

DIAGNÓSTICO SETORIAL N.º 3

DIAGNÓSTICO DA BACIA DE CAMPOS

Caracterização, desafios e possibilidades

Francismar Ferreira



Instituto de Estudos
Estratégicos de
Petróleo, Gás Natural e
Biocombustíveis

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

Direção técnica

Mahatma dos Santos
Ticiania Alvares

Coordenação técnica

Fernanda Brozowski

Pesquisador responsável

Francismar Ferreira

Equipe de comunicação

Fátima Belchior
Laura Cardoso

Projeto gráfico

Laura Cardoso

Fotografia

Divulgação/Petrobras

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

RESUMO EXECUTIVO

A Bacia de Campos, no ano de 2024, completa cinquenta anos do início da primeira descoberta de petróleo em escala comercial. Situada na Margem Leste Brasileira, região Sudeste do Brasil, possui uma área de 100 mil km² distribuída ao longo do litoral que banha o norte do estado do Rio de Janeiro e o sul do estado do Espírito Santo

A bacia tem um papel chave tanto para a busca da segurança energética, quanto para o desenvolvimento econômico e tecnológico no setor de óleo e gás. Nas décadas de 1980 e 1990, graças ao Programa Tecnológico de Capacitação em Águas Profundas (Procap), ocorreram as descobertas de grandes campos em águas profundas e ultraprofundas. Nos anos 2000, foram descobertos gigantescos reservatórios do pré-sal que revolucionaram a quantidade e a qualidade da produção nacional.

A área sustentou o aumento da produção e o abastecimento nacional até a década passada, quando viu sua capacidade entrar em declínio em razão do amadurecimento dos campos e da redução dos investimentos. Apesar disso, a bacia ainda é a segunda maior produtora de hidrocarbonetos no país. No primeiro trimestre de 2024, a bacia respondeu por 19,5% da produção nacional, com uma produção média de 855,2 mil boe/d.

Ao todo, a área teve, entre os anos de 1971 e 2023, 3593 poços perfurados, com destaque para dois períodos: a) na década de 1980, quando descobriu-se os primeiros grandes reservatórios, como Marlim e Albacora e; b) na década de 2000, com as descobertas do pré-sal. No mesmo período, foram perfurados 709 poços pioneiros na Bacia de Campos. Entretanto, a partir de 2011, há uma queda na perfuração de poços pioneiros na bacia, e não houve nenhuma perfuração desses poços entre os anos 2015 e 2018, o que ajuda a explicar o declínio geral da exploração e produção na região. Ou seja, não é apenas o amadurecimento da bacia que justifica as reduções exploratórias da Bacia de Campos, mas também as mudanças estratégicas da Petrobras, que reduziram seus investimentos exploratórios e passaram a priorizar outros ativos, vinculados aos retornos de curto prazo.

As mudanças na trajetória da exploração na região, somado aos efeitos nefastos da Operação Lava-jato, impactaram fortemente os níveis de emprego e renda dos trabalhadores do setor. Além disso, a queda da produção na última década afetou a arrecadação tributária e de royalties e participações especiais dos municípios da região norte fluminense, gerando efeitos mais amplos sobre a economia local.

O diagnóstico argumenta que, apesar de madura, a Bacia de Campos ainda apresenta importantes possibilidades para o abastecimento nacional e também para a dinamização econômica regional. Para isso, os projetos de revitalização visando aumentar o fator de recuperação e/ou aumentar a vida produtiva dos campos são essenciais. O descomissionamento também pode trazer contribuições econômicas significativas. Essas medidas necessitam ser articuladas com a indústria nacional, visando a manutenção dos empregos e arrecadação por parte dos governos.

Boa leitura!

SUMÁRIO

1 – Introdução.....	6
2 – Das primeiras descobertas à autossuficiência: notas históricas da Bacia.....	8
3 – As atividades exploratórias da Bacia de Campos: uma análise a partir da perfuração de poços.....	20
4 – Transformações da Bacia de Campos: os desinvestimentos da Petrobras e a chegada de novos operadores.....	23
5 – Revitalização da Bacia de Campos.....	28
6 – Economia regional e a Bacia de Campos.....	36
7 – Perspectivas futuras para a Bacia de Campos.....	43
8 – Conclusão.....	48
REFERÊNCIAS.....	51

DIAGNÓSTICO DA BACIA DE CAMPOS

Caracterização, desafios e possibilidades

Francismar Ferreira

1 – Introdução

A Bacia de Campos, no ano de 2024, completa cinquenta anos do início da primeira descoberta de petróleo em escala comercial. Trata-se de uma bacia que sustentou o aumento e o abastecimento nacional até a década passada, quando viu sua produção entrar em declínio em razão do amadurecimento dos campos e da redução dos investimentos. Apesar disso, a bacia ainda é a segunda maior produtora de hidrocarbonetos no país. No primeiro trimestre de 2024, a bacia respondeu por 19,5% da produção nacional, com uma produção média de 855,2 mil boe/d.

Além da queda produtiva, a Bacia de Campos passou por uma verdadeira reestruturação. A Petrobras, principal operadora da bacia, a partir de 2016, adotou um conjunto de estratégias visando maior rentabilidade no curto prazo em que implicou diretamente na redução dos investimentos da estatal e em uma intensa e extensa política de desinvestimentos em que foram privatizados dezenas de campos de produção e importantes infraestruturas.

Nesse contexto, a Petrobras privatizou 22 campos de produção na Bacia de Campos entre os anos de 2018 e 2024. Esse processo implicou, por um lado, na redução da participação da Petrobras na bacia, como também possibilitou o ingresso de novos operadores na bacia. Além disso, em razão da redução dos investimentos, houve uma redução das atividades exploratórias, o que acaba colocando em questão o futuro da bacia.

Atualmente, trata-se de uma nova Bacia de Campos, que apresenta novos desafios e possibilidades. Os desafios se referem ao desenvolvimento e avanço de projetos de revitalização visando o prolongamento da vida produtiva dos campos e, conseqüentemente, da bacia. Já as possibilidades gravitam em torno da probabilidade

de novas descobertas que poderão ser realizadas em razão de uma retomada exploratória, bem como o ingresso da bacia em novas rotas tecnológicas e energéticas, como a geração de energia eólica offshore e a produção de hidrogênio verde.

Todas essas possibilidades e desafios podem implicar em múltiplos benefícios econômicos e energéticos para o país. Para isso, esses projetos necessitam articular as políticas e dinâmicas da indústria regional e nacional, visando o desenvolvimento econômico e a segurança energética.

Diante disso, o presente trabalho tem como objetivo geral realizar um diagnóstico da Bacia de Campos, indicando seus aspectos históricos, seus efeitos na economia regional, suas recentes transformações decorrentes das privatizações, e sinalizar perspectivas futuras para a bacia.

Para alcançar esse objetivo, metodologicamente o trabalho foi estruturado a partir de informações quantitativas e qualitativas de diferentes órgãos e instituições como a Agência Nacional do Petróleo (ANP), Petrobras, Relação Anual de Informações Sociais - RAIS a partir do Ministério do Trabalho e Emprego, Empresa de Pesquisa Energética (EPE), entre outros. Além disso, contou com uma revisão bibliográfica de artigos, dissertações e teses acadêmicas que abordaram, a partir de diferentes perspectivas, de forma direta e indireta a Bacia de Campos.

O presente estudo encontra-se dividido em seis seções. Na primeira, são apontados aspectos históricos da bacia. Na segunda, é apresentada uma análise acerca da evolução das atividades exploratórias na região. A terceira seção, debate as transformações da bacia em função dos desinvestimentos da Petrobras. A quarta, apresenta uma síntese dos programas de revitalização da bacia liderados pela Petrobras e as dinâmicas de descomissionamento. Na quinta seção, é realizada uma análise dos efeitos regionais das atividades de exploração e produção de petróleo e gás da Bacia de Campos. Por fim, na sexta seção, são apresentadas perspectivas futuras para a bacia.

2 – Das primeiras descobertas à autossuficiência: notas históricas da Bacia

A Bacia de Campos está situada na Margem Leste Brasileira, região Sudeste do Brasil. Possui uma área de 100 mil km² distribuída ao longo do litoral que banha o norte do estado do Rio de Janeiro e o sul do estado do Espírito Santo (ANP, 2017).

As atividades exploratórias na bacia tiveram início ainda entre o final da década de 1950 e início de 1960 quando a Petrobras realizou uma campanha para aquisição de dados sísmicos bidimensionais em águas rasas da bacia (ANP, 2017). Contudo, foi somente em 1974, há cinquenta anos atrás, que houve a primeira grande descoberta na bacia, por meio do poço 1-RJS-9A, com profundidade de 3.150 m em 124 m de lâmina d'água, dando origem ao campo Garoupa. A continuidade exploratória na região possibilitou ainda as descobertas dos campos de Pargo, Badejo, Namorado em 1975, Enchova em 1976, e Bonito e Pampo em 1977 (MORAIS, 2023). Vale destacar que essas descobertas ocorreram num cenário de expansão industrial e alta demanda por petróleo em meados dos anos 1970 (MONTENEGRO; NOZAKI, 2021).

Tratava-se das primeiras de uma longa série de descobertas na bacia, que veio a promover uma verdadeira transformação energética, tecnológica e econômica para a Petrobras e para o Brasil. Nas décadas de 1980 e 1990, ocorreram as descobertas de grandes campos em águas profundas (profundidade d'água de 401 a 1.500 metros) e ultraprofundas (profundidade d'água com mais de 1.501 metros), como Albacora em 1984, Marlim em 1985, Barracuda em 1990, Caratinga em 1994 e Roncador em 1996.

Na década de 2000, foram descobertos gigantescos reservatórios do pré-sal que redefiniram as reservas e a produção nacional. Tratava-se de grandes reservas de petróleo e gás situados em profundidades de aproximadamente 5 mil metros, abaixo de uma espessa camada de sal que se localiza entre Espírito Santo e Santa Catarina. A produção nessa área foi iniciada em 2008, no campo Jubarte, na região do Parque da Baleias, na porção norte da Bacia de Campos. Posteriormente, com investimentos em exploração e produção na bacia, vários outros campos também tiveram poços

perfurados no pré-sal. Em 2024, além de Jubarte, os campos de Marlim, Marlim Leste, Marlim Sul, Barracuda, Caratinga e Voador possuem poços no pré-sal. No Quadro 01, podem ser visualizados os campos com seus respectivos anos de descoberta e início da produção na Bacia de Campos.

Quadro 01 – Evolução dos campos de produção da Bacia de Campos

RODADA ANP	DÉCADA	CAMPO	DATA DE DESCOBERTA	INÍCIO DA PRODUÇÃO
Rodada 0	1970	Garoupa	11/12/1974	28/02/1979
Rodada 0		Pargo	27/01/1975	31/12/1988
Rodada 0		Garoupinha	11/04/1975	30/11/1980
Rodada 0		Bagre	17/06/1975	31/05/1984
Rodada 0		Badejo	09/11/1975	01/12/1981
Rodada 0		Namorado	23/11/1975	30/06/1979
Rodada 0		Enchova	11/05/1976	01/08/1977
Rodada 0		Bicudo	24/08/1976	15/01/1982
Rodada 0		Bonito	20/05/1977	01/05/1979
Rodada 0		Pampo	14/07/1977	06/08/1998
Rodada 0		Cherne	05/02/1978	31/12/1983
Rodada 0		Linguado	08/05/1978	01/12/1981
Rodada 0		Corvina	21/08/1978	31/08/1983
Rodada 0		Viola	30/04/1979	31/01/1985
Rodada 0		1980	Parati	10/04/1980
Rodada 0	Congro		30/08/1980	30/11/1992
Rodada 0	Enchova oeste		21/10/1981	01/09/1984
Rodada 0	Pira		02/11/1981	31/12/1983
Rodada 0	Anequim		09/11/1981	31/01/1985

Rodada 0		Carapeba	08/02/1982	31/12/1988
Rodada 0		Trilha	27/11/1982	01/03/1984
Rodada 0		Vermelho	28/12/1982	31/01/1989
Rodada 0		Moréia	16/05/1983	31/12/1986
Rodada 0		Marimbá	08/03/1984	30/04/1985
Rodada 0		Albacora	11/09/1984	24/10/1987
Rodada 0		Marlim	13/02/1985	17/03/1991
Rodada 0		Malhado	22/02/1986	30/11/1990
Rodada 0		Albacora leste	28/03/1986	01/06/1998
Rodada 0		Frade	04/12/1986	20/06/2009
Rodada 0		Marlim leste	13/01/1987	09/04/2000
Rodada 0		Nordeste de namorado	19/08/1987	31/12/1987
Rodada 0		Voador	31/08/1987	17/11/1992
Rodada 0		Marlim sul	01/11/1987	04/05/1994
Rodada 0		Espadarte	16/12/1988	05/08/2000
Rodada 0	1990	Bijupirá	19/01/1990	31/08/1993
Rodada 0		Salema	03/03/1990	31/12/1993
Rodada 0		Barracuda	10/06/1990	29/09/1997
Rodada 0		Caratinga	07/02/1994	24/11/1997
Rodada 0		Roncador	21/10/1996	25/01/1999
Rodada 0	2000	Argonauta	30/08/2000	
Rodada 0		Abalone	01/05/2001	12/07/2009
Rodada 0		Jubarte	01/09/2001	12/12/2002
Rodada 0		Ostra	11/01/2002	29/09/2009
Rodada 0		Caxaréu	07/08/2002	

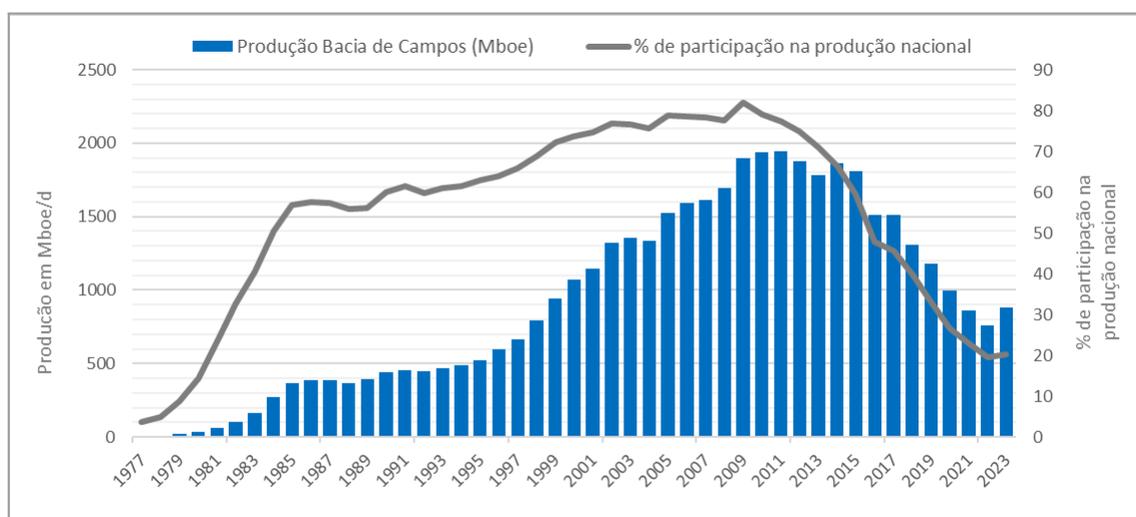
Rodada 0		Cachalote	21/11/2002	16/12/2008	
Rodada 0		Pirambu	24/04/2003	25/03/2013	
Rodada 0		Baleia anã	24/04/2003	28/11/2015	
Rodada 0		Mangangá	05/06/2003		
Rodada 0		Maromba	11/06/2003		
Rodada 0		Papa-terra	23/06/2003	11/11/2013	
Rodada 2		Peregrino	13/05/2004	09/04/2011	
Rodada 2		Polvo	27/06/2004	04/08/2007	
Rodada 6		Wahoo	30/09/2008		
Rodada 9		Tubarão Azul	09/01/2009	09/05/2012	
Rodada 7		Tartaruga Verde	03/04/2009	06/07/2014	
Rodada 5 (PP)		2010	Tartaruga Verde Sudoeste	26/05/2010	
Rodada 9			Tubarão Martelo	13/01/2011	04/12/2013
Rodada 9	Pitangola		13/04/2011		
Rodada 7	2020	Raia Pintada	Em Desenvolvimento		
Rodada 7		Raia Manta	Em Desenvolvimento		
OPP1		Manjuba	Em Desenvolvimento		
OPP1		Espadim	Em Desenvolvimento		

Fonte: ANP, Portal da Transparência (março de 2024). Elaboração: Ineep.

