

Petróleo em águas profundas

Uma história da evolução tecnológica da Petrobras na exploração e produção no mar



José Mauro de Morais

ipea

Instituto de Pesquisa
Econômica Aplicada



Quais são as relações entre investimentos na qualificação de recursos humanos e em inovações tecnológicas e a capacidade de descobrir e produzir petróleo e gás natural em águas ultraprofundas e no pré-sal? Quais foram as implicações políticas decorrentes do fato de o Brasil não ter descoberto jazidas de petróleo senão depois de oitenta anos das primeiras descobertas de poços de petróleo comerciais no mundo, em 1859? Como a Petrobras conseguiu superar os profundos desequilíbrios financeiros que a atingiram a partir de 2015?

Este livro procura responder, ao longo de suas análises, a essas e a outras questões relacionadas. Por meio de uma abordagem integral ao tema do petróleo, com a consideração de aspectos históricos, políticos, tecnológicos e de exploração e produção, o trabalho apresenta uma visão geral da evolução do setor de petróleo, com a descrição das buscas pioneiras por petróleo, nos séculos XIX e XX, no Brasil e nas principais regiões petrolíferas mundiais.

Para tentar solucionar definitivamente a questão do “difícil petróleo brasileiro”, o governo patrocinou a criação da Petrobras, empresa de capital misto com a missão de descobrir petróleo para resolver a antiga dependência brasileira da importação de combustíveis. Na segunda metade dos anos 1960, ao reorientar as explorações para a plataforma marítima, a Petrobras descobriu, a partir de 1974-1976, importantes campos de petróleo na bacia de Campos, nas costas marítimas do estado do Rio de Janeiro. Após as primeiras descobertas em águas rasas, descobertas sucessivas ocorreram em águas marítimas profundas e ultraprofundas na bacia de Campos e nas demais bacias sedimentares ao longo da costa brasileira. As complexidades tecnológicas para se produzir petróleo àquelas profundidades foram solucionadas por meio da adoção de amplos programas de capacitação tecnológica, que também prepararam o caminho para as descobertas de petróleo nas áreas geológicas profundas do pré-sal, nas bacias de Santos e de Campos.

Dado esse cenário, este livro tem como objetivos principais: i) narrar a história dos antecedentes da criação da Petrobras, desde as lutas políticas nas décadas de 1920-1940, que procuravam definir o papel dos atores que participariam das explorações de petróleo no Brasil, isto é, os empresários nacionais, o capital estrangeiro e o Estado, e desembocaram no movimento O Petróleo é Nosso, no final da década de 1940, e na fundação da Petrobras, em 1953; ii) demonstrar o papel fundamental representado pelos avanços tecnológicos na produção de petróleo em águas profundas e no pré-sal, por meio de análises dos instrumentos de gestão tecnológica adotados e das principais inovações desenvolvidas pela Petrobras em equipamentos e sistemas submarinos de produção de petróleo; iii) analisar os novos regimes de exploração de petróleo adotados em 2010; e iv) descrever a história das explorações da Petrobras à procura de petróleo em águas profundas e no pré-sal, as inovações tecnológicas que desenvolveu para essas empreitadas e sua história recente até 2022.

Petróleo em águas profundas

Uma história da evolução tecnológica da Petrobras na exploração e produção no mar



José Mauro de Morais

ipea

Instituto de Pesquisa
Econômica Aplicada



Governo Federal

Ministério do Planejamento e Orçamento

Ministra Simone Nassar Tebet

ipea Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada

Fundação pública vinculada ao Ministério do Planejamento e Orçamento, o Ipea fornece suporte técnico e institucional às ações governamentais – possibilitando a formulação de inúmeras políticas públicas e programas de desenvolvimento brasileiros – e disponibiliza, para a sociedade, pesquisas e estudos realizados por seus técnicos.

Presidenta

Luciana Mendes Santos Servo

Diretor de Desenvolvimento Institucional

Fernando Gaiger Silveira

Diretora de Estudos e Políticas do Estado, das Instituições e da Democracia

Luseni Maria Cordeiro de Aquino

Diretor de Estudos e Políticas Macroeconômicas

Cláudio Roberto Amitrano

Diretor de Estudos e Políticas Regionais, Urbanas e Ambientais

Aristides Monteiro Neto

Diretora de Estudos e Políticas Setoriais, de Inovação, Regulação e Infraestrutura

Fernanda De Negri

Diretor de Estudos e Políticas Sociais

Carlos Henrique Leite Corseuil

Diretor de Estudos Internacionais

Fábio Vêras Soares

Chefe de Gabinete

Alexandre dos Santos Cunha

Coordenador-Geral de Imprensa e Comunicação Social

Antonio Lassance

Ouvidoria: <http://www.ipea.gov.br/ouvidoria>

URL: <http://www.ipea.gov.br>

Petróleo em águas profundas

Uma história da evolução tecnológica da Petrobras na exploração e produção no mar



José Mauro de Morais

ipea

Instituto de Pesquisa
Econômica Aplicada



Rio de Janeiro, 2023

M828p Morais, José Mauro de

Petróleo em águas profundas : uma história de evolução tecnológica da Petrobras na exploração e produção no mar / José Mauro de Morais. – 2. ed. rev. ampl. – Rio de Janeiro : IPEA, 2023.
592 p. : il.

Inclui referências bibliográficas.

ISBN: 978-65-5635-055-4

1. Tecnologia Petrolífera. 2. Indústria Petrolífera. 3. Inovações Tecnológicas.
4. Pré-sal. 5. Análise Histórica. 6. Brasil. I. Título.

CDD 338.2728

Ficha catalográfica elaborada por Andréa de Mello Sampaio CRB-1/1650

Como citar:

MORAIS, José Mauro de. **Petróleo em águas profundas**: uma história da evolução tecnológica da Petrobras na exploração e produção no mar. Rio de Janeiro: Ipea, 2023. 592 p., il. color. ISBN 978-65-5635-055-4. DOI: <http://dx.doi.org/10.38116/9786556350554>.

As publicações do Ipea estão disponíveis para *download* gratuito nos formatos PDF (todas) e EPUB (livros e periódicos). Acesse: <http://www.ipea.gov.br/portal/publicacoes>

As opiniões emitidas nesta publicação são de exclusiva e inteira responsabilidade dos autores, não exprimindo, necessariamente, o ponto de vista do Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada ou do Ministério do Planejamento e Orçamento.

É permitida a reprodução deste texto e dos dados nele contidos, desde que citada a fonte. Reproduções para fins comerciais são proibidas.

Ao longo da história do petróleo, nenhum outro negócio define de forma tão completa e radical o significado do risco e da recompensa.

Daniel Yergin

SUMÁRIO

| | |
|---|------------|
| LINHA DO TEMPO DA EXPLORAÇÃO DE PETRÓLEO | 9 |
| APRESENTAÇÃO | 13 |
| INTRODUÇÃO | 19 |
| CAPÍTULO 1 | |
| INÍCIO DAS EXPLORAÇÕES DE PETRÓLEO NO MUNDO E OS PRIMEIROS AVANÇOS TECNOLÓGICOS | 35 |
| CAPÍTULO 2 | |
| O PETRÓLEO NO BRASIL ANTES DA PETROBRAS: AS PRIMEIRAS EXPLORAÇÕES, AS LUTAS POLÍTICAS EM 1920-1950 E A CAMPANHA O PETRÓLEO É NOSSO | 49 |
| CAPÍTULO 3 | |
| NACIONALISMO E PETRÓLEO: CRIAÇÃO DA PETROBRAS | 133 |
| CAPÍTULO 4 | |
| EVOLUÇÃO DAS TECNOLOGIAS DE EXPLORAÇÃO DE PETRÓLEO NO MAR | 175 |
| CAPÍTULO 5 | |
| A PETROBRAS NO MAR: DAS DESCOBERTAS PIONEIRAS NO NORDESTE DO BRASIL ÀS ÁGUAS ULTRAPROFUNDAS DA BACIA DE CAMPOS | 201 |
| CAPÍTULO 6 | |
| EVOLUÇÃO DAS TECNOLOGIAS DE EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO EM ÁGUAS PROFUNDAS NO BRASIL | 239 |
| CAPÍTULO 7 | |
| FIM DO MONOPÓLIO DO PETRÓLEO E ADOÇÃO DO REGIME DE CONCESSÃO | 315 |
| CAPÍTULO 8 | |
| POLÍTICA DE CONTEÚDO LOCAL NA EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO | 331 |

| | |
|--|------------|
| CAPÍTULO 9 | |
| A ERA DO PRÉ-SAL: DESCOBERTAS, NOVOS REGIMES DE EXPLORAÇÃO E OS AVANÇOS TECNOLÓGICOS NA EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO | 371 |
| CAPÍTULO 10 | |
| O FUNDO SOCIAL, A DOENÇA HOLANDESA E A MALDIÇÃO DO PETRÓLEO..... | 475 |
| CAPÍTULO 11 | |
| A PETROBRAS NOS MERCADOS DE GÁS NATURAL E DE ENERGIAS RENOVÁVEIS..... | 489 |
| CAPÍTULO 12 | |
| PETROBRAS: MARCHA FORÇADA, QUEDA E RECUPERAÇÃO | 505 |
| ARTIGO ESPECIAL 1 | |
| FUNDAMENTOS DO PROGRAMA DE CAPACITAÇÃO TECNOLÓGICA EM ÁGUAS PROFUNDAS (PROCAP) | 537 |
| José Paulo Silveira | |
| ARTIGO ESPECIAL 2 | |
| APRENDENDO COM OS ACIDENTES: O SEGUNDO ACIDENTE NA PLATAFORMA DE ENCHOVA | 545 |
| João Carlos de Luca | |
| AGRADECIMENTOS | 549 |
| ENTREVISTAS E DEPOIMENTOS | 553 |
| REFERÊNCIAS..... | 555 |
| APÊNDICE | |
| RECORDES MUNDIAIS NA PRODUÇÃO DE PETRÓLEO EM ÁGUAS PROFUNDAS E ULTRAPROFUNDAS..... | 593 |
| ANEXO | |
| CARTA DO GENERAL JÚLIO CAETANO HORTA BARBOSA AO ENGENHEIRO DÉCIO SAVÉRIO ODDONE, ENVIADA EM 12 DE JUNHO DE 1940..... | 595 |

LINHA DO TEMPO DA EXPLORAÇÃO DE PETRÓLEO

1859 – Primeira descoberta de uma jazida de petróleo comercial no mundo, em um poço perfurado por Edwin Drake, em Titusville, no estado da Pensilvânia, Estados Unidos.

1864 – Primeira referência oficial à procura de petróleo no Brasil: o governo imperial concedeu licença a Thomas Sargent para explorar petróleo na Província da Bahia, com o objetivo de fabricação de óleo para iluminação.

1870 – Fundação da empresa Standard Oil Company, nos Estados Unidos, por John Rockefeller, voltada para a fabricação de querosene, tornando-se a primeira empresa multinacional do petróleo.

1901 – Primeira descoberta de petróleo na América Latina, no México, em 1901. As primeiras jazidas importantes no país foram descobertas alguns anos depois, em 1910, pelo empresário inglês Weetman Pearson.

1907 – Descoberta de petróleo pela Argentina, na Patagônia.

1908 – Primeira descoberta de petróleo no Oriente Médio, na Pérsia, atual Irã, por exploradores ingleses.

1911 – Início da produção de petróleo no golfo do México, no litoral do estado da Louisiana.

1919 – Início das explorações de petróleo pelo governo brasileiro em diversos estados.

1922 – Criação da primeira empresa petrolífera controlada e administrada por um Estado no mundo, a Yacimientos Petrolíferos Fiscales (YPF), na Argentina.

1924 – Descoberta de petróleo no lago Maracaibo, na Venezuela, com a utilização de plataformas fixas de madeira, utilizadas em água pela primeira vez.

1938 – Primeira descoberta de petróleo na Arábia Saudita pela empresa norte-americana Standard Oil of Califórnia.

1939 – Primeira descoberta de petróleo no Brasil, na localidade de Lobato, nos arredores de Salvador, Bahia.

1941 – Primeira descoberta de um poço comercial no Brasil na localidade de Candeias, Bahia.

1948 – Descoberta na Arábia Saudita da maior jazida de petróleo do mundo, o campo de Ghawar, que se encontra ainda em produção.

1953 – Fundação da Petrobras como empresa de economia mista, com o controle do capital votante pelo governo brasileiro.

1963 – A Petrobras descobre o campo de Carmópolis, em Sergipe, contendo a maior jazida terrestre em volume de óleo e maior produtor terrestre do Brasil por vários anos.

1966 – A Petrobras decide iniciar explorações de petróleo no mar.

1968 – Primeira descoberta de petróleo da Petrobras no mar: o campo de Guaricema, no litoral de Sergipe, em um poço com a profundidade de água de 28 m.

1969 – Primeira descoberta comercial de petróleo no mar do Norte, em águas marítimas da Noruega, em profundidade de água de 70 m.

1971 – A Petrobras inicia explorações de petróleo na bacia de Campos.

