



ano 4
número 32
ISSN 2595-8232

Título | As mudanças no segmento de exploração e produção de petróleo e gás natural no Brasil

Autor | Henrique Jager¹
João Montenegro²

Palavras-chave | Exploração e produção; petróleo e gás natural e Brasil

Agosto de 2021

¹ Economista, ex-presidente da Fundação Petrobras de Seguridade Social (Petros) e pesquisador do Instituto de Estudos Estratégicos de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (Ineep).

² Mestre em Economia Política Internacional pela UFRJ e pesquisador do Ineep.



Instituto de pesquisa de natureza privada criado pela Federação Única dos Petroleiros (FUP) que fornece suporte técnico às ações da Federação e fomenta o debate público por meio da produção e divulgação de pesquisas, artigos e palestras. O espírito do Instituto tem um caráter público no sentido de prover uma compreensão das transformações e dos impactos econômicos, políticos e sociais das empresas do setor de petróleo, gás natural e biocombustíveis para a sociedade brasileira.

TEXTO PARA DISCUSSÃO

Publicação que divulga uma série de textos elaborada pelos pesquisadores do Instituto e também de trabalhos acadêmicos realizados por pesquisadores parceiros que tratam de temas relacionados ao setor energético, principalmente geopolítica, petróleo, gás natural e biocombustíveis.

Instituto de Estudos Estratégicos de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – Ineep

Texto para Discussão / Instituto de Estudos Estratégicos de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – Rio de Janeiro: Ineep, 2021.

ISSN 2595-8232

1. Introdução

Este Texto para Discussão se propõe a analisar o intenso processo de reestruturação pelo qual vem passando o segmento de exploração e produção (E&P) de petróleo e gás natural no país, no período recente. As duas últimas décadas mudaram completamente o panorama desse segmento da indústria do petróleo nacional, seja por meio das regulamentações e dos leilões organizados pela ANP, por conta das diferentes estratégias adotadas pela Petrobras ao longo deste período ou em função da descoberta do pré-sal e de seus desdobramentos.

Para tanto, está dividido em quatro capítulos que se somam a esta introdução. O primeiro traça um panorama da retirada da Petrobras do papel de operadora única do monopólio do Estado Brasileiro na indústria do petróleo e gás, destacando as estratégias adotadas pela Petrobras e os resultados dos leilões de licitação de blocos para atividades de E&P realizados pela ANP. O segundo apresenta as mudanças recentes nos segmentos terrestre e marítimo do E&P brasileiro a partir dos desinvestimentos da Petrobras. O terceiro detalha o atual cenário das atividades de E&P no país, com destaque ao segmento offshore, que responde por mais de 97% da produção nacional. O último capítulo destaca as consequências desse processo e as perspectivas para o futuro da indústria de E&P no Brasil.

2. O fim do monopólio da Petrobras

A emenda constitucional n° 9, de iniciativa e aprovada pelo Congresso Nacional em novembro de 1995, modificou o inciso primeiro do artigo 177 da Constituição Federal, retirando da Petrobras o papel de representante exclusiva da União na execução do monopólio do Estado Nacional na cadeia produtiva da indústria de óleo e gás, à exceção do segmento de distribuição de derivados, onde a iniciativa privada sempre se fez presente.

Até então, a Petrobras operacionalizava com exclusividade o monopólio da União nos segmentos de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural (E&P) e no processamento destes³, tendo exercido esse papel desde o momento em que foi criada por meio da Lei n° 2004, de 1953.

A emenda n° 9 não só permitiu a entrada de empresas privadas em todos os segmentos da indústria do petróleo e gás natural no país como introduziu um segundo parágrafo, enumerado como inciso 2, que determinou que a lei que

3 Importante destacar que as refinarias de Manguinhos/RJ e Riograndense/RS, que já existiam antes da criação da Petrobras e que não foram adquiridas por esta, continuaram a operar como empresas privadas.

regulamentaria a indústria do petróleo e gás natural do país deveria tratar da “garantia do fornecimento dos derivados de petróleo em todo o território nacional; das condições de contratação; e das condições e atribuições do órgão regulador do monopólio da União.”⁴

A regulamentação dessa mudança na constituição ocorreu por meio da lei nº 9.478, de iniciativa do governo federal e aprovada pelo congresso nacional, em agosto de 1997. Os legisladores definiram nos mais de 80 artigos da lei os novos termos da política energética nacional, o novo arcabouço jurídico para as atividades relativas ao monopólio do petróleo e gás natural, instituíram o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) e a Agência Nacional de Petróleo (ANP)⁵.

A ANP foi criada para realizar a regulamentação, contratação e fiscalização das atividades econômicas da indústria do petróleo⁶. Entre suas funções, coube a agência “elaborar os editais e promover as licitações para a concessão de exploração, desenvolvimento e produção, celebrando os contratos delas decorrentes e fiscalizando a sua execução”⁷. Em outras palavras, a responsabilidade de realizar os leilões de blocos para exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural no Brasil⁸. Entre 1988, ano da Rodada zero, e 2021, foram realizadas dezesseis rodadas de blocos para exploração no regime de concessão e sete rodadas no regime de partilha de produção, sendo a última destas referente aos excedentes da cessão onerosa.

No regime de concessão, o Estado ou a autoridade competente concede direitos exclusivos de E&P de uma área contratada à uma companhia petrolífera, que controlará toda a produção. O fluxo de caixa do Estado advém do pagamento do bônus de assinatura, dos impostos, royalties e, no caso de campos com grande produção/produtividade, por meio também do pagamento das participações especiais.

No regime de partilha, o Estado ou a autoridade competente celebra com uma companhia petrolífera um contrato onde a empresa, atuando como contratante, financia, por sua conta e risco, a exploração e o desenvolvimento da área contratada. Se bem-sucedida, a petrolífera recuperará seus custos e obterá seu lucro pelo recebimento de uma parcela da produção. Os custos são recuperados a

⁴ Executivo federal, 1995.

⁵ Posteriormente, em 2005, a agência passou a ser denominada Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, continuando a se utilizar da sigla ANP.

⁶ Mais tarde, em 2005, seu escopo de atuação passou a englobar os segmentos de gás natural e biocombustíveis.

⁷ Lei 9.478/97, art. 8º, inciso IV.

⁸ Importante destacar que até 2010 a ANP tinha a prerrogativa de definir os blocos que iriam a leilão. Com a aprovação da Lei 12.351/2010, esta responsabilidade foi transferida para o CNPE, a partir de lista preparada pela ANP.

partir do “Petróleo de Custo”, que, em geral, representa uma parcela fixa da produção. A parcela da produção líquida do Petróleo de Custo é chamada “Petróleo de Lucro”. O Petróleo de Lucro é dividido entre o Estado e a companhia petrolífera em proporção fixa ou variável baseada no volume e no preço do petróleo cru. A renda do Estado, que é representada pela estatal Pré-Sal Petróleo S.A. – a qual controla todo o processo de produção – advém do bônus de assinatura, dos impostos, dos royalties e do “Petróleo em Lucro”.

2.1. Primeiros passos da Petrobras após a flexibilização do monopólio e a Rodada Zero

Quando o Estado brasileiro implementou a flexibilização do monopólio na indústria do petróleo e gás natural, a indústria petrolífera internacional passava por baixas sucessivas do preço do barril do petróleo, processo este iniciado no começo dos anos 80 do século passado. Naquele período o preço do petróleo caiu de US\$ 38/barril, em 1979, para US\$ 12 em 1997, em valores nominais. Em termos reais, a queda foi de US\$ 110/barril, em 1979, para US\$ 20, em 1997, a preços de 2019 corrigidos pelo índice de preços ao consumidor dos Estados Unidos, de acordo com o BP (2020). Essa situação exigiu um esforço de redução de custo por parte das grandes petrolíferas internacionais, provocando, em muitos casos, a postergação de investimentos em exploração e desenvolvimento de novos poços produtores.

O rebatimento dessa situação na Petrobras foi agravado pelo então baixo acesso das empresas brasileiras ao mercado internacional de capitais⁹ e à política fiscal vigente que considerava os investimentos da estatal como despesas para fins de mensuração das metas negociadas no acordo com o FMI e que proibia as empresas públicas ou estatais de captar recursos junto ao Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), principal financiador da atividade produtiva no país naquele período. Assim, a empresa contava basicamente com o capital próprio e o resultado operacional para financiar seus investimentos.

Foi nesse cenário que a Petrobras teve que se reorganizar para se adaptar às mudanças provocadas pela implementação da Lei 9.478/97. E, dentre as alterações provocadas pela nova lei, a que mais pressionou a companhia no curto prazo foi a exigência de que a Petrobras submetesse à ANP, no prazo de três meses após sua promulgação, seu programa de exploração, desenvolvimento e produção de cada campo de petróleo e gás natural – assegurado o direito de definir uma área

⁹ O país havia recentemente renegociado sua dívida externa e estava, aos poucos, retomando suas operações no mercado financeiro internacional.

de segurança técnica –, comprovando capacidade financeira para desenvolver os planos de trabalho.

A empresa teve permissão para reter os campos em produção. No caso dos ativos em fase de exploração e desenvolvimento, a retenção foi condicionada à comprovação de capacidade financeira e à obrigação de executar tais fases no prazo de três anos, findo o qual a Petrobras poderia ficar com os campos em que tivesse êxito e iniciar a produção, devolvendo para a ANP os demais, conforme os termos dos artigos 31, 32 e 33 da referida lei.

A negociação da Petrobras com a agência reguladora para definição dos blocos que iriam ficar com a empresa, em 1998, denominada rodada zero, implicou na assinatura de 397 contratos de concessão, sendo 282 para campos já em produção ou desenvolvimento e 115 para blocos a serem explorados.

Diante do cenário de preços baixos do barril de petróleo, da dificuldade de acesso ao mercado financeiro nacional e internacional e, ao mesmo tempo, da obrigação de explorar e desenvolver os campos em, no máximo, três anos, a companhia se antecipou aos leilões da ANP, cujo objetivo principal era atrair empresas privadas nacionais e internacionais para atuarem no E&P no país, e começou a buscar parcerias com empresas privadas – petrolíferas ou não, nacionais e internacionais – para participarem como sócias principalmente em projetos na fase de exploração e desenvolvimento. A tabela a seguir apresenta alguns dos blocos da rodada zero que foram abrangidos por essa estratégia, inclusive com a Petrobras cedendo a operação, como nos casos de Xerelete, Parque das Conchas e Bijupirá e Salema.

