

RELATÓRIO ANUAL DE EXPLORAÇÃO 2025

Superintendência de Exploração



anp
Agência Nacional
do Petróleo,
Gás Natural e Biocombustíveis

RELATÓRIO ANUAL DE EXPLORAÇÃO 2025

Superintendência de Exploração



anp
Agência Nacional
do Petróleo,
Gás Natural e Biocombustíveis

Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

Diretor-Geral

Artur Watt Neto

Diretores

Daniel Maia Vieira

Fernando Wandscheer de Moura Alves

Pietro Mendes

Symone Christine de Santana Araújo

Superintendente de Exploração

Luciano Ricardo da Silva Lobo

Superintendente-adjunta de Exploração

Heloise Helena Lopes Maia da Costa

Assessora Técnica

Daniela Moreira de Melo

Coordenador Geral de Regulação e Gestão da Informação

Edson Marcello Peçanha Montez

Relatório Anual de Exploração 2025

Coordenadora-geral

Lydia Huguenin Queiroz

Levantamento e consolidação dos dados

Lydia Huguenin Queiroz

Michelle Maximiano Steenhagen

Dérick Evangelista de Almeida

Lucas Pestana Pinheiro

Revisão

Daniela Moreira de Melo

Heloise Helena L. Maia da Costa

Luciano Ricardo da Silva Lobo

Lydia Huguenin Queiroz

Rosana de Rezende Andrade

Redação

Edson Marcello Peçanha Montez

Jacqueline Barboza Mariano

Projeto Visual

João Carlos Machado

Luiz Henrique Vidal Ferraz

SUMÁRIO

Sumário Executivo.....	5
1. Contratos de E&P em Fase de Exploração.....	10
1.1 Panorama dos blocos sob contrato	11
1.2 Situação dos blocos sob contrato.....	25
1.3 Liderança na operação de blocos sob contrato.....	28
2. Atividades Exploratórias	31
2.1 Dados exclusivos	32
2.2 Dados não exclusivos	35
2.3 Poços exploratórios.....	35
2.4 Sondas de Perfuração.....	44
2.5 Abatimento do PEM.....	45
2.6 Desempenho exploratório por operadora.....	48
3. Sucesso Exploratório.....	52
3.1 Notificação de Descoberta	53
3.2 Avaliação de Descobertas	57
3.3 Declaração de Comercialidade.....	63
3.4 Índices de Sucesso Exploratório Geológico e Econômico.....	70
4. Investimentos na Fase de Exploração	76
4.1 Investimentos e atividades previstas e realizadas para o ano de 2025.....	77
4.1.1 Investimentos associados a poços exploratórios	78
4.2 Previsão de investimentos e atividades para a fase de exploração nos próximos anos.....	81
4.2.1 Previsão de investimentos e atividades para a fase de exploração no ano de 2026	86
5. Anexos	93
6. Painéis Dinâmicos - Dados sobre o segmento de exploração	100

Sumário Executivo

O Relatório Anual de Exploração 2025 apresenta um panorama do desempenho do segmento de exploração de petróleo e gás natural no Brasil para o período de 2016 a 2025. O documento, em sua sexta edição, reafirma a posição da ANP quanto à relevância do compartilhamento de informações sobre a fase de exploração com a sociedade.

Ao final de 2025, o Brasil registrou 431 blocos exploratórios sob contrato, o maior número desde a criação da ANP. O resultado representa crescimento de aproximadamente 3% em relação a 2024 e consolida a recuperação observada nos últimos anos após o período de retração ocorrido entre 2019 e 2023.

O crescimento do número de blocos em 2025 decorreu principalmente da assinatura de 36 novos contratos de concessão, vinculados à Oferta Permanente de Concessão, parcialmente compensados por 25 contratos que tiveram a fase de exploração encerrada, incluindo aqueles que avançaram para a fase de produção.

Entre os novos contratos celebrados em bacias marítimas no ano de 2025, a bacia da Foz do Amazonas concentrou o maior número de áreas contratadas, com 19 blocos, seguida pela bacia de Santos, com 11 blocos, e pela bacia de Pelotas, com três blocos. O resultado reforça o interesse das empresas por oportunidades exploratórias em regiões de fronteira exploratória, caracterizadas pelo potencial de descobertas significativas e reposição futura de reservas. A análise da última década mostra que as bacias de Pelotas e Santos lideraram a celebração de novos contratos, evidenciando sua atratividade para investimentos em exploração de petróleo e gás natural.

No ambiente terrestre, foram assinados apenas três contratos em 2025, todos localizados na bacia do Amazonas. Nos últimos dez anos, a bacia Potiguar liderou, com ampla vantagem, o número de contratos celebrados.

Em 2025, o ambiente terrestre manteve a predominância em número de blocos sob contrato, com 267 blocos (62%), frente aos 164 blocos (38%) no ambiente marítimo.

A análise da distribuição dos blocos por bacia sedimentar revela mudanças relevantes no perfil do interesse exploratório.

No ambiente marítimo, na margem equatorial, a bacia da Foz do Amazonas passou de nove blocos sob contrato em 2024 para 28 ao final de 2025.

Na margem leste, as bacias de Pelotas e Santos consolidaram sua posição de destaque, encerrando 2025 com 47 e 37 blocos sob contrato, respectivamente. Em contrapartida, as bacias de Campos e Espírito Santo mantiveram a tendência observada nos últimos anos de redução gradual do número de blocos exploratórios sob contrato.

No ambiente terrestre, a bacia Potiguar manteve ampla liderança ao final de 2025, com 150 blocos sob contrato, resultado impulsionado principalmente pelos contratos celebrados em 2024. Em termos de área contratada, entretanto, destacaram-se as bacias de Parnaíba, Paraná e Amazonas, localizadas em regiões de fronteira exploratória, cujos blocos possuem dimensões significativamente superiores às observadas nas bacias maduras.

A análise da última década revela uma trajetória para a bacia do Recôncavo semelhante à observada na bacia de Campos. Após ocupar posição de destaque em períodos anteriores, a bacia vem registrando uma redução gradual do número de blocos sob contrato.

Apesar do aumento do número de blocos sob contrato, desafios importantes permanecem para o avanço da atividade no Brasil. Ao final de 2025, 34 blocos (8% do total) estavam com seus contratos suspensos, principalmente em razão de atrasos nos processos de licenciamento ambiental, onde a margem equatorial concentrava a maior parte desses casos, com 20 blocos nessa condição.

A emissão da licença ambiental para a perfuração do poço *Morpho* (1-BRSA-1405-APS), na bacia da Foz do Amazonas, bloco FZA-M-59, em outubro de 2025, representou um avanço relevante para a exploração na margem equatorial, encerrando um processo de licenciamento que se estendeu por mais de uma década.

Quanto ao perfil das operadoras, é possível destacar a manutenção da forte concentração em alguns *players*. Nos últimos três anos, a Petrobras liderou, no ambiente marítimo, o *ranking* das operadoras com o maior número de blocos sob contrato. O portfólio operado pela empresa cresceu significativamente no período, passando de 36 blocos ao final de 2023 para 68 blocos ao final de 2025. Desse total, cerca de 80% encontram-se em bacias de fronteira exploratória.

No ambiente terrestre, a Elysian Petroleum manteve a liderança entre as operadoras, com 122 blocos sob contrato ao final de 2025. Desse total, 99 blocos estavam localizados na bacia Potiguar, evidenciando a forte concentração de suas atividades nessa região.

Apesar de 2025 ter encerrado o ano com o maior número de blocos exploratórios sob contrato da história da ANP, os indicadores de atividade exploratória mostram que essa expansão do portfólio contratual ainda não se converteu em aumento proporcional do esforço exploratório.

A aquisição de dados exclusivos apresentou forte retração em 2025. Foram adquiridos apenas 870 km de sísmica 2D, redução de aproximadamente 75% em relação a 2024, sem registros de levantamentos gravimétricos, magnetométricos ou OBN pelo segundo ano consecutivo. Apenas três dos 431 blocos sob contrato registraram aquisição de dados exclusivos no ano.

A análise da última década mostra que a aquisição de dados exclusivos, para as tecnologias abordadas no Relatório Anual de Exploração, ocorreu em duas bacias marítimas e seis bacias terrestres. No ambiente marítimo, a bacia de Santos destacou-se como a principal área de atividade exploratória associada a esse tipo de investimento, concentrando os levantamentos magnetométricos, gravimétricos e sísmicos do tipo OBN realizados no período.

No ambiente terrestre, as bacias do Parnaíba e do Paraná, ambas classificadas como fronteiras exploratórias, concentraram os maiores volumes de aquisição de dados sísmicos 2D entre 2016 e 2025.

A perfuração de poços continua sendo o principal indicador da efetiva execução da atividade exploratória. Em 2025 foram perfurados 19 poços exploratórios na fase de exploração, volume 90% superior ao observado em 2024. Apesar da recuperação, o

resultado permanece muito inferior aos níveis observados até meados da década passada.

A análise conjunta do número de poços e da quantidade de blocos sob contrato revela um quadro ainda mais preocupante. O indicador de intensidade exploratória atingiu o segundo pior resultado da série histórica iniciada em 2010, registrando aproximadamente um poço exploratório para cada 25 blocos sob contrato. O resultado evidencia um forte descompasso entre o aumento do número de blocos sob contrato e a efetiva realização de atividades exploratórias.

Embora os preços internacionais do petróleo tenham permanecido em patamares considerados atrativos em 2024 e 2025, isso não foi suficiente para impulsionar significativamente a perfuração de poços, sugerindo a existência de fatores estruturais adicionais limitando os investimentos exploratórios.

O ambiente marítimo respondeu por 10 dos 19 poços perfurados em 2025, registrando o maior número de perfurações *offshore* dos últimos dez anos. Os investimentos permaneceram fortemente concentrados no pré-sal, com nove dos dez poços marítimos perfurados em 2025. Considerando o período de 2016 a 2025, cerca de 83% dos poços marítimos exploratórios foram direcionados ao pré-sal.

As bacias de Santos e Campos continuaram concentrando parcela significativa da atividade exploratória *offshore*, respondendo por aproximadamente 80% dos poços marítimos perfurados nos últimos dez anos.

No ambiente terrestre foram perfurados nove poços exploratórios em 2025, todos localizados na bacia do Parnaíba. A concentração das atividades nessa bacia confirma sua posição como principal fronteira exploratória terrestre do país. Entre 2016 e 2025, a bacia do Parnaíba respondeu por quase metade dos poços exploratórios perfurados em terra.

Além disso, as bacias classificadas como fronteiras exploratórias – Parnaíba, Amazonas, Solimões e Tucano Sul – representaram cerca de 60% das perfurações terrestres realizadas na última década, demonstrando a importância crescente dessas áreas.

Observando os dados por operadoras, a atividade exploratória permaneceu altamente concentrada em poucas empresas.

No ambiente marítimo, apenas seis operadoras perfuraram poços entre os anos 2020 e 2025. A Petrobras manteve ampla liderança em termos absolutos, com 28 poços perfurados no período, sendo a única empresa presente em todos os anos da série analisada.

No ambiente terrestre, sete operadoras realizaram perfurações, com destaque para a Eneva, responsável por 49 dos 71 poços perfurados entre 2020 e 2025, consolidando-se como a principal responsável pela realização de atividade exploratória em terra.

Por sua vez, considerando as informações relacionadas às descobertas, em 2025 foram registrados 13 poços com descoberta notificada, resultado significativamente superior ao de 2024, quando foi observado o menor nível da série histórica. Das descobertas registradas no ano, dez ocorreram em ambiente marítimo e três em ambiente terrestre.

No acumulado de 2016 a 2025, foram contabilizados 133 poços com descoberta notificada, sendo 51 poços em ambiente marítimo e 82 poços em ambiente terrestre. No ambiente marítimo predominaram as descobertas de petróleo e no ambiente terrestre as descobertas de gás natural.

As descobertas *offshore* concentraram-se principalmente nas bacias de Santos e Campos, responsáveis por quase 90% das notificações marítimas da década. Em terra, destacou-se a bacia do Parnaíba, que respondeu por 36 das 82 notificações registradas no período e foi a única bacia terrestre com descobertas notificadas em 2025.

Ao final de 2025, havia avaliações de descobertas em curso relacionadas a 26 Planos de Avaliação de Descobertas (PAD), o menor quantitativo dos últimos seis anos. Desse total, 12 estavam ativos; 10 encontravam-se com execução suspensa; e quatro estavam inativos com a área retida para avaliação em postergação da Declaração de Comercialidade.

A distribuição dos PADs indica leve predominância do ambiente marítimo. Ao final de 2025, havia 15 PADs em bacias marítimas e 11 PADs em bacias terrestres. As bacias de Santos, Espírito Santo mar e Parnaíba concentravam o maior número de planos de avaliação.

Merece destaque o fato de que sete dos dez PADs com execução suspensa estavam associados a restrições ambientais, evidenciando a relevância do licenciamento ambiental como fator condicionante ao avanço das atividades exploratórias. Esse efeito é particularmente perceptível nas bacias de fronteira exploratória, onde mais da metade dos PADs encontrava-se com execução suspensa.

Entre 2016 e 2025 foram efetivadas 60 Declarações de Comercialidade, sendo 38 em ambiente terrestre (63%) e 22 em ambiente marítimo (37%).

Em 2025 foram registradas cinco Declarações de Comercialidade, das quais duas na bacia de Santos e três em bacias terrestres, sendo duas no Recôncavo e uma no Espírito Santo. No período 2016 a 2025, a bacia de Santos liderou entre as áreas marítimas, com nove declarações; e a bacia do Recôncavo apresentou o melhor desempenho em terra, com 14 declarações.

Diferentemente do observado no ambiente marítimo, o ambiente terrestre registrou Declarações de Comercialidade em bacias de fronteira exploratória ao longo da década analisada. Entre 2016 e 2025, as bacias do Parnaíba, Amazonas e Tucano Sul somaram 11 declarações, das quais sete ocorreram na bacia do Parnaíba e duas em cada uma das demais bacias.

Entre 2016 e 2025, cinco operadoras foram responsáveis pelas 22 Declarações de Comercialidade registradas no ambiente marítimo. A Petrobras destacou-se com 11 declarações, distribuídas entre as bacias de Campos, Santos e Sergipe-Alagoas.

No ambiente terrestre, nos últimos dez anos, foram registradas 38 Declarações de Comercialidade, distribuídas entre 12 operadoras. A Eneva apresentou o melhor desempenho, com nove declarações, sendo sete na bacia do Parnaíba e duas na bacia do Amazonas.

Os volumes *in place* associados às Declarações de Comercialidade do período 2016 a 2025 foram estimados em 18,6 bilhões de barris de óleo e 430,1 bilhões de m³ de gás natural.

Com base nas informações apresentadas pelas operadoras nos Planos de Trabalho Exploratórios, os investimentos previstos para a fase de exploração em 2026 somam aproximadamente US\$ 890 milhões. Desse total, US\$ 850 milhões (96%) deverão ser destinados a atividades no ambiente marítimo, enquanto US\$ 40 milhões (4%) aplicados no ambiente terrestre.

Em ambos os ambientes, a perfuração de poços exploratórios concentra a maior parcela da previsão dos investimentos. No ambiente marítimo, estão previstos cinco poços exploratórios, com investimentos estimados em US\$ 572 milhões. Já no ambiente terrestre, a previsão é de 14 poços exploratórios, totalizando cerca de US\$ 30 milhões em investimentos.

No ambiente marítimo, três dos cinco poços previstos para 2026 deverão ser perfurados na bacia de Santos, um na bacia de Campos e um na bacia Potiguar, este último localizado na margem equatorial. O avanço das atividades exploratórias na margem equatorial poderá ser impulsionado por resultados favoráveis do poço *Morpho* (1-BRSA-1405-APS), com potencial para estimular novos investimentos e o planejamento de campanhas exploratórias adicionais, tanto na bacia da Foz do Amazonas quanto em outras bacias da margem equatorial.

No ambiente terrestre, os 14 poços exploratórios previstos apresentam distribuição equilibrada entre bacias maduras e bacias de fronteira exploratória. Sete poços deverão ser perfurados nas bacias maduras do Espírito Santo, Potiguar e Recôncavo, enquanto os outros sete estão previstos para as bacias de fronteira exploratória do Amazonas, Parnaíba e Tucano Sul. As bacias do Amazonas, Espírito Santo e Potiguar concentram o maior número de perfurações planejadas, com três poços exploratórios cada.



CAPÍTULO 1

Contratos de E&P em Fase de Exploração



1.1 Panorama dos blocos sob contrato

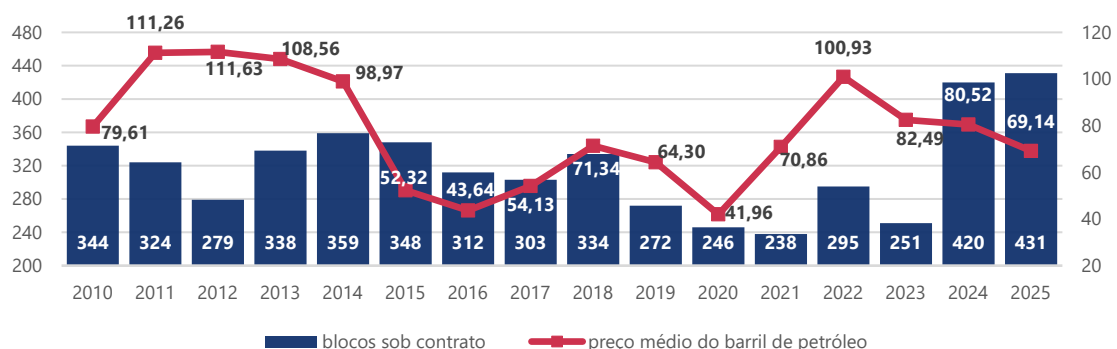
Diversas variáveis têm influência sobre a decisão das empresas de investir na exploração de petróleo e gás natural. A aquisição de novas áreas – denominadas blocos exploratórios no Brasil –, bem como a manutenção de contratos na fase de exploração, está diretamente relacionada à evolução dos preços do petróleo ao longo do tempo.

Nos últimos 16 anos, conforme ilustrado no Gráfico 1.1, é possível identificar três períodos nos quais se observa certa correlação entre o preço médio do barril e o número de blocos exploratórios sob contrato.

- 2010 a 2014: período em que o preço médio do barril se manteve próximo ou acima de US\$ 100, com o número de blocos sob contrato geralmente superior a 320;
- 2015 a 2021: período de queda nos preços médios, que atingiram mínimos históricos – como em 2020, durante a pandemia de Covid-19, quando o barril chegou a US\$ 42. Nesse intervalo, o número de blocos sob contrato reduziu-se de 348 (2015) para 238 (2021); e
- 2022 a 2025: período de recuperação dos preços, iniciado em 2021, que teve como marco o ano de 2022, quando o barril voltou a superar US\$ 100. Em 2025, o número de blocos sob contrato atingiu 431 – o maior já registrado desde a criação da ANP –, embora o preço médio do barril tenha sido o menor do período, US\$ 69.

Cabe destacar que o preço do barril não é o único fator relevante para a tomada de decisão pelas empresas. Elementos como o desempenho das campanhas exploratórias, a variação das reservas provadas e os custos operacionais também exercem influência significativa. Além disso, a dinâmica de realização das rodadas de licitação de blocos exploratórios no Brasil e no mundo pode impactar diretamente o número de contratos mantidos pelas empresas ao longo do tempo.

Gráfico 1.1: Comportamento do preço médio do barril de petróleo (US\$/bbl) – Europe Brent Spot Price¹ – e do quantitativo de blocos sob contrato entre 2010 e 2025

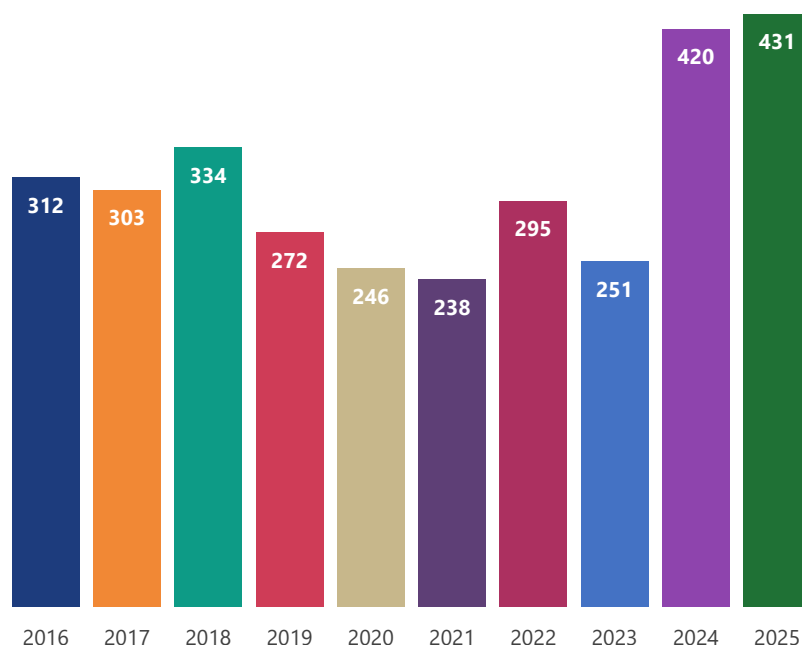


¹ Europe Brent Spot Price. Disponível em: https://www.eia.gov/dnav/pet/pet_pri_spt_s1_a.htm, acesso em 10/01/2026.

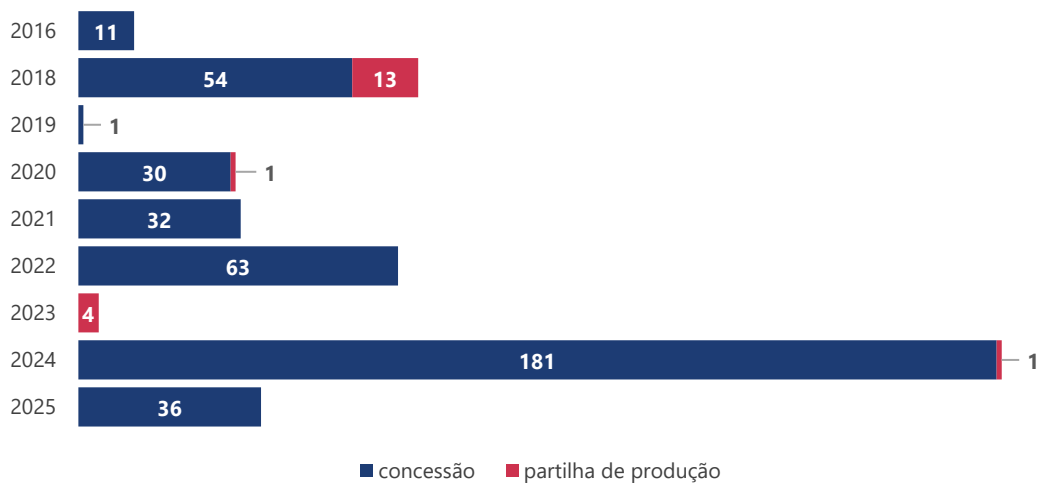
Conforme citado acima, ao final de 2025, foi registrado o maior número de blocos sob contrato desde a criação da ANP, totalizando 431 blocos exploratórios. Esse valor representa um aumento de quase 3% em relação ao ano anterior, que até então detinha o recorde. O Gráfico 1.2 apresenta o histórico de blocos sob contrato nos últimos dez anos.

2025 marcou um recorde histórico para a ANP, com o maior número de blocos sob contrato desde a criação da Agência

Gráfico 1.2: Blocos sob contrato entre 2016 e 2025



O crescimento observado em 2025 decorreu da assinatura de 36 novos contratos sob o regime de concessão (Gráfico 1.3). Por outro lado, 25 contratos tiveram a fase de exploração encerrada, incluindo aqueles que avançaram para a fase de produção, conforme detalhado posteriormente neste relatório. Como resultado, houve um aumento líquido de 11 blocos sob contrato entre 2024 e 2025.

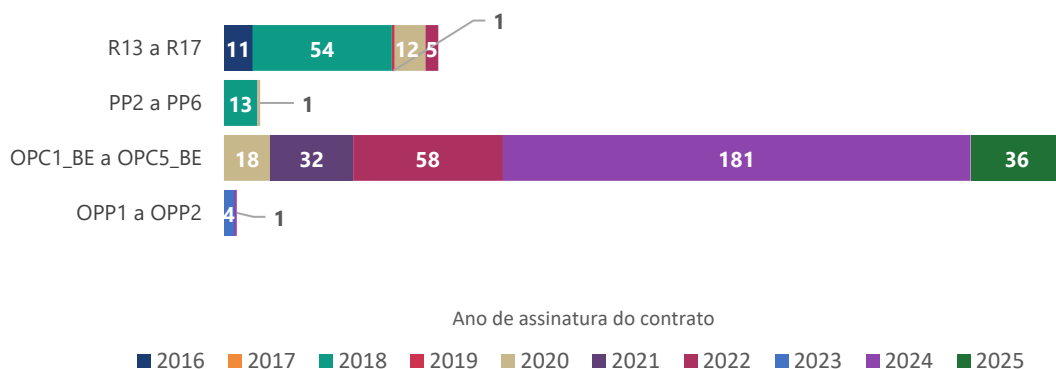
Gráfico 1.3: Contratos assinados por regime contratual entre 2016 e 2025

Os 36 novos contratos firmados em 2025 decorreram de dois ciclos da Oferta Permanente de Concessão, sendo:

- ♦ 33 contratos associados ao 5º ciclo, cuja sessão pública de apresentação de ofertas ocorreu em meados de 2025; e
- ♦ três contratos referentes ao 4º ciclo, cuja sessão pública foi realizada no final de 2023.

Destaca-se que a maior parte dos contratos do 4º ciclo – 181 ao todo – foi assinada em 2024, conforme apresentado no Gráfico 1.4.

Em 2025, também foi realizada a sessão pública de apresentação de ofertas do 3º Ciclo da Oferta Permanente de Partilha de Produção. A assinatura dos contratos, contudo, ocorrerá em 2026.

Gráfico 1.4: Contratos assinados entre 2016 e 2025 por licitações realizadas²

² A notação 'R' (com numeração) indica Rodadas de Licitações no regime de Concessão; 'PP' refere-se a licitações de Partilha de Produção; 'OPC' e 'OPP' representam, respectivamente, os Ciclos de Oferta Permanente de Concessão e de Partilha de Produção.

Com relação aos contratos assinados em bacias marítimas, 33 blocos exploratórios tiveram seus contratos firmados em 2025, todos vinculados ao 5º Ciclo da Oferta Permanente de Concessão.

A bacia da Foz do Amazonas, classificada como fronteira exploratória, liderou o número de novos contratos em 2025, com 19 blocos, seguida pela bacia de Santos, com 11 blocos (Gráfico 1.5). Destaca-se também a assinatura de três contratos na bacia de Pelotas, também considerada de fronteira exploratória, que se somaram aos 44 contratos já existentes na mesma bacia, oriundos do 4º Ciclo da Oferta Permanente de Concessão.

A seguir, apresenta-se a distribuição das empresas que assinaram contratos em 2025 por bacia marítima.

- 📍 Bacia da Foz do Amazonas:

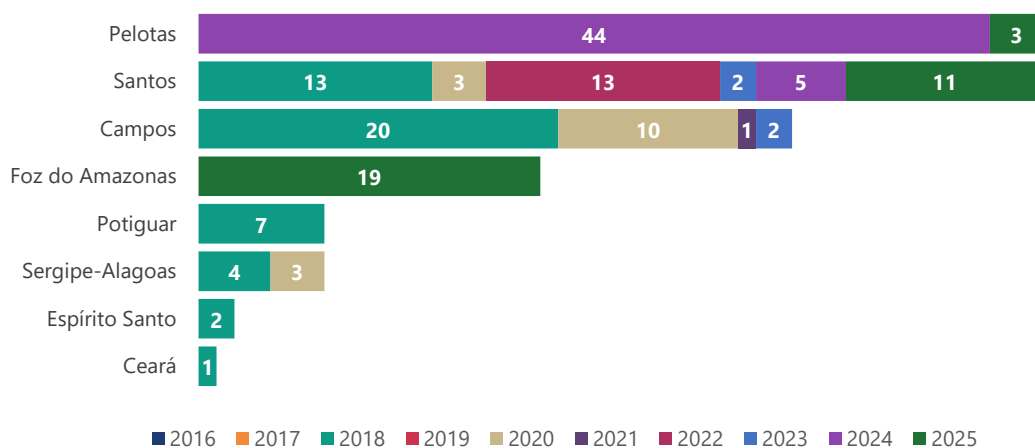
 - nove contratos assinados pelo consórcio Chevron Brasil - PetroChina, com a Chevron como operadora;
 - cinco contratos pelo consórcio Petrobras - ExxonMobil Brasil, com a Petrobras como operadora; e
 - cinco contratos pelo consórcio ExxonMobil Brasil - Petrobras, com a ExxonMobil como operadora.
- 📍 Bacia de Santos:

 - seis contratos pela Karoon Brasil;
 - quatro contratos pela Shell Brasil; e
 - um contrato pela Equinor Brasil.
- 📍 Bacia de Pelotas:

 - três contratos pelo consórcio Petrobras - Galp Energia Brasil, com a Petrobras como operadora.

Ainda conforme o Gráfico 1.5, as bacias de Pelotas e Santos lideram o ranking de bacias marítimas com maior número de contratos assinados nos últimos dez anos, com 47 contratos cada.

