

ano 4
número 33
ISSN 2595-8232

Título | A transição da Bacia de Campos: desafios e perspectivas de uma nova realidade

Autor | João Montenegro¹
William Nozaki²

Palavras-chave | Bacia de Campos, Petrobras, produção e investimentos

Setembro de 2021

¹ Mestre em Economia Política Internacional pela UFRJ e pesquisador do Ineep.

² Coordenador-técnico do Instituto de Estudos Estratégicos de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis Zé Eduardo Dutra (Ineep) e professor da Escola de Sociologia e Política de São Paulo.



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

A Bacia de Campos sustentou a expansão da produção de petróleo e gás natural no Brasil ao longo das décadas de 1980, 1990 e 2000. Com a ascensão do pré-sal durante a década passada, essa região foi perdendo importância relativa na produção de hidrocarbonetos.

Desde então, a Bacia de Campos passou a ter um papel secundário na estratégia da Petrobras, o que não significou, num primeiro momento, uma saída da petrolífera brasileira da região. Até meados dos anos 2010, planos de recuperação dos campos “maduros” e novas campanhas exploratórias faziam parte do cardápio de projetos da companhia. Todavia, na segunda metade daquele decênio, a Petrobras iniciou uma saída abrupta e acelerada da região para concentrar sua atuação de exploração e produção (E&P) no pré-sal, embora tivesse preservado alguns poucos blocos considerados estratégicos na Bacia de Campos.

Isso, evidentemente, tem significado uma forte retração da produção e dos investimentos na Bacia de Campos. Num futuro próximo pode ocorrer uma retomada das atividades da região a partir da exploração de novos blocos, por empresas privadas e pela Petrobras, que foram leiloados recentemente na camada tanto do pré-sal como do pós-sal. Todavia, enquanto essas campanhas exploratórias não resultam na extração de petróleo e gás natural, a Bacia de Campos sofre com sucessivas quedas de produção, inclusive de companhias privadas.

Esse quadro revela que, por um lado, as petrolíferas têm apetite por áreas novas da Bacia de Campos, principalmente aquelas mais promissoras da camada do pré-sal. Mas, por outro, naquelas regiões mais antigas, conhecidas como maduras, não há grandes perspectivas de que as novas empresas consigam substituir integralmente o papel da Petrobras. Por isso, estamos diante da construção de uma nova Bacia de Campos. A reconfiguração com uma menor importância da Petrobras traz novos desafios para a estrutura produtiva dessa região.

Esse estudo visa apontar como, até os anos 2010, a Petrobras foi protagonista no desenvolvimento dessa região por meio de investimentos na produção e programas tecnológicos. Desde então, as novas empresas ainda não foram capazes de ocupar esse espaço da Petrobras, algo que deve ocorrer à medida que as novas fronteiras exploratórias entrarem em produção. Isso resultará numa “nova” Bacia de Campos, com múltiplos operadores e maior foco nessas novas fronteiras.

Para alcançar esse objetivo, o presente Texto para Discussão está organizado em mais quatro seções, além desta introdução e das conclusões. Na segunda seção, analisa-se brevemente a história de expansão da Bacia de Campos à luz das ações da Petrobras entre 1970 e 2019 para desenvolver essa fronteira de E&P no Brasil. Na terceira seção, detalha-se o processo de transição da organização da produção da Bacia de Campos nos últimos anos, onde players privados e/ou estrangeiros estão comprando ativos da Petrobras e adquirindo novas licenças exploratórias, embora isso ainda não tenha significado um crescimento dessas empresas na região. Na quarta, avaliam-se as perspectivas futuras da Bacia de Campos à luz dessa transição. Na quinta, são apresentados os resultados de emprego e renda nesse processo de reconfiguração da Bacia de Campos, bem como são traçados alguns desafios nesse segmento.

2. A Bacia de Campos e o protagonismo da Petrobras

Ao longo de sua história, a expansão da Bacia de Campos dependeu quase que exclusivamente dos investimentos da Petrobras. Não por acaso, até o final dos anos 1990, a estatal era detentora de toda produção da região e, ainda hoje, responde por mais de 90%. Desde sua descoberta nos anos 1970 até os dias atuais, a expansão da Bacia de Campos somente foi possível por um conjunto de programas de investimento e tecnológico da Petrobras para desenvolver essa região. Essa seção cumpre essa função.

2.1. Breve história da Bacia de Campos: da descoberta ao surgimento do pré-sal (1974-2006)

A Bacia de Campos se estende das imediações da cidade de Vitória (ES) até Arraial do Cabo, no litoral norte do Rio de Janeiro (RJ), em uma área de aproximadamente 100 mil quilômetros quadrados.

O primeiro campo com volume comercial descoberto na Bacia de Campos foi Garoupa, em 1974, a 124 metros de profundidade. No ano seguinte, a Petrobras descobriu os campos de Pargo e de Namorado e, em 1976, o de Enchova. Era o começo de uma longa série. O caminho era o mar: em 13 de agosto de 1977, a Bacia de Campos deu início à sua produção comercial *offshore* em Enchova (MORAIS, 2013).

Uma das inovações da Petrobras nesses campos foi a instalação do primeiro sistema de produção antecipada sobre uma plataforma flutuante. Com ele, reduziu-se o tempo de maturação de quatro a seis anos para quatro meses. Dessa forma, a Petrobras ganhou em agilidade, flexibilidade operacional e uma enorme economia de investimentos. Isso permitiu iniciar a produção de óleo

enquanto eram construídas as plataformas fixas definitivas que seriam instaladas posteriormente.

Foi o desenvolvimento desses sistemas que permitiu, mais tarde, extrair petróleo em águas profundas e ultraprofundas. Todavia, até chegar a essa condição, a Petrobras realizou um gigantesco esforço de engenharia, geologia e tecnologia para iniciar sua trajetória de êxito na exploração no mar.

Esse impulso inicial na produção de petróleo *offshore* nos anos 1970 respondeu, em grande medida, às transformações econômicas globais e nacionais, bem como aos objetivos da política energética do governo militar brasileiro da época.

No início de 1974, o preço do petróleo cresceu de forma célere e abrupta, pressionando um dos componentes de maior peso na pauta de importações do país. Somava-se a essa conjuntura, a contínua expansão do consumo de derivados de petróleo no país. Após a primeira crise do preço do petróleo em 1973 e, a despeito da permanente dependência das importações, a taxa de consumo dos derivados continuou apresentando uma trajetória de crescimento. Em 1974, a taxa de crescimento anual do consumo de gasolina foi de 3,6%, a de diesel 8,7% e a de óleo combustível de 10,6% (PETROBRAS, 1976). Com efeito, eram necessárias medidas a fim de reduzir o grau de intensidade do uso de combustíveis fósseis e diminuir a participação do petróleo importado.

Esses elementos foram centrais na montagem do II Plano Nacional de Desenvolvimento (PND) no governo do General Geisel (1974-1979). Embora no rol de medidas para reduzir essa dependência estivesse o desenvolvimento de novas fontes de energia, o papel dos investimentos da Petrobras no E&P do mar a fim de acelerar a produção nacional assumiu grande relevância. Como aponta Coutinho (1980), a partir de 1973, a empresa foi obrigada a investir fortemente na exploração, especialmente na plataforma continental.

Sob a coordenação do II PND e a partir do potencial identificado na Bacia de Campos em razão da descoberta de Garoupa, a Petrobras adotou uma postura mais agressiva nas suas atividades de exploração e da produção no mar, a partir de 1974. Em outras palavras, a petrolífera brasileira ingressou numa fase em que explorar e produzir na plataforma continental se transformou no *core business* da estatal (LUCCHESI, 1998). Progressivamente, os investimentos, as compras, bem como a geração de tecnologia e expertise foram direcionados para as fronteiras marítimas que, gradualmente, concentraram-se na Bacia de Campos.

O otimismo com as descobertas de Garoupa e logo depois de Pargo mostraram que a Bacia de Campos, embora insuficiente para alterar a situação da

produção no curto prazo, efetivamente poderia alçar o país a tão almejada autossuficiência no médio e longo prazo. As diferentes formações encontradas nos campos de Garoupa e Pargo revelaram uma variedade de objetivos geológicos a serem investigados na Bacia de Campos com uma perspectiva muito favorável (DIAS; QUAGLINO, 1993).

As posteriores descobertas dos campos de Namorado, Badejo, Enchova, Bonito e Pampo até 1977, em profundidades e áreas distintas, confirmaram as perspectivas positivas da Bacia de Campos (DIAS; QUAGLINO, 1993).

Essas promissoras descobertas ocorreram num cenário de expansão industrial e alta demanda por petróleo, em meados dos anos 1970 – cujo preço internacional se encontrava num patamar bem mais elevado do que no início da década.

Esses aspectos que motivaram a acelerada expansão da Petrobras para o mar modificaram-se brutalmente na primeira metade da década de 1980.³ Em primeiro lugar, após dois choques do petróleo em seis anos (1973 e 1979), o comportamento do preço estabilizou-se com um viés de queda a partir de 1982. Em segundo lugar, a expansão econômica vivenciada pelo Brasil desde 1968 deu lugar a uma retração do crescimento e crise das contas externas, que se iniciou no final dos anos 1970 e intensificou-se a partir de 1981. Em terceiro lugar, observou-se “a consolidação da segunda fase do Proálcool (Programa Nacional do Álcool),⁴ vencendo obstáculos técnicos e tornando-se um forte grupo de interesses e a maturação dos esforços anteriores na exploração do petróleo” (ARAÚJO; GHIRARDI, 1986, p. 753). Em quarto lugar, a ausência de unidade do comando das decisões estatais e as diferentes visões entre os Ministérios da Fazenda e do Planejamento fizeram com que, na prática, a visão das empresas estatais enquanto instrumento do desenvolvimento nacional perdesse espaço (REZENDE, 2011).

Com efeito, as pressões sobre a necessidade de acelerar os investimentos e aumentar a produção nacional de petróleo foram substituídas pela utilização das estatais para conter a crise no balanço de pagamentos. Diferentemente do que ocorria até o período anterior, em 1983, a política econômica fez com que a estatal de petróleo passasse a assumir o ônus cambial associado às importações de

³ Até os anos 1980, a crescente importação de petróleo e o crescimento econômico no Brasil pressionaram a Petrobras para ampliar a sua produção própria de petróleo.

⁴ A segunda fase do Proálcool teve ênfase em “destilarias autônomas e veículos movidos a álcool hidratado”. Até então, a produção de álcool baseava-se primordialmente na capacidade existente; por outro lado, a quantidade de etanol misturada à gasolina podia variar livremente (até o limite de 20%), pouco alterando o desempenho do veículo, o que fazia do etanol um excelente regulador para fins de política. A esta altura, foram introduzidos dois fatores de inflexibilidade: havia necessidade de substanciais aumentos da capacidade, e dois tipos diversos de motores adequados para combustíveis distintos. (...) A indústria automobilística, inicialmente reticente, converteu-se em entusiasta, motivada pela queda de vendas de veículos a gasolina (ARAÚJO; GHIRARDI, 1986, p. 752).

petróleo. Nesse contexto, a Petrobras reduziu pela primeira vez, desde 1971, as suas inversões na área de E&P.

No triênio 1982-1984, tais investimentos reais caíram pela metade, de US\$ 7,7 bilhões para US\$ 3,4 bilhões (a preços de 2018). Consequentemente, o número de poços perfurados também diminuiu (145, em 1982, e 132, em 1984), assim como a metragem perfurada. As atividades de pesquisa tecnológica praticamente seguiram os projetos já existentes.

Todavia, como fruto da política do período anterior tanto de descobertas e maior exploração dos campos quanto da montagem dos sistemas de produção, as reservas e a extração de petróleo e gás mantiveram uma taxa acelerada de crescimento. Em 1984, a produção de petróleo e de gás natural liquefeito chegou a 474,5 mil barris por dia (bpd), 200 mil bpd acima do produzido em 1982, e as reservas totalizaram 2,1 bilhões de barris (LEÃO; NOZAKI, 2019).

O êxito não se expressou apenas na melhoria da produção e das reservas nacionais, mas também na descoberta de novos campos gigantesco de petróleo. Entre o final de 1984 e o início de 1985, ao encontrar as regiões de Albacora e Marlim na bacia de Campos, de forma inédita a Petrobras vislumbrou a possibilidade de garantir a autossuficiência da produção de petróleo na década de 1990.⁵

Ao lado dos novos investimentos, os desafios tecnológicos para exploração de águas ultraprofundas mostraram-se ainda maiores. As tecnologias disponíveis internacionalmente não eram suficientes para atender às novas necessidades da Petrobras e, por isso, um novo ciclo de desenvolvimento tecnológico interno seria essencial. Nesse momento, mais importante do que a própria estratégia nacional de desenvolvimento, abriu-se uma oportunidade empresarial formidável para a Petrobras transformar-se efetivamente em uma grande produtora de petróleo e ampliar sua capacidade de geração de receitas e tecnologia.