Tabela 1 – Exemplos de Consórcios formados pela Petrobras em blocos adquiridos na Rodada Zero

	BC-2 (Xerelete)	BC-10 (Parque das Conchas)	BC-20 (Papa Terra)	Bijupirá e Salema	Campo do Frade
Consórcio	(*) TotalFinaElf Petróleo do Brasil Ltda. 35% Petróleo Brasileiro S/A 35% Enterprise Oil do Brasil Ltda.	(*) Shell Brasil Ltda 35% Petróleo Brasileiro S.A. 35% Esso Exploração Campos Ltda.	(*) Petróleo Brasileiro S/A 50% Chevron Overseas Petroleum Brasil Ltda. 50%	(*) Grupo Enterprise 55% Shell Brasil Ltda. 25% Petróleo Brasileiro S/A 20%	(*) Petróleo Brasileiro S/A 42,5% Texaco Brasil S/A 42,5% Japão Petróleo Ltda. 12,75% Odebrecht Frade

	15%	(ONGC Campos Ltda) 30%			Desenvolvimento e Produção Ltda. 2,25%
	Shell Brasil Ltda. 15%				

Fonte: ANP

(*) Operadora

Corroborar a afirmação de que as parcerias foram estabelecidas em blocos em fase de exploração ou desenvolvimento logo após a rodada zero, em 1998, o fato de que, em janeiro de 2000, a Petrobras era a concessionária em 98,91% e operadora em 98,80% da produção de petróleo ou equivalente no Brasil. Mas essa situação começaria a mudar com a Petrobras perdendo participação relativa ano-a-ano, até a entrada em produção comercial do pré-sal quando a participação relativa da companhia na produção nacional volta a crescer, como se observará mais à frente. Mas, antes, é importante observar como se desenvolveram as rodadas de licitações públicas para E&P realizadas pela ANP.

2.2. As rodadas públicas de licitação de Blocos exploratórios da ANP

a. As rodadas do regime de concessão

Em seus mais de 23 anos de atuação, a ANP já realizou quinze rodadas abertas de licitação de blocos para E&P no sistema de concessão, ofertando 4.699 blocos, dos quais 1087 foram arrematados¹⁰, o que representa 21,64% do total ofertado. As informações da tabela 2, a seguir, indicam que 320 empresas apresentaram propostas nos leilões, sendo 269 vencedoras, das quais 58,36% são internacionais.

Tabela 2 – Resultado das Rodadas de Licitações Sistema de Concessões

Categoria	Resultado
Blocos Ofertados	4.699
Blocos Arrematados	1.087
Blocos Arrematados On Shore	682
Blocos Arrematados Off Shore	405
Área Ofertada (Km ²)	2.020.019,09
Área Concedida (Km ²)	667.841,18
Empresas Ofertantes	320
Empresas Vencedoras	269
Empresas Vencedoras Nacionais	112
Empresas vencedoras Internacionais	157

¹⁰ Dos 1.087 blocos arrematados, 1017 foram efetivamente concedidos.

Fonte: ANP

A expectativa do Executivo federal e dos legisladores quando da regulamentação da abertura do setor petróleo às empresas privadas por meio do sistema de concessão era atrair os grandes players internacionais da indústria. Entretanto, o destaque foi a Petrobras, que participou da oferta vencedora em 43,42% dos 1.087 blocos arrematados, seja como operadora (em 381), seja como integrante do consórcio vencedor (em 91). As outrora Sete irmãs¹¹ – que, até a década de 1970, controlavam 85% das reservas mundiais de petróleo e viram, em um prazo de menos de 40 anos, sua participação cair para menos de 6% –, eram esperadas como protagonistas desse processo¹². No entanto, adquiriram somente 3,68% dos blocos como operadoras (40) e integraram o consórcio de outros 3,59% (39), apresentando comportamento bastante diferente ao longo do tempo.

Dividindo-se os leilões no regime de concessão realizados pela ANP em três períodos distintos – o primeiro agregando os quatro realizados no governo do ex-presidente Fernando Henrique Cardoso (FHC); o segundo, os oito promovidos nos governos dos ex-presidentes Luiz Inácio Lula da Silva e Dilma Rousseff; e o terceiro englobando os anos Temer e Bolsonaro –, podem-se observar padrões bem diferentes entre a Petrobras e as “sete irmãs”.

A maioria absoluta dos blocos adquiridos pela Petrobras para atividades de E&P ocorreu entre 2003 e 2015, em 88,45% dos casos como operadora, e 93,41% como integrante de consórcios. Um resultado esperado, uma vez que 85,37% do total dos blocos arrematados em todos os leilões de concessão, por todas as empresas, foi leiloadado neste período.

Mas, quando se analisam os dados para as sete irmãs, encontra-se um comportamento inverso. Se somarem-se os blocos adquiridos no período 1 (governo FHC) e os arrematados no período 3 (governos Temer e Bolsonaro), eles representam 72,50% das aquisições dessas empresas privadas como operadoras e 61,54% como integrantes de consórcios, com concentração no período posterior ao impeachment da Presidenta Dilma Rousseff (52,50% e 43,59%, respectivamente), quando se destacam as aquisições da ExxonMobil, BP, Shell e Chevron nas bacias de Campos e Santos. A tabela 3, a seguir, sistematiza as informações apresentadas neste parágrafo.

¹¹ Originalmente: Shell, BP, Exxon, Mobil, Chevron, Texaco e Gulf Oil. Após as fusões são atualmente 4: ExxonMobil, ChevronTexaco, Shell e BP.

¹² Apesar da redução do controle das reservas de óleo e gás natural, estas empresas ainda se destacam no cenário internacional por conta da capacidade de mobilização de recursos financeiros e políticos.

Tabela 3 – Distribuição % dos Blocos Arrematados, por período

	Total de Blocos Arrematados	Petrobras		7 Irmãs	
		Operadora	Consórcio	Operadora	Consórcio
1999 a 2002	8,10%	8,14%	4,40%	20,00%	17,95%
2003 a 2015	85,37%	88,45%	93,41%	27,50%	38,46%
2016 a 2019	6,53%	3,41%	2,20%	52,50%	43,59%
Total	1087	381	91	40	39

Fonte: ANP.

A questão que fica para reflexão é por que as quatro empresas privadas aqui em destaque, que, outrora, compunham o grupo das sete irmãs, foram tão refratárias aos investimentos no Brasil nos períodos dos governos de Lula e Dilma e concentraram suas aquisições nos governos FHC, Temer e Bolsonaro, períodos caracterizados por forte instabilidade política e econômica.

O próximo subitem sistematiza as informações referentes aos leilões públicos de blocos localizados no polígono do pré-sal, regidos pelo regime de partilha da produção.

b. As Rodadas no Sistema de Partilha de Produção

A mudança regulatória que instituiu o regime de partilha da produção no polígono do pré-sal e em áreas que venham a ser consideradas estratégicas pelo CNPE foi aprovada pelo Congresso Nacional por meio da lei nº 12.351, em dezembro de 2010.

A primeira rodada de licitação da ANP para blocos sob o regime de partilha de produção foi realizada em outubro de 2013. Esta foi a única rodada, nesse regime de produção, mediante a obrigação de a Petrobras atuar como operadora única do pré-sal¹³, dispositivo originalmente previsto na lei nº 12.351. As cinco demais rodadas de blocos no regime de partilha da produção foram realizadas após o Congresso Nacional, em outubro de 2016, retirar, da referida lei, o dispositivo que garantia à Petrobras a participação em todo o consórcio produtivo do pré-sal e a operação de tais ativos. A tabela 4, a seguir, apresenta um resumo das rodadas.

¹³ A participação da Petrobras nos consórcios produtores estava garantida independentemente da companhia apresentar a proposta vencedora para o bloco. De acordo com a lei, a Petrobras teria direito a 30% do bloco e seria a operadora.

Tabela 4 – Resumo das Rodadas de Licitação de Blocos pela ANP - Regime de Partilha

	Bloco/Operadora	Consórcio	Participação do governo no Petróleo em Lucro
Rodada 1	A) Libra - Petrobras	Petrobras (40%), Shell (20%), Total (20%), CNPC (10%), CNOOC (10%)	41,65%
Rodada 2	A) Sul de Gato do Mato - Shell	Shell Brasil (80%) e Total E&P do Brasil (20%)	11,53%
	B) Entorno de Sapinhoá - Petrobras	Petrobras (45%*), Shell Brasil (30%) e Repsol Sinopec (25%)	80%
	C) Norte de Carcará - Statoil Brasil	Statoil Brasil O&G (40%*), Petrogal Brasil (20%) e ExxonMobil Brasil (40%)	67,12%
Rodada 3	A) Peroba - Petrobras	Petrobras (40%), CNODC Brasil, (20%) e BP Energy (40%).	76,96%
	B) Alto de Cabo Frio Oeste - Shell	Shell Brasil (55%), CNOOC Petroleum (20%) e QPI Brasil (25%)	22,87%
	C) Alto de Cabo Frio Central - Petrobras	Petrobras (50%*) e BP Energy (50%)	75,80%
Rodada 4	A) Três Marias - Petrobras	Petrobras (30%); Chevron Brazil (30%); Shell Brasil (40%)	49,95
Rodada 5	A) Saturno - Shell	Shell (50%), Chevron (50%)	70,20
	B) Titã - Exxon	Exxon (64%), QPI (36%)	23,49
	C) Pau Brasil - BP	BP (50%), Ecopetrol (20%), CNOOC (30%)	63,79%
	D) Sudoeste de Tartaruga Verde - Petrobras	Petrobras 100%	10,01%
Rodada 6	A) Aram - Petrobras	Petrobras (80%), CNODC (20%)	29,96%

Fonte: ANP.

Os dados apontam que os blocos do polígono do pré-sal licitados atraíram as grandes companhias internacionais de petróleo, principalmente a partir da segunda rodada de licitações, que foi realizada após o impeachment da Presidenta Dilma Rousseff e da retirada do papel de operadora única do pré-sal da

Petrobras, reproduzindo comportamento observado nos leilões de blocos no regime de concessão.

Dos treze campos licitados nas seis licitações, a Petrobras liderou o consórcio como operadora em pouco mais da metade (sete), detendo 100% somente em um, Sudoeste de Tartaruga Verde.

Dois outros pontos merecem destaque: o primeiro, é uma maior participação das empresas chinesas nos consórcios vencedores; e o segundo, que, dos cinco blocos ofertados na sexta rodada, em novembro de 2019, somente um foi arrematado, pela Petrobras em conjunto com a chinesa CNODC.

O próximo ponto traz um breve resumo da rodada de excedentes da cessão onerosa.

c. A Rodada dos Excedente de Produção da Cessão Onerosa

Em consonância com a estratégia de fortalecer a companhia e dotá-la dos recursos necessários para a exploração e desenvolvimento da província do pré-sal, a Petrobras realizou, em 2010, um processo de captação de recursos junto aos acionistas, uma capitalização pela emissão de novas ações, totalizando R\$ 110,8 bilhões¹⁴, distribuídos entre o acionista controlador (a União, com 67,24% do valor) e os demais (acionistas privados, entre nacionais e estrangeiros, com 32,76%,).