1974 – Primeira descoberta de petróleo na bacia de Campos: o campo de Garoupa, em profundidade de água de 124 m.

1975 – O presidente Ernesto Geisel autoriza a Petrobras a assinar contratos de serviços com cláusulas de risco para exploração de petróleo (Contratos de Risco). Foram assinados 243 contratos com empresas nacionais ou estrangeiras, mas que não trouxeram descobertas significativas de hidrocarbonetos.

1977 – Início da produção de petróleo na bacia de Campos, no campo de Enchova, em profundidade de água de 120 m.

1984/1985 – Primeiras descobertas de petróleo em águas profundas no Brasil (acima de 300 m de profundidade): os campos de Albacora e Marlim, na bacia de Campos.

1988 – Recorde mundial de profundidade da Petrobras no mar, na implantação do campo de Marimbá, na bacia de Campos, em profundidade de água de 492 m.

1991 – Recorde mundial da Petrobras na implantação de equipamentos submarinos no campo de Marlim, na bacia de Campos, localizado à profundidade de água de 721 m.

1994 – A Petrobras começa a produzir petróleo a mais de 1.000 m no mar, no poço Marlim 4, no campo de Marlim Sul, bacia de Campos, registrando novo recorde mundial em profundidade marítima.

1995 – Fim do monopólio da Petrobras no setor de petróleo e abertura das explorações a outras empresas, com a aprovação da Emenda à Constituição nº 9, de 9 de novembro de 1995.

1999 – Primeira licitação de áreas para a exploração de petróleo no Brasil, aberta a todas as empresas, no regime de concessão.

1999 – Recorde mundial da Petrobras na implantação de equipamentos submarinos, no campo de Roncador, na bacia de Campos, em águas ultraprofundas de 1.886 m.

2006 – Primeira descoberta de petróleo no polígono do pré-sal, na área de Tupi, na bacia de Santos.

2008 – Primeira produção de petróleo no pré-sal, em 1º de setembro de 2008, em um teste de longa duração, no campo de Jubarte, na bacia de Campos.

2010 – Primeira declaração de comercialidade de um campo de petróleo no pré-sal, na área de Tupi, na bacia de Santos, dando início à produção comercial, em sistema definitivo, naquela área geológica.

2013 – Primeira licitação de área para exploração de petróleo no pré-sal, sob o novo regime de partilha de produção, originando o campo supergigante de Libra, na bacia de Santos.

2014 – A produção de petróleo no pré-sal das bacias de Santos e de Campos ultrapassa 500 mil barris/dia, no mês de junho. No ano, a produção no pré-sal representou 22% da produção total de petróleo no Brasil.

2014 – O preço do petróleo Brent inicia processo de queda acentuada no segundo semestre, após mais de três anos em níveis acima de US\$ 110. Em 2016, o preço médio atinge US\$ 41.

2020 – A crise de covid-19 reduz a produção mundial de petróleo, como resultado de quedas históricas na demanda e nos preços. O preço do petróleo Brent caiu para US\$ 20 no mês de abril.

2020 – A produção de petróleo no pré-sal, pela Petrobras e demais empresas petroleiras, ultrapassa 2,1 milhões de barris/dia em julho, representando 70,3% do total produzido no Brasil.

2022 – A produção brasileira de petróleo foi de 3,021 milhões de barris/dia, volume 2,5% acima do recorde alcançado em 2020. O petróleo do pré-sal representou 76,3% do total produzido no país. A produção de gás natural no ano foi também recorde, com a média anual de 138 milhões de metros cúbicos/dia.

APRESENTAÇÃO

Este livro analisa a trajetória histórica brasileira na exploração de petróleo, com foco nas tecnologias desenvolvidas pela Petrobras para a exploração e produção de petróleo em águas profundas e ultraprofundas da plataforma marítima e na área geológica do pré-sal, localizada principalmente sob águas ultraprofundas. Para a melhor compreensão do desenvolvimento do setor de petróleo no Brasil e como o país se situa em relação à história geral do petróleo, o livro descreve, em linhas gerais, as primeiras descobertas de petróleo em algumas das principais regiões petrolíferas do mundo e analisa as inovações tecnológicas em equipamentos e plataformas de produção voltadas para explorações no mar a partir da década de 1930.

Esta edição atualiza e complementa o livro publicado em 2013, com a revisão dos capítulos e a reelaboração do capítulo 9, com novas informações sobre as descobertas no pré-sal. Foram acrescentados o capítulo 8, sobre a Política de Conteúdo Local para petróleo e gás, o capítulo 10, que trata da criação do Fundo Social, o capítulo 11, que analisa a saída da Petrobras dos mercados de gás natural e de energias renováveis, e o capítulo 12, que trata da história recente da Petrobras, dos grandes planos de investimentos adotados em 2000-2014, e das medidas empregadas para a recuperação financeira da companhia, de 2015 a 2022.

A introdução do livro apresenta uma síntese da história do petróleo no Brasil, antes e após a criação da Petrobras, em 1953, até as descobertas no pré-sal. São feitas breves referências, em antecipação aos relatos desenvolvidos no capítulo 2, acerca das intensas disputas que irromperam no país, a partir de 1920, sobre aceitar ou não a participação de empresas estrangeiras nas atividades do setor de petróleo – que ainda não havia sido descoberto no Brasil. Em seguida, apresenta-se um resumo das explorações de petróleo no país, do século XIX aos dias atuais, desdobradas em cinco fases cronológicas, determinadas pelo motivo predominante que impulsionou a procura por petróleo em cada uma das fases. No final da introdução, há um breve relato sobre os riscos incorridos pela Petrobras no processo de avanço das explorações para águas profundas e ultraprofundas, a partir da década de 1970.

No capítulo 1, são relatados, de forma sucinta, os primórdios da busca por petróleo no mundo, até a primeira descoberta comercial no estado da Pensilvânia, em 1859. Em seguida, são descritas as principais descobertas de petróleo nos Estados Unidos e nos países do Oriente Médio, na segunda metade do século XIX e nas primeiras décadas do século XX, e os impactos da fundação da indústria de derivados de petróleo por John Rockefeller, em 1870. Por último, apresenta-se

um breve relato das primeiras inovações tecnológicas desenvolvidas para explorações de petróleo em terra, do final do século XIX às primeiras décadas do século XX.

O capítulo 2 aprofunda as análises sobre a história do petróleo no Brasil antes da criação da Petrobras. São descritas as primeiras incursões em busca de petróleo, realizadas por pequenos exploradores, a partir da década de 1860, e pelo órgão governamental encarregado das explorações, nos anos 1920. No plano político, diante do amplo domínio das petroleiras estrangeiras na oferta de combustíveis no país, são analisadas as iniciativas no Congresso Nacional e no governo federal, da década de 1920 ao início dos anos 1950, voltadas para a instituição de políticas de âmbito nacional para incentivar a exploração de petróleo e a instalação de refinarias de produção de derivados. Nessa linha, são relatadas as disputas ideológicas que marcaram os embates durante a campanha O Petróleo é Nosso, desenvolvida em movimentos estudantis e populares nas ruas, nos meios militares e na imprensa, de 1947 a 1953, com posicionamentos contra ou a favor da estatização do setor de petróleo.

O capítulo 3 trata da criação da Petrobras pelo presidente Getúlio Vargas em 1953. São analisados: i) o processo de elaboração, pela assessoria do presidente Vargas, do projeto de lei de criação da Petrobras; ii) os debates políticos no Congresso Nacional durante a discussão e aprovação do projeto de lei que resultou na instituição do monopólio estatal no setor de petróleo; e iii) as principais determinações contidas na lei aprovada. É realçada a missão principal que a Petrobras recebeu de reduzir a dependência das importações de petróleo e, a longo prazo, alcançar a autossuficiência na produção. São descritas as primeiras explorações de petróleo em terra e as principais descobertas nos estados do Nordeste do Brasil. Nas explorações na Amazônia, são analisados os eventos relacionados ao *Relatório Link*, a respeito das falhas em encontrar petróleo na região, após cinco anos de explorações sem resultados, de 1955 a 1960. Descreve-se ainda o início do processo de geração de conhecimentos em pesquisa e desenvolvimento (P&D) na Petrobras, por meio da criação do Centro de Aperfeiçoamento e Pesquisas de Petróleo (Cenap), até 1965, e do Centro de Pesquisas e Desenvolvimento (Cenpes), a partir de 1966.¹

O capítulo 4 retoma o tema da história do petróleo no mundo, com a discussão da evolução das explorações de petróleo no mar, a partir do final do século XX. São descritos os principais desenvolvimentos tecnológicos em plataformas e equipamentos submarinos nas duas regiões que iniciaram inovações na exploração no mar: o golfo do México, na década de 1940, e o mar do Norte, na década de 1960, com o protagonismo da Noruega e da Inglaterra. Essas regiões se tornaram referências para a Petrobras no desenvolvimento de inovações em equipamentos

1. Atual Centro de Pesquisas e Desenvolvimento Leopoldo Américo Miguez de Mello (Cenpes).

e sistemas submarinos para a exploração e a produção de petróleo na bacia de Campos, assim como adotaram, posteriormente, inovações tecnológicas que a Petrobras desenvolveu para a produção nessa bacia.

Abordando o tema principal do livro, o capítulo 5 descreve as primeiras descobertas de petróleo da Petrobras no mar, no litoral do Nordeste brasileiro, em 1968, e, a partir de 1974, na bacia de Campos, quando foi descoberto, após três anos de perfurações de poços, o campo de Garoupa, que iniciou a fase de importantes descobertas na bacia e o aumento da produção de petróleo no Brasil. A preparação dos campos para a produção, primeiramente em águas rasas, deu início aos primeiros experimentos tecnológicos da Petrobras, por meio da adaptação de tecnologias pioneiras no mundo às condições ambientais da bacia de Campos.

No capítulo 6, as análises concentram-se no Programa de Capacitação Tecnológica em Águas Profundas (Procap), adotado pela Petrobras em 1986, após o início das descobertas de jazidas de petróleo em águas profundas, em 1984. O programa foi responsável pelas inovações em equipamentos e sistemas que permitiram a produção de petróleo dos grandes campos de Marlim, Roncador, Albacora, Jubarte e outros, na bacia de Campos. As tecnologias adotadas levaram a Petrobras à liderança mundial na produção em águas profundas e ultraprofundas (acima de 300 metros e de 1.500 metros) e à obtenção de seguidos recordes mundiais em profundidade no mar.

O capítulo 7 discorre sobre a quebra do monopólio da Petrobras no setor de petróleo, em 1995, visando atrair novos investidores para o aumento das explorações nas grandes bacias sedimentares brasileiras. Como resultado do fim do monopólio, foi instituído o regime de concessão de áreas exploratórias, que permite a realização de leilões por meio dos quais a União concede o direito de explorar e produzir petróleo e gás natural no Brasil. São avaliadas as participações governamentais, isto é, os pagamentos de compensações financeiras das empresas petroleiras à União, estados e municípios pelo direito de explorar e produzir petróleo. Com o fim do monopólio foi instituído um período de transição, entre 1998 e 2001, para a eliminação dos subsídios ao consumo de combustíveis e dos controles de preços, com o objetivo de diminuir a interferência do governo na formação de preços e na oferta de derivados de petróleo.

O capítulo 8 trata da Política de Conteúdo Local (PCL) adotada nos contratos de exploração e produção de petróleo. As análises mostram a grande complexidade para as empresas petroleiras no cumprimento dos altos percentuais de aquisição obrigatória de bens fabricados no Brasil, no período 2005-2016, especialmente nos investimentos após a fase de exploração e da declaração de comercialidade de um campo de petróleo, isto é, quando se inicia a fase de equipar o campo para a produção comercial. A PCL foi alterada em 2017, com a adoção de um reduzido

número de percentuais de conteúdos locais gerais. A nova PCL substituiu a burocratizada política aplicada até 2016, que exigia o cumprimento de conteúdos locais para dezenas de itens e subitens em equipamentos, plataformas e serviços utilizados na exploração e na produção de petróleo.

O capítulo 9 apresenta o histórico das descobertas de petróleo na camada do pré-sal, de 2006 a 2022, nas bacias de Santos, Campos e Espírito Santo. Relatam-se os principais desafios tecnológicos que foram vencidos para a produção em alta escala de hidrocarbonetos nas complexas condições de localização dos reservatórios de petróleo do pré-sal, as inovações tecnológicas desenvolvidas e as que se encontram em desenvolvimento para aplicação nos campos de petróleo na área do pré-sal. O capítulo analisa as características dos novos regimes de produção de petróleo adotados a partir de 2010 – a partilha de produção e a cessão onerosa à Petrobras, isto é, a cessão à empresa, por quarenta anos, de sete áreas exploratórias no pré-sal, sem licitação. São avaliadas as licitações realizadas no regime de partilha, desde 2013, e as reformas nas políticas para o petróleo implementadas a partir de 2017. Encerra o capítulo um quadro com a periodização da história da Petrobras nas explorações no mar, desde sua fundação até 2022.

