

RELATÓRIO ANUAL DE EXPLORAÇÃO

2020

Superintendência de Exploração - SEP



anp
Agência Nacional
do Petróleo,
Gás Natural e Biocombustíveis

RELATÓRIO ANUAL DE EXPLORAÇÃO

2020

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

Dirceu Cardoso Amorelli Junior

José Cesário Cecchi

Raphael Moura (diretor substituto)

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 2020

Coordenador-geral

Edson Marcello Peçanha Montez

Coordenadora de dados

Thamila Bastos de Menezes

Elaboração

Camila da Silva Gomes

Edson Marcello Peçanha Montez

Rosana de Rezende Andrade

Thamila Bastos de Menezes

Idealização e Revisão

Daniela Moreira de Melo

Edson Marcello Peçanha Montez

Fabio de Albuquerque Caldeira Brant

Marina Abelha

Agradecimentos

Ana Paula Aredo Castiglione

Andre Regra

Gabriel Bastos Pereira

Hugo Oliveira Dias

Luiz Henrique de Oliveira Bispo

Projeto Visual

João Carlos Machado

Luiz Henrique Vidal Ferraz

APRESENTAÇÃO

Instituída mediante a Lei nº 9478/1997, a ANP tem atuado intensamente visando cumprir sua obrigação legal de promover a regulação, a contratação e a fiscalização das atividades econômicas integrantes da indústria do petróleo, do gás natural e dos biocombustíveis. Desde então, sob o regime de concessão, foram realizadas 16 rodadas de blocos exploratórios, 4 de campos maduros e 2 de Oferta Permanente e, sob o regime de partilha de produção, 6 rodadas do pré-sal para blocos exploratórios, com resultados que elevaram o Brasil a uma condição de destaque na produção e exportação de petróleo e gás natural.

A partir da assinatura do contrato de exploração e produção, as empresas contratadas passam a empreender atividades exploratórias com o objetivo de descoberta de petróleo e gás natural. A fase de exploração configura-se como de alto risco, compreendendo elevados investimentos, sem a garantia de sucesso na descoberta comercial de jazidas. Por outro lado, cabe lembrar que o sucesso do pré-sal, o protagonismo das bacias de Santos e Campos, a longevidade das bacias maduras terrestres do Recôncavo, Potiguar, Espírito Santo Terra e Sergipe-Alagoas Terra, e os mais recentes campos de gás da Bacia do Parnaíba, por exemplo, resultam dos esforços exploratórios empreendidos pelos contratados em atuação no país. O segmento de exploração é responsável também pela geração de empregos e avanço da fronteira tecnológica. Como será possível verificar no presente relatório, apenas para o ano de 2021 estão previstos investimentos em atividades exploratórias que superam os 6,4 bilhões de reais.

Em outra vertente, em atendimento ao Decreto nº 8.777/2016, com o intuito de promover a publicação de dados e aprimorar a sua cultura de transparência, a ANP, como centro de referência em dados e informações sobre a indústria de petróleo e gás natural, vem trabalhando continuamente com o objetivo de ampliar a divulgação de informações à sociedade. A constante divulgação de produtos como o Anuário Estatístico, relatórios e estudos técnicos e um sem-número de dados no sítio da agência na rede mundial de computadores têm a função de cumprir esse objetivo. Assim, a publicação do 1º Relatório Anual de Exploração cumpre a função de apresentar à sociedade informações relativas ao desempenho do segmento de exploração de petróleo e gás natural brasileiro para o período 2016 a 2020.

É com muita satisfação que a ANP publica o 1º Relatório Anual de Exploração. Desejo que esse relatório estimule discussões e auxilie na elaboração de outros estudos e documentos técnicos que contribuam para o planejamento de ações que resultem no crescimento do segmento de exploração de petróleo e gás natural no Brasil. Boa leitura a todos.

José Cesário Cecchi
Diretor

PREFÁCIO

Como parte da sua competência regimental, cabe à Superintendência de Exploração (SEP) propor a regulamentação e fiscalizar as atividades relativas à fase de exploração dos contratos de E&P. No cumprimento de suas atribuições, os fiscais da SEP lidam diariamente com um vasto conjunto de dados e informações que permitem avaliar a aderência da atuação dos contratados à regulamentação da ANP, bem como do desempenho destes no âmbito da realização das atividades exploratórias. Grande parte destes dados são alimentados remotamente pelos contratados e avaliados pelos fiscais em sistemas informatizados da ANP.

A percepção de que parte destas informações poderia compor um relatório, que possibilitasse à sociedade compreender a dinâmica e o desempenho do segmento de exploração no país, motivou a elaboração deste 1º Relatório Anual de Exploração. Para tanto, foi realizado um grande esforço de levantamento, consolidação e interpretação de informações que foram estruturadas sob a forma de gráficos, quadros e textos. Nesse primeiro relatório priorizou-se apresentar as informações relativas ao desempenho do segmento de exploração nos últimos 5 anos, isto é, entre 2016 e 2020. Ainda que a ANP disponha de informações pretéritas e que, eventualmente, sejam mencionadas informações anteriores à série histórica em questão, compreendeu-se que o esforço de análise e consolidação para períodos anteriores poderia postergar a publicação desse primeiro relatório. Desde já, afirmo que esse pode ser considerado um desafio futuro. Afinal, é nossa meta que, a partir de agora, este relatório seja publicado anualmente.

De forma a direcionar a leitura, o relatório encontra-se dividido em 4 capítulos. No primeiro é apresentado um panorama dos contratos na fase de exploração nos últimos 5 anos. Nesse capítulo, um amplo conjunto de informações sobre os blocos sob contrato é disponibilizado, sendo que, inicialmente, é realizada uma breve contextualização do cenário econômico e associado à pandemia da Covid-19, característicos do período tratado. O capítulo 2 traz informações sobre o volume de atividades exploratórias realizadas no período de interesse. Informações relativas aos poços exploratórios perfurados e levantamentos geofísicos realizados estão em destaque. Ainda nesse capítulo, é abordada a parcela de informações associada ao sucesso das campanhas exploratórias. Notificações de descoberta, planos de avaliação de descobertas e declarações de comercialidade são destacadas. Já em um viés associado ao planejamento, os capítulos seguintes focam nos esforços já empreendidos pela ANP e nas perspectivas futuras visando a ampliação das atividades e o crescimento do segmento de exploração. O capítulo 3 aborda algumas ações já implementadas pela Agência visando o incremento das atividades exploratórias, enquanto o capítulo 4 apresenta uma breve avaliação sobre as perspectivas para o segmento, incluindo informações sobre as previsões de investimentos para o ano de 2021.

Espero que o 1º Relatório Anual de Exploração possa gerar discussões e, por consequência, ações que impulsionem o segmento de exploração e o setor de petróleo e gás natural rumo ao seu crescimento e à geração de benefícios para a sociedade brasileira. Em tempo, agradeço fortemente a toda equipe da SEP, que trabalha com dedicação para alcançarmos os melhores resultados para o país.

Marina Abelha
Superintendente de Exploração

SUMÁRIO

Sumário Executivo	8
Capítulo 1 – Panorama dos Contratos na Fase de Exploração	13
1.1 Breve contextualização do Cenário Econômico nos Últimos Anos	14
1.2 Panorama dos Contratos na Fase de Exploração nos Últimos 5 anos	16
Capítulo 2 – Atividades Exploratórias	28
2.1 Poços Exploratórios e Sondas	29
2.1.1 Poços	30
2.1.2 Sondas	33
2.2 Aquisição de Dados Exclusivos	37
2.3 Notificações de Descobertas	39
2.4 Planos de Avaliação de Descobertas e Declarações de Comercialidade	41
2.5 Índice de Sucesso Exploratório Econômico	46
Capítulo 3 – Ações de Incentivo às Atividades Exploratórias	49
3.1 Medidas Estruturantes	50
3.1.1 Calendário Plurianual de Rodadas de Licitações	50
3.1.2 Oferta Permanente	52
3.1.3 Flexibilização das Regras de Conteúdo Local	53
3.2 Medidas Regulatórias Implementadas sob a Gestão da SEP	53
3.2.1 Resolução ANP N° 708/2017	53
3.2.2 Resolução ANP N° 815/2020	55
Capítulo 4 – Destaques Recentes e Perspectivas Futuras	56
4.1 Destaques Recentes em <i>Plays</i> Exploratórios	57
4.1.1 Bacia do Parnaíba	58
4.1.2 Bacia do Espírito Santo	60
4.2 Previsão de Investimentos na Fase de Exploração para 2021	65
4.3 O Potencial de Novas Áreas Exploratórias	67

ABREVIATURAS E SIGLAS

ANP: Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

bbbl: barril

CNPE: Conselho Nacional de Política Energética

DC: Declaração de Comercialidade

E&P: Exploração e Produção

IGP-DI: Índice Geral de Preços - Disponibilidade Interna

ISEE: Índice de Sucesso Exploratório Econômico

Km: quilômetro

Km²: quilômetro quadrado

m³: metro cúbico

MM: milhão

PAD: Plano de Avaliação de Descobertas de Petróleo ou Gás Natural

PAT/OAT: Programa Anual de Trabalho e Orçamento

PEM: Programa Exploratório Mínimo

R\$: real

US\$: dólar americano

VOIP: Volume de Óleo *In Place*

VGIP: Volume de Gás *in Place*

SUMÁRIO EXECUTIVO

O 1º Relatório Anual de Exploração apresenta o panorama do desempenho do segmento de exploração de petróleo e gás natural no Brasil no período 2016 a 2020. 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 a 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. Tal fato ocorreu em consonância com a irrupção da pandemia da Covid-19, que contribuiu para a redução da atividade econômica e da demanda por energia em escala global.

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 assinatura dos contratos tinham se dado em 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, observa-se nos últimos anos, na esteira dos debates relacionados à transição energética, 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 diminuindo a parcela referente à exploração de petróleo e gás natural.

Nesse contexto, o ano de 2020 foi finalizado com o menor número de blocos sob contrato da série histórica abordada nesse relatório, isto é, 246 blocos. Em realidade, à exceção do ano de 2018, houve uma redução contínua do número de blocos sob contrato no período.

Considerando os regimes de concessão e partilha, como resultado de 11 rodadas de licitação realizadas entre os anos de 2015 e 2020, até o final de 2020 haviam sido assinados 110 contratos, sendo que 66 contratos apenas no ano de 2018. Assim, finalizado o ano de 2020, a distribuição do número de blocos por ambiente indicava a superioridade do ambiente marítimo sobre o terrestre com 147 contra 99 blocos sob contrato, respectivamente. Em realidade, esse resultado também indicou um movimento no qual, ao se comparar o ano de 2016 com 2020, houve o incremento do número de blocos sob contrato para o ambiente marítimo, enquanto redução para o terrestre. Possivelmente, tal cenário resulte do fato de que empresas de pequeno e médio porte, com portfólio usualmente composto por blocos terrestres, ao se depararem com um cenário econômico desfavorável, se comportem de forma mais cautelosa, resolvendo focar seus esforços em áreas com maiores chances de sucesso exploratório, o que pode ter gerado, por consequência, a redução no número de blocos terrestres sob contrato. Em contrapartida, empresas que operam no ambiente

marítimo, considerando seu maior porte, se mostram menos susceptíveis às eventuais oscilações econômicas ou eventos inesperados.

Do ponto de vista da distribuição do número de blocos por bacia ao final do ano de 2020, as bacias de Santos, Campos e Recôncavo merecem destaque com 21, 33 e 34 blocos sob contrato, respectivamente. Para o período 2016 a 2020, considerando o número de blocos sob contrato na Bacia de Campos, houve um reaquecimento da bacia, considerado a existência de apenas 8 blocos em 2016. Em oposição, mesmo que ainda contasse com um número relevante de blocos em 2020, houve um movimento inverso para a Bacia do Recôncavo, tendo em vista os 63 blocos sob contrato em 2016. No que se refere às bacias classificadas como de nova fronteira exploratória, no ambiente terrestre, a Bacia do Parnaíba manteve sua hegemonia com 18 blocos sob contrato ao final de 2020, enquanto, no ambiente marítimo, a Bacia de Barreirinhas finalizou o ano de 2020 com 19 blocos sob contrato.

No contexto da importância da ampliação da fronteira exploratória, resulta negativo que, ao término de 2020, já não houvesse blocos sob contrato nas bacias do Acre, Amazonas e Pelotas. Também nessa direção, no que se refere ao ambiente marítimo, dos 37 contratos suspensos no final de 2020, 19 contratos estavam relacionados às bacias de nova fronteira, a saber: Foz do Amazonas (1), Barreirinhas (14) e Para-Maranhão (4).

No tocante à realização das atividades exploratórias no âmbito dos blocos sob contrato, entre 2016 e 2019, houve uma discreta tendência de crescimento anual no número de perfurações. Em oposição, no ano de 2020, apenas 16 poços exploratórios foram perfurados, número análogo ao do ano de 2016. O ano de 2020, portanto, caracterizou-se como um ano atípico, contribuindo para que houvesse uma quebra na curva de ascensão da atividade que, possivelmente, foi impactada pelo cenário econômico negativo para a qual a crise sanitária do Coronavírus também contribuiu.

No período compreendido entre 2016 e 2020, o quantitativo de poços exploratórios perfurados em ambiente terrestre (81 poços) foi três vezes superior ao de poços em ambiente marítimo (27 poços). Cabe destacar que, como melhor termômetro da implementação dos esforços exploratórios no país, o total de 108 poços exploratórios perfurados ao longo de 5 anos 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 foi a única a contemplar perfurações marítimas em todos os anos do período 2016 a 2020. Os 19 poços perfurados, associado ao fato de que as perfurações em blocos exploratórios dentro do polígono do pré-sal representaram pouco mais de 80% do total de perfurações em mar em 5 anos, corroboraram 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 34 poços perfurados. As perfurações nesta bacia foram responsáveis por aproximadamente 43% do total de poços terrestres exploratórios perfurados nos

últimos 5 anos. Outro aspecto relevante é que, considerando o número de blocos sob contrato, a ausência de perfurações em bacias marítimas de nova fronteira e o reduzido número de perfurações de poços exploratórios em bacias terrestres de nova fronteira, à exceção da Bacia do Parnaíba, sugerem preocupação, na medida que se acredita haver potencial de descobertas e geração de benefícios socioeconômicos a partir dessas bacias.

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 e 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 da relevância do ganho de conhecimento geológico/geofísico no contexto dos blocos sob contrato para o período em estudo.

Nessa linha, o ano de 2016 foi marcado por apenas uma aquisição de dado exclusivo, um levantamento sísmico 3D na Bacia de Barreirinhas. Esse levantamento acabou por se configurar como a única atividade desta categoria na margem equatorial em 5 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 sísmica 3D. As duas primeiras realizadas na Bacia de Santos e a última na Bacia do Solimões. Já o ano de 2019 é marcado pelo volume de dados referentes ao levantamento sísmico 2D na Bacia do Parnaíba. Sobre o ano de 2020, não surpreende não terem sido contabilizadas atividades de aquisição de dados exclusivos. Tal fato corrobora a avaliação desfavorável também apresentada referente à perfuração de poços exploratórios para o ano em questão.

Avançando no que se refere à parcela associada ao sucesso das campanhas exploratórias, para o período 2016 a 2020, à exceção de 2019, ano no qual houve o maior número de poços exploratórios perfurados no período, houve uma tendência de queda do número de notificações de descobertas. No período em tela, houve 78 notificações de descobertas, sendo 30 para o ambiente marítimo e 48 para o terrestre. No período, as bacias do Parnaíba e de Santos despontaram com os maiores números de notificações de descoberta, com 21 e 20, respectivamente.

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 Descoberta (PAD), documento no qual estarão estabelecidas novas atividades exploratórias, visando definir a extensão da acumulação descoberta, estimar o volume de hidrocarboneto(s) *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 2020, de 53 PADs finalizados, foram apresentadas 24 Declarações de Comercialidade, das quais se destacam numericamente as 8 declarações na Bacia do Recôncavo e as 7 na Bacia de

Santos (3 associadas ao pré-sal). No âmbito das 24 Declarações de Comercialidade, foram estimados recursos de cerca de 15,8 bilhões de barris de óleo (P50) e 10,6 bilhões m³ (P50) de gás natural não-associado *in place*.

Em acordo com as informações apresentadas no relatório, no período compreendido entre 2016 e 2020, o desempenho do segmento de exploração de petróleo e gás natural, expresso mediante o quantitativo de blocos sob contrato e o volume de atividades exploratórias realizado, não se revelou tão pujante quanto o esperado. De forma a incrementar a performance do setor e corrigir os desequilíbrios causados por eventos externos, a exemplo de expressivas oscilações dos indicadores econômicos, aprofundadas em 2020 em decorrência da pandemia da Covid-19, a ANP, no âmbito das duas atribuições legais, implementou medidas estruturantes e regulatórias ao longo do período em tela. Dentre as medidas implementadas, destacaram-se:

- ◆ o calendário plurianual de rodadas de licitação;
- ◆ a Oferta Permanente como nova modalidade para outorga de contratos de concessão para exploração ou reabilitação e produção de petróleo e gás natural;
- ◆ a flexibilização das regras de conteúdo local;
- ◆ a publicação das Resoluções ANP N^{os} 708/2017 e 815/2020.

Nunca é demais reiterar o papel do setor de óleo e gás brasileiro como vetor relevante para a promoção do desenvolvimento econômico no país. Partindo dessa certeza, sem ignorar a transição energética em curso no mundo, urge reconhecer e reforçar a necessidade de acelerar o número de descobertas em novas áreas, ampliar as reservas e a produção de petróleo e gás natural.

Nesse quadro, cabe destacar a Bacia do Parnaíba, tradicionalmente produtora de gás natural, cujas descobertas dos últimos anos vêm ratificando tal vocação, que, no ano de 2019, foi alvo de uma descoberta de óleo na porção norte da bacia. Ainda que estudos devam ser realizados visando avaliar a comercialidade de tal descoberta, o evento reveste-se de importância por abrir uma nova perspectiva exploratória. Na mesma direção, merecem ser ressaltadas as descobertas de óleo nos anos de 2019 e 2020 em reservatórios albianos (Formações São Mateus e Regência) na porção terrestre da Bacia do Espírito Santo (Campos de Cancã e Suindara). Tais descobertas estabeleceram definitivamente um novo *play* exploratório na Bacia do Espírito Santo.

Como reflexo do volume de atividades e investimentos informados pelos contratados, as previsões para o ano de 2021 sinalizam a expectativa do início de retomada do segmento de exploração. Como termômetro da atividade exploratória, está prevista a perfuração de 38 poços (18 em mar e 20 em terra) nos blocos sob contrato, um número sensivelmente superior aos 16 poços exploratórios perfurados em 2020. Em termos de investimento total previsto, considerando além dos poços, levantamentos geofísicos e atividades acessórias, o valor ultrapassa a marca de 6,4 bilhões de reais.

O prognóstico de aquecimento do segmento de exploração e produção de gás no país em 2021, somado à previsão de oferta de blocos exploratórios em três rodadas neste mesmo ano, indicam potencial para alavancar os investimentos em novos projetos de E&P nos anos vindouros. Neste contexto, aposta-se que se somem às atuais bacias produtoras, bacias de nova fronteira com elevado potencial exploratório, como é o caso das áreas marítimas localizadas na margem equatorial brasileira; em águas ultra profundas da Bacia de Santos, além das 200 milhas náuticas, no *play* pré-sal; e em águas ultra profundas da Bacia de Sergipe-Alagoas. Para as áreas terrestres, destacam-se as bacias do Amazonas e do Paraná. É possível que, além da porção do *play* pré-sal atualmente em exploração, estas sejam as áreas que contribuirão em maior medida para a reposição de ativos de exploração no país.

Por todo o exposto, é evidente o potencial do Brasil no segmento de exploração e produção, caracterizado pela alta diversidade geológica de suas bacias, tanto em terra como em mar; desde áreas de elevado potencial, passando por bacias maduras, até bacias de nova fronteira; e distribuídas de norte a sul do país. Essas características peculiares serão imprescindíveis para fomentar a retomada das atividades exploratórias no país e para a recomposição de nossas reservas. Para alcançar tal objetivo, é necessário que haja um ambiente cada vez mais transparente e atrativo a investimentos, com vistas a permitir a proliferação da necessária diversidade de atores, adequados a cada ambiente.



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 dos tributos e participações governamentais, e, especificamente para os contratos de partilha, do repasse do excedente em óleo para a União. O período é dividido em dois momentos: fase de exploração e fase de produção.

A fase de exploração representa o início de um contrato de exploração e produção (E&P). É neste 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, ciente dos riscos associados à fase de exploração, a tomada de decisão sobre os investimentos, seja antes das rodadas de licitação ou durante a fase de exploração, acaba sendo reflexo de uma série de fatores, econômicos ou não, associados não apenas à dinâmica do setor de óleo e gás, no Brasil e no mundo.

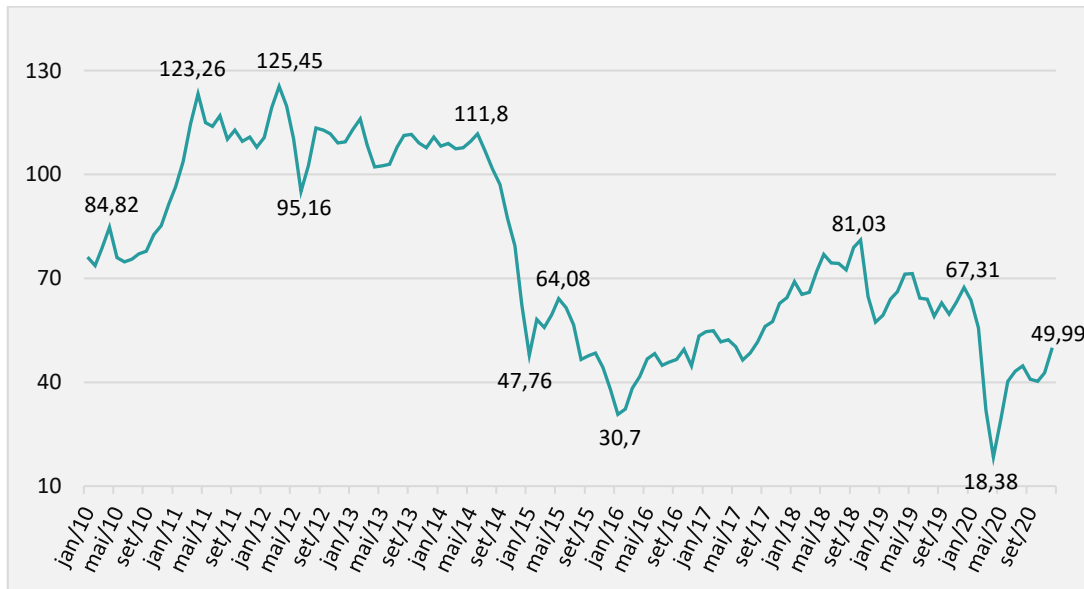
1.1 – Breve Contextualização do Cenário Econômico nos Últimos Anos

Variáveis econômicas tais como a taxa de juros, a taxa de crescimento do PIB, os tributos, o câmbio e, notadamente, os preços do petróleo e do gás natural têm papel decisivo no apetite das empresas por projetos de exploração de petróleo e gás natural no país. Mensurar o impacto das variáveis econômicas sobre a dinâmica da fase de exploração dos contratos de E&P não é tarefa trivial. Não obstante, são variáveis que não devem ser desconsideradas ao analisar a atividade exploratória dentro de um período.