A União pagou sua parte com até cinco bilhões barris de petróleo a serem produzidos em blocos cedidos para a empresa na província do pré-sal, processo este denominado cessão onerosa. Nas palavras da Petrobras: "Cessão Onerosa é um regime jurídico regido por um contrato que assinamos com a União em 2010. Nesse contrato, a União nos cedeu o direito de produzir, com 100% de participação, um volume de até 5 bilhões de barris de óleo equivalente (boe) em seis blocos no pré-sal da Bacia de Santos – hoje os campos de Búzios, Sépia, Atapu, Norte de Berbigão, Sul de Berbigão, Norte de Sururu, Sul de Sururu, Itapu, Sul de Lula e Sul de Sapinhoá." (PETROBRAS, 2019).

A constatação de que, nas áreas cedidas, o potencial de produção era bem maior que o volume cedido no processo de cessão onerosa suscitou uma discussão envolvendo a União e a Petrobras sobre como negociar o excedente da cessão onerosa sem onerar a estatal brasileira. As partes chegaram a um acordo em 2019, e o CNPE autorizou a ANP a realizar um leilão do excedente da cessão onerosa, no regime de partilha da produção.

¹⁴ No câmbio da época representou US\$ 42,55 bilhões.

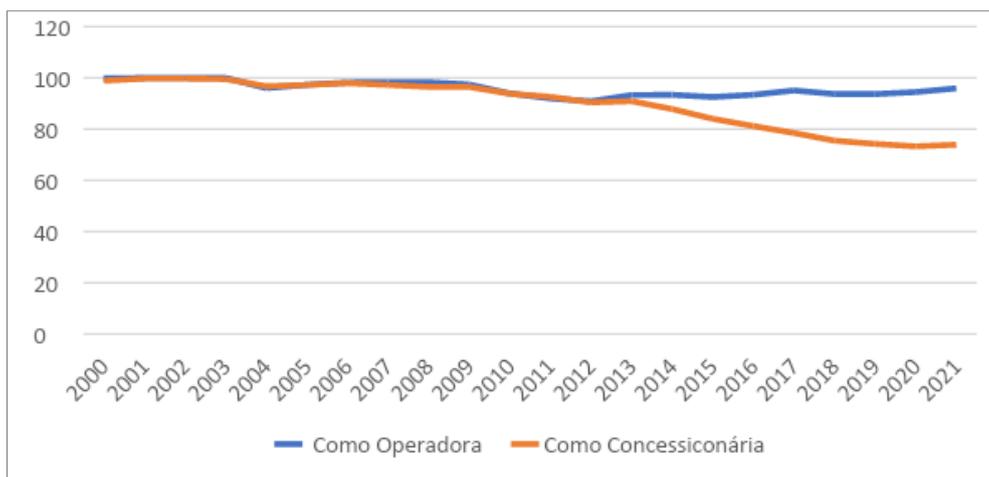
A agência realizou o certame em novembro daquele ano, colocando à venda os excedentes dos campos de Búzios, Sépia, Atapu e Itapu. Foram apresentadas propostas para Búzios (Petrobras, como operadora, com 90%, e CNOOC e CNODC, com 5% cada uma); e Itapu (Petrobras, com 100%). Não foram apresentadas propostas para outros dois blocos, e o governo está preparando um novo leilão dessas áreas para o último trimestre de 2021.

Em resumo, as informações apresentadas indicam que o segmento de E&P da indústria de petróleo e gás natural passou por profundas mudanças estruturais nas últimas duas décadas. Destaque para a retirada da Petrobras do papel de operadora única do monopólio da União na cadeia produtiva do petróleo e gás natural; para a abertura do mercado às empresas privadas nacionais e internacionais e para a descoberta por parte da estatal brasileira das gigantescas reservas do pré-sal.

Nos leilões de blocos nos regimes de concessão e partilha da produção realizados pela ANP, foram arrematados mais de 1.100 blocos para atividades de E&P, envolvendo 269 empresas, a maior parte destas internacionais. A Petrobras arrematou, diretamente ou por meio de participação em consórcios, 44% dos blocos.

Como já faz 22 anos da Rodada 1 realizada pela ANP, em 1999, era de se esperar um crescimento consistente da participação relativa das empresas privadas no petróleo ou equivalente produzido no país, tanto como operadoras, quanto como concessionárias. Mas o gráfico 1, a seguir, não corrobora tal suposição, pelo menos no que diz respeito ao operador responsável pela produção desse petróleo.

Gráfico 1 – Participação da Petrobras no petróleo ou equivalente produzido no Brasil



Fonte: ANP.

Como se pode observar, a participação da Petrobras como operadora no volume de petróleo e gás natural produzido nos campos do país nunca caiu abaixo de 90%. O que se observa é um movimento inicial de queda, que perdura de 2003 até 2011, com paulatina recuperação a partir de 2012, quando começa efetivamente a produção dos primeiros poços do pré-sal. Importante para esse comportamento foi o processo de cessão onerosa e a decisão, em 2010, de tornar a Petrobras operadora única do pré-sal¹⁵. Entretanto, como destacado anteriormente, essa decisão foi revista após o impeachment da presidenta Dilma Rousseff. A abertura da província do pré-sal para empresas privadas atuarem como operadora pode ser um importante elemento para futura redução da participação da Petrobras como operadora no petróleo produzido no país.

Por outro lado, o mesmo gráfico indica uma queda contínua da participação da Petrobras como concessionária do petróleo produzido. Isto é, uma redução contínua da parte que a Petrobras fica de todo o petróleo ou equivalente produzido. Em janeiro de 2021, por exemplo, de cada 100 barris ou equivalentes (boe) produzidos, a Petrobras extraiu, como operadora, 96 e ficou com 74.

As parcerias realizadas diretamente com as empresas privadas, entre 1998 e 2002, e a aquisição em conjunto com outras empresas de blocos nos leilões da ANP, principalmente os localizados na província do pré-sal, antes e depois de sua descoberta, justificam esse comportamento.

Mas a retirada da Petrobras do papel de operadora única do pré-sal não é a única mudança que ocorreu de 2016 em diante. Observa-se, também, um movimento crescente da venda de ativos de E&P por parte da estatal nacional, tanto de produção em terra, quanto de produção em mar. Tanto de campos maduros, como de áreas localizadas na província do pré-sal.

Os próximos dois capítulos apresentam as transformações em andamento nos segmentos onshore e offshore do E&P no Brasil, com destaque para os processos de privatizações conduzidos pela Petrobras.

3. Os desinvestimentos da Petrobras

Entre março de 2015, quando a Petrobras lançou um programa para acelerar seus desinvestimentos (PETROBRAS, 2015), e o final de junho de 2021, a petroleira brasileira havia assinado contratos ou concluído a venda da totalidade de sua participação em 153 campos de produção e dois blocos exploratórios no

¹⁵ O petróleo ou equivalente produzido na província do pré-sal respondeu por 71,59% da produção nacional, em julho de 2021.

país, além de ativos de upstream no exterior, levantando cerca de US\$12,24 bilhões.

De acordo com documentos divulgados pela companhia, o objetivo dessas e outras privatizações é utilizar as receitas obtidas com as vendas para se recuperar financeiramente, reduzindo sua alavancagem, e ampliar seu poder de investimento em projetos de águas profundas e ultraprofundas, sobretudo no pré-sal da bacia de Santos.

Os desinvestimentos são detalhados nos dois próximos subcapítulos, que foram divididos entre ativos marítimos (offshore) e terrestres (onshore).

3.1. Offshore

Nos últimos seis anos, a Petrobras alienou integralmente 22 campos e dois blocos exploratórios na costa brasileira, além de ativos no Golfo do México e África, totalizando US\$ 9,6 bilhões em vendas.

A lista de ativos marítimos domésticos compreende:

- Na bacia de Campos, os campos de Badejo, Bicudo, Bonito, Enchova, Enchova Oeste, Linguado, Marimbá, Pampo, Piraúna e Trilha, adquiridos pela Trident Energy por US\$ 1,5 bilhão; Carapeba, Pargo e Vermelho, comprados pela Perenco por US\$ 398 milhões; e maromba (BW Energy/ US\$90 milhões);

- Na bacia de Santos, os campos de Baúna e Lapa, para a Karoon (US\$665 milhões) e a Total (US\$ 1,145 bilhão¹⁶), respectivamente, e o bloco BM-S-8, para a Equinor, por US\$ 2,5 bilhões;

- Na bacia Potiguar, os campos de Arabaiana, Dentão e Pescada, para a Ouro Preto Óleo e Gás (3R Petroleum/ US\$ 1,5 bilhão);

- Na bacia do Espírito Santo, os campos de Peroá e Cangoá e o bloco BM-ES-21 (plano de avaliação da descoberta de Malombe) para a 3R Petroleum e DBO Energy, por US\$ 55 milhões;

- Na bacia de Alagoas, o campo de Paru, para a Petromais, o único ativo marítimo parte de um pacote com mais seis campos terrestres vendido por US\$ 300 milhões;

¹⁶ O valor incluiu ainda a cessão de direitos de 22,5% da Petrobras para a Total da área de Iara, que contém os campos de Sururu, Berbigão e Oeste de Atapu, no bloco BM-S-11A.

No total, esses campos extraíam, no momento em que suas respectivas vendas foram anunciadas, aproximadamente 140 mil boe/d, segundo dados da ANP compilados pelo Ineep¹⁷.

A Petrobras ainda vendeu, no período, 50% de sua participação (não operada) no campo de Tartaruga Verde e no módulo III de Espadarte, na bacia de Campos, para a Petronas, por US\$1,293 bilhão, de 25% no campo de Roncador, na mesma bacia, para a Equinor, por US\$ 2,9 bilhões, e de 22,5% na área de Iara (incluindo os campos de Berbigão, Oeste de Atapu e Sururu) para a Total, além de sua participação integral (como não operadora) no campo de Frade, para a PetroRio, por US\$100 milhões.

No exterior, a Petrobras vendeu parte de seus ativos no Golfo do México para a Murphy Oil, por US\$795 milhões e a Petrobras O&G BV, que possuía participação em campos de águas profundas na Nigéria, por US\$ 1,454 bilhão.

Ao final de junho de 2021, a Petrobras conduzia processos de venda (integral) de 35 campos offshore:

- Na bacia de Campos, os campos de Albacora, Albacora Leste, Anequim, Bagre, Cherne, Congro, Corvina, Garoupa, Garoupinha, Malhado, Namorado, Papa-terra¹⁸, Parati e Viola;
- Em Sergipe, Caioba, Camorim, Dourado, Guaricema, Piranema, Piranema Sul e Tatuí;
- No Espírito Santo, Camarupim, Camarupim Norte, Canapu e Golfinho;
- No Ceará, Atum, Curimã, Espada e Xaréu;
- Na bacia Potiguar, Cioba, Oeste de Ubarana e Ubarana;
- Em Santos, Lagosta e Merluza;
- E em Camamu, o campo de Manati.

Apenas quatro desses campos estavam produzindo em maio de 2021: Albacora, Albacora Leste, Papa-Terra, Golfinho e Manati, totalizando cerca de 100 mil boe/d naquele mês.

