

RELATÓRIO ANUAL DE EXPLORAÇÃO

2021

Superintendência de Exploração - SEP



anp
Agência Nacional
do Petróleo,
Gás Natural e Biocombustíveis

RELATÓRIO ANUAL DE EXPLORAÇÃO

2021

Superintendência de Exploração - SEP



anp
Agência Nacional
do Petróleo,
Gás Natural e Biocombustíveis

Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

Diretor-Geral

Rodolfo Henrique de Saboia

Diretores

Cláudio Jorge de Souza

Daniel Maia Vieira

Fernando Wandscheer de Moura Alves

Symone Christine de Santana Araújo

Superintendente de Exploração

Marina Abelha

Superintendente-Adjunto de Exploração

Fabio de Albuquerque Caldeira Brant

Assessora de Exploração

Daniela Moreira de Melo

Relatório Anual de Exploração 2021

Coordenador-Geral

Edson Marcello Peçanha Montez

Coordenadora de Dados

Lydia Huguenin Queiroz

Elaboração

Ana Karolina dos Santos Pereira

Edson Marcello Peçanha Montez

Lydia Huguenin Queiroz

Rosana de Rezende Andrade

Idealização e Revisão

Edson Marcello Peçanha Montez

Fabio de Albuquerque Caldeira Brant

Marina Abelha

Rosana de Rezende Andrade

Agradecimentos

Camila da Silva Gomes

Gabriel Bastos Pereira

Hugo Oliveira Dias

Ildeson Prates Bastos

Projeto Visual

João Carlos Machado

Luiz Henrique Vidal Ferraz

SUMÁRIO

Sumário Executivo	5
Capítulo 1 – Panorama dos Contratos na Fase de Exploração	10
1.1 Breve Contextualização do Cenário nos Últimos Anos.....	10
1.2 Panorama dos Contratos na Fase de Exploração nos Últimos Seis Anos	12
Capítulo 2 – Atividades Exploratórias.....	29
2.1 Poços Exploratórios e Sondas.....	29
2.1.1 Poços	30
2.1.2 Sondas	34
2.2 Aquisição de Dados Exclusivos	38
2.3 Compra de Dados Não Exclusivos	40
2.4 Notificação de Descoberta	42
2.5 Planos de Avaliação de Descobertas e Declarações Comercialidade.....	44
2.6 Índices de Sucesso Exploratório Geológico e Econômico	49
2.7 Previsão de Investimentos na Fase de Exploração para 2022	53
Capítulo 3 – Ações de Modernização Regulatória e de Aprimoramento de Gestão da Informação.....	56
3.1 Medidas Regulatórias	56
3.1.1 Publicação da Resolução ANP nº 845/2021	56
3.2 Gestão da Informação	57
3.2.1 Publicação do Painel Dinâmico da Fase de Exploração	57
3.2.2 Projeto de Aprimoramento da Gestão da Informação.....	58

SUMÁRIO EXECUTIVO

O Relatório Anual de Exploração 2021 apresenta o panorama do desempenho do segmento de exploração de petróleo e gás natural no Brasil no período 2016 a 2021. O presente documento é resultado do esforço da ANP no sentido de prover à sociedade informações sobre as atividades de exploração realizadas no âmbito dos blocos sob contrato e as ações implementadas pela Agência visando à ampliação das atividades e o crescimento do segmento.

Entre 2016 e 2020, período que sucedeu a acentuada queda do preço do barril ocorrida a partir do ano de 2014, o preço do petróleo manteve-se em grande oscilação, atingindo o valor de US\$ 18,38 em abril de 2020. Já no ano de 2021, verificou-se a elevação do preço, tendo o ano finalizado com o barril do tipo Brent no valor de US\$ 74,17.

No tocante à gestão do portfólio de contratos de exploração e produção (E&P), os contratados tiveram que se ajustar a um cenário no qual, em muitos casos, a aquisição de blocos e a assinatura dos contratos tinham se dado em um momento no qual o preço do barril se encontrava em patamares muito superiores ao preço de referência relativo ao momento das decisões sobre investimentos em atividades exploratórias. Aliado a isso, na esteira dos debates relacionados à transição energética, percebe-se um reposicionamento de importantes empresas de E&P, no sentido de se apresentarem como empresas de energia, reorientando seus portfólios de investimentos, ampliando a fatia de energias renováveis e, por vezes, diminuindo a parcela referente à exploração de petróleo e gás natural. Nesse contexto, no que se refere ao número de blocos sob contrato, o ano de 2021 foi finalizado no mesmo patamar do ano de 2020, isto é, 246 blocos, ainda que, em 2021, tenham sido assinados 32 contratos associados ao 1º e ao 2º Ciclos da Oferta Permanente.

Considerando os regimes de concessão e de partilha de produção, como resultado de 11 rodadas de licitações realizadas entre os anos de 2015 e 2020, até o final de 2021 haviam sido assinados 142 contratos, sendo que 66 contratos apenas no ano de 2018. Assim, finalizado o ano de 2021, a distribuição do número de blocos por ambiente indicava a superioridade do ambiente marítimo sobre o terrestre, isto é, 138 contra 108 blocos sob contrato, respectivamente. Em realidade, considerando o período compreendido entre 2016 e 2021, desde o ano de 2019, o número de blocos sob contrato no ambiente marítimo tem suplantado o número associado ao ambiente terrestre. Da mesma forma, quando analisamos a área sob contrato na fase de exploração por ambiente, se verifica que, em 2021, o ambiente marítimo suplantou o ambiente terrestre, sendo pouco mais de 101.000 km² em mar e 87.000 km² em terra.

Do ponto de vista da distribuição do número de blocos por bacia, ao final do ano de 2021, as bacias de Campos, Recôncavo e Potiguar Terra merecem destaque com 34, 29 e 23 blocos sob contrato, respectivamente. Considerando o número de blocos sob contrato na bacia de Campos, houve um reaquecimento dessa bacia, considerado a existência de apenas oito blocos em 2016. Em oposição, mesmo que ainda contasse com um número relevante de blocos em 2021, houve um movimento inverso para a bacia do

Recôncavo, tendo em vista os 63 blocos sob contrato em 2016. No que se refere à bacia Potiguar Terra, os 16 contratos assinados no ano de 2021 a alçaram ao patamar de terceiro lugar dentre as bacias com o maior número de blocos sob contrato.

No que se refere às bacias classificadas como de nova fronteira exploratória, no ambiente marítimo, a bacia de Barreirinhas finalizou o ano de 2021 com 18 blocos sob contrato, um a menos que em 2020. No ambiente terrestre, a bacia do Parnaíba manteve sua hegemonia com 18 blocos sob contrato ao final de 2021, mesmo número de 2020. Ainda no ambiente terrestre cabe mencionar a bacia do Solimões que, dos 13 blocos sob contrato em 2020, passou a apenas três no ano de 2021.

No contexto da importância da ampliação da fronteira exploratória, destaca-se a retomada da bacia do Amazonas para a qual houve a assinatura de três contratos no ano de 2021, uma vez que, em 2016, havia sido o último ano para o qual foram registrados blocos sob contrato na bacia.

A respeito do número de blocos sob contrato suspenso, dos 246 blocos sob contrato ao final do ano de 2021, 57 encontravam-se suspensos, praticamente o mesmo cenário ao final de 2020, quando havia 56 contratos suspensos.

No tocante à realização das atividades exploratórias no âmbito dos blocos sob contrato, ao compararmos os anos de 2020 e 2021, houve um aumento de aproximadamente 38% no número de poços exploratórios perfurados, isto é, 16 poços perfurados em 2020 contra 22 no ano de 2021.

No período compreendido entre 2016 e 2021, o quantitativo de poços exploratórios perfurados em ambiente terrestre (94 poços) foi quase 170% superior ao de poços em ambiente marítimo (35 poços). Cabe destacar que, como termômetro da implementação dos esforços exploratórios no país, o total de 129 poços exploratórios perfurados ao longo de seis anos ainda representa um patamar aquém do desejável considerando o número de blocos sob contrato no período.

Ao se segregar o quantitativo de perfurações por bacia, a bacia de Santos mantém-se como a única a contemplar perfurações em todos os anos do período de 2016 a 2021. Os 22 poços perfurados, associado ao fato de que as perfurações em blocos exploratórios no *play* pré-sal representaram pouco mais de 85% do total de perfurações em mar em seis anos, corroboram o entendimento de que a atividade da indústria no offshore brasileiro tem sido predominantemente direcionada às campanhas exploratórias no pré-sal.

No que se refere às bacias terrestres, a bacia do Parnaíba foi a única a contabilizar perfurações em todos os anos da série histórica, totalizando 43 poços perfurados, sendo nove no ano de 2021. As perfurações nessa bacia foram responsáveis por aproximadamente 46% do total de poços terrestres exploratórios perfurados nos últimos seis anos e 65% do total de poços exploratórios terrestres perfurados no ano de 2021. Ainda em 2021, cabe evidenciar a bacia do Amazonas, classificada como nova fronteira, tendo em vista a retomada da perfuração de poços exploratórios, atividade que não ocorria desde o ano de 2016. Em 2021, foram perfurados dois poços exploratórios em blocos oriundos do 2º Ciclo da Oferta Permanente, cujos contratos foram assinados nesse mesmo ano.

Ainda sobre a realização de atividades exploratórias, para além da perfuração de poços, os esforços associados à aquisição de dados exclusivos merecem destaque. Nesse sentido, são apresentadas neste relatório informações relativas aos levantamentos sísmicos 2D, sísmicos 3D, gravimétricos e magnetométricos, sem incluir outros levantamentos geofísicos, por se considerar que os levantamentos selecionados foram aqueles que melhor traduziram o esforço exploratório no que se refere ao volume de atividades realizadas e/ou à relevância do ganho de conhecimento geológico/geofísico no contexto dos blocos sob contrato para o período em estudo.

Nessa linha, o cenário apresentado no ano de 2021 é idêntico ao de 2020, para o qual não foram contabilizadas atividades de aquisição de dados exclusivos. Assim, ratifica-se o contexto já apresentado no Relatório Anual de Exploração 2020, no qual houve a indicação da realização de campanhas de aquisição de dados exclusivos entre os anos de 2016 e 2019.

Nessa direção, o ano de 2016 foi marcado por apenas uma aquisição de dado exclusivo referente a um levantamento sísmico 3D na bacia de Barreirinhas. Esse levantamento acabou por se configurar como a única atividade dessa categoria na margem equatorial em seis anos. Em contraste, o ano de 2017 foi o mais ativo da série em termos de diversidade de tecnologias, contando com levantamentos gravimétrico, magnetométrico e sísmico 3D. Os dois primeiros realizados na bacia de Santos e o último na bacia do Solimões. Já o ano de 2019 é marcado pelo volume de dados referentes ao levantamento sísmico 2D na bacia do Parnaíba.

Compreende-se que o cenário ora apresentado se revela um ponto de atenção, não apenas pelo baixo quantitativo de dados exclusivos adquiridos ao longo dos últimos anos, mas também pelo fato de o ano de 2021 ser o segundo ano consecutivo sem nenhuma campanha de aquisição de dados exclusivos realizada.

O presente relatório também aborda a consolidação de informações associadas à compra pelos operadores de programas referentes a dados não exclusivos para o abatimento do Programa Exploratório Mínimo (PEM) entre os anos de 2016 a 2021. Tendo como premissa o ano no qual houve a solicitação de abatimento de PEM, as bacias do Recôncavo, Santos e Campos são aquelas para as quais houve o maior número de programas comprados para abatimento de PEM no período 2016 a 2021.

Avançando no que se refere à parcela associada ao sucesso das campanhas exploratórias, no tocante ao período de 2016 a 2021, houve um leve crescimento no número de Notificações de Descoberta no ano de 2021 frente ao ano de 2020, o que o equipara ao ano de 2016 com 13 notificações. Ainda assim, o ano de 2019 mantém-se como o mais expressivo da série histórica com 21 Notificações de Descoberta. No período em tela, houve 80 Notificações de Descoberta, sendo 30 para o ambiente marítimo e 50 para o terrestre. No período, as bacias do Parnaíba e de Santos despontaram como aquelas de maior número de notificações.

Na sequência da campanha exploratória, notificada uma descoberta, o contratado pode proceder à sua avaliação, devendo apresentar à ANP uma proposta de Plano de Avaliação de Descobertas de Petróleo ou Gás Natural (PAD), documento no qual estarão estabelecidas novas atividades exploratórias, visando definir a extensão da acumulação descoberta, estimar o volume de hidrocarbonetos *in place*, o fator de

recuperação, bem como a economicidade da jazida. Assim, como resultado do sucesso de uma campanha exploratória, intenciona-se que, ao término da realização de um PAD, seja apresentada a Declaração de Comercialidade. Nesse diapasão, para o período 2016 a 2021, foram efetivadas 27 Declarações de Comercialidade, das quais se destacam numericamente as dez declarações na bacia do Recôncavo e as sete na bacia de Santos. Das 27 Declarações de Comercialidade efetivadas no período, três foram apresentadas no ano de 2021: uma na bacia do Parnaíba e duas na bacia do Recôncavo. No âmbito dessas 27 Declarações de Comercialidade, foram estimados recursos na ordem de 15,8 bilhões de barris de óleo *in place* (P50) e 25,4 bilhões de m³ de gás natural *in place* (P50).

Merecedoras de destaque são as nove Declarações de Comercialidade ainda não efetivadas no ano de 2021, uma vez que os respectivos Relatórios Finais de Avaliação de Descobertas (RFADs) ainda se encontravam em análise pela ANP ao término daquele ano. Destas, sete se referem à bacia de Sergipe-Alagoas, uma à bacia de Campos e uma à bacia do Recôncavo. Adicionando-se os volumes de óleo e gás natural *in place* associados às nove Declarações de Comercialidade ainda não efetivadas em 2021 aos volumes das 27 Declarações de Comercialidade efetivadas no período 2016 a 2021, atinge-se os valores de cerca de 16,7 bilhões de bbl de óleo *in place* (P50) e 123,0 bilhões de m³ de gás natural *in place* (P50).

Na linha da implementação de esforços de modernização regulatória associada ao segmento de exploração de petróleo e gás natural, merece destaque a publicação da Resolução ANP nº 845/2021 em substituição à Resolução ANP nº 30/2014. A resolução dispõe sobre o PAD, o RFAD e a Declaração de Comercialidade. A sua publicação representa avanços no sentido da melhor estruturação dos principais marcos, ações e atividades previstas durante a avaliação da área e estabelece a necessidade de apresentação da análise econômica utilizada para subsidiar a decisão quanto à Declaração de Comercialidade.

Como importante elo da Agência com a sociedade, no que tange à gestão e à divulgação das informações relacionadas à fase de exploração, além do Relatório Anual de Exploração 2020, a ANP publicou em 2021 o Painel Dinâmico da Fase de Exploração e elaborou o Projeto de Aprimoramento da Gestão da Informação.



CAPÍTULO 1

PANORAMA DOS CONTRATOS NA FASE DE EXPLORAÇÃO



CAPÍTULO 1

PANORAMA DOS CONTRATOS NA FASE DE EXPLORAÇÃO

Os blocos exploratórios são ofertados por meio de leilões e são contratados sob dois tipos de regimes distintos: concessão e partilha de produção – este último para blocos restritos ao polígono do pré-sal e áreas consideradas estratégicas. Independentemente do tipo de regime contratual, uma vez arrematado o bloco, as empresas vencedoras do leilão, isoladamente ou reunidas em consórcio, adquirem o direito de explorar, produzir e comercializar o petróleo e/ou gás natural presentes naquela determinada área, com a contrapartida do pagamento de tributos e participações governamentais, e, especificamente para os contratos de partilha de produção, do repasse do excedente em óleo à União. O contrato de E&P é dividido em dois momentos: fase de exploração e fase de produção.

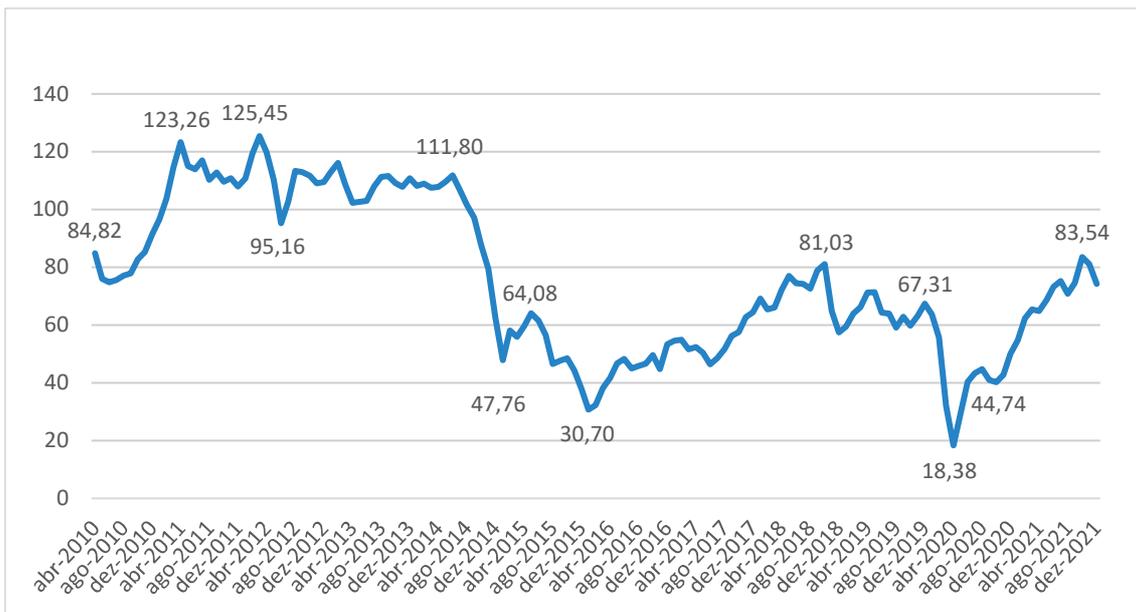
A fase de exploração representa o início de um contrato de E&P. É nesse momento que a empresa, ou consórcio, realiza majoritariamente as atividades exploratórias que objetivam a descoberta de hidrocarbonetos em volumes comerciáveis.

A campanha exploratória de um bloco é considerada de elevado risco, considerando o volume de investimentos financeiros e a incerteza de sucesso.

Destarte, tendo em vista os riscos associados à fase de exploração, a tomada de decisão sobre os investimentos, seja antes das rodadas de licitações ou durante a fase de exploração, acaba sendo reflexo de uma série de fatores, econômicos ou não, associados à dinâmica do setor de óleo e gás no Brasil e no mundo.