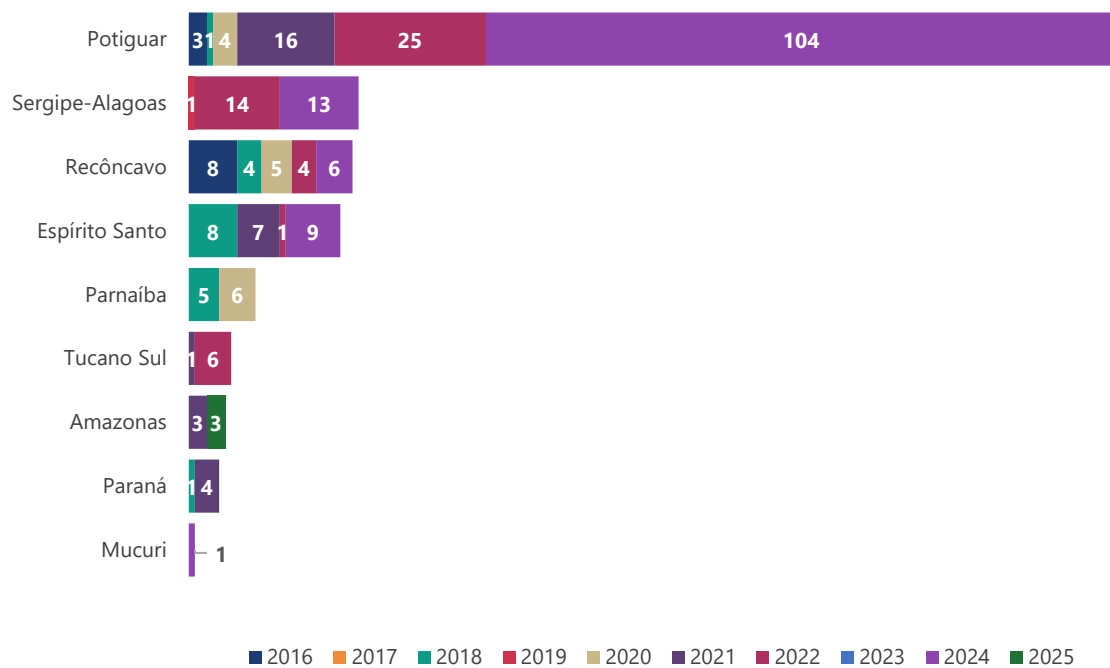
Gráfico 1.5: Contratos assinados por bacia marítima entre 2016 e 2025



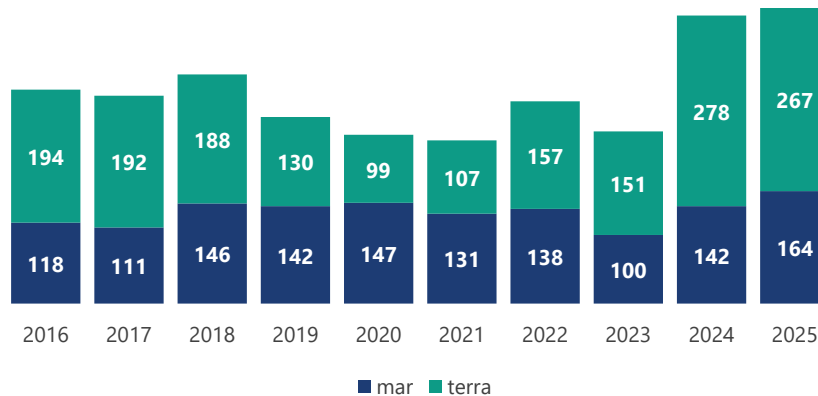
No que se refere às bacias terrestres, em 2025, foram assinados apenas três contratos, conforme apresentado no Gráfico 1.6. Os blocos estão localizados na bacia do Amazonas, são oriundos do 4º Ciclo da Oferta Permanente de Concessão e têm a ATEM Participações como única concessionária e operadora.

A bacia Potiguar lidera, com ampla vantagem, o ranking de bacias terrestres com maior número de contratos assinados nos últimos dez anos, totalizando 153 contratos. Desse total, 104 foram firmados em 2024, também oriundos do 4º Ciclo da Oferta Permanente de Concessão.

Gráfico 1.6: Contratos assinados por bacia terrestre entre 2016 e 2025

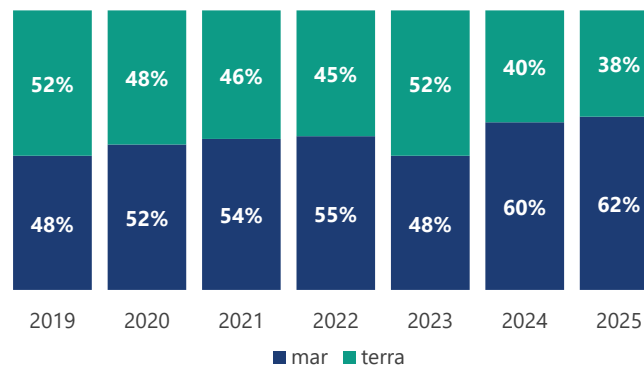


Ao longo dos últimos dez anos, apenas no período de 2019 a 2021, o número de blocos sob contrato em áreas marítimas superou o de áreas terrestres (Gráfico 1.7). Em 2025, o quantitativo de blocos sob contrato em terra totalizou 267, correspondendo a 62% do total. Cabe lembrar que o aumento expressivo do número de blocos sob contrato no ambiente terrestre a partir de 2024 se deu principalmente pela assinatura de 122 contratos por uma única operadora, Elysian Petroleum.

Gráfico 1.7: Blocos sob contratos por ambiente entre 2016 e 2025

Em 2025, a distribuição da área contratada por ambiente apresentou pouca variação percentual em relação a 2024, conforme ilustrado no Gráfico 1.8:

- 62% da área total contratada (123,9 mil km²) corresponderam ao ambiente marítimo; e
- 38% da área total contratada (75,2 mil km²) corresponderam ao ambiente terrestre.

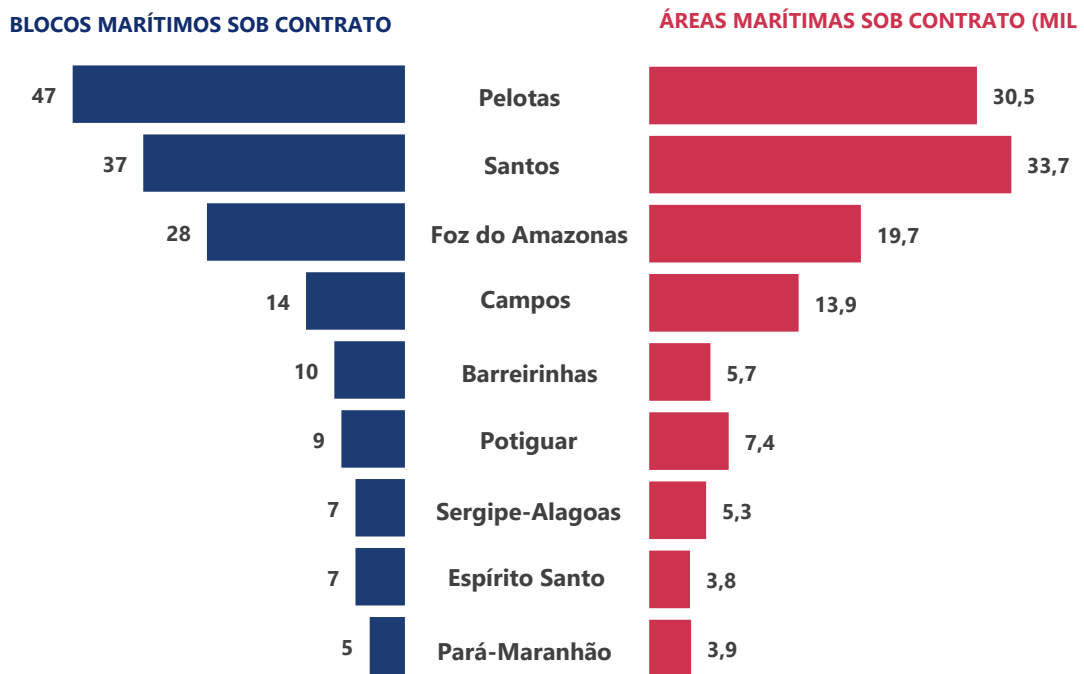
Gráfico 1.8: Distribuição percentual das áreas sob contrato entre 2019 e 2025

A bacia de Pelotas, classificada como fronteira exploratória, manteve-se como a bacia marítima com o maior número de blocos sob contrato em 2025 (Gráfico 1.9). Em relação a 2024, houve o acréscimo de três blocos exploratórios.

Pelotas e Potiguar mantiveram, em 2025, a liderança em número de blocos sob contrato nos ambientes marítimo e terrestre, respectivamente

A bacia de Santos liderou no que se refere à área contratada marítima, totalizando 33,7 mil km² distribuídos em 37 blocos. Desde 2023, Santos tem se mantido como a bacia com a maior área contratada entre todas as bacias marítimas.

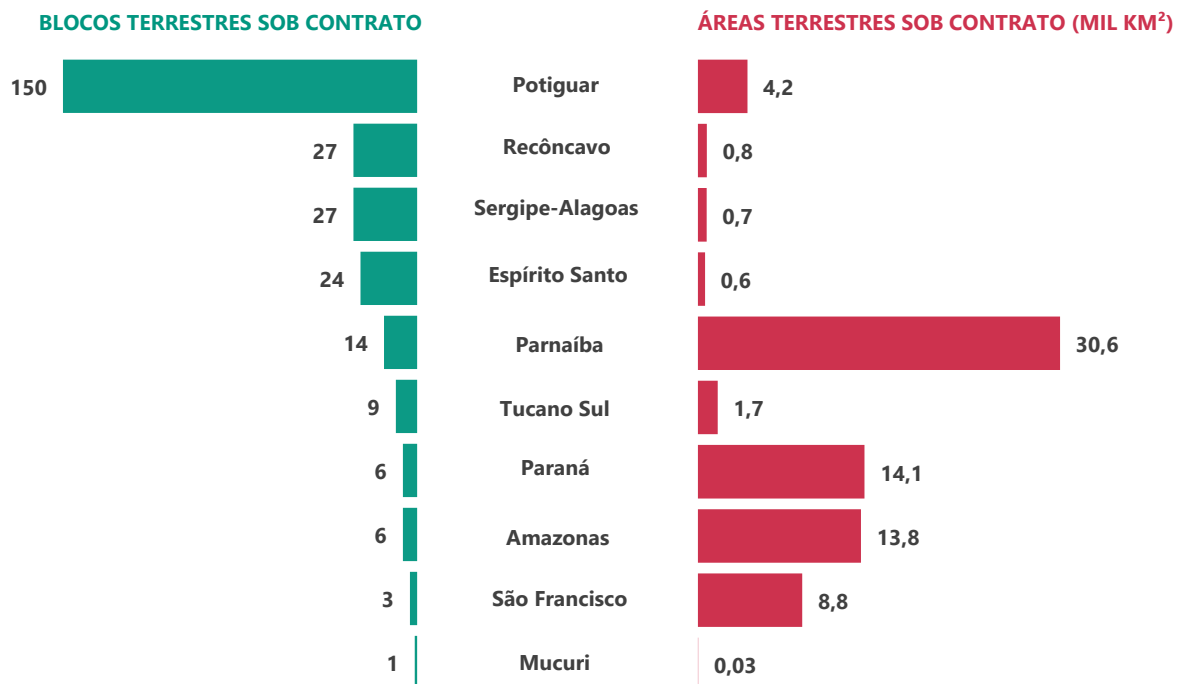
Gráfico 1.9: Blocos e áreas sob contrato por bacia marítima ao final de 2025



No ambiente terrestre, em 2025 (Gráfico 1.10), a bacia Potiguar manteve ampla liderança, com 150 blocos sob contrato – resultado ainda influenciado pelos 104 contratos assinados em 2024. As bacias do Recôncavo e de Sergipe-Alagoas também permaneceram entre as primeiras, com 27 blocos sob contrato cada. A porção terrestre da bacia Potiguar destacou-se, ainda, como a de maior número de blocos contratados entre todas as bacias sedimentares, tanto *offshore* quanto *onshore*.

Contudo, essa vantagem numérica não se reflete na distribuição de áreas contratadas. Nesse aspecto, a bacia do Parnaíba liderou em 2025, com 30,6 mil km² sob contrato, apesar de contar com apenas 14 blocos. Em seguida, apareceram as bacias do Paraná (14,1 mil km²) e do Amazonas (13,8 mil km²), ambas com seis blocos exploratórios. Assim como a bacia do Parnaíba, Paraná e Amazonas são classificadas como fronteira exploratória. Essa distribuição reflete uma característica da exploração terrestre no Brasil: em áreas de fronteira exploratória, onde o conhecimento geológico é mais limitado e as incertezas são maiores, os blocos ofertados tendem a possuir áreas mais extensas do que aqueles localizados em bacias maduras.

Gráfico 1.10: Blocos e áreas sob contrato por bacia terrestre ao final de 2025



Na Figura 1.1, é possível observar a distribuição de blocos sob contrato no território brasileiro. Na parte inferior, foram destacadas algumas bacias para uma melhor visualização da distribuição dos blocos sob contrato.

Figura 1.1: Distribuição dos blocos sob contrato por localização geográfica ao final de 2025



A Tabela 1.1 apresenta a distribuição dos blocos sob contrato em 2025, no ambiente marítimo, por localização geográfica e modelo exploratório. Observou-se forte concentração em áreas de fronteira exploratória. Dos 164 blocos sob contrato localizados nas margens equatorial e leste, 144 blocos (cerca de 88%) são classificados como de fronteira exploratória. Em termos de área, 82% da área contratada na fase de exploração, 101,5 mil km², corresponde a esse modelo. Além de ampliar o conhecimento geológico em regiões pouco conhecidas, a exploração em áreas de fronteira exploratória apresenta maior potencial de descobertas significativas e de reposição de reservas no futuro.

Quase nove em cada dez blocos marítimos sob contrato estavam localizados em áreas de fronteira exploratória ao final de 2025.

Tabela 1.1: Blocos sob contrato por bacias marítimas agrupadas ao final de 2025

Ambiente	Localização geográfica	Modelo exploratório	Nº de blocos sob contrato	Área sob contrato (mil km ²)
mar	margem equatorial	fronteira exploratória	52	36,7
	margem leste	fronteira exploratória	92	64,8
		elevado potencial	20	22,4

Em contraste com o ambiente marítimo, observou-se, em terra, forte concentração de blocos sob contrato em áreas classificadas como maduras. Cerca de 86% dos blocos contratados – equivalente a 6,3 mil km² de área contratada, conforme a Tabela 1.2 – enquadra-se nessa classificação. Esse resultado é explicado, em grande parte, pela elevada quantidade de blocos localizados na bacia Potiguar.

Tabela 1.2: Blocos sob contrato por bacias terrestres agrupadas ao final de 2025

Ambiente	Modelo exploratório	Nº de blocos sob contrato	Área sob contrato (mil km ²)
terra	fronteira exploratória	38	68,9
	madura	229	6,3

De modo geral, a distribuição da área contratada na fase de exploração por modelo exploratório em 2025 manteve o perfil observado em 2024, ainda que com crescimento. Segundo o Relatório Anual de Exploração 2024, cerca de 146,6 mil km² (82% das áreas contratadas) localizavam-se em bacias marítimas e terrestres de fronteira exploratória. Ao final de 2025, essa área aumentou para 170,4 mil km², passando a representar quase 86% do total contratado.

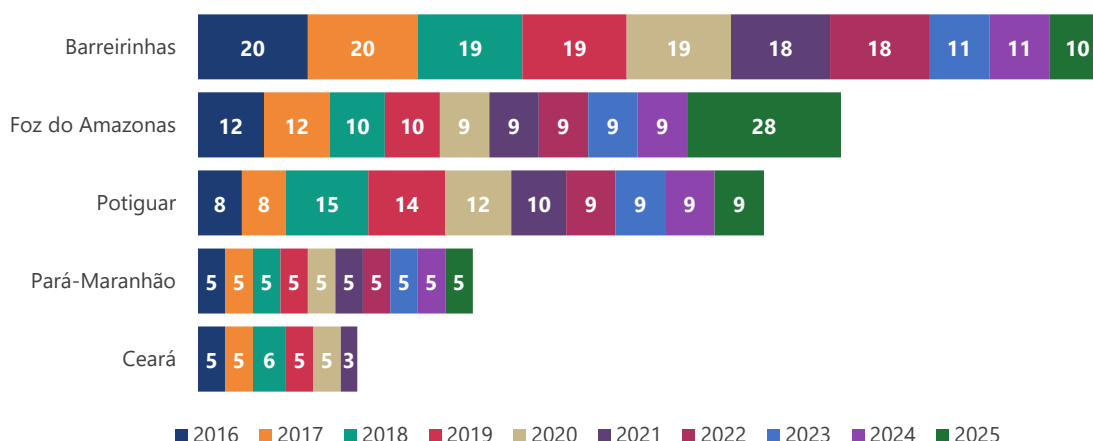
As mudanças no portfólio de blocos sob contrato nas bacias sedimentares brasileiras permitem compreender a evolução do interesse das empresas ao longo dos últimos dez anos.

No ambiente marítimo, na margem equatorial, observou-se um crescimento expressivo no número de blocos sob contrato na bacia da Foz do Amazonas. Ao final de 2025, foram registrados 28 blocos sob contrato. Até então, os maiores valores haviam sido observados em 2016 e 2017, com 12 blocos sob contrato em cada ano, vide Gráfico 1.11.

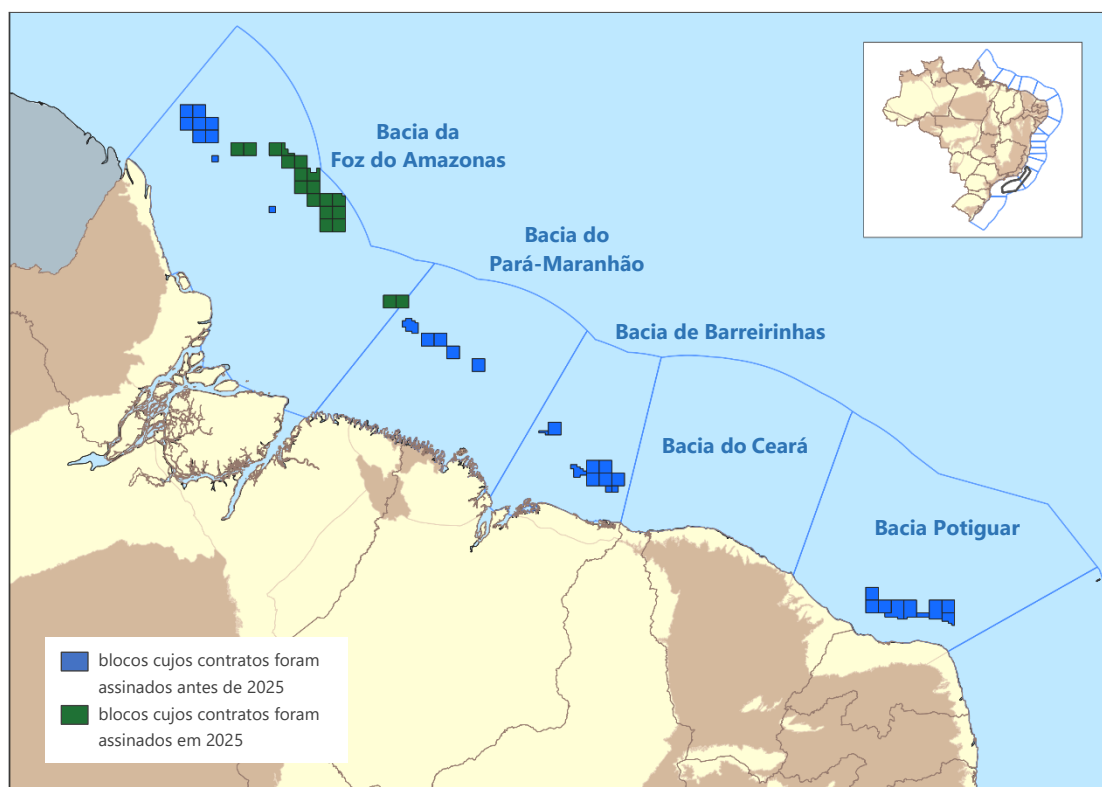
Conforme já mencionado, a bacia da Foz do Amazonas liderou o número de contratos assinados em 2025, com 19 blocos (Figura 1.2), o que explica o aumento observado entre 2024 e 2025. Uma das possíveis justificativas para esse crescimento está associada à percepção positiva do mercado, à época da sessão pública de apresentação de ofertas do 5º Ciclo da Oferta Permanente de Concessão, realizada em 17/06/2025. Na ocasião, havia a expectativa de que a emissão da licença ambiental para a perfuração marítima do poço *Morpho (1-BRSA-1405-APS)*, localizado no bloco FZA-M-59, estivesse próxima. Essa expectativa se concretizou em 20/10/2025, quando o Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (Ibama) emitiu a respectiva licença. Pouco mais de um mês depois, em 24/11/2025, foram assinados os 19 contratos de concessão com a ANP.

À exceção da bacia do Ceará, as demais bacias da margem equatorial mantiveram blocos sob contrato ao longo dos últimos dez anos. Observa-se, contudo, uma redução significativa no número de blocos na bacia de Barreirinhas, que totalizou dez blocos em 2025. No caso da Bacia do Ceará, 2021 foi o último ano em que houve registro de blocos sob contrato.

Gráfico 1.11: Blocos sob contrato nas bacias marítimas da margem equatorial ao final de cada ano entre 2016 e 2025



A Figura 1.2 apresenta a localização dos blocos sob contrato na margem equatorial ao final do ano de 2025.

Figura 1.2: Blocos sob contrato na margem equatorial ao final de 2025

Ainda no ambiente marítimo, na margem leste, a bacia de Pelotas, classificada como de fronteira exploratória, liderou, pelo segundo ano consecutivo, o número de blocos sob contrato, conforme o Gráfico 1.12. Ao final de 2025, foram contabilizados 47 blocos, evidenciando o aumento do interesse do mercado a partir de 2024.

A bacia de Santos também registrou crescimento em relação a 2024, passando de 32 para 37 blocos sob contrato em 2025. Apesar de oscilações ao longo do período iniciado em 2016, observa-se, no balanço geral, um aumento expressivo, com mais que a triplicação do número de blocos na bacia.

As bacias de Campos e do Espírito Santo, no que se refere ao número de áreas exploratórias sob contrato apresentam sinais de perda gradual de interesse por parte das empresas. No caso da bacia de Campos, após atingir um pico de 34 blocos sob contrato em 2021, observa-se uma redução contínua e significativa, chegando a 14 blocos em 2025. Na bacia do Espírito Santo, também se verifica tendência de queda, com redução de quase 50% no número de blocos entre 2016 e 2025.

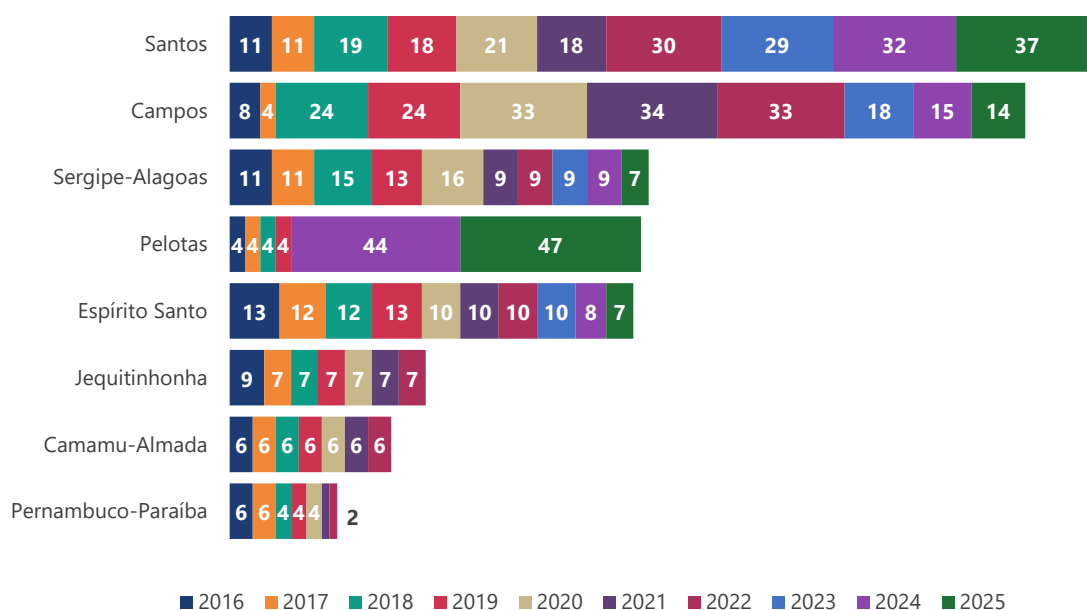
Por sua vez, a bacia de Sergipe-Alagoas encerrou 2025 com leve retração em relação aos anos anteriores, totalizando 7 blocos sob contrato.

Ao final de 2023, as bacias de Jequitinhonha, Camamu-Almada e Pernambuco-Paraíba já não possuíam blocos sob contrato, situação que permaneceu inalterada até o final de 2025.

No caso das bacias de Jequitinhonha, Camamu-Almada e Pernambuco-Paraíba, cabe destacar que, em fevereiro de 2023, foi firmado acordo entre a ANP e a Petrobras, que

resultou na rescisão de oito contratos: quatro na bacia de Camamu-Almada, dois na de Jequitinhonha e dois na de Pernambuco-Paraíba. Esses contratos, que abrangiam 15 blocos em águas rasas, estavam suspensos havia mais de uma década devido a atrasos prolongados nos processos de licenciamento ambiental. Como contrapartida, a Petrobras assumiu o compromisso de perfurar dois poços exploratórios em blocos localizados na Margem Equatorial – região de elevado potencial petrolífero, ainda pouco conhecida quanto aos seus sistemas petrolíferos³.

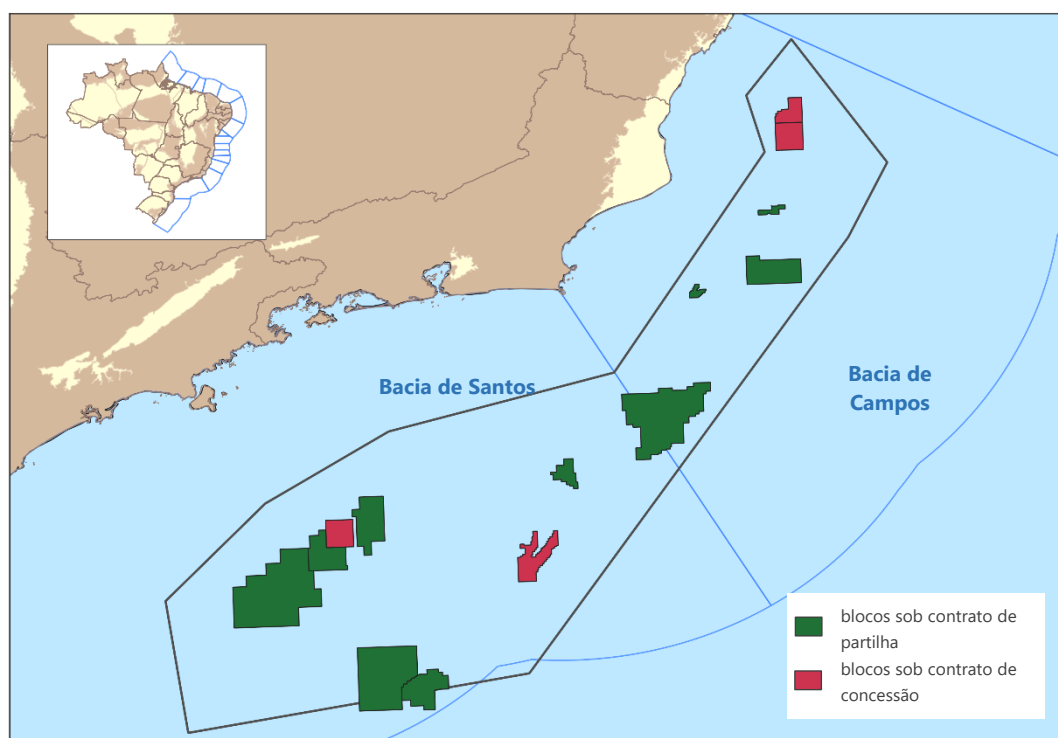
Gráfico 1.12: Blocos sob contrato nas bacias marítimas da margem leste ao final de cada ano entre 2016 e 2025



O polígono do pré-sal está localizado nas bacias de Campos e de Santos, conforme ilustrado na Figura 1.3. Ao final de 2025, havia 14 blocos sob contrato nessa área: dez vinculados a contratos de partilha de produção e quatro a contratos de concessão. Quanto à distribuição por bacia:

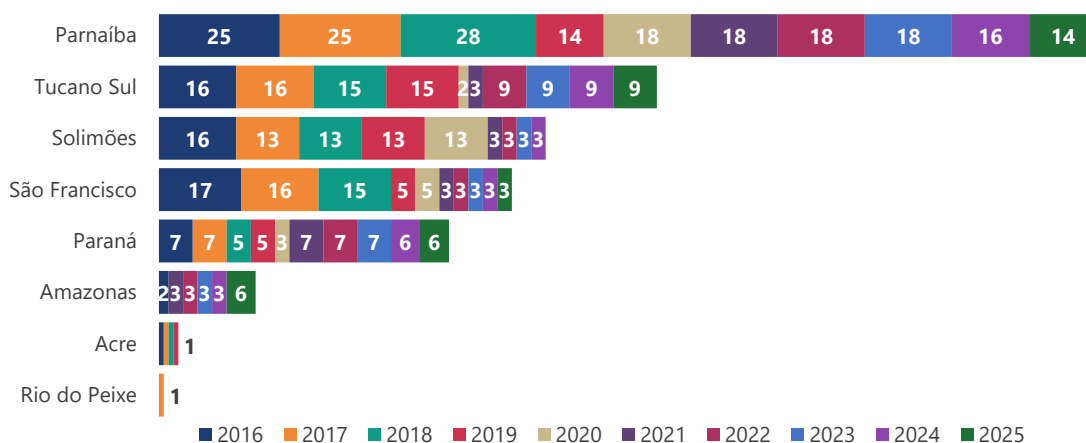
- quatro blocos sob contrato de partilha de produção e dois sob contrato de concessão, na bacia de Campos; e
- seis blocos sob contrato de partilha de produção e dois sob contrato de concessão, na bacia de Santos.

