



ano 4
número 34
ISSN 2595-8232

Título | Exploração e produção na Bacia de Santos: passado, presente e perspectivas

Autor | João Montenegro¹

Palavras-chave | Exploração e produção, Bacia de Santos; Pré-sal

Outubro de 2021

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



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

TEXTO PARA DISCUSSÃO

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

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

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

ISSN 2595-8232

1. Introdução

Este Texto para Discussão tem por objetivo descrever a evolução das atividades de exploração e produção (E&P) de petróleo e gás natural na bacia de Santos bem como os principais projetos em desenvolvimento e investimentos em curso e planejados pela Petrobras e operadoras privadas nessa província que, atualmente, responde por mais de dois terços da produção nacional de tais hidrocarbonetos.

O trabalho foi dividido em três partes:

Na primeira, traça-se o histórico das atividades de E&P em Santos, com destaque para as primeiras descobertas e o desenvolvimento da produção no pré-sal possibilitados pelos investimentos da Petrobras e parceiros em novas tecnologias de prospecção e extração de óleo e gás em águas ultraprofundas, bem como para as mudanças regulatórias promovidas em função de tais descobertas.

Na segunda, detalham-se os projetos e investimentos feitos pela Petrobras para desenvolver os ativos do pré-sal de Santos, com base na análise dos comunicados, fatos relevantes e planos de negócios publicados pela companhia entre 2010 e 2015.

A terceira parte rememora os antecedentes da abertura do pré-sal, com a revogação da obrigatoriedade de operação da Petrobras nos empreendimentos de partilha de produção, em 2016, e detalha os projetos de E&P da estatal e operadoras privadas em desenvolvimento, projetando o futuro da bacia de Santos. Por último, são feitas as considerações finais.

2. A trajetória até o pré-sal

Santos é a maior bacia sedimentar offshore do país, com área total de aproximadamente 350 mil km², estendendo-se de Cabo Frio, no estado do Rio de Janeiro, até Florianópolis, em Santa Catarina.

De acordo com a ANP (2021b), a exploração de petróleo na bacia foi iniciada na década de 70, quando ocorreram as primeiras incursões exploratórias, porém sem sucesso. A primeira descoberta ocorreu em 1980, pela Pecten, em arenitos turbidíticos de talude da Formação Itajaí-Açu, no campo de Merluza.

Na década de 80 foram criadas grandes expectativas quanto ao potencial petrolífero da bacia de Santos, impulsionadas principalmente pelas descobertas dos campos de Tubarão, Coral, Estrela do Mar e Caravela, em reservatórios carbonáticos albianos no sul da Bacia de Santos.

Ainda segundo a agência reguladora, a partir da criação da Lei do Petróleo (9.478), em 1997, a bacia de Santos recebeu novos investimentos exploratórios da Petrobras e de outras companhias nacionais e estrangeiras na aquisição de dados geológicos e geofísicos que culminaram com a descoberta de novas jazidas: de óleo em Oliva e Atlanta; e de gás natural em Lagosta, Tambuatá, Tambaú, Mexilhão, Carapiá, Uruguá e Pirapitanga.

As primeiras atividades da Petrobras na região começaram ainda na década de 1970, mas o conhecimento à época limitava a viabilização da produção. Décadas depois, a companhia voltou a investir na perfuração e produção de poços em Santos, descobrindo áreas comerciais graças a tecnologias pioneiras próprias e em parceria com outras empresas. Trata-se, segundo a companhia, de formações “com óleo de excelente qualidade”, localizadas a cerca de 300 km da costa brasileira, em profundidades totais de aproximadamente 5 mil m, sendo 2 mil m de lâmina d’água, mil m de sedimentos e outros 2 mil m de sal (PETROBRAS, 2021b).

A produção no pré-sal de Santos foi iniciada em 1º de maio de 2009 por meio de um teste de longa duração (TLD) operado pelo FPSO BW Cidade de São Vicente, no campo de Lula, posteriormente, em 2020, batizado como Tupi.

Um ano mais tarde, em 2010, começou a produção comercial no então campo de Lula por meio do FPSO Cidade de Angra dos Reis. Com volume gigantesco de petróleo e gás, Tupi é atualmente o campo com maior produção em águas profundas do mundo, tendo extraído 1,183 milhão de boe/d (barris de óleo equivalente por dia) em julho de 2021, segundo a ANP (2021a).

O ativo é oriundo do bloco BM-S-11, adquirido pela Petrobras, em consórcio com a BG (hoje Shell) e Petrogal na segunda rodada de concessões exploratórias da ANP, em junho do ano 2000. Na mesma concorrência, a estatal brasileira arrematou o BM-S-9, que, mais tarde, deu origem aos campos de Sapinhoá e Lapa (o segundo vendido para a Total em 2018), e BM-S-8 (vendido à Equinor em 2016), onde o campo de Bacalhau deve começar a produzir em 2024.

Na terceira rodada, realizada no ano seguinte, a Petrobras levou outra série de ativos em Santos, incluindo os blocos BM-S-21 e BM-S-24, onde, posteriormente, fez as descobertas de Caramba e Júpiter.

Cumprе destacar que diversas petroleiras privadas, como Chevron, El Paso, Wintershall, Maersk, Repsol YPF e Amerada Hess, também adquiriram blocos em tais rodadas, sem, no entanto, registrar declarações de comercialidade após os trabalhos exploratórios.

Segundo Morais (2013), para iniciar as prospecções nas novas áreas obtidas nas licitações de 2000 e 2001, a Petrobras e as empresas consorciadas encomendaram, a partir de 2001, um grande volume de informações sísmicas 3-D, que se constituiu na maior aquisição e interpretação de dados sísmicos àquela época no mundo, abrangendo 20,3 mil km² de área. As avaliações indicaram grande potencial petrolífero a ser explorado abaixo da camada sal, o que, no entanto, exigiria desafios tecnológicos para perfurá-la. Além disso, tais reservatórios se encontravam a distâncias superiores a 200 km da costa, em lâminas d'água de 2 mil.

A decisão de desenvolver as perfurações foi tomada em meados de 2003, após a superação de posições divergentes na Companhia [Petrobras], algumas contrárias ao projeto de iniciar trabalhos de perfuração naquelas áreas geológicas de difícil acesso. (...) As explorações que se seguiriam iriam representar as mais complexas e demoradas operações de perfuração em busca de petróleo no Brasil, dadas as condições físicas e geológicas comentadas e as incertezas a respeito das possibilidades de encontrar reservatórios em volumes que compensassem os custos das explorações e do desenvolvimento dos campos. (Morais, 2013: 222).

Em 2001, a produção de óleo e gás no Brasil girava em torno de 1,5 milhão de boe/d, com forte crescimento registrado nos anos anteriores em função do aumento da produção na bacia de Campos. Com isso, o país vinha conseguindo reduzir sua dependência de importações da commodity: de 48% em 1994 para 19,8% em 2001, chegando à autossuficiência entre 2005 e 2006².

No entanto, já se vislumbrava, na época, o declínio da produção devido ao amadurecimento de grandes campos marítimos que haviam iniciado produção décadas antes, como Garoupa e Enchova, em Campos³, de modo que era necessário buscar novos reservatórios na costa brasileira.

Segundo Morais (2013), o primeiro local selecionado para perfuração no pré-sal foi o bloco exploratório BM-S-10, na área de Parati, onde foram encontrados indícios de petróleo. As evidências incentivaram a perfuração de outro poço, na área de Tupi, no bloco BM-S-11, no qual também se identificaram reservatórios de boa qualidade, com 28°-30° API.

² Os cálculos foram feitos com base nos anuários estatísticos da ANP (disponíveis em: <<https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/publicacoes/anuario-estatistico>>) e no painel dinâmico de produção da agência (disponível em: <<https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiNzVmNmZlMzI1MzQrNTY1NC00ZGVhLTk5N2I0tNzBkMDNhY2I0ZTlxIiwidCI6IjQ0OTlmNGZmLTl0YTUyNGI0Mi1iN2VmLTUyNGFmY2FkYzkyMjY9>>).

³ Após ultrapassar a marca de 2 milhões de boe/d em 2010, a bacia de Campos produz, em 2021, cerca de 800 mil boe/d, de acordo com dados da ANP.

Com os resultados obtidos, as descobertas no pré-sal foram anunciadas pela Petrobras, em nome do consórcio formado com British Gas e Petrogal-Galp Energia, em 8 de novembro de 2007, com estimativas de reserva recuperável supergigante entre 5 a 8 bilhões de barris equivalentes de petróleo. Foi ainda oficialmente reconhecida, pela primeira vez, numa avaliação ampla, a possibilidade da existência de grandes jazidas de petróleo no Pré-sal das bacias sedimentares do Sul e Sudeste (Morais, 2013: 223-224).

Entre 2006 e 2010, a Petrobras fez outras grandes descobertas em áreas então licitadas pela ANP no pré-sal, incluindo Tupi e Tupi Sul, no bloco BM-S-11, Carioca (BM-S-9), Caramba (BM-S-21), Júpiter (BM-S-24), Bem-Te-Vi (BM-S-8), Guará (BM-S-9), Iara (BM-S-11), Iguaçu (BM-S-9), Iracema (BM-S-11), Abaré Oeste (BM-S-9), Tupi Nordeste (BM-S-11), Guará Norte (BM-S-9) e Tupi OW, Tupi Alto, Iracema Norte e Tupi SW (BM-S-11).

Diante do expressivo sucesso exploratório, o governo brasileiro começou a trabalhar em um novo marco regulatório para o setor. Aprovada em 2010, a Lei 12.351 instituiu o sistema de partilha de produção, em que o Estado ou a autoridade competente celebra com uma companhia petrolífera um contrato onde a empresa, atuando como contratante, financia, por sua conta e risco, a exploração e o desenvolvimento da área contratada. Se bem-sucedida, a petrolífera recuperará seus custos e obterá seu lucro pelo recebimento de uma parcela da produção. Os custos são recuperados a partir do “petróleo de custo”, que, em geral, representa uma parcela fixa da produção. A parcela da produção líquida do Petróleo de Custo é chamada “petróleo de lucro”. O petróleo de lucro é dividido entre o Estado e a companhia petrolífera em proporção fixa ou variável baseada no volume e no preço do petróleo cru. A renda do Estado, que é representada pela estatal Pré-Sal Petróleo S.A. (PPSA) – instituída pela mesma lei para controlar todo o processo de produção –, advém do bônus de assinatura, dos impostos, dos royalties e do “petróleo em lucro”.

O novo marco regulatório determinou ainda que a Petrobras seria a única operadora possível (com participação mínima de 30%,) de ativos leiloados sob regime de partilha da produção, localizados dentro do chamado “Polígono do pré-sal”, e a criação do Fundo Social, para destinar parte dos recursos obtidos com a exploração do pré-sal às áreas de saúde, meio ambiente, ciência, tecnologia e combate à pobreza, além de autorizar um processo de capitalização da petroleira estatal.

Esse processo permitiu que o governo trocasse, indiretamente, por uma operação conhecida como “cessão onerosa”, 5 bilhões de barris de petróleo por ações da empresa, elevando sua participação na Petrobras. Na ocasião, foram captados mais de R\$ 120 bilhões para a companhia por meio de ações na bolsa de

valores. O governo entrou com R\$ 74,8 bilhões, e sua participação no capital da empresa passou de 39,8% para 48,32%. Já a participação do governo nas ações da empresa com direito a voto passou de 57,5% para 64,25% (SENADO FEDERAL, 2016).

Em outubro de 2010, a Petrobras fez uma nova descoberta, em área ainda não licitada, no prospecto denominado Libra, com potencial de reservas da ordem de 7,9 bilhões de boe (MORAIS, 2013, p. 227). O bloco de Libra foi, em 2013, o primeiro a ser leiloado sob o regime de partilha da produção, sendo arrematado pela Petrobras (40%), em parceria com a Shell (20%), Total (20%), CNOOC (10%) e CNPC (10%).

Outras descobertas vieram na sequência, nas áreas de Carioca Nordeste, Norte e Sela (BM-S-9), Caramba (BM-S-21), Júpiter Nordeste (BM-S-24), Bem-Te-Vi/ Carcará (BM-S-8), Guará Sul (BM-S-9), Macunaíma (BM-S-10), Biguá (BM-S-8), Abaré (BM-S-9), Iara Horst, Iara Oeste e Tupi W (BM-S-11), Dolomita Sul (BM-S-42), bem como nas áreas da cessão onerosa: Iara, Florim, Entorno de Iara e Nordeste de Tupi, as quais deram origem, respectivamente, aos campos de Búzios, Atapu, Sépia e Itapu. Como, mais tarde, descobriram-se reservas para além dos 5 bilhões de barris onerosamente cedidos à Petrobras nesses ativos, o governo decidiu realizar leilões dos volumes excedentes da cessão onerosa em 2019 e 2021⁴.

Segundo Morais (2013, p. 238), para coordenar o esforço tecnológico na área do pré-sal, a Petrobras criou, no final de 2007, o Programa Tecnológico para o Desenvolvimento da Produção dos Reservatórios do Pré-sal (Prosal). O objetivo era buscar soluções para dois desafios centrais: os altos custos dos poços perfurados e a necessidade de melhor conhecimento do tipo de rocha predominante, o calcáreo microbial, um tipo de carbonato ainda pouco avaliado quanto às perfurações de poços. Entre os temas pesquisados estavam tecnologias de perfuração de poços e de reservatórios e garantias de escoamento.

Segundo a Petrobras (2021r), era preciso enfrentar condições oceanográficas mais severas na bacia de Santos em relação a Campos; e produzir óleo e gás em um local de acesso limitado e sem infraestrutura de produção pré-instalada, a 300 km distante da costa, com lâmina d'água atingindo 2,2 mil m de profundidade e reservatórios chegando a 5 mil m abaixo do leito marinho, incluindo uma camada de sal de aproximadamente 2 mil m de espessura. Portanto, era preciso, criar tecnologia capaz de suportar as altas pressões dos reservatórios e os contaminantes presentes nos fluidos produzidos.

⁴ No primeiro leilão dos excedentes, a Petrobras levou Búzios, com 90% de participação, em parceria com as chinesas CNODC (5%) e CNOOC (5%), além de Itapu (100%). A segunda rodada está programada para dezembro de 2021.

Entre as tecnologias que tornaram possível a produção nas condições inóspitas do pré-sal da bacia de Santos, a estatal destaca a boia de sustentação de risers (BSR); o primeiro riser rígido em catenária curva plana assumida por um fio suspenso sob a ação única do seu próprio peso, composto por tubos com liner, instalados pelo método *reel lay* (carretel); o mais profundo riser rígido em configuração “lazy wave” (SLWR), em lâmina d’água de 2,140 m; o mais profundo riser flexível, em lâmina d’água de 2,2 mil m; primeira aplicação de risers flexíveis com sistema integrado de monitoramento dos arames de tração; recorde de profundidade de lâmina d’água (2.103 m) na perfuração de um poço submarino com a técnica de *pressurized mud cap drilling* (PMCD); primeiro uso intensivo de completação inteligente; primeira separação de dióxido de carbono (CO₂) associado ao gás natural em águas ultraprofundas (2,22 mil m) com injeção de CO₂ em reservatórios de produção; mais profundo poço submarino de injeção de gás com CO₂, em lâmina d’água de 2.220 m; e primeiro uso do método alternado de injeção de água e gás em água ultraprofunda (2,2 mil m) (PETROBRAS, 2021r).

Segundo Morais (2013, p. 239-240), as estratégias e projetos implantados para viabilizar a produção comercial no pré-sal foram formalizados em outro programa, o Plano Diretor de Desenvolvimento Integrado do Polo Pré-sal da Bacia de Santos (Plansal), ao passo que, para a gestão dos investimentos em pesquisa e para fortalecer parcerias com universidades e centros de pesquisa brasileiros, foram criadas, em 2006, as Redes Temáticas. Entre 2006 e 2009 apenas, os convênios receberam quase R\$ 2 bilhões, dos quais R\$ 1 bilhão na construção de infraestrutura experimental (PETROBRAS, 2009a). A iniciativa foi uma das responsáveis – com grande contribuição dos investimentos obrigatórios previstos pela chamada cláusula de P&D da ANP⁵ – pela formação de um dos principais parques tecnológicos do país, na Ilha do Fundão, campus universitário da UFRJ, no Rio de Janeiro, onde, hoje, estão situados diversos laboratórios de ponta e centro de pesquisa de grandes fornecedores do setor de óleo e gás.

Todas essas ações foram tocadas em conjunto com o Centro de Pesquisas da Petrobras (Cenpes), sediado na mesma Ilha do Fundão.

Entre outros destaques posteriores estão o programa Libra 35, voltado à redução de custo e de aumento da recuperação de petróleo aplicáveis ao projeto Piloto de Produção de Libra (o qual deu origem ao campo de Mero), e, mais recentemente, a aplicação de sísmicas 4D, o que contribuiu para redução de 30% no tempo dedicado à modelagem geológica, a criação de “digital twins” – gêmeos

⁵ Essa cláusula, que incide sobre os contratos de exploração e produção, prevê a destinação de 0,5% a 1% do faturamento bruto a partir de campos com grande produção, que pagam Participação Especial ao governo, a projetos juntos a universidades e centros de pesquisa estabelecidos no país.

digitais dos sistemas de produção, que possibilitam o aumento da produtividade, da eficiência operacional e da otimização dos processos de manutenção – e outras tecnologias para redução de tempo e custos na construção de poços, como a aplicação do conceito *True One Trip Ultra Slender* (TOTUS) (PETROBRAS, 2020j).

Assim, com forte investimento da Petrobras em pesquisa, desenvolvimento e inovação tecnológica, em parceria com centros de pesquisa e universidades nacionais, além de fornecedores locais e internacionais, foi possível explorar e desenvolver as reservas do pré-sal brasileiro, as quais, até o início do século 21, eram consideradas economicamente inviáveis.

3. A bacia de Santos sob a égide da Petrobras

Foi a partir do início da operação de Tupi, em 2009, que a produção na bacia de Santos começou a ganhar relevância. Até então, os campos que haviam produzido ou estavam operando na bacia – Coral, Merluza, Caravela, Cavalo Marinho, Estrela do Mar – não extraíam mais que 10 mil ou 20 mil boe/d cada um. Tupi, por outro lado, chegou ao final daquele ano, antes mesmo do início de sua operação comercial – produzindo 25,3 mil boe/d, 80% do volume total extraído na bacia de Santos (31 mil boe/d), junto aos campos de Lagosta e Merluza.

A Petrobras tinha metas ambiciosas para a região. Em seu Plano de Negócios (PNG) 2009-13, a companhia informava que pretendia investir US\$ 17,765 bilhões no pré-sal da bacia de Santos naquele quinquênio e cerca de US\$ 100 bilhões na província até 2020. “O desenvolvimento do pré-sal da Bacia de Santos vai direcionar o crescimento da produção no longo prazo”, previa a Petrobras (2009b).

Ao longo da década, a estatal realizou uma série de TLDs e instalou 19 sistemas definitivos de produção na bacia de Santos, nove deles no campo de Lula (Tupi), quatro em Búzios, na cessão onerosa, dois em Sapinhoá, um em Berbigão, um em Atapu, um em Lapa e um em Baúna. E, mais recentemente, em agosto de 2021, colocou em operação o FPSO Carioca, no campo de Lapa.

Diante da grande demanda de unidades flutuantes de produção que a Petrobras teria pela frente, além de sondas de perfuração, embarcações de apoio marítimo e navios petroleiros, o governo brasileiro investiu em um amplo programa de conteúdo local que fomentou uma nova revitalização da indústria naval nacional.

Em termos de FPSOs, foram encomendados oito cascos (P-66 a P-73) ao Estaleiro Ecovix, do grupo Engevix, em Rio Grande (RS) e outros quatro (P-74 a P-77) ao grupo Enseada Indústria Naval, no Rio de Janeiro, além da fabricação de módulos e/ou integração de *topside* aos estaleiros Brasfels, em Angra dos Reis (RJ), Estaleiros do Brasil (EBR), no Rio Grande do Sul, Jurong Aracruz, no Espírito Santo, e aos consórcio Integra (OSX/ Mendes Júnior), MGT (DM Construtora e TKK), no Rio de Janeiro, Tomé Engenharia/Ferrostaal, em Alagoas, à Iesa O&G, no Rio Grande do Sul e à Techint, no Paraná.

Em 2010, um grupo de investidores reunindo fundos de pensão, bancos, fundos e empresas de investimento nacionais e internacionais e a Petrobras criou a Sete Brasil, empresa que seria responsável pela construção de 28 sondas de perfuração para a Petrobras. Estas foram encomendadas aos estaleiros Estaleiro Atlântico Sul (Pernambuco), BrasFels, Rio Grande, Jurong Aracruz e Enseada do Paraguaçu (Bahia).