Este documento não tem a pretensão de identificar como e em que medida as variáveis econômicas interagem com as atividades exploratórias no país. Busca-se, apenas, informar ao leitor sobre o comportamento da variável tida como mais importante na dinâmica das atividades exploratórias: o preço do petróleo.

Nesse contexto, o Gráfico 1 apresenta o histórico de preços do petróleo desde 2010. Três períodos são destacados: 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

Nessa mesma linha de raciocínio, o mês de janeiro/2016 e o mês de abril de 2020 ganham especial destaque, uma vez que se caracterizaram como aqueles de menores patamares para os períodos acima indicados, com valores de US\$ 30,70, em janeiro de 2016, e US\$ 18,38 em abril/2020.

A inclusão do histórico do preço do petróleo para períodos anteriores à série histórica alvo desse relatório busca destacar eventos que possam ter impactado as decisões das empresas acerca da construção de seus portfólios, bem como da realização das atividades exploratórias.

Entre os anos de 2013 e 2020 foram realizadas 14 rodadas de licitação com oferta de blocos exploratórios, sendo 8 no regime de concessão e 6 no regime de partilha. Algumas dessas rodadas ocorreram em períodos no qual o preço do barril se encontrava em patamares superiores a US\$ 100,00 e as decisões sobre investimentos em atividades exploratórias podem ter sido tomadas em momentos posteriores, com o preço em patamares inferiores.

Importante citar ainda que, entre os anos de 2014 e 2016, o país experimentou um período de recessão econômica, assim como ocorreu no ano de 2020, com a irrupção

¹ <https://www.eia.gov/>

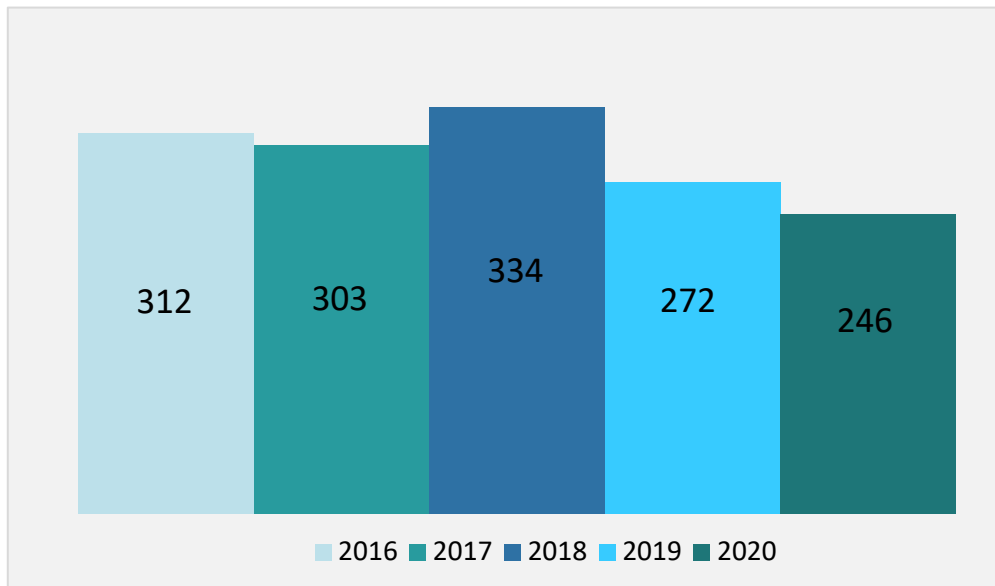
da pandemia da Covid-19, que promoveu redução da atividade econômica e da demanda por energia em escala global. Adicionalmente, a crise sanitária do Coronavírus, por sua natureza excepcional, gerou um ambiente de incertezas que pode ter impactado o clima de investimentos. No contexto da excepcionalidade da pandemia da Covid-19, restrições à movimentação de pessoas e indisponibilidades associadas ao mercado fornecedor, por exemplo, acabaram por adicionar imprevisibilidade à execução das atividades exploratórias.

Nesse diapasão, como exemplo, o Instituto Brasileiro do Petróleo e Gás (IBP), entidade representativa do setor, em correspondências encaminhadas à ANP ao longo do ano de 2020, destacou a percepção de impactos adversos da pandemia sobre a realização das atividades exploratórias, no qual se destacavam dificuldades logísticas-operacionais e de movimentação de pessoal, bem como os efeitos negativos sobre a cadeia de serviços, incluindo a indisponibilidade de equipamentos, insumos e recursos humanos.

Ainda que a possibilidade de oscilações nas variáveis econômicas seja de conhecimento das empresas de E&P, ao se considerar o valor dos investimentos e seus prazos de maturação, fatores como os períodos recessivos, a baixa liquidez de muitas empresas pela queda do valor do petróleo e o cenário de incertezas em relação à demanda futura, possivelmente incrementados pela pandemia, podem ter direcionado as empresas na reavaliação dos portfólios, com decisões diferentes daquelas originalmente previstas.

1.2 - Panorama dos Contratos na Fase de Exploração nos Últimos 5 anos

Considerando o período 2016 a 2020, a partir do Gráfico 2, observa-se que o ano de 2020 foi finalizado com o menor número de blocos desta série histórica (246 blocos). Em realidade, à exceção do ano de 2018, houve uma redução contínua do número de blocos sob contrato no período. O ano de 2018 pode ser considerado excepcional na medida que o quantitativo de blocos sob contrato foi altamente influenciado pela assinatura de contratos oriundos de seis rodadas de licitação, realizadas entre os anos de 2017 e 2018.

Gráfico 2: Blocos sob contrato entre os anos 2016 e 2020

Em complemento ao mencionado anteriormente, tendo como referência os Gráficos 3 e 4, em apenas um ano, 2018, foram assinados 66 contratos, decorrentes das 14ª e 15ª Rodadas de Licitação sob o regime de concessão e das 2ª a 5ª Rodadas de Licitação sob o regime de partilha de produção. O número de contratos assinados neste ano representa mais da metade dos contratos assinados sob o regime de concessão e quase a totalidade dos contratos sob o regime de partilha de produção no período 2016 a 2020.

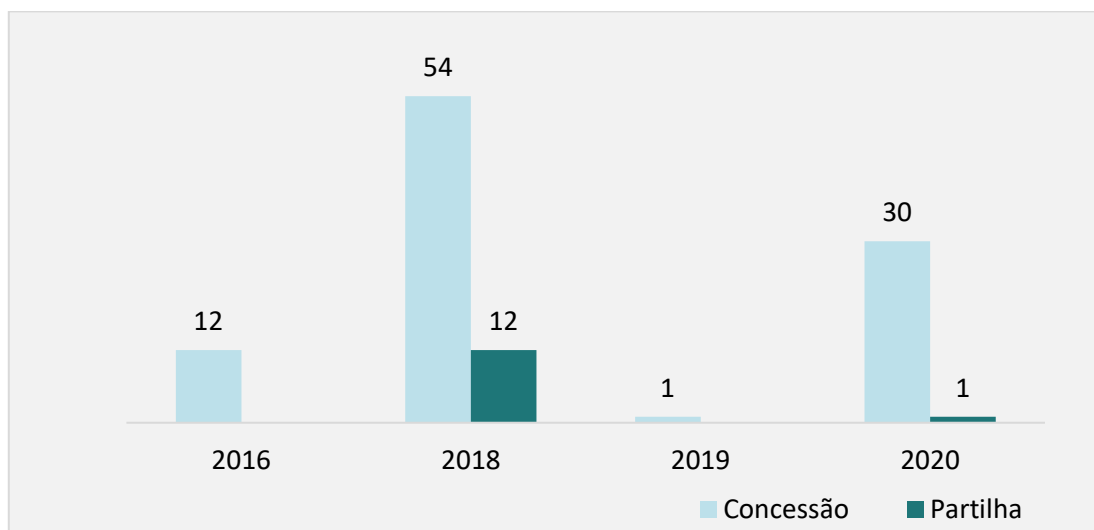
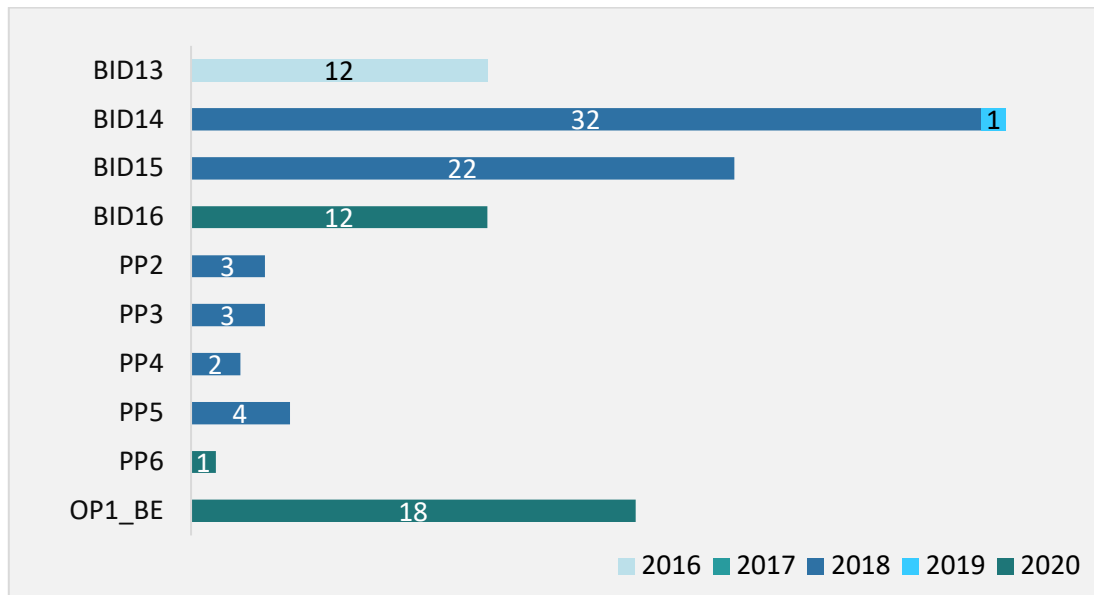
Gráfico 3: Contratos assinados entre os anos 2016 e 2020 – Regimes de Concessão e Partilha

Gráfico 4: Contratos assinados entre os anos 2016 e 2020 por Rodada de Licitação²

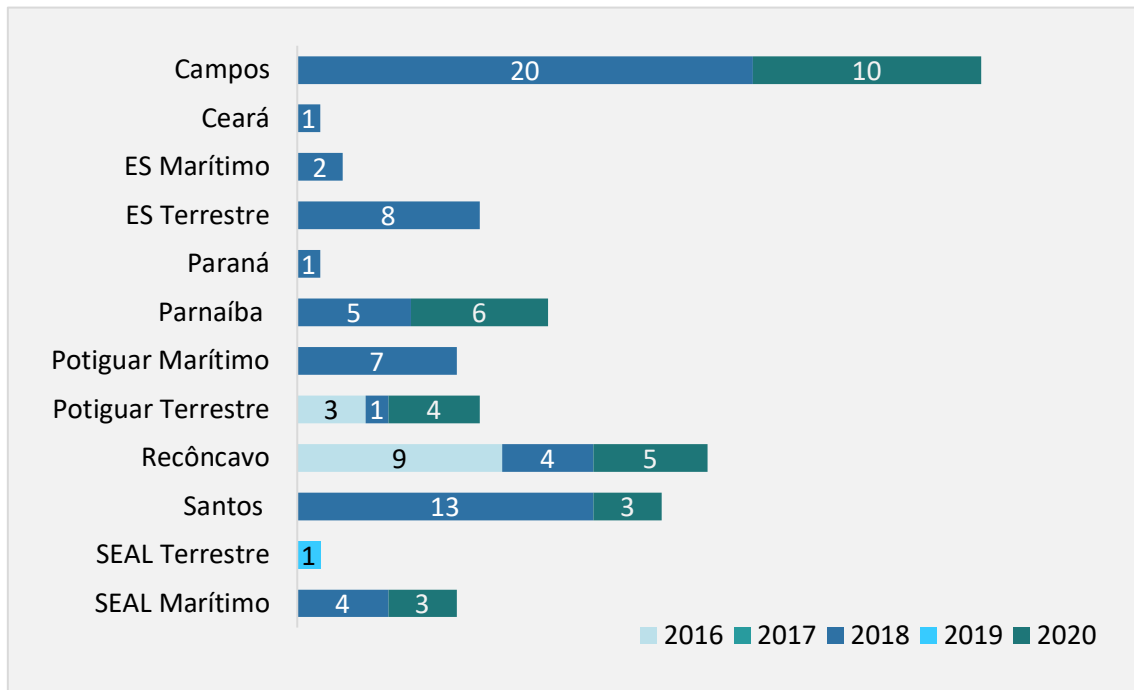
Ainda no Gráfico 4 é possível observar que a 14ª Rodada foi aquela com o maior número de contratos assinados dos últimos cinco anos, com 33 contratos no total. Em seguida, a 15ª Rodada, realizada no ano de 2018, teve 22 contratos assinados em 2018.

Ao analisar os contratos assinados ao longo dos últimos anos categorizados por bacias, conclui-se, conforme esperado, que Campos e Santos são as bacias marítimas com grande atratividade para exploração no Brasil (vide Gráfico 5). Contudo, as bacias marítimas de Sergipe-Alagoas e Potiguar também despertaram interesse dos Operadores. Em relação às bacias terrestres, verifica-se que o foco principal ainda incide nas bacias maduras, como Recôncavo e Espírito Santo, havendo, porém, interesse na Bacia do Parnaíba, classificada como nova fronteira exploratória. Para a Bacia do Paraná, também classificada como de nova fronteira, houve apenas um contrato assinado, dentre aqueles ofertados nas 14ª e 15ª Rodadas de Licitação³.

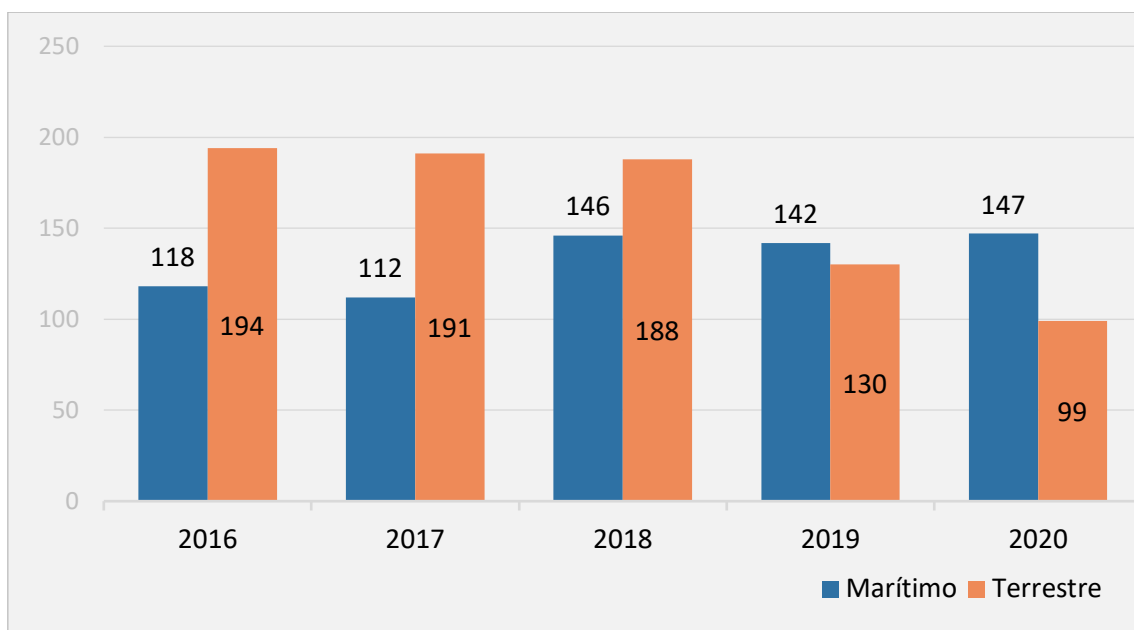
Um destaque importante é que, considerando as Rodadas de Licitação em evidência no Gráfico 5 e que geraram contratos assinados no período em destaque neste relatório, as bacias de Amazonas, Camamu, Jacuípe e Pelotas, classificadas como de nova fronteira exploratória, tiveram blocos ofertados em algumas destas rodadas, sem que nenhum tivesse sido arrematado.

² A 13ª Rodada de Licitação foi realizada no ano de 2015, com assinatura dos contratos no ano de 2016, razão pela qual as informações sobre esta rodada estão sendo mencionadas neste Relatório. A 14ª Rodada (concessão) e as 2ª e 3ª Rodadas (partilha) foram realizadas em 2017. A 15ª Rodada (concessão) e a 4ª e 5ª Rodadas (partilha) foram realizadas em 2018. A 16ª Rodada (concessão) e a 6ª Rodada (partilha) foram realizadas em 2019. O 1º Ciclo de Oferta Permanente foi realizado em 2019. O 2º Ciclo de Oferta Permanente no final de 2020, com assinatura dos contratos prevista para o ano de 2021.

³ No caso da Bacia do Paraná, no 2º Ciclo de Oferta Permanente, realizado no final de 2020, foram arrematados quatro blocos exploratórios. Estes contratos não estão contabilizados no Gráfico 5, considerando que os contratos ainda não haviam sido assinados.

Gráfico 5: Contratos assinados entre os anos 2016 e 2020 por bacia

Ampliando a análise para blocos sob contrato por tipo de ambiente (Gráfico 6), é possível observar duas tendências distintas. Para blocos marítimos, houve um crescimento no número de blocos sob contrato ao se comparar o ano de 2016 com o ano de 2020, ao passo que, no caso dos blocos terrestres, manteve-se a tendência geral de redução.

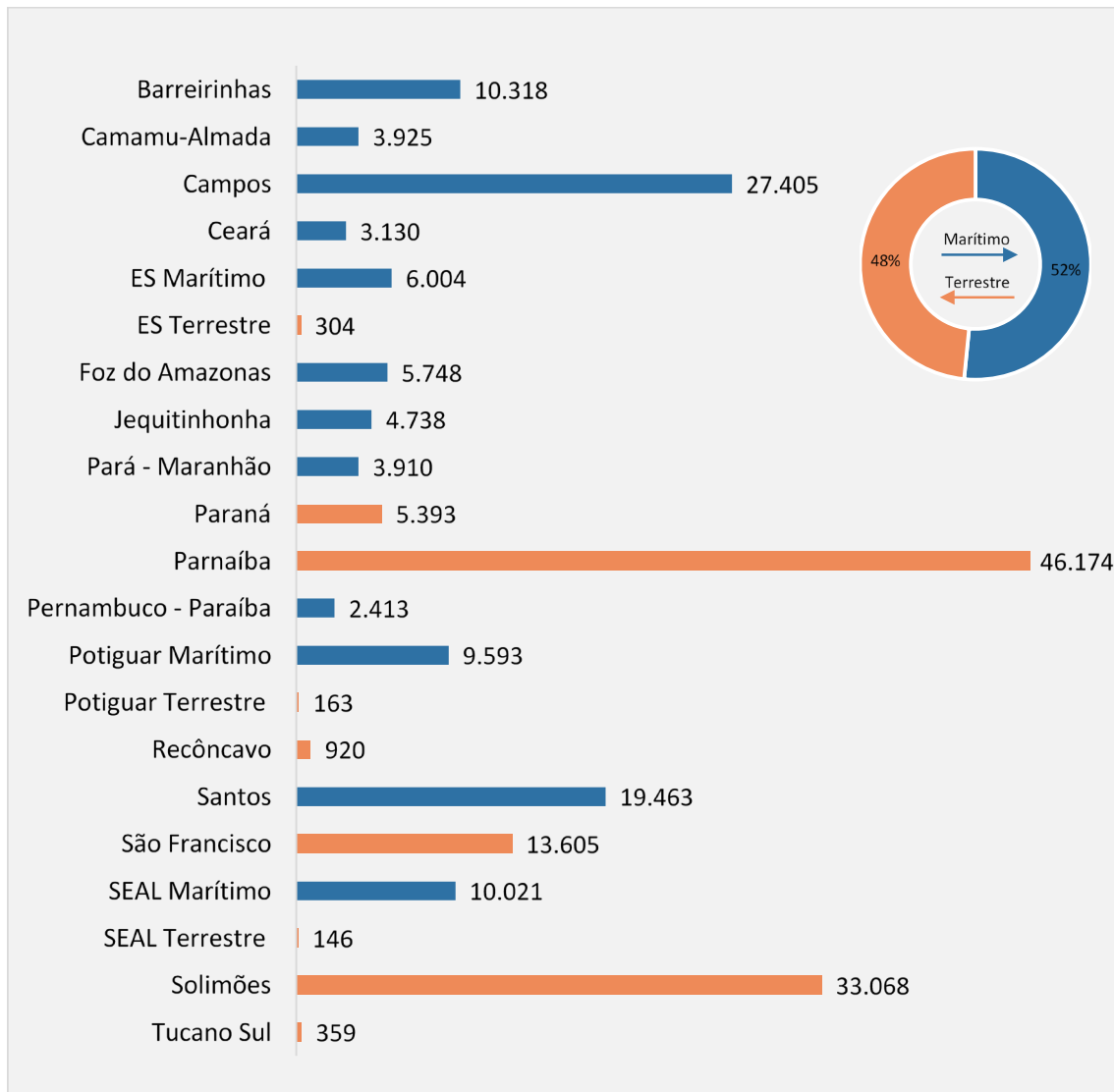
Gráfico 6: Blocos sob contrato por ambiente

Essa configuração, na qual há o incremento do número de blocos sob contrato no ambiente marítimo, pode ter como uma das motivações, além do maior potencial

exploratório para novas descobertas de grande porte, o processo de desinvestimento da Petrobras, através do qual a empresa tem se retirado de seus ativos terrestres, focando suas atividades de exploração no ambiente *offshore*. Soma-se a isso o fato de que, considerando que este ambiente apresenta maiores acumulações de hidrocarbonetos, assim como custos operacionais bem proeminentes, o perfil das empresas que ali operam é de maior porte, e por consequência, menos susceptíveis às eventuais oscilações econômicas ou eventos inesperados.