³ O primeiro poço foi perfurado no bloco POT-M-762 no ano de 2024. O segundo poço está previsto para ser perfurado em bloco na bacia Potiguar.

Figura 1.3: Blocos sob contrato no polígono do pré-sal

Nas bacias terrestres de fronteira exploratória, a bacia do Parnaíba permaneceu na liderança, encerrando 2025 com 14 blocos sob contrato. Ao longo da série histórica apresentada no Gráfico 1.13, Parnaíba manteve constantemente o maior número de blocos.

Ao final de 2025, as bacias de Tucano Sul e Paraná mantiveram nove e seis blocos sob contrato, respectivamente, sem variação em relação ao ano anterior. Já a bacia do Amazonas foi a única a registrar aumento no número de blocos entre 2024 e 2025, em decorrência da assinatura de três contratos em 2025, conforme mencionado anteriormente.

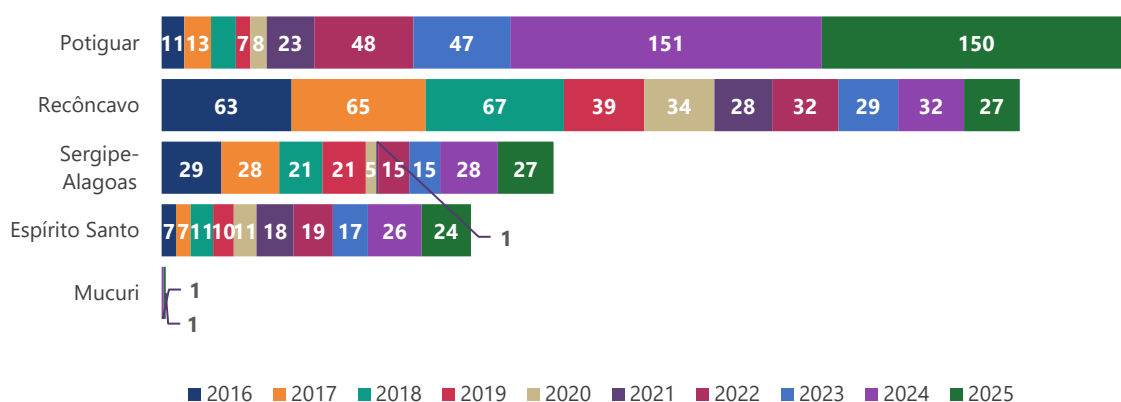
Gráfico 1.13: Blocos sob contrato nas bacias de fronteira exploratória terrestre ao final de cada ano entre 2016 e 2025

No contexto das bacias terrestres maduras, Gráfico 1.14, a bacia Potiguar manteve sua liderança em 2025, posição que ocupa desde 2022. Ao final desse ano, contabilizava 150 blocos sob contrato, um a menos em relação a 2024.

As bacias do Recôncavo e de Sergipe-Alagoas encerraram 2025 com 27 blocos cada, seguidas pela bacia do Espírito Santo, com 24 blocos.

A trajetória da bacia do Recôncavo guarda semelhança com a da bacia de Campos. Antes líder, o Recôncavo apresenta sinais de redução gradual do interesse por parte das empresas.

Gráfico 1.14: Blocos sob contrato nas bacias terrestres maduras ao final de cada ano entre 2016 e 2025

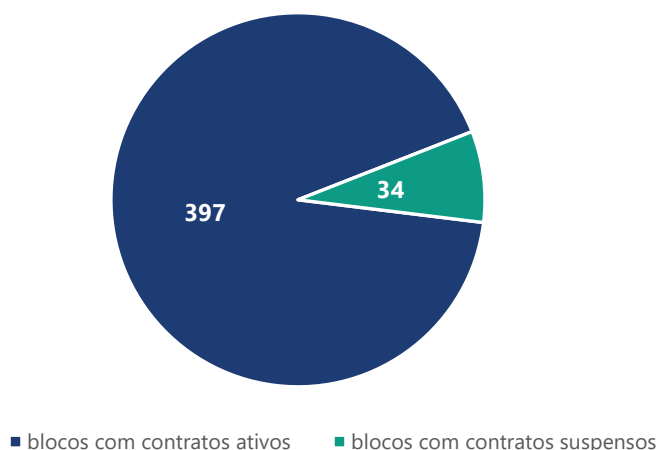


1.2 Situação dos blocos sob contrato

O ciclo exploratório pode ser impactado por suspensões contratuais. O contrato de E&P prevê que a ANP pode suspender o prazo contratual em relação à parte afetada, em razão das hipóteses de caso fortuito, força maior ou causas similares. Dentre essas hipóteses, na fase de exploração, o licenciamento ambiental das atividades é um dos principais fatores tratados de forma objetiva no contrato.

O Gráfico 1.15 mostra que, ao final de 2025, cerca de 34 blocos estavam com contratos suspensos, o que corresponde a quase 8% do total de blocos sob contrato. Esse número é semelhante ao de 2024, ano que se encerrou com 35 blocos com contratos suspensos.

Gráfico 1.15: Situação dos blocos sob contrato ao final de 2025



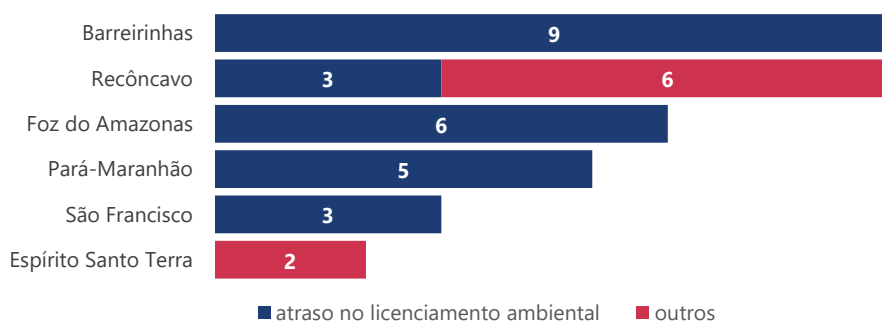
Repetindo o cenário de 2024, ao final de 2025, a bacia de Barreirinhas continuava sendo a bacia marítima com maior número de blocos sob contrato suspenso: nove blocos, do total de dez blocos sob contrato, frente a 11 no ano anterior (Gráfico 1.16). O atraso no licenciamento ambiental motivou a suspensão dos nove contratos.

Os atrasos no licenciamento ambiental impactaram principalmente as bacias de Barreirinhas, Foz do Amazonas e Pará-Maranhão, que registraram o maior número de contratos suspensos

Na bacia do Recôncavo também houve incremento no número de blocos sob contrato suspenso, ao passar de três para nove blocos sob contrato suspenso entre 2024 e 2025. Três dos blocos estavam suspensos por atrasos no processo de licenciamento ambiental e os outros seis por conta de processos de judicialização. A bacia do Espírito Santo também registrou a manutenção de dois blocos com contratos suspensos, também por questões associadas à judicialização.

As bacias da Foz do Amazonas, Pará-Maranhão e São Francisco, com seis, cinco e três blocos sob contrato suspenso, respectivamente, também registraram atrasos no processo de licenciamento ambiental.

A suspensão decorrente de atrasos no licenciamento ambiental permaneceu como o principal entrave, sobretudo na margem equatorial, que concentrava 20 blocos nessa condição. O prolongado período de suspensão dos contratos aumenta a imprevisibilidade da fase de exploração e pode impactar a futura apropriação de reservas pelo país.

Gráfico 1.16: Blocos sob contrato suspenso por bacia ao final de 2025

A Tabela 1.3 apresenta o balanço das suspensões de contratos em 2025, permitindo observar como se deu a redução do número de blocos com contratos suspensos, de 35 para 34, entre o final de 2024 e o de 2025.

Um ponto positivo foi a emissão, pelo Ibama, da licença ambiental para a perfuração marítima do poço *Morpho*, no bloco FZA-M-59, conforme mencionado anteriormente. No entanto, o processo de licenciamento levou mais de uma década para ser concluído.

Tabela 1.3: Quantitativo de blocos cujos contratos foram suspensos em 2025 e de blocos cujos contratos deixaram de estar suspensos ao final de 2025

Situação	Motivação	Número de blocos	Bacia (bloco)
Blocos cujos contratos foram suspensos em 2025	Suspensão associada à judicialização	6	Recôncavo (REC-T-59, REC-T-68, REC-T-69, REC-T-78, REC-T-79, REC-T-88)
	Suspensão devido a pleito em andamento	1	Espírito Santo terra (ES-T-453)
	Suspensão ambiental	5	Foz do Amazonas (FZA-M-57, FZA-M-86, FZA-M-88, FZA-M-125, FZA-M-127)
Blocos cujos contratos saíram da suspensão em 2025	Término da suspensão facultada pela Resolução de Diretoria nº 511/2023	8	Barreirinhas (BAR-M-387) Espírito Santo (ES-M-671, ES-M-743) Foz do Amazonas (FZA-M-254, FZA-M-539) Potiguar (POT-T-741) Tucano Sul (TUC-T-139, TUC-T-147)
	Extinção do contrato	4	Barreirinhas (BAR-M-346) Espírito Santo (ES-M-596) Potiguar (PN-T-149) Sergipe-Alagoas (SEAL-T-132)
	Obtenção da licença ambiental para perfuração	1	Foz do Amazonas (FZA-M-59)

Dos 431 blocos sob contrato ao final de 2025, apenas 26 estavam exclusivamente na etapa de Plano de Avaliação de Descobertas (PAD), enquanto a grande maioria – 405 blocos – permanecia na etapa de Programa Exploratório Mínimo (PEM).

Outras informações sobre a distribuição dos blocos por etapa contratual encontram-se na Tabela 1.4. Destacam-se, em especial, os seguintes pontos:

- pouco mais de 92% dos blocos sob contrato (398 blocos) estavam exclusivamente na etapa de PEM;
- cerca de 8% (33 blocos) encontravam-se na etapa do PAD, sendo que 6% (26 blocos) exclusivamente em PAD;
- entre os blocos exclusivamente na etapa de PEM, aproximadamente 91% são oriundos de rodadas de licitação com período exploratório único;
- dos 34 blocos com contrato suspenso, 74% estavam na etapa de PEM, sendo um no período único; 14 no 1º período exploratório e dez no 2º período; e
- dos 26 blocos exclusivamente na etapa de PAD, nove estavam suspensos, dos quais três em ambiente marítimo e seis em terrestre.

Tabela 1.4: Situação dos blocos sob contrato por etapa ao final de 2025

Etapa	Mar		Terra		Total
	Ativos	Suspensos	Ativos	Suspensos	
PEM (período único)	126	-	235	1	362
PEM (1º período)	6	14	2	-	22
PEM (1º período) e PAD	2	-	5	-	7
PEM (2º período)	-	3	4	7	14
PAD	10	3	7	6	26
Total	144	20	253	14	431

A análise da Tabela 1.4 evidencia dois pontos de atenção. A elevada concentração de blocos ainda restritos à etapa de PEM indica que a maior parte do portfólio contratual permanece em estágio preliminar da campanha exploratória, demandando avanço na aquisição de dados. Além disso, o reduzido número de blocos na etapa de PAD gera incertezas quanto à capacidade de reposição de reservas de petróleo e gás nos próximos anos.

1.3 Liderança na operação de blocos sob contrato

Nos últimos três anos, no ambiente marítimo, a Petrobras liderou o *ranking* das operadoras com o maior número de blocos sob contrato. O total operado pela empresa passou de 36 blocos, ao final de 2023, para 68 blocos, ao final de 2025 (Gráfico 1.17).

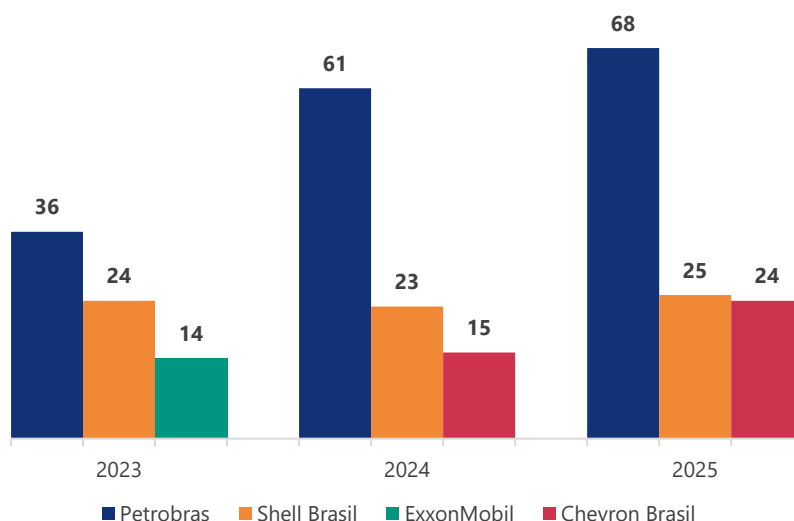
Desse total, cerca de 80% encontram-se em bacias classificadas como de fronteira exploratória: 32 blocos na Bacia de Pelotas, 11 na Foz do Amazonas, cinco na Potiguar, três em Barreirinhas e três em Pará-Maranhão.

A Shell Brasil manteve-se em segundo lugar ao longo de todo o período, encerrando 2025 com 25 blocos sob contrato. Desse total, 15 blocos estavam localizados na bacia de Santos, seis em Barreirinhas, três em Campos e 1 na bacia Potiguar.

A terceira posição foi ocupada pela ExxonMobil em 2023, com 14 blocos. Já em 2024 e 2025, essa colocação passou a ser da Chevron Brasil, que ampliou sua atuação de 15 para 24 blocos entre esses dois anos. A Chevron Brasil, ao final de 2025, concentrava toda a sua operação em bacias de fronteira exploratória: 15 na bacia de Pelotas e nove na Foz do Amazonas (9).

Ao final de 2025, apenas Petrobras e BP Energy atuavam como operadoras em contratos de partilha de produção, com oito e dois contratos, respectivamente.

Gráfico 1.17: Ranking das operadoras com maior número de blocos marítimos sob contrato entre o final de 2023 e o final de 2025



No ambiente terrestre, a Elysian Petroleum manteve a liderança como a maior operadora entre o final de 2024 e o final de 2025, com 122 blocos sob contrato. Em 2025, sua operação estava concentrada na bacia Potiguar, com a operação de 99 blocos.

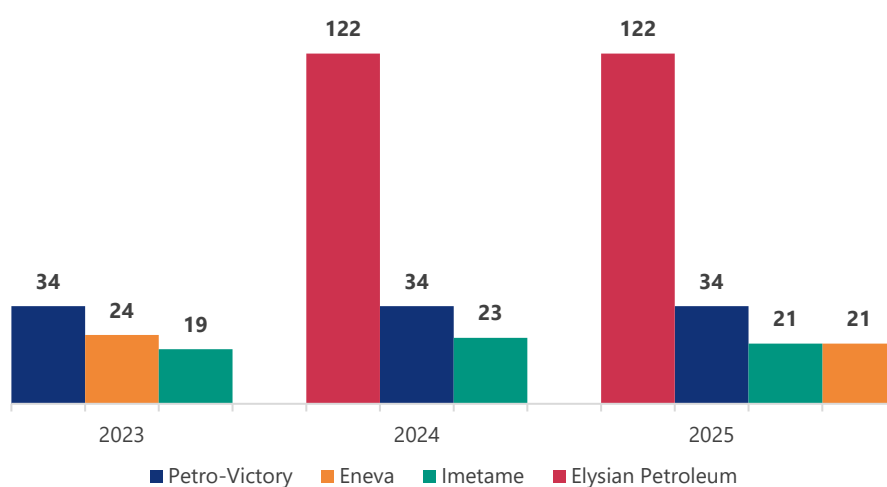
Petrobras, no ambiente marítimo, e Elysian Petroleum, no ambiente terrestre, mantiveram a liderança na operação do maior número de blocos sob contrato ao final de 2025

Em 2023, a liderança entre as operadoras era da Petro-Victory, que passou a ocupar a segunda colocação nos anos seguintes (Gráfico 1.18). Ao final de 2025, a Petro-Victory concentrava toda a sua operação na bacia Potiguar, com 34 blocos.

Entre as principais operadoras terrestres no período de 2023 a 2025, também se destacavam a Imetame e a Eneva. Ao final de 2025, ambas empresas operavam 21 blocos.

A Imetame concentrava sua operação na bacia do Espírito Santo, com 11 blocos. A Eneva operava a totalidade dos seus blocos em bacias de fronteira exploratória: 14 na bacia do Parnaíba, quatro na bacia do Paraná e três na bacia do Amazonas.

Gráfico 1.18: Ranking das operadoras com maior número de blocos terrestres sob contrato entre o final de 2023 e o final de 2025



Os Anexos 1 e 2 apresentam, respectivamente, a relação das operadoras marítimas e terrestres, incluindo o número de blocos e a área associada.

Ao final de 2025, havia 18 operadoras atuando no ambiente marítimo e 25 no terrestre.

No segmento *offshore*, a Petrobras liderava tanto em área operada quanto em número de blocos, com mais de 54 mil km² e 68 blocos, respectivamente.

No segmento *onshore*, a Eneva ocupava a primeira posição de área operada, operando aproximadamente 49 mil km², distribuídos em 21 blocos.

O cenário observado em 2025 repete o de 2024, quando Petrobras e Eneva também lideraram o ranking de área operada.



CAPÍTULO 2

Atividades Exploratórias



O Capítulo 1 mostrou que, ao final de 2025, a fase de exploração registrava o maior número de blocos sob contrato desde a criação da ANP. Neste capítulo, será avaliado se esse recorde se refletiu no volume de atividades realizadas pelos contratados.

2.1 Dados exclusivos

Os dados exclusivos correspondem aos dados adquiridos pelas empresas em suas áreas contratadas, diretamente ou por meio da contratação de Empresas de Aquisição de Dados (EADs).

Para a consolidação desses dados, foram adotadas as seguintes premissas:

- ◆ seleção dos levantamentos sísmicos 2D e 3D, gravimétricos, magnetométricos e Ocean Bottom Nodes (OBN);
- ◆ seleção dos programas de aquisição concluídos em blocos exploratórios durante o período da série histórica; e
- ◆ definição do ano de referência como aquele em que o programa de aquisição foi iniciado.

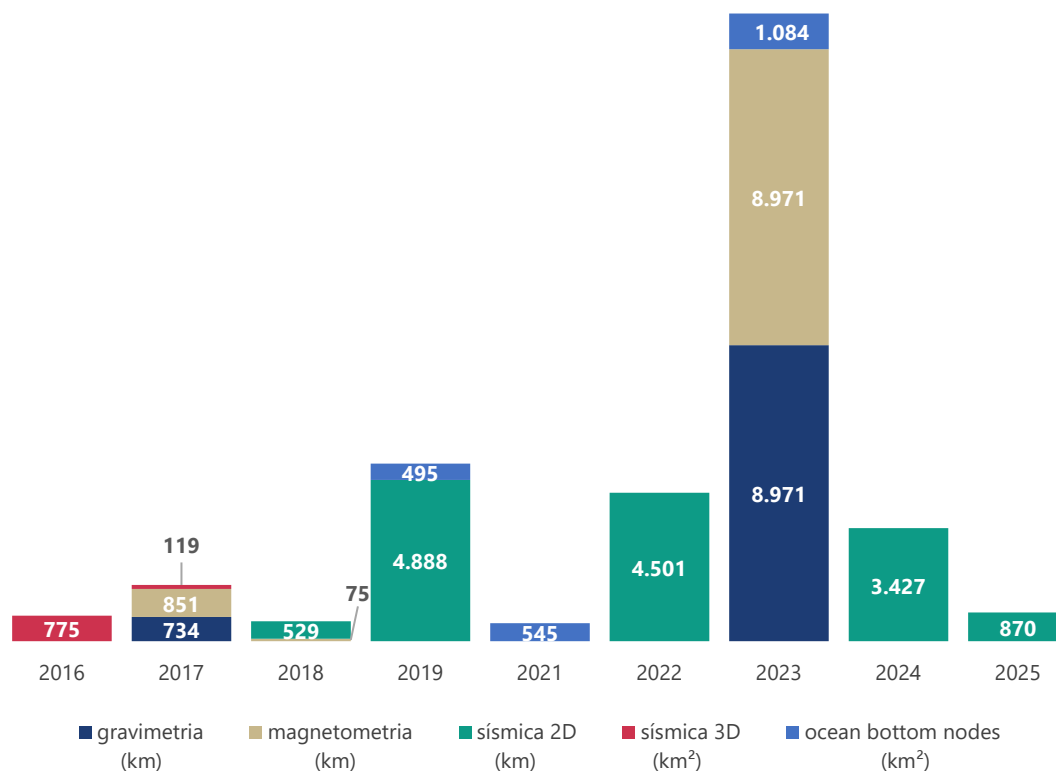
Os levantamentos selecionados foram os que melhor representaram, no período analisado, o esforço exploratório, tanto em termos do volume de atividades realizadas quanto do ganho de conhecimento geológico nas áreas sob contrato.

Em 2025, observou-se uma redução de aproximadamente 75% no volume de dados exclusivos adquiridos nos blocos sob contrato em comparação com o ano anterior. Conforme apresentado no Gráfico 2.1, foram levantados 870 km de sísmica 2D, ante 3.427 km registrados em 2024. Além disso, pelo segundo ano consecutivo, não houve aquisição de dados por outras tecnologias nos blocos sob contrato, dentre as tecnologias abordadas neste relatório.

Considerando o período de 2016 a 2025, o ano de 2023 destacou-se por registrar o maior volume de dados levantados, impulsionado pela realização de levantamentos magnetométricos, gravimétricos e OBN. No caso da sísmica 2D, foram adquiridos 14.216 km de dados ao longo dos últimos dez anos. Já os levantamentos sísmicos 3D não são contabilizados nos blocos sob contrato desde 2017⁴.

Com relação aos levantamentos sísmicos 3D, destaca-se que, em 2025, a operadora Eneva realizou o levantamento sísmico 0328_3D_TAMBAQUI, na bacia do Amazonas, com previsão de aquisição de 400 km² de dados, abrangendo áreas de blocos exploratórios e de campo. Contudo, esse levantamento não foi contabilizado, uma vez que, ao final de 2025, ainda não havia sido emitido o Laudo de Avaliação dos Dados (LAD) que atestasse a aceitação dos dados técnicos recebidos pela ANP.

⁴ Cabe destacar que em 2018 foram realizados dois levantamentos sísmicos 3D, no entanto, estes levantamentos também contemplavam áreas de campos. Os registros no banco de dados não permitiram a segregação dos quantitativos nas áreas de blocos, por isso, foram desconsiderados no RAE.

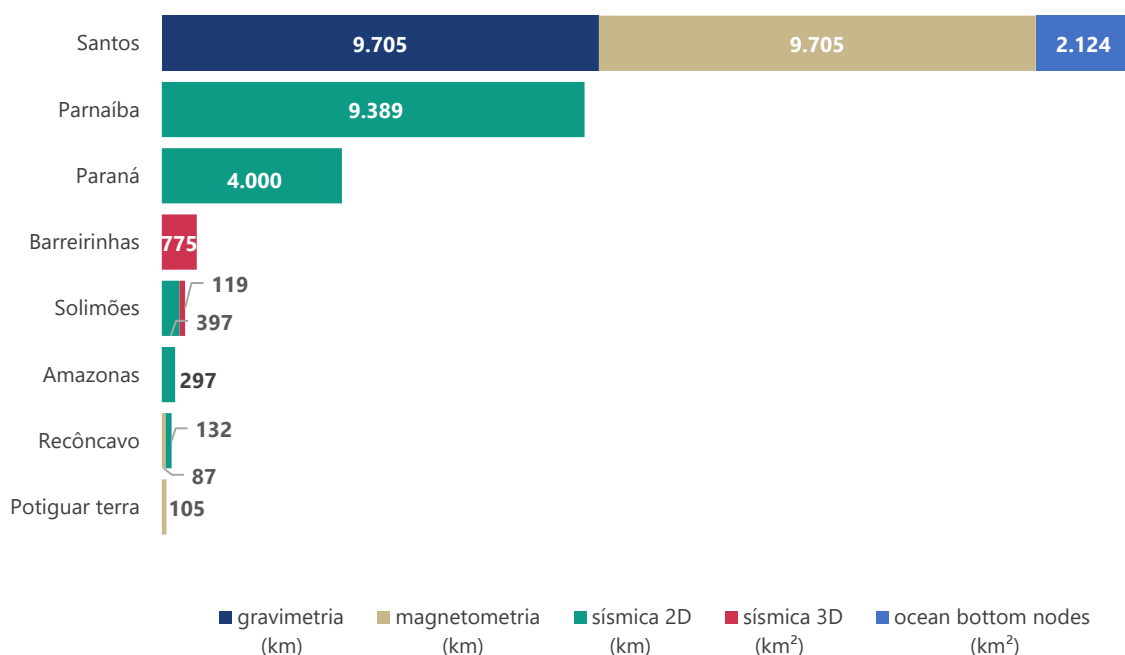
Gráfico 2.1: Quantitativo de dados exclusivos levantados por tecnologia entre 2016 e 2025⁵

Conforme apresentado no Gráfico 2.2, ao longo do período de 2016 a 2025, foram registradas aquisições de dados exclusivos em duas bacias marítimas e cinco bacias terrestres.

A bacia de Santos destacou-se como a principal área de atividade exploratória associada à aquisição de dados exclusivos, concentrando os levantamentos magnetométricos, gravimétricos e sísmicos do tipo OBN realizados no período. A tecnologia OBN foi utilizada exclusivamente nessa bacia, refletindo sua aplicação em áreas de águas profundas e de elevado potencial econômico, em razão do seu elevado custo operacional.

No segmento terrestre, as bacias do Parnaíba e do Paraná, classificadas como bacias de fronteira exploratória, concentraram os maiores volumes de aquisição de dados no período de 2016 a 2025, integralmente compostos por levantamentos sísmicos 2D. Esse resultado evidencia a relevância dessas áreas para a expansão do conhecimento geológico e para a avaliação do potencial exploratório em novas fronteiras.

⁵ Neste Relatório, foi contabilizado o levantamento sísmico 2D 0328_2D_CAMAPUA, realizado pela Eneva na bacia do Paraná e iniciado em 2024. Embora as atividades tenham começado em 2024, o levantamento foi contabilizado apenas no RAE 2025, uma vez que sua execução ainda não havia sido concluída ao final de 2024. O levantamento foi atribuído ao ano de 2024, em conformidade com as premissas estabelecidas para a contabilização de dados exclusivos.

Gráfico 2.2: Quantitativo de dados exclusivos levantados por bacia entre 2016 e 2025

A análise da distribuição dos dados exclusivos em função do número de blocos e da quantidade de levantamentos realizados, Tabela 2.1, permite destacar alguns aspectos relevantes:

- em 2025, dos 431 blocos sob contrato existentes ao final do ano, apenas três registraram aquisição de dados exclusivos. Esses blocos estão localizados nas bacias do Amazonas e do Paraná;
- considerando o período de 2016 a 2025, a bacia de Santos liderou em número de levantamentos exclusivos realizados, totalizando oito aquisições;
- a bacia do Parnaíba apresentou o maior número de blocos com aquisição de dados exclusivos, alcançando 32 blocos ao longo dos últimos dez anos; e
- no ambiente marítimo, a bacia de Barreirinhas foi a única bacia de fronteira exploratória a registrar aquisição de dados exclusivos no período analisado, embora o último levantamento tenha sido realizado em 2016.

Apenas três blocos registraram aquisição de dados exclusivos em 2025

O baixo número de blocos exploratórios contemplados e a reduzida realização de levantamentos exclusivos entre 2016 e 2025 demonstram o baixo desempenho do segmento de exploração ao longo dos últimos anos.

Tabela 2.1: Quantitativo de blocos contemplados com levantamentos de dados exclusivos entre 2016 e 2025 por bacia

Bacia	Quantidade de Levantamentos	Quantidade de Blocos								
		2016	2017	2018	2019	2021	2022	2023	2024	2025
Amazonas	1									2
Barreirinhas	1	4								
Santos	8		1		1	1		2		
Parnaíba	3				18		14			
Potiguar terra	2		1	1						
Recôncavo	3		1	2						
Solimões	2		4	1						
Paraná	2								4	1

2.2 Dados não exclusivos

Os dados não exclusivos são aqueles adquiridos por EADs com a finalidade de comercialização. A sua compra pelas contratadas constitui uma das alternativas para obtenção de conhecimento sobre a área contratada e pode ser considerada para fins de abatimento do Programa Exploratório Mínimo (PEM), mediante solicitação da operadora.