No capítulo 10 é discutida a criação, na lei de partilha de produção, do Fundo Social, com a finalidade de constituir poupança de longo prazo e fonte de recursos para uso futuro em programas e projetos de combate à pobreza e de desenvolvimento social. A abordagem do tema se dá no contexto do fenômeno econômico conhecido como “doença holandesa”, que pode ocorrer em países com volumosas entradas de moedas estrangeiras, em decorrência do aumento das exportações após descobertas de grandes jazidas de recursos naturais, entre os quais o petróleo. A forte valorização da moeda nacional que resulta do aumento das exportações incentiva compras desproporcionais de produtos estrangeiros em geral e torna as demais exportações do país menos competitivas. O resultado são quedas pronunciadas da produção industrial e do emprego, como se deu na Holanda, na década de 1960 – situação que a criação do Fundo Social pretendeu antecipar e evitar. Complementa o capítulo uma breve discussão sobre o tema da “maldição do petróleo”, que atinge diversos países produtores de petróleo, a exemplo da Venezuela e de alguns países africanos.

A saída da Petrobras dos segmentos de transporte e de comercialização do gás natural é tratada no capítulo 11. No contexto da abertura do mercado de gás, a Petrobras realizou desinvestimentos no setor e negociou o acesso de outras empresas a suas unidades de processamento de gás natural (UPGN), além de diversas outras ações de saída da comercialização de gás natural. Apresenta-se também uma breve apreciação histórica da entrada da Petrobras em energias renováveis, iniciada em 2006, e do processo de desinvestimentos que executou nessa área, a partir de 2016.

O capítulo 12 analisa a história da Petrobras, a partir da quebra do monopólio, e especialmente a partir de 2000, período caracterizado pela adoção de projeções de crescimento acelerado da produção de petróleo, e por elevação exponencial dos investimentos, acompanhados de intenso processo de elevação da dívida bruta. O tamanho da dívida resultou em valores não administráveis, após 2014, obrigando a Petrobras a seguir um vigoroso programa de recuperação financeira, especialmente pela venda de direitos de produção de campos de petróleo de baixa rentabilidade, refinarias, gasodutos e outros ativos não relacionados às atividades de exploração e produção de petróleo, a fim de aliviar os pagamentos de juros e amortizações. A partir de 2015, todas as decisões estratégicas da companhia – especialmente os planos de investimentos, os volumes planejados de produção de petróleo e as vendas de ativos – foram profundamente afetadas pela necessidade de reduzir o valor da dívida bruta – a maior entre todas as empresas no mundo – para restaurar sua capacidade de investimentos e aumentar a confiança junto ao mercado financeiro. O capítulo também avalia os impactos na Petrobras da intervenção nos preços de comercialização de gasolina e de óleo *diesel*, mantidos sob controle entre 2011 e 2014. As análises mostram que os prejuízos sofridos em razão dos baixos preços dos combustíveis atingiram valores substanciais no período (US\$ 41,4 bilhões), e chamam atenção para o fato de que, se não tivessem ocorrido os controles de preços, bem como diversos investimentos mal planejados, a Petrobras se desmobilizaria de quantidade menor de ativos, de 2015 a 2022, e em valores bastante reduzidos.

Na seção Artigos Especiais, com o propósito de contribuir para o melhor entendimento da história das explorações da Petrobras em águas profundas e ultra-profundas, o livro apresenta dois artigos, escritos por ex-engenheiros da Petrobras que tiveram posições de destaque na história dos desenvolvimentos tecnológicos e das explorações *offshore* da companhia. O primeiro, de José Paulo Silveira, superintendente do Cenpes de 1985 a 1989, apresenta uma análise histórica dos fundamentos do principal instrumento de gestão tecnológica da Petrobras – o Procap. O segundo artigo, escrito por João Carlos de Luca, ex-diretor de exploração e produção da Petrobras, traz um relato vívido do grave acidente ocorrido na Plataforma Central de Enchova, em 1988, com foco nas lições aprendidas com os acontecimentos.

Ao apresentar uma abordagem integral do tema do petróleo, nos aspectos históricos, políticos, tecnológicos e de exploração e produção, elaborado em linguagem acessível ao leitor não especializado, esperamos com este trabalho contribuir para o melhor entendimento da evolução histórica do setor e das complexas atividades envolvidas na exploração e produção de petróleo em águas profundas e ultraprofundas da plataforma marítima do Brasil e no pré-sal.

INTRODUÇÃO

A sanção pelo presidente Getúlio Vargas, em 3 de outubro de 1953, da Lei nº 2.004, que criou a Petróleo Brasileiro S.A. (Petrobras),¹ encerrou um ciclo de três décadas de intensas disputas políticas e ideológicas, marcadas pela discussão de leis voltadas a estabelecer os limites e as formas de participação do Estado, dos empresários nacionais e das empresas estrangeiras nas atividades do setor de petróleo no Brasil.

As disputas no Congresso Nacional iniciaram-se na década de 1920, durante a apreciação das primeiras propostas de lei para regulamentar o setor de petróleo, antes mesmo da descoberta do recurso mineral no Brasil. Nas duas décadas seguintes, diversos segmentos da sociedade incorporaram-se aos debates, diante das preocupações com o aumento da dependência das importações de derivados de petróleo e da presença crescente das petroleiras estrangeiras na comercialização de combustíveis no mercado nacional. Participavam das discussões segmentos nacionalistas que se posicionavam contra a concessão de licenças a empresas estrangeiras para explorar petróleo e instalar refinarias no país; grupos civis e militares que apoiavam o monopólio do Estado na produção de derivados de petróleo; e entidades de classe empresariais e setores militares que defendiam a participação de empresas nacionais ao lado de empresas estrangeiras no setor, opondo-se à entrada estatal direta nas atividades de refino de petróleo (Martins, 1976; Cohn, 1968; Dias e Quaglino, 1993; Wirth, 1973; Moura e Carneiro, 1976).

A ênfase na defesa das convicções em conflito apresentou diversas graduações, nas várias fases em que ocorreram os choques de ideias, que variavam segundo os interesses dos diversos grupos sociais que participavam da questão do petróleo – interesses de ordem política, ideológica, econômica e, no caso dos militares, estratégica.

Iniciadas na década de 1920, as discussões no Congresso Nacional se voltaram, principalmente, aos temas da crônica falta de descobertas de petróleo no país e do amplo domínio do mercado de combustíveis por empresas estrangeiras. O reconhecimento da total dependência levou às primeiras iniciativas para a aprovação de leis federais de incentivo às explorações de petróleo por brasileiros. Nessa linha, a Constituição Federal de 1926 impôs restrições às empresas estrangeiras, e dois projetos de lei apresentados em 1923 e em 1927 propuseram a proibição

1. A sigla original da empresa era Petrobrás, com acento. A partir de 1994, ela passou a ser grafada sem acento, forma adotada neste livro, independentemente do período histórico a que se refira. Não obstante, a Lei nº 9.478/97 (Lei do Petróleo) ainda escreveu o nome com acento.

da posse de reservas de petróleo às empresas estrangeiras. Porém, nenhuma lei chegou a ser aprovada em razão da eclosão da Revolução de 1930, quando o presidente Getúlio Vargas passou a governar por decretos.

Na década de 1930, os conflitos políticos aumentaram, envolvendo dois grupos principais: i) o pessoal técnico dos órgãos federais encarregados das explorações de petróleo, bem como militares preocupados com a dependência brasileira dos combustíveis importados; e ii) empresários com interesse em constituir empresas para iniciar explorações de petróleo, que combatiam as políticas centralizadoras adotadas pelo governo de Vargas. Como principal ator contra os órgãos do governo encarregados das explorações e os decretos-lei para o petróleo adotados pelo governo revolucionário de Vargas – a exemplo do Código de Minas, decretado em 1934, e do Conselho Nacional do Petróleo (CNP), criado em 1938 – figurava o escritor e empresário Monteiro Lobato. Na defesa dos seus interesses empresariais na exploração de petróleo, atacava violentamente as políticas do governo para o setor, com a argumentação de que os órgãos governamentais tinham o objetivo de impedir a descoberta de petróleo no Brasil para não contrariar os interesses das petroleiras estrangeiras que dominavam o mercado nacional de combustíveis.

As tensões se acumularam na segunda metade da década de 1940, quando ganhou as ruas, de 1947 a 1953, a campanha O Petróleo é Nosso. Esta mobilização nacional envolveu estudantes, militares, congressistas, jornalistas, empresários e setores da sociedade civil contra a tentativa do governo do presidente Eurico Gaspar Dutra de abrir o setor de petróleo a capitais estrangeiros, por meio do projeto de lei do Estatuto do Petróleo. O movimento posicionava-se contra a atuação de petroleiras estrangeiras no Brasil e a favor da estatização do setor de petróleo. No embate final entre os diversos partidos políticos no Congresso Nacional que se envolveram nas disputas, as forças políticas que defendiam o controle do setor de petróleo pelo Estado venceram as correntes de tendência liberal, e aprovaram a Lei nº 2.004/1953, que autorizou a criação da empresa de capital misto Petrobras, sob o controle acionário da União, com a função de exercer o monopólio das atividades de exploração, produção, refino e transporte de petróleo e derivados.

Instalada a Petrobras, em maio de 1954, o grande atraso brasileiro na produção de petróleo era um fator de pressão para a nova petroleira, que deveria correr contra o tempo para acelerar as explorações de petróleo e construir e operacionalizar novas refinarias de produção de combustíveis e demais derivados. Já havia decorrido mais de noventa anos da descoberta das primeiras jazidas com

produção comercial nos Estados Unidos.² A Petrobras defrontou-se, porém, com aguda escassez de profissionais, especialmente de engenheiros, geólogos, geofísicos e químicos especializados em petróleo. Como não existiam no Brasil instituições de ensino capazes de suprir as especializações requeridas – antes da instalação dos cursos de geologia pelo Ministério da Educação (MEC), era ministrado o curso de engenheiro de minas – a Petrobras instalou cursos próprios de formação de pessoal até que o sistema de ensino do país se adequasse para responder às novas e variadas demandas de profissionais. Com esse propósito, foi criado, na Petrobras, o Centro de Aperfeiçoamento e Pesquisas de Petróleo (Cenap), em 1955 (Williams, 1967; Caldas, 2005). Em 1966, o Cenap foi substituído pelo Centro de Pesquisas e Desenvolvimento da Petrobras (Cenpes), voltado a pesquisas no setor de petróleo e derivados. A criação do Cenpes foi aprovada pelo Conselho de Administração da Petrobras, em 1963, e sua entrada em operação ocorreu em janeiro de 1966. Em 1975, a instituição teve seu nome modificado para Centro de Pesquisas e Desenvolvimento Leopoldo Américo Miguez de Mello, mantendo a sigla Cenpes, em homenagem ao ex-diretor da Petrobras falecido naquele ano. As pesquisas do Cenpes desempenhariam papel fundamental no apoio às explorações de petróleo pela Petrobras, que levariam ao início das explorações no mar, no fim da década de 1960; às primeiras descobertas de importantes campos de petróleo na bacia de Campos, confrontantes à região do Norte Fluminense, a partir da década de 1970; e, finalmente, começando em 2006, às descobertas de campos gigantes e supergigantes no pré-sal, camada geológica distribuída por três bacias sedimentares: bacias de Santos, de Campos e do Espírito Santo.³

As primeiras descobertas no mar ocorreram em águas costeiras do Nordeste do Brasil, de 1968 a 1973, e na bacia de Campos, a partir de 1974, inicialmente em águas rasas, para em seguida alcançar águas marítimas profundas e ultraprofundas.⁴ As descobertas na bacia de Campos foram acompanhadas, a partir da segunda metade da década de 1970, das primeiras experimentações tecnológicas em equipamentos e em sistemas de produção de petróleo pela Petrobras, ainda

2. A descoberta de petróleo no estado da Pensilvânia, em 1859, permitiu o início da produção em larga escala de querosene para iluminação e, no fim do século XIX, de gasolina, óleo *diesel* e outros derivados (Yergin, 2010). Ver o capítulo 1 para um breve histórico da exploração do petróleo no mundo até a primeira metade do século XX.

3. Campos gigantes contêm entre 500 milhões e 5 bilhões de barris de óleo equivalente (boe); campos supergigantes contêm mais de 5 bilhões de boe (Ivanhoe e Leckie, 1993). Por sua vez, boe é uma unidade de conversão de um volume de gás natural em volume equivalente de petróleo, tomando por base a equivalência energética entre o petróleo e o gás, medida pela relação entre o poder calorífico dos fluidos. Em geral, usa-se a relação aproximada: 1 mil m³ de gás natural é igual a 1 metro cúbico de petróleo (Fernández, Pedrosa Junior e Pinho, 2018). Assim, a utilização do conceito boe permite somar petróleo e gás em uma mesma unidade de medida volumétrica, convertendo-se metros cúbicos de gás natural em volumes equivalentes de barris de petróleo, para se obter uma medida homogênea de reservas e de produção de petróleo. Um metro cúbico de petróleo equivale, aproximadamente, a 6,29 barris de petróleo.

