

DIAGNÓSTICO SETORIAL N. 2
SETEMBRO DE 2024

UM DIAGNÓSTICO DO SEGMENTO DE EXPLORAÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NO BRASIL (2000-2023)

José Sérgio Gabrielli
Mahatma dos Santos
Francismar Ferreira



Instituto de Estudos
Estratégicos de
Petróleo, Gás Natural e
Biocombustíveis

Instituto de Estudos Estratégicos de Petróleo, Gás Natural e
Biocombustíveis Zé Eduardo Dutra - Ineep

Direção técnica

Mahatma dos Santos
Ticiania Alvares

Coordenação técnica

Fernanda Brozowski

Equipe responsável

Francismar Ferreira
José Sérgio Gabrielli
Mahatma dos Santos

Equipe de comunicação

Fátima Belchior
Laura Cardoso

Projeto gráfico

Laura Cardoso

Fotografia

Acincin/Getty Images via Canva

Avenida Rio Branco, 133 - 21º andar, Centro - Rio de Janeiro/RJ
(21) 97461-8060 | redes@ineep.org.br | ineep.org.br

SUMÁRIO EXECUTIVO

PANORAMA DA EXPLORAÇÃO PETROLÍFERA BRASILEIRA

As empresas de petróleo enfrentam o constante desafio de selecionar seus portfólios exploratórios, um fator decisivo para o crescimento sustentado da companhia. O sucesso em descobrir novas reservas comercialmente viáveis, investir no aumento do fator de recuperação de campos produtivos e adquirir novas áreas são três elementos estratégicos essenciais para o crescimento de longo prazo. Este diagnóstico analisa o desenvolvimento das atividades de exploração no Brasil ao longo dos últimos 23 anos, focando na trajetória dos investimentos, nas mudanças no arcabouço regulatório e nos fatores ambientais que afetam a indústria.

EXPLORAÇÃO OFFSHORE: 2000-2023

A trajetória das atividades de exploração no offshore brasileiro entre 2000 e 2023 pode ser dividida em três fases distintas. De 2000 a 2006, a primeira fase foi marcada por baixa atividade de perfuração, sem refletir ainda o impacto da descoberta do Pré-sal. A segunda fase, de 2007 a 2014, evidenciou uma expansão acelerada das perfurações marítimas, atingindo seu auge entre 2010 e 2012. Finalmente, de 2015 a 2023, a terceira fase registrou uma significativa retração, com a atividade de perfuração offshore reduzida a cerca de um terço do nível observado na fase anterior.

QUEDA NA PERFURAÇÃO DE POÇOS MARÍTIMOS

A atividade de perfuração de poços marítimos no Brasil expandiu-se significativamente entre 2006 e 2011 devido ao Pré-sal, mas caiu drasticamente a partir de 2015, retornando a níveis abaixo dos primeiros anos da série (2000-2005). Entre 2006 e 2011, a média anual foi de 187 poços, enquanto de 2015 a 2023, caiu para 71,7 poços por ano, uma redução de 61,5%. A maior queda ocorreu entre 2015 e 2017, com estabilização a

partir de 2018 em níveis quatro vezes menores que o auge. Em 2023, foram perfurados 90 poços, ainda três vezes abaixo do pico de 2011.

EVOLUÇÃO DOS POÇOS MARÍTIMOS POR FINALIDADE

Entre 2000 e 2023, 66,9% dos novos poços marítimos tinham como finalidade original declarada o “desenvolvimento” da produção, 13,4% a “extensão”, e 19,7% eram “pioneiros”.

Entre 2009 e 2015, os poços de “desenvolvimento” atingiram um pico médio anual de 126, refletindo a consolidação da Bacia de Campos e o início das atividades nas Bacias de Santos e Espírito Santo, destacando a crescente importância do Pré-sal.

A partir de 2016, houve uma queda acentuada no número de novos poços de “desenvolvimento” da produção, com a média anual reduzida para 54 entre 2016 e 2021. Isso se deve tanto à redução de investimentos quanto à alta produtividade dos poços já descobertos, especialmente no Pré-sal.

Entre 2006 e 2011, houve uma expansão significativa dos poços pioneiros, refletindo a fase exploratória do Pré-sal. Após 2013, essa atividade diminuiu drasticamente, chegando a zero em 2016, e manteve uma média anual de apenas 5,5 poços, evidenciando o baixo dinamismo exploratório pós-2016.

DESTAQUE PARA AS BACIAS DE CAMPOS E SANTOS

A Bacia de Campos dominou a perfuração de poços entre 2000 e 2023, especialmente entre 2008 e 2012, com foco em poços pioneiros e de desenvolvimento. Já a Bacia de Santos apresentou crescimento na perfuração de poços de desenvolvimento a partir de 2012, que se manteve até 2021, coincidindo com o declínio dessa atividade na Bacia de Campos.

O PROTAGONISMO DA PETROBRAS NA PERFURAÇÃO

Após 2012, a Petrobras manteve uma média de perfuração quase quatro vezes maior que a das demais operadoras, mesmo com o declínio das atividades, ressaltando sua importância no setor. Esse número pode ser ainda maior, já que campos inicialmente perfurados pela Petrobras foram privatizados e agora estão sob novos operadores. No final da década de 2010, outras operadoras ampliaram sua participação percentual nas perfurações devido à redução das atividades da Petrobras, que voltou a crescer modestamente a partir de 2020.

DECLÍNIO DE NOVOS POÇOS PRODUTORES

Após 2015, o número de novos poços produtores caiu sistematicamente, diminuindo de uma média anual de 46,5 poços entre 2012 e 2015 para 24,8 poços por ano entre 2016 e 2023.

O PREOCUPANTE AUMENTO DOS POÇOS ABANDONADOS

O aumento dos poços abandonados a partir de 2013, especialmente entre os declarados como pioneiros, indica a maturidade das bacias sedimentares e a redução do sucesso exploratório no offshore, destacando a necessidade urgente de um plano estratégico de longo prazo para descobrir novos reservatórios de petróleo e gás. Dos 658 poços marítimos pioneiros analisados entre 2000 e 2023, cerca de 82% estão atualmente fechados, devolvidos ou arrasados. Já em relação aos poços categorizados como de desenvolvimento, dos 2.240, aproximadamente 25% ainda estão ativos como poços produtores.

QUEDA DIFERENCIADA SEGUNDO O TIPO POÇO

A partir de 2011, observou-se uma redução geral nas atividades de perfuração em todas as categorias de poços, com variações específicas para cada tipo. Os poços pioneiros sofreram uma queda abrupta em 2011-2012, culminando na paralisação total das

perfurações em 2016. Em contraste, os poços de desenvolvimento apresentaram uma redução gradual, atingindo o nível mais baixo em 2019, indicando uma maturidade na produção e menor volatilidade.

EVOLUÇÃO DA TAXA DE SUCESSO NAS ATIVIDADES DE PERFURAÇÃO

Entre 2000 e 2023, a taxa geral de sucesso na perfuração de poços foi de 45,9%, com variações consideráveis ao longo do período. Até 2003, a taxa permaneceu abaixo de 40%, enquanto entre 2004 e 2015, houve um incremento significativo, atingindo mais de 54%. O melhor desempenho ocorreu em 2013-2014, com uma média de 61,5%, contrastando com o período de 2018-2022, que registrou taxa de sucesso zero. Nos poços marítimos, a taxa de sucesso no Pré-sal foi de 45,4%, levemente superior aos 43% observados fora do Pré-sal. Esses dados refletem oscilações de desempenho, inclusive em áreas de elevado potencial.

MUDANÇAS NA ESTRATÉGIA DE NEGÓCIO DA PETROBRAS

A estratégia de negócios da Petrobras para a exploração de petróleo mostrou uma mudança significativa a partir de 2015. A análise das aquisições de blocos exploratórios revela uma redução acentuada no apetite da companhia por novos investimentos a partir do biênio 2015-2016, evidenciando uma inflexão no nível de atividades e investimentos no setor.

- Entre 2003 e 2005, a empresa adquiriu 61% dos blocos leiloados, com 91% das aquisições realizadas durante os governos de Lula e Dilma. Após 2015, a aquisição de blocos caiu substancialmente.
- Até 2013, a Petrobras era agressiva nas aquisições, comprando até 80% dos blocos leiloados. Desde 2015, sua participação caiu para 10% por rodada, indicando uma abordagem mais seletiva.
- Desde 2017, a Petrobras concentrou suas aquisições no Pré-Sal, especialmente nas Bacias de Campos e Santos, e nos regimes de Partilha

da Produção e Excedente da Cessão Onerosa, adquirindo 78% da área leiloadas nesses regimes.

MUDANÇAS E DESAFIOS DO SETOR

Fatores político-institucionais e específicos da indústria tiveram um maior impacto na atual inflexão do setor do que fatores tecnológicos e de infraestrutura. Constatou-se, portanto, que é crucial realizar investimentos substanciais em Exploração e P&D para restabelecer uma relação equilibrada entre reservas e produção. Além disso, é de suma importância desenvolver um novo plano estratégico para o setor com metas de longo prazo e que oriente investimentos para a realização de novas descobertas de petróleo e gás no Brasil, visando a segurança energética nacional.

O FUTURO DA PETROBRAS

Decisões estratégicas das gestões da Petrobras no pós-2016 sedimentaram um caminho de encolhimento das atividades exploratórias da companhia, inclusive no offshore brasileiro, e que acenderam o alerta quanto à sustentabilidade futura da estatal.

Avanços exploratórios pela estatal em áreas do pré-sal e outras fronteiras exploratórias são essenciais. O desenvolvimento de um plano exploratório robusto e orientado ao interesse coletivo, segurança energética e desenvolvimento nacional são elementos estruturantes tanto para a sustentabilidade operacional da Petrobras, como para sua inserção no longo processo de transição energética global, segura e justa.

ÍNDICE

Introdução.....	13
O objeto em análise.....	16
PARTE I: A TRAJETÓRIA RECENTE DAS ATIVIDADES DE PERFURAÇÃO E O FUTURO DA PRODUÇÃO DE ÓLEO E GÁS (2010-2023).....	24
O segmento de exploração no Brasil (2000-2023).....	24
a. Atividade exploratória offshore no Brasil nos anos 2000.....	25
b. Os objetivos declarados da atividade de exploração e seus resultados.....	27
c. Análise da atividade de exploração por bacias sedimentar: a centralidade do Pré-sal.....	30
d. Os múltiplos operadores e a atividade de exploração.....	32
e. A trajetória recente da atividade de exploração: finalidade declarada e situação atualizada dos poços.....	35
f. As taxas de sucesso das atividades de perfuração no offshore..	41
g. Perfurações em águas profundas e ultraprofundas.....	47
Conclusões parciais - Parte I.....	49
PARTE II - A PETROBRAS, SUA ESTRATÉGIA DE NEGÓCIOS E O SEGMENTO DE EXPLORAÇÃO NOS ANOS 2000.....	52
a. Introdução.....	52
b. Mudanças na estratégia de negócios da Petrobras no segmento de exploração – análise dos PNGs.....	53
c. A estratégia de participação da Petrobras nas Rodadas de Leilões da ANP.....	61
Os leilões de Blocos Exploratórios (1999-2021).....	62
Os leilões do regime de partilha da produção e excedente da cessão onerosa (2013-2021).....	67
Os ciclos de Oferta Permanente sob concessão e Partilha (2019-2023).....	69

A evolução da relação entre reservas provadas e produção da Petrobras.....	70
Conclusões parciais – Parte II.....	72
Considerações finais.....	73
REFERÊNCIAS.....	76

TABELAS

Tabela 1 - Classificação dos poços segundo a ANP.....	16
Tabela 2 - Categorização dos poços por finalidade segundo a ANP e agregação segundo a pesquisa.....	17
Tabela 3 - Classificação dos poços por situação/status segundo a ANP e agregação segundo a pesquisa.....	20
Tabela 4 - Reclassificação dos poços depois de concluída a perfuração segundo a ANP e agregação da pesquisa.....	22

FIGURAS

Figura 1 – Poços perfurados por local e ano de início (2000-2023)....	25
Figura 2 – Poços marítimos perfurados por ano de início (2000-2022).....	26
Figura 3 – Poços marítimos perfurados por ano de início e categoria original declarada - Desenvolvimento (2000-2023).....	28
Figura 4 – Poços marítimos perfurados por ano de início e categoria original declarada - Extensão (2000-2023).....	28
Figura 5 – Poços marítimos perfurados por ano de início e categoria original declarada - Pioneiro (2000-2023).....	29
Figura 6 - Poços marítimos perfurados por categoria original declarada, ano de início e bacia sedimentar (2000-2023).....	31
Figura 7 - Poços marítimos perfurados por tipo de operador e ano de início (2000-2023).....	33
Figura 8 - Poços marítimos perfurados por tipo de operador, ano de início e categoria original declarada como desenvolvimento (2000-2023).....	34
Figura 9 - Poços marítimos perfurados por tipo de operador, ano de início e categoria original declarada como extensão (2000-2023)....	34

Figura 10 - Poços marítimos perfurados por tipo de operador, ano de início e categoria original declarada como pioneiro (2000-2023).....	35
Figura 11 - Poços marítimos por categoria original declarada, ano de início e situação/status atual em abandono (2000-2023).....	36
Figura 12 - Poços marítimos por categoria original declarada, ano de início e situação/status atual em avaliação (2000-2023).....	37
Figura 13 - Poços marítimos por categoria original declarada, ano de início e situação/status atual fechado, devolvido, arrasado (2000-2023).....	37
Figura 14 - Poços marítimos por categoria original declarada, ano de início e situação/status atual produtores (2000-2023).....	38
Figura 15 - Poços marítimos abandonados por categoria original declarada e ano de início (2000-2023).....	39
Figura 16 – Poços marítimos por categoria agregada original declarada, ano de início e situação atual (2000-2022).....	40
Figura 17 – Taxa de sucesso das atividades de perfuração em terra e mar no Brasil, por ano e data de início (2000-2023).....	43
Figura 18 – Taxa de sucesso das atividades de perfuração marítimas no Brasil, por bacia sedimentar e data de início (2000-2023).....	44
Figura 19 – Volume de poços perfurados por data de início, resultado comunicado a ANP e por operador (2000-2022).....	45
Figura 20 – Taxa de sucesso das atividades de perfuração marítimas no Brasil, por operador e data de início (2000-2023).....	46
Figura 21 – Volume e lâmina d’água (em metros) das perfurações marítimas no Brasil por data de início (2000-2023).....	47
Figura 22 – Volume e lâmina d’água (em metros) das perfurações marítimas no Brasil por operador e data de início (2000-2023).....	48
Figura 23 – Volume e lâmina d’água (em metros) das perfurações marítimas no Brasil por bacia sedimentar e data de início (2000-2022).....	49
Figura 24 – Evolução da política de preços de derivados de petróleo no Brasil, segundo a Petrobras (2002-2011).....	56
Figura 25 – Petrobras: volume de investimentos totais estimados e realizados, por PNG (2004-2022). Em bilhões de US\$.....	59

Figura 26 – Petrobras: volume de investimentos totais estimados e realizados, por PNG, para o segmento do E&P e atividades de exploração (2004-2022), em bilhões de US\$.....	60
Figura 27 – Número de blocos exploratórios arrematados nos 17 leilões de concessão da ANP, por operador (Petrobras ou não) e participação da Petrobras no consórcio vencedor (1999-2021).....	62
Figura 28 – Evolução do volume de reservas provadas e produção de O&G da Petrobras, por ano (2000-2022).....	70
Figura 29 – Evolução da relação entre reservas provadas e produção de O&G da Petrobras, por ano (2000-2022).....	71

UM DIAGNÓSTICO DO SEGMENTO DE EXPLORAÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NO BRASIL (2000-2023)

José Sérgio Gabrielli, Mahatma dos Santos e Francismar Ferreira

Introdução

Um dos grandes dilemas das empresas de petróleo é a escolha de seu portfólio exploratório. O sucesso ou não na descoberta de reservas comercialmente viáveis define a trajetória de crescimento orgânico dessas companhias, assim como o volume de investimentos em aumento do fator de recuperação de campos produtivos já existentes ou aquisições de novos campos de terceiros. São, portanto, três os elementos estratégicos essenciais para crescimento de longo prazo de companhias de petróleo: (i) novas descobertas, o que exigem investimentos em novas áreas exploratórias; (ii) investimentos no aumento do fator de recuperação de campos produtivos; e (iii) políticas de aquisições de novas áreas produtoras.

As escolhas ocorrem em ambientes de grandes incertezas, tanto do ponto de vista geológico como do ponto de vista comercial, e com horizontes temporais bastante longos. Dadas as limitações de recursos financeiros, as escolhas envolvem decisões que considerem os múltiplos condicionantes existentes, tais como: as condições do subsolo, tamanho dos reservatórios, curvas de produção e infraestrutura para o desenvolvimento da produção, além dos elementos econômicos como a parcela do governo e expectativas de comportamento de preços e custos.

Em empresas integradas essas escolhas são ainda mais complexas. Essas escolhas, além de imersas em ciclos econômicos singulares, envolvem segmentos de atividade diferenciados - exploração, produção, refino, logística, entre outros -, os quais têm retornos econômicos e horizontes temporais distintos.

Uma das variáveis fundamentais para o entendimento desses processos decisórios é o histórico do investimento em exploração, assim como no desenvolvimento da produção. Muitas das decisões são path dependent, no sentido que dependem de sucessos anteriormente conseguidos, assim como do grau de maturidade das bacias exploratórias. Bacias mais maduras tendem a ter menores descobertas, uma vez que os maiores reservatórios tendem a ser descobertos antes dos menores nas áreas adjacentes. Na medida em que as áreas vão amadurecendo, os investimentos em técnicas de recuperação avançada tendem a ter mais importância do que as descobertas, visto que a manutenção da curva de produção e o prolongamento do plateau de máxima produção tornam-se prioridades estratégicas da rentabilidade das companhias.

Nas bacias mais maduras, as decisões sobre projetos de recuperação avançada são muito mais dependentes das condições específicas dos campos já em produção e requerem métodos de otimização mais detalhados, uma vez que a maior parte dos modelos trabalham com graus de agregação maiores do que projetos de modernização e aumentos graduais das curvas de produção já existentes.

Usualmente os projetos são agrupados em (i) projetos de exploração, os quais envolvem processos de aquisição de sísmica, avaliação de poços e determinação de extensão de *oil-in-place*, se houver descoberta; (ii) projetos de desenvolvimento da produção com perfurações complementares, definição de sistemas de produção e completação dos poços; (iii) projetos de infraestrutura, isto é, aqueles referentes a infraestrutura de escoamento e suprimento, interligação de poços e tratamento de resíduos.

A dinâmica da perfuração é um bom indicador da efetividade das atividades exploratórias, que por sua vez resultam em acumulação de reservas. A queda dos poços exploratórios pode indicar três situações: (i) maturidade da bacia, (ii) redução de investimentos exploratórios ou (iii) escolhas de outras prioridades de investimento.

A literatura sobre o pico do petróleo a partir dos estudos de Hubbert (1956), tem vários indicadores do *plateau* de produção máxima de bacias e de campos, a partir do qual a produção tende a declinar. Hubbert, em artigo publicado em 1956, definiu que em grandes regiões a curva de produção tinha a forma de sino, isto é, declinaria de forma

irreversível depois que metade do petróleo recuperável tivesse sido produzido. Este conceito é complexo, porque o *Ultimate Recoverable Resource* (URR) só vai ser efetivamente conhecido quando se alcançar este nível de produção, sendo sempre uma estimativa mutável antes deste momento.

As ideias de Hubbert (1956), replicadas por Campbell¹ no final da década de 1990, hoje são pouco defendidas, sobretudo, depois da expansão da produção do petróleo não convencional.

Atualmente existe uma nova versão do pico de Hubbert, que argumenta que se não houver uma aceleração da atividade de desenvolvimento da produção há o risco de *stranded assets*² com perdas de investimentos. Ademais, acrescenta que as regulações ambientais contra as mudanças climáticas reduzem as possibilidades de aumento dos investimentos exploratórios.

O temor desses *stranded assets* aumenta com as projeções de que os preços do petróleo poderão se elevar no curto prazo, atraindo novos investimentos. Porém, a demanda poderá ter uma queda brusca no médio e, principalmente, no longo prazo, tornando esses investimentos *stranded* (atados), sem possibilidades de utilização por restrições regulatórias contra o uso de fontes fósseis (AZEVEDO, 2022; AZEVEDO; LEÃO, 2020).

Algumas grandes empresas de petróleo, principalmente as europeias, estão sendo pressionadas por grupos de acionistas para reduzir suas atividades exploratórias, concentrando seus investimentos no desenvolvimento dos reservatórios já conhecidos e na diversificação de suas atividades, ampliando as atividades de baixo carbono e fontes renováveis de energia. Há várias propostas de redução das atividades de exploração de novos reservatórios, limitando a atividades de perfuração de poços pioneiros.

¹ O movimento em favor das ideias do “Pico de Hubbert” levaram Campbell, em 2001, a fundar a Association for the Study of Peak Oil and Gas (ASPO), que reúne os especialistas que defendem estas ideias. A ASPO encerrou suas atividades em 2013-2014 (BARDI, 2019).

² Ativos com limitações regulatórias para produção, devendo ficar improdutivos e sem valor econômico.

O objeto em análise

As atividades de perfuração, parte fundamental dos investimentos em exploração de petróleo e gás, dependem fortemente de decisões estratégicas e do desempenho (sucesso ou não) exploratório anterior. A maturidade das bacias sedimentares, tanto em termos de produção como em exploração, assim como dinâmicas de desenvolvimento dos poços – partindo de poços pioneiros até a descoberta de reservatórios – são elementos centrais nas atividades de exploração e perfuração.

As empresas de petróleo se veem constantemente enfrentando o dilema da escolha de seu portfólio exploratório. Por isso, o objeto central desse diagnóstico será o desenvolvimento das atividades de exploração no Brasil nos últimos 23 anos. Esse diagnóstico será qualificado pela análise da trajetória dos investimentos, arcabouço regulatório e fatores ambientais que interferem nessa atividade.

Os poços de petróleo são usualmente classificados (WRIGHT; GALLUN, 2008) em (i) poços exploratórios, (ii) de desenvolvimento, (iii) de serviços e (iv) estratigráficos. No Brasil, segundo a Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), os poços são classificados tal como na Tabela 1, a seguir, utilizados em código único que identifica cada poço perfurado no país.

Tabela 1 - Classificação dos poços segundo a ANP

Categoria	Finalidade
1	Poço exploratório pioneiro
2	Poço exploratório estratigráfico
3	Poço exploratório de extensão
4	Poço exploratório pioneiro adjacente
5	Poço exploratório para prospecto mais raso
6	Poço exploratório de prospecto mais profundo
7	Poço exploratório de produção
8	Poço exploratório de injeção
9	Poço especial
10	Poço de estocagem

Fonte: ANP.