Outro ponto é que, em um cenário econômico desfavorável, empresas de pequeno e médio porte, que usualmente concentram os seus esforços em blocos terrestres, tendem a ser mais cautelosas, reavaliando os seus portfólios e direcionando seus investimentos para áreas nas quais há maiores chances de sucesso exploratório, sendo essa uma das possíveis razões para a redução observada no número de blocos terrestres sob contrato.

Embora ao término de 2020 o número de blocos sob contrato no ambiente terrestre fosse sensivelmente inferior ao ambiente marítimo, no que se refere à distribuição de área sob contrato, vide Gráfico 7, é possível constatar que esta distribuição é praticamente idêntica ao se comparar os dois ambientes, com leve superioridade para o ambiente marítimo (52%). Em relação às bacias marítimas, as bacias de Campos e Santos destacam-se com pouco mais de 27.000 km² e 19.000 km², respectivamente. No caso das bacias terrestres, as bacias do Parnaíba e Solimões são aquelas com a maior área sob contrato, isto é, pouco mais de 46.000 km² e 33.000 km², respectivamente.

Gráfico 7: Somatório de área sob contrato (km²) por bacia em 2020

Ainda em termos de área, os quase 207.000 km² de áreas exploratórias sob contrato representam apenas cerca de 3% do somatório das áreas das bacias sedimentares brasileiras, um dos motivos pelos quais a realização de investimentos na exploração de petróleo e gás natural no país é fundamental.

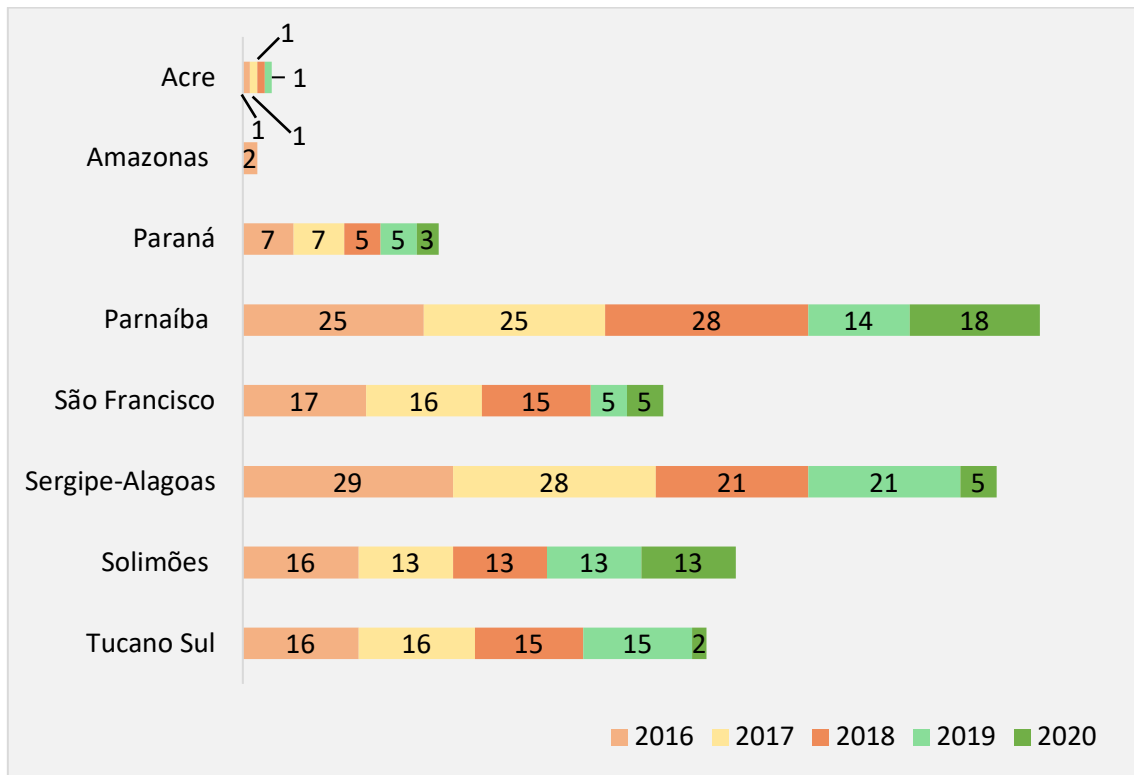
No que concerne ao quantitativo de blocos sob contrato no período 2016 a 2020, no Quadro 1 é disponibilizada a distribuição do número de blocos por bacia e ano da série histórica.

Inicialmente, cabe um destaque à Bacia de Campos, para a qual, a partir do ano de 2018, houve um reaquecimento. De 4 blocos sob contrato em 2017, o ano de 2020 foi encerrado com 33 blocos. Outro destaque relevante é a expressiva redução do número de blocos sob contrato nas bacias do Recôncavo e Sergipe-Alagoas Terra, bacias classificadas como maduras. Na primeira bacia, houve uma redução de 31 blocos entre 2017 e 2020. No caso de Sergipe-Alagoas Terra, o encolhimento foi de 24 blocos entre 2016 e 2020.

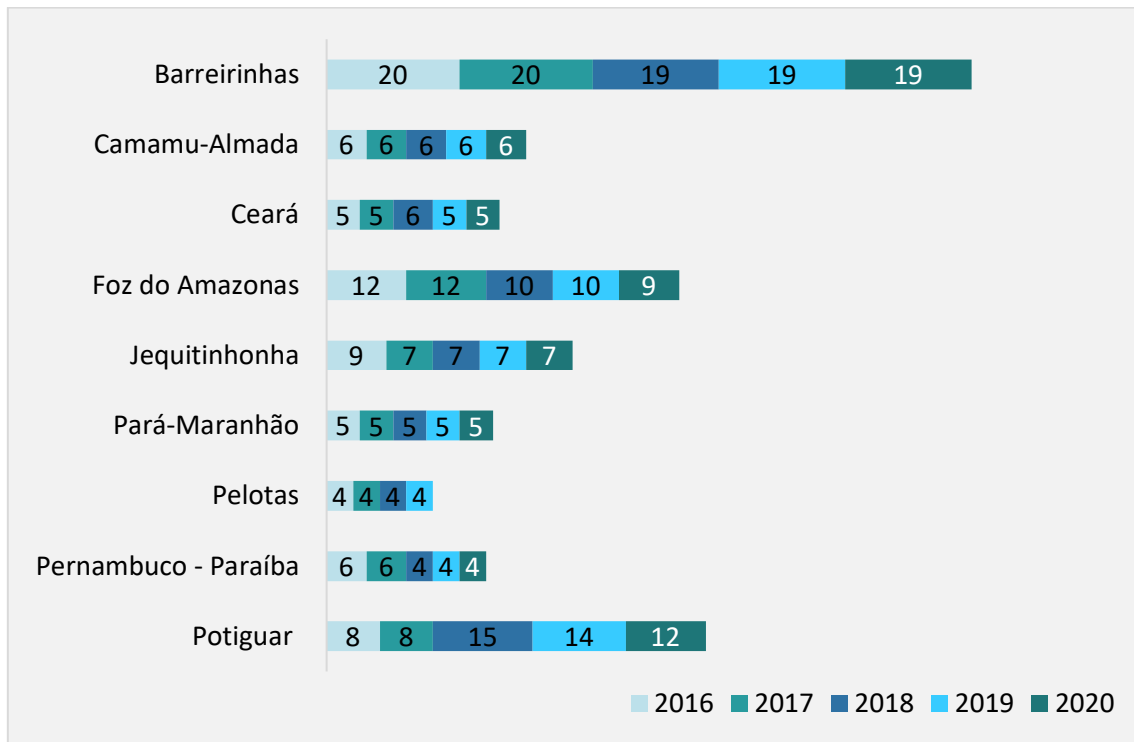
Quadro 1: Blocos sob contrato por bacia no período 2016 a 2020

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

Merece destaque o comportamento dos blocos sob contrato nas bacias consideradas como nova fronteira exploratória, aquelas em que usualmente o conhecimento geológico ou o avanço tecnológico ainda não alcançaram 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 a realização de campanhas exploratórias. O Gráfico 8 apresenta a distribuição do número de blocos sob contrato para as bacias terrestres classificadas como de nova fronteira exploratória. Observa-se que, ao término da série histórica, já não havia blocos sob contrato nas bacias do Acre e Amazonas. Outro ponto relevante é que para as bacias do São Francisco e Tucano Sul, ao longo dos anos de 2019 e de 2020, respectivamente, houve uma grande redução do número de blocos sob contrato.

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

No Gráfico 9 é efetuado o mesmo tipo de comparação, sendo apresentada a distribuição do número de blocos sob contrato para as bacias marítimas classificadas como de nova fronteira exploratória. Conforme é possível verificar, ao longo da série histórica, não houve reduções relevantes no número de blocos sob contrato nas bacias indicadas no gráfico.

Gráfico 9: Blocos sob contrato em bacias marítimas 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 2020. Nesse caso, é importante destacar que, de forma geral, a suspensão de um contrato é motivada por questões referentes ao atraso no processo de licenciamento ambiental, à decisão judicial, à cessão compulsória, entre outras. Importante ter em mente que um contrato suspenso permanece vigente, havendo a obrigação por parte dos contratados de manter o atendimento aos dispositivos contratuais. Ressalta-se, entretanto, que nessa situação, os contratados não podem realizar atividades de exploração nas áreas, salvo prévia e expressa autorização da ANP.

Conforme apresentado no início desse capítulo, embora o ano de 2020 tenha sido encerrado com 246 blocos sob contrato, em realidade, apenas os contratos associados a 190 blocos estavam ativos (Gráfico 10). Isto significa dizer que investimentos efetivos em atividades exploratórias estariam dependentes desse reduzido número de blocos sob contrato.

Em relação aos 56 contratos suspensos no final do ano de 2020, 44 deles (aproximadamente 80%) estavam suspensos por questões associadas ao licenciamento ambiental.

Ainda considerando as informações apresentadas nos Gráficos 10 e 11, dos 190 contratos ativos no final de 2020, 158 estavam na etapa de realização do Programa

Exploratório Mínimo (PEM) e 32 em etapa de avaliação de descobertas⁴. Por outro lado, ao se analisar pela ótica dos contratos suspensos, no final de 2020, 46 encontravam-se na etapa de PEM e 10 na etapa de avaliação de descobertas. Maiores informações sobre os Planos de Avaliação de Descobertas (PAD) serão apresentadas no capítulo 2.

Gráfico 10: Situação dos contratos ativos em 2020

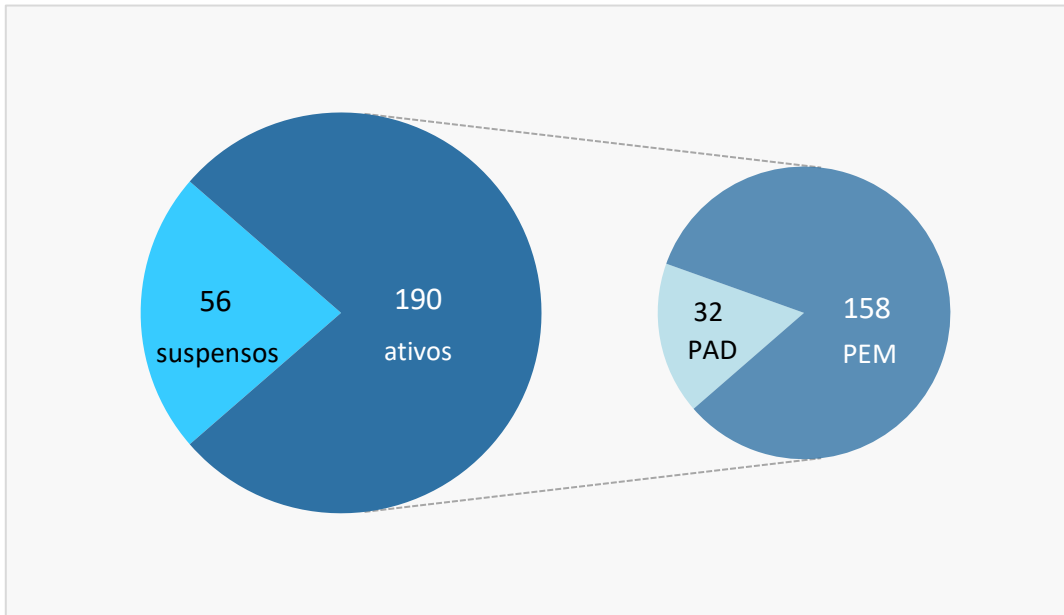


Gráfico 11: Situação dos contratos suspensos em 2020



⁴ Quando a perfuração de um poço leva à descoberta de petróleo ou gás natural, o contratado pode optar por avaliar esta 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.

Sob a ótica do número de contratos suspensos por bacia, ao final de 2020, as bacias para as quais havia o maior número de contratos suspensos eram as bacias de Barreirinhas, com 14 contratos, e a do Recôncavo, com 12 contratos.

No caso da Bacia de Barreirinhas, todos os 14 contratos suspensos ao final de 2020 tinham como motivação o atraso na deliberação sobre o licenciamento ambiental. Destes 14 contratos, 11 são originários da 11ª Rodada de Licitações.

Quanto aos contratos suspensos na Bacia do Recôncavo ao término do ano de 2020, 5 foram motivados por dificuldades associadas ao processo de licenciamento ambiental e 6 por questões associadas à judicialização.

Dos 56 contratos suspensos ao final de 2020, 37 contratos, ou seja pouco mais de 65%, estão localizados em bacias marítimas. Destes, 19 contratos estão associados às bacias de nova fronteira, a saber, Foz do Amazonas (1), Barreirinhas (14) e Para-Maranhão (4).

Finalizando o capítulo, no final de 2020, os 246 blocos sob contrato eram operados por 39 empresas (vide Quadro 2). Como maior Operadora, a Petrobras operava 65 blocos, sendo 62 marítimos (8 no regime de partilha da produção) e 3 terrestres. Destacam-se também os 17 blocos marítimos operados pela ExxonMobil, sendo 1 no regime de partilha de produção, e os 18 blocos marítimos operados pela Shell Brasil, sendo 3 deles no regime de partilha de produção. No ambiente terrestre, sobressaem os 17 blocos operados pela Eneva, 13 operados pela Rosneft e 11 pela Imetame.

Ainda tendo como referência o Quadro 2, registra-se que, ao final do 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, provavelmente, o porte das empresas define o ambiente para o qual ela direciona a construção do seu portfólio e, por consequência, os seus investimentos.

Quadro 2: Blocos sob contrato por operador, ambiente e regime (status ao final de 2020)

Operador	Quantidade de Blocos	Quantidade de Blocos (marítimo)		Quantidade de Blocos (terrestre)
		Concessão	Partilha	
Alvopetro	3	-	-	3
BGM	2	-	-	2
BP Energy	7	6	1 (PP5)	-
Brasoil Manati	2	2	-	-
Cemes	3	-	-	3
Chariot Brasil	4	4	-	-
Chevron Brasil Óleo	3	3	-	-
CNOOC Petroleum	1	1	-	-
Cowan Petróleo e Gás	4	-	-	4
Enauta Energia	3	3	-	-
Eneva	17	-	-	17
Equinor Brasil	3	3	-	-
Equinor Energy	1	1	-	-
ExxonMobil Brasil	17	16	1 (PP5)	-
Geopark Brasil	6	-	-	6
Great Energy	3	-	-	3
Guindastes Brasil	1	-	-	1
Imetame	11	-	-	11
Karoon	1	1	-	-
Maha Energy	6	-	-	6
Niko Brasil	2	2	-	-
OP Energia	2	2	-	-
Ouro Preto	1	1	-	-
Petra Energia	2	-	-	2
PetroRio Jaguar	1	1	-	-
Petrobras	65	54	1 (PP1); 2 (PP3); 3 (PP4); 1 (PP5); 1 (PP6)	3
Petroil	5	-	-	5
Petronas	2	2	-	-
Phoenix Óleo e Gás	3	-	-	3
Premier Oil Brasil	1	1	-	-
Recôncavo Energia	4	-	-	4
Repsol	5	5	-	-
Rosneft	13	-	-	13
SHB	1	-	-	1
Shell Brasil	18	15	1 (PP2); 1 (PP3); 1 (PP5)	-
TOG Brasil	10	-	-	10
Total E&P do Brasil	7	7	-	-
Vipetro	2	-	-	2
Wintershall Brasil	4	4	-	-
Total	246	134	13	99



CAPÍTULO 2

ATIVIDADES EXPLORATÓRIAS



CAPÍTULO 2

ATIVIDADES EXPLORATÓRIAS

Nesse capítulo serão apresentadas a consolidação e a análise das informações relativas aos esforços exploratórios empreendidos pelos Operadores no âmbito da fase de exploração para os blocos sob contrato no período 2016 a 2020. O sucesso de uma campanha exploratória é altamente dependente dos resultados dos investimentos em atividades exploratórias, visando a descoberta de acumulações de petróleo e gás natural. Dessa forma, a realização de atividades exploratórias, tais como aquisição de dados sísmicos, gravimétricos, magnetométricos, geoquímicos, perfuração e 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 descobertas 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 da implementação dos esforços exploratórios. A sua realização é antecedida pela execução de outras atividades exploratórias, como aquisição, processamento e 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 com o objetivo de validar e levantar novos dados, visando a 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, estes custos estão associados ao estabelecimento de um projeto de perfuração, à localização e preparo da locação, ao transporte de insumos e equipamentos e à utilização de brocas e unidades de perfuração (sondas). Uma parcela destes custos está intimamente relacionada ao tempo necessário para a perfuração, que, por sua vez, está relacionada às camadas a serem atravessadas e à profundidade do poço.

A título de informação, no Quadro 3, é disponibilizado o custo médio dos poços exploratórios perfurados em blocos sob contrato no Brasil no período 2016 a 2020. No quadro são apresentados os custos de perfuração segmentados por ambientes (terrestre, marítimo pós-sal, 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, levando em consideração a altura da mesa rotativa, lâmina d'água e camadas perfuradas.

Quadro 3: Custo médio de poços exploratórios perfurados no Brasil no período 2016 a 2020

Ambiente	Custo Médio (US\$/metro)
Terrestre	2.500,00
Mar (pós-sal)	15.100,00
Mar (pré-sal)	18.400,00
Mar (ambos ambientes)	17.800,00

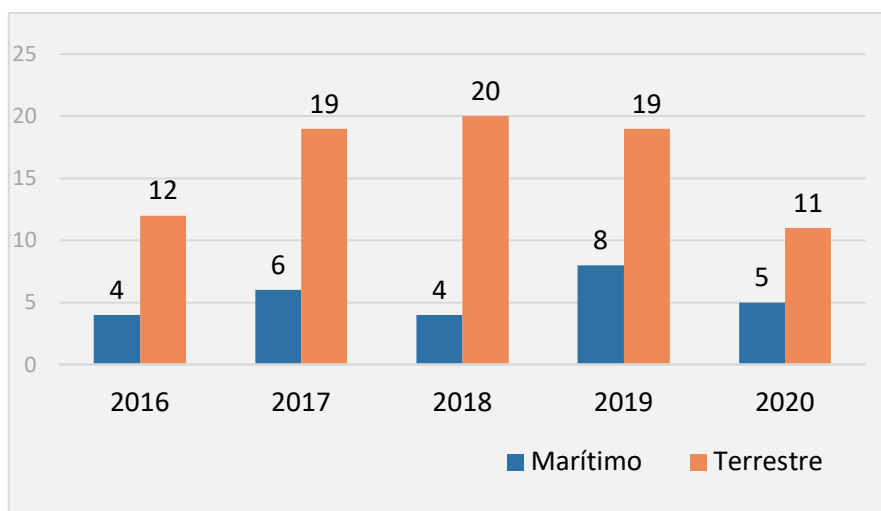
À vista disso, as informações sobre poços e sondas apresentadas nos capítulos a seguir também podem ser contextualizadas sob a ótica dos custos médios de poços exploratórios.

2.1.1 – Poços

A consolidação das informações ora apresentadas teve como premissa os fundamentos estabelecidos na Resolução ANP Nº 699/2017, que indica que os poços exploratórios são aqueles categorizados de 1 a 6. Nesse 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, desconsiderando os poços repetidos.

O Gráfico 12 exibe o número de poços exploratórios, iniciados entre os anos de 2016 e 2020, nos ambientes marítimo e terrestre.

Gráfico 12: Poços exploratórios perfurados por ambiente entre 2016 e 2020



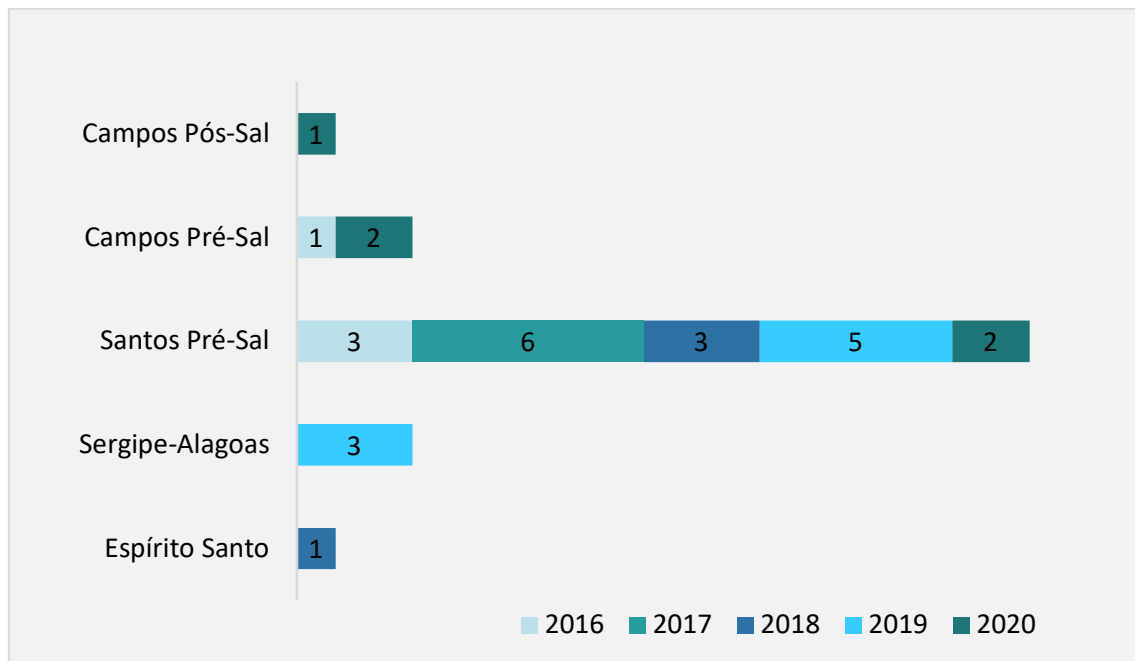
Em linhas gerais, percebe-se que, entre 2016 e 2019, há uma discreta tendência de crescimento anual no número de perfurações. Observa-se também que o quantitativo acumulado entre 2016-2020 de poços perfurados em ambiente terrestre (81 poços) é três vezes superior ao acumulado de poços em ambiente marítimo (27 poços).