Como o levantamento desses dados não é realizado diretamente pelas operadoras, este capítulo aborda exclusivamente a parcela dos dados não exclusivos utilizada para abatimento do PEM.

Os resultados e informações relacionados aos dados não exclusivos são apresentados na Seção 2.5, dedicada à análise do abatimento do PEM.

2.3 Poços exploratórios

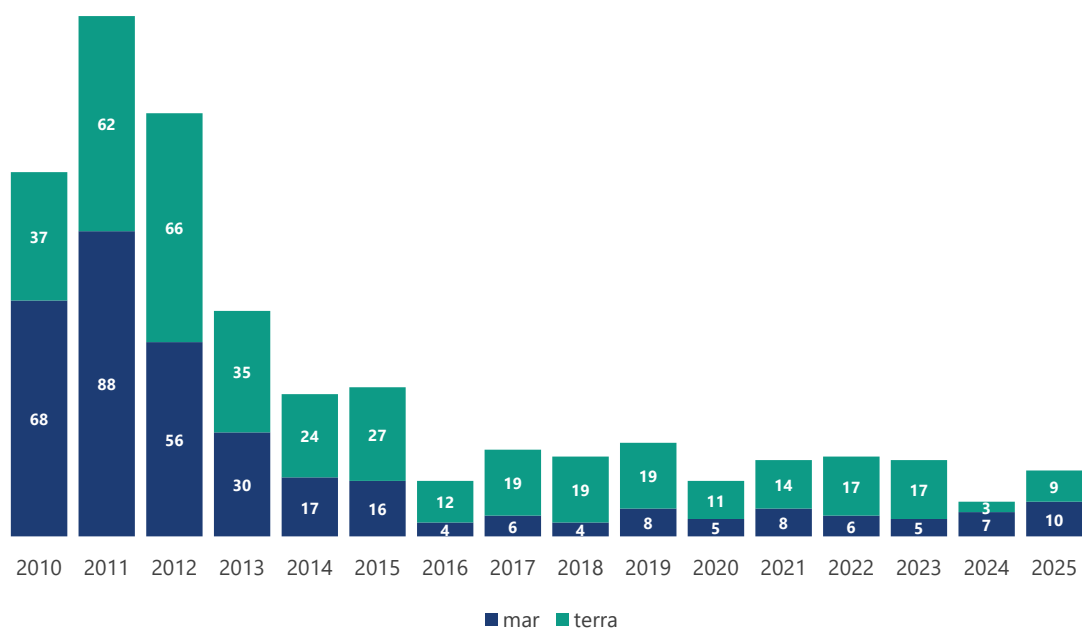
Entre as atividades que podem ser realizadas na fase de exploração, a perfuração de poços exploratórios é reconhecida como o principal indicador para a avaliação do desempenho da exploração de petróleo e gás natural. Além de representar o ápice do projeto exploratório, é determinante para a comprovação da existência de óleo ou gás.

Para a consolidação dos dados referentes aos poços exploratórios perfurados, foram adotadas as seguintes premissas:

- ◆ inclusão apenas dos poços perfurados em blocos sob contrato na fase de exploração, classificados nas categorias 1 a 6 da Resolução ANP nº 699, de 6 de setembro de 2017;
- ◆ definição do ano de referência como aquele em que a perfuração foi iniciada;
- ◆ exclusão dos poços repetidos e investigativos no cálculo da quantidade de poços perfurados; e
- ◆ inclusão dos poços repetidos no cálculo do custo médio de perfuração.

Considerando as premissas adotadas, a atividade exploratória registrou a perfuração de 19 poços na fase de exploração em 2025 (Gráfico 2.5), volume 90% superior ao observado em 2024. Entretanto, apesar dessa recuperação, o patamar de atividade ainda se mantém bem abaixo dos níveis registrados na maior parte dos anos da série histórica. Entre 2010 e 2012, a perfuração de poços exploratórios alcançou seus maiores volumes, com destaque para 2011, quando foram perfurados 150 poços, o maior quantitativo da série analisada. Mais recentemente, em 2019, foram registrados 27 poços exploratórios, número ainda superior ao observado em 2025.

Gráfico 2.5: Poços exploratórios perfurados entre 2010 e 2025



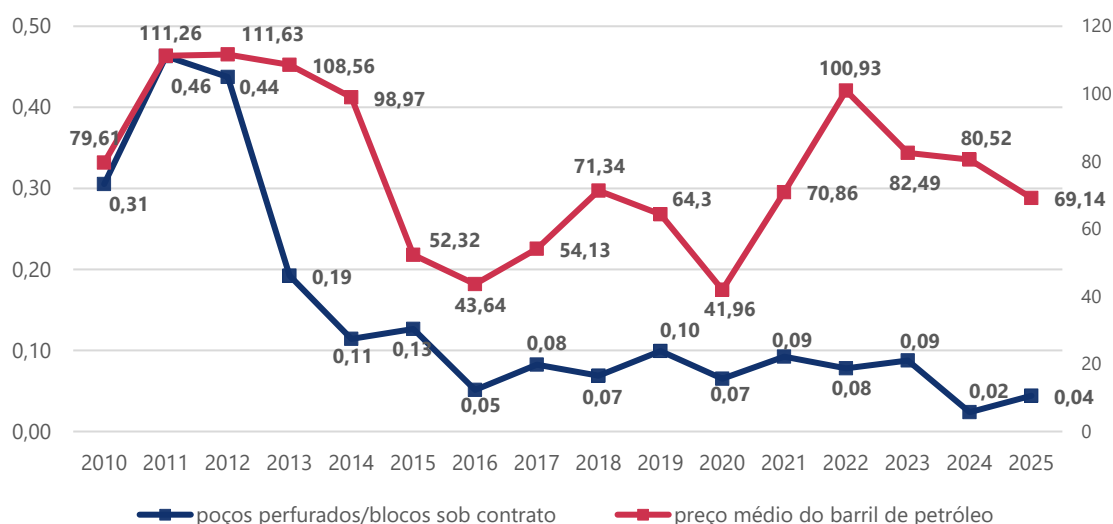
Com o objetivo de ampliar a análise do setor, o Gráfico 2.6 apresenta a relação entre o preço médio anual do barril de petróleo e o indicador de poços exploratórios. Esse indicador corresponde à razão entre o número de poços exploratórios perfurados e o número de blocos sob contrato ao final de cada ano. Sua utilização busca relativizar a quantidade de poços perfurados, uma vez que esse volume é influenciado por diversos fatores, entre os quais se destaca a quantidade de blocos contratados. Dessa forma, o indicador permite uma avaliação mais consistente da intensidade da atividade exploratória ao longo do tempo.

A análise da série histórica iniciada em 2010 evidencia que 2025 registrou o segundo pior resultado para o indicador de poços exploratórios, superando apenas o desempenho observado em 2024. Esse resultado ganha ainda mais relevância diante do fato de que os anos de 2024 e 2025 registraram os maiores quantitativos de blocos sob contrato da série. Apesar dessa expansão, não houve resposta proporcional da atividade exploratória em termos de perfuração de poços, mantendo o indicador em níveis historicamente baixos.

Em 2025, foi perfurado apenas um poço para cada 25 blocos sob contrato, o segundo pior desempenho registrado desde 2010

A trajetória do indicador demonstra uma redução persistente da intensidade exploratória ao longo do período analisado. Em 2011 e 2012, observava-se a perfuração de aproximadamente um poço exploratório para cada dois blocos sob contrato. Posteriormente, essa relação foi se deteriorando, alcançando, entre 2014 e 2023, patamares próximos de um poço para cada dez blocos contratados. Em 2025, a relação caiu para um poço exploratório a cada 25 blocos sob contrato, configurando um dos piores resultados da série histórica e evidenciando o descompasso entre a expansão do portfólio contratual e a efetiva execução das atividades exploratórias.

Gráfico 2.6: Indicador de poços exploratórios versus preço médio anual do barril de petróleo (US\$/bbl) – Europe Brent Spot Price – entre os anos de 2010 e 2025



A deterioração do indicador ao longo da série histórica apresenta certa correlação com a evolução do preço médio do barril de petróleo, também ilustrada no Gráfico 2.6.

De modo geral, os melhores resultados do indicador foram observados em períodos de preços médios mais elevados do petróleo. Em 2011 e 2012, por exemplo, quando o preço médio do barril superou US\$ 100, a perfuração de poços exploratórios apresentou níveis significativamente mais intensos. Em contrapartida, entre 2015 e 2021, período em que o preço médio do barril oscilou aproximadamente entre US\$ 40 e US\$ 70, o indicador registrou desempenho inferior, refletindo a redução da intensidade exploratória.

Nos anos de 2022 e 2023, o indicador manteve-se relativamente estável. Destaca-se que, em 2022, o preço médio do barril voltou a superar US\$ 100 pela primeira vez em uma

década. Apesar disso, não foi observada uma recuperação significativa do indicador aos níveis registrados no início da série histórica.

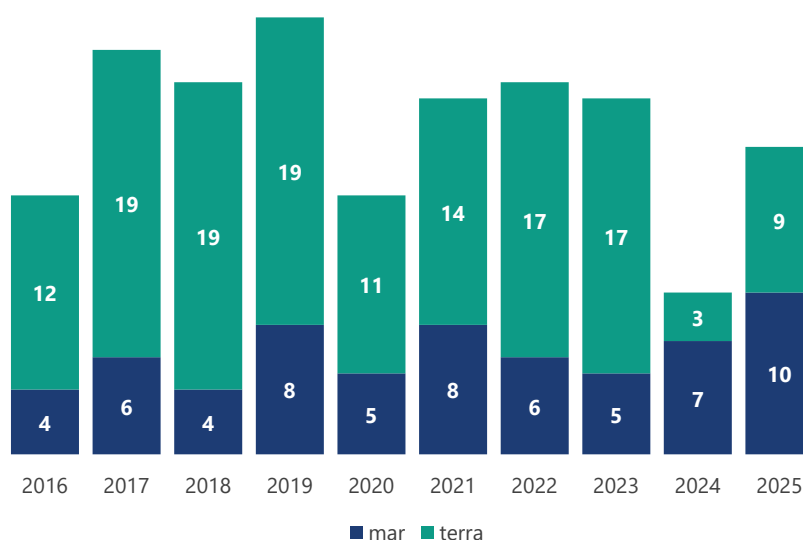
Da mesma forma, os preços médios relativamente atrativos para as empresas que atuam na exploração e produção observados em 2024 e 2025, situados entre US\$ 70 e US\$ 80 por barril, não foram suficientes para impulsionar a perfuração de poços exploratórios. Como já mencionado, em 2025 foi registrado o equivalente à perfuração de apenas um poço exploratório para cada 25 blocos sob contrato, configurando um dos piores resultados de toda a série histórica. Esse desempenho sugere que fatores adicionais ao preço do petróleo vêm influenciando a dinâmica da atividade exploratória no país.

Dos 19 poços exploratórios perfurados em 2025, dez foram no ambiente marítimo (Gráfico 2.7). Com isso, o ambiente marítimo manteve, pelo segundo ano consecutivo, a liderança no número de perfurações em relação ao ambiente terrestre. Entre 2016 e 2023, entretanto, as perfurações em ambiente terrestre predominaram, com vantagem relativamente consistente.

Em comparação com 2024 – ano que apresentou o menor número de perfurações desde 2016 – houve melhoria do desempenho em ambos os ambientes, cabendo as considerações a seguir:

- ambiente marítimo: 2025 registrou o maior número de perfurações dos últimos dez anos; e
- ambiente terrestre: apesar da recuperação em relação a 2024, 2025 apresentou o segundo menor número de perfurações desde 2016.

Gráfico 2.7: Poços exploratórios perfurados por ambiente entre 2016 e 2025 por ambiente



A Figura 2.1 exibe os poços exploratórios perfurados no ano de 2025.

Figura 2.1: Poços exploratórios perfurados no ano de 2025



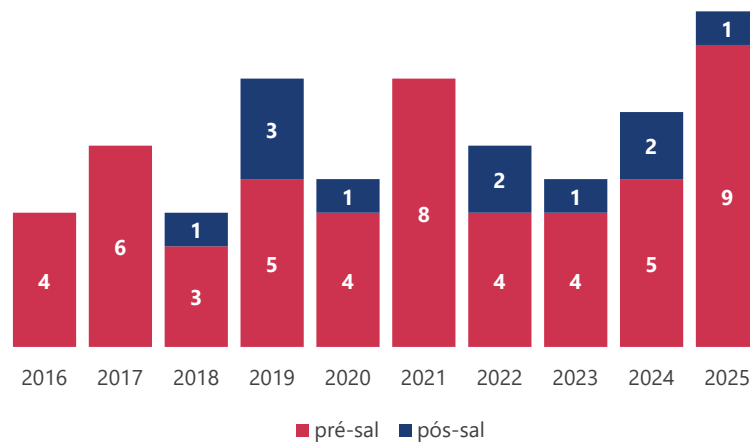
Com relação ao ambiente marítimo, dos dez poços exploratórios perfurados em 2025, nove foram perfurados no *play* pré-sal, evidenciando a forte predominância desse horizonte exploratório. Esse padrão tem se mantido ao longo de toda a série histórica iniciada em 2016, conforme apresentado no Gráfico 2.8.

Além disso, destacam-se os seguintes aspectos:

- em três dos dez anos da série histórica, todos os poços exploratórios perfurados em ambiente marítimo foram direcionados exclusivamente ao *play* pré-sal;
- 2019 foi o ano com o maior número de perfurações no *play* pós-sal, com três poços exploratórios perfurados; e
- no intervalo de dez anos observado, apenas 11 poços exploratórios foram perfurados com o objetivo de investigar prospectos no pós-sal;
- no período de 2016 a 2025, aproximadamente 83% dos poços exploratórios perfurados na fase de exploração em ambiente marítimo tiveram como objetivo o *play* pré-sal.

Essa distribuição evidencia a concentração dos esforços exploratórios no pré-sal. O pré-sal é uma camada de rochas localizada abaixo de uma espessa camada de sal, onde se encontram grandes reservas de petróleo e gás natural.

Gráfico 2.8: Poços exploratórios marítimos perfurados nos *plays* pré-sal e pós-sal entre 2016 e 2025



No que se refere à distribuição dos poços exploratórios marítimos por bacia, o Gráfico 2.9 mostra que, em 2025, apenas um dos dez poços perfurados foi localizado fora do *play* pré-sal das bacias de Campos e Santos. Trata-se do poço Morpho (1-BRSA-1405-APS), que ao final de 2025 estava em perfuração no bloco FZA-M-59, na bacia da Foz do Amazonas.

Nove entre dez poços marítimos perfurados na fase de exploração em 2025 tiveram como alvo o play pré-sal

O início da perfuração desse poço era amplamente aguardado pelo setor, considerando que o processo de licenciamento ambiental da atividade se estendeu por mais de uma década. Além de representar um marco para a exploração na região, a perfuração do poço Morpho possui relevância estratégica para a avaliação do potencial petrolífero da margem equatorial brasileira.

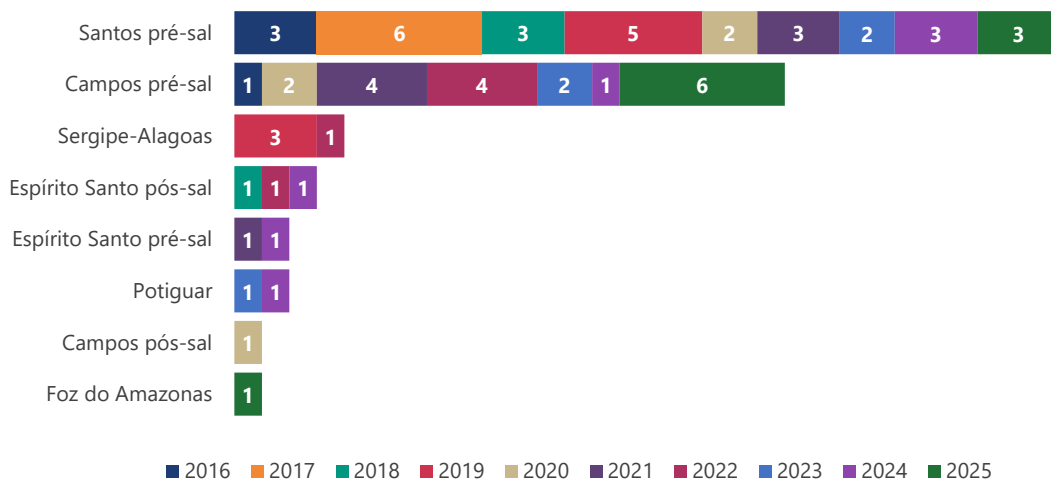
Nesse contexto, eventuais resultados positivos poderão estimular a ampliação dos investimentos e o planejamento de novas campanhas exploratórias, não apenas na bacia da Foz do Amazonas, mas também em outras bacias da margem equatorial, contribuindo para a expansão das fronteiras exploratórias do país.

O início da perfuração do poço Morpho, na bacia da Foz do Amazonas, após mais de dez anos para a obtenção da licença ambiental, representa um marco para o conhecimento do potencial petrolífero da margem equatorial brasileira

Entre 2016 e 2025, os principais destaques relacionados aos poços marítimos foram:

- as bacias de Santos e de Campos concentraram cerca de 80% das perfurações exploratórias marítimas realizadas no país, com 50 dos 63 poços perfurados;
- a bacia de Sergipe-Alagoas ocupou a terceira posição em número de poços exploratórios perfurados, com quatro poços; e
- na margem equatorial, foram perfurados três poços exploratórios, sendo dois na bacia Potiguar, em 2023 e 2024, e um iniciado na bacia da Foz do Amazonas, em 2025.

Gráfico 2.9: Poços exploratórios marítimos perfurados por bacia entre 2016 e 2025



No ambiente terrestre, em 2025, todos os nove poços exploratórios perfurados na fase de exploração foram na bacia do Parnaíba. No período de 2016 a 2025, apenas em 2024 não houve poços iniciados nessa bacia, conforme mostrado no Gráfico 2.10.

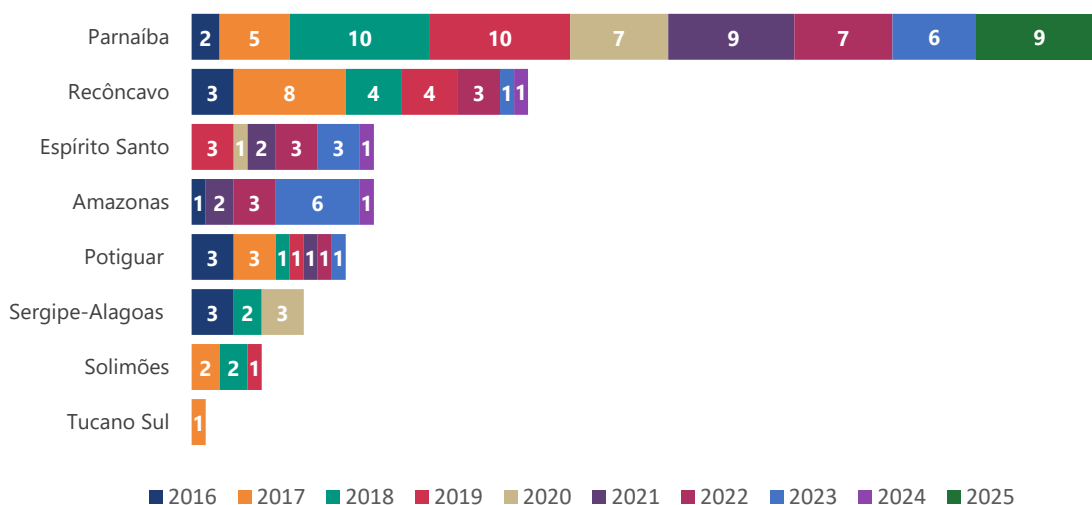
Ainda no período de 2016 a 2025, destacam-se os seguintes resultados relacionados aos poços terrestres:

- a bacia do Parnaíba concentrou quase 47% dos poços exploratórios perfurados, com 65 dos 140 poços registrados no período;
- a bacia do Recôncavo ocupou a segunda posição em número de poços exploratórios perfurados, com 24 poços; e

- as bacias do Parnaíba, Amazonas, Solimões e Tucano Sul, classificadas como fronteiras exploratórias, responderam por 60% das perfurações realizadas no período.

A bacia do Parnaíba foi a única bacia terrestre a registrar perfuração de poços na fase de exploração em 2025

Gráfico 2.10: Poços exploratórios terrestres perfurados por bacia entre 2016 e 2025



Notadamente, a perfuração de poços está entre as atividades de maior risco e custo da indústria de petróleo e gás. Os investimentos necessários podem variar amplamente conforme fatores como ambiente operacional, profundidade, complexidade geológica e requisitos de segurança e meio ambiente. Em razão do elevado custo, a decisão de perfurar um poço exploratório depende de rigorosas avaliações técnicas e econômicas que buscam balancear o potencial de descoberta de hidrocarbonetos com os riscos e retornos esperados.

A Tabela 2.2 apresenta o custo médio por metro perfurado dos poços exploratórios no período de 2016 a 2025, segmentado por ambiente operacional. Para o cálculo desse indicador, foram considerados os poços iniciados e concluídos até o fechamento do relatório⁶.

O custo médio por metro perfurado foi de US\$ 2.074 em ambiente terrestre e de US\$ 16.469 em ambiente marítimo, valor cerca de oito vezes superior. Essa diferença reflete a maior complexidade das operações *offshore*, que demandam sondas e equipamentos especializados, suporte logístico por embarcações, além de elevados requisitos de segurança e infraestrutura. Adicionalmente, a perfuração em maiores profundidades,

⁶ O poço Morpho (1-BRSA-1405-APS), perfurado no bloco FZA-M-59, na bacia da Foz do Amazonas não foi considerado para o cálculo do custo médio, pois, ao final de 2025, ainda não havia sido concluído.

especialmente em águas profundas e ultra profundas, contribui para o aumento dos custos nesse ambiente.

Tabela 2.2: Custo médio por metro perfurado para poço exploratório no período de 2016 a 2025 por ambiente

Ambiente	Custo médio (US\$/metro)
Terra	2.074
Mar	16.469

Ainda no ambiente marítimo, considerando o período de 2016 a 2025 (Tabela 2.3), o custo médio por metro perfurado em poços do pré-sal permaneceu 28% superior ao observado nos poços do pós-sal. Esse resultado é o mesmo verificado no Relatório Anual de Exploração 2024, que analisou o período de 2016 a 2024. Os reservatórios do pré-sal estão localizados em ambientes de alta pressão e temperatura, podendo superar os 7.000 m de profundidade, o que impõe desafios técnicos significativos, exigindo o uso de equipamentos, tecnologias e soluções logísticas específicas, o que justifica o custo de perfuração mais elevado.

Tabela 2.3: Custo médio por metro perfurado para poço exploratório marítimo no período 2016 a 2025 por camada geológica

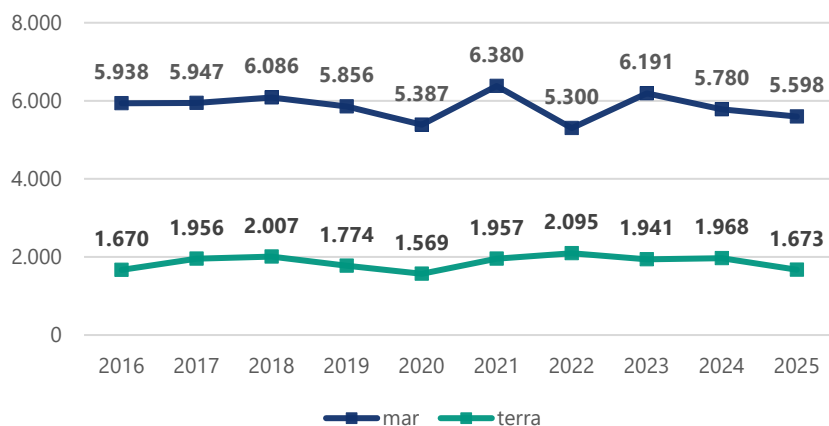
Camada	Custo médio (US\$/metro)
Pós-sal	13.555
Pré-sal	17.347

Cabe destacar que o custo médio de US\$ 16.469 por metro perfurado em ambiente marítimo é próximo ao custo médio de perfuração dos poços do pré-sal, estimado em US\$ 17.347 por metro. Essa proximidade é explicada pelo fato de que aproximadamente 83% dos poços exploratórios perfurados na fase de exploração em ambiente marítimo tiveram como objetivo o *play* pré-sal.

Conforme já mencionado, a profundidade de perfuração é uma das variáveis que influenciam o custo médio por metro perfurado. Nesse contexto, os poços perfurados em ambiente marítimo apresentam, em geral, profundidades significativamente superiores às observadas em ambiente terrestre, o que contribui para os maiores custos registrados no mar.

Em 2025, a profundidade média dos poços marítimos foi de aproximadamente 5.600 metros, enquanto a dos poços terrestres foi de cerca de 1.700 metros (Gráfico 2.3).

Gráfico 2.3: Profundidade média em metros dos poços exploratórios perfurados no período de 2016 a 2025 por ambiente

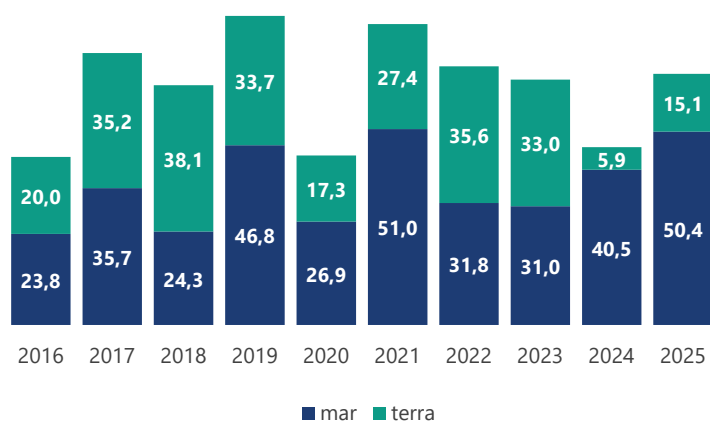


No período de 2016 a 2025, a profundidade média dos poços exploratórios perfurados na fase de exploração variou, conforme o ambiente operacional, entre:

- 💧 5.300 e 6.380 metros em ambiente marítimo; e
- 💧 1.569 e 2.095 metros em ambiente terrestre.

A profundidade total perfurada na fase de exploração, em 2025, superou 50 quilômetros em mar e 15 quilômetros em terra (Gráfico 2.4).

Gráfico 2.4: Extensão total perfurada (km) dos poços exploratórios no período 2016 a 2025 por ambiente



2.4 Sondas de Perfuração

A sonda é a unidade operacional responsável por executar as atividades de construção de um poço, sendo determinante para a capacidade técnica, a produtividade, a

segurança e os custos da operação. Além disso, a disponibilidade de sondas pode influenciar diretamente a execução de campanhas exploratórias. Em momentos de escassez de unidades no mercado internacional, pode haver a postergação de projetos e aumento dos custos de exploração.

Os Anexos 3, 4, 5 e 6 consolidam informações sobre as sondas marítimas e terrestres que atuaram entre 2016 e 2025, incluindo as bacias em que operaram e a quantidade de poços exploratórios perfurados durante a fase de exploração.

Para fins desta consolidação, as sondas foram classificadas em duas categorias, com base em sua área de atuação na fase de exploração ao longo do período de referência:

- ◆ sondas dedicadas: realizaram perfurações de poços em apenas uma bacia; e
- ◆ sondas não dedicadas: realizaram perfurações de poços em mais de uma bacia.

Nos últimos dez anos, foram utilizadas 17 sondas marítimas e 25 sondas terrestres em campanhas de perfuração de poços exploratórios na fase de exploração no Brasil. No período de referência:

- ◆ nove sondas marítimas atuaram de forma dedicada e oito de forma não dedicada;
- ◆ 18 sondas terrestres atuaram de forma dedicada e sete de forma não dedicada; e
- ◆ 145 poços foram perfurados por sondas não dedicadas e 67 por sondas dedicadas⁷.

2.5 Abatimento do PEM

O Programa Exploratório Mínimo (PEM) corresponde ao conjunto de atividades a serem executadas durante a fase de exploração. O PEM representa um compromisso assumido em Unidades de Trabalho (UTs) pela empresa no momento da licitação e constitui um dos parâmetros utilizados para definição da proposta vencedora.

Para o cumprimento do PEM, podem ser consideradas diversas atividades previstas contratualmente. Entre os métodos diretos de investigação, destaca-se a perfuração de poços exploratórios. Já os métodos indiretos incluem a aquisição de dados geofísicos e geoquímicos, bem como o reprocessamento de dados geofísicos previamente adquiridos.

Os dados gerados pelos métodos indiretos podem ser classificados como exclusivos ou não exclusivos, de acordo com o objetivo original de sua aquisição, conforme apresentado nas Seções 2.1 e 2.2 deste capítulo.

Nos contratos de concessão com período exploratório único ou durante o primeiro período exploratório, o cumprimento do PEM é aferido por meio de UTs. Na licitação, os

⁷ Em ambiente terrestre, algumas operadoras utilizaram mais de uma sonda na perfuração de um mesmo poço. Em razão dessa prática, o total de poços perfurados por sondas dedicadas e não dedicadas é superior ao número total de poços do Gráfico 2.7.

concessionários assumem o compromisso de executar uma quantidade mínima de UTs e, ao longo da fase de exploração, as atividades executadas são convertidas nessa unidade, permitindo a verificação do atendimento da obrigação contratual.