De acordo com a Resolução nº 699/2017 a “categoria do poço é definida segundo sua finalidade principal original”, portanto, revelando a intenção do perfurador

antes dos resultados da perfuração. A categoria do poço é a intenção inicial do operador registrada na ANP³.

Os poços pioneiros ocorrem em um prospecto ainda sem perfuração, enquanto os de extensão e adjacentes procuram identificar mais informações de possível descoberta ou ampliação do reservatório já descoberto. Os poços de prospectos mais rasos e mais profundos buscam horizontes de descobertas já realizadas.

Para esse diagnóstico, agregamos os poços de injeção e especiais, tal como originalmente classificados pela ANP, como poços de desenvolvimento da produção, mesmo que haja alguns em fase exploratória. Aqueles poços classificados como de prospecção de jazidas mais profundas ou mais rasas, que podem ocorrer antes ou depois da declaração de comercialidade, foram agregados como poços de extensão.

Em síntese, nesse diagnóstico agregamos os poços, segundo as intenções iniciais declaradas a ANP, em três categorias: poços pioneiros, de extensão ou desenvolvimento, tal como na tabela a seguir:

Tabela 2 - Categorização dos poços por finalidade segundo a ANP e agregação segundo a pesquisa

°	Categoria ANP	Arquivo de poços	Agregação de finalidade
	Poço Exploratório Pioneiro	Pioneiro	Pioneiro
	Poço Exploratório Estratigráfico	Estratigráfico	Pioneiro
	Poço Exploratório de Extensão	Extensão	Extensão
	Poço Exploratório Pioneiro Adjacente	Pioneiro Adjacente	Pioneiro
	Poço Exploratório para Prospecto Mais Raso	Jazida mais rasa	Extensão
	Poço Exploratório para Prospecto Mais Profundo	Jazida mais profunda	Extensão
	Poço Explotatório de Produção	Desenvolvimento	Desenvolvimento
	Poço Explotatório de Injeção	Injeção	Desenvolvimento

³ Há dúvidas sobre a classificação dos poços de jazidas mais profundas e mais rasas, havendo a escolha, nessa pesquisa, de classificá-los como poços de extensão, mesmo que possam ser exploratórios ou explotatórios.

	Poço Especial	Especial	Desenvolvimento
0	Poço de Estocagem	Desenvolvimento	Desenvolvimento

Fonte: ANP. Elaboração própria.

Após o início da atividade de perfuração, os poços podem ser **classificados segundo sua situação ou status**, o que pode alterar a sua categoria/finalidade declarada originalmente. A situação/status do poço é atualizada a cada 15 dias e mostra a situação corrente (na data de atualização) da perfuração. A ANP disponibiliza as seguintes classificações de status/situação dos poços:

- ***Abandonado permanentemente***: poço onde não há interesse de reentrada futura e foram conduzidas operações para o estabelecimento dos conjuntos solidários de barreiras permanentes.
- ***Abandonado temporariamente com monitoramento***: poço onde há interesse de reentrada futura e foram conduzidas operações para o estabelecimento dos conjuntos solidários de barreiras, que devem ser periodicamente monitorados e/ou verificados.
- ***Abandonado temporariamente sem monitoramento***: poço onde há interesse de reentrada futura e foram conduzidas operações para o estabelecimento dos conjuntos solidários de barreiras não monitorados e/ou verificados.
- ***Arrasado***: poço abandonado permanentemente em que houve a remoção de todo equipamento relativo ao conjunto de cabeça de poço e o corte do revestimento de superfície no fundo do antepoço, com tamponamento da cavidade do antepoço até nivelá-lo ao nível da base, no caso de poços terrestres, e o corte de revestimentos na profundidade recomendada pela regulamentação vigente, no caso de poços marítimos perfurados por sonda em plataforma fixa ou autoelevável.
- ***Produzindo***: poço operando como produtor de hidrocarbonetos.
- ***Injetando***: poço operando como injetor de fluidos para melhoria da recuperação de hidrocarbonetos do reservatório.

- ***Produzindo e injetando***: poço operando simultaneamente produzindo hidrocarbonetos e injetando fluidos (em intervalos distintos) em reservatórios do campo, seja por reservatórios ou seja por auto-injeção.
- ***Retirando gás natural estocado***: poço operando para a retirada de gás natural de um reservatório de estocagem.
- ***Injetando para estocagem***: poço operando como injetor de fluidos para estocagem de gás natural.
- ***Equipado aguardando início de operação***: poço completado aguardando algum fato externo - por exemplo, autorização, instalações de superfície, instalação de dutos, entre outros - para iniciar a produção ou injeção, seja na exploração do campo (incluindo Sistema de Produção Antecipada) ou em Teste de Longa Duração (TLD).
- ***Fechado***: poço completado que já entrou em operação de produção ou injeção (incluindo Sistema de Produção Antecipada e TLD) mas se encontra fechado, aguardando normalização de condições de superfície, estudos adicionais para tomada de decisão, ou intervenção com sonda para reavaliação, restauração, abandono, entre outros. Neste período o poço deverá atender as condições de abandono temporário.
- ***Em observação***: poço instrumentado para monitoramento de pressões em reservatório produtor de hidrocarbonetos ou de estocagem de gás natural.
- ***Em perfuração***: poço em perfuração, incluindo operações relacionadas à construção do poço, como descida/assentamento de revestimento, cimentação, perfilagem, teste de formação em poço aberto e pescaria.
- ***Em avaliação***: poço que esteja em teste de formação (quando realizado após o Término de Perfuração do poço), Teste de Longa Duração, ou qualquer outra operação de avaliação de produtividade, como as realizadas após fraturamento.

- **Em reservatórios:** poço que esteja sendo submetido a operações necessárias para colocá-lo em produção ou injeção, após a conclusão das operações de perfuração.
- **Em intervenção:** poço já completado, sendo submetido a operações relacionadas à avaliação durante a Etapa de Produção, restauração, reavaliação ou abandono.
- **Operando para captação de água:** poço operando para captação de água a ser injetada em outro poço para melhoria da recuperação do reservatório ou outras finalidades relativas à indústria do petróleo, as quais deverão ser especificadas no campo de Observações.
- **Cedido para captação de água:** poço alienado, após decisão pelo não aproveitamento na indústria do petróleo, para produção de água.
- **Operando para descarte:** poço operando para descarte de fluidos produzidos por outros poços ou descarte de efluentes diversos gerados nas atividades de exploração e produção, em zonas que não produzem naquele momento. Nas observações deve-se indicar o fluido descartado.

Nessa pesquisa, com objetivo de observar padrões, adotamos uma agregação também para essa situação/status do poço após sua atualização, a qual está descrita na Tabela 3, abaixo:

Tabela 3 - Classificação dos poços por situação/status segundo a ANP e agregação segundo a pesquisa

Situação/Status ANP	Agregação Pesquisa
Produzindo	Produtor
Injetando	Produtor
Produzindo e injetando	Produtor
Retirando gás natural estocado	Produtor
Abandonado temporariamente com monitoramento	Em abandono
Abandonado temporariamente sem monitoramento	Em abandono
Abandonado aguardando abandono definitivo/arrasamento	Em abandono
Abandonado por logística exploratória	Em abandono
Abandonado/parado aguardando intervenção para avaliação, completação ou restauração	Em abandono

Operando para descarte	Em abandono
Fechado	Fechado/Devolvido/Arrasado
Devolvido	Fechado/Devolvido/Arrasado
Arrasado	Fechado/Devolvido/Arrasado
Abandonado permanentemente	Fechado/Devolvido/Arrasado
Em observação	Em avaliação
Em perfuração	Em avaliação
Em avaliação	Em avaliação
Em completação	Em avaliação
Em intervenção	Em avaliação
Equipado aguardando início de injeção	Em avaliação
Equipado aguardando início de operação	Em avaliação
Cedido para captação de água	Captação água
Operando para captação de água	Captação água

Fonte: ANP. Elaboração própria.

De acordo com a mesma resolução da ANP, os operadores disponibilizam o **resultado dos poços**, que deverá ser comunicado até 60 dias após a conclusão das operações. O resultado do poço é definido como “conjunto de atributos a partir dos quais podem simplificarmente se inferir conclusões gerais sobre as condições geológicas do prospecto perfurado por aquele poço”, podendo ser classificado como:

- **Poço com hidrocarbonetos:** é aquele em que se verificou pelo menos algum indício de hidrocarbonetos durante sua perfuração ou avaliação por perfis.
- **Poço seco:** é aquele em que não se constatou qualquer indício de hidrocarbonetos ao longo das operações de perfuração e avaliação por perfis;
- **Poço não qualificável:** é aquele que foi abandonado definitivamente sem atingir seus objetivos geológicos, ou não se enquadra nas qualificações anteriores em função de seus objetivos. São os casos de poços de injeção, de alívio, de descarte, de captação de água, abandonados por acidente mecânico, com objetivo fora da previsão, e perfurados sem possibilidade de avaliação, dentre outros.

Uma outra informação disponível no banco de dados de poços da ANP é a **reclassificação de poços**. Essa reclassificação ocorre depois de concluídas as atividades operacionais com o resultado do poço. Mais uma vez, optamos por agregar esses dados

da reclassificação final dos poços, segundo os seguintes critérios definidos na Tabela 4, a seguir:

Tabela 4 - Reclassificação dos poços depois de concluída a perfuração segundo a ANP e agregação da pesquisa

Reclassificação após concluída a atividades de perfuração	Reclassificação Agregada
Produtor subcomercial de petróleo	Portador/Produtor
Produtor comercial de petróleo	Portador/Produtor
Portador de petróleo	Portador/Produtor
Produtor comercial de petróleo, gás natural e condensado	Portador/Produtor
Produtor comercial de gás natural e condensado	Portador/Produtor
Produtor subcomercial de gás natural	Portador/Produtor
Produtor subcomercial de gás natural	Portador/Produtor
Produtor subcomercial de petróleo e gás natural	Portador/Produtor
Produtor comercial de gás natural	Portador/Produtor
Produtor comercial de petróleo e gás natural	Portador/Produtor
Produtor subcomercial de gás natural e condensado	Portador/Produtor
Portador de gás natural	Portador/Produtor
Portador de gás natural e condensado	Portador/Produtor
Portador de petróleo e gás natural	Portador/Produtor
Portador de petróleo, gás natural e condensado	Portador/Produtor
Seco com indícios de petróleo	Seco
Seco sem indícios	Seco
Seco com indícios gás natural	Seco
Seco com indícios de gás natural e condensado	Seco
Seco com indícios de petróleo e gás natural	Seco
Descobridor de nova jazida petróleo	Descobridor
Descobridor de campo com petróleo	Descobridor
Descobridor de campo com gás natural e condensado	Descobridor
Descobridor de nova jazida petróleo e gás natural	Descobridor
Descobridor de campo com petróleo e gás natural	Descobridor
Descobridor de nova jazida gás natural e condensado	Descobridor
Descobridor de nova jazida gás natural	Descobridor
Descobridor de campo com gás natural	Descobridor
Abandonado por outras razões	Abandonado, arrasado
Abandonado por perda circulação	Abandonado, arrasado
Abandonado por acidente mecânico	Abandonado, arrasado
Abandonado por objetivo fora de previsão	Abandonado, arrasado
Abandonado por objetivo/alvo não atingido	Abandonado, arrasado
Abandonado por impossibilidade de avaliação	Abandonado, arrasado
Extensão para petróleo	Extensão
Extensão para petróleo, gás natural e condensado	Extensão
Extensão para gás natural	Extensão
Extensão para petróleo e gás natural	Extensão

Extensão para gás natural e condensado	Extensão
Injeção de água	Outros
Observação	Outros
Indefinido	Outros
Outras finalidades	Outros
Experimental	Outros
Injeção de gás natural	Outros
Produção de água	Outros

Fonte: ANP. Elaboração própria.

É, portanto, a partir dos dados e classificações primárias usadas pela ANP e as agregações utilizadas nesta pesquisa, quanto a finalidade, situação/status e reclassificação final dos poços que esse diagnóstico buscará caracterizar a trajetória das atividades de exploração no Brasil no período entre 2000 e 2023.

Para além desta introdução, na qual apresentamos o objeto em análise, esse estudo está dividido em duas outras partes. Na parte I, realiza-se um diagnóstico das atividades de exploração offshore no Brasil entre 2000 e 2023 a partir dos dados públicos da ANP sobre perfurações. Na parte II, é analisada a estratégia de negócios da Petrobras para o segmento de exploração nos anos 2000 e seus atuais desafios. Por fim, são apresentadas as conclusões finais.

PARTE I: A TRAJETÓRIA RECENTE DAS ATIVIDADES DE PERFURAÇÃO E O FUTURO DA PRODUÇÃO DE ÓLEO E GÁS (2010-2023)

O segmento de exploração no Brasil (2000-2023)

A Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) registrou 30.616 atividades de perfuração de poços de exploração (pioneiro, estratigráfico, de extensão e prospecto) e explotatórios (produção, injeção, especial e estocagem) no Brasil de 1922 até 2023.

Dois períodos destacam-se pela intensa atividade de exploração. O primeiro foi o quinquênio entre 1982-1986, que registrou início de 5.773 atividades de perfuração de poços tanto na modalidade de exploração quanto na modalidade agregada de produção/explotatória, uma média anual de 1.154 novos poços perfurados. O segundo quinquênio de maior intensidade da atividade exploratória ocorreu entre 2008-2012, exatamente depois da descoberta do Pré-sal brasileiro, quando a ANP registrou o início de 4.028 novas atividades de perfuração, uma média anual de 805 poços.

Nas páginas a seguir essa investigação se concentrará na análise da trajetória de desenvolvimento das atividades de exploração no período posterior a 2000 e localizadas no mar, isto é, nas atividades exploratórias offshore. Tais recortes temporal e espacial estão alinhados com os principais objetivos da pesquisa, a saber: observar e analisar a recente trajetória das atividades de exploração no Brasil e (ii) apontar tendências futuras para esse segmento.

O recorte temporal entre 2000-2023, justifica-se por concentrar cerca de 37,0% das atividades de exploração iniciadas em solo brasileiro em toda a série histórica da ANP, além de abranger o período de descoberta do Pré-sal e a posterior mudança na estratégia de negócios da Petrobras, a partir de 2016.

E, por fim, o recorte espacial ou a escolha por investigar apenas os poços marítimos reflete a relevância do segmento offshore tanto na produção nacional quanto no volume de reservas de óleo e gás natural. A despeito do offshore representar apenas 29,0% das perfurações realizadas nos anos 2000, segundo dados da ANP, em 2023, o

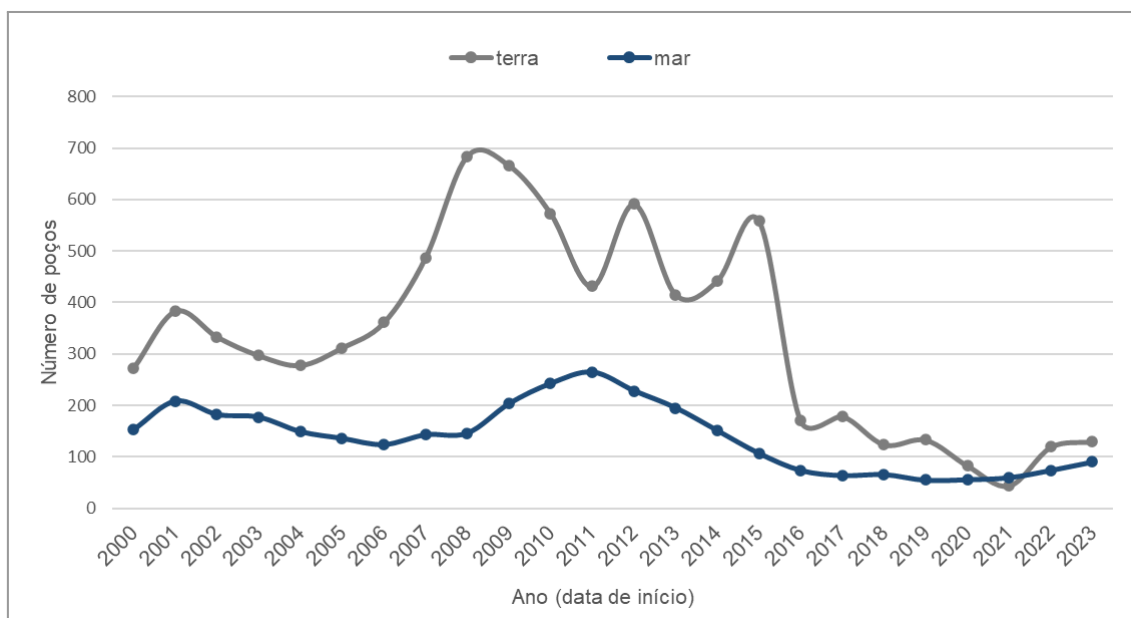
segmento offshore corresponde, respectivamente, a 95,1% da produção nacional e 96,7% das reservas provadas de petróleo e gás no Brasil.

a. Atividade exploratória offshore no Brasil nos anos 2000

A análise da trajetória da atividade de perfuração de poços marítimos no Brasil nas últimas duas décadas revela que houve uma expansão das perfurações de novos poços entre 2006 e 2011, em virtude do desenvolvimento da fase exploratória do Pré-sal. Essa expansão foi seguida por uma queda, que se iniciou em 2012, mas que se acentuou a partir de 2015, quando as atividades de perfuração voltaram a patamares inferiores aos observados nos anos iniciais da série analisada (2000-2005).

Em síntese, a atividade de exploração ganhou forte impulso com a descoberta do Pré-sal, ao menos até 2015, e, posteriormente, houve uma redução abrupta dessa atividade (ver Figura 1).

Figura 1 – Poços perfurados por local e ano de início (2000-2023)

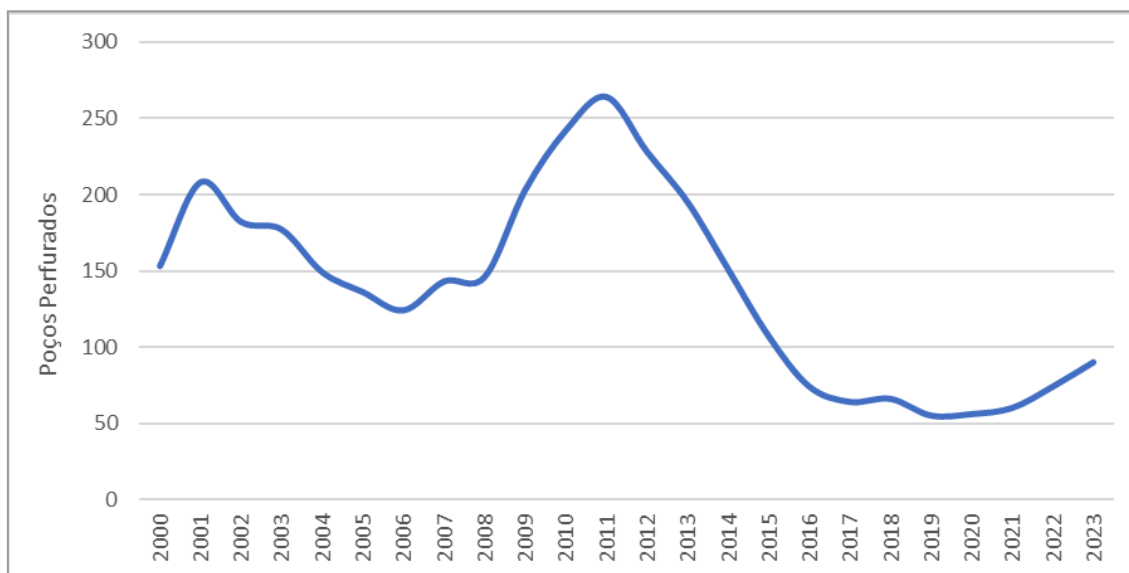


Fonte: ANP. Elaboração própria.

Destacando apenas os poços marítimos, na Figura 2 nota-se que nos anos de intensa atividade exploratória do Pré-sal, de 2006 a 2011, o número de poços perfurados sai de uma situação abaixo da média da primeira década dos anos 2000 (169 novos

poços perfurados por ano), para uma situação superior ao intervalo historicamente sugerido (187 novos poços perfurados por ano em média). A taxa média de crescimento nesse período de auge foi superior a 12 pontos percentuais ao ano.

Figura 2 – Poços marítimos perfurados por ano de início (2000-2022)



Fonte: ANP. Elaboração própria.

Por outro lado, entre 2015 e 2023, a queda foi maior do que o esperado pelos dados históricos. Nesse recorte de nove anos, foram perfurados em média 71,7 poços, valor que é 61,5% menor que a média verificada no período de 2006 a 2011. No triênio 2015-2017, a atividade de perfuração de novos poços registrou a maior queda do período analisado. A partir de 2018, o volume de perfurações marítimas se estabiliza em um nível quatro vezes menor do que o verificado no período do auge (2009-2013). Os menores níveis de atividade exploratória, em termos do volume de novos poços perfurados, foram registrados no biênio 2019-2020. Em 2023, foram realizadas 90 perfurações, que apesar de ser maior que o biênio anterior, ainda é praticamente três vezes inferior ao auge em 2011.

Na sequência analisaremos a trajetória do segmento de exploração offshore no Brasil a partir de cinco variáveis. Na seção “b”, a categoria original declarada ou finalidade declarada pelo operador à ANP para atividade de perfuração será nosso objeto. Na seção seguinte, “c”, analisa-se a atividade de exploração e seu desenvolvimento por bacia. Na seção “d”, analisa-se os múltiplos atores que operam

nesse segmento. Na seção “e”, enfatiza-se o resultado da atividade de exploração. E, por fim, na seção “f”, calcula-se, a partir de metodologia própria, a taxa de sucesso das atividades de exploração no Brasil neste século.

b. Os objetivos declarados da atividade de exploração e seus resultados

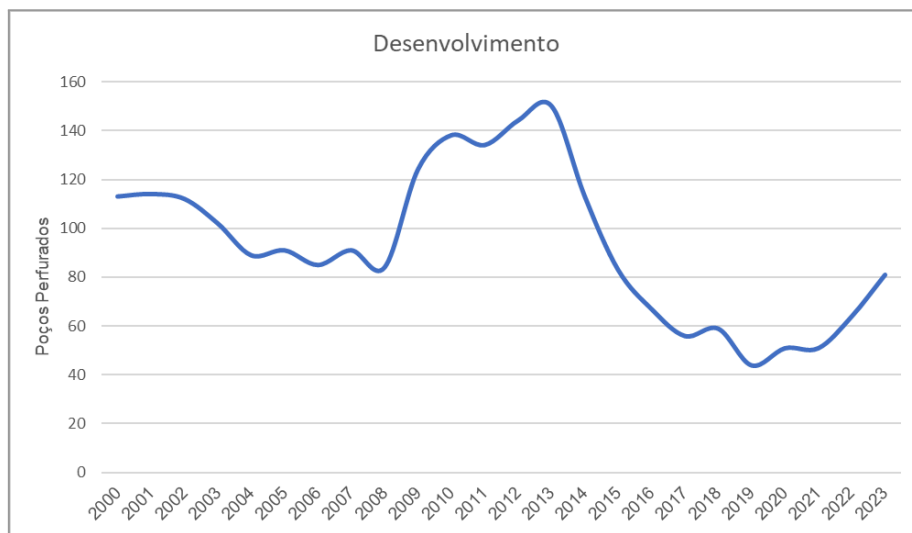
Para qualificar o diagnóstico, os poços foram agregados segundo sua “categoria” original declarada, ou seja, a finalidade ou intenção original do operador registrada e comunicada na ANP⁴. A categoria/finalidade dos poços é definida antes do início da atividade de perfuração.