1.1 Breve Contextualização do Cenário nos Últimos Anos

No Relatório Anual de Exploração 2020 foi dado destaque ao impacto das oscilações do preço do barril do petróleo na dinâmica da realização das atividades exploratórias de petróleo e gás natural ao longo do período 2016 a 2020. Naquele documento, em acordo com o Gráfico 1, foi mostrado que, caso se considerasse o histórico de preços do barril desde o ano de 2010, três períodos mereceriam destaque: i) entre fevereiro de 2011 e agosto de 2014, em que os preços se mantiveram relativamente elevados, frequentemente acima dos US\$ 100/bbl; ii) entre janeiro de 2015 e outubro de 2017, em que os preços se mantiveram relativamente baixos, normalmente abaixo dos US\$ 60/bbl; e iii) entre dezembro de 2018 e dezembro de 2020, quando os preços também se mantiveram igualmente reduzidos, superando os US\$ 60,00/bbl em poucas oportunidades.

Gráfico 1: Preço do barril do petróleo (US\$/bbl) – Europe Brent Spot Price

Fonte: Dados oriundos da U.S. Energy Information Administration (EIA)¹.

Certamente, as decisões das empresas a respeito dos seus portfólios de contratos de E&P e sobre os investimentos em atividades exploratórias não são tomadas considerando-se valores pontuais do preço de petróleo. É evidente, contudo, que períodos mais longos de alta ou de baixa de preços tendem a estimular ou desestimular investimentos. Sob essa ótica, já utilizando dados referentes ao ano de 2021 e tendo em vista que, no período compreendido entre janeiro de 2015 e janeiro de 2021, houve poucas oportunidades nas quais o preço do petróleo ultrapassou os US\$ 60,00/bbl, é possível arguir sobre o impacto negativo do preço do petróleo na dinâmica das atividades exploratórias no período.

Em contraposição, de fevereiro a dezembro de 2021, período limite coberto por este relatório, observa-se uma tendência de elevação no preço do petróleo no sentido da superação dos US\$ 70,00/bbl, tendo o ano finalizado com o barril no valor de US\$ 74,17. Caso tal elevação seja mantida por um período mais longo de tempo, é provável que se atinjam resultados mais interessantes no desempenho do segmento de exploração no futuro próximo.

É importante ressaltar que, ao longo do ano de 2021, observou-se a manutenção do contexto da excepcionalidade, cuja restrições à movimentação de pessoas e indisponibilidades associadas ao mercado fornecedor, por exemplo, acabaram por adicionar imprevisibilidade à execução das atividades exploratórias.

Buscando minimizar os impactos negativos gerados pelo cenário de incertezas na indústria do petróleo e gás, derivados de um contexto conjuntural, agravados em virtude da pandemia de Covid-19, compreendendo a gravidade da situação e a perspectiva de resultados negativos no âmbito do desempenho dos contratos de E&P

¹ <https://www.eia.gov/>

na fase de exploração, o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) publicou, em setembro de 2021, a Resolução CNPE nº 12, a qual estabelece como de interesse da Política Energética Nacional que a ANP avalie a adoção de medidas visando à prorrogação da fase de exploração dos contratos de concessão e de partilha de produção vigentes. Em aderência ao conteúdo da resolução, a sua publicação configurou-se em um reconhecimento da necessidade de atuação frente à perspectiva de extinção em larga escala de contratos de E&P na fase de exploração, sem que tivessem sido realizadas as atividades exploratórias compromissadas.

A forma como o segmento de exploração terá respondido frente ao binômio flutuações do preço do petróleo e impactos da pandemia ainda é incerta e, provavelmente, estudos mais aprofundados poderão trazer maior compreensão sobre tal questão.

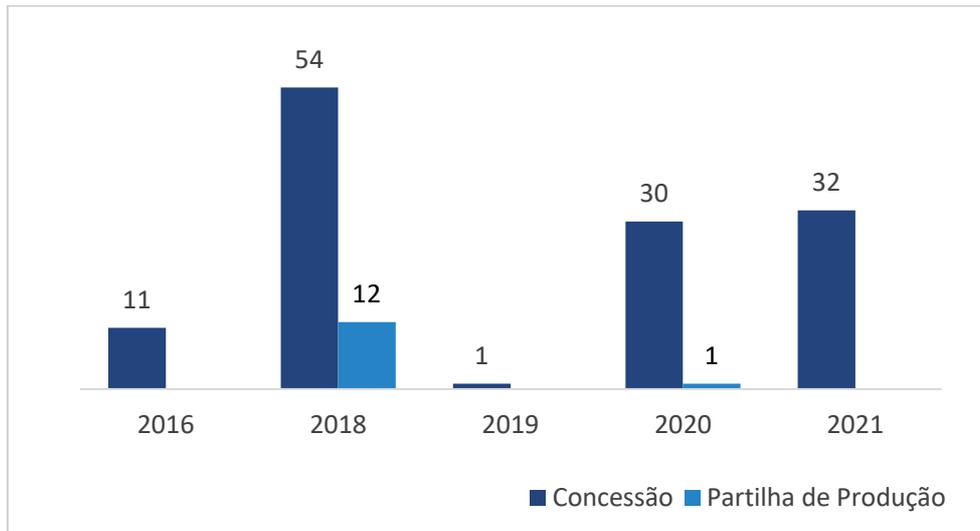
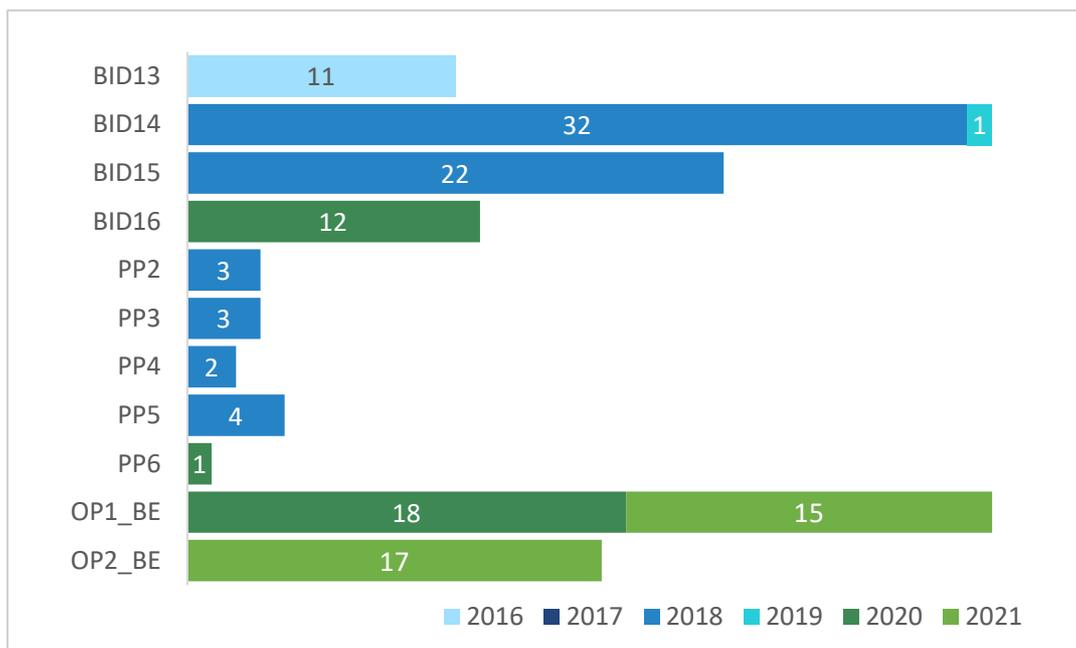
1.2 Panorama dos Contratos na Fase de Exploração nos Últimos Seis Anos

Considerando o período de 2016 a 2021, a partir do Gráfico 2, observa-se que o ano de 2021 foi finalizado com o mesmo número de blocos de 2020, isto é, 246 blocos. Como é possível verificar, à exceção do ano de 2018, houve uma tendência de redução do número de blocos sob contrato nessa série histórica.

Gráfico 2: Blocos sob contrato entre os anos 2016 e 2021



Nos Gráficos 3 e 4, verifica-se que, em 2021, foram assinados 32 contratos, todos sob o regime de concessão, decorrentes do 1º e do 2º Ciclos da Oferta Permanente, um contrato a mais do que no ano de 2020. Ao observar a série histórica, somente o ano de 2018, teve mais contratos assinados do que em 2021. Em 2018, foram assinados 66 contratos, decorrentes das 14ª e 15ª Rodadas de Licitações de Blocos e das 2ª a 5ª Rodadas de Partilha de Produção.

Gráfico 3: Contratos assinados entre os anos 2016 e 2021²**Gráfico 4: Contratos assinados entre os anos 2016 e 2021 por rodada de licitações³**

² O Gráfico 3 teve o número de contratos assinados em 2016 retificado de 12 para 11 em relação ao Relatório Anual de Exploração 2020, uma vez que foi verificada a ocorrência de um contrato em duplicata na base de dados. Essa retificação também se refletiu no Gráfico 4, no que tange ao número de contratos assinados na 13ª Rodada de Licitações de Blocos, e no Gráfico 5, em relação ao número de contratos assinados na bacia do Recôncavo.

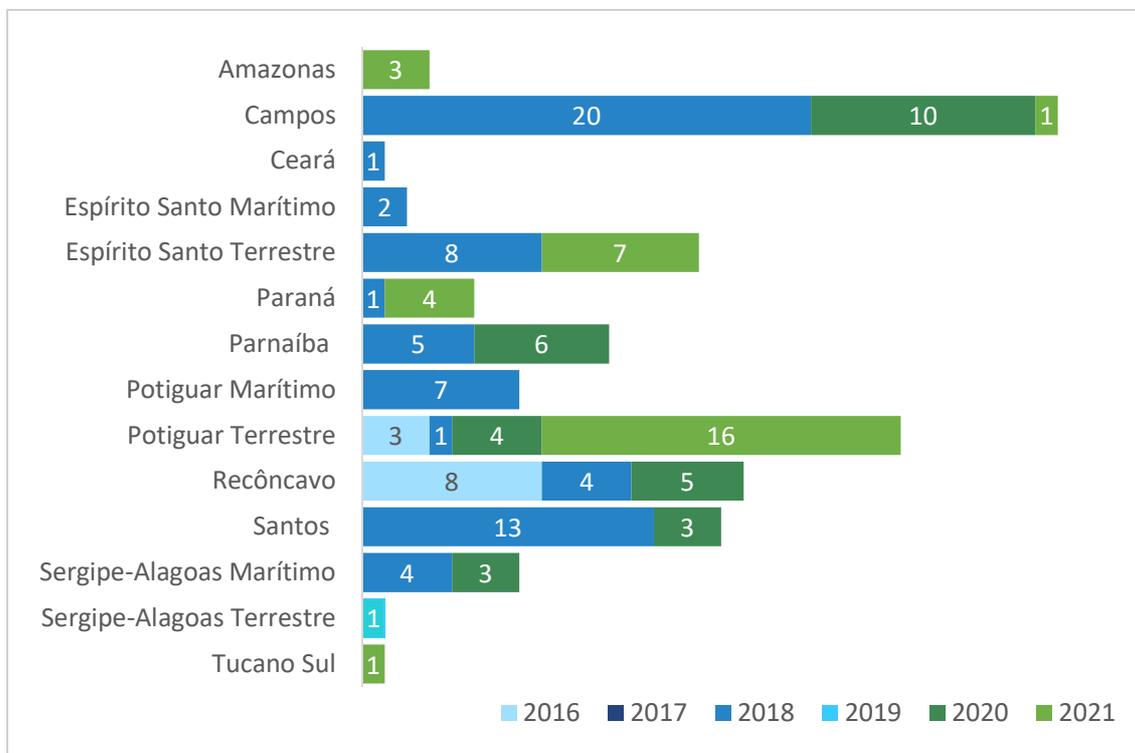
³ A 13ª Rodada de Licitações de Blocos foi realizada no ano de 2015, com assinatura dos contratos no ano de 2016, razão pela qual as informações sobre essa rodada são mencionadas neste relatório. A 14ª Rodada de Licitações de Blocos e as 2ª e 3ª Rodadas de Partilha de Produção foram realizadas em 2017. A 15ª Rodada de Licitações de Blocos e a 4ª e 5ª Rodadas de Partilha de Produção foram realizadas em 2018. A 16ª Rodada de Licitações de Blocos e a 6ª Rodada de Partilha de Produção foram realizadas em 2019. O 1º e o 2º Ciclos da Oferta Permanente foram realizados em 2019 e 2020, respectivamente.

Ainda, no Gráfico 4, é possível observar que o 1º e o 2º Ciclos da Oferta Permanente totalizaram 32 contratos assinados no ano de 2021. Com os contratos assinados em 2021, o 1º Ciclo da Oferta Permanente totalizou o mesmo número de contratos assinados na 14ª Rodada de Licitações de Blocos, que conta com 33 contratos no total, o maior quantitativo de contratos assinados no período considerado.

Ao analisar os contratos assinados ao longo dos últimos seis anos categorizados por bacias, conclui-se que Campos e Santos são as bacias marítimas com a maior atratividade para o segmento de exploração de petróleo e gás natural no Brasil (vide Gráfico 5). Em relação às bacias terrestres, verifica-se que o foco principal incide nas bacias maduras, como Potiguar, Recôncavo e Espírito Santo, havendo, porém, crescente interesse na bacia do Parnaíba, classificada como de nova fronteira exploratória. Em 2021, a bacia Potiguar Terra foi a bacia que teve o maior número de contratos assinados, 16 contratos, ultrapassando, no período avaliado, o número de contratos da bacia do Recôncavo, que historicamente foi a bacia terrestre com mais atividades no segmento de exploração de petróleo e gás natural.

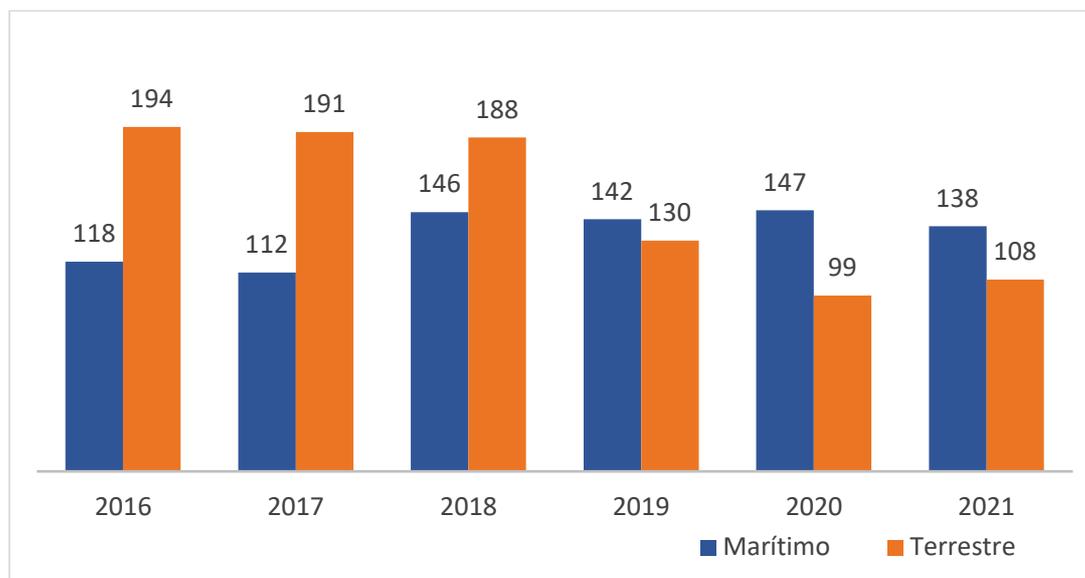
Dos contratos assinados em 2021, destaca-se também aqueles referentes às bacias classificadas como de nova fronteira, que somam oito contratos, sendo um na bacia de Tucano Sul, três na bacia do Amazonas e quatro na bacia do Paraná, frutos do 2º Ciclo da Oferta Permanente.

Gráfico 5: Contratos assinados entre os anos 2016 e 2021 por bacia

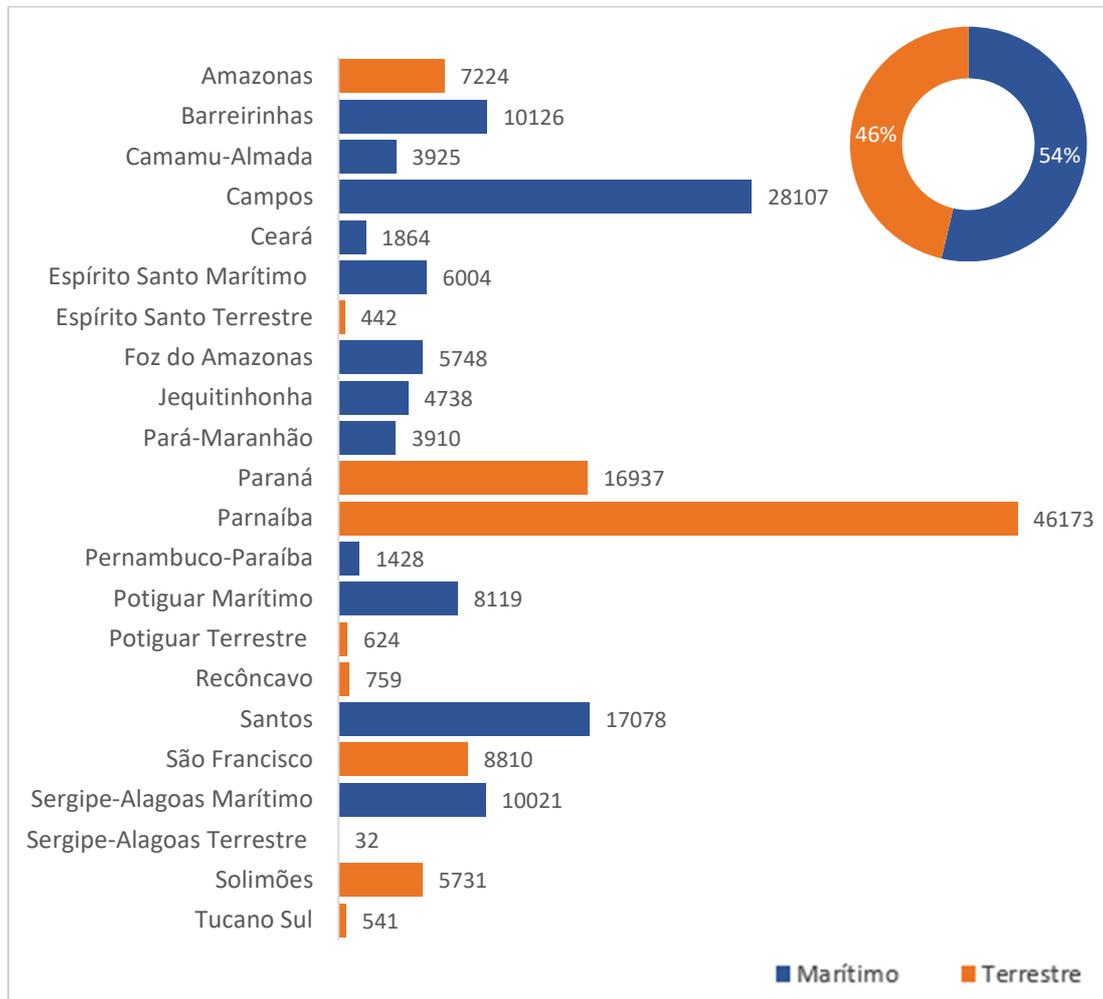


Ampliando a análise para blocos sob contrato por tipo de ambiente, é possível observar, no Gráfico 6, duas tendências distintas. Para blocos marítimos, houve um crescimento no número de blocos sob contrato entre os anos de 2016 e 2020. No entanto, em 2021, observa-se uma queda no número de blocos marítimos sob contrato. O oposto é observado nos blocos terrestres, que apresenta tendência geral de redução do número de blocos até 2020 e um aumento em 2021, impulsionado pelos 16 blocos da bacia Potiguar Terra, cuja assinatura dos contratos ocorreu nesse ano.