O início da produção comercial na Bacia de Campos ocorreu no campo Enchova em 1977. A produção nesse ano foi em média de aproximadamente 7 mil barris de óleo equivalente por dia, o que representou cerca de 3,7% da produção nacional. Posteriormente, com grandes avanços tecnológicos no offshore que fizeram a Petrobras referência mundial no segmento, a Bacia de Campos assumiu o

protagonismo nacional. A partir da década de 1980, a bacia se torna a principal produtora de petróleo do país e passa a responder por mais da metade da produção nacional. Na primeira metade dos anos 2000, a região já produzia mais de 1 milhão de barris por dia. Em 2009, já com produção do pré-sal iniciada, a bacia atingiu a marca de 1,8 milhões de barris de óleo equivalente, o que representou pouco mais de 80% da produção brasileira, que foi de 2,3 milhões de barris (ANP, 2024a). No gráfico 01, pode ser visualizado a evolução da produção de petróleo e gás da Bacia de Campos e sua participação na produção nacional.

Gráfico 01: Produção de petróleo e gás da Bacia de Campos entre 1977 e 2023 e sua participação na produção nacional



Fonte: ANP 2024. Elaboração: Ineep.

A produção de petróleo da Bacia de Campos atingiu seu auge em 2011, com 1.947 mil de barris de óleo equivalente por dia (Mboe/d). Nos anos seguintes, a produção passou a apresentar uma tendência de queda, principalmente entre 2014 e 2022, período em que a redução foi mais acentuada, superando mais um milhão de barris de óleo equivalente por dia. Essa diminuição não se restringiu a poucos campos, mas afetou também os principais, incluindo aqueles com poços no pré-sal, conforme os gráficos a seguir indicam.

Gráfico 02: Produção de petróleo e gás natural (pós e pré-sal) no campo Jubarte operado pela Petrobras

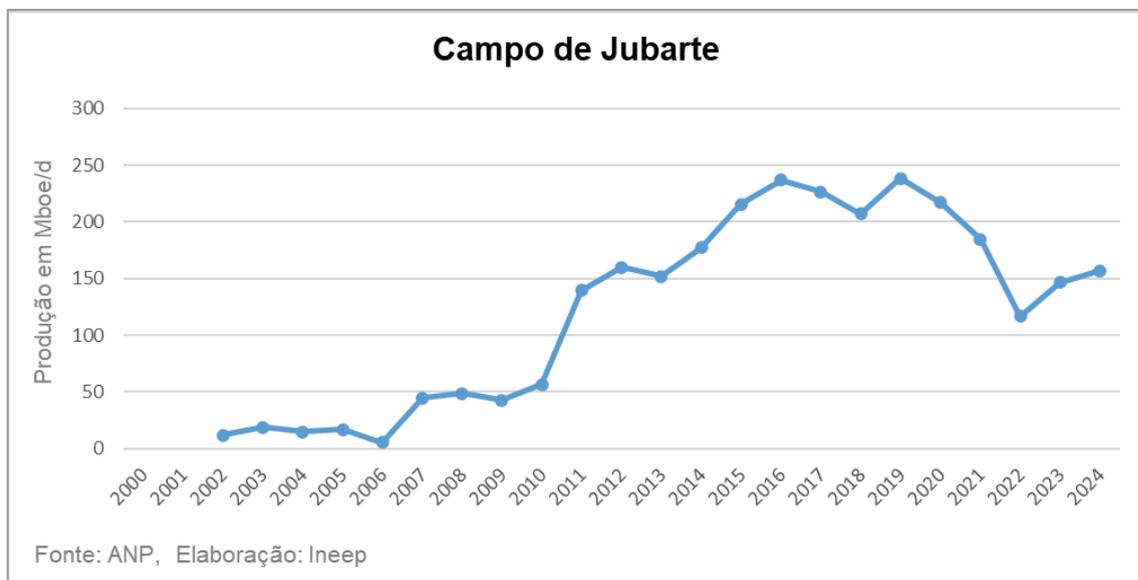


Gráfico 03: Produção de petróleo e gás natural (pós e pré-sal) no campo Marlim operado pela Petrobras

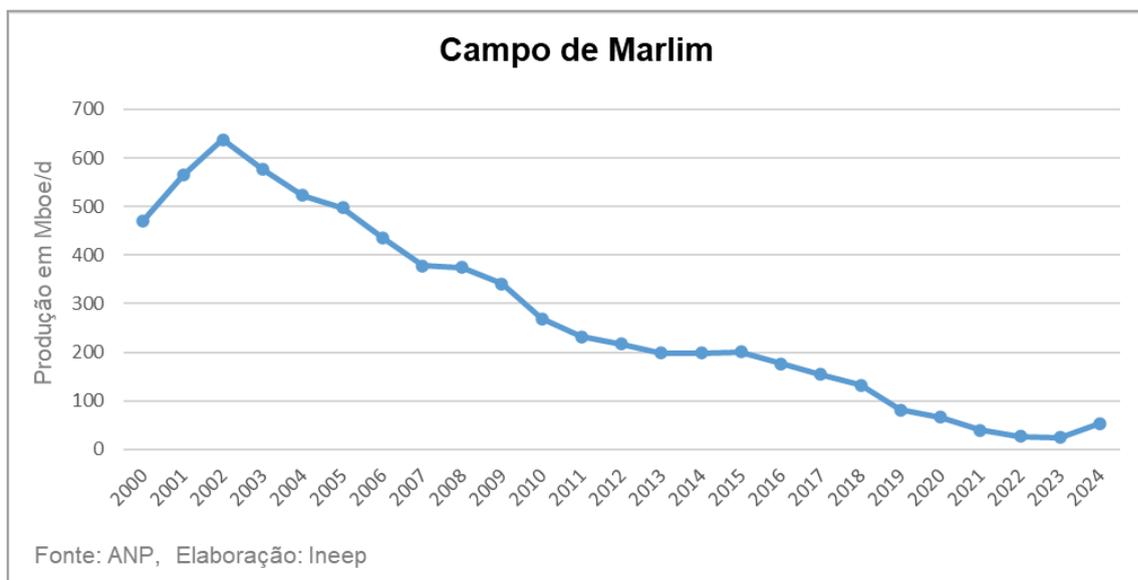


Gráfico 04: Produção de petróleo e gás natural (pós e pré-sal) no campo Marlim Leste operado pela Petrobras



Gráfico 05: Produção de petróleo e gás natural (pós e pré-sal) no campo Marlim Sul operado pela Petrobras

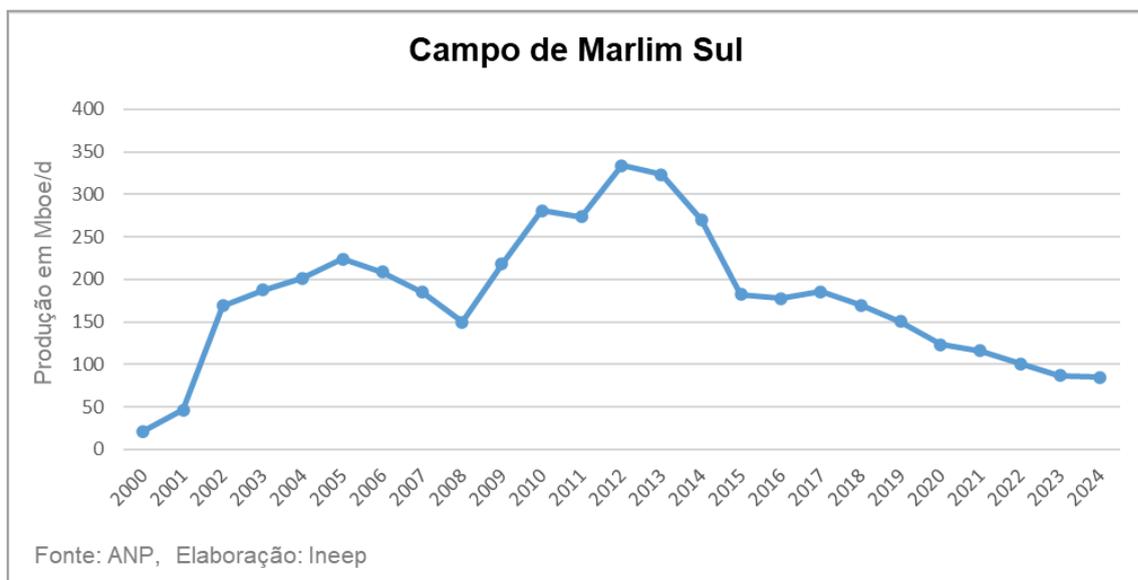


Gráfico 06: Produção de petróleo e gás natural no campo Tartaruga Verde operado pela Petrobras

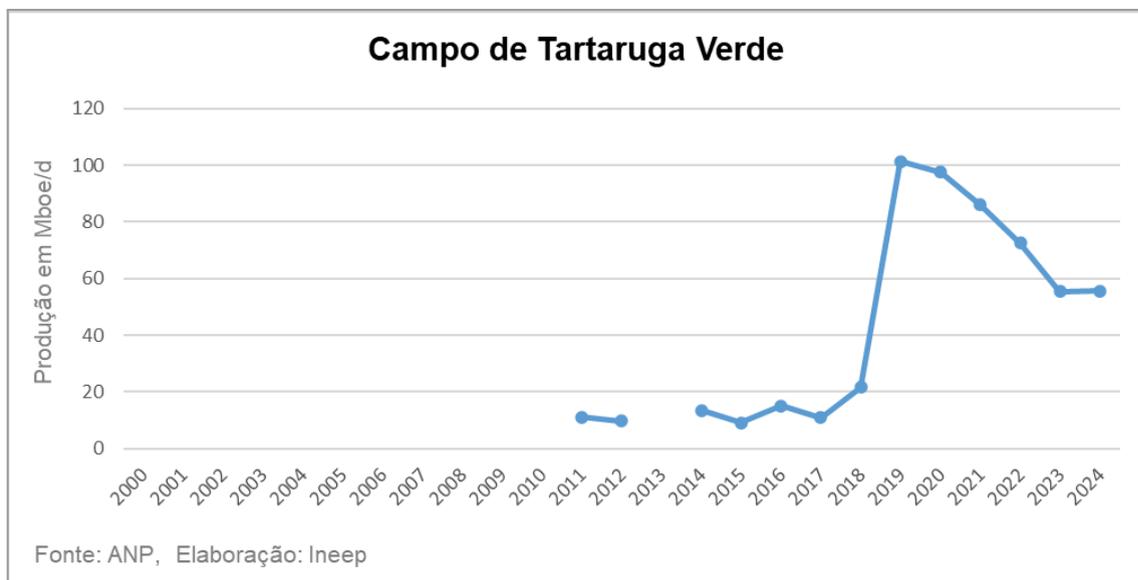


Gráfico 07: Produção de petróleo e gás natural no campo Peregrino operado pela Equinor

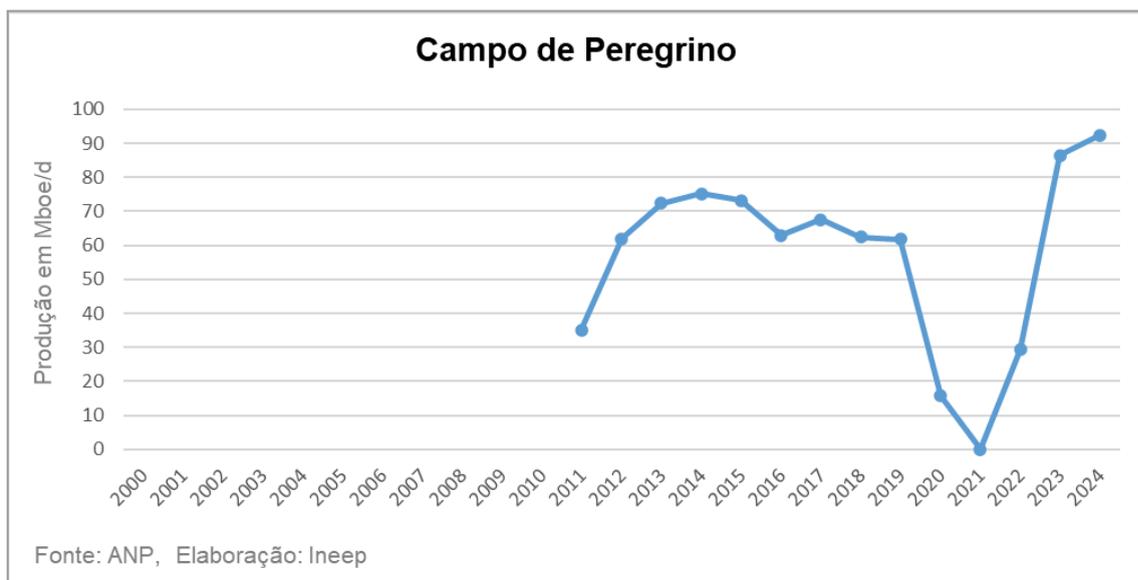


Gráfico 08: Produção de petróleo e gás natural (pós e pré-sal) no campo Caratinga operado pela Petrobras

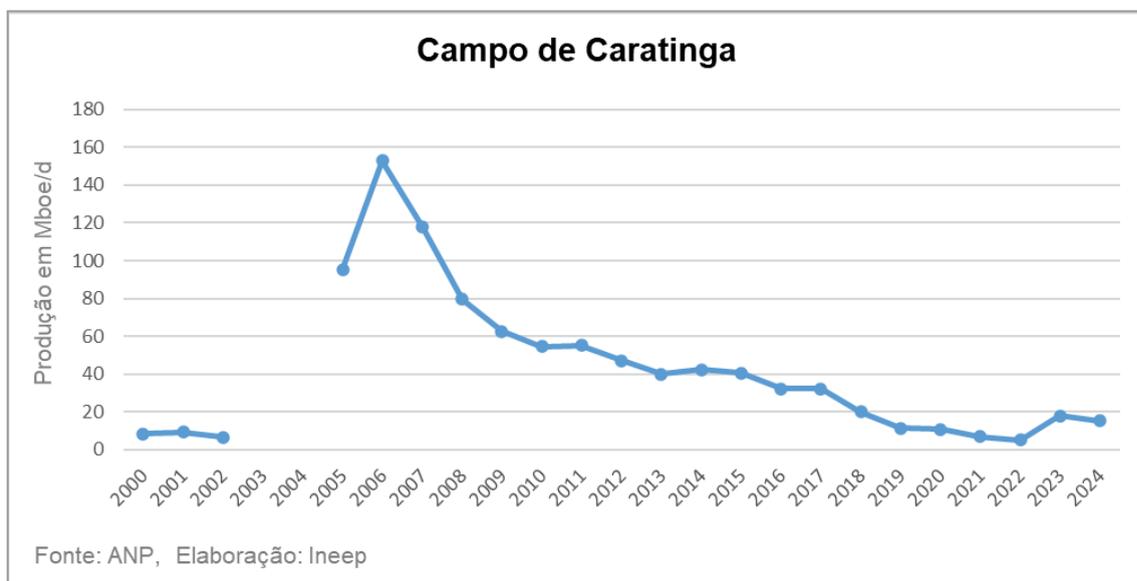


Gráfico 09: Produção de petróleo e gás natural (pós e pré-sal) no campo Barracuda operado pela Petrobras