¹⁷ No caso do campo de Lapa, foi considerada sua produção em janeiro de 2018, quando a Total assumiu a operação do ativo, uma vez que, nesse caso, não foi divulgado teaser (divulgação de oportunidade de desinvestimento).

¹⁸ Em julho, a Petrobras vendeu sua participação em Papa-Terra para a 3R Petroleum Offshore, por US\$105,6 milhões.

A Petrobras ainda alienava integralmente os blocos BM-ES-23 e BM-S-51, nas bacias do Espírito Santo e Santos, respectivamente, e Tayrona, na Colômbia, e, parcialmente (sem transferência de operação), os campos de Marlim, Marlim Leste, Marlim Sul e Voador, em Campos, além dos blocos ES-M-596, ES-M-598, ES-M-671, ES-M-673 e ES-M-743, no Espírito Santo, BM-SEAL-10, BM-SEAL-11, BM-SEAL-4 e BM-SEAL-4A, em Sergipe-Alagoas, BM-PAMA-3 e BM-PAMA-8, no Pará-Maranhão, e BM-P-2, em Pelotas.

3.2. Onshore

Entre 2015 e o final de junho de 2021, a Petrobras vendeu 131 campos terrestres no país, além de ativos terrestres na Argentina, levantando cerca de US\$ 2,6 bilhões.

A lista de ativos onshore compreende:

- Na bacia de Alagoas, os campos de Anambé, Arapaçu, Cidade de São Miguel dos Campos, Furado, Pilar e São Miguel dos Campos, vendidos para a Petromais, por US\$ 300 milhões¹⁹;

- No Espírito Santo, os campos de Biguá, Cacimbas, Campo Grande, Córrego Cedro Norte, Córrego Cedro Norte Sul, Córrego Das Pedras, Córrego Dourado, Fazenda Cedro, Fazenda Cedro Norte, Fazenda Queimadas, Fazenda São Jorge, Guriri, Inhambu, Jacutinga, Lagoa Bonita, Lagoa Suruaca, Mariricu, Mariricu Norte, Rio Itaúnas, Rio Preto, Rio Preto Oeste, Rio Preto Sul, Rio São Mateus, São Mateus, São Mateus Leste, Seriema e Tabuiaia, para a Karavan Oil, por US\$ 155 milhões, e Lagoa Parda, Lagoa Parda Norte, Lagoa Piabanha, para a Imetame Energia, por US\$ 9,732 milhões;

- Na bacia Potiguar, os campos de Acauã, Asa Branca, Baixa do Algodão, Baixa do Juazeiro, Boa Esperança, Brejinho, Cachoeirinha, Cardeal, Colibri, Fazenda Curral, Fazenda Junco, Fazenda Malaquias, Jaçanã, Janduí, Juazeiro, Leste de Poço Xavier, Livramento, Lorena, Maçarico, Pajeú, Pardal, Patativa, Paturi, Poço Xavier, Riacho da Forquilha, Rio Mossoró, Sabiá, Sabiá Bico de Osso, Sabiá da Mata, Sibite, Três Marias, Trinca Ferro, Upanema e Varginha para a PetroRecôncavo, por US\$ 384,2 milhões; Aratum, Fazenda Belém, Icapuí, Lagoa Aroeira, Macau, Porto Carão, Salina Cristal, Sanhaçu e Serra para a 3R Petroleum, em duas operações totalizando US\$226,3 milhões; e Ponta do Mel e Redonda para a Central Resources do Brasil, por US\$ 7,2 milhões;

¹⁹ Conforme informado no item 2.1, a operação incluiu a venda do campo de Paru, em águas rasas de Alagoas.

- No Recôncavo, os campos de Miranga, Riacho São Pedro, Jacuípe, Rio Pipiri, Biriba, Miranga Norte, Apraiús, Sussuarana, Brejinho, Canabrava, Cassarongongo, Fazenda Belém, Gomo, Mata de São João, Norte de Fazenda Caruaçu, Remanso, Rio dos Ovos, Rio Pipiri, Rio Subaúma, São Pedro e Sesmaria para a PetroRecôncavo, em duas operações totalizando US\$ 250,1 milhões; e Água Grande, Aratu, Bonsucesso, Cambacica, Candeias, Cexis, Dom João, Dom João Mar, Fazenda Alto Das Pedras, Guanambi, Ilha De Bimbarra, Mapele, Massuí, Pariri, Pedrinhas, Pojuca, Rio Pojuca, São Domingos, Socorro, Socorro Extensão, Tapiranga e Tapiranga Norte para a 3R Petroleum, em duas operações somando US\$344,2 milhões;

- Na bacia do Tucano Sul, os campos de Conceição, Fazenda Matinha, Fazenda Santa Rosa e Quererá para a Eagle Exploração de Óleo e Gás, por US\$ 3,173 milhões;

- Em Sergipe, os campos de Dó-Ré-Mi e Rabo Branco, para a Centro Oeste Óleo e Gás, por US\$ 37,6 mil, e Petrom, por US\$ 1,5 milhão, respectivamente; e

- Na bacia do Solimões, o campo de Azulão para a Eneva, por US\$ 54 milhões;

Juntos, esses ativos produziam, no momento em que suas respectivas vendas foram anunciadas, cerca de 40 mil boe/d.

No exterior, a Petrobras vendeu sua participação de 67,19% na Petrobras Argentina (PESA), detida por meio da Petrobras Participaciones (PPSL), para a Pampa Energía, por US\$ 897 milhões. No mesmo país, vendeu seus ativos na bacia Austral, compreendendo 26 concessões de exploração e produção em terra, com produção média de 15 mil boe/d, além de infraestrutura de escoamento, tratamento e armazenamento.

Ao final de junho de 2021, a Petrobras ainda conduzia processos de venda integral dos seguintes ativos:

- Na bacia Potiguar, os campos de Alto do Rodrigues, Angico, Barrinha, Barrinha Leste, Barrinha Sudoeste, Benfica, Boa Vista, Canto do Amaro, Estreito, Fazenda Canaan, Fazenda Pocinho, Guamaré, Guamaré Sudeste, Monte Alegre, Morrinho, Mossoró, Pedra Sentada, Pintassilgo, Poço Verde, Redonda Profundo, Serra do Mel, Serra Vermelha e Serraria;

- Na bacia do Recôncavo, os campos de Araçás, Buracica, Cidade de Entre Rios, Fazenda Alvorada, Fazenda Azevedo, Fazenda Bálsamo, Fazenda Boa

Esperança, Fazenda Imbé, Fazenda Onça, Fazenda Painelas, Jandaia, Lamarão, Leodório, Malombê, Mandacaru, Massapê, Riacho da Barra, Riacho Ouricuri, Rio Da Serra, Rio do Bu, Rio Itariri, Tangará e Taquipe, além dos blocos REC-T-32, REC-T-40, REC-T-50, REC-T-51, REC-T-52, REC-T-60, REC-T-61, REC-T-70;

- Em Sergipe-Alagoas, os blocos SEAL-T-112, SEAL-T-165, SEAL-T-177, SEAL-T-279, SEAL-T-280, SEAL-T-291, SEAL-T-292, SEAL-T-345, SEAL-T-346, SEAL-T-359, SEAL-T-372, SEAL-T-383, SEAL-T-384 e SEAL-T-61;

- Em Sergipe, os campos de Aguilhada, Angelim, Aruari, Atalaia Sul, Brejo Grande, Carmópolis, Castanhal, Ilha Pequena, Mato Grosso, Riachuelo, Siririzinho e Tartaruga;

- No Espírito Santo, os campos de Cancã, Cancã Leste, Fazenda Alegre, Fazenda Santa Luzia e Fazenda São Rafael, e os blocos ES-T-506 e ES-T-516;

- No Solimões, os campos de Aracanga, Arara Azul, Carapanaúba, Cupiúba, Leste do Urucu, Rio Urucu e Sudoeste Urucu;

- No Recôncavo, os campos de Canário da Terra, Canário da Terra Sul, Cantagalo, Guriatã, Guriatã Sul e Rio Sauípe; e

Juntos, os campos onshore e offshore à venda produziram, em maio de 2021, cerca de 155 mil boe/d.

Segundo o atual plano de negócios da Petrobras (2021-25), seus desinvestimentos offshore responderão por mais da metade dos 600 mil boe/d potencialmente descontados em função da venda de ativos de upstream da curva de produção máxima no quinquênio, de 3,3 milhões de boe/d (PETROBRAS, 2020).

Isso quer dizer que, caso tais operações se concretizem, a Petrobras chegará a 2025 produzindo 2,7 milhões de boe/d (PETROBRAS, 2020), em linha ao extraído pela empresa (como concessionária) em julho de 2021, segundo dados da ANP (2,705 milhões de boe/d).

Assim, se considerada a projeção feita pela mesma agência sobre a produção brasileira naquele ano, de 4,7 milhões de boe/d (ANP, 2021d), a estatal responderá, em 2025, por menos de 60% do total, ante a presente participação de 73%.

4. As atividades de E&P no Brasil

Apesar da pandemia de Covid-19, o Brasil registrou recordes de produção de óleo e gás em 2020, com médias de 2,94 milhões de b/d de petróleo – superior em 5,5% à produção do ano de 2019 – e de 127 milhões de m³/dia de gás natural, alta de 4,1% na comparação anual, segundo dados da ANP (2020b).

O crescimento refletiu sobretudo uma bem-sucedida estratégia comercial da Petrobras de diversificação de compradores no exterior, bem como da continuidade das exportações à China, cujo governo procurou incrementar seus estoques de petróleo aproveitando a queda dos preços do barril em meio à crise econômica e sanitária. No ano, a estatal brasileira extraiu em média, como concessionária, 2,767 milhões de boe/d (74% do total nacional) e, como operadora, 3,494 milhões de boe/d (93% do total).

No que diz respeito à exploração, o Brasil encerrou 2020 com 246 blocos exploratórios contratados – o menor da série histórica da ANP –, possivelmente refletindo cautela de operadores de pequeno e médio porte de ativos terrestres, os quais, diante do cenário econômico desfavorável, procuraram focar seus esforços em áreas com maiores chances de sucesso exploratório (ANP, 2021e, p. 8).

Do total, 65 (62 offshore, sendo oito no regime de partilha da produção e três onshore) eram operados pela Petrobras, a única companhia a operar ativos exploratórios em ambos os ambientes. “Tal situação ratifica a percepção de que, do ponto de vista da fase de exploração, provavelmente, o porte das empresas define o ambiente para o qual ela direciona a construção do seu portfólio e, por consequência, os seus investimentos (ANP, 2021e, p. 26)”.

Em 2020, foram perfurados 16 poços, dos quais 11 em terra e cinco no mar, ante 19 em terra e 8 no mar no ano anterior – queda anual de 40% possivelmente provocada pelo cenário econômico negativo em função da pandemia, segundo a ANP.

E, no que se refere a atividades sísmicas, “no ano de 2020 não foram contabilizadas atividades de aquisição de dados exclusivos, corroborando com a avaliação desfavorável também apresentada para a perfuração de poços exploratórios no ano em tela” (ANP, 2021e, p. 39).