Gráfico 6: Blocos sob contrato por ambiente



Embora ao término de 2021 o número de blocos sob contrato no ambiente terrestre tenha sido inferior ao ambiente marítimo, no que se refere à distribuição de áreas sob contrato, vide Gráfico 7, é possível constatar que essa distribuição é praticamente igual ao se comparar os dois ambientes, com leve superioridade para o ambiente marítimo (54%). Em relação às bacias marítimas, as bacias de Campos e de Santos destacam-se com pouco mais de 28.000 km² e 17.000 km², respectivamente. No caso das bacias terrestres, as bacias do Parnaíba e do Paraná são aquelas com as maiores áreas sob contrato, isto é, pouco mais de 46.000 km² e 16.000 km², respectivamente. Em 2021, a bacia do Paraná, considerando os quatro contratos assinados, garantiu a segunda maior área terrestre sob contrato, com 16.000 km², ultrapassando a bacia do Solimões, que, em 2020, era a segunda bacia em área sob contrato. Importa destacar, conforme será abordado mais adiante, que tal resultado se deve também a devoluções de blocos na bacia do Solimões ocorridas em 2021.

Gráfico 7: Somatório de área sob contrato (km²) por bacia em 2021

Ainda em termos de área, os pouco mais de 188.000 km² de áreas exploratórias sob contrato representam apenas 2,6% do somatório das áreas das bacias sedimentares brasileiras, sendo 1,2% em bacias terrestres e 1,4% em bacias marítimas, um dos motivos pelos quais a ampliação dos investimentos no segmento de exploração de petróleo e gás natural no país é fundamental.

Em relação ao quantitativo de blocos sob contrato no período de 2016 a 2021, no Quadro 1, é disponibilizada a distribuição do número de blocos por bacia e ano da série histórica.

Inicialmente, cabe um destaque à bacia de Campos, que, considerando o reaquecimento observado desde 2018, finalizou o ano de 2021 como a bacia com o maior número de blocos sob contrato, totalizando 34. Outro destaque positivo, com expressivo aumento de blocos sob contrato, foi obtido pelas bacias do Espírito Santo Terra e Potiguar Terra. Na primeira bacia, houve um salto de 11 blocos no ano de 2020 para 18 em 2021. No caso da bacia Potiguar Terra, havia 12 blocos sob contrato em

2020, finalizando o ano de 2021 com 23. Ressalta-se também a expressiva redução do número de blocos sob contrato na bacia do Solimões, bacia classificada como de nova fronteira, que, em 2020, contava com 13 blocos e, em 2021, finalizou com três blocos sob contrato. Em 2021, houve a devolução de 10 blocos operados pela mesma empresa na bacia do Solimões.

Quadro 1: Blocos sob contrato por bacia no período 2016 a 2021

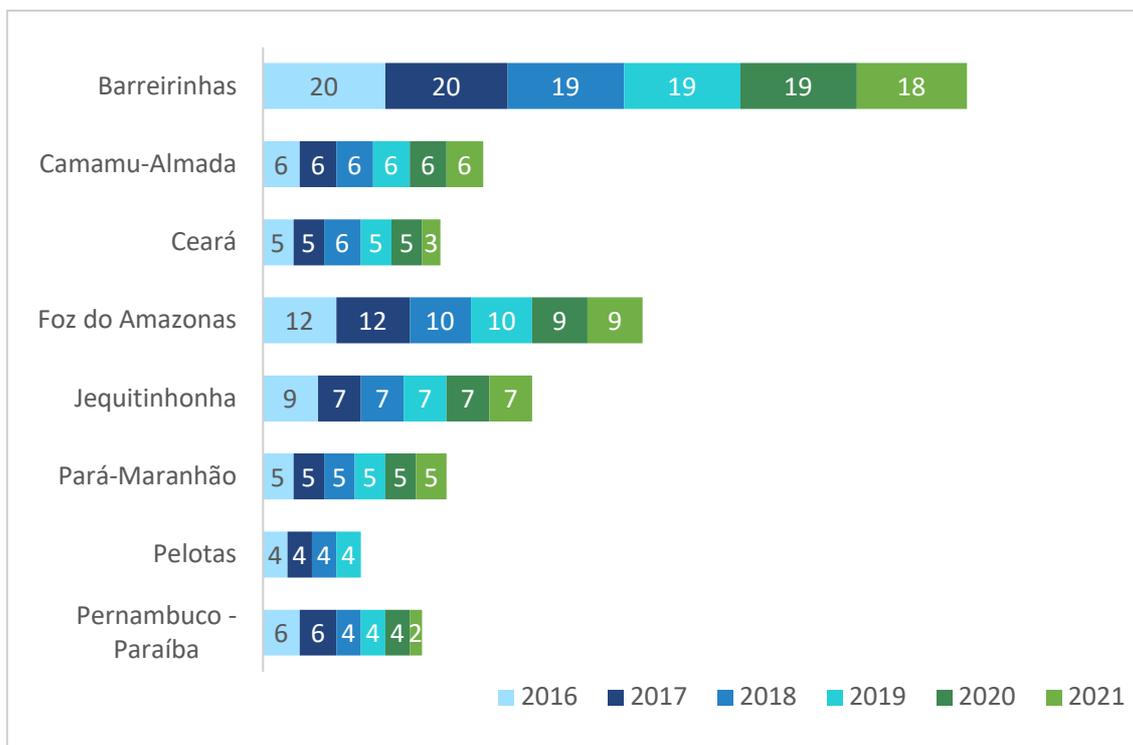
Bacias	Ano					
	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Acre	1	1	1	1	-	-
Amazonas	2	-	-	-	-	3
Barreirinhas	20	20	19	19	19	18
Camamu-Almada	6	6	6	6	6	6
Campos	8	4	24	24	33	34
Ceará	5	5	6	5	5	3
Espírito Santo Marítimo	13	12	12	13	10	10
Espírito Santo Terrestre	7	7	11	10	11	18
Foz do Amazonas	12	12	10	10	9	9
Jequitinhonha	9	7	7	7	7	7
Pará-Maranhão	5	5	5	5	5	5
Paraná	7	7	5	5	3	7
Parnaíba	25	25	28	14	18	18
Pelotas	4	4	4	4	-	-
Pernambuco - Paraíba	6	6	4	4	4	2
Potiguar Marítimo	11	13	12	7	8	10
Potiguar Terrestre	8	8	15	14	12	23
Recôncavo	63	65	67	39	34	29
Rio do Peixe	-	1	-	-	-	-
Santos	11	11	19	18	21	18
São Francisco	17	16	15	5	5	3
Sergipe-Alagoas Marítimo	11	11	15	13	16	16
Sergipe-Alagoas Terrestre	29	28	21	21	5	1
Solimões	16	13	13	13	13	3
Tucano Sul	16	16	15	15	2	3

Merece distinção o comportamento dos blocos sob contrato nas bacias consideradas como nova fronteira exploratória, ou seja, aquelas em que usualmente o conhecimento geológico ou o avanço tecnológico ainda não alcançou maturidade suficiente para reduzir o alto risco exploratório. Adiciona-se a isso o fato de que, para essas bacias, também há, normalmente, expressivos desafios logísticos visando à realização de campanhas exploratórias.

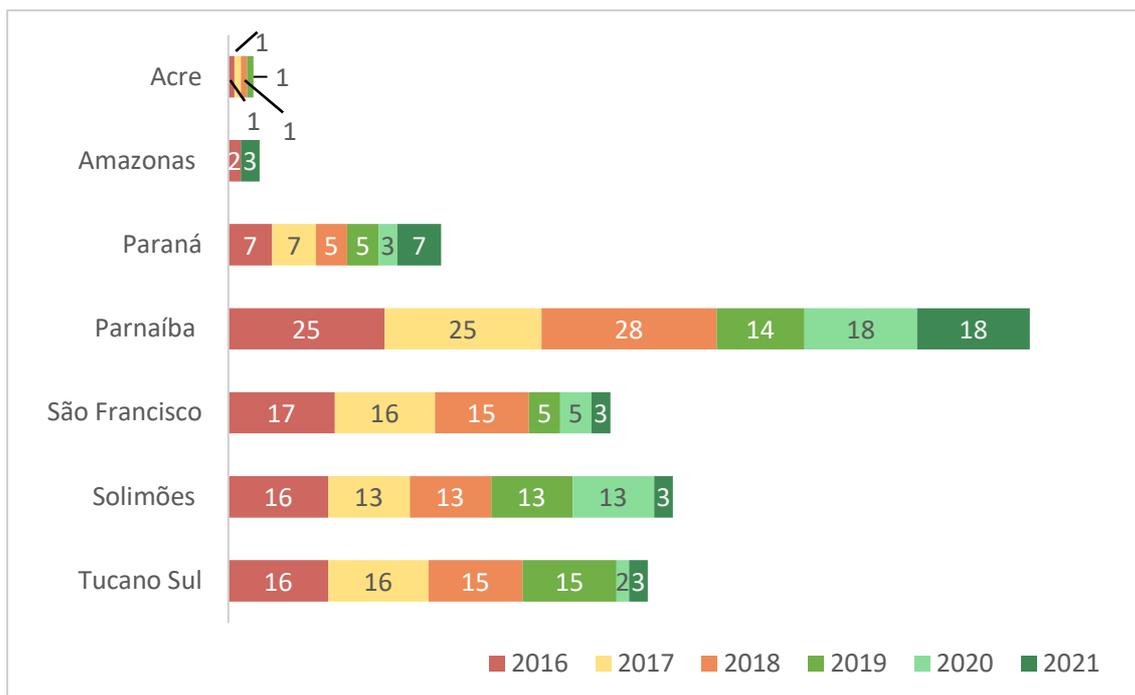
O Gráfico 8 apresenta a distribuição do número de blocos sob contrato para as bacias marítimas classificadas como de nova fronteira exploratória. Verifica-se que, de

2016 a 2020, praticamente não houve redução relevante no número de blocos sob contrato. No entanto, observa-se que, ao comparar os anos de 2020 e 2021, houve queda do número de blocos sob contrato nas bacias do Ceará, reduzindo de cinco para três blocos sob contrato, e de Pernambuco-Paraíba, reduzindo de quatro para dois blocos. Desde 2020, a bacia de Pelotas não conta com bloco sob contrato.

Gráfico 8: Blocos sob contrato em bacias marítimas classificadas como nova fronteira



No Gráfico 9 é efetuado o mesmo tipo de comparação para blocos sob contrato em bacias terrestres classificadas como de nova fronteira exploratória. Observa-se que, ao término da série histórica, já não havia blocos sob contrato na bacia do Acre. A bacia de nova fronteira que teve aumento significativo do número de blocos sob contrato em 2021 foi a bacia do Paraná, passando de três blocos em 2020 para sete em 2021, fruto da assinatura dos contratos do 2º Ciclo da Oferta Permanente. Já a maior redução de blocos sob contrato, comparando 2020 e 2021, ocorreu na bacia de Solimões. Destaca-se também a bacia do Parnaíba com a manutenção dos 18 blocos sob contrato nos anos de 2020 e 2021.

Gráfico 9: Blocos sob contrato em bacias terrestres classificadas como nova fronteira

Ampliando o detalhamento da dinâmica dos contratos, os Gráficos 10 e 11 apresentam o quantitativo de contratos ativos e suspensos ao final do ano de 2021, respectivamente. Nesse caso, é importante destacar que um contrato pode ser suspenso por diversos motivos, contudo, em geral, as suspensões estão relacionadas a questões referentes ao atraso no processo de licenciamento ambiental ou a decisões judiciais. Importante ter em mente que em um contrato suspenso é cessada a contabilização de seu prazo, mas o contrato permanece vigente, havendo a obrigação, por parte dos contratados, de manter o atendimento aos dispositivos contratuais. Entretanto, os contratados não podem realizar atividades de exploração nas áreas sob contrato, salvo prévia e expressa autorização da ANP.

Conforme apresentado no início deste capítulo, embora o ano de 2021 tenha sido encerrado com 246 blocos sob contrato, em realidade, apenas os contratos associados a 189 blocos estavam ativos, conforme apresentado no Gráfico 10. Isso significa dizer que investimentos efetivos em atividades exploratórias estiveram dependentes desse reduzido número de blocos sob contrato. Tal cenário é similar ao do ano de 2020, no qual havia 246 blocos sob contrato, sendo 190 ativos e 56 suspensos.

Ainda, considerando as informações apresentadas nos Gráficos 10 e 11, dos 189 blocos sob contrato ativos ao final de 2021, 164 estavam na etapa de PEM e 25 na etapa de avaliação de descobertas⁴. Por outro lado, ao se analisar pela ótica dos blocos sob contrato suspenso, que somavam 57 ao final de 2021, 46 encontravam-se na etapa de

⁴ Quando a perfuração de um poço leva à descoberta de petróleo ou gás natural, o contratado pode optar por avaliar essa descoberta, ou seja, determinar de forma mais acurada a extensão e as características do reservatório, o volume e as características do hidrocarboneto e, por fim, a viabilidade econômica de um projeto de desenvolvimento da produção.

PEM e 11 na etapa de avaliação de descobertas. Mais informações sobre os PADs serão apresentadas no Capítulo 2.

Gráfico 10: Situação dos blocos sob contrato ativo em 31/12/2021

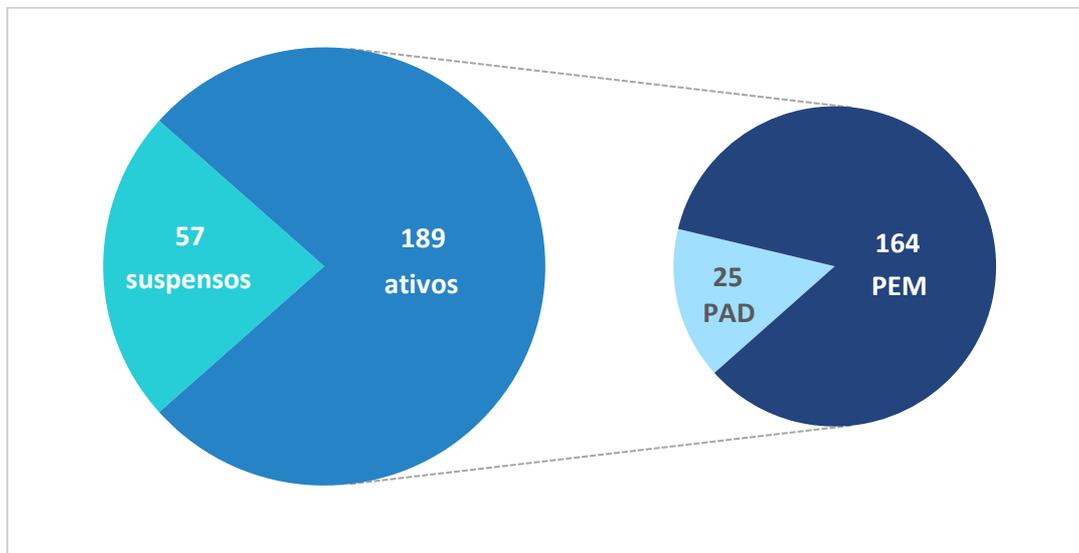
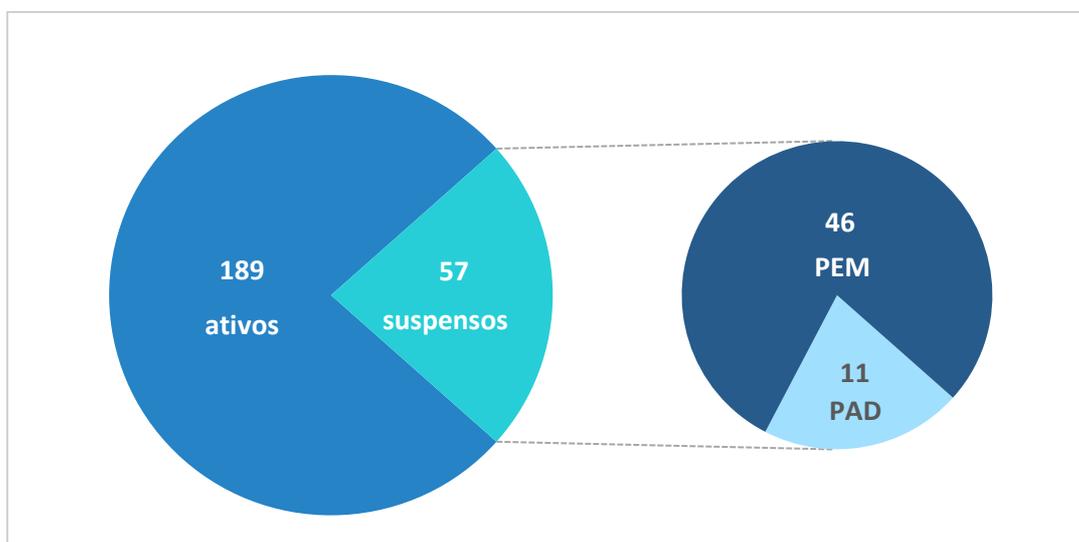


Gráfico 11: Situação dos blocos sob contrato suspenso em 31/12/2021



No que concerne ao número de blocos sob contrato suspenso por bacia, ao final de 2021, as bacias para as quais havia o maior número de contratos suspensos eram as bacias de Barreirinhas, com 17 contratos, e a do Recôncavo, com 13 contratos.

No caso da bacia de Barreirinhas, dos 17 blocos sob contrato suspenso ao final de 2021, 14 tinham como motivação o atraso na deliberação sobre o licenciamento ambiental. Desses 14 blocos, 11 são originários da 11ª Rodada de Licitações de Blocos.

Quanto aos blocos sob contrato suspenso na bacia do Recôncavo ao término do ano de 2021, seis suspensões foram motivadas por questões associadas à judicialização, cinco por dificuldades associadas ao processo de licenciamento ambiental e duas por outros motivos.

Dos 57 blocos sob contrato suspenso ao final de 2021, 40 contratos, ou seja, pouco mais de 70%, estão localizados em bacias marítimas. Destes, 29 contratos estão associados a bacias de nova fronteira a saber, Barreirinhas (17), Camamu-Almada (6), Pará-Maranhão (5) e Foz do Amazonas (1).