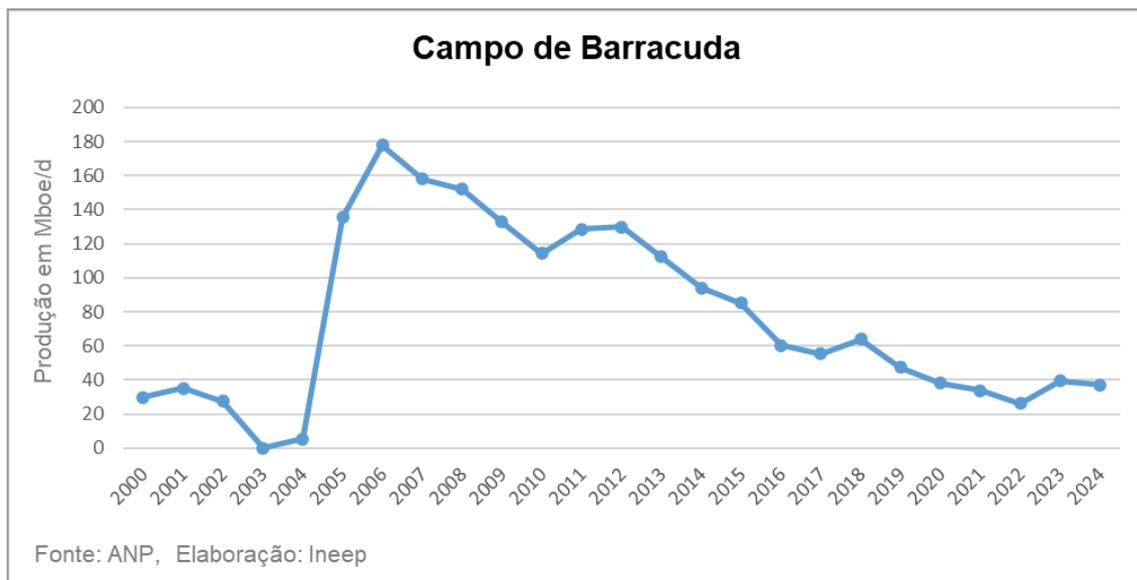


Gráfico 10: Produção de petróleo e gás natural no campo Roncador operado pela Petrobras

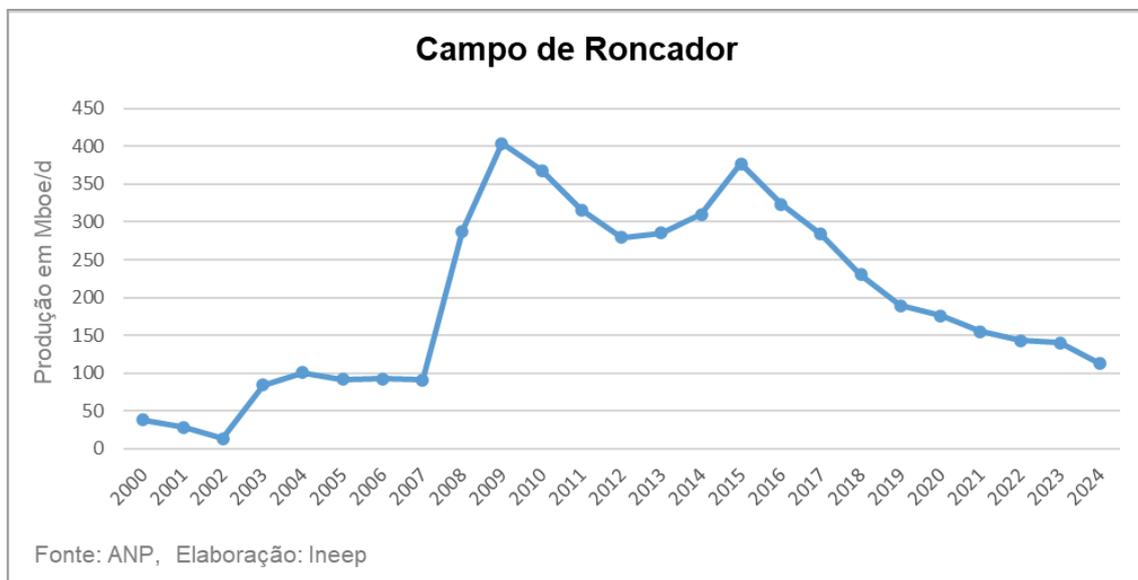
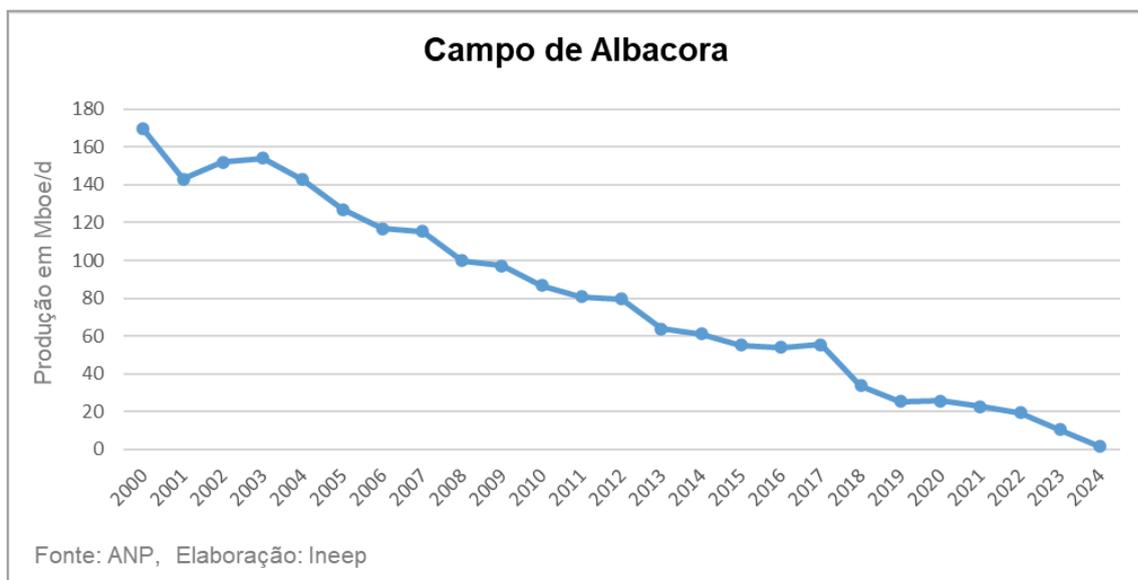


Gráfico 11: Produção de petróleo e gás natural no campo Albacora operado pela Petrobras



A queda na produtividade pode ser naturalmente atribuída ao amadurecimento dos campos produtores e da própria bacia. Contudo, a brusca queda da produção pode ser explicada pelas mudanças estratégicas adotadas pela Petrobras, principal operadora da bacia, especialmente, a partir de 2016. Esses aspectos serão abordados na seção 1.3.

Em 2018, em razão do desenvolvimento do pré-sal, a bacia de Santos assumiu a posição de maior produtora de petróleo e gás do país. Contudo, apesar de madura e da queda produtiva na última década, a Bacia de Campos se mantém como sendo a segunda maior produtora do país, o que reafirma sua importância estratégica para o abastecimento nacional, mesmo após 50 anos da primeira descoberta.

A produção de petróleo na Bacia de Campos ao longo do tempo, além de ampliar o abastecimento nacional, possibilitou e promoveu uma série de avanços tecnológicos pela Petrobras. Nesse sentido, destaca-se o Programa Tecnológico de Capacitação em Águas Profundas (Procap), um dos mais importantes projetos de investimento em P&D da Petrobras, entre 1986 e 2006, que contribuiu decisivamente com os segmentos de exploração e produção offshore.

O Procap tinha como objetivo geral capacitar tecnologicamente a Petrobras, seus fornecedores nacionais de equipamentos e serviços, firmas internacionais com produção de equipamentos no Brasil e instituições de pesquisa, visando desenvolver inovações necessárias para explorar petróleo e gás em águas profundas e ultraprofundas e, ao mesmo tempo, reduzir os custos de extração (MORAES, 2023 E PINTO; NOZAKI, 2017).

O programa foi adotado em três fases, basicamente em função dos novos desafios decorrentes dos avanços das atividades offshore em profundidades cada vez maiores. A primeira etapa foi o Procap-1000 que buscou desenvolver a capacitação da empresa de maneira economicamente viável em profundidades até 1.000 metros (ORTIZ NETO, 2006). Foram escolhidos como ativos para desenvolvimento os campos de Albacora, Albacora Leste e de Marlim. Ao todo, essa fase envolveu 109 projetos multidisciplinares, executados em cooperação com universidades e centros

de pesquisa, sendo que em 20% deles o foco era a inovação tecnológica (MONTENEGRO; NOZAKI, 2021).

Entre 1993 e 1999, foi desenvolvido o Procap-2000, que pode ser visto como uma continuidade do Procap-1000. O objetivo era promover o desenvolvimento tecnológico para reduzir os custos de produção dos campos já explorados, bem como para ampliar as atividades de exploração e produção em profundidades de até 2000 metros. A trajetória tecnológica do Procap-2000 foi marcada por inovações tecnológicas inéditas, direcionadas à superação dos novos desafios dessas condições ambientais ainda inexploradas. Ao todo, nessa fase, foram envolvidos nessa 40 projetos (ORTIZ NETO, 2006).

Entre 2000 e 2006, foi desenvolvido o Procap-3000, que, em certa medida, deu continuidade aos Procap-1000 e Procap-2000. Este programa focou na redução dos custos de produção dos campos já explorados e na ampliação da profundidade de prospecção para 3.000 metros. Os objetivos específicos do Procap-3000 destinaram-se a dar suporte às novas fases de produção dos campos Marlim Sul (RJ), Roncador (RJ), Marlim Leste (RJ), Albacora Leste (RJ), Jubarte (ES), Cachalote (ES) e também de blocos exploratórios em águas profundas da Bacias de Santos, onde veio a ser descoberto o pré-sal (ORTIZ NETO, 2006).

Além de ter contribuído de maneira decisiva para as atividades de exploração e produção na Bacia de Campos, o Procap, como um todo, possibilitou uma endogenização tecnológica devido às condições profícuas para o desenvolvimento de inovações e tecnologias nacionais. Trata-se de uma condição de suma importância para o desenvolvimento do país, uma vez que o torna menos dependente e vulnerável (PINTO; NOZAKI, 2018).

Em resumo, a bacia de Campos está no coração da história da indústria do petróleo do Brasil. Sob a liderança da Petrobras, programas de tecnologia e investimentos de longo prazo permitiram a ampliação da produção em ambientes e profundidades cada vez mais desafiadoras, o que contribuiu de maneira decisiva para que o país se tornasse autossuficiente na produção de petróleo e a Petrobras uma referência mundial em operações offshore.

3 – As atividades exploratórias da Bacia de Campos: uma análise a partir da perfuração de poços

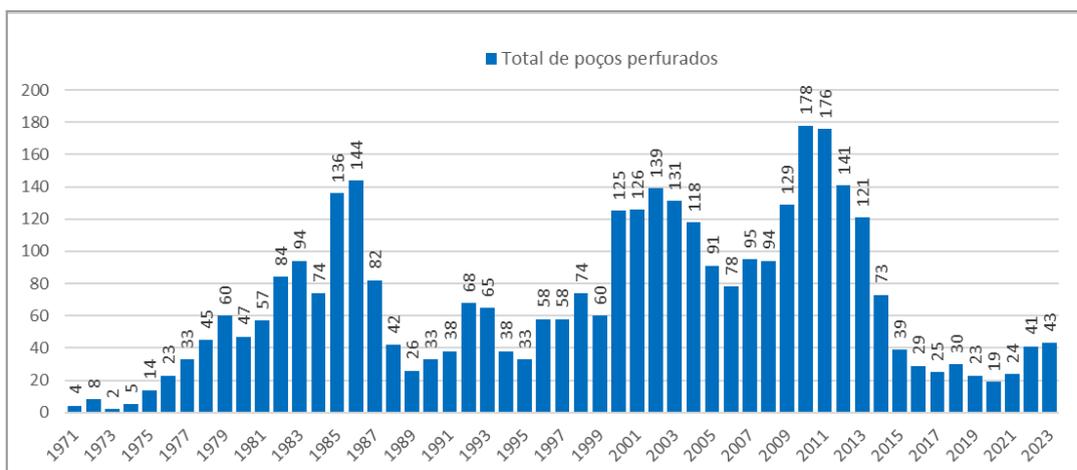
A trajetória das perfurações configura-se como importante indicador das atividades exploratórias. Ao todo, entre 1971 e 2023 foram perfurados 3.593 poços na bacia (ANP, 2024b), com destaque para dois momentos em que as perfurações se intensificaram:

1 – Década de 1980 – início da primeira grande campanha exploratória na bacia, marcada por um contexto de elevado risco exploratório, mas que foi impulsionado pelas descobertas da década de 1970. Esta rodada exploratória resultou na identificação dos primeiros grandes reservatórios e campos da bacia, como Marlim, Albacora e outros (cf. Quadro 01);

2 – Década de 2000 – Com as descobertas do pré-sal, este período é marcado pela intensificação das perfurações nas chamadas bacias do sudeste (Campos e Santos). Nesse contexto, uma nova rodada exploratória é desenvolvida na Bacia de Campos, agora com foco no pré-sal. Dela decorre o surgimento de campos com poços tanto no pós-sal quanto no pré-sal, como é o caso de Jubarte, Marlim, Caratinga, Barracuda, entre outros.

A evolução das perfurações na bacia de Campos pode ser visualizada no gráfico 12.

Gráfico 12: Série histórica das perfurações na Bacia de Campos entre 1971 e 2023



Fonte: ANP. Elaboração: Ineep.

Um terceiro aspecto que chama a atenção na história das perfurações na Bacia de Campos consiste na brusca redução dessas atividades a partir de 2015. Azevedo e Santos (2022) indicam que a redução dos poços exploratórios pode indicar três situações: 1) maturidade da bacia; 2) redução dos investimentos exploratórios; 3) escolhas de outras prioridades de investimentos pelas petroleiras.

Em certa medida, as três situações se aplicam à Bacia de Campos. De fato, trata-se de uma bacia com grau de maturidade relativamente elevado. Em 2024, a bacia completa 50 anos desde a primeira descoberta comercial, que atingiu o seu auge produtivo em 2011, conforme apontado anteriormente (cf. gráfico 01). Neste contexto, considerando que as bacias maduras tendem a ter descobertas de menor volume – uma vez que os maiores reservatórios foram descobertos em períodos anteriores –, a atratividade exploratória da região diminui. Isso pode, em parte, justificar a redução das perfurações.

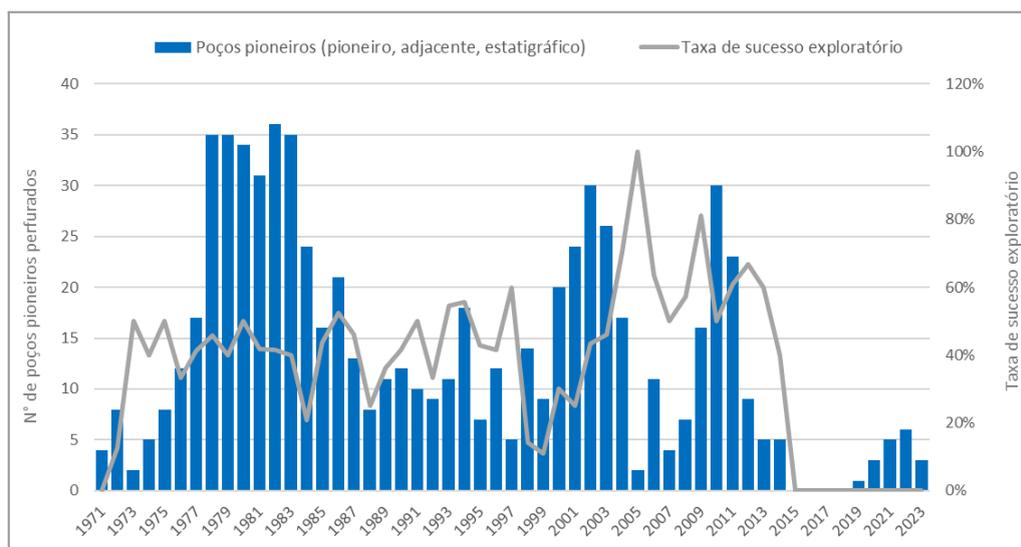
Contudo, vale ressaltar que os investimentos exploratórios na Bacia de Campos reduziram bruscamente, especialmente a partir de 2016. Sob uma gestão de orientação neoliberal, a Petrobras, principal operadora da bacia, adotou estratégias de atuação que visavam uma maior rentabilidade no curto prazo. Com isso, a estatal diminuiu seus investimentos e passou a priorizar os ativos de maior retorno no

pré-sal, o que, dentre outras coisas, implicou na redução das atividades exploratórias na Bacia de Campos e no Brasil.