Em paralelo, a Petrobras conduzia a terceira edição do Programa de Renovação da Frota de Apoio Marítimo (Prorefam), lançado em 2008, que previa a contratação de 146 embarcações de apoio marítimo junto a diversos estaleiros nacionais, além do Programa de Modernização e Expansão da Frota da Transpetro (Promef), que encomendou 49 navios para transporte de petróleo, gás e derivados no Brasil.

Além de reavivar estaleiros como o Mauá, no Rio de Janeiro, tais iniciativas levaram à construção de novos estaleiros, como o Atlântico Sul, o Enseada do Paraguaçu, o Jurong Aracruz, o Vard Promar e o EBR. De 2 mil empregos no ano 2000, a indústria naval atingiu mais de 45 mil empregos em 2010, chegando ao pico de aproximadamente 80 mil trabalhadores em 2014, de acordo com dados do Sinaval (2016).

O primeiro FPSO a produzir em escala comercial no pré-sal da Bacia de Santos foi o Cidade de Angra dos Reis, no campo de Tupi, em 2010, com capacidade para extrair 100 mil b/d de petróleo e processar 4 milhões de m³/d de gás natural. A plataforma foi instalada em área próxima ao FPSO Cidade de São Vicente, que conduzia um TLD desde maio do ano anterior.

O sistema-piloto, que iniciará atividades após a declaração de comercialidade, complementarará os dados técnicos colhidos pelo TLD com informações críticas sobre o reservatório e a produção, indispensáveis à concepção das futuras unidades que irão operar no pré-sal. Ele contribuirá, também, para o aprimoramento dos projetos de construção de poços e dos sistemas submarinos de coleta da produção, assim como para a avaliação do

desempenho de diferentes métodos de recuperação (extração de petróleo) do reservatório (PETROBRAS, 2021a).

A declaração de comercialidade das áreas de Tupi e Iracema foi anunciada ao final de dezembro de 2010, dando origem aos campos de Lula e Cernambi, respectivamente (PETROBRAS, 2010e). Ainda naquele ano, a Petrobras deu início do TLD de Tiro e Sídon, iniciou a produção no campo de Uruguá, descobriu óleo leve na área de Tiro e Sídon, iniciou um TLD em Guará e bateu recorde de produção de petróleo no ano, alcançando a marca de 2,003 milhões de b/d (PETROBRAS, 2010b, 2010c, 2010d, 2010f).

Também em 2010, a estatal atualizou sua carteira de projetos para o período 2011-2014, totalizando investimentos de até R\$ 250 bilhões, e registrou lucro líquido de R\$ 35,2 bilhões, fechando o período com 15,986 bilhões de boe em reservas provadas (PETROBRAS, 2010g, 2011d, 2011f).

A Petrobras começou o ano de 2011 anunciando o afretamento de dois FPSOs para Guará Norte (BM-S-9) e Cernambi (BM-S-11) e a antecipação dos projetos para 2014 (PETROBRAS, 2011o). Naquele momento, o volume de reservas da Petrobras havia alcançado 15,986 bilhões de boe, aumento de 7,5 % em relação ao ano anterior, quando foi incorporado 1,121 bilhão de boe, sobretudo graças às descobertas no pré-sal das bacias de Santos e Campos (PETROBRAS, 2011e).

Ainda em 2011, a petroleira anunciou nova descoberta de óleo e de boa qualidade no bloco BM-S-9, no poço o 1-RJS -617D (Parati, no bloco BM-S-10), confirmou a presença de óleo de boa qualidade em Iara, concluiu o teste de formação no primeiro poço de extensão de Guará, comprovando as estimativas de alta produtividade da acumulação, iniciou o TLD na área nordeste do Campo de Lula e, na revisão anual do Plano Diretor de Desenvolvimento Integrado do Polo Pré-sal da Bacia de Santos (Plansal), anunciou a redução dos investimentos necessários para o desenvolvimento do pré-sal da bacia de Santos em 45% com relação ao plano diretor original de 2008 e em cerca de 32% com relação ao plano do ano anterior (PETROBRAS, 2011a, 2011b, 2011g, 2011j, 2011k, 2011l). A redução foi

fruto da otimização alcançada na concepção dos projetos de produção, principalmente pela maior produtividade dos poços (incremento médio em torno de 20%) e pelo melhor conhecimento das áreas potencialmente produtoras. Adicionalmente, foi excedida a expectativa de volume recuperável potencial das áreas de Lula e Cernambi, ultrapassando os 8 bilhões de barris. Também houve um significativo acréscimo considerando-se os 5 bilhões de barris de óleo equivalente recuperáveis (boer) recentemente adquiridos na

Cessão Onerosa, e que possibilitam o aproveitamento de grandes sinergias com os projetos das áreas licitadas (PETROBRAS, 2011l).

A previsão da companhia era atingir, até 2015, US\$ 73 bilhões em investimentos no polo pré-sal de Santos, dos quais 74% realizados diretamente pela Petrobras, com a perspectiva de alcançar a produção de 613 mil b/d de petróleo naquele ano, ultrapassando 1 milhão de b/d do hidrocarboneto em 2017. O novo plano também identificava a necessidade de implementação de rotas alternativas não excludentes para escoamento do petróleo e gás do pré-sal de Santos, em função dos grandes volumes de produção previstos.

Meses depois, a Petrobras divulgou o Plano de Negócios 2011-2015, com investimentos totalizando US\$ 224,7 bilhões, dos quais 57% para E&P, um incremento de quatro pontos percentuais em relação ao plano anterior (PETROBRAS, 2011r). Do total previsto para o segmento, US\$12,4 bilhões iriam para a Cessão Onerosa. A meta da companhia era duplicar suas reservas provadas até 2020, quando sua produção chegaria a 6,418 milhões de boe/d – muito além do que se concretizou, tendo em vista que a companhia extraiu 2,84 milhões de boe/d em tal ano (GANDRA, 2021). Para 2011, a projeção era produzir 2,772 milhões de boe/d e, no horizonte de cinco anos, 3,993 milhões de boe/d.

Também em 2011, a petroleira comunicou o início de operação do gasoduto Lula-Mexilhão, responsável por transportar o gás produzido no pré-sal de Santos, confirmou o potencial do primeiro poço da área de Franco, na cessão onerosa, fez novas descobertas nas áreas de Carioca (petróleo com 28°API), Tiro e Sídon e de Biguá, no bloco BM-S-8, e declarou a comercialidade da área de Guará (PETROBRAS, 2011c, 2011h, 2011i, 2011m, 2011n, 2011p).

A companhia registrou lucro líquido de R\$ 33 bilhões em 2011 e reservas provadas da ordem de 16,412 bilhões de boe, aumento de 2,7% em relação ao ano anterior (PETROBRAS, 2012n, 2012s).

Em fevereiro do ano seguinte, a Petrobras concluiu a perfuração do primeiro poço de Franco, comprovando a extensão dos reservatórios de óleo localizados a noroeste do poço descobridor da área, confirmou a presença de óleo leve em Carioca Sela (BM-S-9) e declarou a comercialidade das acumulações de Tiro e Sídon, dando origem aos campos de Baúna e Piracaba, respectivamente (PETROBRAS, 2012j, 2012k, 2012l). E, no mesmo mês, seu Conselho de Administração elegeu Maria das Graças Foster como presidente da companhia, em substituição a José Sérgio Gabrielli (PETROBRAS, 2012o).

Também em 2012, a companhia iniciou um TLD na área de Iracema (bloco BM-S-11), confirmou descoberta de óleo de boa qualidade em Nordeste de

Tupi, na Cessão Onerosa e fez novas descobertas no bloco BM-S-8 (Carcará), ao norte do campo de Lula e em Sul de Guará (Cessão Onerosa) (PETROBRAS, 2012b, 2012g, 2012h, 2012m, 2012p).

Em junho daquele ano, a Petrobras (2012q) divulgou o Plano de Negócios 2012-2016, com capex total de US\$ 236,5 bilhões, dos quais US\$ 141,8 bilhões para E&P (51% no pré-sal) e meta de produção de 3,3 milhões de boe/d em 2016 e 5,7 milhões de boe/d em 2020. Entre os destaques do plano estavam a criação do Programa Gestão de Conteúdo Local, visando aproveitar ao máximo a capacidade competitiva da indústria nacional de bens e serviços para o atendimento das demandas do plano de negócios, bem como do Programa de Otimização de Custos Operacionais (Procop), a fim de identificar oportunidades de redução de custo no E&P e outras áreas, e de três novas gerências executivas nas diretorias de Engenharia e de E&P, dedicadas exclusivamente à construção das sondas e unidades estacionárias de produção (2012f).

Ainda em 2012 a Petrobras confirmou a presença de óleo de boa qualidade em Carcará (31°API), descobriu petróleo em Franco SW, na Cessão Onerosa, confirmou a presença de gás e condensado em Júpiter (bloco BM-S-24) e óleo de boa qualidade em Carioca Norte e contratou um FPSO para a área de Iracema Norte (BM-S-11) (PETROBRAS, 2012a, 2012c, 2012d, 2012e, 2012i).

Naquele ano, a companhia lucrou US\$ 11 bilhões, queda de 45% ante 2011 (PETROBRAS, 2013o). O resultado foi explicado pelo aumento da importação de derivados a preços mais elevados, pela desvalorização cambial, pelo aumento de despesas extraordinárias como a baixa de poços secos e pela produção de petróleo que, embora dentro da meta estabelecida no PNG 2012-2016, foi de 1,980 milhão de b/d no Brasil, 2% inferior à de 2011.

A Petrobras encerrou 2012 com 16,440 bilhões de boe em reservas provadas, alta de 0,2% em relação a 2011, com relação reserva/ produção (RP) de 14,6 anos (PETROBRAS, 2013e).

O ano de 2013 começou com o anúncio de que o poço Carcará, no bloco BM-S-8, havia confirmado grande potencial a partir de 5,742 mil m de perfuração, encontrando coluna de pelo menos 471 m de óleo com 31°API e sem a presença de contaminantes como CO₂ e H₂S, com 402 metros em reservatórios carbonáticos de excelentes características de porosidade e permeabilidade (PETROBRAS, 2013n).

Entre os destaques desse período estão o início de produção comercial do campo de Sapinhoá, a descoberta de petróleo de boa qualidade em Sul de Tupi, na Cessão Onerosa, o início do sistema de produção antecipado (SPA) de Sapinhoá

Norte e de produção em Baúna e Lula Nordeste, novas descobertas de petróleo em Florim e Entorno de Iara, na Cessão Onerosa, e no bloco BM-S-9 (Iguaçu Mirim), a aquisição do bloco de Libra, na primeira rodada de partilha da produção, e as declarações de comercialidade de Franco e Sul de Tupi, dando origem aos campos de Búzios e Sul de Lula, respectivamente, e da área de Carioca, que resultou no campo de Lapa (PETROBRAS, 2013a, 2013b, 2013c, 2013f, 2013g, 2013h, 2013i, 2013j, 2013k, 2013l, 2013m).

Divulgado em março de 2013, o Plano de Negócios 2013-2017 previa investimento de US\$147,5 bilhões em E&P (62% do total), um crescimento de US\$ 15,9 bilhões em relação ao plano anterior, com o pré-sal e a Cessão Onerosa absorvendo 68% do capex total do segmento. A meta de produção total de óleo, líquidos de gás natural e gás natural no Brasil prevista no plano era de 3 milhões boed em 2016, de 3,4 milhões boed em 2017 (com o pré-sal respondendo por 35%) e de 5,2 milhões boed em 2020 (PETROBRAS, 2013d).

O plano dava continuidade a iniciativas estruturantes como o Programa de Redução de Custos de Poços (PRC-Poço), que visava à redução de custo unitários dos poços devido ao aumento significativo da frota de sondas em operação e da relevância da construção de poços no orçamento do E&P entre 2013 e 2017 (38%). O programa já identificara ganhos de US\$ 1,4 bilhão incorporados ao PNG 2013-17, decorrente de iniciativas relacionadas à redução do tempo de construção de poços e otimização do sequenciamento operacional.

A Petrobras (2014e, 2014g) encerrou 2013 - ano em que todos os poços perfurados no pré-sal acusaram a presença de hidrocarbonetos - com 16,565 bilhões de boe em reservas provadas, alta de 0,8% ante o ano anterior, com o pré-sal respondendo por um quarto delas.

A companhia lucrou R\$ 23,570 bilhões no ano, alta de 11% em relação a 2012, em função dos reajustes nos preços do diesel (20%) e da gasolina (11%) em 2013, do aumento da produção de derivados, da otimização de custos, dos ganhos com venda de ativos, das menores baixas de poços secos e do menor impacto cambial devido à contabilidade de hedge (PETROBRAS, 2014k).

Em janeiro seguinte, a produção no pré-sal de Campos e Santos alcançou a marca de 390 mil b/d de petróleo, com a última bacia respondendo por 51% desse volume por nove poços produtores (PETROBRAS, 2014h).

A produtividade média por poço em operação comercial, no Pólo Pré-sal da Bacia de Santos tem sido da ordem de 25 mil barris de petróleo por poço por dia, maior do que a registrada no Mar do Norte (15 mil barris de petróleo por

poço por dia) e no Golfo do México (10 mil barris de petróleo por poço por dia) (PETROBRAS, 2014h).

Ainda em janeiro de 2014, a Petrobras aprovou o programa de trabalho e orçamento de Libra, com investimento entre US\$ 400 e US\$ 500 milhões de dólares naquele ano, incluindo atividades sísmicas, perfuração de poços e um TLD (PETROBRAS, 2014b).

No período, a companhia iniciou a produção em novos poços no campo de Sapinhoá; comprovou a descoberta de óleo de boa qualidade em Florim e Entorno de Iara e a existência do volume contratado de 5 bilhões de barris na Cessão Onerosa; colocou em operação novo poço no campo de Lula; fez a descoberta do prospecto de Sagitário, no bloco BM-S-50; iniciou o primeiro TLD de Iara; confirmou a extensão da descoberta de Júpiter; declarou a comercialidade das áreas de Sul de Guará, Nordeste de Tupi e Florim, na Cessão Onerosa, originando os campos de Sul de Sapinhoá, Sépia e Itapu, respectivamente; colocou em operação o FPSO Cidade de Ilhabela no campo de Sapinhoá, concluiu a perfuração do primeiro poço de extensão na área do Consórcio de Libra, confirmando a existência de uma coluna de hidrocarbonetos de aproximadamente 290 m e um reservatório com boa porosidade e permeabilidade; e declarou a comercialidade de Iara e Entorno de Iara, resultando nos campos de Berbigão, Norte de Berbigão, Sul de Berbigão, Sururu, Norte de Sururu, Sul de Sururu, Atapu e Oeste de Atapu (PETROBRAS, 2014a, 2014c, 2014i, 2014j, 2014l, 2014m, 2014n, 2014o, 2014p, 2014q, 2014s, 2014t).

Divulgado em fevereiro de 2014, o PNG 2014-2018 previa investimento de US\$153,9 bilhões em E&P (70% do capex total no período e alta de 4,3% na comparação com o PNG anterior), com 60% indo para o pré-sal (PETROBRAS, 2014d). A meta de produção total projetada de óleo, LGN e gás natural no Brasil era de 3,9 milhões de boe/d em 2018 (com o pré-sal respondendo por 52% da produção de óleo) e de 5,2 milhões de boe/d em 2020.

Junto ao novo plano, a Petrobras (2014d) lançou o Plano Estratégico 2030, que considerava as repercussões da crise econômica mundial de 2008; o fenômeno do shale gas e tight oil nos Estados Unidos que vinham “mudando a geopolítica da energia no mundo” e as mudanças do marco regulatório brasileiro com a criação dos regimes de Cessão Onerosa e partilha da produção.

O plano tinha como premissa fundamental o crescimento da produção de petróleo da Petrobras até 2020 e sua sustentação no período 2020-2030 com potencial de produzir em média 4,0 milhões de b/d de óleo no Brasil e no exterior, além de investimentos em refino, distribuição, biocombustíveis e em

projetos internacionais, com a missão de tornar a companhia uma das cinco maiores empresas integradas de energia do mundo.

Outro anúncio importante de 2014 foi a aprovação, pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), da contratação direta da Petrobras para produção do volume excedente ao contratado sob o regime de cessão onerosa (5 bilhões de boe) nas áreas de Búzios, Entorno de Iara, Florim e Nordeste de Tupi (PETROBRAS, 2014f). No entanto, posteriormente, o governo decidiu leiloar tais volumes, conforme mencionado no primeiro capítulo. De todo modo, tornava-se público naquele momento o enorme potencial dessas áreas, cujos volumes adicionais eram estimados entre 6,5 e 10 bilhões de boe, no caso de Búzios, 2,5 e 4 bilhões de boe (Entorno de Iara), 300 e 500 milhões de boe (Florim) e 500 e 700 milhões de boe (Nordeste de Tupi).

Além disso, 2014 foi o ano em que se deflagrou a operação Lava Jato, da Polícia Federal, que afetaria os cofres da empresa e levaria a uma série de transformações na companhia – não apenas em termos de governança, mas também de orientação estratégica – como reflexo de acontecimentos políticos em escala nacional direta ou indiretamente ocasionados pela operação. Entre os primeiros impactos nas atividades da Petrobras estiveram os atrasos nas entregas de FPSOs contratados a empresas de engenharia e estaleiros nacionais envolvidos nos escândalos de corrupção, muitos dos quais precisaram pedir recuperação judicial devido a dificuldades financeiras associadas às paralisações e cancelamentos dos contratos com a petroleira, assim como o impedimento de participar de novas licitações públicas.

A Petrobras (2014r) encerrou 2014 com 16,612 bilhões de boe em reservas provadas, alta de 0,3% em relação ao ano anterior, e R/P de 18,5 anos, com o pré-sal respondendo por 30% do total.

Naquele ano, a companhia registrou prejuízo de R\$ 21,587 bilhões devido à perda de R\$ 44,636 bilhões por desvalorização de ativos (*impairment*). O valor da baixa de gastos adicionais capitalizados indevidamente no ativo imobilizado oriundos do esquema de pagamentos indevidos descoberto pelas investigações da Operação Lava Jato (baixa de gastos adicionais capitalizados indevidamente) foi de R\$ 6,194 bilhões (PETROBRAS, 2015m).

Em fevereiro de 2015, a presidente da Petrobras, Maria das Graças Foster, e cinco diretores renunciaram aos cargos, em meio às investigações da Lava Jato (PETROBRAS, 2015e). Aldemir Bendine assumiu o comando da empresa com o compromisso de reduzir os investimentos e elevar os desinvestimentos (para

US\$13,7 bilhões), em virtude da queda do preço do barril e do grau de endividamento da companhia (PETROBRAS, 2015f, 2015h).

O PNG 2015-2019 foi ajustado, com os investimentos no biênio 2015-16 caindo de US\$ 55 para US\$ 49 bilhões e os gastos operacionais gerenciáveis, de US\$ 57 para US\$ 50 bilhões, sem efeitos, contudo, na curva de produção de óleo e LGN, cujas metas permaneciam em 2,125 milhões de b/d em 2015 e 2,185 milhões de b/d em 2016. Em termos de desinvestimentos, a previsão era alcançar US\$ 15,1 bilhões nos dois anos (PETROBRAS, 2015d).

Em meio à turbulência, que atingiu proporções internacionais⁶, a Petrobras concluiu a perfuração e dois testes no primeiro poço de extensão na área de Libra, confirmando a existência de uma coluna de óleo de aproximadamente 290 m e reservatórios carbonáticos de alta qualidade permoporosa (27°API); iniciou um sistema de produção antecipada (SPA) no campo de Búzios, confirmou potencial de óleo de boa qualidade em novos poços de Carcará e Libra; iniciou produção em Iracema Norte; declarou a comercialidade de Sépia Leste, originado a partir da descoberta de Júpiter (BM-S-24); e atestou alta produtividade dos reservatórios em Carcará (PETROBRAS, 2015a, 2015b, 2015i, 2015j, 2015k, 2015l, 2015n, 2015o).

A Petrobras chegou ao final de 2015 com 13,279 bilhões de boe em reservas provadas, queda de 20% ante o ano anterior, com R/P de 14,2 anos. E, pela segunda vez consecutiva, a companhia registrou prejuízo, dessa vez de R\$ 34,836 bilhões, principalmente em função do declínio dos preços do petróleo e incremento nas taxas de desconto, reflexo do aumento do risco Brasil pela perda do grau de investimento, além de despesas de juros e perda cambial (PETROBRAS, 2016n, 2016o).

Nove anos após o anúncio da descoberta do pré-sal, a bacia de Santos produzia cerca de 930 mil boe/d, crescimento de mais de 8.350% no período.

Conforme mencionado, a Lava Jato teve repercussões profundas no cenário político e econômico brasileiro, enfraquecendo o governo Dilma Rousseff e abrindo caminho para a desintegração da Petrobras e a entrada de operadoras estrangeiras no pré-sal da bacia de Santos, como se verá a seguir.