Em termos de quantitativo anual, ainda que durante o período entre 2016 e 2019, positivamente, tenha ocorrido a ascensão contínua do número de poços perfurados, o ano de 2016 acaba por equiparar-se (negativamente) ao ano de 2020 com apenas 16 poços. Tendo como referência o Capítulo 1, provavelmente, para o ano de 2016, tal desempenho seja, em algum nível, reflexo do cenário econômico desfavorável. Já o ano de 2020 acaba caracterizando-se como um ano atípico, 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 marca uma queda no número total de perfurações de aproximadamente 40% em relação a 2019.

Outro ponto de interesse é que, considerando as previsões apresentadas para o ambiente marítimo no PAT/OAT⁵, foram realizadas no ano de 2020 apenas metade das perfurações previstas, isto é 5 dos 10 poços exploratórios planejados. Já para o ambiente terrestre, foram realizadas cerca de 75% das perfurações previstas, um quantitativo de 11 dos 15 poços esperados.

Segmentando as perfurações por bacia sedimentar, os Gráficos 13 e 14 traduzem a atividade de perfuração nos últimos 5 anos nas bacias marítimas e terrestres, respectivamente.

Gráfico 13: Poços exploratórios marítimos iniciados por bacia entre 2016 e 2020



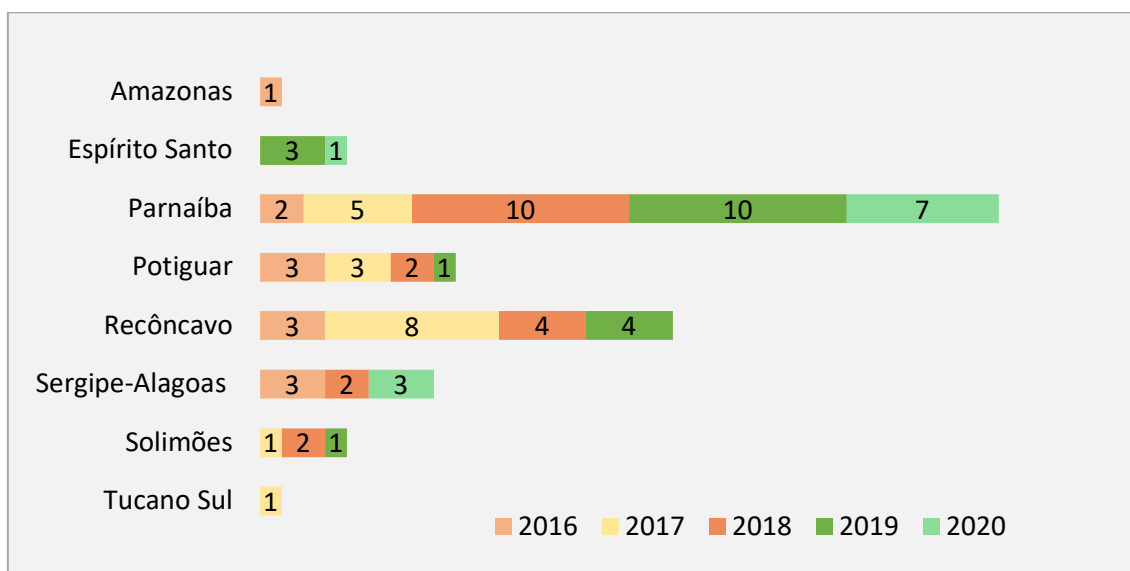
⁵ PAT/OAT: Refere-se ao Programa Anual de Trabalho e Orçamento, no qual é relacionado o conjunto de atividades e investimentos a serem realizados pelo Operador no decorrer de um ano civil.

O Gráfico 13 aponta que a Bacia de Santos foi a única a contemplar perfurações marítimas em todos os anos do período 2016 a 2020. Esse dado corrobora com o entendimento de que a atratividade da indústria no *offshore* brasileiro tem sido predominantemente direcionada às campanhas exploratórias no pré-sal. As perfurações em blocos exploratórios dentro do polígono do pré-sal somaram pouco mais de 80% do total de perfurações em mar em 5 anos, um total de 22 poços, sendo 19 destes somente na Bacia de Santos.

Outro destaque relevante para a Bacia de Santos se deu no ano de 2017, quando se contabilizou o número de perfurações mais expressivo da série: 6 poços perfurados. Este número também representa o quantitativo total de poços *offshore* perfurados naquele ano, tendo em vista que nenhum outro poço exploratório foi perfurado em qualquer outra bacia marítima no ano em questão. Na Bacia de Campos, por sua vez, para o período em análise, foram contabilizados 3 poços exploratórios no intervalo do pré-sal, sendo 2 deles no ano de 2020.

No ano de 2020, embora atípico, deu-se continuidade aos investimentos concentrados na área do polígono, isto é, dos 5 poços marítimos perfurados, 4 tiveram objetivos estabelecidos nos reservatórios do pré-sal. Ressalta-se ainda que os 2 poços da Bacia de Campos foram perfurados em blocos exploratórios limítrofes do polígono, área considerada fronteira exploratória em relação ao contexto geológico do pré-sal.

Gráfico 14: Poços exploratórios terrestres iniciados por bacia entre 2016 e 2020



Em relação às bacias terrestres, conforme visualiza-se no Gráfico 14, fica evidente o investimento realizado na Bacia do Parnaíba que, assim como Santos no contexto marítimo, foi a única a contabilizar perfurações em todos os anos da série histórica, totalizando 34 poços perfurados. As perfurações nesta bacia foram responsáveis, portanto, por aproximadamente 43% do total de poços terrestres perfurados nos últimos 5 anos.

O expressivo número de poços perfurados na Bacia do Parnaíba mostra-se salutar, pois, sendo classificada como uma bacia de nova fronteira, gera a ampliação do conhecimento geológico, contribuindo para a identificação de novas oportunidades exploratórias, que outrora não se vislumbrava explorar. Obviamente, ainda que não seja o objetivo deste Relatório, esta ampliação de fronteira, especialmente em áreas terrestres, desencadeia uma série de benefícios diretos e indiretos para os municípios que são alvo destes investimentos.

Além da Bacia do Parnaíba, a atividade exploratória em áreas terrestres também se mostrou relevante em bacias maduras, tais como Recôncavo, Potiguar e Sergipe-Alagoas, indicando que o fato de serem bacias onde há elevado conhecimento geológico (e tradicionalmente produtoras) pode ser um diferencial em termos de atratividade. Outro fato relevante é que na Bacia do Espírito Santo, também classificada como madura, foi retomada a perfuração de poços exploratórios a partir de 2019. Ainda que o número de poços perfurados em cada uma dessas 4 bacias seja mais modesto na comparação com a Bacia do Parnaíba, a longevidade destas bacias, associada ao número de contratos nelas assinados neste período (35 contratos), sinaliza que estas ainda despertam o interesse dos contratados.

É importante lembrar que, em linhas gerais, considerando o número de contratos vigentes por bacia ao longo do período 2016 a 2020, a ausência de perfurações em bacias de nova fronteira, seja marítimas, tais como aquelas localizadas na margem equatorial, e terrestres, por exemplo, Paraná e São Francisco, sugere preocupação, na medida que se acredita haver potencial de descobertas e geração de benefícios socioeconômicos a partir dessas bacias.

2.1.2 – Sondas

Os Quadros 4 e 5 reúnem informações sobre sondas terrestres e marítimas, respectivamente, que operaram em blocos sob contrato na fase de exploração nas bacias sedimentares do Brasil entre 2016 e 2020.

O objetivo desta consolidação foi compreender o comportamento 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, tendo como base a data de início de perfuração.

Considerando o Quadro 4, que exhibe as sondas que operaram em ambiente terrestre, constata-se que, no período de referência, 21 unidades atuaram na perfuração de poços exploratórios em blocos sob contrato no país.

Trazendo luz à dinâmica das bacias do Parnaíba e Recôncavo, as mais relevantes em termos do número de poços terrestres perfurados em 5 anos, destaca-se que na Bacia do Parnaíba, na qual foram perfurados 34 poços ao longo do período, 4 sondas distintas operaram na região. A sonda GREAT-120 foi responsável por 85% desse quantitativo de

poços perfurados. Por outro lado, na Bacia do Recôncavo, por exemplo, na qual foram perfurados 19 poços, foram utilizadas 9 sondas distintas.

A Bacia do Parnaíba contou com apenas dois operadores atuantes ao longo de 5 anos, dentre estes, um dos contratados foi responsável pela perfuração de 32 poços. Desta forma, considerando também as limitações associadas à logística e à similaridade do contexto geológico, é possível inferir que tais fatores possam justificar a concentração da perfuração de poços na bacia por uma mesma sonda.

Em oposição, estão as bacias do Recôncavo e Potiguar, onde ao todo foram perfurados 28 poços no período, que somadas contabilizaram 11 sondas distintas e mais 1 sonda que operou em ambas as bacias. Isto provavelmente se deve ao fato de que, juntamente com a Bacia do Parnaíba, Recôncavo e Potiguar foram as responsáveis pelos maiores números de perfuração de poços exploratórios no período aqui trabalhado, historicamente há infraestrutura associada à cadeia de serviços de perfuração consolidada nessas regiões, o que permite uma maior disponibilidade de sondas de perfuração.

Um ponto de destaque é a sonda IMETAME_ENERGIA_01, que perfurou um total de 14 poços no período 2016 a 2020, distribuídos por 4 bacias (Recôncavo, Espírito Santo, Potiguar e Sergipe-Alagoas). Nesse caso, provavelmente, esse número é derivado da proximidade geográfica entre as bacias e o fato de que os poços perfurados estão localizados em blocos sob contrato operados pela proprietária da sonda.

Quadro 4: Sondas terrestres em campanha exploratória entre 2016 e 2020

Sondas Terrestres	Total Poços	Amazonas	Espírito Santo	Parnaíba	Potiguar	Recôncavo	Sergipe-Alagoas	Solimões	Tucano Sul
BCH ENERGY 5	5					3 (2017) 2 (2018)			
COWAN-02	3		3 (2019)						
EBS-05	2				1 (2017) 1 (2018)				
FAXE-2	1					1 (2016)			
GREAT - 105	3						3 (2020)		
GREAT - 106	3					1 (2016) 1 (2017)			1 (2017)
GREAT - 120	29			7 (2020) 10 (2019) 7 (2018) 5 (2017)					
GREAT - 126	2			2 (2016)					
GREAT - 128	1					1 (2018)			
IMETAME ENERGIA 01	14		1 (2020)		3 (2016) 1 (2017) 1 (2018)	2 (2019) 2 (2017)	3 (2016) 1 (2018)		
NATIONAL OILWELL VARCO - 750	2					2 (2019)			

QUEIROZ GALVÃO 02	2			2 (2018)					
QUEIROZ GALVÃO 03 (QG-03)	1	1 (2016)							
QUEIROZ GALVÃO VIII	1							1 (2017)	
RAPID RIG SONDA CONVENCIONAL DE PERFURAÇÃO	1					1 (2016)			
RNB-2	3							2 (2018) 1 (2019)	
SC-117	2				1 (2017) 1 (2018)				
SONDA CONVENCIONAL 109	2					2 (2017)			
SONDA CONVENCIONAL 86	1				1 (2017)				
SONDA CONVENCIONAL 95	3			1 (2018)		1 (2018)	1 (2018)		
SONDA DE PERFURAÇÃO ELF-02	1				1 (2019)				

A partir do Quadro 5, observa-se que, entre os anos de 2016 e 2020, 9 sondas marítimas operaram no ambiente no país. Desse quantitativo, 2 unidades operaram para além de uma bacia: a ODN I, nas bacias do Espírito Santo e Santos, perfurando um poço em cada, e a West Tellus, que somou 7 poços perfurados no total, isto é, 5 na Bacia de Santos e 2 na Bacia de Campos.

Conforme descrito no capítulo 2.1.1, a Bacia de Santos protagonizou a atividade de perfuração *offshore* no país, com todas as campanhas exploratórias desta bacia sendo realizadas no contexto do pré-sal. Como consequência, também se atribui àquela bacia o maior quantitativo de sondas atuantes: 6 unidades e 19 poços perfurados no total.

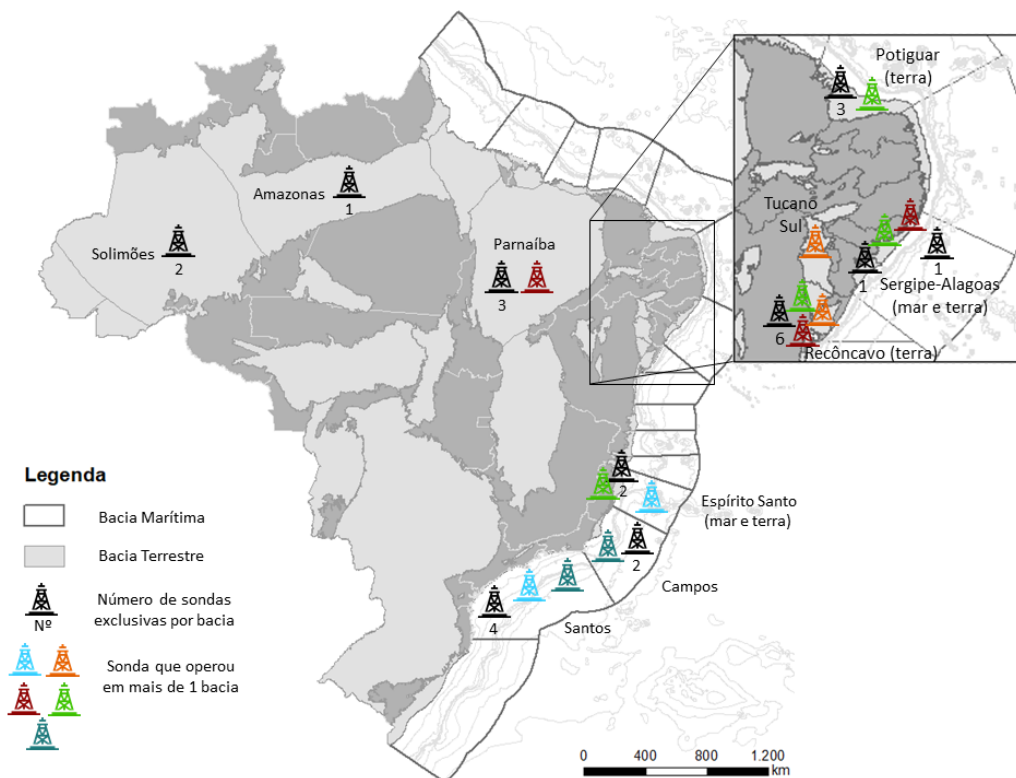
Na sequência, destaca-se a Bacia de Campos, com a operação de 3 sondas distintas e 4 poços perfurados: 2 em reservatórios carbonáticos do pré-sal e 2 nos arenitos do pós-sal.

Referente ao quantitativo de poços perfurados por sonda, o destaque fica para as sondas West Tellus, West Carina e Brava Star que foram responsáveis por quase 60% das perfurações de poços exploratórios marítimos em blocos sob contrato no período 2016 a 2020.

Quadro 5: Sondas marítimas em campanha exploratória entre 2016 e 2020

Sondas Marítimas	Total poços	Santos	Campos	Espírito Santo	Sergipe-Alagoas
Brava Star	4	2 (2019) 2 (2020)			
Gold Star	2		1 (2020)		
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	1 (2016) 4 (2017)			
West Saturn	3	2 (2018) 1 (2019)			
West Tellus	7	2 (2016) 2 (2017) 1 (2019)	2 (2020)		

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

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

Observação: 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 e 2020. No presente relatório, são disponibilizados dados relativos aos levantamentos sísmicos 2D e 3D, gravimétricos e magnetométricos.

Dados exclusivos são aqueles cuja aquisição é realizada a critério dos contratados, com o objetivo de mapear as áreas de interesse no âmbito blocos sob contrato e de identificar oportunidades exploratórias para perfuração de poços.

Embora existam outras tecnologias, tais como, levantamentos magnetotelúricos, sísmica *ocean bottom node* e levantamentos 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 da 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 exibe 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 5 anos. Para uma análise mais dinâmica, os gráficos foram analisados de forma conjugada com o Quadro 6, que consolida o quantitativo de blocos abrangidos por esses levantamentos ao longo da série histórica, tanto em bacias terrestres quanto em bacias marítimas.

Gráfico 15: Quantitativo de dados exclusivos adquiridos entre 2016 e 2020 por tecnologia

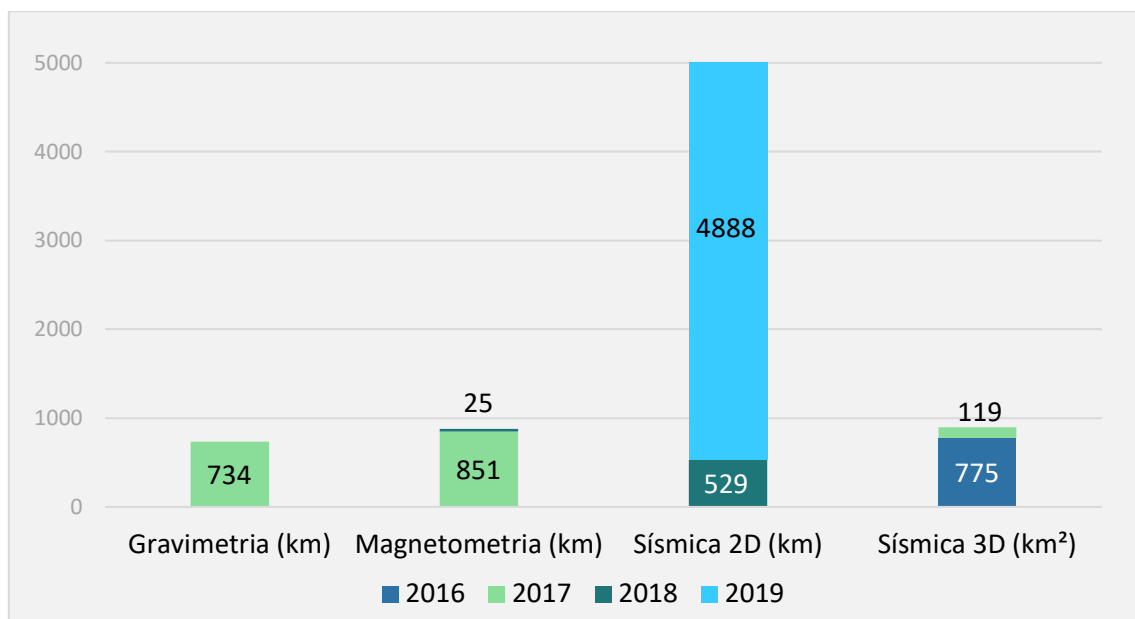
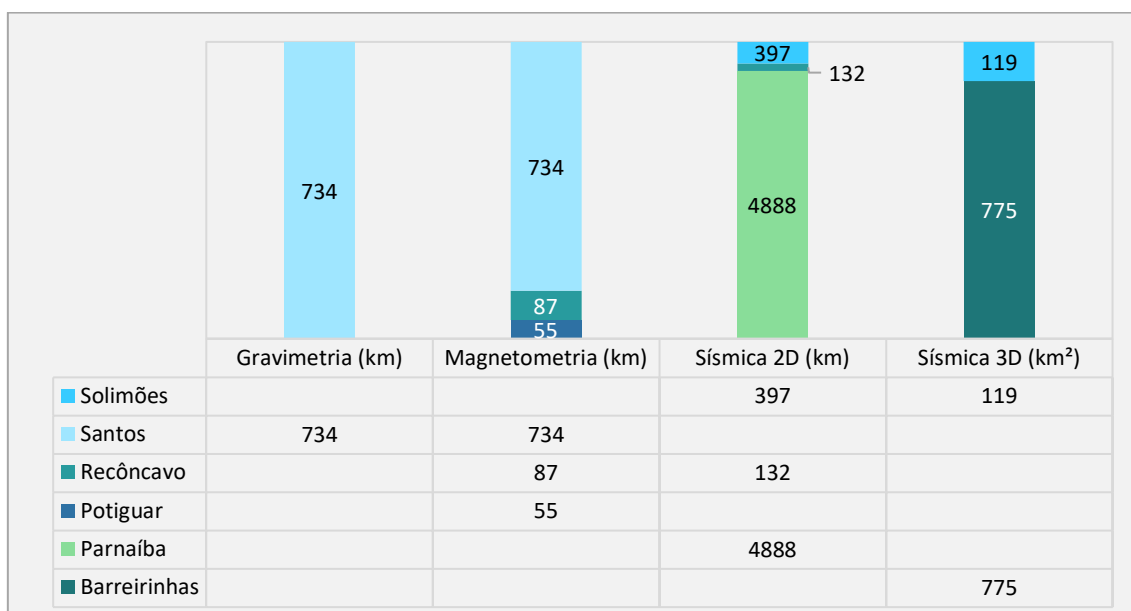


Gráfico 16: Quantitativo de dados exclusivos adquiridos entre 2016 e 2020 por bacia**Quadro 6: Quantitativo de blocos contemplados com levantamentos exclusivos entre 2016 e 2020**

Bacia	Ambiente	Quantidade de Levantamentos	Quantidade de blocos contemplados			
			2016	2017	2018	2019
Barreirinhas	Marítimo	1	4	-	-	-
Parnaíba	Terrestre	2	-	-	-	18
Potiguar	Terrestre	2	-	1	1	-
Recôncavo	Terrestre	3	-	1	2	-
Santos	Marítimo	2	-	1	-	-
Solimões	Terrestre	2	-	4	1	-
Total		12	4	7	4	18

Assim, da leitura conjunta dos Gráficos 15 e 16 e do Quadro 6, observa-se que o ano de 2016 é marcado por apenas uma aquisição de dado exclusivo: um levantamento sísmico 3D na Bacia de Barreirinhas, única atividade desta categoria na margem equatorial em 5 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 sísmica 3D. As duas primeiras realizadas na Bacia de Santos e a última na Bacia do Solimões.

O ano de 2019 é marcado pelo volume de dados referentes ao levantamento sísmico 2D na Bacia do Parnaíba. O volume de dados no ano de 2019 foi bastante superior ao quantitativo total de dados adquiridos das três tecnologias (gravimetria, magnetometria e sísmica 2D) nas demais bacias no período 2016 a 2020.

Não surpreendentemente, no ano de 2020 não foram contabilizadas atividades de aquisição de dados exclusivos, corroborando com a avaliação desfavorável também apresentada para a perfuração de poços exploratórios no ano em tela.

Em outra perspectiva de análise, o Quadro 6 também consolida o quantitativo de blocos abrangidos por esses levantamentos ao longo da série histórica, tanto em bacias terrestres como em bacias marítimas.