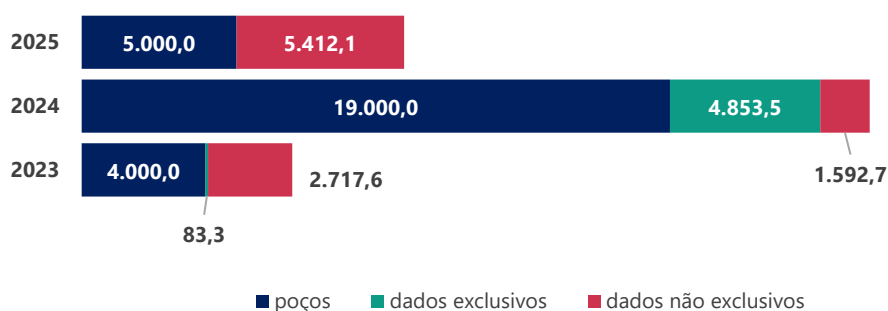
Os critérios de conversão das atividades em UTs são definidos nos editais de licitação por meio dos chamados fatores de equivalência. Como exemplo, a perfuração de um poço exploratório equivale a 1.000 UTs.

Para as análises apresentadas neste relatório, foi adotado como referência o ano de deferimento do pleito de abatimento do PEM⁸.

Conforme o Gráfico 2.11, em 2025 foram abatidas pouco mais de 10,4 mil UTs associadas ao PEM. A análise do período de 2023 a 2025 mostra que:

- em dois dos três anos da série histórica, 2023 e 2024, a perfuração de poço exploratório foi a atividade mais utilizada para abatimento de PEM;
- em 2025, cerca de 52% das UTs abatidas referiram-se a dados não exclusivos;
- 2025 registrou o maior volume de abatimento com dados não exclusivos, totalizando 5.412,1 UTs, valor 25% superior à soma dos abatimentos dessa natureza realizados em 2023 e 2024;
- enquanto em 2024 foram abatidas quase 4,9 mil UTs associadas a dados exclusivos, em 2025 não houve abatimentos com esse tipo de dado; e
- entre 2023 e 2024, o número de UTs abatidas quase quadruplicou. Já entre 2024 e 2025, houve redução de aproximadamente 60%, passando de 25.446,2 para 10.412,1 UTs.

Gráfico 2.11: Quantitativo de UTs abatidas nos anos de 2023 e 2025



A Tabela 2.8 apresenta o quantitativo de blocos cujas atividades foram utilizadas para abatimento do PEM nos anos de 2023, 2024 e 2025.

⁸ O ano de deferimento do pleito de abatimento do PEM não necessariamente coincide com o ano de conclusão do levantamento ou da atividade considerada para fins de cumprimento do PEM.

Observa-se que 2025 registrou o maior número de blocos sob contrato com abatimento de UTs, enquanto 2024 apresentou o maior volume de UTs abatidas no período analisado.

Tabela 2.8: Quantitativo de blocos que abateram UTs nos anos de 2023 e 2025

Ano	Quantitativo de UTs abatidas	Quantitativo de blocos que abateram UTs
2025	10.412,1	58
2024	25.446,2	43
2023	6.800,9	18

Ainda em relação ao quantitativo de UTs abatidas nos últimos três anos, a Tabela 2.9 apresenta a distribuição das UTs por tipo de atividade, distinguindo entre dados exclusivos e não exclusivos. Observa-se que:

- em 2023 e 2025, os dados não exclusivos de sísmica 3D foram os que mais contribuíram para o abatimento de UTs;
- em 2024, os dados exclusivos de sísmica 2D representaram a principal modalidade utilizada para abatimento de UTs; e
- no período de 2023 a 2025, as atividades de sísmica 2D e 3D, exclusivas e não exclusivas, responderam por aproximadamente 64% do total de UTs abatidas, somando 9.343,7 UTs.

Tabela 2.9: Quantitativo de UTs abatidas referentes aos dados exclusivos e não exclusivos nos anos de 2023 e 2025

Atividade	2023		2024		2025	
	Dados exclusivos	Dados não exclusivos	Dados exclusivos	Dados não exclusivos	Dados exclusivos	Dados não exclusivos
Batimetria multifeixe	-	2,9	-	-	-	-
Estudo geoquímico	-	-	-	61,4	-	-
Gravimetria	-	18,0	-	104,8	-	54,7
Magnetelúrico	-	746,1	-	1.142,5	-	922,7
Magnetometria	-	18,0	-	30,5	-	86,0
Reprocessamento sísmico 2D	-	-	887,1	6,2	-	72,8
Reprocessamento sísmico 3D	83,3	9,3	803,4	177,0	-	88,9
Sísmica 2D	-	590,7	3.163,0	3,8	-	11,8
Sísmica 3D	-	1.332,6	-	66,5	-	4.175,3
Total	83,3	2.717,6	4.853,5	1.592,7	0	5.412,1

2.6 Desempenho exploratório por operadora

O desempenho exploratório por operadora pode ser avaliado sob diferentes perspectivas. Para os dados utilizados neste Relatório, adotou-se a mesma métrica empregada na elaboração do Gráfico 2.7, que consiste na razão entre o número de poços perfurados por operadora em determinado ano e o número de blocos sob contrato dessa mesma operadora no mesmo período.

Embora a metodologia seja relativamente simples, a construção do indicador poços exploratórios por operadora exigiu a definição das seguintes premissas:

- ◆ seleção dos poços exploratórios perfurados em blocos sob contrato na fase de exploração, atribuídos à respectiva operadora e classificados nas categorias de 1 a 6, conforme a Resolução ANP nº 699, de 2017;
- ◆ definição do ano de referência como aquele em que foi iniciada a perfuração do poço;
- ◆ exclusão dos poços repetidos e investigativos da contabilização do número de poços;
- ◆ definição do número de blocos sob contrato por operadora em cada ano como a média entre a quantidade de blocos existente no início e no final do respectivo ano de referência; e
- ◆ exclusão dos blocos com contrato suspenso em decorrência de obstáculos relacionados ao licenciamento ambiental.

A divulgação dos resultados do indicador evidencia o número reduzido de operadoras que realizaram perfurações de poços durante o período de referência analisado. Nesse contexto, os resultados apresentados nas Tabelas 2.10 e 2.11 destacam as empresas que mais contribuíram para a ampliação do conhecimento geológico das bacias e dos blocos exploratórios brasileiros ao longo dos últimos anos.

No ambiente marítimo, apenas seis operadoras perfuraram poços exploratórios durante a fase de exploração nos últimos seis anos. Nesse período, foram perfurados 41 poços exploratórios, evidenciando a concentração dessa atividade em um número reduzido de empresas.

As operadoras marítimas que contribuíram para a ampliação de conhecimento geológico em termos de perfuração de poços exploratórios no período de 2020 a 2025 foram:

- ◆ Petrobras: 28 poços;
- ◆ Shell Brasil: 5 poços;
- ◆ ExxonMobil: 3 poços
- ◆ BP Energy: 2 poços;
- ◆ TotalEnergies: 2 poços; e
- ◆ Petronas: 1 poço.

A Tabela 2.10 apresenta os resultados do indicador poços exploratórios por operadora no ambiente marítimo no período analisado. Destacam-se os seguintes aspectos:

- BP Energy registrou o melhor desempenho nos últimos dois anos, em 2024 e 2025;
- Petrobras foi a operadora que mais perfurou poços exploratórios e a única a realizar perfurações em todos os anos da série histórica analisada. A empresa ocupou a segunda colocação em 2020, 2023, 2024 e 2025 e a terceira colocação em 2021 e 2022;
- Shell Brasil liderou o indicador em 2020, além de alcançar a segunda posição em 2022 e a terceira posição em 2023 e 2025;
- Petronas apresentou o melhor desempenho em 2023;
- TotalEnergies liderou o ranking em 2021 e 2022; e
- ExxonMobil alcançou a segunda colocação em 2021 e a quarta colocação em 2022.

Tabela 2.10: Resultado do indicador poços exploratórios por operadora para o ambiente marítimo

Operadora	Poços perfurados	Média de blocos	Indicador
2025			
BP Energy	1	3	0,33
Petrobras	8	59	0,14
Shell Brasil	1	21	0,05
2024			
BP Energy	1	2,5	0,40
Petrobras	6	43	0,14
2023			
Petronas	1	2	0,50
Petrobras	3	35,5	0,08
Shell Brasil	1	18,5	0,05
2022			
TotalEnergies	1	2	0,50
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

No ambiente terrestre, apenas sete operadoras perfuraram poços exploratórios durante a fase de exploração nos últimos seis anos. Nesse período, foram perfurados 71 poços exploratórios, evidenciando, assim como no ambiente marítimo, a concentração dessa atividade em um pequeno número de empresas.

As operadoras terrestres que mais contribuíram para a ampliação de conhecimento geológico no período de 2020 a 2025 foram:

- ◆ Eneva: 49 poços;
- ◆ BGM: 8 poços;
- ◆ Alvopetro: 4 poços;
- ◆ Imetame: 4 poços;
- ◆ Nova Petróleo: 3 poços;
- ◆ Potiguar E&P S.A.: 2 poços; e
- ◆ Phoenix Óleo & Gás: 1 poço.

A Tabela 2.11 apresenta os resultados do indicador poços exploratórios por operadora no ambiente terrestre no período analisado. Destacam-se os seguintes aspectos:

- ◆ Eneva foi a operadora que mais perfurou poços exploratórios e a única a realizar perfurações em todos os anos da série histórica analisada. A empresa liderou o indicador em 2021 e 2025, ocupou a segunda posição em 2020, a terceira posição em 2023 e 2024, e a quarta posição em 2022;
- ◆ Alvopetro apresentou o melhor desempenho em 2022 e 2024;
- ◆ BGM alcançou a segunda colocação em 2023 e 2024, além da terceira colocação em 2021 e 2022;
- ◆ Potiguar E&P liderou o indicador em 2023;
- ◆ Nova Petróleo registrou o melhor desempenho em 2020;
- ◆ Imetame alcançou a segunda colocação em 2025, a terceira colocação em 2020 e a quarta colocação em 2021 e 2023; e
- ◆ Phoenix Óleo & Gás ocupou a vice-liderança em 2021.

A expansão do portfólio de blocos sob contrato observada em 2024 e 2025 ainda não se refletiu em um aumento proporcional da atividade exploratória

Tabela 2.11: Resultado do indicador poços exploratórios por operadora para o ambiente terrestre

Operadora	Poços perfurados	Média de blocos	Indicador
2025			
Eneva	8	21,5	0,37
Imetame	1	21	0,05
2024			
Alvopetro	1	1,5	0,67
BGM	1	3	0,33
Eneva	1	23	0,04
2023			
Potiguar E&P S.A.	1	1	1,00
BGM	3	4	0,75
Eneva	12	24	0,50
Imetame	1	17	0,06
2022			
Alvopetro	3	2	1,50
Potiguar E&P S.A.	1	1	1,00
BGM	3	4	0,75
Eneva	10	24	0,42
2021			
Eneva	11	20,5	0,54
Phoenix Óleo & Gás	1	2,5	0,40
BGM	1	2,5	0,40
Imetame	1	13,5	0,07
2020			
Nova Petróleo	3	2	1,50
Eneva	7	15	0,47
Imetame	1	9	0,11



CAPÍTULO 3

Sucesso Exploratório



O ciclo de avaliação de uma descoberta tem início com a Notificação de Descoberta (ND), apresentada após a perfuração de um poço exploratório que identifique indícios de hidrocarbonetos.

Na sequência, é elaborado o Plano de Avaliação de Descobertas de Petróleo e Gás Natural (PAD), cujo objetivo é delimitar e avaliar os indícios verificados.

Caso os resultados da avaliação sejam positivos, o processo pode culminar na Declaração de Comercialidade (DC), que marca a transição do projeto para a fase de desenvolvimento e produção.

3.1 Notificação de Descoberta

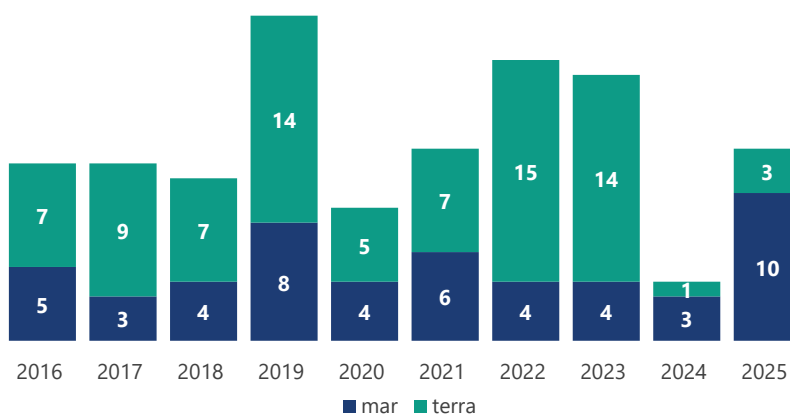
A Resolução ANP nº 699, de 6 de setembro de 2017, estabelece que, uma vez identificada a ocorrência de hidrocarbonetos em um poço exploratório, a operadora deve encaminhar à ANP uma Notificação de Descoberta. Para tanto, a ocorrência de hidrocarbonetos deve ser comprovada por, pelo menos, dois métodos distintos.

A consolidação dos dados de poços com Notificação de Descoberta apresentada neste relatório baseou-se nas seguintes premissas:

- seleção dos poços exploratórios perfurados durante a fase de exploração com Notificação de Descoberta aprovada pela ANP; e
- cômputo apenas da primeira descoberta, nos casos em que tenha sido apresentada mais de uma Notificação de Descoberta para o mesmo poço.

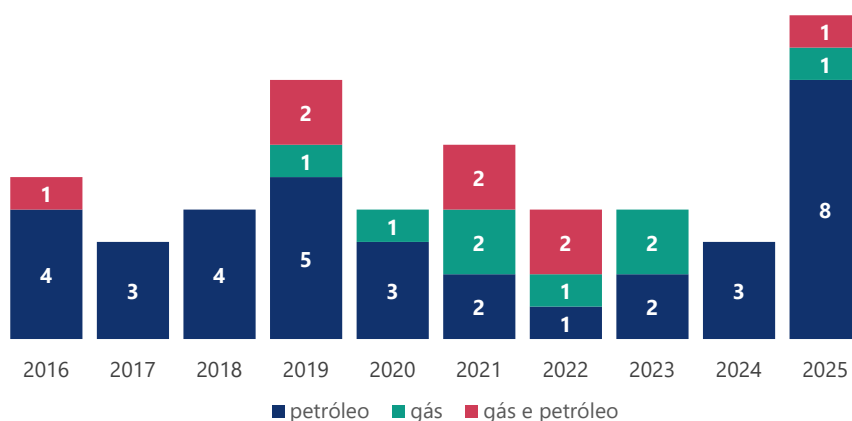
O Gráfico 3.1 apresenta a evolução anual do número de poços com descoberta notificada no período de 2016 a 2025, destacando-se os seguintes aspectos:

- em 2025, foram registrados 13 poços com descoberta notificada, resultado significativamente superior ao observado em 2024, quando foi registrado o menor quantitativo da série histórica. Desse total, dez poços localizavam-se em mar e três em terra;
- no período analisado, foram registrados 51 poços com descoberta em ambiente marítimo, correspondendo a pouco mais de 38% do total de descobertas notificadas; e
- foram registrados 82 poços com descoberta em ambiente terrestre, representando cerca de 62% do total de poços com descoberta notificada na última década.

Gráfico 3.1: Poços com Notificação de Descoberta entre 2016 e 2025

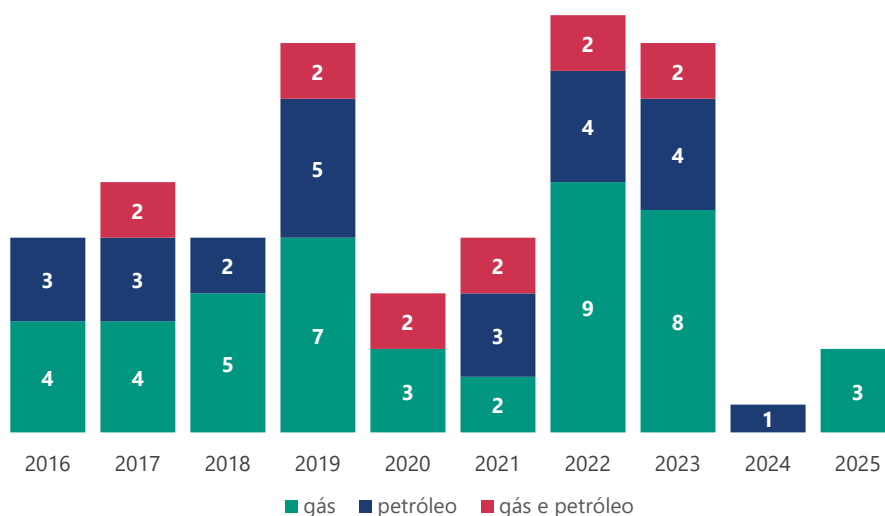
Com relação ao fluido associado às descobertas em poços marítimos (Gráfico 3.2), em 2025 foram notificadas descobertas de petróleo em oito poços, de gás natural em um poço e de ambos os fluidos em um poço.

No acumulado da série histórica, dos 51 poços que resultaram em descobertas no ambiente marítimo, 35 (68,6%) registraram descobertas apenas de petróleo, oito (15,7%) apenas de gás natural e oito (15,7%) de petróleo e gás natural.

Gráfico 3.2: Quantitativo de poços marítimos por fluido notificado entre 2016 e 2025

No que se refere ao fluido associado às descobertas em poços terrestres (Gráfico 3.3), em 2025 foram notificadas exclusivamente descobertas de gás natural, totalizando três poços com descoberta.

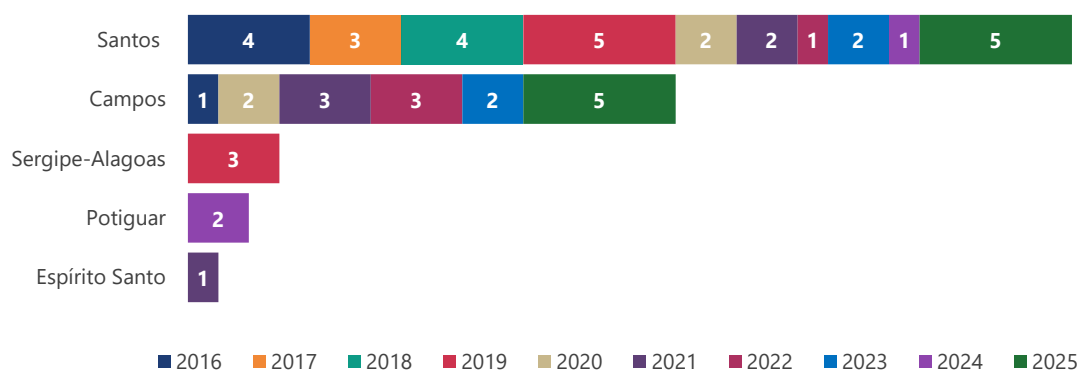
Considerando toda a série histórica, foram notificadas descobertas de hidrocarbonetos decorrentes da perfuração de 82 poços em ambiente terrestre nos últimos dez anos. Desse total, 45 (54,9%) resultaram em descobertas exclusivamente de gás natural, 25 (30,5%) em descobertas exclusivamente de petróleo e 12 (14,6%) em descobertas de ambos os fluidos.

Gráfico 3.3: Quantitativo de poços terrestres por fluido notificado entre 2016 e 2025

Dessa forma, a análise da série histórica evidencia perfis distintos entre os ambientes exploratórios: em terra, as descobertas estiveram predominantemente associadas ao gás natural, ao passo que, no ambiente marítimo, prevaleceram as descobertas de petróleo.

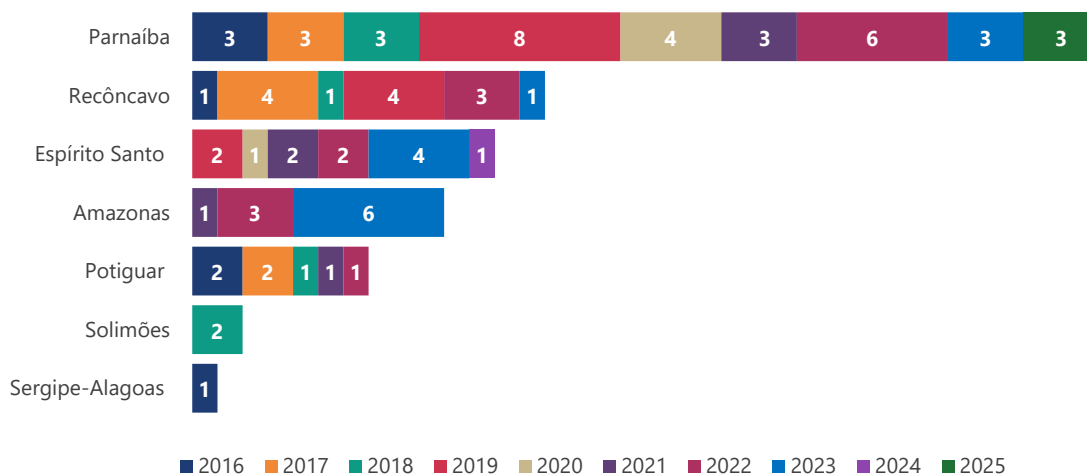
Do Gráfico 3.4, que apresenta a distribuição dos poços com Notificação de Descoberta em bacias marítimas, destacam-se os seguintes aspectos:

- ♦ bacia de Santos, que permaneceu na liderança em número de poços com descoberta notificada em ambiente marítimo, totalizando 29 poços. Houve registro de descobertas em todos os anos da série histórica, incluindo cinco poços em 2025;
- ♦ bacia de Campos, que ocupou a segunda posição entre as bacias marítimas com maior número de notificações de descoberta, acumulando 16 poços, dos quais cinco foram registrados em 2025; e
- ♦ bacias Potiguar, Espírito Santo e Sergipe-Alagoas, que completam o conjunto de bacias marítimas com notificações de descoberta na última década, registrando descobertas em 2024, 2021 e 2019, respectivamente.

Gráfico 3.4: Poços com Notificação de Descoberta por bacia marítima entre 2016 e 2025

Quanto aos poços com Notificação de Descoberta em bacias terrestres, apresentados no Gráfico 3.5, destacam-se os seguintes aspectos:

- bacia do Parnaíba, que apresentou o maior quantitativo de poços com Notificação de Descoberta em ambiente terrestre, totalizando 36 poços. Em 2025, foi a única bacia terrestre a registrar descobertas, com três notificações;
- bacia do Recôncavo, que ocupou a segunda posição em número de poços com descoberta notificada, acumulando 14 poços ao longo da série;
- bacia do Espírito Santo, única bacia terrestre a registrar descoberta no ano de 2024, com uma Notificação de Descoberta associada a poço perfurado naquele ano; e
- bacias do Amazonas, Potiguar, Solimões e Sergipe-Alagoas que completam a série histórica por terem registrado poços com descoberta notificada em um ou mais anos do período de 2016 a 2025.

Gráfico 3.5: Poços com Notificação de Descoberta por bacia terrestre entre 2016 e 2025

3.2 Avaliação de Descobertas

Quando a perfuração de um poço resulta em verificação de indícios de petróleo e/ou gás natural, a operadora pode realizar sua avaliação durante a fase de exploração. Para tanto, deve apresentar à ANP um Plano de Avaliação de Descobertas de Petróleo ou Gás Natural (PAD), contendo o programa de trabalho e os investimentos previstos para a delimitação e avaliação da descoberta.

As atividades previstas no PAD têm por objetivo determinar a extensão e as características do reservatório e de seus fluidos, estimar os volumes de hidrocarbonetos descobertos e subsidiar a análise da viabilidade técnico-econômica de um futuro projeto de desenvolvimento da produção. Uma avaliação de descoberta em curso estará correlacionada a um PAD enquadrado em uma das seguintes situações:

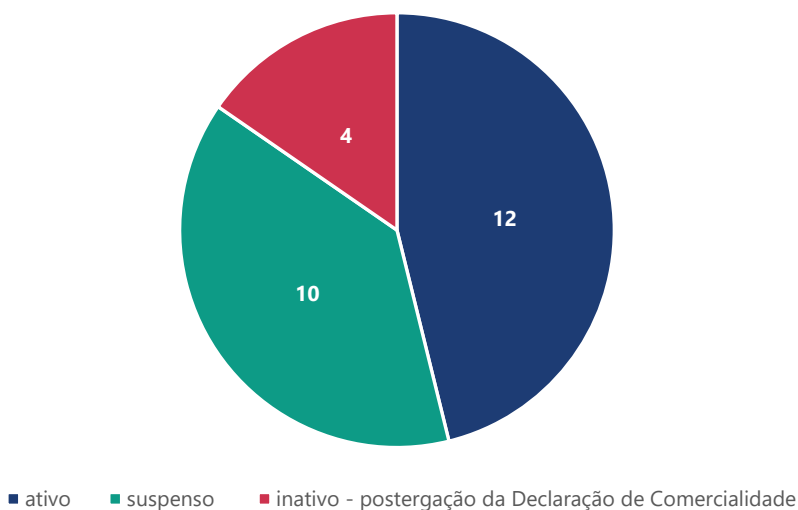
- ativo, situação na qual as atividades previstas no plano de avaliação estão em execução;
- com execução suspensa, situação na qual o contratado não pode realizar atividades de avaliação *in loco* na área de retenção do PAD, salvo por prévia e expressa autorização da ANP; e
- inativo com a área retida para avaliação em postergação de Declaração de Comercialidade, situação na qual o contratado não pode realizar atividades de avaliação *in loco* na área de retenção do PAD e o prazo do contrato é suspenso em relação à área retida para a avaliação da descoberta.

O ano de 2025 foi encerrado com avaliações de descobertas em curso correlacionadas a 26 PADs, conforme apresentado no Gráfico 3.6. Desse total:

- 12 planos encontravam-se ativos, correspondendo a menos da metade dos PADs em andamento;
- dez planos encontravam-se com execução suspensa; e
- quatro planos estavam inativos com a área retida em postergação de Declaração de Comercialidade.

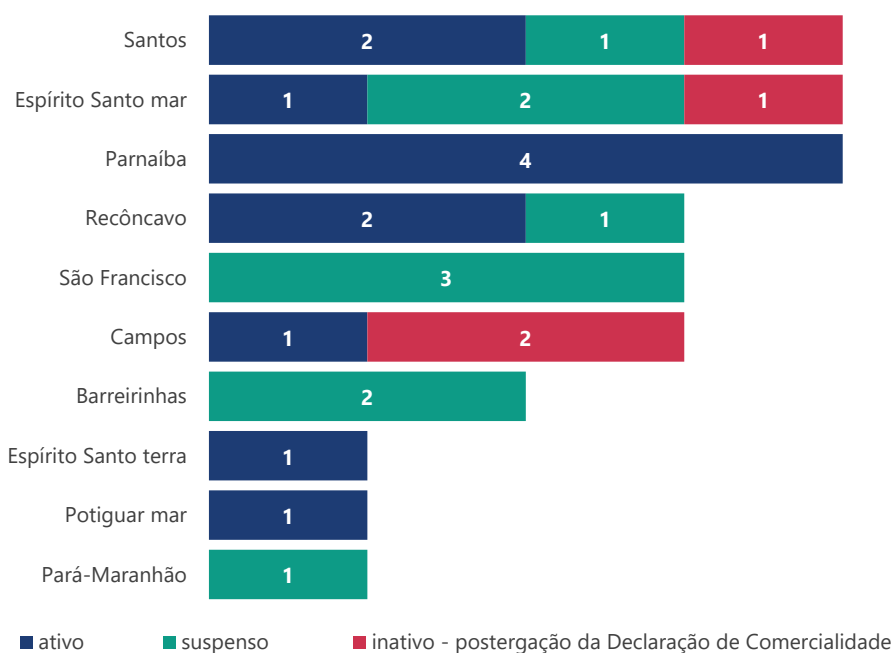
Assim, os 14 PADs que não se encontravam em execução representavam quase 54% do total de planos em andamento ao final de 2025.

Ressalta-se que a apropriação de reservas de petróleo e gás natural depende, em última instância, da Declaração de Comercialidade da descoberta, a qual está diretamente relacionada à execução das atividades previstas nos PADs. Nesse contexto, os PADs suspensos ou em processo de postergação da Declaração de Comercialidade tendem a retardar a obtenção das informações necessárias à conclusão da avaliação das descobertas e, conseqüentemente, à eventual incorporação de reservas.

Gráfico 3.6: Situação dos PADs ao final de 2025

A distribuição dos PADs por bacia ao final de 2025 (Gráfico 3.7) permite destacar os seguintes aspectos:

- 15 PADs estavam associados a descobertas em ambiente marítimo e 11 a descobertas em ambiente terrestre;
- as bacias de Santos, Espírito Santo mar e Parnaíba concentravam o maior número de PADs, com quatro planos cada, seguidas pelas bacias do Recôncavo, São Francisco e Campos, com três planos cada;
- dos dez PADs com execução suspensa, sete encontravam-se nessa condição em razão de restrições ambientais, evidenciando os desafios que questões dessa natureza impõem ao avanço das atividades exploratórias;
- dos 11 PADs localizados em bacias de fronteira exploratória, seis estavam com execução suspensa, indicando maior dificuldade para o progresso das atividades de avaliação nessas áreas; e
- as bacias de Campos, Santos e Espírito Santo mar concentravam os PADs inativos com a área retida em postergação da Declaração de Comercialidade.