⁶ A Petrobras passou a ser objeto de uma ação coletiva nos EUA movida por pessoas físicas e jurídicas que alegam ter sofrido prejuízos com a queda nas ações da empresa brasileira devido aos escândalos de corrupção desvelados pela Lava Jato (Disponível em: <https://mz-filemanager.s3.amazonaws.com/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/comunicados-ao-mercado-central-de-downloads/77941ffb7e575e8cb70bbccee433a675956afc904f001df4c3e1c7aeee78be16/esclarecimento_sobre_noticia_acao_coletiva_nos_estados_unidos.pdf>. Acesso em: 1 de out. 2021)

4. A abertura da bacia de Santos

4.1. As mudanças regulatórias e as novas rodadas da ANP

Entre junho de 2014 e janeiro de 2016, o preço do barril do tipo Brent (preço de referência do Mar do Norte) caiu de cerca de US\$ 115 para US\$ 28, provocando uma nova onda de cortes de investimentos por parte das petroleiras e falências na cadeia produtiva de óleo e gás em todo o mundo.

Diante desse cenário, e com o governo federal e a engenharia brasileira combatidos pela operação Lava Jato e a forte recessão econômica, as operadoras intensificaram o lobby por afrouxamentos regulatórios, ameaçando investir em outras regiões que oferecessem condições mais atrativas.

Nesse grupo estava a própria Petrobras, principal interessada na flexibilização das regras de conteúdo local, tendo em vista as multas aplicadas pela ANP por não cumprimento dos compromissos de nacionalização de bens e serviços nos projetos de E&P.

Entre outros pleitos da indústria estavam o fim da operação única da Petrobras nos projetos de partilha da produção, a extensão do Repetro (regime aduaneiro especial do setor) até 2040 e a manutenção de um calendário fixo de rodadas de licitações de blocos exploratórios, inclusive no pré-sal.

Todos eles acabaram sendo atendidos após o impeachment de Dilma Rousseff, em agosto de 2016, a começar pela revogação da obrigatoriedade de operação da Petrobras no pré-sal, em dezembro daquele ano.

Um mês antes, a Petrobras concluíra a venda de um ativo estratégico: o bloco BM-S-8, para a então Statoil, atual Equinor, por US\$ 2,5 bilhões. Com isso, a empresa norueguesa se tornou a primeira operadora privada de um ativo no pré-sal brasileiro.

As mudanças regulatórias foram centrais para o sucesso das rodadas de licitações promovidas nos anos seguintes pela ANP, em particular da 2ª e 3ª rodadas de partilha de produção, em 2017, da 4ª e 5ª, em 2018, e da 14ª e 15ª rodadas de concessões, em 2017 e 2018, respectivamente. Uma entrevista concedida pela presidente da ExxonMobil no Brasil, Carla Lacerda, em setembro de 2018, não deixa dúvidas a esse respeito:

São três pilares que nos levaram a essa atuação recente. O primeiro está relacionado às reformas [no setor], iniciativas como a flexibilização do operador único, os ajustes na política de conteúdo local com valores mais

atingíveis, a extensão do Repetro, hoje extremamente importante para a indústria, e a retomada das rodadas [da ANP], com um calendário previsível (SCHUFFNER, 2018).

A norte-americana foi a petroleira que mais adquiriu blocos offshore no Brasil (como operadora ou sócia) desde 2017⁷, com 24 ativos (14 deles como operadora), considerando-se ainda a 6ª rodada de partilha, o 16º leilão de concessões, o primeiro leilão dos volumes excedentes da cessão onerosa e os dois ciclos da oferta permanente realizados pela ANP entre 2019 e 2020. No mesmo período, a Petrobras arrematou número equivalente de blocos, mas apenas dois como operadora – em ambos os casos blocos operados pela ExxonMobil.

Ao todo, 20 ativos exploratórios na bacia de Santos foram adquiridos nessas rodadas, sendo oito no polígono do pré-sal pela Petrobras como operadora (Entorno de Sapinhoá, Peroba, Alto de Cabo Frio Central⁸, Uirapuru, Três Marias, Aram, Búzios e Itapu); três pela ExxonMobil (Titã, na partilha, e S-M-536 e S-M-647, em regime de concessão); três pela Shell, também no polígono (Sul de Gato do Mato, Alto de Cabo Frio Oeste e Saturno); dois pela BP Energy (Pau-Brasil, na partilha, e S-M-1500, no regime de concessão); dois pela Chevron (S-M-764 e S-M-766, ambos concessões); um pela Karoon (S-M-1537) e um pela Equinor (Norte de Carcará, no polígono do pré-sal).

Tabela 1 – Blocos exploratórios adquiridos entre 2017 e 2020. Fonte: Inep com base em dados da ANP

Bloco	Licitante/Consórcio (*operador)
S-M-1537	Karoon Petróleo e Gás Ltda. (100%)*
S-M-536	ExxonMobil Exploração Brasil Ltda. (64%)*, QPI Brasil Petróleo Ltda. (36%)
S-M-647	ExxonMobil Exploração Brasil Ltda. (64%)*, QPI Brasil Petróleo Ltda. (36%)
S-M-764	Chevron Brazil Ventures LLC. (40%)*, Repsol Exploração Brasil Ltda. (40%), Wintershall Holding GMBH (20%)
Sul de Gato do Mato	Shell Brasil (80%*) e Total E&P do Brasil (20%)
Entorno de	Petrobras (45%*), Shell Brasil (30%) e Repsol Sinopec (25%)

⁷ Até 2020, antes da 17ª rodada de concessões da ANP, portanto.

⁸ Alto de Cabo Frio Central está parcialmente em Santos e Campos.

Sapinhoá	
Norte de Carcará	Statoil Brasil O&G (40%*), Petrogal Brasil (20%) e ExxonMobil Brasil (40%)
Peroba	Petrobras (40%*), CNODC Brasil (20%) e BP Energy (40%)
Alto de Cabo Frio Oeste	Shell Brasil (55%*), CNOOC Petroleum (20%) e QPI Brasil (25%)
Alto de Cabo Frio Central	Petrobras (50%*) e BP Energy (50%)
Uirapuru	Petrobras (30%)*; Petrogal Brasil (14%); Statoil Brasil O&G (28%); ExxonMobil Brasil (28%)
Três Marias	Petrobras (30%)*; Chevron Brazil (30%); Shell Brasil (40%)
Saturno	Shell (50%*) e Chevron (50%)
Titã	ExxonMobil (64%*) e QPI Brasil (36%)
Pau-Brasil	BP Energy (50%*), Ecopetrol (20%) e CNOOC (30%)
S-M-1500	BP Energy (100%)*
S-M-766	Chevron (40%)*; Wintershall Brasil (20%); Repsol (40%)
Aram	Petróleo Brasileiro S.A.* (80%); CNODC Brasil Petróleo e Gás Ltda. (20%)
Búzios	Petrobras (90%)*; CNODC Brasil (5%); CNOOC Petroleum (5%)
Itapu	Petrobras (100%)*

As próximas rodadas a ofertarem áreas em Santos serão a 17ª de concessões, em outubro de 2021, o leilão dos volumes excedentes de Sépia e Atapu, em dezembro, e a 7ª rodada de partilha da produção, ainda sem data definida.

Blocos da bacia de Santos também figuram na oferta permanente da ANP, podendo ir a leilão caso petroleiras demonstrem interesse nos ativos. Em paralelo, o governo federal planeja submeter uma proposta para permitir a inclusão de ativos do polígono do pré-sal em tal regime, e trabalha pelo fim do direito de preferência da Petrobras na partilha de produção e até mesmo pelo fim desse regime (MONTENEGRO, 2021; VENTURA, 2020).

Em um relatório publicado em setembro de 2021 (BRASIL, 2021), uma equipe técnica do Ministério de Minas e Energia (MME) propôs que as áreas dentro do polígono do pré-sal possam ser contratadas pelo regime de concessões a fim de ampliar a atratividade para novos investimentos. Os autores argumentam que todas as grandes estruturas com baixo risco geológico na área do pré-sal já foram contratadas, com as oportunidades remanescentes de exploração envolvendo pequenos volumes prospectivos e/ou alto risco geológico. Por outro lado, nas áreas não contratadas do polígono do pré-sal, caracterizadas por volumes mais modestos e risco exploratório considerável, os horizontes pós-sal continuam a ser atrativos.

Assim, enquanto a produção na bacia de Campos está em declínio acentuado, com impacto negativo na cobrança de participações governamentais, impostos e geração de empregos, o Brasil encontra-se em grande dificuldade em oferecer novos blocos para exploração pós-sal dentro da área do pré-sal das bacias de Campos e Santos, devido às limitações decorrentes [do regime de partilha de produção] (BRASIL, 2021).

O estudo foi publicado em um contexto de relativa depreciação do pré-sal por parte de alguns setores da indústria, após resultados de campanhas exploratórias que ficaram aquém do esperado nas áreas de Alto de Cabo Frio Oeste e Saturno, pela Shell, e Peroba, pela Petrobras, que acabou devolvendo a área à ANP.

Em entrevista coletiva realizada em abril de 2021, o presidente da Shell, André Araújo, declarou que o resultado da perfuração em Saturno contesta a ideia de "bilhete premiado", difundida pelo ex-presidente Luiz Inácio Lula da Silva, que colocava todas as áreas do pré-sal no mesmo patamar de elevado potencial (PAMPLONA, 2021).

Mais uma vez, o lobby das petroleiras no sentido de flexibilizações ganha força, ainda que boa parte dos ativos de partilha adquiridos sequer tenha sido perfurada, enquanto outra tenha resultado em indícios de hidrocarbonetos e rendido novos projetos de desenvolvimento, como se verá no próximo subcapítulo.

4.2. A Petrobras nos anos pós-abertura

Em 2021, a Petrobras segue como principal produtora na bacia de Santos, respondendo por 72% da produção total (como concessionária) na região em julho, o equivalente a 1,94 milhão de boe/d, segundo a ANP. A produção

operada pela brasileira em Santos no mesmo período foi de 2,615 milhões de boe/d (96,5% do total).

A companhia opera 28 campos na bacia de Santos, dos quais quatro (Merluza, Lagosta, Tambaú e Uruguá) estão à venda:

Tabela 2 – Campos operados pela Petrobras na bacia de Santos. Fonte: Inep com base em dados da ANP

Campo	Consórcio	Fase
Caravela	Petrobras (100)	Produção
Atapu	Petrobras (100)	Produção
Búzios	Petrobras (100)	Produção
Lula	Petrobras (65) / Shell Brasil (25) / Petrogal Brasil (10)	Produção
Tambaú	Petrobras (100)	Produção
Uruguá	Petrobras (100)	Produção
Baúna	Petrobras (100)	Produção
Lagosta	Petrobras (100)	Produção
Merluza	Petrobras (100)	Produção
Mexilhão	Petrobras (100)	Produção
Nordeste de Sapinhoá	Petrobras (45) / Shell Brasil (30) / Repsol Sinopec (25)	Produção
Noroeste de Sapinhoá	Petrobras (45) / Shell Brasil (30) / Repsol Sinopec (25)	Produção
Sapinhoá	Petrobras (45) / Shell Brasil (30) / Repsol Sinopec (25)	Produção
Sudoeste de Sapinhoá	Petrobras (45) / Shell Brasil (30) / Repsol Sinopec (25)	Produção
Berbigão	Petrobras (42,5) / Shell Brasil (25) / Total E&P do Brasil (22,5) / Petrogal Brasil (10)	Desenvolvimento

Itapu	Petrobras (100)	Desenvolvimento
Mero	Petrobras (40) / Shell Brasil (20) / Total E&P do Brasil (20) / CNODC Brasil (10) / CNOOC Petroleum (10)	Desenvolvimento
Norte de Berbigão	Petrobras (100)	Desenvolvimento
Norte de Sururu	Petrobras (100)	Desenvolvimento
Oeste de Atapu	Petrobras (42,5) / Shell Brasil (25) / Total E&P do Brasil (22,5) / Petrogal Brasil (10)	Desenvolvimento
Sépia	Petrobras (100)	Desenvolvimento
Sépia Leste	Petrobras (80) / Petrogal Brasil (20)	Desenvolvimento
Sul de Berbigão	Petrobras (100)	Desenvolvimento
Sul de Lula	Petrobras (100)	Desenvolvimento
Sul de Sururu	Petrobras (100)	Desenvolvimento
Sururu	Petrobras (42,5) / Shell Brasil (25) / Total E&P do Brasil (22,5) / Petrogal Brasil (10)	Desenvolvimento
Tambuatá	Petrobras (100)	Desenvolvimento
Sul de Sapinhoá	Petrobras (100)	Desenvolvimento

Para chegar a esse patamar, a estatal manteve vultosos investimentos direcionados a projetos de pré-sal mesmo em meio à crise do barril iniciada em 2014 e à turbulência política e os impactos econômicos da Lava Jato.

A companhia começou o ano de 2016 ajustando sua previsão de investimentos em E&P para US\$ 80 bilhões no período 2015-19, ante os US\$ 108,6 bilhões previstos pelo plano original, anunciado em junho de 2015 (PETROBRAS, 2015g, 2016a). A redução foi consequência da revisão das premissas de preço do petróleo Brent e taxa de câmbio, mantendo a prioridade dos projetos de E&P no Brasil, com ênfase no pré-sal.

Em fevereiro daquele ano, o FPSO Cidade de Maricá começou a operar no campo de Lula e um novo poço em Libra confirmou a extensão de descoberta de óleo de boa qualidade no bloco (PETROBRAS, 2016b, 2016h).

Em maio de 2016, Aldemir Bendine renunciou ao cargo, sendo substituído por Pedro Parente, indicado pelo presidente Michel Temer com a missão de sanear as contas da Petrobras (PETROBRAS, 2016j).

Entre outros destaques do período estiveram o início do SPA de Sépia; a descoberta das maiores colunas de óleo em Libra até então, com 301 m e 410m de espessura; a entrada em operação do sistema de produção de Lula Central, com a interligação do primeiro poço produtor ao FPSO Cidade de Saquarema; a aprovação da venda do bloco BM-S-8 para a Statoil; o início da contratação do FPSO do Projeto Piloto de Libra; o anúncio da negociação para venda do campo de Baúna com a australiana Karoon (posteriormente suspensa por liminar judicial); o início da produção no campo de Lapa; e a assinatura de memorando de entendimento com a Total para cessão de direitos de 22,5% para a francesa da concessão de Iara (campos de Sururu, Berbigão e Oeste de Atapu), no bloco BM-S-11, e de 35% do campo de Lapa (PETROBRAS, 2016c, 2016d, 2016e, 2016f, 2016g, 2016i, 2016k, 2016m, 2016p, 2016q).

Em setembro, a Petrobras (2016l) anunciou o PNG 2017-21, projetando US\$ 60,6 bilhões em aportes na área de E&P, com foco em águas profundas. A companhia esperava, então, alcançar produção total de óleo e gás, no Brasil e no exterior, de 3,41 milhões de boe/d em 2021, sendo 2,77 milhões b/d de óleo e líquido de gás natural (LGN) no país.

A estatal chegou ao fim de 2016 com 12,514 bilhões de boe em reservas provadas, queda de 5,76% ante o ano anterior, com R/P de 13,5 anos, refletindo desinvestimentos na Argentina e Venezuela e a produção de 0,925 bilhão de boe durante o ano, compensados pela incorporação de reservas em Búzios e incremento de reservas em terra e mar (incluindo pré-sal) no Brasil e nos EUA (PETROBRAS, 2017k).

No período, a Petrobras atingiu recorde de produção histórico de petróleo, com a média de 2,144 milhões de b/d, 0,75% acima do resultado do ano anterior, puxada pelo aumento da extração em Lula e Sapinhoá, no pré-sal de Santos, além do Parque das Baleias, em Campos (PETROBRAS, 2017g).

Em 2016, a estatal registrou prejuízo de US\$ 4,838 bilhões em 2016, em função, principalmente, do *impairment* (baixa contábil) de ativos e de investimentos em coligadas, no valor total de US\$ 6,375 bilhões (PETROBRAS, 2017j).

No ano seguinte, a petroleira brasileira assinou os acordos com a Total referentes a Iara e Lapa; deu início à produção da P-66 (primeiro FPSO replicante) no campo de Lula; lançou o processo de venda dos campos de Merluza e Lagosta; contratou o FPSO para o campo de Sépia; adquiriu as áreas de partilha da produção de Entorno de Sapinhoá, Peroba e Alto de Cabo Frio Central; começou o TLD de Libra; declarou a comercialidade da porção noroeste do bloco, originando o campo de Mero; e contratou o primeiro FPSO para o projeto (PETROBRAS, 2017a, 2017b, 2017c, 2017d, 2017e, 2017h, 2017i, 2017l).

Anunciado em dezembro de 2017, o PNG 2018-22 previa investimentos de US\$ 60,3 bilhões em E&P (81% do total), dos quais 77% em desenvolvimento da produção, 12% em infraestrutura e P&D e 11% em exploração (PETROBRAS, 2017f). A companhia esperava, então, alcançar uma produção total de óleo e gás, no Brasil e no exterior, de 3,55 milhões de boe/d em 2022, sendo 2,88 milhões de b/d de óleo e óleo e líquido de gás natural (LGN) no país.

A Petrobras (2018l) encerrou 2017 com 12,415 bilhões de boe em reservas provadas, queda de 0,8% na comparação com o ano anterior, e R/P de 13,7 anos. Mesmo com o recorde de produção no período, a companhia conseguiu repor 89% do volume extraído devido à perfuração de novos poços e melhor comportamento dos reservatórios no pré-sal das bacias de Santos e Campos.

Pelo quarto ano seguido, a estatal registrou prejuízo, dessa vez de US\$ 91 milhões, principalmente ocasionado pelo acordo para encerramento da ação coletiva (*class action*) nos EUA associada ao caso Lava Jato e pela adesão aos programas de regularização de débitos federais (PETROBRAS, 2018k).

Também pelo quarto ano consecutivo, a companhia atingiu recorde histórico de produção de petróleo, com a marca de 2,15 milhões de b/d, sendo 1,29 milhão de b/d no pré-sal, em alta de 26% ante 2016, graças ao aumento da produção em Lula e o início de atividades dos campos de Lapa e Mero (PETROBRAS, 2018g).

Em 2018, a Petrobras concluiu a cessão dos direitos de Iara e Lapa à Total; assinou contrato para construção da unidade de processamento de gás natural (UPGN) de Itaboraí (RJ), fundamental para ampliar o escoamento de gás natural do pré-sal de Santos; lançou novo processo de venda do campo de Baúna; começou a produzir no campo de Búzios, com o FPSO P-74; elegeu interinamente o diretor financeiro Ivan Monteiro como presidente da companhia após a renúncia de Pedro Parente em meio aos desgastes e pressões sofridos durante a greve dos petroleiros em razão das críticas à política de preços de combustíveis adotadas pela Petrobras na sua gestão; adquiriu os blocos de partilha da produção

Uirapuru, Dois Irmãos e Três Marias; declarou a comercialidade da área de Entorno de Sapinhoá, resultando nos campos de Nordeste de Sapinhoá, Noroeste de Sapinhoá e Sudoeste de Sapinhoá; e colocou a P-69 em operação no campo de Lula e a P-75 em Búzios (PETROBRAS, 2018a, 2018b, 2018c, 2018d, 2018e, 2018f, 2018h, 2018i, 2018m)

Em dezembro de 2018, a Petrobras (2018j) anunciou o PNG 2019-23, com previsão de aporte de US\$ 68,8 bilhões em E&P (82% do capex total), “permanecendo o foco no desenvolvimento da produção em águas profundas, notadamente nas áreas do pré-sal”. Para 2019, o crescimento projetado da produção de óleo era de 10% no Brasil e de 7% na produção total, em virtude da entrada em operação de cinco novos sistemas em 2018 e mais três em 2019 (sete deles na bacia de Santos). No quinquênio, estavam programados para entrar em operação 13 novos sistemas, sendo oito em Santos. E, no período entre 2020 e 2023, a produção total de óleo e gás natural teria um crescimento médio de 5% ao ano.

A Petrobras encerrou 2018 com 11,957 bilhões de boe em reservas provadas, queda de 3,7% ante o anterior, com R/P de 13,9 anos. A companhia conseguiu repor 96% do volume produzido no ano (2,63 milhões de boe/d), desconsiderando-se os efeitos dos desinvestimentos realizados em 2018, devido, principalmente, à perfuração de novos poços, às respostas positivas à injeção de água e ao bom desempenho dos reservatórios no pré-sal das bacias de Santos e Campos (PETROBRAS, 2019i, 2019j).

A estatal lucrou US\$ 7,173 bilhões em 2018, refletindo o maior lucro operacional e melhores resultados financeiros devido a menores despesas com juros, como resultado de menores endividamentos e ganhos devido à renegociação de dívidas do setor elétrico (PETROBRAS, 2019k).

