

RELATÓRIO ANUAL DE EXPLORAÇÃO

2023

Superintendência de Exploração



anp
Agência Nacional
do Petróleo,
Gás Natural e Biocombustíveis

RELATÓRIO ANUAL DE EXPLORAÇÃO

2023

Superintendência de Exploração



anp
Agência Nacional
do Petróleo,
Gás Natural e Biocombustíveis

Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

Diretor-geral

Rodolfo Henrique de Saboia

Diretores

Daniel Maia Vieira

Fernando Wandscheer de Moura Alves

Symone Christine de Santana Araújo

Bruno Conde Caselli (Diretor substituto)

Superintendente de Exploração

Luciano Ricardo da Silva Lobo

Superintendente-adjunta de Exploração

Heloise Helena Lopes Maia da Costa

Assessora Técnica

Daniela Moreira de Melo

Relatório Anual de Exploração 2023

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

Heloise Helena L. Maia da Costa

Luciano Ricardo da Silva Lobo

Lydia Huguenin Queiroz

Rosana de Rezende Andrade

Agradecimentos

Enzo Allevato Borges

Fabio de Albuquerque C. Brant

Hugo Oliveira Dias

Michelle Maximiano Steenhagen

Patrícia Huguenin Baran

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. Contratos de E&P na Fase de Exploração entre os anos de 2016 e 2023	11
1.1 Panorama dos contratos na fase de exploração	13
1.2 Distribuição dos blocos sob contrato por ambiente.....	16
1.3 Distribuição dos blocos sob contrato por bacia	16
1.4 Distribuição dos blocos sob contrato por situação contratual.....	23
1.5 Distribuição dos contratos por operadoras	25
2. Atividades Exploratórias	28
2.1 Aquisição de dados exclusivos	29
2.2 Dados não exclusivos.....	31
2.3 Poços exploratórios	35
2.4 Sondas.....	40
2.5 Desempenho exploratório por operadora.....	45
3. Sucesso Exploratório	47
3.1 Notificação de Descoberta.....	48
3.2 Plano de Avaliação de Descobertas de Petróleo ou Gás Natural	50
3.3 Declaração de Comercialidade	53
3.4 Índices de Sucesso Exploratório Geológico e Econômico.....	57
4. Ações Regulatórias e de Publicidade de Dados.....	60
4.1 Prorrogação dos contratos de E&P	61
4.2 Acordo para a rescisão de contratos <i>offshore</i>	62
4.3 Cumprimento do Programa Exploratório Mínimo fora da área de concessão	63
4.4 Painel Dinâmico da Previsão de Atividades e Investimentos da Fase de Exploração	64
4.5 Sumário Executivo das Áreas de Desenvolvimento	65
5. Previsão de Investimentos na Fase de Exploração.....	66
5.1 Balanço da realização das atividades previstas no PTE 2023.....	67
5.2 Previsões de investimentos para a fase de exploração	69

APRESENTAÇÃO

É com satisfação que apresentamos a quarta edição do Relatório Anual de Exploração. A publicação de um documento que consolida e analisa dados e informações sobre o segmento de exploração de petróleo e gás natural no Brasil sempre foi objetivo perseguido pela ANP e pela Superintendência de Exploração. Esse objetivo foi alcançado, em especial se considerarmos a repercussão e a aceitação das edições anteriores pela sociedade.

O mais novo relatório é publicado em um momento no qual a diversificação da matriz energética via fontes de energia de baixo carbono vem gerando iniciativas de natureza regulatória e de mercado com o objetivo do seu fortalecimento. Por outro lado, o Relatório Anual de Exploração 2023 nos permite concluir que o desempenho do segmento de exploração ao longo dos últimos anos vem se mantendo em patamares abaixo dos desejados.

Assim, tendo como referência o conteúdo do Relatório, destacamos a relevância de que esforços sejam implementados visando a melhoria do desempenho do segmento de exploração. Melhorar o desempenho do segmento de exploração significa incrementar o quantitativo de blocos sob contrato e o volume de atividades exploratórias realizadas, com o objetivo de incorporação de novas reservas, incluindo aquelas associadas às bacias de nova fronteira. A diversificação da matriz energética em um contexto de economia de baixo carbono requer a compreensão de que o petróleo e o gás natural permanecerão como fontes relevantes não apenas no contexto energético, mas também como matéria-prima para viabilizar tal transição. E, nesse caso, devemos valorizar as vantagens decorrentes do fato de que, na média, a produção do petróleo brasileiro é menos intensiva em emissões de carbono quando comparada à média mundial.

É nesse contexto que o Relatório Anual de Exploração 2023 ganha mais relevância. Informação é a base para a discussão e a definição de políticas públicas. Dispor de dados e análises de qualidade sobre a exploração no Brasil é fundamental como elemento auxiliar à definição da política energética no país.

Quando mencionamos sobre o desempenho do segmento de exploração, é importante registrar que os Relatórios Anuais de Exploração vêm sendo instrumentos relevantes para o embasamento de ações estratégicas da ANP que potencialmente contribuirão para a melhoria do desempenho da exploração no Brasil. Ainda em 2024, há a expectativa de concluir o rito regulatório associado à Ação Regulatória nº 1.33, que trata do "Cumprimento do Programa Exploratório Mínimo fora da área de concessão", o que buscará trazer inovações importantes ao modelo vigente. Parabenizamos a Superintendência de Exploração da ANP por dar continuidade à entrega deste importante instrumento para tomadas de decisão. Desejamos a todos que a leitura do Relatório nos auxilie na compreensão e na definição das ações necessárias à manutenção da segurança energética brasileira.

Bruno Conde Caselli
Diretor substituto

Patrícia Huguenin Baran
Diretora substituta de 01/02/2024 a 29/07/2024

SUMÁRIO EXECUTIVO

O Relatório Anual de Exploração 2023 apresenta o panorama do desempenho do segmento de exploração de petróleo e gás natural no Brasil no período de 2016 a 2023. Em sua quarta edição, o documento reforça a visão da ANP sobre a importância do compartilhamento com a sociedade de informações e análises sobre a fase de exploração.

O ano de 2023 foi encerrado com 251 blocos sob contrato, sendo 13 sob o regime de partilha de produção e 238 sob o regime de concessão. Entre 2022 e 2023, houve o decréscimo de 44 blocos. A redução expressiva do número de blocos pode ser imputada a dois fatores: ao baixo quantitativo de contratos assinados e ao alto número de blocos devolvidos. Em 2023, apenas quatro contratos foram celebrados, número insuficiente para superar os 48 blocos devolvidos. É importante ressaltar que, em dezembro de 2023, ocorreram as sessões públicas de apresentação das ofertas do 4º Ciclo da Oferta Permanente de Concessão e do 2º Ciclo da Oferta Permanente de Partilha de Produção. No entanto, a assinatura dos contratos ocorrerá somente no ano de 2024.

Ainda no que se refere aos 48 blocos devolvidos em 2023, 42 estavam localizados no ambiente marítimo, dos quais 17 na bacia de Campos e sete na bacia de Barreirinhas. Do total de blocos devolvidos, apenas quatro blocos resultaram em sucesso exploratório, isto é, na efetivação da Declaração de Comercialidade, e consequente passagem do contrato de E&P para a fase de produção: um na bacia de Campos, dois na bacia terrestre do Espírito Santo e um na bacia terrestre Potiguar.

Ao abordar o quantitativo de blocos sob contrato por ambiente, no ano de 2023, o ambiente terrestre permaneceu na liderança, com 151 blocos contra 100 blocos no ambiente marítimo. Os blocos marítimos eram operados por 17 empresas, enquanto os terrestres por 26 empresas. Dos 100 blocos em ambiente marítimo, 18 blocos encontravam-se inseridos no polígono pré-sal ao final de 2023. No que se refere à área contratada, o ambiente terrestre detinha a maior área contratada (52%), cerca de 84 mil km², enquanto o ambiente marítimo possuía 48% de área sob contrato, cerca de 77 mil km².

Santos, Campos e Barreirinhas lideravam ao final de 2023 com 29, 18 e 11 blocos sob contrato, respectivamente, dentre as bacias marítimas. No ambiente terrestre, Potiguar fechou o ano com 47 blocos sob contrato, seguida das bacias do Recôncavo com 29 blocos e Parnaíba com 18 blocos sob contrato. Tanto em mar como em terra, entre as três primeiras bacias que lideravam o ranking de número de blocos, havia uma bacia de nova fronteira, Barreirinhas e Parnaíba, respectivamente.

Sobre as bacias marítimas de nova fronteira, na margem equatorial, houve a redução de 41 para 34 blocos entre 2022 e 2023, tendo em vista a devolução de sete blocos na bacia de Barreirinhas. Mesmo com a devolução de blocos, Barreirinhas manteve-se na dianteira no que se refere ao número de blocos sob contrato na região. No que se refere aos blocos em bacias de nova fronteira terrestre, não houve alteração no quantitativo de blocos dessas bacias, tendo sido mantidos os 43 blocos sob contrato em 2023 e a liderança da bacia do Parnaíba, seguida da bacia do Tucano Sul.

Houve uma redução expressiva do número de blocos sob contrato suspenso. Dos 49 blocos sob contrato suspenso ao final de 2022, o ano de 2023 foi encerrado com 38 blocos nessa

situação. Entretanto, tal redução não esteve conectada à solução das razões pelas quais os contratos foram suspensos. Dezenove blocos que estavam suspensos ao final de 2022 por questões ambientais tiveram seus contratos resilidos ou foram devolvidos voluntariamente sem a emissão da respectiva licença ambiental. Outro bloco deixou a suspensão por conta da aprovação de um pleito em andamento. Na outra vertente, nove blocos tiveram seus contratos suspensos no ano de 2023 devido ao fato de terem aderido à Resolução de Diretoria nº 511/2023. Ao final de 2023, todos os 11 blocos sob contrato da bacia de Barreirinhas encontravam-se suspensos. A suspensão por atraso no licenciamento permaneceu sendo o maior gargalo, principalmente na margem equatorial.

O baixo desempenho do segmento de exploração no que tange à realização de atividades exploratórias permaneceu sendo uma realidade em 2023. Um exemplo é o volume de dados exclusivos adquiridos no ano. Foram 8.971 Km de levantamentos gravimétricos e 8.971 Km de levantamentos magnetométricos, sem o registro de aquisição de dados sísmicos.

No período 2016 a 2023, salvo o ano de 2023, o ano mais recente no qual se registrou levantamentos gravimétrico e magnetométrico exclusivos com alguma expressividade tinha sido 2017. Naquele ano, 734 Km de dados gravimétricos e 851 km de dados magnetométricos foram levantados. No ano de 2018, houve registro de 75 km de dados magnetométricos.

Considerando todo o período da série histórica, foram adquiridos 9.918 km² de sísmica 2D e 894 km² de sísmica 3D, sendo o último levantamento de sísmica 3D realizado em 2017. O baixo quantitativo de levantamentos sísmicos exclusivos ao longo dos últimos anos é preocupante na medida em que, dentre as tecnologias disponíveis, a sísmica é a tecnologia mais precisa para a identificação de um prospecto a ser perfurado.

Ainda sobre dados exclusivos, para o período 2016 a 2023, as bacias de Santos e Parnaíba foram aquelas que concentraram o maior quantitativo de dados exclusivos levantados. Foram 9.705 km de dados gravimétricos e 9.705 km de dados magnetométricos na bacia de Santos. No caso da bacia do Parnaíba, foram 9.389 km de dados de sísmica 2D adquiridos nos anos de 2019 e 2022. Um ponto de atenção em relação ao ano de 2023 é o fato de que o volume de dados gravimétricos e magnetométricos adquiridos estiveram associados a apenas um bloco, localizado na bacia de Santos.

No contexto dos dados não exclusivos, a abordagem selecionada foi a consolidação de informações sobre os dados utilizados para fins de abatimento do Programa Exploratório Mínimo (PEM). Tal resultado reflete o desempenho do segmento de exploração sob a ótica da atuação das contratadas na fase de exploração e não das Empresas de Aquisição de Dados autorizadas pela ANP.

No período compreendido entre 2016 e 2023, as operadoras encaminharam à ANP 252 solicitações de abatimento do PEM associadas à compra de dados não exclusivos, sendo 179 solicitações associadas ao ambiente marítimo e 73 no ambiente terrestre. O ano de 2023 contou com apenas 15 solicitações, ficando à frente somente do ano de 2017. No contexto das tecnologias de aquisição de dados não exclusivos, a sísmica 3D liderou o ranking, associando-se a 125 solicitações de abatimento do PEM, quase metade das solicitações.

Entre 2016 e 2023, das 179 solicitações de abatimento do PEM devidas à compra de dados não exclusivos para o ambiente marítimo, 62 foram referentes à bacia de Campos, das quais

38 se referiram à compra de dados de sísmica 3D. Ainda sobre o total de 179 solicitações, 105 estiveram associados à sísmica 3D. No contexto das bacias da margem equatorial, houve 58 solicitações de abatimento de PEM no período, um número representativo, em especial porque apenas quatro blocos da região foram alvo de aquisição de dados exclusivos. Para as bacias terrestres, no período entre 2016 e 2023, o ranking de solicitações de abatimento de PEM com dados não exclusivos foi liderado pela bacia do Recôncavo, isto é, 27 das 73 solicitações estiveram associadas a essa bacia. No ambiente terrestre, a maior parte das solicitações esteve associada a dados de sísmica 2D, sendo contabilizadas 25 em 73 solicitações.

Em 2023, apenas nove blocos abateram o PEM mediante a compra de dados não exclusivos.

Como maior parâmetro para a avaliação do desempenho do segmento de exploração de petróleo e gás natural, a perfuração de poços exploratórios tem apresentado desempenho aquém do desejado ao longo dos últimos anos. 2023 ratificou a tendência de perfuração de no máximo um poço exploratório a cada dez blocos sob contrato; resultado verificado desde o ano de 2016. Em 2023, foram perfurados 22 poços na fase de exploração, um a menos do que em 2022.

Entre 2016 e 2023, no ambiente marítimo, os investimentos estiveram concentrados no play pré-sal, isto é, nos últimos oito anos, dos 46 poços marítimos perfurados, 37 atingiram os reservatórios do pré-sal. Santos e Campos, bacias abrangidas pelo polígono do pré-sal, lideraram o ranking de perfurações no período, com 24 e 14 poços, respectivamente. Na terceira posição, ficou a bacia de Sergipe-Alagoas, onde foram perfurados quatro poços.

Em 2023, de um total de cinco poços perfurados no ambiente marítimo, quatro foram no play pré-sal. Um aspecto positivo foi o início da perfuração de um poço exploratório na bacia Potiguar, dando fim ao período de oito anos sem qualquer perfuração na margem equatorial. O último poço exploratório perfurado na região datava de 2015.

Em relação aos poços nas bacias terrestres, entre 2016 e 2023, a bacia do Parnaíba se destacou pela perfuração de poços em todos os anos da série histórica. Dos 128 poços no período, 56 foram perfurados na bacia do Parnaíba. Em segundo lugar, a bacia do Recôncavo teve 23 poços perfurados no período. No ano de 2023, as bacias do Parnaíba e Amazonas, classificadas como de nova fronteira, estiveram em evidência, com seis poços perfurados em cada uma. Juntas foram responsáveis por pouco de mais de 70% dos poços terrestres perfurados, 12 dos 17 poços no ano. As bacias do Solimões e Tucano Sul permaneceram sem poços perfurados em 2023.

Para além da ampliação do conhecimento geológico sobre os blocos e bacias, interessa às contratadas e à União que seja alcançado sucesso exploratório como resultado das campanhas realizadas pelas empresas. Entre 2016 e 2023, o ambiente terrestre totalizou 80 poços com notificação de descobertas, enquanto o ambiente marítimo apresentou 38 poços com notificações. Em 2023, foram 14 poços com notificação em terra e quatro em mar. Em 2023, foram encontrados indícios de hidrocarbonetos apenas em poços perfurados nas bacias de Santos e Campos, ambas com duas notificações cada. Dos 14 poços com notificação de descoberta em bacias terrestres no ano de 2023, nove foram registradas em bacias de nova fronteira, Amazonas (6) e Parnaíba (3); e cinco em bacias maduras, Espírito Santo (4) e Recôncavo (1). Santos e Parnaíba permaneceram sendo as únicas bacias a apresentarem Notificação de Descoberta em todos os anos da série histórica.

Ao final de 2023, havia 33 áreas exploratórias sob avaliação, sendo 19 com Planos de Avaliação de Descobertas (PADs) ativos, sete em postergação da Declaração de Comercialidade e sete suspensos. As bacias com o maior número de PADs ao final de 2023 eram as do Recôncavo e de Santos, ambas com cinco planos. Dos sete PADs suspensos ao final de 2023, 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 outro PAD suspenso ao final de 2023 encontrava-se na bacia do Recôncavo. Três dos quatro PADs associados à margem equatorial estavam suspensos ao final de 2023.

Como sucesso econômico de uma campanha exploratória, intenciona-se que, ao término da realização de um PAD, seja apresentada a Declaração de Comercialidade. Nos últimos oito anos, foram efetivadas 20 Declarações de Comercialidade em ambiente marítimo e 27 em ambiente terrestre, totalizando 47 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 (6). Em 2023, dentre as bacias marítimas, houve a efetivação de Declarações de Comercialidade somente na bacia de Campos. Foram quatro no total, um número relevante, uma vez que a bacia contava com apenas duas Declarações no âmbito da série histórica. Sobre a margem equatorial, os entraves ambientais associados às bacias de nova fronteira marítima justificam o fato de as campanhas exploratórias nessas bacias não prosperarem ao ponto de atingirem o momento de apresentação da Declaração de Comercialidade.

No ambiente terrestre, a bacia do Recôncavo foi aquela para a qual, no período 2016 a 2023, houve o maior número de Declarações de Comercialidade, 11 declarações, ainda que não tenham sido contabilizadas novas declarações nos anos de 2022 e 2023. As cinco Declarações de Comercialidade de 2023 ocorreram nas bacias do Espírito Santo (2), Potiguar (1) e Tucano Sul (2). As duas Declarações de Comercialidade na bacia de Tucano Sul são de relevância não apenas pelo fato de a bacia ser classificada como de nova fronteira, mas também por serem as primeiras desde a criação da ANP.

Considerando as 47 Declarações de Comercialidade efetivadas no período de 2016 a 2023 e a probabilidade de sucesso de 50% (P50), foram estimados 17,7 bilhões de barris de óleo *in place* e 349,0 bilhões de metros cúbicos de gás natural *in place* das jazidas declaradas comerciais.

Com relação aos investimentos previstos na fase de exploração, de um total de 18,31 bilhões de reais, o ano de 2024 fica com a maior parcela, R\$ 9,97 bilhões, seguido pelo ano de 2025, com R\$ 7,64 bilhões, e, por último, os anos de 2026 e 2027, com uma previsão de R\$ 701 milhões em investimentos. No tocante à distribuição dos investimentos por atividades, 88% dos investimentos estão concentrados na atividade de perfuração de poço, para a qual há a previsão de R\$ 16,04 bilhões, enquanto os demais – 12% – ficam com aproximadamente R\$ 2,27 bilhões, distribuídos entre teste de poço (8%), levantamento geofísico exclusivo (3%) e levantamento geofísico não exclusivo (1%).

Focando-se exclusivamente no ano de 2024, cuja previsão aponta investimentos de R\$ 9,97 bilhões, e segregando-o por ambiente, R\$ 9,50 bilhões serão alocados em ambiente marítimo, dos quais R\$ 8,50 bilhões na perfuração de poços. Para o ambiente terrestre, a previsão é de R\$ 470 milhões de investimentos em 2024. Em mar, as bacias da margem

equatorial (R\$ 11,1 bilhões) concentram quase que o dobro de investimentos em relação à margem leste (R\$ 6,3 bilhões), ratificando o interesse das operadoras na margem equatorial, apesar das dificuldades associadas ao licenciamento ambiental na região. Ao considerar os investimentos previstos para as bacias terrestres, destacam-se os investimentos nas bacias de nova fronteira, que concentram 77% dos recursos financeiros, R\$ 731 milhões, ficando as bacias maduras com R\$ 223 milhões dos recursos previstos.

Ao longo dos anos, a Superintendência de Exploração vem desenvolvendo e implementando projetos com o objetivo de impulsionar o desempenho do segmento de exploração. No contexto regulatório, entre 2017 e 2022, três resoluções foram publicadas em momentos críticos, com vistas a assegurar a execução das atividades exploratórias e evitar a devolução maciça de blocos. Tais resoluções tiveram como foco a prorrogação de prazos da fase de exploração dos contratos de exploração e produção. Para o ano de 2024, está prevista a publicação de uma nova resolução que trará inovações importantes ao modelo vigente, já que, a partir de critérios pré-estabelecidos, permitirá que um Programa Exploratório Mínimo associado a um contrato de concessão original possa ser cumprido na área de outro contrato de concessão ou em área não contratada.



CAPÍTULO 1

Contratos de E&P na Fase de Exploração entre os anos de 2016 e 2023



Os contratos de exploração e produção de petróleo e gás natural (contratos de E&P) são constituídos pelas fases de exploração e de produção.

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

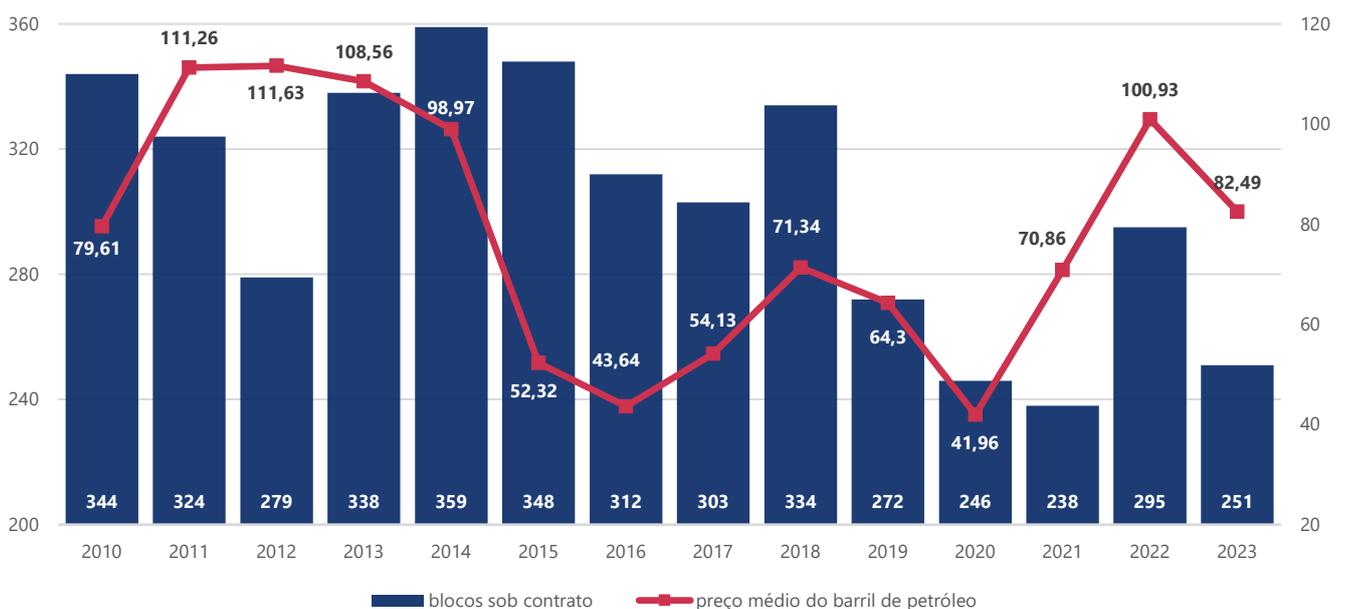
Na fase de exploração, a área contratada é denominada bloco exploratório. A campanha empreendida pelas empresas em um bloco tem como objetivos descobrir e avaliar jazidas de petróleo e gás natural através da realização de atividades exploratórias. Uma vez que a descoberta de hidrocarbonetos envolve incertezas,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

Uma das variáveis mais importantes para a decisão sobre a realização de investimentos no

setor é a cotação do barril de petróleo, afetando o desempenho do segmento de exploração. O Gráfico 1.1 apresenta a evolução do preço médio do barril do petróleo entre os anos de 2010 e 2023. 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, nos anos seguintes, quando em 2022 atingiu novamente US\$ 100. Em 2023, o preço médio do barril superou US\$ 80, valor inferior ao ano de 2022, mas acima dos praticados entre os anos de 2015 e 2019.

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 2023

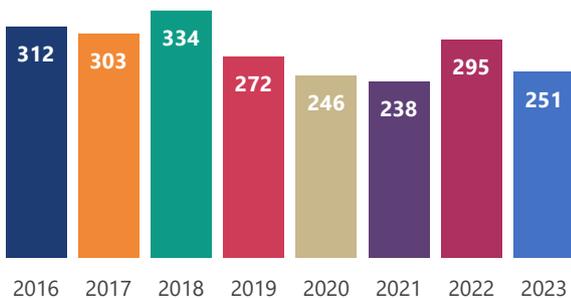


1.1 Panorama dos contratos na fase de exploração

O ano de 2023 encerrou-se com **251 blocos sob contrato** (Gráfico 1.2). Esse quantitativo representou um decréscimo de 15% quando comparado ao número de blocos sob contrato ao final do ano de 2022. Em 2023 foi registrada a segunda maior redução no quantitativo de blocos sob contrato da série histórica apresentada no Gráfico 1.2, ficando atrás somente da queda ocorrida no ano de 2019. Dos 251 blocos sob contratos ao final de 2023, 13 estavam sob o regime de partilha de produção e 238 sob o regime de concessão.