Em nossa agregação, consideramos como poços de “desenvolvimento da produção” (desenvolvimento) aqueles categorizados pela ANP como “exploratórios de produção”, “exploratórios de injeção”, “poços especial” e de “estocagem”, tal como na Tabela 2 (descrita na seção anterior). Os poços classificados pela ANP como “jazidas mais rasa” ou “jazidas mais profundas”, agregamos na classificação de “extensão”, assim como aqueles nominados como de extensão. Por fim, agregamos como pioneiros, os poços categorizados pela ANP como “pioneiro”, “pioneiro adjacente” e “estratigráfico”.

Desagregando-se os poços marítimos de acordo com essa tipologia, os dados das Figuras 3, 4 e 5 mostram uma queda mais acentuada do volume de poços de desenvolvimento e de extensão a partir de 2012. Já os poços pioneiros, a despeito da queda similar à observada nas outras duas tipologias, registraram certa estabilidade no período posterior a 2016 e uma leve recuperação nos últimos dois anos da série.

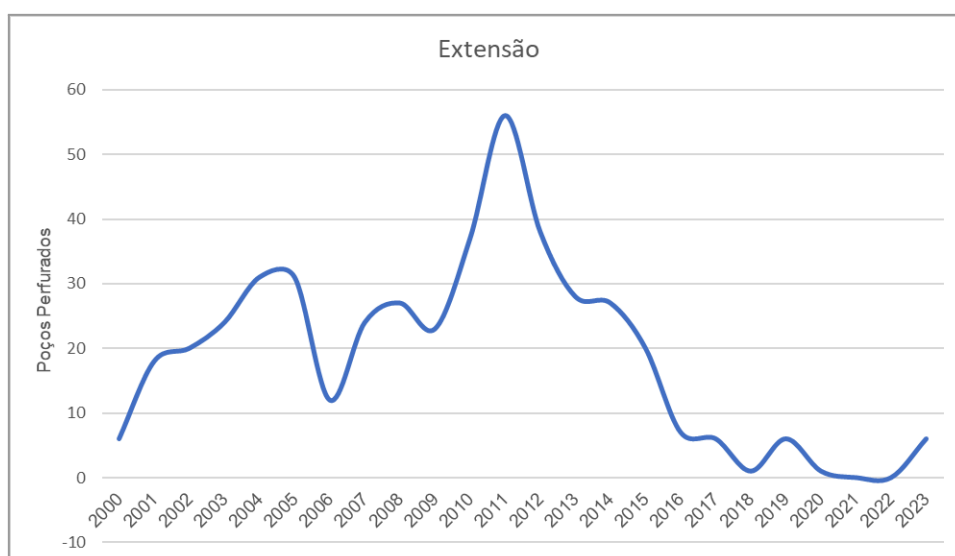
⁴ Há dúvidas sobre a classificação dos poços de jazidas mais profundas, havendo a escolha de classificá-los como poços especiais e não de desenvolvimento ou pioneiro.

Figura 3 – Poços marítimos perfurados por ano de início e categoria original declarada - Desenvolvimento (2000-2023)



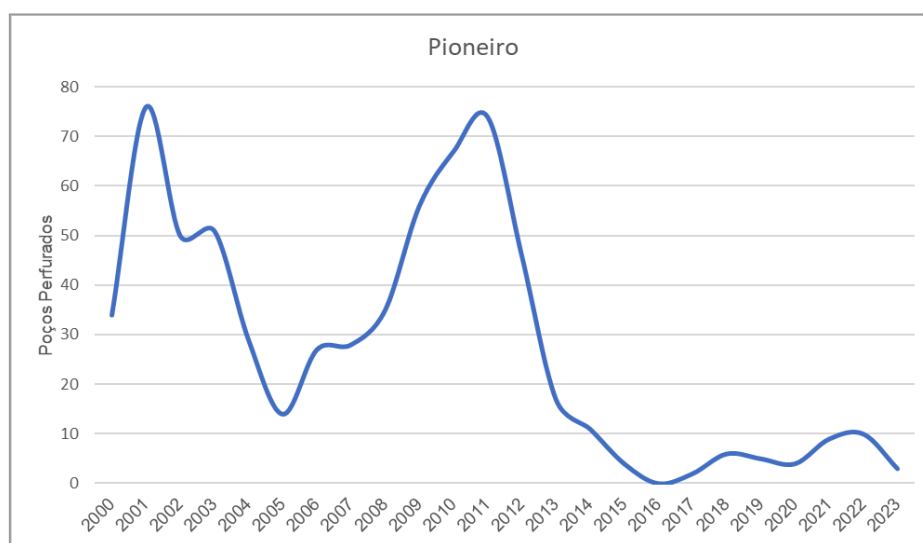
Fonte: ANP. Elaboração própria.

Figura 4 – Poços marítimos perfurados por ano de início e categoria original declarada - Extensão (2000-2023)



Fonte: ANP. Elaboração própria.

Figura 5 – Poços marítimos perfurados por ano de início e categoria original declarada - Pioneiro (2000-2023)



Fonte: ANP. Elaboração própria.

Esse comportamento pode ser compatível com a enorme produtividade dos poços do Pré-sal que entraram em produção, aumentando o nível de produto sem necessidade de perfurações de poços de desenvolvimento adicionais. Ao mesmo tempo, revela a crescente dependência da atividade de exploração e produção no Brasil dos reservatórios já descobertos no Pré-sal.

O baixo número de poços exploratórios verificados desde 2015 ativa um sinal de alerta uma vez que podem sinalizar graves problemas para a sustentabilidade de longo prazo das curvas de produção.

No período entre 2000 e 2023, cerca de 66,9% dos novos poços marítimos perfurados tinham como finalidade original declarada o “desenvolvimento” da produção, cerca de 13,4% enquadravam-se na agregação “extensão” e outros 19,7% foram declarados originalmente como pioneiros.

Os poços marítimos declarados em desenvolvimento registram pico no período entre 2009 e 2015, com média anual de 126 poços declarados com essa finalidade. Nesse período, se consolida a produção da Bacia de Campos e começa a atividade na Bacia de Santos e do Espírito Santo, mostrando a crescente importância do Pré-sal, ainda que muitos poços dessa época não tivessem como objetivo atingir essa camada.

A partir de 2016, o número de novos poços com finalidade original declarada em desenvolvimento das atividades de produção sofreu forte queda, o que rebaixou a média anual de novas perfurações desse tipo de poços para apenas 54 entre 2016-2021. Isso reflete, por um lado, a queda do investimento e, por outro lado, a enorme produtividade dos poços descobertos, em especial aqueles no Pré-sal.

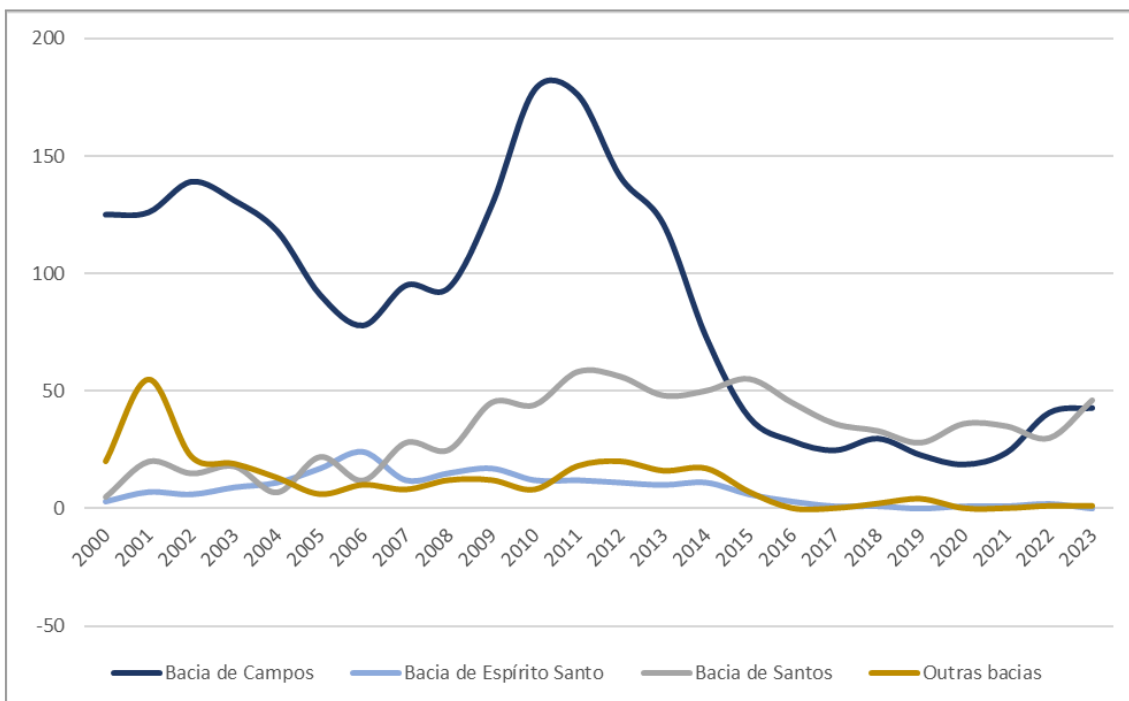
Os poços agregados na categoria pioneiros registraram forte expansão entre 2006 e 2011, mais uma vez, exatamente durante a fase exploratória do Pré-sal. Depois de 2013, os registros de novos poços marítimos pioneiros perderam vigor até chegar a zero em 2016. Depois desse período, a média anual de registro de novos poços marítimos pioneiros foi de apenas 5,5 por ano, o que reforça o baixo dinamismo da atividade exploratória no pós-2016.

c. Análise da atividade de exploração por bacias sedimentar: a centralidade do Pré-sal

Quando se observa os dados das atividades de perfuração por bacias sedimentares no âmbito marítimo, mais uma vez, a tendência de quase paralisação da atividade de exploração é evidente, mas outro elemento importante aparece: a crescente dependência da indústria de petróleo e gás nacional das atividades de exploração (e produção) no polígono do Pré-sal, especialmente na Bacia de Santos.

A Figura 6, a seguir, ilustra essa trajetória de dependência das atividades de exploração e produção no Brasil das bacias sedimentares do Pré-sal (bacias de Campos e Santos), quando comparadas às outras bacias sedimentares fora do Pré-sal.

Figura 6 - Poços marítimos perfurados por categoria original declarada, ano de início e bacia sedimentar (2000-2023)



Fonte: ANP. Elaboração própria.

Nota-se um predomínio das atividades de perfuração na Bacia de Campos em todo o período analisado (2000-2023), mas com forte concentração da perfuração de poços pioneiros e para desenvolvimento no período entre 2008 e 2012.

A Bacia de Santos aparece como a segunda bacia sedimentar com maior intensidade das atividades de perfuração. E, diferentemente do caso da Bacia de Campos, nela a perfuração de poços de desenvolvimento cresce a partir de 2012 e se sustenta até 2021, exatamente na fase de declínio dessas atividades na Bacia de Campos.

Nas demais bacias sedimentares que registraram atividades de perfuração marítima, observou-se, primeiro, um patamar muito inferior de atividades de perfuração e, em segundo lugar, uma interrupção dessas atividades no pós-2016, exatamente após a mudança na estratégia de negócios da Petrobras.

d. Os múltiplos operadores e a atividade de exploração

Outra forma de investigar as atividades de perfuração no offshore brasileiro é através da desagregação desses dados por agentes econômicos que realizam as atividades de perfuração, isto é, por operador⁵.

Em razão do formato de sistematização e divulgação dos dados pela ANP, a análise da série histórica das perfurações por operador, está, em certa medida, comprometida. Isso decorre da mudança de operador dos ativos. Por exemplo, muitos poços perfurados pela Petrobras, atualmente estão localizados em ativos que foram vendidos e encontram-se operados por outra empresa, assim, esses poços acabam sendo contabilizados junto ao operador atual e não necessariamente são atribuídos a quem de fato perfurou.

De acordo com a ANP, 31 agentes econômicos operavam e/ou operam atividades de perfuração no Brasil. A maior parte, cerca de 77,4%, são de grupos multinacionais e 22,6% de grupos nacionais.

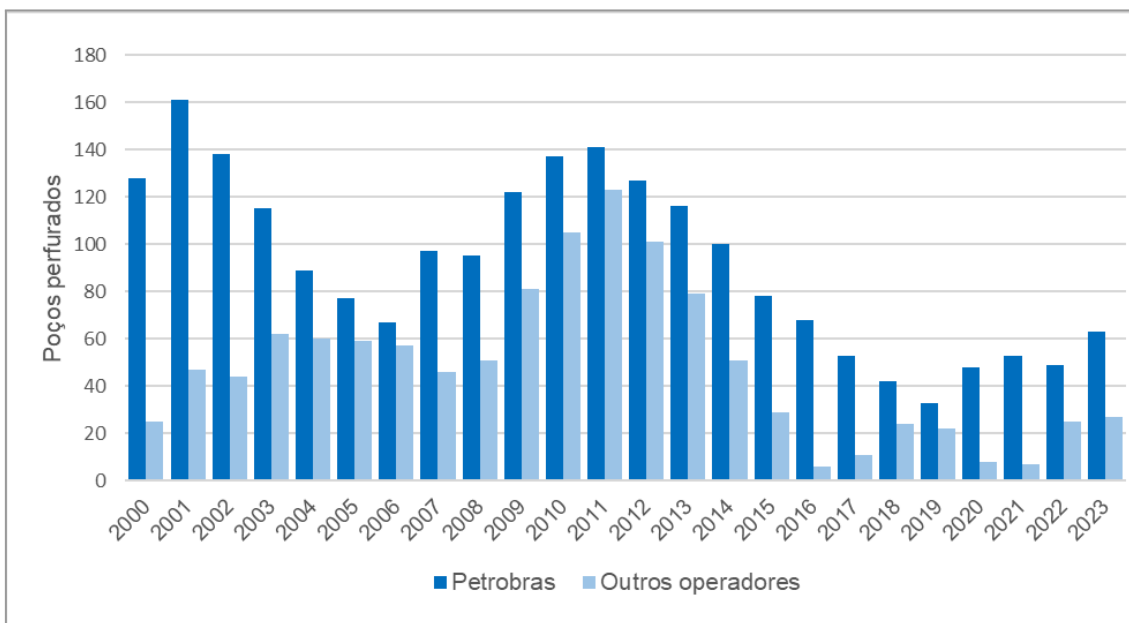
Separando as perfurações da Petrobras daquelas realizadas pelos demais operadores, os dados da ANP mostram que no conjunto dos poços marítimos, tanto a Petrobras como os demais operadores aumentaram suas atividades de perfuração no período de exploração do Pré-sal entre 2006 e 2012. A partir de 2011, as perfurações da Petrobras e dos outros operadores entraram em declínio, contudo, no caso dos demais operadores o declínio ocorreu em maior velocidade.

Vale ressaltar que mesmo depois de 2012, às atividades de perfuração da Petrobras, a despeito do declínio registrado, seguem com uma média anual quase 4 vezes maior do que as observadas nas demais operadoras, conforme indica a figura 07. Esse número pode ser ainda maior considerando que os campos perfurados pela Petrobras acabaram sendo privatizados e, atualmente, os poços possuem outros operadores. Isso reflete o caráter essencial da Petrobras tanto para manutenção no presente quanto para retomada do crescimento desse segmento no futuro próximo.

⁵ Empresa responsável pela condução, direta e indireta, das atividades de exploração, avaliação, desenvolvimento, produção e de desativação das instalações (Fonte: Resolução ANP nº 25/2013).

No final da década de 2010, em especial a partir de 2018, as demais operadoras até ampliaram sua participação percentual nas atividades de perfuração, mas não pelo seu crescimento e sim pela redução das atividades de perfuração da Petrobras, que voltam a registrar um modesto crescimento a partir de 2020.

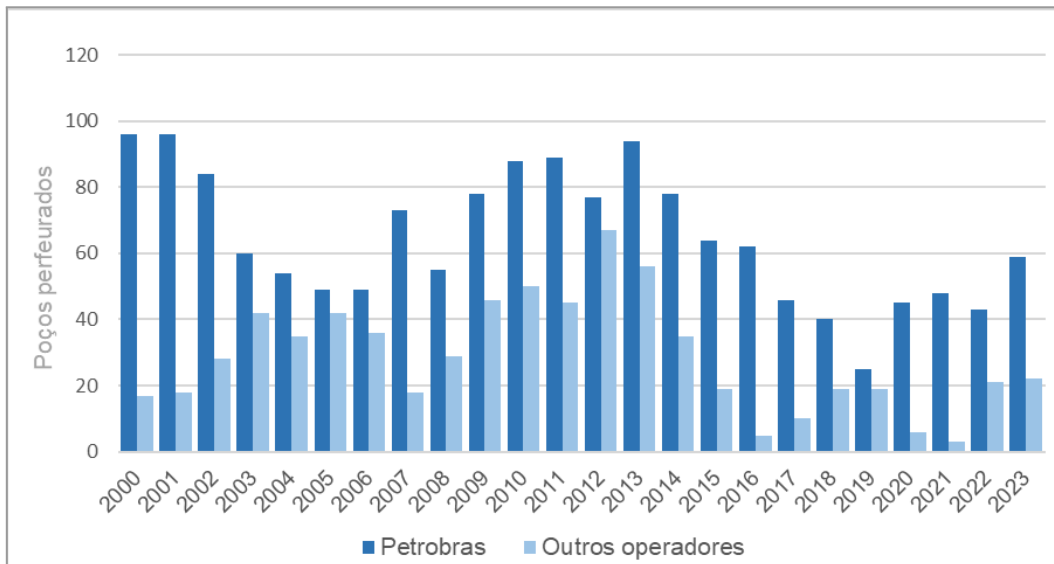
Figura 7 - Poços marítimos perfurados por tipo de operador e ano de início (2000-2023)



Fonte: ANP. Elaboração própria.

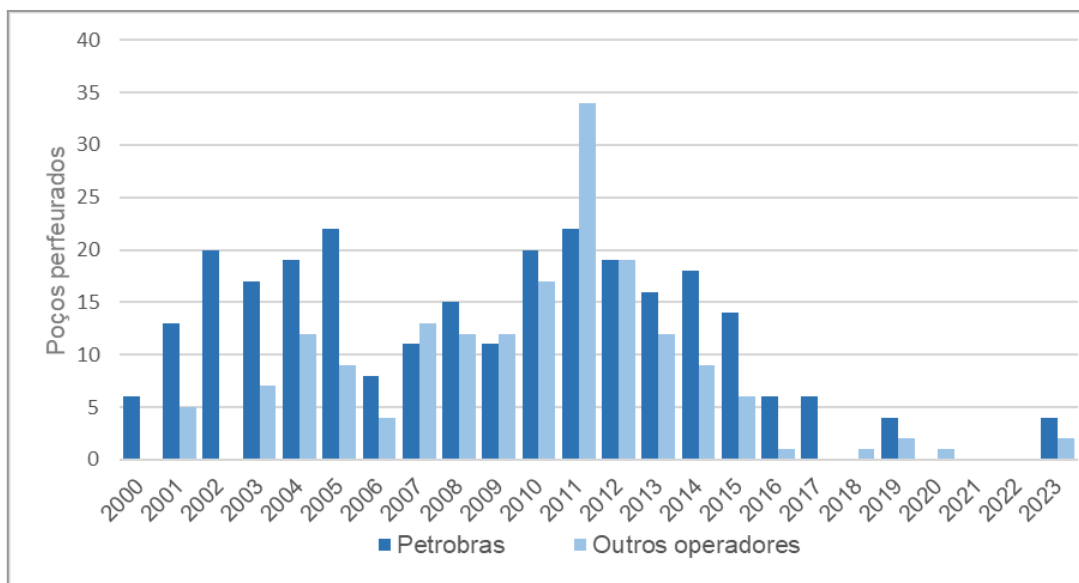
A diferença de comportamento entre a Petrobras e os demais operadores torna-se evidente quando se compara a evolução das atividades de perfuração dos poços pioneiros e de desenvolvimento, como indicado nas Figuras 8, 9 e 10. Apesar de muitos poços perfurados pela Petrobras estarem, atualmente, sendo contabilizados como operado por outras empresas conforme destacado anteriormente, nota-se, de forma geral, maior apetite exploratório por parte da Petrobras. Depois de 2017, apesar da queda geral das atividades de perfuração, os outros operadores quase se igualam à Petrobras na busca de novos horizontes com poços pioneiros.

Figura 8 - Poços marítimos perfurados por tipo de operador, ano de início e categoria original declarada como desenvolvimento (2000-2023)



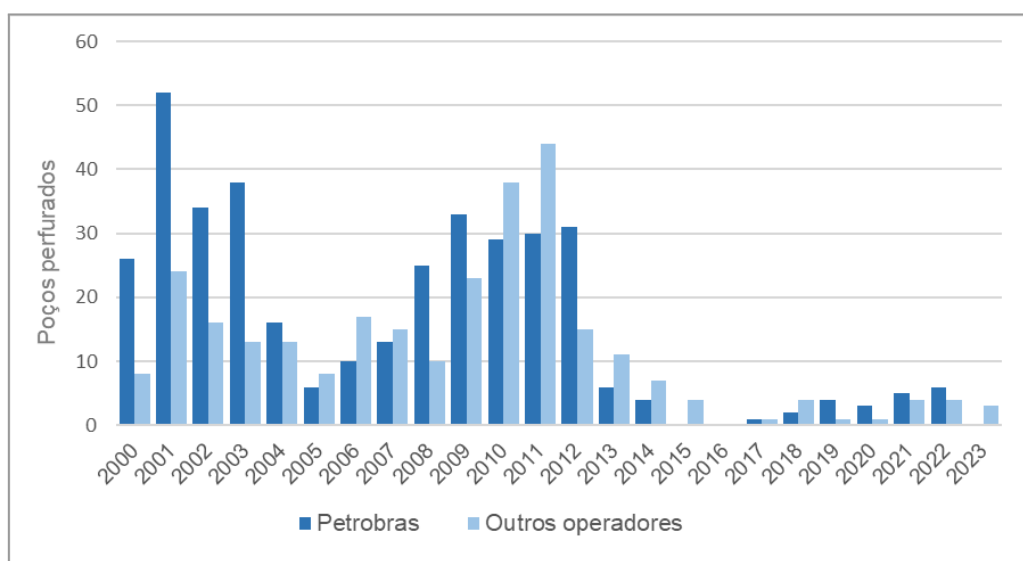
Fonte: ANP. Elaboração própria.