Quanto às reservas provadas (1P) brasileiras dos hidrocarbonetos, foram declarados, ao final de 2020, 11,890 bilhões de barris de petróleo, queda de 6,7% em relação a 2019, e 337,238 bilhões de m³ de gás natural, redução de 7,9% ante o ano anterior (ANP, 2021a, p. 4). A Petrobras detinha, no mesmo período, 7,534 bilhões de barris de petróleo (63,3% do total) e 213,7 bilhões de m³ de gás (63,3% do total).

Nos próximos dois subcapítulos, apresentam-se os principais empreendimentos e projeções de E&P no país.

4.1. Exploração

De acordo com a ANP (2021c), havia 251 blocos exploratórios contratados em 16 de julho de 2021.

Do total, 143 ativos eram offshore, dos quais 66 operados pela Petrobras, 19 pela Shell e 17 pela ExxonMobil, entre os principais destaques. No que se refere à sua localização, 34 estavam na bacia de Campos, 20 em Santos, 19 em Barreirinhas, 15 em Sergipe, dez no Espírito Santo, dez na bacia Potiguar, nove na Foz do Amazonas, sete em Jequitinhonha, cinco no Ceará, cinco no Pará-Maranhão, quatro em Camamu, dois em Almada, dois em Pernambuco-Paraíba e um em Alagoas.

Em terra havia 108 ativos exploratórios contratados, dos quais 24 operados pela Eneva, 18 pela Imetame e dez pela TOG Brasil, entre os destaques. Do total, 32 estavam no Recôncavo, 18 no Espírito Santo, 18 no Parnaíba, 16 na bacia Potiguar, sete no Paraná, cinco em Alagoas, três no Amazonas, três no São Francisco, três no Solimões e três em Tucano Sul.

Em 16 de julho de 2021, segundo dados da agência reguladora, havia 18 poços exploratórios sendo perfurados no país, dos quais oito marítimos e dez terrestres (ANP, 2021b).

A Petrobras era responsável pela perfuração de sete dos oito poços offshore, nos blocos ES-M-669 – onde se encontra o prospecto de Monai, na camada pré-sal da bacia do Espírito Santo –, e C-M-346, na bacia de Campos, além de poços de abandono nos campos de Piranema e Piranema Sul e no bloco SEAL-M-495, em Sergipe. O outro poço marítimo era perfurado pela ExxonMobil no bloco C-M-789, em Campos.

No onshore, os poços eram perfurados pela Petrobras no bloco SEAL-T-240, em Alagoas, e no campo de Sudoeste de Urucu, no Solimões; Eneva, no PN-T-134, na bacia do Parnaíba; Slim Drilling, no REC-T-128, no Recôncavo; Potiguar E&P (PetroRecôncavo), nos blocos BT-POT-8, LPX e SAB e nos campos de Sabiá e Cachoeirinha, na bacia Potiguar; e 3R Petroleum no campo de Salina Cristal, também no Rio Grande do Norte.

Segundo a ANP (2021e), as previsões para o ano de 2021 sinalizam a expectativa do início de retomada do segmento de exploração. Está prevista a perfuração de 38 poços (18 em mar e 20 em terra) nos blocos sob contrato, ante os

16 poços exploratórios perfurados em 2020. Em termos de investimento total previsto, considerando-se, além dos poços, levantamentos geofísicos e atividades acessórias, o valor ultrapassa a marca de 6,4 bilhões de reais.

Entre as campanhas marítimas esperadas para os próximos anos, conforme os programas exploratórios mínimos submetidos à ANP, estão as referentes aos contratos de partilha da produção de Dois Irmãos, Alto de Cabo Frio Central, Aram, Três Marias, Sudoeste de Tartaruga Verde e Uirapuru, operados pela Petrobras, Alto de Cabo Frio Oeste e Sul de Gato do Mato (Shell), Pau Brasil (BP Energy), ExxonMobil (Titã)²⁰.

A ExxonMobil tem planos de perfurar seu poço pioneiro em Sergipe-Alagoas no segundo semestre de 2021, enquanto a britânica Harbour Energy (ex-Premier Oil) pretende perfurar seu primeiro poço no Brasil em 2022, na bacia do Ceará, e alemã Wintershall, em 2023, na mesma bacia ou na costa do Rio Grande do Norte.

Operadoras como Total Energies, Petronas, Repsol, Chevron, CNOOC e Karoon também adquiriram ativos exploratórios marítimos no país nos últimos anos e, portanto, devem conduzir campanhas de perfuração no futuro próximo.

Além de diversos projetos nas bacias de Campos, Santos e do Espírito Santo, a Petrobras planeja investir US\$ 1 bilhão entre 2021 e 2025 em atividades exploratórias na Margem Equatorial, onde adquiriu blocos da BP Energy e Total Energies em 2020, na bacia da Foz do Amazonas, e é também operadora de áreas nas bacias Potiguar, de Barreirinhas e Pará-Maranhão. A expectativa da companhia é obter licença para perfurar na região no início de 2022 (MONTENEGRO, 2021e).

No onshore, destaque para os trabalhos exploratórios da Eneva, na bacia do Paranaíba, e da AlvoPetro, no Recôncavo, que resultaram nos dois únicos novos campos declarados comerciais em 2021 – Gavião Belo e Murucututu, respectivamente –, e da Imetame, no Espírito Santo, no Recôncavo e na bacia Potiguar.

Entre outras operadoras com compromissos exploratórios em terra estão a TOG Brasil (Recôncavo e Sergipe-Alagoas), Petroil (Recôncavo), Petrovictory (Potiguar), Geopark (Potiguar e Recôncavo), Cowan Petróleo e Gás (Espírito

²⁰ A Shell, por ora, não tem planos de voltar a perfurar em Saturno, depois de o poço pioneiro na área ter resultado seco, ao passo que a Petrobras devolveu à ANP o bloco de Peroba, após resultado aquém do esperado no ativo exploratório (Cf.: MONTENEGRO, J. Shell to make Gato do Mato FPSO decision by year-end. BNamericas, 16 de abr. 2021. Disponível em: <<https://app.bnamericas.com/article/section/all/content/xrgpxpzne-shell-to-take-gato-do-mato-investment-decision-by-year-end>>. Acesso em: 1 de ago. 2021).

Santo), BGM (Espírito Santo), Maha Energy (Recôncavo), Phoenix Óleo e Gás (Potiguar), Potiguar E&P (Potiguar), Recôncavo Energia (Recôncavo), Rosneft (Solimões), Great Energy (Recôncavo), Guindastes Brasil (Sergipe-Alagoas), Petroborn (Tucano), Petra energia (São Francisco) e Vipetro (Espírito Santo), Slim Drilling (Recôncavo), Cemes (Tucano Sul) e SHB (Potiguar)²¹.

Há também expectativas em relação às bacias do Paraná e do Amazonas, onde a Eneva tem planos exploratórios em ativos adquiridos na segunda rodada da oferta permanente realizada pela ANP em 2020.

Quanto a novas potenciais descobertas, em 2021, até o fim de junho²², operadoras haviam reportado quatro indícios de hidrocarbonetos à ANP, sendo três em terra e um no mar. O registro offshore foi feito pela Petrobras, que encontrou petróleo e gás pelo poço 1-BRSA-1377-RJS, em lâmina d'água de 2,958 mil m no bloco C-M-411, na bacia de Campos, enquanto os indícios onshore foram registrados pela Recôncavo Energia (petróleo e gás pelo poço 1-FFL-1-BA no bloco REC-T-180, na bacia do Recôncavo), Maha Energia (petróleo pelo poço 7-TIE-3DB-BA no campo de Tiê, também no Recôncavo) e Imetame (petróleo pelo poço 1-IMET-28-ES, no bloco ES-T-441, no Espírito Santo).

No ano anterior, foram feitos 15 registros, sendo dez no mar e cinco na terra. No offshore, a Petrobras encontrou indícios nos campos de Búzios (3), Albacora (1) e Marlim Leste (1) e nos blocos C-M-657 (1), S-M-623 (1), Uirapuru (1) e Sudoeste de Tartaruga Verde (1), ao passo que a Shell reportou indícios em Sul de Gato do Mato (1). No onshore, a Eneva registrou indícios no campo de Gavião Belo (2) e nos blocos PN-T-68 e PN-T-48, enquanto a Imetame encontrou hidrocarbonetos no bloco ES-T-487.

No que se refere a novas declarações de comercialidade, três reservas foram declaradas comerciais até o fim de junho de 2021, todas em terra: Sundara, no bloco ES-T-476, no Espírito Santo, operado pela BGM Petróleo e Gás; Gavião Belo, no bloco PN-T-102A, operado pela Eneva na bacia do Parnaíba; e Murucututu, da Alvopectro, no Recôncavo. No ano anterior, dez reservas foram declaradas comerciais, todas também em terra.

²¹ Parte desses contratos (23) são, no entanto, objeto de ações judiciais ou estão suspensos, principalmente por questões ambientais: REC-T-59_R12, REC-T-68_R12, REC-T-69_R12, REC-T-78_R12, REC-T-79_R12, REC-T-88_R12, SEAL-T-118_R12, SEAL-T-143_R12, SEAL-T-154_R12, SEAL-T-155_R12, operados pela TOG Brasil; BT-REC-39, BT-REC-42 e BT-REC-47A (Maha Energy); REC-T-152_R13 e REC-T-236_R13 (Recôncavo Energia); TUC-T-139_R11 e TUC-T-147_R11 (Petra Energia); SF-T-104_R10 e SF-T-114_R10 (Imetame); REC-T-107_R11 (Great Energy); BT-REC-37 (Cowan Petróleo e Gás); BT-SF-5 (Cemes); e BT-REC-45 (Alvopectro) (Cf.: ANP. Central de Sistemas ANP. Sigep: Lista concessões. Disponível em: <<http://app.anp.gov.br/anp-cpl-web/public/sigep/consulta-lista-concessoes/consulta.xhtml>>. Acesso em: 1 de ago. 2021).

²² Em julho, a Petrobras e a ExxonMobil reportaram novos indícios de petróleo respectivamente nos blocos offshore ES-M-669, no Espírito Santo, e C-M-489, em Campos.

Os últimos campos marítimos a surgirem no Brasil foram os de Neon e Goiás, operados pela Karoon; Tartaruga Verde e Nordeste, Noroeste e Sudoeste de Sapinhoá, da Petrobras, e Bacalhau e Bacalhau Norte, da Equinor, em 2018, e Mero (Petrobras), em 2017.

Ou seja, tanto na exploração como na produção offshore, a qual responde pela maior parte das atividades e investimentos no setor de óleo e gás brasileiro, a Petrobras segue com posição predominante.

4.2. Desenvolvimento da produção

O principal projeto de desenvolvimento da produção em curso no país é o de Búzios, no pré-sal da bacia de Santos. Operado pela Petrobras, o campo já é o segundo maior produtor nacional, atrás do campo de Tupi, tendo extraído 697 mil boe/d em maio de 2021.