Em um cenário de aumento da demanda interna e externa de petróleo, a Petrobras efetivou: (i) seu último ciclo expansivo de investimentos na Bacia de Campos do século XX; e (ii) a criação de um novo programa tecnológico para lidar com os desafios da exploração em águas profundas (LEÃO; NOZAKI, 2019).

Na Bacia de Campos, foram descobertos Albacora Leste e Marlim, além de outros vinte campos (MORAIS, 2013). O volume de poços e metragem

⁵ Em 1986, foi descoberto o campo de Albacora Leste e, em 1987, os de Marlim Sul e Marlim Leste, tornando a conquista da autossuficiência dependente apenas do ritmo de investimentos da empresa (AZEVEDO, 2016).

perfurados no mar atingiu seu recorde histórico até então: 208 poços e 659,7 mil metros. Com isso, as inversões em E&P voltaram a crescer, saindo de US\$ 3,4 bilhões, em 1984, para alcançar US\$ 4 bilhões, em 1986, e US\$ 4,4 bilhões, em 1987 (a preços de 2018). A produção de petróleo e de gás natural liquefeito aproximou-se da casa dos 600 mil bpd (mais de 60% localizada na bacia de Campos), e as reservas situaram-se em 2,4 bilhões de barris (PETROBRAS, 1988).

Em relação à questão tecnológica, foi criado o Programa de Capacitação Tecnológica em Águas Profundas (Procap) a fim de desenvolver as inovações necessárias para explorar petróleo e gás em lâmina d'água ultraprofundas e, ao mesmo tempo, reduzir os custos de extração nesse tipo de campo (PINTO; NOZAKI, 2017). De certa forma, foi a consolidação do processo de transição tecnológica que partiu de uma associação e dependência das empresas estrangeiras e, em meados dos anos 1980, atingiu uma capacidade autônoma e nacional de desenvolvimento.

O primeiro Procap-1, iniciado em 1986, durou seis anos e envolveu 109 projetos, sendo que, em 20% deles, o foco era a inovação tecnológica. A grande inovação radical desse programa foi a “instalação do sistema de produção flutuante e antecipada na bacia de Marlim, em 1.027 metros de lâmina d'água” (ORTIZ NETO; COSTA, 2007, p. 103). Segundo Azevedo (2016), o sucesso dessa empreitada fez com que a Petrobras conquistasse o prêmio Distinguished Achievement Award, da Offshore Technology Conference, e atingisse a maior marca mundial de perfuração no campo de Marimbá em 1988. O desempenho desse sistema, além de ser viável tecnicamente, apresentou uma rentabilidade muito superior. Apesar disso, em função da efêmera recuperação dos investimentos – que foi interrompida já em 1987 – e da maior complexidade tecnológica, observou-se um descasamento entre a trajetória inovativa da Petrobras e de seus fornecedores.⁶

Nos anos 1990, mesmo sob o risco de privatização e com uma política fortemente contracionista nas empresas estatais, a Petrobras conseguiu avançar na exploração e produção da Bacia de Campos.

A petrolífera brasileira beneficiou-se dos enormes investimentos feitos nas décadas anteriores para encontrar novos campos. Entre 1989 e 1996, novas áreas gigantescas da bacia de Campos foram descobertas, como Barracuda (1989),

⁶ “(...) a descoberta dos campos offshore, ao tornar as tecnologias exigidas para E&P cada vez mais complexas, alterou os desafios enfrentados pela Petrobras. Contudo, os fortes incentivos para inovação na Petrobras, apesar da crise dos anos de 1980, não se replicaram para os fornecedores domésticos, que, até a crise, recebiam fortes incentivos da Petrobras e do (...) BNDES (...). Logo, além da demanda esporádica da Petrobras pelos bens e serviços produzidos internamente, a redução dos investimentos na indústria nacional, alavancados na década de 1970 e início da de 1980 pelos Programas Nacionais de Desenvolvimento, contribuiu para a diferença de estágio que se encontram a Petrobras e a indústria para-petrolífera nacional” (JESUS Jr., SARTI; FERREIRA Jr., 2017, p. 389).

Caratinga (1994), Bijubirá (1994), Espardarte (1994) e Roncador (1996). Junto a isso, inovações tecnológicas, como o uso da técnica sísmica da migração pré-empilhamento em profundidade e o processamento dos dados sísmicos em alta resolução, levaram a Petrobras a lograr, em 1994, um dos maiores feitos da indústria de petróleo no mundo: a perfuração do primeiro poço horizontal em águas profundas, no campo de Marlim, em lâmina d'água de 903 metros, que promoveu ganhos importantes na produção, ao avançar na extensão horizontal dos reservatórios.

Ademais, visando preservar e aperfeiçoar as suas capacitações tecnológicas, a empresa lançou o segundo Procap – denominado Procap 2000 – em 1993, que durou também seis anos, cujo objetivo foi avançar na exploração de profundidades superiores a 2 mil metros de profundidade, além de possibilitar a otimização no processo de produção (ORTIZ NETO; COSTA, 2007).

Portanto, ao longo da sua história, a produção de petróleo *offshore* no Brasil conseguiu superar imensos desafios de ordem econômica e tecnológica por conta da atuação da Petrobras. Mesmo em cenários adversos, seja de lacunas tecnológicas, seja de forte crise econômica, a estatal conseguiu superar os desafios existentes, realizando amplos investimentos em exploração, produção e aperfeiçoamentos tecnológicos. Programas de tecnologia e investimentos de longo prazo permitiram que a Bacia de Campos, apesar de todos os contratemplos, crescesse e tornasse o Brasil autossuficiente na produção de petróleo. Nesse período, a Petrobras foi quase que a “operadora única” da Bacia de Campos, com novas empresas entrando na região, ainda que de forma tímida, nos anos 2000.

2.2. A Bacia de Campos após a abertura, mas sob a égide da Petrobras

Essa trajetória de expansão da Petrobras na produção *offshore*, ganhou um grande dinamismo a partir de meados da década de 2000. Expansão dos investimentos, bem como inauguração de novas ações na área de exploração e produção foram permitindo um crescimento das atividades produtivas na Bacia de Campos. Uma análise dos relatórios de atividades da estatal não deixa dúvidas sobre esse processo.

No relatório anual da Petrobras de 2006 sobre a Bacia de Campos, a companhia sugere que o aumento da produção nacional de petróleo daquele ano era mais um passo na estratégia de crescimento da estatal (PETROBRAS, 2006). A companhia produziu 1,78 milhão de barris por dia (bpd) de óleo, líquido de gás natural (LGN) e condensado no Brasil – um aumento de 5,6% em relação aos 1,68 milhão de bpd de 2005. Dos três grandes projetos que contribuíram para elevar a produção, dois estiveram na Bacia de Campos: a plataforma P-50 e o navio-

plataforma FPSO P-34⁷. A P-50, no campo de Albacora Leste, tem capacidade de produção de 180 mil bpd; o FPSO-Capixaba, no de Golfinho, e a P-34, no campo de Jubarte, processam 100 mil bpd e 60 mil bpd, respectivamente.

Recordes de produção sinalizaram para a chegada à marca dos 2 milhões de bpd. Em 23 de outubro de 2006, a companhia produziu 1,91 milhão de bpd – 31 mil acima do recorde anterior. Além do desempenho da P-50 e das outras plataformas da Bacia de Campos, colaborou para os picos de produção o Programa de Revitalização de Campos com Alto Grau de Exploração (Recage), que minimiza o declínio das áreas maduras.

Box – Programa de Revitalização de Campos com Alto Grau de Exploração (Recage)

“A recuperação de campos maduros terrestres e marítimos é uma das atividades estratégicas da Petrobras para os próximos anos. Com investimentos de U\$ 3,8 bilhões, o Programa de Revitalização de Campos com Alto Grau de Exploração (Recage), criado em 2004, acrescentará cerca de 850 milhões de barris de petróleo, no período 2008/2012, às reservas nacionais, volume que corresponde ao de um campo gigante.

Alcançar esse volume só mesmo com muito investimento, trabalho e inovação. Um exemplo de tecnologia inovadora implantada pelo programa é a Injeção Submarina a partir do fundo do mar (RWI) - Raw Water Injection – desenvolvida pelo Cenpes. Utilizado no projeto de recuperação do campo de Albacora, o sistema está contribuindo para a melhoria da performance nas unidades de produção. O RWI funciona com o uso de uma bomba submersa instalada no solo marinho, sem a necessidade de utilizar a estrutura de superfície localizada na plataforma. Com o sistema, a água do mar é bombeada diretamente para o reservatório, por meio de um poço de injeção, o que proporciona um aumento na capacidade de produção daquela área.

A colocação da bomba no fundo do mar como solução surgiu após técnicos da Unidade da Bacia de Campos terem identificado dificuldades tecnológicas nas plataformas P-32 e P-25, que não permitiriam aumentar a injeção de água nos reservatórios. De acordo com o coordenador do Recage, engenheiro Carlos Holleben, todos os 13 projetos integrantes do programa passam por diagnósticos detalhados para indicar a melhor solução. “Com os estudos nos enriquecemos de informações que nos orientam e indicam o melhor caminho”, disse. Revitalizar campos maduros é uma atividade fundamental para a Petrobras, pois possibilita manter a produção em níveis consideráveis, antecipando em alguns casos a produção de petróleo e, também pelo fato de a maioria dos campos da Companhia ser maduro. “Das mais de 300 áreas de concessão que a Petrobras possui, cerca de 200 são maduras. Por essa razão é importante trabalharmos nelas. Hoje já avaliamos cerca de 70. O ponto principal nesse contexto é que, antecipando a

⁷ Na Bacia do Espírito Santo, o FPSO-Capixaba entrou em operação em 6 de maio. Com esses projetos, a capacidade de produção da Petrobras foi acrescida de 340 mil bpd.

produção de alguns poços e agregando novos barris às reservas, a empresa ganha em receita, ou seja, lucro”, afirmou Holleben.

Outro método considerado revolucionário na recuperação de poços é o uso de sondas cross river, utilizadas inicialmente para instalação de manilhas e tubos sob rios, que foram adaptadas para a perfuração de poços. As sondas são usadas, de forma inclinada, na revitalização do campo de Dom João Mar, na Bahia. A vantagem desse método é a redução do número de poços perfurados no local, o que diminui o impacto ambiental na região. “Neste caso, temos um ganho ambiental, pois o meio ambiente é menos afetado com poucas perfurações”, disse o coordenador.

Juntamente com o campo de Dom João Mar, a Petrobras desenvolve soluções alternativas, em outros campos, como Carmópolis (SE), Albacora, Bonito (ambos na Bacia de Campos) e Canto do Amaro (RN). Nestes locais, são utilizadas técnicas inéditas que reduzem os custos de operação e geram mais eficiência ao processo de produção.

Também preocupada com os problemas causados pelo efeito estufa, a Companhia possui um projeto-piloto, no campo de Miranga, na Bahia, que prevê a injeção de dióxido de carbono (CO₂), produzido em alguma unidade industrial, nos poços. Neste projeto há o ganho de produtividade, pois o CO₂ é injetado para aumentar a pressão e produção do poço e o retorno ambiental, já que utiliza um gás que deixa de poluir a atmosfera. Para se ter uma ideia do sucesso deste sistema, o fator de recuperação, ou seja, a quantidade de óleo capaz de ser retirada de um reservatório, saltará de 38% para 62%.

Outro exemplo de aumento de produtividade está no campo de Carmópolis. No local, a Petrobras utiliza o conceito de *rigless*, substituição do uso de sondas de perfuração convencionais por um conjunto de guindastes e equipamentos especiais na atividade hidráulica do poço. Sem o uso das sondas há uma redução no custo dos poços de cerca de 60% do custo final da produção.”

Fonte: https://www.agenciapetrobras.com.br/Materia/ExibirMateria?p_materia=5473

Em 2007, entraram em operação, na Bacia de Campos, as plataformas FPSO-Cidade do Rio de Janeiro (100 mil bpd), no campo de Espadarte; P-52 e P-54 (180 mil bpd, cada), no campo de Roncador; SSP 300 (30 mil bpd), no campo de Piranema; e FPSO-Cidade de Vitória (100 mil bpd) no módulo 2 do campo de Golfinho⁸.