Figura 9 - Poços marítimos perfurados por tipo de operador, ano de início e categoria original declarada como extensão (2000-2023)



Fonte: ANP. Elaboração própria.

Figura 10 - Poços marítimos perfurados por tipo de operador, ano de início e categoria original declarada como pioneiro (2000-2023)



Fonte: ANP. Elaboração própria.

No que se refere aos poços para desenvolvimento e extensão, o comportamento da Petrobras e das outras operadoras não parece diferir significativamente. Por fim, os dados do cadastro da ANP sobre dados de perfurações reforçam algumas preocupações como, por exemplo, a queda expressiva das atividades de exploração depois do pico observado no início da década passada, bem como um amadurecimento de parte majoritária das bacias sedimentares, com forte concentração de novas atividades de perfuração no Pré-sal.

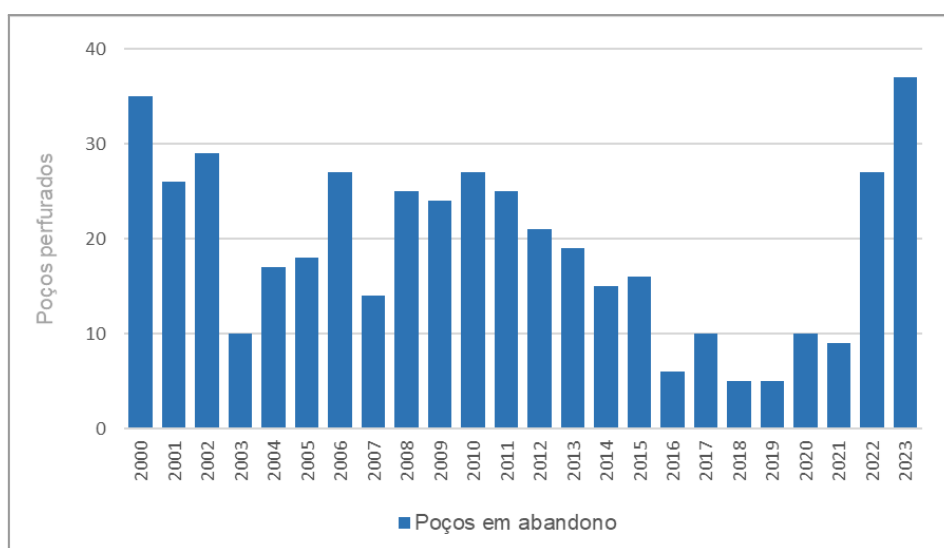
e. A trajetória recente da atividade de exploração: finalidade declarada e situação atualizada dos poços

É evidente que os poços tendem a se esgotar com o passar do tempo e o banco de dados da ANP reflete essa movimentação. Com isso, é esperado o aumento do número de poços em situação de abandono em caso de queda das atividades de perfuração por longos períodos. Portanto, a combinação entre a intenção inicial do operador ao perfurar um poço e a situação registrada na ANP ao longo do tempo vai refletir a vitalidade das atividades, tanto na exploração como no desenvolvimento da produção.

Quando se agrega os poços marítimos registrados na base da ANP por seu “status operacional”, ou seja, pela situação atual do poço em termos de estado mecânico e condição operacional, tal como registrado nas Figuras 11, 12, 13 e 14 a seguir, nota-se a semelhança de trajetória do conjunto de poços agregados na categoria “fechados, devolvidos e arrasados” com a curva do total dos poços perfurados durante o período 2000-2022 (ilustrado na Figura 2), ainda que o declínio do número de poços com esse status tenha sido mais acentuado do que em outras classificações. Semelhante comportamento se verifica com os poços produtores. Nota-se, ainda, um pequeno aumento dos poços em “avaliação” nesse período e um declínio dos poços produtores, principalmente, a partir da segunda metade dos anos 2010.

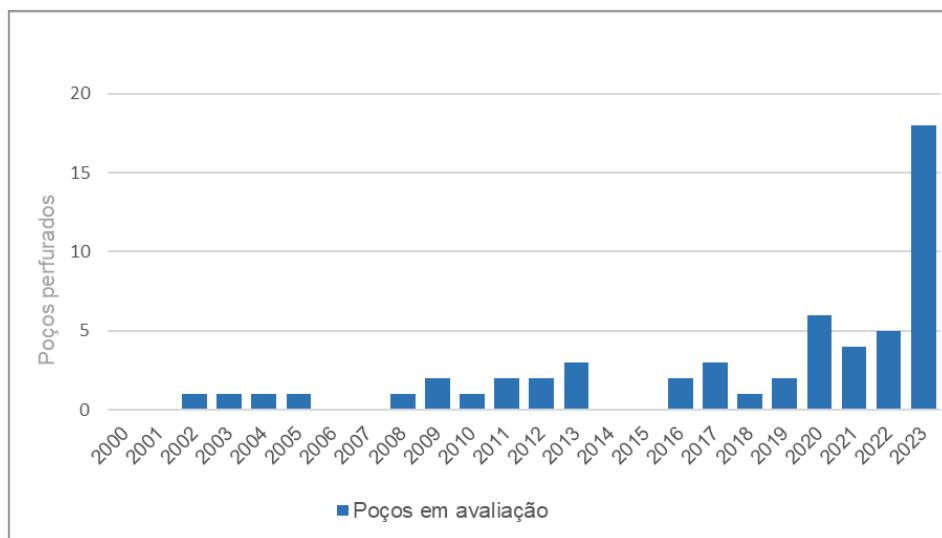
O aumento dos poços em avaliação demonstra a continuidade dos trabalhos de perfuração dos últimos anos que ainda não foram concluídos até a última edição dos dados de poços divulgados pela ANP.

Figura 11 - Poços marítimos por categoria original declarada, ano de início e situação/status atual em abandono (2000-2023)



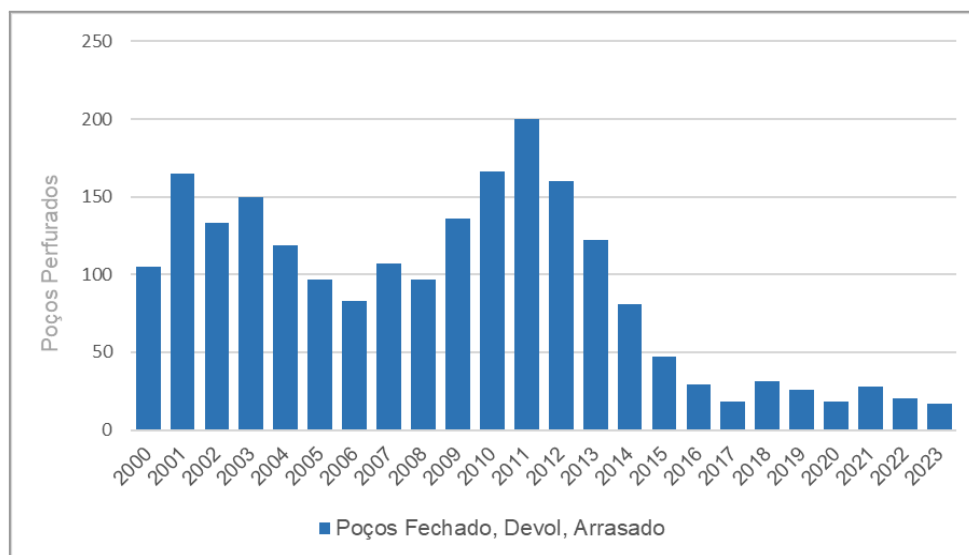
Fonte: ANP. Elaboração própria.

Figura 12 - Poços marítimos por categoria original declarada, ano de início e situação/status atual em avaliação (2000-2023)



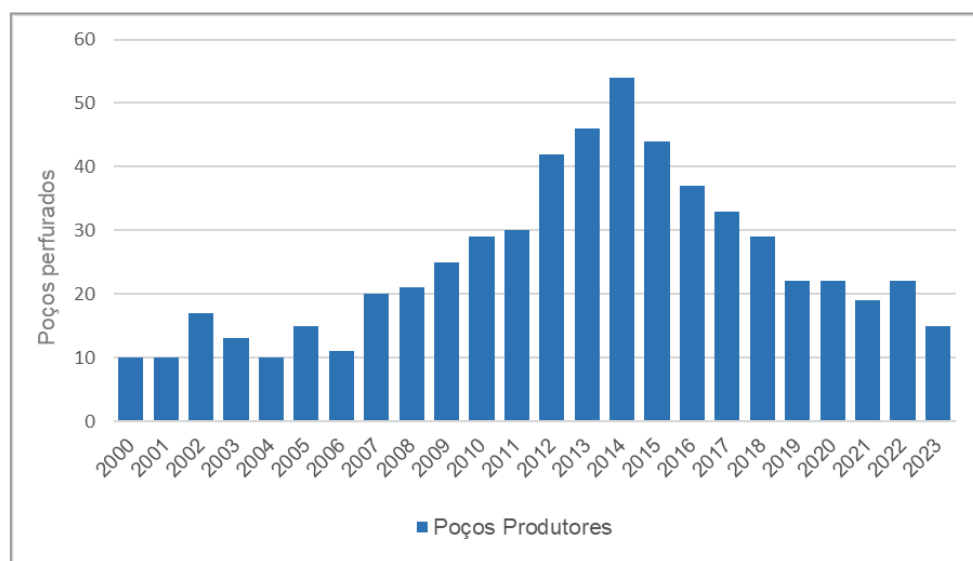
Fonte: ANP. Elaboração própria.

Figura 13 - Poços marítimos por categoria original declarada, ano de início e situação/status atual fechado, devolvido, arrasado (2000-2023)



Fonte: ANP. Elaboração própria.

Figura 14 - Poços marítimos por categoria original declarada, ano de início e situação/status atual produtores (2000-2023)



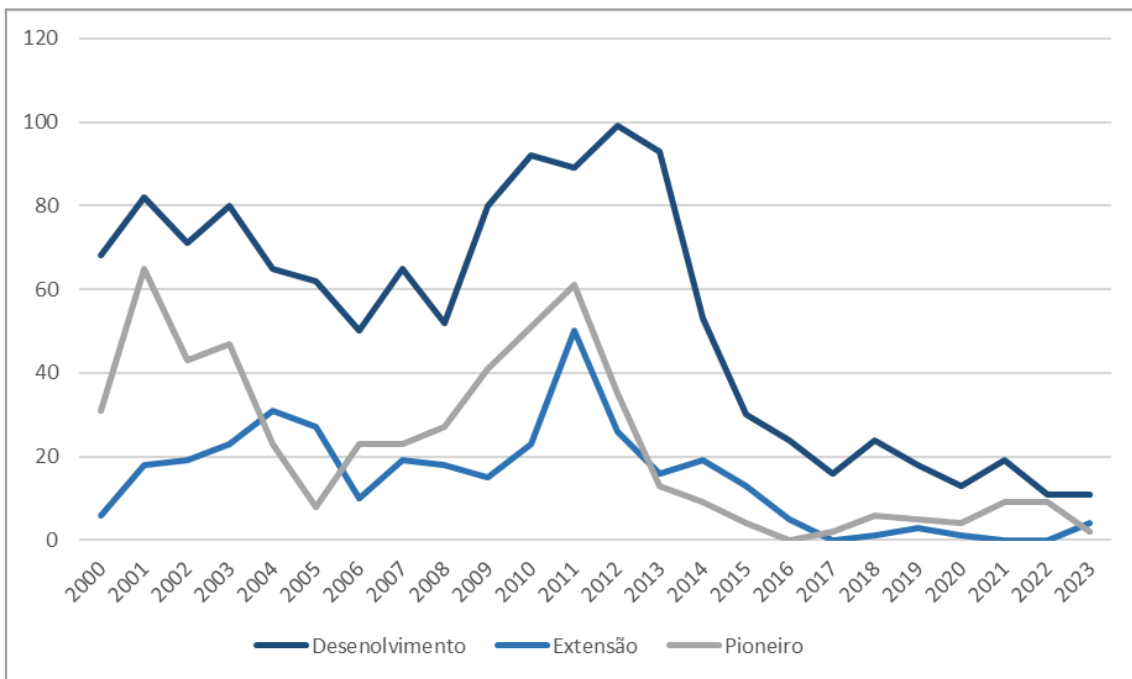
Fonte: ANP. Elaboração própria.

O número de novos poços produtores apresenta um declínio sistemático depois de 2015, saindo de um patamar médio anual de 46,5 novos poços produtores no período entre 2012-2015, para uma média anual de apenas 24,8 novos poços produtores no período 2016-2023.

De modo geral, os poços em avaliação apresentam um baixo quantitativo no período em análise. Há uma leve recuperação do número de poços nessa condição a partir de 2020, com destaque para o ano de 2023 com 18 poços.

Quando se restringe o recorte àqueles poços marítimos em situação/status de e fechado/devolvido/arrasado (abandonado), tal como agregado na Tabela 3 (anterior), verifica-se que há uma queda mais prolongada nos poços originalmente definidos como de desenvolvimento a partir de 2013 (ver Figura 15).

Figura 15 - Poços marítimos abandonados por categoria original declarada e ano de início (2000-2023)



Fonte: ANP. Elaboração própria.

Contudo, a queda mais vertiginosa e veloz ocorre entre aqueles poços marítimos pioneiros, que após registrar crescimento no número de perfurações entre 2006 e 2011 (média anual de 37,6 novos poços marítimos pioneiros), registraram queda a partir de 2012 até não registrar nenhum novo poço pioneiro perfurado em 2016.

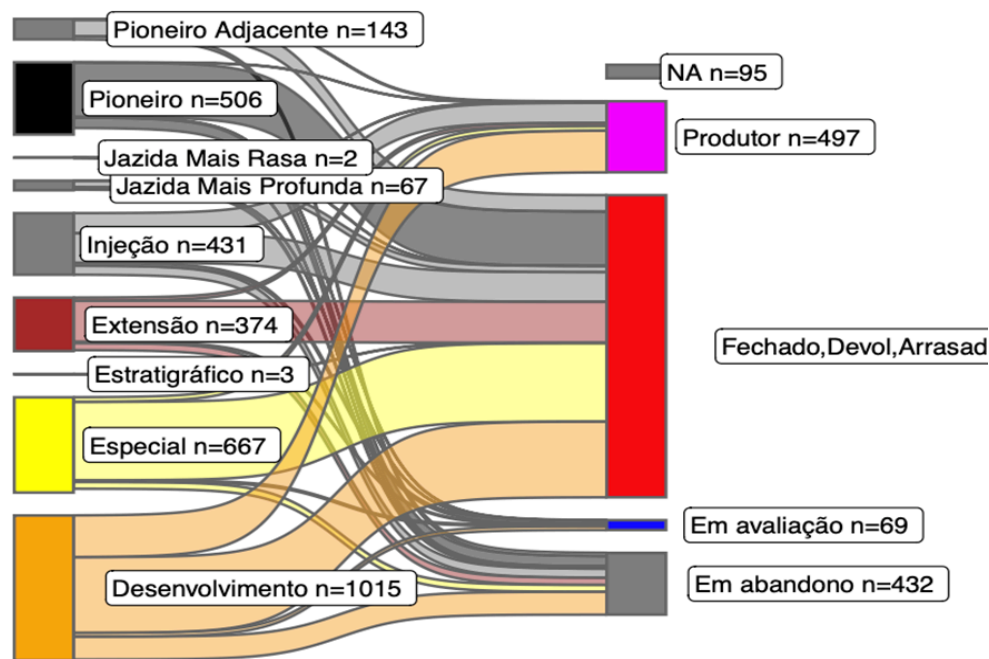
É preocupante o aumento dos poços abandonados entre os originalmente declarados como pioneiros, sobretudo a partir de 2013, o que sugere o alcance da maturidade das bacias sedimentares e a redução do sucesso exploratório no offshore. Fator que, mais uma vez, sinaliza a necessidade de um potente plano estratégico de longo prazo com objetivo de buscar/descobrir novos reservatórios de petróleo e gás.

Por outro lado, a queda do número de poços abandonados, originalmente definidos como de extensão, a partir de 2012, sinaliza uma certa vitalidade das descobertas em sua fase inicial de desenvolvimento.

Analisando o fluxo das informações registradas na base de dados da ANP, é possível acompanhar a trajetória dos poços desde sua categoria original declarada até a situação/status atual ou da data de conclusão de suas atividades. Na Figura 16, a seguir,

apresentamos de forma diagramática a trajetória dos poços analisados entre 2000 e 2022.

Figura 16 – Poços marítimos por categoria agregada original declarada, ano de início e situação atual (2000-2022)



Fonte: ANP. Elaboração própria.

Observa-se que do total de 658 poços marítimos pioneiros analisados no período entre 2000 e 2023, cerca de 82% está atualmente com status de fechado, devolvido ou arrasado. Os poços declarados originalmente como de produção, injeção, especial e estocagem e que nessa pesquisa agregamos na categoria “desenvolvimento” somaram um total de 2.240 poços nesse período, dos quais aproximadamente 25,0% permanecem como poços produtores.

Se restringirmos a análise apenas aos 596 poços classificados como produtores em 2023, nota-se que parte majoritária deles foram declarados originalmente como poços de desenvolvimento. Dos 271 poços declarados originalmente como de extensão, cerca de 90% (244 poços) estão abandonados ou em processo de abandono. Esse é o cenário que definirá a escolha dos agentes econômicos em relação às suas novas estratégias para atividades de exploração. Isto é, se optarão por investir em novas atividades pioneiras em busca de novos reservatórios, por poços de extensão e/ou de

averiguação dos primeiros indícios, ou se escolherão se concentrar nas atividades de desenvolvimento da produção.

A análise dos dados sugere uma queda geral das atividades de perfuração de poços classificados como para desenvolvimento, pioneiros e de extensão a partir de 2011. No entanto, essa trajetória de queda se diferencia entre essas três categorias de poços, isto é, segundo sua finalidade.

No caso dos poços pioneiros, houve uma queda abrupta no volume de poços perfurados no biênio 2011 e 2012, chegando a zerar o número de perfurações em 2016. A quase paralisação das atividades de perfuração de poços pioneiros a partir de 2014, apontam, mais uma vez, a necessidade de um novo ciclo de investimentos nesse segmento para a garantia de uma relação reservas/produção sustentável no longo prazo.

No caso dos poços para desenvolvimento, houve uma queda mais gradual, que alcançou seu patamar mínimo em 2019. Nesse caso, diferentemente dos poços pioneiros onde houve uma paralisação das atividades de perfuração, o que se observou foi uma situação de maturidade da produção, com redução da volatilidade dos poços em situação de abandono. Contudo, permanece a preocupação com a sustentabilidade dessa estratégia no longo prazo.

f. As taxas de sucesso das atividades de perfuração no offshore

Com objetivo de qualificar ainda mais essa análise foram calculadas as taxas de sucesso das perfurações realizadas no período 2000-2022 por localidade, finalidade, bacia sedimentar e operador.

As atividades de perfuração classificadas como de “sucesso” serão aquelas em que a finalidade da atividade exploratória foi alcançada, isto é, poços pioneiros (pioneiros, pioneiros adjacentes e estratigráficos) que resultaram em poços “descobridores”, “portadores” e “produtores” de hidrocarbonetos, e cuja situação/status atual do poço registrada ou reclassificada após a conclusão das atividades exploratórias indica que esse poço desenvolve ou desenvolveu atividades de produção. Com esses critérios combinam-se a classificação/finalidade original declarada de cada poço, com a

sua trajetória (reclassificação e situação/status) e resultado final das atividades de exploração.

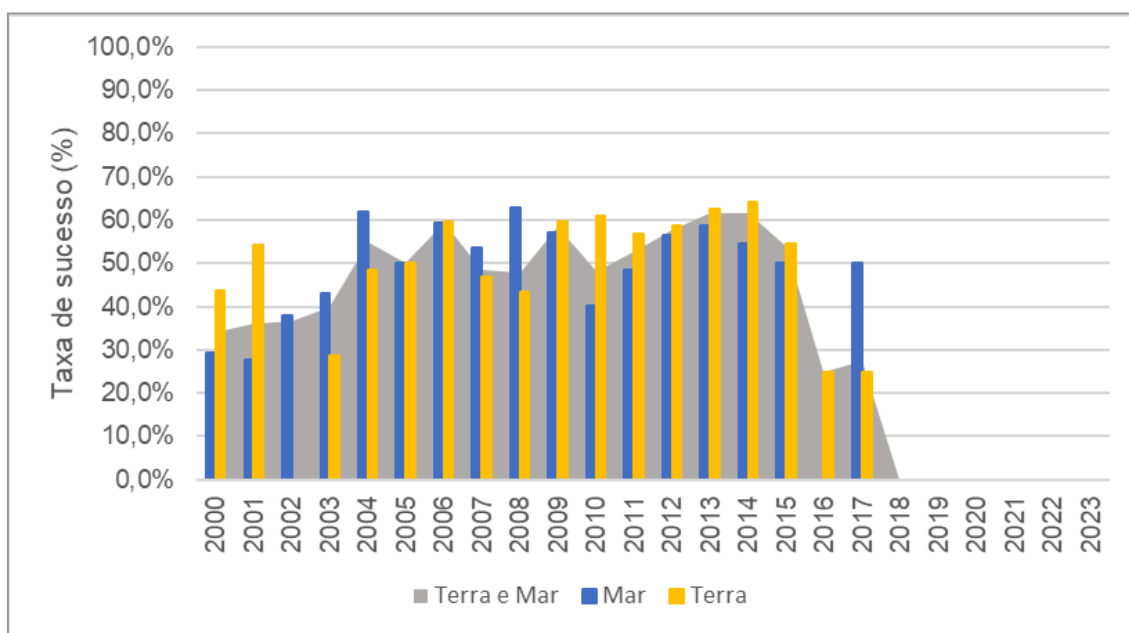
Seguindo esse conceito de atividade exploratória de “sucesso” e aplicando os critérios de agregação da Tabela 3 (apresentada anteriormente), observa-se que a taxa de sucesso nas atividades de perfuração de poços no Brasil, tanto no mar quanto em terra, no período analisado foi de 45,9%. Em outras palavras, esse é o percentual de poços originalmente declarados como pioneiros (categoria agregada da pesquisa) que resultaram em poços descobridores, portadores e/ou produtores de hidrocarbonetos.