A análise em questão é ainda corroborada pelos dados referentes à evolução dos poços pioneiros. De acordo com a resolução 699/2017 da ANP, os poços pioneiros são os primeiros a serem perfurados em um prospecto que visa testar a ocorrência de petróleo ou gás natural. De modo geral, são os poços que indicam a possível ocorrência de hidrocarbonetos em uma determinada região de interesse. Logo, a perfuração de poços dessa categoria é indispensável para a realização de novas descobertas.

Entre 1971 e 2023, foram perfurados 709 poços pioneiros na Bacia de Campos, distribuídos em três fases principais. A primeira fase, compreendida entre a segunda metade da década de 1970 e a década de 1980, corresponde ao momento de avanço exploratório e das primeiras grandes descobertas na bacia. Já a segunda fase, que vai do final da década de 1990 até 2004, e a terceira fase, que ocorre entre 2009 e 2011, estão diretamente relacionadas aos avanços exploratórios que possibilitaram as descobertas do pré-sal. Esses movimentos podem ser observados no gráfico a seguir.

Gráfico 13: Perfuração de poços pioneiros na Bacia de Campos e taxa de sucesso exploratório entre 1971 e 2023



Fonte: ANP. Elaboração: Inep.

O sucesso da atividade exploratória ocorre quando a finalidade da atividade exploratória é alcançada, ou seja, quando os poços pioneiros resultam em poços “descobridores”, “portadores” e “produtores” de hidrocarbonetos (AZEVEDO; SANTOS 2022). Nesse sentido, 303 dos 709 poços pioneiros perfurados na Bacia de Campos geram estas outras categorias de poços, o que representa uma taxa de sucesso exploratório de aproximadamente 43%.

Contudo, ainda observando o gráfico 03, chama a atenção a redução das atividades exploratórias na Bacia de Campos a partir de 2013. Entre 2015 e 2018, não houve perfurações de poços pioneiros na bacia. Além disso, de acordo com os dados da ANP, desde 2015, a taxa de sucesso exploratório, considerando a relação entre poços pioneiros e “descobridores”, “portadores” e “produtores” de hidrocarbonetos encontra-se em zero. Isso nos leva a levantar a hipótese de que as reduções exploratórias da Bacia de Campos não se justificam somente pelo amadurecimento da bacia, mas também pelas mudanças estratégicas da Petrobras, que reduziu seus investimentos exploratórios e passou a priorizar outros ativos.

4 – Transformações da Bacia de Campos: os desinvestimentos da Petrobras e a chegada de novos operadores

Por décadas, a Petrobras atuou como a única operadora na Bacia de Campos e no Brasil. Contudo, com a quebra do monopólio estatal do setor em 1997 (Lei nº 9.478/1997), outras empresas passaram a operar na região. Apesar disso, a Petrobras manteve o seu protagonismo na bacia e foi responsável pela maioria das descobertas a partir dos anos 2000, pela instalação da maior parte das plataformas de produção e pela construção de infraestrutura de escoamento. Contudo, após o impeachment da ex-presidente Dilma Rousseff (PT), a chegada de Michel Temer (MDB) à Presidência da República e de Pedro Parente à presidência da estatal brasileira em 2016, a Petrobras alterou substancialmente suas estratégias de atuação. A lógica financeira passou a nortear a atuação da empresa. Assim, visando maior rentabilidade no curto prazo, a companhia reduziu seus investimentos, privatizou uma série de

ativos em todos os segmentos, passou a priorizar os ativos de alta rentabilidade e distribuir elevados dividendos aos seus acionistas.

Nesse sentido, a Bacia de Campos foi fortemente afetada. Com a redução dos investimentos e a busca de mecanismos para reduzir custos, ocorreram paralisações e encerramentos de projetos dedicados a melhorias de eficiência da bacia e recuperação secundária, em especial nas áreas conhecidas como “campos maduros”. (MONTENEGRO; NOZAKI, 2021).

Montenegro e Nozaki (2021) indicam que a partir de 2017, as iniciativas da Petrobras para a Bacia de Campos acabaram se concentrando na venda de ativos e/ou parcerias de produção com outras petroleiras multinacionais. Assim, os programas e medidas para recuperação da produção, inovações tecnológicas se tornaram quase inexistentes, fato que pode ser verificado pela falta de menção ou referência nos relatórios apresentados pela companhia (MONTENEGRO; NOZAKI, 2021).

Nesse contexto, na Bacia de Campos, entre 2018 e 2024, foram privatizados 22 campos de produção. O valor arrecadado em conjunto com essas privatizações foi de aproximadamente R\$31,77 bilhões, de acordo com levantamento realizado pelo Ineep.

A primeira privatização ocorreu em 2018. Na ocasião, a Petrobras vendeu 25% de sua participação no campo de Roncador para a multinacional Equinor, na porção norte da bacia, por R\$10,06 bilhões. Contudo, a Petrobras se manteve como operadora do ativo, detendo 75% de participação.

Em 2019, a Petrobras vendeu outros 6 ativos na Bacia de Campos. A participação de 70% da Petrobras no campo Maromba foi vendida para a multinacional norueguesa BW Offshore por R\$369,90 milhões. Apesar de descoberto ainda em 2003 (cf. quadro 01), o campo Maromba não teve a produção iniciada pela Petrobras. No mesmo ano, a Petrobras finalizou a venda de 50% dos direitos de exploração e produção do campo de Tartaruga Verde (concessão BM-C-36) e do Módulo III do campo de Espadarte para a multinacional Petronas da Malásia. O valor da negociação foi de R\$5,24 bilhões. Em outros três campos, Pargo, Vermelho e

Carapeba, a Petrobras vendeu 100% de sua participação para a multinacional franco-britânica Perenco pelo valor de R\$1,63 bilhões.

No ano de 2020, a Petrobras em uma única venda, negociou 10 campos (Badejo, Bicudo, Bonito, Enchova, Enchova Oeste, Linguado, Marimbá, Pampo, Piraúna e Trilha) na Bacia de Campos com a britânica Trident Energy no valor de R\$ 2,24 bilhões. Já em 2021, a Petrobras vendeu sua participação de 30% no campo de Frade para a brasileira Prio por R\$539 milhões. Em 2022, a estatal alienou sua participação de 62,5% no campo de Papa-Terra para a brasileira 3R Petroleum por R\$542,87 milhões.

Apesar de contrária às privatizações da estatal, a nova gestão da Petrobras e do governo federal, empossados em 2023, mantiveram os contratos de venda assinados na gestão anterior. Nesse sentido, no apagar das luzes de 2022, foi assinado o contrato de venda da participação de 90% da Petrobras no campo de Albacora Leste para a Prio. A venda foi concluída em 2023 pelo valor de R\$11,11 bilhões.

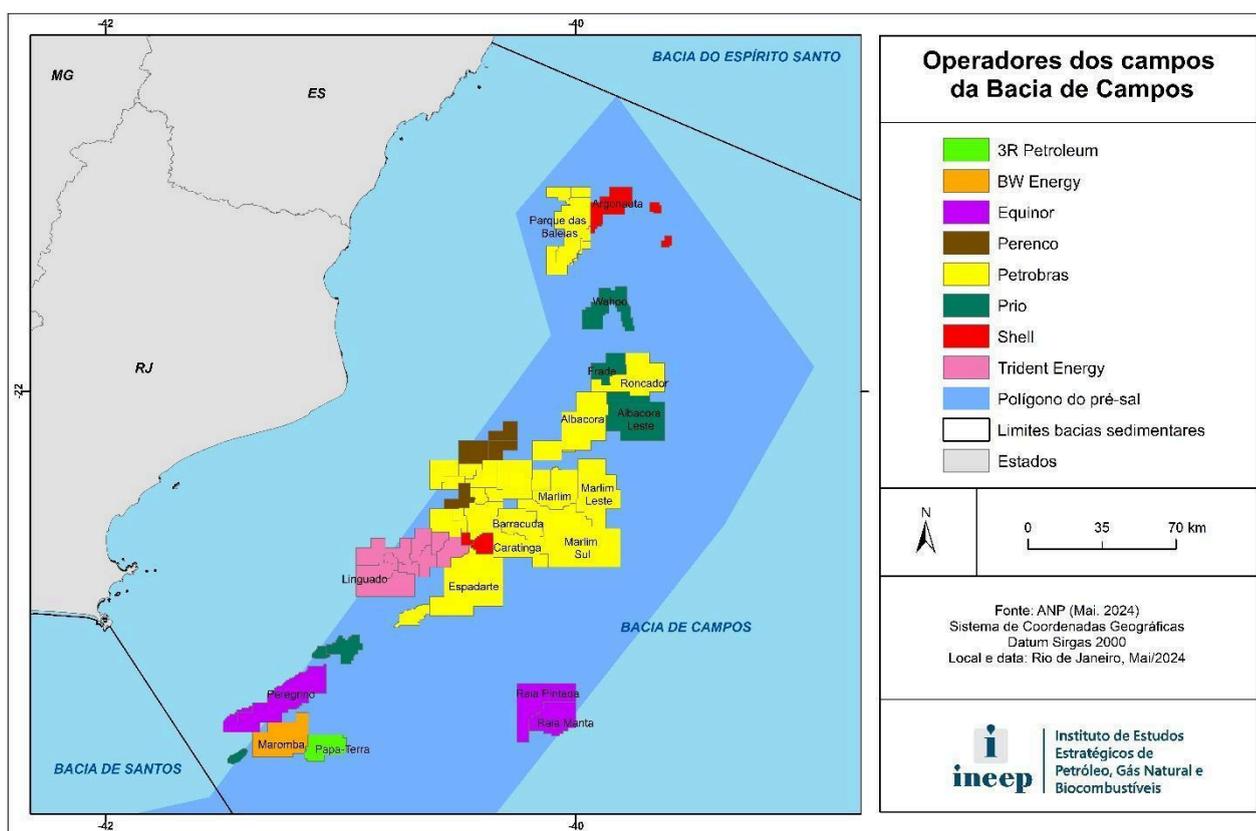
Em 2024, outros dois campos tiveram contratos de venda assinados. Trata-se dos campos de Bagre e Cherne. São campos que foram colocados à venda (polo Garoupa), que não receberam propostas e que estavam previstos para devolução à ANP pela Petrobras. No entanto, acabaram sendo negociados com a Perenco por R\$52,50 milhões.

Além das privatizações, conforme citado anteriormente, houve a redução de investimentos da Petrobras. Nesse sentido, a Bacia de Campos foi fortemente afetada, especialmente no que se refere a paralisação de projetos dedicados às melhorias de eficiência da bacia e recuperação secundária, em especial nas áreas conhecidas como “campos maduros” (MONTENEGRO; NOZAKI, 2021).

As condições resultantes das estratégias da Petrobras explicam a brusca redução da produção de petróleo e gás na bacia nos últimos anos. Entre 2015 e 2022, a queda na produção foi de um milhão de barris de óleo equivalentes por dia, conforme indicam os gráficos 01 e 04.

Até 2017, a Petrobras operava a maioria dos campos na Bacia de Campos, no entanto, esse cenário se modificou substancialmente desde então. Atualmente, em 2024, a bacia conta com oito operadores, dos quais quatro chegaram à região por meio da aquisição de ativos da Petrobras. A distribuição espacial dos campos da Bacia de Campos e seus respectivos operadores pode ser visualizada no mapa 01.

Mapa 01: Campos da Bacia de Campos e seus respectivos operadores*



Fonte: ANP. Elaboração Ineep.

*Os campos de Cherne e Bagre foram listados como operados pela Perenco.

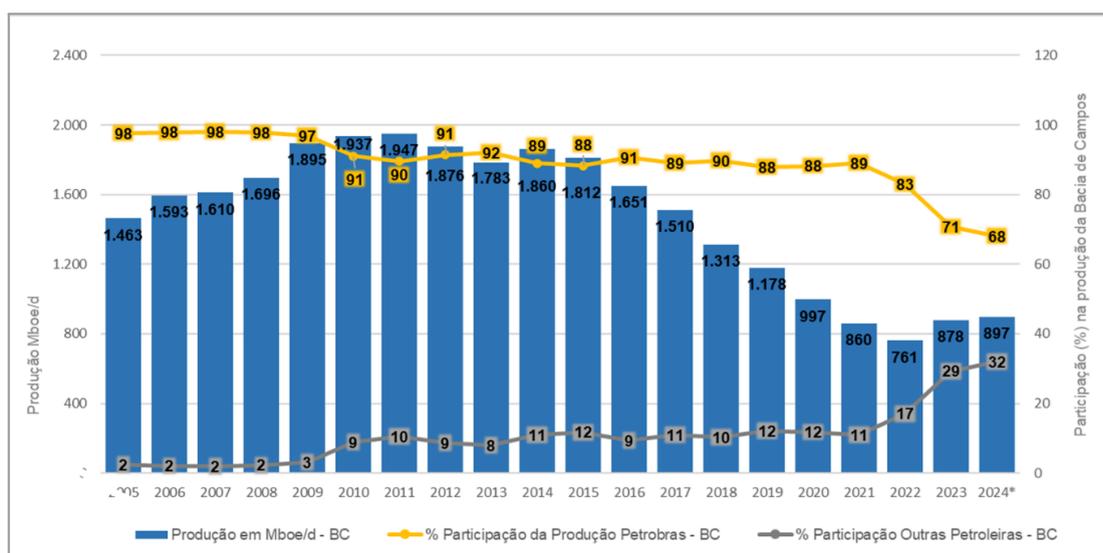
As mudanças na Bacia de Campos decorrentes das privatizações poderiam ser ainda maiores caso outros campos colocados à venda tivessem sido privatizados. Trata-se do polo Garoupa, que inclui os campos de Enequim, Congro, Corvina, Molhado, Namorado, Parati, Garoupa, Garoupinha, Viola, Bagre e Cherne. Em 2024, os campos de Bagre e Cherne foram adquiridos pela Perenco, enquanto a Petrobras iniciou o processo de devolução dos demais campos à ANP. O campo Albacora também foi colocado à venda juntamente com Albacora Leste, contudo somente este último veio a ser privatizado. A Petrobras ainda havia lançado ao mercado 50% de

participação não operada no Polo Marlim, que abrange os campos de Marlim, Marlim Leste, Marlim Sul e Voador. Nesses ativos, a Petrobras iria manter a operação e 50% dos ativos. Por fim, a Petrobras também colocou à venda o campo de Catuá na porção norte da bacia. Contudo, não havendo negociação, a Petrobras devolveu o campo à ANP.

Diante das privatizações realizadas e das vendas que não vieram a ser concluídas, levanta-se a hipótese de que a estratégia da Petrobras, entre 2016 e 2022, foi buscar uma alternativa para não prosseguir com os projetos de revitalização dos ativos e, até mesmo, não avançar no segmento de descomissionamento. Essas funções ficariam sob a responsabilidade dos novos operadores dos ativos.

Com a entrada de novos agentes na bacia, resultado da quebra do monopólio estatal por meio de rodadas licitatórias sob concessão realizadas pela ANP ao longo dos anos e das privatizações de campos de produção realizadas pela Petrobras, observou-se um aumento da produção de petróleo e gás por parte das petroleiras privadas, conforme indica o gráfico 14.

Gráfico 14: Produção de petróleo e gás na Bacia de Campos (mboe/d) e a participação da Petrobras e demais petroleiras como operadoras entre 2005 e 2023



Fonte: ANP. Elaboração Ineep.

O aumento da produção de petróleo por empresas privadas é bem-vindo em um cenário de projeções de crescimento econômico e de aumento da demanda energética nos próximos anos. Entretanto, a maior participação das empresas privadas na produção não assegura automaticamente os mesmos benefícios para o desenvolvimento regional e nacional que eram proporcionados pela Petrobras. Nesse sentido, é fundamental que a Petrobras lance novos olhares para a Bacia de Campos articulando o desenvolvimento de projetos de revitalização, atividades exploratórias, transição energética e desenvolvimento regional e nacional.