Ao final de 2021, os 246 blocos sob contrato eram operados por 39 empresas, vide Quadro 2. Como maior operadora, a Petrobras operava 68 blocos, sendo 65 marítimos (sete no regime de partilha de produção) e três terrestres. Destacam-se também os 19 blocos marítimos operados pela Shell Brasil, dos quais três no regime de partilha de produção, e os 17 blocos marítimos operados pela ExxonMobil, sendo um no regime de partilha de produção. No ambiente terrestre, sobressaem 24 blocos operados pela Eneva, 18 pela Imetame e 15 pela PetroVictory.

Ainda tendo como referência o Quadro 2, registra-se que, ao final do ano de 2021, assim como no ano de 2020, à exceção da Petrobras, não havia operadores que atuassem em ambos os ambientes, marítimo e terrestre. Tal situação ratifica a percepção de que, do ponto de vista da fase de exploração, o porte das empresas define o ambiente para o qual é direcionada a construção do seu portfólio e, por consequência, os seus investimentos.

Quadro 2: Quantitativo de blocos sob contrato por operador, ambiente e regime contratual ao final de 2021

Operador	Quantidade de Blocos	Quantidade de Blocos Marítimos		Quantidade de Blocos Terrestres
		Concessão	Partilha	
3R Petroleum	1	1	-	-
3R Petroleum Off	2	2	-	-
Alvopetro	3	-	-	3
BGM	3	-	-	3
BP Energy	5	4	1	-
Cemes	1	-	-	1
Chariot Brasil	3	3	-	-
Chevron Brasil Óleo	3	3	-	-
CNOOC Petroleum	1	1	-	-
Cowan Petróleo e Gás	3	-	-	3
Enauta Energia	3	3	-	-
Eneva	24	-	-	24
Equinor Energy	1	1	-	-
ExxonMobil Brasil	17	16	1	-
Geopark Brasil	5	-	-	5
Great Energy	3	-	-	3

Guindastes Brasil	1	-	-	1
Imetame	18	-	-	18
Imetame Lagoa Parda	2	-	-	2
Karoon	1	1	-	-
Maha Energy	5	-	-	5
Petro Rio Coral	2	2	-	-
PetroRio Jaguar	3	3	-	-
Petroborn	1	-	-	1
Petrobras	68	58	7	3
Petroil	5	-	-	5
Petronas	2	2	-	-
PetroVictory	15	-	-	15
Phoenix Óleo e Gás	2	-	-	2
Potiguar E&P S.A.	1	-	-	1
Recôncavo Energia	1	-	-	1
Repsol	5	5	-	-
Rosneft	3	-	-	3
SHB	1	-	-	1
Shell Brasil	19	16	3	-
TOG Brasil	6	-	-	6
TotalEnergies EP	1	1	-	-
Vipetro	2	-	-	2
Wintershall Brasil	4	4	-	-
Total	246	126	12	108

Fechando este capítulo, ao final de 2021, os 246 blocos sob contrato, operados por 39 empresas, totalizavam pouco mais de 188 mil km² de área contratada, conforme apresentado no Quadro 3. Ainda que não fosse a maior operadora no que se refere ao número de blocos sob contrato, a Eneva era aquela com a maior área exploratória sob contrato, isto é, 62.722 km² referentes a 24 blocos. Já a Petrobras, a maior operadora em número de blocos, totalizava 55.454 km² de área contratada associada a 68 blocos. Destacam-se também a Shell Brasil com 13.562 km² de área contratada associada a 19 blocos, a ExxonMobil Brasil com 12.172 km² de área contratada associada a 17 blocos e a Imetame com 6.577 km² de área contratada associada a 18 blocos.

Quadro 3: Quantitativo de blocos sob contrato por operador e área contratada ao final de 2021

Operador	Quantidade de Blocos	Área Contratada (km ²)
3R Petroleum	1	192
3R Petroleum Off	2	1.537

Alvopetro	3	46
BGM	3	64
BP Energy	5	4.528
Cemes	1	2.918
Chariot Brasil	3	577
Chevron Brasil Óleo	3	2.092
CNOOC Petroleum	1	721
Cowan Petróleo e Gás	3	92
Enauta Energia	3	2.305
Eneva	24	62.722
Equinor Energy	1	708
ExxonMobil Brasil	17	12.172
Geopark Brasil	5	156
Great Energy	3	54
Guindastes Brasil	1	32
Imetame	18	6.577
Imetame Lagoa Parda	2	60
Karoon	1	172
Maha Energy	5	133
Petro Rio Coral	2	384
PetroRio Jaguar	3	724
Petroborn	1	182
Petrobras	68	55.454
Petroil	5	131
Petronas	2	1.409
PetroVictory	15	448
Phoenix Óleo e Gás	2	41
Potiguar E&P S.A.	1	17
Recôncavo Energia	1	22
Repsol	5	3.520
Rosneft	3	5.731
SHB	1	18
Shell Brasil	19	13.562
TOG Brasil	6	187
TotalEnergies EP	1	2.503
Vipetro	2	2.250
Wintershall Brasil	4	3.901
Total	246	188.342



CAPÍTULO 2

ATIVIDADES EXPLORATÓRIAS



CAPÍTULO 2

ATIVIDADES EXPLORATÓRIAS

Neste capítulo serão apresentadas as informações relativas aos esforços exploratórios empreendidos pelos operadores no âmbito da fase de exploração para os blocos sob contrato no período de 2016 a 2021. O sucesso de uma campanha exploratória é altamente dependente dos resultados dos investimentos em atividades exploratórias, que visam à descoberta de acumulações de petróleo e gás natural. Dessa forma, a realização de atividades exploratórias, tais como a aquisição de dados sísmicos, gravimétricos, magnetométricos e geoquímicos, a perfuração e a avaliação de poços, dentre outras, desempenha papel fundamental para o objetivo final de identificação de uma jazida comercial.

No capítulo também serão apresentados dados sobre Notificações de Descoberta e Declarações de Comercialidade para os blocos sob contrato na fase de exploração, como expressão do sucesso das campanhas exploratórias empreendidas.

2.1 Poços Exploratórios e Sondas

A atividade de perfuração de poços pode ser considerada como o termômetro dos esforços exploratórios implementados. A sua realização é antecedida pela execução de outras atividades exploratórias, como a aquisição, o processamento e a interpretação de dados de geologia e geofísica em uma área. Caso os indícios se mostrem favoráveis, o operador dá prosseguimento em sua campanha exploratória, realizando a perfuração de poços, visando à descoberta de petróleo e gás natural. Nesse contexto, é razoável afirmar que não haverá descobertas que não tenham sido antecedidas pela perfuração de um poço exploratório, elo fundamental de uma campanha exploratória.

A perfuração de um poço exploratório requer um elevado investimento financeiro, possivelmente o maior dentro de uma campanha exploratória. Em linhas gerais, esses custos estão associados ao estabelecimento de um projeto de perfuração, à localização e ao preparo da locação, ao transporte de insumos e equipamentos e à utilização de equipamentos e unidades de perfuração. Uma parcela desses custos está intimamente relacionada ao tempo necessário para a perfuração, que, por sua vez, está associado ao ambiente (terra, mar, águas rasas, águas profundas, regime de correntes, etc.), às formações geológicas a serem atravessadas, à profundidade do poço, bem como à experiência do operador e ao conhecimento da região a ser perfurada.

A título de informação, no Quadro 4, é disponibilizado o custo médio dos poços exploratórios perfurados em blocos sob contrato no Brasil no período de 2016 a 2021. No quadro são apresentados os custos de perfuração segmentados por ambientes (terrestre, marítimo pós-sal e marítimo pré-sal). Também no contexto dos números apresentados a seguir, é importante lembrar que no âmbito do pré-sal há poços cuja profundidade vertical pode superar os 6.000 m, considerando-se a altura da mesa rotativa, a lâmina d'água e as camadas perfuradas.

Quadro 4: Custo médio dos poços exploratórios perfurados no Brasil no período 2016 a 2021

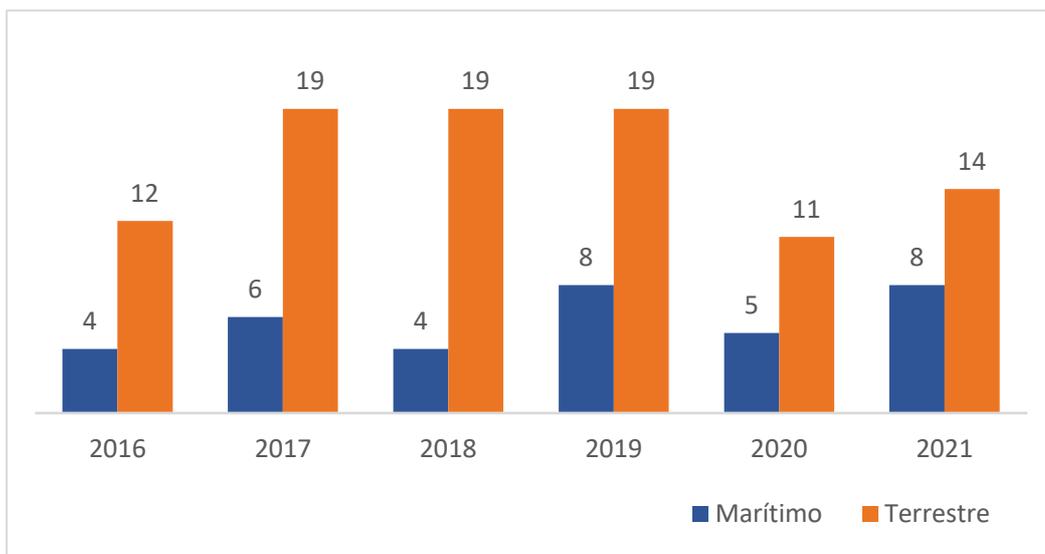
Ambiente	Custo Médio (US\$/metro)
Terrestre	2.300,00
Mar (pós-sal)	15.100,00
Mar (pré-sal)	17.300,00
Mar (ambos os ambientes)	16.200,00

À vista disso, as informações sobre poços e sondas apresentadas nos subcapítulos a seguir também podem ser contextualizadas sob a ótica do custo médio de perfuração de poços exploratórios.

2.1.1 Poços

A consolidação das informações ora apresentadas teve como premissas os fundamentos estabelecidos na Resolução ANP nº 699/2017, que indica que os poços exploratórios são aqueles categorizados de 1 a 6. Neste levantamento, portanto, foram incorporados os poços exploratórios pioneiros, estratigráficos, de extensão, pioneiros adjacentes, para prospectos mais rasos e para prospectos mais profundos perfurados em blocos sob contrato durante a fase de exploração. Além disso, a coleta das informações teve como referência a data de início da perfuração e desconsiderou os poços repetidos.

O Gráfico 12 exibe o número de poços exploratórios, iniciados entre os anos de 2016 e 2021, nos ambientes marítimo e terrestre.

Gráfico 12: Poços exploratórios perfurados por ambiente entre 2016 e 2021⁵

Em linhas gerais, percebe-se que, entre 2016 e 2019, apesar da leve queda observada no ano de 2018, há uma discreta tendência de crescimento anual no número de perfurações realizadas.

Ao compararmos os anos de 2020 e 2021, percebe-se que, após uma queda do número de poços perfurados em 2020, houve um aumento de aproximadamente 38% no número de poços perfurados em 2021. O aumento no número de poços perfurados se deu tanto para o ambiente marítimo quanto para o ambiente terrestre. No entanto, mesmo com o aumento do número de perfurações realizadas em 2021, ainda não foi possível atingir o desempenho de 2019.

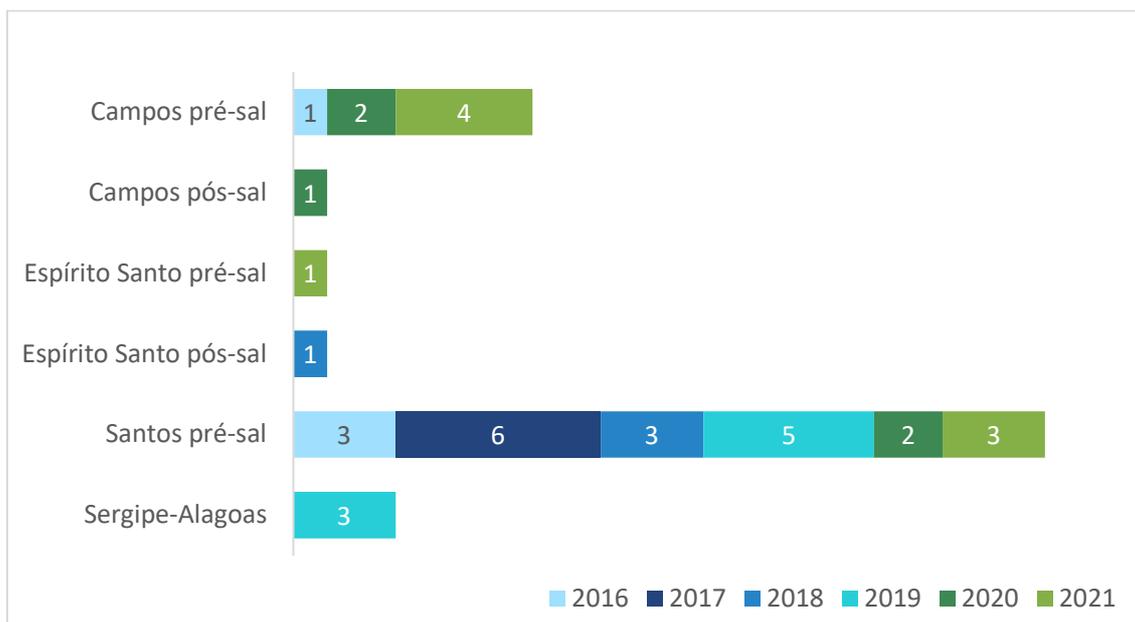
Os anos de 2020 e 2021 caracterizam-se como anos atípicos, contribuindo para que houvesse uma quebra na curva de ascensão da atividade, possivelmente impactada pelo cenário econômico negativo para a qual a crise sanitária da Covid-19 também contribuiu. Dessa forma, o ano de 2020 marcou uma queda no número total de perfurações de aproximadamente 40% em relação a 2019. Porém, em 2021, embora a crise sanitária ainda se fizesse presente, o aumento do número de poços exploratórios perfurados poderá sinalizar o início da melhoria da performance do segmento de exploração de petróleo e gás natural. Certamente, ainda será necessário avaliar o desempenho do segmento nos próximos anos para ratificar tal cenário.

⁵ No Relatório Anual de Exploração 2020, foi contabilizada erroneamente a perfuração de um total de 20 poços exploratórios terrestres no ano de 2018, quando, em realidade, foram perfurados 19 poços (vide Gráfico 14). Dessa forma, o Gráfico 16 também foi ajustado, reduzindo-se em um poço o total de poços perfurados na bacia Potiguar no ano de 2018.

Outro ponto de interesse é que, considerando as previsões apresentadas para o Programa Anual de Trabalho e Orçamento da Fase de Exploração (PAT/OAT)⁶, no ambiente marítimo, foram realizadas em 2021 apenas 47% das perfurações previstas, isto é, oito dos 17 poços exploratórios planejados. Para o ambiente terrestre, observa-se uma situação semelhante, no qual foram realizadas cerca de 48% das perfurações previstas, um quantitativo de 14 dos 29 poços esperados.

Segmentando as perfurações por bacia sedimentar, os Gráficos 13 e 14 traduzem a atividade de perfuração nos últimos seis anos nas bacias marítimas e terrestres, respectivamente.

Gráfico 13: Poços exploratórios marítimos perfurados por bacia entre 2016 e 2021



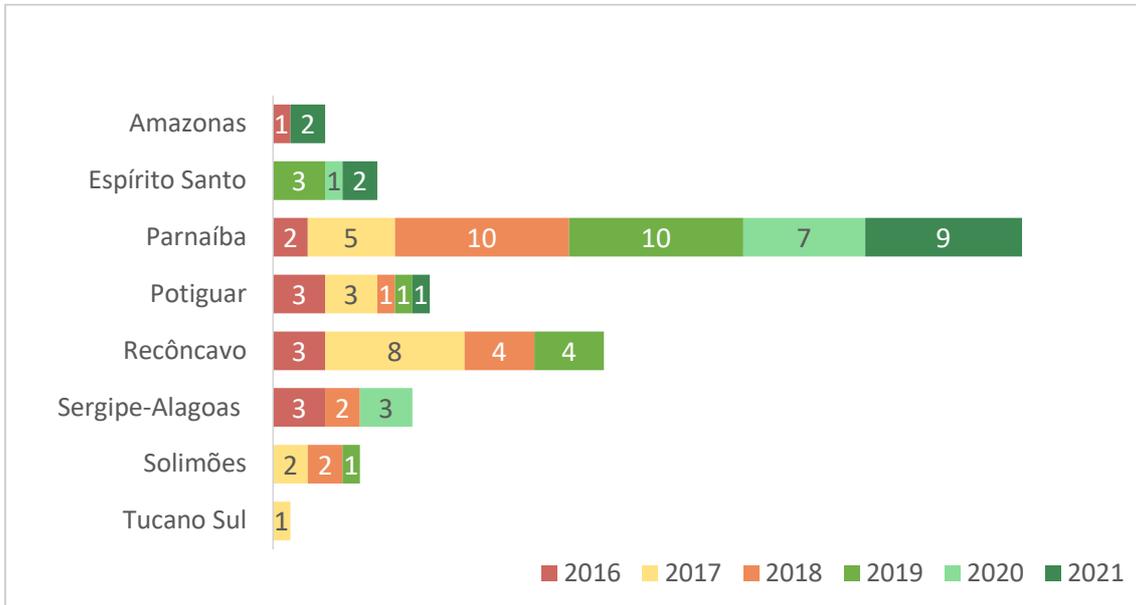
O Gráfico 13 aponta que a bacia de Santos foi a única a contemplar perfurações marítimas em todos os anos da série histórica abordada neste relatório, totalizando um quantitativo de poços perfurados bem superior às demais bacias: 22 perfurações, sendo três realizadas em 2021. Esse dado corrobora o entendimento de que a atividade da indústria brasileira no *offshore* tem sido predominantemente direcionada às campanhas exploratórias no pré-sal.

Já a bacia de Campos, a segunda bacia em número de poços marítimos perfurados considerando o período em análise, contabilizou oito poços exploratórios, sendo sete no intervalo do pré-sal e um no pós-sal. Destes, metade foi perfurado no ano de 2021, sendo todos no intervalo do pré-sal.

⁶ Programa Anual de Trabalho e Orçamento da Fase de Exploração (PAT/OAT): documento no qual é relacionado o conjunto de atividades e investimentos a serem realizados pelo operador no decorrer de um ano civil.

No ano de 2021, assim como em 2020, deu-se continuidade aos investimentos concentrados no *play* pré-sal, isto é, dos oito poços marítimos perfurados, sete tiveram objetivos estabelecidos nos reservatórios do pré-sal.

Gráfico 14: Poços exploratórios terrestres perfurados por bacia entre 2016 e 2021



Em relação às bacias terrestres, conforme visualiza-se no Gráfico 14, é evidente o investimento exploratório contínuo realizado na bacia do Parnaíba. Assim como a bacia de Santos no contexto marítimo, a bacia do Parnaíba foi a única a contabilizar perfurações em todos os anos da série histórica, totalizando 43 poços exploratórios perfurados. As perfurações nessa bacia foram responsáveis, portanto, por aproximadamente 46% do total de poços terrestres perfurados na fase de exploração nos últimos seis anos.