Essa taxa de sucesso total (terra e mar) permaneceu abaixo de 40,0% até 2003, nos doze anos seguintes (2004-2015) manteve-se com uma média superior a 54,0% e no biênio 2016-2017 voltou a patamares inferiores a 30,0%. As maiores taxas de sucesso foram alcançadas no biênio 2013-2014, quando registrou média de 61,5%, e o pior período foi entre 2018-2022, quando a taxa de sucesso foi igual a zero (ver Figura 17).

Comparando as duas últimas décadas, nota-se que na primeira a taxa de sucesso média anual foi de 46,6%, cerca de 8 pontos percentuais acima da taxa de sucesso média de 38,8% registrada na segunda década. Isso se deveu tanto à queda geral na atividade exploratória a partir de 2014 e seu rebaixamento a patamares mínimos a partir de 2016.

Como ilustrado na Figura 17, a seguir, existem diferenças entre a taxa de sucesso observada nas atividades de perfuração em terra e no mar. A taxa de sucesso das atividades de perfuração em terra é superior àquela observada no offshore. A primeira registrou uma taxa de sucesso média anual de 47,3% entre 2000-2023, enquanto as atividades em mar registraram média anual de 44,1%.

Figura 17 – Taxa de sucesso das atividades de perfuração em terra e mar no Brasil, por ano e data de início (2000-2023)



Fonte: ANP. Elaboração própria.

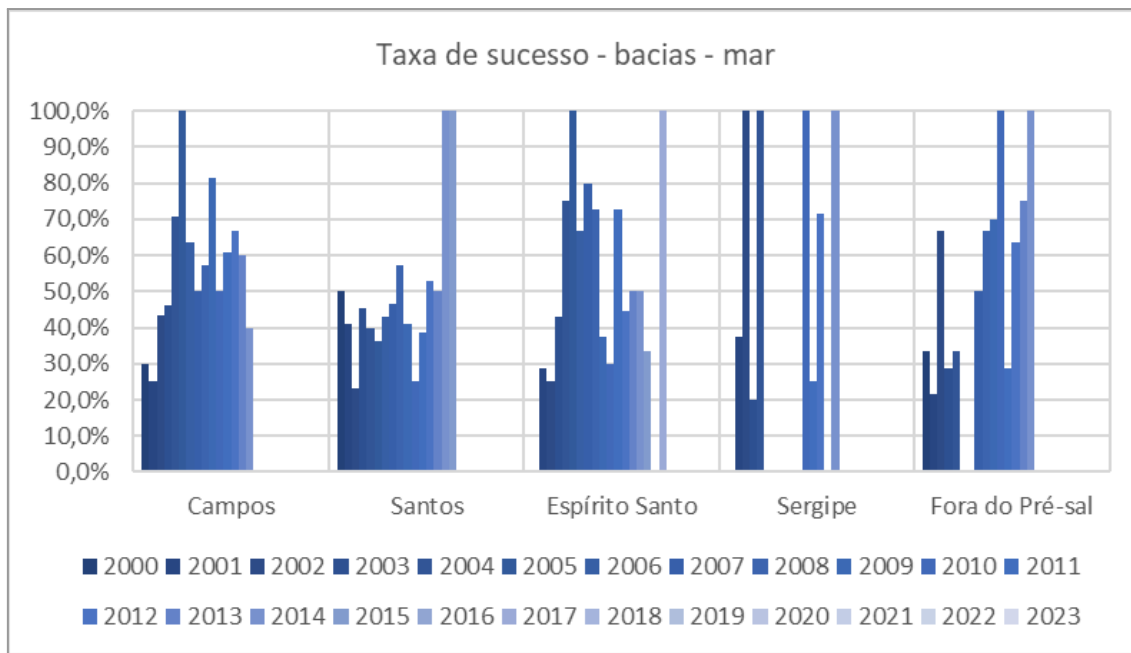
As taxas de sucesso nos poços marítimos foram ainda maiores quando recortamos apenas aquelas realizadas nas bacias sedimentares do Pré-sal – bacias de Santos, Campos e Espírito Santo. Nessas, a taxa média de sucesso registrada no período de 2000-2023 foi de 45,4%. Naquelas bacias sedimentares fora do polígono do Pré-sal essa mesma média foi de 43%.

Outra diferença entre essas duas localidades – Pré-sal e demais bacias – é que na primeira as atividades de perfuração de novos poços pioneiros seguiram quase que ininterruptas ao longo dos últimos 23 anos, apenas em 2016 não houve registro de novos poços pioneiros. Nas demais bacias sedimentares (fora do Pré-sal), observou-se dois momentos de interrupção na perfuração de novos poços pioneiros, o primeiro, no biênio 2005-2006 e, o segundo, entre 2015-2021, o que reforça a crescente dependência do segmento de exploração e produção no Brasil do Pré-sal.

A Figura 18, a seguir, ilustra a taxa de sucesso por bacias sedimentares. A bacia do Espírito Santo é aquela que apresenta a maior taxa de sucesso média no período 2000-2023, equivalente a 49,5%, seguida pela bacia de Campos (44,4%) e de Santos (37,9%). Se recortarmos apenas o período de forte expansão das atividades

exploratórias (2004-2015), a taxa média de sucesso nessas bacias sobe para 59,4% na bacia do Espírito Santo, 63,7% na bacia de Campos e 52,3% na bacia de Santos.

Figura 18 – Taxa de sucesso das atividades de perfuração marítimas no Brasil, por bacia sedimentar e data de início (2000-2023)



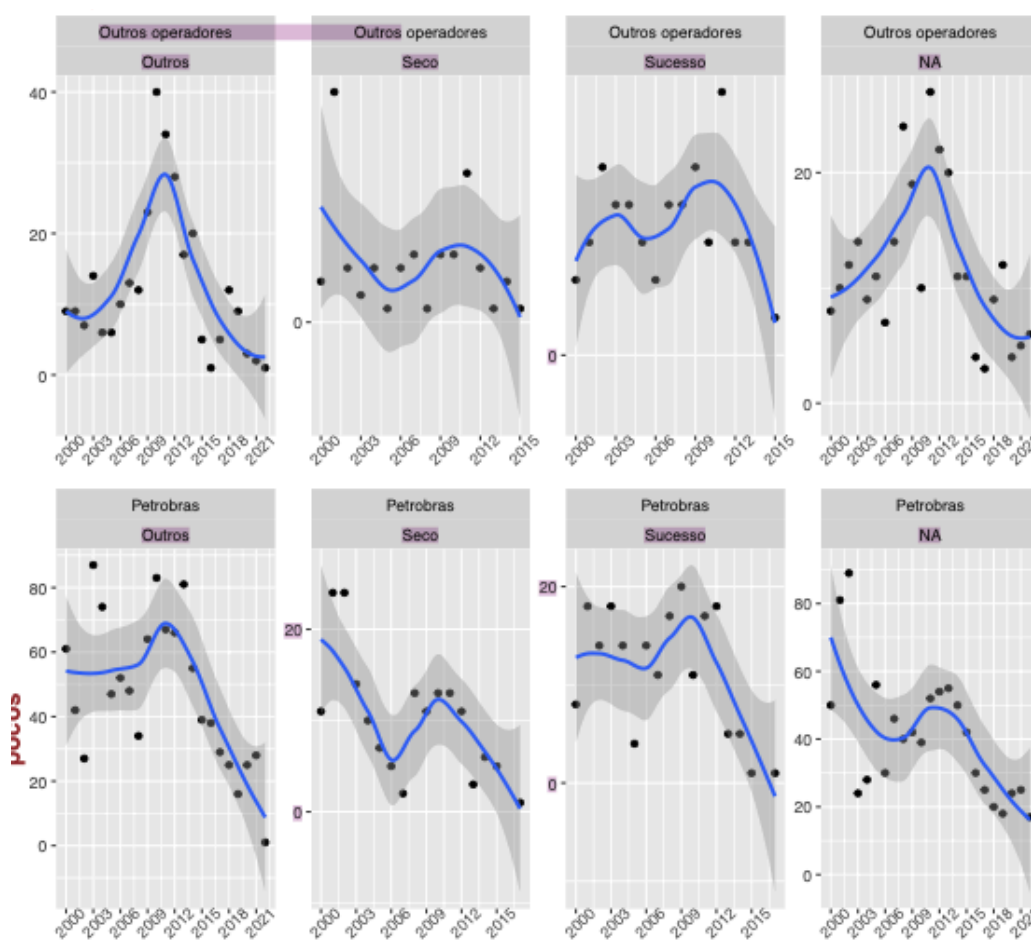
Fonte: ANP. Elaboração própria.

Nas demais bacias com poços marítimos, ou seja, aquelas fora do Pré-sal, observou-se uma taxa de sucesso média anual de 43% entre 2000 e 2023. Desde 2015, não há registro de novas perfurações marítimas em bacias sedimentares para além do Pré-sal.

Outro recorte importante para o diagnóstico das atividades de perfuração e suas taxas de sucesso no Brasil, é analisar as taxas de sucesso nos poços marítimos por operadores.

A Figura 19, a seguir, apresenta o volume total de poços perfurados por tipo de resultado (poço seco, sucesso, outros e nenhum dos anteriores) e operador. Observa-se que tanto a Petrobras quanto os demais operadores apresentam um declínio no número de perfurações de sucesso. No caso dos poços secos, há um declínio mais acentuado na curva da Petrobras, quando comparada aos demais operadores.

Figura 19 – Volume de poços perfurados por data de início, resultado comunicado a ANP e por operador (2000-2022)



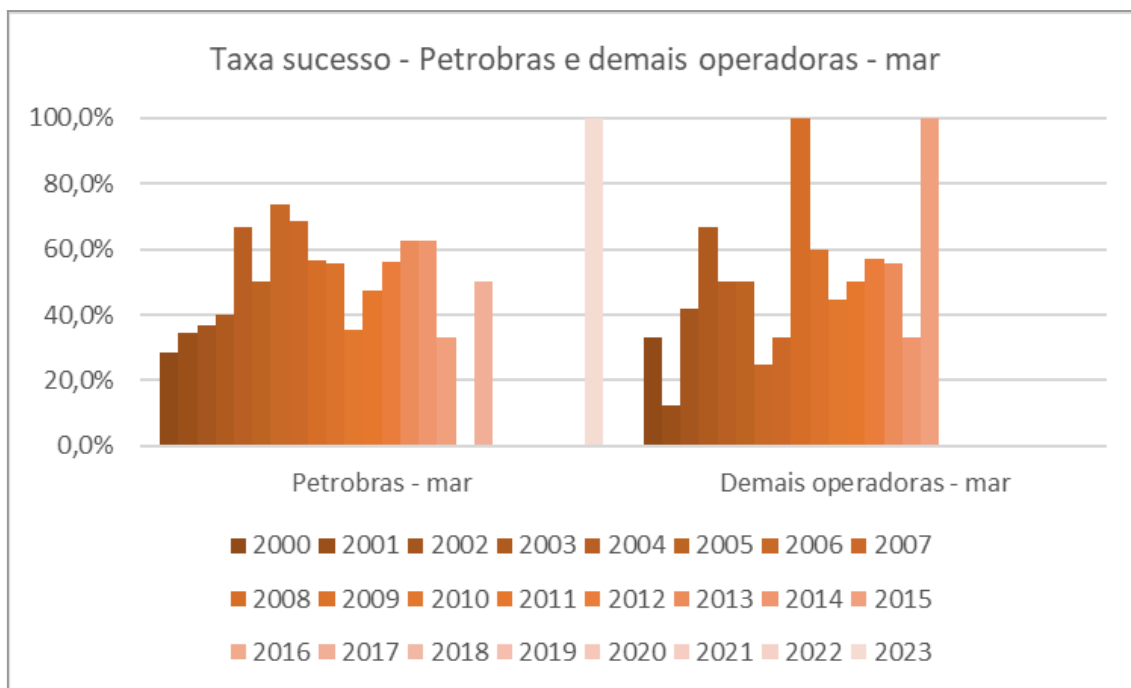
Fonte: ANP. Elaboração própria.

Ademais, a taxa de sucesso média das atividades de perfuração de poços pioneiros offshore é superior quando essa atividade é operada pela Petrobras, em comparação com as demais empresas que operam no Brasil. A taxa de sucesso média da Petrobras no período 2000-2023 foi de 45,3%, ao passo que as demais operadoras registraram média de 41,8%.

Mais uma vez, quando se observa o recorte temporal 2004-2015 essa média se eleva. No caso da Petrobras ela atinge 55,7%, enquanto a taxa de sucesso média das demais operadoras sobe para 54,9%. No período pós-2016, o volume de novos poços pioneiros perfurados é muito abaixo do que o verificado no período anterior tanto no caso das atividades operadas pela Petrobras como das demais operadoras, a diferença

está no fato de que a Petrobras continua a apresentar resultados positivos (pouco expressivos), enquanto as demais operadoras só registraram atividades não exitosas.

Figura 20 – Taxa de sucesso das atividades de perfuração marítimas no Brasil, por operador e data de início (2000-2023)



Fonte: ANP. Elaboração própria.

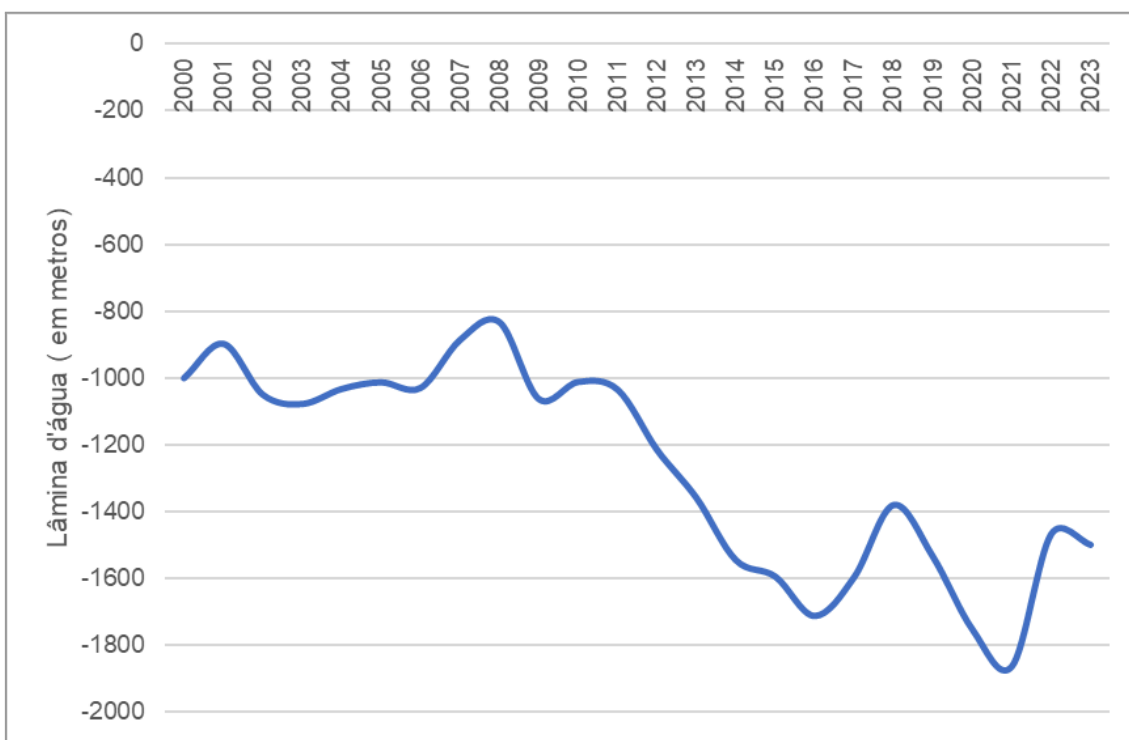
Em síntese, a análise dos dados da ANP revela que a taxa de sucesso nas atividades de perfuração em terra é superior àquelas observadas no offshore. No entanto, o forte crescimento dessa taxa de sucesso em poços marítimos a partir de 2004, associada à manutenção da mesma nos poços terrestres, permitiu que as bacias do Pré-sal registrassem índices mais altos de sucesso em suas atividades exploratórias pioneiras e, por consequência, concentrassem melhores de indicadores de novas atividades de exploração no período pós-2016.

Ademais, há uma tendência de queda nas atividades exploratórias e de perfuração tanto em mar quanto em terra a partir de 2015. No âmbito terrestre, observou-se novo declínio expressivo dessas atividades a partir de 2019. No offshore, essa queda foi mais precoce e se iniciou em 2018, porém foi mais gradual. Com isso, o volume de novas perfurações marítimas chegou a superar aquelas em terra pela primeira vez em 2021.

g. Perfurações em águas profundas e ultraprofundas

Uma outra característica da atividade offshore no Brasil é o desafio de explorar e produzir óleo e gás em águas cada vez mais profundas. A Petrobras lidera o uso da tecnologia de exploração e produção de petróleo em águas profundas e ultraprofundas no mundo, inclusive foi isso que garantiu a descoberta e o desenvolvimento do Pré-sal. Como revela a figura a seguir, até o ano de 2012 às atividades de perfuração se desenvolviam em profundidades inferiores a 1.200 metros, posteriormente, as perfurações atingiram maiores médias de profundidade, chegando à marca de 1.863 metros em 2021.

Figura 21 – Volume e lâmina d’água (em metros) das perfurações marítimas no Brasil por data de início (2000-2023)

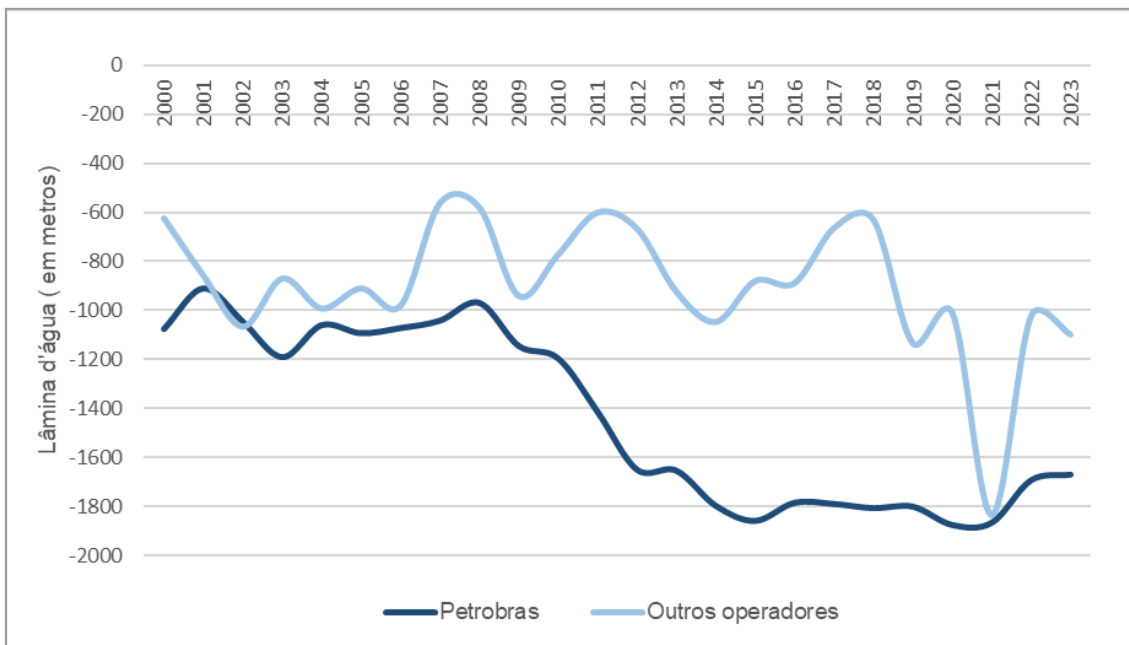


Fonte: ANP. Elaboração própria.

Quando se analisa essa mesma informação por operadores, comparando as perfurações realizadas pela Petrobras e outros operadores, nota-se que a partir do ano de 2015, a Petrobras praticamente estagnou o nível de lâmina d’água de suas perfurações próximo a 1.800 metros de profundidade, enquanto outros operadores, que se

mantinham em profundidades menores durante a primeira década de 2000, atingiram patamares próximos a estatal, como se vê na figura abaixo.

Figura 22 – Volume e lâmina d’água (em metros) das perfurações marítimas no Brasil por operador e data de início (2000-2023)



Fonte: ANP. Elaboração própria.

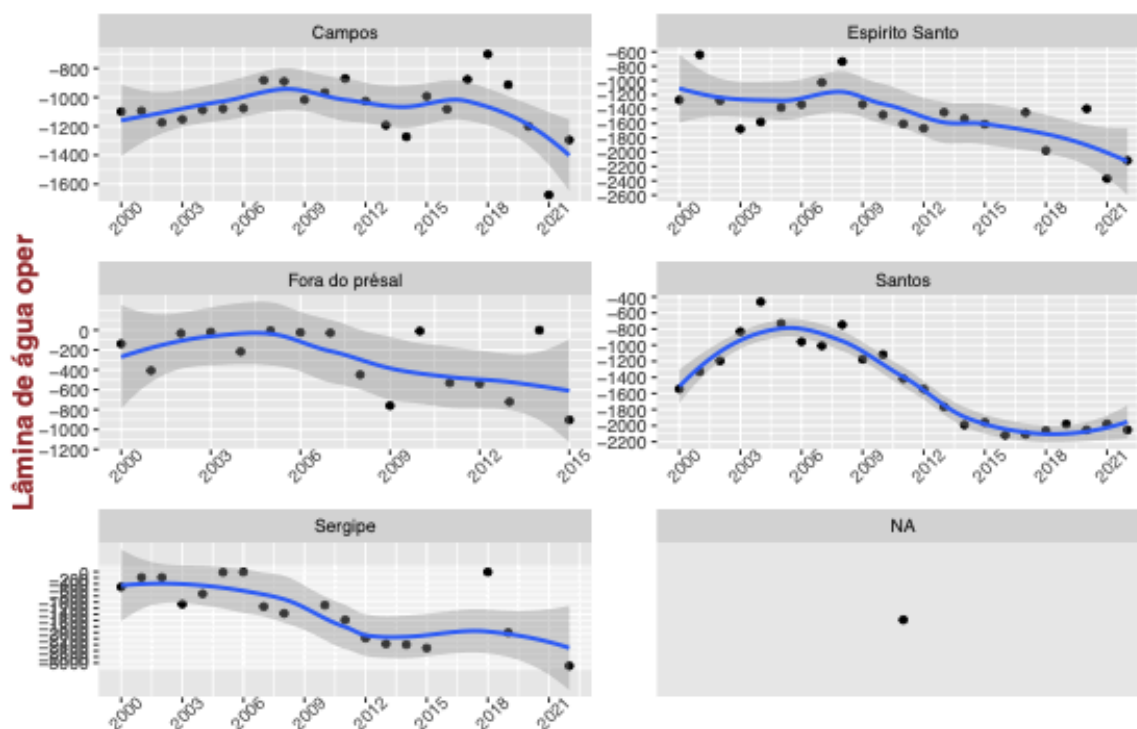
A exploração de poços mais profundos exige tecnologia mais sofisticada e um volume de capital maior, o que, em regra, afasta empresas de menor porte desse segmento.