Ainda que essa redução de 15% do número de blocos sob contrato tenha sido acompanhada pela redução de quase 19% do preço médio do barril de petróleo entre os anos de 2022 e 2023, não é possível estabelecer uma conexão direta entre esses fatos. Conforme será possível verificar adiante, apenas em 2024 serão assinados os contratos associados aos blocos arrematados nas licitações realizadas em 2023.

Gráfico 1.2: Blocos sob contrato entre 2016 e 2023

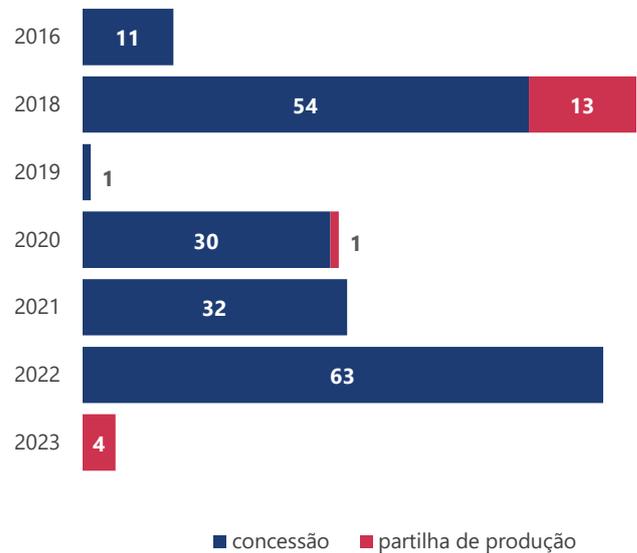


Os blocos exploratórios são ofertados nas licitações sob dois regimes distintos: o de concessão e o de partilha de produção. A instituição do regime regulatório misto ocorreu por ocasião da descoberta do pré-sal, quando foi introduzido o regime de partilha de produção. Esse regime é restrito a áreas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

Em 2023, o quantitativo de contratos assinados foi um dos menores dos últimos oito anos (Gráfico 1.3), com apenas quatro contratos celebrados.

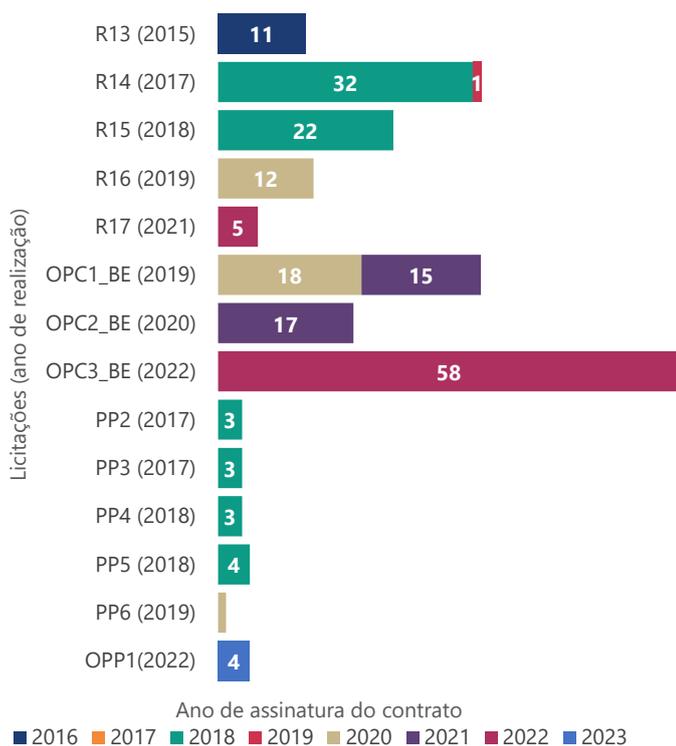
Vale ressaltar que em dezembro de 2023 ocorreram as sessões públicas de apresentação das ofertas do 4º Ciclo da Oferta Permanente de Concessão e do 2º Ciclo da Oferta Permanente de Partilha de Produção. No entanto, a assinatura dos contratos ocorrerá somente no ano de 2024.

Gráfico 1.3: Contratos assinados por regime contratual entre 2016 e 2023



Os quatro contratos assinados em 2023 são oriundos do 1º Ciclo da Oferta Permanente de Partilha da Produção (OPP1), realizada em 2022 (Gráfico 1.4). Destaca-se que em 2022 foi realizado o primeiro leilão de partilha da produção na modalidade de oferta permanente, resultando na assinatura dos primeiros contratos nessa modalidade no ano seguinte.

Gráfico 1.4 Contratos assinados por licitações realizadas entre 2016 e 2023



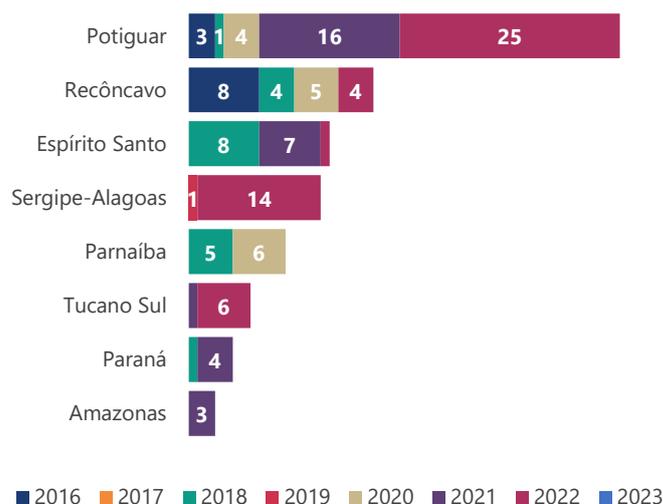
No contexto do número de contratos assinados em bacias marítimas, no ano de 2023, foram assinados dois contratos na bacia de Campos e outros dois na bacia de Santos. Assim como no ano de 2022, a bacia de Campos permaneceu liderando como a bacia com o maior número de contratos assinados no período 2016 a 2023, com 33 contratos assinados.

Gráfico 1.5 Contratos assinados por bacia marítima entre 2016 e 2023



Haja vista que em 2023 não foram assinados contratos em bacias terrestres, ao final desse ano, a bacia Potiguar manteve-se à frente no ranking do número de contratos assinados entre 2016 e 2023, com 49 contratos assinados no período (Gráfico 1.6).

Gráfico 1.6 Contratos assinados por bacia terrestre entre 2016 e 2023



Ao avaliar o quantitativo de blocos sob contrato ao final de 2023, faz-se necessário considerar o balanço entre número de blocos devolvidos no ano e o número de contratos assinados. Nesse contexto, somado ao pequeno número de contratos assinados no ano, houve a **devolução de um expressivo número de blocos** – 48 no total (Tabela 1.1) –, explicando o decréscimo de 44 blocos entre 2022 e 2023. Destaca-se, que, dos 48 blocos devolvidos em 2023, 42 eram de blocos localizados no ambiente marítimo.

2023 foi marcado pelo expressivo número de blocos devolvidos

O resultado acima ratifica a importância do estabelecimento de um calendário contínuo de

licitações como forma de reposição do quantitativo de blocos sob contrato.

Ainda sobre a Tabela 1.1, em 2023, é relevante ressaltar a devolução de um grande quantitativo de blocos na bacia de Campos. Dos 33 blocos sob contrato ao final de 2022 na bacia de **Campos**, foram devolvidos 17, distribuídos da seguinte forma:

- 16 blocos cujos contratos foram encerrados; e
- 1 bloco motivado pela efetivação da Declaração de Comercialidade da área.

Também é digno de nota a devolução de sete blocos na bacia de **Barreirinhas**, lembrando que, ao final de 2022, havia 18 blocos sob contrato nessa bacia.

No contexto da devolução de blocos, também merece evidenciar o acordo para a rescisão de contratos *offshore*, fruto de alinhamento

realizado entre a SEP e a Petrobras. O acordo teve como base a rescisão de contratos suspensos por mais de dez anos, cuja suspensão foi motivada por atrasos no processo de licenciamento ambiental. Para a composição do conjunto de contratos a ser contemplado no acordo também foi utilizada a premissa de que os blocos estivessem localizados a menos de 50km da costa. Cumpre destacar, que a ANP, há algum tempo, não tem ofertado blocos localizados em distância da costa inferior a essa. Ao final, foram resiliados contratos associados a 15 blocos localizados nas bacias de Camamu-Almada, Jequitinhonha e Pernambuco-Paraíba.

Ainda que o acordo tenha gerado a devolução de um expressivo número de blocos, nesse caso, o encerramento desses contratos foi benéfico por auxiliar no destravamento de investimentos, já que não havia nenhuma expectativa de execução de atividades nesses blocos, tendo em vista o longo histórico associado às dificuldades para a obtenção das licenças ambientais.

Tabela 1.1: Blocos devolvidos em 2023

Motivação da devolução	Situação do PEM	Quantitativo de blocos devolvidos	Bacia (nº de blocos)	Blocos
Declaração de Comercialidade	Cumprido	4	Campos (1) Espírito Santo (2) Potiguar (1)	C-M-539, ES-T-476, ES-T-496 e POT-T-794
Voluntária	Cumprido	20	Barreirinhas (3) Campos (14) Santos (3)	BAR-M-292, BAR-M-293, BAR-M-314, 2_JRMAOS, C-M-37, C-M-67, C-M-210, C-M-277, C-M-344, C-M-346, C-M-411, C-M-413, C-M-479, C-M-755, C-M-791, C-M-793, C-M-845, BLC_3MARIA, S-M-766 e S-M-1500
	Parcialmente cumprido	6	Barreirinhas (4) Campos (2)	BAR-M-215, BAR-M-217, BAR-M-252, BAR-M-254, C-M-823 e C-M-825
Extinção do contrato	Parcialmente cumprido	2	Recôncavo (2)	REC-T-117 e REC-T-118
	Não cumprido	1	Recôncavo (1)	REC-T-166
Acordo para a rescisão de contratos <i>offshore</i>	Exonerado	15	Camamu-Almada (6) Jequitinhonha (7) Pernambuco-Paraíba (2)	CAL-M-3, CAL-M-58, CAL-M-60, CAL-M-188, CAL-M-248, CAL-M-372, J-M-3, J-M-5, J-M-59, J-M-61, J-M-63, J-M-115, J-M-165, PEPB-M-783 e PEPB-M-839

Outra informação importante derivada da Tabela 1.1 é que, dos 48 blocos devolvidos em 2023, quatro resultaram em sucesso exploratório, isto é, em efetivação da Declaração de

Comercialidade. Sob a ótica da realização de atividades exploratórias, metade dos blocos devolvidos cumpriram parcialmente ou não cumpriram o PEM.

1.2 Distribuição dos blocos sob contrato por ambiente

Ao abordar o quantitativo de blocos sob contrato por ambiente, no ano de 2023, o ambiente terrestre permaneceu na liderança, com 151 blocos contra 100 blocos no ambiente marítimo. Dos oito anos da série histórica, em cinco deles, o ambiente terrestre liderou o quantitativo de blocos sob contrato (Gráfico 1.7).

Gráfico 1.7 Blocos sob contratos por ambiente entre 2016 e 2023

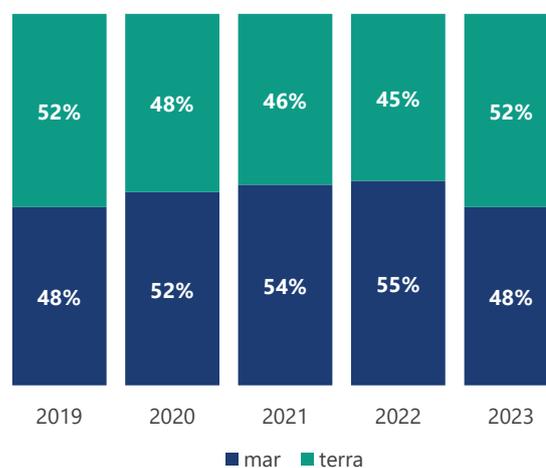


Ao analisar o Gráfico 1.8, no período compreendido entre 2020 e 2022 o percentual de área sob contrato em ambiente marítimo foi

superior ao terrestre. É interessante observar que, em 2022, embora o quantitativo de blocos terrestres (157) fosse maior do que o marítimo (138), percentualmente a área contratada em terra era inferior (45%).

Ao final de 2023, o ambiente terrestre detinha a maior área contratada (52%), cerca de 84 mil km², enquanto o ambiente marítimo possuía 48% de área sob contrato, cerca de 77 mil km².

Gráfico 1.8 Áreas sob contrato entre 2019 e 2023



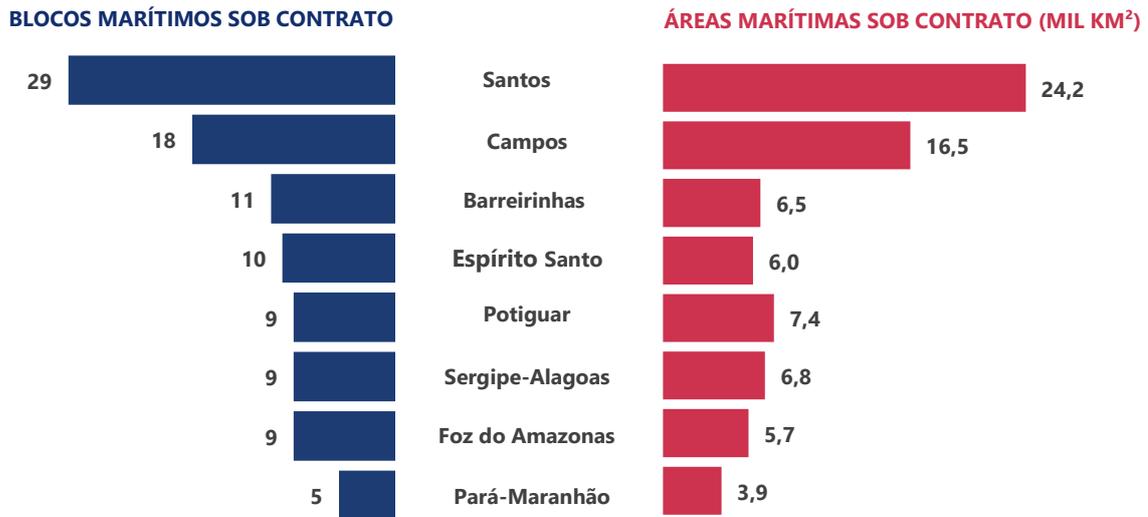
1.3 Distribuição dos blocos sob contrato por bacia

No Gráfico 1.9, observa-se o quantitativo de blocos por bacia marítima e respectiva área sob contrato ao final de 2023.

Ao final do ano, a bacia de **Santos** liderava com 29 blocos sob contrato e 24,2 mil km² de área. Na segunda posição a bacia de **Campos** apresentava 18 blocos e 16,5 mil Km² de área.

Mesmo com a devolução de sete blocos no ano de 2023, a bacia de **Barreirinhas**, classificada como de nova fronteira, finalizou o ano na terceira posição no que se refere ao número de blocos sob contrato, 11 blocos. Por outro lado, outra bacia de nova fronteira, Pará-Maranhão, encerrou o ano com o menor número de blocos (5) e de área sob contrato, 3,9 mil km².

Gráfico 1.9 Blocos e áreas sob contrato por bacia marítima ao final de 2023

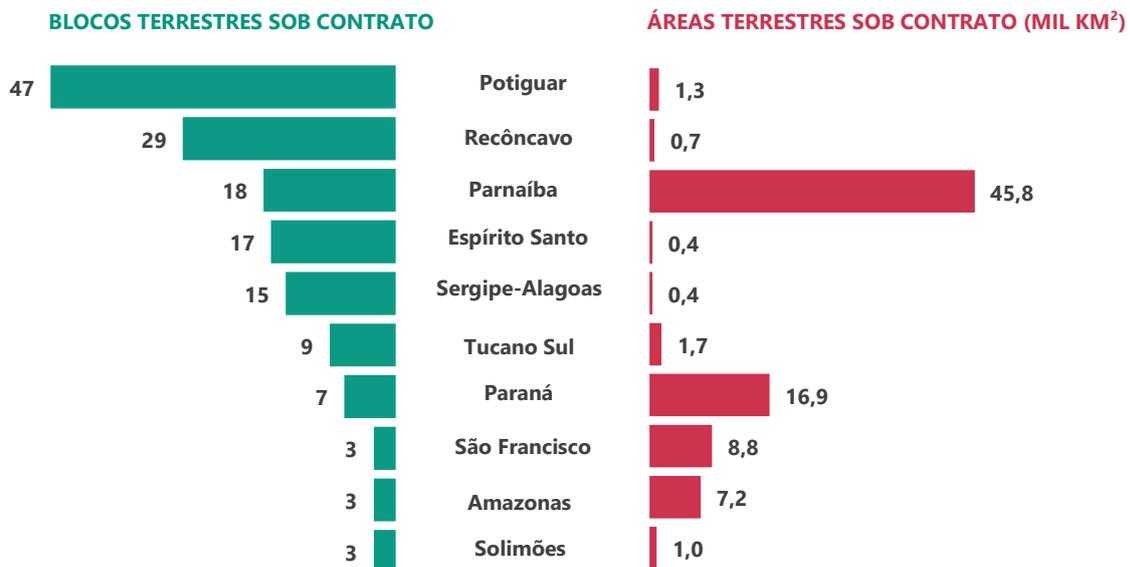


Tendo como referência o Gráfico 1.10, verifica-se que, diferentemente do ambiente marítimo, no ambiente terrestre há pouca correlação entre o quantitativo de blocos e a área sob contrato. A bacia **Potiguar**, por exemplo, detinha o maior número de blocos sob contrato (47) ao final de 2023, no entanto, a área contratada (1,3 mil Km²) era bastante reduzida se comparada à bacia do Parnaíba que possuía 45,8 mil Km² de área contratada associada a 18 blocos. Essa diferença de tamanho das áreas contratadas entre as

bacias Potiguar e Parnaíba é explicada pelo fato de a bacia Potiguar ser uma bacia madura, cujos blocos usualmente apresentam áreas menores quando comparadas às bacias de nova fronteira.

Na sequência das bacias terrestres com o maior número de blocos, após a bacia Potiguar, as bacias do **Recôncavo**, com 29 blocos, e do **Parnaíba**, totalizando 18 blocos, ocupavam as segunda e a terceira colocação ao final de 2023, respectivamente.

Gráfico 1.10 Blocos e áreas sob contrato por bacia terrestre ao final de 2023



Na Figura 1.1 é possível observar a distribuição de blocos sob contrato no território brasileiro.

Foram destacadas algumas bacias visando a permitir uma melhor visualização.

Figura 1.1: Distribuição dos blocos sob contrato ao final de 2023



Uma visão complementar aos dados anteriormente apresentados, encontra-se disponível na Tabela 1.2, que consolida as informações sobre blocos e área sob contrato num contexto de agrupamento de bacias.

Nesse agrupamento, as bacias marítimas estão subdivididas entre margem equatorial e margem leste, enquanto as terrestres entre nova fronteira e madura.

Em ambiente marítimo, a margem equatorial totalizava 34% dos blocos sob contrato, com 34 blocos. Em ambiente terrestre, 29% dos blocos sob contrato encontravam-se em bacias de nova fronteira. Considerando a expectativa depositada nas áreas de nova fronteira marítima e terrestre para novas descobertas, cerca de 31% dos blocos sob contrato ao final do ano estavam localizados nessas áreas.

Enquanto as bacias de nova fronteira terrestre, totalizavam 81,5 mil Km² de área contratada com seus 43 blocos, as bacias maduras, com mais do que o dobro de blocos sob contrato (108) totaliza apenas 2,9 mil Km² de área sob contrato.

Ao final de 2023, as áreas sob contrato perfaziam **161,5 mil Km²**, o que corresponde a 2,2% da área total das bacias sedimentares brasileiras. Esse percentual demonstra que apenas uma minúscula parcela das áreas das bacias sedimentares encontrava-se sob contrato na fase de exploração.

Avançar na contratação de novas áreas é uma questão urgente tendo em vista a importância da manutenção do suprimento da demanda energética do país. O Plano Decenal de Expansão de Energia 2032 (EPE, 2022) prevê um declínio da produção de petróleo no Brasil a partir de 2030. Por outro lado, o Relatório Neutralidade de Carbono até 2050: cenários para a transição

eficiente no Brasil (EPE, 2022) aponta que a demanda de energia primária no Brasil continuará a crescer, ultrapassando 400 milhões de teps até 2050, um crescimento anual médio de 1,5%. Sob a perspectiva da transição energética, embora o documento preveja a redução contínua da participação de óleo e gás na matriz energética brasileira, considera que essa fonte fóssil continuará sendo importante até, pelo menos, 2050.

A contratação de novas áreas é fundamental para garantir o suprimento da demanda energética do Brasil

Destaca-se que as bacias de nova fronteira terrestre, embora possuíssem ao final de 2023 cerca de 50% do total de áreas contratadas, representavam apenas 1,8% da área total das bacias sedimentares em áreas de nova fronteira. Chama a atenção que, mesmo as bacias maduras - onde havia o maior número de blocos sob contrato e o maior percentual de área total contratada entre as bacias agrupadas, 4,9% - ainda apresentavam números aquém do desejado.

Tabela 1.2: Blocos sob contrato por bacias agrupadas ao final de 2023

Bacias agrupadas	Nº de blocos sob contrato	Área sob contrato (mil Km ²)	% da área total das bacias sob contrato
Margem equatorial	34	23,5	2,7
Margem leste	66	53,6	3,3
Nova fronteira terrestre	43	81,5	1,8
Madura	108	2,9	4,9

O Gráfico 1.11 traz o quantitativo de blocos sob contrato por bacias marítimas da margem

equatorial ao final de cada ano da série histórica. Conforme já mencionado, ao final de 2023, a

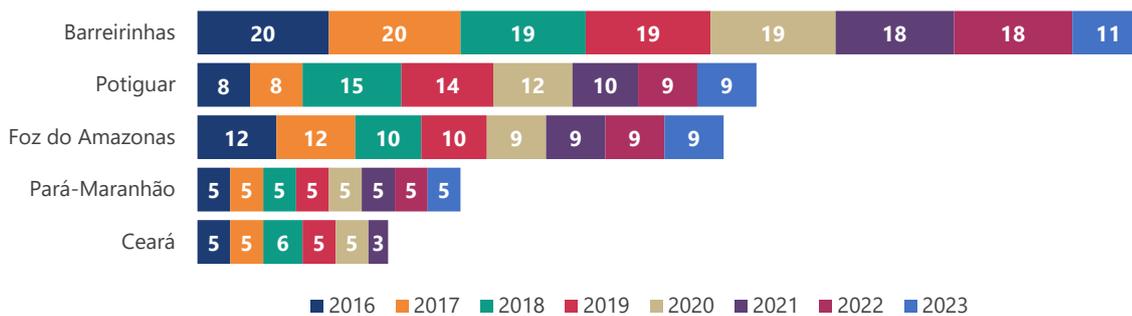
bacia de Barreirinhas mantinha o maior número de blocos sob contrato (11), embora tenha ocorrido a devolução de sete blocos nessa bacia. Em seguida, as bacias Potiguar e Foz do Amazonas apresentavam nove blocos cada uma. E, por último, a bacia do Pará-Maranhão, com apenas cinco blocos. A bacia do **Ceará** não possuía blocos sob contrato desde 2022.

Comparado ao ano de 2022, os sete blocos devolvidos na bacia de Barreirinhas em 2023, contribuíram para a redução de 17% do número de blocos sob contrato na margem equatorial. O ano de 2023 foi encerrado com 34 blocos sob contrato, enquanto no ano de 2022 havia 41 blocos.