4. O limite para águas rasas na exploração de petróleo no mar (*offshore*) corresponde, geralmente, à lâmina d'água entre 300 metros e 500 metros, a depender do conceito adotado em cada país; águas profundas correspondem à lâmina d'água acima do limite da profundidade de águas rasas até 1.500 metros; e águas ultraprofundas são aquelas com profundidade acima de 1.500 metros (Zhang *et al.*, 2019).

importados, que viabilizaram o aproveitamento de jazidas situadas cada vez mais distantes do litoral.

Nas décadas que se seguiram, o avanço das explorações na plataforma marítima, em águas crescentemente profundas, permitiu ao Brasil agregar importantes jazidas às suas reservas petrolíferas. O progresso nas explorações foi apoiado por intensos processos de formação de recursos humanos e por amplos programas de capacitação tecnológica. Também foi fruto da realização de pesquisas aplicadas, em cooperação com centros de pesquisa e com empresas produtoras de equipamentos submarinos para E&P de petróleo e de plataformas de exploração e de produção. Finalmente, os anos a partir de 2010 representam um novo marco na evolução tecnológica e produtiva da Petrobras, ao registrarem o início da produção comercial de petróleo e gás no pré-sal e o aprofundamento das inovações tecnológicas para fazer frente aos desafios trazidos pelas explorações e pela produção de petróleo naquela área geológica.

Como resultado de mais de cinquenta anos de explorações de petróleo no mar, a Petrobras ocupa o primeiro lugar na produção de petróleo em águas profundas e ultraprofundas, e domina as tecnologias para a extração e a produção de petróleo nessas profundidades. A produção de petróleo da Petrobras àquelas profundidades representou 97% da sua produção total em 2022.⁵

O reconhecimento internacional desses feitos veio por meio do recebimento pela Petrobras, por quatro vezes, em 1992, 2001, 2015 e 2021, do prêmio mundial Distinguished Achievement Award, concedido pelo comitê da Offshore Technology Conference (OTC), de Houston, Estados Unidos. O prêmio em 2015 reconheceu o conjunto de inovações desenvolvidas nas explorações e na produção de petróleo e gás na área geológica do pré-sal brasileiro. São em número de dez as inovações premiadas em 2015, apresentadas no capítulo 9.⁶ O prêmio de 2021 foi concedido pelo conjunto de inovações desenvolvidas para viabilizar a produção no campo de Búzios, no pré-sal da bacia de Santos. Em 2019, a edição brasileira da conferência, a OTC Brasil, concedeu à Petrobras, o Distinguished Achievement Award, pelo conjunto de inovações implantadas durante o teste de longa duração (TLD) no bloco de Libra, no pré-sal da bacia de Santos.⁷

A produção de petróleo em volumes crescentes em águas ultraprofundas exige investimentos contínuos em novas plataformas de produção. A Petrobras se tornou a petroleira com maior número de plataformas flutuantes, dispondo da maior parte dos 23% que o Brasil possui do total mundial: uma compilação

5. Petrobras. Resultados e Comunicados. Relatório de produção e vendas. Disponível em: <<https://www.investidorpetrobras.com.br/resultados-e-comunicados/central-de-resultados/>>.

6. Disponível em: <<https://presal.petrobras.com.br/tecnologias-pioneiras/#0>>. Acesso em: 20 abr. 2022.

7. Fatos e Dados. Petrobras. 16 ago. 2021. Disponível em: <<https://bit.ly/3ZZGHC3>>. Acesso em: 20 abr. 2022.

internacional com dados de 2018 mostra que, entre as 325 plataformas flutuantes em operação no mundo, 75 eram do Brasil. As plataformas brasileiras incluem navios de produção, armazenamento e transferência (*floating, production, storage and offloading* – FPSOs); navios de estocagem e transferência (*floating, storage and offloading* – FSOs); plataformas semissubmersíveis (SS); plataformas autoeleváveis (*jack-ups*); plataformas de pernas tensionadas (*tension leg platforms* – TLPs); plataformas de pernas tensionadas e suporte de cabeça de poço (*tension-leg wellhead platforms* – TWLPs), além das plataformas fixas no leito marinho. No golfo do México, havia, em 2018, o total de 58 plataformas flutuantes, incluindo o modelo Spar ou plataforma em forma de cilindro vertical.⁸ A Petrobras é também a petroleira que dispõe do maior número de equipamentos em operação no mar no mundo, tendo já instalado mais de 1 mil unidades de um dos mais importantes, a árvore de natal,⁹ para a extração de petróleo e gás.

Ao se analisar a evolução tecnológica e produtiva da Petrobras, é essencial observar que, por trás da posição alcançada de líder mundial na produção em águas ultraprofundas, há uma longa e consistente história de perseverança na tentativa de resolver o problema da dependência do Brasil do petróleo importado, como se mostra a seguir.

1 PERSISTÊNCIA, FRACASSOS E CONQUISTAS: NOTA INTRODUTÓRIA À HISTÓRIA DO PETRÓLEO NO BRASIL

A procura por fontes de petróleo no Brasil iniciou-se na década de 1860, pouco depois de a indústria do petróleo dar os primeiros passos nos Estados Unidos, onde foi descoberta a primeira jazida comercial no mundo, no estado da Pensilvânia, em 1859. Porém, contrariamente ao intenso processo de descobertas de petróleo que, a partir de então, ocorreu em várias partes do mundo, somente oitenta anos depois o Brasil encontraria jazidas de petróleo. A questão do difícil petróleo brasileiro foi, ao longo do tempo que antecedeu a primeira descoberta, na Bahia, em 1939, acirrada por dúvidas sobre a própria ocorrência do mineral no país, cujas descobertas iniciais foram dificultadas pela baixa ocorrência de

8. Disponível em: <https://cdn.offshore-mag.com/files/base/ebm/os/document/2019/06/2018_deepwaterposter_d7out.5cf69289cf748.pdf>. Acesso em: 11 abr. 2019. As plataformas de produção de petróleo que a Petrobras utiliza no mar estão disponíveis em: <<https://bit.ly/3KrcU6o>> Acesso em: 18 jan. 2023. Ver também Petrobras (2005).

9. A Petrobras instalou sua milésima árvore de natal submarina no campo de Lapa, em 2016. A árvore de natal é um equipamento composto de válvulas, conexões e adaptadores. É instalada sobre a cabeça de poço – equipamento de vedação na parte superior de um poço de petróleo – para dirigir e controlar o fluxo de petróleo, gás natural e outros fluidos do reservatório para a superfície. São classificadas em: i) árvore de natal seca, quando instalada em poços de petróleo em terra ou nos conveses das plataformas de produção; e ii) árvore de natal molhada (ANM), quando instalada em poços marítimos. Recebeu a denominação árvore de natal em razão do formato dos primeiros equipamentos desse tipo, que lembravam um pinheiro natalino (Fernández, Pedrosa Junior e Pinho, 2018). Foi usada pela primeira vez para conter a vazão repentina e descontrolada do maior poço de petróleo descoberto à época nos Estados Unidos, em Spindletop, no Texas, em 1901. A denominação árvore de natal para os equipamentos atuais, com a função de controle da vazão em poços de petróleo, não é apropriada, especialmente em aplicações submarinas, pois são feitas com válvulas integradas em um único bloco.

vazamentos naturais de petróleo no solo, diferentemente do que ocorria em diversas regiões no mundo. Uma notável exceção é que a primeira descoberta de petróleo no Brasil, em 1939, no bairro do Lobato, na cidade de Salvador da Bahia, foi facilitada pela exsudação de petróleo que ocorria no local. A verificação de uma lama preta naquele lugar despertou a atenção de um explorador amador, que acreditou que se tratava de petróleo (Moura e Carneiro, 1976, p. 192-212). O episódio está narrado no capítulo 2.

As incertezas sobre a existência de petróleo no país somente começaram a ser resolvidas com a descoberta em Lobato, e as descobertas seguintes com potencial comercial, como os campos baianos de Candeias, Itaparica e Aratu, em 1941-1942, e Dom João, em 1947, além de campos em outros estados. Após o encontro dessas primeiras jazidas, mais de três décadas de explorações e descobertas em terra se sucederam, em diversos estados do Nordeste, sem que fossem reveladas fontes de petróleo em volumes capazes de diminuir a crescente dependência de importações. Somente após as descobertas na bacia de Campos, a partir de 1974, é que começaria a se descartar a possibilidade de se produzir petróleo em volumes capazes de viabilizar a autossuficiência brasileira na produção. As importações de petróleo cru para abastecer as refinarias produtoras de derivados cresceram acentuadamente de 1950 até 1979, como mostram os dados seguintes, em volumes médios de barris por dia: 98 mil, no período de 1955 a 1959; 203,5 mil, de 1960 a 1969; e 771 mil, de 1970 a 1979.¹⁰ A partir de 1980 as importações de petróleo começaram a diminuir, como resultado do início da produção na bacia de Campos, em 1977.

Para apresentar uma visão geral da longa trajetória brasileira em busca de petróleo, desdobramos a história das descobertas do combustível no país em cinco fases, caracterizadas por eventos importantes que devem ser lembrados para o melhor entendimento dos desafios enfrentados pelos exploradores na busca de reservas que proporcionassem a autonomia do país dessa fonte de energia, somente conquistada a partir de 2006, com as descobertas no pré-sal. A próxima subseção descreve essas fases.

1.1 Petróleo no Brasil: fases da evolução histórica

1.1.1 Explorações pioneiras por particulares: busca de petróleo para a produção de querosene para iluminação (1864-1918)

A primeira fase tem início em 1864, quando pequenos exploradores, de posse de concessões do governo do Império do Brasil, iniciaram a procura por jazidas de petróleo, geralmente junto com a busca por carvão e outros minerais, com o

10. A fonte dos dados até 1969 é IBGE (1987). Para dados de 1970 a 1979, a fonte é Ipeadata, séries históricas. Disponível em: <<http://www.ipeadata.gov.br/Default.aspx>>. Acesso em: 11 abr. 2019.

objetivo de fabricação de óleo e gás iluminantes para substituir o óleo obtido a partir da gordura das baleias, que começava a se tornar escasso e caro, em razão do aumento da demanda mundial pelo iluminante e da diminuição do número de baleias devido às intensas caçadas. As primeiras concessões governamentais para exploração foram outorgadas na província da Bahia, seguidas de explorações nas províncias de São Paulo e do Maranhão, entre outras.¹¹ Nesse período, o governo não tomou iniciativas próprias para explorar petróleo; as prospecções eram realizadas exclusivamente por particulares e foram caracterizadas por escasso uso de técnicas e de equipamentos apropriados, não resultando em nenhuma descoberta importante.

1.1.2 Explorações pioneiras pelo Estado: busca de jazidas para comprovar a existência de petróleo no país e a primeira descoberta (1919-1939)

A segunda fase na história do petróleo no Brasil iniciou-se em 1919, logo após o fim da Primeira Guerra Mundial.¹² Diante da falta de descobertas de petróleo, decorridos já sessenta anos do início da indústria do petróleo no mundo, e reconhecendo os riscos que o país corria ao depender integralmente de combustíveis importados, o governo decidiu participar diretamente das atividades de exploração, que ocorreram, de 1919 a 1933, por meio do Serviço Geológico e Mineralógico do Brasil (SGMB) e, a partir de 1934, do Departamento Nacional de Produção Mineral (DNPM). Os dois órgãos realizaram perfurações de poços em vários estados, sem conseguir encontrar nenhuma jazida importante, enquanto crescia a dependência de combustíveis importados. Esse contexto fortaleceu a posição de lideranças militares, chefiadas pelo general Horta Barbosa, subchefe do Estado-Maior do Exército, que pediam o encaminhamento de soluções para aumentar as explorações de petróleo, além de postular maior controle estatal sobre o setor, cujo comércio era integralmente controlado por empresas estrangeiras. As aspirações dos militares eram incentivadas pelo fato de que diversos países da América Latina já haviam descoberto petróleo.¹³ Em resposta, o presidente Getúlio Vargas decidiu, em 1938, realizar ampla intervenção no setor: transformou as atividades petrolíferas em serviço de utilidade pública e criou, em 29 de abril de 1938, por decreto, o CNP, para orientar a política do petróleo no país. No ano seguinte, os órgãos encarregados das explorações descobriram a primeira acumulação de petróleo no

11. Os decretos promulgados no período do Império e no início da República encontram-se em Moura e Carneiro (1976, p. 50-74).

12. A procura de jazidas de petróleo foi marcada, a partir da década de 1920, por intensas atividades de equipes de geólogos de órgãos do governo federal em trabalhos de mapeamento de bacias sedimentares, nas regiões Norte, Nordeste, Sudeste e parte do Sul, em busca de estruturas geológicas favoráveis à existência de petróleo. Muitas das expedições foram realizadas nas florestas do Norte do Brasil, em acampamentos improvisados: "naqueles idos tempos de pioneirismo, o geólogo, fiador de tais expectativas, aturava uma vida monótona, inalterável, dia após dia, na barraca de palha de chão batido, iluminada por lampião de querosene, dentro do acampamento às margens do Tapajós, sem ler nem ouvir notícias sobre o resto do mundo" (Moura e Carneiro, 1976, p. 125).