Seguindo a tendência, em 2021, a bacia do Parnaíba permaneceu em evidência, com nove dos 14 poços exploratórios perfurados, o que correspondeu a quase 65% do total de poços exploratórios terrestres perfurados na fase de exploração no ano. Considerando que a bacia do Parnaíba é classificada como de nova fronteira, o investimento exploratório na bacia resulta na ampliação do seu conhecimento geológico e, por consequência, na perspectiva de identificação de novas oportunidades exploratórias.

Ainda em 2021, cabe evidenciar a bacia do Amazonas, também classificada como de nova fronteira. Nessa bacia houve a retomada da perfuração de poços exploratórios, atividade que não ocorria desde 2016. Em 2021 foram perfurados dois poços exploratórios em blocos oriundos do 2º Ciclo da Oferta Permanente, cujos contratos foram assinados nesse mesmo ano.

No que se refere às bacias maduras, destaca-se a do Espírito Santo, na qual, em 2021, foram perfurados dois poços, sendo que, continuamente, desde 2019, poços exploratórios vêm sendo perfurados nessa bacia. Por outro lado, o último poço

perfurado na bacia do Recôncavo ocorreu no ano de 2019. No que se refere a esse desempenho, ainda que o número de blocos sob contrato na bacia venha decaindo de forma contínua ao se considerar a série histórica abordada nesse relatório, a bacia do Recôncavo é a bacia terrestre que detinha o maior número de blocos sob contrato ao final do ano de 2021 (29 blocos).

2.1.2 Sondas

Os Quadros 5 e 6 reúnem informações sobre sondas marítimas e terrestres, respectivamente, que operaram em blocos sob contrato na fase de exploração nas bacias sedimentares do Brasil entre 2016 e 2021.

O objetivo dessa consolidação é ampliar a compreensão sobre a dinâmica desse elo fundamental do segmento de exploração. Para tanto, os dados apresentados partem das mesmas premissas utilizadas para a contabilização dos poços exploratórios em blocos sob contrato, isto é, tem como base a data de início da perfuração.

No que se refere ao ambiente marítimo, a partir do Quadro 5, observa-se que, entre os anos de 2016 e 2021, 11 sondas operaram em blocos sob contrato na fase de exploração. Desse quantitativo, duas unidades operaram pela primeira vez no período em 2021, Ocean Courage e Valaris Renaissance, responsáveis pelas perfurações nas bacias de Santos e Campos, respectivamente.

Conforme descrito no subcapítulo 2.1.1, a bacia de Campos protagonizou a atividade de perfuração *offshore* no país em 2021, cujas campanhas exploratórias foram realizadas com alvo no *play* pré-sal. A perfuração dos quatro poços no ano de 2021 foi realizada com a operação de três sondas distintas: West Saturn, West Tellus e Valaris Renaissance.

Quadro 5: Sondas marítimas em campanha exploratória entre 2016 e 2021

Sondas Marítimas	Total poços	Santos	Campos	Espírito Santo	Sergipe Alagoas
Brava Star	6	1 (2021) 2 (2020) 2 (2019)		1 (2021)	
Gold Star	1		1 (2020)		
Ocean Courage	1	1 (2021)			
Ocean Rig Mylos	1		1 (2016)		
ODN I	2	1 (2019)		1 (2018)	
ODN II	1	1 (2018)			
Petrobras 10000	3				3 (2019)

West Carina	5	4 (2017) 1 (2016)			
West Saturn	5	1 (2021) 1 (2019) 2 (2018)	1 (2021)		
West Tellus	9	1 (2019) 2 (2017) 2 (2016)	2 (2021) 2 (2020)		
Valaris Renaissance	1		1 (2021)		

Considerando o Quadro 6, que exhibe as sondas que operaram em ambiente terrestre, constata-se que, no período de referência, 21 unidades atuaram na perfuração de poços exploratórios terrestres em blocos sob contrato no país.

Em 2021, a bacia do Parnaíba foi a que teve o maior número de poços terrestres perfurados, nove dos 14 poços perfurados. A sonda GREAT-120 foi responsável pela perfuração de todos os poços dessa bacia no ano de 2021 e teve ampla participação nos demais anos da série histórica.

Outras quatro sondas foram responsáveis pela perfuração dos demais poços perfurados no ano de 2021. A sonda QUEIROZ GALVÃO VIII foi a responsável pela perfuração dos dois poços da bacia do Amazonas. A bacia do Espírito Santo teve dois poços perfurados com sondas distintas: COWAN-02 e IMETAME_ENERGIA_01. Já a sonda PROEN-01 SONDA ROTO-PNEUMÁTICA DE PERFURAÇÃO SHRP-05 perfurou o único poço perfurado na bacia Potiguar em 2021. Observa-se que esta última sonda aparece pela primeira vez no período considerado.

Ao longo da série histórica, observa-se que as sondas IMETAME_ENERGIA_01, SONDA CONVENCIONAL 95, GREAT – 106 e QUEIROZ GALVÃO VIII são aquelas que atuaram em mais de uma bacia, totalizando, cada uma, quatro, três, duas e duas bacias, respectivamente.

Quadro 6: Sondas terrestres em campanha exploratória entre 2016 e 2021⁷

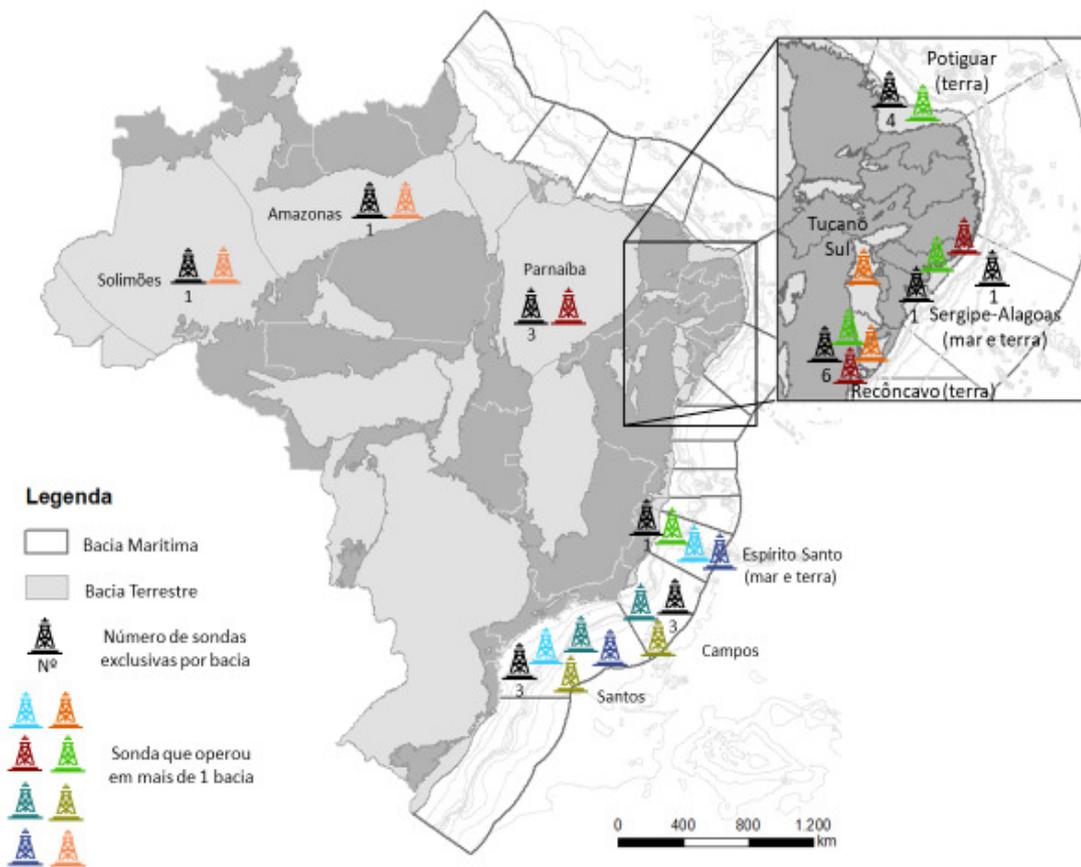
Sondas Terrestres	Total de Poços	Amazonas	Espírito Santo	Parnaíba	Potiguar	Recôncavo	Sergipe Alagoas	Solimões	Tucano Sul
BCH ENERGY 5	5					2 (2018) 3 (2017)			
COWAN-02	4		1 (2021) 3 (2019)						
EBS-05	2				1 (2018) 1 (2017)				
FAXE-2	1					1 (2016)			
GREAT - 105	3						3 (2020)		
GREAT - 106	3					1 (2017) 1 (2016)			1 (2017)
GREAT - 120	38			9 (2021) 7 (2020) 10 (2019) 7 (2018) 5 (2017)					
GREAT - 126	2			2 (2016)					
GREAT - 128	1					1 (2018)			
IMETAME_EN ERGIA_01	15		1 (2021) 1 (2020)		1 (2018) 1 (2017) 3 (2016)	2 (2019) 2 (2017)	1 (2018) 3 (2016)		
NATIONAL OILWELL VARCO - 750	2					2 (2019)			
PROEN-01 SONDA ROTO- PNEUMÁTICA DE PERFURAÇÃO SHRP-05	1				1 (2021)				
QUEIROZ GALVÃO 02	2			2 (2018)					
QUEIROZ GALVÃO 03 (QG-03)	1	1 (2016)							
QUEIROZ GALVÃO VIII	3	2 (2021)						1 (2017)	
RAPID RIG SONDA CONVENCION AL DE PERFURAÇÃO	1					1 (2016)			
RNB-2	3							1 (2019) 1 (2018) 1 (2017)	

⁷ No Relatório Anual de Exploração 2020, foi incorporada erroneamente a sonda SC-117, visto que esta perfurou apenas poços na fase de produção. Dessa forma, essa sonda foi excluída do presente relatório. Também foi retificada a contabilização do número de poços perfurados com a sonda RBN-2.

SONDA CONVENCIONAL AL 109	2					2 (2017)		
SONDA CONVENCIONAL AL 86	1				1 (2017)			
SONDA CONVENCIONAL AL 95	3			1 (2018)		1 (2018)	1 (2018)	
SONDA DE PERFURAÇÃO ELF-02	1				1 (2019)			

Em complemento, a Figura 1 resume a dinâmica das sondas utilizadas no país nos contextos marítimo e terrestre.

Figura 1: Dinâmica das sondas em operação no país nas bacias marítimas e terrestres⁸



⁸ O algarismo abaixo do ícone da sonda em preto indica o somatório das sondas que permaneceram dedicadas às bacias na qual operaram. Por outro lado, cada sonda colorida representa uma única sonda cuja operação se deu em mais de uma bacia sedimentar, isto é, com mobilidade entre bacias.

2.2 Aquisição de Dados Exclusivos

Nesta seção, apresenta-se a consolidação de informações referentes à aquisição de dados exclusivos entre os anos 2016 a 2021. No presente relatório, são disponibilizados os dados relativos aos levantamentos sísmicos 2D, sísmicos 3D, gravimétricos e magnetométricos.

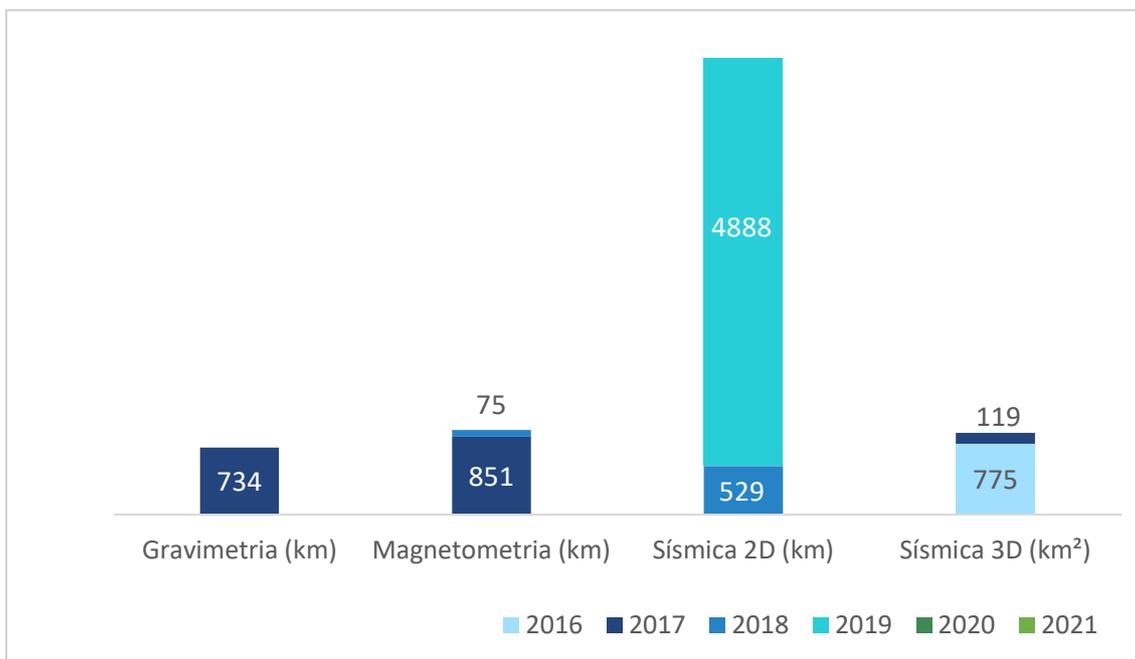
Dados exclusivos são aqueles cuja aquisição é realizada pelos contratados com o objetivo de mapear as áreas de interesse.

Embora existam outras tecnologias exploratórias, tais como, levantamentos eletromagnéticos, magnetotélúricos, sísmica *ocean bottom node* e geoquímicos, além das atividades de reprocessamento, as atividades selecionadas neste capítulo são aquelas que melhor traduziram o esforço exploratório no que se refere ao volume de atividades realizadas e/ou a relevância do ganho de conhecimento geológico no contexto dos blocos sob contrato para o período em estudo.

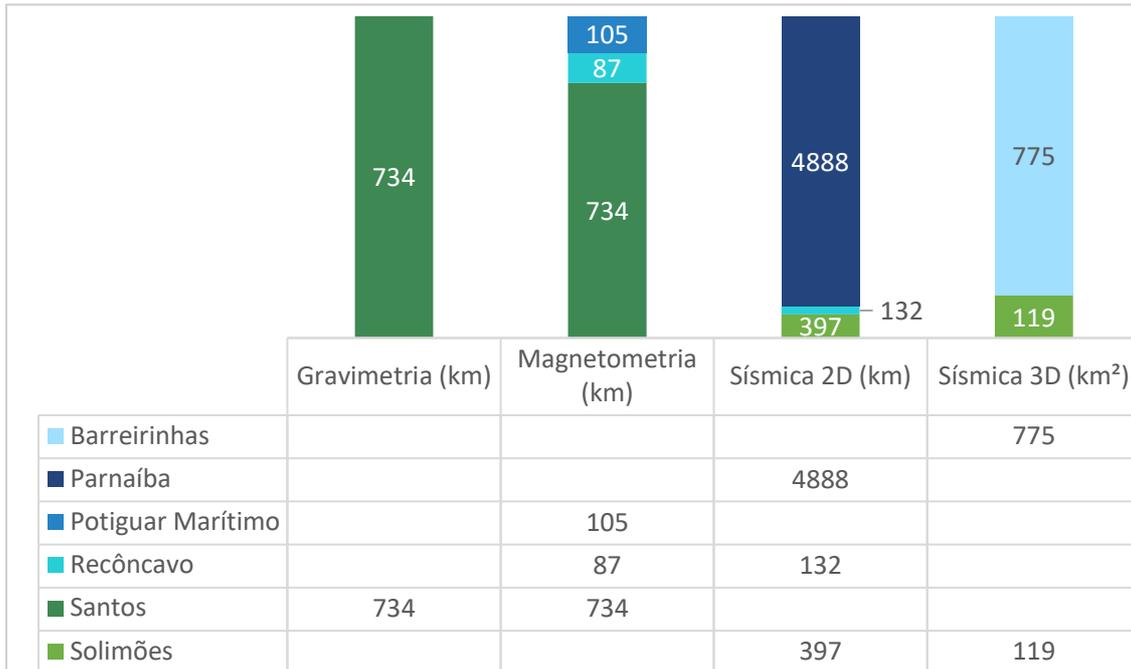
Como premissa utilizada, todas as informações ora apresentadas consideram a data de início do programa de levantamento.

O Gráfico 15 exhibe o somatório das atividades adquiridas por ano, categorizada pelas diferentes tecnologias. Já o Gráfico 16 indica quais bacias foram contempladas com levantamentos de dados exclusivos ao longo desses seis anos.

Gráfico 15: Quantitativo de dados exclusivos adquiridos entre 2016 e 2021 por tecnologia⁹



⁹ Houve a retificação dos dados de magnetometria referentes ao ano de 2018, de 25 Km para 75 Km, em relação ao Relatório de Exploração 2020. Essa retificação também se refletiu no gráfico 16, no que se refere ao somatório de dados de magnetometria da bacia Potiguar.

Gráfico 16: Quantitativo de dados exclusivos adquiridos entre 2016 e 2021 por bacia

Em outra perspectiva de análise, o Quadro 7 consolida o quantitativo de blocos abrangidos por esses levantamentos ao longo da série histórica, tanto em bacias marítimas como em bacias terrestres.

Quadro 7: Quantitativo de blocos contemplados com levantamentos exclusivos entre 2016 e 2021

Bacia	Quantidade de Levantamentos	Quantidade de Blocos Contemplados					
		2016	2017	2018	2019	2020	2021
Barreirinhas	1	4	-	-	-	-	-
Parnaíba	2	-	-	-	18	-	-
Potiguar Terrestre	2	-	1	1	-	-	-
Recôncavo	3	-	1	2	-	-	-
Santos	2	-	1	-	-	-	-
Solimões	2	-	4	1	-	-	-
Total	12	4	7	4	18	0	0

Considerando a média de blocos sob contrato ao longo dos seis anos da série histórica contemplada neste relatório – aproximadamente 286 blocos – resta evidente o reduzido esforço associado às campanhas exploratórias para a aquisição de dados exclusivos. Fato é que pouco mais de 11% dos blocos concedidos, considerando a média acima citada, tiveram alguma atividade de aquisição de dados exclusivos realizada.

Assim como já mencionado no Relatório Anual de Exploração 2020, compreende-se que o cenário ora apresentado merece atenção, não apenas pelo baixo quantitativo de dados exclusivos adquiridos ao longo dos últimos anos, mas também pelo fato de o ano de 2021 ter sido o segundo ano consecutivo sem nenhuma campanha realizada.

