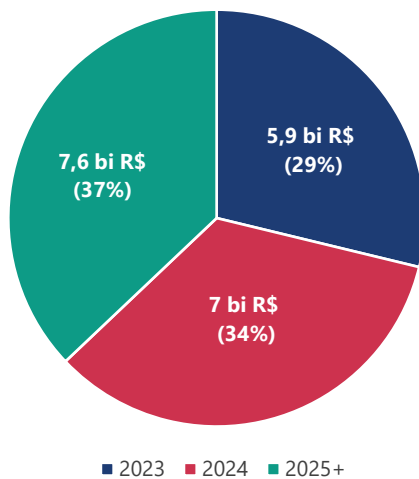
Total Investimentos (milhão R\$)	2023	2024	2025+	Total
	5.926	7.018	7.593	20.537

Em relação aos investimentos associados aos levantamentos geofísicos de dados exclusivos para as tecnologias selecionadas, são previstos 390 milhões e 200 milhões de reais para a realização das atividades previstas nos anos de 2023 e 2024, respectivamente.

Ainda sobre a Tabela 5.1, as operadoras também apresentaram as suas previsões de compra de dados não exclusivos para os anos de 2023 e 2024, que juntos somam 231 milhões de reais de investimentos.

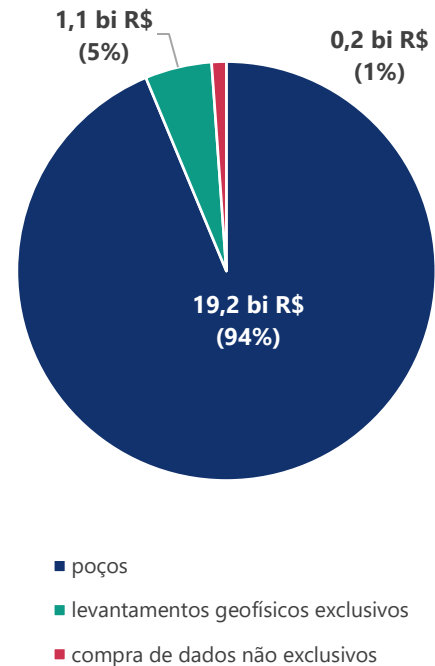
Considerando os investimentos apresentados pelas contratadas no PTE previsto de 2023, prevê-se cerca de 21 bilhões de reais para a fase de exploração, sendo 29% no ano de 2023. Em 2024, serão empregados pouco mais de 34%, enquanto nos anos posteriores aproximadamente 37% (Gráfico 5.1).

Gráfico 5.1: Investimentos previstos na fase de exploração por ano



Desagregando-se os investimentos por tipologia de atividades, Gráfico 5.2, verifica-se que **a perfuração de poços concentra quase 94% dos investimentos** para os próximos anos, enquanto os levantamentos geofísicos de dados exclusivos somam pouco mais de 5%.

Gráfico 5.2: Investimentos previstos na fase de exploração por grupo de atividades



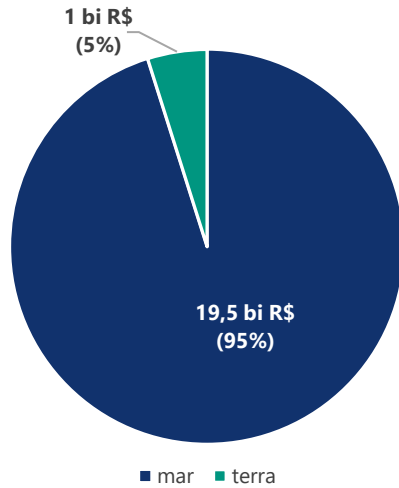
No tocante à distribuição de investimentos previstos por ambiente para o ano de 2023, a Tabela 5.2 apresenta a consolidação dos investimentos de maior relevância na fase de exploração. Conforme esperado, distinguem-se os investimentos associados à perfuração de poços, em especial para o ambiente marítimo, ainda que o maior quantitativo de poços previstos esteja associado ao ambiente terrestre.