Os dados da ANP ainda revelam que a opção dos operadores por explorar em águas mais profundas ocorreu, principalmente, nos poços pioneiros, quando comparado a poços de desenvolvimento e de extensão. Ao passo que, entre 2015 e 2020, os poços de desenvolvimento perfurados atingiram uma profundidade máxima próxima a 1.600 metros e os poços de extensão entre 2.000 e 2.200 metros de profundidade, os poços pioneiros superaram a barreira dos 2.400 metros de profundidade. Os dados a partir de 2021 já indicam que existem perfurações de poços pioneiros com profundidade superior a 2.600 metros.

As maiores profundidades observadas nas atividades de perfuração no Brasil ocorreram nas bacias sedimentares do Pré-sal. Na Bacia de Santos, por exemplo, as

atividades de perfuração já superaram a barreira dos 2.000 metros de profundidade em 2014. Na Bacia do Espírito Santo, há registros de perfurações em lâmina d'água próxima a 2.000 metros desde 2018. Na Bacia de Campos, também no Pré-sal, as perfurações permanecem desde o início dos anos 2000 em torno de 1.000 metros de profundidade, alcançando até 1.400 metros (ver Figura 24).

Figura 23 – Volume e lâmina d'água (em metros) das perfurações marítimas no Brasil por bacia sedimentar e data de início (2000-2022)



Fonte: ANP. Elaboração própria.

Nas bacias sedimentares fora do polígono do Pré-sal, por outro lado, as perfurações não superaram as lâminas d'água com profundidade superior a 800 metros. A exceção é feita da bacia sedimentar do Sergipe.

Conclusões parciais - Parte I

Essa primeira parte do diagnóstico se concentrou na investigação da trajetória de desenvolvimento das atividades de exploração no offshore brasileiro no período de 2000 a 2023. Para isso, mobilizou uma série de dados oficiais divulgados pela ANP sobre o

volume e qualidade das atividades de perfuração de poços marítimos por sua categoria/finalidades declarada, status/situação e resultado por ano, bacia sedimentar, operador e profundidade da lâmina d'água em que essas atividades ocorreram.

Com objetivo de qualificar o estudo, foram formuladas e utilizadas agregações categóricas próprias a partir dos critérios de classificação usados pela ANP (Resolução nº 699/2017).

Essa investigação permite dividir a trajetória recente (2000-2023) das atividades de exploração no Brasil em três fases. A primeira fase, entre 2000 e 2006, representou um padrão de atividades de perfuração decrescentes e ainda inferiores à intensificação provocada pela descoberta do Pré-sal. A segunda fase, entre 2007-2014, caracterizou-se pela aceleração do volume de atividades de perfuração marítimas no Brasil e representou o auge dessas atividades no período analisado, em especial no triênio 2010-2012. Na terceira e última fase, entre 2015-2023, houve uma forte queda das atividades de perfurações offshore, que registraram um número médio de novas perfurações cerca de três vezes inferior ao observado na segunda fase.

Entre os principais resultados dessa pesquisa destaca-se a inflexão no volume de atividades exploratórias/perfuração offshore a partir de 2015. Tal dinâmica, por um lado, marca o fim do segundo maior ciclo de expansão da atividade exploratória da história brasileira, entre 2006-2014, impulsionado, sobretudo, pela descoberta das reservas do polígono do Pré-sal e pelo forte ciclo de investimentos da Petrobras nesse segmento. E, por outro lado, explicitou a queda de novas atividades exploratórias nos últimos seis anos, as quais atingiram os piores níveis desse século.

A queda observada nas atividades exploratórias no Brasil a partir de 2015, segundos dados divulgados pela ANP, guarda relação com a queda na curva de produção de óleo e gás natural no país, em especial da Petrobras – maior empresa petrolífera brasileira –, além de indicar haver uma redução dos investimentos nas atividades exploratórias de descoberta de novos reservatórios. O que indica a existências de riscos à sustentabilidade de longo prazo das curvas de produção no offshore nacional e, ao mesmo tempo, sugere um processo de amadurecimento e redução do sucesso exploratório nas bacias sedimentares e campos atualmente explorados.

Vale ressaltar a trajetória da curva de perfuração de poços pioneiros da Petrobras em comparação aos demais operadores no offshore brasileiro. Houve um declínio mais acentuado no volume de perfurações de novos poços da Petrobras. Os demais operadores, apesar de registrarem uma menor quantidade de poços pioneiros perfurados, mantiveram um nível estável de perfurações ao longo do período analisado.

O estudo destacou ainda o aumento das atividades de perfuração no polígono do Pré-sal, majoritariamente, nas áreas da Bacia de Santos e de Campos, as quais, por outro lado, demonstram indícios de estar próximas de um estágio de maturidade produtiva. O crescimento relativo dos poços de desenvolvimento em relação a outros tipos de perfurações parece ser um indicador dessa maturidade. As áreas fora do Pré-sal, por sua vez, parecem estagnadas, isto é, sem atividades novas de perfuração, sobretudo, a partir de 2016. A exceção da bacia sedimentar do Sergipe, que manteve relativa estabilidade entre 2016 e 2021.

A análise da base de dados da ANP comprova também que as atividades de perfuração offshore no Brasil nos últimos anos ocorrem em águas cada vez mais profundas, em comparação a primeira década dos anos 2000.

Por fim, esse diagnóstico fortalece a hipótese de que fatores político-institucionais de caráter nacional e específicos da indústria de óleo e gás foram vetores mais determinantes que os fatores tecnológicos e de infraestrutura para essa inflexão na trajetória do segmento de exploração nos últimos anos.

Tal conclusão reforça a necessidade de novos e mais volumosos investimentos em atividades de exploração e em pesquisa e desenvolvimento (P&D), o que garantirá a recuperação de uma relação estável entre as reservas provadas e a produção de óleo e gás natural em território nacional. Não obstante, a investigação aponta que há a necessidade de formulação de um novo e potente plano estratégico para o segmento de exploração brasileiro, com metas e objetivos de longo prazo e que dirija investimentos para a descoberta de novos reservatórios de petróleo e gás natural no Brasil.

Na segunda parte deste relatório, será desenvolvida a análise das estratégias de exploração e investimentos da Petrobras adotadas nas últimas décadas e registradas em seus Planos de Gestão e Negócio (PNG) e balanços financeiros.

PARTE II - A PETROBRAS, SUA ESTRATÉGIA DE NEGÓCIOS E O SEGMENTO DE EXPLORAÇÃO NOS ANOS 2000

a. Introdução

Nessa seção será analisada a trajetória de atividade exploratória da Petrobras no ambiente marítimo, assim como sua estratégia de negócios nesse segmento. Para isso, além dos dados sobre atividades de perfuração da ANP, mobilizados na parte I, esse estudo analisará de forma qualitativa a estratégia de negócios da companhia e sua participação nas rodadas de leilões e licitações de blocos exploratórios organizados pela ANP nos anos 2000. Ademais, essa investigação mobiliza indicadores de investimentos (CAPEX) e custos no E&P, da evolução temporal do volume de reservas e de produção de óleo e gás natural, além da relação entre reservas e produção da Petrobras no período entre 2000 e 2023.

A Petrobras desenvolve atividades exploratórias no offshore ao menos desde 1971, com a perfuração dos primeiros poços na Bacia de Campos, o que lhe possibilitou um amplo acúmulo técnico e tecnológico sobre as atividades exploratórias em águas profundas e ultraprofundas. A partir de 2006, com a descoberta do polígono do Pré-sal, que se estende por uma área de aproximadamente 149.000 km² ao longo das bacias de Santos e Campos, a Petrobras intensificou suas atividades de E&P nessa região através de Contratos de Concessão, Contratos de Cessão Onerosa e Contratos de Partilha da Produção.

Constituída como uma empresa integrada verticalmente, a estratégia de negócios da Petrobras no segmento de E&P, em grande parte de sua trajetória histórica, foi um importante instrumento de promoção da política energética nacional e que esteve associado ao interesse público, isto é, a garantia de abastecimento do mercado interno, garantia da soberania e do desenvolvimento nacional.

Nos últimos anos, porém, a Petrobras orientou seu plano de negócios a interesses de curto prazo e, por isso, atuou de forma “seletiva” nas rodadas de licitações realizadas pela ANP, o que segundo a empresa (2021) tem como principais objetivos reorganizar

seu portfólio exploratório, manter a relação entre suas reservas e produção, a fim de garantir sua sustentabilidade futura.

Com objetivo de investigar e avaliar se tais parâmetros que orientam a atual estratégia de negócios da companhia contribuem para sustentabilidade produtiva e econômica da Petrobras no futuro, nessa segunda parte do trabalho serão analisadas as estratégias implementadas pela petrolífera brasileira nos últimos anos.

b. Mudanças na estratégia de negócios da Petrobras no segmento de exploração – análise dos PNGs

O contexto da primeira década dos anos 2000, ao menos na indústria do petróleo e, em especial, na Petrobras, foi marcado pela descoberta das reservas do polígono do Pré-sal brasileiro, ainda em 2006, e pelo crescimento do mercado de derivados nos âmbitos nacional e global, ancorados, sobretudo, no crescimento da economia chinesa que se consolidava como novo centro dinâmico da economia global. No caso brasileiro, a recuperação econômica e redução das desigualdades impulsionaram o crescimento do mercado doméstico de combustíveis, depois de uma longa estagnação que tinha começado em meados da década de 1990 (AZEVEDO, 2018).

Em 2004, antes das descobertas do potencial do Pré-sal e com atividades de exploração praticamente concentradas na Bacia de Campos, a Petrobras anunciou sua intenção de fortalecer a atividade exploratória, anunciando a estratégia de “desenvolver esforço exploratório em novas fronteiras para garantir uma relação reserva/produção sustentável” (PETROBRAS, 2004).

Foi nesse ambiente que a Petrobras anunciou, em 2006, como eixo nuclear de seu Plano de Gestão e Negócios (PNG) para o quinquênio 2007-2011 a sua estratégia de “liderar o mercado de petróleo, gás natural, derivados e biocombustíveis na América Latina, atuando como empresa integrada de energia, com expansão seletiva da petroquímica, da energia renovável e da atividade internacional” (PETROBRAS, 2009). Essa posição estratégica alinhava a petroleira brasileira a forma de atuação das principais International Oil Companies (IOCs), que, em regra, visam acompanhar e operacionalizar as diretrizes determinadas por seus respectivos Estados Nacionais nas

dinâmicas geopolíticas do petróleo e da área energética em geral (LEÃO; NOZAKI, 2021).

Essa política estratégica orientou as práticas da Petrobras nos dez anos seguintes e contribuiu para que a companhia se consolidasse como liderança mundial na exploração e produção em águas profundas e ultraprofundas, assim como, ajudou a empresa a superar os desafios impostos pela emergência do mercado de *shale gas* nos EUA e eclosão da crise econômica global em 2008. A crise do mercado financeiro estadunidense e seu posterior espraiamento pela economia mundial derrubou o preço do *Brent* no mercado internacional para cerca de US\$ 34,00 por barril à época.

Às vésperas da crise internacional de 2008, em 2007, a empresa:

ampliou a visão da Petrobras de uma empresa líder na América Latina para uma das cinco maiores empresas integradas de energia do mundo. O Plano mantém a estratégia de expandir a atuação nos mercados de petróleo, derivados, petroquímico, gás, energia, biocombustíveis e distribuição com rentabilidade, responsabilidade social e ambiental e crescimento integrado (PETROBRAS, 2007).

Para isso, seu Plano de Negócios 2008-2012, divulgado em agosto de 2007, previa um aumento de 29% nos investimentos totais em relação ao PN 2007-2011, um CAPEX total de US\$112,4 bilhões. No segmento de Exploração e Produção (E&P) os investimentos previstos chegavam a US\$65 bilhões, com uma taxa de crescimento de 32% em relação ao plano anterior, dos quais US\$11,6 bilhões seriam destinados à exploração. O PNG 2008-2012, ainda previa forte crescimento dos investimentos em Refino, Transporte e Comercialização (RTC) de derivados (35%), que alcançaria um investimento de quase US\$ 30 bilhões de dólares, com objetivo de aumentar a capacidade de conversão do parque refinador e melhorar a qualidade de seus produtos, além da expansão da capacidade de refino no Brasil.

No Plano de Negócios 2009-2013, apresentado em março de 2009, a empresa se concentrou no desenvolvimento das descobertas, na maior integração “do poço ao poste, passando pelo posto” e na ampliação do refino com grande preocupação com os impactos na economia brasileira na constituição de uma cadeia de fornecedores e na formação de mão de obra para seus fornecedores no Brasil (PETROBRAS, 2009). Para isso, eram previstos cerca de US\$ 174 bilhões em investimentos totais, dos quais US\$

104,6 bilhões nas atividades de E&P (59%) e US\$ 17 bilhões no segmento de exploração, o equivalente a cerca de 10% do montante total (PETROBRAS, 2009).

No seu Plano de Negócios para 2010-2014, a Petrobras reafirmou sua visão de grande empresa internacional, com fortes vínculos brasileiros, afirmando que seu objetivo seria

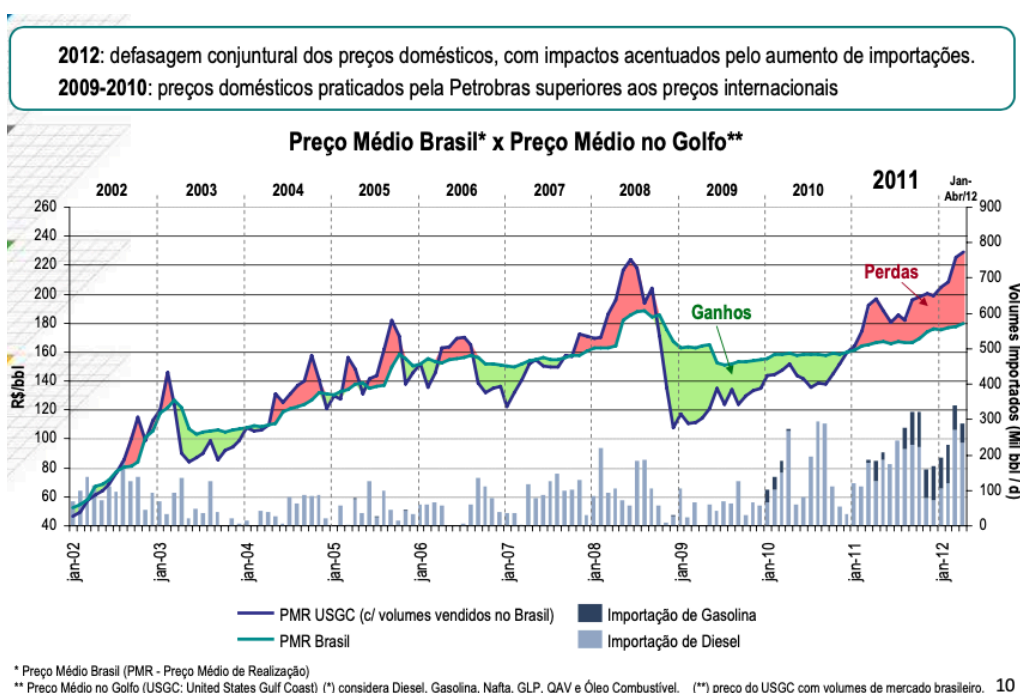
Ampliar a atuação nos mercados-alvo de petróleo, derivados, petroquímico, gás e energia, biocombustíveis e distribuição, sendo referência mundial como uma empresa integrada de energia (PETROBRAS, 2010).

Para esse período 2010-2014, os investimentos exploratórios previstos no segmento de exploração foram de US\$4,3 bilhões para as áreas do pré-sal e US\$13,7 bilhões para exploração no pós-sal. Os investimentos totais previstos no E&P para esse período alcançavam US\$108,2 bilhões, o que garantiu à exploração a parcela de quase 15% dos investimentos no E&P, a despeito dos enormes desafios existentes à época no desenvolvimento das descobertas já realizadas.

Em 2012, ainda ancorada em um modelo de gestão integrada do portfólio da companhia, a Petrobras ao mesmo tempo em que defendia uma política de preços de ajustes dos níveis domésticos e internacionais no longo prazo, sem transferência da volatilidade de curto prazo do mercado internacional para o mercado brasileiro (Figura 25), fez uma autocrítica de suas metas de produção e, por isso, em seu PN 2012-2016, colocou como prioridades estratégicas a “recuperação da curva de produção de óleo e gás natural” e realização em “projetos de exploração e produção” no Brasil (PETROBRAS, 2012).

No Plano de Negócios 2012-2016, a proporção de investimentos exploratórios subiu para 18% dos US\$131 bilhões previstos para o E&P, alcançando US\$25,4 bilhões no período. Desses investimentos exploratórios, 24% se destinavam a áreas do pré-sal e 69% (17,5 bilhões) estavam alocados para exploração fora do Pré-sal (PETROBRAS, 2012).

Figura 24 – Evolução da política de preços de derivados de petróleo no Brasil, segundo a Petrobras (2002-2011)



Fonte: Petrobras (2012).

No seu Plano de Negócios 2014-2018, divulgado de maneira conjunta com o Plano Estratégico 2030 em fevereiro de 2014, a Petrobras definiu como prioridades estratégicas para o segmento de exploração: (i) “descobrir e apropriar reservas no Brasil, mantendo uma relação reserva/produção superior a 12 anos”, (ii) “desenvolver esforço exploratório nas bacias sedimentares no Brasil, de forma seletiva e com compartilhamento de riscos” e (iii) “desenvolver esforço exploratório de gás natural nas bacias sedimentares terrestres no Brasil” (PETROBRAS, 2014). O que preservaria tanto o patamar de investimentos no segmento de exploração, que foi de US\$ 23 bilhões e representou 15% do investimento em E&P, quanto os pressupostos de “financiabilidade” da companhia, isto é, seu “grau de investimento total”⁶, não emissão de novas ações, convergências dos preços dos derivados aos mercados internacionais e reestruturação nos modelos de negócios e parcerias (PETROBRAS, 2014).

⁶ A manutenção do “grau de investimento” era um pressuposto financeiro da empresa, que se baseava em três parâmetros: (i) “retorno dos indicadores de endividamento e alavancagem aos limites de até 24 meses”; (ii) “alavancagem menor que 35%” e (iii) “relação dívida líquida/EBITIDA menor que 2,5x” (PETROBRAS, 2014, p. 44).

Se o PNG 2014-2018 já fora marcado com a preocupação do cenário negativo de queda na cotação internacional do petróleo e do processo de desvalorização cambial no Brasil, o Plano de Negócios e Gestão 2015-2019, divulgado em junho de 2015 e revisto em janeiro de 2016, imerso nos desafios colocados a gestão da empresa pela eclosão da operação Lava-Jato⁷, em 2014, e dos efeitos negativos do uso da empresa como instrumento de controle inflacionário no mercado interno, colocou no centro dos objetivos da estatal a “desalavancagem”, a “geração do valor para os acionistas” e o início de uma política de “desinvestimentos” e “reestruturação” (PETROBRAS, 2015).

O PNG 2015-2019, segundo De Paula e Moura (2021), anunciou o fim de uma trajetória virtuosa de crescimento e fortes investimentos da empresa iniciado na década anterior, o que Pinto (2020) denominou “nacionalismo energético do PT”, e antecipou, em caráter emergencial, elementos que estruturariam a estratégia de negócios da Petrobras no pós-2016, ou seja, após o impeachment da ex-presidenta Dilma Rousseff. Foi nesse momento que os investimentos previstos pela Petrobras ficaram abaixo dos US\$100 bilhões pela primeira vez desde o PNG 2008-2012 de 2007.

A estratégia de negócios da Petrobras mudou substantivamente a partir da chegada de Michel Temer (MDB) à Presidência da República e de Pedro Parente à presidência da estatal brasileira em 2016.

No PNG 2017-2021, a Petrobras, em síntese, estabeleceu como principais objetivos estratégicos a “desalavancagem” da estatal e “geração de alto valor” a seus *shareholders*. Em outras palavras, esse PNG priorizou a redução da relação entre o endividamento líquido da empresa e a sua capacidade operacional, mensurada pelo EBITDA (dívida líquida/EBITDA). Ademais, esse PNG estabeleceu métricas de curto prazo para redução desse endividamento e anunciou uma agressiva política de desinvestimentos que abrangia os segmentos de exploração, produção, refino, transporte, logística, distribuição e comercialização⁸.

⁷ Para aprofundamento sobre os efeitos da Operação Lava-jato na Petrobras, ver (AUGUSTO JR; AZEVEDO; ALONSO JR, 2021).

⁸ Segundo levantamentos preliminares do Ineep, entre setembro de 2016 e julho de 2021, cerca de 240 ativos da Petrobras foram vendidos – integral ou parcialmente – nos segmentos de upstream, downstream, renováveis e termelétrico.