Tratando-se do número de levantamentos realizados, os dados mostram que, entre 2016 e 2019, foram realizados 12 levantamentos exclusivos distintos em 6 bacias sedimentares.

Além disso, tais levantamentos cobriram 33 blocos exploratórios, sendo que cerca de 85% destes localizados em bacias terrestres, em contraste com apenas 15% em bacias marítimas. Obviamente, a visão acima apresentada é altamente influenciada pelo expressivo quantitativo de blocos cobertos por estes levantamentos na Bacia do Parnaíba, embora, conforme já citado, tais levantamentos tenham sido concentrados em apenas um ano (2019).

Em ambiente marítimo, os escassos 5 blocos alvo de levantamentos estão localizados na Bacia de Barreirinhas (4) e na Bacia de Santos (1).

Adicionalmente, as bacias de Santos e Recôncavo foram as únicas a contemplarem mais de um tipo de tecnologia de levantamento exclusivo.

Considerando a média de blocos sob contrato ao longo dos 5 anos da série histórica contemplada nesse relatório, aproximadamente 300 blocos, resta evidente o reduzido esforço associado às campanhas exploratórias para a aquisição de dados exclusivos. Fato é que pouco mais de 10% dos blocos concedidos (considerando a média acima citada) tiveram alguma atividade de aquisição de dados exclusivos realizadas, considerando as tecnologias retratadas nesse relatório. Mais uma vez, ratifica-se a percepção de que o cenário ora apresentado sugere preocupação, considerando a relevância das campanhas exploratórias com o objetivo de novas descobertas de petróleo e gás no Brasil.

2.3 – Notificações de Descobertas

A Notificação de Descoberta é a comunicação de indícios de hidrocarbonetos detectados quando da perfuração de um poço exploratório ou poço explotatório em que os indícios ocorram em zonas de interesse desconhecidas no campo até então.

Para a fase de exploração, as notificações são direcionadas à SEP, devendo este documento ser recebido em até 72 horas após a detecção do indício.

Importante ressaltar que a caracterização da ocorrência de uma descoberta deverá ser realizada por pelo menos 2 métodos, a saber:

- ◆ indícios em amostras de rocha e/ou detector de gás da sonda durante a perfuração, indicando as características de cada indício;
- ◆ identificação de zonas de interesse para hidrocarbonetos por interpretação de perfis, indicando as principais propriedades petrofísicas;
- ◆ recuperação de hidrocarbonetos em testes de formação, seja por tubulação ou testes a cabo com amostragem de fluidos.

Uma notificação de descoberta não estabelece relação com o porte das acumulações, devendo ser enviadas mesmo no caso da verificação de simples indício, considerando as regras acima estabelecidas.

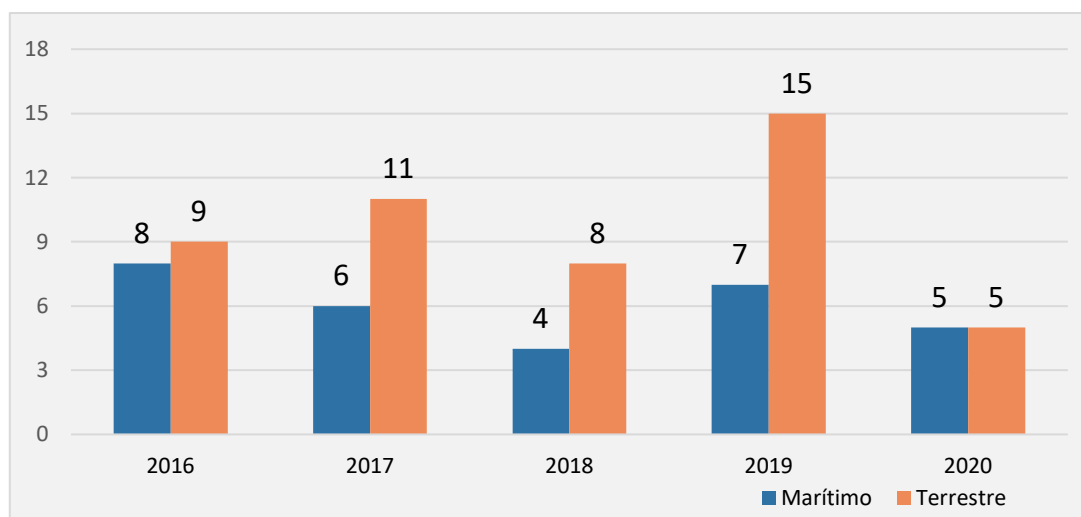
No âmbito desse relatório, a consolidação apresentada teve como premissa as notificações aprovadas associadas aos poços exploratórios em blocos sob contrato.

Considerando o Gráfico 16, observa-se que, à exceção dos anos de 2017 e 2019, a tendência de queda do número de notificações de descobertas nos últimos 5 anos. Pontua-se que 2019 foi ano com o maior número de perfurações de poços exploratórios do período.

Ao longo dos 5 anos, assim como no cenário associado ao número de poços perfurados, o quantitativo de notificações de descobertas foi mais expressivo para ambientes terrestres do que para ambientes marítimos. Em contrapartida, nos anos de 2017, 2018 e 2020, todos os poços perfurados em ambiente marítimo tiveram notificações de descobertas associadas.

Em 2020, quando houve expressiva redução no número de poços exploratórios perfurados (16 poços), houve notificações de descobertas para cerca de 2/3 dos poços exploratórios perfurados.

Gráfico 16: Notificações de Descobertas por ano entre 2016 e 2020

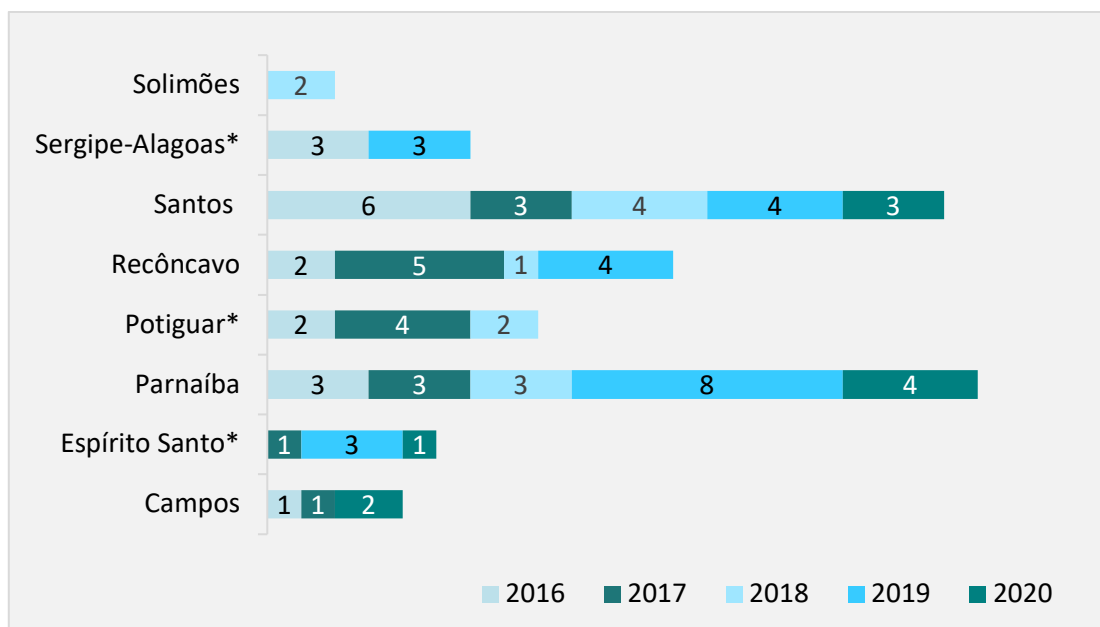


No que se refere às bacias sedimentares (vide Gráfico 17), observa-se que, no período em destaque, em ambiente terrestre, Parnaíba e Recôncavo despontaram com os

maiores números de notificações de descoberta, com 21 e 12, respectivamente. Em realidade, a Bacia do Parnaíba foi aquela com o maior número de notificações ao se comparar todas as bacias sedimentares, sejam marítimas ou terrestres. Já no ambiente marítimo, a Bacia de Santos se mostra como aquela com o maior número de notificações, totalizando um quantitativo de 20 no período de interesse.

No ano de 2020, ano mais recente da série, o perfil acima destacado se repete com destaque para as bacias do Parnaíba e Santos.

Gráfico 17: Notificações de Descobertas por bacia entre 2016 e 2020



Observação: incorpora as parcelas terrestres e marítimas.

2.4 – Planos de Avaliação de Descobertas e Declarações de Comercialidade

Considerando os dados até então disponíveis na fase de exploração, notificada uma descoberta, o contratado pode proceder à sua avaliação, a qualquer momento durante a fase. Para tanto deve submeter à aprovação da ANP uma proposta de Plano de Avaliação de Descobertas.

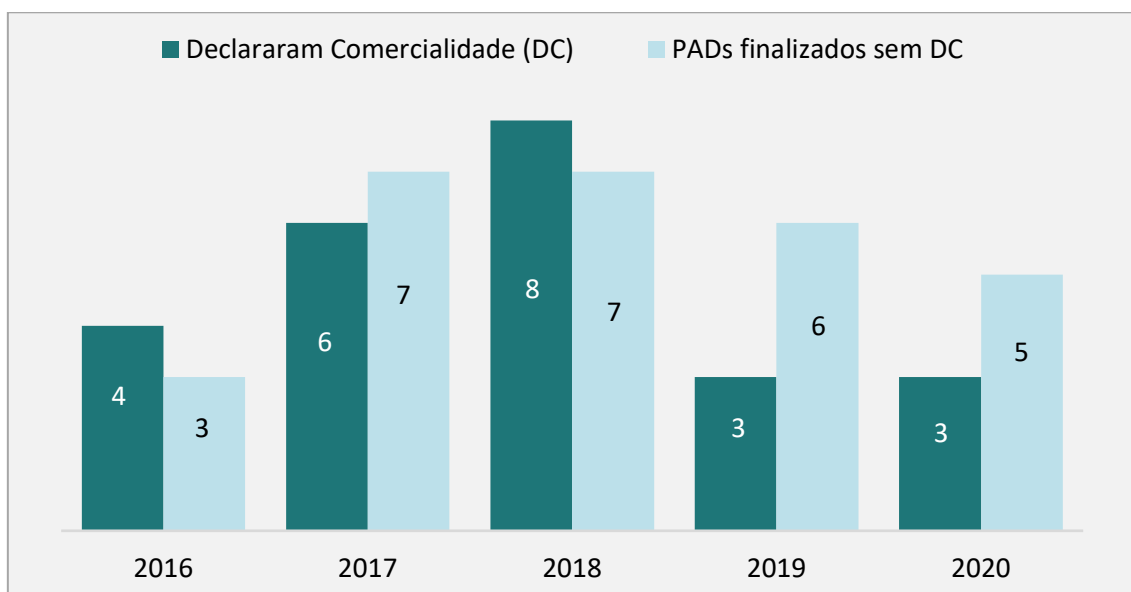
No âmbito do PAD, são definidas novas atividades exploratórias, cujas finalidades serão definir a extensão da acumulação descoberta, estimar o volume de hidrocarboneto(s) *in place*, bem como a economicidade da jazida. Após avaliação, caso a descoberta seja comercialmente viável, o contratado, em decisão unilateral, isto é, sem a necessidade de aprovação da ANP, decide pela apresentação da Declaração de Comercialidade à Agência. Cruza-se então 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.

O Gráfico 18 exibe a situação dos PADs finalizados entre 2016 e 2020. Em oposição aos demais dados desse capítulo, sempre extraídos a partir de suas datas de início de atividade, o indicador de PAD foi criado a partir da data de encerramento do plano, para que fosse possível disponibilizar aqui um melhor panorama dos resultados obtidos na execução destes planos.

Assim, para o período 2016 a 2020, foram contabilizados 53 PADs finalizados, sendo que 24 destes resultaram em novas áreas de desenvolvimento (Declarações de Comercialidade) e 28 em devoluções de áreas para a União.

Ademais, cabe destacar que os anos de 2016 e 2018 foram os únicos nos quais o número de PADs finalizados com a apresentação de Declarações de Comercialidade superou o número de PADs finalizados sem declaração. Por outro lado, os anos de 2019 e 2020 foram os de menor sucesso, considerando o número de Declarações de Comercialidade apresentado.

Gráfico 18: Situação dos PADs finalizados entre 2016 e 2020



Antes de sua finalização, um PAD em andamento pode encontrar-se em 3 situações, a saber:

- ◆ ativo, no qual estão sendo executadas atividades de avaliação;
- ◆ suspenso, normalmente motivado por questões associadas ao licenciamento ambiental; e
- ◆ em postergação da Declaração de Comercialidade⁶, no qual o contrato ficará suspenso em relação à área anteriormente retida para a avaliação da descoberta.

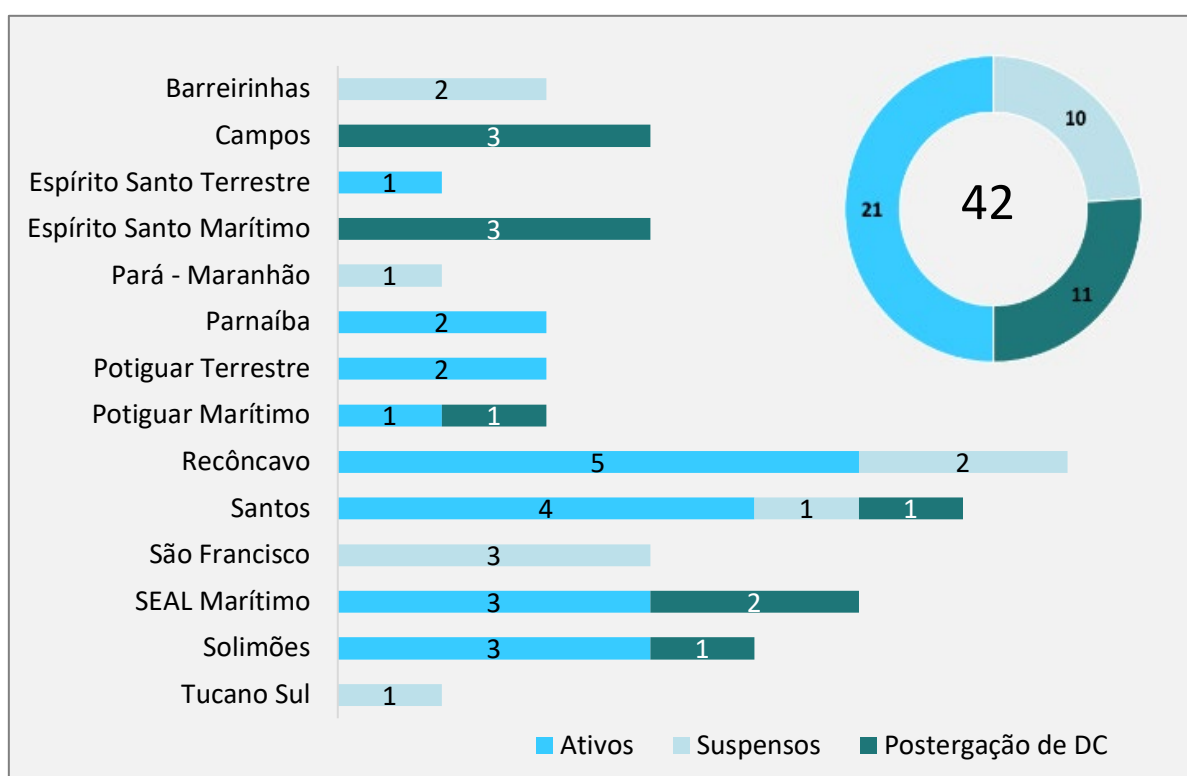
⁶ As hipóteses para as quais o contratado poderá solicitar a Postergação de Declaração de Comercialidade estão descritas nos Contratos de E&P (vide <http://rodadas.anp.gov.br>).

Destarte, ao final do ano de 2020, havia 42 áreas sob avaliação (vide Gráfico 19). Desse montante, 21 encontravam-se ativos, sendo 8 em ambiente marítimo (metade na Bacia de Santos) e 13 em ambiente terrestre, com destaque para a Bacia do Recôncavo que liderava com 5 PADs.

Em relação aos PADs suspensos, o ano de 2020 foi finalizado com 10 PADs suspensos, sendo que grande parte deles em bacias nas quais reconhecidamente há entraves associados a questões de caráter ambiental, tais como Barreirinhas, Pará-Maranhão e São Francisco. No final de 2020, 11 PADs encontravam-se em postergação de Declaração de Comercialidade, sendo 6 deles na margem leste, bacias de Campos e Espírito Santo (mar).

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 nestes PADs.

Gráfico 19: Situação dos PADs em andamento por bacia em 2020



Ainda no que se refere aos PADs, um dado relevante é o fato de que, no período 2016 a 2020, 24 Planos foram apresentados à ANP, sendo 20 deles para o ambiente terrestre e

apenas 4 para o marítimo⁷. Mais crítico que o reduzido número de PADs marítimos apresentados no período de referência, é o fato de que apenas um deles referiu-se efetivamente a uma nova descoberta, o PAD de Libra, estando todos os demais associados a extensões de acumulações já descobertas previamente.

Analisando a parcela que consigna o sucesso de uma campanha exploratória, o Gráfico 20 exibe o número de DCs por bacia para o período de 2016 a 2020. Em 5 anos, houve um total de 24 novas áreas de desenvolvimento declaradas. Nessa trilha, os anos de 2019 e 2020 foram os anos com o menor número de Declarações de Comercialidade, 3 em cada ano. O ano de 2018 foi o mais bem sucedido dessa série histórica com 8 declarações.

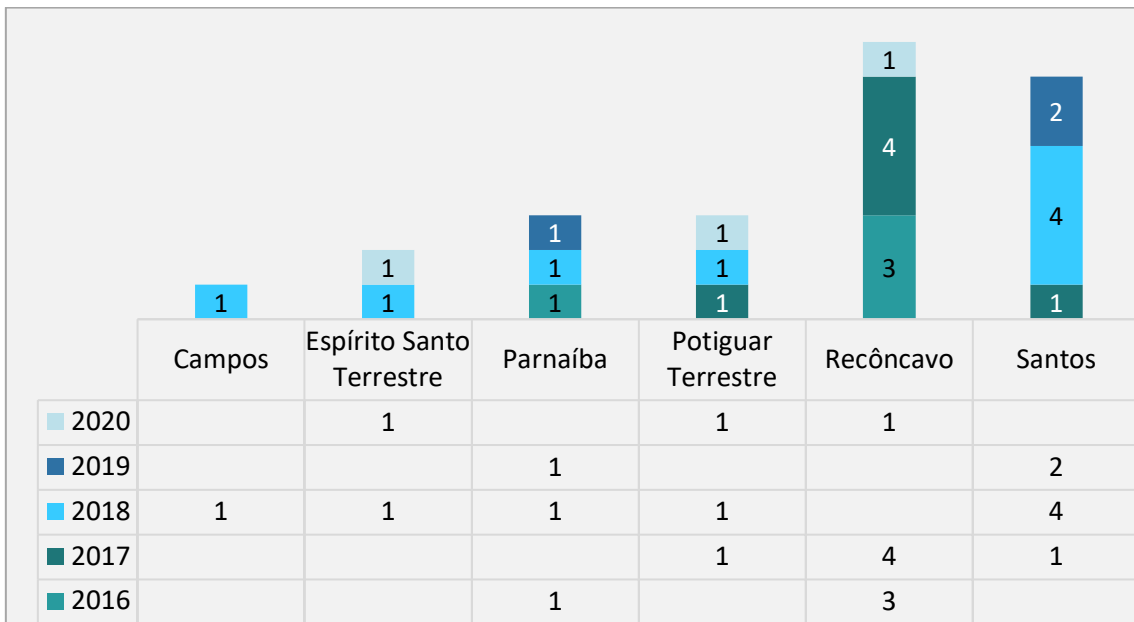
Segmentando por bacias, no período sob análise, a Bacia de Santos destaca-se com 7 Declarações de Comercialidade (3 no pré-sal), enquanto a Bacia do Recôncavo foi responsável por 8 declarações.

Os números de Declarações de Comercialidade da Bacia de Santos são incrementados pelas declarações associadas ao polígono do pré-sal, ratificando a percepção de um menor risco exploratório associado aos blocos sob contrato nele localizados.

Já o destaque para a Bacia do Recôncavo, classificada como uma bacia madura, muito provavelmente deriva do relevante número de blocos sob contrato ao longo da série histórica, bem como do aprimoramento do conhecimento geológico ao longo de anos de atividades exploratórias na bacia, o que também resulta na redução dos riscos exploratórios associados.

⁷ PADs Libra Remanescente, Conjunto de Carcará, Sudoeste de Tartaruga Verde e Conjunto de Gato do Mato. À exceção do PAD Sudoeste de Tartaruga Verde, associado à Bacia de Campos, os demais referem-se à Bacia de Santos.

Gráfico 20: Declarações de Comercialidade por bacia entre 2016 e 2020



Nesse contexto, cabe salientar que, no âmbito das 24 Declarações de Comercialidade para o período 2016 a 2020, foram informados cerca de 15,8 bilhões de bbl de óleo (P50) e 10,6 bilhões m³ (P50) de gás natural não-associado *in place*.