Tabela 5.2: Investimentos previstos por ambiente na fase de exploração em 2023

Atividade	Mar		Terra	
	Quantidade	Investimento (milhão R\$)	Quantidade	Investimento (milhão R\$)
Poço	10	5.125	22	279
Gravimetria/Magnetometria Exclusiva (Km)	1.640	322	-	68
Gravimetria/Magnetometria Exclusiva (Km ²)	8.000		1	
Sísmica 2D Exclusiva (Km)	-		2.646	
Sísmica 3D Exclusiva (Km ²)	522		-	

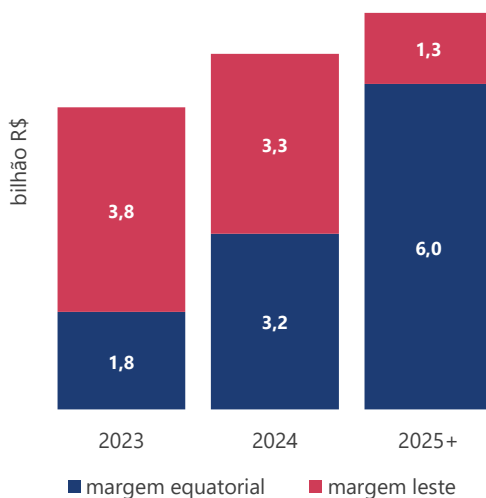
Para os próximos anos, 95% dos investimentos previstos concentram-se no ambiente marítimo (Gráfico 5.3).

Gráfico 5.3: Investimentos previstos na fase de exploração por ambiente



Ao se analisar os investimentos previstos por bacias marítimas, segregados pelas margens equatorial e leste, no Gráfico 5.4 é possível observar que há uma tendência de aumento nos investimentos previstos.

Gráfico 5.4: Investimentos previstos na fase de exploração por bacias marítimas

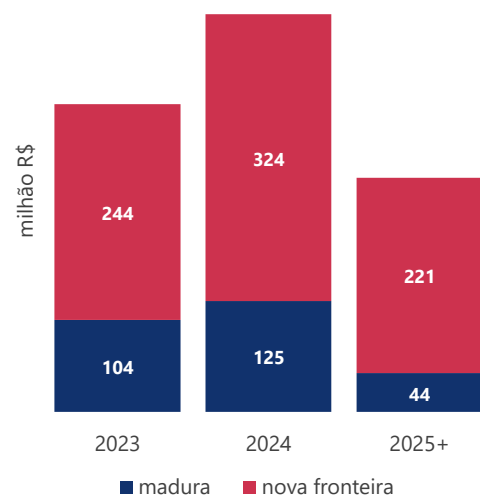


Para 2023, estão previstos R\$ 5,6 bilhões, para 2024 R\$ 6,6 bilhões e 7,3 bilhões para os demais

anos da fase de exploração. No entanto, quando analisadas isoladamente, observa-se que, enquanto os recursos previstos para a margem leste são decrescentes ao logo dos anos, os da margem equatorial são crescentes, o que demonstra os potenciais benefícios derivados da exploração dessa região. Por outro lado, a consecução desse investimento está em grande parte atrelada ao sucesso do licenciamento ambiental na região.

A respeito dos investimentos previstos para as bacias terrestres, segregados pelas bacias maduras e de nova fronteira, destaca-se o ano de 2024 com investimento previsto de R\$ 449 milhões, valor que agrega os 125 milhões previstos para as bacias maduras e os R\$ 325 milhões para as bacias de nova fronteira (Gráfico 5.5). O ano de 2023 apresenta o segundo maior volume de investimentos previstos, somando cerca de R\$ 348 milhões de recursos. Os demais anos da fase de exploração contam com uma previsão de R\$ 264 milhões. As bacias de nova fronteira concentram a maior parte dos recursos previstos para a fase de exploração, R\$ 788 milhões, representando 74% dos recursos previstos para as bacias terrestres, o que demonstra um otimismo da indústria com relação a essas bacias.

Gráfico 5.5: Investimentos previstos na fase de exploração por bacias terrestres



As Figuras 5.1 e 5.2 apresentam as cinco bacias marítimas e terrestres, respectivamente, com

maior investimento financeiro previsto para a fase de exploração.