O ano de 2023 registrou a redução do número de blocos sob contrato na margem equatorial

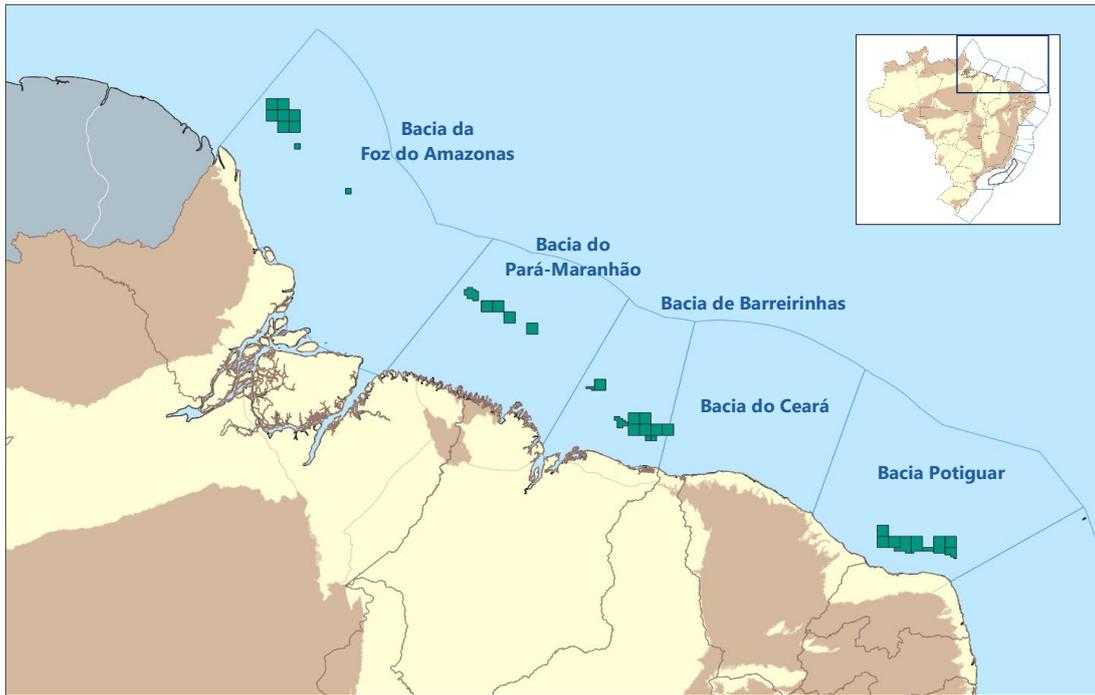
Outro ponto de destaque é que, em acordo com as informações da Tabela 1.1, os sete blocos da bacia de **Barreirinhas** foram devolvidos voluntariamente, sendo que quatro deles cumpriram parcialmente o PEM.

Gráfico 1.11: Blocos sob contrato por bacias marítimas da margem equatorial entre 2016 e 2023



Na Figura 1.2, é possível observar a localização geográfica dos blocos sob contrato na margem equatorial ao final de 2023.

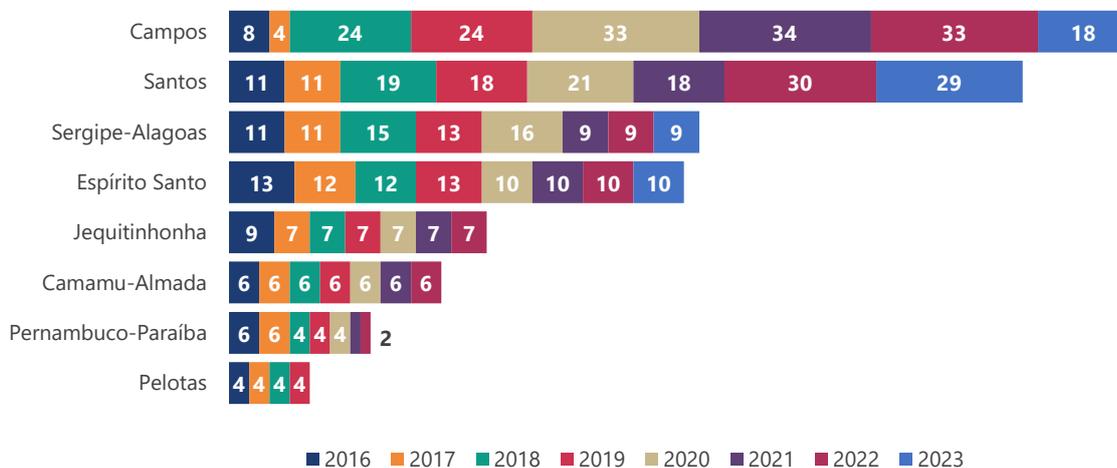
Figura 1.2: Blocos sob contrato na margem equatorial ao final de 2023



No que se refere aos blocos sob contrato da **margem leste, Campos**, que historicamente apresentava o maior número de blocos sob contrato, foi ultrapassada por **Santos**, que terminou o ano de 2023 com 29 blocos sob contrato contra 18 blocos na bacia de Campos. Já as bacias do **Espírito Santo** e **Sergipe-Alagoas** mantiveram em 2023 o mesmo quantitativo de blocos sob contrato ao comparar com o ano de 2022.

As bacias de Jequitinhonha, Camamu-Almada e Pernambuco-Paraíba finalizaram 2023 sem blocos sob contrato, uma vez que os seus blocos foram devolvidos nesse ano em decorrência do “Acordo para resilição de contratos *offshore*”, conforme demonstrado na Tabela 1.1. Em 2023, a bacia de Pelotas, classificada como de nova fronteira, permaneceu sem blocos sob contrato, fato que se repete desde o ano de 2020.

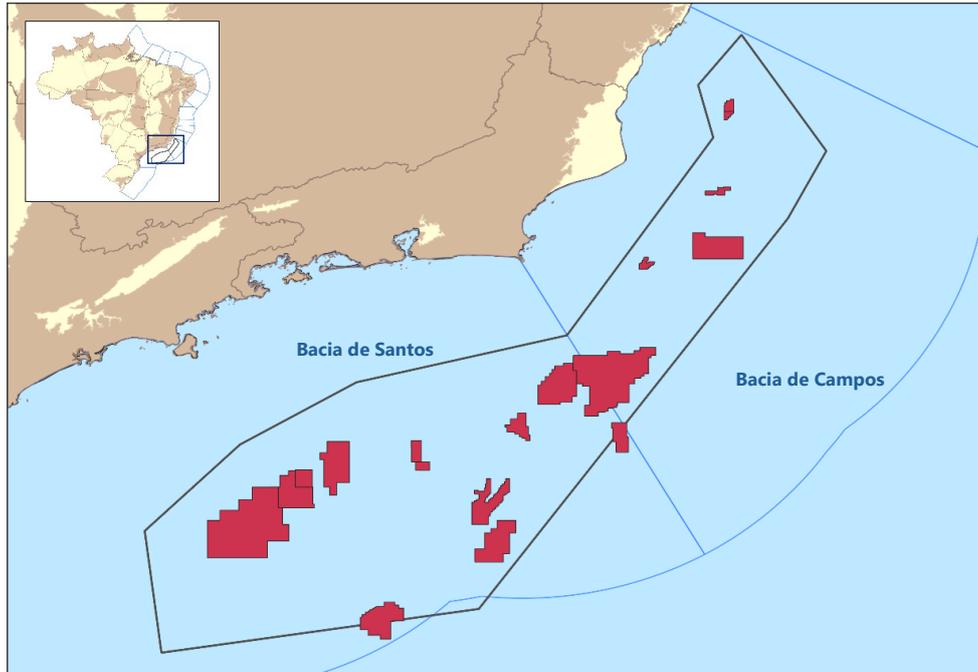
Gráfico 1.12: Blocos sob contrato por bacias marítimas da margem leste entre 2016 e 2023



Sobre o polígono do **pré-sal**, na Figura 1.3, observa-se a localização dos **18 blocos inseridos no polígono**, ao final de 2023. Os blocos estavam situados nas bacias de Campos e de

Santos, sendo 13 deles associados aos contratos de partilha de produção e cinco aos contratos de concessão. Ao final de 2022, havia 11 blocos sob contrato no regime de partilha.

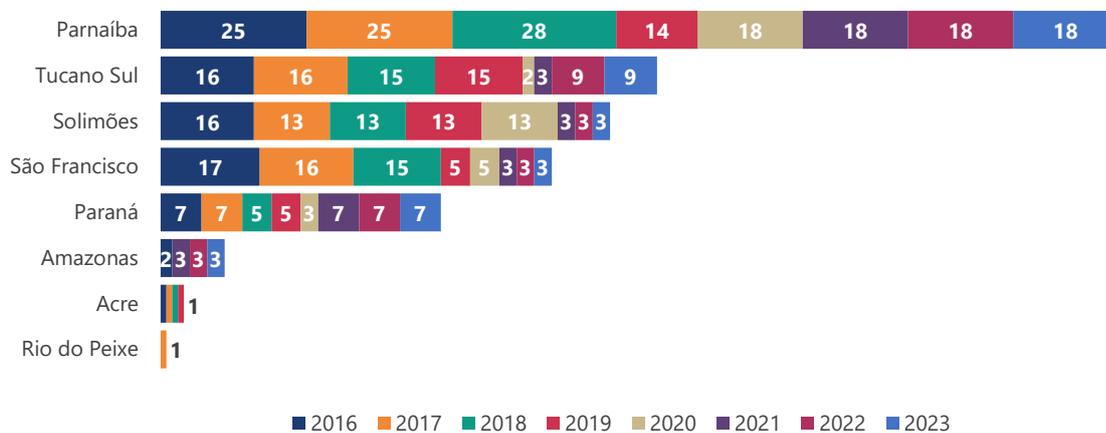
Figura 1.3: Polígono pré-sal



No que se refere aos blocos em bacias de **nova fronteira terrestre** (Gráfico 1.13), percebe-se que entre os anos de 2022 e 2023 não houve alteração no quantitativo de blocos dessas bacias, tendo sido mantidos os **43 blocos sob**

contrato. Assim, a bacia do **Parnaíba** permaneceu na liderança com 18 blocos; seguida pela bacia de **Tucano Sul** com nove blocos; **Paraná** com sete blocos; e Amazonas, São Francisco e Solimões com três blocos cada.

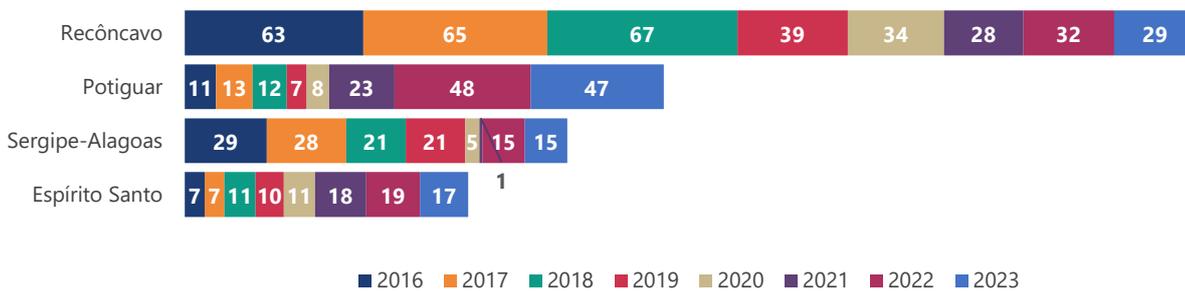
Gráfico 1.13: Blocos sob contrato por bacias de nova fronteira terrestre entre 2016 e 2023



Já em relação às bacias **maduras** (Gráfico 1.14), em 2023, houve um decréscimo do número de blocos sob contrato nas bacias do Recôncavo, Espírito Santo e Potiguar. Essa alteração entre 2022 e 2023, não foi suficiente para desbancar a bacia **Potiguar** da liderança, que contava com 47 blocos ao final de 2023, seguida pelas bacias do **Recôncavo** (29), **Espírito Santo** (17) e **Sergipe-Alagoas** (15).

Cabe lembrar que até o ano de 2021 a bacia do Recôncavo detinha o maior número de blocos sob contrato. Com a assinatura de 25 contratos no ano de 2022, oriundos do 3º Ciclo da Oferta Permanente, a bacia Potiguar mais que dobrou o seu quantitativo de blocos.

Gráfico 1.14: Blocos sob contrato por bacias terrestres maduras entre 2016 e 2023

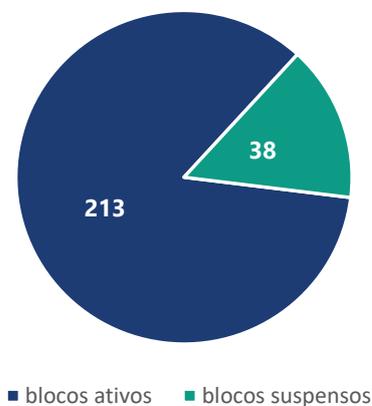


Ao considerar todas as bacias terrestres, o ranking do quantitativo de blocos ao final de

2023 indica a liderança da bacia Potiguar (47), seguida por Recôncavo (29) e Parnaíba (18).

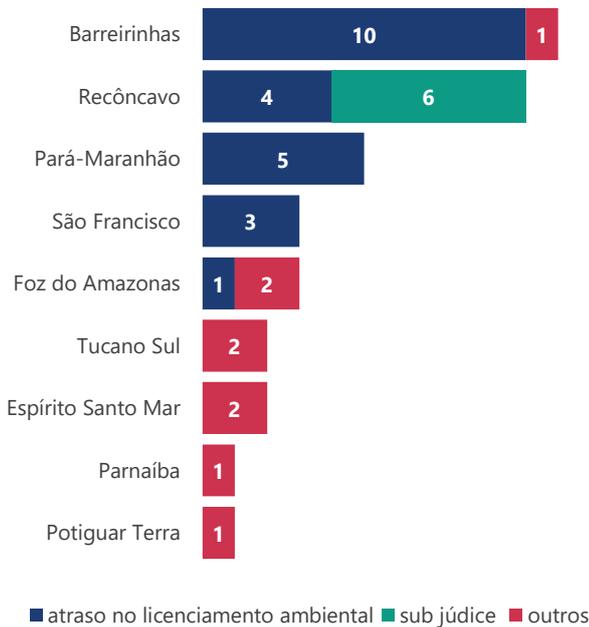
1.4 Distribuição dos blocos sob contrato por situação contratual

Gráfico 1.15 Situação dos blocos sob contrato ao final de 2023



Ao final de 2023, 213 blocos sob contrato encontravam-se ativos (85%), enquanto 38 suspensos (15%), Gráfico 1.15.

Ao verificar a distribuição dos blocos sob contrato suspenso ao final de 2023 (Gráfico 1.16), a bacia de Barreirinhas liderava com 11 blocos, seguida pela bacia do Recôncavo, com 10 blocos. Todos os blocos sob contrato da bacia de Barreirinhas encontravam-se suspensos ao final de 2023. A mesma situação era enfrentada pela bacia do Pará-Maranhão. Em 2023, **Barreirinhas**, **Recôncavo** e **Pará-Maranhão** permaneceram sendo as três bacias com o maior número de blocos sob contrato **suspenso**.

Gráfico 1.16 Blocos sob contrato suspenso por bacia ao final de 2023

Ainda sobre o Gráfico 1.16, observa-se que a maior parte dos contratos suspensos teve como motivação atrasos no licenciamento ambiental (23), outros nove estavam suspensos devido ao fato de terem aderido à Resolução de Diretoria nº 511/2023¹ e os seis restantes estavam sub júdice.

A suspensão por atraso no licenciamento permaneceu sendo o maior gargalo, principalmente na margem equatorial, que concentrava grande parte dos blocos sob contrato suspenso. O longo tempo de suspensão

dos contratos é um aspecto que adiciona imprevisibilidade à fase de exploração e à eventual apropriação de reservas ao país. Um dos blocos localizado na bacia de Barreirinhas, por exemplo, encontrava-se suspenso desde o ano de 2012.

A redução expressiva do número de blocos sob contrato suspenso entre os anos de 2022 e 2023, passando de 49 blocos para 38, não esteve conectada à solução das razões pelas quais os contratos foram suspensos. A grande maioria dos blocos, 19 dos 20 blocos sob contrato, deixou de ser contabilizada como suspenso por conta de rescisão contratual ou devolução voluntária. Esses 19 blocos, originalmente suspensos por questões ambientais, foram devolvidos sem a emissão da respectiva licença ambiental.

A não emissão da licença ambiental tem resultado na devolução de blocos

Na outra vertente, outros nove blocos tiveram seus contratos suspensos no ano de 2023 devido ao fato de terem aderido à Resolução de Diretoria nº 511/2023, conforme já mencionado anteriormente. A Tabela 1.4 consolida as informações acima apresentadas.

¹ Possibilitou a suspensão dos contratos de concessão na fase exploração, motivada pela Aprovação do Relatório de Análise de Impacto Regulatório nº 1/2023/SEP/ANP-RJ, com o objetivo de

permitir que contratos com data de vencimento até dezembro de 2024 pudessem usufruir da futura Resolução sobre cumprimento do PEM fora da área de concessão.

Tabela 1.4: Quantitativo de blocos que foram suspensos em 2023 e blocos que deixaram de estar suspensos ao final de 2023

Situação	Motivação	Número de blocos	Bacias (nº de blocos)
Blocos cujos contratos foram suspensos em 2023	Resolução de Diretoria nº 511/2023	9	Espírito Santo mar (2); Foz do Amazonas (2); Barreirinhas (1); Parnaíba (1); Potiguar (1); Tucano Sul (2)
Blocos cujos contratos saíram da suspensão em 2023	Acordo para a resilição dos contratos <i>offshore</i>	15	Camamu-Almada (6); Jequitinhonha (7); Pernambuco-Paraíba (2)
	Devolvido voluntariamente	4	Barreirinhas (4)
	Pleito em andamento aprovado	1	Espírito Santo (1)

Ao observar a situação dos blocos sob contrato por etapa (Tabela 1.5), verificou-se que cerca de **89%** dos blocos sob contrato encontravam-se na **etapa de PEM** (233 blocos), enquanto **11%** estavam em **PAD** (28 blocos). Dentre os blocos

sob contrato que estavam suspensos, 20 encontravam-se no 1º período exploratório, nove no 2º período e nove em avaliação de descobertas. Não havia contratos suspensos associados a período único.

Tabela 1.5 Situação dos blocos sob contrato por etapa ao final de 2023

Etapa	Mar		Terra		Total
	Ativos	Suspensos	Ativos	Suspensos	
PEM - período único	57	-	114	-	171
PEM - 1º período	9	14	5	6	34
PEM - 2º período	2	4	7	5	18
PAD	11	3	8	6	28
Total	79	21	134	17	251

1.5 Distribuição dos contratos por operadoras

Conforme mencionado em seção anterior, ao final de 2023, havia 251 blocos sob contrato, sendo 100 em ambiente marítimo e 151 em ambiente terrestre.

Os **100 blocos marítimos** sob contrato eram operados por **17 empresas**, conforme Tabela 1.6. Do total de operadoras de blocos marítimos, seis eram nacionais, que, juntas, detinham 36 mil Km² (47%) dos 77 mil km² de áreas marítimas contratadas.

Entre as operadoras nacionais, destaca-se a Petrobras, que possuía 33 mil Km² de área contratada associada aos 36 blocos operados por ela, sendo também a única empresa brasileira a operar contratos no regime de partilha de produção. Muito embora a Petrobras tenha se mantido em destaque em 2023, em 2022 ela operava 57 blocos, ou seja, 21 blocos a mais. Conforme abordado acima, 42 blocos

foram devolvidos no ambiente marítimo no ano de 2023, sendo 23 deles operado pela empresa.

Já as 11 operadoras estrangeiras, detinham, ao final de 2023, um total de 40,8 mil Km² de área contratada em ambiente marítimo (53%), totalizando 55 blocos operados. Comparando os anos de 2022 e 2023, o *ranking* das cinco maiores

operadoras em termos de blocos marítimos sob contrato foi alterado apenas nas 4^a e 5^a colocações, que em 2022 eram ocupadas pela BP Energy e Repsol, respectivamente. Petrobras, Shell e ExxonMobil mantiveram-se nas primeiras colocações entre as operadoras de blocos marítimos.

Tabela 1.6: Operadoras dos blocos marítimos ao final de 2023

Operadora	País de origem	Blocos marítimos		Área contratada (Km ²)
		Concessão	Partilha	
Petrobras	Brasil	28	8	33.151
Shell Brasil	Reino Unido	22	2	16.089
ExxonMobil Brasil	Estados Unidos	13	1	10.026
BP Energy	Reino Unido	1	2	3.071
Enauta Energia	Brasil	3	-	2.305
Murphy Brasil	Estados Unidos	3	-	3.133
TotalEnergies EP	França	3	-	3.872
Petro Rio Coral	Brasil	2	-	384
Petro Rio Jaguar	Brasil	2	-	186
Petronas	Malásia	2	-	1.409
Repsol	Espanha	2	-	1.420
3R Petroleum O&G	Brasil	1	-	192
3R Petroleum Off	Brasil	1	-	27
BW Maromba	Noruega	1	-	208
Chevron Brasil Óleo	Estados Unidos	1	-	697
CNOOC Petroleum	China	1	-	721
Karoon Brasil	Austrália	1	-	172
Total	-	87	13	77.062

Em relação às operadoras de blocos **terrestres** sob contrato, Tabela 1.7, ao final de 2023 havia um total de **26 empresas** operadoras. Desse total, 21 eram nacionais; detinham 82 mil Km² (97%) dos 84,4 mil Km² de área contratada em ambiente terrestre. A Eneva destacava-se com cerca de 62 mil Km² de área sob contrato, operando 24 blocos.

Já as operadoras estrangeiras, totalizavam cinco, com cerca de 2 mil Km² de área contratada (3%). No contexto das operadoras estrangeiras, destacava-se a Petro-Victory como a maior operadora em número de blocos sob contrato, eram 34 blocos operados ao final de 2023.

Comparando 2022 e 2023, o *ranking* das cinco principais operadoras em número de blocos sob contrato permaneceu idêntico.

Os seis blocos devolvidos em ambiente terrestre em 2023 não interferiram no *ranking*.

Tabela 1.7: Operadoras dos blocos terrestres ao final de 2023

Operadora	País de origem	Blocos terrestres	Área contratada (Km ²)
Petro-Victory	Estados Unidos	34	966
Eneva	Brasil	24	62.376
Imetame	Brasil	19	6.939
Origem	Brasil	18	1.106
3R Areia Branca	Brasil	6	211
TOG Brasil	Panamá	6	186
Geopark Brasil	Bermudas	5	156
Petroil	Brasil	5	131
Rosneft	Rússia	3	1.016
Petroborn	Brasil	3	245
BGM	Brasil	3	86
SPE Tiêta	Brasil	3	74
Ubuntu	Brasil	2	2.519
Vipetro	Brasil	2	2.250
NTF	Brasil	2	67
Capixaba Energia	Brasil	2	51
Phoenix Óleo & Gás	Brasil	2	44
Níon Energia	Brasil	2	37
Alvopetro	Canadá	2	31
Great Energy	Brasil	2	24
Cemes	Brasil	1	2.918
Petrobras	Brasil	1	2.873
Guindastes Brasil	Brasil	1	32
Cowan Petróleo e Gás	Brasil	1	31
Recôncavo Energia	Brasil	1	22
Potiguar E&P S.A.	Brasil	1	17
Total	-	151	84.410



CAPÍTULO 2

Atividades Exploratórias



Os contratos de E&P firmados entre a União e as empresas estabelecem um prazo durante o qual devem ser desenvolvidas as atividades exploratórias compromissadas contratualmente. Parte dessas atividades está associada ao Programa Exploratório Mínimo (PEM), que é um dos parâmetros de oferta para a definição da empresa vencedora da licitação no regime de concessão.

As atividades exploratórias consistem na aquisição de dados sísmicos, gravimétricos, magnetométricos e geoquímicos e na perfuração de poços, dentre outras reconhecidas no âmbito do contrato.

2.1 Aquisição de dados exclusivos

As empresas, nos limites de suas áreas contratadas, 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.

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 a consolidação de dados, utilizou-se as seguintes premissas:

- (i) seleção de programas de levantamento iniciados e concluídos em blocos exploratórios no período da série histórica; e
- (ii) definição do ano de referência como aquele no qual o programa de levantamento foi iniciado.

O sucesso de uma campanha exploratória é altamente dependente dos resultados dos investimentos em atividades exploratórias visando a descoberta de acumulações de petróleo e gás natural e respectiva avaliação.

Avaliar o desempenho do segmento de exploração estabelecendo como métrica a execução de atividades exploratórias pode ser considerada uma sinalização do interesse dos regulados na sua permanência na indústria de E&P brasileira.

A seguir serão demonstradas as atividades exploratórias realizadas no país nos últimos oito anos.

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

Em primeira análise, o ano de 2023 foi marcado por um volume expressivo de dados adquiridos quando comparado aos anos anteriores. Foram 8.971 Km de levantamentos gravimétricos e 8.971 Km de levantamentos magnetométricos. Por outro lado, não houve registro de levantamentos sísmicos.

Na série histórica, antes de 2023, o ano mais recente no qual houve a contabilização de levantamentos gravimétrico e magnetométrico com algum grau de expressividade foi 2017. Naquele ano, 734 Km de dados gravimétricos e 851 km de dados magnetométricos foram levantados. No ano de 2018, houve registro de 75 km de dados magnetométricos.

Considerando todo o período da série histórica, foram adquiridos 9.918 km² de sísmica 2D e 894 km² de sísmica 3D, sendo o último levantamento de sísmica 3D realizado em 2017. O baixo quantitativo de levantamentos sísmicos ao longo dos últimos anos é preocupante na medida em

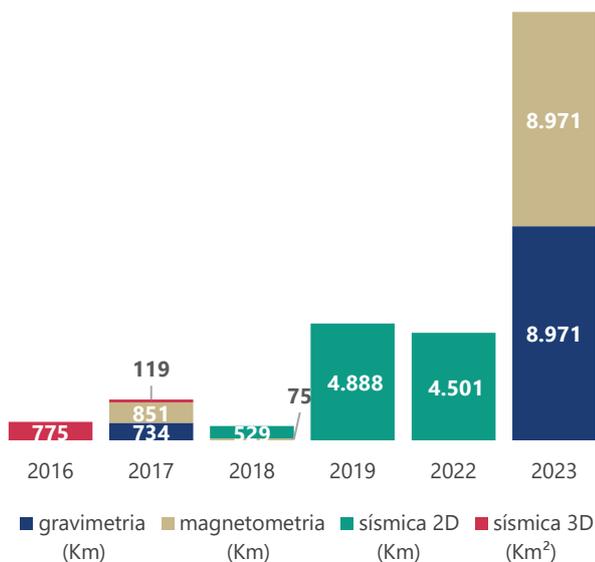
que, dentre as tecnologias disponíveis, a sísmica é a tecnologia mais precisa para a identificação de um prospecto a ser perfurado.