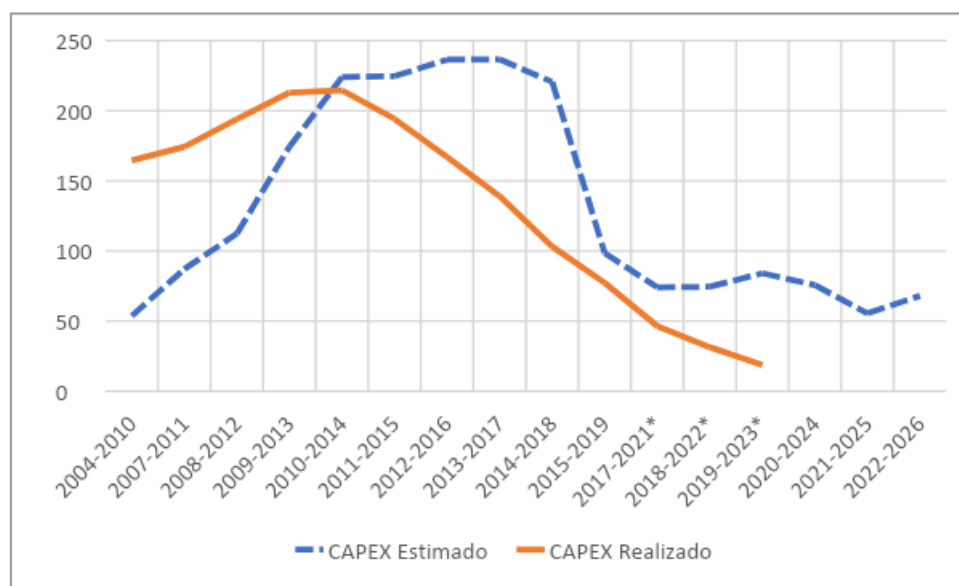
O CAPEX total previsto no PNG 2017-2021 foi de US\$74 bilhões, valor 25% inferior ao total previsto no plano de negócios anterior, menor inclusive que o valor estimado de investimentos apenas no E&P do planejamento anterior (US\$80 bilhões). Dos investimentos totais estimados, o E&P concentrou 82% ou US\$ 60,6 bilhões e o segmento de exploração contou com investimentos estimados de 6,6 bilhões, queda de 41% em relação ao PNG anterior.

Esses dados demonstram que a estratégia de desverticalização e concentração de fração majoritária do CAPEX da empresa no segmento de desenvolvimento da produção, em especial, nas áreas produtivas do Pré-sal, já era o horizonte da empresa em maio de 2016.

Um indicador que materializa a transformação na estratégia de negócios da Petrobras são os seus investimentos. Na Figura 26, a seguir, comparamos a trajetória dos investimentos estimados (CAPEX estimado) nos PNG quinquenais da companhia e o valor total efetivamente realizado (CAPEX realizado). Nota-se, no período 2004 e 2008, uma estimativa de investimentos inferior àquilo que foi efetivamente realizado. A partir do PNG 2010-2014 essa tendência se inverte e o CAPEX estimado é sistematicamente superior àquele realizado.

Ademais, observa-se, novamente a partir do PNG 2010-2014, uma redução permanente do volume de investimentos totais realizados pela Petrobras em todos os seus segmentos de atividade, caindo de um patamar médio próximo de US\$ 210 milhões entre os quinquênios 2009-13 e 2011-15, para um nível médio próximo de US\$ 38 milhões nos quinquênios 2017-21 e 2018-22.

Figura 25 – Petrobras: volume de investimentos totais estimados e realizados, por PNG (2004-2022). Em bilhões de US\$

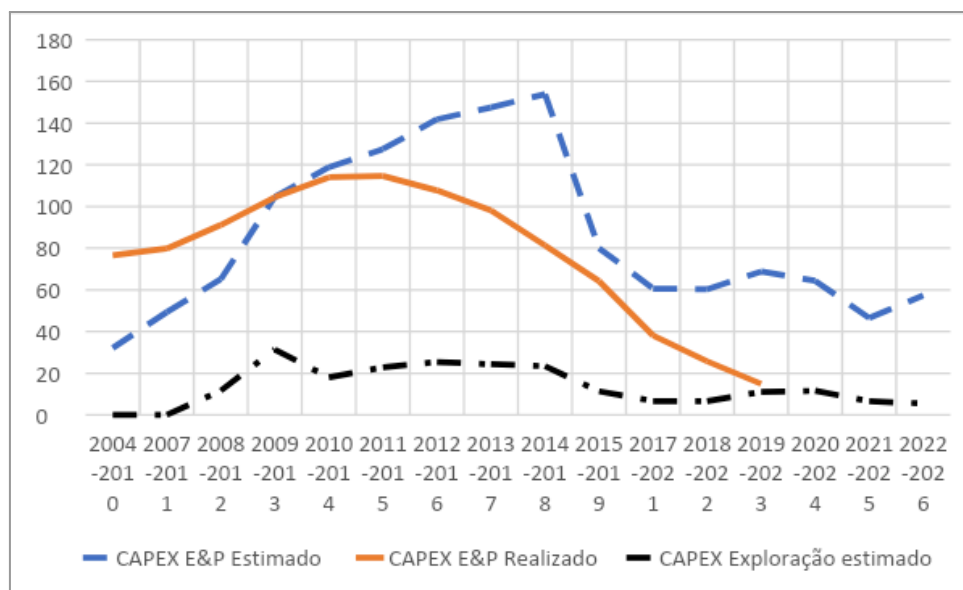


Fonte: Petrobras. Elaboração própria.

Quando se compara os investimentos planejados e realizados apenas no segmento de exploração e produção (E&P), nota-se, primeiro, que, ao longo de toda a série analisada, a participação percentual do valor do CAPEX E&P estimado representa, em média, 70% do CAPEX total da empresa. O que ratifica essa atividade como *core business* da companhia. A participação média dos CAPEX de Exploração estimado no CAPEX total da Petrobras foi de 11,0% nos anos 2000.

A atividade de produção representou, em média, 75,0% dos CAPEX do E&P nos anos 2000, enquanto as atividades de exploração tiveram participação média de 16,0% no período analisado. Foi no PNG 2009-2013 que a Petrobras previu o maior volume de investimentos no segmento de exploração na série observada, equivalente a US\$ 31,4 bilhões aproximadamente. Por outro lado, o menor valor foi no PNG 2021-2025, com apenas US\$ 5,5 bilhões.

Figura 26 – Petrobras: volume de investimentos totais estimados e realizados, por PNG, para o segmento do E&P e atividades de exploração (2004-2022). Em bilhões de US\$



Fonte: Petrobras. Elaboração própria.

Outro elemento importante é que, assim como observado no CAPEX total, a fração do investimento realizado destinado ao segmento do E&P registra queda, porém de maneira mais tardia, ou seja, a partir do PNG 2012-2016. Esse movimento expressa tanto um momento de redução da atividade exploratória, como observado anteriormente no presente estudo, como uma dinâmica de redução dos custos exploratórios da companhia.

Essa redução nos principais custos de exploração da Petrobras está expressa, por exemplo, na queda de seus custos com Geologia e Geofísica (G&G) a partir de 2012, que saíram de cerca de US\$ 1 bilhão naquele ano para US\$ 296 milhões em 2020, em termos nominais. Os custos com G&G registraram altas apenas nos anos de 2019 e 2021, de, respectivamente, 45,0% e 21,0%. Outro exemplo é a trajetória de custos com Depreciação, Depleção e Amortização (DD&A), os quais registraram tendência de crescimento até 2013 e que, apesar de certa volatilidade nos anos seguintes, mantiveram um patamar médio de US\$ 12,7 bilhões.

Essa trajetória no volume de investimentos e na estratégia de negócios da Petrobras ao longo dos últimos 22 anos guarda forte relação com suas estratégias de

participação nas rodadas de leilão de blocos exploratórios organizados pela ANP, assim como com a evolução recente de seus indicadores de produção e reservas provadas e com sua estrutura de custos nas atividades de exploração. Esses temas serão abordados nas seções seguintes.

c. A estratégia de participação da Petrobras nas Rodadas de Leilões da ANP

A mudança observada na estratégia de negócios da Petrobras na seção anterior, sobretudo a partir de 2016, também afetou a forma com a empresa atua na aquisição de novos blocos exploratórios nas rodadas de leilões licitatórios promovidos pela Agência Nacional de Petróleo (ANP).

Desde 1998, com o fim do monopólio do setor de petróleo e gás concedido à Petrobras pelo governo federal, a companhia assinou contratos de concessão com a ANP para todas as áreas exploradas e desenvolvidas pela companhia no período anterior a 1998 – total de 397 blocos. A partir de 1999, a ANP passou a promover rodadas de licitação referentes a direitos exploratórios, permitindo à Petrobras e outras companhias a aquisição de blocos adicionais.

Existem três tipos de regimes de exploração de óleo e gás no Brasil – Concessão (1998), Partilha da Produção (Lei 12.351/2010) e Cessão Onerosa (Lei 12.276/2010) – e, para cada um desses modelos, houve, ao longo dos últimos 23 anos, rodadas de licitações com temporalidades e volume de blocos distintos. Nesse período foram realizadas 17 rodadas de leilões de Concessão de Blocos Exploratórios, outras 6 rodadas de Leilões do Regime de Partilha da Produção, duas rodadas sob partilhas de Leilões do Excedente da Cessão Onerosa⁹, quatro ciclos de oferta permanente sob o regime de concessão e dois ciclos de oferta permanente sob partilha, as quais serão analisadas a seguir.

⁹ Entre 2019 e 2021, a ANP realizou duas rodadas complementares de leilões de quatro áreas (Atapu, Sépia, Itapu e Búzios) referentes aos excedentes da Cessão Onerosa, isto é, áreas em que as reservas foram subestimadas quando dos leilões da Cessão Onerosa.

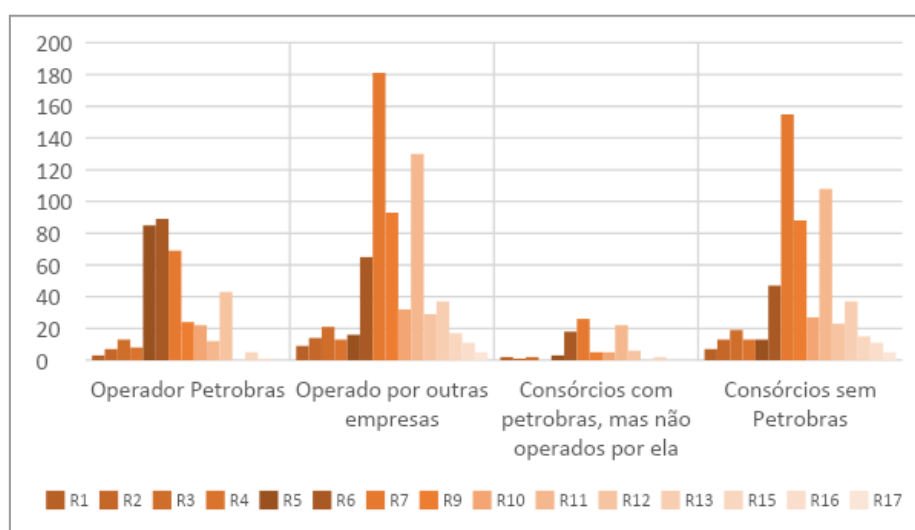
Os leilões de Blocos Exploratórios (1999-2021)

No sistema de Concessão de Blocos Exploratórios, foram arrematados um total de 1.054 blocos exploratórios e que resultaram num pagamento de R\$ 25,5 bilhões em bônus no período entre 1999 e 2021. Desse total, 410 blocos exploratórios (ou 37,5%) eram offshore, os quais representaram cerca de 40% da área arrematada.

Do total de blocos arrematados, a Petrobras aparece como operadora de 381 blocos ou cerca de 36% do total arrematado, o que resultou no pagamento de cerca de R\$ 7,9 bilhões em bônus (31,0% do total pago). As demais companhias arremataram outros 673 blocos (ou 64,0%) na condição de operadoras, e pagaram o equivalente a R\$ 17,5 bilhões em bônus – 69,0% do total pago.

A estatal brasileira ainda aparece como integrante, porém não operadora, de consórcios que adquiriram 92 blocos exploratórios, os quais representam 9,0% do total de blocos arrematados e 19,0% do volume de bônus pagos. Com isso, a Petrobras é partícipe, na posição de operadora ou consorciada, de 45,0% dos blocos exploratórios arrematados e contribuiu com 50,0% do total de bônus pagos à União no modelo de concessão entre 1999 e 2021 (ver Figura 27).

Figura 27 – Número de blocos exploratórios arrematados nos 17 leilões de concessão da ANP, por operador (Petrobras ou não) e participação da Petrobras no consórcio vencedor (1999-2021)



Fonte: ANP. Elaboração própria.

Essa trajetória, no entanto, não foi linear e guardou forte relação com elementos regulatórios e conjunturais, que serão explorados a seguir.

Nas quatro primeiras rodadas de leilões realizados pela ANP (1999-2002), portanto ainda durante o governo de Fernando Henrique Cardoso (1994-2002), o principal objetivo dessas primeiras rodadas era atrair novos competidores e reduzir a participação da Petrobras. Para isso, a ANP, responsável pela realização das licitações, exigiu na primeira rodada investimentos entre US\$ 3 e 15 milhões em pesquisas sísmicas e perfurações estratigráficas aos participantes. Na Segunda Rodada, a agência reguladora diferenciou as condições de entrada para atrair empresas de menor porte. Na Terceira Rodada, as exigências de perfuração de poços foram mais flexíveis para possibilitar a entrada de novos concorrentes. Por fim, na Quarta Rodada a tendência para flexibilizar as exigências e favorecer a entrada de novos investidores continuou, mas a participação, especialmente dos grandes *players*, começou a cair (ANP, 2015, p. 219).

Como resultado, nessas quatro primeiras rodadas dos 157 blocos ofertados, 88 foram arrematados, 31,0% deles pela Petrobras como operadora e parte majoritária (67,0%) com empresas privadas brasileiras – Queiroz Galvão, Starfish, PetroReconcavo, Aurizonia, W. Washington e Marítima – ou estrangeiras como operadoras. A Petrobras ainda integrou três consórcios em que não era operadora nesse período.

A Quinta Rodada, realizada em 2003, já nos primeiros meses do primeiro mandato do ex-presidente Lula (2003-2010), ainda refletia a estratégia promovida no governo de Cardoso, porém as diretrizes dos leilões passaram a ser definidas pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) e não mais pela ANP, que passou a exercer papel mais operativo e menos de formulador de políticas. Ademais, pela primeira vez foi introduzida a exigência do Programa Exploratório Mínimo (PEM), que substituiu o “bônus de entrada” como critério principal nos processos de concessões.

Como resultado, nesta Quinta Rodada foram ofertados 908 blocos e apenas 101 foram arrematados, dos quais 85 ou 84,1% foram arrematados pela Petrobras como operadora e apenas 16 blocos foram arrematadas por outras empresas – Aurizona,

Maersk, Newfield, Partex Oil and Gas e Synergy. Desses 16 blocos arrematados por outras empresas, a Petrobras ainda participou de três consórcios. Foram pagos na forma de bônus por assinatura cerca de R\$ 27,4 milhões nesta quinta rodada e o número de unidades de trabalho (UTs) para o PEM foi de 33,6 mil.

Em síntese, a principal marca dos governos de Fernando Henrique Cardoso (1994-2002) foi a modificação do papel do Estado na economia brasileira, especialmente com o fortalecimento das agências de regulação, como a ANP no caso dos hidrocarbonetos. Era um modelo “social-liberal”:

Social (...) porque continuaria a proteger os direitos sociais e a promover o desenvolvimento econômico; e liberal, porque utilizaria mais os controles de mercado e menos os controles administrativos governamentais (BRESSER PEREIRA, 1998).

No caso do petróleo, a avaliação à época era de que havia um esgotamento da capacidade de investimentos da Petrobras e, por isso, as melhores práticas seriam estabelecer o fim do monopólio da estatal, avançar nas privatizações e estruturar uma agência reguladora independente, a qual atrairia mais recursos do setor privado para o desenvolvimento do setor de óleo e gás, especialmente para a exploração, incluindo transferência de tecnologias.

O grande debate ocorria em torno dos limites da flexibilização do monopólio estatal do petróleo, isto é, se avançaria ou não até a privatização da Petrobras. Cardoso à época formalizou aos parlamentares, por escrito, um compromisso de que não haveria privatização da Petrobras e de que manteria o controle das 29 bacias sedimentares onde a estatal brasileira já operava naquela que seria chamada de “Rodada Zero” de licitações, em 1997. Assim, a Petrobras teria garantida a preferência nos casos em que suas propostas fossem igualadas por outros concorrentes (ANP, 2015, p. 206).

A partir desse debate, a Lei do Petróleo (Lei 9.478/1997) estabeleceu, com base no Art. 177 da Constituição, que constituem monopólio da União as seguintes atividades:

I - A pesquisa e lavra das jazidas de petróleo e gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos; II - a refinação de petróleo nacional ou estrangeiro; III - a importação e exportação dos produtos e derivados básicos resultantes das atividades previstas nos incisos anteriores; IV - o transporte marítimo do

petróleo bruto de origem nacional ou de derivados básicos de petróleo produzidos no País, bem como o transporte, por meio de conduto, de petróleo bruto, seus derivados e de gás natural.

David Zylbersztajn – o primeiro diretor da ANP, criada em 1998 – dizia que sua principal missão seria exercer o poder do Estado, já que havia uma política de incorporação do capital privado e a agência deveria garantir a qualidade e disponibilidade dos serviços e seus custos (ANP, 2015, p. 210). A partir desse posicionamento, a ANP faz a sugestão de blocos a serem ofertados nas Rodadas ao Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), que autorizaria ou não a sua inclusão, e começam as audiências públicas sobre os leilões. Também competiria a ANP celebrar os contratos com os vencedores em nome da União.

A partir da Quinta Rodada, isto é, no pós-2003, não só o PEM se tornou um fator essencial no processo de concorrência nos leilões, buscando garantir a execução das atividades de exploração, como as decisões do CNPE estabeleceram as diretrizes para a ação da ANP, órgão regulador. A primeira resolução do CNPE (nº 8/2003) estabelecia a busca de autossuficiência do petróleo como objetivo da política de exploração. Determinava também que a ANP se orientasse pelas seguintes diretrizes:

fixar percentual mínimo de conteúdo local a ser contratado pelas empresas concessionárias (compra de bens e serviços da indústria nacional); oferecer modelo de delimitação de blocos que permita ao licitante flexibilidade de escolha; fixar critérios, no processo de julgamento das propostas, que estimulem investimentos em conhecimento geológico das bacias exploradas; incluir áreas em bacias de fronteira tecnológica, na margem continental, de forma a atrair investimentos nestas áreas, elevando o conhecimento geológico disponível; incluir áreas produtoras em bacias maduras – com baixo risco exploratório – para incentivar a participação de pequenas e médias empresas no mercado; e, na seleção de áreas para licitação, adotar eventuais exclusões em função de restrições ambientais, sustentadas em manifestação conjunta da ANP com órgãos ambientais de âmbito federal e estadual (ANP, 2015, p. 221).

Esses eram, em resumo, à época, os objetivos nacionais para o segmento de exploração: (i) estímulos à indústria nacional de fornecedores; (ii) redução do tamanho dos blocos para atrair novos licitantes; (iii) desenvolvimento de novas fronteiras tecnológicas e exploratórias; (iv) diferenciações para bacias maduras; e (v) preocupações ambientais.

A Sexta Rodada de Leilões Exploratórios, realizada em 2004, foi o primeiro grande leilão de áreas sob o governo de Lula, o qual sofreu severas críticas sob a acusação de continuidade do modelo de privatização de acesso das áreas com potenciais de novas reservas. Nessa rodada foram incluídas áreas com alto potencial exploratório e de novas fronteiras. Do total de 913 áreas ofertadas, 154 foram arrematadas, aumento de 52% no volume de áreas arrematadas. A participação da Petrobras como operadora foi de 57,7%. O volume de unidade de trabalho (UT) arrematadas em acordo com o PEM subiu para 131,1 mil, registrando um crescimento de 289%.

Na Sétima Rodada, áreas com grande potencial de gás natural também foram incluídas e dos 1.134 blocos ofertados, 251 foram arrematados e 69 deles tiveram a Petrobras como operadora (27,4%). A Sétima Rodada registrou contestações judiciais e políticas sobre a grande área arrematada pela empresa Oil M&S, o que provocou a ANP a limitar inclusive a presença da Petrobras na Oitava Rodada, a qual foi interrompida por decisão judicial.

Apesar da manutenção do mesmo modelo de exploração e produção de petróleo durante os governos de Cardoso (PSDB) e Lula (PT), houve uma profunda mudança na política de investimentos da Petrobras nos governos do petista, decorrentes da descoberta do Pré-sal. Enquanto nos governos de Cardoso houve uma redução do apetite exploratório e queda no número de áreas de novas fronteiras, o que se observou no período seguinte foi uma mudança na estratégia de participação da Petrobras nas rodadas de leilão de número 5 e 6, aumentando suas áreas de nova exploração.

Os parâmetros para a Nona Rodada foram modificados em 2007 depois das descobertas do pré-sal, o que alterou, por exemplo, o modelo de contrato. O CNPE determinou que a ANP deveria excluir 41 blocos adjacentes ao Polígono do Pré-Sal, prosseguir com a Nona Rodada e iniciar os estudos para as mudanças do marco regulatório da exploração de petróleo e gás natural no Brasil.

Em resposta, as grandes International Oil Companies, tais como, ExxonMobil, Shell, Chevron, BP, Repsol e outras europeias não participaram da 9ª Rodada. Como resultado, dos 271 blocos ofertados 142 foram arrematados. A Petrobras arrematou 20,5% desses blocos na condição de operadora e ainda participou de outros cinco

consórcios. Outra empresa que se destacou foi a OGX de Eike Batista, que arrematou 14 blocos ou 11,0% do total leiloado na posição de operadora. A União arrecadou cerca de R\$ 2,1 bilhões na forma de bônus de assinatura na Nona Rodada, ademais foram garantidas 158 mil unidades de trabalho (UTs) no PEM pós assinatura.

Nas rodadas que se seguiram à descoberta do Pré-sal, da décima (2008) a décima sétima (2021), foram ofertados 1.408 blocos e 381 foram arrematados. A participação da Petrobras na posição de operadora foi de 21,7% ou 83 blocos e como apenas consorciada foi de 9,1% ou 35 blocos. Nesse período, foram pagos à União cerca de R\$ 23,4 bilhões em bônus de assinatura e garantidas 506 mil unidades de trabalho (UTs) nos Programas de Exploração Mínimos (PEM).

Vale ressaltar ainda que cerca de 61,0% dos blocos exploratórios adquiridos pela Petrobras nesse modelo, como operadora ou não, ocorreram entre a 5ª e a 7ª rodadas de leilões (2003-2005). Se expandido o recorte temporal, observa-se que 91% das aquisições de blocos exploratórios pela companhia brasileira ocorreram durante os governos petistas de Lula e Dilma Rousseff (2003-2013), isto é, entre a 3ª e a 11ª rodada. A empresa só voltou a arrematar novos blocos no biênio 2018-19 (rodadas 15 e 16), quando arrematou um total de 8 blocos exploratórios, dos quais seis na posição de operadora.

O que se observou foi uma perda do apetite da Petrobras nos Leilões de Blocos Exploratórios realizados no período pós-2015. Nesse período, a estatal concentrou suas aquisições nos blocos ofertados no regime de partilha da produção e do excedente da Cessão Onerosa, sobre os quais trataremos a seguir.