Esse volume, no entanto, será significativamente incrementado nos próximos anos, com entrada em operação de quatro novos FPSOs até 2025 (Almirante Barroso, P-78, P-79 e P-80) e, possivelmente, outros três (Búzios 10, 11 e 12) em anos subsequentes, conforme planejamento inicial da Petrobras (MONTENEGRO, 2021d).

O empreendimento receberá 36% do capex total em E&P da petroleira entre 2021 e 2025, da ordem de US\$ 46,5 bilhões (PETROBRAS, 2020).

No mesmo período, a Petrobras planeja colocar em operação outros nove FPSOs: Guanabara, no campo de Mero 1, Carioca, em Sépia, P-71 (Itapu), Sepetiba (Mero 2), Anita Garibaldi (Marlim 1), Anna Nery (Marlim 2), o FPSO do projeto Integrado Parque das Baleias (a ser contratado), Marechal Duque de Caxias (Mero 3) e Mero 4 (a ser contratado).

Excluído de planos de negócios anteriores da companhia, o projeto Sergipe-Águas Profundas, rico em gás natural, deve ter decisão final de investimento tomada em 2022, sendo que a opção considerada é escoar o combustível por um gasoduto até a malha da Transportadora Associada de Gás (TAG) (MONTENEGRO, 2021d).

A Equinor planeja investir US\$ 8 bilhões no primeiro sistema de produção do bloco BM-S-8, o campo de Bacalhau, que derivou da descoberta de Carcará, feita pela Petrobras antes da venda do ativo da bacia de Santos. O projeto tem início de operação previsto para 2024, e, durante os primeiros quatro anos, todo seu gás será reinjetado (em torno de 14,5 milhões de m³/d) (MONTENEGRO, 2021d). Para a segunda fase do empreendimento, que conta

com a parceria da ExxonMobil e da Petrogal, a Equinor considera a possibilidade de escoar o energético, visando à sua monetização. O FPSO utilizado, contratado junto à japonesa Modec, terá capacidade para produzir 220 mil b/d de petróleo.

Em 2022, a norueguesa deve dar partida na segunda fase de produção do campo de Peregrino, na bacia de Campos, onde instalou uma segunda wellhead platform (WHP), conectada ao FPSO Peregrino. Com investimento de US\$ 3,5 bilhões, o novo estágio de desenvolvimento do campo tem previsão de acrescentar 273 milhões de boe/d em reservas recuperáveis ao projeto (EQUINOR, 2021b).

Outro importante empreendimento da Equinor envolve o bloco BM-C-33, também em Campos, onde as descobertas de Gávea, SEAT e Pão de Açúcar estão localizadas. A ideia do consórcio formado com a Petrobras e a Repsol Sinopec é instalar, no local, um FPSO com capacidade para extrair 125 mil b/d de petróleo e processar 16 milhões de m³/d de gás, com exportação média de 14 milhões de m³/d do combustível por meio de um gasoduto conectado ao terminal de Cabiúnas, em Macaé (RJ) (EQUINOR, 2021a).

A anglo-holandesa Shell, por sua vez, deve tomar a decisão final de investimento para contratação do FPSO de Gato do Mato até o final de 2021 (MONTENEGRO, 2021g). A plataforma será projetada para produzir de 90 a 120 mil b/d de óleo a partir de meados da década de 2020.

A brasileira PetroRio planeja extrair o primeiro óleo de Wahoo, na bacia de Campos, em 2024, com produção média estimada em 40 mil b/d pelo FPSO Frade, instalado no campo homônimo, também operado pela companhia. Os investimentos previstos no projeto são de aproximadamente US\$ 800 milhões (PETRORIO, 2021a).

A companhia deve investir cerca de US\$ 200 milhões na primeira fase de desenvolvimento de Frade (MONTENEGRO, 2021f), cuja concessão foi recentemente estendida pela ANP até 2041. o ativo tem reservas provadas da ordem de 55,7 milhões de barris (PETRORIO, 2021b). E, na mesma região, a PetroRio trabalha no tie-back (conexão) do campo de Tubarão Martelo, adquirido da OGPar, ao campo de Polvo, o que também irá incrementar sua produção.

A Trident Energy deve investir cerca de US\$ 1 bilhão no polo de Pampo e Enchova, com o potencial de adicionar 204 milhões de barris em reservas de petróleo (ANP, 2020a). Há também previsão de investimentos contingentes de cerca de 1,3 bilhão de dólares no projeto, que compreende os campos de Badejo, Bicudo, Bonito, Enchova, Enchova Oeste, Linguado, Marimbá, Pampo, Piraúna e Trilha.

A Perenco planeja investir US\$ 363 milhões nos campos de Carapeba, Pargo e Vermelho até 2040, incluindo aportes firmes (US\$ 193 milhões) e contingentes (US\$ 170 milhões). A petroleira malaia estima a possibilidade de extrair 14,9 milhões de b/d em Pargo, 35,6 milhões em Carapeba e 35,1 milhões em Vermelho (MONTENEGRO, 2021a).

De acordo com a ANP, a BW Energy considera investir US\$ 716 milhões no campo de Maromba, tomando a decisão final de investimento no projeto no primeiro trimestre de 2022 e produzindo seu primeiro óleo em 2024 (ANP, 2020c). A companhia norueguesa pretende utilizar o FPSO Berge Helene, de sua empresa-irmã BW Offshore, com capacidade para produzir 40 mil b/d de óleo e 268 mil m³/d de gás natural (BW, 2021).

Em Atlanta, na bacia de Santos, a Enauta deve produzir o primeiro óleo de seu primeiro sistema definitivo em 2024, utilizando um FPSO capaz de extrair 50 mil b/d de óleo (MONTENEGRO, 2021b). O capex estimado para o projeto é de US\$ 115 milhões, dos quais US\$ 19 milhões serão aportados em 2021 e US\$ 96 milhões, em 2022.

A Karoon planeja realizar uma campanha de intervenção de poços no primeiro semestre de 2022 no campo de Baúna, também em águas rasas de Santos, e iniciar o desenvolvimento da descoberta da Patola, cuja produção será feita pelo FPSO Cidade de Itajaí, instalado em Baúna. A empresa prevê investimentos de US\$ 300 milhões para dobrar a produção na área de Baúna até o início de 2023. Desse montante, entre US\$ 110 milhões e US\$ 130 milhões serão aportados no programa de intervenção em Baúna e entre US\$ 175 milhões e US\$ 195 milhões estão previstos para o projeto de desenvolvimento de Patola (MONTENEGRO, 2021c).

A petroleira australiana também opera os campos de Neon e Goiá, na mesma bacia, cujo plano de desenvolvimento foi aprovado pela ANP em junho de 2021, com compromisso de investimentos da ordem de US\$ 484 milhões e primeiro óleo previsto para 2024 (CARREGOSA, 2021).

No onshore, entre os destaques estão os projetos reservoir-to-wire (R2W) da Eneva nas bacias do Parnaíba (usinas termelétricas Parnaíba V e VI abastecidas por seus campos no Maranhão) e do Solimões (projeto Azulão-Jaguatirica II) e da Imetame, na Bahia (têrmicas Prosperidade II e III) e no Espírito Santo (têrmica Imetame I), da Alvopetro, na Bahia (fornecimento de gás à Bahiagás a partir do campo de Caburé), além dos projetos de recuperação dos ativos maduros adquiridos da Petrobras mencionados no capítulo 2.

Em 13 de julho de 2021, o painel dinâmico de previsão de atividades da ANP projetava um investimento total da ordem de R\$ 254 bilhões em atividades de desenvolvimento da produção offshore entre 2021 e 2025 no país. No mesmo período, segundo a agência, o volume de petróleo extraído no mar deve saltar de cerca de 2,8 milhões de b/d para 3,5 milhões de b/d, e a de gás natural, de 108 milhões de m³/d para 154 milhões de m³/d.

Já em relação às atividades de produção terrestres, o painel apontava para R\$ 8,2 bilhões em investimentos no quinquênio, com a produção nacional de óleo e gás se mantendo praticamente no mesmo patamar, próxima aos 100 mil b/d e 20 milhões de m³/d, respectivamente.

Cumprе assinalar que a Petrobras planeja produzir 2,7 milhões de boe/d em 2025 (já excluindo-se os volumes de campos em desinvestimentos), o que representa 67,5% da produção total projetada pela ANP para aquele ano ou 6,5 pontos percentuais a menos que sua participação (como concessionária) em 2020, conforme visto na abertura deste capítulo.

5. Consequências dos desinvestimentos e perspectivas para o upstream brasileiro

5.1. A produção nos campos vendidos pela Petrobras

Ao final de junho de 2021, 65 campos vendidos pela Petrobras a partir de 2015 haviam sido oficialmente cedidos às compradoras, ou seja, a aprovação final do Conselho Econômico de Defesa Administrativa (Cade) e da ANP.

Segundo dados da agência reguladora do setor de óleo e gás compilados pelo Ineep, a produção total desses ativos em maio de 2021 foi de 125,699 mil boe/d, alta de 21,7% ante os 103,323 mil boe/d produzidos em suas respectivas datas de cessão.

A diferença positiva de 22,376 mil boe/d, porém, se deve sobretudo ao aumento da produção no campo de Lapa, o único ativo de produção no pré-sal vendido pela Petrobras no período. O volume extraído no campo saltou de 45,977 mil boe/d, em janeiro de 2018, para 65,636 mil boe/d, em maio de 2021 (+19,659 mil boe/d).

Dos 16 campos marítimos cedidos, seis seguiam sem produzir em maio de 2021, a exemplo de seu status à data de cessão: Bicudo, Piraúna, Badejo e Trilha, comprados pela Trident Energy; Carapeba (Perenco); e Maromba (BW Energy).

Dentre os dez ativos marítimos restantes, somente dois apresentaram queda da produção: Marimbá (Trident Energy/ -21%) e Baúna (Karoon/ -14%).

Além de Lapa, operado pela francesa Total, tiveram produção incrementada os campos de Linguado (Trident Energy/ 179%), Pargo (Perenco/ 54%), Vermelho (Perenco/ 54%), Enchova Oeste (Trident Energy/ 23%), Bonito (Trident Energy/ 10,6%), Pampo (Trident Energy/ 8,6%) e Enchova (3%).

No total, os campos marítimos cedidos tiveram produção elevada em 20%, saltando de 91,625 mil boe/d para 110,315 mil boe/d (+18,690 mil boe/d).

Dentre os 49 ativos onshore cedidos, cinco (Lagoa Parda Norte, da Imetame; Baixa do Juazeiro, Fazenda Junco e Juazeiro, da PetroRecôncavo; e Serra, da 3R Petroleum) seguiam sem produzir em maio de 2021, a exemplo de seu status à data de cessão.

O campo de Azulão, comprado pela Eneva, é o único da lista que passou a produzir depois de cedido.