É preocupante o baixo quantitativo de levantamentos sísmicos exclusivos realizados nos últimos anos

Para os anos de 2020 e 2021 não houve registro da realização de levantamentos de dados exclusivos para as tecnologias selecionadas neste relatório.

Embora tenha sido levantado um quantitativo expressivo de dados exclusivos em 2023, esse fato não representa um avanço significativo no segmento de exploração, uma vez que esteve associada a apenas um bloco, conforme será possível visualizar mais adiante.

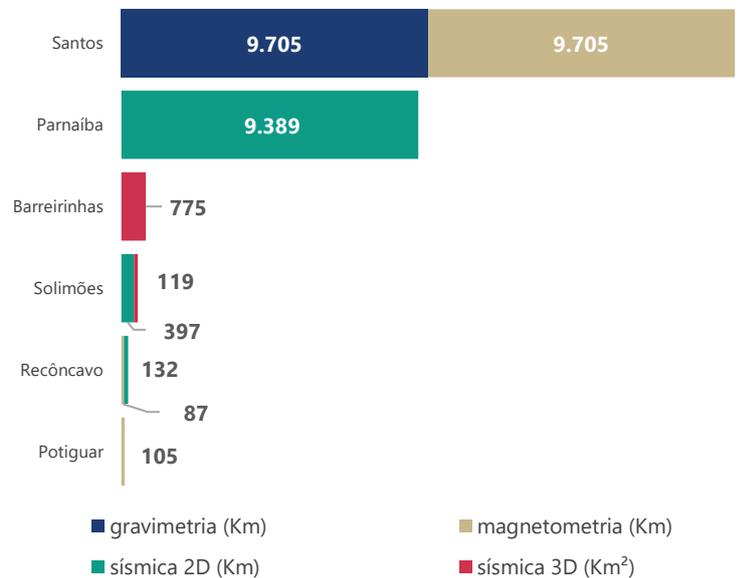
Gráfico 2.1: Quantitativo de dados exclusivos adquiridos por tecnologia entre 2016 e 2023²



² Neste Relatório, foi contabilizada uma campanha de aquisição de dados sísmicos 2D no ano de 2022 que não havia sido registrada

Ao analisar o quantitativo de dados exclusivos por bacia, Gráfico 2.2, os dados magnetométricos e gravimétricos adquiridos em 2023 estiveram associados somente à bacia de Santos, colocando-a em destaque na série histórica abordada neste relatório. Dentre as bacias terrestres, a bacia do Parnaíba permaneceu em evidência com 9.389 km de dados de sísmica 2D adquiridos nos anos de 2019 e 2022.

Gráfico 2.2: Quantitativo de dados exclusivos adquiridos por bacia entre 2016 e 2023



A Tabela 2.1 deixa evidente a criticidade do desempenho do segmento de exploração no que se refere à aquisição de dados exclusivos. Conforme mencionado anteriormente, se por um lado o ano de 2023 registrou um aumento no número de dados adquiridos, tais dados estiveram concentrados em apenas um bloco exploratório. Sob essa perspectiva, caso se

no Relatório Anual de Exploração 2022, uma vez que não havia sido concluída.

contabilize o número de blocos contemplados com levantamento de dados exclusivos, o ano de 2023 só teve melhor desempenho do que os anos de 2020 e 2021, anos nos quais não foram registrados levantamentos de dados exclusivos.

Em 2023, foi realizado levantamento de dados exclusivos em apenas um bloco exploratório

Tabela 2.1: Quantitativo de blocos contemplados com levantamentos de dados exclusivos entre 2016 e 2023

Bacia	Ambiente	Quantidade de Levantamentos	Quantidade de Blocos					
			2016	2017	2018	2019	2022	2023
Barreirinhas	Marítimo	1	4					
Santos		4		1				1
Parnaíba	Terrestre	3				18	14	
Potiguar		2		1	1			
Recôncavo		3		1	2			
Solimões		2		4	1			

2.2 Dados não exclusivos

Os dados técnicos não exclusivos são aqueles obtidos por EADs para fins de comercialização. Conforme definido nos editais de licitação, a aquisição de dados não exclusivos pode ser utilizada para o abatimento do PEM, mediante solicitação das operadoras dos blocos sob contrato.

Para dimensionar o desempenho do segmento de exploração nos últimos anos no contexto dos dados não exclusivos, foram selecionados os levantamentos sísmicos 2D, sísmicos 3D, gravimétricos e magnetométricos, assim como realizado na consolidação sobre os dados exclusivos.

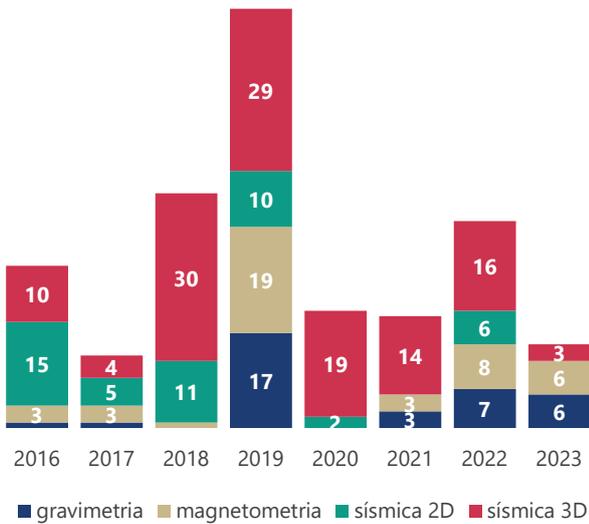
Além disso, serão abordados apenas os dados não exclusivos que foram utilizados pelas empresas operadoras para fins de abatimento do PEM. A análise limitou-se a esses dados porque este relatório tem como foco o desempenho do segmento de exploração sob a ótica da atuação das contratadas na fase de exploração e não das EADs autorizadas pela ANP. Assim, outros dados não exclusivos podem ter sido levantados pelas

EADs no período de 2016 a 2023, porém, como não foram utilizados para o abatimento do PEM, não foram contabilizados neste relatório.

Como premissa geral, utilizou-se como ano de referência aquele no qual o abatimento do PEM foi solicitado pelas operadoras.

No período compreendido entre 2016 e 2023, as operadoras encaminharam à ANP 252 solicitações de abatimento do PEM associadas à compra de dados não exclusivos. Conforme é possível verificar no Gráfico 2.3, parcela significativa dessas solicitações foi realizada até o ano de 2019, 159 no total, equivalendo a 63%. Só em 2019 foram 75 solicitações. O ano de 2023, por outro lado, com apenas 15 solicitações, ficou à frente somente do ano de 2017.

No contexto das tecnologias de aquisição de dados não exclusivos, a sísmica 3D liderou o ranking, associando-se a 125 solicitações de abatimento do PEM, quase metade das solicitações.

Gráfico 2.3: Quantitativo de solicitações de abatimento do PEM com dados não exclusivos entre 2016 e 2023

Ao segregar o quantitativo de solicitações de abatimento do PEM por ambiente para o período da série histórica, 179 solicitações estiveram associadas ao ambiente marítimo contra 73 no ambiente terrestre, embora, na média, ao longo dos anos, tenha havido mais blocos terrestres sob contrato do que blocos marítimos.

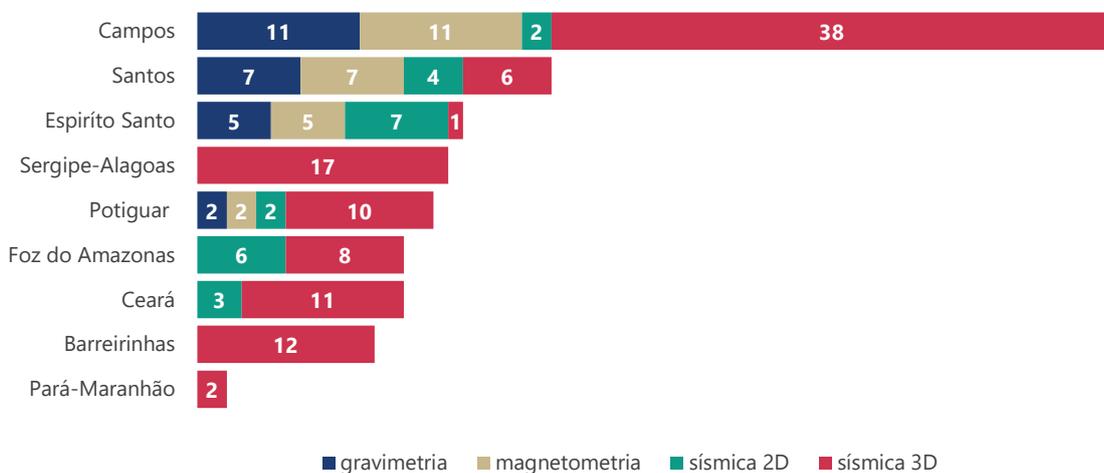
Avançando-se na análise em relação à distribuição das solicitações de abatimento do PEM por bacias sedimentares, o Gráfico 2.4

apresenta os resultados desmembrados por bacias marítimas.

No período compreendido entre 2016 e 2023, das 179 solicitações associadas ao ambiente marítimo, 62 foram referentes à bacia de **Campos**, das quais 38 se referiram à compra de dados de sísmica 3D. Do total de 179, 105 estiveram associados à sísmica 3D.

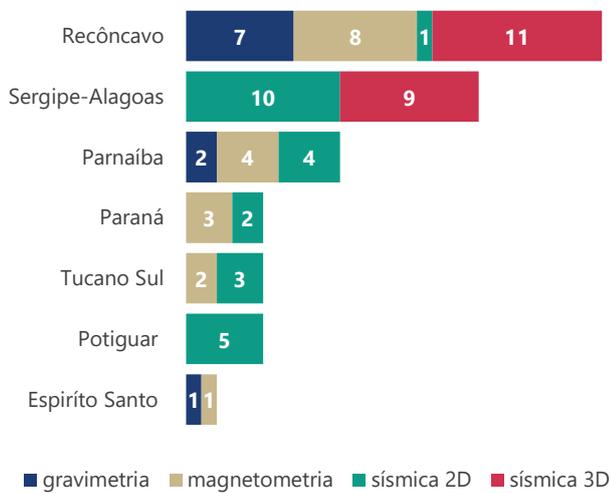
A bacia de Campos liderou o ranking de solicitações de abatimento de PEM com dados não exclusivos

Com relação às bacias da margem equatorial, houve 58 solicitações de abatimento de PEM no período, um número representativo, em especial porque apenas quatro blocos da região foram alvo de aquisição de dados exclusivos (Tabela 2.1). Isso significa dizer que a estratégia de abatimento de PEM para os blocos da margem equatorial parece estar concentrada na compra de dados não exclusivos, já que a perfuração de poços exploratórios foi muito pouco significativa na série histórica, conforme será possível verificar a seguir.

Gráfico 2.4: Quantitativo de solicitações para abatimento do PEM com dados não exclusivos por bacia marítima entre 2016 e 2023

Para as bacias terrestres (Gráfico 2.5), o ranking de solicitações de abatimento de PEM com dados não exclusivos no período entre 2016 e 2023 foi liderado pela bacia do **Recôncavo**, isto é, 27 das 73 solicitações estiveram associadas a essa bacia. Diferentemente das bacias marítimas, no ambiente terrestre, a maior parte das solicitações esteve associada a dados de sísmica 2D: 25 das 73 solicitações.

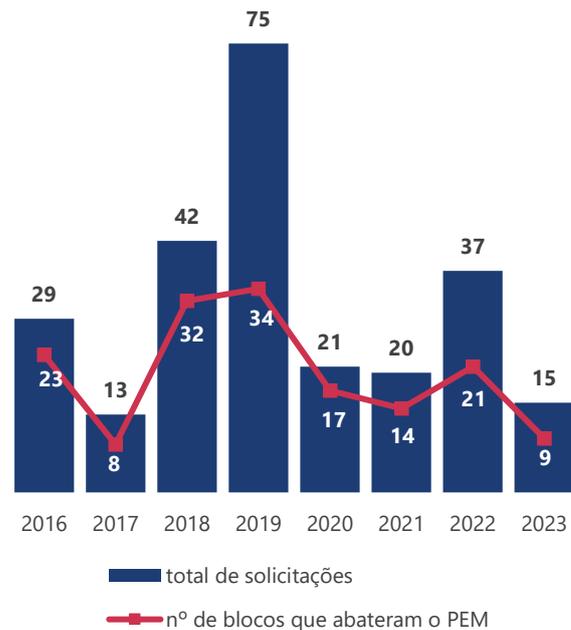
Gráfico 2.5: Quantitativo de solicitações para abatimento de PEM com dados não exclusivos por bacia terrestre entre 2016 e 2023



Ao contabilizar o número de blocos que tiveram o PEM abatido mediante a compra de dados não exclusivos por ano (Gráfico 2.6), verifica-se que em 2023 apenas nove blocos abateram o PEM com essa tipologia de dados. Em realidade, foram 15 solicitações de abatimento referentes a apenas nove blocos. Sob essa perspectiva, o ano mais representativo da série histórica foi 2019, com 34 blocos abatendo o PEM relacionados às 75 solicitações. Importa mencionar que nessa consolidação cada bloco foi contabilizado apenas uma vez no ano, mesmo que tenha ocorrido mais de uma solicitação de abatimento para um mesmo bloco no ano.

Em 2023, apenas nove blocos abateram PEM com dados não exclusivos

Gráfico 2.6: Quantitativo de blocos cujo PEM foi abatido com programas de dados não exclusivos solicitações versus o número de solicitações entre 2016 e 2023



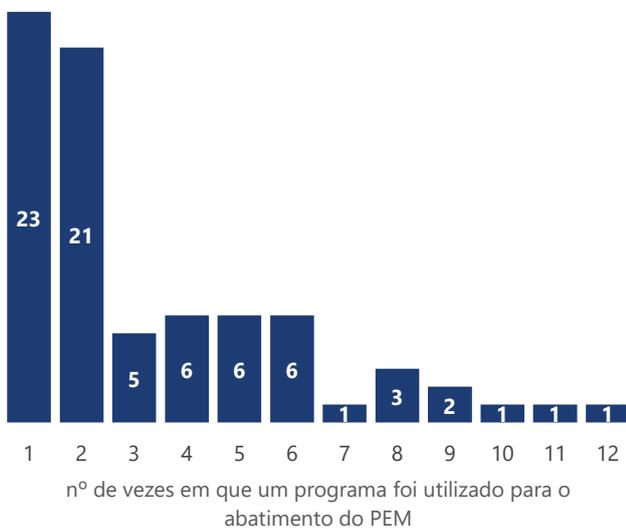
Ainda sobre o abatimento do PEM via programas de dados não exclusivos, para o período de 2016 a 2023, 76 programas de dados foram utilizados com essa finalidade. Parte considerável desses programas foram utilizados apenas uma vez (23) ou duas vezes (21) para fins de abatimento (Gráfico 2.7).

Dos 76 programas de dados, houve três programas que geraram 33 solicitações de abatimento do PEM. Esses programas são referentes à sísmica 3D e estão discriminados a seguir:

- Programa 0264_BM_MEGABAR: 12 solicitações, todas associadas à bacia de Barreirinhas;

- Programa 0264_SANTOS_FASE_IX_NEBULA_A: 11 solicitações, associadas às bacias de Campos (9) e Santos (2); e
- Programa 0326_3D_TGS_CAMPOS_I: 10 solicitações, todas associadas à bacia de Campos.

Gráfico 2.7: Quantitativo de programas de dados não exclusivos versus o número de vezes em que foi utilizado para o abatimento do PEM entre 2016 e 2023

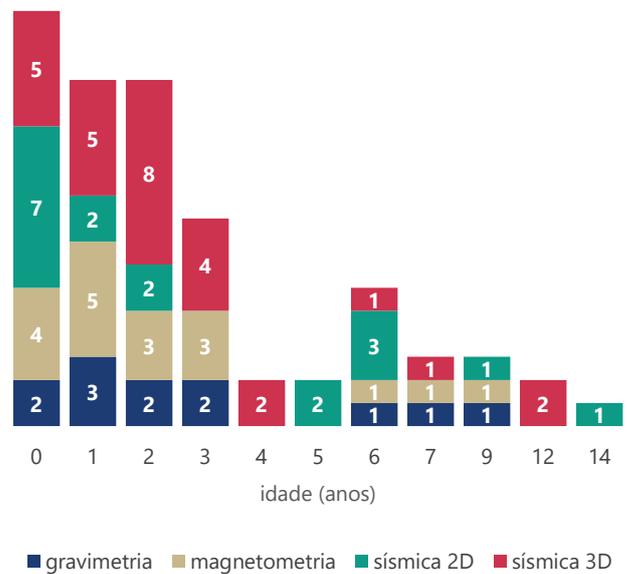


Ao analisar a idade dos programas de dados não exclusivos utilizados para o abatimento do PEM entre os anos de 2016 e 2023, dos 76 programas utilizados, 57 tinham até três anos de idade quando da solicitação de abatimento (Gráfico 2.8). Por outro lado, observa-se o uso de programas mais antigos, como por exemplo, com 12 e 14 anos.

No Gráfico 2.8, a idade do programa de dados não exclusivos foi calculada a partir da diferença entre a data da solicitação de abatimento e a data 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 licitações 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 2.8: Quantitativo de programas de dados não exclusivos utilizados para o abatimento do PEM entre 2016 e 2023 por idade de conclusão do programa



Mensurar o desempenho do segmento de exploração mediante o quantitativo de solicitações de abatimento do PEM via compra de dados não exclusivos pode oferecer uma visão limitada da performance do segmento. Porém, considerando que em 2023 nove blocos tiveram o PEM abatido utilizando dados não exclusivos e que no mesmo ano apenas um bloco foi alvo de aquisição de dados exclusivos, possivelmente, não seja equivocada a conclusão de que o desempenho do segmento poderia ter sido superior ao observado recentemente.

2.3 Poços exploratórios

Sob a ótica do conjunto de atividades exploratórias que podem ser realizadas durante a 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, o planejamento da atividade de perfuração mostra-se fundamental na redução de custos e de riscos.

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.

Para a consolidação dos dados relacionados aos poços exploratórios perfurados foram consideradas as seguintes premissas:

- (i) seleção dos 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) definição do ano de referência como aquele no qual a perfuração do poço foi iniciada; e
- (iii) exclusão dos poços repetidos e investigativos na contabilização dos poços.

Nas Tabelas 2.2 e 2.3, é disponibilizado o custo médio dos poços exploratórios perfurados em blocos sob contrato no Brasil no período compreendido entre 2016 e 2023.

Conforme esperado, observa-se na Tabela 2.2 que o custo médio do metro perfurado em ambiente terrestre é significativamente inferior ao ambiente marítimo.

Tabela 2.2: Custo médio dos poços exploratórios perfurados no Brasil no período 2016 a 2023

Ambiente	Custo Médio (US\$/metro)
Terra	2.170
Mar	16.570

Para o ambiente marítimo, os custos de perfuração foram segregados em *plays* pós-sal e pré-sal. É importante lembrar que, no âmbito do *play* pré-sal, há poços cuja profundidade vertical pode superar os 7.000 m, quando contabilizada a mesa rotativa da sonda de perfuração.

Não surpreende que o custo médio de perfuração no pré-sal seja superior na medida em que os reservatórios do pré-sal se encontram em alta profundidade, isto é, em zonas de alta pressão e temperatura. No que concerne à atividade de perfuração, portanto, isso requer equipamentos, tecnologia e logística apropriados ao desafio técnico imposto.

Tabela 2.3: Custo médio dos poços exploratórios marítimos perfurados no Brasil no período 2016 a 2023

Camada	Custo médio (US\$/metro)
Pós-sal	13.390
Pré-sal	17.240

Analisando-se as Tabelas 2.2 e 2.3 conjuntamente, percebe-se que, para o período 2016 a 2023, o custo médio de perfuração no ambiente marítimo (US\$ 16.570/metro) esteve mais próximo do custo médio da perfuração no *play* pré-sal (US\$ 17.240/metro). Esse resultado é esperado, uma vez que, para a série histórica, o quantitativo de poços perfurados nesse *play* foi significativamente superior ao pós-sal, conforme será possível verificar mais adiante.

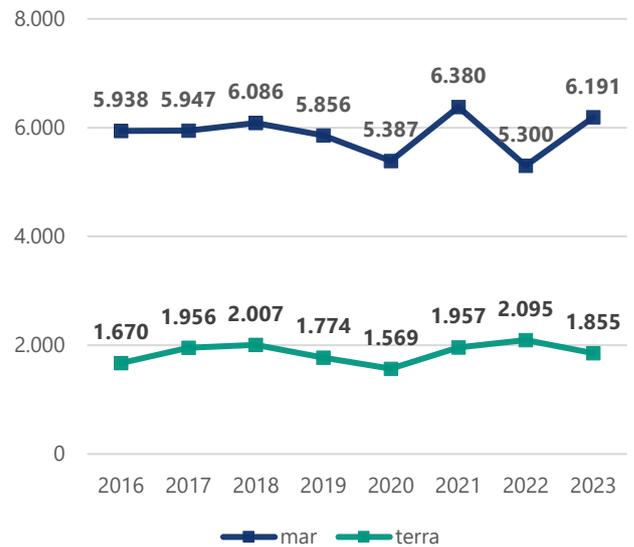
Em relação à profundidade média dos poços perfurados no Brasil, Gráfico 2.9, a série histórica mostra que, para o ambiente marítimo, a menor média de profundidade dos poços ocorreu em 2022, com 5.300 metros, enquanto a maior média foi registrada em 2021, 6.380 metros. Assim como no caso dos custos médios de perfuração, a média de profundidade dos poços marítimos no Brasil entre 2016 e 2023 é deslocada para valor superior devido ao fato de terem sido majoritariamente perfurados poços no *play* pré-sal no período. Comparativamente, no período, a profundidade média dos poços que atingiram o pré-sal foi de 6.097 metros, enquanto o pós-sal foi de 5.085 metros.

Quanto aos poços terrestres, a menor média foi de 1.569 metros (2020) e a maior de 2.095 metros (2022).

Para a série histórica, o poço mais profundo perfurado no Brasil atingiu 7.699 metros. Trata-se do 1-BRSA-1379D-ESS, perfurado em 2021 na bacia marítima do Espírito Santo, que atingiu o *play* pré-sal.

Entre 2016 e 2023, o poço mais profundo do Brasil atingiu 7.699 metros

Gráfico 2.9: Profundidade média em metros dos poços exploratórios perfurados no período de 2016 a 2023 por ambiente



No ano de 2023 foram perfurados 31,5 Km de poços em ambiente terrestre e 31 Km em ambiente marítimo, conforme Gráfico 2.10.

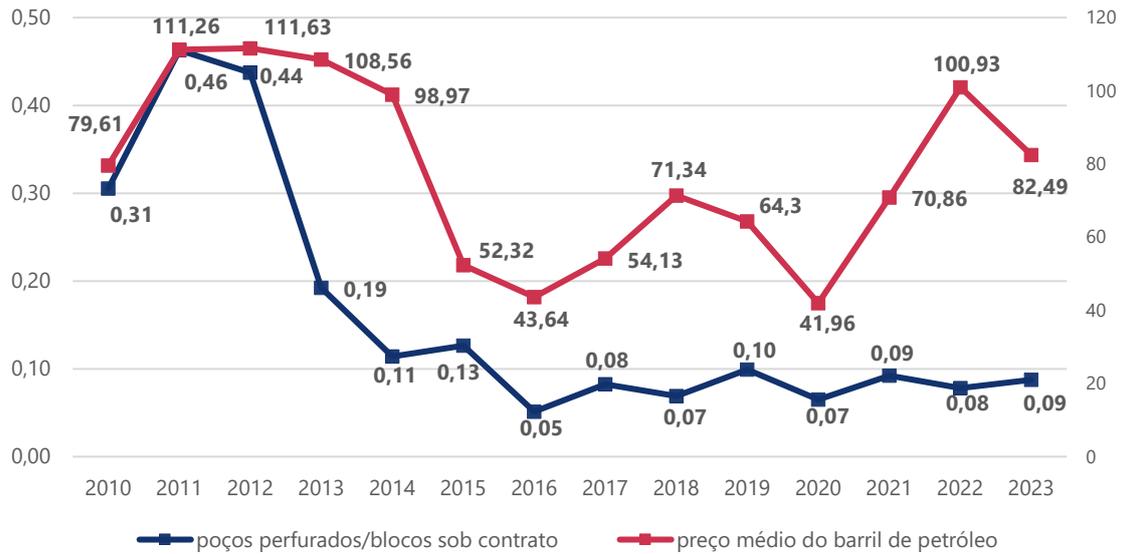
Gráfico 2.10: Quilômetros de poços exploratórios perfurados no período de 2016 a 2023 por ambiente



Uma vez que o número de poços exploratórios perfurados também é função do número de blocos sob contrato por ano, o Gráfico 2.11

apresenta os resultados do indicador que representa a relação entre o número de poços perfurados e o número de blocos sob contrato.