Em 2019, a Petrobras – presidida, a partir de janeiro, por Roberto Castello Branco – deu início à produção das plataformas P-67, na área de Lula Norte, P-68, em Berbigão, e P-76 e P-77, em Búzios; assinou contrato com a Karoon para venda do campo de Baúna; e adquiriu os campos de Búzios e Itapu no leilão dos volumes excedentes da cessão onerosa, além do bloco Aram, no polígono do pré-sal (PETROBRAS, 2019a, 2019b, 2019d, 2019e, 2019f, 2019g, 2019h, 2019l).

Anunciado em novembro daquele ano, o PNG 2020-24 previa US\$ 75,7 bilhões em investimentos, dos quais 85% alocados no segmento E&P, com foco no pré-sal (PETROBRAS, 2019c). A companhia programava, então, produzir 2,7 milhões de boe/d em 2020, chegando a 3,5 milhões de boe/d no final do

quinquênio – trajetória de crescimento suportada pelos novos sistemas de produção majoritariamente situados no pré-sal. Tais volumes, contudo, não contemplavam os impactos dos desinvestimentos, com exceção de cerca de 100,000 boe/d relativos aos campos na Nigéria e de Tartaruga Verde, cujas transações já haviam sido assinadas.

A Petrobras (2020v) chegou ao fim de 2019 com 9,590 bilhões de boe em reservas provadas, redução de 20% ante o ano anterior, e R/P de 10,5 anos. No ano em que rompeu, pela primeira vez, o marco de 3 milhões de boe/d médios, a Petrobras registrou lucro líquido de US\$10,2 bilhões, refletindo principalmente ganhos com a venda de ativos (PETROBRAS, 2020x).

Em 2020, a estatal lançou novo teaser para venda dos campos de Merluza e Lagosta; alcançou novos recordes de produção diária em Búzios (640 mil b/d de óleo e 790 mil boe/d em 10 de março, 664 mil b/d de óleo e 822 mil boe/d em 27 de junho e 674 mil b/d de óleo e 844 mil boe/d em 13 de julho) e mensal (615 mil b/d de de óleo e 765 mil boe/d em agosto); identificou a presença de óleo em poço pioneiro do bloco Uirapuru; confirmou óleo de “ótima qualidade” na área sudeste do campo de Búzios; começou a produzir no campo de Atapu; iniciou a contratação de três novos FPSOs para Búzios, já prevendo que o campo alcançaria 2 milhões de boe/d ao final da década, com 12 unidades de produção; hibernou, em agosto, a plataforma de Merluza (PMLZ-1), cuja produção fora interrompida em março, quando houve redução abrupta na demanda por gás natural em meio à pandemia de Covid-19; divulgou teaser para venda de 50% a 100% de sua participação na concessão BM-S-51 com passagem de operação, assinou carta de intenção para afretamento do FPSO de Mero 3; concluiu teste na área de Júpiter, onde pretende aplicar a tecnologia de separação submarina em alta pressão Hisep em 2024; alterou o nome do campo de Lula para Tupi, no qual atingiu a marca de 2 bilhões de boe produzidos em julho; decidiu instalar o FPSO P-71 no campo de Itapu, suspendendo o projeto Lula Fator de Recuperação (FR); concluiu a venda do campo de Baúna para a Karoon; e confirmou a presença de óleo de “ótima qualidade” em poço no extremo noroeste do campo de Búzios (PETROBRAS, 2020c, 2020d, 2020e, 2020f, 2020g, 2020h, 2020i, 2020k, 2020l, 2020m, 2020n, 2020o, 2020r, 2020s, 2020p, 2020q, 2020t, 2020u).

Aprovado em novembro de 2020, o PNG 2021-25 previa capex de US\$ 46 bilhões para E&P (84% do investimento total no quinquênio), sendo cerca de US\$ 32 bilhões destinados para os ativos do pré-sal. Ao longo do período, a companhia projetava elevar sua produção de 2,75 milhões de boe/d para 3,3 milhões de boe/d, com possível impacto para menos de 600 mil boe/d por conta dos desinvestimentos (PETROBRAS, 2020b).

Ao final de 2020, a Petrobras (2021p) tinha 8,816 bilhões de boe em reservas provadas, queda de 8% na comparação com o ano anterior devido à redução de 32% do preço do petróleo no ano – quase metade do volume de 2014, último ano em que a estatal registrou crescimento de suas reservas – e R/P de 9,6 anos.

No período, a companhia extraiu 2,836 milhões de boe/d (1,86 milhão de boe/d no pré-sal) e lucrou US\$ 1,1 bilhão, redução de 89% frente ao ano anterior devido à queda do preço do Brent em dólares, maior *impairment*, menores ganhos com desinvestimentos e desvalorização de 31% do real em relação ao dólar americano (PETROBRAS, 2021c, 2021q).

Entre os destaques da Petrobras em 2021 estavam – até o momento em que este relatório era escrito, em setembro – a assinatura de carta de intenção para o afretamento da sexta unidade de produção de Búzios e de contratos para construção da sétima e oitava plataformas do campo; o início de contratação da nona plataforma de Búzios; o adiamento do primeiro óleo de Mero 1 do quarto trimestre do ano para o primeiro de 2022; a devolução da área Sudeste do bloco de Libra à ANP; a realização de campanha sísmica com ocean bottom nodes (OBN) em Sapinhoá; a assinatura de carta de intenção para afretamento do FPSO de Mero 4; o início da operação do FPSO Carioca, no campo de Sépia; a conclusão da cessão de sua participação remanescente de 10% no campo de Lapa para a TotalEnergies; o lançamento do teaser para venda dos campos de Tambaú e Uruguá; e o início da perfuração do poço pioneiro do bloco de Aram (MONTENEGRO, 2021d; PETROBRAS, 2021e, 2021f, 2021g, 2021h, 2021i, 2021j, 2021k, 2021l, 2021m, 2021n, 2021o;).

Em abril de 2021, o general Joaquim Silva e Luna assumiu a presidência da companhia, substituindo Castello Branco, demitido em função de novo desgaste por conta da alta dos preços dos combustíveis (PETROBRAS, 2021d). Afora buscar uma solução intermediária para conter a volatilidade dos preços da gasolina e do diesel no Brasil, a gestão Silva e Luna não buscaria mudanças substantivas na orientação estratégica da Petrobras, mantendo o foco no pré-sal e dando continuidade ao programa de desinvestimentos a fim de reduzir a alavancagem (relação entre dívida e geração de caixa) da empresa.

Segundo informações publicadas pelo portal BNAmericas (MONTENEGRO, 2021c), a Petrobras concluiu sua primeira perfuração no bloco Entorno de Sapinhoá em setembro de 2021 e, em outubro, começaria a perfurar o poço pioneiro da área de Três Marias. Em termos de partilha de produção, ainda a serem perfurados estavam os blocos Dois Irmãos, Alto de Cabo Frio Central e as áreas com volumes excedentes dos campos de Búzios e Itapu.

A companhia é operadora de 11 blocos exploratórios em Santos, sendo que um deles (BM-S-51) está incluído em seu plano de desinvestimentos.

Tabela 3 – Blocos exploratórios operados pela Petrobras na bacia de Santos.
Fonte: Inep com base em dados da ANP

Bloco	Consórcio
BM-S-24	Petrobras (80%); Petrogal Brasil S.A. (20%)
S-M-619	Petrobras (80%); Repsol Sinopec Brasil S.A. (20%)
S-M-623	Petrobras (60%); Repsol Sinopec Brasil S.A. (20%); Shell Brasil Petróleo Ltda. (20%)
Libra	Petrobras (40%); Shell Brasil (20%); TotalEnergies Brasil (20%); CNOOC Petroleum (10%); CNPE Petroleum (10%)
Uirapuru	Petrobras (30%)*; Petrogal Brasil (14%); Statoil Brasil O&G (28%); ExxonMobil Brasil (28%)
Aram	Petróleo Brasileiro S.A. * (80%); CNODC Brasil Petróleo e Gás Ltda. (20%)
Entorno de Sapinhoá	Petrobras (45%*), Shell Brasil (30%) e Repsol Sinopec (25%)
Alto de Cabo Frio Central	Petrobras (50%*) e BP Energy (50%)
Três Marias	Petrobras (30%)*; Chevron Brazil (30%); Shell Brasil (40%)
Búzios (excedente)	Petrobras (90%)*; CNODC Brasil (5%); CNOOC Petroleum (5%)
Itapu (excedente)	Petrobras (100%)*

4.3. Os projetos das operadoras privadas

Atualmente, três companhias privadas operam campos na bacia de Santos.

A Karoon é responsável pelo campo de Baúna, adquirido da Petrobras. Em julho de 2021, o ativo extraiu, por meio do FPSO Cidade de Itajaí, 14,609 mil boe/d, quase 5% a menos que em novembro de 2020, último mês em que foi operado pela petroleira brasileira.

A australiana planeja realizar uma campanha de intervenção de poços na primeira metade de 2022 em Baúna e começar a desenvolver a descoberta da Patola, cuja produção será feita pelo Cidade de Itajaí a partir de 2023. O investimento previsto nas atividades é de US\$34-38 milhões, com a expectativa de expandir a produção para 24-30 mil b/d em 2023 (KAROON, 2021).

A Karoon também opera os campos de Neon e Goiás, que estão em fase de desenvolvimento. A empresa planeja, em breve, perfurar um poço de controle em Neon para avaliar melhor as formações locais e, se for o caso, tomar a decisão final de investimento no projeto (MONTENEGRO, 2021b).

A TotalEnergies opera o campo de Lapa, que produziu 69,881 mil boe/d em julho, alta de aproximadamente 50% frente a dezembro de 2017, último mês em que o ativo foi operado pela Petrobras. A produção, em parceria com a Repsol Sinopec e a Shell, ocorre por meio do FPSO Cidade de Caraguatatuba.

A francesa é parceira da Petrobras no bloco de Libra (e, portanto, no campo de Mero), com 20% de participação, e detém fatia de 22,5% em Berbigão, Sururu e Oeste de Atapu, operados pela estatal brasileira. Considerando-se todos os seus projetos no Brasil – inclusive em parceria –, a TotalEnergies espera alcançar o patamar de produção de 150 mil b/d de petróleo nos próximos anos⁹.

A Enauta opera, com 100% de participação, os campos de Atlanta, que extraiu 10,161 mil boe/d em julho, e Oliva, em fase de desenvolvimento.

O primeiro ativo produz por meio de um sistema de produção antecipado (SPA) pelo FPSO Petrojarl I. Em agosto, a companhia assinou memorando de entendimento com a Yinson Holdings Berhad, para a negociação direta e exclusiva dos contratos de fornecimento do FPSO para o sistema definitivo do campo (ENAUTA, 2021). O processo de licitação da plataforma considera uma unidade com capacidade para processar 50 mil b/d de óleo, ao qual estarão conectados de seis a oito poços produtores, três deles já em operação no SPA. A concorrência prevê a adaptação de um FPSO existente e ainda não utilizado, o OSX-2, possibilitada por um contrato de exclusividade com opção de compra assinado pela Enauta, que espera tomar a decisão final de investimento do SD no começo de 2022 a fim de assegurar o início da produção em meados de 2024.

Tabela 4 – Campos operados por petroleiras privadas na bacia de Santos. Fonte: Incep com base em dados da ANP

Campo	Consórcio	Etapa
-------	-----------	-------

⁹ Disponível em: <<https://app.bnamericas.com/article/section/all/content/xc9qopuve-total-energies-to-sink-brazil-pre-salt-exploration-well>>. Acesso em 20 de set. 2021.

Atlanta	Enauta Energia (100%)	Produção
Oliva	Enauta Energia (100%)	Desenvolvimento
Neon	Karoon (100%)	Desenvolvimento
Goiá	Karoon (100%)	Desenvolvimento
Baúna	Karoon (100%)	Produção
Lapa	¹ Total E&P do Brasil (45) / Shell Brasil (30) / Repsol Sinopec (25)	Produção

Na exploração, a Shell é a principal operadora privada com atuação em Santos, com os blocos Saturno, em parceria com a Chevron e a Ecopetrol, Alto de Cabo Frio Oeste (QPI Brasil e CNOOC), Sul de Gato do Mato (Ecopetrol e TotalEnergies) e S-M-518 (Ecopetrol e TotalEnergies).

Os dois últimos ativos compreendem a descoberta de Gato do Mato, onde a anglo-holandesa espera começar a produzir em meados da década. A companhia planeja tomar a decisão final de investimento na contratação de um FPSO com capacidade para produzir 90 mil b/d de óleo para a locação até o final de 2021¹⁰.

A Shell já realizou campanhas de perfuração em Saturno e Alto de Cabo Frio Oeste, mas somente no último caso encontrou petróleo¹¹.

A ExxonMobil opera os blocos de Titã, S-M-647 e S-M-536, em todos os casos em parceria com a QPI Brasil. Até setembro de 2021, a norte-americana havia perfurado somente em Titã, em campanha iniciada em agosto¹².

A BP Energy opera os blocos S-M-1500, com 100% de participação, e Pau Brasil (com a CNOOC e Ecopetrol), onde ainda não perfurou – mesma situação do S-M-764 e do S-M-766, operados pela Chevron em sociedade com a Repsol e a Wintershall –, enquanto a Karoon é responsável pelo bloco de águas rasas S-M-1537, próximo aos campos de Neon e Goiá, com 100%.

¹⁰ Disponível em: <<https://app.bnamericas.com/article/section/all/content/xrgpxpzne-shell-to-take-gato-do-mato-investment-decision-by-year-end>>. Acesso em 20 de set. 2021.

¹¹ Disponível em: <<https://app.bnamericas.com/article/section/all/content/xrgpxpzne-shell-to-take-gato-do-mato-investment-decision-by-year-end>>. Acesso em 20 de set. 2021.

¹² Disponível em: <<https://app.bnamericas.com/article/section/all/content/xijp1n1f6-brazil-oil-and-gas-watch>>. Acesso em 20 de set. 2021.

Já a Equinor opera os blocos BM-S-8 e Norte de Carcará, onde está o campo de Bacalhau, projeto no qual a norueguesa planeja investir US\$ 8 bilhões, contemplando a instalação de um FPSO com capacidade para produzir 220 mil b/d de óleo a partir de 2024. Em ambos os ativos a norueguesa tem como sócias a ExxonMobil e a Petrogal.

Tabela 5 – Blocos exploratórios operados por petroleiras privadas na bacia de Santos. Fonte: Inep com base em dados da ANP

Bloco	Consórcio
Saturno	Shell Brasil Petróleo Ltda. (45%); Chevron Brasil Óleo e Gás Ltda. (45%), Ecopetrol Óleo e Gás do Brasil Ltda. (10%)
Sul de Gato do Mato	Shell Brasil Petróleo Ltda. (50%), Ecopetrol Óleo e Gás do Brasil Ltda. (30%), TotalEnergies EP Brasil Ltda. (20%)
S-M-518	Shell Brasil Petróleo Ltda. (80%), TotalEnergies (20%)
Alto de Cabo Frio Oeste	Shell Brasil (55%), CNOOC Petroleum (20%) e QPI Brasil (25%)
Titã	ExxonMobil (64%) e QPI Brasil (36%)
S-M-647	ExxonMobil Exploração Brasil Ltda. (64%), QPI Brasil Petróleo Ltda. (36%)
S-M-536	ExxonMobil Exploração Brasil Ltda. (64%), QPI Brasil Petróleo Ltda. (36%)
S-M-1500	BP Energy (100%)
Pau Brasil	BP Energy (50%*), Ecopetrol (20%) e CNOOC (30%)
S-M-764	Chevron Brazil Ventures LLC. (40%)*, Repsol Exploração Brasil Ltda. (40%), Wintershall Holding GMBH (20%)
S-M-766	Chevron (40%)*; Wintershall Brasil (20%); Repsol (40%)
S-M-1537	Karoon Petróleo e Gás Ltda. (100%)
BM-S-8	Equinor Brasil (76%), Petrogal Brasil (14%), Barra Energia (10%).
Norte de Carcará	Statoil Brasil O&G (40%*), Petrogal Brasil (20%) e ExxonMobil Brasil (40%)

A produção da bacia de Santos operada por petroleiras privadas é relativamente pequena, respondendo por apenas cerca de 4% do total (cerca de 93 mil boe/d em julho, segundo a ANP), com a maior parte oriunda de apenas um campo (Lapa).

Esse cenário sofrerá transformações nos próximos anos, principalmente na medida em que evoluírem os projetos de E&P de partilha da produção – a começar por Bacalhau e Gato do Mato, os quais, juntos, acrescentarão mais de 300 mil boe/d na conta das companhias privadas.

No entanto, será a Petrobras que puxará, em maior medida, o aumento da produção em Santos para quase 4 milhões de boe/d até o final desta década, considerando-se apenas os contratos de partilha de produção e incluindo-se os excedentes da cessão onerosa, segundo projeções da PPSA (2021), dado que a companhia brasileira opera o principal ativo de produção (Búzios) e o maior número de blocos exploratórios contratados sob tal regime.

5. Considerações finais

Como se viu nesta pesquisa, foram necessários cerca de 40 anos para que a produção na bacia de Santos efetivamente deslanchasse no Brasil, e isso se deu graças aos investimentos em E&P feitos pela Petrobras e parceiros em projetos no pré-sal da região.

A estatal brasileira realizou amplos investimentos em pesquisa, desenvolvimento e inovação (PD&I), criando soluções pioneiras na indústria mundial para viabilizar empreendimentos em águas profundas e ultraprofundas, como já havia feito no caso da bacia de Campos, mas que, dessa vez, estavam sujeitos a ambientes mais agressivos, com forte presença de contaminantes, sob altas pressões e temperaturas, e distâncias ainda maiores da costa.

Dada a relevância das descobertas feitas pela Petrobras no pré-sal, o governo brasileiro à época criou um novo arcabouço legal visando à garantia de maior controle estatal sobre tais recursos, seguindo o padrão praticamente dos grandes detentores de reservas de hidrocarbonetos no mundo.

O pré-sal de Santos e a companhia brasileira também foram utilizados pelo governo como vetores de desenvolvimento industrial, puxando o renascimento da indústria naval e offshore por meio das exigências de conteúdo local e ampliando o parque de refino nacional.

Em nenhum momento, desde a descoberta do pré-sal, a produção na bacia de Santos deixou de apresentar expressivo crescimento – este basicamente

atrelado aos investimentos da Petrobras. Mesmo assim, em 2016, veio o processo de abertura, permitindo o acesso de operadoras privadas à província brasileira pelos leilões da ANP. Ao mesmo tempo, companhias privadas começaram a acessar a bacia de Santos, tanto em seu pré-sal como pós-sal, pelos desinvestimentos da Petrobras.

Ainda assim, a estatal brasileira segue como a principal responsável pela continuidade do crescimento da produção na bacia de Santos, que deve ajudar a alçar o Brasil a quinto maior produtor de petróleo do mundo nos próximos dez anos (BRASIL, 2021a).

Entretanto, é preciso atentar para o tipo de desenvolvimento que se dará no país em associação à evolução do pré-sal brasileiro. Por um lado, a indústria naval e offshore voltou a estagnar em função dos efeitos da Lava Jato e da flexibilização das exigências de conteúdo local, o que levou a Petrobras e petroleiras privadas a encomendar quase a totalidade dos novos FPSOs a estaleiros no exterior, sobretudo na Ásia. Além disso, projetos de novas refinarias da Petrobras, como Premium I e II, no Maranhão, e Comperj – onde também haveria um polo petroquímico – foram deixados para trás.

O “projeto nacional” ora em curso consiste em transformar a Petrobras em uma empresa focada em E&P e exportação de petróleo cru, deixando cerca de metade de sua capacidade de refino nas mãos da iniciativa privada e mantendo o Brasil na condição de importador de combustíveis, inclusive com a contribuição da estratégia da companhia de não utilizar toda sua capacidade de refino a fim de maximizar seus lucros – lógica semelhante à que norteia a compra de plataformas mais baratas em outros países, enquanto 14 milhões de brasileiros estão desempregados e pagando preços cada vez mais elevados por combustíveis.

A entrada de operadoras privadas no pré-sal da bacia de Santos, combinada à desverticalização da Petrobras, poderá, no longo prazo, implicar perda de controle do Brasil de sua própria estratégia de segurança energética, sobretudo se os órgãos de fiscalização, controle e regulação não atuarem de maneira absolutamente independente, com vistas aos interesses nacionais (MONTENEGRO, 2020a).

Cumprir destacar – apenas para ficar em um caso mais ilustrativo – que a Shell está construindo, em parceria com o grupo Pátria Investimentos e a Mitsubishi, a termelétrica Marlim Azul, em Macaé (RJ), que será a primeira usina a ser abastecida por gás do pré-sal. O projeto é um caso claro de verticalização – portanto, na contramão da abertura do setor apregoada pelo governo por meio da desintegração da Petrobras –, dado que a petroleira anglo-holandesa está no

upstream (como parceira em Tupi e Sapinhoá e futura operadora de Gato do Mato), midstream (com acesso aos gasodutos Rota 1, 2 e 3) e downstream (proprietária da planta e também comercializadora de energia).