Mais da metade dos 43 ativos restantes registrou queda entre o momento de sua cessão e maio de 2021: Paturi, Varginha, Cardeal, Sabiá da Mata, Janduí, Fazenda Curral, Sabiá Bico de Osso, Baixa do Algodão, Três Marias, Fazenda Malaquias, Rio Mossoró, Patativa, Poço Xavier e Asa Branca, da PetroRecôncavo; Conceição, Fazenda Matinha, Fazenda Santa Rosa e Quererá, da Eagle Exploração de Óleo; Aratum, Sanhaçu, Porto Carão e Lagoa Aroeira, da 3R Petroleum; e Ponta do Mel, da Central Resources do Brasil.

Por outro lado, a extração de óleo e gás foi elevada nos campos de Lorena, Maçarico, Trinca Ferro, Jaçanã, Boa Esperança, Riacho da Forquilha, Sabiá, Acauã, Cachoeirinha, Livramento, Pardal, Leste de Poço Xavier, Colibri, Pajeú e Brejinho, da PetroRecôncavo; Lagoa Parda e Lagoa Piabanha, da Imetame; Macau e Salina Cristal, da 3R Petroleum; e Redonda, da Central Resources do Brasil.

No total, os campos terrestres cedidos tiveram produção elevada em 31,5%, saltando de 11,699 mil boe/d para 15,384 mil boe/d (+3,684 mil boe/d).

Ou seja, tanto no offshore quanto no onshore houve aumento da produção nos campos desinvestidos (e já cedidos) pela Petrobras. No entanto, quase 30% dos ativos marítimos seguiam sem produzir, ao passo que mais de 50% dos campos terrestres apresentaram queda dos volumes extraídos.

Na próxima seção, serão apontados os desafios para a recuperação dos ativos maduros desinvestidos pela Petrobras e as implicações da abertura do upstream brasileiro.

5.2. Desafios e implicações da abertura do upstream brasileiro

Os ativos vendidos pela Petrobras consistem, basicamente, em campos onshore e marítimos de águas rasas (com exceção de Lapa), fora da estratégia atual da estatal brasileira, cujas atenções estão voltadas à exploração e desenvolvimento da produção em campos de águas profundas e ultraprofundas, sobretudo no pré-sal.

Com a aceleração do programa de desinvestimentos da Petrobras, principalmente a partir da gestão do então presidente Michel Temer, em 2016, o governo federal visa atrair players interessados em recuperar campos maduros, estendendo sua vida útil e gerando investimentos, empregos e receitas para estados, municípios e União.

As novas operadoras poderão, no entanto, enfrentar dificuldades operacionais em função da idade relativamente avançada de boa parte das instalações adquiridas, e também econômicas, por conta dos efeitos da crise da COVID-19. A pandemia provocou forte queda dos preços de óleo e gás em 2020 e, apesar da recuperação do barril, segue exigindo a implementação de medidas sanitárias que oneram ainda mais as empresas, além de deixar um cenário de incerteza quanto à demanda por combustíveis no Brasil e no mundo nos próximos anos. Essa questão poderá, contudo, ser atenuada com o avanço da vacinação.

Outro ponto crítico para o desenvolvimento da produção em algumas das concessões desinvestidas é a limitada capacidade de acesso de seus compradores ao consumidor final de gás natural, dada sua dependência da infraestrutura de escoamento, processamento e transporte da Petrobras²³.

O governo trabalha para alterar esse cenário, determinando a liberação de acesso de terceiros à sua infraestrutura, como previsto pelo termo de compromisso de cessação (TCC) assinado com o Cade em 2019 e pela Lei do Gás (nº 14.134, de 2021), sancionada recentemente pelo presidente Jair Bolsonaro. Porém, ainda não há critérios claros para cálculo das tarifas para utilização da infraestrutura de escoamento e processamento de gás da Petrobras.

²³ Alguns dos processos de desinvestimentos da Petrobras, como os dos polos de Guimarães e Urucu, incluem infraestrutura de escoamento e processamento. Outros, como o de Peroá, não.

Cabe frisar que a estatal brasileira investiu, durante décadas, na construção de gasodutos e unidades de processamento de gás natural (UPGNs) sem ter, na época, precificado sua utilização por terceiros. As tarifas cobradas pela Petrobras terão ainda que considerar os maiores custos de manutenção e uma utilização de suas instalações acima da capacidade inicialmente prevista²⁴.

Assim, projetos de E&P operados por companhias privadas e, principalmente, aqueles sem a participação da Petrobras, terão de arcar com os custos de utilização da infraestrutura da petroleira brasileira – o que, ao mesmo tempo, se trata de um benefício, já que não estariam custeando os investimentos necessários para construção de infraestrutura.

Isso vale para os desinvestimentos dos campos de Peroá, Cangoá, Golfinho e Camarupim, cujo acerto de venda enfrentou percalços por conta das negociações quanto ao uso de gasodutos e a UPGN de Cacimbas, de propriedade da Petrobras, no Espírito Santo.

Em paralelo, o governo federal estuda medidas de incentivo à produção em campos maduros onshore e offshore pelos programas Reate e Promar (BRASIL, 2020, 2021), respectivamente, como redução de alíquotas de royalties, enquanto a indústria pleiteia maior celeridade da ANP para aprovar a cessão de ativos comprados da Petrobras.

Algumas das novas operadoras, como a 3R Petroleum²⁵ e a PetroRecôncavo, que realizaram ofertas públicas iniciais (IPOs) na bolsa de valores de São Paulo (B3), estão se capitalizando para viabilizar os investimentos nas áreas adquiridas.

A Karavan O&G adquiriu os 27 campos do Polo Cricaré em parceria com o Seacrest Capital Group Limited, gestor internacional de private equity.

A Trident Energy conta com um compromisso de capital de US\$ 600 milhões da Warburg Pincus, empresa global de private equity.

A Perenco é uma petroleira independente europeia especializada na operação de campos maduros, ao passo que a brasileira Imetame tem vasta experiência em projetos de E&P onshore no Brasil.

²⁴ Ao portal BNamericas, a estatal disse que as tarifas serão livremente negociadas entre ela e os potenciais contratantes. Já a ANP informou ao mesmo veículo que o grupo de trabalho criado para tratar da regulamentação dos critérios para formação das tarifas está sendo reformulado em razão da publicação da nova Lei do Gás. (Cf.: MONTENEGRO, J. Petrobras' gas processing plants remain beyond the reach of private sector players. BNamericas, 2 de jun. 2021. Disponível em: <<https://app.bnamericas.com/article/section/all/content/xzhcpiylo-petrobras-gas-processing-units-remain-out-of-private-reach>>. Acesso em: 3 de jun. 2021).

²⁵ A 3R tem como acionistas os fundos de investimento em participações 3R Petroleum FIP Multiestratégia, gerido pela Starboard Asset, e Esmeralda FIP Multiestratégia.

Já a Eagle Exploração pertence ao grupo CKL, que atua nas áreas de infraestrutura, obras eletromecânicas, concessões rodoviárias, energia e saneamento. A compra dos campos da Petrobras representou sua entrada no segmento de E&P.

O cenário, portanto, indica que a recuperação de ativos que não poderão mais contar com investimentos de uma grande empresa pública e diretamente associada à estratégia de segurança energética nacional depende, neste momento, de grupos privados com menor experiência e poder de investimento e que, mesmo com o barril em alta²⁶, cobram do Estado a redução de sua renda para viabilizar tais empreendimentos.

Ao mesmo tempo, a privatização e a crescente financeirização do upstream apontam para um descolamento ainda maior da atividade petrolífera no país em relação à estratégia de segurança energética brasileira, na medida em que sua gestão é submetida a interesses particulares.

O professor e pesquisador da UERJ, Roberto Machado Pessanha (2019), alerta que as transformações produzidas a partir do controle financeiro (financeirização) sobre as companhias não apenas reforçam o poder do mercado de capitais sobre a produção e o emprego – favorecendo pagamentos em dinheiro aos acionistas e valorização das ações em detrimento do investimento produtivo de longo prazo –, como interferem diretamente na produção do espaço onde estão as instalações fixas e as bases produtivas das companhias.

As relações com as comunidades, chamadas pelo mercado de “stakeholders”, é mais fluida e visa mais a mitigar conflitos que possam interferir no valor de mercado das ações e produção da empresa. Assim, menosprezam e/ou relativizam os impactos socioambientais e os riscos de acidentes com danos a trabalhadores, comunidades e ao ambiente, apesar da costumeira retórica sobre a responsabilidade socioambiental. (PESSANHA, 2019, p. 173)

A financeirização também implica potenciais riscos à soberania do Estado Nacional. Em 2019, por exemplo, o ex-presidente dos Estados Unidos, Donald Trump, tentou utilizar dois fundos sediados no país (BlackRock e Vanguard), que detinham excedentes da renda petrolífera e títulos da dívida da Venezuela, para transferir a gestão dos recursos da presidência da república para a assembleia nacional venezuelana, favorecendo o então opositor de Nicolás Maduro, Juan Guaidó (PESSANHA, 2019, p. 128).

²⁶ No momento em que este artigo era escrito, o Brent era cotado a cerca de US\$ 70.

O autor lembra que, em maio de 2018, logo após o impeachment de Dilma Rousseff, o Brasil decidiu pela extinção do Fundo Soberano do Brasil (FSB), transferindo os recursos de seu patrimônio – constituído por rendas geradas pela produção de petróleo – para o pagamento da dívida pública brasileira, perdendo a oportunidade de “fazer como outros países que possuem riquezas naturais e utilizam há a algum tempo este instrumento de poder do Estado para projetos estratégicos da nação (PESSANHA, 2019, p. 141).

Ou seja, além de abrir mão de um modelo de desenvolvimento do setor de óleo e gás pensado como vetor para formação um complexo tecnológico e industrial nacional, o Brasil pode estar colocando sua soberania em risco ao deixar suas riquezas energéticas cada vez mais sob orientação da “mão invisível” do mercado, a qual, em última análise, responde aos interesses de potências estatais globais.

Cumprir notar que a própria Petrobras tem como acionistas relevantes o maior gestor de ativos financeiros do mundo, o norte-americano Blackrock, e a Capital Research and Management Company, os quais detêm, cada um, 5% de suas ações preferenciais. E, tanto na gestão de Michel Temer como de Jair Bolsonaro, a companhia tem seguido uma orientação pró-mercado, intensificando a venda de ativos no Brasil e no exterior, praticando política de preços de combustíveis com paridade internacional e deixando de atuar como vetor de desenvolvimento local e de projeção geopolítica do Brasil.

Além da menor ingerência do Estado na produção dos hidrocarbonetos, aspectos ambientais e geopolíticos devem ser considerados nesse processo de reorganização da produção offshore brasileira, cada vez mais pulverizada.

Em primeiro lugar, a Marinha do Brasil, o Ibama e a ANP terão de se preparar para lidar com múltiplos atores em casos de vazamento de óleo offshore. Até hoje, o governo brasileiro contou basicamente com a estrutura da Petrobras para responder a emergências, como ocorreu diante do vazamento que atingiu diversas praias do Nordeste e Sudeste brasileiros em 2019.