Gráfico 2.11: Indicador de poços exploratórios versus preço médio do barril de petróleo (US\$/bbl) – Europe Brent Spot Price – entre os anos de 2010 e 2023



2023 ratificou a tendência de perfuração de no máximo um poço exploratório a cada dez blocos sob contrato nos últimos anos

Considerando o Gráfico 2.11, 2023 ratificou a tendência de perfuração de no máximo um poço exploratório a cada dez blocos sob contrato nos últimos anos. O desempenho nos anos de 2011 e 2012, por exemplo, esteve próximo da perfuração de um poço a cada dez poços exploratórios. **O declínio expressivo do desempenho se deu em um período de menos de uma década.**

Ainda sobre o Gráfico 2.11, ao sobrepor os resultados do indicador referente ao quantitativo de poços perfurados por blocos sob contrato e do preço médio do barril do petróleo, percebe-se que, após 2020, ano no qual o barril de petróleo atingiu o menor preço médio da série histórica, em um momento crítico da pandemia de Covid-19, o indicador não sofreu melhoria significativa. Entre os anos de 2021 e 2023, houve uma recuperação expressiva do preço médio do barril, não resultando, entretanto, em um desempenho superior do segmento de exploração sob a ótica da perfuração de poços exploratórios. Nesse contexto, é razoável supor que haja outras motivações para a manutenção da performance do segmento em patamares inferiores.

Ao analisar o Gráfico 2.12, observa-se que, em 2023, foram perfurados 22 poços, um a menos do que em 2022. Conforme publicado no Relatório Anual de Exploração 2022, havia a previsão de perfuração de 32 poços em 2023, logo, o quantitativo de poços perfurados foi 31% inferior ao previsto.

No que se refere ao quantitativo de poços exploratórios perfurados por ambiente entre 2016 e 2023, Gráfico 2.12, observa-se que o número de perfurações em terra se manteve constante entre os anos de 2022 e 2023, ao passo que foi perfurado um poço a menos em mar.

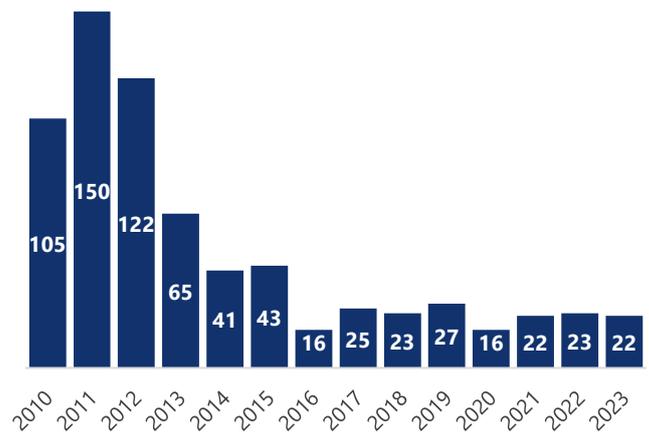
Gráfico 2.12: Poços exploratórios perfurados por ambiente entre 2016 e 2023



Os últimos três anos demonstraram estabilidade no quantitativo de poços exploratórios perfurados anualmente na fase de exploração. Em realidade, ao avaliar a série histórica desde 2010, **o número de poços exploratórios perfurados em anos mais recentes não se mostra muito expressivo**. Os anos de menor número de poços perfurados foram 2016 e 2020, com 16 poços em cada ano. Por outro lado, 27 poços foram perfurados em 2019, ano que apresentou o melhor resultado.

A título de comparação, em 2011 e 2012, pouco mais de uma década atrás, foram perfurados 150 e 122 poços exploratórios na fase de exploração, respectivamente, conforme Gráfico 2.13.

Gráfico 2.13: Poços exploratórios perfurados entre 2010 e 2023



Segregando as informações por ambiente, vide Gráfico 2.14, no ambiente marítimo, houve uma concentração de investimentos no *play* pré-sal, isto é, nos últimos oito anos, dos 46 poços marítimos perfurados, 37 atingiram os reservatórios do pré-sal. Em 2023, de um total de cinco poços perfurados, quatro foram no *play* pré-sal, um poço a mais nesse *play* do que no ano anterior.

O pré-sal lidera com ampla margem o quantitativo de poços exploratórios perfurados no ambiente marítimo

Gráfico 2.14: Poços exploratórios marítimos perfurados nos plays pré-sal e pós-sal entre 2016 e 2023

Em relação aos poços exploratórios perfurados em bacias marítimas entre 2016 e 2023, Gráfico 2.15, houve clara predominância das perfurações nas bacias de **Santos** e **Campos**, que são bacias abrangidas pelo polígono do pré-sal. Dos 46 poços, 24 foram perfurados na bacia de Santos e 14 na bacia de Campos. Na terceira posição, encontra-se a bacia de Sergipe-Alagoas, onde houve a perfuração de quatro poços.

Em 2023, cinco poços foram perfurados em bacias marítimas. Um aspecto positivo foi o início da perfuração de um poço exploratório na bacia **Potiguar**, dando fim ao período de oito anos sem qualquer perfuração na margem equatorial, já que o último poço exploratório havia sido perfurado em 2015.

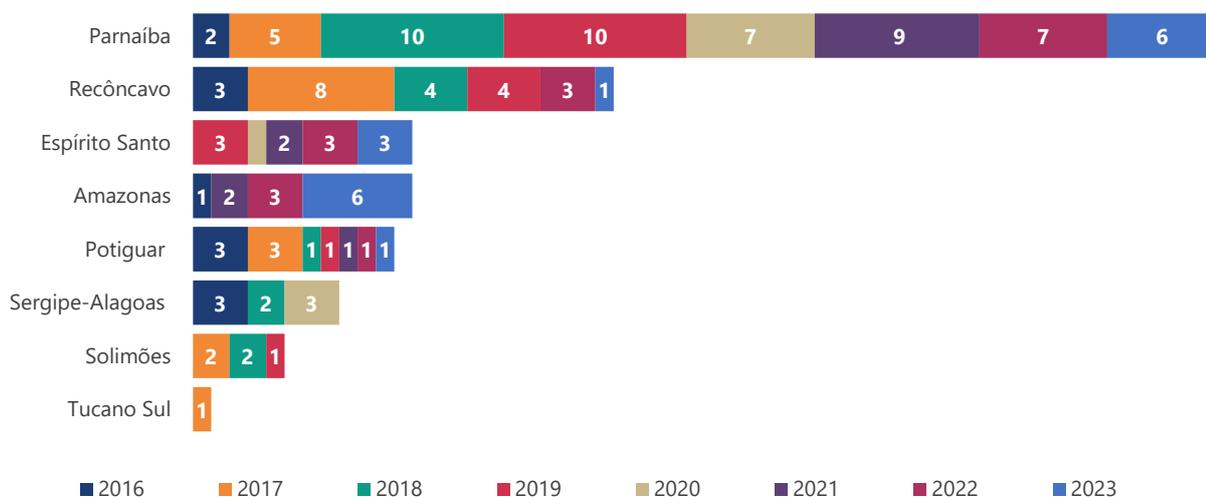
2023 registrou a perfuração do primeiro poço exploratório desde 2015 na margem equatorial

Gráfico 2.15: Poços exploratórios marítimos perfurados por bacia entre 2016 e 2023

Em relação aos poços perfurados nas bacias terrestres, entre 2016 e 2023, verifica-se que a bacia do **Parnaíba** se destacou pela perfuração de poços em todos os anos da série histórica (Gráfico 2.16). Dos 128 poços no período, 56 foram perfurados na bacia do **Parnaíba**. Para além dos quase 44% de poços perfurados nessa bacia no período da série histórica, o fato de ser classificada como de nova fronteira indica o interesse da indústria na exploração de áreas com elevado potencial. Em segundo lugar na série histórica, a bacia do **Recôncavo** teve 23 poços perfurados no período.

Ampliando a análise dos números de bacias terrestres de nova fronteira, as bacias do **Parnaíba** e do **Amazonas**, com seis poços perfurados em cada uma, destacaram-se em 2023. Juntas foram responsáveis por pouco de mais de 70% dos poços terrestres perfurados, isto é, 12 dos 17 poços no ano. Em contrapartida, as bacias do Solimões e Tucano Sul permaneceram sem poços perfurados em 2023.

Ao observar apenas as bacias terrestres maduras, a bacia do Espírito Santo destacou-se em 2023 com três poços perfurados, seguida pelas bacias do Recôncavo e Potiguar, cada uma com um poço perfurado. Sergipe-Alagoas permaneceu sem poço perfurado.

Gráfico 2.16: Poços exploratórios terrestres perfurados por bacia entre 2016 e 2023

2.4 Sondas

As sondas de perfuração configuram-se como elementos fundamentais da cadeia de exploração. A seguir serão apresentadas as informações sobre as sondas marítimas e terrestres que operaram em blocos sob contrato entre os anos de 2016 e 2023. As premissas utilizadas para a consolidação das informações são as mesmas daquelas indicadas para a contabilização dos poços exploratórios.

Neste relatório, as sondas foram classificadas em dedicadas e não dedicadas de acordo com a sua área de atuação na fase de exploração. Sondas dedicadas são aquelas que perfuraram poços em uma única bacia. Por sua vez, sondas não dedicadas operaram em mais de uma bacia. No entanto, ressalta-se que os termos dedicadas ou não dedicadas são utilizados observando-se apenas a fase de exploração e o período da série histórica do relatório. Ao ampliar o período de observação e considerar a fase de produção, os resultados da classificação poderão não ser verdadeiros.

Outro ponto importante é que, no período da série histórica do relatório, algumas operadoras

em ambiente terrestre adotaram mais de uma sonda na perfuração de um único poço; assim, o total de poços das tabelas desta seção será superior à contabilização de poços no Gráfico 2.9, por exemplo.

No que tange ao ambiente **marítimo**, seis sondas não dedicadas (Tabela 2.4) e outras sete sondas dedicadas (Tabela 2.5) operaram em blocos sob contrato nos últimos oito anos, totalizando **13 sondas**.

Entre as sondas não dedicadas (Tabela 2.4), em 2023, apenas as sondas Brava Star e ODN II operaram, perfurando um poço cada uma nas bacias de Santos e Potiguar, respectivamente.

Ao considerar todo o período em estudo e o quantitativo de poços perfurados por sondas marítimas não dedicadas (Tabela 2.4), observa-se que as sondas não dedicadas lideraram o *ranking* de perfurações. Com dez poços perfurados, a West Tellus permaneceu na primeira colocação. Brava Star e West Saturn, com oito e seis poços respectivamente, vêm em seguida.

Tabela 2.4: Sondas marítimas não dedicadas em campanha exploratória entre 2016 e 2023

Sondas Marítimas	Santos	Campos	Espírito Santo	Sergipe-Alagoas	Potiguar	Total poços
West Tellus	1 (2019) 2 (2017) 2 (2016)	1 (2022) 2 (2021) 2 (2020)				10
Brava Star	1 (2023) 1 (2021) 2 (2020) 2 (2019)	1 (2022)	1 (2021)			8
West Saturn	1 (2021) 1 (2019) 2 (2018)	1 (2021)		1 (2022)		6
ODN II	1 (2018)		1 (2022)		1 (2023)	3
Ocean Courage	1 (2021)	1 (2022)				2
ODN I	1 (2019)		1 (2018)			2

No que se refere às sondas marítimas dedicadas, Tabela 2.5, as sondas Valaris Renaissance, Noble Developer e Norbe IX perfuraram cada uma um poço em 2023, sendo que as duas últimas perfuraram pela primeira vez no período da série histórica.

A sonda West Carina continuou liderando o *ranking* das sondas dedicadas marítimas com cinco poços perfurados nos últimos oito anos.

Tabela 2.5: Sondas marítimas dedicadas em campanha exploratória entre 2016 e 2023

Sondas Marítimas	Santos	Campos	Espírito Santo	Sergipe-Alagoas	Total poços
West Carina	4 (2017) 1 (2016)				5
Petrobras 10000				3 (2019)	3
Valaris Renaissance		1 (2023) 1 (2022) 1 (2021)			3
Gold Star		1 (2020)			1
Ocean Rig Mylos		1 (2016)			1
Noble Developer		1 (2023)			1
Norbe IX	1 (2023)				1

Em relação às sondas **terrestres** que operaram entre 2016 e 2023 (Tabelas 2.5 e 2.6), verifica-se que **23 unidades** atuaram na perfuração de poços exploratórios em blocos sob contrato no país. Dessas, 17 foram dedicadas. A sonda Imetame_Energia_01 manteve-se como aquela que perfurou em um maior número de bacias nos últimos oito anos. Operou em todos os anos da série histórica, exceto no ano de 2022, totalizando 16 poços perfurados, distribuídos nas bacias do Espírito Santo (2), Potiguar (5), Recôncavo (5) e Sergipe-Alagoas (4).

Tabela 2.6: Sondas terrestres não dedicadas em campanha exploratória entre 2016 e 2023

Sondas Terrestres	Amazonas	Espírito Santo	Parnaíba	Potiguar	Recôncavo	Sergipe-Alagoas	Solimões	Tucano Sul	Total de Poços
IMETAME_ENERGIA_01		1 (2021) 1 (2020)		1 (2018) 1 (2017) 3 (2016)	1 (2023) 2 (2019) 2 (2017)	1 (2018) 3 (2016)			16
GREAT - 105	3 (2023)				3 (2022)	3 (2020)			9
QUEIROZ GALVÃO VIII	3 (2023) 3 (2022) 2 (2021)						1 (2017)		9
GREAT - 106			3 (2023)		1 (2017) 1 (2016)			1 (2017)	6
NATIONAL OILWELL VARCO - 750				1 (2023) 1 (2022)	2 (2019)				4
SONDA CONVENCIONAL 95			1 (2018)		1 (2018)	1 (2018)			3

Ainda sobre as sondas terrestres não dedicadas, aquelas que operaram na perfuração de poços em 2023 foram: Imetame_Energia_01, Great – 105, Queiroz Galvão VIII, Great – 106 e National Oilwell Varco – 750.

No que tange às sondas dedicadas em bacias terrestres, Tabela 2.7, a sonda Great - 120 manteve a liderança com um total de 51 poços perfurados na bacia do Parnaíba. Em realidade, a Great – 120 é a sonda que mais poços perfurou em ambiente terrestre no período da série

histórica, ao contabilizar também os números de poços perfurados pelas sondas não dedicadas. A sonda esteve dedicada à bacia do Parnaíba.

Em 2023, as sondas terrestres dedicadas que operaram foram: Great – 120, Cowan-02, Sonda roto-pneumática de Perfuração SHRP-05 e Tucano 04. Esta última atuou pela primeira vez na série histórica em 2023, tendo perfurado um poço na bacia Potiguar.

Tabela 2.7: Sondas terrestres dedicadas em campanha exploratória entre 2016 e 2023

Sondas Terrestres	Amazonas	Espírito Santo	Parnaíba	Potiguar	Recôncavo	Solimões	Total de Poços
GREAT - 120			6 (2023) 7 (2022) 9 (2021) 7 (2020) 10 (2019) 7 (2018) 5 (2017)				51
COWAN-02		3 (2023) 3 (2022) 1 (2021) 3 (2019)					10
BCH ENERGY 5					2 (2018) 3 (2017)		5
RNB-2						1 (2019) 1 (2018) 1 (2017)	3
SONDA ROTO-PNEUMÁTICA DE PERFURAÇÃO SHRP-05				1 (2023) 1 (2021)			2
EBS-05				1 (2018) 1 (2017)			2
QUEIROZ GALVÃO 02			2 (2018)				2
SONDA CONVENCIONAL 109					2 (2017)		2
GREAT - 126			2 (2016)				2
TUCANO 04				1 (2023)			1
PROEN-01				1 (2021)			1
SONDA DE PERFURAÇÃO ELF-02				1 (2019)			1
GREAT - 128					1 (2018)		1
SONDA CONVENCIONAL 86				1 (2017)			1
FAXE-2					1 (2016)		1
QUEIROZ GALVÃO 03 (QG-03)	1 (2016)						1
RAPID RIG SONDA CONVENCIONAL DE PERFURAÇÃO					1 (2016)		1

Por fim, a Figura 2.1 ilustra a dinâmica das sondas utilizadas no país nos contextos marítimo e terrestre nos últimos oito anos, ou seja, entre os anos de 2016 e 2023.

Figura 2.1: Dinâmica das sondas em operação no país nas bacias marítimas e terrestres³



³ O algarismo abaixo do ícone da sonda preta 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.

Sondas não dedicadas por ambiente						
Mar		West Tellus		ODN I		West Saturn
		Brava Star		ODN II		Ocean Courage
Terra		IMETAME_ENERGIA_01		GREAT - 105		NATIONAL OILWELL VARCO - 750
		QUEIROZ GALVÃO VIII		GREAT - 106		SONDA CONVENCIONAL 95
Sondas dedicadas por ambiente						
 nº	Mar	West Carina, Petrobras 10000, Valaris Renaissance, Gold Star, Ocean Rig Mylos, Noble Developer, Norbe IX				
	Terra	GREAT - 120, COWAN-02, BCH ENERGY 5, RNB-2, SONDA ROTO-PNEUMÁTICA DE PERFURAÇÃO SHRP-05, EBS-05, QUEIROZ GALVÃO 02, SONDA CONVENCIONAL 109, GREAT - 126, TUCANO 04, PROEN-01, SONDA DE PERFURAÇÃO ELF-02, GREAT - 128, SONDA CONVENCIONAL 86, FAXE-2, QUEIROZ GALVÃO 03, RAPID RIG SONDA CONVENCIONAL DE PERFURAÇÃO				

2.5 Desempenho exploratório por operadora

O estabelecimento do desempenho exploratório por operadora pode ter abordagens diversas. No contexto dos dados utilizados neste relatório, compreendeu-se que um bom ponto de partida poderia ser a utilização da mesma métrica empregada para a elaboração do Gráfico 2.11, isto é, medir o desempenho considerando o número de poços perfurados por operadora em cada ano dividido pelo número de blocos sob contrato por operadora por ano.

Ainda que relativamente simples, coube a definição de algumas premissas para o cálculo do indicador poços exploratórios por operadora, conforme indicado a seguir:

- (i) seleção do número de poços exploratórios perfurados em blocos sob contrato operado pela empresa;
- (ii) seleção dos 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;

- (iii) definição do ano de referência como aquele no qual a perfuração do poço foi iniciada;
- (iv) exclusão dos poços repetidos e investigativos na contabilização dos poços;
- (v) definição do número de blocos sob contrato operado a cada ano como a média entre o número de blocos no início do ano de referência e no final do ano de referência; e
- (vi) exclusão de blocos suspensos por entraves associados ao licenciamento ambiental.

Antes da apresentação dos resultados, cabe destacar que só estão sujeitos ao cálculo do indicador poços exploratórios por operadora aquelas operadoras que, de fato, realizaram a perfuração de algum poço entre 2020 e 2023. Isso significa dizer que operadoras que não estejam compondo as tabelas seguintes não perfuraram poços nos anos de referência, ou seja, obtiveram resultado zero para o indicador.

A Tabela 2.8 apresenta os resultados obtidos no período 2020 a 2023 para o ambiente marítimo.

Tabela 2.8: Resultado do indicador poços exploratórios por operadora por ambiente marítimo

Operadora	Poços perfurados	Média de blocos	Indicador
2023			
Petronas	1	2	0,5
Petrobras	3	35,5	0,08
Shell Brasil	1	18,5	0,05
2022			
TotalEnergies	1	2	0,5
Shell Brasil	1	14	0,07
Petrobras	3	43,5	0,07
ExxonMobil	1	17	0,06
2021			
TotalEnergies	1	4	0,25
ExxonMobil	2	17	0,12
Petrobras	5	46	0,11
2020			
Shell Brasil	2	7	0,29
Petrobras	3	55	0,05

Sobre a Tabela 2.8, uma primeira observação é a presença da Petrobras nos quatro anos contabilizados, com um total de 14 poços exploratórios perfurados em blocos operados pela empresa. Ao analisar o resultado do indicador, TotalEnergies, Petronas e Shell Brasil merecem destaque, pois lideraram em um ou mais anos. TotalEnergies liderou nos anos de 2021 e 2022, Petronas em 2023 e Shell Brasil em 2020. A ExxonMobil também aparece no ranking nos anos de 2021 e 2022.

A Tabela 2.9 apresenta os resultados consolidados para o ambiente terrestre entre os anos de 2020 e 2023.

Tabela 2.9: Resultado do indicador poços exploratórios por operadora por ambiente terrestre

Operadora	Poços perfurados	Média de blocos	Indicador
2023			
Potiguar E&P S.A.	1	1	1
BGM	3	4	0,75
Eneva	12	24	0,5
Imetame	1	17	0,06
2022			
Alvopetro	3	2	1,5
Potiguar E&P S.A.	1	1	1
BGM	3	4	0,75
Eneva	10	24	0,42
2021			
Eneva	11	20,5	0,54
Phoenix Óleo & Gás	1	2,5	0,4
BGM	1	2,5	0,4
Imetame	1	13,5	0,07
2020			
Nova Petróleo	3	2	1,5
Eneva	7	15	0,47
Imetame	1	9	0,11

Assim como a Petrobras se destaca em ambiente marítimo, a Eneva fica em evidência no ambiente terrestre por ter perfurado poços em todos os anos analisados. Nos quatro anos, a Eneva perfurou 40 poços nos blocos em que opera, tendo liderado o *ranking* do indicador em 2021.

Potiguar E&P, Alvopetro e Nova Petróleo lideraram o *ranking* do indicador nos anos de 2023, 2022 e 2020, respectivamente. BGM, Imetame e Phoenix Óleo e Gás também aparecem no *ranking* por terem perfurado poços em um ou mais anos no período de 2020 a 2023.



CAPÍTULO 3

Sucesso Exploratório



O sucesso da exploração de petróleo e gás natural pode ser mensurado a partir de diferentes perspectivas. Sob a ótica da ANP, desenvolveu-se uma metodologia para avaliar os sucessos geológico e econômico das campanhas exploratórias empreendidas no Brasil, tendo como referência os instrumentos estabelecidos na regulamentação vigente.

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, que é precedida da perfuração de um poço exploratório, passa pela avaliação de uma ou mais jazidas até que, ao final, eventualmente, seja declarada a sua comercialidade.

Neste capítulo serão apresentados dados que possibilitam concluir sobre o sucesso das campanhas exploratórias empreendidas pelas contratadas na fase de exploração. Para tanto, serão apresentadas informações sobre notificação de descoberta, planos de avaliação de descobertas e declarações de comercialidade. Ao final, serão apresentados os resultados dos índices de sucesso geológico e econômico.

3.1 Notificação de Descoberta

Constatada a ocorrência de hidrocarbonetos por dois métodos distintos em um poço exploratório, a operadora fica obrigada a enviar uma Notificação de Descoberta, conforme estabelecido na Resolução ANP nº 699/2017.

A consolidação dos dados de poços com Notificação de Descoberta apresentados neste relatório teve como fundamento as seguintes premissas:

- (i) seleção de poços exploratórios perfurados na fase de exploração com notificação aprovada;
- (ii) definição do ano de referência como aquele no qual houve a notificação de descoberta; e
- (iii) contabilização da notificação mais recente para o caso em que tenha havido mais de uma notificação por poço.

O Gráfico 3.1 apresenta o quantitativo anual de poços com notificação de descoberta entre os anos de 2016 e 2023.

O ano de 2023 foi finalizado com um total de 18 poços com notificação de descoberta, número próximo do quantitativo registrado no ano anterior, 20.

Ao desmembrar o número de poços com notificação de descoberta em 2023, obteve-se 4 em ambiente marítimo e 14 em ambiente terrestre.

Ao contabilizar os poços que notificaram descoberta por ambiente entre 2016 e 2023, o ambiente terrestre totalizou 80 poços com notificação, enquanto o ambiente marítimo apresentou 38 no mesmo período. Tal resultado acompanha a distribuição do quantitativo de poços no período considerando que 128 poços exploratórios foram perfurados no ambiente terrestre e 46 no ambiente marítimo.

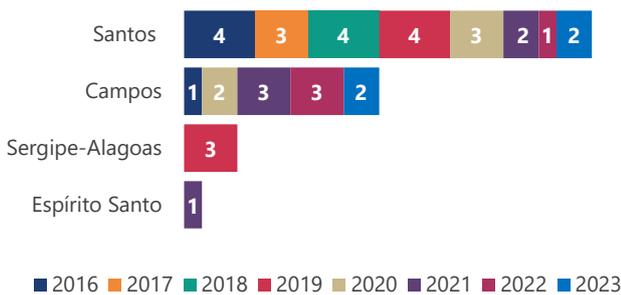
Gráfico 3.1: Poços com Notificação de Descoberta entre 2016 e 2023



Em relação aos poços com notificação de descoberta em bacias marítimas, a bacia de **Santos** liderou o quantitativo de poços com notificação para o período em estudo, com 23 notificações, tendo sido constatados indícios de hidrocarbonetos em todos os anos da série histórica, conforme se verifica no Gráfico 3.2.