Não se pode perder de vista que o petróleo e o gás são commodities geopolíticas, portanto, sujeitas a forte interferência política, tendo em vista sua importância para a segurança nacional e o bem estar social. O processo de liberalização do setor de óleo e gás ora em curso no Brasil não está devidamente conectado aos interesses nacionais, e o modo como o país irá gerir e utilizar o potencial da bacia de Santos como vetor de desenvolvimento será central para eventualmente reverter tal cenário.

6. Referências Bibliográficas

ANP. **Boletim da Produção de Petróleo e Gás Natural**. 2021a. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/publicacoes/boletins-anp/bmp/2021/2021-06-boletim.pdf>. Acesso em: 1 de out. 2021.

ANP. **Rodada 15**. 2021b. Disponível em: http://rodadas.anp.gov.br/arquivos/Round15/Mapas/Sumario_Geologico_R15_Santos.pdf. Acesso em: 1 de out. 2021. >. Acesso em: 15 de set. 2021.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. **Audiência pública apresenta estrutura da Segunda Rodada de Licitações dos Volumes Excedentes da Cessão Onerosa prevista para o final do ano**. 2021a. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/noticias/audiencia-publica-apresenta-estrutura-da-segunda-rodada-de-licitacoes-dos-volumes-excedentes-da-cessao-onerosa-prevista-para-o-final-do-ano>. Acesso em: 1 de out. 2021.

Brasil. **Programa de Aprimoramento das Licitações de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural**. Março de 2021b. Disponível em: https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/noticias/mme-publica-relatorios-do-programa-para-aprimoramento-das-licitacoes-de-exploracao-e-producao-de-petroleo-e-gas-natural-bidsim/SCT_1_Relatorio_Final.pdf. Acesso em: 1 de out. 2021. Acesso em 1 de out. 2021.

ENAUTA. **Enauta entra em negociação direta para contratação do FPSO para o Sistema Definitivo do Campo de Atlanta**. 2021. Disponível em: [Disponível em: https://api.mziq.com/mzfilemanager/v2/d/58581687-ef6b-4185-99f8-7189e4d08a71/36587ab4-9249-9db7-9306-ef73fcc5eaea?origin=1](https://api.mziq.com/mzfilemanager/v2/d/58581687-ef6b-4185-99f8-7189e4d08a71/36587ab4-9249-9db7-9306-ef73fcc5eaea?origin=1). Acesso em 20 de set. 2021.

GANDRA, A. Petrobras registra em 2020 melhor desempenho operacional desde 2015. **Agência Brasil**, 2 de fev. 2021. Disponível em: <[https://agenciabrasil.ebc.com.br/economia/noticia/2021-02/petrobras-registra-em-2020-melhor-desempenho-operacional-desde-2015#:~:text=Petrobras%20teve%20seu%20melhor%20desempenho,hoje%20\(2\)%20a%20estatal](https://agenciabrasil.ebc.com.br/economia/noticia/2021-02/petrobras-registra-em-2020-melhor-desempenho-operacional-desde-2015#:~:text=Petrobras%20teve%20seu%20melhor%20desempenho,hoje%20(2)%20a%20estatal)>. Acesso em 1 de out. 2021.

KAROON. **Interim Financial Report – 2021 Financial Year**. 2021. Disponível em: <<https://www.karoonenergy.com.au/wp-content/uploads/FY21-Half-Year-Results-Announcement-Investor-Presentation.pdf>>. Acesso em: 1 de out. 2021. >. Acesso em 20 de set. 2021.

MONTENEGRO, J. Brazil expected to expand open acreage program. **BNamericas**, 25 de ago. 2021a. Disponível em: <<https://app.bnamericas.com/article/section/all/content/xes7bzdob-brazil-expanding-open-acreage-program>>. Acesso em 1 de out. 2021.

MONTENEGRO, J. Karoon CEO: ‘Brazil is our core focus, our heartland’. **BNamericas**, 14 de jul. 2021b. Disponível em: <<https://app.bnamericas.com/article/section/all/content/xrfuo6gg7-karoons-ceo-brazil-is-our-core-focus-our-heartland>>. Acesso em: 1 de out. 2021.

MONTENEGRO, J. Petrobras set to begin new offshore drilling campaign. **BNamericas**, 1 de out. 2021c. Disponível em: <<https://app.bnamericas.com/article/section/all/content/xuphb9lyj-petrobras-to-begin-new-offshore-drilling-campaign>>. Acesso em: 1 de out. 2021.

MONTENEGRO, J. Reis, João Montenegro da Silva Pereira. A nova abertura do setor petróleo brasileiro: uma leitura geopolítica, 2020a. Disponível em: <<https://www.ie.ufrj.br/images/IE/PEPI/disserta%C3%A7%C3%B5es/2020/Disserta%C3%A7%C3%A3o%20Jo%C3%A3o%20Montenegro.pdf>>. Acesso em: 1 de out. 2021. >. Acesso em: 1 de out. 2021.

MONTENEGRO, J. Spotlight: Drilling activity in Brazil’s production sharing areas. **BNamericas**, 1 de set. 2021d. Disponível em: <<https://app.bnamericas.com/article/section/all/content/xfulv3w2j-how-is-drilling-in-brazils-production-sharing-areas>>. Acesso em 19 de set. 2021.

MORAIS, José Mauro. Petróleo em águas profundas: uma história tecnológica da Petrobras na exploração e produção offshore. Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada (Ipea). Brasília, 2013. Disponível em: <https://www.ipea.gov.br/portal/images/stories/PDFs/livros/livros/livro_petr_obras_aguas_profundas.pdf>. Acesso em: 24 de ago. 2021.

PAMPLONA, N. Devolução de áreas pela Petrobras indica fim da era do 'bilhete premiado' no pré-sal. **Folha de São Paulo**, 16 de abr. 2021. Disponível em: <<https://www1.folha.uol.com.br/mercado/2021/04/devolucao-de-areas-do-pre-sal-sem-descobertas-indica-fim-da-era-do-bilhete-premiado.shtml>>. Acesso em 1 de out. 2021.

PETROBRAS, 1 de mar. 2011a. Disponível em: <<https://api.mziq.com/mzfilemanager/d/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/3b994b56-7e8f-4f88-b545-4a62456edb66?origin=1>>. Acesso em 1 de out. 2021.

PETROBRAS, 10 de out. 2012a. Disponível em: <https://mz-filemanager.s3.amazonaws.com/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/comunicados-ao-mercado-central-de-downloads/None/poco_de_extensao_em_jupiter_confirma_descoberta_de_gas_e_condensado.pdf>. Acesso em: 1 de out. 2021.

PETROBRAS, 11 de abr. 2011b. Disponível em: <https://mz-filemanager.s3.amazonaws.com/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/comunicados-ao-mercado-central-de-downloads/dcb822f44d24d1e6d6a676cac2f67d9f5870f25c1bbaa0629784253f305118b9/poco_extensao_de_guara_comprova_alta_produtividade_no_presal.pdf>. Acesso em: 1 de out. 2021.

PETROBRAS, 11 de nov. 2011c. Disponível em: <https://mz-filemanager.s3.amazonaws.com/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/comunicados-ao-mercado-central-de-downloads/f185750480fefbcfe04199dc364b4cdb4f7096853a8f061c473b80bb2ac60883/nova_descoberta_e_declaracao_de_comercialidade_na_area_de_carioca.pdf>. Acesso em: 1 de out. 2021.

PETROBRAS, 12 de abr. 2012b. Disponível em: <https://mz-filemanager.s3.amazonaws.com/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/comunicados-ao-mercado-central-de-downloads/b59d296a7b6f9d9ed2a278510fe26236dbe08bff277ae3aa3e642835ecb04f40/nova_descoberta_de_petroleo_no_presal_da_bacia_de_santos.pdf>. Acesso em: 1 de out. 2021.

PETROBRAS, 13 de ago. 2012c. Disponível em: <<https://mz-filemanager.s3.amazonaws.com/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/comunicados-ao-mercado-central-de-downloads/9e9f0283fab629519f381a547e92ed6d45d4c5add2e187d2e34f5a8f7e1>>

9070e/novos_dados_sobre_a_descoberta_de_carcara.pdf>. Acesso em: 1 de out. 2021.

PETROBRAS, 13 de nov. 2012d. Disponível em:<https://mz-filemanager.s3.amazonaws.com/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/comunicados-ao-mercado-central-de-downloads/ef6995000e38298e541176b1e264cd7cac128d0dcc7a297b9cc8781102112d83/contratacao_do_fpso_para_a_area_de_iracema_norte.pdf>. Acesso em: 1 de out. 2021.

PETROBRAS, 14 de jan. 2011d. Disponível em:<https://mz-filemanager.s3.amazonaws.com/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/comunicados-ao-mercado-central-de-downloads/b78205f5d238cb7e330aee41f297580c38630c06b06deea7b42b58db1f501d49/fato_relevante_reservas_provasdas_da_petrobras_em_2010.pdf>. Acesso em: 1 de out. 2021.

PETROBRAS, 14 de jan. 2011e. Disponível em:<https://mz-filemanager.s3.amazonaws.com/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/comunicados-ao-mercado-central-de-downloads/b78205f5d238cb7e330aee41f297580c38630c06b06deea7b42b58db1f501d49/fato_relevante_reservas_provasdas_da_petrobras_em_2010.pdf>. Acesso em: 1 de out. 2021.>. Acesso em: 1 de out. 2021.

PETROBRAS, 14 de jul. 2010a. Disponível em:<<https://api.mziq.com/mzfilemanager/d/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/da0f1db6-f2c7-4efe-9d0b-503f67c05c90?origin=1>>. Acesso em 1 de out. 2021.

PETROBRAS, 15 de fev. 2011f. Disponível em:<<https://api.mziq.com/mzfilemanager/d/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/b6c83f71-6d8d-4f48-92c7-00b4172151a1?origin=1>>. Acesso em 1 de out. 2021.

PETROBRAS, 15 de fev. 2011g. Disponível em:<https://mz-filemanager.s3.amazonaws.com/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/comunicados-ao-mercado-central-de-downloads/61c35ec164d00ed2d170ac5169df349ba172dc00a7a3f1e4fdcf0e8e4c7c970d/nova_descoberta_no_presal_da_bacia_de_santos.pdf>. Acesso em: 1 de out. 2021.>. Acesso em: 1 de out. 2021.

PETROBRAS, 16 de nov. 2010b. Disponível em:<https://mz-filemanager.s3.amazonaws.com/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/comunicados-ao-mercado-central-de-downloads/b78205f5d238cb7e330aee41f297580c38630c06b06deea7b42b58db1f501d49/fato_relevante_reservas_provasdas_da_petrobras_em_2010.pdf>. Acesso em: 1 de out. 2021.

[17d60b2de47d/comunicados-ao-mercado-central-de-downloads/55690a4dcc9950411160d1ad78cd65861bf1d6138f82018236eb7222a79c93ff/descoberta de oleo leve ao sul da bacia de santos.pdf](https://mz-filemanager.s3.amazonaws.com/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/comunicados-ao-mercado-central-de-downloads/55690a4dcc9950411160d1ad78cd65861bf1d6138f82018236eb7222a79c93ff/descoberta_de_oleo_leve_ao_sul_da_bacia_de_santos.pdf). Acesso em: 1 de out. 2021.

PETROBRAS, 17 de out. de 2012e. Disponível em: <https://mz-filemanager.s3.amazonaws.com/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/comunicados-ao-mercado-central-de-downloads/8d77ce02fa5152981dae61c2873c2975e6d0cc5fa5cb58722d10300d6680133f/novo_poco_de_extensao_confirma_petroleo_de_boa_qua.ontos.pdf>. Acesso em: 1 de out. 2021.

PETROBRAS, 18 de out. 2012f. Disponível em: <https://mz-filemanager.s3.amazonaws.com/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/comunicados-ao-mercado-central-de-downloads/c6b98ab5e4e4fc7b2bb9942f054b7a4afe582329bd4fe041ba52fd4cde00ef82/programa_de_otimizacao_de_custos_operacionais_procop.pdf>. Acesso em: 1 de out. 2021.

PETROBRAS, 19 de set. 2011h. Disponível em: <https://mz-filemanager.s3.amazonaws.com/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/comunicados-ao-mercado-central-de-downloads/7ae056b74cdb7af61fd5894d9953984166ce7730c8e1516a471a931b0f0712b1/gasoduto_lulamexilhao_comeca_a_operar_na_bacia_de_santos.pdf>. Acesso em: 1 de out. 2021.

PETROBRAS, 2 de mar. 2012g. Disponível em: <https://mz-filemanager.s3.amazonaws.com/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/comunicados-ao-mercado-central-de-downloads/6695ec664499b5edf8ab5c28340e363622faeb9f2d246d208dbd2c95e7723042/inicio_da_operacao_do_fpso_bw_cidade_de_sao_vicent.ontos.pdf>. Acesso em: 1 de out. 2021.

PETROBRAS, 20 de mar. 2012h. Disponível em: <https://mz-filemanager.s3.amazonaws.com/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/comunicados-ao-mercado-central-de-downloads/fba7af61e76fb6d1bba3899174096f045c5a3f9ec14f22ec1a54b7d0987208c3/nova_descoberta_de_petroleo_no_presal_da_bacia_de_santos.pdf>. Acesso em: 1 de out. 2021.

PETROBRAS, 21 de ago. 2012i. Disponível em: <https://mz-filemanager.s3.amazonaws.com/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/comunicados-ao-mercado-central-de-downloads/6695ec664499b5edf8ab5c28340e363622faeb9f2d246d208dbd2c95e7723042/inicio_da_operacao_do_fpso_bw_cidade_de_sao_vicent.ontos.pdf>. Acesso em: 1 de out. 2021.

downloads/dd80f816d435adfb643d053153b3656087716bb9efaa269a276b782ece16243a/nova_descoberta_na_area_da_cessao_onerosa.pdf>. Acesso em: 1 de out. 2021.

PETROBRAS, 22 de mar. 2010c. Disponível em:<<https://api.mziq.com/mzfilemanager/d/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/bd8e4476-7681-4a28-b0c7-02310c6aaf65?origin=1>>. Acesso em: 19 de set. 2021.

PETROBRAS, 23 de fev. 2012j. Disponível em:<https://mz-filemanager.s3.amazonaws.com/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/comunicados-ao-mercado-central-de-downloads/8172587f8e616c973a09cde93d1ea989d91cad1bba07a868ceac5c601d7cd6be/novo_poco_confirma_petroleo_leve_no_presal_da_bacia_de_santos.pdf>. Acesso em: 1 de out. 2021.

PETROBRAS, 23 de fev. 2012k. Disponível em:<https://mz-filemanager.s3.amazonaws.com/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/comunicados-ao-mercado-central-de-downloads/950d929a6797be67659d056144ac3c9a39e0c8d40473d15030696eb0725e194c/declaracoes_de_comercialidade_de_petroleo_leve_no_ntos.pdf>. Acesso em: 1 de out. 2021.

PETROBRAS, 23 de nov. 2011i. Disponível em:<https://mz-filemanager.s3.amazonaws.com/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/comunicados-ao-mercado-central-de-downloads/595e0b91edd42a5dae3fb4fa0f0fc78ff32f6682dc80a1ff90cefd496e8c197/descoberta_de_oleo_de_boa_qualidade_no_sul_da_bacia_de_santos.pdf>. Acesso em: 1 de out. 2021.

PETROBRAS, 25 de jan. 2011j. Disponível em:<https://mz-filemanager.s3.amazonaws.com/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/comunicados-ao-mercado-central-de-downloads/f945a0bce0cd73ddb199a0d429a3ef9fb66ced7bcd9cb90f1d93557946c6f063/nova_descoberta_no_presal_da_bacia_de_santos.pdf>. Acesso em: 1 de out. 2021.>. Acesso em: 1 de out. 2021.

PETROBRAS, 27 de nov. 2010d. Disponível em:<<https://api.mziq.com/mzfilemanager/d/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/218fd55d-67cc-4cd2-b4c6-caaa44e01710?origin=1>>. Acesso em 1 de out. 2021.

Petrobras, 27 de out. 2021a. Disponível em: <https://mz-filemanager.s3.amazonaws.com/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/comunicados-ao-mercado-central-de-downloads/9487705c1f6abda56ec25c00768d7626240f7d8adda8825ee9262b7d3c6e8b9b/primeiro_oleo_no_projeto_piloto_de_tupi.pdf>. Acesso em 19 de set. 2021.

PETROBRAS, 28 de abr. 2011k. Disponível em: <https://mz-filemanager.s3.amazonaws.com/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/comunicados-ao-mercado-central-de-downloads/59d56762e8b5d9e98f31eb446fd570cc10d2b175d768d4c97e4a1169490c4307/inicio_da_producao_na_area_nordeste_do_campo_de_lula.pdf>. Acesso em: 1 de out. 2021.

PETROBRAS, 29 abr. 2011l. Disponível em: <https://mz-filemanager.s3.amazonaws.com/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/comunicados-ao-mercado-central-de-downloads/ac654266d5f41f143aba013ddf5522f709aa64758a2723f86dda755f658964ce/revisao_do_plano_de_desenvolvimento_do_presal_da_bacia_de_santos.pdf>. Acesso em: 1 de out. 2021.

Petrobras, 29 de dez. 2010e. Disponível em: <https://mz-filemanager.s3.amazonaws.com/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/comunicados-ao-mercado-central-de-downloads/d8e474f9f70e5e3070c30edf0398d46c7de78af9cba197d3f7f8f67c10668c78/fato_relevante_declaracao_de_comercialidade_das_ar.cema.pdf>. Acesso em: 1 de out. 2021.

PETROBRAS, 29 de dez. 2011m. Disponível em: <<https://api.mziq.com/mzfilemanager/d/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/68cb617fa766-4229-bce2-33c1277abfc7?origin=1>>. Acesso em 1 de out. 2021.

PETROBRAS, 29 de nov. 2011n. Disponível em: <https://mz-filemanager.s3.amazonaws.com/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/comunicados-ao-mercado-central-de-downloads/61d2461a848a14dd41098946c5f200a4455cbd5c78663ecb079743422e34064d/novo_poco_encontra_petroleo_de_boa_qualidade_no_pr.ntos.pdf>. Acesso em: 1 de out. 2021.

PETROBRAS, 30 de dez. 2010f. Disponível em: <https://mz-filemanager.s3.amazonaws.com/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/comunicados-ao-mercado-central-de-downloads/61d2461a848a14dd41098946c5f200a4455cbd5c78663ecb079743422e34064d/novo_poco_encontra_petroleo_de_boa_qualidade_no_pr.ntos.pdf>. Acesso em: 1 de out. 2021.

[downloads/8744c699f81de13c377c5b9db7cde7d8e7682a3651bf3ef9a65ced6a4dc6ef9b/recordes_de_producao_de_petroleo_no_brasil.pdf](https://mz-filemanager.s3.amazonaws.com/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/comunicados-ao-mercado-central-de-downloads/8744c699f81de13c377c5b9db7cde7d8e7682a3651bf3ef9a65ced6a4dc6ef9b/recordes_de_producao_de_petroleo_no_brasil.pdf)>. Acesso em: 1 de out. 2021.

PETROBRAS, 7 de jan. 2011o. Disponível em:<https://mz-filemanager.s3.amazonaws.com/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/comunicados-ao-mercado-central-de-downloads/ec6cb470deecd2c788adbe19934695e51e084001e2596e828db7f853c56f513d/antecipacao_de_projetos_do_presal.pdf>. Acesso em: 1 de out. 2021.>. Acesso em: 1 de out. 2021.

PETROBRAS, 8 de fev. 2012l. Disponível em:<https://mz-filemanager.s3.amazonaws.com/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/comunicados-ao-mercado-central-de-downloads/0267fd3501c5163906ac3214725798b65ad843101da82bc445dbe8f2b89f3c42/concluida_a_perfuracao_do_primeiro_poco_na_cessao_.anco.pdf>. Acesso em: 1 de out. 2021.

PETROBRAS, 8 de jun. 2012m. Disponível em:<https://mz-filemanager.s3.amazonaws.com/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/comunicados-ao-mercado-central-de-downloads/None/petrobras_descobre_petroleo_de_boa_qualidade_em_area_da_cessao_onerosa.pdf>. Acesso em: 1 de out. 2021.

PETROBRAS, 9 de fev. 2012n. Disponível em:<[https://mz-filemanager.s3.amazonaws.com/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/comunicados-ao-mercado-central-de-downloads/d98de67972925593de0693cacafce6af46ef5097680fa8ee0277a21c09c54455/2011_lucro_liquido_de_r\\$_333_bilhoes.pdf](https://mz-filemanager.s3.amazonaws.com/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/comunicados-ao-mercado-central-de-downloads/d98de67972925593de0693cacafce6af46ef5097680fa8ee0277a21c09c54455/2011_lucro_liquido_de_r$_333_bilhoes.pdf)>. Acesso em: 1 de out. 2021.