Outra questão sensível envolve o descomissionamento dos campos maduros que vêm sendo adquiridos por petroleiras privadas. São ativos com instalações antigas, tanto na superfície como no fundo do mar, o que exigirá altos investimentos e cuidados especiais na hora de sua remoção. O Ibama, por exemplo, já manifestou preocupação quanto à complexidade do descomissionamento do polo de Pampo e Enchova, localizado em uma região conhecida como “cemitério de risers”, com grande quantidade de dutos enterrados.

Além disso, a diversificação de operadoras estrangeiras aponta para um cenário de interesses dispersos, que, em termos geopolíticos, pode representar ameaça à soberania nacional e até mesmo afetar o pleito do Estado brasileiro junto à ONU para estender os limites de sua plataforma continental além das 200 milhas náuticas da Zona Econômica Exclusiva (ZEE).

Por exemplo, será ampliado o risco de multinacionais privadas eventualmente reportarem informações sobre recursos estratégicos da chamada Amazônia Azul a partir de mapeamentos geológicos a governos estrangeiros. Estes, então, poderiam atuar no sentido de prejudicar as negociações do Brasil com o órgão multilateral. Ao passo que a Marinha não tem planos de aumentar o contingente de pessoal e embarcações encarregados da segurança do offshore brasileiro (MONTENEGRO, 2020).

No que se refere ao onshore especificamente, o país perde, com a saída da Petrobras do segmento, um instrumento estratégico de desenvolvimento em algumas das regiões mais pobres do país, as quais ficarão exclusivamente sujeitas aos humores do mercado. Apesar de estarem de fora da estratégia da estatal, os campos terrestres respondem por cerca de 240 mil boe/d, com forte impacto nas economias regionais.

As autoridades brasileiras devem, portanto, se adaptar e investir recursos para garantir que os interesses nacionais não sejam negativamente afetados pela diversificação de operadoras petrolíferas no país.

6. Referências Bibliográficas

ANP. **Boletim de recursos e reservas de petróleo e gás natural 2020**. Mar. 2021a, p. 4. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/dados-estatisticos/arquivos-reservas-nacionais-de-petroleo-e-gas-natural/boletim_reservas_2020.pdf>. Acesso em: 7 de jul. 2021.

ANP. **Central de Sistemas ANP. Sigep: Poços exploratórios em atividade**. 2021b. Disponível em: <<http://app.anp.gov.br/anp-cpl-web/public/sigep/consulta-pocos-exploratorios/consulta.xhtml>>. Acesso em 1 de ago. 2021.

ANP. **Central de Sistemas ANP. Sigep: Lista concessões**. 2021c. Disponível em: <<http://app.anp.gov.br/anp-cpl-web/public/sigep/consulta-lista-concessoes/consulta.xhtml>>. Acesso em 1 de ago. 2021.

ANP. **Diretoria da ANP aprova cessão de direitos dos polos de Pampo e Enchova**. 18 de jun. 2020a. Disponível em: <<https://www.gov.br/anp/pt->

[br/canais_atendimento/imprensa/noticias-comunicados/diretoria-da-anp-aprova-cessao-de-direitos-dos-polos-de-pampo-e-enchova](https://www.anp.gov.br/canais_atendimento/imprensa/noticias-comunicados/diretoria-da-anp-aprova-cessao-de-direitos-dos-polos-de-pampo-e-enchova)>. Acesso em: 1 de ago. 2021

ANP. **Encarte de consolidação da produção 2020**: boletim da produção de petróleo e gás natural. Dez. de 2020b, nº 124. Disponível em:<<https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/publicacoes/boletins-anp/bmp/2020/2020-12-boletim.pdf>>. Acesso em: 1 de ago. 2021.

ANP. **Projeção de atividades**. 2021d. Disponível em:<<http://app.anp.gov.br/anp-cpl-web/public/sigep/consulta-previsao-producao/consulta.xhtml>>. Acesso em: 18 de ago. 2021

ANP. **Relatório anual de exploração 2020c**. Jul. 2021e, p. 8. Disponível em:<https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/gestao-de-contratos-de-e-p/fase-de-exploracao/copy_of_raexp2020.pdf>. Acesso em: 7 de jul. 2021.

ANP. **Reunião de Diretoria Colegiada nº 1020**, 27 de Ago. de 2020d. Disponível em:<<https://www.youtube.com/watch?v=7eEePvWyaHE>>. Acesso em: 1 de ago. 2021.

BP. **BP Statistical Review of World Energy**. 2020.

BRASIL (Ministério de Minas e Energia). **MME lança o Programa de Revitalização e Incentivo à Produção de Campos Marítimos (Promar)**. 12 de mar. 2021. Disponível em:<<https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/noticias/mme-lanca-o-programa-de-revitalizacao-e-incentivo-a-producao-de-campos-maritimos-promar>>. Acesso em: 28 de jul. 2021.

BRASIL (Ministério de Minas e Energia). **Reate 2020**. 2020. Disponível em:<<http://antigo.mme.gov.br/web/guest/secretarias/petroleo-gas-natural-e-biocombustiveis/acoes-e-programas/programas/reate-2020>>. Acesso em: 28 de jul. 2021.

BW Energy. **Q1 2021**. 20 de mai. 2021. Disponível em:<https://www.bwenergy.no/docs/default-source/reports-and-presentations/2021-q1-presentation.pdf?sfvrsn=9561adc0_0>. Acesso em: 1 de ago. 2021.

CARREGOSA, L. ANP aprova plano de desenvolvimento integrado de Neon e Goiás. **Petróleo Hoje**. 10 de jun. 2021.

EQUINOR. **Partners have chosen concept for BM-C-33 project in Brazil.** 18 de mar. 2021a. Disponível em: <<https://www.equinor.com/en/news/202103-bm-c-33-brazil.html>>. Acesso em: 1 de ago. 2021.

EQUINOR. **Peregrino Phase 2.** 2021b Disponível em: <<https://www.equinor.com/en/what-we-do/new-field-developments/peregrino-phase-2.html>>. Acesso em: 1 de ago. 2021

MONTENEGRO, J. **Brazil approves extension of Perenco offshore concession.** **BNamericas**, 15 de jan. 2021a. Disponível em: <<https://app.bnamericas.com/article/section/all/content/xqweasyq2-brazil-approves-extension-of-perencos-offshore-concession>>. Acesso em: 1 de ago. 2021.

MONTENEGRO, J. **Enauta set to produce Atlanta's first definitive oil in 2024.** **BNamericas**, 30 de jun. 2021b. Disponível em: <<https://app.bnamericas.com/article/section/all/content/xnsmfochw-enauta-set-to-produce-atlantas-first-definitive-oil-in-2024>>. Acesso em: 1 de ago. 2021.

MONTENEGRO, J. **Karoon CEO: 'Brazil is our core focus, our heartland'.** **BNamericas**, 14 de jul. 2021c. Disponível em: <<https://app.bnamericas.com/user/searchcontent/article/content/xrfuo6gg7-karoons-ceo-brazil-is-our-core-focus-our-heartland>>. Acesso em: 1 de ago. 2021.

MONTENEGRO, J. **O que será da segurança do offshore brasileiro?.** **Inep**, 11 de set. 2020. Disponível em: <<https://inep.org.br/o-que-sera-da-seguranca-do-offshore-brasileiro/>>. Acesso em: 28 de jul. 2021.

MONTENEGRO, J. **Petrobras eyeing more giant FPSOs.** **BNamericas**, 14 de mai. 2021d. Disponível em: <<https://app.bnamericas.com/article/section/all/content/xg9j27upv-petrobras-planning-more-giant-fpsos-ahead>>. Acesso em: 7 de jul. 2021

MONTENEGRO, J. **Petrobras provides drilling plan update for equatorial margin.** **BNamericas**, 14 de mai. 2021e. Disponível em: <<https://app.bnamericas.com/article/section/all/content/xliw5sdu7-petrobras-nearing-green-light-to-drill-in-the-equatorial-margin>>. Acesso em 1 de ago. 2021.

MONTENEGRO, J. **PetroRio plans to invest US\$200mn in Brazil offshore field.** **BNamericas**, 1 de jul. 2021f. Disponível em: <<https://app.bnamericas.com/article/section/all/content/xci1trwue-petrorio-plans-to-invest-us200mn-in-brazil-offshore-field>>. Acesso em: 1 de ago. 2021.

MONTENEGRO, J. Shell to make Gato do Mato FPSO decision by year-end. **BNamericas**, 16 de abr. 2021g. Disponível em: <<https://app.bnamericas.com/article/section/all/content/xrgpxpzne-shell-to-take-gato-do-mato-investment-decision-by-year-end>>. Acesso em: 1 de ago. 2021.

MONTENEGRO, J. Spotlight: Brazil's new private offshore production projects. **BNamericas**, 1 de jun. 2021h. Disponível em: <<https://app.bnamericas.com/article/section/all/content/xruul5zvl-spotlight-brazils-new-private-offshore-production-projects>>. Acesso em: 1 de ago. 2021

PESSANHA, R. M. **A indústria dos fundos financeiros: potência, estratégias e mobilidade no capitalismo contemporâneo**. Rio de Janeiro: Consequência, 2019.

PETROBRAS. **Aumentaremos nossos desinvestimentos para US\$ 13,7 bilhões no biênio 2015 e 2016**. 2 de mar. 2015. Disponível em: <<https://petrobras.com.br/fatos-e-dados/aumentaremos-nossos-desinvestimentos-para-us-13-7-bilhoes-no-bienio-2015-e-2016.htm>>. Acesso em: 1 de jul. 2021.

PETROBRAS. **Petrobras Day**, 30 de nov. 2020, slide 30. Disponível em: < Acesso em: <<https://api.mziq.com/mzfilemanager/v2/d/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/174ab356-7f22-96e7-6828-94b10fcb3349?origin=1>>. Acesso em: 18 de ago. 2021.

PETROBRAS. **Tudo o que você precisa saber sobre a cessão onerosa**. 2019. Disponível em: <<https://petrobras.com.br/fatos-e-dados/tudo-o-que-voce-precisa-saber-sobre-cessao-onerosa.htm>>. Acesso em 18 de ago. 2021.

PETRORIO. **Aquisição de participação em Wahoo**. 4 de mar. 2021a. Disponível em: <<https://api.mziq.com/mzfilemanager/v2/d/cecb3d3e-6bd6-4edd-b9b3-3cacde780cac/a646b6db-fa18-3eef-2af8-37b796bc58b5?origin=1>>. Acesso em: 1 de ago. 2021.

PETRORIO. **Call de resultados**. 4 de mai. 2021b, slide 12. Disponível em: <<https://api.mziq.com/mzfilemanager/v2/d/cecb3d3e-6bd6-4edd-b9b3-3cacde780cac/06516807-4818-ebad-f650-92b192b25e53?origin=1>>. Acesso em: 1 de ago. 2021.