Em 2023, foram encontrados hidrocarbonetos apenas em poços perfurados nas bacias de **Santos** e **Campos**, ambas com duas notificações cada.

Gráfico 3.2: Poços com Notificação de Descoberta por bacia marítima entre 2016 e 2023



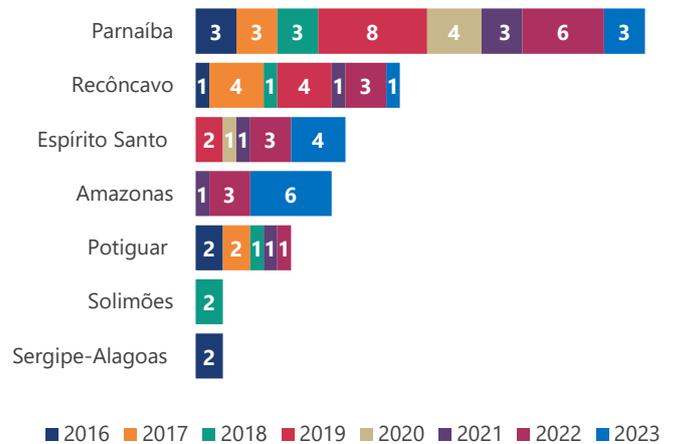
Quanto aos poços com notificação de descoberta em bacias terrestres, a bacia do **Parnaíba** destacou-se por apresentar poços com notificação de descoberta em todos os anos entre 2016 e 2023, totalizando 33 notificações,

mais do que o dobro do número de poços com notificação da bacia do **Recôncavo**, segunda bacia com maior número de poços com notificação (15). Por outro lado, ao observar o ano de 2023, a bacia do **Amazonas** destacou-se pelo maior número de poços com notificação, seis no total. Foram constatados indícios de hidrocarbonetos em todos os poços exploratórios perfurados no ano de 2023 na bacia do Amazonas.

Em 2023, dos 14 poços com notificação de descoberta em bacias terrestres, nove (64%) foram registradas em bacias de nova fronteira – Amazonas (6) e Parnaíba (3) – e cinco (36%) em bacias maduras – Espírito Santo (4) e Recôncavo (1).

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

Gráfico 3.3: Poços com Notificação de Descoberta por bacia terrestre entre 2016 e 2023



3.2 Plano de Avaliação de Descobertas de Petróleo ou Gás Natural

Notificada uma descoberta, a operadora 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).

No âmbito do PAD, são estabelecidas as atividades exploratórias que serão realizadas com a finalidade de investigar a extensão e as características do reservatório, estimar o volume e as características dos hidrocarbonetos presentes e estudar a viabilidade técnico-econômica de um projeto de desenvolvimento da produção.

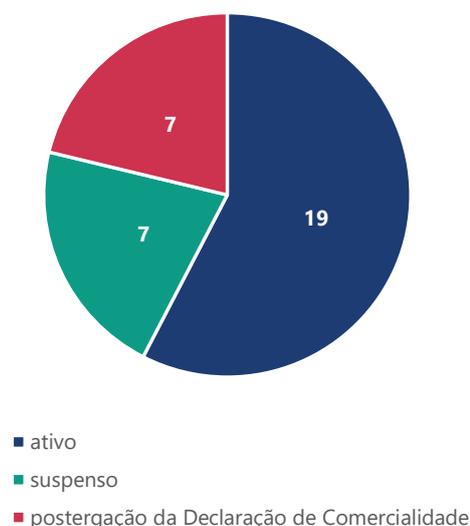
Após a avaliação, caso a descoberta seja comercialmente viável, as contratadas apresentam à ANP a Declaração de Comercialidade. Nesse momento, portanto, transpõe-se a fronteira que separa a fase de exploração da fase de produção. Caso contrário, a fase de exploração é encerrada com a devolução da área avaliada à União.

Um PAD 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.

No Gráfico 3.4, verifica-se que o **ano de 2023** foi encerrado com **33 PADs**, sendo que 19 estavam ativos, sete suspensos e sete em postergação da Declaração de Comercialidade.

Gráfico 3.4: Situação dos PADs em 31/12/2023



No Gráfico 3.5 pode-se observar a distribuição dos PADs ao final de 2023 por bacia e por situação. **As bacias com maior número de PADs ao final de 2023** eram as do **Recôncavo** e de **Santos**, ambas com cinco planos.

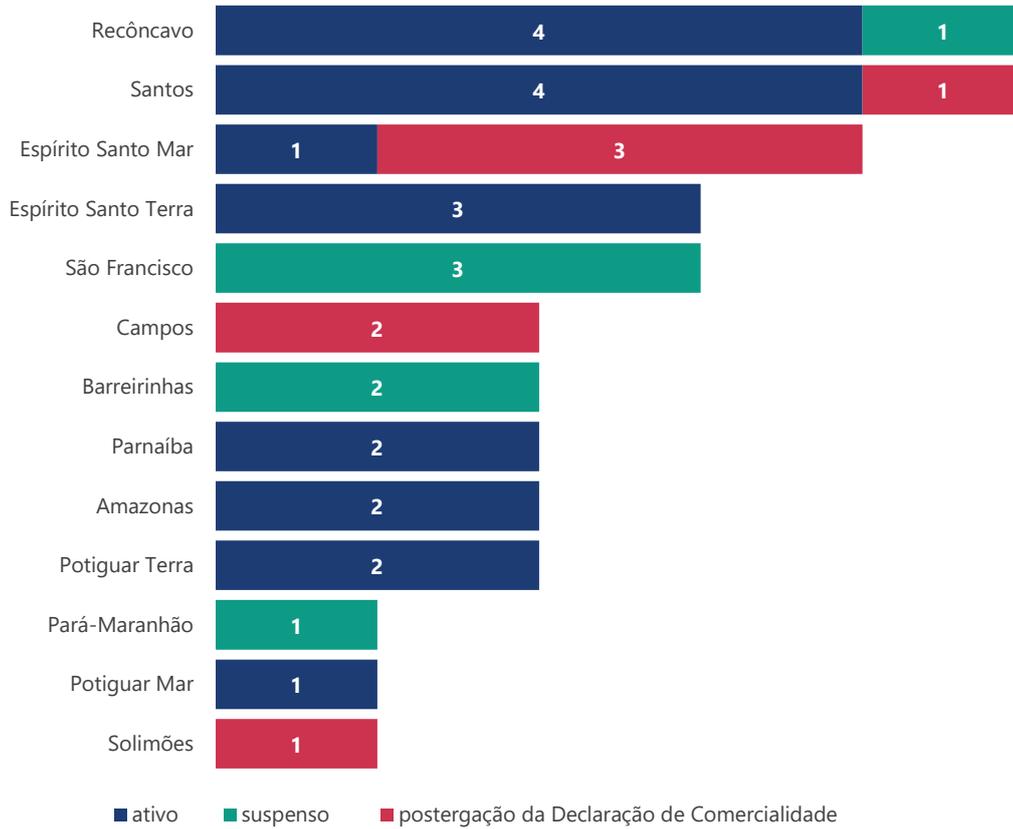
Em relação aos PADs em postergação de Declaração de Comercialidade, ao final de 2022, havia nove PADs nessa situação, dos quais, ao final de 2023, sete encontravam-se na mesma situação e dois haviam declarado comercialidade: um na bacia de Campos, com a Declaração de Comercialidade das áreas de desenvolvimento de Raia Manta e Raia Pintada; e outro na bacia terrestre Potiguar, com a Declaração de Comercialidade da área de desenvolvimento de Caboclinho Branco.

Quanto aos PADs suspensos ao final do ano de 2023, mantiveram-se os mesmos sete relatados no Relatório Anual de Exploração 2022. Não houve alteração do cenário, isto é, dos sete PADs suspensos, seis encontravam-se em bacias nas quais historicamente há entraves associados a questões de caráter ambiental, são elas: Barreirinhas, Pará-Maranhão e São Francisco. O outro PAD suspenso ao final de 2023 encontrava-se na bacia do Recôncavo.

Do Gráfico 3.5 observa-se que 18 PADs estavam relacionados a avaliações em ambientes terrestres, representando 55% dos PADs ao final

do ano de 2023. Os demais PADs, 15, estavam associados ao ambiente marítimo.

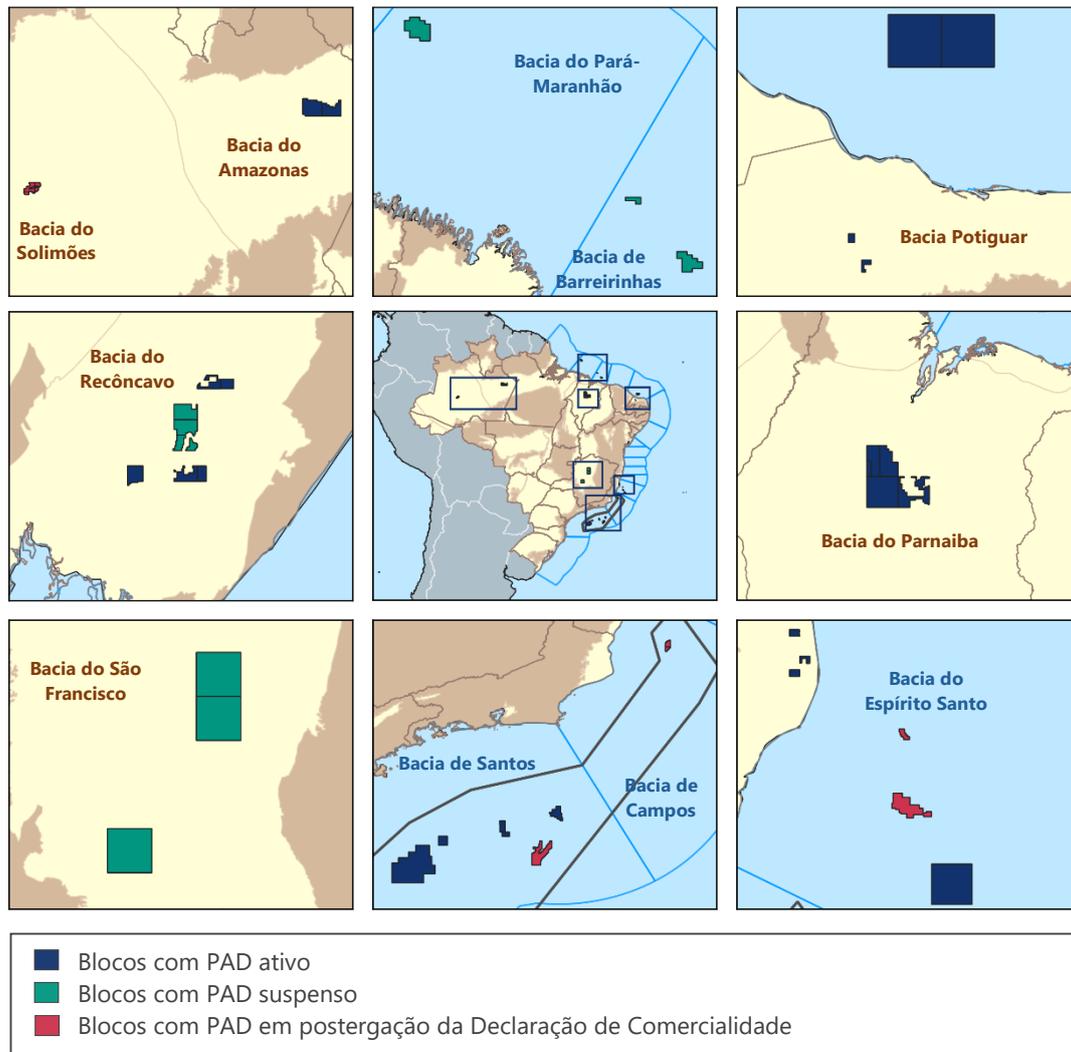
Gráfico 3.5: Situação dos PADs por bacia em 31/12/2023



A Figura 3.1 ilustra a localização geográfica dos blocos que apresentavam PAD ao final do ano de 2023. 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 ao final de 2023



Destaca-se que houve o início de cinco novos PADs em 2023, todos em bacias terrestres. Foram três em bacias maduras – Potiguar (2) e Espírito Santo (1) –, e dois em bacias de nova fronteira – Amazonas (1) e Parnaíba (1).

Dois mil e vinte e três também foi marcado pela conclusão de cinco PADs cujos resultados são apresentados a seguir:

- ◆ Quatro PADs apresentaram seis Declarações de Comercialidade, distribuídas nas seguintes bacias:
 - Campos (2) – áreas de desenvolvimento de Raia Manta e Raia Pintada;
 - Espírito Santo terra (1) - área de desenvolvimento de Muriqui;

- Potiguar terra (1) - área de desenvolvimento de Caboclinho Branco; e
- Tucano Sul (2) - áreas de desenvolvimento de Tucano Grande e Tucano Grande Sul; e

- Um PAD, localizado na bacia de Santos, não apresentou Declaração de Comercialidade e a área avaliada foi devolvida à União.

3.3 Declaração de Comercialidade

A Declaração de Comercialidade consigna o **sucesso econômico** de uma campanha exploratória.

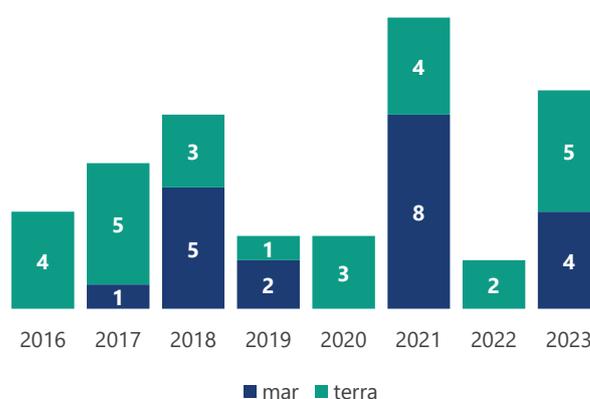
Quando há a constatação de indícios de hidrocarbonetos em uma ou mais jazidas em volumes comerciáveis e a operadora decida prosseguir para a fase de produção, deve-se apresentar à agência uma Declaração de Comercialidade.

Cabe destacar que, muito embora a decisão sobre declarar uma área comercial seja unilateral por parte da contratada, 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 considerada na data de sua apresentação, que também é a data que registra a passagem do contrato para a fase de produção.

No período compreendido entre 2016 e 2023, foram efetivadas 20 Declarações de Comercialidade em ambiente marítimo e 27 em terra, totalizando 47 novas áreas de desenvolvimento, vide Gráfico 3.6.

O ano de 2023, destaca-se na série histórica com nove Declarações de Comercialidade, número bastante superior ao ano de 2022, que teve duas declarações. Dessa forma, sob a ótica do número de Declarações de Comercialidade o ano de 2023 ficou atrás somente do ano de 2021 que teve 12 Declarações.

Gráfico 3.6: Declarações de Comercialidade efetivadas por ambiente entre 2016 e 2023⁴



Ao analisar as Declarações de Comercialidade nas bacias marítimas, Gráfico 3.7, observa-se que para a série histórica, foram efetivadas declarações apenas para as bacias de **Santos** (7), **Sergipe-Alagoas** (7) e **Campos** (6). Considerando os entraves ambientais associados às bacias de nova fronteira marítima, compreende-se a razão pelas quais as campanhas exploratórias nessas bacias não estejam prosperando ao ponto de atingirem o momento de apresentação da Declaração de Comercialidade.

Desde a implantação da ANP, no ano de 1998, foram registradas apenas três Declarações de Comercialidade na margem equatorial, todas na bacia Potiguar, sendo a última delas no ano de 2004.

⁴ Neste Relatório foi incorporado ao ano de 2022 a área de desenvolvimento de Gavião Mateiro que ao final de 2022 se encontrava com seu Relatório Final de Avaliação de Descobertas

(RFAD) em análise. Considerando a aprovação do referido RFAD no ano 2023, a Declaração de Comercialidade foi efetivada e incorporada ao Gráfico.

Apenas três Declarações de Comercialidade foram registradas na margem equatorial desde 1998. Entraves ambientais impedem o avanço das campanhas exploratórias na região

Em 2023, dentre as bacias marítimas, houve efetivação de Declarações de Comercialidade somente na bacia de **Campos**. Foram quatro no total, um número relevante, uma vez que a bacia contava com apenas duas Declarações para a série histórica, conforme apresentado no Relatório Anual de Exploração 2022.

Gráfico 3.7: Declarações de Comercialidade efetivadas por bacia marítima entre 2016 e 2023



No que se refere às Declarações de Comercialidade efetivadas nas bacias terrestres entre 2016 e 2023, Gráfico 3.8, as cinco Declarações de Comercialidade de 2023 ocorreram nas bacias do **Espírito Santo** (2), **Potiguar** (1) e **Tucano Sul** (2). As duas Declarações de Comercialidade na bacia de

Tucano Sul são de relevância não apenas pelo fato de a bacia ser classificada como de nova fronteira, mas também por serem as primeiras desde a criação da ANP. Por outro lado, a bacia do Recôncavo, que é a bacia madura que apresenta o maior número de declarações, com 11 declarações no período em estudo, não contabiliza novas declarações desde 2022.

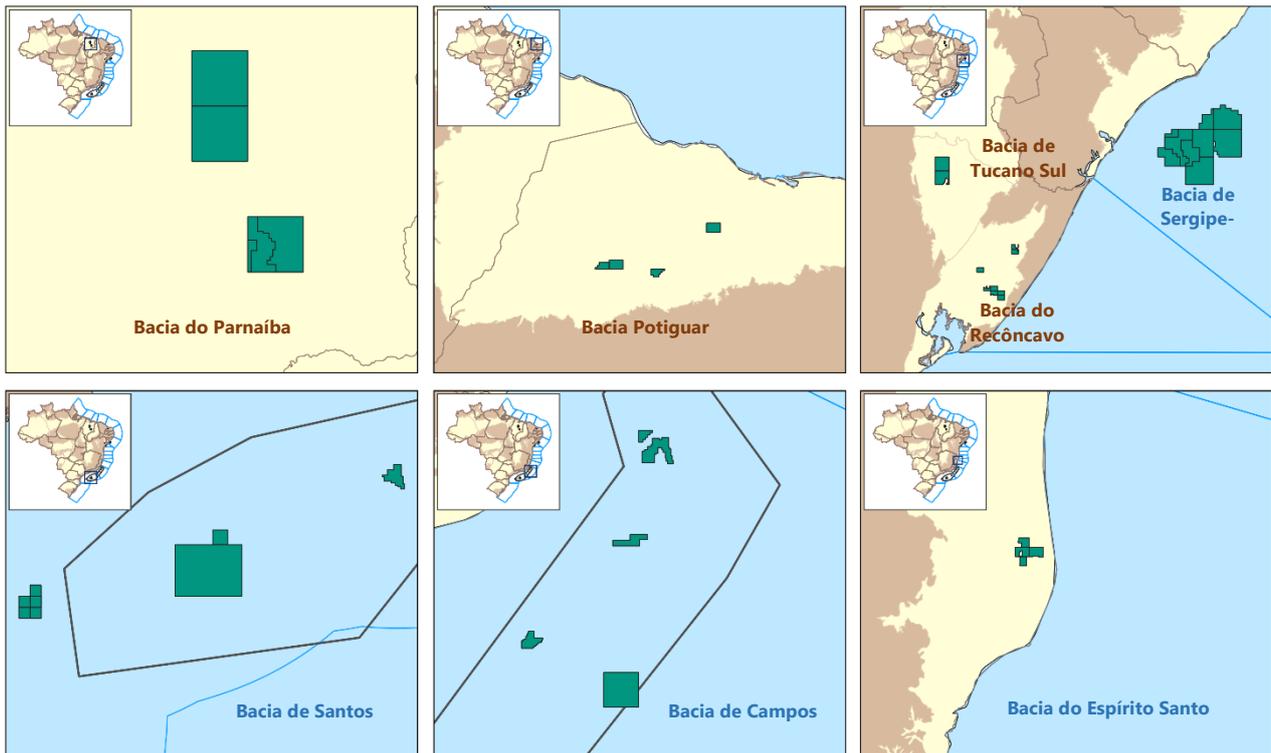
Gráfico 3.8: Declarações de Comercialidade efetivadas por bacia terrestre entre 2016 e 2023



Em 2023 foram efetivadas as primeiras Declarações de Comercialidade na bacia de Tucano Sul desde a criação da ANP

A Figura 3.2 apresenta a localização geográfica dos blocos para os quais houve efetivação da Declaração de Comercialidade entre 2016 e 2023. 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 2023



No âmbito das 47 Declarações de Comercialidade efetivadas no período de 2016 a 2023, foram informados à ANP cerca de 17,7 bilhões de barris de óleo *in place* e 349,0 bilhões de m³ de gás natural *in place* das jazidas declaradas comerciais, de acordo com os dados referentes à probabilidade de 50% de sucesso (P50).

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 a partir das estimativas apresentadas nas Declarações de Comercialidade efetivadas no período de 2016 a 2023. Destaca-se que na consolidação dos volumes de óleo e gás *in place* são contabilizados os fluídos totais declarados, não apenas o volume do fluído principal.

Figura 3.3: Comparação dos volumes totais de óleo *in place* informados nas Declarações de Comercialidade efetivadas entre 2016 e 2023

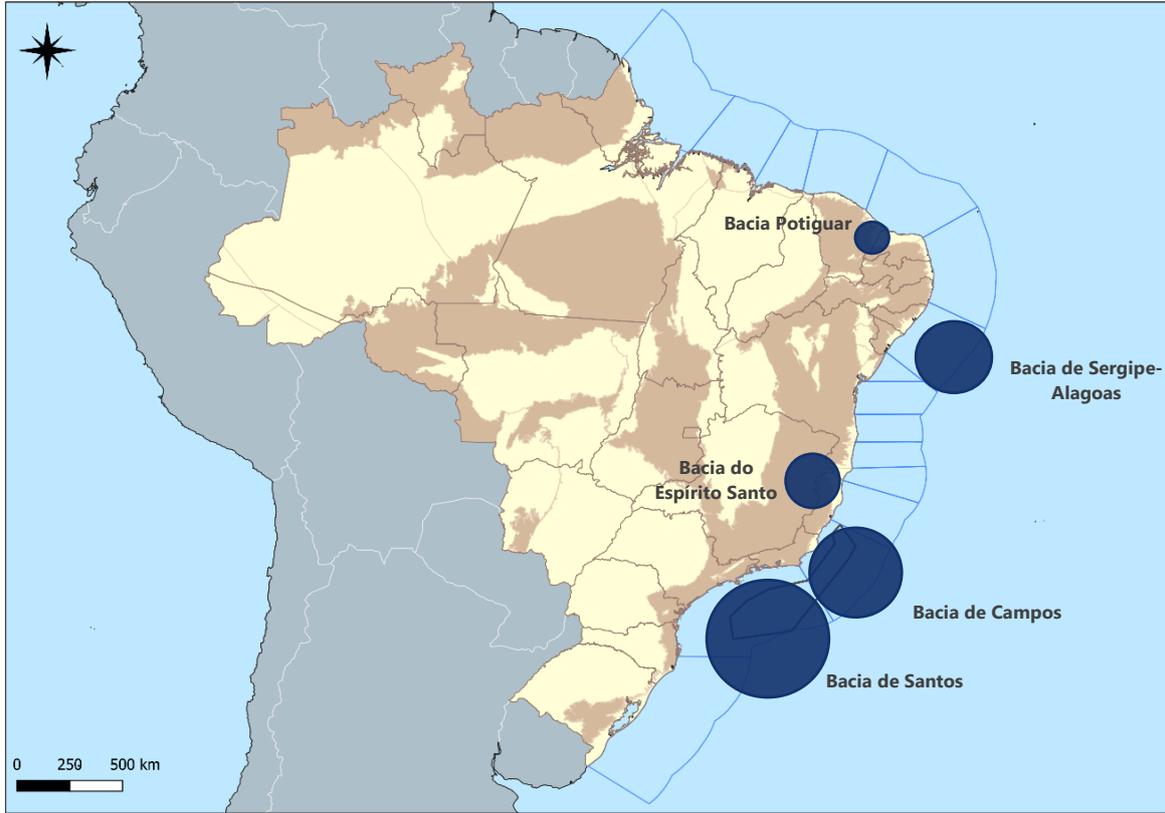
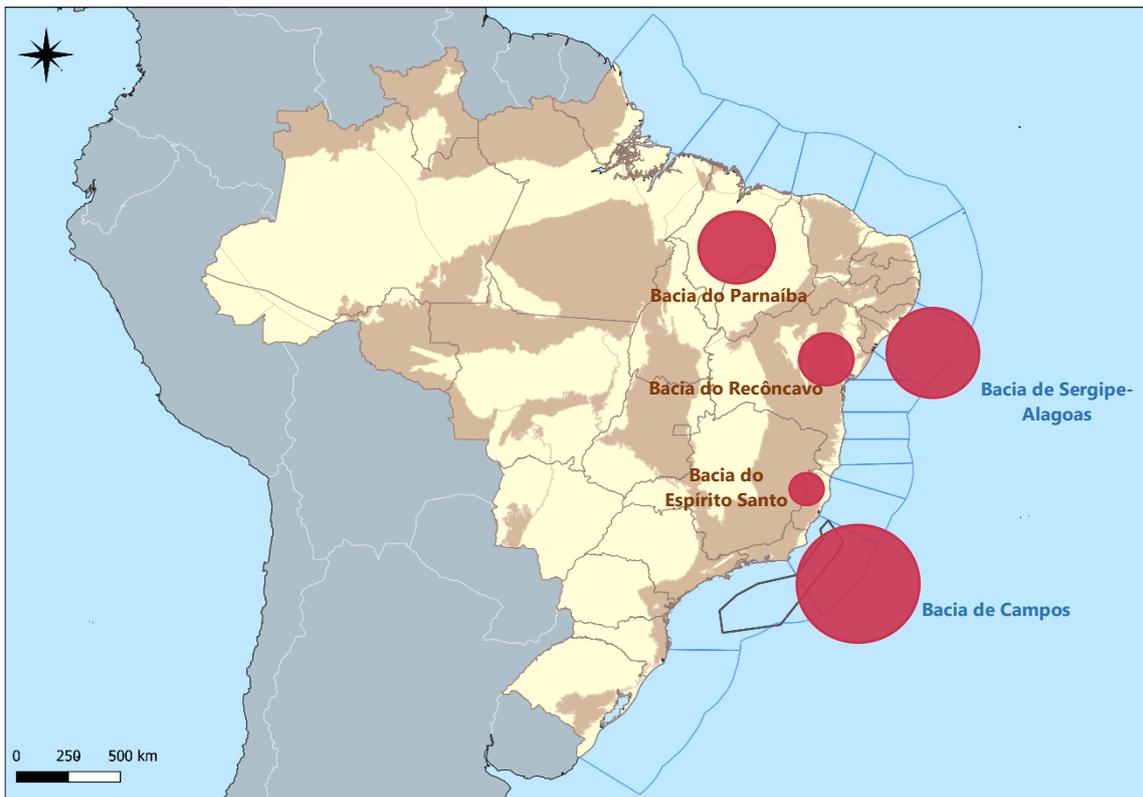


Figura 3.4: Comparação dos volumes totais de gás natural *in place* informados nas Declarações de Comercialidade efetivadas entre 2016 e 2023



3.4 Índices de Sucesso Exploratório Geológico e Econômico

Com o objetivo de estimar o resultado do esforço exploratório no Brasil, foram estabelecidos dois índices resultantes das campanhas realizadas na fase de exploração: o Índice de Sucesso Exploratório Geológico (ISEG) e o Índice de Sucesso Exploratório Econômico (ISEE).