PETROBRAS, 9 de fev. 2012o. Disponível em:<https://mz-filemanager.s3.amazonaws.com/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/comunicados-ao-mercado-central-de-downloads/55495765962abeb2e9f3fbf16cefa2d4d54033feae24e52e4ae990d5add310c7/nova_presidente_da_petrobras.pdf>. Acesso em: 1 de out. 2021.

PETROBRAS, 9 de fev. 2012p. Disponível em:<https://mz-filemanager.s3.amazonaws.com/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/comunicados-ao-mercado-central-de-downloads/9f771e2a727341bc25a74d8cd81894396aa08ca6f596f53b54281f8e78a10527/segundo_poco_perfurado_na_cessao_onerosa_confirma_.tupi.pdf>. Acesso em: 1 de out. 2021.

PETROBRAS, 9 de mai. 2014a. Disponível em:<<https://api.mziq.com/mzfilemanager/d/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/b381729d-8dcf-4271-b948-b5ed9e65221d?origin=1>>. Acesso em 1 de out. 2021.

PETROBRAS, 9 de nov. 2011p. Disponível em:<https://mz-filemanager.s3.amazonaws.com/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/comunicados-ao-mercado-central-de-downloads/None/primeiro_poco_na_cessao_onerosa_confirma_potencial_da_area_de_franco.pdf>. Acesso em: 1 de out. 2021.

PETROBRAS. 29 de mar. 2010g. Disponível em:<https://mz-filemanager.s3.amazonaws.com/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/comunicados-ao-mercado-central-de-downloads/d80cee36df947461caf9907ecf7b73d4ce9d97367525c6aaa96f49505e37592d/investimentos_petrobras.pdf>. Acesso em: 1 de out. 2021.

PETROBRAS. **Ajustes no Plano de Negócios e Gestão 2015-2019.** 2016a. Disponível em:<https://mz-filemanager.s3.amazonaws.com/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/comunicados-ao-mercado-central-de-downloads/efd2766e9897ade55e5ea60f94cec18b0e9dbda50e1b35897a16078b5862391d/fato_relevante_ajustes_no_plano_de_negocios_e_gestao_20152019.pdf>. Acesso em: 1 de out. 2021.

PETROBRAS. **Cessão de Direitos do Campo de Baúna na Bacia de Santos: Divulgação da Oportunidade – Teaser.** 2018. 2018a. Disponível em:<https://mz-filemanager.s3.amazonaws.com/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/comunicados-ao-mercado-central-de-downloads/5581bcce54a555f118714bff37e6e28c54de2d1bc914ade23e8983e86bd96bd4/fato_relevante_cessao_de_direitos_do_campo_de_baun.pdf>. Acesso em: 1 de out. 2021.

PETROBRAS. **Comunicação: Bacia de Santos.** 2021b. Disponível em:<<https://comunicabaciadesantos.petrobras.com.br/quem-somos>>. Acesso em 20 de set. 2021.

PETROBRAS. **Consórcio aprova programa de trabalho e orçamento de Libra para 2014.** 2014b. Disponível em:<https://mz-filemanager.s3.amazonaws.com/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/comunicados-ao-mercado-central-de-downloads/c4a525b2ee3f1766d001cea941deabf6b732b3f006347d253cd1b9eaa191e18/consorcio_aprova_programa_de_trabalho_e_orcamento_.pdf>. Acesso em: 1 de out. 2021.

PETROBRAS. **Consórcio de Libra conclui perfuração e testes do primeiro poço.** 2015a. Disponível em: <https://mz-filemanager.s3.amazonaws.com/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/comunicados-ao-mercado-central-de-downloads/62cca69d47c3641654b4c2216a09a0724b9d23cfcc7c1e5163cfea561cf00dcd/consorcio_de_libra_conclui_perfuracao_e_testes_do_primeiro_poco.pdf>. Acesso em: 1 de out. 2021.

PETROBRAS. **Consórcio de Libra contrata FPSO para o Campo de Mero.** 2017a. Disponível em: <https://mz-filemanager.s3.amazonaws.com/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/comunicados-ao-mercado-central-de-downloads/70b97fc1fc644812652254d83fe4f615afa33da629022a846cee90df2b78ef97/consorcio_de_libra_contrata_fpso_para_o_campo_de_mero.pdf>. Acesso em: 1 de out. 2021.

PETROBRAS. **Contratação do FPSO para o Campo de Sépia.** 2017b. Disponível em: <https://mz-filemanager.s3.amazonaws.com/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/comunicados-ao-mercado-central-de-downloads/cab0bd78afb79781ccc9bfe82b6056a810c5a4bb5619f3ba57c89d47af683a1d/contratacao_do_fpso_para_o_campo_de_sepia.pdf>. Acesso em: 1 de out. 2021.

PETROBRAS. **Declaração de Comercialidade da área de Carioca.** 2013a. Disponível em: <https://mz-filemanager.s3.amazonaws.com/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/comunicados-ao-mercado-central-de-downloads/4a229e17f446aa48a651e5685633836ce1cd4b2b39a07553cf87390915264278/declaracao_de_comercialidade_da_area_de_carioca.pdf>. Acesso em: 1 de out. 2021.

PETROBRAS. **Declaração de Comercialidade da área de Entorno de Sapinhoá, no pré-sal da Bacia de Santos.** 2018b. Disponível em: <https://mz-filemanager.s3.amazonaws.com/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/comunicados-ao-mercado-central-de-downloads/7ff92e73fc0aeb2b7361871b77d08a3573ab1d94bfcbe47e1255e2c9d20f27ff/declaracao_de_comercialidade_da_area_de_entorno_de.pdf>. Acesso em: 1 de out. 2021.

PETROBRAS. **Declaração de Comercialidade da área de Sépia Leste, no pré-sal da Bacia de Santos.** 2015b. Disponível em: <<https://mz-filemanager.s3.amazonaws.com/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/comunicados-ao-mercado-central-de-downloads/cfa72e9119753ed5d3459ba94cd85bea4f5dbb1e7919a00b3d54857b2e>>

d7308f/declaracao_de_comercialidade_da_area_de_sepia_lest.pdf>. Acesso em: 1 de out. 2021.

PETROBRAS. Declaração de Comercialidade da área noroeste de Libra, no pré-sal da Baía de Santos. 2017c. Disponível em:<https://mz-filemanager.s3.amazonaws.com/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/comunicados-ao-mercado-central-de-downloads/1e8a70429c15cdfd11cfa8397c9263412b030ca029f05193fe2586141656f17/declaracao_de_comercialidade_da_area_noroeste_de_l.pdf>. Acesso em: 1 de out. 2021.

PETROBRAS. Declaração de comercialidade das áreas da cessão Onerosa: sul de Guará, nordeste de Tupi e Florim. 2014c. Disponível em:<https://mz-filemanager.s3.amazonaws.com/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/comunicados-ao-mercado-central-de-downloads/2103707f061b0811c499feff6b856dd5f2b534a282763b83befbacab3c3bc367/declaracao_de_comercialidade_das_areas_da_cessao_o.orim.pdf>. Acesso em: 1 de out. 2021.

PETROBRAS. Declarações de Comercialidade das áreas da Cessão Onerosa Franco e Sul de Tupi. 2013b. Disponível em:<https://mz-filemanager.s3.amazonaws.com/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/comunicados-ao-mercado-central-de-downloads/8398d1153638ccb446939bb6da152fb3fa203c166ed02b1a7f25ba2fed18161/declaracoes_de_comercialidade_das_areas_da_cessao_.pdf>. Acesso em: 1 de out. 2021.

PETROBRAS. Descoberta nova acumulação de petróleo no pré-sal da Baía de Santos. 2013c. Disponível em:<https://mz-filemanager.s3.amazonaws.com/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/comunicados-ao-mercado-central-de-downloads/8ec45570aa13b39784da01538f8adae23e2101d1e262c0bb15d589869daa74da/descoberta_nova_acumulacao_de_petroleo_no_presal_d.pdf>. Acesso em: 1 de out. 2021.

PETROBRAS. Desempenho Financeiro 4º trimestre 2020. 2021c. Disponível em:<<https://api.mziq.com/mzfilemanager/v2/d/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/1c8a196e-ecdf-1260-1e54-3b1f9bf95de8?origin=1>>. Acesso em 1 de out. 2021.

PETROBRAS. Desempenho Petrobras em 2019. 2020a. Disponível em:<<https://mz-filemanager.s3.amazonaws.com/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/central-de-resultados-central-de>>

downloads/2c05ccd5960ed36669aae27cabf4a40c6e2a4fc1c8af515cba71c1b29c6879db/release_de_resultados_em_us\$4t19.pdf>. Acesso em: 1 de out. 2021.

PETROBRAS. Divulgação de Oportunidades de Desinvestimento – Teasers. 2017d. Disponível em:<https://mz-filemanager.s3.amazonaws.com/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/comunicados-ao-mercado-central-de-downloads/45bd721da1b661ba0ef0ddfe36970d0dc3e02599c4e2d8691810c4220717b951/fato_relevante_divulgacao_de_oportunidades_de_desi.pdf>. Acesso em: 1 de out. 2021.

PETROBRAS. Eleição do Novo Presidente da Petrobras. 2018c. Disponível em:<https://mz-filemanager.s3.amazonaws.com/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/comunicados-ao-mercado-central-de-downloads/ff104cef4ed8044020371940c6e333dcf9587768a255415093c2fd886ab961c7/fato_relevante_eleicao_do_novo_presidente_da_petrobras.pdf>. Acesso em: 1 de out. 2021.

PETROBRAS. Entrada em operação do FPSO Cidade de Maricá, no campo de Lula, no pré-sal da Bacia de Santos. 2016b. Disponível em:<<https://api.mziq.com/mzfilemanager/d/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/09f2384c-6b53-4510-9932-91aef78a893a?origin=1>>. Acesso em 1 de out. 2021.

PETROBRAS. Esclarecimento sobre Notícia: Investimentos, Venda de Ativos e Divulgação do Balanço. 2015c. Disponível em:<https://mz-filemanager.s3.amazonaws.com/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/comunicados-ao-mercado-central-de-downloads/79d1834078a26c6150afde54c00a5347d1d1f91ec4cc17cfac6e86cfcaf0f50a/esclarecimento_sobre_noticia_investimentos_venda_d.pdf>. Acesso em: 1 de out. 2021.

PETROBRAS. Fato relevante: Ajustes no Plano de Negócios e Gestão 2015-2019. 2015d. Disponível em:<https://mz-filemanager.s3.amazonaws.com/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/comunicados-ao-mercado-central-de-downloads/87e989d2ccc8bbbd742219e99d287a17bcaea77b51e75f1301d972cab278674a/fato_relevante_ajustes_no_plano_de_negocios_e_gestao_20152019.pdf>. Acesso em: 1 de out. 2021.

PETROBRAS. Fato relevante: Esclarecimento sobre Mudanças na Administração. 2015e. Disponível em:<<https://api.mziq.com/mzfilemanager/d/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/09f2384c-6b53-4510-9932-91aef78a893a?origin=1>>.

17d60b2de47d/b9ba6676-f456-4e6a-b900-dad9b417c50f?origin=1>. Acesso em 1 de out. 2021.

PETROBRAS. **Fato relevante: novo presidente e diretores.** 2015f. Disponível em:<https://mz-filemanager.s3.amazonaws.com/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/comunicados-ao-mercado-central-de-downloads/277dc9d592f1b3d82dad76004a14b94911109bbca02bc1915521d20debc883a/fato_relevante_novos_presidente_e_diretores.pdf>. Acesso em: 1 de out. 2021.

PETROBRAS. **Fato relevante: Plano de Negócios 2011-2015.** 2011r. Disponível em:<https://mz-filemanager.s3.amazonaws.com/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/comunicados-ao-mercado-central-de-downloads/1857795a1e54710ed46a7aec3619f31dfb8d7db31f4001e2d0e8f7f62d4fc944/plano_de_negocios_2011_2015.pdf>. Acesso em: 1 de out. 2021.

PETROBRAS. **Fato relevante: Plano de negócios 2012-2016.** 2012q. Disponível em:<https://mz-filemanager.s3.amazonaws.com/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/comunicados-ao-mercado-central-de-downloads/6194b281c8894ae2f9fa3fc768ba10f6770d49c7aaa0f552432ef1dfe99ba403/plano_de_negocios_2012_2016.pdf>. Acesso em: 1 de out. 2021.

PETROBRAS. **Fato relevante: Plano de Negócios e Gestão 2013-2017.** 2013d. Disponível em:<https://mz-filemanager.s3.amazonaws.com/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/comunicados-ao-mercado-central-de-downloads/8c6b9427e0efbbef1ae89ec255fedd9939ed7097e477474ccf31cd9ee7f2da4d/plano_de_negocios_e_gestao_20132017.pdf>. Acesso em: 1 de out. 2021.

PETROBRAS. **Fato relevante: Plano de Negócios e Gestão 2015 – 2019.** 2015g. Disponível em:<https://mz-filemanager.s3.amazonaws.com/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/apresentacoes-central-de-downloads/18da22bbdc30b50e0ddd9bf56742ec6fb5a360d51533e7dfb285263ca08c9868/fato_relevante_plano_de_negocios_e_gestao_20152019.pdf>. Acesso em: 1 de out. 2021.

PETROBRAS. **Fato relevante: Plano Estratégico Petrobras 2030 e Plano de Negócios e Gestão 2014 – 2018.** 2014d. Disponível em:<https://mz-filemanager.s3.amazonaws.com/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/comunicados-ao-mercado-central-de-downloads/ae07c82d44c4621a698080912cdb7ffede4c258cbbbbb6af33879aecdb6698bf/fato_relevante_plano_estrategico_petrobras_2030_e_.pdf>. Acesso em: 1 de out. 2021.

PETROBRAS. **Fato relevante: reservas provadas da Petrobras em 2012.** 2013e. Disponível em: <https://mz-filemanager.s3.amazonaws.com/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/comunicados-ao-mercado-central-de-downloads/857e533f6f2203d53e87d602af08876b3f528c818a1031047f312fca9c6dee0f/fato_relevante_reservas_provadas_da_petrobras_em_2012.pdf>. Acesso em: 1 de out. 2021.

PETROBRAS. **Fato relevante: reservas provadas da Petrobras em 2013.** 2014e. Disponível em: <https://mz-filemanager.s3.amazonaws.com/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/comunicados-ao-mercado-central-de-downloads/d7db1f8c5770c65193e253a01d9ee3d08610fc01e3926d2ca1db74f4891b824b/fato_relevante_reservas_provadas_da_petrobras_em_2013.pdf>. Acesso em: 1 de out. 2021.

PETROBRAS. **Fato relevante: resultado do leilão do bloco de Libra.** 2013f. Disponível em: <https://mz-filemanager.s3.amazonaws.com/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/comunicados-ao-mercado-central-de-downloads/86e8705081cc77c6ad62743990c4025723b768f8e77c5c439449332495fc6e3c/fato_relevante_resultado_do_leilao_do_bloco_de_libra.pdf>. Acesso em: 1 de out. 2021.

PETROBRAS. **Fato relevante: Revisão do Plano de Desinvestimento.** 2015h. Disponível em: <https://mz-filemanager.s3.amazonaws.com/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/comunicados-ao-mercado-central-de-downloads/974dac50811a5083171f73a6b70322d7475b9acbef66c20aa0ed61045517b563/fato_relevante_revisao_do_plano_de_desinvestimento.pdf>. Acesso em: 1 de out. 2021.

PETROBRAS. **Fato relevante: Volumes Excedentes da Cessão Onerosa.** 2014f. Disponível em: <https://mz-filemanager.s3.amazonaws.com/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/comunicados-ao-mercado-central-de-downloads/451e58a6f5837c1618f5539e7267473e15ec9ec7491a96445f6efccae4bc0982/fato_relevante_volumes_excedentes_da_cessao_onerosa.pdf>. Acesso em: 1 de out. 2021.

PETROBRAS. **Incorporação de Reservas e Novos Recordes de Produção no Présal.** 2014g. Disponível em: <https://mz-filemanager.s3.amazonaws.com/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/comunicados-ao-mercado-central-de-downloads/939bd253d068b3535faa361b649f2d43e43a873e8ec1a4b55ce23df3c2c30198/incorporacao_de_reservas_e_novos_recordes_de_producao_no_presal.pdf>. Acesso em: 1 de out. 2021.

PETROBRAS. **Incorporação de Reservas e Novos Recordes de Produção no Pré-sal.** 2014h. Disponível em:<[https://mz-filemanager.s3.amazonaws.com/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/comunicados-ao-mercado-central-de-downloads/939bd253d068b3535faa361b649f2d43e43a873e8ec1a4b55ce23df3c2c30198/incorporacao de reservas e novos recordes de producao no presal.pdf](https://mz-filemanager.s3.amazonaws.com/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/comunicados-ao-mercado-central-de-downloads/939bd253d068b3535faa361b649f2d43e43a873e8ec1a4b55ce23df3c2c30198/incorporacao_de_reservas_e_novos_recordes_de_producao_no_presal.pdf)>. Acesso em: 1 de out. 2021.

PETROBRAS. **Iniciado, com excelentes resultados, o primeiro Teste de Longa Duração em Iara.** 2014i. Disponível em:<<https://api.mziq.com/mzfilemanager/d/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/2c4d7e26-0c30-4321-883e-2cd7de3e2180?origin=1>>. Acesso em 1 de out. 2021.

PETROBRAS. **Início da operação da plataforma P-69 no Campo de Lula, Pré-Sal da Baía de Santos.** 2018d. Disponível em:<<https://api.mziq.com/mzfilemanager/d/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/4c822811-1940-4f57-9786-536cd4e0c9c9?origin=1>>. Acesso em 1 de out. 2021.

PETROBRAS. **Início da produção da plataforma P-66 no Campo de Lula, no pré-sal da Baía de Santos.** 2017e. Disponível em:<https://mz-filemanager.s3.amazonaws.com/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/comunicados-ao-mercado-central-de-downloads/fd48036c432b9612dbf0918b66ba04cae517693a8195dca7b998159b5d56e60a/inicio_da_producao_da_plataforma_p66_no_campo_de_l.pdf>. Acesso em: 1 de out. 2021.

PETROBRAS. **Início da produção do campo de Búzios, no pré-sal da Baía de Santos.** 2018e. Disponível em:<https://mz-filemanager.s3.amazonaws.com/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/comunicados-ao-mercado-central-de-downloads/129d818a2e648ad294a094f713b7574f30f2accc6a975fb2022df146b2fb2a36/inicio_da_producao_do_campo_de_buzios_no_presal_da_bacia_de_santos.pdf>. Acesso em: 1 de out. 2021.

PETROBRAS. **Início da produção em novo poço no campo de Sapinhoá, com vazão de 33 mil barris por dia.** 2014j. Disponível em:<<https://api.mziq.com/mzfilemanager/d/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/9f5ac446-0cd3-4a69-8df7-3f4b31cc2416?origin=1>>. Acesso em 1 de out. 2021.

PETROBRAS. **Início da produção no campo de Lapa, no pré-sal da Baía de Santos.** 2016c. Disponível em:<<https://mz->

filemanager.s3.amazonaws.com/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/comunicados-ao-mercado-central-de-downloads/3ca0cd8a5dc1b69048237c2402a41bd5094ef4cf338f276a2ea62b931a47cf16/inicio_da_producao_no_campo_de_lapa_no_presal_da_bacia_de_santos.pdf. Acesso em: 1 de out. 2021.

PETROBRAS. Início de Novo Processo de Contratação para o FPSO do Projeto Piloto de Libra. 2016d. Disponível em: <https://mz-filemanager.s3.amazonaws.com/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/comunicados-ao-mercado-central-de-downloads/bfc387ccf3be30c36abb99bec60192077481b022f77299c6cd8bbca65bcecd0/inicio_de_novo_processo_de_contratacao_para_o_fpso.pdf>. Acesso em: 1 de out. 2021.

PETROBRAS. Início do Sistema de Produção Antecipada na área de Sépia, no pré-sal da Bacia de Santos. 2016e. Disponível em: <https://mz-filemanager.s3.amazonaws.com/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/comunicados-ao-mercado-central-de-downloads/461ccc152286eba8789b7038588b39a443613050ed6a40e056d72239c959dcb/inicio_do_sistema_de_producao_antecipada_na_area_d.pdf>. Acesso em: 1 de out. 2021.

PETROBRAS. Joaquim Silva e Luna toma posse como presidente da Petrobras. 2021d. Disponível em: <<https://petrobras.com.br/fatos-e-dados/joaquim-silva-e-luna-toma-posse-como-presidente-da-petrobras-8AE99E3A78117F210178EC122803236B-00.htm>>. Acesso em: 1 de out. 2021.