Os leilões do regime de partilha da produção e excedente da cessão onerosa (2013-2021)

Quando analisamos os leilões realizados pela ANP para os regimes de Partilha da Produção e Excedente da Cessão Onerosa, nota-se que nessa última modalidade a Petrobras é a operadora do total de quatro blocos leiloados na Bacia de Santos – Búzios, Itapu, Sépia e Atapu – entre 2019 e 2021. Nos leilões do Regime de Partilha, realizados

entre 2013 e 2019, a Petrobras participou dos consórcios que adquiriram 9 das 15 áreas leiloadas, em todas elas na condição de operadora.

Em resumo, na soma do total de 19 blocos leiloados nos regimes de Partilha e Excedente da Cessão Onerosa no período entre 2013 e 2021, a Petrobras tem participação em 13 deles na condição de operadora, o equivalente a 78,0% de toda a área leiloadada – toda ela localizada no Pré-sal. Desses treze blocos, três estão localizados na Bacia de Campos¹⁰ e outros dez na Bacia de Santos¹¹, dos quais quatro no modelo de Cessão Onerosa e seis no regime de Partilha. Essas aquisições resultaram em pagamento total de bônus equivalente a R\$ 37,1 bilhões.

Dos outros 6 blocos arrematados na Bacia de Santos, a Shell concentra 3 deles, que equivalem a 13,0% da área leiloadada. Outras empresas, tais como BP, ExxonMobil e Statoil Brasil adquiriram um bloco na condição de operador cada uma.

É possível concluir que a Petrobras teve uma estratégia agressiva de aquisições de blocos exploratórios no modelo de concessão ao menos até 2013, período em que arrematou em média 50,0% dos blocos exploratórios leiloados. O ápice dessa estratégia ocorreu no biênio 2003-2004, quando a Petrobras adquiriu cerca de 80,0% dos blocos leiloados. A partir de 2015 (13º Rodada), a empresa reduziu a média de aquisições por rodada de leilões para apenas 10,0% dos blocos arrematados, seja na condição de operadora ou integrante do consórcio vencedor.

A partir de 2017, a Petrobras concentrou suas aquisições no polígono do Pré-Sal, através de fortes investimentos no arremate de blocos exploratórios na Bacia de Campos e Santos via Regime de Partilha da Produção ou via os leilões do Excedente da Cessão Onerosa na Bacia de Santos. Nesses dois regimes, a companhia estatal brasileira participou da aquisição de aproximadamente 78,0% da área leiloadada, sempre na condição de operadora.

¹⁰ Alto de Cabo Frio Central, Dois Irmãos e Sudoeste de Tartaruga.

¹¹ Libra, em 2013. Entorno de Sapinhoá e Peroba, em 2017. Uirapuru e Três Marias, em 2018. Aram e Búzios, em 2019. E Itapu, em 2020, e Sépia e Atapu, em 2021.

Os ciclos de Oferta Permanente sob concessão e Partilha (2019-2023)

Nos leilões (ciclos) do modelo de oferta permanente, o bloco é inserido no processo licitatório quando alguma empresa ou consórcio apresenta previamente declaração de interesse pela área. A Comissão Especial de Licitação (CEL) da ANP analisa e aprova a declaração e, em seguida, realiza a sessão pública de apresentação de ofertas que ocorre em até 120 dias, com a participação das licitantes inscritas. Nas rodadas licitatórias anteriores realizadas pela ANP, os blocos eram colocados em licitação e as empresas, a partir de suas estratégias, é que definiam sua participação. No sistema de oferta permanente ocorre o contrário, são as empresas, a partir de um portfólio de áreas disponibilizado pelo CNPE/ANP, que indicam as áreas que irão ser leiloadas, o que reduz a possibilidade de uma área não receber ofertas.

A Oferta Permanente foi implantada pela ANP a partir da Resolução 17/2017 do CNPE. Posteriormente, a resolução 27/2021, que alterou a Resolução 17/2017, estabeleceu como preferencial o sistema de Oferta Permanente para as áreas localizadas em qualquer bacia e ambiente, com exceção do polígono do pré-sal, no regime de concessão. Contudo, a resolução 26/2021, publicada depois da resolução 27, inseriu as áreas do polígono pré-sal no sistema de oferta permanente sob o regime de partilha.

Entre 2019 e 2023, foram realizados quatro leilões (ciclos) no formato de Oferta Permanente pela ANP no regime de concessão e dois leilões de áreas do pré-sal sob partilha. Ao todo, sob o regime de concessão, nos quatro ciclos foram arrematados 301 blocos e 14 áreas com acumulações marginais. A Petrobras só adquiriu blocos no quarto ciclo realizado em 2023. Na ocasião, a estatal arrematou 29 blocos na Bacia de Pelotas, sendo que em 26 deles a empresa irá operar em consórcios formados com a Shell (30%) e em outros três, com a Shell (30%) e a CNOOC (20%).

Em relação aos ciclos sob o sistema de partilha, foram arrematados cinco blocos nos ciclos de 2022 e 2023. A Petrobras no primeiro ciclo, em 2022, se fez presente nos três blocos arrematados. A estatal arrematou sozinho o bloco Norte de Brava na Bacia de Campos e irá operar o consórcio do bloco Água-Marinha que conta com a Qatar Energy (20%), Petronas (20%) e Total Energies (30%) e o consórcio do bloco Sudoeste de Sagitário formado com a Shell (40%).

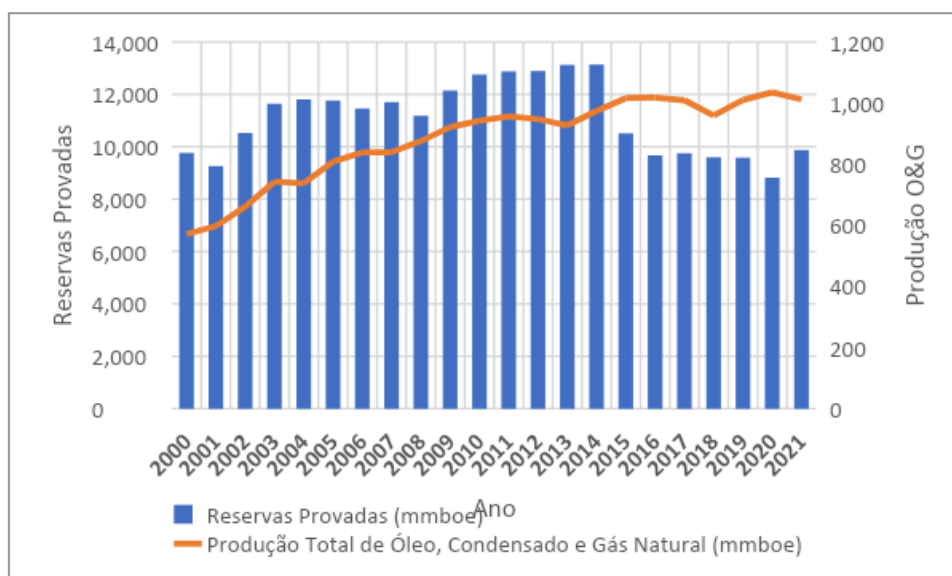
Em relação ao segundo ciclo da Oferta Permanente sob partilha, a Petrobras não se habilitou para participar do leilão que teve um bloco, Tupinambá, na bacia de Santos, arrematado pela BP.

A evolução da relação entre reservas provadas e produção da Petrobras

A Figura 28, a seguir, ilustra a trajetória recente da evolução do volume de óleo e gás natural produzido pela Petrobras e sua relação com suas reservas. Nota-se que existem dois momentos de expansão das reservas, mensuradas em milhões de barris equivalentes de petróleo (mmboe), um primeiro, entre 2002 e 2004, e um segundo, entre 2008 e 2014. Contudo, a partir de 2015 houve uma longa e acentuada queda no volume total de reservas, revertido apenas em 2022.

A produção de óleo e gás, também expressa em mmboe, registrou uma tendência preponderante de crescimento a partir de 2005. Esse crescimento foi pontualmente interrompido três vezes ao longo da série, em 2013, 2018 e 2021. No entanto, essas interrupções não afetaram a trajetória geral de expansão.

Figura 28 – Evolução do volume de reservas provadas e produção de O&G da Petrobras, por ano (2000-2022)

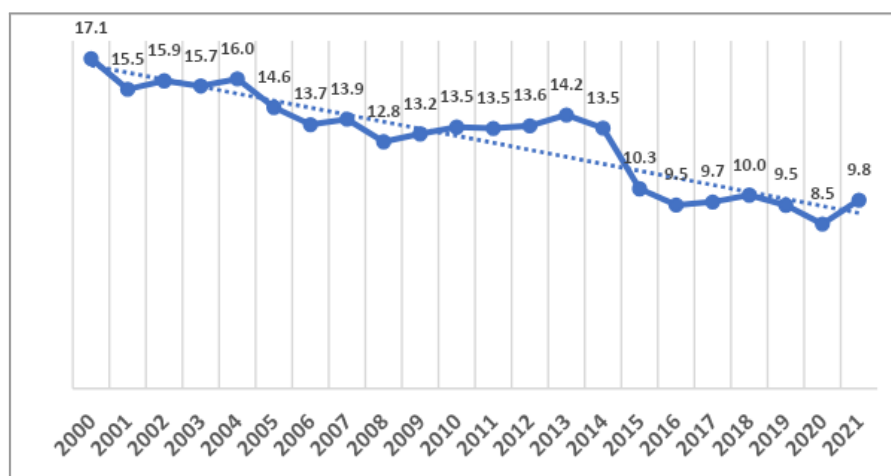


Fonte: Petrobras. Elaboração própria.

O contínuo avanço no volume de óleo e gás natural produzido pela companhia, associado aos últimos seis anos (2016-2021) de queda em suas reservas demonstram que se há uma sustentabilidade da relação entre reservas e produção (R/P), esta ocorre em patamares inferiores ao observado no período anterior (2000-2015).

A Figura 23, abaixo, registra a tendência de queda nessa relação ao longo das últimas duas décadas, com exceção ao período de estabilidade observado entre 2009 e 2013. Entre 2000 e 2022, a relação entre reservas e produção da Petrobras caiu de 17,1 vezes para 9,8 vezes. Desde 2015, quando foi registrada uma queda de 20,0% no indicador da relação R/P, a média anual desse indicador caiu do patamar médio de 14,2 vezes entre 2000 e 2014, para um patamar médio de 9,5 vezes no pós-2015.

Figura 29 – Evolução da relação entre reservas provadas e produção de O&G da Petrobras, por ano (2000-2022)



Fonte: Petrobras. Elaboração própria.

A busca pelos fatores que determinam a inflexão para baixo dessa tendência é o que guiou esse trabalho. Essa investigação sustenta a hipótese de que a trajetória de queda da relação reservas/produção é explicada, sobretudo, por fatores políticos – isto é, alterações no plano estratégico de negócios da companhia –, que se sobrepõe a quaisquer elementos ou obstáculos conjunturais de caráter tecnológico ou econômico-financeiro.

Conclusões parciais – Parte II

A análise da estratégia de negócios da Petrobras para o segmento de exploração e seu comportamento na aquisição de novos blocos exploratórios nos leilões licitatórios realizados pela ANP, demonstram uma evidente inflexão durante o biênio 2015-2016 no apetite exploratório da companhia, assim como no nível de investimentos realizados nesse segmento. Essa mudança na estratégia da estatal refletiu não apenas os impactos econômicos negativos da “tempestade perfeita” descrita por De Paula e Moura (2021) nesse período – depreciação cambial, queda na cotação internacional do barril de petróleo, uso da companhia como instrumento de controle inflacionário e operação lava-jato –, como o aprofundamento de uma lógica financeira de curto prazo na gestão operacional e econômica da Petrobras.

Foram as decisões estratégicas das gestões da Petrobras no pós-2016 que sedimentaram um caminho de encolhimento das atividades exploratórias da companhia, inclusive no offshore brasileiro, e que acenderam o alerta quanto à sustentabilidade futura da estatal.

As quedas de 3,6% na produção de óleo e gás e de 4,5% na produção de derivados de petróleo na comparação entre os nove primeiros meses de 2022 e o mesmo período do ano anterior, assim como o anúncio em seu PNG 2023-2026 de uma redução aproximada de 100 mil barris por dia na produção da empresa no próximo quinquênio quando comparado ao quinquênio anterior, são sinais de que a companhia, por um lado, precisa recuperar a sua capacidade de investimentos no segmento exploratório e, principalmente, em novas fronteiras, para além dos investimentos que atualmente concentram-se no desenvolvimento da produção nas bacias sedimentares do Pré-sal. E, por outro lado, joga luz sobre a necessidade de mudança na estratégia exploratória de longo prazo da empresa.

A estratégia da Petrobras de liderar a aquisição de blocos exploratórios nas bacias de Campos e Santos via Regime de Partilha da Produção ou via os leilões do Excedente da Cessão Onerosa são elementos importantes para o futuro da companhia, sobretudo se a empresa se colocar na condição de operadora nessas áreas. No entanto, restringir sua atuação a esses territórios corrói o caráter nacional da Petrobras.

Um plano exploratório robusto e orientado ao interesse coletivo, segurança energética e desenvolvimento nacional são elementos estruturantes tanto para a sustentabilidade operacional da Petrobras, como para sua inserção no longo processo de transição energética global, segura e justa. Esse processo passa necessariamente pela valorização e proteção do acúmulo técnico-científico realizado pela companhia nas últimas décadas e cristalizado em instituições como a Universidade Petrobras e o Centro de Pesquisas e Desenvolvimento Leopoldo Américo Miguez de Mello (CENPES), além de seus próprios trabalhadores, e maiores investimentos em P&D.

Considerações finais

Esse diagnóstico se concentrou na investigação da trajetória de desenvolvimento das atividades de exploração no offshore brasileiro no período de 2000 a 2022. Para isso, mobilizou uma série de dados oficiais divulgados pela ANP sobre o volume e qualidade das atividades de perfuração de poços marítimos no Brasil e, de forma complementar, analisou publicações institucionais regulares da Petrobras, tais como seus balanços econômico-financeiros e planos estratégicos de negócios e gestão.

Com objetivo de qualificar o estudo, foram formuladas e utilizadas agregações categóricas próprias a partir dos critérios de classificação usados pela ANP (Resolução nº 699/2017) para avaliar a relação entre a trajetória da atividade de exploração e seus resultados, segundo bacia sedimentar e empresa operadora. O presente diagnóstico também analisou a trajetória recente de investimentos, aquisições, produção e reservas da Petrobras, com o intuito de avaliar as mudanças na estratégia de negócios da estatal brasileira no segmento de exploração.

Essa investigação permite dividir a trajetória recente (2000-2023) das atividades de exploração no Brasil em três fases. A primeira fase, entre 2000 e 2006, representou um padrão de atividades de perfuração decrescentes e ainda inferiores à intensificação provocada pela descoberta do Pré-sal. A segunda fase, entre 2007-2014, caracterizou-se pela aceleração do volume de atividades de perfuração marítimas no Brasil e representou o auge dessas atividades no período analisado, em especial no triênio 2010-2012. Na terceira e última fase, entre 2015-2022, houve uma forte queda das

atividades de perfurações offshore, que registraram um número médio de novas perfurações cerca de três vezes inferior ao observado na segunda fase.

Entre os principais resultados dessa pesquisa destaca-se a inflexão no volume de atividades exploratórias/perfuração no triênio 2015-2017, o qual, por um lado, marcou tanto o fim do segundo maior ciclo de expansão da atividade exploratória da história brasileira, entre 2006-2014, e, por outro lado, explicitou o rebaixamento do desenvolvimento de novas atividades exploratórias nos últimos seis anos (2017-2022), decorrente, principalmente, da combinação entre duas escolhas estratégicas da companhia, redução absoluta e percentual do nível de investimentos exploratórios no CAPEX total e direcionamento de fração majoritária desses investimentos para o desenvolvimento das atividade de produção no polígono dos Pré-sal.

Como comentado anteriormente, a dinâmica das atividades de perfuração é um indicador de boa qualidade sobre a efetividade de atividades exploratórias. A trajetória de queda nas atividades de perfuração da Petrobras nos últimos anos indica um risco à sustentabilidade de longo prazo das curvas de produção no offshore nacional e, ao mesmo tempo, sugere um processo de amadurecimento e redução do sucesso exploratório nas bacias sedimentares e campos atualmente explorados.

O estudo conclui que há a necessidade de formulação de um novo e potente plano estratégico de longo prazo orientado pelo interesse coletivo, à garantia da segurança energética e do desenvolvimento nacional, tal como previsto no art. 173 da Constituição Federal.

Esse novo plano estratégico deve incorporar aos seus objetivos a ampliação de investimentos exploratórios e na descoberta/aquisição de novos reservatórios de petróleo e gás natural, além de maiores investimentos na recuperação de campos maduros – elementos essenciais para o futuro da companhia. Outrossim, as decisões estratégicas da companhia nos segmentos de exploração e produção devem observar os desafios impostos pelas dinâmicas geopolíticas e comerciais inerentes ao aprofundamento do processo de transição energética.

As múltiplas incertezas e condicionantes geopolíticos, tecnológicos e financeiros à atividade exploratória não podem ser justificativas para escolhas

estratégicas de curto prazo, tampouco para o esvaziamento do segmento de exploração como observado nos últimos anos.

A diversificação das atividades, ampliação da participação de fontes de energias renováveis e crescimento das atividades de baixo carbono são imperativos sociais e ambientais urgentes às IOCs. A transição energética, já em curso, a despeito de ser um processo marcado por incertezas, disputas e uma velocidade relativamente lenta, não irá esperar a Petrobras. A retomada de um projeto de uma empresa de energia e integrada é urgente, mas não exclui a manutenção, ao menos nos próximos anos, de uma robusta política exploratória e de produção de óleo e gás.

Por fim, esse diagnóstico fortalece a hipótese de que fatores político-institucionais de caráter nacional e específicos da indústria de óleo e gás foram determinantes potentes para essa inflexão na trajetória do segmento de exploração no Brasil e, em especial, da Petrobras nas duas últimas décadas.

REFERÊNCIAS

AUGUSTO JR, F.; AZEVEDO, J. S. G.; ALONSO JR, A. (EDS.). **Operação lava-jato: crime, devastação econômica e perseguição política**. 1. ed. São Paulo: Expressão Popular, 2021.

AZEVEDO, J. S. G. Mudanças no setor de Petróleo: Novo Papel da Petrobras. Em: **Brasil para Amanhã**. São Paulo: Instituto Lula, 2018. p. 119–148.

AZEVEDO, J. S. G. **Acionistas verdes pressionam petroleiras por baixo teor de carbono, mas inclusão social é relegada**. Disponível em: <<https://www.holofotenoticias.com.br/economia/acionistas-verdes-pressionam-petroleiras-por-baixo-teor-de-carbono-mas-inclusao-social-e-relegada>>. Acesso em: 3 nov. 2022.

AZEVEDO, J. S. G.; LEÃO, R. P. F. Economia política da transição energética: um olhar sobre os atores não convencionais. **Textos para Discussão Ineep**, v. 17, n. 3, p. 34, 1 jun. 2020.

BARDI, U. Peak oil, 20 years later: Failed prediction or useful insight? **Energy Research & Social Science**, v. 48, p. 257–261, 1 fev. 2019.

DIEESE; FUP. **De onde vem e para onde vão os lucros da Petrobras de Bolsonaro?** DIEESE, 1 out. 2022. Disponível em: <<https://fup.org.br/a-origem-e-o-destino-dos-lucros-da-petrobras-na-gestao-bolsonaro/>>. Acesso em: 3 nov. 2022.

HUBBERT, M. K. Nuclear energy and the fossil fuels. **American Petroleum Institute**, n. 95, p. 1–40, 1956.

LEÃO, R.; NOZAKI, W. Por que a Petrobras é estratégica? **Le Monde Diplomatique**, 15 jan. 2021.

PAULA, L.; MOURA, R. A Operação Lava Jato e as Mudanças na Gestão da Petrobrás: Uma avaliação dos impactos econômicos gerais e locais. Em: **Operação lava-jato: crime, devastação econômica e perseguição política**. 1. ed. São Paulo: Expressão Popular, 2021. p. 113–145.

PETROBRAS. **Plano Estratégico Petrobras 2015**: Plano estratégico. Rio de Janeiro: Petrobras, 18 maio 2004. Disponível em: <https://www.cogen.com.br/content/upload/1/documentos/paper/2004/Plano_Estrategico_Petrobras_2015_18052004.pdf>. Acesso em: 1 dez. 2022.

PETROBRAS. **Plano Estratégico Petrobras 2020**: Plano estratégico. Rio de Janeiro: Petrobras, 14 ago. 2007. Disponível em: <https://www.cogen.com.br/content/upload/1/documentos/paper/2004/Plano_Estrategico_Petrobras_2015_18052004.pdf>. Acesso em: 1 dez. 2022.

PETROBRAS. **Plano de Negócios 2009-2013**: Plano de Negócios. Rio de Janeiro: Petrobras, mar. 2009. Acesso em: 1 dez. 2022.

PETROBRAS. **Plano de Negócios 2010-2014**: Plano de Negócios. Rio de Janeiro: Petrobras, jun. 2010. Acesso em: 1 dez. 2022.

PETROBRAS. **Plano de Negócios 2012-2016**: Plano de Negócios. Rio de Janeiro: Petrobras, jun. 2012. Acesso em: 1 dez. 2022.

PETROBRAS. **Plano de Negócios 2014-2018**: Plano de Negócios. Rio de Janeiro: Petrobras, 26 fev. 2014. Acesso em: 1 dez. 2022.

PETROBRAS. **Plano de Negócios 2015-2019**: Plano de Negócios. Rio de Janeiro: Petrobras, 29 jun. 2015. Acesso em: 1 dez. 2022.

PETROBRAS. **Petrobras: Relatório Anual e Formulário 20-F**. Rio de Janeiro: Petrobras, 2021.

PINTO, E. C. Nacionalismo energético, Petrobras e desenvolvimento brasileiro: a retomada interdita. **Revista Oikos**, v. 19, n. 1, p. 142–163, 2020.

WRIGHT, C. J.; GALLUN, R. A. **Fundamentals of oil & gas accounting**. Tulsa, Okla.: PennWell, 2008.

DIAGNÓSTICO SETORIAL N. 2
SETEMBRO DE 2024

UM DIAGNÓSTICO DO SEGMENTO DE EXPLORAÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NO BRASIL (2000-2023)

SIGA NOSSAS REDES SOCIAIS

Clique no ícone para ser
redirecionado(a).



CONTATO

✉ redes@ineep.org.br

☎ +55 (21) 97461-8060

ENDEREÇO

📍 Avenida Rio Branco, 133, 21º
andar, Centro - Rio de Janeiro/RJ



Instituto de Estudos
Estratégicos de
Petróleo, Gás Natural e
Biocombustíveis