O **ISEG** expressa a relação entre o **número de Notificações de Descoberta** aprovadas e o número de **poços perfurados**. Esse índice está relacionado a uma etapa que precede o alcance do sucesso econômico de uma campanha, caracterizado pela efetivação da Declaração de Comercialidade.

Já o **ISEE** representa a divisão do número de **Declarações de Comercialidade** efetivadas pelo número de **poços perfurados**.

Comparativamente, os resultados do ISEG serão sempre superiores aos do ISEE, na medida em que uma Notificação de Descoberta pode gerar um Plano de Avaliação de Descobertas que não resulte em Declaração de Comercialidade.

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

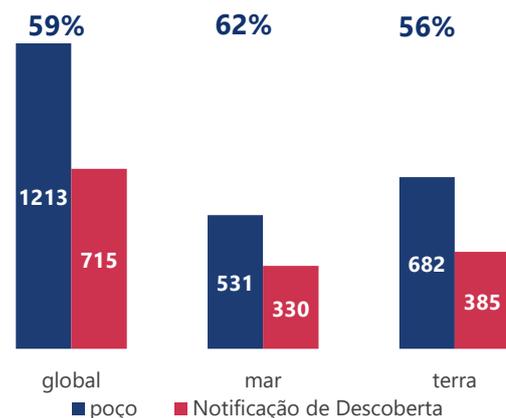
- (i) definição do período de referência como aquele compreendido entre 1998, ano de criação da ANP, e 2023;
- (ii) seleção de poços exploratórios iniciados e concluídos em blocos sob contrato;
- (iii) seleção de poços exploratórios pioneiros, que, de acordo com a Resolução ANP nº 699/2017, são aqueles de categorias 1 e 4;
- (iv) exclusão dos poços repetidos, conforme definição para poço repetido 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 Mero, respectivamente, uma vez que tais poços cumpriram o papel de pioneiros no âmbito das descobertas realizadas, ainda que sejam estratigráficos; e
- (vi) Notificação de Descoberta associada a poços exploratórios pioneiros, limitada a uma notificação por poço.

O Gráfico 3.9 apresenta o ISEG global e os ISEGs segregados por ambientes marítimo e terrestre. No geral, 59% dos poços exploratórios pioneiros perfurados na fase de exploração resultaram em notificação de descoberta.

Os resultados do ISEG indicaram um sucesso que supera os 55% tanto para mar como para terra, sendo o sucesso exploratório geológico superior para o ambiente marítimo.

Gráfico 3.9: ISEG no período de 1998 a 2023

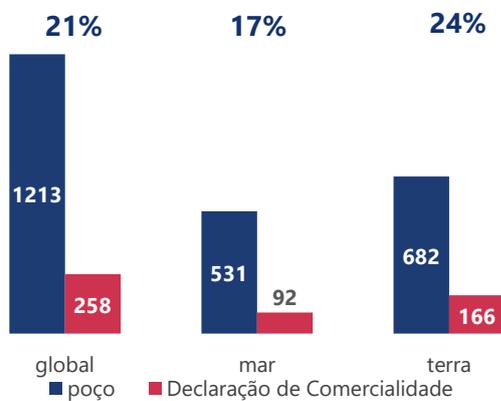


Para o ISEE (Gráfico 3.10) no período compreendido **entre 1998 e 2023**, atingiu-se um **ISEE global de 21%**. Esse valor enquadra-se nas

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

O ISEE para o ambiente terrestre (24%) foi superior ao do ambiente marítimo (17%), indicando a maior probabilidade de que uma jazida se torne comercial no ambiente terrestre. Isso ocorre provavelmente porque o volume de investimentos necessários ao desenvolvimento e à produção de uma jazida terrestre é consideravelmente menor quando comparado ao ambiente marítimo.

Gráfico 3.10: ISEE no período de 1998 a 2023



Ao comparar os resultados de ISEG e ISEE global e por ambiente publicados nos Relatórios Anuais de Exploração 2021 e 2022 com os resultados apresentados neste relatório, é possível deduzir acerca de um provável padrão de sucesso exploratório para as campanhas exploratórias promovidas pelas contratadas na fase de exploração nos últimos anos. Considerando as premissas estabelecidas, no geral, os resultados apontaram para:

- ◆ ISEG e ISEE globais ao redor de 59% e 21% respectivamente;
- ◆ ISEG e ISEE para o ambiente marítimo ao redor de 62% e 17% respectivamente;
- ◆ ISEG e ISEE para o ambiente terrestre ao redor de 56% e 24% respectivamente.

Com o avançar dos anos, mantidas as premissas estabelecidas, será possível ratificar a existência de um padrão de sucesso exploratório no Brasil.

O sucesso exploratório econômico global no Brasil vem se mantendo no patamar de 20%

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. Esse tempo foi contabilizado considerando o prazo decorrido entre a data de assinatura dos contratos e a data da Declaração de Comercialidade. Para as Declarações de Comercialidade associadas a mais de um bloco sob contrato, foi utilizada a data de assinatura do contrato mais antigo no cálculo realizado. Assim, quando segregado por ambiente, verificou-se que o tempo médio para mar foi de 9,1 anos e, para terra, 5,1 anos.

Uma abordagem interessante é a avaliação de como os tempos para a apresentação de uma Declaração de Comercialidade variam por licitação. O Gráfico 3.11 apresenta tais resultados.

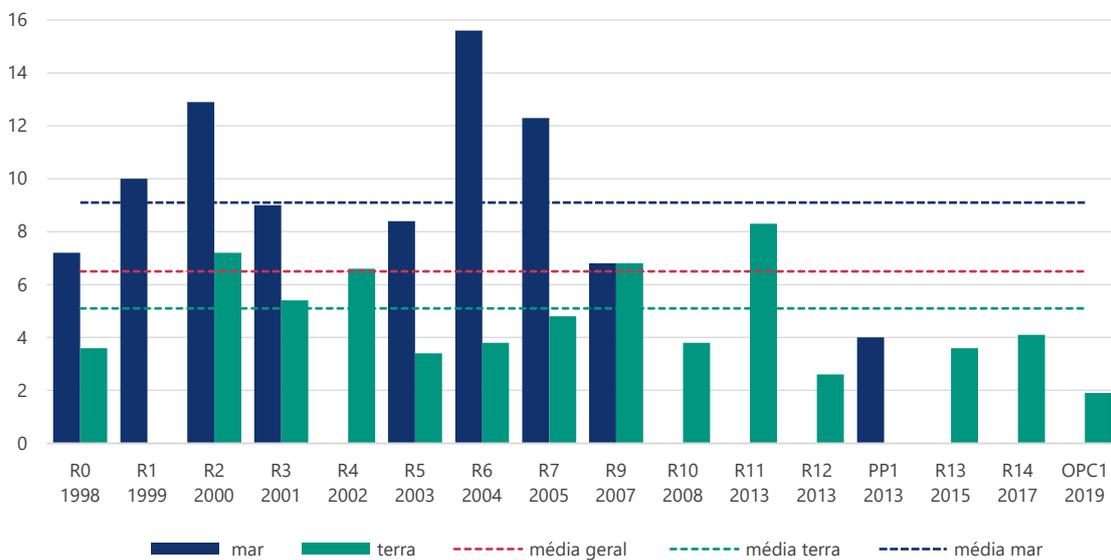
Do Gráfico, observa-se a existência de licitações para as quais o tempo para a apresentação da Declaração de Comercialidade superou amplamente o tempo médio calculado. Um exemplo é a 6ª Rodada de Licitações para a qual o tempo de apresentação da Declaração de Comercialidade para o ambiente marítimo foi de 15,6 anos contra 9,1 anos de média. Em terra, por exemplo, destaca-se a 11ª Rodada de Licitações na qual o tempo de apresentação foi de 8,3 anos contra os 5,1 anos de média.

Os motivos que justificam o fato de que algumas licitações e ambientes associados possuam tempos de apresentação de Declaração de Comercialidade que superam amplamente as médias serão alvo de estudo mais aprofundado

no futuro. Entretanto, desde já, é possível destacar, por exemplo, que rodadas nas quais os blocos concedidos estiveram submetidos a maiores dificuldades associadas ao licenciamento ambiental ou nas quais houve um número maior de blocos cujos PADs foram alvo de solicitação de postergação da Declaração de Comercialidade certamente tiveram o tempo

mais prolongado de apresentação da Declaração de Comercialidade. Também cabe mencionar que, para as licitações mais recentes, os tempos deverão ser alterados de forma mais significativa na medida em que a fase de exploração de um número considerável de contratos ainda se encontra em curso.

Gráfico 3.11: Tempo decorrido entre a assinatura do contrato e a efetivação da Declaração de Comercialidade por licitações





CAPÍTULO 4

Ações Regulatórias e de Publicidade de Dados



Ao longo dos anos, a SEP vem desenvolvendo e implementando projetos de relevância associados à regulação e à publicização de dados, pautando a sua atuação de forma dinâmica e transparente. As medidas regulatórias

4.1. Prorrogação dos contratos de E&P

Entre as medidas adotadas pela ANP, está a prorrogação dos contratos de E&P na fase de exploração. Nos últimos sete anos, três resoluções foram publicadas em momentos críticos do segmento de exploração de petróleo e gás natural no país – Resolução ANP nº 708/2017, Resolução ANP nº 815/2020 e Resolução ANP nº 878/2022 –, nos quais a atuação da ANP teve como objetivos assegurar a execução das atividades exploratórias e evitar a devolução maciça dos blocos sob contrato.

A primeira delas, Resolução ANP nº 708/2017, foi publicada em 2017 em decorrência 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 associados à obtenção da licença ambiental, à logística deficiente e à falta de prévio conhecimento geológico de algumas bacias ofertadas.

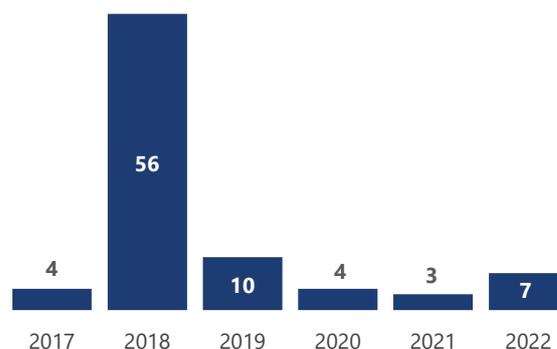
Tendo por base as Resoluções CNPE nº 4/2017 e CNPE nº 8/2017, a Resolução ANP nº 708/2017 facultou às concessionárias a prorrogação da fase de exploração dos contratos de concessão da 11ª e da 12ª Rodadas de Licitações pelo prazo de dois anos.

No que se refere à **Resolução ANP nº 708/2017**, em 2023, não houve contratos por esta prorrogados, permanecendo o mesmo número informado no Relatório Anual de Exploração 2022, ou seja, até o final do ano de 2023, 84

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

foram os blocos cujos contratos haviam sido prorrogados (Gráfico 4.1).

Gráfico 4.1: Quantitativo de blocos cujos contratos foram prorrogados em decorrência da Resolução ANP nº 708/2017 por ano

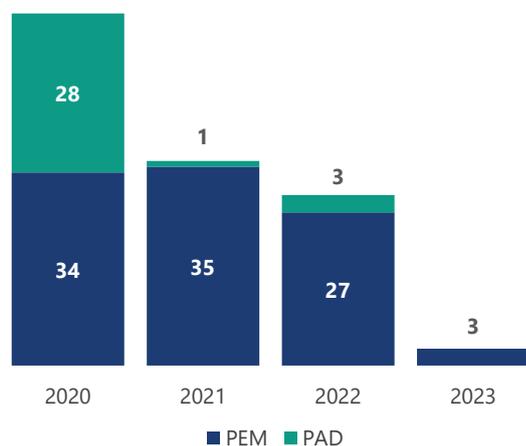


Por sua vez, em 2020, logo após a Organização Mundial de Saúde ter decretado estado de pandemia por ocasião da disseminação da Covid-19, a Agência promulgou a Resolução ANP nº 815/2020. Baseando-se na perspectiva de comprometimento da realização das atividades exploratórias, o cenário vigente àquele 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.

Três blocos tiveram seu contrato prorrogado em 2023 baseando-se nos dispositivos da **Resolução ANP nº 815/2020**, todos com PEM a

cumprir, totalizando 131 blocos prorrogados desde a publicação da resolução (Gráfico 4.2).

Gráfico 4.2: Quantitativo de blocos cujos contratos foram prorrogados em decorrência da Resolução ANP nº 815/2020 por ano⁵



Posteriormente, em 2022, foi publicada a **Resolução ANP nº 878/2022**, que facultou às contratadas a prorrogação de prazos da fase de exploração pelo período de 18 meses. A sua publicação também ocorreu em virtude da crise

4.2. Acordo para a resilição de contratos *offshore*

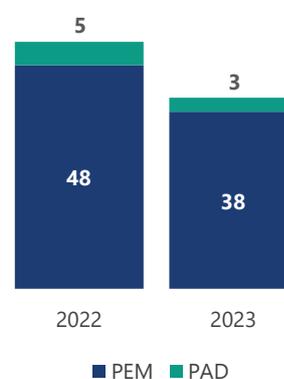
Em 2021, iniciou-se uma discussão que visava propor uma solução de natureza regulatória para os blocos exploratórios *offshore* cujos contratos estavam suspensos por mais de 10 anos em razão de longos atrasos nos processos de licenciamento ambiental.

Esse processo culminou em um acordo firmado entre a Petrobras e a ANP que teve por objeto a resilição de oito contratos associados a 15 blocos localizados em águas rasas das bacias de Jequitinhonha, Camamu-Almada e Pernambuco, com a transferência dos investimentos compromissados no âmbito dos seus respectivos

sanitária do coronavírus, que acabou por agravar o cenário econômico desfavorável.

Em relação a essa última resolução, 41 blocos tiveram seu contrato prorrogado no ano de 2023, dos quais três se encontravam na etapa de avaliação descobertas, conforme apresentado no Gráfico 4.3. No total, 94 blocos sob contrato foram prorrogados mediante a Resolução ANP nº 878/2022.

Gráfico 4.3: Quantitativo de blocos cujos contratos foram prorrogados em decorrência da Resolução ANP nº 878/2022



PEMs para dois contratos cujos blocos estão situados na margem equatorial. Os critérios para a seleção dos blocos que receberiam os investimentos foram:

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

Assim, determinou-se que os investimentos seriam transferidos para blocos da margem

⁵ Os dados acerca dos blocos cujos contratos foram prorrogados mediante a Resolução ANP nº 815/2020

sofreram alterações em relação ao Relatório Anual de Exploração 2022

equatorial, uma região com elevado potencial, mas ainda carente em conhecimento acerca dos seus sistemas petrolíferos.

O Termo de Compromisso foi assinado em fevereiro de 2023, tendo sido estabelecido como compromisso a perfuração de dois poços. O primeiro poço será perfurado no contrato POT-

M-762 _R15. Já a localização do segundo poço será definida até julho de 2024, havendo duas possibilidades: a área do contrato POT-M-952 _R15 ou do contrato BM-BAR-1. A perfuração do primeiro poço está prevista para o ano de 2024. O segundo deverá ser perfurado até a data de término do Termo de Compromisso, que vigorará até fevereiro de 2028.

4.3. Cumprimento do Programa Exploratório Mínimo fora da área de concessão

Nos últimos anos, a SEP vinha constatando dificuldades relacionadas à execução das atividades exploratórias associadas ao PEM. A partir do alto quantitativo de contratos suspensos e prorrogados, da execução da garantia financeira ou do pagamento do valor atualizado das UTs não cumpridas de grandes montantes, da exoneração do PEM de um número significativo de contratos, entre outros, a SEP observou a existência do problema regulatório identificado como baixa flexibilidade para o cumprimento do PEM fora da área de concessão.

Nesse contexto, em atendimento ao Decreto nº 10.411/2020, a SEP elaborou o Relatório de Análise de Impacto Regulatório nº 1/2023/SEP/ANP-RJ, que, baseando-se nas causas e consequências do problema identificado, concluiu que a melhor alternativa para o seu enfrentamento seria a edição de ato normativo com ajustes no contrato.

Após ser submetido à consulta prévia, o Relatório de AIR foi aprovado pela Resolução de Diretoria nº 490/2023, que também aprovou a alternativa de edição de ato normativo com ajustes no contrato de concessão.

Como parte da ação regulatória, ainda no ano de 2023, a SEP deu início à elaboração do normativo. A primeira etapa consistiu na realização do "Workshop sobre o cumprimento do PEM fora da área de concessão", que teve

como finalidade colher a percepção e as contribuições dos agentes regulados e entidades representativas da indústria de petróleo e gás natural sobre o conteúdo da resolução, bem como incentivá-los a participar da construção conjunta do ato normativo.

Ao final de 2023, haviam sido realizadas várias rodadas de discussões internas envolvendo todo o corpo técnico da superintendência e a minuta de resolução estava bem encaminhada.

A previsão é de que a resolução seja publicada no segundo semestre de 2024.

O cumprimento do PEM fora dos limites da área original é uma medida inovadora. Visa a melhoria do desempenho do segmento de exploração

A elaboração da resolução tem gerado expectativa para o segmento de exploração porque, a partir de critérios pré-estabelecidos, permitirá com que um PEM associado a um contrato original possa ser cumprido na área de outro contrato de concessão ou em área não contratada, trazendo inovações importantes ao modelo vigente que visam, sobretudo, fomentar o desempenho do setor de exploração de petróleo e gás natural no Brasil.

4.4 Painel Dinâmico da Previsão de Atividades e Investimentos da Fase de Exploração

Em março de 2023, a SEP inaugurou o **Painel Dinâmico de Previsão de Atividades e Investimentos na Fase de Exploração**, como parte do seu projeto de ampliação do conjunto de dados divulgados à sociedade. Trata-se de uma ferramenta de *business intelligence* que apresenta previsões de atividades e investimentos encaminhadas pelas empresas detentoras de contratos para exploração e produção de petróleo e gás natural em fase de exploração mediante o Plano de Trabalho Exploratório.

Através das informações disponibilizadas no painel, a sociedade pode acompanhar as atividades a serem empreendidas pelas concessionárias na fase de exploração. Podem

ser aplicados filtros para se obter as atividades por ano de referência (ano de previsão), ano da atividade, etapa, ambiente (mar ou terra), bacias agrupadas (mar – margem equatorial; mar – margem leste; terra – bacias de nova fronteira e terra – bacias maduras) e cada uma das atividades. Os mesmos filtros podem ser usados para consultar previsões de investimentos, que podem ser obtidos em dólares ou reais.

A Figura 4.4 apresenta a página inicial de acesso às funcionalidades do painel, que está disponível no sítio eletrônico da ANP através do seguinte endereço: [Painel Dinâmico da Previsão de Atividades e Investimentos na Fase de Exploração — Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis \(www.gov.br\)](http://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/atividade-e-investimentos)

Figura 4.4: Página inicial do Painel Dinâmico de Previsão de Atividades e Investimentos da Fase de Exploração



4.5. Sumário Executivo das Áreas de Desenvolvimento

A partir de julho de 2023, a SEP passou a elaborar e a disponibilizar no site da ANP os sumários executivos das áreas de desenvolvimento cuja comercialidade foi declarada. A publicação disponibiliza informações sobre o nome do bloco, nome do operador, número do contrato, nome oficial do poço descobridor, nome e status do PAD, localização, jazida avaliada, mapa de localização da descoberta, coordenadas da área retida para avaliação, entre outras. Tendo em vista que a Declaração de Comercialidade é o ápice da fase de exploração, a divulgação dos sumários executivos contribui para a difusão de informações à sociedade acerca das áreas de que futuramente irão produzir petróleo e gás natural.

A publicação do Sumário Executivo das Áreas de Desenvolvimento corrobora o compromisso da ANP com a divulgação de informações, assegurando transparência na sua atuação.

Os sumários executivos das áreas de desenvolvimento podem ser consultados mediante o endereço eletrônico abaixo:

[Declaração de Comercialidade — Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis \(www.gov.br\)](http://www.gov.br)



CAPÍTULO 5

Previsão de Investimentos na 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 e da execução das atividades no âmbito da fase de exploração dos contratos de E&P.

A resolução estabeleceu em seu artigo 16 que a remessa anual do PTE previsto deverá incorporar as atividades previstas e os respectivos cronogramas e orçamentos até a data de término do período exploratório vigente, do PAD ou do PDI aprovado. A resolução também disciplinou o envio do PTE realizado, que deverá ser apresentado em março de cada ano com dados do ano anterior.

5.1 Balanço da realização das atividades previstas no PTE 2023

A Tabela 5.1 consolida as atividades exploratórias mais relevantes previstas e realizadas no âmbito dos contratos de E&P para o ano de 2023.

Em relação aos levantamentos geofísicos exclusivos, foram superados os quantitativos previstos para 2023, tendo em vista os 8.971 km de magnetometria e os 8.971 Km de gravimetria realizados no ano. Conforme citado no Capítulo 2, tais levantamentos realizados estiveram associados a apenas um bloco da bacia de Santos. Por outro lado, os 4.000 km² de gravimetria e os 4.001 km² de magnetometria previstos para 2023 não foram realizados.

Ainda sobre levantamentos geofísicos, os 2.646 km de sísmica 2D e os 522 km² de sísmica 3D, previstos para 2023, não foram realizados, conforme já tratado no Capítulo 2 deste relatório.

No que se refere aos poços exploratórios, verifica-se que a previsão para **2023** foi parcialmente cumprida, uma vez que foram **perfurados 22 dos 32 poços previstos**⁶. Ainda que a perfuração de quase 70% dos poços previstos não deva ser classificada como

Uma vez que, para o objetivo deste relatório, interessa compreender apenas o esforço – previsto e realizado – associado à execução das atividades exploratórias na fase de exploração, neste capítulo não serão abordados os investimentos relacionados à etapa de descomissionamento de instalações.

Em um primeiro momento, serão comparadas as previsões apresentadas no PTE previsto de 2023, vide o Relatório Anual de Exploração 2022, com o realizado naquele ano. Na sequência, serão apresentadas e comentadas as previsões de investimentos exploratórios derivados do PTE previsto de 2024.

insatisfatória, teria sido promissora a ratificação da previsão de perfuração para o ano de 2023. Tal resultado representaria uma melhoria relevante no desempenho do segmento de exploração quando comparado aos últimos anos.