PETROBRAS. Lucro líquido em 2013 foi de R\$ 23 bilhões 570 milhões. 2014k. Disponível em: <<https://petrobras.com.br/fatos-e-dados/lucro-liquido-em-2013-foi-de-r-23-bilhoes-570-milhoes.htm#:~:text=Petrobras%20%2D%20Fatos%20e%20Dados%20%2D%20Lucro,R%24%2023%20bilh%C3%B5es%20570%20milh%C3%B5es>>. Acesso em: 1 de out. 2021.

PETROBRAS. Mais um Sistema no Campo de Lula completa o oitavo no Polo Pré-Sal da Bacia de Santos. 2016f. Disponível em: <https://mz-filemanager.s3.amazonaws.com/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/comunicados-ao-mercado-central-de-downloads/49e9ba5bb1eaf658bd79eb1127bdd966f8be1b2733118eebfcef5c3d42afc001/mais_um_sistema_no_campo_de_lula_completa_o_oitavo.pdf>. Acesso em: 1 de out. 2021.

PETROBRAS. **Monitoramento Estratégico e Plano de Negócios e Gestão 2018-2022.** 2017f. Disponível em: <https://mz-filemanager.s3.amazonaws.com/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/comunicados-ao-mercado-central-de-downloads/82fe1e6f543f8b3d5e5ad1bd73956b8c8223fd78b8fa7e3166180fee48676611/fato_relevante_monitoramento_estrategico_e_plano_d.pdf>. Acesso em: 1 de out. 2021.

PETROBRAS. **Nova descoberta de petróleo de boa qualidade em área da Cessão Onerosa.** 2013g. Disponível em: <https://mz-filemanager.s3.amazonaws.com/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/comunicados-ao-mercado-central-de-downloads/b1251fb7997620949a8bdbf3a89add4bd0a587e93c14d0051f5f1f5e83ae00ef/nova_descoberta_de_petroleo_de_boa_qualidade_em_ar.pdf>. Acesso em: 1 de out. 2021.

PETROBRAS. **Nova descoberta de petróleo de boa qualidade em área da Cessão Onerosa.** 2013h. Disponível em: <https://mz-filemanager.s3.amazonaws.com/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/comunicados-ao-mercado-central-de-downloads/67991d777a8185fef1e04d2eb32bca4a2bd07bbabccd6c031cd596b5e326e8bd/nova_descoberta_de_petroleo_de_boa_qualidade_em_ar.pdf>. Acesso em: 1 de out. 2021.

PETROBRAS. **Nova descoberta de petróleo de boa qualidade em área da Cessão Onerosa.** 2013i. Disponível em: <https://mz-filemanager.s3.amazonaws.com/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/comunicados-ao-mercado-central-de-downloads/3b43b0682235bd71ca8b544cd82462f99fecf58c5efcc3ac245c65c56f81a627/nova_descoberta_de_petroleo_de_boa_qualidade_em_ar.pdf>. Acesso em: 1 de out. 2021.

PETROBRAS. **Novo poço confirma potencial de petróleo leve na área de Carcará, no pré-sal da Bacia de Santos.** 2015i. Disponível em: <<https://api.mziq.com/mzfilemanager/d/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/7780af51-9253-464b-971c-fe7d062d837f?origin=1>>. Acesso em: 1 de out. 2021.

PETROBRAS. **Novo poço em Libra confirma extensão da descoberta de óleo.** 2016g. Disponível em: <<https://mz-filemanager.s3.amazonaws.com/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/comunicados-ao-mercado-central-de-downloads/839deeff5f57131f1d50137c7d3c2c485fcd7320894edab3b227c56e517>>

acb69/novo_poco_em_libra_confirma_extensao_da_descoberta_de_oleo.pdf>.
Acesso em: 1 de out. 2021.

PETROBRAS. **Novo poço em Libra confirma extensão da descoberta no bloco.** 2016h. Disponível em:<https://mz-filemanager.s3.amazonaws.com/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/comunicados-ao-mercado-central-de-downloads/b570c568fca95aff7e502648d9a5afdac1beda83b7684a721a91136866b1a78a/novo_poco_em_libra_confirma_extensao_da_descoberta_no_bloco.pdf>.
Acesso em: 1 de out. 2021.

PETROBRAS. **Novo poço em Libra confirma presença de óleo de boa qualidade.** 2016i. Disponível em:<https://mz-filemanager.s3.amazonaws.com/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/comunicados-ao-mercado-central-de-downloads/340feae31d5406057d15192bd87370c6188338237601585691dc1bfa958a8884/novo_poco_em_libra_confirma_presenca_de_oleo_de_boa_qualidade.pdf>.
Acesso em: 1 de out. 2021.

PETROBRAS. **Novo Presidente e Mudanças na Administração.** 2016j. Disponível em:<https://mz-filemanager.s3.amazonaws.com/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/comunicados-ao-mercado-central-de-downloads/d9ba4ef5b53b40863d078df0a76937c9b35f590bdf573d4b38cce8747a359777/fato_relevante_novo_presidente_e_mudancas_na_administracao.pdf>.
Acesso em: 1 de out. 2021.

PETROBRAS. **Perfuração de novos poços confirma potencial da área de Libra.** 2015j. Disponível em:<https://mz-filemanager.s3.amazonaws.com/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/comunicados-ao-mercado-central-de-downloads/16bf83c1554ad01e04f5d4010f70e96dbb37fd364787e961faeba37665ada17a/perfuracao_de_novos_pocos_confirma_potencial_da_area_de_libra.pdf>.
Acesso em: 1 de out. 2021.

PETROBRAS. **Petrobras adquire bloco Aram na 6ª Rodada de Partilha.** 2019a. Disponível em:<<https://api.mziq.com/mzfilemanager/d/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/54f9f05b-87dd-4956-a3cd-e377fd37298c?origin=1>>. Acesso em 1 de out. 2021.

PETROBRAS. **Petrobras adquire campos de Búzios e Itapu no leilão dos volumes excedentes ao Contrato de Cessão Onerosa.** 2019b. Disponível em:<<https://api.mziq.com/mzfilemanager/d/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/fbf71f80-5b4d-4035-9d0d-f12be1c3eec7?origin=1>>. Acesso em 1 de out. 2021.

PETROBRAS. **Petrobras aprova Plano Estratégico 2020-2024**. 2019c. Disponível em:<https://mz-filemanager.s3.amazonaws.com/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/comunicados-ao-mercado-central-de-downloads/d70897ef23044ed84227db47dbcd1c0fb01c79b0836810b87f6e488f239edc33/petrobras_aprova_plano_estrategico_20202024_.pdf>. Acesso em: 1 de out. 2021.

PETROBRAS. **Petrobras aprova Plano Estratégico 2021-2025**. 2020b. Disponível em:<<https://api.mziq.com/mzfilemanager/v2/d/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/a846016a-2387-4883-0a2a-9b705725f1b5?origin=1>>. Acesso em 1 de out. 2021.

PETROBRAS. **Petrobras assina contrato de afretamento para Mero 3**. 2020c. Disponível em:<https://mz-prod-cvm.s3.amazonaws.com/9512/IPE/2020/0609959c-2c5b-4635-9d7f-49b49af8257e/20200814234110020812_9512_785380.pdf>. Acesso em: 1 de out. 2021.

PETROBRAS. **Petrobras assina contrato para construção da Unidade de Processamento de Gás Natural em Itaboraí**. 2018f. Disponível em:<<https://api.mziq.com/mzfilemanager/d/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/a761697d-8b7c-477a-bc38-ae54f30105ed?origin=1>>. Acesso em 1 de out. 2021.

PETROBRAS. **Petrobras assina contrato para construção de sétima unidade de Búzios**. 2021e. Disponível em:<<https://api.mziq.com/mzfilemanager/v2/d/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/31e26734-8d39-75fe-7971-ebb9c6df81d5?origin=1>>. Acesso em 1 de out. 2021.

PETROBRAS. **Petrobras assina contrato para fornecimento de oitava unidade de Búzios**. 2021f. Disponível em:<<https://api.mziq.com/mzfilemanager/v2/d/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/67e4227f-1629-fa04-0a97-683d7be3759a?origin=1>>. Acesso em 1 de out. 2021.

PETROBRAS. **Petrobras assina contratos para venda de ativos em águas rasas somando US\$ 1,5 bilhão**. 2019d. Disponível em:<https://mz-filemanager.s3.amazonaws.com/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/comunicados-ao-mercado-central-de-downloads/b0700ab42cf77f8c4a37080e06a41a6379f1f7222e26bd7b5e5867b206895cb7/petrobras_assina_contratos_para_venda_de_ativos_em.pdf>. Acesso em: 1 de out. 2021.

PETROBRAS. Petrobras atinge recorde de produção no Brasil pelo quarto ano consecutivo. 2018g. Disponível em: <https://mz-filemanager.s3.amazonaws.com/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/comunicados-ao-mercado-central-de-downloads/ceb363f3f6d8c4531c03a1d46a737cb829f6c4f44ca20891815ba794432c64dc/petrobras_atinge_recorde_de_producao_no_brasil_pel.pdf>. Acesso em: 1 de out. 2021.

PETROBRAS. Petrobras atinge sua meta de produção pelo segundo ano consecutivo e bate novos recordes históricos. 2017g. Disponível em: <https://mz-filemanager.s3.amazonaws.com/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/comunicados-ao-mercado-central-de-downloads/c91444eb56525f9bb9b81a5b02efdd1f4c2e5350f14f63ea150f9431e9489198/petrobras_atinge_sua_meta_de_producao_pelo_segundo.pdf>. Acesso em: 1 de out. 2021.

PETROBRAS. Petrobras avança no desenvolvimento do campo de Búzios. 2020d. Disponível em: <https://mz-prod-cvm.s3.amazonaws.com/9512/IPE/2020/198e80d0-6cf4-4bf9-a51fcbaff5908aa8/20200724112845479045_9512_778086.pdf>. Acesso em: 1 de out. 2021.

PETROBRAS. Petrobras coloca em operação FPSO Cidade de Ilhabela, no campo de Sapinhoá, no pré-sal da Bacia de Santos. 2014l. Disponível em: <<https://api.mziq.com/mzfilemanager/d/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/7f6dc32b-7d0e-48f3-ab32-54d4014301f7?origin=1>>. Acesso em 1 de out. 2021.

PETROBRAS. Petrobras coloca em operação terceiro poço no campo de Sapinhoá e registra novo recorde de produção mensal no pré-sal. 2014m. Disponível em: <<https://api.mziq.com/mzfilemanager/d/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/8dad4c03-d459-4448-a178-4653af9d6a5d?origin=1>>. Acesso em 1 de out. 2021.

PETROBRAS. Petrobras começa a produzir na área de Lula Nordeste, no pré-sal da Bacia de Santos. 2013j. Disponível em: <<https://api.mziq.com/mzfilemanager/d/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/cdc7c9a7-d55e-4792-b5a6-5d3cfcbf3f8f?origin=1>>. Acesso em 1 de out. 2021.

PETROBRAS. Petrobras começa a produzir no campo de Baúna, na Bacia de Santos. 2013k. Disponível em: <<https://api.mziq.com/mzfilemanager/d/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/8dad4c03-d459-4448-a178-4653af9d6a5d?origin=1>>. Acesso em 1 de out. 2021.

34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/a124854e-0d4d-4f7e-9853-fb501fb4f1c6?origin=1>. Acesso em 1 de out. 2021.

PETROBRAS. **Petrobras comemora três anos do Projeto Redes Temáticas.** 3 de nov. 2009a. Disponível em:<https://www.agenciapetrobras.com.br/Materia/ExibirMateria?p_materia=7510>. Acesso em 15 de set. 2021.

PETROBRAS. **Petrobras comprova descoberta de petróleo de boa qualidade na área da Cessão Onerosa.** 2014n. Disponível em:<https://mz-filemanager.s3.amazonaws.com/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/comunicados-ao-mercado-central-de-downloads/49b10470a1b9f42a0b3c729009e9f32887db4eb28fe608ecb146a9169b1a19d1/petrobras_comprova_descoberta_de_petroleo_de_boa_q.pdf>. Acesso em: 1 de out. 2021.

PETROBRAS. **Petrobras conclui a venda do campo de Baúna.** 2020e. Disponível em:<<https://api.mziq.com/mzfilemanager/v2/d/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/b4d1d7fb-2ba4-6a30-0343-d83c478e1244?origin=1>>. Acesso em 1 de out. 2021.

PETROBRAS. **Petrobras conclui cessão de participação no campo de Lapa.** 2021g. Disponível em:<<https://api.mziq.com/mzfilemanager/v2/d/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/842d0bca-bbe1-7360-87c5-9a07153e04d8?origin=1>>. Acesso em 1 de out. 2021.

PETROBRAS. **Petrobras conclui perfuração do primeiro poço de extensão do Consórcio de Libra.** 2014o. Disponível em:<https://mz-filemanager.s3.amazonaws.com/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/comunicados-ao-mercado-central-de-downloads/e0c9bc1df3694ffdd3dca57be0a77721ed82a5c1d3d09f740c23a667b46d5440/petrobras_conclui_perfuracao_do_primeiro_poco_de_e.pdf>. Acesso em: 1 de out. 2021.

PETROBRAS. **Petrobras conclui teste na área de Júpiter.** 2020f. Disponível em:<https://mz-prod-cvm.s3.amazonaws.com/9512/IPE/2020/096dc9e7-128f-4c92-8854-fb2739fcf19f/20200904120153364866_9512_791151.pdf>. Acesso em: 1 de out. 2021.

PETROBRAS. **Petrobras confirma mais uma descoberta no pré-sal da Bacia de Santos.** 2014p. Disponível em:<<https://mz-filemanager.s3.amazonaws.com/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/comunicados-ao-mercado-central-de>

downloads/2d1a12b3091a2882d11a68f0003672d7bd7f9e5e4d748892cd919534d79a404c/petrobras_confirma_mais_uma_descoberta_no_presal_d.pdf>. Acesso em: 1 de out. 2021.

PETROBRAS. Petrobras declara comercialidade das áreas de Iara e Entorno de Iara, no pré-sal da Bacia de Santos. 2014q. Disponível em:<https://mz-filemanager.s3.amazonaws.com/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/comunicados-ao-mercado-central-de-downloads/ea32f4667b599bad24f83ae7aaf13b0b0ec0ac914cf925c69015289a4ee3dde5/petrobras_declara_comercialidade_das_areas_de_iara.pdf>. Acesso em: 1 de out. 2021.

PETROBRAS. Petrobras divulga reservas provadas em 2011. Agência Petrobras. 2012s. Disponível em:<https://www.agenciapetrobras.com.br/Materia/ExibirMateria?p_materia=973781>. Acesso em: 1 de out. 2021.

PETROBRAS. Petrobras divulga teaser de ativos de E&P na Bacia de Santos. 2021h. Disponível em:<<https://api.mziq.com/mzfilemanager/v2/d/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/b9ed5808-6e0f-9aa2-7bb2-5bd0a2fbd42b?origin=1>>. Acesso em 1 de out. 2021.

PETROBRAS. Petrobras divulga teaser de E&P na Bacia de Santos. 2020g. Disponível em:<https://mz-filemanager.s3.amazonaws.com/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/comunicados-ao-mercado-central-de-downloads/3f89e909b9715963ab8bace5f237ca82fa242d3042c07f136b9925c112c0b374/petrobras_divulga_teaser_de_ep_na_bacia_de_santos.pdf>. Acesso em: 1 de out. 2021.

PETROBRAS. Petrobras divulga teaser de E&P na Bacia de Santos. 2020h. Disponível em:<<https://api.mziq.com/mzfilemanager/v2/d/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/f0e60b0e-fa8a-54aa-2e56-7fd18ee5c1ed?origin=1>>. Acesso em 1 de out. 2021.

PETROBRAS. Petrobras e seus parceiros iniciam produção de Libra. 2017h. Disponível em:<https://mz-filemanager.s3.amazonaws.com/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/comunicados-ao-mercado-central-de-downloads/0d12b3701ec4526a23bb8faa155043b94451e9b33862199fe7b800e86b001638/petrobras_e_seus_parceiros_iniciam_producao_de_libra.pdf>. Acesso em: 1 de out. 2021.

PETROBRAS. Petrobras e Total avançam na aliança estratégica com a assinatura de novos acordos. 2016k. Disponível em:<<https://mz>

filemanager.s3.amazonaws.com/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/comunicados-ao-mercado-central-de-downloads/ee80ad2d5db2aca819a067ee9f44e45cb653f6d0aa3aef44d64449845b535fd3/fato_relevante_petrobras_e_total_avancam_na_alianca.pdf>. Acesso em: 1 de out. 2021.

PETROBRAS. **Petrobras e Total concluem a cessão de direitos das concessões de Lapa e Iara, como parte de sua Aliança Estratégica.** 2018h. Disponível em:<<https://api.mziq.com/mzfilemanager/d/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/311bfcaf-92d9-44ff-bf0c-5b565a696fed?origin=1>>. Acesso em 1 de out. 2021.

PETROBRAS. **Petrobras e Total selam sua Aliança Estratégica com a assinatura de contratos definitivos.** 2017i. Disponível em:<https://mzfilemanager.s3.amazonaws.com/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/comunicados-ao-mercado-central-de-downloads/f2c6c21050d0557e1bd8671c6918b689d8f6b4f880390a99744175fe774eaea3/fato_relevante_petrobras_e_total_selam_sua_alianca.pdf>. Acesso em: 1 de out. 2021.

PETROBRAS. **Petrobras informa início da operação da P-68.** 2019e. Disponível em:<<https://api.mziq.com/mzfilemanager/d/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/78a8f12d-a3e4-4829-8ff1-f809d9e18c26?origin=1>>. Acesso em 1 de out. 2021.

PETROBRAS. **Petrobras inicia contratação de nona unidade do campo de Búzios.** 2021i. Disponível em:<<https://api.mziq.com/mzfilemanager/v2/d/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/dd513735-2d66-43c9-3024-85d2c8eab5ff?origin=1>>. Acesso em 1 de out. 2021.

PETROBRAS. **Petrobras inicia operação da P-75, no Campo de Búzios, Pré-sal da Bacia de Santos.** 2018i. Disponível em:<<https://api.mziq.com/mzfilemanager/d/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/6680ace4-cbc6-40de-bedd-28a0d2807aa2?origin=1>>. Acesso em 1 de out. 2021.

PETROBRAS. **Petrobras inicia operação do FPSO Carioca no campo de Sépia.** 2021j. Disponível em:<<https://api.mziq.com/mzfilemanager/v2/d/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/0aa66d32-3cdd-08c6-f348-d6f6692fd7d3?origin=1>>. Acesso em 1 de out. 2021.

PETROBRAS. **Petrobras inicia produção comercial do campo de Sapinhoá, no pré-sal da Bacia de Santos.** 2013l. Disponível em: <<https://api.mziq.com/mzfilemanager/d/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/ce45d359-4287-4d1a-a6e8-5f0d04fbe3e0?origin=1>>. Acesso em 1 de out. 2021.

PETROBRAS. **Petrobras inicia produção da P-76, terceira plataforma do Campo de Búzios, no pré-sal da Bacia de Santos.** 2019f. Disponível em: <https://mzfilemanager.s3.amazonaws.com/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/comunicados-ao-mercado-central-de-downloads/b7e07303cd863cc1fa4bbbf838ccfb4b3962eed365e9133bc2536c219673cb04/petrobras_inicia_producao_da_p76_terceira_platafor.pdf>. Acesso em: 1 de out. 2021.

PETROBRAS. **Petrobras inicia produção da P-77, quarta plataforma do Campo de Búzios, no pré-sal da Bacia de Santos.** 2019g. Disponível em: <<https://api.mziq.com/mzfilemanager/d/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/4a4b312a-0fa4-4674-9252-0dba52238e41?origin=1>>. Acesso em 1 de out. 2021.

PETROBRAS. **Petrobras inicia produção da plataforma P-67 no Campo de Lula, no pré-sal da Bacia de Santos.** 2019h. Disponível em: <https://mzfilemanager.s3.amazonaws.com/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/comunicados-ao-mercado-central-de-downloads/6f54b99ffc589c08bb642ac7c8e173a2cfbfff7f6e75d09afc10b7707439eb5/petrobras_inicia_producao_da_plataforma_p67_no_cam.pdf>. Acesso em: 1 de out. 2021.

PETROBRAS. **Petrobras inicia produção do Sistema de Produção Antecipada (SPA) de Sapinhoá Norte, no pré-sal da Bacia de Santos.** 2013m. Disponível em: <<https://api.mziq.com/mzfilemanager/d/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/a7a95abe-d04b-44df-af3c-f67456a5c970?origin=1>>. Acesso em 1 de out. 2021.

PETROBRAS. **Petrobras inicia produção em Iracema Norte.** 2015k. Disponível em: <<https://api.mziq.com/mzfilemanager/d/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/a302f48f-6e13-41fa-90c2-b1bb1d09f758?origin=1>>. Acesso em 1 de out. 2021.

PETROBRAS. **Petrobras inicia produção no pré-sal de Atapu.** 2020i. Disponível em: <https://mz-prod-cvm.s3.amazonaws.com/9512/IPE/2020/4a5febdb-0eac-4811-a386-146a9c100bb9/20200625214343625652_9512_771468.pdf>. Acesso em: 1 de out. 2021.