As Figuras 1 e 2 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 1: Comparação do somatório de volumes de óleo *in place* por bacia informados nas Declarações de Comercialidade

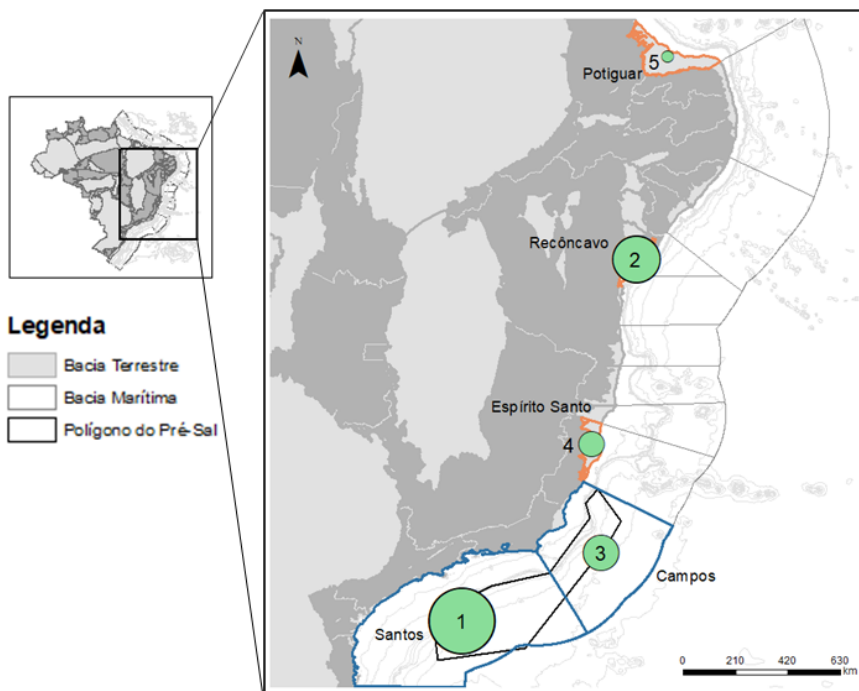
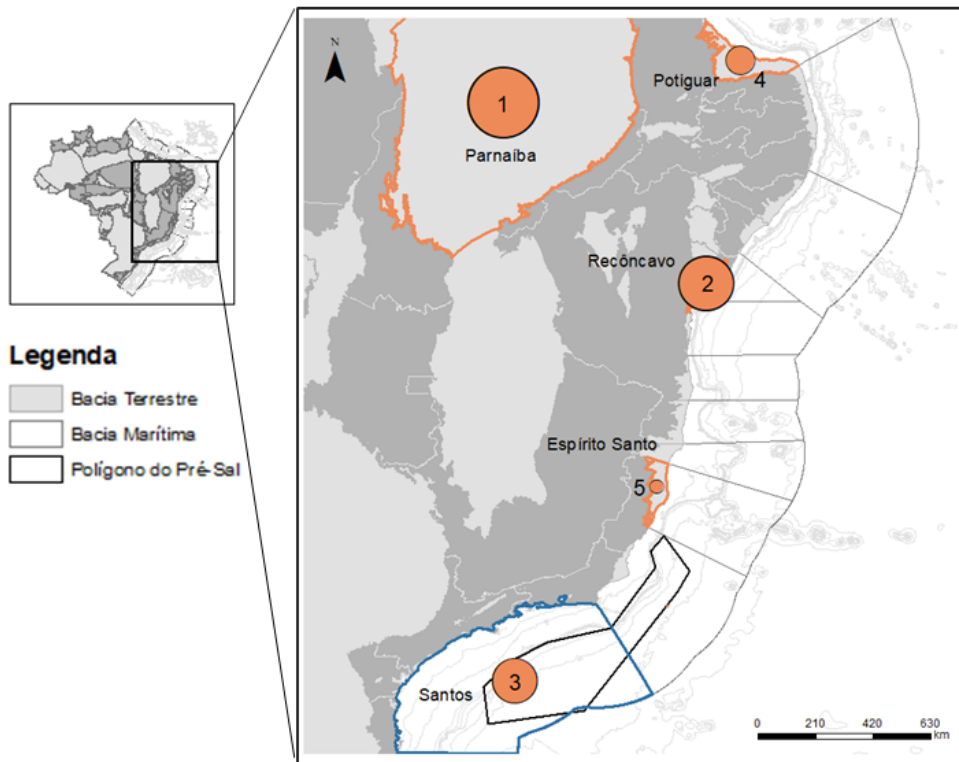


Figura 2: Comparação do somatório de volumes de gás *in place* por bacia informados nas Declarações de Comercialidade



2.5 – Índice de Sucesso Exploratório Econômico

Para efeitos de avaliação do sucesso exploratório econômico, foi estabelecido um índice que considera a razão entre o número de declarações de comercialidade apresentadas e o número de poços exploratórios perfurados no período. Para o exercício realizado no presente relatório algumas premissas foram utilizadas:

- (i) período compreendido entre 1998 e 2020⁸;
- (ii) poços exploratórios perfurados e concluídos em blocos sob contrato;
- (iii) poços exploratórios pioneiros, isto é, categorias 1 e 4, conforme definição apresentada na Resolução ANP N° 699/2017;
- (iv) exclusão dos poços repetidos, conforme definição apresentada na Resolução ANP N° 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 Mero⁹, respectivamente, ainda que tais poços sejam categorizados como estratigráficos, considerando, entretanto, que efetivamente cumpriram o

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

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

papel de pioneiros no âmbito das descobertas que deram origem aos campos em tela.

Assim, as Figuras 3 e 4 apresentam o Índice de Sucesso Exploratório Econômico (ISEE) em acordo com as premissas acima estabelecidas. Na Figura 3 é apresentado o índice global e na Figura 4 o índice é segregado em acordo com o ambiente (marítimo e terrestre).

Figura 3: ISEE global no período 1998-2020

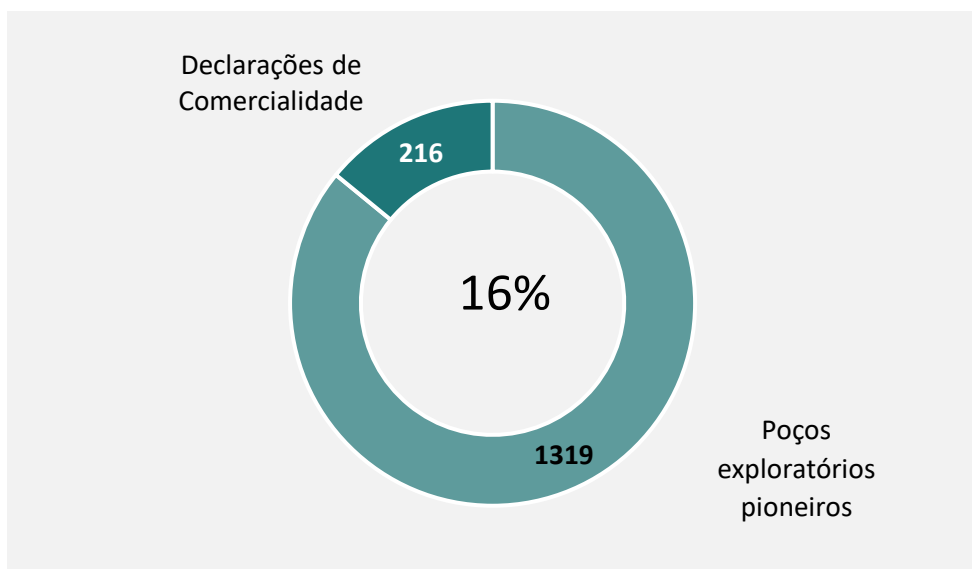
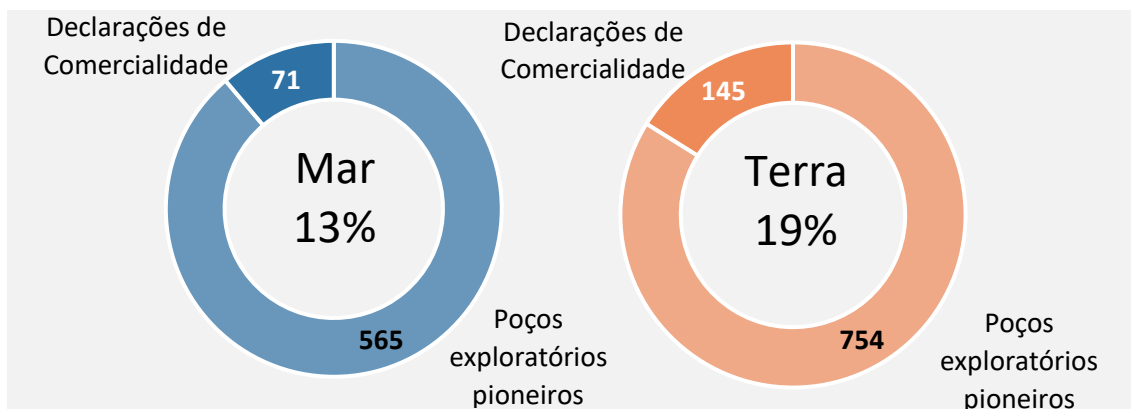


Figura 4: ISEE por ambiente no período 1998-2020



A partir das figuras acima e considerando as premissas anteriormente estabelecidas, para o período 1998 a 2020, observa-se que:

- o ISEE global no Brasil foi de pouco mais de 16%;
- o ISEE para o ambiente marítimo no Brasil foi de aproximadamente 13%;
- o ISEE para o ambiente terrestre no Brasil foi de pouco mais de 19%.

A interpretação de tais resultados não é trivial e não se configura como objetivo principal deste primeiro relatório. Importante ressaltar que o período utilizado para análise é superior a 20 anos, sendo que tais índices podem ser superiores, caso consideremos um espaço temporal mais curto e recente. Tal percepção se deve ao fato de que o desenvolvimento tecnológico contínuo, a otimização dos serviços e custos podem viabilizar projetos e, por consequência, resultar em um aumento destes índices tanto em terra como em mar. Cabe destacar que a determinação de um índice de sucesso exploratório econômico 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.

Da mesma forma, não causa surpresa que o índice de sucesso calculado para o ambiente terrestre supere o do ambiente marítimo. Afinal, é mais provável que uma jazida se torne comercial no ambiente terrestre, considerando os volumes de investimentos necessários.

É interessante destacar também que, com a ampliação do conhecimento geológico nas bacias marítimas, derivada de investimentos e diversificação de empresas atuantes neste ambiente, alavancada também pelo sucesso derivado das descobertas do pré-sal e do apetite das empresas em investir naqueles prospectos com maior chance de sucesso, provavelmente, caso fosse realizado o cálculo do ISEE para um intervalo de tempo mais recente, o resultado para o ambiente marítimo fosse maior.

De qualquer forma, é importante lembrar que esse é um primeiro esforço de cálculo para um indicador dessa natureza. Futuramente, tais dados e premissas serão mais bem trabalhados de forma a exercitar um maior conjunto de cenários.



CAPÍTULO 3

AÇÕES DE INCENTIVO ÀS ATIVIDADES EXPLORATÓRIAS



CAPÍTULO 3

AÇÕES DE INCENTIVO ÀS ATIVIDADES EXPLORATÓRIAS

Nos Capítulos 1 e 2 foi evidenciado que, no período compreendido entre 2016 e 2020, o desempenho do segmento de exploração de petróleo e gás natural, expresso mediante o quantitativo de blocos sob contrato e o volume de atividades exploratórias realizado, não se revelou tão pujante quanto esperado.

O presente capítulo propõe-se a apresentar as ações empreendidas pela ANP ao longo do período 2016 a 2020 com vistas a incrementar a performance do setor, atrair investimentos para o país, ampliar o conhecimento geológico das bacias sedimentares brasileiras e aumentar continuamente tanto as reservas como a produção nacional de petróleo e gás natural.

Para o alcance de tais objetivos é imprescindível que se tenha um portfólio relevante de blocos sob contrato, seja sob a ótica do seu quantitativo, seja do ponto de vista da variedade de bacias e ambientes em que estão localizados.

Dessa forma, medidas estruturantes como a implementação de um calendário plurianual de rodadas de licitações, o estabelecimento da Oferta Permanente como uma nova modalidade de leilão e a flexibilização das regras de conteúdo local foram importantes para assegurar melhores condições para os investidores e para a indústria.

Adicionalmente, destacam-se as medidas regulatórias preventivas e mitigadoras que foram implementadas com a finalidade de evitar ou corrigir os desequilíbrios causados por eventos externos, a exemplo de expressivas oscilações dos indicadores econômicos, aprofundadas em 2020 em decorrência da pandemia de Covid-19

3.1 – Medidas Estruturantes

3.1.1– *Calendário Plurianual de Rodadas de Licitações*

A Resolução do CNPE nº 17/2017¹⁰ destacou a importância do estabelecimento de um calendário contínuo de rodadas de licitações ao conferir ao Ministério de Minas e Energia (MME), em seu art. 2º, a atribuição de propor ao Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) planos plurianuais para a oferta de áreas para exploração e produção de petróleo e gás natural.

¹⁰ Alterada pela Resolução CNPE nº 3/2020.

Nesse contexto, a ANP, a quem cabe a implementação das políticas públicas formuladas para o setor, tratou de definir as diretrizes para o planejamento e a realização de rodadas de licitações para os anos subsequentes.

Fruto desta medida estruturante, foram realizadas, entre os anos de 2017 e 2020, 10 rodadas de licitações com oferta de blocos exploratórios, sendo cinco rodadas sob regime de partilha de produção e outras sob o cinco regime de concessão, duas das quais na modalidade Oferta Permanente, conforme se verifica no Quadro 7.

Cabe lembrar que, no sentido oposto, em um período de oito anos, compreendido entre 2008 e 2016, apenas cinco rodadas de licitações de blocos exploratórios foram realizadas, razão pela qual o estabelecimento do calendário mostrou-se fundamental.

Quadro 7: Informações sobre as Rodadas de Licitação realizadas com oferta de blocos exploratórios entre 2017 e 2020¹¹

Rodadas de Licitação	Blocos com contratos assinados	Empresas vencedoras ¹²	Bônus de assinatura arrecadado (milhões R\$)
Rodada 14 (2017)	32	17	3.841
Rodada 15 (2018)	22	12	8.015
Rodada 16 (2019)	12	10	8.915
Partilha 2 (2017)	3	7	3.300
Partilha 3 (2017)	3	6	2.850
Partilha 4 (2018)	3	7	3.150
Partilha 5 (2018)	4	8	6.820
Partilha 6 (2019)	1	2	5.050
1º Ciclo Oferta Permanente - Blocos Exploratórios (2019)	18 ¹³	10	12,11

O estabelecimento de um calendário plurianual de oferta de blocos exploratórios, resultante do compromisso do país em proporcionar a oferta de áreas em intervalos de tempo conhecidos, traz previsibilidade aos investidores ao passo que assegurou às

¹¹ O 2º Ciclo da Oferta Permanente também foi realizado em 2020, com assinatura dos contratos no ano de 2021.

¹² Para o caso de consórcios, todas as empresas foram contabilizadas como vencedoras, não apenas a Operadora.

¹³ Contratos assinados até dezembro de 2020.

empresas melhores condições para a avaliação das áreas e para o planejamento de estratégias de portfólio.

Ressalta-se que, em 2020, o calendário de rodadas de licitações foi parcialmente interrompido em virtude da pandemia da Covid-19, cujos impactos motivaram a postergação da 17ª Rodada de Licitações de Blocos e da 7ª Rodada de Partilha de Produção – Pré-Sal para 2021. Nesse ano, caso haja manifestações de interesse, também está prevista a realização do 3º Ciclo de Oferta Permanente.

3.1.2 – Oferta Permanente

Em 2018, em conformidade com o art. 4º da Resolução CNPE nº 17/2017¹, a ANP implementou, sob o regime de concessão, uma nova modalidade: a Oferta Permanente.

Representando um novo paradigma para as licitações, essa modalidade visa ofertar continuamente blocos exploratórios licitados em rodadas anteriores e não arrematados ou blocos devolvidos à Agência, bem como campos devolvidos ou em processo de devolução, denominados áreas com acumulações marginais.

As áreas ofertadas podem estar localizadas em quaisquer bacias terrestres ou marítimas, com exceção de blocos situados no polígono do pré-sal, nas áreas estratégicas ou na plataforma continental brasileira além das 200 milhas náuticas.

A Oferta Permanente tem alguns fatores que a diferencia das rodadas de licitações tradicionais, aumentando a sua atratividade, em especial para pequenas e médias empresas. Dentre estes fatores, destacam-se a: redução do percentual exigido como garantia financeira para o cumprimento do PEM, redução do patrimônio líquido mínimo para não operadores e taxa de acesso ao pacote de dados técnicos opcional e por setor.

No total, foram realizados dois ciclos de Oferta Permanente: um em 2019 e outro em 2020. Conforme indicado no Gráfico 4, até o final do ano de 2020, haviam sido assinados 18 contratos decorrentes do 1º Ciclo da Oferta Permanente. Numa primeira aproximação, uma vez que a assinatura dos contratos 2º Ciclo de Oferta Permanente ainda não foi finalizada, esses ciclos foram responsáveis por adicionar 36.378,39 km² de áreas exploratórias, configurando-se em 18% das áreas sob contrato no ano de 2020.

Uma característica marcante dos resultados dessas duas rodadas é a adição de blocos em bacias de nova fronteira ao portfólio de áreas exploratórias. Contudo, o 2º Ciclo de Oferta Permanente destaca-se, sobretudo, por ter se configurado na única rodada de licitações realizada no ano de 2020, marcado pela pandemia da Covid-19, e por terem sido arrematados 4 blocos na Bacia do Paraná e 3 blocos na Bacia do Amazonas. Conforme já destacado no Capítulo 1, o ano de 2020 foi finalizado com apenas 3 blocos sob contrato na Bacia do Paraná e nenhum bloco na Bacia do Amazonas. Portanto, caso assinados, para a Bacia do Amazonas, estes contratos representarão o retorno de campanhas exploratórias à bacia e mais do que a duplicação do número de blocos sob contrato para a Bacia do Paraná.

Atualmente, já estão disponíveis mais de mil blocos exploratórios disponíveis para declaração de interesse e inclusão no rol de objetos da Oferta Permanente¹⁴.

3.1.3 – Flexibilização das Regras de Conteúdo Local

A flexibilização das regras de conteúdo local iniciou-se com a publicação da Resolução nº CNPE 7/2017, que retirou o conteúdo local como critério de oferta em rodadas de licitações, ao mesmo tempo em que passou a estabelecer o percentual mínimo global, na fase de exploração, em 50% para os blocos situados em terra e 18% para os blocos marítimos. Além da alteração dos níveis dos compromissos mínimos, foi removida a possibilidade de solicitação de isenção (*waiver*) e aplicada nova metodologia de cálculo de multa pelo descumprimento do conteúdo local contratual. Essas alterações foram aplicadas a partir da 14ª Rodada de Licitações de Blocos e da 3ª Rodada de Partilha.

Posteriormente, em 2018, por ocasião da Resolução CNPE nº 1/2018, foi publicada a Resolução ANP Nº 726/2018, que regulamentou os mecanismos contratuais de isenção (*waiver*) da obrigação de cumprimento de conteúdo local relativa aos contratos concessão da 7ª à 13ª Rodadas e ao contrato de partilha de produção da 1ª Rodada. A isenção tornou-se aplicável nas hipóteses de inexistência de fornecedor nacional, caracterização de preços e/ou prazos excessivos e/ou utilização de nova tecnologia não disponível no país.

A Resolução ANP Nº 726/2018 também trouxe a possibilidade de ajuste dos compromissos de conteúdo local dos contratos em vigor, com efeitos para as fases não encerradas. Mediante a assinatura de um termo aditivo, os percentuais de conteúdo local na fase de exploração seriam redefinidos em 50% para os blocos situados em terra e 18% para os blocos marítimos.

Essas medidas foram originadas nas discussões realizadas no âmbito do Programa de Estímulo à Competitividade da Cadeia Produtiva, ao Desenvolvimento e ao Aprimoramento de Fornecedores do Setor de Petróleo e Gás Natural (PEDEFOR) e buscaram aumentar a atratividade dos ativos brasileiros de óleo e gás e, concomitantemente, manter os incentivos ao desenvolvimento da indústria local de bens e serviços. Nesse sentido, julgou-se que o possível aumento no volume de investimentos no setor poderia compensar a redução do percentual mínimo de conteúdo local dos contratos de E&P, impactando positivamente contratados e fornecedores.

3.2 - Medidas Regulatórias Implementadas sob a Gestão da SEP

3.2.1 Resolução ANP Nº 708/2017

Baseada nas Resoluções CNPE nº 4/2017 e CNPE nº 8/2017, que recomendaram à ANP a análise da prorrogação da fase de exploração dos contratos de blocos outorgados na

¹⁴ <http://rodadas.anp.gov.br/pt/oferta-permanente/blocos-exploratorios>

11ª e na 12ª Rodadas de Licitações, respectivamente, a agência realizou, em 2017, uma análise minuciosa da situação desses blocos.

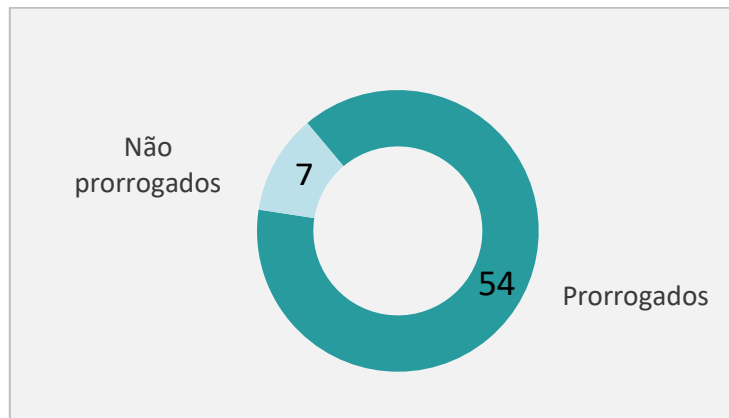
Como resultado, verificou-se que os contratados estavam com dificuldades relacionadas à realização das atividades necessárias ao cumprimento do PEMs pactuados na 11ª e na 12ª Rodadas de Licitações. Embora os prazos do primeiro período exploratório estivessem próximos do término, para os blocos da 11ª Rodada de Licitações, observou-se que, até aquele momento, havia sido concluído apenas 5% e 37% do PEM dos blocos marítimos e terrestres, respectivamente. Já em relação aos blocos da 12ª Rodada, todos localizados em bacias terrestres, somente 13% do PEM havia sido realizado.

Para além da forte desvalorização do preço do barril do petróleo no período analisado, àquela época, verificou-se dificuldades enfrentadas pelos contratados no que tange aos processos de licenciamento ambiental, à logística deficiente e à falta de conhecimento geológico prévio em algumas das bacias ofertadas.

Cabe destacar que a 11ª Rodada de Licitações de Blocos concedeu, além de blocos localizados em bacias maduras, blocos situados na margem equatorial e em águas rasas, profundas e ultra profundas. Todos os blocos marítimos dessa rodada estão posicionados em setores de bacias sedimentares classificadas como de nova fronteira exploratória. Por sua vez, a 12ª Rodadas de Licitações foi marcada também pela ênfase à ampliação do conhecimento do potencial de recursos não convencionais no país.

Dessa forma, visando impedir uma devolução maciça de blocos exploratórios, com a consequente execução de garantias contratuais e interrupção das atividades exploratórias, a ANP promulgou a Resolução ANP Nº 708/2017, publicada com a finalidade de facultar a prorrogação da fase de exploração dos contratos de concessão da 11ª e da 12ª Rodadas de Licitações pelo prazo de dois anos. Como condicionantes foi estabelecido que: i) os concessionários estivessem plenamente adimplentes com todas as obrigações dos contratos; ii) o valor monetário das garantias financeiras que asseguram o PEM ainda não cumprido fosse corrigido retroativamente desde a data de assinatura do contrato de concessão pelo Índice Geral de Preços - Disponibilidade Interna (IGP-DI) e; iii) o valor monetário de tais garantias passasse a ser atualizado também pelo IGP-DI a partir da prorrogação.

Conforme se verifica no Gráfico 21, até o fim 2020, de um total de 61 contratos à época vigentes (ativos e suspensos) e que faziam jus a esta prorrogação, 54 já haviam sido prorrogados.