Mais duas plataformas para a Bacia de Campos iniciaram sua construção também naquele ano: P-51 e P-53 (180 mil bpd, cada), com início de operação em 2008 e 2009, respectivamente, nos campos de Marlim Sul e Marlim Leste. Um

⁸ Para aumentar a produção de gás natural, entrou também em operação em 2007, na Bahia, a plataforma de Manati (6 milhões m³ por dia).

FPSO também foi afretado para 2008, destinado à área de Jabuti, em Marlim Leste.

A exploração e a produção de gás natural também se intensificaram, no contexto do Plano de Antecipação da Produção de Gás (Plangás), fundamental para garantir o suprimento de gás natural ao mercado das regiões Sul-Sudeste. Na Bacia de Campos, o Plangás priorizou a produção de gás não-associado a partir de diversos reservatórios próximos à infraestrutura existente nos campos de Albacora, Roncador e Marlim Sul, além do desenvolvimento inicial de Jabuti.

As declarações de comercialidade dessa fronteira exploratória abrangeram dez áreas. Sete foram classificadas como novos campos: Maromba, Carataí, Carapicu, Catuá, Caxaréu, Mangangá e Pirambu.

Outra iniciativa relevante foi o Programa de Tratamento de Água de Formação, que ofereceu resposta logística ao aumento da quantidade de água produzida pelos campos da Petrobras, em consequência do incremento da produção associado ao amadurecimento dos reservatórios e aos métodos de recuperação de petróleo. Na área de tancagem, a fim de eliminar gargalos logísticos, a Transpetro elevou em 500 mil m³ a sua capacidade de armazenamento.

Além disso, importantes avanços tecnológicos contribuíram para o aumento das reservas provadas da produção de petróleo e gás. No campo de Marlim, na Bacia de Campos, o uso de traçadores químicos na caracterização das reservas – inédito em águas profundas – incorporou 500 milhões de barris de petróleo às reservas do campo. O Cenpes desenvolveu, em conjunto com fornecedores, novos equipamentos e novas tecnologias de separação de óleo, gás e água nas unidades marítimas.

Três projetos básicos de plataformas foram concluídos pelo Cenpes em 2006 – dois deles para a Bacia de Campos, P-55 (campo de Roncador) e P-57 (campo de Jubarte).

Na exploração e produção, a primeira plataforma a entrar em atividade, em janeiro, foi o FPSO Cidade do Rio de Janeiro, no campo de Espadarte, na Bacia de Campos, com capacidade para produzir 100 mil bpd de petróleo e 2,5 milhões de m³ de gás por dia. Ainda em novembro, entrou em produção a plataforma P-52, no campo de Roncador, na Bacia de Campos, considerada um marco por atingir o índice de 76% de conteúdo nacional, o maior já registrado na indústria naval brasileira.

Em 2007, também entrou em operação o FSO Cidade de Macaé, que integra, junto à plataforma de rebombeio PRA-1, a infraestrutura necessária à produção na Bacia de Campos. A plataforma teve início de operação em 2008 (PETROBRAS, 2007).

O início da operação do Sistema de Bombeio Centrifugo Submarino Submerso de alto desempenho, no campo de Jubarte, na Bacia de Campos, foi outra importante conquista. No poço em que foi instalado o sistema, a produção passou de 10 mil bpd para 24 mil bpd, um incremento de 140%. A tecnologia aplica-se tanto a acumulações de grande porte, elevando o fator de recuperação, como a jazidas menores, consideradas comercialmente inviáveis.

O Plano de Otimização do Aproveitamento de Gás Natural da Bacia de Campos, destinado a diminuir a queima de gás em tochas, também contribuiu fortemente para minimizar a emissão de gases poluentes, por meio do aumento no aproveitamento do gás associado, que passou de 75% em 1999 para 86% em 2007.

Já em 2008, a produção de petróleo e gás natural no Brasil e no exterior atingiu 2,4 milhões de bpd, o que representou crescimento de 4,3% em relação ao ano anterior. Além disso, houve o início da produção de petróleo na camada pré-sal na Bacia de Campos, no campo de Jubarte.

Os investimentos da Petrobras atingiram o marco histórico de R\$ 53,3 bilhões, superando em 17,8% os valores de 2007, com ênfase na ampliação da capacidade futura de produção de petróleo e gás natural no país. Do total investido, 49,1% concentraram-se na área de E&P, cujos destaques foram as relevantes descobertas no pré-sal da Bacia de Santos, proporcionando maior conhecimento da região, embora a Bacia de Campos continuasse tendo importância.

No litoral do Espírito Santo, ao norte da Bacia de Campos, foram feitas duas descobertas importantes no pré-sal do Parque das Baleias, nos campos de Baleia Azul e Baleia Franca, com volume recuperável total estimado entre 1,5 e 2 bilhões de barris equivalentes de óleo (boe) (30° API). O volume total de óleo estimado na área do Parque das Baleias, incluindo os reservatórios acima e abaixo da camada de sal, chegou a aproximadamente 3,5 bilhões de boe.

Ainda ao longo de 2008, duas novas plataformas iniciaram suas operações na Bacia de Campos. Em abril, no campo de Badejo, começou a operar a plataforma FPSO Cidade do Rio das Ostras. Tratou-se da primeira unidade projetada para produzir petróleo extrapesado, com capacidade de produção de 15 mil bpd. Em novembro, no campo de Marlim Leste, entrou em operação a

plataforma P-53, com capacidade de produção de 180 mil bpd de óleo e 6 milhões de m³/d de gás natural.

Na Bacia de Campos, entrou em operação o projeto piloto de produção do reservatório de Siri, no campo de Badejo – um passo importante para consolidar a posição de liderança tecnológica da Petrobras na produção marítima de óleo extrapesado e viscoso. Outro destaque do ano foi a aplicação na cabeça de um poço produtor, no campo de Roncador, da tecnologia SGN (Sistema Gerador de Nitrogênio), que remove hidratos de gás de poços produtores submarinos, garantindo melhor escoamento do óleo e a continuidade operacional durante a extração (PETROBRAS, 2008).

No início de 2009, duas novas plataformas iniciaram suas operações na Bacia de Campos. Em janeiro, no campo de Marlim Sul, começou a operar a plataforma P-51, instalada em lâmina d'água de 1.255 m e a 150 km da costa de Macaé, com capacidade para produzir até 180 mil bpd de óleo. Em fevereiro, entrou em operação o FPSO Cidade de Niterói, que integra o Módulo II de Marlim Leste e tem capacidade para produzir 100 mil bpd de óleo e 3,5 milhões de m³/dia de gás.

As principais descobertas na camada pré-sal localizaram-se nas áreas de Tupi, Guará e Iara (Bacia de Santos) e no Parque das Baleias (Bacia de Campos). As reservas provadas do país foram duplicadas com a confirmação dos volumes recuperáveis nessas áreas, estimados entre 10,6 e 16 bilhões de boe, sendo a parcela da Petrobras entre 7,2 e 10,7 bilhões de boe.

A Petrobras se dedicou intensamente às pesquisas relacionadas ao desenvolvimento da produção do polo pré-sal e concluiu, em 2009, importantes etapas desse trabalho. Foram consolidados os modelos geológicos das bacias de Santos, Campos e Espírito Santo, a partir dos quais foi possível determinar, com maior precisão, as áreas mais favoráveis à ocorrência de novos reservatórios (PETROBRAS, 2009).

Em dezembro de 2010, a Petrobras iniciou a produção no campo de Jubarte, na Bacia de Campos, com a plataforma P-57, a 80 km da costa do Espírito Santo. A plataforma está ancorada em lâmina d'água de 1.260 m e tem capacidade para processar 180 mil bpd de óleo e 2 milhões de m³/dia de gás. Essa unidade inaugurou uma nova geração de plataformas, concebidas a partir do conceito de engenharia que privilegia a simplificação de projetos e a padronização de equipamentos.

As descobertas mais relevantes na camada do pré-sal localizaram-se naquele ano na Bacia de Campos (campos de Marlim, Albacora Leste e Caratinga e no Parque das Baleias – Jubarte, Cachalote e Baleia Franca).

Para a eficiência energética, emissões atmosféricas e mudança climática, entre as principais ações adotadas, destaca-se o Plano de Otimização do Aproveitamento de Gás na Bacia de Campos: foram realizadas 93 ações para melhorar o aproveitamento de gás em 24 plataformas (PETROBRAS, 2010).

Em 2011, dois novos poços exploratórios resultaram nas acumulações de Forno e Guanabara, a primeira no pré-sal do campo de Albacora, e a segunda, no pós-sal, 70 km a sudoeste do campo de Jubarte.

Na produção, o projeto Varredura – implementado na Bacia de Campos em 2009, com o objetivo de identificar oportunidades exploratórias em áreas próximas aos campos e infraestrutura existentes – também deu excelentes resultados, atingindo produção média de 125 mil bpd em 2011. Esta produção veio das descobertas realizadas em 2010 nos prospectos Brava, Carimbé e Tracajá, todas no pré-sal, respectivamente nas concessões de Marlim, Caratinga e Marlim Leste; e Jabuti e Aruanã, no pós-sal.

Nas reservas provadas, entre as principais apropriações em 2011 estavam as descobertas no Campo de Albacora; entre as principais ações adotadas em eficiência energética e gestão de emissões de gases de efeito estufa, destacou-se o Plano de Otimização do Aproveitamento de Gás na Bacia de Campos, que realizou 93 ações em 24 plataformas.

Os programas de Otimização de Custos Operacionais (Procop), de Aumento da Eficiência Operacional da Bacia de Campos (Proef), de Desinvestimento (Prodesin) e de Otimização de Infraestrutura Logística (Infralog) foram exemplos de ações para a ampliação da eficiência de campos maduros (PETROBRAS, 2011).

Resultados positivos já começam a ser medidos nesse mesmo ano:

- (i) Proef: reverteu o quadro de forte queda de eficiência da Unidade Operacional Bacia de Campos, que chegou ao mínimo de 67% em abril de 2012, mês de início do Programa, e retornou aos 78% em dezembro;
- (ii) Procop: estabeleceu 515 iniciativas de redução de custos que levarão à economia de R\$ 32 bilhões entre 2013 e 2016; e

- (iii) Infraclog: racionalizou a carteira de projetos relativa aos portos, aeroportos, dutos e terminais para o atendimento da produção e do mercado de petróleo e derivados previstos até 2020.

Um dos cinco programas lançados em 2012 foi o Programa de Aumento da Eficiência Operacional (Proef) das Unidades Operacionais da Bacia de Campos e do Rio de Janeiro. O objetivo do Proef era aumentar a confiabilidade da entrega da produção de óleo por meio de intervenções e manutenções em plataformas e sistemas submarinos, melhorando os níveis de eficiência operacional e preservando a integridade dos sistemas de produção. O Programa possibilitou a reversão da tendência de queda da eficiência, com ganhos médios de 25 mil bpd em 2012.

Entre as principais apropriações no Brasil em 2012 estavam Marlim Sul, na Bacia de Campos, também foram declaradas as comercialidades dos campos de Tartaruga Verde e Tartaruga Mestiça, na Bacia de Campos. Houve ainda o incremento de reservas provadas no pré-sal devido ao maior número de poços perfurados e ao desempenho melhor do que o esperado dos sistemas de produção na Bacia de Campos (PETROBRAS, 2012).

Em 2013, um fator relevante na formação do resultado foi a elevação da eficiência operacional dos sistemas antigos. O Proef contribuiu com uma produção adicional de petróleo de 63 mil bpd em 2013. A eficiência operacional chegou a 75% na Unidade Operacional Bacia de Campos (contra 66% em abril de 2012) e a 92% na Unidade Operacional Rio (contra 82% em setembro de 2012).⁹

Além do Proef, em 2013, o Programa de Recuperação Avançada de Petróleo (Pravap) também promovia uma série de iniciativas para aumentar o fator de recuperação das áreas mais maduras da Bacia de Campos, como programas de recuperação de óleos pesados *offshore* e tecnologias para monitoração sísmica de reservatórios águas profundas (ver Figura 1).

Figura 1 – Iniciativas do Programa de Recuperação Avançada de Petróleo (Pravap) na Bacia de Campos

⁹ As atividades de exploração e produção na área conhecida como Bacia de Campos estão ligadas ao E&P Sul-Sudeste, que compreende quatro Unidades de Negócio – que depois se transformam em Unidades Operacionais – (UO-Espírito Santo, UO-Bacia de Campos, UO-Rio de Janeiro e UO-Itajaí). Por sua vez, os campos de petróleo da Bacia de Campos passaram a constituir ativos de produção, ligados às Unidades de Negócio regionais do Espírito Santo, Macaé e Rio.