2.3 Compra de Dados Não Exclusivos

Nesta seção, apresenta-se a consolidação de informações referentes à compra de programas referentes a dados não exclusivos pelos operadores com vistas ao abatimento de PEM, entre os anos 2016 a 2021. No presente relatório, são disponibilizados os dados referentes à compra de levantamentos sísmicos 2D, sísmicos 3D, gravimétricos e magnetométricos.

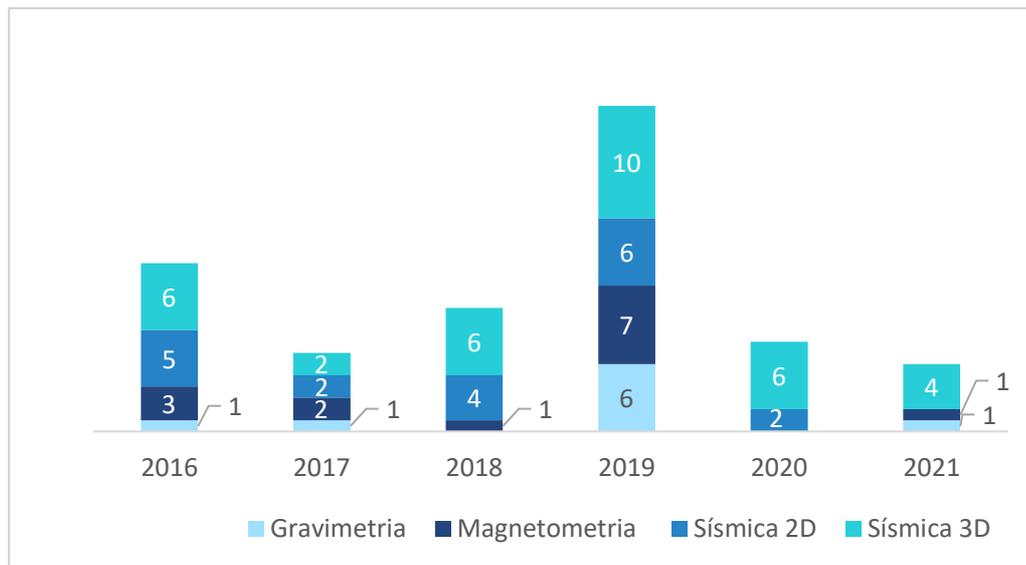
Dados não exclusivos ou multiclientes são provenientes da aquisição, processamento, reprocessamento e interpretação realizados com fins comerciais obtidos por Empresas de Aquisição de Dados (EAD) em área que seja ou não objeto de contrato de concessão, contrato de cessão onerosa ou contrato de partilha de produção, mediante autorização prévia da ANP.

Assim como relatado no capítulo anterior, embora existam outras tecnologias, as atividades selecionadas neste capítulo são aquelas mais compradas pelos operadores com a finalidade de abatimento de PEM.

Como premissa utilizada, todas as informações ora apresentadas consideram o ano em que houve a solicitação de abatimento de PEM.

O Gráfico 17 exibe o somatório dos programas adquiridos por ano para abatimento de PEM, categorizado pelas diferentes tecnologias. Já o Gráfico 18, indica as bacias que tiveram dados adquiridos para abatimento de PEM ao longo desses seis anos.

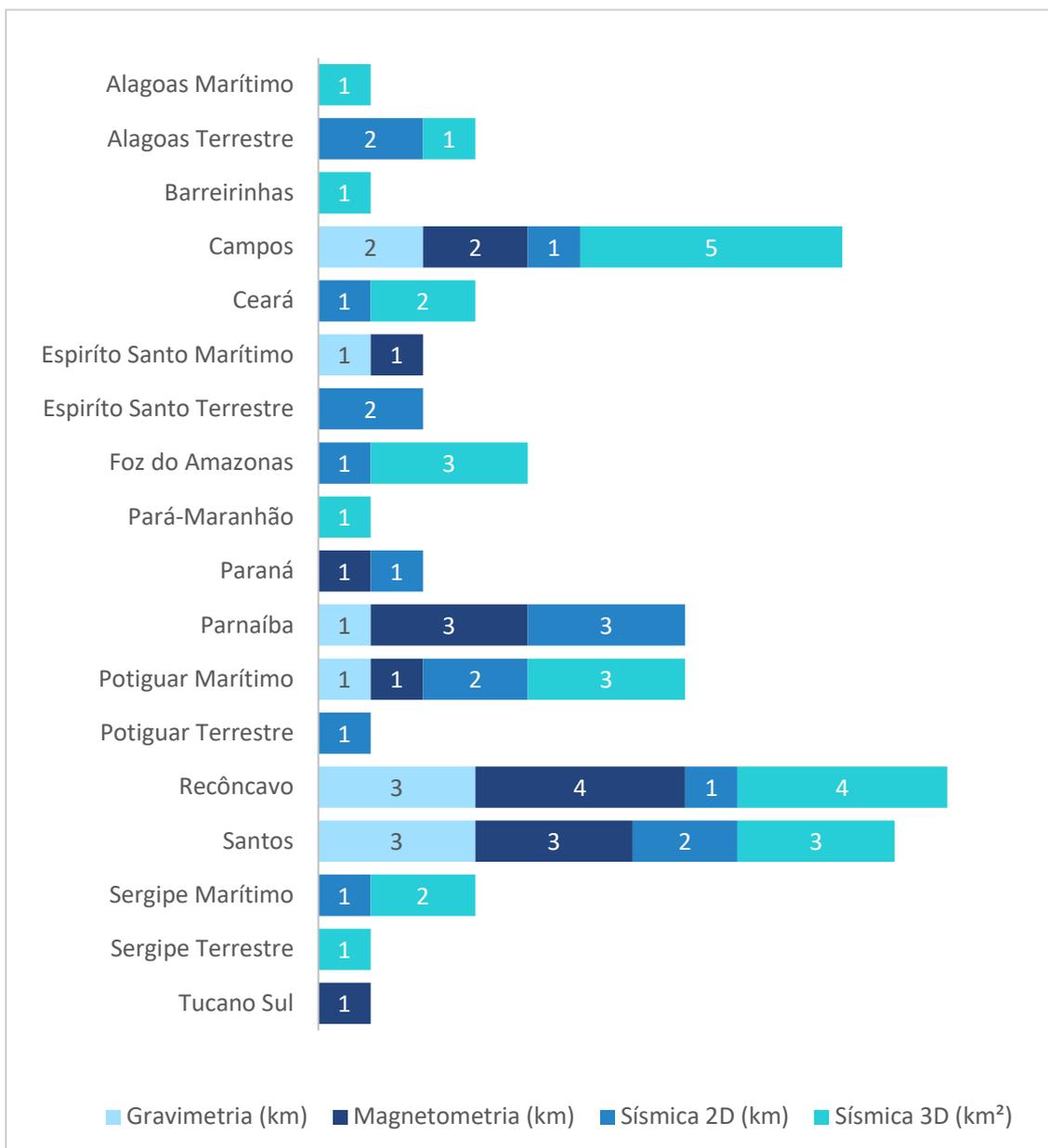
Gráfico 17: Quantitativo de programas comprados por ano para abatimento de PEM entre 2016 e 2021¹⁰



Analisando-se o Gráfico 17, verifica-se que a compra de dados não exclusivos para fins de abatimento de PEM foi inferior nos anos 2020 e 2021 quando comparado com os demais anos da série histórica (à exceção de 2017).

No que se refere à consolidação da compra de programas referentes a dados não exclusivos por bacia no período 2016 a 2021 (vide Gráfico 18), destacam-se as bacias do Recôncavo, Santos e Campos. No caso da bacia do Recôncavo, é importante lembrar que esta é a bacia terrestre com o maior número de blocos sob contrato ao longo da série histórica, o que corrobora esse destaque. No caso das bacias marítimas, a bacia de Campos é aquela com o maior número de blocos sob contrato ao longo da série histórica e, juntamente com Santos, possivelmente o maior investimento é proporcional à reconhecida perspectiva de obtenção de sucesso exploratório.

¹⁰ No Gráfico 17, o mesmo programa pode ser contabilizado em mais de um ano, caso ele tenha sido comprado em anos diferentes.

Gráfico 18: Quantitativo de programas comprados para abatimento de PEM por bacia entre 2016 e 2021¹¹

2.4 Notificação de Descoberta

A Notificação de Descoberta é a comunicação de indícios de hidrocarbonetos detectados ao longo da perfuração de um poço em um bloco exploratório.

Importante ressaltar que a caracterização da ocorrência de uma descoberta deverá ser realizada por pelo menos dois métodos, a saber:

- ◆ indícios em amostras de rocha e/ou detector de gás da sonda durante a perfuração, indicando as características de cada indício;

¹¹ No Gráfico 18, cada programa foi contabilizado apenas uma vez, mesmo que o programa tenha sido comprado mais de uma vez em diferentes anos.

- ◆ identificação de zonas de interesse para hidrocarbonetos por interpretação de perfis, indicando as principais propriedades petrofísicas; ou
- ◆ recuperação de hidrocarbonetos em testes de formação, seja por tubulação ou testes a cabo com amostragem de fluidos.

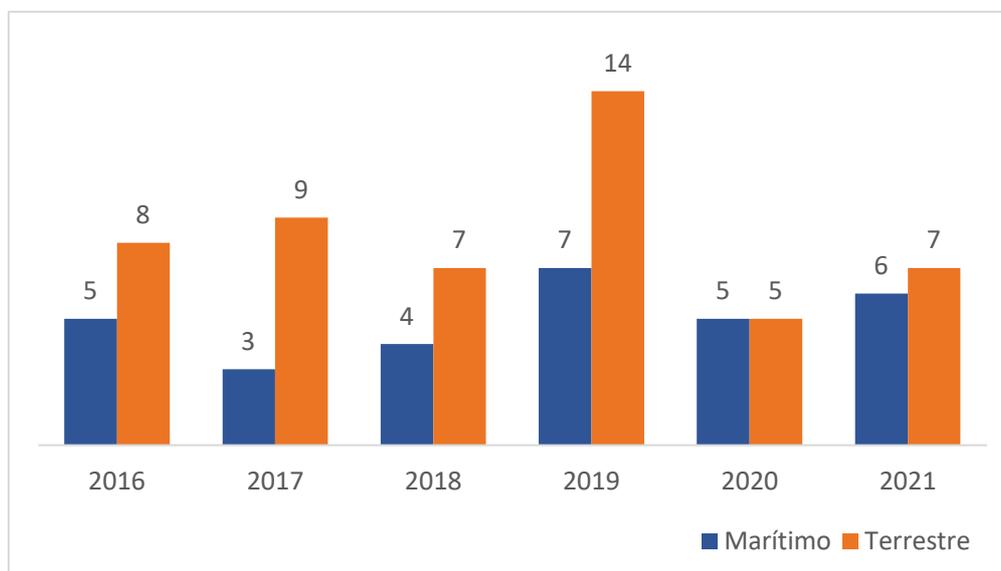
A Notificação de Descoberta não estabelece relação com o porte das acumulações, devendo ser enviada mesmo no caso da verificação de simples indício.

No âmbito deste relatório, a consolidação apresentada teve como premissa as notificações aprovadas, submetidas durante a fase de exploração, associadas aos poços exploratórios em blocos sob contrato. Cabe destacar que pode haver mais de uma Notificação de Descoberta aprovada por poço, no entanto, neste relatório foi contabilizada apenas uma notificação aprovada por poço.

Considerando o Gráfico 19, observa-se que, em 2021, houve um leve aumento no número de Notificações de Descoberta quando comparado ao ano anterior. Foram 10 notificações em 2020 e 13 em 2021. Vale lembrar que, no ano de 2021, foram perfurados mais poços do que em 2020.

Ao longo dos seis anos, assim como no cenário associado ao número de poços exploratórios perfurados, o quantitativo de Notificações de Descoberta foi mais expressivo para ambientes terrestres do que para ambientes marítimos. Tal perfil é ratificado em 2021, embora a diferenciação entre o ambiente terrestre e o marítimo seja de apenas uma notificação, isto é, sete em terra e seis em mar.

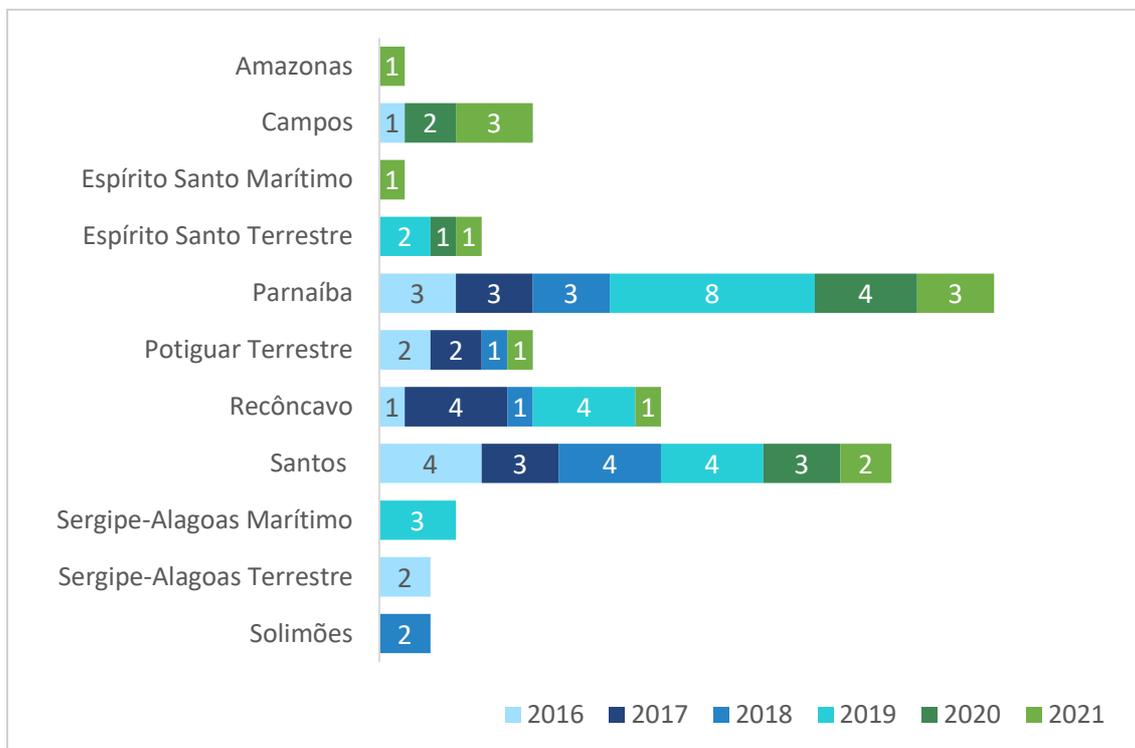
Gráfico 19: Notificações de Descoberta por ano entre 2016 e 2021



No que se refere às bacias sedimentares, observa-se no Gráfico 20 que, no período em destaque, as bacias do Parnaíba e de Santos foram aquelas com o maior número de Notificações de Descoberta, as quais foram apresentadas para todos os anos da série histórica.

Das 13 Notificações de Descoberta apresentadas no ano de 2021, três se concentraram na bacia do Parnaíba, três na bacia de Campos e duas na bacia de Santos. Destaca-se também a notificação apresentada na bacia do Amazonas no ano de 2021, a primeira na série histórica abordada neste relatório.

Gráfico 20: Notificações de Descoberta por bacia entre 2016 e 2021



2.5 Planos de Avaliação de Descobertas de Petróleo ou Gás Natural e Declarações de Comercialidade

Uma vez notificada uma descoberta, o contratado pode proceder à sua avaliação durante a fase de exploração. Para tanto, deve submeter à aprovação da ANP uma proposta de PAD.

No âmbito do PAD, são estabelecidas novas atividades exploratórias, cujas finalidades serão definir a extensão das acumulações descobertas e estimar os volumes de hidrocarbonetos *in place* e a economicidade das jazidas. Após a avaliação, caso as descobertas sejam comercialmente viáveis, o contratado, em decisão unilateral, isto é, sem a necessidade de aprovação da ANP, decide pela apresentação da Declaração de Comercialidade à Agência.

A apresentação de uma Declaração de Comercialidade é o ápice da fase de exploração, sinalizando que o contratado avaliou como economicamente viável a produção de uma acumulação, com a consequente criação de uma área de desenvolvimento e a respectiva passagem para a fase de produção. Assim, cruza-se a

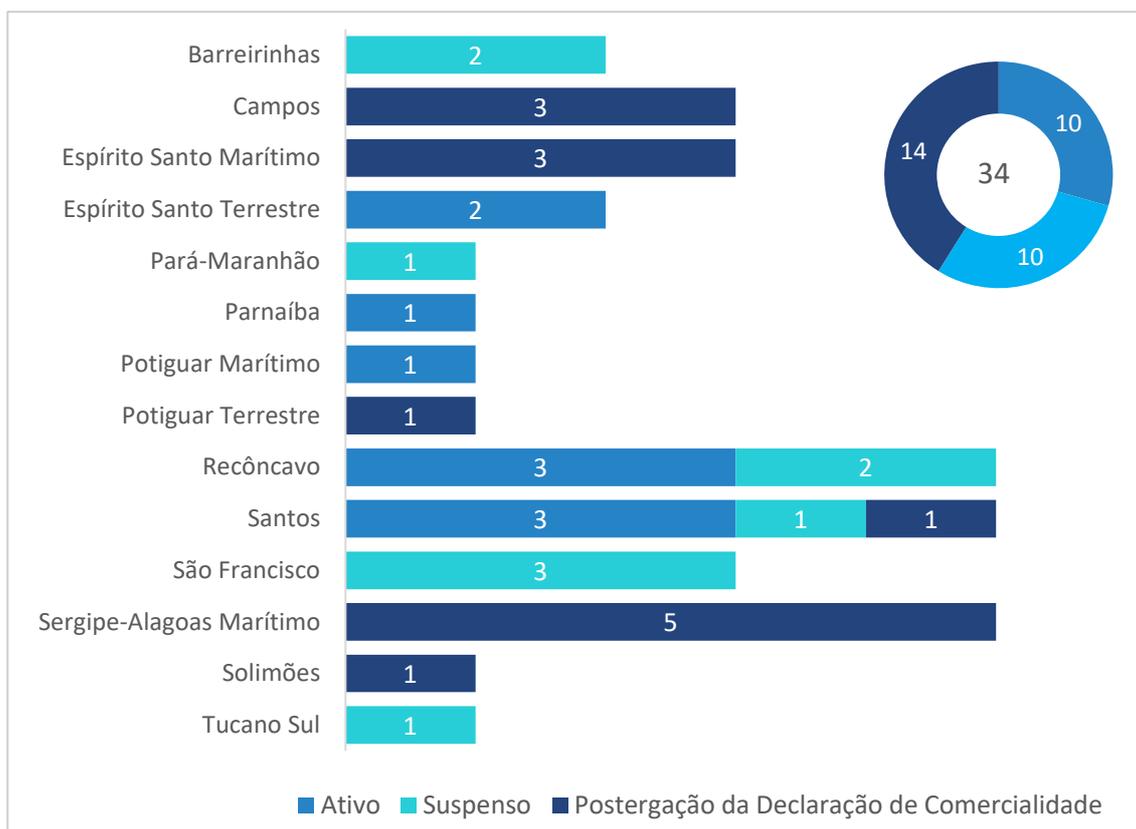
fronteira que separa a fase de exploração da fase de produção. Caso contrário, a fase de exploração é encerrada com a devolução da área avaliada à União.