13. São os casos do México, em 1901 e 1911; da Argentina, em 1907; e da Venezuela, em 1914, entre outros países. Sobre a história da exploração de petróleo no Brasil, ver Moura e Carneiro (1976).

Brasil – como já mencionado, na localidade de Lobato, em Salvador, ainda que em pequenas dimensões e sem valor comercial.¹⁴

1.1.3 Busca de petróleo para a redução da dependência de importações (1940-1973)

Após a descoberta da primeira jazida, iniciou-se a terceira fase, que se estendeu de 1940 a 1973, ano que antecede a primeira descoberta de petróleo na bacia de Campos. Como órgão encarregado da procura por petróleo – até a criação da Petrobras, em 1953 –, o CNP prosseguiu nos levantamentos geológicos e geofísicos, preparando os alicerces para a futura criação da Petrobras, “a partir de um núcleo de técnicos especializados” (Moura e Carneiro, 1976, p. 14). O órgão concentrou as perfurações nas áreas mais promissoras, que incluíam as bacias sedimentares terrestres do Recôncavo Baiano e dos estados de Alagoas e Sergipe, entre outros. Alguns empresários, de posse de autorizações do governo federal, também realizaram perfurações, mas sem encontrar nenhuma jazida comercial. A Petrobras foi criada nessa fase, com a missão de resolver o problema da alta dependência brasileira do petróleo importado. Nessa tarefa, a empresa descobriu, em seus primeiros anos de atividades, importantes acumulações de petróleo em vários estados do Nordeste, mas, em meados da década de 1960, constatou que as descobertas em terra não estavam ocorrendo em volumes capazes de diminuir a dependência das importações. Decidiu, então, redirecionar as explorações para o mar, iniciando perfurações de poços no litoral do Nordeste, em 1968, e na bacia de Campos, em 1971. No litoral de Sergipe ocorreram as primeiras descobertas de petróleo, entre 1968 e 1972, e no Rio Grande do Norte, em 1973, mas se revelaram insuficientes para mudar o panorama da alta dependência brasileira do petróleo importado, fato que aumentou as previsões pessimistas a respeito da possível inexistência de grandes jazidas de hidrocarbonetos no Brasil.

A melhor expressão do pessimismo à época encontra-se no discurso do presidente da Petrobras, Ernesto Geisel, ao finalizar seu mandato na empresa, em julho de 1973, para assumir o cargo de presidente da República, em março de 1974. No pronunciamento, Geisel afirmou, como justificativa para a falta de descobertas significativas de jazidas de petróleo no Brasil,

que a autossuficiência de petróleo, por mais desejável que seja, não é a missão básica da empresa e que deva ser alcançada a qualquer preço, e isto porque ela é função de fatores e circunstâncias aleatórias, independentes de nossa vontade; porque pode exigir custos demasiadamente onerosos; porque, se é difícil obter essa autossuficiência, mais difícil ainda é mantê-la, dada a explosiva expansão do

14. Uma acumulação de petróleo é uma área geológica com reconhecida presença de petróleo, mas sem que tenha recebido a avaliação de sua comercialidade; um campo de petróleo é uma área com acumulação de petróleo já avaliada, isto é, com jazidas de valor econômico comprovado, após a realização de testes que certificaram o potencial de petróleo recuperável de forma segura, fazendo uso da tecnologia disponível e considerando os preços vigentes no mercado.

mercado de consumo, de um lado, e a inexorável exaustão das jazidas, de outro; e, por fim, porque não devem ser excluídas as possibilidades e conveniências do suprimento através do intercâmbio com outros países (Geisel, 1973 *apud* Tamer, 1980, p. 183-184).

No ano seguinte, em 1974, começaram as descobertas na bacia de Campos, levando a que, quatro anos depois, a maior parte das reservas brasileiras já se encontrasse em campos de petróleo marítimos.

1.1.4 Explorações de petróleo para a obtenção da autossuficiência na produção (1974-2006)

A continuação das perfurações na bacia de Campos levou à primeira descoberta de petróleo naquela região, o campo de Garoupa, em 1974, dando início à quarta fase da história do petróleo no Brasil. A partir de então, começou um ciclo de importantes descobertas, como os campos de Pargo, Badejo, Namorado e Enchova, entre 1974 e 1976. As descobertas que ocorreram nas décadas seguintes levaram as reservas a crescer firmemente, a partir de 1976, permitindo à Petrobras trabalhar objetivamente com a perspectiva da autossuficiência, um objetivo que vinha sendo perseguido, com maior ou menor ênfase, desde a fundação da empresa. A meta espelhava um ideário antigo e funcionava como uma chamada de esforços na exploração.¹⁵

Assim, o Brasil pôde, a partir de 1980, diminuir gradativamente as importações de petróleo. As reservas da Petrobras aumentaram em 76%, entre 1975 e 1980, de 978 milhões de barris para 1.718 milhões de barris, após registrarem, desde o final da década de 1960, vários anos de baixas taxas de crescimento ou de reduções de volume.¹⁶

Finalmente, em 2006, a produção passou a cobrir as necessidades do consumo nacional de petróleo, quando as exportações brasileiras anuais de petróleo superaram as importações, razão pela qual 2006 foi considerado o ano em que a autossuficiência foi alcançada. No ano seguinte, as importações voltaram a superar as exportações, mas, nos demais anos – de 2008 a 2022 (com exceção de 2013) –, as exportações de petróleo bruto foram superiores às importações, com os superávits se expandindo, notadamente a partir de 2015, com a ampliação da produção no pré-sal. Em 2022, as exportações foram de 1,35 milhão de barris/dia e as importações, 274,7 mil barris/dia, proporcionando superávit de 1,08 milhão de barris/dia.¹⁷

15. Para Saulniers (1985), da década de 1960 até 1973 – ano em que, em outubro, os preços mais que quadruplicaram com a primeira crise mundial do petróleo – os baixos preços do petróleo importado tiveram o efeito de relativizar as pressões para a busca da autossuficiência, uma vez que permitiam à Petrobras a obtenção de altos lucros na comercialização de derivados de petróleo.

16. Ver o anexo 2 de Morais (2013).

17. Disponível em: <<https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/dados-estatisticos>>.

Não obstante a autossuficiência na produção de petróleo ter sido alcançada, deve ser observado que parte substancial dos elevados excedentes de óleo somente estão disponíveis para exportação porque falta capacidade nas refinarias para processar todo o petróleo necessário para atender o consumo nacional de derivados de petróleo. Com a falta de maior capacidade de refino, o Brasil vem tendo que importar derivados de petróleo, especialmente óleo *diesel* – para atender às frotas de caminhões, ônibus, tratores e à geração de energia em fábricas –, além de gasolina, nafta, gás liquefeito de petróleo e coque, este para a produção de ferro gusa e utilização em outros processos produtivos. Os dados mostram a defasagem. Em 2022, a produção brasileira de petróleo foi de 3,021 milhões de barris/dia, diante da capacidade nominal de processamento das refinarias de 2,3 milhões de barris/dia.¹⁸ Mas a capacidade efetiva é ainda menor, pois as refinarias não atingem, como um todo, a capacidade nominal de processamento: em 2022, o processamento efetivo de petróleo correspondeu a 80,6% da capacidade nominal, o chamado fator de utilização efetiva.¹⁹ Assim, em 2022, as refinarias nacionais (doze da Petrobras e seis privadas) processaram 1,9 milhão de barris/dia de petróleo/dia, significativamente menor que a demanda total nacional de derivados. O petróleo processado inclui uma parcela de petróleo importado. As importações são realizadas para atender às necessidades tecnológicas das refinarias, que utilizam petróleos de outras origens, como os árabes leves, para a realização de combinações (*blend*) com os petróleos nacionais nos processos de produção de derivados.

Em termos de valores, as exportações citadas de petróleo bruto proporcionaram, em 2022, receita de US\$ 42,7 bilhões, e as importações resultaram em dispêndios de US\$ 9,9 bilhões, gerando superávit de US\$ 32,8 bilhões. Nas importações de derivados de petróleo, foram gastos US\$ 25,9 bilhões, e as exportações geraram receitas de US\$ 13,7 bilhões, resultando em déficit de US\$, 12,2 bilhões. Assim, o superávit da conta de petróleo total foi de US\$ 20,6 bilhões.

A redução da dependência das importações de derivados foi tentada pelo Brasil, a partir de 2008, quando o governo federal decidiu construir quatro grandes refinarias de petróleo pela Petrobras – Refinaria do Nordeste ou Refinaria Abreu e Lima (Recife), Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro (Comperj), Refinaria Premium I (Maranhão) e Refinaria Premium II (Fortaleza), voltadas à produção de óleo *diesel* de alta qualidade, com baixa percentagem de enxofre, e demais derivados. Contudo, a construção das quatro refinarias sofreu elevados desvios de recursos e fraudes nas licitações dos equipamentos adquiridos, causando

18. Corresponde à capacidade de refino calendário-dia, em 2021, com fator médio de 95%. Disponível em: <<https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/publicacoes/anuario-estatistico/anuario-estatistico-2022#Se%C3%A7%C3%A3o%202>>.

19. Disponível em: <<https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/paineis-dinamicos-da-anp/paineis-e-mapa-dinamicos-de-produtores-de-combustiveis-e-derivados/painel-dinamico-dos-produtores-de-derivados-de-petroleo>>.

prejuízos pesados para a Petrobras, descobertos em 2014. A revelação das falhas na construção provocou a paralisação das obras ou o adiamento da construção, razão pela qual em vez de dispor de capacidade total planejada de processamento de mais de 3 milhões de barris/dia, com quatro novas refinarias, em adição às refinarias de que a Petrobras já dispunha, a capacidade brasileira ficou estacionada nos comentados 2,3 milhões de barris/dia nominais.²⁰

1.1.5 Era do pré-sal: explorações para o aumento das reservas de petróleo (a partir de 2006)

A quinta e atual fase iniciou-se em 2006, com as descobertas de reservas gigantes de petróleo na camada geológica do pré-sal, na bacia de Santos, como resultado de prospecções iniciadas em 2001 e de perfurações de poços pioneiros, a partir de dezembro de 2004, como foi o poço de Parati (1-RJS-617), o primeiro poço exploratório em águas ultraprofundas da bacia de Santos. O ineditismo desta fase encontra-se no fato de que, em consequência das descobertas no pré-sal, iniciadas na área de Tupi, na bacia de Santos, em julho de 2006, o Brasil se transformou em um grande exportador líquido de petróleo, após a entrada em operação de diversas plataformas de produção planejadas para os campos do pré-sal.

Dadas, portanto, as grandes dificuldades, ao longo do tempo, em se encontrar petróleo em volumes capazes de resolver a questão das altas importações, pode concluir-se que a busca pela diminuição da dependência das importações e o sonho da autossuficiência foram as principais forças motoras, sob o ponto de vista histórico, dos grandes esforços da Petrobras à procura de petróleo. Essa meta começou a ser buscada pela assessoria econômica do presidente Vargas, encarregada de redigir o anteprojeto de lei de criação da Petrobras, em 1951, ao determinar como um dos alvos na concepção da nova empresa “compatibilizar a realização de um programa voltado à autossuficiência do país em relação aos combustíveis líquidos com a disponibilidade de cruzeiros e de divisas a curto e médio prazo” (Martins, 1976, p. 335).^{21,22} O objetivo foi reforçado duas décadas depois, quando surgiu a necessidade de se superarem os desequilíbrios macroeconômicos provocados pelos altos preços pagos nas importações de petróleo, após as duas crises mundiais do petróleo de 1973 e 1979. A busca da autossuficiência continuou a ser buscada mesmo quando os preços internacionais do petróleo reduziram bastante, durante quatorze anos, de

20. Ver o capítulo 12 deste livro. Consultar também: ANP. Dados Estatísticos. Disponível em: <<https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/dados-estatisticos>>; ANP. Anuário Estatístico, 2022. Disponível em: <<https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/publicacoes/anuario-estatistico/anuario-estatistico-2022#Se%C3%A7%C3%A3o%202>>; e ANP. Painel dinâmico dos produtores de derivados de petróleo. Disponível em: <<https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/paineis-dinamicos-da-anp/paineis-e-mapa-dinamicos-de-produtores-de-combustiveis-e-derivados/painel-dinamico-dos-produtores-de-derivados-de-petroleo>>. Acesso em: 29 mar. 2023.

21. “Rendre compatible la réalisation d’un programme qui visait à l’autosuffisance du pays en matière de combustibles liquides avec les disponibilités en cruzeiros et en devises à court et moyen terme”.

22. As traduções neste livro de trechos em francês para a língua portuguesa, extraídas de Martins (1976), foram realizadas por Maria de Cássia Morais.