PETROBRAS. **Petrobras inicia Sistema de Produção Antecipada no campo de Búzios, na área da Cessão Onerosa.** 2015l. Disponível em:<<https://api.mziq.com/mzfilemanager/d/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/25d69493-5871-47f8-9cf9-b7cb872210f4?origin=1>>. Acesso em 1 de out. 2021.

PETROBRAS. **Petrobras reduz pela metade tempo e custo de construção de poço no pós-sal. Agência Petrobras.** 2020j. Disponível em:<https://www.agenciapetrobras.com.br/Materia/ExibirMateria?p_materia=982886>. Acesso em: 15 de set. 2021.

PETROBRAS. **Petrobras sobre afretamento de FPSO de Mero 4.** 2021k. Disponível em:<<https://api.mziq.com/mzfilemanager/v2/d/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/8147e65b-b65b-c424-84e2-dc2a46225bc3?origin=1>>. Acesso em 1 de out. 2021.

PETROBRAS. **Petrobras sobre afretamento do 6º módulo de Búzios.** 2021l. Disponível em:<<https://api.mziq.com/mzfilemanager/v2/d/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/aa2bbaa1-ab4a-4b55-da11-6633a94712ff?origin=1>>. Acesso em 1 de out. 2021.

PETROBRAS. **Petrobras sobre atividades de poços em Búzios e Albacora.** 2020k. Disponível em:<<https://api.mziq.com/mzfilemanager/v2/d/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/24e8e56b-242d-ea8c-f779-1bd35c9fb6b0?origin=1>>. Acesso em 1 de out. 2021.

PETROBRAS. **Petrobras sobre campo Tupi.** 2020l. Disponível em:<https://mz-prod-cvm.s3.amazonaws.com/9512/IPE/2020/db8791bf-f675-4806-b47d-5cf3eb01284e/20200915004847032179_9512_793200.pdf>. Acesso em: 1 de out. 2021.

PETROBRAS. **Petrobras sobre campo Tupi.** 2020m. Disponível em:<<https://api.mziq.com/mzfilemanager/v2/d/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/e56dede6-d6aa-c39e-148d-89c8729625f1?origin=1>>. Acesso em 1 de out. 2021.

PETROBRAS. **Petrobras sobre devolução parcial de área de Libra.** 2021m. Disponível em:<<https://api.mziq.com/mzfilemanager/v2/d/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/7d11faf3-5ef5-c35f-211a-11e20ab7ba69?origin=1>>. Acesso em 1 de out. 2021.

PETROBRAS. **Petrobras sobre devolução parcial de área de Libra.** 2021n. Disponível em:<<https://api.mziq.com/mzfilemanager/v2/d/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/7d11faf3-5ef5-c35f-211a-11e20ab7ba69?origin=1>>. Acesso em 1 de out. 2021.

b7fa-17d60b2de47d/67cb1e2c-5f9b-2774-150c-8920e78d2cf9?origin=1>. Acesso em 1 de out. 2021.

PETROBRAS. **Petrobras sobre hibernação da plataforma de Merluza.** 2020n. Disponível em:<https://mz-prod-cvm.s3.amazonaws.com/9512/IPE/2020/f7f65184-c4e3-49dd-9ca1-fee90b8770f3/20200807120748988707_9512_782322.pdf>. Acesso em: 1 de out. 2021.

PETROBRAS. **Petrobras sobre início de produção de Mero 1.** 2021o. Disponível em:<<https://api.mziq.com/mzfilemanager/v2/d/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/d963a85f-65f7-357c-30a2-9892d90b7f61?origin=1>>. Acesso em 1 de out. 2021.

PETROBRAS. **Petrobras sobre nova descoberta de óleo no pré-sal.** 2020o. Disponível em:<<https://api.mziq.com/mzfilemanager/v2/d/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/2f08c604-7f2e-d5f3-1116-d506ed1e09aa?origin=1>>. Acesso em 1 de out. 2021.

PETROBRAS. **Petrobras sobre novo poço do Campo de Búzios.** 2020p. Disponível em:<<https://api.mziq.com/mzfilemanager/v2/d/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/94572c7d-322c-f20b-bb49-39d0b94bc96a?origin=1>>. Acesso em 1 de out. 2021.

PETROBRAS. **Petrobras sobre o FPSO P-71 e o desenvolvimento de Tupi.** 2020q. Disponível em:<<https://api.mziq.com/mzfilemanager/v2/d/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/f55c94d8-470f-0cec-eddf-0e3f0bd9c472?origin=1>>. Acesso em 1 de out. 2021.

PETROBRAS. **Petrobras sobre recorde de produção em Búzios.** 2020r. Disponível em:<<https://api.mziq.com/mzfilemanager/d/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/32db3f1b-6e3c-4860-bb02-7f7bd8fced0?origin=1>>. Acesso em 1 de out. 2021.

PETROBRAS. **Petrobras sobre recorde de produção em Búzios.** 2020s. Disponível em:<https://mz-prod-cvm.s3.amazonaws.com/9512/IPE/2020/765bb0e7-0e1a-47ae-8794-bfebdf968f50/20200629223338780650_9512_772191.pdf>. Acesso em: 1 de out. 2021.

PETROBRAS. **Petrobras sobre recorde de produção em Búzios.** 2020t. Disponível em:<<https://mz-prod-cvm.s3.amazonaws.com/9512/IPE/2020/6cad1d36-9f79-4c11-8dad->

2613e12cf33a/20200714230306280086_9512_776065.pdf>. Acesso em: 1 de out. 2021.

PETROBRAS. **Petrobras sobre recorde de produção mensal em Búzios**. 2020u. Disponível em:<https://mz-prod-cvm.s3.amazonaws.com/9512/IPE/2020/9f0e85d8-8742-4a85-a7ee-5f6ddfaf372f/20200805212057960667_9512_781530.pdf>. Acesso em: 1 de out. 2021.

PETROBRAS. **Petrobras sobre Reservas Provadas em 2019**. 2020v. Disponível em:<https://mz-filemanager.s3.amazonaws.com/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/comunicados-ao-mercado-central-de-downloads/00742a31228b8a4e7d8ff378d4fb0c912be16aaca6ca83dbe98abb5484d3500a/petrobras_sobre_reservas_provadas_em_2019.pdf>. Acesso em: 1 de out. 2021.

PETROBRAS. **Petrobras sobre Reservas Provadas em 2020**. 2021p. Disponível em:<<https://api.mziq.com/mzfilemanager/v2/d/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/8063047b-1b18-8fc0-b878-4dc695781380?origin=1>>. Acesso em 1 de out. 2021.

PETROBRAS. **Plano de Negócios 2008-2013**. 2009b. Disponível em:<https://mz-filemanager.s3.amazonaws.com/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/apresentacoes-central-de-downloads/d1af8b1717703df958757a23f417cbfda1a9f59abb0c3e8e358c8c78113811f8/plano_de_negocios_20092013.pdf>. Acesso em 20 de set. 2021.

PETROBRAS. **Plano Estratégico 2040 e Plano de Negócios e Gestão 2019-2023**. 2018j. Disponível em:<https://mz-filemanager.s3.amazonaws.com/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/comunicados-ao-mercado-central-de-downloads/d685c675c5cce09477a21f7a33296a949879529c73062709818e7a77a95ef881/plano_estrategico_2040_e_plano_de_negocios_e_gestao_20192023.pdf>. Acesso em: 1 de out. 2021.

PETROBRAS. **Plano Estratégico e Plano de Negócios e Gestão 2017-2021**. 2016l. Disponível em:<https://mz-filemanager.s3.amazonaws.com/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/comunicados-ao-mercado-central-de-downloads/7bb0e69fee90e12b5e6530de217d22c6ed1e39e8a99082a3ec1e7be0ea2c12fc/fato_relevante_plano_estrategico_e_plano_de_negoci.pdf>. Acesso em: 1 de out. 2021.

PETROBRAS. **Poço Carcará confirma grande potencial do Bloco BM-S-8, no pré-sal da Bacia de Santos**. 2013n. Disponível em:<[!\[\]\(0b55cb5203f05773adab129dc6158722_img.jpg\) Instituto de Estudos Estratégicos de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis](https://mz-</p>
</div>
<div data-bbox=)

filemanager.s3.amazonaws.com/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/comunicados-ao-mercado-central-de-downloads/8a5818c8800f1a364d63ebf22d5aafa0d6f80cf6f36f508d1699d88f46d41fbb/poco_caracara_confirma_grande_potencial_do_bloco_bm.pdf>. Acesso em: 1 de out. 2021.

PETROBRAS. **Processo de alienação de direitos de concessão em Baúna e Tartaruga Verde.** 2016m. Disponível em:<https://mz-filemanager.s3.amazonaws.com/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/comunicados-ao-mercado-central-de-downloads/7a6156847a8341981d751fe4b9400ecc22fecaf3e0f2a5df65dd9e5fc194d838/processo_de_alienacao_de_direitos_de_concessao_em_.pdf>. Acesso em: 1 de out. 2021.

PETROBRAS. **Produção de petróleo e gás natural em 2018.** 2019i. Disponível em:<https://mz-filemanager.s3.amazonaws.com/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/comunicados-ao-mercado-central-de-downloads/dcdac394ea9a27dac6145532cb067fbbffc79e043d2b098122b8069ba2d84f3a/producao_de_petroleo_e_gas_natural_em_2018.pdf>. Acesso em: 1 de out. 2021.

PETROBRAS. **Providências Internas tomadas pela Companhia relacionadas à “Operação Lava Jato”.** 2014r. Disponível em:<https://mz-filemanager.s3.amazonaws.com/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/comunicados-ao-mercado-central-de-downloads/1ede6669902a89e84021ce7a10ffc82842ece7f88072339d342f902e540a9ee8/fato_relevante_reservas_provas_da_petrobras_em_2014.pdf>. Acesso em: 1 de out. 2021.

PETROBRAS. **Quarto poço na área de Júpiter confirma a extensão da descoberta no pré-sal da Bacia de Santos.** 2014s. Disponível em:<https://mz-filemanager.s3.amazonaws.com/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/comunicados-ao-mercado-central-de-downloads/e914106ae71fcb15a97daca5500952f73d05bd626759149d1ebc373e9afadd0f/quarto_poco_na_area_de_jupiter_confirma_a_extensao.pdf>. Acesso em: 1 de out. 2021.

PETROBRAS. **Relatório ao mercado financeiro - resultados consolidados de 2017.** 2018k. Disponível em:<<https://mz-filemanager.s3.amazonaws.com/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/central-de-resultados-central-de>>

downloads/05b930df835c63fb24ee23f8f90397f48d088b01db367a7259b3270b5d55fb35/rmf_4t17_ifrs_usd.pdf>. Acesso em: 1 de out. 2021.

PETROBRAS. **Relatório ao mercado financeiro – RMF: resultados consolidados do quarto trimestre de 2016.** 2017j. Disponível em:<https://mz-filemanager.s3.amazonaws.com/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/central-de-resultadoscentral-de-downloads/c50d663df2b64d6b129e52738eacfa7f7f34e07fc46fcc14e1a48bafb3f8bab1/rmf_4t16_ifrs_usd.pdf>. Acesso em: 1 de out. 2021.

PETROBRAS. **Relatório de Produção & Vendas 4T19.** 2020x. Disponível em:<https://mz-filemanager.s3.amazonaws.com/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/comunicados-ao-mercado-central-de-downloads/161985bbad5cf7f2dde9504621247dc0be986aeae9c5d3c7526bc05937bacd0d/relatorio_de_producao__vendas_4t19.pdf>. Acesso em: 1 de out. 2021.

PETROBRAS. **Relatório de produção e vendas – 4º trimestre 2020.** 2021q. Disponível em:<<https://api.mziq.com/mzfilemanager/v2/d/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/7c7fd323-72a4-ae48-124d-0f4d21961d7d?origin=1>>. Acesso em 1 de out. 2021.

PETROBRAS. **Reservas Provadas da Petrobras em 2015.** 2016n. Disponível em:<https://mz-filemanager.s3.amazonaws.com/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/comunicados-ao-mercado-central-de-downloads/8713d25cd6288a899665e53da85555ebe5464b6aa88e463093791b2b2e01c28f/fato_relevante_reservas_provadas_da_petrobras_em_2015.pdf>. Acesso em: 1 de out. 2021.

PETROBRAS. **Reservas Provadas da Petrobras em 2016.** 2017k. Disponível em:<https://mz-filemanager.s3.amazonaws.com/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/comunicados-ao-mercado-central-de-downloads/fdbb9367c75b1f43bc7203ab7b5d47e7aed075fa45cd67a53c91f2c4ccbdc1d1/fato_relevante_reservas_provadas_da_petrobras_em_2016.pdf>. Acesso em: 1 de out. 2021.

PETROBRAS. **Reservas Provadas da Petrobras em 2017.** 2018l. Disponível em:<https://mz-filemanager.s3.amazonaws.com/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/comunicados-ao-mercado-central-de-downloads/7861c4acc1af3ee9e0bac10a99f029d971fc0e2c4c34a48669a934de850e2685/fato_relevante_reservas_provadas_da_petrobras_em_2017.pdf>. Acesso em: 1 de out. 2021.

PETROBRAS. **Reservas Provasdas da Petrobras em 2018**. 2019j. Disponível em:<https://mz-filemanager.s3.amazonaws.com/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/comunicados-ao-mercado-central-de-downloads/3bbce153bf93a11d0127853fd45e6fc546e810191f606d1000cf53858ba-f8de5/reservas_provasdas_da_petrobras_em_2018.pdf>. Acesso em: 1 de out. 2021.

PETROBRAS. **Resultado da 2ª e 3ª Rodadas de Licitações da ANP - Regime de Partilha de Produção**. 2017l. Disponível em:<https://mz-filemanager.s3.amazonaws.com/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/comunicados-ao-mercado-central-de-downloads/14b4c92c76f18742caee6457e72a52c407994179f6b0640326b5b37bc1652a11/fato_relevante_resultado_da_2_e_3_rodadas_de_licit.pdf>. Acesso em: 1 de out. 2021.

PETROBRAS. **Resultado da 4ª Rodada de Licitação da ANP - Regime de Partilha de Produção**. 2018m. Disponível em:<https://mz-filemanager.s3.amazonaws.com/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/comunicados-ao-mercado-central-de-downloads/465c973a8d16d02ec1a578ca45e069f01a543aa8e1377c52e1edcc63e2235142/fato_relevante_resultado_da_4_rodada_de_licitacao_.pdf>. Acesso em: 1 de out. 2021.

PETROBRAS. **Resultado do quarto trimestre de 2012**. 2013o. Disponível em:<https://mz-filemanager.s3.amazonaws.com/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/central-de-resultados-central-de-downloads/3d9848bf3114ad726481aabd760ce7e1ed292b153e4acb5e0ffd528916673d5d/rmf_4t12_ifrs_usd.pdf>. Acesso em: 1 de out. 2021.

PETROBRAS. **Resultados consolidados 2018**. 2019k. Disponível em:<[https://mz-filemanager.s3.amazonaws.com/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/central-de-resultados-central-de-downloads/e211d889ecb012c4ef7da85267dc9579f40e5f80303f1aa2dea4bf431690f26a/release_de_resultados_consolidados_2018_ifrs_em_us\\$.pdf](https://mz-filemanager.s3.amazonaws.com/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/central-de-resultados-central-de-downloads/e211d889ecb012c4ef7da85267dc9579f40e5f80303f1aa2dea4bf431690f26a/release_de_resultados_consolidados_2018_ifrs_em_us$.pdf)>. Acesso em: 1 de out. 2021.

PETROBRAS. **Resultados consolidados do quarto trimestre de 2015**. 2016o. Disponível em:<https://mz-filemanager.s3.amazonaws.com/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/central-de-resultados-central-de-downloads/42709fe9a059b57155dbf1969cadf4f718d445f8b27faa4cdf553ea12708bbff/rmf_4t15_ifrs.pdf>. Acesso em: 1 de out. 2021.

PETROBRAS. **Resultados do quarto trimestre de 2014.** 2015m. Disponível em:<<https://api.mziq.com/mzfilemanager/v2/d/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/7d4560fd-ed28-7579-2ce9-d1d52abf3a38?origin=1>>. Acesso em 1 de out. 2021.

PETROBRAS. **Roberto Castello Branco assume a presidência da companhia.** 3 de jan. 2019l. Disponível em:<<https://petrobras.com.br/fatos-e-dados/roberto-castello-branco-assume-a-presidencia-da-companhia.htm>>. Acesso em: 1 de out.2021.

PETROBRAS. **Tecnologias pioneiras do pré-sal.** 2021r. Disponível em:<<https://presal.petrobras.com.br/tecnologias-pioneiras/#3>>. Acesso em 15 de set. 2021.

PETROBRAS. **Terceiro poço confirma potencial de petróleo leve na área de Carcará, no pré-sal da Bacia de Santos.** 2015n. Disponível em:<<https://api.mziq.com/mzfilemanager/d/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/ed7c5022-6fbf-4367-a92f-2491857c6bf0?origin=1>>. Acesso em 1 de out. 2021.

PETROBRAS. **Testes na área de Carcará, no pré-sal da Bacia de Santos, comprovam alta produtividade.** 2015o. Disponível em:<https://mz-filemanager.s3.amazonaws.com/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/comunicados-ao-mercado-central-de-downloads/d9f6582cc298eabe4ba8d00167252724ee3da208ac5d87ae9977b04bd5934bb4/testes_na_area_de_carcara_no_presal_da_bacia_de_sa.pdf>. Acesso em: 1 de out. 2021.

PETROBRAS. **Último poço exploratório da cessão onerosa comprova a existência do volume contratado de 5 bilhões de barris.** 2014t. Disponível em:<<https://api.mziq.com/mzfilemanager/d/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/6cd50a3d-b07f-43b3-8df3-b315ee6d9b3f?origin=1>>. Acesso em 1 de out. 2021.

PETROBRAS. **Venda de Participação no Bloco Exploratório BM-S-8.** 2016p. Disponível em:<https://mz-filemanager.s3.amazonaws.com/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/comunicados-ao-mercado-central-de-downloads/d4fec7d276bd67ff460906575c0c763d6ff5c8fc0b7cb59f0c6c90d638662dc5/fato_relevante_venda_de_participacao_no_bloco_exploratorio_bms8.pdf>. Acesso em: 1 de out. 2021.

PETROBRAS. **Venda dos campos de Baúna e Tartaruga Verde.** 2016q. Disponível em:<https://mz-filemanager.s3.amazonaws.com/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/comunicados-ao-mercado-central-de-downloads/d4fec7d276bd67ff460906575c0c763d6ff5c8fc0b7cb59f0c6c90d638662dc5/fato_relevante_venda_de_participacao_no_bloco_exploratorio_bms8.pdf>. Acesso em: 1 de out. 2021.

b7fa-17d60b2de47d/comunicados-ao-mercado-central-de-downloads/7caa61597b6e297e55d8458d113c09366acd9c4003037de4d7599914684df726/fato_relevante_venda_dos_campos_de_bauna_e_tartaruga_verde.pdf>. Acesso em: 1 de out. 2021.

PRÉ-SAL PETRÓLEO. **Transfer of Rights Surplus Volumes Estimates**. 2021. Disponível em: <http://www.presalpetroleo.gov.br/ppsa/conteudo/otc_gerk.pdf>. Acesso em: 1 de out. 2021. >. Acesso em: 28 de set. 2021.

SCHUFFNER, C. Mudança de regras trouxe ExxonMobil de volta ao Brasil. **Valor Econômico**, Rio de Janeiro, 18 set. 2018. Disponível em: <<https://www.valor.com.br/empresas/5855245/mudanca-de-regras-trouxe-exxonmobil-de-volta-ao-brasil>>. Acesso em: 10/07/2019.

SENADO FEDERAL. Marco regulatório do pré-sal destaca-se entre principais matérias aprovadas pelo Senado. **Senado Notícias**, 28 de dez. 2016. Disponível em: <<https://www12.senado.leg.br/noticias/materias/2010/12/28/marco-regulatorio-do-pre-sal-destaca-se-entre-principais-materias-aprovadas-pelo-senado>>. Acesso em 15 de set. 2021.

SINAVAL. **Cenário da Construção Naval – 2º semestre de 2016**. 2016. Disponível em: <http://sinaval.org.br/wp-content/uploads/Sinaval_Cen%C3%A1rio_da_Constru%C3%A7%C3%A3o_Naval_2_Semestre-2016.pdf>. Acesso em 19 de set. 2021.

Ventura, M. Governo quer acabar com direito de preferência da Petrobras no pré-sal. **O Globo**, 20 de jan. 2020. Disponível em: <<https://oglobo.globo.com/economia/governo-quer-acabar-com-direito-de-preferencia-da-petrobras-no-pre-sal-24201738>>. Acesso em 1 de out. 2021.