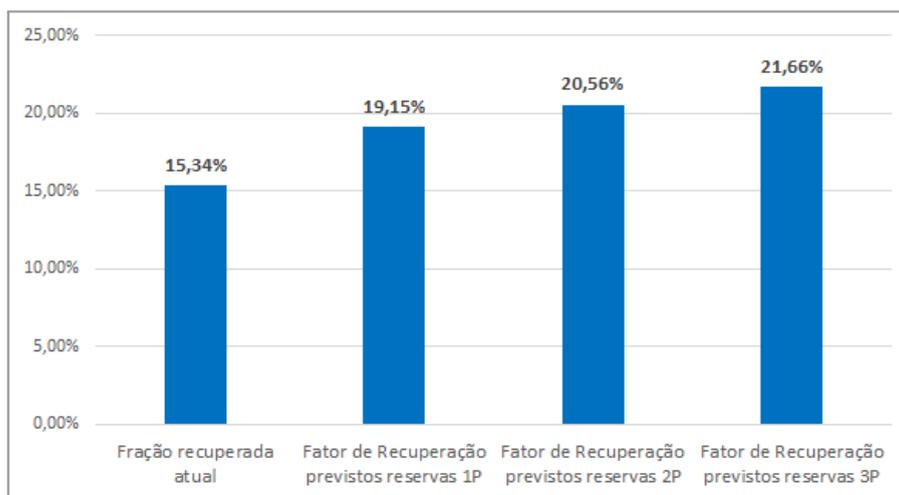
5 – Revitalização da Bacia de Campos

Um campo petrolífero passa por cinco etapas ao longo de seu ciclo de vida: 1) exploração; 2) desenvolvimento; 3) início da produção; 4) maturidade; e 5) abandono. O auge da produção de petróleo e/ou gás natural acontece na fase 3, seguido pelo declínio gradual, momento em que o campo é considerado maduro. Segundo a ANP (2024c), os campos maduros seriam aqueles que estão em atividade produtiva há 25 anos ou mais e/ou têm produção igual ou superior a 70% das reservas provadas.

Aumentar a produção e a vida útil desses campos são grandes desafios para a indústria de petróleo e gás. A Bacia de Campos possui, atualmente, um fator de recuperação¹ de aproximadamente 15%, segundo a ANP. Ou seja, apenas 15% do volume de óleo disponível na bacia é extraído. Conforme o IBP (2021), a média brasileira do fator de recuperação atual do Brasil gravita entre 20% e 30% e é considerada relativamente baixa (EPE, 2018). Na Noruega, o fator de recuperação é de aproximadamente 70%, segundo a EPE. Nesse contexto, o desenvolvimento de técnicas e tecnologias visando aumentar o fator de recuperação dos campos da Bacia de Campos pode ser viável. O gráfico 15 mostra em detalhe as projeções para o fator de recuperação na Bacia de Campos.

¹ Percentual do volume de petróleo que foi extraído de um reservatório em relação ao volume total nele existente.

Gráfico 15: Fator de recuperação atual e previstos para a Bacia de Campos



Fonte: ANP. Elaboração Ineep.

Atualmente, de acordo com o Plano Estratégico 2024-2028+ (PE 24-28+), a Petrobras está atuando na revitalização da Bacia de Campos. Destaca-se nesse contexto, os projetos para Marlim, Parque das Baleias, Albacora e Barracuda-Caratinga.

No projeto de revitalização do campo Marlim, que também abrange os campos Voador e Brava, a Petrobras concluiu, em 2023, a instalação de duas novas plataformas do tipo FPSO (Floating Production Storage and Offloading), a Anna Nery e a Anita Garibaldi, que operam em poços do pós e do pré-sal. O navio-plataforma FPSO Anna Nery, que foi afretado junto a Yinson, possui capacidade de produzir até 70 mil barris de petróleo por dia (bpd) e 4 milhões de m³ por dia (m³/dia) de gás natural. O FPSO Anita Garibaldi, afretada pela Petrobras junto a Modec, possui capacidade para produzir até 80 mil bpd e de processar até 7 milhões de m³/dia de gás. Juntas, essas plataformas afretadas possuem a capacidade de produção de 150 mil bpd e 11 milhões de m³/dia de gás natural. De acordo com o PE 24-28+, essas duas plataformas irão substituir outras 9 unidades antigas que deverão ser descomissionadas.

Para 2025, está prevista a entrada em operação do FPSO Maria Quitéria no campo de Jubarte, visando a revitalização do Parque das Baleias na porção norte da

bacia. A plataforma, afretada pela Petrobras junto à Yinson, terá capacidade de produzir 100 mil barris de óleo e de processar 5 milhões de metros cúbicos de gás.

Entre 2027 e 2028, outras duas plataformas do tipo FPSO estão previstas para serem contratadas. Uma para o projeto de revitalização de Albacora e outra para Barracuda e Caratinga. De acordo com o PE 24-28, essas plataformas também serão afretadas.

O desenvolvimento de projetos de revitalização para a Bacia de Campos são importantes e fundamentais para o futuro. Contudo, o que se nota, a partir do Plano Estratégico da Petrobras é um comportamento que não articula de maneira ampla esses projetos com a indústria nacional. Trata-se de plataformas afretadas que foram construídas fora do país, abdicando assim da força de trabalho e dos fornecedores nacionais em sua construção. Esse processo acaba, em certa medida, rompendo com o histórico papel da Petrobras de indutora do desenvolvimento, especialmente no norte fluminense, onde liderou a estruturação de toda uma cadeia de petróleo e gás e a conformação de uma economia do petróleo. Ou seja, de territórios confrontantes com campos produtores de petróleo que sofreram transformações econômicas e sociais em razão da instalação de uma série de infraestruturas e indústrias de bens e serviços e que contam com um grande volume de força de trabalho.

Além disso, em razão do afretamento, os trabalhadores que atuarão nessas plataformas, em geral, não terão contratos de trabalho com a Petrobras, mas com as empresas proprietárias das embarcações. Assim, por meio dessa terceirização, tem-se ainda uma forte tendência de precarização do trabalho.

De acordo com pesquisa realizada pelo Departamento Intersindical de Estatística e Estudos Socioeconômicos (Dieese), a pedido do Sindicato dos Petroleiros do Norte Fluminense (Sindipetro-NF), no primeiro semestre de 2023, as unidades terceirizadas apresentaram um custo de produção maior do que o da Petrobras em águas profundas e ultraprofundas. Esse aspecto, demonstra que o afretamento, além de não contribuir com o desenvolvimento regional e nacional e implicar na precarização do trabalho, também não se justifica sob o ponto de vista econômico.

Ainda no âmbito das revitalizações na Bacia de Campos, destaca-se os descomissionamentos previstos para acontecer na bacia. Das 25 plataformas previstas para descomissionamento entre 2024 e 2028 pela Petrobras, 15 estão localizadas na Bacia de Campos, correspondendo a 60% do total. Além disso, dos US\$11,4 bilhões previstos para descomissionamento, 71%, ou US\$8,1 bilhões, são destinados à Bacia de Campos. Esses investimentos visam, essencialmente, viabilizar a remoção das plataformas juntamente com todo seu sistema de produção e a desativação permanente dos poços. No quadro 02 podem ser visualizadas as plataformas descomissionadas e em processo de descomissionamento na Bacia de Campos.

Quadro 02: Plataformas descomissionadas e em descomissionamento na Bacia de Campos

PLATAFORMA	CAMPO	OPERADOR	STATUS
Petrobras 07 (P-07)	Bicudo	Petrobras	Descomissionada
Petrobras 12 (P-12)	Linguado	Petrobras	Descomissionada
Petrobras 15 (P-15)	Piraúna	Petrobras	Descomissionada
Petrobras 27 (P-27)	Voador	Petrobras	Descomissionada
FPSO Brasil	Roncador	Petrobras	Descomissionada
FPSO Marlim Sul	Marlim Sul	Petrobras	Descomissionada
FPSO Cidade de Rio das Ostras	Tartaruga Verde	Petrobras	Descomissionada
FPSO Cidade do Rio de Janeiro	Espadarte	Petrobras	Descomissionada
FPSO Cidade de Niterói	Marlim Leste	Petrobras	Descomissionada
Petrobras 34 (P-34)	Barracuda/Caratinga	Petrobras	Descomissionada
Petrobras 18 (P-18)	Marlim	Petrobras	Aprovado/em descomissionamento
Petrobras 19 (P-19)	Marlim	Petrobras	Aprovado/em descomissionamento
Petrobras 20 (P-20)	Marlim	Petrobras	Aprovado/em descomissionamento

Petrobras 26 (P-26)	Marlim	Petrobras	Aprovado/em descomissionamento
Petrobras 32 (P-32)	Viola	Petrobras	Aprovado/em descomissionamento
Petrobras 33 (P-33)	Marlim	Petrobras	Aprovado/em descomissionamento
Petrobras 35 (P-35)	Marlim	Petrobras	Aprovado/em descomissionamento
Petrobras 37 (P-37)	Marlim	Petrobras	Aprovado/em descomissionamento
Petrobras 47 (P-47)	Viola	Petrobras	Aprovado/em descomissionamento
FPSO Capixaba	Jubarte	Petrobras	Aprovado/em descomissionamento
FPSO Fluminense	Bijupirá	Shell	Aprovado/em descomissionamento
Tubarão Azul	Tubarão Azul	Dommo	Aprovado/em descomissionamento
FPSO Polvo	Polvo	Prio	Aprovado/em descomissionamento
Plataformas 65	Enchova	Trident Energy	Aprovado/em descomissionamento
FPSO Espírito Santo	Ostra	Shell	Aprovado/em descomissionamento

Fonte: Painel dinâmico de descomissionamento da ANP (08/06/2024d) e Petrobras (2024).
Elaboração, Ineep.

De modo geral, as atividades de descomissionamento podem representar ainda oportunidades de negócios, por exemplo, para a indústria naval, que na última década sofreu significativa retração em decorrência da Operação Lava Jato e da crescente preferência pelo afretamento de plataformas, associados à flexibilização do conteúdo nacional.

Além das plataformas em descomissionamento, destaca-se o fato de que muitas plataformas em operação na bacia são antigas. A média de idade das

plataformas em operação na Bacia de Campos é de aproximadamente 20 anos. No quadro 03, pode ser visualizado o ano do início da operação de cada plataforma que encontra-se em operação.

Quadro 03: Plataformas em operação na Bacia de Campos em maio de 2024

NOME DA PLATAFORMA	CAMPO	OPERADOR	LÂMINA D'ÁGUA (m)	ANO DE INÍCIO DE OPERAÇÃO	IDADE EM ANOS
Plataforma de Enchova	Bonito / Enchova / Enchova Oeste	Trident Energy	116	1983	41
Plataforma de Pampo 1	Linguado / Pampo	Trident Energy	115	1984	40
Plataforma de Garoupa	Garoupa	Petrobras	120	1984	40
Plataforma de Carapeba 2	Carapeba	Perenco	87	1988	36
Plataforma de Carapeba 1	Carapeba	Perenco	86	1988	36
Plataforma de Vermelho 1	Vermelho	Perenco	80	1989	35
Plataforma de Vermelho 3	Vermelho	Perenco	82	1989	35
Plataforma 08	Marimbá	Trident Energy	423	1993	31
Petrobras 18	Marlim / Marlim Sul	Petrobras	910	1994	30
Plataforma de Carapeba 3	Carapeba	Perenco	86	1994	30
Petrobras 25	Albacora / Albacora Leste	Petrobras	570	1997	27

Petrobras 40	Marlim / Marlim Sul	Petrobras	1080	2001	23
Petrobras 43	Barracuda / Caratinga	Petrobras	800	2004	20
Petrobras 48	Barracuda / Caratinga	Petrobras	1032	2005	19
FPSO Forte	Albacora / Albacora Leste	Prio	1230	2006	18
Petrobras 54	Roncador	Petrobras	1400	2007	17
Petrobras 52	Roncador	Petrobras	1800	2007	17
Polvo A	Polvo	Prio	105	2007	17
Plataforma 65 (SS-06)	Bonito / Enchova	Trident Energy	120	2009	15
Petrobras 51	Marlim Sul	Petrobras	1260	2009	15
FPSO Frade	Frade	Prio	0	2009	15
FPSO Espírito Santo	Abalone / Argonauta / Ostra	Shell	1780	2009	15
Petrobras 57	Jubarte	Petrobras	1258	2010	14
FPSO Peregrino	Peregrino	Equinor	98	2011	13
Petrobras 56	Marlim Sul	Petrobras	1645	2011	13
Peregrino A	Peregrino	Equinor	105	2011	13
Peregrino B	Peregrino	Equinor	121	2011	13

FPSO Cidade de Anchieta (Afretada)	Jubarte	Petrobras	1221	2012	12
Plataforma 3R-3	Papa-Terra	3r Petroleum	1165	2013	11
FPSO Bravo	Tubarão Martelo	Prio	105	2013	11
Petrobras 55	Roncador	Petrobras	1795	2014	10
Petrobras 58	Jubarte	Petrobras	1399	2014	10
Plataforma 3R-2	Papa-Terra	3r Petroleum	1185	2014	10
FPSO Cidade de Campos dos Goytacazes (Afretada)	Espadarte / Tartaruga Verde / Tartaruga Verde Sudoeste	Petrobras	765	2018	6
Peregrino C	Peregrino / Pitangola	Equinor	121	2021	3
FPSO Anna Nery (Afretada)	Marlim / Marlim Sul	Petrobras	927	2023	1
FPSO Anita Garibaldi (Afretada)	Espadim / Marlim / Marlim Sul / Voador	Petrobras	670	2023	1

Fonte: ANP. Elaboração, Ineep.

Em resumo, apesar de madura, a Bacia de Campos ainda apresenta potentes possibilidades para o abastecimento nacional e também para a dinamização econômica. Os projetos de revitalização visando aumentar o fator de recuperação e/ou aumentar a vida produtiva dos campos são essenciais. O descomissionamento também pode trazer contribuições econômicas importantes. Contudo, essas medidas necessitam ser articuladas com a indústria nacional visando a manutenção dos

empregos e arrecadação por parte dos governos. Contudo, observa-se que, especialmente no que se refere à instalação de novas plataformas nos projetos de revitalização pela Petrobras, há uma opção pelo afretamento. Esta preferência acaba resultando em retração das atividades da cadeia nacional de óleo e gás e na tendência de redução e precarização da força de trabalho do setor. Destarte, trata-se de uma opção que carece de revisão pelo atual governo e gestão da Petrobras.

6 – Economia regional e a Bacia de Campos

Os municípios da Bacia de Campos, tiveram a economia, a população e os territórios transformados pela exploração e produção de petróleo. Trata-se de uma região em que a base agroindustrial açucareira perdeu protagonismo em razão da consolidação das atividades da Bacia de Campos (PIQUET; OLIVEIRA, 2007). Essas transformações começaram com as primeiras descobertas da Petrobras e com o início da produção. Contudo, o município de Macaé acabou se destacando nesse contexto de transformações. No final da década de 1970, a Petrobras, por questões operacionais e burocráticas, abriu mão da instalação de uma base operacional no Porto de Vitória e construiu sua base na cidade de Macaé (SILVA, 2012; NADER, 2009; FERREIRA, 2022).

As transformações em Macaé e no norte fluminense foram significativas. Fato que pode ser constatado pelo aumento populacional. Em 1970, a população de Macaé era de 65.318 habitantes, vinte anos depois, em 1991, a população superou a marca de 100 mil habitantes. Em 2022, a população do município foi de 246.391 habitantes (IBGE, 2022). O município, que tinha pouco mais de 60 mil habitantes na década de 1970, viu sua população crescer quase quatro vezes em aproximadamente 50 anos. Além do aumento da população, uma das transformações espaciais do município foi o aumento de sua mancha urbana conforme pode ser verificado na figura 01.