Gráfico 3.7: Situação dos PADs por bacia em 31/12/2025

Em 2025, foram iniciados dois PADs, ambos operados pela Eneva na bacia do Parnaíba.

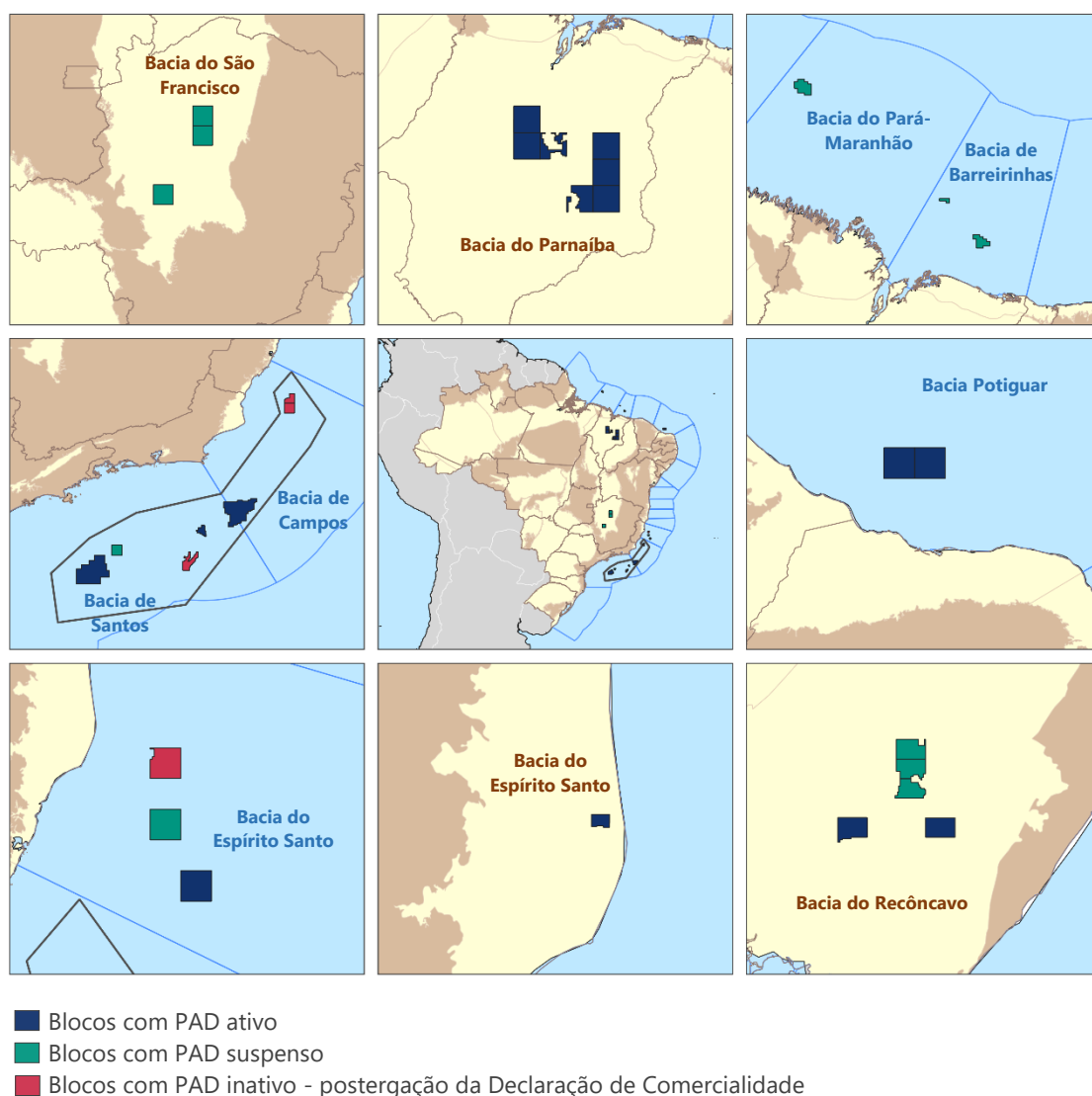
Com relação aos PADs encerrados ao longo do ano, destacam-se os resultados a seguir:

- ♦ bacia de Santos: foi encerrado um PAD operado pela Shell Brasil, que resultou em duas Declarações de Comercialidade;
- ♦ bacia do Espírito Santo terra: foram encerrados dois PADs, ambos operados pela BGM. Apenas um deles resultou em Declaração de Comercialidade;
- ♦ bacia do Recôncavo: foi encerrado um PAD operado pela Vultur Oil, que resultou em duas Declarações de Comercialidade; e
- ♦ bacia do Solimões: foi encerrado um PAD que não resultou em Declaração de Comercialidade.

Maiores detalhes sobre as Declarações de Comercialidade decorrentes desses PADs serão apresentados posteriormente neste relatório.

A Figura 3.1 ilustra a distribuição geográfica dos blocos exploratórios associados a áreas em avaliação ao final de 2025. Cabe destacar que um PAD pode contemplar mais de um bloco exploratório e, da mesma forma, um bloco pode estar vinculado a mais de um PAD, em função das características das descobertas e das estratégias de avaliação adotadas pelas operadoras.

Figura 3.1: Blocos com áreas em avaliação em 31/12/2025



Com relação à distribuição dos PADs ao final de 2025, a Tabela 3.1 apresenta a consolidação dos resultados para as bacias marítimas, discriminados por operadora. Os 15 PADs no ambiente marítimo encontravam-se distribuídos por seis bacias, destacando-se os seguintes aspectos:

- a Petrobras concentrava a maior parte dos PADs, totalizando dez planos, o que correspondia a aproximadamente 67% do total;
- a BW Maromba detinha dois PADs;
- as demais operadoras – Petro Rio Jaguar, PRIO e 3R Petroleum – detinham um PAD cada; e
- os quatro PADs localizados em bacias de fronteira exploratória eram operados pela Petrobras, sendo dois na bacia de Barreirinhas e os outros dois nas bacias do Pará-Maranhão e Potiguar.

Dessa forma, observa-se elevada concentração dos PADs no ambiente marítimo em uma única operadora, especialmente nas áreas de fronteira exploratória, onde a Petrobras respondia pela totalidade dos planos de avaliação em andamento ao final de 2025.

Petrobras, no ambiente marítimo, e Eneva, no ambiente terrestre, lideravam a avaliação de descobertas ao final de 2025

Tabela 3.1: Bacias marítimas com PADs em 31/12/2025

Bacias marítimas	Operadora	Quantitativo de PADs
Barreirinhas	Petrobras	2
Campos	Petrobras	1
	Petro Rio Jaguar	1
	PRIO	1
Espírito Santo	BW Maromba	2
	Petrobras	1
	3R Petroleum	1
Pará-Maranhão	Petrobras	1
Potiguar	Petrobras	1
Santos	Petrobras	4
Total	5	15

Para o ambiente terrestre, a Tabela 3.2 apresenta a distribuição dos PADs ao final de 2025, bem como as respectivas operadoras. Os 11 PADs com a avaliação em curso encontravam-se distribuídos por quatro bacias, destacando-se os seguintes aspectos:

- a Eneva operava quatro PADs, correspondendo a pouco mais de 36% do total, todos localizados na bacia do Parnaíba;
- na bacia do Recôncavo, os três PADs em andamento eram operados por empresas distintas – Alvopetro, Recôncavo Energia e SPE Tiêta –, cada uma responsável por um plano;
- as empresas Cemes e Imetame operavam, respectivamente, um e dois PADs na bacia do São Francisco, todos suspensos ao final de 2025; e
- na bacia do Espírito Santo, a Capixaba Energia era responsável pela operação de um PAD.

Dessa forma, observa-se que os PADs terrestres apresentavam uma distribuição mais equilibrada entre as operadoras quando comparados aos PADs marítimos, embora a Eneva se destacasse pela concentração de planos na bacia do Parnaíba.

Tabela 3.2: Bacias terrestres com PADs em 31/12/2025

Bacias terrestres	Operadora	Quantitativo de PADs
Espírito Santo	Capixaba Energia	1
Parnaíba	Eneva	4
Recôncavo	Alvopetro	1
	Recôncavo Energia	1
	SPE Tiêta	1
São Francisco	Cemes	1
	Imetame	2
Total	7	11

A evolução do quantitativo de PADs desde o final de 2020, Tabela 3.3, evidencia uma tendência de redução que merece atenção, especialmente diante da limitada reposição de novos planos ao longo dos últimos anos. Nesse contexto, espera-se que o elevado número de blocos sob contrato registrado em 2024 e 2025 venha a se refletir, nos próximos anos, em novas descobertas e, conseqüentemente, na apresentação de novos PADs. Para que isso ocorra, entretanto, a expansão do portfólio de blocos deverá ser acompanhada por um aumento efetivo da intensidade das atividades exploratórias realizadas pelas operadoras.

Conforme demonstrado na Tabela 3.3, o ano de 2025 foi encerrado com o menor número de PADs dos últimos seis anos. De fato, observa-se uma trajetória praticamente contínua de redução do número de planos desde 2020. Além disso, verifica-se a manutenção de um quantitativo expressivo de PADs com execução suspensa, especialmente nos dois últimos anos, o que contribui para restringir o avanço das atividades de avaliação das descobertas.

No final de 2025, a reposição de reservas para o país dependia de apenas 26 Planos de Avaliação de Descobertas, o menor número desde 2020

Tabela 3.3: Situação dos PADs ao final dos anos 2020 a 2025

Situação	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Ativos	21	10	17	19	12	12
Com execução suspensa	10	10	7	7	9	10
Inativos - postergação de Declaração de Comercialidade	11	14	9	7	8	4
Total de PADs	42	34	33	33	29	26

3.3 Declaração de Comercialidade

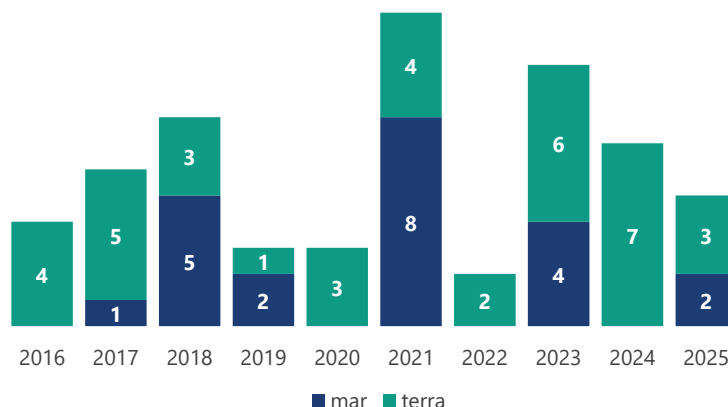
A Declaração de Comercialidade representa o êxito técnico e econômico de uma campanha exploratória. Após a avaliação de uma descoberta, caso sejam identificados volumes comercialmente viáveis e a operadora decida prosseguir para a fase de produção, deverá ser apresentada à ANP a respectiva Declaração de Comercialidade.

Ressalta-se que, embora a decisão de declarar a comercialidade de uma descoberta seja prerrogativa da contratada, sua efetivação está condicionada à aprovação, pela ANP, do Relatório Final de Avaliação de Descobertas de Petróleo ou Gás Natural (RFAD)⁹. Não obstante, para fins contratuais, a data de apresentação da Declaração de Comercialidade define a data de transição do contrato para a fase de produção.

Observa-se, no Gráfico 3.8, que foram apresentadas 60 Declarações de Comercialidade entre 2016 e 2025, destacando-se os seguintes aspectos:

- ◆ 38 Declarações de Comercialidade em ambiente terrestre, correspondendo a 63% do total apresentado no período;
- ◆ 22 Declarações de Comercialidade em ambiente marítimo;
- ◆ cinco Declarações de Comercialidade registradas em 2025, das quais três em ambiente terrestre e duas em ambiente marítimo; e
- ◆ o maior quantitativo da série ocorreu em 2021, quando foram apresentadas 12 Declarações de Comercialidade à ANP.

⁹ No presente relatório, ao se mencionar que uma Declaração de Comercialidade foi apresentada significa que já foi realizada a sua efetivação, considerando um RFAD já aprovado pela ANP.

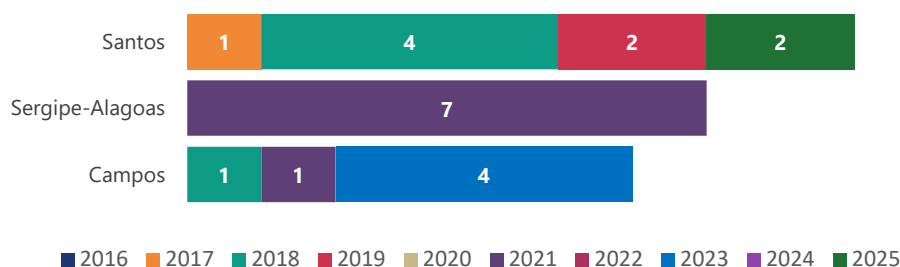
Gráfico 3.8: Declarações de Comercialidade efetivadas por ambiente entre 2016 e 2025¹⁰

Ao analisar os resultados das bacias marítimas apresentados no Gráfico 3.9, observa-se que, em 2025, apenas a bacia de Santos registrou Declarações de Comercialidade, totalizando duas declarações.

Nos últimos dez anos, foram apresentadas 60 Declarações de Comercialidade, com destaque para as bacias de Santos, no ambiente marítimo, e do Recôncavo, no ambiente terrestre

Para a série histórica de dez anos, o maior número de Declarações de Comercialidade foi registrado em 2021, com oito declarações, das quais sete na bacia de Sergipe-Alagoas e uma na bacia de Campos.

A bacia de Santos foi aquela com o maior número de Declarações de Comercialidade para o período 2016 a 2025, com nove Declarações de Comercialidade.

Gráfico 3.9: Declarações de Comercialidade efetivadas por bacia marítima entre 2016 e 2025

¹⁰ Neste relatório, foi incorporada ao ano de 2024 a área de desenvolvimento de Tanatau, cujo RFAD estava em análise ao final do ano. Após sua aprovação em 2025, a Declaração de Comercialidade foi efetivada e incluída nos gráficos e tabelas que tratam das Declarações de Comercialidade.

Ainda no contexto das Declarações de Comercialidade em bacias marítimas, os entraves ambientais associados às bacias classificadas como fronteiras exploratórias constituem um fator relevante para o baixo avanço das campanhas exploratórias nessas áreas. Como consequência, muitas campanhas não alcançam o estágio de maturidade necessário para subsidiar a decisão de apresentar uma Declaração de Comercialidade¹¹.

Entraves ambientais permaneceram limitando o avanço das campanhas exploratórias na margem equatorial em 2025

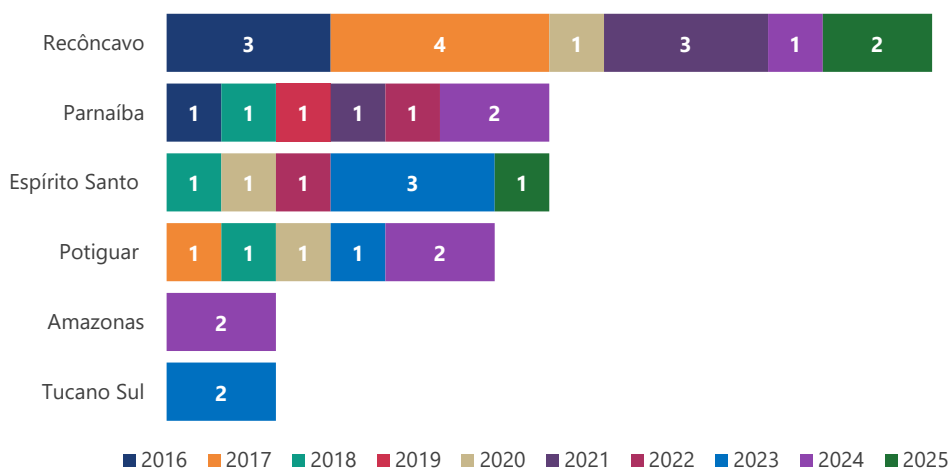
Em relação às Declarações de Comercialidade apresentadas em bacias terrestres, Gráfico 3.10, foram registradas três declarações em 2025, sendo duas na bacia do Recôncavo e uma na bacia do Espírito Santo.

Na série histórica de 2016 a 2025, o maior quantitativo anual foi observado em 2024, com sete Declarações de Comercialidade, distribuídas entre as bacias do Parnaíba (duas), Potiguar (duas), Amazonas (duas) e Recôncavo (uma).

A bacia do Recôncavo destacou-se como a bacia terrestre com o maior número de Declarações de Comercialidade no período, totalizando 14 declarações.

Diferentemente do observado no ambiente marítimo, foram registradas Declarações de Comercialidade em bacias classificadas como fronteira exploratória ao longo da década analisada. As bacias do Parnaíba, Amazonas e Tucano Sul somaram 11 declarações no período, sendo sete na bacia do Parnaíba e duas em cada uma das demais bacias.

Gráfico 3.10: Declarações de Comercialidade efetivadas por bacia terrestre entre 2016 e 2025



¹¹ Desde a criação da ANP, em 1998, foram registradas apenas três Declarações de Comercialidade na margem equatorial, todas localizadas na bacia Potiguar. A mais recente dessas declarações foi apresentada em 2004.

A Figura 3.2 ilustra a distribuição geográfica dos blocos nos quais foram registradas Declarações de Comercialidade entre 2016 e 2025. Ressalta-se que um mesmo bloco pode estar associado a mais de uma Declaração de Comercialidade ao longo do período analisado.

Figura 3.2: Blocos com Declarações de Comercialidade no período de 2016 a 2025



A Tabela 3.4 apresenta a consolidação das Declarações de Comercialidade em bacias marítimas entre 2016 e 2025, discriminadas por operadora. No período, cinco operadoras foram responsáveis pelas 22 declarações registradas, destacando-se:

- ◆ a Petrobras, com 11 declarações distribuídas entre as bacias de Campos, Santos e Sergipe-Alagoas;
- ◆ a Karoon Brasil, com quatro declarações, todas na bacia de Santos;
- ◆ Equinor Energy, Equinor Brasil e Shell Brasil, com duas declarações cada; e
- ◆ a Petro Rio Jaguar, com uma declaração.

Tabela 3.4: Bacias marítimas com Declarações de Comercialidade, por operadora, no período de 2016 a 2025

Bacias marítimas	Operadora	Quantitativo de Declaração de Comercialidade
Campos	Equinor Energy	2
	Petro Rio Jaguar	1
	Petrobras	3
Santos	Equinor Brasil	2
	Shell Brasil	2
	Karoon Brasil	4
	Petrobras	1
Sergipe-Alagoas	Petrobras	7
Total	5	22

A Tabela 3.5 apresenta a consolidação das Declarações de Comercialidade em bacias terrestres entre 2016 e 2025, discriminadas por operadora. No período, 12 operadoras foram responsáveis pelas 38 declarações registradas, destacando-se:

- a Eneva, com nove declarações, sendo sete na bacia do Parnaíba e duas na bacia do Amazonas;
- a Alvopetro e a Petrobras, com cinco declarações cada;
- a BGM, com quatro declarações, todas na bacia do Espírito Santo;
- a Imetame e a Phoenix Óleo & Gás, com três declarações cada;
- a Capixaba Energia e a Vultur Oil, com duas declarações cada; e
- Águila, Níon Energia, PetroRecôncavo, Recôncavo Energia SP e Slim Drilling, com uma declaração cada.

Petrobras, no ambiente marítimo, e Eneva, no ambiente terrestre, lideraram o número de Declarações de Comercialidade apresentadas na última década

Tabela 3.5: Bacias terrestres com Declarações de Comercialidade, por operadora, no período de 2016 a 2025

Bacias terrestres	Operadora	Quantitativo de Declaração de Comercialidade
Amazonas	Eneva	2
Espírito Santo	BGM	4
	Capixaba Energia	2
	Petrobras	1
Parnaíba	Eneva	7
Potiguar	Aguila	1
	Níon Energia	1
	PetroRecôncavo	1
	Phoenix Óleo & Gás	3
Recôncavo	Alvopetro	5
	Imetame	1
	Petrobras	4
	Recôncavo Energia SP	1
	Vultur Oil	2
	Slim Drilling	1
Tucano Sul	Imetame	2
Total	12	38

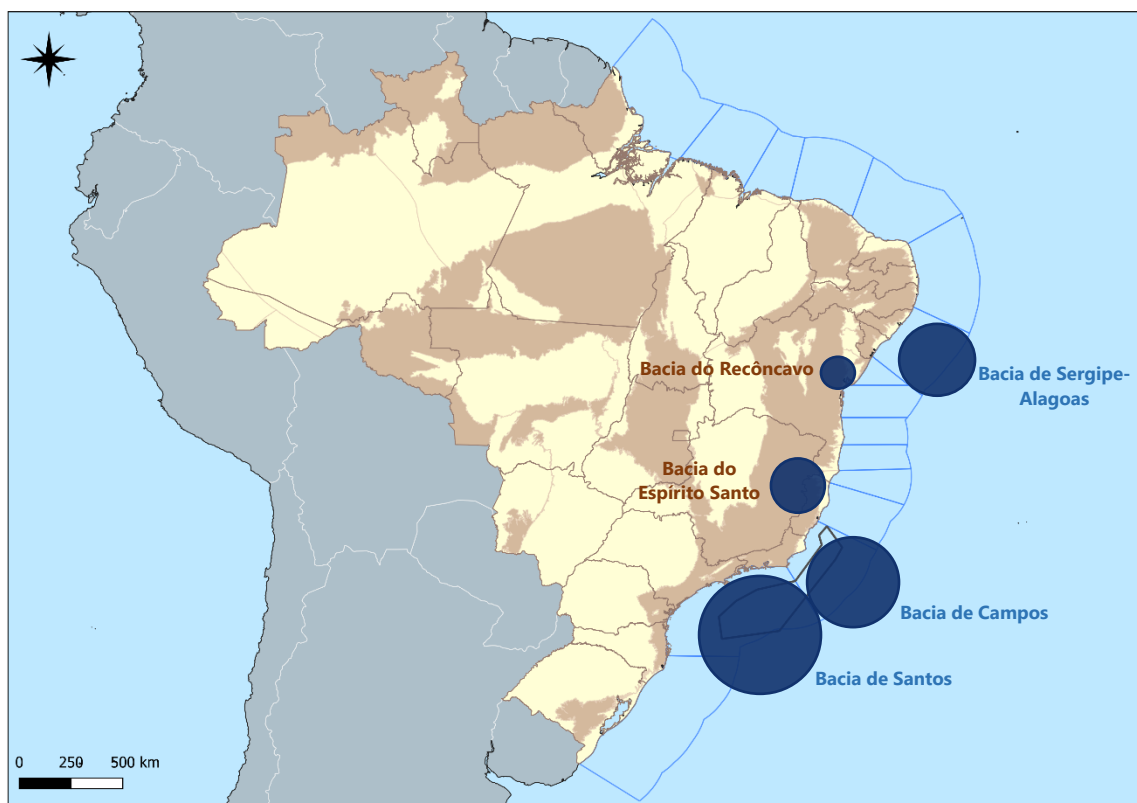
Considerando as estimativas de reservas P50¹² informadas pelos contratados, os volumes de óleo e gás natural *in place*, estimados com base nas 60 Declarações de Comercialidade apresentadas à ANP no período de 2016 a 2025, totalizaram:

- ◆ 18,6 bilhões de barris de óleo; e
- ◆ 430,1 bilhões de m³ de gás natural.

As Figuras 3.3 e 3.4 apresentam, respectivamente, a apropriação dos volumes de óleo e de gás natural *in place* pelas cinco bacias com os maiores volumes declarados. O tamanho das circunferências representa a classificação relativa das bacias quanto aos volumes totais de óleo ou de gás natural, com base nas estimativas constantes das Declarações de Comercialidade efetivadas no período de 2016 a 2025.

¹² As reservas P50, também denominadas reservas 2P (provadas + prováveis), correspondem às estimativas de volumes de hidrocarbonetos para as quais existe pelo menos 50% de probabilidade de que os volumes efetivamente recuperados sejam iguais ou superiores aos estimados.

Figura 3.3: Comparação dos volumes totais de óleo *in place* informados nas Declarações de Comercialidade efetivadas entre 2016 e 2025

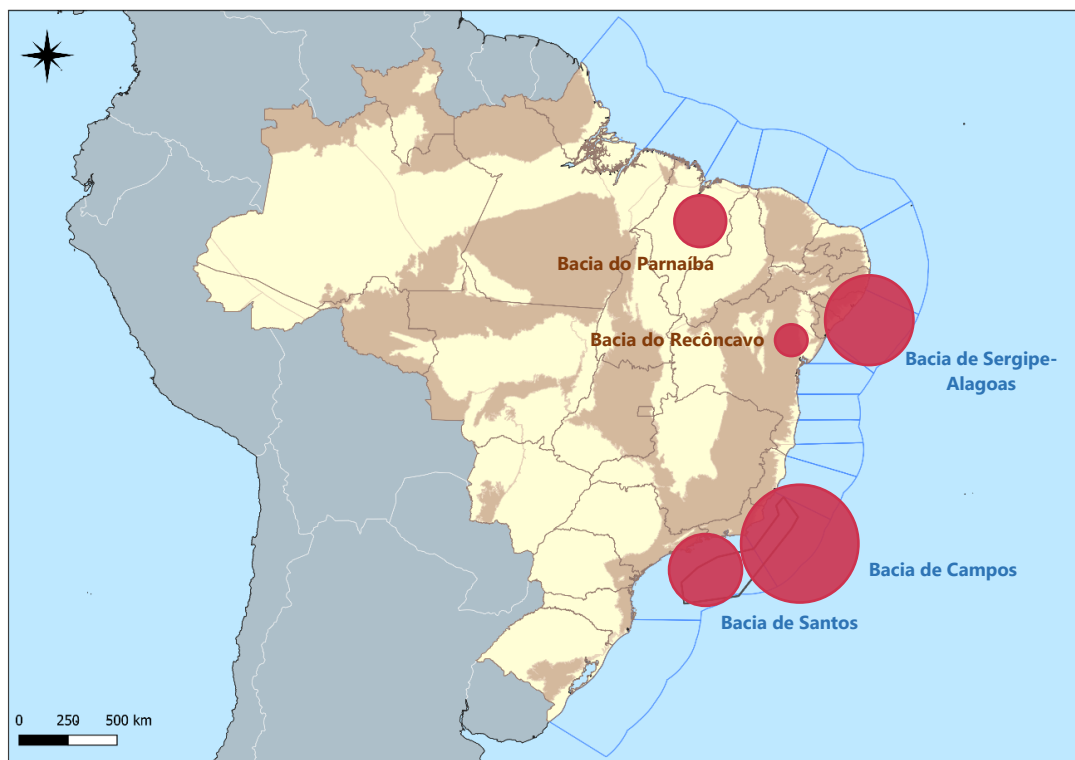


Em relação aos volumes totais de óleo *in place* (Figura 3.3), nos períodos de 2016 a 2024 e 2016 a 2025, as bacias de Santos e de Campos permaneceram na primeira e segunda posições do ranking, respectivamente.

Por outro lado, a classificação das bacias em termos de volumes de gás natural *in place* (Figura 3.4) sofreu alterações na comparação entre os períodos de 2016 a 2024 e 2016 a 2025, em razão das Declarações de Comercialidade apresentadas em 2025 nas bacias de Santos e do Recôncavo. Embora não figurasse entre as cinco bacias com os maiores volumes de gás natural declarados desde 2022, a bacia de Santos, em 2025, passou a ocupar a terceira posição na consolidação referente ao período de 2016 a 2025.

Em decorrência dessa alteração, a bacia do Amazonas, anteriormente em quinto lugar, deixou de integrar o grupo. As bacias de Campos e de Sergipe-Alagoas permaneceram na primeira e segunda posições, respectivamente, enquanto as bacias do Parnaíba e do Recôncavo passaram a ocupar a quarta e a quinta colocações.

Figura 3.4: Comparação dos volumes totais de gás natural *in place* informados nas Declarações de Comercialidade efetivadas entre 2016 e 2025



3.4 Índices de Sucesso Exploratório Geológico e Econômico

Com o objetivo de medir os resultados do esforço exploratório das campanhas da fase de exploração no Brasil, foram estabelecidos dois indicadores de desempenho:

- ◆ Índice de Sucesso Exploratório Geológico (ISEG); e
- ◆ Índice de Sucesso Exploratório Econômico (ISEE).

O ISEG corresponde à razão entre o número de poços com Notificações de Descoberta aprovadas e o número total de poços perfurados. Esse indicador expressa a eficiência da atividade exploratória na identificação da ocorrência de hidrocarbonetos em uma bacia sedimentar, refletindo uma etapa anterior à avaliação da viabilidade técnica e econômica da descoberta, a qual pode culminar na apresentação de uma Declaração de Comercialidade à ANP.

O ISEE, por sua vez, corresponde à razão entre o número de Declarações de Comercialidade efetivadas e o número total de poços perfurados. Esse indicador mede a proporção de poços que resultaram em descobertas consideradas comercialmente viáveis, ou seja, capazes de justificar o avanço do contrato para a fase de desenvolvimento e produção.