Título	Objetivo	Área empresarial	Linhas de trabalho
Recuperação de óleos pesados offshore	Desenvolvimento de ferramentas computacionais e de modelos físicos e geológicos para estudar o descarte e reinjeção de água em reservatórios de petróleo.	Campo de Marlim (Bacia de Campos-RJ)	<ul style="list-style-type: none"> • Modelagem matemática • Modelagem termodinâmica • Modelagem física • Caracterização de reservatórios • Fraturamento • Incrustação • Mapas regionais • Perda de injetividade
Tecnologias para monitoração sísmica de reservatórios em águas profundas	Avaliação e teste da tecnologia de monitoração sísmica - aquisição, modelagem e processamento - aplicada a reservatórios em águas profundas.	Campos de Albacora, Barracuda e Marlim (Bacia de Campos-RJ)	<ul style="list-style-type: none"> • Física das Rochas 4D • Modelagem e processamento sísmico 4D • Modelo geológico 4D e simulação de reservatórios • Visualização dinâmica de atributos de volume
Viabilidade técnico econômica da injeção WAG e de polímeros em ambiente offshore	Avaliação do potencial de aplicação dos métodos de recuperação por injeção alternada de água e gás (WAG) polímeros solúveis em ambientes offshore.	Campos de petróleo gigantes em águas profundas da Bacia de Campos	<ul style="list-style-type: none"> • Caracterização de reservatórios, • Estudos de laboratório sobre os fenômenos de histerese nas curvas de permeabilidade relativa; • Desenvolvimento e teste de polímeros resistentes a altas temperaturas e salinidade; • Estudos de simulação de fluxo.
Representação do reservatório na simulação de escoamento	Promover um salto de qualidade nos estudos de previsão de comportamento de reservatórios da Petrobras, principalmente por meio de uma representação mais completa, mais adequada e mais produtiva do reservatório.	Os campos gigantes em desenvolvimento na Bacia de Campos	<ul style="list-style-type: none"> • Heterogeneidades críticas para o escoamento de fluidos no reservatório; • Malhas volumétricas para caracterização e simulação de reservatórios e métodos de transferência de escala; • Revisão crítica dos métodos de atribuição de propriedades entre poços para os modelos de simulação do escoamento; • Incorporação de dados dinâmicos na caracterização de reservatórios.

Fonte: Pravap – Petrobras *apud* Portal Petróleo e Energia (2013).

Nesse momento se buscou fortalecer a cultura de planejamento e de controle da eficiência operacional como parâmetro crítico de gestão, a padronização de equipamentos para facilitar a manutenção e contratação e a formação de estoques de segurança de equipamentos críticos para execução de intervenções, garantindo maior disponibilidade de recursos (PETROBRAS, 2013).

No ano de 2014, a Petrobras superou o recorde do ano anterior de entrega de gás natural nacional ao mercado, atingindo uma vazão média anual de 46,5 milhões m³/dia. A produção de gás, que considera o consumo no sistema de produção e reinjeção nos reservatórios, totalizou 71,8 milhões de m³/dia incluindo LGN, um incremento de 5,9 milhões de m³/dia em relação a 2013. Esse aumento deveu-se, principalmente, à entrada em operação das plataformas na Bacia de Campos, P-58, P-55 e P-62.

Na UO-Bacia de Campos, a eficiência cresceu de 75,4% em 2013 para 79,7% em 2014. Na UO-Rio de Janeiro, aumentou de 92,4% para 95,4%. Para atingir esse resultado, foram realizadas campanhas de manutenção e segurança nas plataformas e executados planos de paradas programadas das unidades de produção (PETROBRAS, 2014).

Como se observa, entre 2006 e 2014, apesar das descobertas do pré-sal e do forte engajamento da Petrobras nessa nova fronteira exploratória, a estatal continuou atuando de maneira agressiva na exploração e produção da Bacia de Campos. Além da elevação dos investimentos – que mais do que dobraram no

período –, como foi observado, a Petrobras inaugurou uma série de programas técnicos e tecnológicos visando aumentar a eficiência e a produtividade da Bacia de Campos. Desde medidas para ampliar o fator de recuperação dos campos de petróleo até iniciativas operacionais para aumentar a eficiência da região, a Petrobras adotou uma gama variada de ações visando potencializar a produção da região. Enquanto, em janeiro de 2006, a produção de petróleo e gás natural da Petrobras na Bacia de Campos foi de 1,57 boe por dia (boed), em dezembro de 2014, subiu para 1,80 boed. Essas medidas começaram a perder força a partir de 2015.

2.3. A saída da Petrobras da Bacia de Campos (2015-2019)

Ao contrário do período anterior, a Petrobras começou um processo inédito de redução das atividades na Bacia de Campos. A estratégia da companhia, gradualmente, foi se direcionando para uma atuação quase que exclusiva na área do pré-sal e, por isso, os investimentos nas demais frentes foram sendo reduzidos rapidamente.

Além dos indicadores de produção e de investimento, os relatórios de atividade da estatal mostram uma queda das atividades da Bacia de Campos, principalmente, dos programas dedicados às melhorias de eficiência da bacia e recuperação secundária, em especial nas áreas conhecidas como “campos maduros”.

Em 2015, houve um rápido crescimento da produção da plataforma P-58, no complexo do Parque das Baleias, na porção capixaba da Bacia de Campos. A produção do campo de Marlim se estabilizou acima dos 200 mil bpd, e o campo de Roncador, ambos na Bacia de Campos, chegou ao seu pico, ao superar os 400 mil bpd. No mesmo ano, foi incorporado um volume de 16 milhões de boe de reservas provadas, relativo a descobertas de novas acumulações próximas à infraestrutura existente nos campos de Albacora Leste (Bacia de Campos) (PETROBRAS, 2015).

Em 2016, a média anual da produção operada na camada pré-sal, a qual inclui a produção da Petrobras e de parceiros, foi recorde, atingindo 1,02 milhão de bpd de petróleo e superando a produção de 2015 em 33%. Entre os principais destaques estava a área do Parque das Baleias (P-58), na porção capixaba da Bacia de Campos.

Naquele ano, iniciou-se o programa de revisão de portfólio de projetos, no qual a Petrobras decidiu priorizar investimentos em desenvolvimento da produção, com foco em projetos de maior rentabilidade e geração de caixa, e

realizar desinvestimentos em alguns ativos no Brasil e no exterior, incluindo áreas mais antigas da Bacia de Campos.

Além disso, a empresa deu sequência aos esforços de redução de custos, principalmente por meio da diminuição das atividades de intervenção em poços na Bacia de Campos.

A partir de 2017, as iniciativas da Petrobras para a Bacia de Campos se concentraram, em grande medida, na venda de ativos e/ou parcerias de produção com outras petrolíferas. Programas e medidas para recuperação da produção, inovações tecnológicas se tornaram quase que inexistentes nos relatórios apresentados pela companhia.

A Petrobras institucionalizou o Programa de Parcerias e Desinvestimentos, um dos pilares para gestão de portfólio de ativos e para garantir os recursos necessários para os investimentos, segundo a visão da empresa. Em relação aos projetos de recuperação secundária, a Petrobras tem renunciado gradualmente aos seus programas autônomos, priorizando articulações com outras empresas, tanto em termos operacionais, como tecnológicos. O maior destaque ficou por conta da parceria estratégica feita com a empresa norueguesa Equinor, para o desenvolvimento de tecnologias que visam aumentar a recuperação de óleo dos reservatórios (PETROBRAS, 2017).

Em 2018, essa parceria já avançou para um programa de venda de ativos na Bacia de Campos, que cresceu rapidamente no ano seguinte. Em 14 de junho daquele ano, a estatal brasileira assinou a transação referente à cessão de 25% de participação do campo de Roncador para a Equinor, concluindo um marco importante da parceria estratégica entre as duas companhias. O negócio foi fechado por US\$ 2,1 bilhões, além de pagamentos contingentes, referentes aos investimentos nos projetos com o objetivo de aumentar o fator de recuperação desse campo, carregando a Petrobras na proporção 2 para 1 (além dos 25% de sua participação, a Equinor pagará mais 25%) limitados a US\$ 550 milhões adicionais (PETROBRAS, 2018).

Ainda em 2018, a companhia iniciou o processo de revitalização de Marlim e maximização da produção em Roncador, praticamente as únicas iniciativas operacionais para a Bacia de Campos. Além disso, a Petrobras também adquiriu, em 29 de março de 2018, quatro blocos *offshore* na décima quinta rodada de licitações sob o regime de concessão na Bacia de Campos. Entre essas áreas, ela ingressou como operadora em dois blocos, que foram adquiridos em parceria, respectivamente, com a Exxon e a Equinor. Outros dois blocos na Bacia de

Campos foram adquiridos em parceria com a ExxonMobil (operadora) e a Qatar Petroleum.

Em 2019, a Petrobras se tornou mais agressiva no seu projeto de desinvestimento da Bacia de Campos e restringiu sua atuação operacional ao programa de revitalização de Marlim e Roncador. Nessa última frente, a empresa contratou as unidades de Marlim 1 (FPSO Anita Garibaldi) e Marlim 2 (FPSO Anna Nery).

Já em relação às vendas de ativos, em 8 de outubro de 2019, após o cumprimento de todas as condições precedentes, a operação de venda de 100% para a Perenco dos campos de Pargo, Carapeba e Vermelho, o chamado Polo Nordeste, localizados em águas rasas na costa do estado do Rio de Janeiro, foi concluída com o pagamento de US\$ 324 milhões, considerando os ajustes previstos no contrato. Em 28 de novembro de 2018, quando o Conselho de Administração da Petrobras aprovou a transação, a compradora já havia adiantado US\$ 74 milhões à Petrobras.

Um pouco antes, em 24 de julho de 2019, a Petrobras assinou contrato para venda total de sua participação (100%) em ativos de exploração e produção em águas rasas na Bacia de Campos, no litoral do estado do Rio de Janeiro, referentes aos Polos Pampo e Enchova, que englobam os campos de Enchova, Enchova Oeste, Marimbá, Piraúna, Bicudo, Bonito, Pampo, Trilha, Linguado e Badejo, para a Trident Energy do Brasil LTDA, uma subsidiária da Trident Energy L.P.

Além disso, a empresa realizou mais duas vendas: (i) 30% da concessão de Frade, localizada na Bacia de Campos, litoral norte do estado do Rio de Janeiro; e (ii) a totalidade de sua participação (70%) no campo de Maromba, próximo a Papa-Terra, na Bacia de Campos, para a empresa BW Offshore Production do Brasil Ltda, no valor de US\$ 90 milhões (PETROBRAS, 2019).

Em resumo, a partir de 2015 e, especialmente, de 2017, a estratégia da Petrobras para a Bacia de Campos passou a ser, de um lado, revitalizar duas das maiores áreas da Bacia de Campos (Marlim e Roncador), ainda assim por meio de parcerias¹⁰ bem como adquirir algumas novas áreas exploratórias em leilões e, de outro, vender todas as demais áreas produtoras dessa região. Nesse processo, todos os programas realizados anteriormente perderam força, porque boa parte deles estava dedicada à recuperação de áreas mais maduras.¹¹ Isso deixa claro que o

¹⁰ Em 2020, a Petrobras colocou à venda uma parte da sua participação no polo de Marlim.

¹¹ O Recage, por exemplo, estava concentrado nos campos (e, portanto, maduros) de Enchova, Garoupa, Pampo e Namorado. Nessas áreas, a Petrobras já teria ampliado em 30% as reservas originais.

objetivo da companhia é se concentrar em pouquíssimos ativos na região, aproveitando-se somente de áreas que exijam menor esforço tecnológico e operacional, principalmente naquelas que já existiam uma infraestrutura logística pré-existente.

A expectativa, segundo a própria empresa e o atual governo, é que as empresas privadas teriam mais fôlego para desenvolver essa região do que a estatal, que agora tem interesse quase que exclusivo nos ativos do pré-sal.

3. A “nova” Bacia de Campos: a entrada de novos *players*

A atual estratégia da Petrobras para a Bacia de Campos, avalizada pela política energética do país, compartilha o desenvolvimento da região com outras petrolíferas, principalmente estrangeiras.

Algumas empresas estão na região por conta da aquisição de áreas exploratórias nos leilões realizados pela Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), enquanto outras entraram recentemente por meio de aquisição de áreas da Petrobras.