Figura 01: Expansão da mancha urbana da cidade de Macaé entre 1985 e 2024

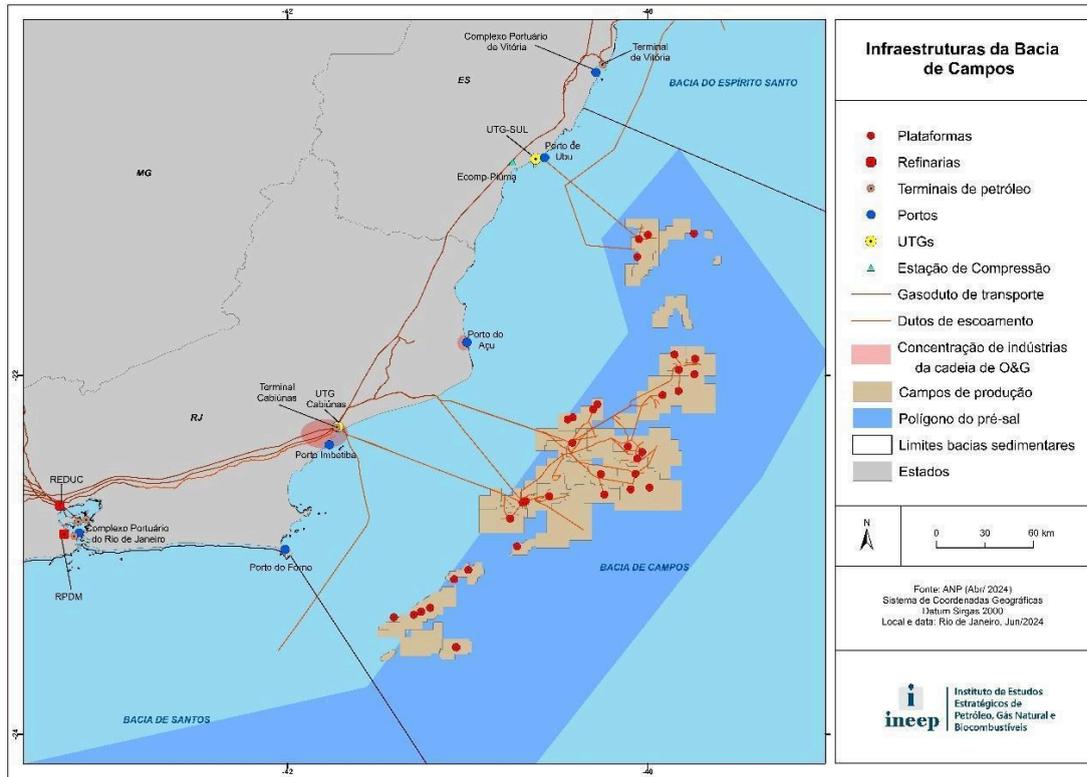


Fonte: IBGE e Google Earth. Elaboração Ineep.

A expansão populacional e urbana de Macaé se associa à migração e também à chegada de empresas industriais que se integraram à cadeia de petróleo e gás liderada pela Petrobras. Trata-se de centenas de empresas nacionais (dos segmentos de alimentação, metalmeccânica, logística, locação de andaimes, entre outras) e multinacionais (especializadas em serviços de engenharia de poços, equipamentos subsea, perfuração offshore, etc.) que promoveram uma especialização produtiva em Macaé. Em 2019, Ferreira (2022) identificou a presença de mais de 230 empresas nacionais e multinacionais ligadas ao setor de óleo e gás entre os municípios de Macaé e Rio das Ostras.

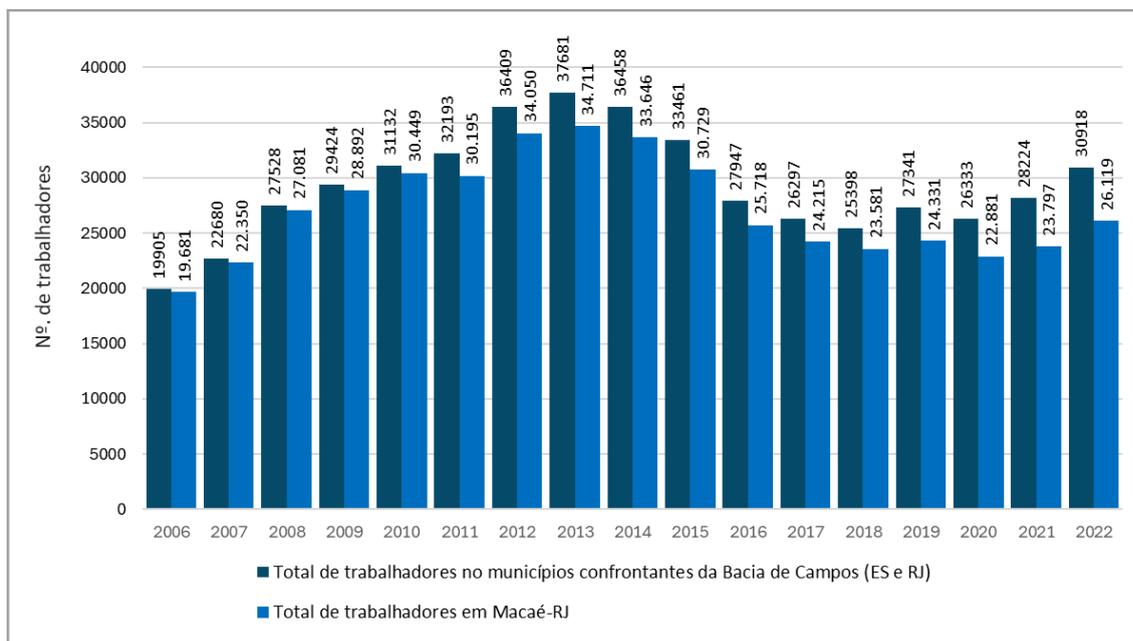
Nesse contexto, todo um conjunto de indústrias e infraestruturas foram construídos em Macaé visando atender as demandas das operações offshore, especialmente da Petrobras na Bacia de Campos. Foram instalados dutos, terminais de petróleo, estação de tratamento de gás, portos em terra e dezenas de plataformas no mar. Estas instalações não só possibilitam a exploração e produção de petróleo e gás, mas também conecta a região com outras partes do Brasil e do mundo.

Mapa 02: Infraestruturas na/da Bacia de Campos



As operações na Bacia de Campos mobilizam um grande volume de trabalho. De acordo com dados da RAIS (2022), em 2022 havia no setor de óleo e gás em Macaé cerca de 26.119 trabalhadores. Em 2011, com o desenvolvimento, ainda no contexto de desenvolvimentos de projetos de exploração e produção associados ao pré-sal, a cidade chegou a registrar 34.711 trabalhadores no setor de óleo e gás. No gráfico 16, pode ser visualizado o número de trabalhadores no setor de óleo e gás de Macaé e dos municípios confrontantes da Bacia de Campos entre 2006 e 2022.

Gráfico 16: Número de trabalhadores no setor de óleo e gás de Macaé e dos municípios confrontantes da Bacia de Campos² entre 2006 e 2022



Fonte: ANP. Elaboração Ineep.

O gráfico 06 revela uma mudança de cenário no mercado de trabalho de Macaé e dos municípios confrontantes da Bacia de Campos a partir de 2013. Entre 2006 e 2013, momento de descoberta e início da produção do pré-sal, nota-se uma tendência ascendente da força de trabalho. Contudo, a partir de 2013 verifica-se uma tendência de declínio no número de trabalhadores no setor de óleo e gás na região. Essa redução reflete, em parte, os efeitos da Operação Lava Jato, iniciada em 2014, que levou a Petrobras a suspender diversos projetos e contratos, resultando na perda de postos de trabalho no setor. Adicionalmente, a diminuição dos investimentos da Petrobras afetou negativamente toda a cadeia de petróleo e gás, acentuando a redução de empregos na indústria.

A partir de 2020, nota-se um tímido crescimento da força de trabalho do setor na região, com destaque para os municípios de Rio das Ostras e São João da Barra. Rio das Ostras, em particular, experimentou um aumento significativo de número de trabalhadores no setor de óleo e gás, impulsionado pela consolidação do Distrito

² Os municípios confrontantes com da Bacia de Campos são: No Rio de Janeiro: Armação de Búzios, Arraial do Cabo, Cabo Frio, Campos dos Goytacazes, Carapebus, Casimiro de Abreu, Macaé, Quissamã, Rio das Ostras, São Francisco de Itabapoana e São João da Barra. No Espírito Santo: Presidente Kennedy, Itapemirim, Marataízes, Piúma, Anchieta e Guarapari.

Industrial Municipal (Zona Especial de Negócios - ZEN), localizado na área limítrofe com Macaé. Em 2022, o município destacou-se como o segundo maior em número de trabalhadores no setor, atrás somente de Macaé, com um total de 4.235 trabalhadores. Por sua vez, São João da Barra registrou 257 trabalhadores empregados diretamente no setor em 2022. Vale notar que, com a inauguração do Porto do Açu, este município ganhou relevância na cadeia de Petróleo e gás nos últimos anos. Atualmente, o porto é ponto de partida das embarcações de apoio offshore da Petrobras e de outras petroleiras que atuam na Bacia de Campos. Além disso, sedia diversas empresas fornecedoras de serviços e equipamentos para a produção e exploração de petróleo. Em 2023, a Petrobras assinou um contrato de três anos com o Porto do Açu para apoio ao descomissionamento de plataformas de produção de petróleo e gás. Segundo a Petrobras, o acordo prevê a disponibilização de cais para acostamento temporário das unidades de produção em descomissionamento, até a definição da destinação final da unidade.

Em Macaé, embora tenha havido um aumento no número de vínculos trabalhistas no setor de óleo e gás a partir de 2020, os níveis atuais de emprego permanecem próximos aos registrados em 2008.

A manutenção, ou até o crescimento, dos empregos do setor de óleo e gás é essencial para a região. Para isso, as petroleiras privadas necessitam investir em projetos de recuperação de campos maduros e na exploração de novas áreas. O mesmo se aplica a Petrobras, que, além disso, necessita rever sua estratégia de contratação de plataformas visando uma maior retomada da cadeia de óleo e gás nacional.

Além da quantidade de postos de trabalho, é importante destacar algumas características desses empregos. Inicialmente, ressalta-se a grande mobilidade pendular. Diferente de outras áreas, o trabalho no setor de O&G, especialmente para aqueles que atuam diretamente na exploração e produção, possui escala singular. Um período embarcado nas plataformas e um período em casa. Nesse sentido, muitos trabalhadores acabam residindo em locais distantes dos locais de embarque para as plataformas. Ferreira (2022), a partir dos dados de mobilidade pendular para trabalho no setor de O&G, identificou que cerca de 40% do total de trabalhadores realizaram

deslocamentos pendulares, com muitos deles abrangendo longas distâncias, inclusive interestaduais. Esse aspecto sugere que o número real de trabalhadores na Bacia de Campos pode ser ainda maior do que os dados apresentados no recorte dos municípios confrontantes.

Outra característica importante do emprego no setor é a remuneração dos trabalhadores. De acordo com estimativas da CNI (Confederação Nacional da Indústria), os salários no setor de óleo e gás são, em média, 7,3 vezes superiores à média nacional em função da alta qualificação exigida (Poder 360)³. Esses rendimentos acabam implicando em efeitos diretos sobre a economia regional, contribuindo com o setor terciário, construção civil, entre outros. Desta forma, embora seja uma bacia madura, o desenvolvimento de projetos de revitalização e avanços exploratórios são essenciais para manter ou ampliar os níveis de emprego e, conseqüentemente, para fortalecer a economia regional. Por essa razão, esses projetos não devem ser desenvolvidos de forma desarticulada com a indústria local e nacional.

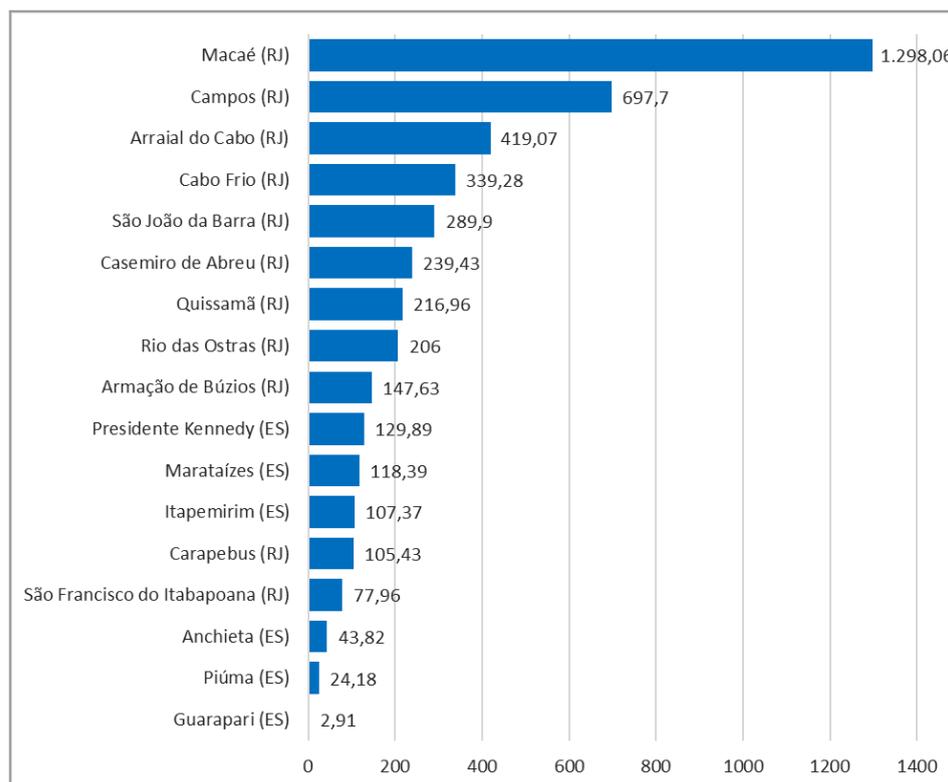
Outro efeito econômico importante se refere aos royalties e participações especiais provenientes das atividades de produção de petróleo e gás. Como maior produtor de petróleo do país, o estado do Rio de Janeiro e seus municípios concentram a maior parte da renda petrolífera. De acordo com o painel InfoRoyalties desenvolvido pela Universidade Cândido Mendes, em 2023, o estado do Rio de Janeiro arrecadou 11,99 bilhões de reais em royalties. No mesmo período, os municípios do estado arrecadaram 13,52 bilhões. Essas cifras elevadas se justificam pelo fato do estado do Rio de Janeiro e de seus municípios serem confrontantes com os campos das Bacias de Santos e Campos, as duas maiores produtoras de petróleo e gás do país.

No litoral norte fluminense, onde os municípios são confrontantes diretos da bacia de Campos e ainda são diretamente afetados por infraestruturas do setor, o município que recebe o maior volume de royalties é Macaé. Em 2023, o município

³ Mais informações disponível em: <https://www.poder360.com.br/opinio/a-industria-de-oleo-e-gas-no-brasil-e-um-enorme-caso-de-suceso/#:~:text=Outro%20dado%20importante%20mostra%20que,grandes%20expertises%20para%20a%20ind%C3%BAstria.>

recebeu cerca de 1,3 bilhões em royalties. Campos foi o segundo município com maior receita com 698,7 milhões de reais. No gráfico 17, podem ser visualizados os valores recebidos em royalties pelos municípios confrontantes da Bacia de Campos em 2023.

Gráfico 17: Royalties recebidos anualmente pelos municípios confrontantes da Bacia de Campos em 2023 (Milhões R\$)



Fonte: InfoRoyalties. Elaboração Ineep.

Em geral, esses recursos, somados ainda a participação especial⁴, contribuem de forma decisiva com as receitas dos governos. Com a lei nº 12.734, de 30 de novembro de 2012, aplicável aos campos declarados comerciais depois dessa data, ficou estabelecido que 75% dos royalties seriam destinados à educação e 25%, à saúde. Diante disso, trata-se de recursos de importante impacto econômico e social, podendo ser investido em melhorias na qualidade de vida da população. Cabe aos governos, com esses recursos, desenvolver políticas públicas que possibilitam

⁴ A participação especial é uma compensação financeira extraordinária, devida pelos concessionários de exploração e produção de petróleo ou gás natural, nos casos de grande volume de produção ou de grande rentabilidade, paga trimestralmente e calculada em um percentual progressivo que varia entre 0 e 40% sobre a receita líquida da produção (BRETAS, et. al 2019).