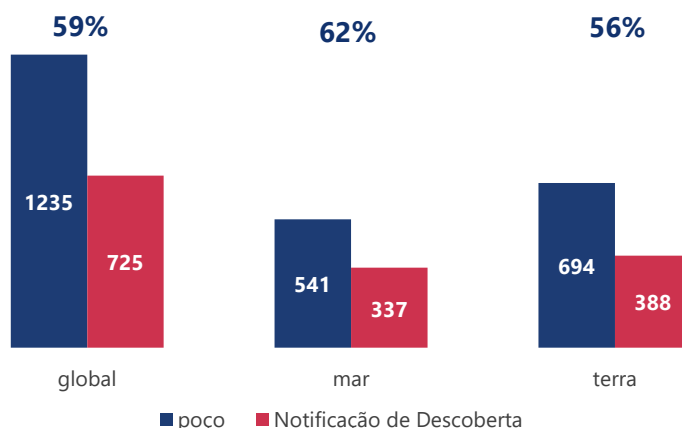
Em termos comparativos, os valores do ISEG tendem a ser superiores aos do ISEE, uma vez que a aprovação de uma Notificação de Descoberta não implica necessariamente a elaboração de um PAD e, mesmo quando um PAD é executado, seus resultados podem não conduzir à apresentação de uma Declaração de Comercialidade.

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

- ◆ definição do período de referência como aquele compreendido entre 1998, ano de criação da ANP, e 2025;
- ◆ seleção dos poços exploratórios concluídos em blocos sob contrato;
- ◆ seleção dos poços exploratórios pioneiros, assim considerados aqueles pertencentes às categorias 1 e 4, conforme estabelecido pela Resolução ANP nº 699, de 2017;
- ◆ no caso de poços repetidos, contabilização de apenas um poço, em conformidade com a definição de poço repetido constante da Resolução ANP nº 699, de 2017;
- ◆ inclusão dos poços exploratórios 2-ANP-1-RJS e 2-ANP-2A-RJS, bem como das respectivas Declarações de Comercialidade que deram origem aos campos de Búzios e Mero, por terem desempenhado o papel de poços pioneiros nas descobertas realizadas, embora tenham sido categorizados como poços estratigráficos; e
- ◆ contabilização das Notificações de Descoberta associadas aos poços exploratórios pioneiros, limitada a uma notificação por poço.

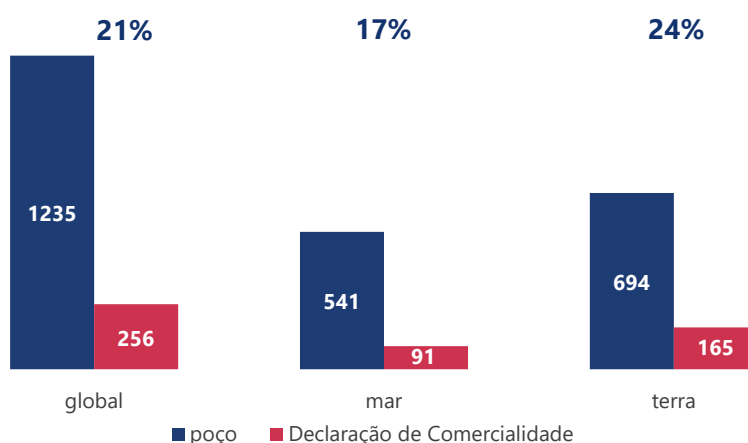
O Gráfico 3.11 apresenta os resultados do ISEG global e dos ISEGs segregados por ambiente marítimo e terrestre, a partir dos quais se observa que:

- ◆ nos últimos dez anos, o ISEG atingiu 59%, o que significa que aproximadamente seis em cada dez poços exploratórios pioneiros perfurados na fase de exploração resultaram em Notificações de Descoberta e, conseqüentemente, na identificação de indícios de hidrocarbonetos; e
- ◆ os resultados do ISEG apontaram taxas de sucesso de 62% para o ambiente marítimo e de 56% para o terrestre, evidenciando que, nos últimos dez anos, a atividade exploratória apresentou maior sucesso geológico no ambiente marítimo.

Gráfico 3.11: ISEG no período de 1998 a 2025

O Gráfico 3.12 apresenta os resultados do ISEE global e dos ISEEs segregados por ambiente marítimo e terrestre, a partir dos quais se observa que¹³:

- nos últimos dez anos, o ISEE atingiu 21%, o que significa que aproximadamente dois em cada dez poços exploratórios pioneiros perfurados na fase de exploração contribuíram para descobertas consideradas comercialmente viáveis; e
- os resultados do ISEE apontaram taxas de sucesso de 17% para o ambiente marítimo e de 24% para o terrestre, indicando que, nos últimos dez anos, os poços exploratórios pioneiros perfurados em áreas terrestres apresentaram maior probabilidade de resultar em descobertas comercialmente viáveis do que aqueles perfurados em áreas marítimas.

Gráfico 3.12: ISEE no período de 1998 a 2025

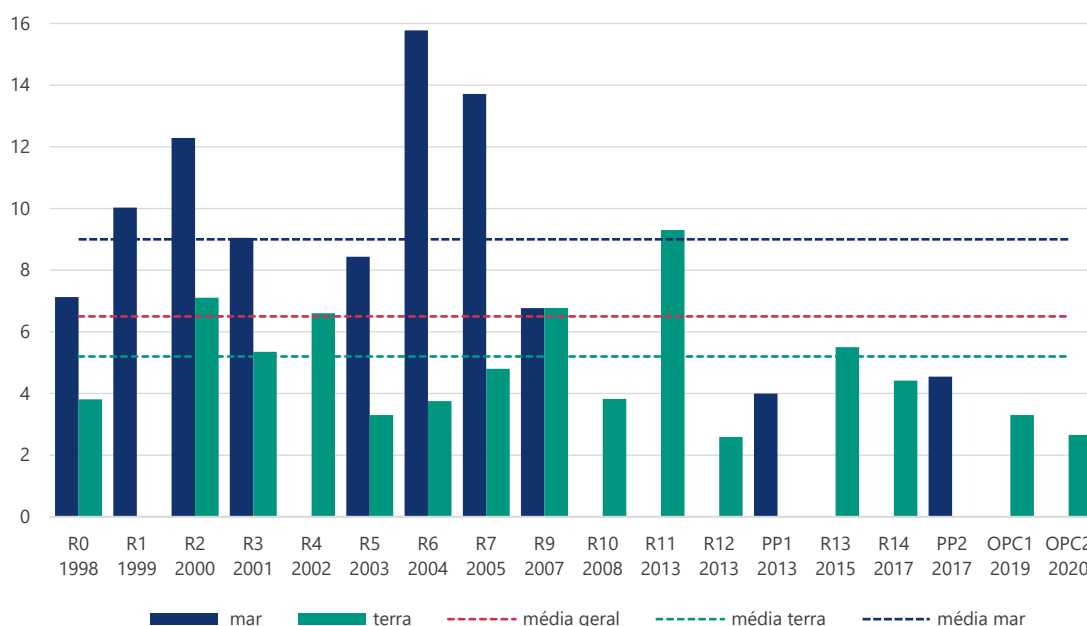
¹³ O número de Declarações de Comercialidade foi ajustado no Relatório Anual de Exploração de 2025, mediante a exclusão de algumas ocorrências em duplicidade identificadas na base de dados.

O desempenho superior do ISEE no ambiente terrestre, em comparação ao marítimo, pode ter como uma de suas causas o menor volume de investimentos normalmente necessário para o desenvolvimento e a produção de jazidas em terra. Assim, considerando os diversos fatores que influenciam a decisão de investimento dos contratados, a adoção de critérios econômicos mais conservadores na avaliação da viabilidade comercial de descobertas no ambiente *offshore* pode contribuir para a obtenção de valores de ISEE inferiores aos verificados no ambiente *onshore*.

A comparação dos resultados dos índices ISEG e ISEE, tanto em âmbito global quanto por ambiente exploratório, com aqueles divulgados em edições anteriores dos Relatórios Anuais de Exploração, evidencia apenas pequenas variações, indicando relativa estabilidade dos indicadores ao longo do tempo.

Ainda sobre o sucesso exploratório econômico, o Gráfico 3.13 ilustra as variações no tempo necessário para a apresentação de uma Declaração de Comercialidade, considerando todas as licitações já realizadas pela ANP. Esse tempo foi contabilizado levando-se em conta o prazo decorrido entre a data de assinatura do contrato e a data da Declaração de Comercialidade.

Gráfico 3.13: Tempo médio decorrido entre a assinatura do contrato e a apresentação da Declaração de Comercialidade por licitações^{14, 15 e 16}



¹⁴ No caso de uma Declaração de Comercialidade oriunda de blocos contratados em diferentes licitações, o tempo foi calculado com base no período decorrido para cada bloco, de forma individualizada.

¹⁵ No caso de uma Declaração de Comercialidade oriunda de blocos contratados na mesma licitação, o tempo foi calculado considerando o menor intervalo de tempo entre a assinatura do contrato e a apresentação da Declaração de Comercialidade.

¹⁶ Destaca-se que a metodologia de cálculo foi revisada no Relatório Anual de Exploração de 2025, resultando em ajustes pontuais nos dados. Foram desconsideradas as Declarações de Comercialidade de Espadim e Manjuba, associadas ao bloco de Norte de Brava, contratado na OPP1, e a declaração da área de desenvolvimento de Tartaruga Verde Sudoeste, associada ao bloco de Sudoeste de Tartaruga Verde, contratado na PP5, pois foram declarações com tempos que diferiram muito das Declarações de Comercialidade em geral.

Considerando todas as licitações realizadas e para as quais houve apresentação de Declarações de Comercialidade, o tempo médio decorrido até a declaração foi de 6,5 anos.

Ao se analisar os resultados por ambiente operacional, verifica-se que o ambiente marítimo apresentou tempo médio de 9,0 anos, substancialmente superior ao observado nos blocos terrestres, cuja média foi de 5,2 anos.

Outros destaques observados no Gráfico 3.13 são:

- no ambiente marítimo, a 6ª Rodada apresentou o maior tempo médio para a apresentação de uma Declaração de Comercialidade, atingindo 15,8 anos; e
- no ambiente terrestre, a 11ª Rodada registrou o maior tempo médio para a apresentação de uma Declaração de Comercialidade, com 9,3 anos.

A comparação entre os ambientes sugere que os prazos mais curtos registrados em terra podem ser explicados por características inerentes aos projetos terrestres, como menor escala e complexidade operacional, requisitos ambientais menos rigorosos e maior disponibilidade de infraestrutura instalada passível de aproveitamento.

Além disso, é possível inferir que tempos médios mais elevados até a apresentação da Declaração de Comercialidade podem ser mais representativos de licitações cujos blocos contratados enfrentaram maiores desafios relacionados ao licenciamento ambiental ou que concentraram uma quantidade mais expressiva de blocos cujos PADs foram alvo de postergação da Declaração de Comercialidade.

Cabe ressaltar, ainda, que os tempos médios apresentados para as licitações que ainda possuem contratos em fase de exploração tendem a sofrer alterações ao longo do tempo, à medida que novas Declarações de Comercialidade forem apresentadas.

A Tabela 3.6 apresenta o quantitativo de Declarações de Comercialidade por licitações. De modo geral, pode-se verificar que as licitações até a 9ª Rodada foram as que mais apresentaram Declarações de Comercialidade, até o presente momento.

Tabela 3.6: Quantitativo de Declarações de Comercialidade por de licitações

Rodada	Ano da Licitação	Quantitativo de Declarações
R0	1998	50
R1	1999	1
R2	2000	26
R3	2001	6
R4	2002	17
R5	2003	13
R6	2004	30
R7	2005	39
R9	2007	38
R10	2008	4
R11	2013	8
R12	2013	6
PP1	2013	1
R13	2015	6
R14	2017	3
PP2	2017	2
PP5	2018	1
OPC1	2019	5
OPC2	2020	3
OPP1	2022	2



CAPÍTULO 4

Investimentos na Fase de Exploração



O Plano de Trabalho Exploratório (PTE), instituído pela Resolução ANP nº 876, de 29 de abril de 2022, é o instrumento por meio do qual as operadoras detalham as atividades previstas para cada bloco sob contrato, bem como seus respectivos cronogramas e orçamentos. O PTE também contempla o planejamento para a execução das obrigações remanescentes relacionadas ao descomissionamento de instalações, quando aplicável. Esse instrumento consolida as informações existentes até a data de término do período exploratório vigente, do PAD ou do Programa de Descomissionamento de Instalações (PDI), conforme o caso.

Este capítulo aborda as atividades e os investimentos da fase de exploração, comparando as previsões e as realizações referentes ao ano de 2025. Na sequência, são apresentadas e analisadas as previsões de investimentos e atividades constantes do PTE 2026.

4.1 Investimentos e atividades previstas e realizadas para o ano de 2025

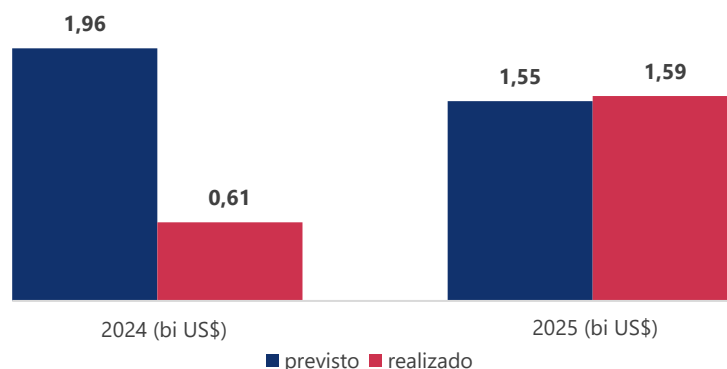
Para a comparação entre as atividades e investimentos previstos e realizados, foram consideradas todas as atividades informadas pelas operadoras, excetuando-se aquelas relacionadas à etapa de descomissionamento de instalações e à recuperação ambiental.

O Gráfico 4.1 apresenta as previsões e realizações de investimentos para os anos de 2024 e 2025. Em 2025, o investimento realizado totalizou 1,59 bilhão, superando em 3% o montante previsto.

1,59 bilhão de dólares foi investido na fase de exploração em 2025

Se, em termos financeiros, as previsões e as realizações de investimentos em 2025 apresentaram elevada aderência, o mesmo não ocorreu em 2024, quando apenas 31% do investimento previsto para a fase de exploração foi efetivamente realizado, totalizando US\$ 0,61 bilhão.

Em comparação, os investimentos realizados em 2025 alcançaram um montante 161% superior ao observado em 2024, evidenciando uma melhora relevante da execução dos investimentos exploratórios.

Gráfico 4.1: Investimentos previstos e realizados para a fase de exploração em 2024 e 2025

A seguir, são apresentadas as previsões e as realizações das atividades associadas a poços exploratórios, por constituírem o principal componente dos investimentos realizados na fase de exploração.

Do total de US\$ 1,59 bilhão investido em 2025, US\$ 1,32 bilhão esteve relacionado às atividades associadas a poços exploratórios, representando 83% dos investimentos realizados na fase de exploração.

4.1.1 Investimentos associados a poços exploratórios

Conforme mencionado acima, as atividades associadas a poços exploratórios somaram o investimento de US\$ 1,32 bilhão em 2025. Desse valor, US\$ 1,29 bilhão foi investido em bacias marítimas.

Em 2025, no ambiente marítimo, foram perfurados dez poços, dois a mais do que o previsto no PTE.

A execução dessas perfurações resultou em investimentos de US\$ 1,17 bilhão, correspondendo a cerca de 74% do total investido na fase de exploração em 2025. Esse resultado evidencia a predominância da perfuração de poços marítimos na composição dos investimentos exploratórios realizados no ano.

Tabela 4.1: Comparativo entre a previsão e a realização dos investimentos e atividades relacionadas a poços em 2025 no ambiente marítimo

Atividade relacionada a poço	Previsto 2025 - mar		Realizado 2025 - mar	
	Quantidade	Investimento (milhão US\$)	Quantidade	Investimento (milhão US\$)
Perfuração	8	1.104,12	10	1.170,45
Teste de formação	6	231,32	2	122,66
Investimento (milhão US\$)	1.335,44		1.293,11	

O valor total de investimentos realizado no ano de 2025 nas atividades relacionadas a poços (Tabela 4.1) contabilizou os gastos com a perfuração de três poços marítimos, iniciados em dezembro de 2024 e concluídos entre maio e julho de 2025. O montante investido nos poços marítimos iniciados em 2024 corresponde a cerca de 26% do valor total investido em perfuração no ano de 2025.

Quanto aos testes de formação originalmente previstos para 2025, quatro não puderam ser realizados. Nas previsões constantes do PTE, esses testes foram classificados como atividades contingentes, ou seja, sua execução estava condicionada aos resultados de atividades previamente programadas. Em razão de atrasos no cronograma de execução dessas atividades predecessoras, não foram atendidas as condições necessárias para a realização dos referidos testes de formação dentro do período previsto.

A Tabela 4.2 apresenta a comparação entre as atividades de perfuração *offshore* previstas e efetivamente realizadas em 2025, discriminadas por operadora e por bacia marítima.

Observa-se que a BP Energy e a Shell executaram integralmente as atividades de perfuração previstas em seus respectivos PTEs. Já a Petrobras superou o planejamento originalmente apresentado, realizando a perfuração de dois poços adicionais em relação ao quantitativo previsto.

Tabela 4.2: Poços em ambiente marítimo previstos e realizados em 2025 por operadora

Operadora	Bacia	Poço	
		Previsto	Realizado
BP Energy	Santos	1	1
Petrobras	Campos	4	5
	Santos	2	2
	Foz do Amazonas	0	1
Shell	Campos	1	1
Total	-	8	10

Ainda no âmbito das atividades relacionadas a poços, a Tabela 4.3 apresenta os investimentos previstos e realizados em poços terrestres em 2025, permitindo a comparação entre o planejamento e a execução dessas atividades exploratórias.

No que se refere especificamente à atividade de perfuração, foram perfurados apenas nove dos 17 poços previstos pelas operadoras para 2025, o que corresponde a uma execução de 53% do quantitativo inicialmente planejado. Em termos financeiros, a não perfuração de oito poços terrestres contribuiu para que os investimentos realizados alcançassem US\$ 22,89 milhões, frente aos US\$ 34,86 milhões previstos.

Considerando o conjunto das atividades relacionadas a poços em ambiente terrestre, os investimentos realizados totalizaram US\$ 24,59 milhões, ante uma previsão de US\$ 41,30 milhões. Esses resultados evidenciam um nível de execução inferior ao previsto.

Tabela 4.3: Comparativo entre a previsão e a realização dos investimentos e atividades relacionadas a poços em 2025 no ambiente terrestre

Atividade relacionada a poço	Previsto 2025 - terra		Realizado 2025 - terra	
	Quantidade	Investimento (milhão US\$)	Quantidade	Investimento (milhão US\$)
Locação	18	3,69	9	1,68
Perfuração	17	34,86	9	22,89
Reentrada	1	0,35	0	0
Completação	1	0,35	0	0
Teste de formação	1	0,35	3	0,15
Teste de longa duração	3	1,70	1	0,02
Investimento (milhão US\$)	41,30		24,59	

A Tabela 4.4 apresenta a comparação entre as atividades de perfuração no ambiente terrestre previstas e efetivamente realizadas em 2025, discriminadas por operadora e por bacia.

Destaca-se que a Eneva perfurou oito dos 12 poços previstos e a Imetame cumpriu a execução do poço previsto. Os nove poços terrestres foram perfurados na bacia do Parnaíba.

Tabela 4.4: Poços em ambiente terrestre previstos e realizados em 2025 por operadora

Operadora	Bacia	Poço	
		Previsto	Realizado
Eneva	Amazonas	1	0
	Parnaíba	11	8
Imetame	Parnaíba	1	1
Petro-Victory	Potiguar	3	0
Vipetro	Espírito Santo	1	0
Total	-	17	9

Com relação aos três poços previstos e não perfurados pela Eneva na bacia do Parnaíba, a operadora informou que, para dois deles, a decisão de não prosseguir com a perfuração decorreu da avaliação dos riscos operacionais da atividade, realizada a partir de novas interpretações sísmicas e da correlação com dados de poços adjacentes. No caso do terceiro poço, a empresa optou por não executar a perfuração e devolver o bloco à ANP, encerrando suas atividades exploratórias na área.

No que se refere ao poço previsto e não perfurado pela Eneva na bacia do Amazonas, a operadora informou que a decisão decorreu de incertezas associadas ao entendimento

do modelo geológico do sistema petrolífero da área. Em razão dessas limitações, a empresa optou por aprofundar os estudos exploratórios por meio da aquisição de dados sísmicos adicionais. Como consequência, a atividade de perfuração foi reprogramada para 2026.

A Petro-Victory justificou que dois dos poços previstos para 2025 foram reprogramados devido à demora na emissão da licença ambiental. Em relação ao terceiro poço previsto, mas não perfurado, a empresa justificou que, após a revisão de estudos sísmicos e petrofísicos e a análise de áreas análogas na bacia, optou por reavaliar sua estratégia exploratória para a área.

A Vipetro também justificou a não realização da perfuração do único poço previsto em seu PTE 2025 em razão do atraso na emissão da licença ambiental.

4.2 Previsão de investimentos e atividades para a fase de exploração nos próximos anos

Com base nas informações encaminhadas pelas operadoras no âmbito do PTE 2026, serão apresentados nesta seção os investimentos previstos e as atividades planejadas para os próximos anos.

Os dados referentes a 2026 e 2027 serão exibidos de forma desagregada. Para os anos subsequentes, presumindo-se que as incertezas associadas às decisões futuras são maiores, as informações foram agregadas sob a simbologia 2028+, que incorpora as informações dos anos de 2028 a 2033, sendo 2033 o último ano para o qual foram registradas atividades no PTE previsto 2026.

Foram contabilizadas todas as atividades e investimentos previstos para a fase de exploração informados no PTE 2026 previsto, com exceção daqueles relacionados ao descomissionamento de instalações e às atividades de recuperação ambiental associadas às etapas de PEM e PAD. Essa exclusão decorre do entendimento de que o objetivo deste Relatório é consolidar os esforços e investimentos diretamente vinculados às atividades exploratórias desenvolvidas na fase de exploração.

No que se refere às atividades relacionadas a poços, incluindo a perfuração e os testes de formação, destaca-se que a contabilização dos quantitativos previstos foi realizada com base no ano de início das atividades, ainda que sua execução esteja prevista para se estender para além do ano de início.

Em contrapartida, para a contabilização dos investimentos previstos, os valores foram apropriados proporcionalmente aos anos de previsão de realização.

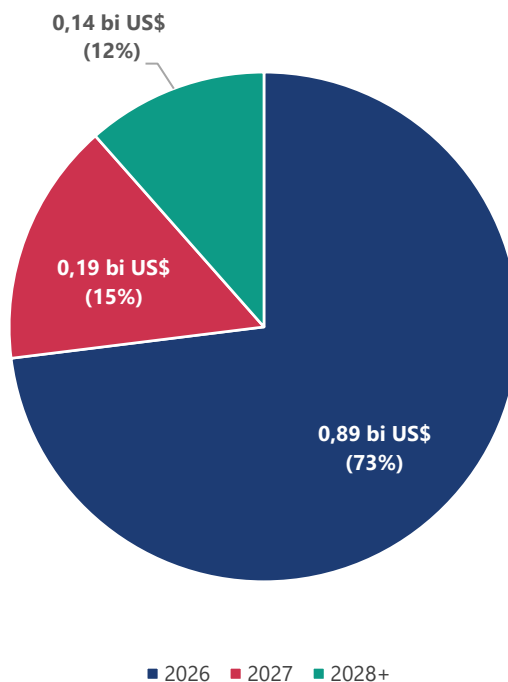
Para as previsões associadas aos dados exclusivos e não exclusivos, a contabilização das atividades e dos respectivos investimentos foi realizada nos seus respectivos anos de execução, em conformidade com o cronograma informado pelas operadoras.

O Gráfico 4.2 apresenta a distribuição dos investimentos previstos para a fase de exploração, por ano, no período de 2026 a 2028+. Os dados demonstram a concentração dos aportes no curto prazo, especialmente em 2026, com tendência de redução progressiva nos anos seguintes, sendo possível observar que:

- os investimentos previstos para o período de 2026 a 2028+ somam US\$ 1,22 bilhão;
- em 2026, o investimento previsto para as atividades da fase de exploração é de US\$ 0,89 bilhão, correspondendo a 73% do total projetado para o período de 2026 a 2028+;
- em comparação com o investimento realizado em 2025 (US\$ 1,59 bilhão), observa-se uma redução de aproximadamente 44% em 2026;
- em 2027, a previsão de investimentos é de US\$ 0,19 bilhão, representando 16% do total previsto; e
- para o período 2028+, os investimentos totalizam cerca de US\$ 0,14 bilhão, equivalente a 11% do total projetado, montante associado a maior grau de incerteza em razão do horizonte temporal mais longo.

US\$ 890 milhões de dólares é o investimento previsto para a fase de exploração em 2026

Gráfico 4.2: Investimentos previstos para a fase de exploração por ano entre 2026 e 2028+



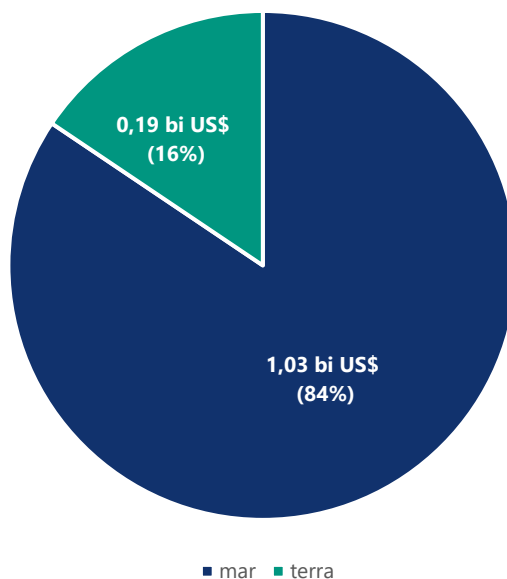
Ao se analisar a distribuição dos investimentos por ambiente, para o período de 2026 a 2028+, Gráfico 4.3, observa-se que:

- aproximadamente 84% dos investimentos previstos para a fase de exploração estão associados ao ambiente marítimo, totalizando cerca de US\$ 1,03 bilhão; e

- do montante total de investimentos, 16% (US\$ 0,19 bilhão) estão previstos para execução no ambiente terrestre.

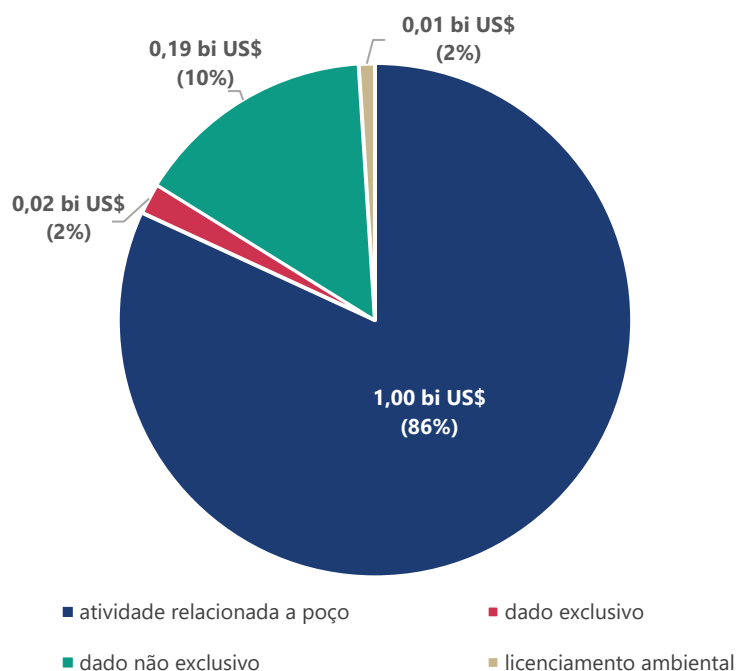
A predominância dos investimentos no ambiente marítimo está em linha com o padrão observado no setor, refletindo principalmente os custos mais elevados das atividades offshore, mais do que propriamente a distribuição do volume de atividades entre os ambientes marítimo e terrestre.

Gráfico 4.3: Investimentos previstos para a fase de exploração por ambiente entre 2026 e 2028+



Para o período de 2026 a 2028+, o Gráfico 4.4 apresenta a distribuição dos investimentos previstos para a fase de exploração, discriminados por grupo de atividades. Observa-se que as atividades relacionadas à perfuração de poços concentram a maior parcela dos recursos, com investimentos estimados em US\$ 1,00 bilhão, correspondentes a 86% do total previsto para o período. Esse resultado evidencia a relevância das atividades de perfuração na composição dos dispêndios exploratórios, em razão de sua elevada complexidade operacional e de seus custos associados.