Sete empresas privadas operam campos em etapa de desenvolvimento ou produção na bacia de Campos:

- (i) A Equinor opera os campos de Pitangola (em desenvolvimento) e de Peregrino. Depois de um pico de quase 100 mil boed em dezembro de 2015, Peregrino vinha produzindo em torno de 60 mil boed quando teve sua atividade interrompida por problemas operacionais, em abril de 2020. Com ampla experiência em recuperação de ativos maduros no Mar do Norte, a companhia norueguesa deve iniciar este ano a segunda fase de desenvolvimento do campo, que prevê a instalação de uma nova WHP (wellhead platform) visando estender sua vida útil com a adição de 273 milhões de boe em reservas recuperáveis;
- (ii) A Dommo Energia opera Tubarão Azul, em descomissionamento;
- (iii) A Perenco opera Carapeba, Pargo e Vermelho, adquiridos da Petrobras. A empresa estima a possibilidade de extrair 14,9 milhões de bpd em Pargo, 35,6 milhões em Carapeba e 35,1 milhões em Vermelho. Atualmente, Pargo e Vermelho produzem, juntos, 4,57 mil boed, e Carapeba não está produzindo. Em janeiro de 2020, quando a Perenco foi autorizada pela ANP a

reiniciar a produção do Polo Pargo, o volume extraído nos três campos era de 1,17 mil boed;

- (iv) A PetroRio é a operadora de Frade, Polvo e Tubarão Martelo. A companhia brasileira espera concluir em julho o *tie-back* (conexão) dos campos de Polvo e Tubarão Martelo, cuja produção será feita pelo FPSO Bravo (ex-OSX 3). Estão previstos novos poços este ano em ambos os ativos e, possivelmente, em Frade entre o final de 2021 e o início do próximo. Juntos, os campos extraíram 36 mil boed em janeiro. Frade produziu 18,33 mil boed em janeiro deste ano, cerca de 10% a menos que em março de 2019, quando a PetroRio assumiu a operação do ativo. No primeiro mês de 2021, Tubarão Martelo produziu 8,49 mil boed, crescimento de 2,5% ante agosto de 2020, quando a companhia assumiu a operação do ativo;
- (v) A Shell opera os campos de Abalone, Argonauta, Ostra, Bijupirá e Salema, os quais formam o Parque das Conchas (BC-10). Nos três primeiros, a petroleira anglo-holandesa finalizou uma campanha de *infill drilling*, que incluiu a perfuração e conexão de três novos poços (ON-11, BW3 e OS2) no sistema de produção, além de uma intervenção nas bombas de subsea, com o objetivo de aumentar a produtividade do campo. A companhia também investiu na modernização e manutenção da FPSO Espírito Santo, estendendo a vida útil do projeto. Já para este ano, está prevista uma campanha de intervenção do módulo de bombas. Quanto a Bijupirá e Salema, ambos devem ser descomissionados nos próximos anos;
- (vi) A Total opera os campos de Xerelete e Xerelete Sul, ambos em fase de desenvolvimento; e,
- (vii) A Trident Energy comprou da Petrobras os campos de Badejo, Bicudo, Bonito, Enchova, Enchova Oeste, Linguado, Marimbá, Pampo, Piraúna e Trilha. Em janeiro, os campos extraíram um total de 21,7 mil boed, sendo que Badejo, Bicudo, Piraúna e Trilha não produziram. O volume é 20% inferior ao extraído em julho de 2020, quando a Trident assumiu a operação dos ativos.

Com isso, as perspectivas para a Bacia de Campos é que essas empresas assumam, em parte, o lugar da Petrobras e se tornem gradualmente mais importantes na produção da região, principalmente das áreas mais maduras. Com

isso, a expectativa seria que gradualmente elas aumentem sua participação na produção da Bacia de Campos. Enquanto isso, a Petrobras deveria ter um papel cada vez menor, já que suas atividades devem se concentrar no pré-sal em vez de regiões maduras. Todavia, como mostra a próxima seção, não é isso que tem ocorrido até o momento.

3.1. A Petrobras e as empresas privadas na produção e nos investimentos da Bacia de Campos

As reservas provadas¹² de petróleo da Bacia de Campos em dezembro de 2018 são de 5 bilhões de barris de petróleo, que equivalem a 38% do total das reservas de petróleo no Brasil a serem exploradas naquele momento¹³. Já em relação à produção, observa-se uma queda desde meados da década passada. Até 2015 a produção se encontrava de certa forma estabilizada em torno de 1,8 milhão de boed. Depois de 2016, saiu de um patamar de 1,5 milhão de bpd para uma produção média de 1,2 milhão de bpd em 2019 (ver Gráfico 1).

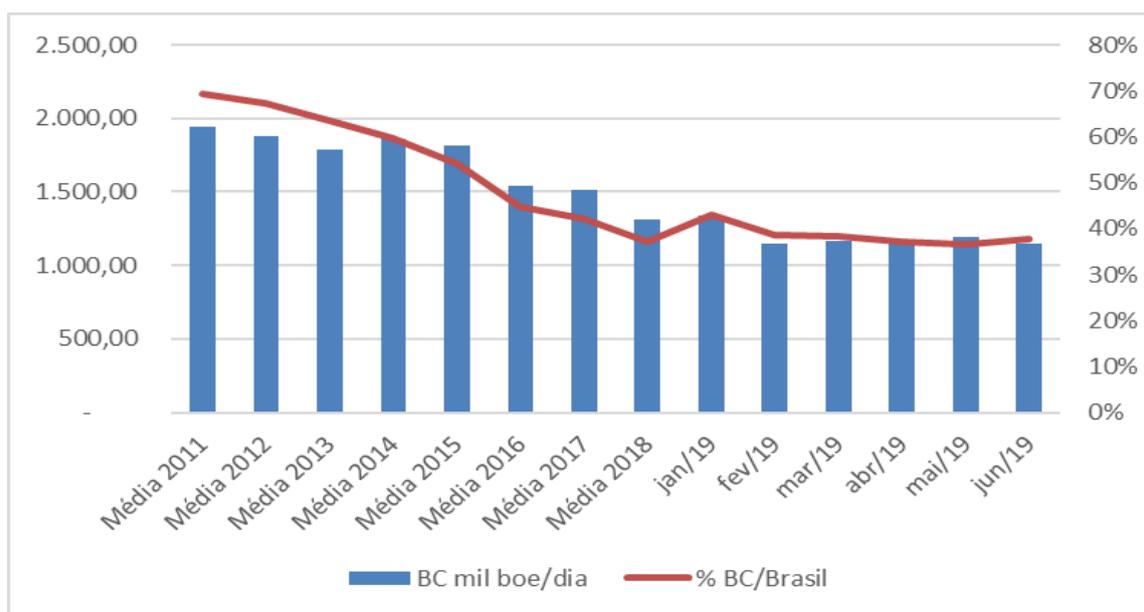
Obviamente, por se tratar de campos considerados maduros, haveria uma diminuição ao longo dos anos da produção, além da suposta ‘concorrência’ de recursos com a exploração do pré-sal na Bacia de Santos. Contudo, a velocidade e o tamanho da queda só podem ser explicados pelo posicionamento estratégico de Petrobras de acelerar sua saída da Bacia de Campos nas áreas em produção. Por serem campos maduros há uma necessidade de investimentos chamados de secundários¹⁴, que viabilizam a produtividade e lucratividade dessas áreas.

Gráfico 1 – Produção de petróleo e gás natural da Bacia de Campos (médias 2011-2019). Mil barris equivalentes de óleo diários (boed)

¹² Os dados sobre as reservas provadas são divulgados anualmente pela ANP no seu “Boletim de Recursos e Reservas de Petróleo e Gás Natural”, tendo como entendimento sobre reservas provadas a “quantidade de Petróleo ou Gás Natural que a análise de dados de geociências e engenharia indica com razoável certeza, como recuperáveis comercialmente, na data de referência do BAR, de Reservatórios descobertos e com condições econômicas, métodos operacionais e regulamentação governamental definidos.”

¹³ Apenas para critério de comparação, as reservas provadas de petróleo da Bacia de Santos (detentora de grande parte dos campos do pré-sal) em dezembro de 2018 são de 7,6 bilhões de barris, segundo dados da ANP.

¹⁴ Os campos maduros necessitam a manutenção de investimentos secundários, utilizados historicamente na Bacia e em diversas regiões do mundo, como no golfo do México e no mar do norte na Noruega. Exemplos desses investimentos são: sísmica 4D para identificar bolsões de óleo desviados, perfuração de enchimento, otimização de inundação de água e aumento da capacidade de movimentação de água em plataformas.



Fonte: Anuário Estatístico - ANP.

As empresas privadas ainda não têm cumprido esse papel de ocupar o espaço da Petrobras em termos de produção. Na verdade, o que houve, até agora, foi uma simples transferência de ativos da Petrobras e algumas empresas privadas – principalmente as *majors* – que têm olhado a região com muito menos apetite (NUNES, 2021).

A Tabela 1 confirma a constatação anterior ao apontar que, até o momento, a produção das empresas privadas e/ou estrangeiras caíram praticamente na mesma proporção da Petrobras na porção fluminense da Bacia de Campos, onde está a maior parte da produção da região – uma parcela menor está no Espírito Santo.

Tabela 1 – Produção de petróleo na Bacia de Campos no estado do Rio de Janeiro por operadores (2015-2020)

Operadoras (em bpd)	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Chevron Frade	23.294	22.434	19.298	17.805	3.194	0
Dommo Energia	13.426	5.979	6.702	6.529	5.806	2.101
Equinor Brasil	72.499	62.386	66.950	61.795	61.116	15.546
Perenco Brasil	0	0	0	0	539	3.461
Petrobras	1.207.005	1.058.120	932.340	809.765	710.493	607.834
PetroRio O&G	8.380	8.113	7.812	8.618	24.183	32.169
Shell Brasil	16.101	11.653	13.134	240	6.752	6.716
Trident Energy	0	0	0	0	0	11.210
Total Geral	1.340.705	1.168.685	1.046.236	904.751	812.083	679.037

Fonte: Anuário Estatístico - ANP.

Desde 2017, a produção dessa área ficou abaixo de 1 milhão de bpd e atingiu, na média de 2020, uma produção de 679,0 mil bpd. Em 2000, segundo dados da Petrobras, a produção da região era em torno de 1 milhão de bpd.

Em apenas seis anos, a produção da região caiu pela metade, saindo de 1,34 milhão de bpd, em 2015, por dia para 679,0 mil bpd em 2020. No último ano, a queda foi de 133 mil bpd, que representou cerca de 20% de toda a redução ocorrida desde 2015. Como não pode ser diferente, a Petrobras foi a grande responsável pela queda da produção na região (ANP, 2020).

Em 2020, a estatal extraía 607,8 mil bpd, cerca de metade de 2015, quando a extração foi 1,21 milhão de bpd. Todavia, apesar dessa queda, a participação da estatal na produção da Bacia de Campos, do estado do Rio de Janeiro, ficou estável em torno de 90%. Ou seja, mesmo diminuindo a produção, a Petrobras permaneceu com a parcela majoritária da produção nessa região.

Isso se deve ao fato de as empresas privadas também terem reduzido sua produção nesse período. As petrolíferas privadas, de 2015 a 2020, viram sua produção cair de 133,7 mil barris por dia para 71,2 mil barris por dia, uma queda de 47%. Entre as produtoras privadas, Perenco, Trident e a PetroRio aumentaram sua extração nessa área, enquanto Shell, Equinor e Dommo tiveram forte redução. A Chevron zerou a produção em 2020.

O discurso é que as petrolíferas privadas, principalmente aquelas mais dedicadas aos campos maduros, devem elevar seus investimentos ao longo do tempo, podendo resultar num aumento da produção.

Todavia, considerando somente os campos maduros já vendidos para as empresas privadas, as projeções realizadas pelo Inep mostram que essas petrolíferas ainda não são capazes de “cobrir” a queda de investimentos da estatal.

Tabela 2 – Estimativas de investimentos em E&P da Petrobras na Bacia de Campos (2011-2025)

	Estimativa de Investimento (mil US\$)	Var. Ano / Ano anterior (%)
2011	6.981	-
2012	7.299	5%
2013	9.058	24%
2014	8.354	-8%
2015	6.265	-25%
2016	4.426	-29%
2017	3.709	-16%
2018	3.465	-7%
2019-2025*	3.500	1%

Fonte: Dieese e Inep, a partir de dados da Petrobras. Elaboração Inep. *Projeções do Inep para a média anual do período.

Entre 2013 e 2018, a Petrobras deixou de investir na Bacia de Campos – prioritariamente nos campos maduros – cerca de US\$ 5,6 bilhões por ano nessa região (ver Tabela 2). Os investimentos anunciados pelas empresas privadas que assumiram os campos maduros da bacia (Perenco, PetroRio, Trident Energy, BW e Dommo), até o momento, totalizam US\$ 2,6 bilhões, durante todo o projeto de produção dessas áreas.

As expectativas de recuperação da produção na Bacia de Campos não estão, portanto, nesses campos, mas sim nas novas áreas que foram leiloadas recentemente. As campanhas exploratórias e de desenvolvimento da produção devem trazer novos gastos de empresas privadas, inclusive das *majors*, para desenvolver esses novos campos. Essa dinâmica, no médio prazo, deve alterar consideravelmente o perfil da Bacia de Campos, como se observa na próxima seção.