1986 a 1999.²³ Na presente década, para aumentar as reservas e garantir o abastecimento interno de petróleo pelos anos à frente, a Petrobras concentra esforços no desenvolvimento dos grandes campos do pré-sal; na revitalização dos antigos campos da bacia de Campos que não foram vendidos no processo de desinvestimento de ativos; e em explorações em busca de petróleo em águas ultraprofundas da nova fronteira exploratória da Margem Equatorial do Brasil, que se estende do estado do Amapá ao estado do Rio Grande do Norte, compreendendo as bacias Foz do Amazonas, Pará-Maranhão, Ceará, Barreirinhas e Potiguar.

2 INVESTIMENTOS DE RISCO E A BUSCA DA AUTOSSUFICIÊNCIA EM PETRÓLEO

Na procura por petróleo sob o contexto das antigas e fortes aspirações ao abastecimento interno de petróleo com produção nacional, razões de ordem estratégica e política pesaram decisivamente para o Brasil intensificar os esforços de exploração no mar, nos primeiros anos da década de 1970. Havia a urgência de resultados para justificar a mudança de estratégia – isto é, menor foco nas explorações em terra e maiores investimentos na procura por petróleo no mar. Além disso, a pressão do consumo de derivados de petróleo em alta exigia descobertas que justificassem os elevados investimentos nas explorações no mar, que começaram a ser realizados a partir de 1967 (Dias e Quaglino, 1993, p. 124-129).

A decisão de explorar petróleo no mar significou riscos econômicos muito maiores que os das explorações em terra, em razão das condições em que se dariam os trabalhos e do aumento exigido em investimentos. Foram necessários a construção ou aluguel de plataformas para as perfurações no mar; a contratação de embarcações de apoio para prestar serviços de abastecimento das plataformas; a realização prévia de levantamentos geofísicos para a identificação dos locais com maior probabilidade de se encontrar petróleo; e dispendiosos investimentos na preparação de pessoal para o aprendizado da instalação de equipamentos submarinos para a exploração e a produção de petróleo. Nesse aspecto, a atividade petrolífera se distingue da grande maioria dos demais setores econômicos em razão dos maiores riscos de insucesso, como as perfurações dispendiosas de poços em busca de petróleo, que resultam, frequentemente, em poços secos ou não econômicos. Mesmo usando-se as mais evoluídas tecnologias de avaliação das estruturas das rochas sedimentares²⁴ – como prospecções de geologia de subsuperfície, análises gravimétricas

23. Para os preços do petróleo no período citado, ver BP (2022).

24. A rocha sedimentar é resultante da acumulação de sedimentos oriundos da desagregação de rochas, areias, argilas, restos de vegetais, microrganismos, algas e animais no fundo de lagos e mares. A interação de fatores como matérias orgânicas, sedimentos e condições termoquímicas apropriadas ocasionou o início do processo de geração de petróleo no subsolo, há mais de 110 milhões de anos. O tipo de hidrocarboneto principal gerado na rocha sedimentar – gás natural ou petróleo – é determinado pela constituição da matéria orgânica original e pela intensidade do processo térmico sobre ela, oriundo do calor do interior da terra, além da energia solar, por meio da fotossíntese. Por suas características de porosidade e permeabilidade – conexões entre os poros que contêm petróleo –, que permitem a vazão do petróleo e do gás natural contidos na rocha, as rochas sedimentares são as que apresentam os maiores depósitos de petróleo na Terra (Thomas, 2004, p. 15-21; Corrêa, 2003).

e aquisições de imagens sísmicas –, somente se saberá se um local possui jazidas de petróleo em volumes econômicos após a perfuração de um ou mais poços.²⁵

Após as primeiras descobertas em águas marítimas rasas do Nordeste do Brasil e na bacia de Campos, de 1968 a 1974, a urgência em iniciar a produção de petróleo levou a Petrobras a tomar decisões de investimentos em condições de alto risco, tanto econômicos quanto tecnológicos, em razão do baixo conhecimento sobre o desempenho dos equipamentos de produção de petróleo que seriam instalados nos primeiros campos (plataformas, árvores de natal, *manifolds*, dutos e diversos outros). Os investimentos realizados e os riscos assumidos para viabilizar a produção na bacia de Campos foram dos maiores que então se verificavam no mundo, em razão do grande número de novos campos de petróleo implantados em pouco espaço de tempo, que avançavam para águas cada vez mais profundas. A rapidez com que a bacia de Campos foi explorada e em que foram colocadas em produção as acumulações de petróleo descobertas são refletidas pelos dados seguintes: de 1974 a 1983, foram perfurados 345 poços exploratórios e descobertos 22 campos de petróleo. Foram colocados em produção, de 1977 a 1985, com todos os investimentos necessários, dezesseis campos de petróleo em águas marítimas com profundidade entre 99 metros e 429 metros – como os campos de Enchova, Enchova Leste, Garoupa, Namorado, Bonito, Pampo, Pampo-Linguado, Corvina, Piraúna-Marimbá e outros (Petrobras, 2005, p. 25-29). A produção diária de petróleo se elevou de 160.800 barris, em 1977, para 546.300 barris, em 1985. Para atender aos gastos com a construção de plataformas e equipamentos na bacia de Campos, os investimentos em E&P da Petrobras se elevaram do valor real médio anual de US\$ 1,1 bilhão, em 1970-1974, para US\$ 3,3 bilhões, em 1975-1979, e para US\$ 7,0 bilhões, em 1980-1984, em valores reais de 2022. Refletindo a prioridade nos investimentos em E&P, os gastos nessas atividades, que representavam apenas 32,0% do valor total dos investimentos da Petrobras, em 1970-1974, passaram a representar 88,5% em 1980-1984.²⁶ Em 1980, a Petrobras finalizou os investimentos no parque de refinarias, com a inauguração da última

25. No caso da exploração no mar, após a realização de prospecções para a indicação de estruturas geológicas com potencial para a existência de petróleo (os prospectos), os gastos com perfurações envolvem o aluguel de plataforma de perfuração, que podia alcançar, na primeira metade da década de 2010, até US\$ 600 mil por dia de trabalho, ou valor maior, a depender do preço do barril de petróleo. Dado esse valor, o custo médio da perfuração de um poço exploratório no mar, na bacia de Campos, era de cerca de US\$ 20 milhões, mas podia alcançar entre US\$ 30 milhões a US\$ 60 milhões, com a duração de cerca de cinquenta a cem dias de operações, antes dos trabalhos de completação, ou seja, a fase de equipar o poço para começar a produzir, se comprovada a existência de jazida em bases comerciais. No caso da perfuração do primeiro poço no pré-sal, na área de Parati, em 2005-2006, o custo total do poço alcançou US\$ 240 milhões, representando o poço de petróleo mais caro do mundo, à época. Em 2009, os poços perfurados no pré-sal custavam, em média, cerca de US\$ 80 milhões.

26. Os valores históricos nominais dos investimentos da Petrobras foram coletados, em 2012, no seguinte endereço eletrônico: <<http://www.investidorpetrobras.com.br-destaquesoperacionais>>. Eles se encontram reproduzidos, de 1954 a 2011, no anexo 2 de Morais (2013). Os valores foram atualizados para valores reais de 2022 pelo autor com a série histórica do Consumer Price Index (CPI-USA), disponível em: <<https://www.minneapolisfed.org/about-us/monetary-policy/inflation-calculator/consumer-price-index-1913->>>. Acesso em: 20 jan. 2023.

refinaria (Refinaria Henrique Lage – Revap). Isto lhe permitiu mudar a prioridade para E&P, revertendo assim os investimentos na área de abastecimento – que incluíam a construção de refinarias –, cujos dispêndios anuais foram superiores aos gastos em E&P de 1970 a 1977.²⁷

A partir de 1986, após terem sido solucionadas as questões técnicas envolvidas na produção dos campos de petróleo localizados em águas rasas, foi iniciada uma nova etapa tecnológica, com as descobertas de jazidas em águas com profundidades acima de 400 metros, como foram os casos dos campos de Albacora (1984) e Marlim (1985), na bacia de Campos. Iniciar a produção de petróleo em águas profundas trouxe novos riscos tecnológicos, uma vez que os equipamentos disponíveis no mercado mundial para a produção de petróleo no mar, no início da segunda metade da década de 1980, eram apropriados somente para profundidades pouco superiores a 300 metros. O empreendimento em águas de 400 metros a 1 mil metros iria resultar em um salto tecnológico mundial na produção de petróleo, não obstante as dúvidas iniciais a respeito da viabilidade de se produzir petróleo acima de 400 metros de lâmina d'água.

O depoimento concedido em 3 de março de 2005 ao Museu da Pessoa por Louise Pereira Ribeiro, engenheira da Petrobras que trabalhou embarcada em plataforma de petróleo na bacia de Campos, no início da década de 1980, mostra as dificuldades tecnológicas para se produzir petróleo em águas profundas:

A nossa característica é ter esses campos no mar e em lâminas d'água que estão crescentes. Até os 300 metros, a gente usou ou fomos aprendendo com o mundo o que eles estavam usando. A partir daí, como para eles também era novidade, nós aprendemos muito nos testes, porque não era uma tecnologia comprovada, estabelecida, que você vai usar e *vai dar certinho*. Eles também tinham muita dúvida, especialmente, nessa época que eu estou falando, quando começaram os sistemas que não podiam usar mais mergulhadores [mais de 300 metros de lâmina d'água], e que as conexões tinham que ser remotas. Isso foi uma novidade para todo mundo. Então, nós íamos ao fornecedor e comprávamos, e aquilo às vezes não funcionava. Você tinha que ter criatividade, e é onde entra o nosso desenvolvimento. É na hora do problema que você é mais criativo, na hora do problema que você mais desenvolve. É com os problemas que a gente aprende, porque aquilo também não estava amadurecido suficientemente. Então você trazia alguma coisa pensando que ia conseguir conectar e não conectava. E aí, o que você faz? Nós tivemos que vencer esses problemas com o propulsor de campos em lâminas d'água maiores do que os do mundo. Você passa a criar a sua própria cultura, os seus próprios projetos, o seu próprio programa, as suas próprias estratégias e a desenvolver tecnologia para atender àquele desafio.²⁸

27. Ver o anexo 2 de Morais (2013).

28. As entrevistas realizadas pelo próprio autor ou pelo Museu da Pessoa encontram-se listadas ao final do livro, na seção Entrevistas e depoimentos.

Para viabilizar a produção nos novos campos, a Petrobras adotou, em 1986, o Programa de Capacitação Tecnológica em Águas Profundas (Procap), composto de uma agenda de projetos de equipamentos e sistemas a serem desenvolvidos para aplicação em campos de petróleo em águas com profundidade de até 1 mil metros. O Procap foi lançado em duas edições seguintes, em 1992 e em 2000, para viabilizar a produção de petróleo em águas de até 2 mil metros e de até 3 mil metros de profundidade, respectivamente.

Nas explorações na camada geológica do pré-sal, a decisão de perfurar os primeiros poços à procura de petróleo, em 2004-2007, foi tomada sob a condição de altos riscos econômicos e tecnológicos, como se analisa no capítulo 9. Após a superação dos riscos e incertezas nas primeiras explorações do pré-sal, com perfurações que tomavam vários meses em um único poço, os maiores desafios tecnológicos estavam associados ao desenvolvimento de equipamentos para a etapa de equipar os campos para se iniciar a produção de petróleo.

Como exemplo das complexidades tecnológicas na produção, os testes e o início da produção no pré-sal da bacia de Santos mostraram jazidas com alta presença de gás carbônico (CO₂) e gás sulfídrico (H₂S), que trazem potenciais efeitos de corrosão no aço utilizado nos equipamentos submarinos e nos dutos flexíveis que conduzem os hidrocarbonetos até as plataformas. Havia que se superar, ainda, a alta pressão hidrostática das águas profundas sobre os equipamentos e os dutos no fundo do mar, além das baixas temperaturas, que tendem a provocar depósitos de material orgânico nos dutos, impedindo a passagem dos fluxos de hidrocarbonetos.

Dados esses e outros condicionantes, a produção no pré-sal significou o enfrentamento de desafios tecnológicos que levaram a grandes esforços em pesquisa e desenvolvimento (P&D). Por meio da cooperação com universidades, centros de pesquisas e empresas fabricantes de equipamentos, buscou-se o desenvolvimento de novas tecnologias, capazes de superar as restrições impostas pelas condições geológicas, pelo ambiente marinho, pelas grandes distâncias no mar e por outras complexidades na produção de petróleo em águas ultraprofundas na camada geológica do pré-sal.

INÍCIO DAS EXPLORAÇÕES DE PETRÓLEO NO MUNDO E OS PRIMEIROS AVANÇOS TECNOLÓGICOS

1 O PETRÓLEO ANTES DOS USOS MODERNOS

O petróleo é conhecido desde 3.000 anos a.C., encontrado em poços com pouca profundidade ou em exsudações na superfície terrestre. No Oriente Médio, era utilizado com fins medicinais e como lubrificante de equipamentos e armas. Na forma de betume, era usado na pavimentação de estradas, na calafetação da madeira de embarcações, no assentamento de tijolos em construções e em vedações de muros. Nas guerras, era utilizado como material inflamável em batalhas navais e no cerco de cidades e fortificações. O nome petróleo foi adotado na Roma Antiga e na Grécia Antiga com o significado de óleo de rocha (Smil, 2008; Yergin, 2010; Moura e Carneiro, 1976, p. 47).