Tabela 5.1: Comparativo das atividades previstas e realizadas para o ano de 2023

Atividade	Previsto	Realizado
Poço (un)	32	22
Gravimetria (Km) - Exclusivo	820	8.971
Magnetometria (Km) - Exclusivo	820	8.971
Gravimetria (Km ²) - Exclusivo	4.000	0
Magnetometria (Km ²) - Exclusivo	4.001	0
Sísmica 2D (Km) - Exclusivo	2.646	0
Sísmica 3D (Km ²) - Exclusivo	522	0

⁶ De fato, foram perfurados 21 poços dos 32 poços originalmente previstos no PTE 2023. Entretanto, um poço originalmente não

previsto foi perfurado na bacia do Amazonas, conforme mencionado mais adiante no relatório.

Ao desagregar os números por ambiente, os seguintes resultados são obtidos para o ano de 2023:

- 17 dos 22 poços previstos foram perfurados no ambiente terrestre, representando aproximadamente 77% de execução; e
- 5 dos 10 poços previstos foram perfurados no ambiente marítimo, representando 50% de execução.

Tendo como referência os dados da Tabela 5.2, ao comparar o quantitativo de poços previsto e realizado no ambiente terrestre, verifica-se que nas bacias do Amazonas, Parnaíba e Potiguar foram cumpridas as previsões de perfuração de poços para 2023. No caso da bacia do Amazonas, classificada como nova fronteira, a realização superou a previsão, tendo sido perfurado um poço além dos cinco previstos. No outro extremo, a bacia do Recôncavo ficou muito distante da previsão: apenas um dos cinco poços previstos foi perfurado.

Já entre as bacias marítimas, Espírito Santo e Foz do Amazonas, ambas com apenas um poço previsto, não registraram perfuração em 2023. Campos e Santos tiveram dois poços perfurados dos três previstos, cada uma. E Potiguar atingiu metade da previsão, com a perfuração de um poço.

As previsões de perfuração de poços para as bacias da **margem equatorial** eram tímidas para

o ano de **2023**, visto que as operadoras haviam indicado poços a serem perfurados em apenas duas das quatro bacias nas quais havia blocos sob contrato vigente. A **perfuração de apenas um poço dos três previstos** é um resultado muito **aquém do desejado**, tendo em vista o elevado potencial para descobertas nessa região. Conforme já mencionado neste relatório, a ausência de solução para os entraves ambientais tem impactado a melhoria do desempenho do segmento de exploração na margem equatorial brasileira.

Tabela 5.2: Poços previstos e realizados por bacia para o ano de 2023

Bacia	Previsto	Realizado
Parnaíba	6	6
Espírito Santo - terra	5	3
Recôncavo	5	1
Amazonas	5	6
Santos	3	2
Campos	3	2
Potiguar - mar	2	1
Espírito Santo - mar	1	0
Foz do Amazonas	1	0
Potiguar - terra	1	1

A Figura 5.1 representa a distribuição dos poços previstos e realizados por bacia para o ano de 2023.

Figura 5.1: Distribuição dos poços previstos e realizados por bacia para o ano de 2023



5.2 Previsões de investimentos para a fase de exploração

Tendo como referência as informações encaminhadas pelas operadoras no âmbito do PTE previsto de 2024, neste relatório, serão apresentados os investimentos referentes aos anos de 2024 e 2025 separadamente. Para os anos subsequentes, presumindo-se que as incertezas associadas às decisões futuras são maiores, as informações foram agregadas e serão apresentadas mediante a simbologia

2026+, que incorpora informações referentes ao período 2026 a 2027.

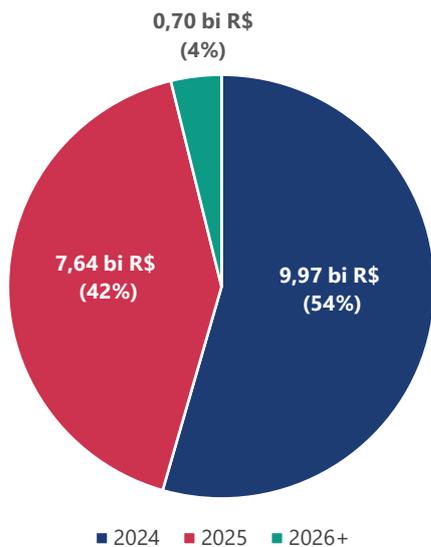
Ainda como parte das premissas, no que se refere aos levantamentos geofísicos, foi disponibilizada a consolidação dos dados exclusivos e não exclusivos relativos apenas aos levantamentos sísmicos 2D, sísmicos 3D, gravimétricos e magnetométricos, que, conforme mencionado no Capítulo 2, são as

tecnologias de maior relevância no âmbito de uma campanha exploratória.

Os investimentos previstos informados no PTE por ano, Gráfico 5.1, o ano de 2024 fica com a maior parcela, R\$ 9,97 bilhões, seguido pelo ano de 2025, com R\$ 7,64 bilhões, e, por último, 2026+, com uma previsão de R\$ 701 milhões em investimentos. Destaca-se que os anos mais longínquos trazem maior incerteza em relação às atividades e orçamentos previstos em razão da dinâmica da fase de exploração, o que possivelmente explica valores subestimados para 2026+. O total de **investimentos previstos** para o **período 2024 a 2026+** soma **18,31 bilhões de reais**.

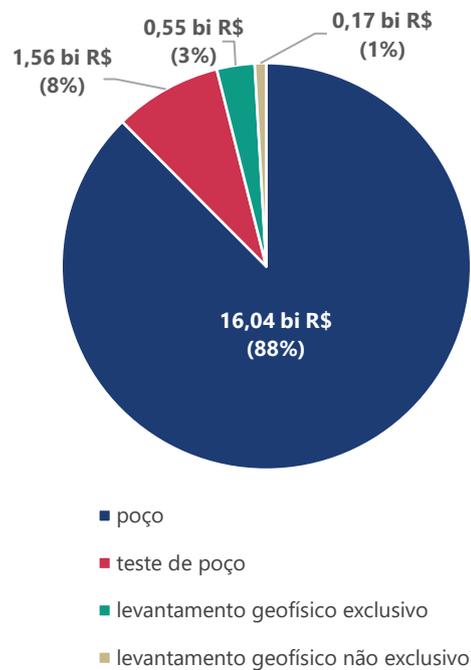
18,3 bilhões de reais é o investimento previsto para a fase de exploração até 2027

Gráfico 5.1: Investimentos previstos na fase de exploração por ano

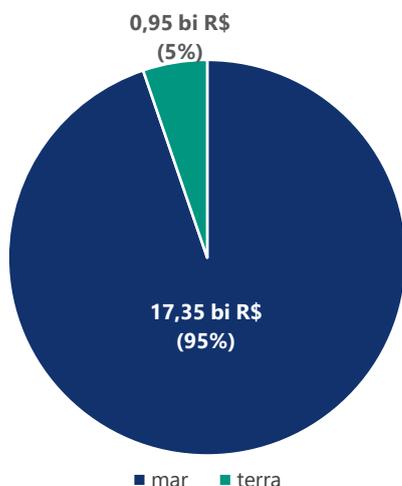


Ao analisar os investimentos por grupo de atividades, Gráfico 5.2, observa-se que 88% dos investimentos estão concentrados na atividade de perfuração de poço, para a qual há a previsão de R\$ 16,04 bilhões, enquanto os demais – 12% – ficam com aproximadamente R\$ 2,28 bilhões, distribuídos entre teste de poço (8%), levantamento geofísico exclusivo (3%) e levantamento geofísico não exclusivo (1%).

Gráfico 5.2: Investimentos previstos na fase de exploração por grupo de atividades para o período 2024 a 2026+



Segregando-se por ambiente para o **período 2024 a 2026+**, cerca de **95%** dos investimentos estão previstos para o **ambiente marítimo**, correspondendo a **R\$ 17,35 bilhões**, e, 5%, isto é, 950 milhões, para o ambiente terrestre (Gráfico 5.3).

Gráfico 5.3: Investimentos previstos na fase de exploração por ambiente para o período 2024 a 2026+

Quanto aos investimentos totais previstos em levantamentos geofísicos, Tabela 5.3, observa-se que, para 2024, a previsão é que os investimentos relacionados à aquisição de dados não exclusivos sejam superiores quando comparados aos dados exclusivos: R\$ 165 milhões *versus* R\$ 147 milhões, respectivamente. Em 2025, a alocação dos valores previstos é quase que integralmente em dados exclusivos (R\$ 384 milhões). No que se refere especificamente aos dados sísmicos, o maior quantitativo de levantamentos sísmicos 2D está previsto para 2024, com 2.048 Km de dados, e, de levantamentos 3D para 2025, com 1.473 Km².

Tabela 5.3: Investimentos previstos associados aos levantamentos geofísicos na fase de exploração

Levantamento geofísico	Exclusivo		Não Exclusivo	
	Quantidade	Investimento (milhão R\$)	Quantidade	Investimento (milhão R\$)
2024				
Gravimetria (Km)	1.066	147	-	165
Magnetometria (Km)	2.866		-	
Sísmica 2D (Km)	2.048		115	
Sísmica 3D (Km ²)	192		7.545	
2025				
Gravimetria (Km ²)	720	384	-	0,04
Magnetometria (Km ²)	870		-	
Sísmica 2D (Km)	2.000		55	
Sísmica 3D (Km ²)	1.473		23	
2026+				
Sísmica 2D (Km)	550	15	-	-
Sísmica 3D (Km ²)	7		-	
Investimento (milhão R\$)		546		165

Observa-se na Tabela 5.4 que as previsões de perfuração de poços exploratórios no ano de **2024** mostram-se bastante otimistas: estão

previstas a perfuração de 39 poços, representando um investimento da ordem de R\$ 8,8 bilhões. A se confirmar essa previsão, 2024

superará 2019, ano da série histórica em que houve o maior número de poços perfurados: 27 no total.

A previsão para o ano de 2025 – 25 poços – apresenta-se levemente acima do quantitativo médio de poços perfurados nos últimos oito anos (22), com investimentos previstos de R\$ 6,7 bilhões.

Já para 2026 e anos posteriores, a previsão é que apenas cinco poços sejam perfurados, com investimentos da ordem de R\$ 527 milhões. Entretanto, conforme já mencionado, há incertezas para esses anos, que deverão ser reduzidas com a proximidade da execução das atividades, refletindo-se nas próximas remessas anuais do PTE a serem apresentadas.

Tabela 5.4: Investimentos previstos associados aos poços na fase de exploração

Poço	2024	2025	2026+	Total
Quantidade (un)	39	25	5	69
Investimento (milhão R\$)	8.808	6.703	527	16.038

Em relação aos testes de poço, Tabela 5.5, há a previsão de realização de 13 testes em 2024, quatro em 2025 e um em 2026, com

investimentos de R\$ 850 milhões, R\$ 549 milhões e R\$ 159 milhões, respectivamente.

Tabela 5.5: Investimentos previstos associados aos testes de poço na fase de exploração

Teste de poço*	2024	2025	2026+	Total
Quantidade (un)	13	4	1	18
Investimento (milhão R\$)	850	549	159	1.558

*Teste de poço engloba teste de formação e teste de longa duração (TLD)

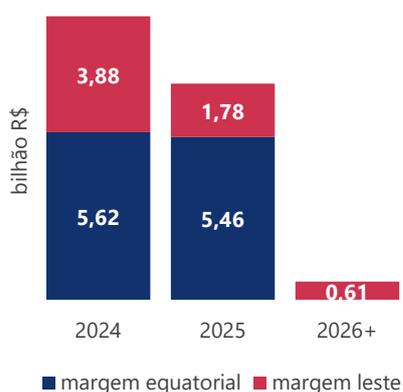
Focando-se exclusivamente no ano de 2024, cuja previsão aponta um investimento para a fase de exploração de R\$ 9,97 bilhões e segregando-o por ambiente (Tabela 5.6), observa-se que R\$

9,50 bilhões serão alocados em ambiente marítimo, sendo R\$ 8,50 bilhões na perfuração de poços. Para o ambiente terrestre, a previsão é de R\$ 470 milhões de investimentos em 2024.

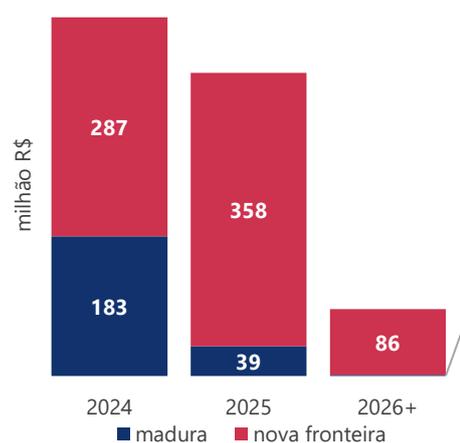
Tabela 5.6: Investimentos previstos por ambiente na fase de exploração para o ano de 2024

Atividade	Mar		Terra	
	Quantidade	Investimento (milhão R\$)	Quantidade	Investimento (milhão R\$)
Poço	14	8.499	25	309
Teste de poço	4	769	9	81
Gravimetria Exclusiva (Km)	-	67	1.066	80
Magnetometria Exclusiva (Km)	-		2.866	
Sísmica 2D Exclusiva (Km)	-		2.048	
Sísmica 3D Exclusiva (Km ²)	192	165	-	0,05
Sísmica 2D Não Exclusiva (Km)	-		115	
Sísmica 3D Não Exclusiva (Km ²)	7.532		14	
Investimento (milhão R\$)	9.500		470	

Ao segregar os investimentos previstos para as bacias marítimas (Gráfico 5.4) para o **período 2024 a 2026+**, as bacias da **margem equatorial (R\$ 11,1 bilhões)** concentram quase que o dobro de investimentos em relação à margem leste (R\$ 6,3 bilhões). Considerando que ao final de 2023 a margem equatorial possuía pouco mais da metade dos blocos da margem leste, fica evidente o interesse das operadoras na margem equatorial, apesar das dificuldades associadas ao licenciamento ambiental na região. No entanto, para que esse investimento seja efetivamente realizado no curto prazo, é necessário que os entraves à exploração da margem equatorial sejam ultrapassados antes do término da fase de exploração desses contratos.

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

Ao considerar os investimentos previstos para as **bacias terrestres** (Gráfico 5.5), destacam-se os investimentos nas **bacias de nova fronteira**, que concentram 77% dos recursos financeiros, **R\$ 731 milhões**, ficando as bacias maduras com R\$ 223 milhões dos recursos previstos.

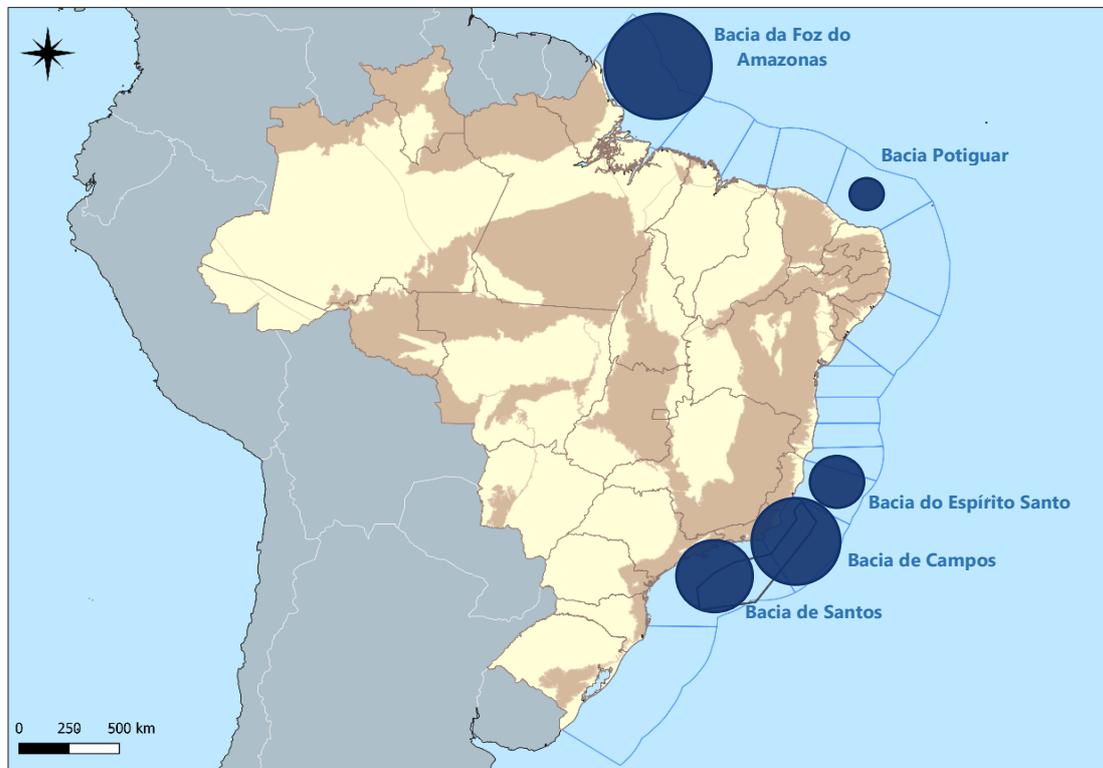
Gráfico 5.5: Investimentos previstos na fase de exploração por bacias terrestres agrupadas

Na Figura 5.1 estão representadas as cinco bacias marítimas com maior volume de investimentos previstos para o período 2024 a 2026+. O maior volume está previsto para a bacia da **Foz do Amazonas**, ficando evidente que os recursos previstos nessa bacia é que deverão impulsionar os investimentos na margem equatorial. No entanto, conforme visto no início deste capítulo, tendo em vista que a previsão de perfuração de um poço nessa bacia não se concretizou no ano de 2023, é desejado que em 2024 finalmente sejam retomadas as atividades exploratórias na

área. Ampliar o conhecimento geológico da bacia da **Foz do Amazonas**, bem como das demais bacias da margem equatorial, deveria ser uma meta a ser perseguida considerando que se trata de uma região estratégica para a recomposição das reservas de óleo e gás no Brasil.

Na sequência dos maiores investimentos previstos para o período 2024 a 2026+, **Campos**, **Santos**, **Espírito Santo** e **Potiguar** complementam o *ranking*.

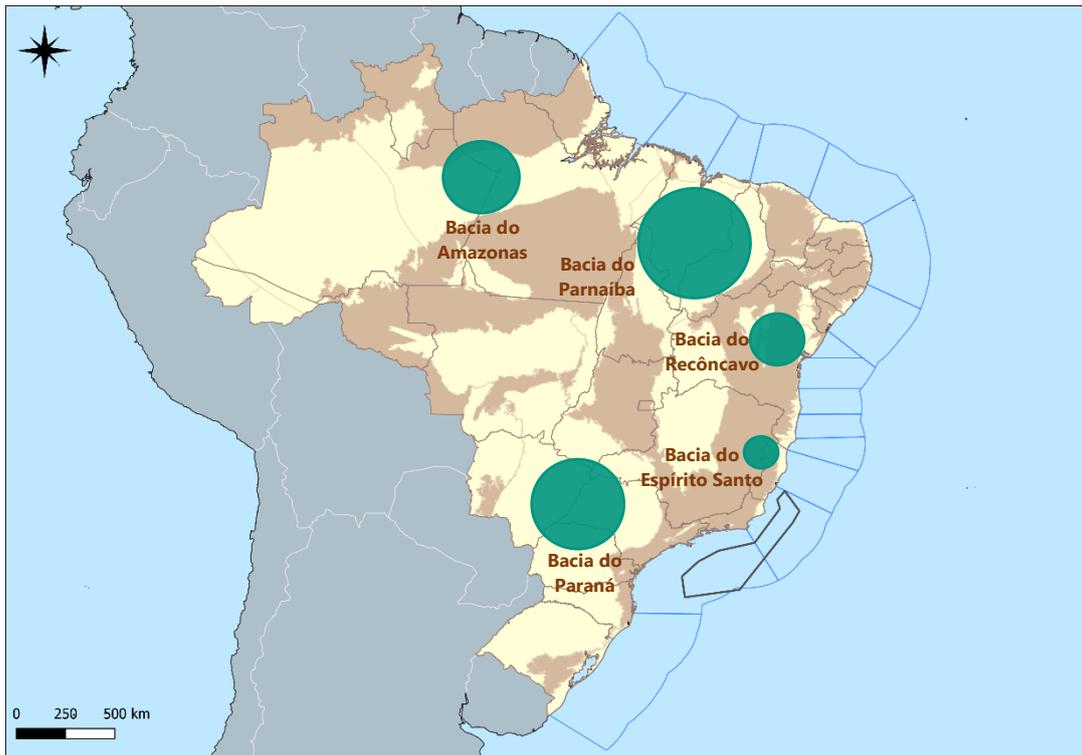
Figura 5.1: Comparação dos investimentos previstos na fase de exploração para as bacias marítimas



Para o ambiente terrestre, os maiores investimentos previstos para o período 2024 a 2026+ estão concentrados em bacias de nova fronteira. **Parnaíba**, **Paraná** e **Amazonas**

ocupam as três primeiras posições. **Recôncavo** e **Espírito Santo** aparecem na quarta e quinta posições no *ranking* dos investimentos dentre as bacias terrestres.

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



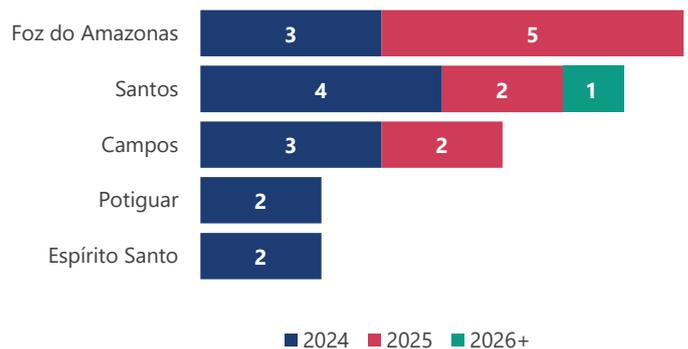
Dando destaque à atividade de poço exploratório (Gráfico 5.6), observa-se, que dentre as bacias marítimas, Foz do Amazonas lidera com o maior número de poços previstos (8) para o período 2024 a 2026+. Em seguida, aparecem Santos (7), Campos (5), Potiguar (2) e Espírito Santo (2). No total, deverão ser perfurados 24 poços em bacias marítimas, dos quais dez estão localizados em bacias da margem equatorial. Para as demais bacias marítimas, não há previsão de perfuração de poços exploratórios no período.

Foz do Amazonas é destaque com a previsão de perfuração de 8 poços exploratórios até 2027

No ano de **2024**, são **previstos 14 poços em bacias marítimas**, sendo quatro na bacia de Santos. Campos e Foz do Amazonas deverão

contribuir para esse quantitativo com três poços cada uma.

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



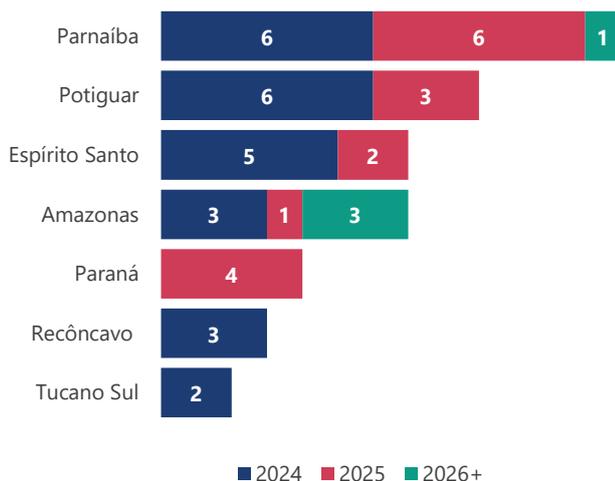
Em relação à previsão de poços terrestres no período 2024 a 2026+, 13 estão previstos para a bacia da Parnaíba, seguida pelas bacias Potiguar (9), Espírito Santo (7) e Amazonas (7). As bacias de nova fronteira concentram o maior número de poços previstos: 26 do total de 45. As bacias do

Paraná (4), Recôncavo (3) e Tucano Sul (2) completam o conjunto de bacias terrestres com previsão de perfuração de poços no período.

Para **2024**, a **expectativa** é que nas bacias terrestres sejam perfurados **25 poços**, tendo como destaque Parnaíba e Potiguar com seis poços cada.

Parnaíba é destaque com a previsão de perfuração de 13 poços exploratórios até 2027

Gráfico 5.7: Poços previstos na fase de exploração por bacia terrestre



Com relação à perfuração de poços por etapa da fase de exploração, dos 39 poços previstos para o ano de 2024, 31 estão associados à etapa de PEM e 8 poços à etapa de PAD.

Das informações prestadas pelos operadores no PTE sobre os poços a serem perfurados para o ano de 2024, foram contabilizados os volumes de óleo e gás *in place* esperados (Tabela 5.7). Para uma probabilidade de sucesso de 50% (P50), estima-se que os 39 poços previstos em 2024 poderão gerar cerca de 46,4 bilhões de barris de óleo *in place* (VOIP) e de 27,8 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 5.7: Volume de óleo e gás *in place* previstos para 2024

Ambiente	VOIP (MMbbl)	VGIP (MMm ³)
Mar	46.340	-
Terra	19	27.829
Total	46.359	27.829



anp

Agência Nacional
do Petróleo,
Gás Natural e Biocombustíveis