4. O futuro da Bacia de Campos: nova realidade com múltiplos operadores

A Petrobras está vendendo quase metade (16) de seus campos na bacia (Albacora, Albacora Leste, Anequim, Bagre, Cherne, Congro, Corvina, Garoupa, Garoupinha, Malhado, Marlim, Marlim Sul, Namorado, Papa-terra, Parati e Viola), os quais, juntos, extraíram 276,5 mil boed de petróleo e gás natural no primeiro mês de 2021. Em outras palavras, a empresa colocou à venda 32,3% da sua produção atual na região, isso sem falar que, nos últimos anos, outros 18 campos na região foram desinvestidos pela Petrobras e outros dois (Moréia e Nordeste de Namorado) estão em processo de devolução (JAGER; MONTENEGRO, 2021).

Esse processo de saída da Petrobras ocorre ao mesmo tempo em que novas empresas privadas, como visto na seção anterior, devem iniciar em breve a produção na região. Entre essas empresas, estão *players* com experiência no aumento do fator de recuperação de ativos maduros, como a Equinor e a Perenco. Mas há também atores iniciantes, como a Trident Energy, cujas instalações foram, por sinal, responsáveis por vazamentos de óleo este ano. E, observa-se a existência de petrolíferas com uma capacidade de investimento muito inferior à da Petrobras, como a Dommo. Por isso, fica a interrogação sobre a real capacidade dessas empresas revitalizarem as concessões dentro de parâmetros satisfatórios em termos de segurança operacional e expansão de investimentos.

O fato é que, nos últimos anos, também como se viu na seção 3, o volume extraído por boa parte das operadoras privadas em Campos caiu substancialmente, sobretudo no caso da Equinor e Shell, que têm voltado suas

atenções para o pré-sal. Isso também ocorreu com a PetroRio, principalmente em seu ativo de mais longa data, Polvo. Enquanto isso, a Trident ainda não conseguiu elevar a produção no polo de Pampo e Enchova.

Apesar dos desinvestimentos, a Petrobras deve seguir como principal investidora em Campos. Seu atual plano de negócios prevê o aporte de US\$ 13 bilhões para a bacia até 2025, incluindo a perfuração de mais de 100 poços e a construção de um sistema submerso de escoamento da produção, visando elevar sua produção para 1 milhão de bpd no período.

Cerca de 10% da cifra deve ter como destino a exploração de blocos adquiridos entre 2017 e 2019. Entre eles, estão três ativos no polígono do pré-sal – Sudoeste de Tartaruga Verde, Dois Irmãos e Alto de Cabo Frio Central, localizados na porção fluminense da bacia de Campos¹⁵ –, além das concessões C-M-210 (parcialmente no Rio de Janeiro e no Espírito Santo) e C-M-277, C-M-344, C-M-346, C-M-411, C-M-413, C-M-657, C-M-709 e C-M-477, no estado do Rio.

Estão também previstos investimentos para o desenvolvimento de prospectos de pré-sal: Brava, no campo de Marlim, Tracajá (Marlim Leste), Poraquê Alto (Marlim Sul), Carimbé (Caratinga), Náutilus (Barracuda) e Suruanã (Roncador).

Em paralelo, a companhia planeja também revitalizar o polo Marlim. Para isso, deve instalar em Marlim 1 e Marlim 2, respectivamente, os FPSOs Anita Garibaldi e Anna Nery, cujo primeiro óleo está previsto para 2023, e um novo navio-plataforma no projeto Integrado Parque das Baleias (IPB), com início de operação programado para 2024.

Outro importante ativo operado pela Petrobras, em Campos, é o de Roncador, que, em janeiro, produziu 155 mil boed. Em 2018, a Equinor adquiriu 25% do projeto, com a ambição de elevar seu fator de recuperação em cinco pontos percentuais, ampliando os volumes recuperáveis totais de 1 bilhão de boe para mais de 1,5 bilhão de boe (EQUINOR, 2018).

Dentre os campos operados pela Petrobras na bacia (incluindo-se aqueles em desinvestimento) somente os de Catuá e Mangangá (em fase de desenvolvimento) e os que fazem parte do Parque das Baleias (Jubarte, Baleia Anã, Cachalote, Caxaréu e Pirambú) encontram-se no estado do Espírito Santo.

A recuperação de ativos na Bacia de Campos pode ainda ganhar um impulso pelo Programa de revitalização e Incentivo à Produção de Campos

¹⁵ Alto de Cabo Frio Central está parcialmente localizado na bacia de Santos.

Marítimos (Promar), criado pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), em 2020, visando incentivar a produção em campos maduros. Segundo dados da ANP, Campos abriga 41 dos 75 ativos maduros *offshore* no Brasil.

A iniciativa prevê a realização de *workshops* e discussões neste semestre relativas a temas como a cessão de direitos, descomissionamento, conteúdo local, pesquisa e desenvolvimento, *royalties* e escoamento e comercialização de gás.

No que se refere à exploração, a Bacia de Campos tem, atualmente, 34 ativos exploratórios sob concessão. Quase todos foram adquiridos nas rodadas realizadas pela ANP, entre 2017 e 2019, de modo que ainda são necessários anos até que se iniciem a produção dos novos campos, nos casos em que houver sucesso geológico.

Além da Petrobras, os mapas disponíveis no portal da ANP (vários anos) nas rodadas de licitações mostram que as seguintes petrolíferas privadas operam ativos de exploração na bacia:

- (i) A ExxonMobil opera os blocos C-M-37 e C-M-67, ambos na porção capixaba de Campos (sendo que o segundo está parcialmente na bacia do Espírito Santo), e as concessões C-M-753, C-M-789 e C-M-479, na parte fluminense da bacia;
- (ii) A Repsol opera os blocos C-M-795, C-M-825, C-M-821 e C-M-823, no Rio de Janeiro;
- (iii) A Shell é operadora dos blocos C-M-659, C-M-713, C-M-791 e C-M-757, no Rio de Janeiro;
- (iv) A BP Energy opera os blocos C-M-793, C-M-755, no Rio de Janeiro;
- (v) A PetroRio opera os blocos C-M-101 e C-M-61, adquiridos da BP Energy e Total. Os ativos contêm a descoberta de Wahoo, no Espírito Santo, cujo primeiro óleo está previsto para 2024. Segundo a empresa, o prospecto no pré-sal tem potencial para extrair mais de 140 milhões de barris, com uma produção que poderá superar os 40 mil bpd. O projeto base contempla a perfuração de quatro poços produtores e dois injetores, assim como a conexão entre os poços e o FPSO de Frade;
- (vi) A Petronas opera os blocos C-M-661 e C-M-715, na porção fluminense de Campos;

- (vii) A Chevron é operadora do C-M-845, no Rio de Janeiro;
- (viii) A Total opera o bloco C-M-541, na porção fluminense de Campos;
- (ix) A Equinor opera o C-M-539, no Rio de Janeiro. O contrato engloba o bloco BM-C-33, onde estão as descobertas de Gávea, Pão de Açúcar e SEAT e cujo plano de desenvolvimento foi aprovado recentemente. A ideia do consórcio formado com a Petrobras e Repsol Sinopec é instalar um FPSO com capacidade para produzir 125 mil bpd de óleo e processar 16 milhões de m³/d de gás, com exportação média de 14 milhões de m³/d por um gasoduto a ser conectado ao Terminal de Cabiúnas, em Macaé (EQUINOR, 2021).

Dentre as International Oil Companies (IOCs) que arremataram ativos nos últimos anos, a única que iniciou campanha de perfuração até o momento foi a Exxon, no bloco C-M-789 (MONTENEGRO, 2021).

Confirmada a expectativa da Petrobras de voltar a produzir aproximadamente 1 milhão de boed de petróleo e gás natural, após as vendas previstas e os investimentos projetados, a tendência é que a produção da Bacia de Campos volte a crescer, mas com significativa parcela produção sob controle de empresas privadas ou mesmo controladas por outros países. A depender do sucesso exploratório das companhias, a produção em Campos pode chegar à faixa de 1,5 milhão a 2 milhões de boed dentro dos próximos dez anos¹⁶, sendo a maior parte em campos novos, com uma longa vida útil.

A questão é que, até esse processo de retomada se efetivar, a produção da Bacia de Campos deve continuar declinando nos próximos anos. Primeiro, porque a Petrobras apresenta um menor interesse nas áreas que estão em produção da Bacia de Campos, reduzindo investimentos e vendendo boa parte dos ativos. Segundo, porque a extensão da vida útil das áreas maduras deve ficar, sobretudo, nas mãos de pequenas e médias empresas privadas ainda pouco capitalizadas e sem muita experiência na produção de óleo e gás.

A porção fluminense da bacia seguirá respondendo pela maior parte da produção da Bacia de Campos – possivelmente mantendo a proporção atual, de

¹⁶ O cálculo considerou a meta de 1 milhão de boed da Petrobras somados aos cerca de 340 mil boed que a companhia vendeu e está vendendo e 400 mil boed de novas áreas licitadas e adquiridas por players privados (uma estimativa conservadora, considerando-se que cerca de 30 blocos foram adquiridos entre 2017 e 2019 em Campos – boa parte deles com potencial de descobertas no pré-sal – e que a taxa de sucesso no pré-sal é acima de 80%). Além disso, é esperado que áreas antigas, como Peregrino, voltem a produzir ou tenham produção incrementada.

cerca de 75%¹⁷ –, na medida em que os investimentos em desenvolvimento da produção, revitalização de campos e em blocos exploratórios da Petrobras e operadoras privadas envolvem basicamente ativos na costa do estado do Rio de Janeiro.¹⁸

Nesse quadro, uma possível retomada da produção nos próximos anos, caso se efetive, deve ser sobre novas bases. Embora a Petrobras deva possuir a maior parcela da produção, sua participação relativa deve cair ao longo do tempo. As operadoras privadas devem ter um peso maior na Bacia de Campos.

Como observado, até a retomada da produção na região, há um processo de forte desmobilização da região com redução das áreas operacionais e de apoio da Petrobras e, conseqüentemente, das suas empresas fornecedoras. Essa entrada de múltiplos operadores gera uma incerteza em relação à montagem de uma nova infraestrutura na região.

Até o momento, considerando o comportamento das empresas privadas no Brasil, o aumento da produção desses atores na Bacia de Campos não deve se traduzir, necessariamente, em amplo incremento de empregos e unidades industriais e de serviços, uma vez que tais petrolíferas costumam ter estruturas mais enxutas concentradas na capital do estado do Rio de Janeiro e, de forma geral, possuem menos ativos administrativos e de apoio em terra. Isso deve afetar um possível crescimento na geração de uma dinâmica econômica local, sobretudo nas cidades do norte fluminense e do Espírito Santo.

Com a mudança no perfil da exploração e produção regional, em que operadoras de pequeno e médio porte assumem maior protagonismo, a tendência é que não haja uma expansão das instalações administrativa e de apoio, inclusive pela forte pressão para cortar custos e menor compromisso com o desenvolvimento local – orientação que marcou a atuação da Petrobras na região.

O caso da PetroRio é exemplar: tanto para o desenvolvimento de Tubarão Martelo como Wahoo, a companhia optou pelo *tie-back* (conexão) das FPSOs existentes (Polvo e Frade, respectivamente) e por um sistema de apoio

¹⁷ Do total produzido na Bacia de Campos em janeiro (920 mil boed), cerca de 706 mil boed foram extraídos na costa do estado do Rio de Janeiro.

¹⁸ Como se viu, as exceções são os parques das Baleias (Petrobras) e das Conchas (Shell) e os blocos C-M-37 e C-M-67, da Exxon, C-M-210, da Petrobras, e C-M-101 e C-M-61, da PetroRio. Considerando-se que o novo FPSO IPB ampliará a produção no Parque das Baleias em 100 mil bpd, que a produção no Parque das Conchas volte ao patamar de dezembro de 2020 (30 mil boed), que Wahoo seja capaz de extrair 40 mil bpd e que a Exxon ou a Petrobras venham a declarar a comercialidade de um campo a partir de seus ativos exploratórios, extraíndo 100 mil bpd, a porção capixaba de Campos poderia chegar a algo entre 400 mil boed e 500 mil boed dentro da próxima década, duplicando o volume atual.

logístico compartilhado, mantendo as atuais bases de apoio, nos municípios do Rio de Janeiro e São João da Barra (RJ).