Antes de sua finalização, um PAD em andamento pode se encontrar em três situações, a saber:

- ◆ ativo, no qual estão sendo executadas atividades de avaliação;
- ◆ suspenso, normalmente motivado por questões associadas ao licenciamento ambiental; ou
- ◆ em postergação da Declaração de Comercialidade¹², no qual o contrato ficará suspenso em relação à área anteriormente retida para a avaliação da descoberta.

No Gráfico 21, observa-se a situação dos PADs em andamento por bacia, em 31/12/2021.

Gráfico 21: Situação dos PADs em andamento por bacia em 31/12/2021



Destarte, ao final do ano de 2021, havia 34 áreas sob avaliação¹³. Desse montante, nove encontravam-se ativas, das quais quatro em ambiente marítimo (três

¹² As hipóteses para as quais o contratado poderá solicitar a Postergação da Declaração de Comercialidade estão estabelecidas nos contratos de E&P (vide <http://rodadas.anp.gov.br>).

¹³ Adicionalmente, em 31/12/2021, havia três PADs apresentados, porém em análise pela ANP.

na bacia de Santos) e seis em ambiente terrestre, com destaque para a bacia do Recôncavo, que liderava com três PADs.

Comparado ao ano de 2021, 41 áreas encontravam-se em avaliação ao final de 2020. Nesse contexto, a diferença de sete PADs a menos ao término de 2021 se deve à:

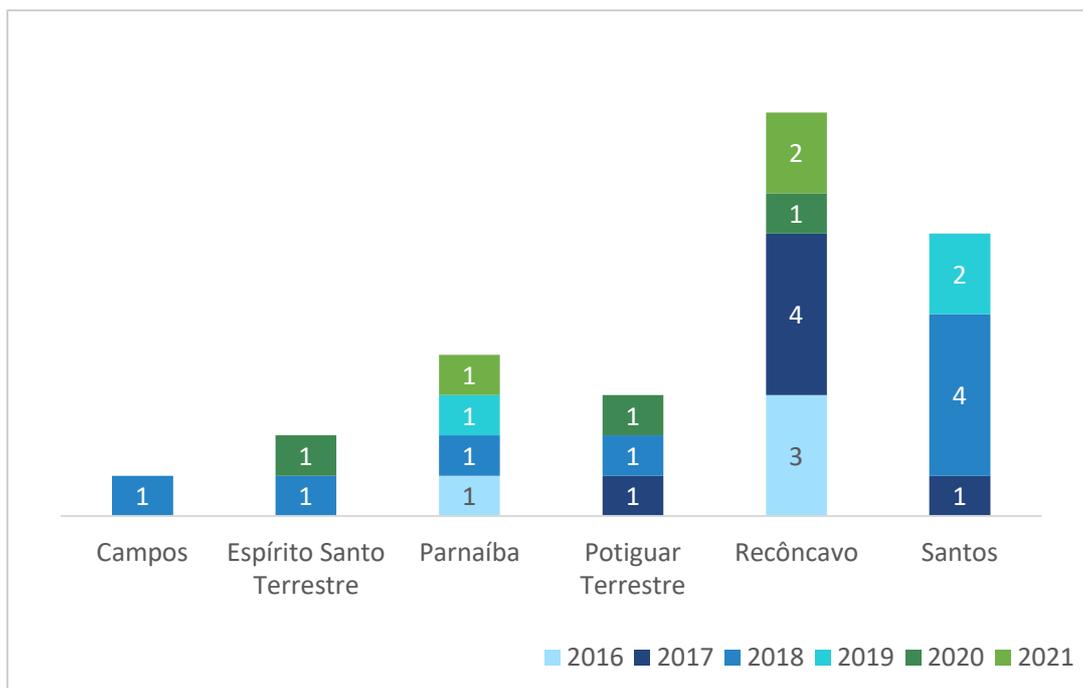
- ◆ conclusão de seis PADs sem a apresentação das Declarações de Comercialidade, tendo sido devolvidas as respectivas áreas;
- ◆ conclusão de três PADs com a apresentação das Declarações de Comercialidade e passagem dos contratos para a fase de produção;
- ◆ integração de dois PADs resultando em um único plano; e
- ◆ iniciação de três PADs.

Em relação aos PADs suspensos, o ano de 2021 foi finalizado com dez, sendo seis em bacias nas quais há entraves associados a questões de caráter ambiental, tais como Barreirinhas, Pará-Maranhão e São Francisco. O cenário referente aos PADs suspensos manteve-se o mesmo quando comparado ao ano de 2020, indicando que não houve evolução no sentido da solução dos entraves existentes.

Especialmente para o caso dos PADs suspensos, preocupa a ausência de perspectiva quanto ao momento em que serão retomadas as atividades de avaliação outrora planejadas. A apropriação de reservas e a futura produção de hidrocarbonetos também dependem dos resultados obtidos nesses PADs.

Ao final de 2021, 14 PADs encontravam-se em postergação da Declaração de Comercialidade, entre os quais seis na margem leste, três na bacia de Campos e três na bacia marítima do Espírito Santo.

Analisando a parcela que consigna o sucesso de uma campanha exploratória, o Gráfico 22 exibe o número de Declarações de Comercialidade por bacia para o período de 2016 a 2021.

Gráfico 22: Declarações de Comercialidade por bacia entre 2016 e 2021

Observa-se no Gráfico 22 que, em seis anos, houve um total de 27 novas áreas de desenvolvimento declaradas, sendo três destas efetivadas no ano de 2021.

Cabe lembrar que muito embora a decisão pela apresentação da Declaração de Comercialidade pelo operador seja unilateral, a Agência analisa o RFAD e somente após a aprovação desse documento é que a Declaração de Comercialidade é efetivada.

A respeito das Declarações de Comercialidade efetivadas no ano de 2021, uma se deu na bacia do Parnaíba e as outras duas na bacia do Recôncavo, conforme indicado a seguir:

- ◆ bacia do Parnaíba: operador Eneva (área de desenvolvimento de Gavião Belo); e
- ◆ bacia do Recôncavo: operador Alvo Petro (área de desenvolvimento de Murucutu) e Slim Drilling (área de desenvolvimento de Tiriba).

No âmbito das 27 Declarações de Comercialidade efetivadas para o período de 2016 a 2021, foram informados cerca de 15,8 bilhões de bbl de óleo *in place* (P50) e 25,4 bilhões de m³ de gás natural *in place* (P50).

As Figuras 2 e 3 representam graficamente a apropriação de volumes de óleo e gás *in place*. Nesses gráficos, o tamanho da circunferência representa apenas se a soma dos volumes referentes a uma bacia é maior ou menor quando comparado com outra circunferência de outra bacia.

Figura 2: Comparação do somatório de volumes de óleo *in place* por bacia informados nas Declarações de Comercialidade efetivadas

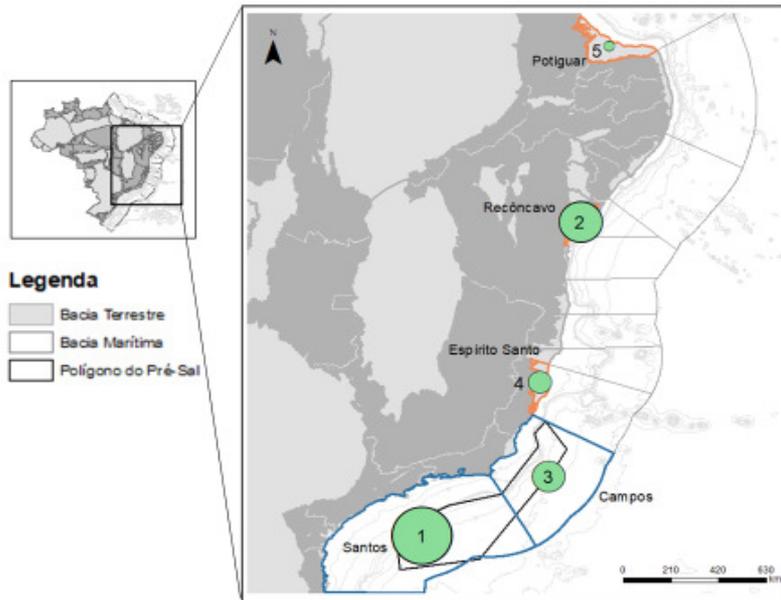
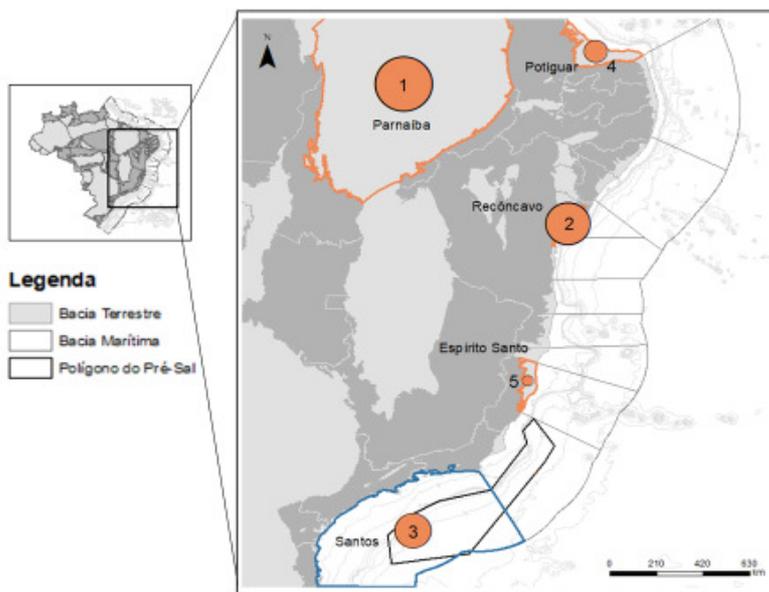


Figura 3: Comparação do somatório de volumes de gás natural *in place* por bacia informados nas Declarações de Comercialidade efetivadas



No contexto de Declarações de Comercialidade não efetivadas no ano de 2021, considerando que os respectivos RFADs ainda se encontravam em análise pela ANP ao término desse ano, foram apresentadas nove Declarações de Comercialidade. Destas,

destacam-se sete da bacia de Sergipe-Alagoas apresentadas pela Petrobras. Essas Declarações de Comercialidade se originaram de blocos exploratórios localizados em águas profundas. Após a efetivação dessas Declarações de Comercialidade, serão definidas as seguintes áreas de desenvolvimento: Agulhinha, Agulhinha Oeste, Budião, Budião Noroeste, Budião Sudeste, Cavala e Palombeta. As outras Declarações de Comercialidade cujos RFADs encontravam-se em análise ao término de 2021 estão associadas à bacia de Campos (área de desenvolvimento de Wahoo) e à bacia do Recôncavo (área de desenvolvimento de Murucutu Sul).

Incluídas as Declarações de Comercialidade ainda não efetivadas ao término de 2021, foram apresentadas 36 Declarações de Comercialidade no período compreendido entre 2016 e 2021. Nesse contexto, as 12 Declarações de Comercialidade do ano de 2021 suplantam com vantagem os números de cada um dos anos da série histórica abordada neste relatório.

Adicionando-se os volumes de óleo e gás natural *in place* associados às nove Declarações de Comercialidade ainda não efetivadas em 2021 aos volumes das 27 Declarações de Comercialidade efetivadas no período 2016 a 2021, atinge-se cerca de 16,7 bilhões de bbl de óleo *in place* (P50) e 123,0 bilhões de m³ de gás natural *in place* (P50).

2.6 Índices de Sucesso Exploratório Geológico e Econômico

Para a avaliação do sucesso exploratório, no presente documento foram calculados os índices de sucesso exploratório geológico e de sucesso exploratório econômico considerando premissas pré-estabelecidas. Os resultados obtidos através do cálculo de tais índices permite compreender como se dá a perspectiva de sucesso ao longo da campanha exploratória de uma determinada área, de um conjunto de áreas ou de uma bacia.

Em comparação com o Relatório Anual de Exploração 2020, no presente relatório foram adicionados os resultados do Índice de Sucesso Exploratório Geológico (ISEG) com o objetivo de apresentar, para o período compreendido entre 1998 e 2021, o que se compreende como fato precursor para eventual atingimento do sucesso econômico na fase de exploração, isto é, a detecção de indícios de hidrocarbonetos. Uma eventual Declaração de Comercialidade (sucesso econômico) passa anteriormente pela detecção de indícios de hidrocarbonetos a partir da perfuração de um poço exploratório (sucesso geológico). Nesse contexto, portanto, comparativamente, os resultados do ISEG serão sempre superiores aos do Índice de Sucesso Exploratório Econômico (ISEE).

Ainda que não seja o objetivo da consolidação apresentada neste relatório, é importante lembrar que, em conjunto com a avaliação de outros dados, os resultados desses índices referentes às áreas/bacias específicas podem, por exemplo, auxiliar na definição de uma nova fronteira exploratória. Um benefício específico do conhecimento prévio de tais indicadores é que, a partir das taxas de sucesso em áreas/bacias específicas, conjugando-se com outras informações, os contratados podem decidir pelo investimento mais robusto na realização de outras atividades exploratórias que

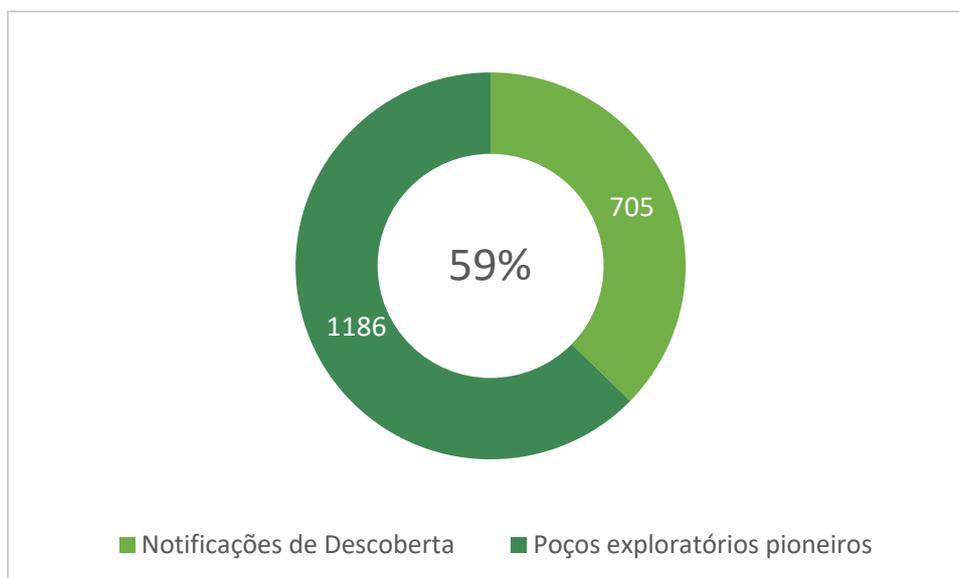
antecedem a tomada de decisão pela perfuração de um poço exploratório e/ou da melhor localização a ser perfurada.

Dessa forma, para o exercício apresentado no presente relatório algumas premissas foram utilizadas:

- (i) período compreendido entre 1998 e 2021¹⁴;
- (ii) poços exploratórios perfurados e concluídos em blocos sob contrato no período de 1998 a 2021;
- (iii) poços exploratórios pioneiros, isto é, categorias de 1 e 4, conforme definição apresentada na Resolução ANP nº 699/2017;
- (iv) exclusão dos poços repetidos, conforme definição apresentada na Resolução ANP nº 699/2017;
- (v) inclusão dos poços exploratórios 2-ANP-1-RJS e 2-ANP-2A-RJS e das Declarações de Comercialidade associadas aos campos de Búzios e Mero¹⁵, respectivamente, ainda que tais poços sejam categorizados como estratigráficos, considerando, entretanto, que efetivamente cumpriram o papel de pioneiros no âmbito das descobertas que deram origem aos campos em tela; e
- (vi) Notificações de Descoberta associadas aos poços exploratórios pioneiros.

As Figuras 4 e 5 apresentam os resultados do ISEG em acordo com as premissas acima estabelecidas. Na Figura 4 é apresentado o índice global e na Figura 5 o índice é segregado em acordo com o ambiente: marítimo e terrestre.

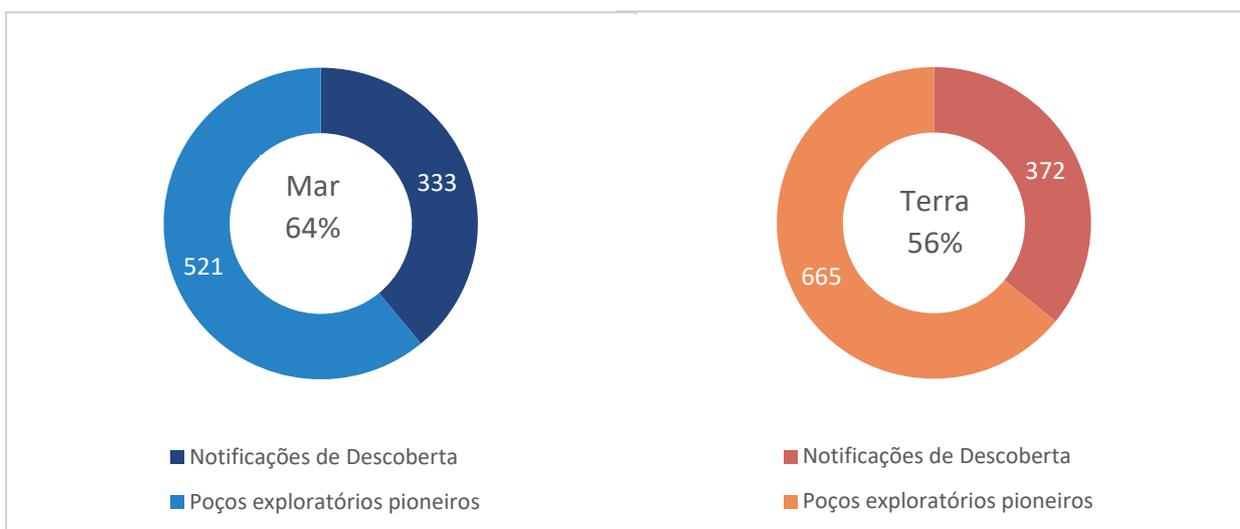
Figura 4: ISEG global no período 1998-2021



¹⁴ O ano de 1998 marcou o início das atividades da ANP.

¹⁵ As Declarações de Comercialidade associadas aos campos de Búzios e Mero foram apresentadas em dezembro de 2013 e novembro de 2017, respectivamente.