A utilização do petróleo naquelas variadas formas nunca se estendeu por completo ao Ocidente. O local em que sua utilização foi mais comum, de acordo com relatos da Época Medieval, foi na região de Baku, às margens do mar Cáspio, situada na península de Aspheron (ou Absheron), no atual Azerbaijão.

No final do século XVIII, o petróleo era extraído em Baku, em poços rasos, para a produção de óleo para iluminação, obtido em destilarias primitivas (Yergin, 2010, p. 63). Smill (2008) relata que o primeiro poço exploratório mais profundo do mundo foi aberto naquela região, em 1846, com a profundidade de 21 m, onde também foi implantada a primeira microdestilaria de petróleo, em 1847. Na primeira metade do século XIX, na Europa Ocidental, o petróleo renasceu como uma pequena indústria para a fabricação de óleo para iluminação, usado em lâmpíões rudimentares. Em 1846, o geólogo canadense Abraham Gesner desenvolveu o primeiro processo na América do Norte para refinar combustível líquido, a partir do carvão, do betume e de xisto betuminoso, encontrados na região de Novo Brunswick, no Canadá. Gesner o chamou de *kerosene*, derivado das palavras gregas *keros* e *elaion*, isto é, cera e óleo. O querosene produzia uma luz brilhante e era mais econômico de produzir do que os produtos similares existentes, como o óleo de baleia. Gesner mudou-se para Nova Iorque, onde registrou patentes e fundou a North American Kerosene Gas Light Company para produzir querosene (Yergin, 2010, p. 24).¹

1. Ver também o perfil biográfico de Abraham Gesner no site da Dalhousie University. Disponível em: <<https://www.dal.ca/about-dal/dalhousie-originals/abraham-gesner.html>>. Acesso em: 3 ago. 2022.

Na segunda metade da década de 1850, a procura por fontes mais volumosas de petróleo se acentuou, diante da necessidade de se aumentar a produção de querosene, combustível cujas condições de utilização e preço eram mais favoráveis em comparação com os combustíveis então utilizados na iluminação. O combustível mais popular era o canfeno, uma mistura altamente volátil de terebintina, cânfora e álcool, mais barato do que o óleo de baleia, mas que podia causar incêndios perigosos. O querosene destilado do carvão era muito poluente, ao passo que o óleo de baleia encontrava-se com os preços em forte alta, em decorrência da diminuição da população de cetáceos nos mares, devido às intensas caças que então ocorriam. Por sua vez, o gás destilado do carvão era caro. O querosene passou a substituir o óleo de baleia como o iluminante preferido, criando um novo mercado para o petróleo. Em Pittsburgh, cidade do estado da Pensilvânia, nos Estados Unidos, foi construído o primeiro destilador de refino de óleo cru para a obtenção de querosene. Também a Revolução Industrial em andamento necessitava de melhores meios de iluminação e de melhores lubrificantes para uso nos maquinários das fábricas, em substituição às gorduras animais e aos lubrificantes derivados do carvão então utilizados.

Para o pleno desenvolvimento da indústria de querosene, capaz de ser produzido a preços mais baixos, havia a necessidade de se encontrarem jazidas de petróleo com produção contínua, para permitir a obtenção em larga escala daquele derivado do petróleo. Em termos práticos, havia a necessidade de uma técnica de perfuração de poços que permitisse alcançar jazidas mais profundas e volumosas, em substituição às coletas primitivas realizadas em pequenas jazidas na superfície (Yergin, 2010).²

2 PRINCÍPIO E EVOLUÇÃO DA INDÚSTRIA DO PETRÓLEO

Diante do crescente interesse pelo querosene como fonte de iluminação, a procura por fontes de petróleo se intensificou nos Estados Unidos. Interessado em produzir o combustível, um grupo de investidores de Nova Iorque, entre os quais um advogado, George Bissell, contratou, em 1854, o professor de química da Universidade de Yale, Benjamin Silliman, para conduzir um estudo sobre o potencial do petróleo para a produção de derivados. No seu relatório aos investidores, Silliman demonstrou que o petróleo originava, ao ser aquecido a níveis cada vez mais elevados de temperatura, diversos subprodutos valiosos, compostos de carbono e hidrogênio, entre os quais parafina e querosene para iluminação. Em seguida, de posse do relatório, o grupo de investidores levantou capital financeiro no

2. Alguns sites com informações de interesse estão disponíveis em: <<http://rigmuseum.com>>; e <<https://www.aoghs.org/petroleum-pioneers/american-oil-history/>>. Acesso em: 30 jul. 2019. Uma história do petróleo na Pensilvânia se encontra também em: <<https://www.acs.org/content/acs/en/education/whatischemistry/landmarks/pennsylvaniaoilindustry.html>>. Acesso em: 30 jul. 2019.

mercado, por meio da empresa Pennsylvania Rock Oil Company, com o propósito de começar a exploração de petróleo. O local escolhido para o início da exploração foi Oil Creek, no vilarejo de Titusville, no estado da Pensilvânia, onde já se coletava óleo proveniente de vazamentos (exsudações) na superfície, usado principalmente para a elaboração de produtos farmacêuticos.

Para conduzir o empreendimento, os investidores contrataram Edwin Drake, enviado para Titusville, em dezembro de 1857. Drake inspecionou a região e informou aos investidores que muito dinheiro poderia ser ganho com o petróleo. A empresa Pennsylvania Rock Oil Company foi então reconstituída como Seneca Oil Company, com Drake como o maior acionista e presidente. Em maio de 1858, Drake mudou-se para Titusville e fez mais pesquisas nas redondezas. Após regularizar a área em uma fazenda onde se encontrava petróleo na superfície, o coronel Drake, como era chamado, adquiriu ferramentas e reuniu uma equipe para construir a torre de sondagem e começar a perfurar o primeiro poço, em maio de 1859, perto do riacho Oil Creek, por meio do método de perfuração utilizado por exploradores de sal.

Após demorados trabalhos de perfuração, e depois da introdução de uma inovação – a utilização de um duto de ferro fundido, para que a broca atravessasse a seção do poço que se enchia de água –, o poço pioneiro encontrou, em 27 de agosto de 1859, uma jazida de petróleo à profundidade de 21 m (Yergin, 2010, p. 29). O primeiro poço produziu dez barris de petróleo por dia, com o uso de uma bomba a vapor para elevar o petróleo da jazida até a superfície. Um segundo poço produzia 25 barris por dia. Diversas acumulações de petróleo foram descobertas a seguir, e depois de quinze meses havia em torno de setenta poços em produção naquele estado norte-americano. A partir de 1860, começou a produção de querosene em grande escala, com a construção de diversas pequenas destilarias na região das descobertas, que passou a ser conhecida como Oil Regions. Como resultado da corrida para a descoberta de fontes de petróleo, a produção no estado da Pensilvânia alcançou cerca de 450 mil barris em 1860, e 3 milhões de barris, em 1862 (Yergin, 2010, p. 19-36; Smill, 2008).

Um ano antes da descoberta na Pensilvânia, havia sido perfurado um poço pioneiro no Canadá, em 1858, nas cercanias do vilarejo Black Creek, na região de Ontário, que resultou na descoberta de petróleo. O petróleo extraído passou a ser utilizado para a obtenção de querosene e graxa, por meio do aquecimento em caldeirões, porém em baixas quantidades. O local das descobertas passou a ser denominado Oil Springs. Também no Canadá foi descoberta, em 1862, a primeira jazida jorrante do mundo – com alta pressão, sem a necessidade do uso de bombas para elevar o petróleo do poço até a superfície –, à profundidade de 60 m (Smill, 2008). Porém, foi na Pensilvânia que a indústria do petróleo tomou impulso.

O grande aumento da produção de petróleo nos Estados Unidos permitiu a geração de excedentes de querosene, que começaram a ser exportados para a Europa, em 1861, para substituir as velas de sebo utilizadas pela população, e outras formas menos eficientes ou mais caras de iluminação, dando início à indústria do petróleo em escala mundial. Em 1863, começou a instalação dos primeiros oleodutos, construídos em madeira, que passaram a transportar a produção das Oil Regions para uma ferrovia próxima, e dali para os mercados consumidores norte-americanos e mundiais.

O poço de petróleo com produção contínua mais antigo do mundo, perfurado em 1861, ainda produz petróleo em Oil City, na Pensilvânia, em sua profundidade original. O poço McClintock nº 1, com 189 m de profundidade, tinha inicialmente uma produção de 175 barris de petróleo por dia, que caiu para meio barril por dia em 1920. O poço histórico ainda é bombeado mensalmente para produzir até dez barris de petróleo.³

3 EXPANSÃO MUNDIAL DAS EXPLORAÇÕES DE PETRÓLEO

Após a descoberta pioneira em 1859, o principal acontecimento na indústria do petróleo no século XIX ocorreu em janeiro de 1870, quando três empresários, liderados por John D. Rockefeller, fundaram a Standard Oil Company. Rockefeller já estava nos negócios do petróleo desde 1862, quando, ao perceber o potencial comercial da produção de petróleo da Pensilvânia, construiu com os dois sócios sua primeira refinaria de petróleo, em Cleveland, no estado vizinho de Ohio, que em poucos anos se tornou a maior refinaria da área.⁴ A Standard Oil Company desenvolveu-se com base no conceito de que era necessário padronizar os derivados do petróleo e melhorar a qualidade para a ampliação do consumo. O querosene passou a receber diversos aprimoramentos na refinação, entre os quais o tratamento com ácido sulfúrico, que propiciou menos fumaça na queima nos lampiões (Giraud e Boy de La Tour, 1987 *apud* Pinto Junior, 2007).⁵ Na década de 1880, o querosene tornou-se o principal produto industrial exportado pelos Estados Unidos. Em 1882, quatorze empresas do grupo Standard foram reunidas na Standard Oil Trust, o primeiro grande truste criado nos Estados Unidos. A união das empresas sob a forma de truste foi uma saída legal para enfrentar as diversas ações judiciais que então eram movidas contra as atividades monopolistas do grupo. A formação do truste reuniu, numa única organização líder, as empresas diretamente controladas e outras dezenas de empresas associadas à Standard Oil, que passaram a agir de forma coordenada (Yergin, 2010, p. 48).

3. *This week in petroleum history: August 16, 1861 – oldest producing well drilled in Pennsylvania*. Disponível em: <<https://aoghs.org/this-week-in-petroleum-history/august-15-2022/>>. Acesso em: 29 mar. 2023.

4. Ver o verbete *John D. Rockefeller: American industrialist*, na enciclopédia Britannica online. Disponível em: <<https://www.britannica.com/biography/John-D-Rockefeller>>. Acesso em: 16 jan. 2023.

5. Giraud, A.; Boy De La Tour, X. *Géopolitique du pétrole et du gaz*. Paris: Technip, 1987.

A corrida desencadeada pelo início da indústria do petróleo na Pensilvânia aumentou as atividades de exploração, levando, em meados de 1880, a grandes descobertas em diversos estados do Estados Unidos, como Ohio e Indiana. No início da década seguinte, ocorreu a primeira grande descoberta na Califórnia, o campo de Los Angeles, e diversos outros campos com alta produção, permitindo ao estado tornar-se o maior produtor de petróleo nos Estados Unidos durante a primeira década do século XX. Nesse estado, foi consolidada a profissão de geólogo de petróleo, ao serem contratadas dezenas de profissionais com essa especialização por companhias californianas para a prospecção de petróleo, além de engenheiros para conduzir as perfurações e a produção.⁶

No Texas, as primeiras descobertas aconteceram em 1893, em pequenas quantidades. Seria necessário esperar até o começo do século XX para que volumosas jazidas fossem encontradas, dando início ao *boom* do petróleo texano. As grandes descobertas ocorreram em janeiro de 1901, no campo de Corsicana, com a utilização da perfuração rotativa, um novo método usado por perfuradores de poços de água do estado, que iria revolucionar os trabalhos de busca de petróleo no subsolo (Yergin, 2010, p. 90-91; Smil, 2008).

A procura por novas jazidas de petróleo avançou pelo final do século XIX, nos Estados Unidos, na Ásia e na Europa, impulsionada pela possibilidade de se obter, além de querosene, novos produtos necessários à indústria, como óleo combustível, graxas, óleos lubrificantes, vaselina, parafina e gasolina. Esta era usada, antes da invenção do motor de combustão interna, na década de 1880, como insumo na produção de gás iluminante e como solvente (Dias e Quaglinho, 1993, p. 45-46).