Cabe destacar, ainda, a mudança de postura da Petrobras. Um exemplo é o caso de Marlim, onde a estatal deve descomissionar oito FPSOs, substituindo-os por duas novas unidades de produção, o que, conseqüentemente, deve ter como efeito a redução do número de postos de trabalho no campo.¹⁹

5. A transição da Bacia de Campos e as perspectivas futuras: impactos para o mercado de trabalho

A forte redução da atuação da Petrobras, que até o momento não foi substituída por operadores privados, significou não apenas a queda da produção, mas, como observado, resultou também em um encolhimento da estrutura operacional e administrativa da estatal e de seus fornecedores.

Esse processo teve conseqüências dramáticas para a economia e para a geração de empregos no norte fluminense. Houve uma redução significativa de trabalhadores próprios da Petrobras e terceirizados na região.

De 2014 a 2018, a redução dos trabalhadores da Petrobras no norte fluminense foi de 3.526 próprios e de 29.743 terceirizados, representando uma redução média de 55% do efetivo. O impacto dessa redução dos investimentos e do número de trabalhadores do setor petróleo foi bastante deletério para o estado do Rio de Janeiro e, principalmente, para região do norte fluminense.

O desemprego no estado, segundo a Pesquisa Nacional por Amostra de Domicílios (PNAD) do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE), passou de 6,7% em janeiro de 2014 para 15% em dezembro de 2018, tornando sua situação uma das piores do país. Em termos regionais, o Rio de Janeiro apresentou o maior índice de desemprego do sudeste. Para efeito de comparação, no mesmo período São Paulo registrou 12,4% de desemprego. Na cidade de Macaé, a situação de emprego se mostrou ainda mais delicada.

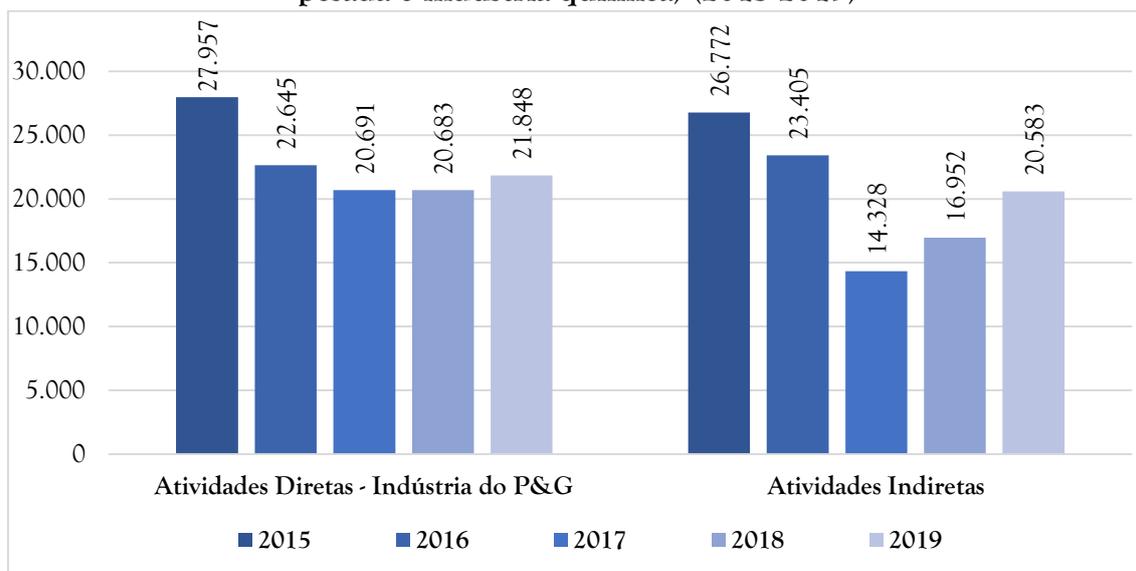
Apesar de não existirem na PNAD dados de desemprego para todos os municípios do interior, a gravidade da situação macaense ficou evidente analisando os dados do CAGED, que mensura o saldo de empregos formais

¹⁹ Esse processo de descomissionamento, aliás, deve se aprofundar nos próximos anos. “A Petrobras vai direcionar US\$ 1,1 bilhão para atividades de descomissionamento em 2021, valor que deve ser mantido em 2022. Os custos devem diminuir para US\$ 900 milhões em 2023 e novamente para US\$ 800 milhões em 2024. Já em 2025 a previsão é voltar a direcionar US\$ 900 milhões para tais atividades. Ao todo, a companhia vai descomissionar 18 plataformas e cerca de mil quilômetros de linhas e risers no período. A maior parte dos trabalhos vai se concentrar na Bacia de Campos, onde 11 plataformas serão desativadas” (RAMALHO; RUDDY, 2020). Com isso, mesmo que haja uma elevação da produção, ela se concentrará num número menor de unidades.

(admissões menos demissões). De janeiro de 2014 até dezembro de 2018, o município de Macaé fechou 33 mil postos de trabalho formais. A situação do município foi pior do que o próprio estado do Rio de Janeiro: com 240 mil habitantes, Macaé representa apenas 1,4% da população do Estado. Contudo, o saldo negativo de trabalhadores formais de Macaé, de 2014 a 2018, foi responsável por 7% da perda de emprego no estado.

O emprego formal apenas no setor de óleo e gás na região do norte fluminense e suas atividades correlatas (aqui denominadas de atividades indiretas), isto é, os setores da construção civil e pesada, e o setor químico, estreitamente ligados a cadeia de produção de derivados, teve um achatamento significativo. Entre 2015 e 2019, o setor de óleo e gás nessa região registrou uma redução de 21,9% de seus postos formais de trabalho, passando de 27.957 em 2015, para 21.848 em 2019. Perda de mais de 6.100 postos formais de trabalho (ver no Gráfico 2).

Gráfico 2 – Evolução do estoque formal de postos de trabalho na indústria do petróleo e gás e atividades correlatas no Norte Fluminense (construção civil e pesada e indústria química) (2015-2019)



Fonte: Ministério do Trabalho (PDET-RAIS). Elaboração Incep.

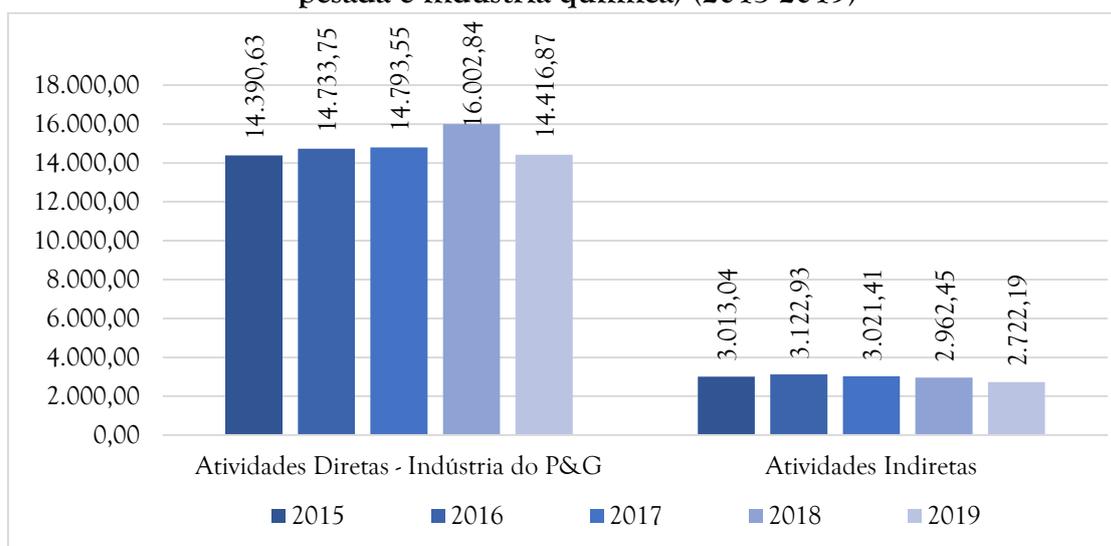
Nas atividades indiretas ou correlatas a indústria de óleo e gás, nota-se o mesmo fenômeno, ou seja, queda de 23,1% no estoque de postos de trabalho formais na região.

Dentre os setores de atividade analisados, aqueles que apresentaram as maiores quedas no estoque de emprego no período analisado (2015-2019) foi o segmento de “aluguel de máquinas e equipamentos para extração de minérios e petróleo, sem operador”, com queda de 81,6% no volume de postos de trabalho (de 38 para 7); seguido do segmento de “fabricação de máquinas e equipamentos

para prospecção e extração de petróleo, peças e acessórios”, com redução de 49,1% no estoque formal de postos de trabalho (de 1.642 para 835); e, em terceiro lugar, o setor da construção civil (atividade indireta), na qual o volume de postos de trabalho caiu de 4.896 para 2.538 entre 2015 e 2019, equivalente a uma variação negativa de 48,2%.

E, se o volume de empregos nas atividades da cadeia de petróleo do Norte Fluminense registrou forte queda, a remuneração nominal média percebida por aqueles trabalhadores(as) que permaneceram nessa indústria também registrou queda 4 das 9 atividades econômicas pesquisadas. Nas atividades diretas da indústria de petróleo e gás, a remuneração nominal média permaneceu estável, com variação de 0,18% entre 2015 e 2019. A média em 2015 era de R\$ 14.390,63 e passou para R\$ 14.416,87, em 2019. No setor da construção civil e pesada, a remuneração média registrou variação negativa de 2,0%, caindo de R\$ 2.859, em 2015, para R\$ 2.804, em 2019 (ver Gráfico 3).

Gráfico 3 – Evolução da remuneração nominal média em dezembro dos empregos na indústria do P&G e em atividades indiretas (construção civil e pesada e indústria química) (2015-2019)



Fonte: Ministério do Trabalho (PDET-RAIS). Elaboração Incep.

Em síntese, verifica-se um movimento de estabilidade na remuneração média nos segmentos pesquisados, no entanto, destaca-se uma queda em todos os setores de atividade em 2019, o que, de certa forma, obscurece o pequeno incremento registrado em 2018. Em 2019, todos os setores (diretos e indiretos) analisados, com exceção do “aluguel de máquinas e equipamentos para extração de minérios e petróleo”, registraram quedas na remuneração média nominal entre 2015 e 2019, as quais variaram entre 3,1% e 11,8%.

A eliminação de empregos e a queda dos salários em várias cadeias produtivas do petróleo no Norte Fluminense, como observado, deveram-se, em especial, à postura da Petrobras de reduzir significativamente suas atividades da região. Embora alguns especialistas argumentem que esse é um processo temporário, porque a estatal deve ser substituída por empresas privadas, há grande incerteza se, de fato, o capital privado é capaz de alavancar os empregos da indústria de petróleo e gás na região.

Isso porque, como já observado, essas empresas tendem a fazer investimentos significativamente menores do que a Petrobras e concentrados nas atividades de produção *in loco*, ou seja, no *offshore*. Mas, é improvável que as empresas instalem grandes bases de apoio e articulem uma rede de fornecedores nos municípios do entorno produtivo, como fez a Petrobras ao longo de sua atuação no norte fluminense.

Como mostra um trabalho de Canelas (2007), que analisou o estoque de emprego da cadeia petrolífera no Brasil, entre os anos 1990 e 2000, mesmo após os gigantescos investimentos feitos pela Petrobras, as atividades de E&P não conseguiram elevar significativamente sua participação nos empregos gerados pela indústria de petróleo. Nesse período, o percentual dos empregos de E&P sobre o total oscilou entre 13% e 16%. Segundo o autor, são três os motivos que explicam esse desempenho:

Primeiro, a evolução da produção física dos segmentos: produção de petróleo e gás, refino (produção de derivados) e distribuição (vendas); segundo o aumento de produtividade do trabalho por incorporação de novas tecnologias ao E&P de petróleo e gás (como sísmicas 3-D e 4-D, perfuração direcional, automação, melhor gestão de reservatórios etc.), o que reduz a geração de emprego por cada barril de petróleo produzido; e terceiro o fato de os segmentos do setor petróleo, em particular o segmento E&P, serem intensivos em capital, mas não serem tão intensivos em mão-de-obra²⁰ (CANELAS, 2007, p 67-68).

Essas informações revelam que a geração de emprego não depende somente dos investimentos em E&P, mas também do comportamento das empresas em relação à instalação de bases de apoio e relação com fornecedores. São essas atividades que permitem um maior efeito multiplicador do E&P nos municípios do entorno das áreas exploratórias, como é o caso do norte fluminense.

²⁰ Intensidade representada pela relação entre o valor agregado do setor (ou segmento) e a quantidade dos fatores de produção utilizados pelo mesmo. Emprega-se um grande contingente de mão-de-obra em plataformas offshore de E&P (em relação à área das mesmas), por exemplo, mas o segmento de E&P não é intensivo em mão-de-obra, pois é baixa a razão entre pessoal ocupado e o valor agregado deste segmento.