Figura 5: ISEG por ambiente no período 1998-2021



Levando-se em consideração as figuras acima, para o período 1998 a 2021, é possível concluir que:

- ◆ o ISEG global no Brasil foi de pouco mais de 59%;
- ◆ o ISEG para o ambiente marítimo no Brasil foi de aproximadamente 64%; e
- ◆ o ISEG para o ambiente terrestre no Brasil foi de aproximadamente 56%.

Os resultados do ISEG indicam um sucesso que supera os 50% tanto para o ambiente marítimo como para o terrestre. De qualquer forma, um ISEG global superior a 50% indica que, para o período 1998 a 2021, mais da metade dos poços pioneiros perfurados resultaram na constatação de indícios de hidrocarbonetos. A constatação de indícios de hidrocarbonetos para mais da metade dos poços exploratórios pioneiros perfurados, conjuntamente com as informações obtidas ao longo da campanha exploratória no âmbito dos respectivos blocos sob contrato, certamente foi utilizada pelos contratados com o objetivo de decidir sobre a pertinência da proposição de PADs.

As Figuras 6 e 7 apresentam os resultados do ISEE também em acordo com as premissas anteriormente mencionadas. Na Figura 6 é apresentado o índice global e na Figura 7 o índice é segregado em acordo com o ambiente: marítimo e terrestre.

Figura 6: ISEE global no período 1998-2021

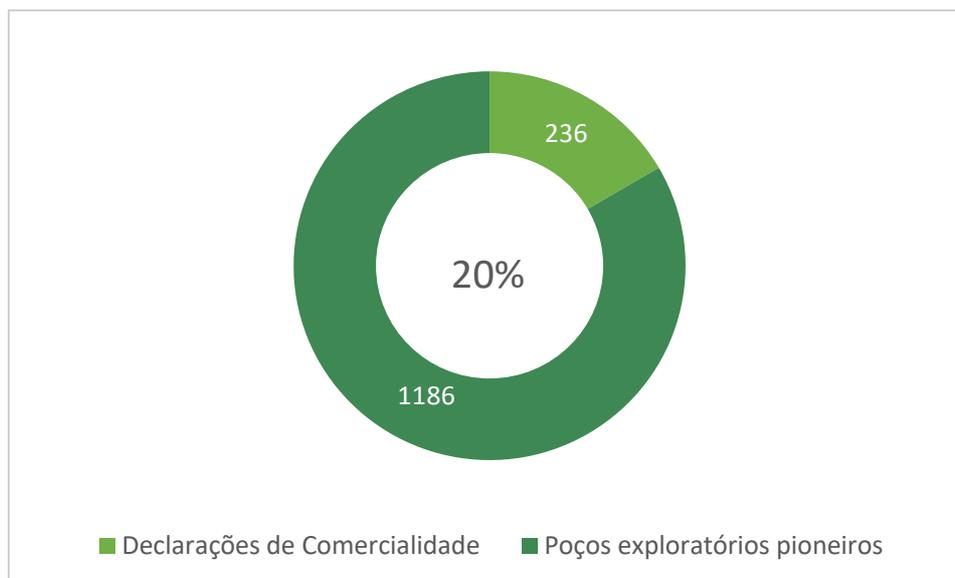
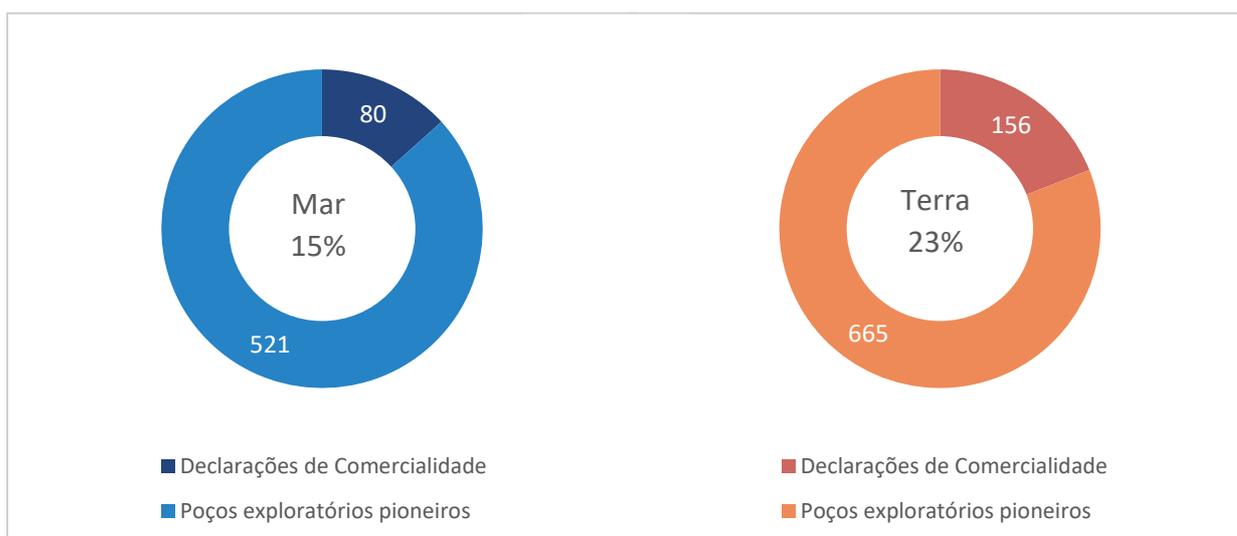


Figura 7: ISEE por ambiente no período 1998-2021



Assim, para o período 1998 a 2021, é possível concluir que:

- ◆ o ISEE global no Brasil foi de 20%;
- ◆ o ISEE para o ambiente marítimo no Brasil foi de pouco mais de 15%; e
- ◆ o ISEE para o ambiente terrestre no Brasil foi de pouco mais de 23%.

No contexto dos resultados do ISEE, é importante ressaltar que, frente à consolidação apresentada no Relatório Anual de Exploração 2020, para o presente relatório houve um melhor tratamento das informações contidas nas bases de dados da ANP, razão pela qual os resultados ora apresentados apresentam maior confiabilidade.

No que se refere aos resultados do ISEE para o período 1998 a 2021, mantém-se o perfil de análise já apresentada Relatório Anual de Exploração 2020, isto é, o fato de não surpreender que o ISEE para o ambiente terrestre supere o do ambiente marítimo. Outrossim, é mais provável que uma jazida se torne comercial no ambiente terrestre, considerando os menores volumes de investimentos necessários para o seu desenvolvimento e produção. De qualquer forma, a determinação do ISEE para todo o segmento pode guardar imprecisão, considerando que a determinação da viabilidade técnico-econômica de cada projeto é realizada a partir de critérios e parâmetros que são particulares de cada empresa.

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

2.7 Previsão de Investimentos na Fase de Exploração para 2022

No âmbito do presente capítulo, foi apresentado o desempenho do segmento de exploração de petróleo e gás natural associado aos blocos sob contrato para o período de 2016 a 2021. Em continuidade, tendo em vista as informações encaminhadas pelos operadores no âmbito do PAT/OAT do ano de 2022, é possível exercitar as expectativas sobre o desempenho desse segmento no que se refere às atividades e respectivos investimentos previstos para o próximo ano.

Importa lembrar que o PAT é o conjunto de atividades previstas a serem realizadas pelo contratado no decorrer de um ano civil da fase exploratória do contrato de E&P. Já o OAT corresponde ao detalhamento de despesas e investimentos previstos na execução do respectivo PAT no decorrer do mesmo ano civil. O envio do PAT/OAT é obrigatório, conforme estabelecido nos contratos, sendo encaminhado no mês de outubro de cada ano e inclui as previsões para o ano subsequente.

O Quadro 8 sumariza o quantitativo de atividades e investimentos previstos no país na fase de exploração para o ano de 2022. Importante recordar que, no presente relatório, no que se refere aos levantamentos geofísicos, é disponibilizada a consolidação relativa apenas aos levantamentos sísmicos 2D, sísmico 3D, gravimétricos e magnetométricos, tecnologias mais relevantes no âmbito de uma campanha exploratória.

Quadro 8: Investimentos previstos na fase de exploração em 2022

Poços	Quantidade		Investimento (milhão R\$)	
	30		2.625	
Levantamentos geofísicos	Exclusivos		Não Exclusivos	
	Quantidade	Investimento (milhão R\$)	Quantidade	Investimento (milhão R\$)
Gravimetria/Magnetometria (Km)	959	182	-	2
Sísmica 2D (Km)	15.008		75	
Sísmica 3D (Km ²)	13.328		-	
Atividades acessórias ¹⁶	Investimento (milhão R\$)			
	557			
Investimento total (milhão R\$)	3.366			

No que se refere à perfuração de poços exploratórios, está prevista para o ano de 2022 a perfuração de 30 poços. A se confirmar tal perspectiva, este quantitativo suplantaria o melhor ano da série histórica abordada neste relatório, o ano de 2019, no qual foram perfurados 27 poços.

Em relação aos levantamentos sísmicos, caso se confirme a perspectiva apontada no Quadro 8, o cenário para 2022 deverá ser bastante positivo considerando que o quantitativo de dados exclusivos levantados, seja para sísmica 2D (15.008 Km) ou sísmica 3D (13.328 Km²), ultrapassará o somatório de dados levantados nos anos da série histórica, isto é, 5.417 Km de sísmica 2D e 894 Km² de sísmica 3D.

Quanto à gravimetria e magnetometria, que juntas somam uma previsão de 959 km de dados de caráter exclusivo no ano de 2022, caso confirmado, este quantitativo representaria em apenas um ano quase 60% do total de dados levantados entre 2016 e 2021 (1.660 km).

É importante ressaltar que, do ponto de vista da aquisição de dados exclusivos, o cenário para 2022, caso ratificado, representará a retomada de tais atividades, tendo

¹⁶ Abrangem processamento e interpretação de dados, estudos de geologia e geofísica e licenciamento ambiental.

em vista que, nos anos de 2020 e 2021, não foram registrados levantamentos associados.

Tendo em conta as informações acima apresentadas, o montante estimado de investimentos para o ano de 2022 na fase de exploração atinge o valor de R\$ 3,4 bilhões de reais entre atividades exploratórias e atividades acessórias. Desse total, a perfuração de poços exploratórios representa quase 80%.

Finalmente, o Quadro 9 apresenta os investimentos de maior relevância previstos na fase de exploração para o ano de 2022, segregados por ambiente.

Quadro 9: Investimentos previstos na fase de exploração em 2022 por ambiente

Atividades	Mar		Terra	
	Quantidade	Investimento (milhão R\$)	Quantidade	Investimento (milhão R\$)
Poço	8	2.432	22	193
Gravimetria/Magnetometria (Km)	-	143	959	39
Sísmica 2D Exclusiva (Km)	13.146		1.862	
Sísmica 3D Exclusiva (Km ²)	13.327		1	

CAPÍTULO 3

AÇÕES DE MODERNIZAÇÃO REGULATÓRIA E DE APRIMORAMENTO DE GESTÃO DA INFORMAÇÃO



CAPÍTULO 3

AÇÕES DE MODERNIZAÇÃO REGULATÓRIA E DE APRIMORAMENTO DE GESTÃO DA INFORMAÇÃO

O presente capítulo propõe-se a apresentar as ações empreendidas pela ANP no ano de 2021 com vistas a incrementar a performance do segmento de exploração de petróleo e gás natural, atrair investimentos para o país, ampliar o conhecimento geológico das bacias sedimentares brasileiras e aumentar continuamente as reservas e a produção de petróleo e gás natural.

Nesse contexto, merece destaque a publicação da Resolução ANP nº 845/2021 e as ações relacionadas à gestão das informações da fase de exploração.

3.1 Medidas Regulatórias

3.1.1 *Publicação da Resolução ANP nº 845/2021*

Em substituição à Resolução ANP nº 30/2014, foi publicada, em 2021, a Resolução ANP nº 845/2021, que dispõe sobre o PAD, o RFAD e a Declaração de Comercialidade.

A primeira inovação a ser destacada foi a limitação da abrangência do ato normativo à fase de exploração. Dessa forma, novas descobertas na fase de produção passaram a ser reguladas e fiscalizadas pela Superintendência de Desenvolvimento e Produção (SDP). Como consequência, houve redução de trâmites burocráticos internos e externos, tendo em vista que as informações sobre um determinado contrato em fase de produção ficaram concentradas em uma única superintendência, a SDP.

Outra melhoria relevante proporcionada pela resolução foi uma melhor estruturação dos principais marcos, ações e atividades previstos durante o curso do PAD, trazendo definições e diretrizes que facilitaram a compreensão pelos agentes regulados dessa importante etapa do contrato de E&P, tais como: ponto de decisão, Comunicado dos Compromissos Contingentes, data de término das atividades, período de conclusão e data de inativação do PAD.

Cabe ressaltar que a introdução do período de conclusão concedeu ao contratado o prazo de 60 dias para a elaboração do RFAD e, quando couber, para a tomada de decisão quanto à Declaração de Comercialidade. Antigamente, o RFAD era elaborado concomitante à execução das atividades do PAD, contudo, por entender ser mais coerente a elaboração do RFAD após a realização das atividades de avaliação, justamente por ser um documento que congrega e analisa todas as informações relevantes associadas a essas atividades, a SEP estabeleceu ao contratado 60 dias adicionais, sendo, porém, vedada a realização de atividades de avaliação nesse período.

Ademais, foi prevista no âmbito do RFAD a necessidade de apresentação da análise econômica utilizada para subsidiar a decisão quanto à declaração ou não da comercialidade da área. A inclusão desse dispositivo tem sido importante para que a agência compreenda com maior profundidade a dinâmica da indústria de E&P, principalmente no que tange aos fatores decisivos relacionados à decisão de investimento em determinada área. Importante destacar também que foi estabelecido o prazo de 60 dias para a análise do RFAD pela ANP, assim como de seus complementos.

Com a Resolução ANP nº 845/2021 passou-se a admitir qualquer atividade de avaliação como compromisso firme mínimo do PAD, desde que tal atividade permita avaliar adequadamente a jazida. Dessa forma, deixou-se de exigir que o PAD contemplasse obrigatoriamente a perfuração de um poço e a execução de um Teste de Formação (TFR) ou de um Teste de Longa Duração (TLD). Todavia, para conferir efetividade à Declaração de Comercialidade, estabeleceu-se a obrigatoriedade de a jazida ter sido avaliada por um TFR ou por um TLD. Adicionalmente, foi possibilitada a utilização de dados pretéritos de TFRs para fins de efetivação da Declaração de Comercialidade, caso estes testes tenham sido executados durante a vigência do contrato de E&P.

Se, por um lado, a SEP entende que outras atividades além da perfuração de um poço e da realização de um teste de poço podem permitir a adequada avaliação de uma jazida, por outro, compreende a necessidade de realização de um teste de poço para a efetivação da Declaração de Comercialidade. Essa última exigência tem como objetivo evitar que jazidas sejam declaradas comerciais sem que a produtividade de seus reservatórios tenha sido testada. Convém destacar que, uma vez que determinadas atividades executadas para o cumprimento do PEM podem ser consideradas como atividades de avaliação da jazida, a utilização de dados anteriores ao PAD tem contribuído para simplificar e agilizar essa etapa da fase de exploração.

3.2 Gestão da Informação

3.2.1 Publicação do Painel Dinâmico da Fase de Exploração

Publicado em maio de 2021, o Painel Dinâmico da Fase de Exploração é uma forma interativa de visualização dos dados relativos à primeira fase dos contratos de E&P. Esse projeto faz parte de um esforço contínuo da SEP para garantir maior transparência à gestão desses contratos.

O painel apresenta diferentes dados associados aos blocos sob contrato, consolidando informações sobre os contratos de E&P e sobre as etapas relacionadas ao PEM, à avaliação de descobertas e à Declaração de Comercialidade, a saber:

- ◆ blocos sobre contrato: apresenta uma visão geral da fase de exploração, incluindo o quantitativo, a área (Km²), o operador, a localização por bacia, o status (ativo ou suspenso), a etapa e a rodada de licitações;
- ◆ poços exploratórios: disponibiliza dados relativos aos poços de categorias de 1 a 6 perfurados em blocos exploratórios a partir de 2019;

- ◆ Notificações de Descoberta: reúne informações sobre as Notificações de Descoberta em poços exploratórios a partir de 2019;
- ◆ PADs: apresenta informações acerca dos planos em andamento, incluindo o status dos planos (ativo, suspenso ou em postergação de Declaração de Comercialidade) e respectivos cronogramas, com informações de início efetivo e de término previsto; e
- ◆ Declarações de Comercialidade: traz dados sobre as Declarações de Comercialidade efetivadas a partir de 2019.

Os dados disponíveis no Painel Dinâmico da Fase de Exploração são atualizados diariamente, permitindo ao usuário acompanhar a evolução dos blocos e respectivos contratos ao longo da fase de exploração quase que em tempo real. Através da aplicação de filtros é possível obter diferentes visualizações dos gráficos e tabelas e, conseqüentemente, realizar comparações sob diversas perspectivas.

O painel encontra-se em constante desenvolvimento, estando prevista para o ano de 2022 a ampliação das informações divulgadas, com a publicação dos dados desde 1998, ano de criação da ANP, para PADs classificados como inativos, Declarações de Comercialidade e poços exploratórios perfurados, sendo possível observar os poços que apresentaram Notificação de Descoberta.

3.2.2 Projeto de Aprimoramento da Gestão da Informação

A Lei nº 12.527, de 18 de novembro de 2011, conhecida como Lei de Acesso à Informação, regulamentou o direito constitucional de acesso dos cidadãos às informações de interesse coletivo ou geral.

Foi instituída aos órgãos públicos a obrigação de promover a publicação e a divulgação de informações por estes produzidas ou custodiadas sobre as quais não recaia vedação expressa de acesso, sendo estabelecida a observância da publicidade como preceito geral e do sigilo como exceção. Ainda, tais informações devem ser divulgadas independentemente de solicitação e em local de fácil acesso.

Buscando atender à referida lei e aos seus regulamentos, a SEP elaborou o projeto de aprimoramento da gestão das informações relativas à atividade exploratória no território nacional.

No âmbito desse projeto, foi realizado, em 2021, um diagnóstico preliminar sobre o conjunto das informações atualmente publicadas pela superintendência. O diagnóstico levantou o conteúdo, a periodicidade de atualização, a responsabilidade pela geração e atualização e o monitoramento da qualidade das informações divulgadas.

A partir do diagnóstico preliminar foram identificadas as seguintes etapas necessárias à divulgação das informações de forma simples, sistemática e regular: (i) sistematização de premissas; (ii) padronização de terminologias; (iii) redesenho do conjunto de informações a serem publicadas; e (iv) reestruturação da governança de gestão da informação.

Espera-se que, com a conclusão da etapa inicial e com a execução das etapas supramencionadas, o contínuo aprimoramento da gestão das informações associadas à fase de exploração com vistas à sua disponibilização para a sociedade de maneira proativa, independentemente de requerimento. Desse modo, busca-se fortalecer a cultura da transparência, possibilitando aos cidadãos o controle social da administração pública.



anp
Agência Nacional
do Petróleo,
Gás Natural e Biocombustíveis