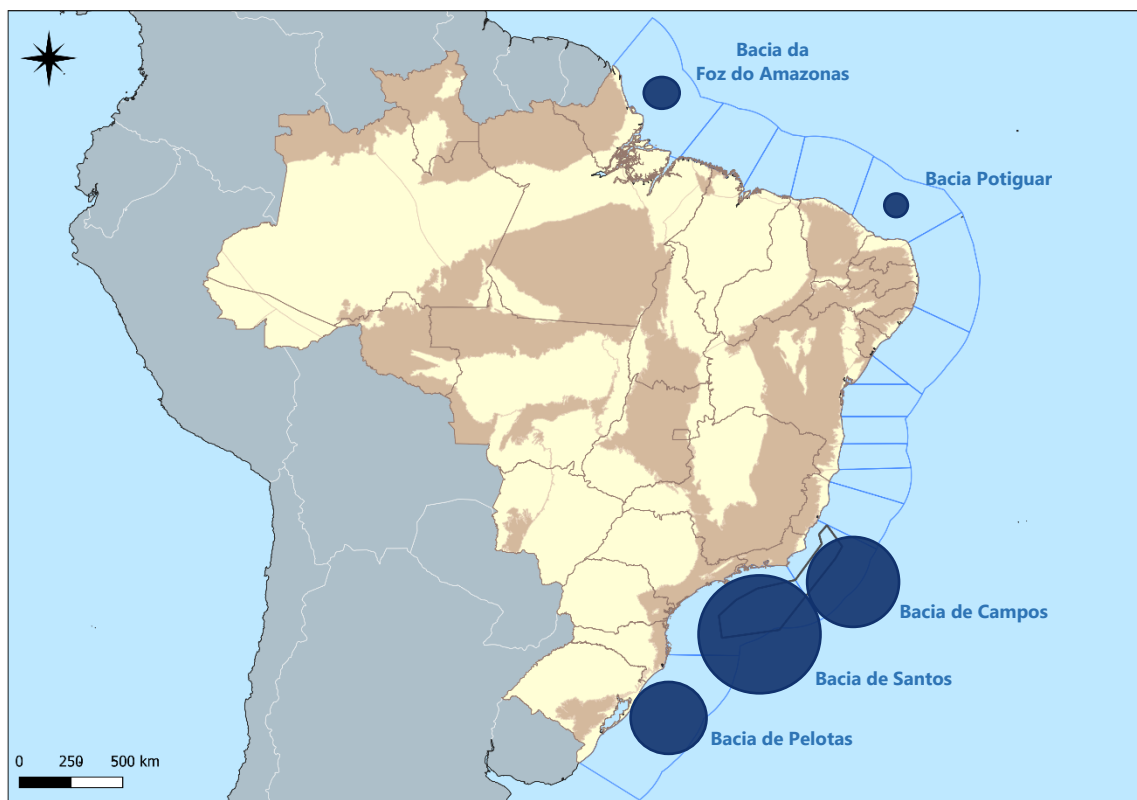
Gráfico 4.4: Investimentos previstos para a fase de exploração por grupo de atividades no período de 2026 a 2028+



A Figura 4.1 apresenta o volume de investimentos previstos para as atividades da fase de exploração no período de 2026 a 2028+, segregados pelas bacias sedimentares marítimas brasileiras.

O tamanho das circunferências representa a classificação relativa das bacias em termos de volume de investimentos previstos, com base nas projeções apresentadas no PTE 2026, permitindo uma visualização comparativa da concentração dos recursos entre as diferentes áreas exploratórias.

Figura 4.1: Comparação dos investimentos previstos para a fase de exploração entre as bacias marítimas no período de 2026 a 2028+



Os maiores volumes de investimentos previstos para o período concentram-se nas bacias da margem leste brasileira, com destaque para as bacias de Santos, Campos e Pelotas, que ocupam, respectivamente, as três primeiras posições no *ranking* de investimentos previstos para áreas *offshore*.

As bacias da Foz do Amazonas e Potiguar, localizadas na margem equatorial brasileira, completam o grupo das cinco bacias com maiores volumes de investimentos previstos.

O perfil observado mantém o destaque das bacias que tradicionalmente concentram os maiores volumes de investimentos exploratórios no país, especialmente aquelas localizadas na margem leste brasileira. Ao mesmo tempo, evidencia o interesse das empresas em ampliar os investimentos em bacias de fronteira exploratória, refletindo a busca por oportunidades com potencial para a realização de descobertas relevantes.

Com relação às bacias sedimentares terrestres, a Figura 4.2 apresenta o volume de investimentos previstos para as atividades da fase de exploração no período de 2026 a 2028+.

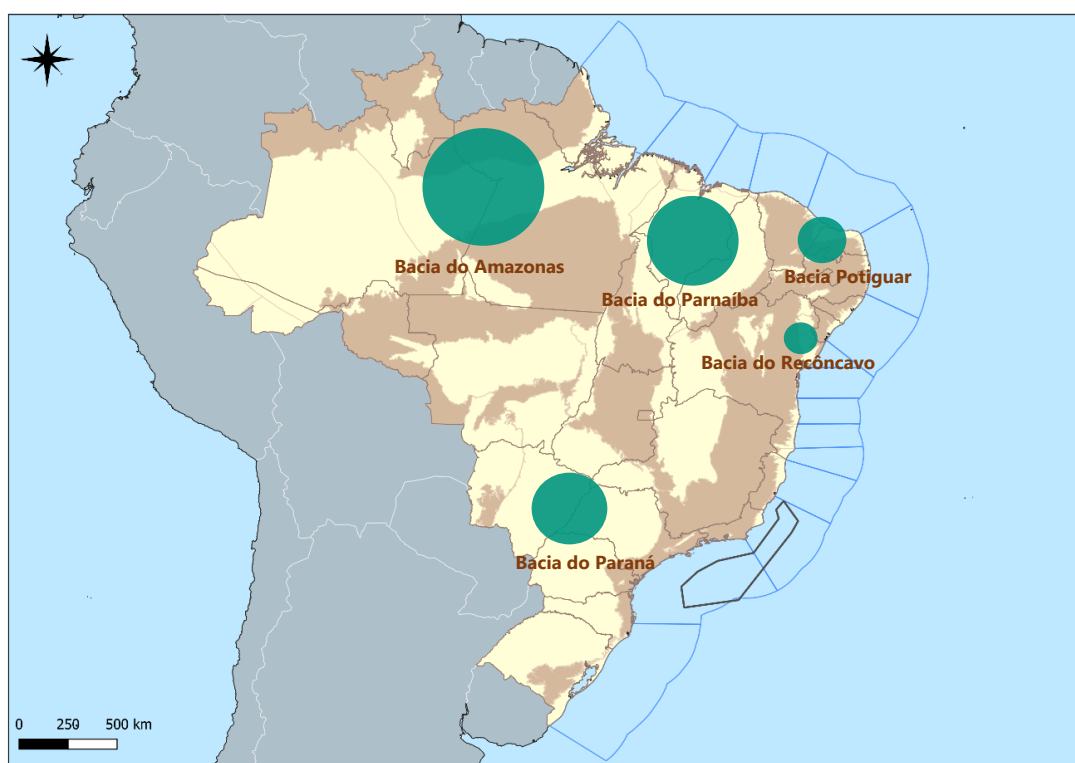
A figura evidencia as bacias *onshore* que concentram os maiores volumes de investimentos previstos e, consequentemente, maior expectativa de realização de atividade exploratória ao longo do período analisado.

Diferentemente do perfil observado no ambiente marítimo, os investimentos previstos para as bacias terrestres concentram-se principalmente em bacias de fronteira

exploratória, com destaque para as bacias do Amazonas, Parnaíba e Paraná, que ocupam as primeiras posições em volume de investimentos projetados para o período.

Na sequência, destacam-se as bacias Potiguar e Recôncavo, ambas classificadas como bacias maduras. Embora detivessem o maior número de blocos sob contrato ao final de 2025 – com a bacia Potiguar respondendo por 56% desses blocos –, os volumes de investimentos previstos para essas bacias figuram apenas na quarta e na quinta posições, respectivamente.

Figura 4.2: Comparação dos investimentos previstos para a fase de exploração entre as bacias terrestres no período de 2026 a 2028+

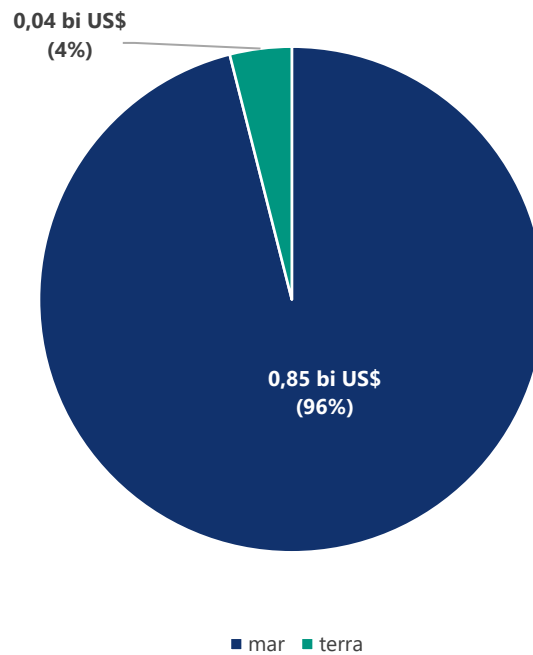


4.2.1 Previsão de investimentos e atividades para a fase de exploração no ano de 2026

Nesta seção é apresentado o detalhamento das previsões de investimentos e atividades para o ano de 2026.

Conforme demonstrado na seção anterior e ilustrado no Gráfico 4.2, estão previstos US\$ 0,89 bilhão em investimentos para a fase de exploração em 2026.

A distribuição desses investimentos por ambiente exploratório, apresentada no Gráfico 4.7, indica que 96% do total previsto para 2026 estão concentrados no ambiente marítimo, evidenciando a predominância das atividades *offshore* na composição dos investimentos exploratórios programados para o ano.

Gráfico 4.7: Investimentos previstos para a fase de exploração por ambiente para o ano de 2026

A Tabela 4.5 apresenta as previsões para as atividades relacionadas a poços em 2026, segmentadas por ambiente exploratório. A partir dessas informações, observa-se que:

- está previsto um investimento de US\$ 743,79 milhões em atividades de perfuração de poços na fase de exploração, o que corresponde a 85% do total de investimentos projetados para essa fase em 2026;
- no ambiente marítimo, prevê-se a perfuração de cinco poços exploratórios, metade do número efetivamente perfurado em 2025;
- a perfuração dos poços marítimos prevê investimentos de US\$ 571,59 milhões, correspondentes a 80% do total de investimentos destinados às atividades relacionadas a poços no mar;
- no ambiente terrestre, está prevista a perfuração de 14 poços exploratórios, totalizando investimentos de US\$ 30,30 milhões, equivalentes a 94% do total de investimentos previstos para atividades relacionadas a poços em terra; e
- também está prevista a realização de dois testes de formação no ambiente marítimo e de um teste de longa duração no ambiente terrestre.

Tabela 4.5: Previsão de investimentos e atividades relacionadas a poços em 2026

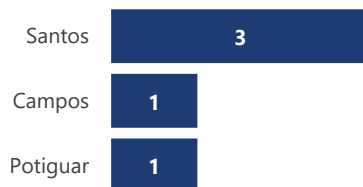
Atividade relacionada a poço	Mar		Terra	
	Quantidade	Investimento (milhão US\$)	Quantidade	Investimento (milhão US\$)
Locação	0	0	6	1,95
Perfuração	5	571,59	14	30,30
Teste de formação	2	139,84	0	0,005
Teste de longa duração	0	0	1	0,10
Investimento (milhão US\$)	711,43		32,36	

Estão previstos 19 poços na fase de exploração em 2026. Caso perfurados, o total será equivalente ao registrado em 2025

A desagregação do quantitativo de poços exploratórios previstos para 2026, apresentada nos Gráficos 4.8 e 4.9, detalha o número de poços exploratórios com perfuração prevista para o ano, por ambiente exploratório (marítimo e terrestre) e por bacia sedimentar.

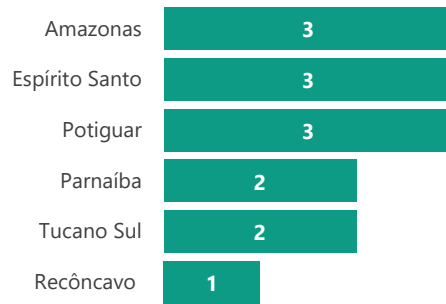
No ambiente marítimo (Gráfico 4.8), dos cinco poços exploratórios previstos para 2026, três estão localizados na bacia de Santos e um na bacia de Campos. O único poço previsto para a margem equatorial deverá ser perfurado na bacia Potiguar.

Conforme mencionado no Capítulo 2, a perfuração do poço *Morpho* (1-BRSA-1405-APS) possui relevância estratégica para a avaliação do potencial petrolífero da margem equatorial brasileira. Resultados favoráveis poderão impulsionar a ampliação dos investimentos e o planejamento de novas campanhas exploratórias, não apenas na bacia da Foz do Amazonas, mas também em outras bacias dessa região.

Gráfico 4.8: Poços previstos na fase de exploração por bacia marítima para o ano de 2026

A previsão de perfuração de 14 poços exploratórios em terra para 2026 demonstra uma distribuição equilibrada entre as bacias maduras e as bacias de fronteira exploratória. Conforme apresentado no Gráfico 4.9, sete poços estão previstos para bacias maduras – Espírito Santo, Potiguar e Recôncavo –, enquanto outros sete deverão ser perfurados em bacias de fronteira exploratória – Amazonas, Parnaíba e Tucano Sul.

As bacias do Amazonas, Espírito Santo e Potiguar concentram o maior número de perfurações previstas, com três poços exploratórios cada.

Gráfico 4.9: Poços previstos na fase de exploração por bacia terrestre para o ano de 2026

Com relação às atividades de aquisição de dados geológicos e geofísicos exclusivos e aos respectivos investimentos previstos para 2026, a Tabela 4.6 indica a realização dessas atividades exclusivamente no ambiente terrestre, totalizando investimentos estimados em US\$ 1,50 milhão.

A maior parcela desses recursos está destinada à aquisição de dados sísmicos 2D, com previsão de investimento de US\$ 0,99 milhão, correspondendo a cerca de dois terços do total previsto para levantamentos exclusivos.

Tabela 4.6: Previsão de investimentos e atividades relacionadas aos dados exclusivos em 2026

Atividade	Mar		Terra	
	Quantidade	Investimento (milhão US\$)	Quantidade	Investimento (milhão US\$)
Levantamento de Sísmica 2D (km) - Aquisição	0	0	160	0,99
Levantamentos e reprocessamentos eletromagnéticos (un)	0	0	40	0,41
Reprocessamento sísmico 3D (km²)	0	0	60	0,10
Investimento (milhão de US\$)	0,00		1,50	

No que se refere às atividades de aquisição de dados geológicos e geofísicos não exclusivos e aos respectivos investimentos previstos para 2026, a Tabela 4.7 indica a realização de compras de dados nos ambientes marítimo e terrestre, totalizando investimentos estimados em US\$ 135,15 milhões.

No ambiente marítimo, destaca-se a aquisição de dados sísmicos 3D, com previsão de compra de 16.519 km² e investimentos da ordem de US\$ 123,40 milhões. Essa atividade concentra a maior parcela dos recursos destinados à aquisição de dados não exclusivos, evidenciando a relevância desses levantamentos para o suporte às atividades exploratórias offshore.

Em terra, a principal atividade prevista, em termos de investimentos, refere-se à compra de dados provenientes de reprocessamento sísmico 3D, com investimento estimado em US\$ 190 mil.

Tabela 4.7: Previsão de investimentos e atividades relacionadas aos dados não exclusivos em 2026

Atividade	Mar		Terra	
	Quantidade	Investimento (milhão US\$)	Quantidade	Investimento (milhão US\$)
Levantamento de Sísmica 3D (Km ²)	16.519	123,40	0	0
Levantamentos e reprocessamentos eletromagnéticos (un)	0	0	225	0,12
Levantamentos e reprocessamentos gravimétricos convencionais, gradiométricos e de alta resolução (Km)	0	0	651	0,05
Levantamentos e reprocessamentos magnetométricos convencionais e gradiométricos (Km)	0	0	874	0,05
Levantamentos geoquímicos (un)	0	0	390	0,02
Reprocessamento sísmico 2D (Km)	0	0	1.523	0,14
Reprocessamento sísmico 3D (Km ²)	8.049	11,18	850	0,19
Investimento (milhão US\$)	134,58		0,57	

Estima-se que os custos associados à obtenção de licenças ambientais possam atingir US\$ 7,83 milhões em 2026, referentes aos 45 blocos com processos de licenciamento ambiental previstos, dos quais 40 estão relacionados a atividades em bacias marítimas e cinco a atividades em bacias terrestres, conforme apresentado na Tabela 4.8.

Aproximadamente 99% do custo total previsto para o licenciamento ambiental está associado às atividades *offshore*, refletindo a maior complexidade operacional, regulatória e ambiental dos empreendimentos desenvolvidos em ambiente marítimo.

Destaca-se ainda que os recursos estimados para os processos de licenciamento superam em mais de cinco vezes o volume de investimentos previsto para as atividades de aquisição de dados geológicos e geofísicos exclusivos em 2026.

Tabela 4.8: Previsão de investimentos relacionados ao licenciamento ambiental em 2026

Atividade	Mar		Terra	
	Quantidade (bloco)	Investimento (milhão US\$)	Quantidade (bloco)	Investimento (milhão US\$)
Licenciamento ambiental	40	7,74	5	0,09

A Tabela 4.9 apresenta as cinco empresas com os maiores volumes de investimentos previstos para 2026 no ambiente marítimo, bem como as respectivas bacias sedimentares nas quais estão programadas as atividades exploratórias.

Petrobras, no ambiente marítimo, e Eneva, no ambiente terrestre, lideram as previsões de investimentos para a fase de exploração em 2026

A Petrobras lidera a previsão de investimentos *offshore* para 2026, seguida por BP Energy, Chevron, CNOOC Petroleum e Shell Brasil.

Tabela 4.9: Ranking das operadoras com os maiores volumes de investimentos previstos para 2026 no ambiente marítimo

Ranking	Operadora	Nº de bacias com investimentos	Bacias
1º	Petrobras	8	Barreirinhas, Campos, Espírito Santo, Foz do Amazonas, Pelotas, Potiguar, Santos e Pará-Maranhão
2º	BP Energy	1	Santos
3º	Chevron	1	Pelotas
4º	CNOOC Petroleum	1	Santos
5º	Shell Brasil	3	Barreirinhas, Campos e Santos

Para o ambiente terrestre, conforme apresentado na Tabela 4.10, a Eneva lidera a previsão de investimentos para 2026, seguida por Imetame, NTF, Elysian Petroleum e Petro-Victory.

Tabela 4.10: *Ranking* das operadoras com os maiores volumes de investimentos previstos para 2026 no ambiente terrestre

<i>Ranking</i>	Operadora	Nº de bacias com investimentos	Bacias
1º	Eneva	2	Amazonas e Parnaíba
2º	Imetame	3	Espírito Santo, São Francisco e Tucano Sul
3º	NTF	1	Recôncavo
4º	Elysian Petroleum	1	Potiguar
5º	Petro-Victory	1	Potiguar



ANEXOS



Anexo 1: Operadoras dos blocos marítimos sob contrato ao final de 2025

Operadora	País de origem	Blocos marítimos		Área contratada (Km ²)
		Concessão	Partilha	
Petrobras	Brasil	60	8	54.084
Shell Brasil	Reino Unido	25	-	17.069
Chevron Brasil	Estados Unidos	24	-	16.314
Enauta Energia	Brasil	9	-	6.831
Karoon Brasil	Austrália	9	-	4.172
ExxonMobil Brasil	Estados Unidos	7	-	5.226
TotalEnergies EP	França	3	-	3.872
Murphy Brasil	Estados Unidos	3	-	3.133
PRIO	Brasil	3	-	506
BP Energy	Reino Unido	-	2	4.175
Equinor Brasil	Noruega	2	-	4.511
Petronas	Malásia	2	-	1.409
CNOOC Petroleum	China	2	-	1.405
Repsol	Espanha	1	-	720
BW Maromba	Noruega	1	-	208
Brava Energia S.A	Brasil	1	-	192
Petro Rio Jaguar	Brasil	1	-	64
3R Petroleum	Brasil	1	-	27
Total	-	154	10	123.917

Anexo 2: Operadoras dos blocos terrestres sob contrato ao final de 2025

Operadora	País de origem	Blocos terrestres	Área contratada (Km ²)
Elysian Petroleum	Brasil	122	3.414
Petro-Victory	Estados Unidos	34	966
Eneva	Brasil	21	49.197
Imetame	Brasil	21	6.997
Origem	Brasil	18	1.106
3R Potiguar	Brasil	9	298
TOG Brasil	Panamá	6	186
Geopark Brasil	Bermudas	4	124
ATEM Participações	Brasil	3	6.692
Petroborn	Brasil	3	245
SPE Tiêta	Brasil	3	74
PetroRecôncavo	Brasil	3	70
Ubuntu	Brasil	2	2.519
NTF	Brasil	2	67
PERBRAS	Brasil	2	63
BGM	Brasil	2	54
Níon Energia	Brasil	2	37
Phoenix Óleo & Gás	Brasil	2	36
Vultur Oil	Brasil	2	24
Cemes	Brasil	1	2.918
Petroil	Brasil	1	31
Vipetro	Brasil	1	30
Recôncavo Energia	Brasil	1	22
Alvopetro	Canadá	1	12
Capixaba Energia	Brasil	1	5
Total	-	267	75.187

Anexo 3: Sondas marítimas não dedicadas em campanha exploratória entre 2016 e 2025

Sondas Marítimas	Santos	Campos	Espírito Santo	Sergipe-Alagoas	Potiguar	Foz do Amazonas	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 (2025) 1 (2022)	1 (2021)				9
West Saturn	1 (2021) 1 (2019) 2 (2018)	1 (2021)		1 (2022)			6
ODN II	1 (2018)		1 (2022)		1 (2024) 1 (2023)	1 (2025)	5
Valaris Renaissance	1 (2025) 1 (2024)	1 (2025) 1 (2023) 1 (2022) 1 (2021)					6
Norbe IX	1 (2023)		2 (2024)				3
Ocean Courage	1 (2021)	1 (2022)					2
ODN I	1 (2019)		1 (2018)				2

Anexo 4: Sondas marítimas dedicadas em campanha exploratória entre 2016 e 2025

Sondas Marítimas	Santos	Campos	Espírito Santo	Sergipe-Alagoas	Total poços
West Carina	4 (2017) 1 (2016)				5
Petrobras 10000				3 (2019)	3
Gold Star		1 (2020)			1
Ocean Rig Mylos		1 (2016)			1
Noble Developer		1 (2023)			1
Deepwater Aquila		1 (2025) 1 (2024)			2
Valaris DS-4	1 (2025) 1 (2024)				2
West Auriga	1 (2025) 1 (2024)				2
West Polaris		3 (2025)			3

Anexo 5: Sondas terrestres não dedicadas em campanha exploratória entre 2016 e 2025

Sondas Terrestres	Amazonas	Espírito Santo	Parnaíba	Potiguar	Recôncavo	Sergipe-Alagoas	Solimões	Tucano Sul	Total de Poços
GREAT - 120			1 (2025) 6 (2023) 7 (2022) 9 (2021) 7 (2020) 10 (2019) 7 (2018) 5 (2017)		1 (2024)				53
IMETAME_ENERGIA_01		1 (2021) 1 (2020)	1 (2025)	1 (2018) 1 (2017) 3 (2016)	1 (2023) 2 (2019) 2 (2017)	1 (2018) 3 (2016)			17
GREAT - 105	1 (2024) 3 (2023)				3 (2022)	3 (2020)			10
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

Anexo 6: Sondas terrestres dedicadas em campanha exploratória entre 2016 e 2025

Sondas Terrestres	Amazonas	Espírito Santo	Parnaíba	Potiguar	Recôncavo	Solimões	Total de Poços
COWAN-02		1 (2024) 3 (2023) 3 (2022) 1 (2021) 3 (2019)					11
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					1 (2016)		1
Eneva Explorer			6 (2025)				6
LALA-I			4 (2025)				4



PAINÉIS DINÂMICOS

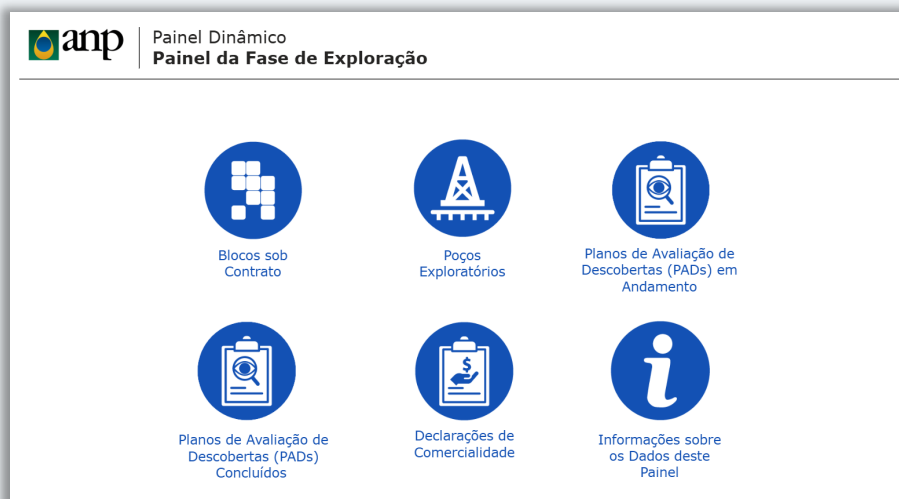
**Dados sobre o segmento
de exploração**



Dados sobre o segmento de exploração podem ser consultadas nos seguintes painéis dinâmicos listados a seguir.

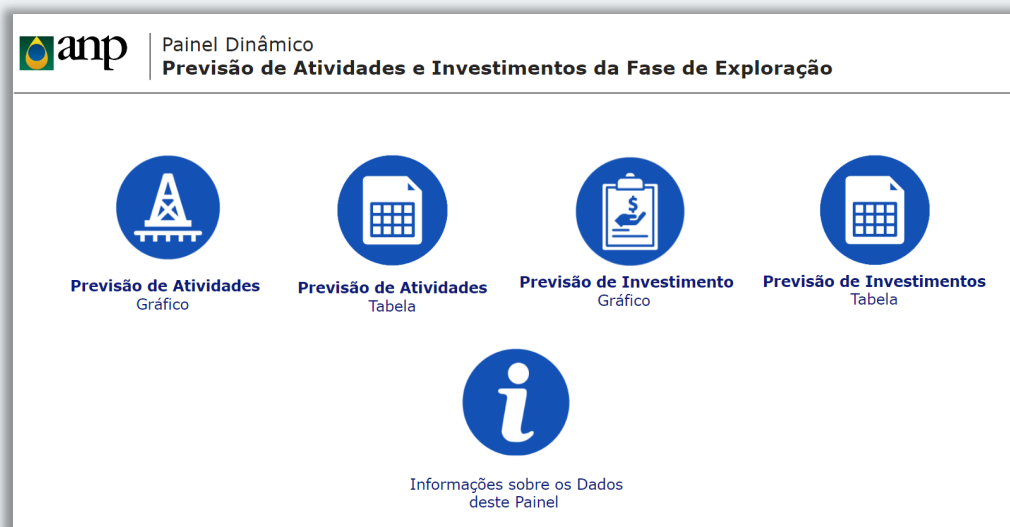
◆ Painel Dinâmico da Fase de Exploração

[Painel Dinâmico da Fase de Exploração - Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis.](#)



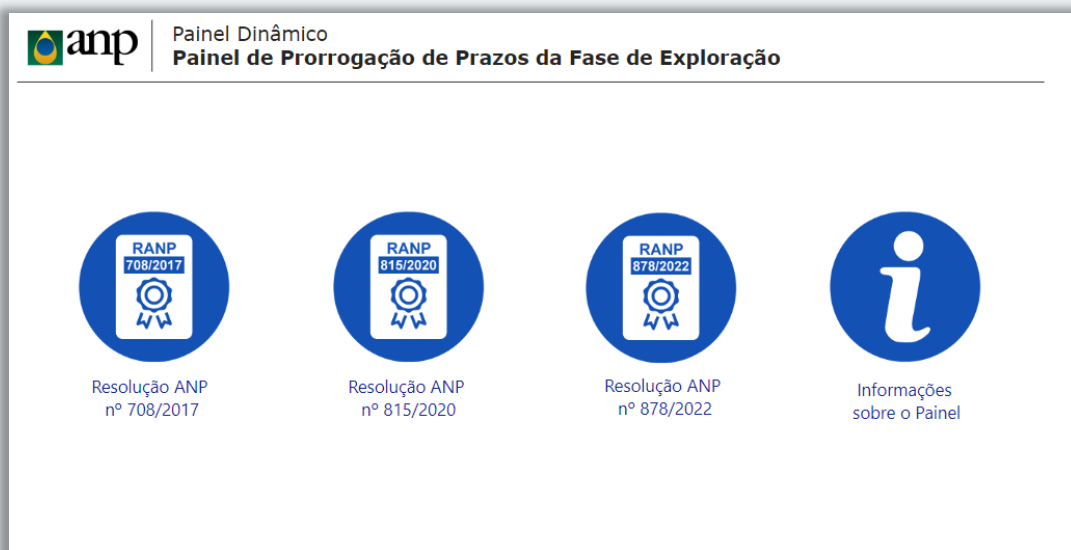
◆ Painel Dinâmico da Previsão de Atividades e Investimentos na Fase de Exploração

[Painel Dinâmico da Previsão de Atividades e Investimentos na Fase de Exploração - Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis.](#)



💧 Painel Dinâmico de Prorrogação de Prazos da Fase de Exploração

[Painel Dinâmico de Prorrogação de Prazos da Fase de Exploração - Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis.](#)



Outras informações sobre a fase de exploração podem ser obtidas no link:

<https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/fase-de-exploracao>



anp
Agência Nacional
do Petróleo,
Gás Natural e Biocombustíveis