6. Considerações finais

A partir do presente estudo, pode-se observar como a Bacia de Campos sustentou a expansão da produção de petróleo e gás natural no Brasil ao longo das décadas de 1980, 1990 e 2000. No entanto, com a ascensão do pré-sal durante a década passada, essa região foi perdendo importância relativa na produção de hidrocarbonetos.

Ao longo da sua história, a produção de petróleo offshore no Brasil conseguiu superar imensos desafios de ordem econômica e tecnológica por conta da atuação da Petrobras. Mesmo em cenários adversos, seja de lacunas tecnológicas, seja de forte crise econômica, a estatal conseguiu superar os desafios existentes, realizando amplos investimentos em exploração, produção e aperfeiçoamentos tecnológicos. Programas de tecnologia e investimentos de longo prazo permitiram que a Bacia de Campos, apesar de todos os contratemplos, crescesse e tornasse o Brasil autossuficiente na produção de petróleo. Nesse período, a Petrobras foi quase que a “operadora única” da Bacia de Campos, com novas empresas entrando na região, ainda que de forma tímida, nos anos 2000.

Entre 2006 e 2014, apesar das descobertas do pré-sal e do forte engajamento da Petrobras nessa nova fronteira exploratória, a estatal continuou atuando de maneira agressiva na exploração e produção da Bacia de Campos. Além da elevação dos investimentos – que mais do que dobraram no período – a Petrobras inaugurou uma série de programas técnicos e tecnológicos visando aumentar a eficiência e a produtividade da Bacia de Campos. Desde medidas para ampliar o fator de recuperação dos campos de petróleo até iniciativas operacionais para aumentar a eficiência da região, a Petrobras adotou uma gama variada de ações visando potencializar a produção da região. Essas medidas começaram a perder força ainda em 2015.

Desde então, a Bacia de Campos passou a ter um papel secundário na estratégia da Petrobras, o que não significou, num primeiro momento, uma saída da petrolífera brasileira da região. Até meados dos anos 2010, planos de recuperação dos campos “maduros” e novas campanhas exploratórias faziam parte do cardápio de projetos da companhia. Todavia, na segunda metade daquele decênio, a Petrobras iniciou uma saída abrupta e acelerada da região para concentrar sua atuação de E&P no pré-sal. A partir de 2017, as iniciativas da Petrobras para a Bacia de Campos se concentraram, em grande medida, na venda de ativos e/ou parcerias de produção com outras petrolíferas.

A perspectiva para a Bacia de Campos é que as empresas privadas e/ou estrangeiras assumam o lugar da Petrobras e se tornem gradualmente protagonistas

da produção da região, principalmente das áreas mais maduras. Com isso, a expectativa seria que gradualmente elas aumentem sua participação na produção da Bacia de Campos. Enquanto isso, a Petrobras ainda deve ser relevante, mas em novas fronteiras exploratórias e menos nas regiões maduras.

Tal expectativa ainda não se confirmou. As empresas privadas ainda não têm cumprido esse papel de ocupar o espaço da Petrobras em termos de produção. Na verdade, o que houve, até agora, foi uma simples transferência de ativos da Petrobras e algumas empresas privadas que estão olhando a região com muito menos apetite.

Considerando somente os campos maduros já vendidos para as empresas privadas, as projeções realizadas pelo Inep mostram que essas petrolíferas ainda não são capazes de “cobrir” a queda de investimentos da estatal. Entre 2013 e 2018, a Petrobras deixou de investir na Bacia de Campos – prioritariamente nos campos maduros – cerca de US\$ 5,6 bilhões por ano nessa região. Os investimentos anunciados pelas empresas privadas que assumiram os campos maduros da bacia, até o momento, totalizam US\$ 2,6 bilhões, durante todo o projeto de produção dessas áreas.

Portanto, para o futuro, as expectativas de recuperação da produção na Bacia de Campos não estão nesses campos, mas sim nas novas áreas que foram leiloadas recentemente. As campanhas exploratórias e de desenvolvimento da produção devem trazer novos gastos de empresas privadas, inclusive das *majors*, para desenvolver esses novos campos. Essa dinâmica, no médio prazo, deve alterar consideravelmente o perfil da Bacia de Campos, o que não significa que a Petrobras vai assumir um papel irrelevante. As projeções indicam que a Petrobras deve voltar a produzir aproximadamente 1 milhão de boed de petróleo e gás natural.

Apesar disso, a tendência é uma parcela significativa da produção deve ficar sob controle de empresas privadas ou mesmo controladas por outros países. A depender do sucesso exploratório das companhias, a produção em Campos pode chegar à faixa de 1,5 milhão a 2 milhões de boed dentro dos próximos dez anos, sendo a maior parte em campos novos, com uma longa vida útil – ou seja, num cenário pessimista a Petrobras pode ficar com 50% da produção. A questão é que, até esse processo de retomada se efetivar, a produção da Bacia de Campos deve continuar declinando nos próximos anos.

Até o momento, considerando o comportamento das empresas privadas no Brasil, o aumento da produção desses atores na Bacia de Campos não deve se traduzir necessariamente em amplo incremento de empregos e unidades

industriais e de serviços, uma vez que tais petrolíferas costumam ter estruturas mais enxutas com menos ativos em terras e, de forma geral, concentradas na capital do estado do Rio de Janeiro. Isso deve impedir um possível crescimento na geração de uma dinâmica econômica local, sobretudo nas cidades do norte fluminense e do Espírito Santo. O que se observa é um movimento de estabilidade na remuneração média nos segmentos pesquisados, no entanto, destaca-se uma queda em todos os setores de atividade em 2019.

Sendo assim, uma possível retomada da produção nos próximos anos ocorrerá sobre novas bases. Embora a Petrobras deva possuir a maior parcela da produção, sua participação relativa deve cair ao longo do tempo. As operadoras privadas devem ter um peso maior na Bacia de Campos e, por isso, múltiplos players estarão presentes.

7. Referências Bibliográficas

ANP. **Dados abertos – Produção de petróleo e gás natural nacional**. Rio de Janeiro: ANP, 2020.

ANP. **Anuário Estatístico 2020**. Rio de Janeiro: ANP, 2020.

ANP. **Rodadas de licitações de petróleo e gás natural**. Rio de Janeiro: ANP, vários anos.

AGÊNCIA PETROBRAS. **Programa revitaliza campos maduros**. Rio de Janeiro: Petrobras, 29 set. 2008.

ARAÚJO, J. L.; GHIRARDI, A. Substituição de derivados do petróleo no Brasil: questões urgentes. **Pesquisa e Planejamento Econômico**, vol. 16, n. 3: 745-772, dez. 1986.

AZEVEDO, P. **A interação UFSC e Petrobras para o desenvolvimento inovativo sob a óptica institucionalista-evolucionária**. 2016. 509 f. Tese (Doutorado em Administração) – Centro Sócio-Econômico, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2016.

CANELAS, A. L. S. **Evolução da importância econômica da indústria de petróleo e gás natural no Brasil: contribuição a variáveis macroeconômicas**. 2007. 120 f. Dissertação (Mestrado em Ciências em Planejamento Energético) – Instituto Alberto Luiz Coimbra de Pós-Graduação e Pesquisa de Engenharia (Coppe), Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2007.

COUTINHO, L. G. Inversión estatal y política económica en Brasil 1974-1980. *Investigación Económica*, vol. 39, n. 152: 175-217, abr./jun. 1980.

DIAS, J. L. M.; QUAGLINO, M. A. **A questão do petróleo no Brasil**: uma história da Petrobras. Rio de Janeiro: CPDOC/FGV: Petrobras, 1993.

EQUINOR. **Equinor completa aquisição de 25% de participação no campo de Roncador**. Stavanger: Equinor, 15 de jun. 2018. Disponível em <<https://www.equinor.com.br/pt/noticias/15jun2018-completa-aquisicao-roncador.html>>. Acesso em 25 de mar. 2021

EQUINOR. **Parceiros escolhem conceito para o projeto BM-C-33, no Brasil**. Stavanger: Equinor, 18 de mar. 2021. Disponível em <<https://www.equinor.com.br/pt/noticias/parceiros-escolhem-conceito-para-o-projeto-bm-c-33-no-brasil.html>>. Acesso em 24 de mar. 2021.

JAGER, H.; MONTENEGRO, J. Com diversificação de operadoras, upstream brasileiro terá novos desafios. **EPBR**, Rio de Janeiro, 09 abr. 2021

JESUS Jr., L. B.; SARTI, F.; FERREIRA Jr., H. M. Petrobras, política de conteúdo local e maximização de valor para o acionista: uma sugestão de interpretação. *Economia e Sociedade*, Campinas, vol. 26, n. 2: 369-400, ago. 2017.

LEÃO, R. P. F.; NOZAKI, W. V. **Estratégia e ação das empresas estatais nos projetos de desenvolvimento dos militares**: o caso dos investimentos da Petrobras em exploração e produção no mar. Texto para Discussão, ano 2, n. 7. Rio de Janeiro: Instituto de Estudos Estratégicos de Petróleo, Gás Natural e Bicomcombustíveis Zé Eduardo Dutra (Ineep), jan. 2019.

LUCCHESI, C. F. **Petróleo**. *Estudos Avançados*, v. 12, n. 33: 17-40, mai./ago. 1998.

MONTENEGRO, J. After a decade, ExxonMobil resumes drilling activity in Brazil. **BNamericas**, 27 de jan. 2021. Disponível em <<https://app.bnamericas.com/user/searchcontent/article/content/x39b9xsiz-after-a-decade-exxonmobil-resumes-drilling-activity-in-brazil>>. Acesso em 24 de mar. 2021.

MORAIS, J. M. **Petróleo em águas profundas**: uma história tecnológica da Petrobras na exploração e produção offshore. Brasília: Ipea: Petrobras, 2013.

NUNES, F. Ineep: Produção de petróleo na Bacia de Campos cai ao menor patamar do século. **Broadcast/Agência Estado**, Rio de Janeiro, 29 mar. 2021. Financeiro.

ORTIZ NETO, J. B.; DALLA COSTA. A. J. A Petrobras e a exploração de petróleo offshore no Brasil: um approach evolucionário. **Revista Brasileira de Economia**, vol. 61, n. 1: 95-109, jan./mar. 2007.

PETROBRAS. **Formulário de Referência**. Rio de Janeiro: Petrobras, 2015.

PETROBRAS. **Formulário de Referência**. Rio de Janeiro: Petrobras, 2017.

PETROBRAS. **Formulário de Referência**. Rio de Janeiro: Petrobras, 2018.

PETROBRAS. **Formulário de Referência**. Rio de Janeiro: Petrobras, 2019.

PETROBRAS. **Relatório de Atividades**. Rio de Janeiro: Petrobras, 1976.

PETROBRAS. **Relatório de Atividades**. Rio de Janeiro: Petrobras, 1988.

PETROBRAS. **Relatório de Atividades**. Rio de Janeiro: Petrobras, 2006.

PETROBRAS. **Relatório de Atividades**. Rio de Janeiro: Petrobras, 2007.

PETROBRAS. **Relatório de Atividades**. Rio de Janeiro: Petrobras, 2008.

PETROBRAS. **Relatório de Atividades**. Rio de Janeiro: Petrobras, 2009.

PETROBRAS. **Relatório de Atividades**. Rio de Janeiro: Petrobras, 2010.

PETROBRAS. **Relatório de Atividades**. Rio de Janeiro: Petrobras, 2011.

PETROBRAS. **Relatório de Atividades**. Rio de Janeiro: Petrobras, 2012.

PETROBRAS. **Relatório de Atividades**. Rio de Janeiro: Petrobras, 2013.

PETROBRAS. **Relatório de Atividades**. Rio de Janeiro: Petrobras, 2014.

PINTO, E. C.; NOZAKI, W. V. Ascensão e queda da capacidade de pesquisa da Petrobras. **Carta Capital**, São Paulo, 19 jul. 2017. Economia.

PETRÓLEO E ENERGIA. Recuperação avançada – tecnologias aumentam produção e vida útil dos campos maduros. **Portal Petróleo & Energia**, 27 jan. 2012.

RAMALHO, A.; RUDDY, G. Petrobras quer levantar de US\$ 25 bilhões a US\$ 35 bilhões com venda de ativos de 2021 a 2025. **Valor**, São Paulo, 30 nov. 2020.

REZENDE, F. Planejamento no Brasil: auge, declínio e caminhos para a reconstrução. In: CARDOSO Jr., J. C. (org.). **A reinvenção do planejamento governamental no Brasil**. Brasília: Ipea, 2011. Volume 4 (517 p.).