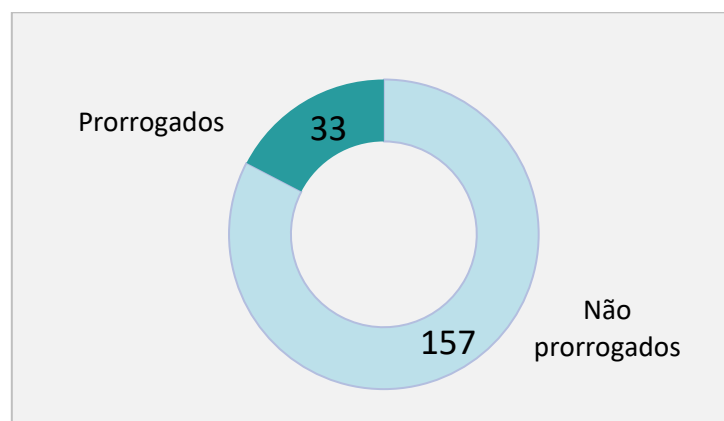
Gráfico 21: Contratos prorrogados com base na Resolução ANP nº 708/2017

3.2.2 Resolução ANP Nº 815/2020 – Crise Sanitária da Covid-19

Conforme já mencionado, a pandemia da Covid-19 alterou profundamente a dinâmica mundial das atividades sociais e econômicas. Tendo em vista a criticidade da situação enfrentada, a ANP atuou rapidamente com o intuito de prevenir os potenciais impactos deste cenário sobre os contratos, especialmente visando garantir a continuidade das atividades exploratórias e evitar a devolução maciça de blocos.

Desse modo, a ANP publicou a Resolução ANP Nº 815/2020, que faculta a prorrogação pelo período de nove meses de determinados prazos contratuais previstos para a fase de exploração. Por ter sido baseada na configuração de caso de Força Maior, prevista em contrato, não foram definidas nesta resolução contrapartidas por parte dos operadores, tendo sido, entretanto, estabelecida, como condicionante, a necessidade de apresentação das garantias financeiras correspondentes à parcela do PEM ainda não atestada como cumprida.

No Gráfico 22, observa-se que, ao término de 2020, de 190 contratos ativos¹⁵, 33 já haviam sido prorrogados, com base na Resolução ANP Nº 815/2020.

Gráfico 22: Contratos prorrogados com base na Resolução ANP nº 815/2020

¹⁵ Esse total não incorpora, portanto, o número de contratos suspensos no final de 2020, cuja prorrogação baseada na Resolução ANP Nº 815/2020 só poderá ser solicitada após o término da suspensão.



CAPÍTULO 4

DESTAQUES RECENTES E PERSPECTIVAS FUTURAS



Capítulo 4

Destaques Recentes e Perspectivas Futuras

Conforme observado ao longo desse relatório, nos últimos anos, registrou-se uma desaceleração do segmento de exploração de petróleo e gás natural no país, aprofundada em 2020 pela pandemia da Covid-19. Entretanto, em 2021, vislumbra-se uma visão mais otimista para o segmento. Para este ano, conforme poderá ser observado nesse capítulo, o quantitativo de atividades e investimentos previstos na fase de exploração é substancialmente superior quando comparado ao realizado no ano de 2020. Espera-se que projetos adiados no passado recente se iniciem ou mesmo se concretizem em 2021.

Considerando a transição energética em curso no mundo, o desafio do Brasil está em aproveitar os anos vindouros para explorar e produzir seus recursos petrolíferos antes que estes percam a sua posição de protagonismo na matriz energética mundial e, por consequência, os benefícios derivados. Urge, portanto, considerando essa reduzida janela de tempo e de oportunidades, a necessidade de acelerar a descoberta em novas áreas, ampliar as reservas e a produção de petróleo e gás natural. Nesse contexto, é importante reiterar o papel do setor de óleo e gás brasileiro como vetor de grande relevância para a promoção do desenvolvimento econômico no país.

4.1 - Destaques Recentes em *Plays* Exploratórios

Os anos de 2019 e 2020 tiveram destaques importantes no que diz respeito às descobertas e/ou estabelecimento de novos modelos de acumulação. O primeiro ocorreu na Bacia do Parnaíba, dado pela descoberta de óleo em um dos poços perfurados na porção norte, cuja área ainda se encontra em fase de avaliação, mas que revela a possibilidade de acumulação de óleo em uma bacia tradicionalmente *gas prone*. A expectativa de ocorrência de hidrocarbonetos líquidos na Bacia do Parnaíba pode impulsionar ainda mais seu potencial no caso de descobertas comerciais.

O segundo ocorre na porção terrestre da Bacia do Espírito Santo, com a descoberta de óleo em reservatórios albianos (formações São Mateus e Regência), com produtividade relativamente expressiva. Tais descobertas localizam-se no centro-sul da porção terrestre da bacia, onde tradicionalmente o horizonte produtor é a Formação Urucutuca (Neocretáceo). A primeira descoberta expressiva no Albiano foi realizada no Campo de Cancã, que já se encontrava em fase de produção. Posteriormente, tornaram-se exitosos também, na fase de exploração, a partir da declaração de comercialidade do Campo de Suindara no ano de 2020.

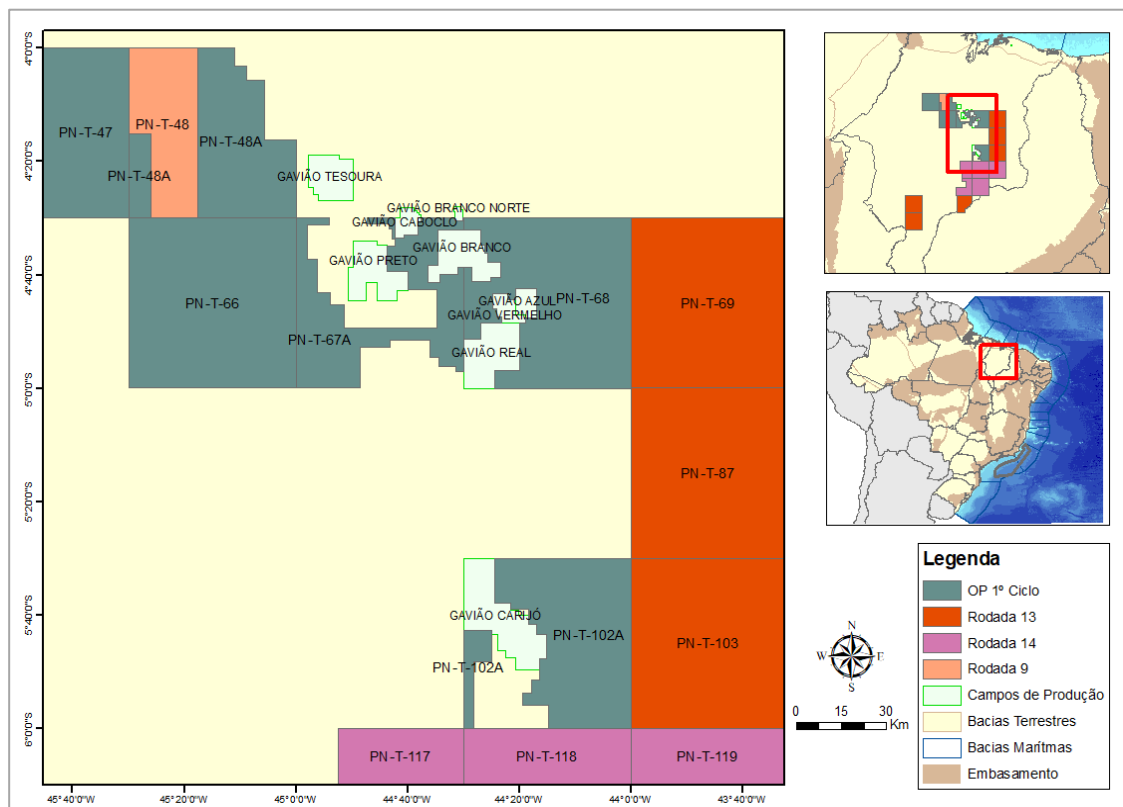
A seguir, apresenta-se com maiores detalhes as descobertas dos novos *plays*, contextualizando em linhas gerais os sistemas petrolíferos das duas bacias.

4.1.1 – Bacia do Parnaíba

Atualmente, a Bacia do Parnaíba figura como uma das maiores bacias produtoras de gás natural em terra. A produção na bacia conta com um modelo pioneiro de aproveitamento econômico do gás, denominado "reservoir to wire", combinando a exploração e produção de hidrocarbonetos com a geração de energia elétrica.

A produção advém majoritariamente da região centro-norte da bacia, onde se localiza o Parque dos Gaviões (Figura 5), complexo de campos produtores de gás natural da região, destacando-se os campos de Gavião Caboclo, Gavião Branco, Gavião Real e Gavião Vermelho entre os 20 maiores produtores do Brasil, conforme dados de dezembro de 2020 disponibilizados no Encarte de Consolidação da Produção 2020 (ANP, Dezembro 2020/Número 124)¹⁶.

Figura 5: Localização Bacia do Parnaíba com destaque para a região produtora



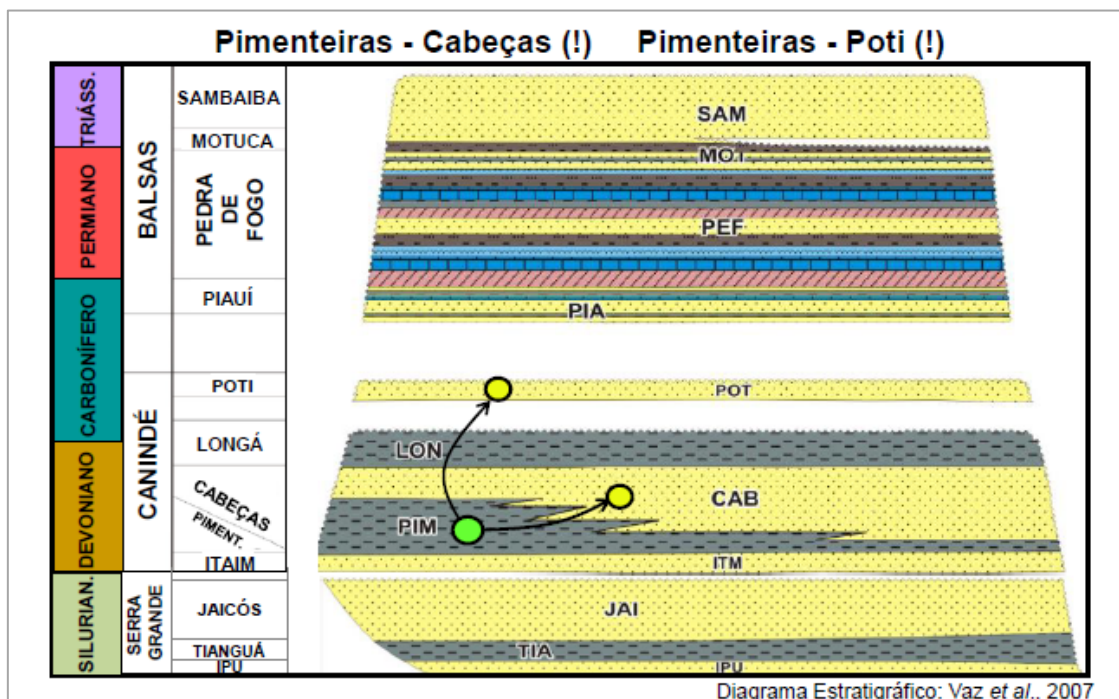
Sistemas Petrolíferos

Há dois sistemas petrolíferos principais atuantes na Bacia do Parnaíba (Figura 6) e ambos contam com a geração de hidrocarbonetos advindos da Formação Pimenteiras – representada por folhelhos radioativos depositados durante o Devoniano em um evento anóxico global.

¹⁶ <https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/publicacoes/boletins-anp/bmp/2020/2020-12-boletim.pdf>

Tradicionalmente, a Formação Cabeças foi considerada o principal horizonte reservatório da bacia, devido à sua privilegiada posição estratigráfica em contato direto com as rochas geradoras da Formação Pimenteiras. É composta por rochas siliciclásticas devonianas, depositadas em ambiente plataformar sob a influência de marés. Contudo, a partir das descobertas recentes realizadas no Parque dos Gaviões, a Formação Poti se tornou o reservatório mais importante da bacia atualmente. É composta por rochas siliciclásticas, depositadas em ambiente deltaico e de planície de maré. As intrusões de diabásio são as rochas selantes mais eficientes desta bacia, mas a Formação Longá - composta por folhelhos depositados em ambiente plataformar também se apresenta como selante para esses reservatórios. Além dos sistemas petrolíferos principais mencionados, cabe citar a ocorrência da Formação Piauí (Neocarbonífero) como zona produtora em conjunto com a Formação Poti no Campo de Gavião Preto.

Figura 6: Principais sistemas petrolíferos atuantes na Bacia do Parnaíba

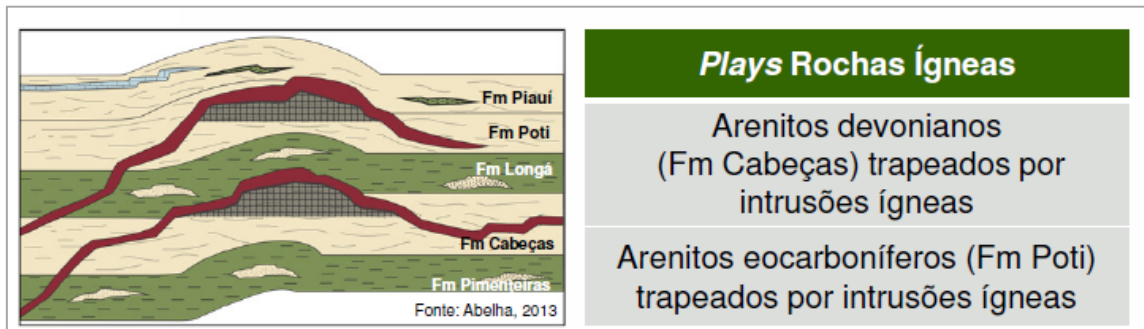


Fonte: Seminário Técnico da 15ª Rodada ANP (2018)¹⁷.

As estruturas relacionadas a intrusões ígneas, denominadas salto de soleira, são as responsáveis pelo trapeamento (Figura 7). Além disso, as intrusões ígneas, agiram como catalisadoras da maturação térmica da matéria orgânica, vez que, até o momento, não foi possível comprovar geração térmica somente por meio do soterramento do pacote sedimentar.

17

http://www.anp.gov.br/images/Palestras/Seminario_tecnico_R15_P4/Portugues/06_Bacia_do_Parnaiba_R15_Portugues.pdf

Figura 7: Trapeamento tradicional da Bacia do Parnaíba

Fonte: Abelha (2013), retirado do Sumário Geológico da 15ª Rodada de Licitações (ANP, 2017)¹⁸

Novidades em *Plays*: Descoberta Recente de Óleo na Bacia do Parnaíba

A Bacia do Parnaíba já protagonizou alguns episódios de perfurações de poços que encontraram indícios de óleo. Os primeiros ocorreram na porção sul da bacia, na década de 60, com os poços 1-TB-001-MA (Testa Branca), que detectou indício de óleo nas formações Longá e Itaim, e 1-FL-1-PI (Floriano), com óleo e gás nos arenitos da Formação Serra Grande. O segundo momento se deu com descobertas na porção norte, em 2012, com o poço 1-OXG-96-MA, conhecido como Peritoró, o qual detectou indícios de óleo na Formação Codó.

Embora já tenha sido verificada a ocorrência de indícios de óleo na Bacia do Parnaíba, os poços perfurados nos últimos anos têm apresentado indícios/descobertas exclusivamente de gás.

Em 2019, contudo, houve nova detecção de óleo na porção norte da bacia, na área do PAD Tianguar. Ainda que haja diversos estudos a serem realizados a respeito da comercialidade da descoberta de óleo, a novidade se reveste de importância por abrir nova perspectiva exploratória em uma bacia tradicionalmente produtora de gás, tendo em vista as possibilidades de ampliação da atração de novos operadores para a região, assim como da adoção de novas diretrizes para as campanhas já existentes.

A Bacia do Parnaíba, enquanto nova fronteira exploratória, tem sido uma importante evidência da relevância do investimento em atividades exploratórias de novas áreas no Brasil. O resultado, além do êxito em termos de constatação e comprovação de novas reservas, é a abertura de novas frentes no setor energético, delineando-se projetos cada vez mais robustos e alinhados às demandas do país.

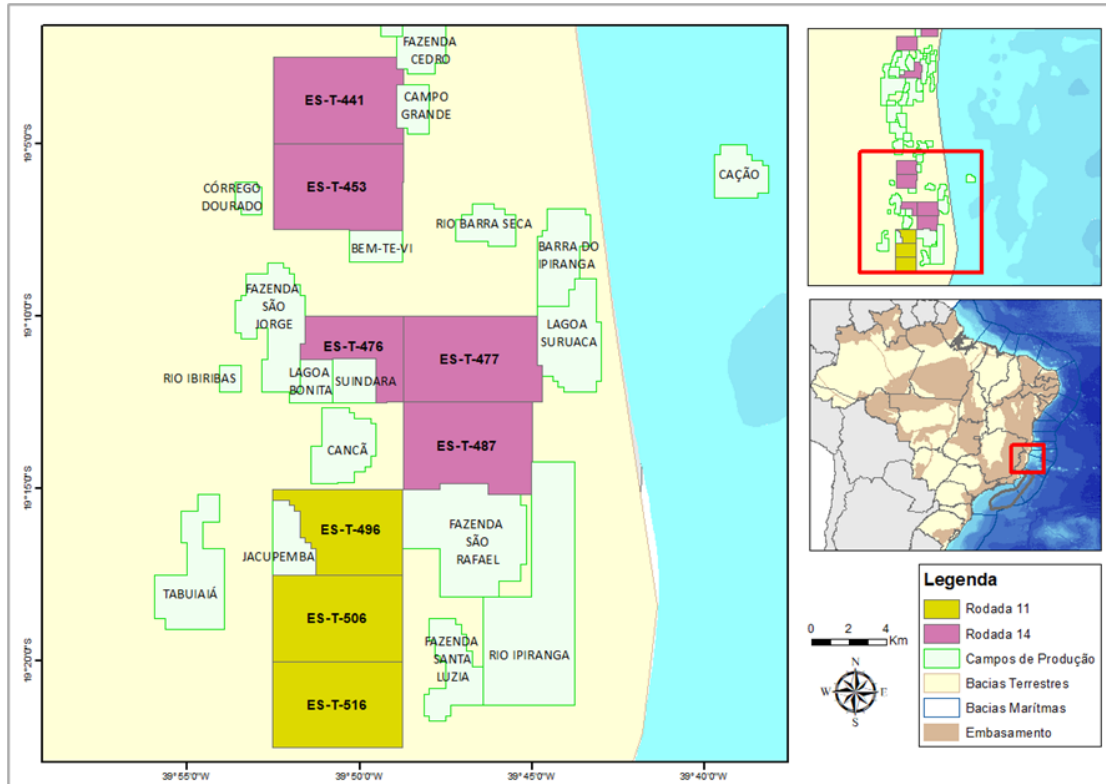
4.1.2 Bacia do Espírito Santo

A Bacia do Espírito Santo é dividida nas porções marítima e terrestre. A porção emersa é compartimentada em quatro províncias geológicas de norte a sul: Plataforma São

¹⁸ http://rodadas.anp.gov.br/arquivos/Round15/Mapas/Sumario_Geologico_R15_Parnaiba.pdf

Mateus, *Paleocanyon* Fazenda Cedro, Plataforma Regência e *Paleocanyon* Regência (Figura 8).

Figura 8: Bacia do Espírito Santo (porção terrestre) com destaque para a região da Plataforma Regência ao sul



A porção emersa é considerada uma bacia madura e, embora esta classificação represente um avançado estágio exploratório, essas bacias cumprem um importante papel no cenário de atratividade do setor. Nesse sentido, tais bacias apresentam excelentes oportunidades para a atuação de empresas de pequeno porte, contribuindo para o aumento da diversidade de operadores, aproveitamento de mão de obra qualificada de regiões tradicionalmente produtoras, bem como para o fomento de novos projetos de revitalização dessas áreas.

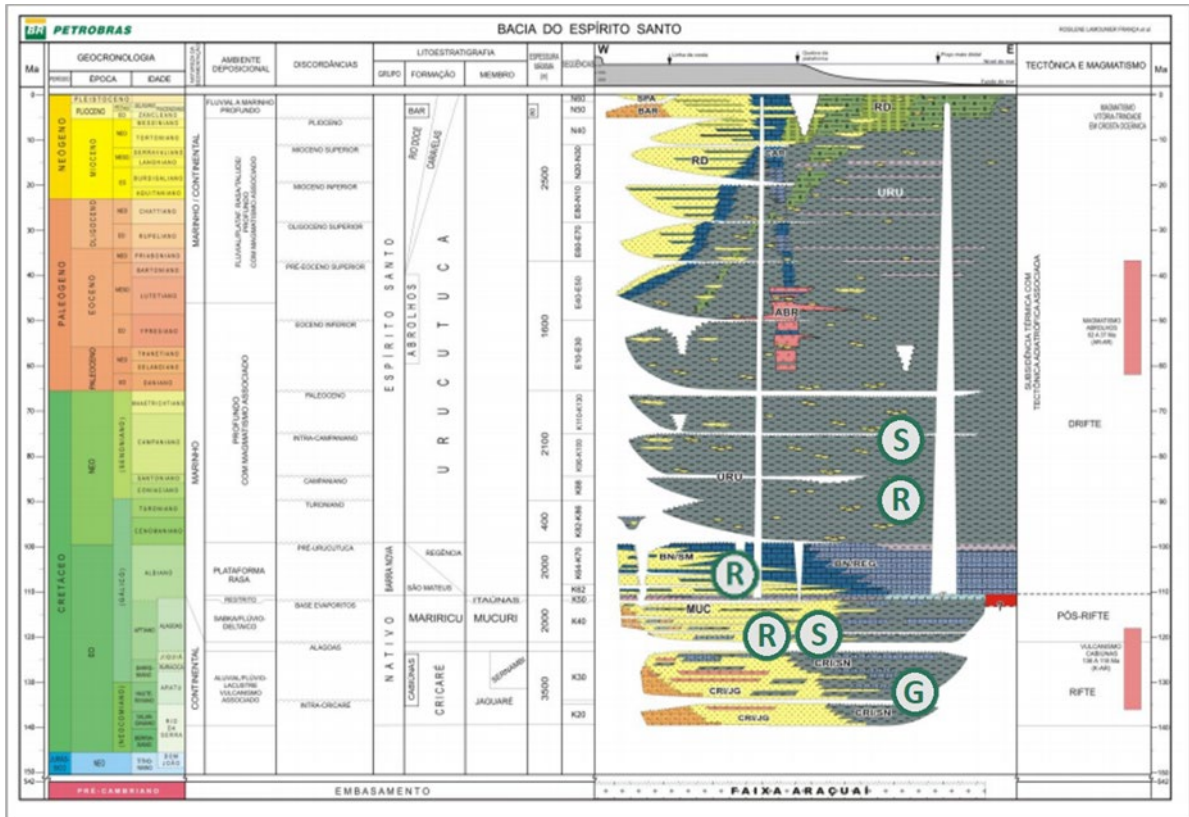
Sistemas Petrolíferos

O sistema petrolífero clássico na porção terrestre da Bacia do Espírito Santo tem como rocha geradora principal em toda a bacia os folhelhos da Formação Cricaré, depositados em ambiente lacustre de água salgada do Andar Jequiá, na porção superior da sequência rifte da bacia. Já os reservatórios são representados pelas formações Mariricu, São Mateus e Urucutuca, composto por rochas silicilásticas fluviais e turbidíticas, com ampla distribuição regional na bacia e presentes nas seções rifte, pós-rifte e drifte. As rochas selantes podem ser os evaporitos e folhelhos intraformacionais da Formação Mariricu e os folhelhos da Formação Urucutuca, sendo este o mais abundante da bacia. As trapas

são bastante diversificadas e podem ter caráter estrutural, estratigráfico ou misto - Sumário Geológico da 14ª Rodada de Licitações (ANP, 2017)¹⁹.