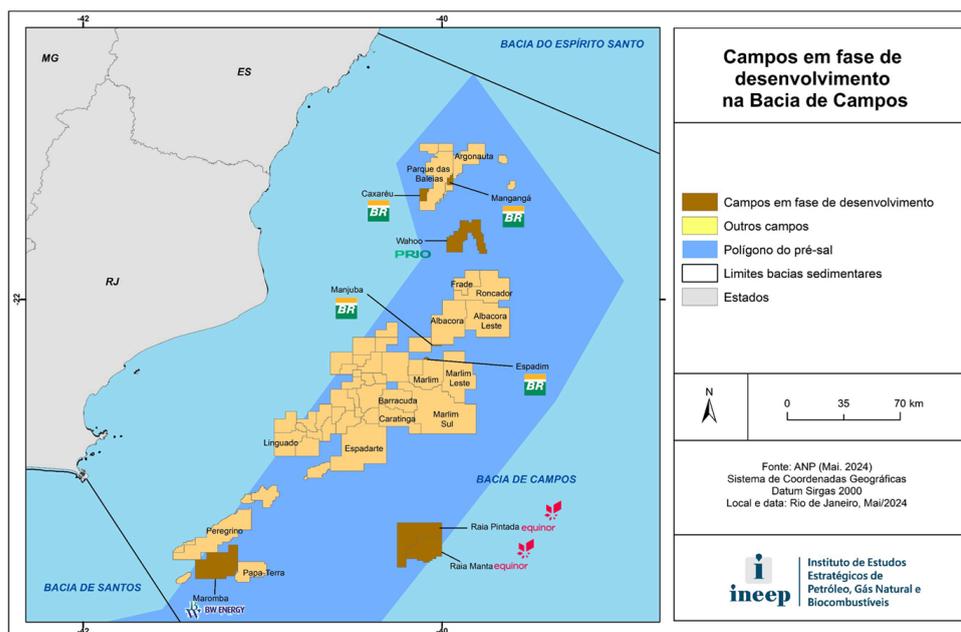
melhorias sociais e também o desenvolvimento de novas atividades econômicas, escapando, assim, do rentismo petrodependente, aspecto que é comum a grande parte dos municípios confrontantes da Bacia de Campos.

7 – Perspectivas futuras para a Bacia de Campos

Apesar de madura, a Bacia de Campos ainda terá uma trajetória relativamente longa para o abastecimento nacional, mesmo em um contexto em que o mundo se debruça sob novas rotas tecnológicas em direção a transição energética.

Inicialmente, vale destacar que, passados 50 anos da primeira descoberta, a Bacia de Campos conta com importantes campos de produção em fase de desenvolvimento. Ou seja, possui campos com descobertas em escala comercial que ainda terão a produção iniciada. Ao todo, são oito campos que se encontram em fase de desenvolvimento: Espadim, Manjuba, Caxaréu e Mangangá operados pela Petrobras; Raia Manta e Raia Pintada operados pela Equinor; Wahoo operado pela Prio; e Maromba operado pela BW Offshore. A localização dos referidos campos em desenvolvimento pode ser visualizada no Mapa 03.

Mapa 03: Campos em fase de desenvolvimento na Bacia de Campos

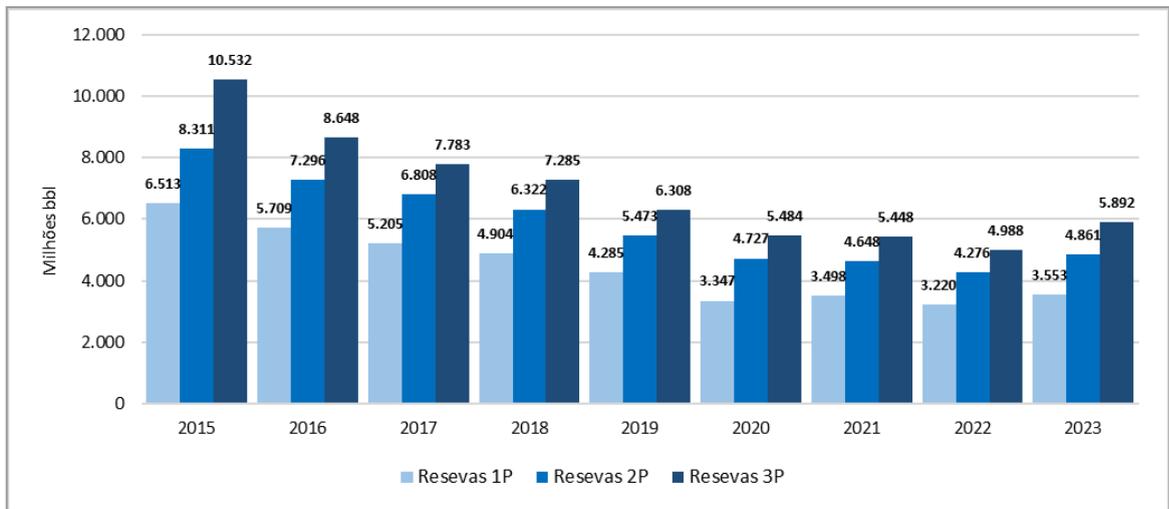


A Bacia de Campos apresenta ainda o segundo maior volume em reserva de petróleo e gás no Brasil, atrás somente da Bacia de Santos. Em 2023, de acordo com a ANP, a Bacia de Campos registrou um volume em reserva provada (1P) de 3.553 milhões de barris (Mbbl). As reservas prováveis (2P) atingiram 4.861 Mbbl, enquanto as reservas provadas, prováveis e possíveis (3P) alcançaram um total de 5.892 Mbbl no mesmo ano. Esses valores representam um aumento em relação ao registrado em 2022. Segundo a ANP, em 2023, as reservas 1P apresentaram um crescimento de 10,3%, enquanto as reservas 2P e 3P aumentaram em 13,7% e 18,1%, respectivamente, em relação a 2022.

Em 2023, a Bacia de Campos também registrou aumento nas reservas de gás natural em comparação ao ano anterior. De acordo com a ANP, em 2023, as reservas provadas (1P) de gás natural atingiram 206 bilhões de m³, marcando um aumento superior a 200% em relação a 2022. Já as reservas 2P e 3P alcançaram 179 bilhões e 205 bilhões de m³, respectivamente, com aumentos de 175% e 169% em relação ao ano anterior.

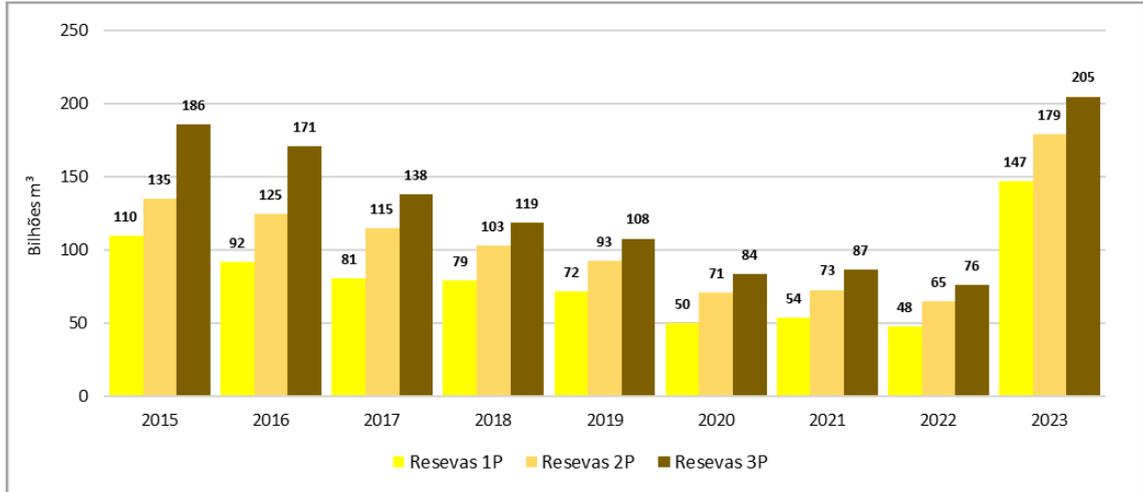
Esse aumento das reservas em 2023 decorre, em grande parte, do desenvolvimento do campo Raia Manta no pré-sal da Bacia de Campos. Trata-se de um campo que, juntamente com o campo Raia Pintada, recebeu declaração comercial em 2023. Este campo é operado pela Equinor (35%) e conta com a participação da Petrobras (30%) e da Repsol Sinopec (35%). A concessão está localizada a aproximadamente 200 quilômetros do Rio de Janeiro, em lâmina d'água de até 2.900 metros (cf. Mapa 01). Contém volumes recuperáveis de gás natural e óleo/condensado superiores a um bilhão de barris de óleo equivalente. Nos gráficos 18 e 19, podem ser visualizados as reservas 1P, 2P e 3P de petróleo e gás da Bacia de Campos entre 2025 e 2023.

Gráfico 18: Reservas 1P, 2P e 3P de petróleo (milhões de barris) da Bacia de Campos entre 2025 e 2023.



Fonte: ANP. Elaboração Ineep.

Gráfico 19: Reservas 1P, 2P e 3P de gás natural (bilhões de m³) da Bacia de Campos entre 2025 e 2023.



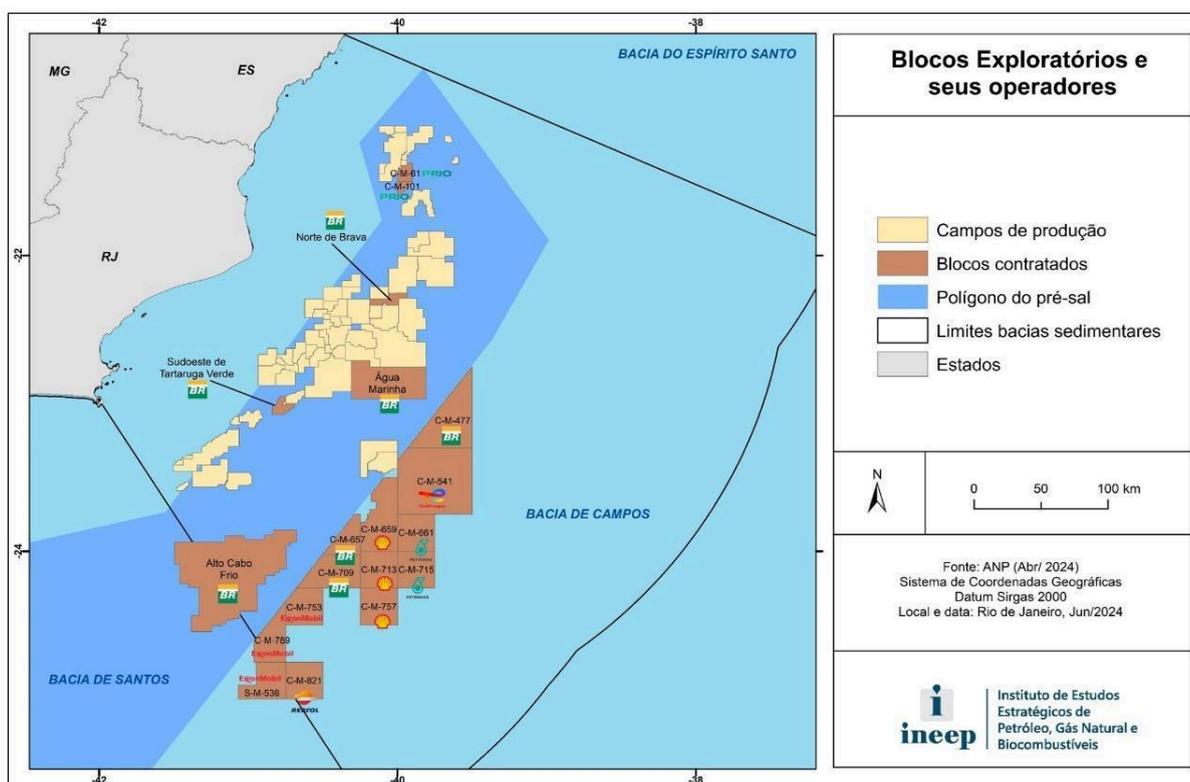
Fonte: ANP. Elaboração Ineep.

Observando os gráficos 18 e 19, nota-se que, entre 2015 e 2022, predominou uma tendência de redução das reservas da Bacia de Campos. Embora essa tendência seja esperada por tratar-se de uma bacia madura, é importante reconhecer que a redução dos investimentos exploratórios, conforme demonstrado anteriormente,

contribuiu para a diminuição de novas descobertas e, conseqüentemente, para a redução das reservas.

Por outro lado, é inegável que os maiores reservatórios da bacia foram descobertos nas décadas de 1980 e 1990, bem como durante o período de descoberta e desenvolvimento do pré-sal entre os anos de 2006 e 2013. Contudo, a bacia ainda possui áreas com contratos de exploração em vigor que podem revelar reservatórios com potencial comercial. No mapa 04 podem ser visualizados os blocos exploratórios contratados e os que poderão vir a ser ofertados em futuras rodadas licitatórias da ANP.

Mapa 04: Blocos exploratórios contratados na Bacia de Campos.



O atual gerente-geral da Unidade de Negócios da Petrobras da Bacia de Campos, durante sua participação no evento Macaé Energy realizado em junho de 2024, indicou que, no 1º semestre de 2025, a Petrobras pretende perfurar 3 novos poços no pré-sal da Bacia de Campos, nas áreas de Forno (campo Albacora), Água Marinha e Norte de Brava.

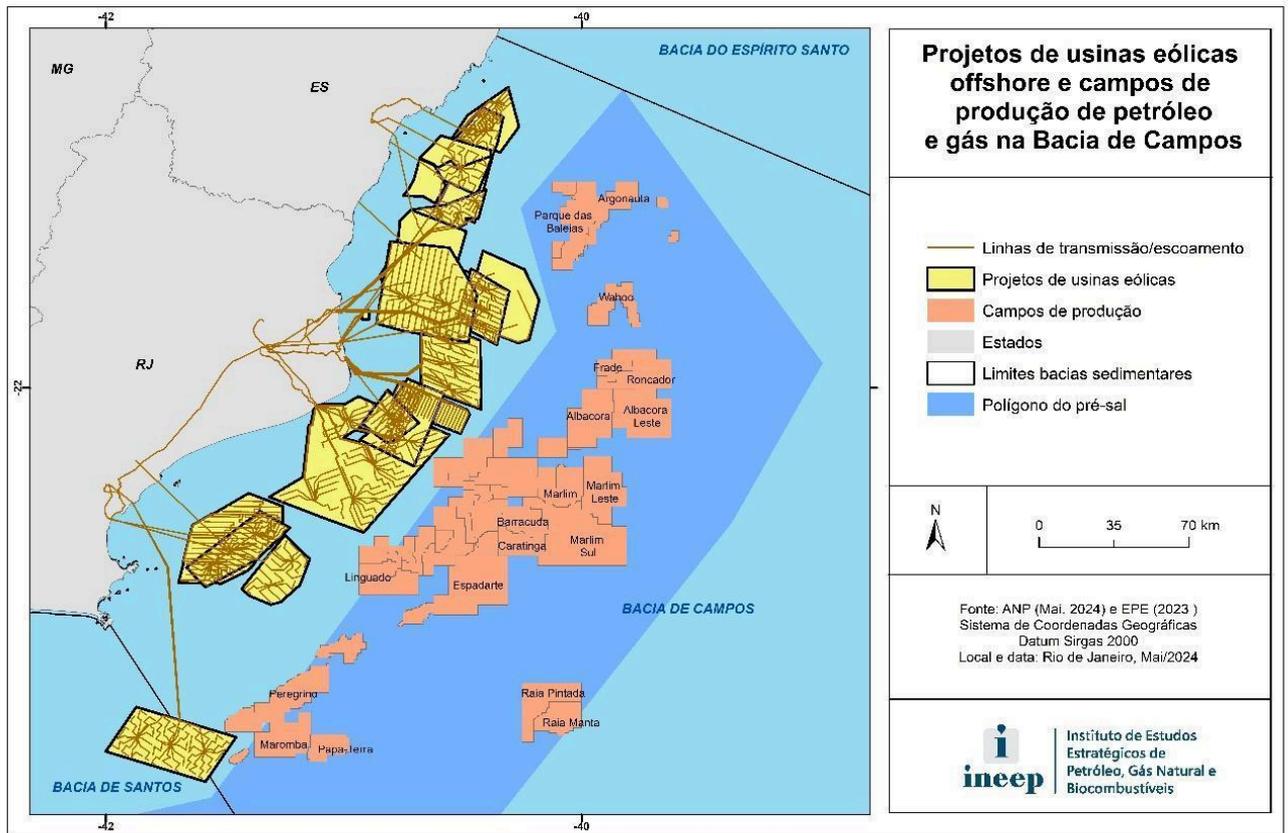
Vale ressaltar que, além dos blocos já contratados, existem blocos em fase de estudos que podem ser disponibilizados em futuras rodadas licitatórias da ANP pelo sistema de Oferta Permanente. São blocos que poderão vir a ser ofertados tanto no interior do polígono do pré-sal sob o regime de partilha de produção, quanto fora pelo regime de concessão. Essas novas áreas poderão representar oportunidades de expansão das atividades exploratórias na bacia, possibilitando a descoberta de novos reservatórios no pós e pré-sal. Contudo, vale ressaltar que o que está em jogo é um recurso estratégico, razão pela qual a Petrobras deverá assumir um papel de protagonismo nas futuras rodadas licitatórias na bacia.