Figura 5.1: Comparação dos investimentos previstos na fase de exploração para as bacias marítimas

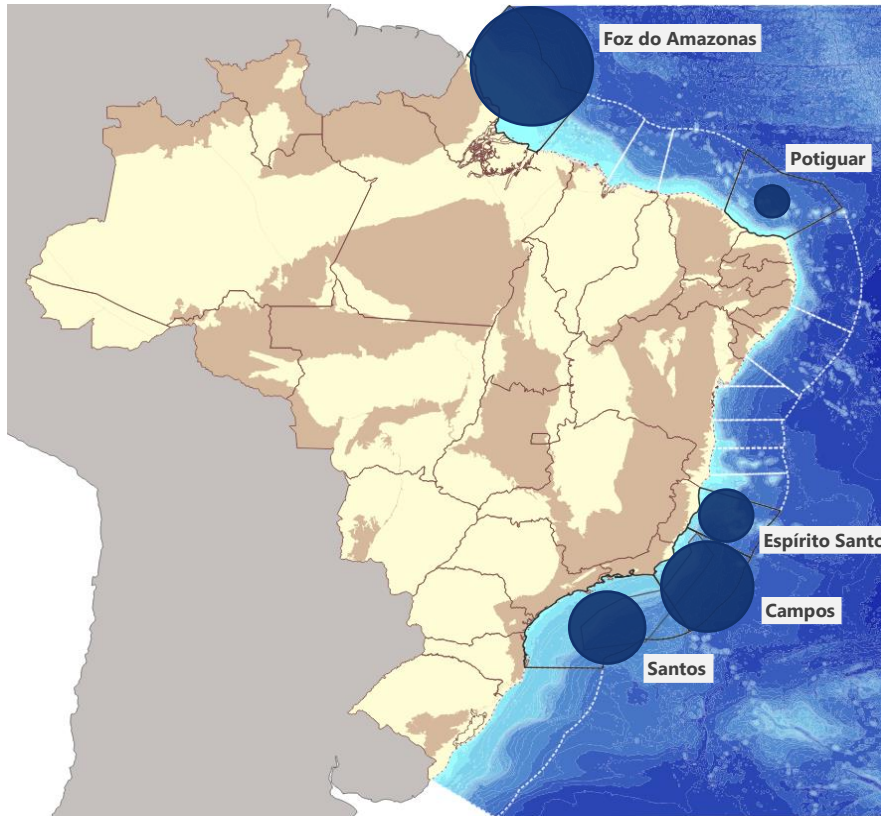
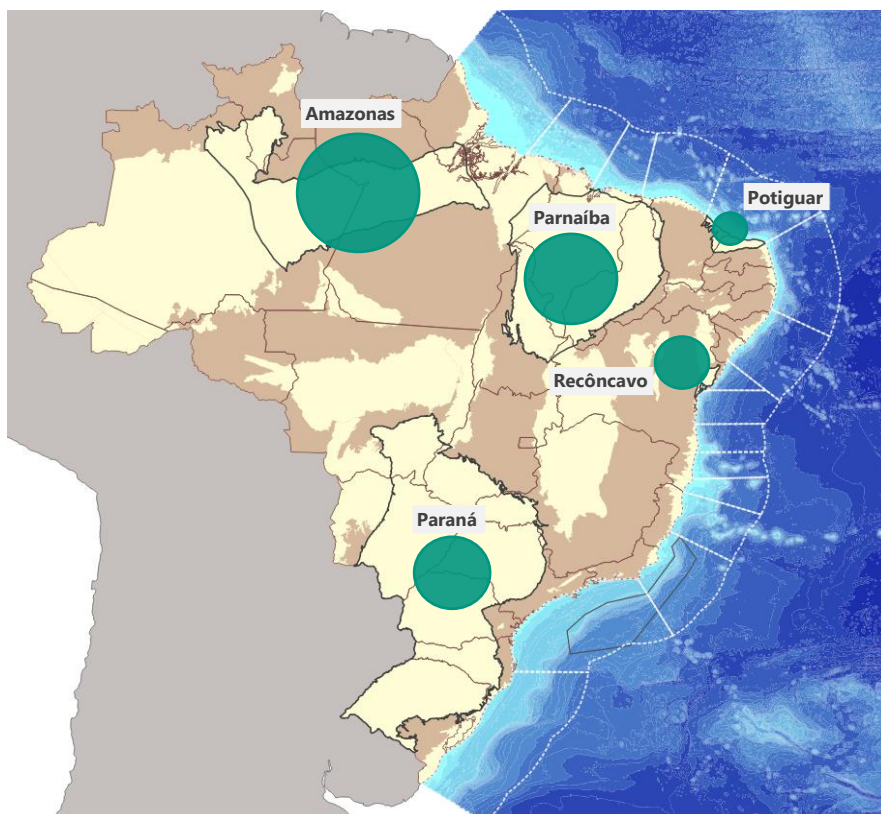
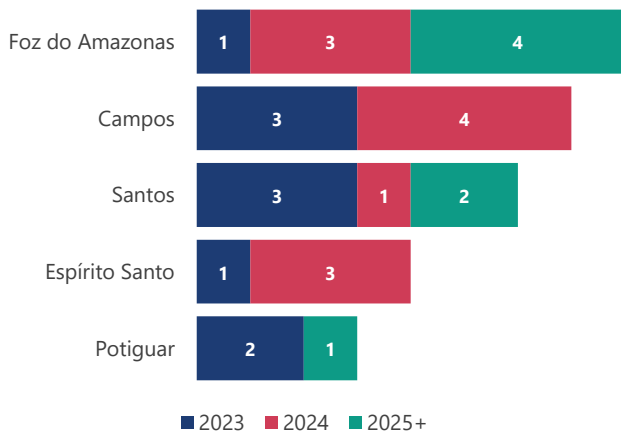