Para melhor entendimento do contexto geológico no qual se configurou o sistema petrolífero atuante, a Figura 9 exhibe o diagrama estratigráfico da Bacia do Espírito Santo.

Figura 9: Diagrama estratigráfico da Bacia do Espírito Santo com destaque para as rochas geradoras (G), reservatórios (R) e selantes (S) dos sistemas petrolíferos mencionados



Fonte: França et.al (2007), retirado de Sumário Geológico da 14ª Rodada de Licitações (ANP, 2017)

Novidades em Plays: Novas Descobertas em Reservatórios Albianos

No contexto da Plataforma Regência, localizada na porção centro-sul da bacia (Figura 10), o Sumário Geológico da 13ª Rodada de Licitações (ANP, 2015)²⁰ descreveu o play Albiano, representado pelas formações Regência e São Mateus, também como níveis de reservatório da Bacia do Espírito Santo.

Comumente, os horizontes produtores nessa região da bacia são os arenitos da Formação Urucutuca. Embora existam registros de hidrocarbonetos nas formações do

19

http://rodadas.anp.gov.br/arquivos/Round14/Mapas/sumarios/Sumario_Geologico_R14_Espirito_Santo_Terra.pdf

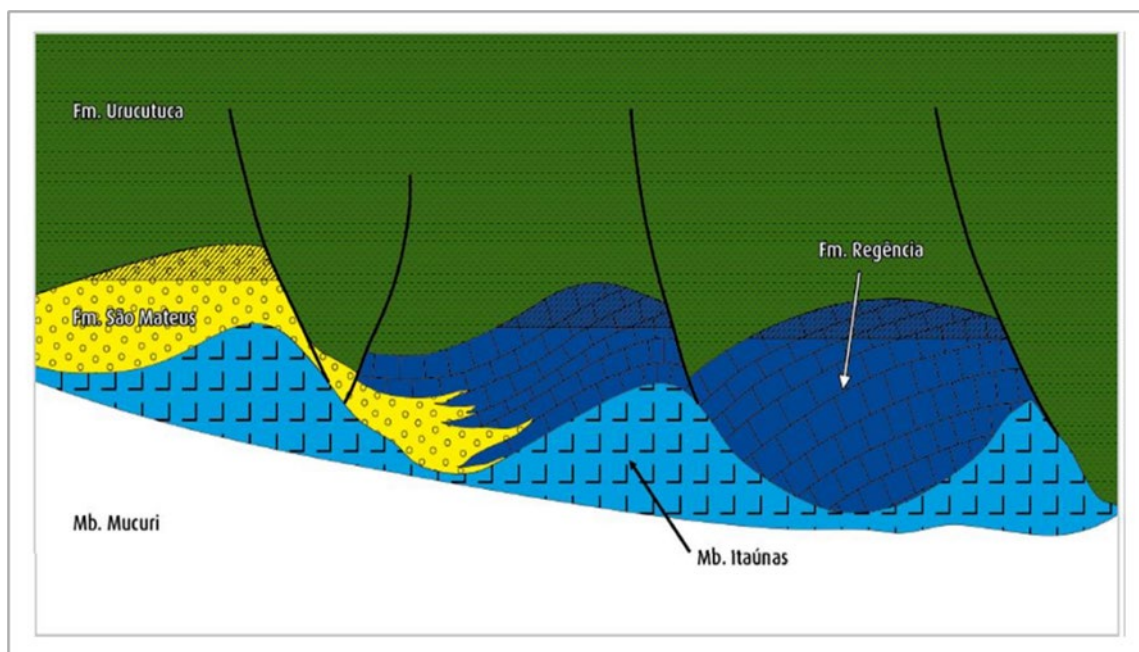
20

http://rodadas.anp.gov.br/arquivos/Round_13/areas_oferecidas_r13/Sumarios_Geologicos/Sumario_Geologico_Bacia_Espirito_Santo_R13.pdf

Albiano, São Mateus e Regência, os volumes eram discretos ou inexpressivos e considerados níveis secundários de interesse exploratório.

O sistema petrolífero encontrado na Plataforma Regência tem como gerador os mesmos folhelhos da Formação Cricaré que servem de rocha geradora para outras partes da bacia. Os reservatórios, por sua vez, são compostos pela Formação Regência, caracterizada por carbonatos intercalados com arenitos, depositados no Eoalbiano, fase pós-ripte da bacia; pelos arenitos flúvio-deltaicos da Formação São Mateus e pelos arenitos turbidíticos da Formação Urucutuca. As rochas capeadoras dessa porção são representadas pelas camadas delgadas de folhelhos da Formação Urucutuca e as trapas predominantes são estruturais, formadas por falhamentos lístricos, com estruturas *rollover*, e falhas normais (Figura 10).

Figura 10: Seção esquemática do *play* da Formação Regência



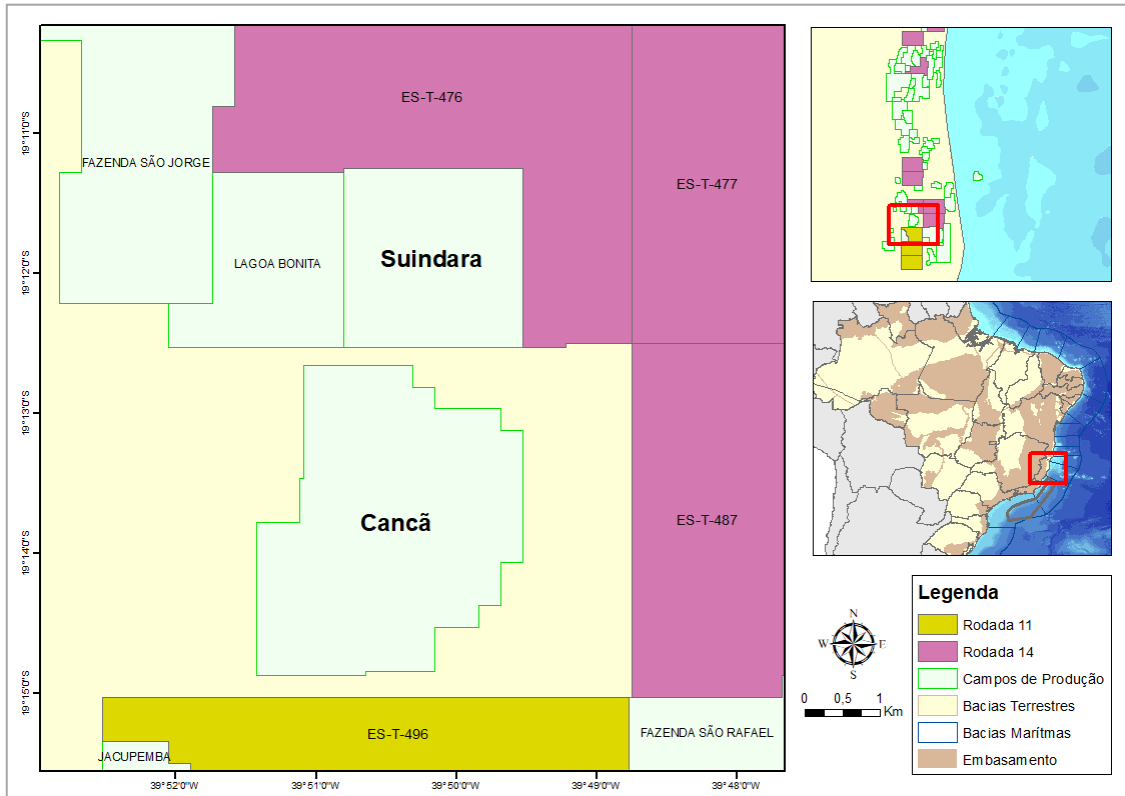
Fonte: Retirado de Sumário Geológico da 13ª Rodada (2015)

A confirmação desse sistema com hidrocarbonetos acumulados em volumes comerciais no *play* Albiano se deu recentemente, a partir da descoberta na fase de produção no Campo de Cancã Leste, hoje anexado ao Campo de Cancã. Embora o campo tenha sido declarado comercial no ano de 2018 tendo por horizonte produtor a Formação Urucutuca, nos anos de 2019 e 2020 os poços produtores perfurados identificaram óleo também no nível dos reservatórios albianos, em volumes similares aqueles do horizonte principal.

Em 2019, também no contexto da Plataforma Regência e em área adjacente ao campo de Cancã, foi notificada descoberta de óleo nas formações São Mateus e Regência, em caráter inédito na fase de exploração. Tal descoberta culminou na declaração de comercialidade do Campo de Suindara em 2020, consagrando especialmente a Formação Regência como um novo horizonte produtor na porção terrestre do Espírito Santo (Figura 11). Destaca-se, ainda, que a jazida do Campo de Suindara foi a primeira

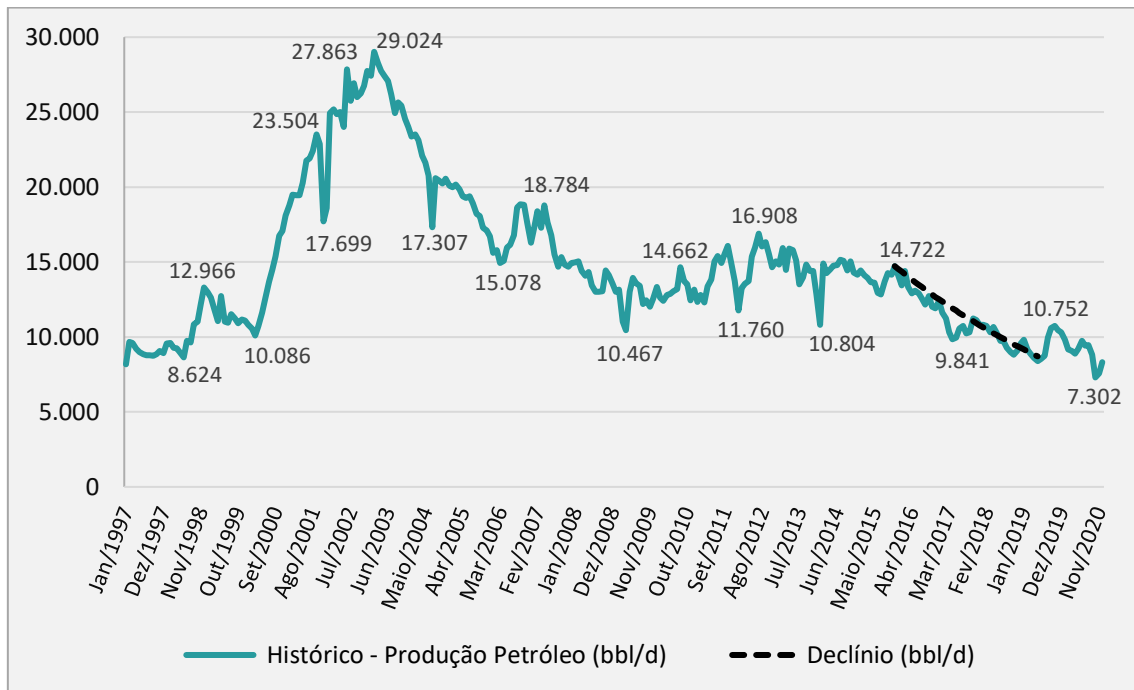
com objetivos exploratórios nos reservatórios do Albiano, inaugurando o novo *play* com atividades desde a fase de exploração.

Figura 11: Parcela da Bacia do Espírito Santo (porção terrestre) com destaque para os campos de Cancã e Suindara



Conforme ilustrado por seu histórico de produção (Gráfico 23), entre os anos de 2015 e 2019, a porção terrestre da Bacia do Espírito Santo vinha apresentando um declínio pronunciado de cerca de 15% ao ano em sua produção. Contudo é possível observar em 2019 uma atenuação deste declínio, muito em função do incremento na produção do Campo de Cancã na Formação Regência, demonstrando a importância deste *play* para a bacia.

Gráfico 23 – Histórico de Produção de Petróleo (bbl/dia) da Bacia do Espírito Santo Terra entre os anos de 2017 e 2020



4.2 - Previsão de Investimentos na Fase de Exploração para 2021

Conforme citado anteriormente, as previsões para o ano de 2021 sinalizam a expectativa do início de uma possível retomada do segmento de exploração, considerando o volume de atividades e investimentos previstos.

O Quadro 8 sumariza o quantitativo de atividades e investimentos previstos no país na fase de exploração para o ano de 2021. Importante recordar que, no presente relatório, no que se refere aos levantamentos geofísicos, estão sendo disponibilizados a consolidação relativa apenas aos levantamentos sísmicos 2D e 3D, gravimétricos e magnetométricos, tecnologias mais relevantes no âmbito de uma campanha exploratória.

Quadro 8: Investimentos previstos na fase de exploração em 2021

Poços	Quantidade	Investimento (milhão R\$)
	38	5.252,60

Levantamentos geofísicos	Exclusivo		Não Exclusivo	
	Quantidade	Investimento (milhão R\$)	Quantidade	Investimento (milhão R\$)
Gravimetria/ Magnetometria	2.948 km	7,00	-	-
Sísmica 3D (Km ²)	2.475 Km ²	44,10	4.964,89	R\$ 47,90

Atividades acessórias	Investimento (milhão R\$)
	1.052,60

Observação: Dentre outras, abrangem licenciamento ambiental, interpretação de dados e estudos de geologia e geofísica.

Investimento total (milhão R\$)	6.404,20
---------------------------------	----------

Tendo em conta as informações acima apresentadas, o montante estimado de investimentos para o ano de 2021 na fase de exploração atinge o valor de R\$ 6,4 bilhões de reais, entre atividades exploratórias e atividades acessórias.

No que se refere à gravimetria e magnetometria, que juntas somam uma previsão de 2.948 km de dados de caráter exclusivo, este quantitativo em apenas um ano representa praticamente 85% a mais do volume total de dados levantados entre 2016 e 2020. As bacias a serem contempladas por ao menos uma dessas tecnologias são Recôncavo e Paraná. A Bacia do Paraná, por exemplo, não apresentava atividades exploratórias desde o ano de 2017, quando houve compra de dados não exclusivos.

Em relação aos levantamentos sísmicos, para o ano de 2021, não foram previstas aquisições, tampouco compra de dados sísmicos exclusivos bidimensionais no âmbito dos contratos na fase de exploração. Por outro lado, para sísmica tridimensional estão contemplados 2.475 km² de dados de natureza exclusiva e quase 5 mil km² de compra de dados, divididos entre as bacias do Espírito Santo (mar) e Santos.

No que se refere à perfuração de poços exploratórios, merece destaque o quantitativo de poços previstos para o ano de 2021. As atividades de perfuração representam o principal termômetro de investimentos na fase de exploração, sendo que somam mais de 80% do investimento total previsto para o ano de 2021, com R\$ 5,2 bilhões. Com uma previsão de perfuração de 38 poços exploratórios em blocos sob contrato (18 em mar e 20 em terra), caso efetivamente realizados, no ano de 2021 serão perfurados mais poços que em qualquer outro ano do período 2016 a 2020, superando, por exemplo, o ano de 2019 quando foram perfurados 27 poços (8 em mar e 19 em terra).

Considerando os 38 poços previstos para o ano de 2021 e os volumes estimados no cenário P50, tem-se um somatório de volume de óleo *in place* (VOIP) de 41,9 bilhões de barris e de volume de gás *in place* (VGIP) de 6,2 bilhões de m³, como exibe o Quadro 9.

Ressalta-se que tais volumes representam o fluido principal esperado, sendo que há uma chance de sucesso atrelada a estas expectativas. Todas as previsões e estimativas aqui apresentadas representam a consolidação do conjunto de informações enviadas anualmente no âmbito do PAT/OAT, sendo passíveis de alterações e atualizações ao longo da campanha exploratória.

Quadro 9: Volumes de óleo e gás *in place* estimados para 2021

VOIP (P50) (MMbbl)	VGIP (P50) (MMm ³)
41.852,96	6.181,00

4.3 – O Potencial de Novas Áreas Exploratórias

O prognóstico inicial de tendência de aquecimento do segmento de exploração e produção de gás no país em 2021, somado à previsão de oferta de blocos exploratórios em três rodadas neste mesmo ano, indicam potencial para alavancar os investimentos em novos projetos de E&P nos anos vindouros, que, por conseguinte, poderão culminar na descoberta de novas áreas exploratórias.

Neste contexto, aposta-se que se somem às atuais bacias produtoras, bacias de nova fronteira com elevado potencial exploratório, como é o caso das áreas marítimas localizadas na margem equatorial brasileira; em águas ultra profundas da bacia de Santos, além das 200 milhas náuticas, no *play* pré-sal; e em águas ultra profundas da Bacia de Sergipe-Alagoas. Para as áreas terrestres, destaca-se as bacias do Amazonas e do Paraná. É possível que, além da porção do *play* pré-sal atualmente em exploração, estas sejam as áreas que contribuirão em maior medida para a reposição de ativos de exploração no país.

A porção de águas profundas da margem equatorial brasileira, composta pelas bacias de Foz do Amazonas, Barreirinhas, Pará-Maranhão, Potiguar e Ceará, tem grande potencial para se caracterizar como a segunda fronteira exploratória do país, após o pré-sal. Em razão do sucesso recente das descobertas de petróleo na Guiana e no Suriname, além das descobertas realizadas no oeste africano, cujas áreas possuem características geológicas similares, há possibilidade de que esses resultados positivos também possam ser alcançados nas bacias brasileiras da margem equatorial. Para tal, torna-se imperativo vencer o gargalo do licenciamento ambiental dessas áreas.

Ainda no contexto de expectativas de investimentos exploratórios e novas descobertas em áreas de nova fronteira marítima, também cabe citar as áreas localizadas em águas ultra profundas da Bacia Sergipe-Alagoas, com a perspectiva de acumulações relevantes de óleo e, principalmente, de gás natural.

Na mesma direção, espera-se também que as bacias do Amazonas e do Paraná ganhem relevância no cenário nacional. Conforme mencionado no Capítulo 3, somente no 2º Ciclo de Oferta Permanente, 3 blocos foram arrematados na Bacia do Amazonas e 4 na do Paraná.

Tanto a Bacia do Amazonas como a do Paraná são bacias de nova fronteira praticamente inexploradas. No caso da Bacia do Amazonas, há bom potencial para descobertas de gás natural, tendo em vista já terem sido mapeadas oportunidades em reservatórios similares às acumulações de Japiim e Azulão. No que se refere à Bacia do Paraná e sua vocação para gás natural, as expectativas de novas descobertas são promissoras, uma vez que há similaridades geológicas com a Bacia do Parnaíba. Nessa perspectiva, a Lei nº 14.134/2021, conhecida como a Nova Lei do Gás, pode acelerar a exploração dessas bacias.

Há que se destacar também as áreas situadas na plataforma continental estendida, que, pela primeira vez, serão ofertadas no âmbito da 17ª Rodada de Licitações (Bacia de Santos). Caracterizada por abranger uma região para além das 200 milhas náuticas, essas áreas representarão um novo paradigma na exploração de águas ultra profundas no país, apresentando boas perspectivas para aumento das reservas brasileiras de petróleo e gás natural.

Ademais, merece atenção a nova modalidade de licitação de áreas, conhecida como Oferta Permanente. Voltada atualmente para ofertar blocos exploratórios licitados em rodadas anteriores e não arrematados ou blocos devolvidos à agência, esse modelo tem potencial para se consolidar como importante força motriz para a retomada da exploração e produção de petróleo e gás natural no país, possibilitando a reposição do inventário de blocos exploratórios sob contrato, novos investimentos em diversas bacias sedimentares, inclusive nas bacias de nova fronteira.

Obviamente, não se pode esquecer dos blocos situados no polígono do pré-sal. Embora nos últimos anos tenha ficado claro que a exploração no pré-sal apresente mais riscos do que o imaginado inicialmente, é inegável a importância desta área para continuar atendendo a demanda de óleo e gás no Brasil, visto o seu alto potencial de incorporação de novas reservas em futuro próximo.

Por todo o exposto, é claro o potencial do Brasil nos segmentos de E&P, caracterizado pela alta diversidade geológica de suas bacias, tanto em terra como em mar; desde áreas de elevado potencial; passando por bacias maduras, até bacias de nova fronteira; e distribuídas de norte a sul do país. Tais características peculiares serão imprescindíveis para fomentar a retomada das atividades exploratórias no país e para a recomposição de nossas reservas. Para alcançar este objetivo, é necessário que tenhamos um ambiente cada vez mais transparente e atrativo a investimentos, com vistas a permitir a proliferação da necessária diversidade de atores, adequados a cada ambiente.

Para tanto, a ANP vem atuando de forma a viabilizar a regularidade na oferta de blocos exploratórios. Conforme mencionado, estão previstas para 2021 a realização de três rodadas de licitações: a 17ª Rodada de Licitações de Blocos, a 7ª Rodada de Partilha de Produção – Pré-Sal e o 3º Ciclo de Oferta Permanente. E, para 2022, a 18ª Rodada de Licitações de Blocos e a 8ª Rodada de Partilha de Produção.

Em comum, a 17ª e a 18ª Rodadas de Licitações de Blocos e o 3º Ciclo de Oferta Permanente apresentam bacias de nova fronteira exploratória entre as áreas a serem ofertadas, tais como as bacias Potiguar, Pelotas, Ceará e Paraná. Adicionalmente, tanto a 17ª como a 18ª Rodadas de Licitações de Blocos ofertarão áreas na plataforma continental estendida em águas ultra profundas das bacias de Santos e do Espírito Santo, respectivamente. Juntas, as áreas previstas para as próximas rodadas de licitações têm grande potencial para a descoberta de novas reservas de petróleo e gás natural.