De todo modo, a retomada de investimentos exploratórios na Bacia de Campos, juntamente com os projetos de revitalização, são elementos importantes para o futuro da bacia. Além de potencialmente manter ou aumentar o volume de produção, podem contribuir para preservar empregos e gerar receitas, o que é de suma importância para a economia regional.

Por outro lado, em razão de todo o know-how e das infraestruturas existentes em operações offshore na região, destaca-se a possibilidade da inserção da Bacia de Campos em novos segmentos energéticos. Nesse contexto, a geração de energia elétrica por meio de usinas eólicas offshore surge como uma alternativa promissora.

Em paralelo à tramitação da regulamentação das usinas eólicas offshore, diversas empresas, inclusive petroleiras, protocolaram pedidos de licenciamento de projetos eólicos offshore junto ao Ibama. Alguns desses, encontram-se na região da Bacia de Campos, conforme indica o mapa 05.

Mapa 05: Projetos de usinas eólicas offshore na Bacia de Campos.



Ao todo, há 19 projetos com uma capacidade de geração de 43,8 GW. Dentre eles, dois pertencem à Petrobras, com uma capacidade total de 5,18 GW. O número crescente de projetos e empresas interessadas no segmento eólico offshore indica uma forte potencialidade para a geração de energia, o que é crucial para o país e seu processo de descarbonização da matriz energética. Além disso, pavimenta o caminho para a exploração de novas rotas tecnológicas, como a produção de hidrogênio verde (H2V), uma alternativa promissora para substituir os combustíveis fósseis e se tornar um combustível chave para a neointustrialização brasileira.

8 – Conclusão

A Bacia de Campos foi responsável por impulsionar o aumento da produção de petróleo e gás natural no Brasil durante as décadas de 1980, 1990 e 2000. As operações na bacia refletem uma trajetória de avanço e sucesso tecnológico que

tornaram a Petrobras uma referência mundial no offshore, em especial, em operações em águas profundas e ultraprofundas. Além disso, as atividades na região, lideradas pela Petrobras, produziram importantes efeitos econômicos regionais representados pelas rendas do petróleo e também pelo encadeamento industrial que possibilitou a geração de milhares de postos de trabalho no norte fluminense, em especial na cidade de Macaé.

Contudo, entre 2018 e 2024, a bacia passou por uma grande reestruturação. A Petrobras colocou diversos ativos à venda, resultando em dois impactos diretos. Primeiro, houve uma redução da participação da Petrobras na região, especialmente nos campos maduros. Segundo, a privatização abriu espaço para a entrada de novos atores na bacia. Esses aspectos demonstram, em certa medida, uma estratégia da Petrobras em se retirar do segmento de revitalização de campos maduros, transferindo essa responsabilidade para os operadores privados, que teriam maior expertise no setor.

Apesar de privatizar ou buscar parcerias para operar em campos maduros, a Petrobras ainda permaneceu operando alguns desses campos. Nesse contexto, a estatal avançou com projetos de revitalização, como o de Marlim, que ganhou destaque ao receber o prêmio OTC em 2024. O prêmio reconhece a contribuição do projeto de revitalização de Marlim para a indústria petroleira mundial, que impulsionou o desenvolvimento de um conjunto de tecnologias pioneiras para campos maduros em águas profundas. Esse avanço permitiu, em Marlim, a redução de 55% das emissões de gases de efeito estufa do escopo 1 (resultantes das operações da própria companhia).

Embora o feito alcançado pela capacidade criativa e inovadora do corpo técnico da Petrobras seja de grande importância, é relevante ressaltar que esse projeto, por ser desenvolvido a partir de um modelo de afretamento de plataformas, está, em certa medida, desarticulado da cadeia nacional de petróleo e gás. Esse aspecto restringe o impacto econômico e social positivo na cadeia nacional. Portanto, é essencial reconsiderar essa estratégia para os projetos de revitalização em andamento, como o de Caratinga e Barracuda, que ainda não tiveram plataformas contratadas.

A Bacia de Campos permanece como um pilar crucial para o Brasil e para a Petrobras. Os avanços na recuperação de campos maduros e a retomada das atividades exploratórias em novas áreas são essenciais para realizar novas descobertas e para assegurar a viabilidade da bacia no longo prazo. No entanto, é imperativo que essas iniciativas sejam integradas à cadeia nacional de petróleo e gás, com o objetivo de proporcionar benefícios econômicos duradouros, superando os ganhos puramente rentistas do setor.

Finalmente, com o vasto know-how e a infraestrutura existente para operações offshore na região, a Bacia de Campos tem potencial para se expandir para novos segmentos energéticos. A geração de energia elétrica por usinas eólicas offshore é uma possibilidade significativa, contribuindo para a descarbonização da matriz energética do país. Além disso, isso abre portas para a exploração de novas tecnologias, como a produção de hidrogênio verde (H₂V), que pode substituir os combustíveis fósseis e desempenhar um papel fundamental para a neointustrialização brasileira.

REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. **Bacia de Campos: sumário geológico e setores em oferta.** Sumário Geológico e Setores em Oferta. 2017. Disponível em: https://www.gov.br/anp/pt-br/rodadas-anp/rodadas-concluidas/concessao-de-blocos-exploratorios/15a-rodada-licitacoes-blocos/arquivos/areas-oferecidas/sumario_geologico_r15_campos.pdf . Acesso em: 13 abr. 2024.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. **Resolução ANP nº 699, de 06 de setembro de 2017.** Diário Oficial [da República Federativa do Brasil], Brasília, DF, 08 set. 2017. Disponível em: <https://atosoficiais.com.br/anp/resolucao-n-699-2017> . Acesso em: 19/01/2024

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. **Solicitação de informações sobre os Campos de produção da Bacia de Campos.** Portal da Transparência. 2024.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. **Painel dinâmico produção de petróleo e gás natural.** Disponível em: <https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiNzVmNzI1MzQtNTY1NC00ZGVhLTk5N2ItNzBkMDNhY2IxZTIxIiwidCI6IjQ0OTlmNGZmLTI0YTYtNGI0Mi1iN2VmLTExNGFmY2FkYzcxMyJ9> . acesso em mai. 2024. 2024a.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. **Tabela de poços perfurados no país.** Disponível em: https://cdp.anp.gov.br/ords/r/cdp_apex/consulta-dados-publicos-cdp/consulta-de-po%C3%A7os . acesso em mai. 2024. 2024b.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. **Painel dinâmico Recursos e Reservas.** Disponível em: <https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiNjA1ODAzMGQtMjg0OC00NTMzLWJmZmZlYTYtYjYjOGY5OTUwIiwidCI6IjQ0OTlmNGZmLTI0YTYtNGI0Mi1iN2VmLTExNGFmY2FkYzcxMyJ9> . acesso em mai. 2024. 2024c.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. **Painel dinâmico descomissionamento de instalação de exploração e produção.** Disponível em: <https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiZjFIMWI0MDgtNWNiNC00OTZILWI3NGQtOGM3MjQwODhjMTMwIiwidCI6IjQ0OTlmNGZmLTI0YTYtNGI0Mi1iN2VmLTExNGFmY2FkYzcxMyJ9> . acesso em maio 2024. 2024d.

AGÊNCIA PETROBRAS. **Programa de Revitalização na Bacia de Campos é destaque na OTC 2024.** Disponível em: <https://agencia.petrobras.com.br/w/negocio/programa-de-revitalizacao-na-bacia-de-campos-e-destaque-na-otc-2024> . Acesso em abril de 2024.

ARDENGHY, Roberto. A indústria de óleo e gás no Brasil é um enorme caso de sucesso. *Jornal Poder 360*. 2024. Disponível em: <https://www.poder360.com.br/opiniaio/a-industria-de-oleo-e-gas-no-brasil-e-um-enorme-caso-de-sucesso/> . Acesso em abril de 2024.

AZEVEDO, José Sérgio Gabrielli; SANTOS, Mahatma Ramos. **Um diagnóstico do segmento de exploração de petróleo e gás no Brasil (2000-2023)**. Manuscrito (2022).

BRETAS, Ana Maria et al. Dependência das rendas petrolíferas nos municípios do RJ. *GeoUerj*, n. 35, p. 1-29, 2019.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Indicadores de Monitoramento da Política de E&P**. disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-380/NT-DPG-SPT%20N%C2%BA%2002_18_Indicadores%20de%20EP_2018.08.pdf . Rio de Janeiro, 2018.

FERREIRA, Francismar Cunha. **A organização territorial e produtiva da indústria do petróleo: o caso do grupo Petrobras no Brasil e no Espírito Santo**. 2022. 395 f. Tese (Doutorado em Geografia) - Universidade Federal do Espírito Santo, Vitória, 2022.

INSTITUTO BRASILEIRO DO PETRÓLEO (IBP). Conheça as tecnologias para aumentar a produção em campos maduros de petróleo. Disponível em: <https://www.alemdasuperficie.org/inovacao/tecnologia/conheca-as-tecnologias-para-aumentar-a-producao-em-campos-maduros-de-petroleo/>. 2021. Acesso em 20/05/2024.

MONTENEGRO, João; NOZAKI, William. **A transição da Bacia de Campos: desafios e perspectivas de uma nova realidade**. Texto para Discussão, ano 4, n. 33. Rio de Janeiro: Instituto de Estudos Estratégicos de Petróleo, Gás Natural e Bicomcombustíveis Zé Eduardo Dutra (Ineep), set. 2021.

MORAIS, José M. **Petróleo em águas profundas** – Uma história tecnológica da Petrobras na exploração e produção offshore. 2º ed. IPEA – PETROBRAS. Brasília, DF, 2023.

NADER, G. L. **O posicionamento estratégico de Macaé no desenvolvimento do Estado do Rio de Janeiro**. 2009. 274F. Tese (Doutorado em Planejamento Urbano e Regional) Universidade Federal do Rio de Janeiro - UFRJ, Instituto de Pesquisa e Planejamento Urbano e Regional, Rio de Janeiro, 2009.

NAPOLI, Eric. Petrobras quer explorar 3 novos campos no pré-sal em 2025. *Jornal Poder 360*. disponível em: <https://www.poder360.com.br/poder-energia/petrobras-quer-explorar-3-novos-campos-no-pre-sal-em-2025/> . Acesso em junho de 2024.

NASCIMENTO, Renata Leite Pinto do. **O impacto da Petrobras no município de Macaé: uma análise das mudanças urbanas e na estrutura do emprego**. 1999. 120f. Dissertação (Mestrado em Planejamento Urbano e Regional). Instituto de Pesquisa e

Planejamento Urbano e Regional, Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro, 1999.

ORTIZ NETO, José B. **O processo de aprendizado tecnológico na trajetória do sistema de produção flutuante empreendido pela Petrobras em seu programa de capacitação tecnológica em águas profundas — PROCAP**. Dissertação de Mestrado, Curitiba: Programa de Pós-Graduação em Desenvolvimento Econômico, Universidade Federal do Paraná, 2006.

PINTO, E. C.; NOZAKI, W. V. **Ascensão e queda da capacidade de pesquisa da Petrobras**. Carta Capital, 2018. Disponível em: <https://www.cartacapital.com.br/economia/ascensao-e-queda-da-capacidade-de-pesquisa-e-desenvolvimento-da-petrobras/> . Acesso em abril de 2024.

PETROBRAS. **Plano Estratégico 2024-2028+**. Disponível em: <https://petrobras.com.br/quem-somos/estrategia>. Acesso em fev. 2024.

PETROBRAS. **Descomissionamento de Plataformas**. Disponível em: <https://www.petrobras.com.br/sustentabilidade/descomissionamento-de-plataformas>. Acesso em abril de 2024.

PETROBRAS. **Teaser: Oportunidades em Águas Rasas - Polo Enchova e Pampo**. Disponível em https://mz-filemanager.s3.amazonaws.com/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/teasers/bce83ca20beec4005a04e171c8fd8ecdb6b0a4c2386523d9ec211edd69f98d69/teaser_oportunidades_em_aguas_rasas_polo_enchova_e_pampo.pdf Acesso em abril de 2024.

PETROBRAS. **Teaser: Oportunidades em Águas Rasas - Polo Pargo**. Disponível em https://mz-filemanager.s3.amazonaws.com/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/teasers/4e5d20d084540dc9ed7dbdfe9d88d145adb2ae99a64b8a70915b2145f65934a1/teaser_oportunidades_em_aguas_rasas_polo_pargo.pdf . Acesso em abril de 2024.

PETROBRAS. **Teaser: Campos de Tartaruga Verde e Módulo III de Espadarte**. Disponível em https://mz-filemanager.s3.amazonaws.com/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/central-de-downloadsteasers/ca41758364488a9249331a7bd7d200e0bf6d7534eb7c71b378f3175cfa9c1986/teaser_campo_de_tartaruga_verde_e_modulo_iii_do_ca.pdf . Acesso em abril de 2024.

PETROBRAS. **Teaser: Polo Garoupa**. Disponível em https://mz-filemanager.s3.amazonaws.com/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/central-de-downloadsteasers/da0f01ba4fe72ec44f8ee1acddf7a88406ffc3cf4bdb227a32ec09d47a146318/teaser_polo_garoupa.pdf . Acesso em abril de 2024.

PETROBRAS. **Teaser: Campo de Papa-terra**. Disponível em https://mz-filemanager.s3.amazonaws.com/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/teasers/180f8d3d530e196bab90df7be948cdd9b8255fe1d312abbce9ca43617daa65722/teaser_campo_de_papaterra.pdf . Acesso em abril de 2024.

PETROBRAS. **Teaser: Albacora e Albacora Leste.** Disponível em <https://api.mziq.com/mzfilemanager/v2/d/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/be3d020e-071a-1a7f-b32b-8267c93a45e3?origin=1> . Acesso em abril de 2024.

PETROBRAS. **Teaser: Polo Marlim.** Disponível em <https://api.mziq.com/mzfilemanager/v2/d/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/c04364ac-24ba-c4ec-03ea-b0251ac93876?origin=1> . Acesso em abril de 2024.

PETROBRAS. **Teaser: Campo Catuá.** Disponível em <https://api.mziq.com/mzfilemanager/v2/d/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/c6f63a27-8e99-92b3-f556-4b79053fa7bc?origin=1> . Acesso em abril de 2024.

PIQUET, Rosélia (org.). **Norte Fluminense: Uma região petrodependente.** Rio de Janeiro, Telha, 2021.

SILVA, Marcos Tadeu Cavalcante. **A nova dinâmica regional dos municípios da mesorregião fluminense ligados à atividade de exploração e produção de petróleo: uma análise dos impactos socioespaciais.** Dissertação (Mestrado em Engenharia). Programa de Pós-graduação em Engenharia de Produção, COPPE, da Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro, 2012.

SINDIPETRO-NF. **Dieese: custo de operação de plataformas afretadas é igual ou até maior do que o da Petrobrás.** Disponível em: <https://sindipetronf.org.br/dieese-custo-de-operacao-de-plataformas-afretadas-e-igual-ou-ate-maior-do-que-o-da-petrobras/>. 2023. Acesso em abril de 2024.

DIAGNÓSTICO SETORIAL N. 3

DIAGNÓSTICO DA BACIA DE CAMPOS

Caracterização, desafios e possibilidades

SIGA NOSSAS REDES SOCIAIS

Clique no ícone para ser redirecionado(a).



CONTATO

✉ redes@ineep.org.br

☎ +55 (21) 97461-8060

ENDEREÇO

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