Figura 5.2: Comparação dos investimentos previstos na fase de exploração para as bacias terrestres



Ao focar na atividade de perfuração exploratória, observa-se que o Gráfico 5.6 indica a previsão de 28 poços marítimos a serem perfurados na fase de exploração para os blocos sob contrato nos próximos anos. A bacia da **Foz do Amazonas** destaca-se com oito poços previstos, seguida pelas bacias de **Campos** (7) e **Santos** (6).

Gráfico 5.6: Poços previstos na fase de exploração por bacia marítima

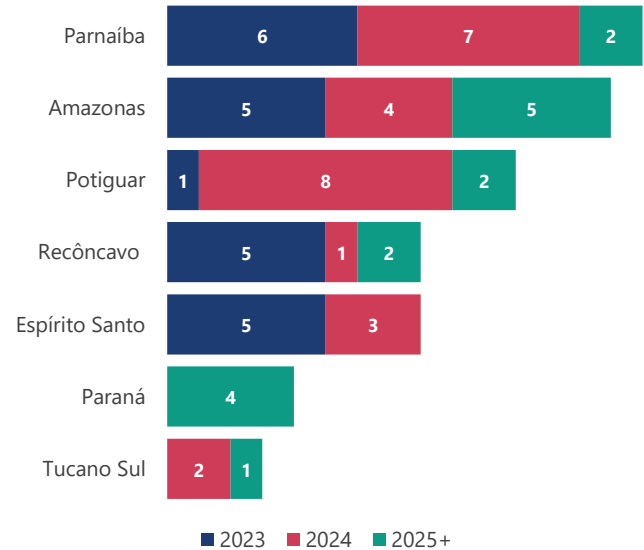


A bacia da Foz do Amazonas é destaque com a previsão de 8 poços exploratórios

No que se refere aos 63 poços previstos em bacias terrestres durante a fase de exploração, a bacia do **Parnaíba** sobressai-se com a previsão de 15 poços, seguida pelas bacias do **Amazonas** (14) e **Potiguar** (11). A bacia do Parnaíba também concentra o maior quantitativo de poços com perfuração prevista para o ano de 2023, seja no ambiente terrestre, seja no ambiente marítimo. Já para 2024, a bacia Potiguar apresenta o maior número previsto (8). Para os demais anos da fase de exploração, o maior quantitativo previsto está na bacia do Amazonas, com cinco poços. Há expectativa positiva para os quatro poços previstos na bacia do Paraná, considerando que o último poço

exploratório na bacia foi perfurado no ano de 2002 (Gráfico 5.7).

Gráfico 5.7: Poços previstos na fase de exploração por bacias terrestres



A partir da previsão de poços para o ano de 2023, foi possível contabilizar os volumes de óleo e gás *in place* esperados, tendo em vista os prospectos a serem perfurados (Tabela 5.3). Para uma probabilidade de sucesso de 50% (P50), estima-se que os 32 poços previstos em 2023 poderão gerar recursos na ordem de 21,5 bilhões de barris de óleo *in place* (VOIP) e de 23 milhões de m³ de gás natural *in place* (VGIP). Importa destacar que os volumes *in place* foram contabilizados a partir da indicação pelas contratadas daquele que seria o fluido principal, isto é, em um cenário de probabilidade de descoberta de óleo, por exemplo, foram contabilizados apenas os volumes de óleo *in place*.

Tabela 5.3: Volume de óleo e gás *in place* previstos para 2023

Ambiente	VOIP (MMbbl)	VGIP (MMm ³)
Mar	21.432	-
Terra	51	23
Total	21.483	23



anp

Agência Nacional
do Petróleo,
Gás Natural e Biocombustíveis