Fora dos Estados Unidos, a produção mais importante foi resultado da retomada das explorações na região de Baku, no antigo Império Russo, que levou a descobertas de petróleo em grandes quantidades, em 1871-1872. As descobertas ocorreram após o governo do czar ter desistido do monopólio que mantinha sobre a primitiva coleta manual de petróleo, em pequenos poços. A abertura das explorações resultou em uma corrida de empreendedores à procura de petróleo, com o objetivo de produzir derivados para substituir os que vinham sendo importados da Pensilvânia. Após as primeiras descobertas, diversas pequenas e médias destilarias produtoras de querosene e lubrificantes foram instaladas naquela região. A grande distância de Baku das cidades onde era comercializada a produção e realizadas as exportações levou ao desenvolvimento de nova modalidade de transporte: em 1878, no mar Cáspio, o navio Zoroaster foi equipado com tanques para armazenar petróleo, em substituição aos barris de carvalho

6. As prospecções, que antecedem as perfurações em busca de petróleo, consistem em aplicação de métodos geológicos e geofísicos, e em aquisições de dados sísmicos e gravimétricos, com o objetivo de indicar as situações geológicas em bacias sedimentares com maiores possibilidades de existência de jazidas de petróleo (Yergin, 2010, p. 90; Thomas, 2004).

embarcados nos navios. Outro avanço no transporte marítimo, com maior capacidade, deu-se em 1884, quando foi lançado na Inglaterra o primeiro navio-tanque para transporte de petróleo (o Glückauf, de 300 toneladas); a inovação foi levada para o transporte de petróleo e querosene no oceano Atlântico, em direção aos mercados asiáticos, dando início a uma revolução na movimentação internacional de petróleo (Yergin, 2010, p. 63-64, 74; Smil, 2008).

Razões de ordem estratégica, a partir do início do século XX, motivaram os governos dos países centrais mais importantes a apoiar os empresários nacionais nas explorações de petróleo nos países do Oriente Médio. Os governos dos Estados Unidos, da França e da Inglaterra apoiaram as explorações de empresas petrolíferas de seus países, nas regiões com alto potencial petrolífero, por meio da concessão de recursos financeiros ou da atuação diplomática.

No Oriente Médio, exploradores ingleses começaram a perfurar poços na Pérsia (atual Irã), em 1901, em regiões remotas, no interior do país, sem estradas para o transporte dos equipamentos de perfuração e em meio à presença de tribos xiitas que hostilizavam os estrangeiros ocidentais. A primeira jazida importante foi encontrada em 1908, em Masjid-i-Sulaiman, graças ao apoio do governo inglês aos exploradores, interessado em contrapor-se à influência do Império Russo no país e em encontrar fontes de combustíveis para a esquadra de navios ingleses, que começava a substituir o carvão por derivados do petróleo como fonte de energia nos motores. Para administrar a exploração e a produção do petróleo persa, foi fundada na Inglaterra a sociedade por ações Anglo-Persian Oil Company, em 1909 (depois British Petroleum, atual BP), apoiada pela participação acionária da empresa Burmah Oil, que já financiara parte dos gastos com as explorações pioneiras na Pérsia (Yergin, 2010, p. 151-153, 158).

Em 1912, Winston Churchill, então no cargo de Secretário de Assuntos Internos do Reino Unido (Ministério do Interior), decidiu que os navios de guerra ingleses passariam a utilizar motores de combustão interna, movidos por derivados de petróleo. Com essas condições, os navios poderiam ser maiores, mais fortemente armados, mais rápidos e com maior alcance de operação do que os navios de guerra, que utilizavam motor a vapor com carvão. Com esse objetivo, ordenou a construção de navios de guerra encouraçados com base em um projeto de motor de combustão interna. A decisão deixou muitas autoridades no governo britânico insatisfeitas, pois a Inglaterra não possuía produção própria significativa de petróleo, mas possuía carvão em abundância. Para Churchill, a introdução do motor de combustão interna garantiria vantagem à Inglaterra na competição com a França, a Rússia e a Alemanha. Churchill tinha razão, pois o motor de combustão interna nos navios superou todas as outras soluções em energia. A superioridade do motor de combustão interna colocou o petróleo como a fonte de energia mais importante do século XX (Yergin, 2010, p. 171-176).

Dada a importância estratégica que a posse de jazidas de petróleo significou durante a Primeira Guerra Mundial (1914-1918), para ter acesso garantido aos campos de petróleo iraquianos, a Inglaterra, após a assinatura de um armistício com a Turquia, ocupou militarmente Mossul, no norte do Iraque. Após negociações diplomáticas, a Inglaterra cedeu participação à França nos campos de petróleo que se esperava descobrir em Mossul. Também a captura de Bagdá pelos ingleses, em 1917, garantiu suprimentos mais seguros do petróleo da Mesopotâmia após o fim da Primeira Guerra Mundial. Por meio de um acordo assinado em 1920, a França teria 25% do petróleo da Mesopotâmia (Yergin, 2010, p. 210-212).⁷

Após o término da guerra, a procura e o controle de novos campos de petróleo, no Oriente Médio e em todo o mundo, tornaram-se primordiais para os principais países Aliados na Primeira Guerra, para garantir mobilidade terrestre, marítima e aérea. Os governos se aliaram aos empresários privados para a realização de explorações fora de seus territórios, pelo receio do esgotamento das reservas, em uma época em que crescia exponencialmente a demanda por automóveis. Tomando como exemplo os Estados Unidos, o número de automóveis saltou de 1,8 milhão, em 1914, para 9,2 milhões, em 1919. O consumo de petróleo para a produção de derivados aumentou 90%, entre 1911 e 1918. Diante do receio de que as reservas de petróleo se esgotassem em poucos anos, o governo norte-americano apoiou as petrolíferas do país a explorar o combustível em diversas regiões do planeta, por meio de iniciativas diplomáticas junto aos países com potencial petrolífero. A França apoiou a criação da *Compagnie Française des Pétroles* (CFP), que seria “o instrumento de libertação para a França” (Yergin, 2010, p. 213), com a aquisição de 25% do capital da empresa, para a exploração de petróleo na Mesopotâmia. A CFP começou a operar em 1924, com parte da diretoria nomeada pelo governo, que se preparava para participar da riqueza do petróleo do Oriente Médio (Yergin, 2010, p. 213).

No Iraque, as explorações começaram em 1925, após a assinatura de uma concessão entre o governo do país e empresários ingleses, seguida da chegada de uma missão de geólogos das empresas *Anglo-Persian* e *Royal Dutch-Shell*, e de uma empresa dos Estados Unidos. Após a definição dos locais da exploração, começaram as perfurações de poços, que encontraram petróleo em abundância no campo supergigante de Kirkuk, na localidade de Baba Gurgur, em 1927, região anteriormente pertencente aos curdos. Um acordo entre os países envolvidos na exploração, em 1928, permitiu dividir a produção entre empresas inglesas, francesas e norte-americanas (Yergin, 2010, p. 206-230). Após a descoberta de petróleo, um consórcio de companhias norte-americanas passou a fazer parte do

7. As remessas de petróleo dos Estados Unidos, que forneceram até 80% dos combustíveis utilizados pelos países Aliados na Europa, foram fator vital para a vitória na guerra. A Alemanha, por sua vez, buscava na Romênia grande parte do petróleo de que necessitava (Yergin, 2010, p. 187-230).

acordo, que havia sido realizado previamente entre a França e a Inglaterra para dividir a exploração do petróleo do país.

No Kuwait, as explorações tiveram início em 1935, levando à descoberta, em 1938, do campo supergigante de Burgan, o segundo maior do mundo à época, e que continuava o segundo maior em 2022, com reservas recuperáveis de 44 bilhões de barris. É o maior campo de petróleo de arenito do mundo, com a produção de 1,7 milhão de barris por dia. Durante a primeira Guerra do Golfo, em 1991, soldados iraquianos em retirada incendiaram quase seiscentos poços de Burgan, que queimaram por sete meses (Largest..., 2022; Underwood, 2020).

Na Arábia Saudita, as primeiras descobertas ocorreram, também, em 1938, no campo Dammam 7, pela petroleira Standard Oil of California (Socal), que obtivera os direitos de exploração com o rei saudita, em 1933. Para garantir os direitos exclusivos de perfuração em todo o país, a empresa pagou apenas US\$ 275 mil, em abril de 1933, equivalentes a cerca de US\$ 6 milhões em 2020 (Watkins, 2020b). Em seguida, no mesmo ano, a Socal se associou à Texaco para criar a empresa Arabian American Oil Company (Aramco), com o propósito de comercializar o petróleo do Oriente Médio. A empresa é a atual Saudi Aramco, estatal pertencente à Arábia Saudita, a maior petroleira do mundo, cujo capital foi adquirido das petroleiras norte-americanas, por etapas, entre 1973 e 1976. As duas empresas norte-americanas construíram um oleoduto, bem como um terminal marítimo no porto saudita de Ras Tanura para a exportação do petróleo descoberto. Em 1948, foi descoberta no país a maior jazida de petróleo até hoje encontrada no mundo, o campo de Ghawar, que ainda possuía, em 2022, reservas recuperáveis estimadas em 48,2 bilhões de barris boe. A produção começou em 1951 e atingiu o máximo de 5,7 milhões de barris/dia em 1981, a maior produção de petróleo já alcançada por qualquer campo de petróleo na história. O campo é responsável, após 71 anos em produção (2022), acumuladamente, por mais de 50% do petróleo extraído na Arábia Saudita. A produção diária em 2022 foi de cerca de 3,8 milhões de barris (Largest..., 2022; Underwood, 2020).⁸

Na América Latina, foi encontrado petróleo pela primeira vez em 1901, no México; as primeiras jazidas importantes nesse país foram descobertas em 1910, pelo empresário inglês Weetman Pearson, proprietário da petroleira Mexican Eagle, que se tornou uma das maiores do mundo. Em seguida, ocorreu uma profusão de descobertas de novas reservas, que levaram o México a se tornar, em 1921, o segundo maior produtor mundial de petróleo, após os Estados Unidos.

8. Mais informações disponíveis em: <<http://www.gregcroft.com/ghawar.ivnu>>. Acesso em: 14 dez. 2022.

4 A STANDARD OIL DOMINA O MERCADO MUNDIAL DE PETRÓLEO

Os Estados Unidos lideraram a produção e o processo de aprendizagem tecnológica sobre o petróleo, graças à abertura de grandes mercados – internos e mundiais – que proporcionaram ganhos em economias de escala. O país originou muitos dos fundamentos científicos necessários ao aumento das explorações e ao aperfeiçoamento dos produtos derivados da destilação de petróleo (Freeman e Soete, 1997). Como exemplo, entrou em operação, em 1879, o primeiro oleoduto para transportar petróleo a grandes distâncias, tendo como resultado a diminuição nos custos de transporte. O oleoduto, de 176 km, foi construído pelos produtores concorrentes da Standard Oil para transportar o petróleo extraído nas Oil Regions até uma ferrovia na Pensilvânia. Na década de 1870, a pesquisa científica começou a ser adotada na Standard Oil, com o fim de melhorar a qualidade do querosene e aumentar a segurança no seu uso e transporte. Entre os avanços proporcionados pelas pesquisas, encontra-se a descoberta, por um químico alemão da empresa, em 1889, de um processo para diminuir o enxofre da refinação do petróleo proveniente do estado de Ohio, que permitiu a diminuição do odor sulfúrico e o aproveitamento do petróleo deste estado como insumo aceitável para a produção de querosene.

A Standard Oil dominou amplamente o mercado mundial de petróleo até as primeiras décadas do século XX, com base em estratégias de: aquisição de concorrentes; redução de custos de produção e de transporte; aumento das escalas de produção; abertura constante de novos mercados; e inclusão de novos consumidores mundiais. Tais estratégias foram reforçadas por investimentos em tecnologia e na qualidade dos derivados que a empresa produzia. Contudo, o uso crescente de práticas anticoncorrenciais levantou forte oposição política e midiática contra a companhia. Seu crescente poder sobre o comércio e o transporte de petróleo e derivados, os expedientes para a eliminação de competidores e o uso de suborno para a aprovação de leis favoráveis levaram o presidente Theodore Roosevelt a iniciar ação antitruste para obter a sua dissolução.

Após um longo processo judicial, a Suprema Corte dos Estados Unidos determinou, em 1911, com base no Ato Antitruste Sherman, de 1890, o desmembramento da Standard Oil em diversas companhias, entre as quais: Standard Oil of New Jersey, Standard Oil of New York, Standard Oil of California, Standard Oil of Indiana, Standard Oil of Kentucky, The Standard Oil Company (Ohio) e The Ohio Oil Company. A maior empresa era a sociedade controladora (*holding*) Standard Oil of New Jersey.⁹ O objetivo da decisão foi diminuir a força monopolista daquele imenso grupo. Quando de sua dissolução, em 1911, a Standard

9. Ohio History Connection. Standard Oil. Disponível em: <https://ohiohistorycentral.org/w/Standard_Oil_Company>. Acesso em: 16 jan 2023.

Oil refinava mais de três quartos de todo o petróleo dos Estados Unidos (Yergin, 2010, p. 122; Smil, 2008; Nelson, 1958). O negócio do petróleo estava, contudo, em grande expansão; apenas um ano depois da dissolução da Standard Oil, o valor das ações da maioria das companhias sucessoras havia dobrado, proporcionando ao maior acionista das empresas, Rockefeller, uma grande fortuna.

A produção de querosene a preços reduzidos e com iluminação de melhor qualidade mudou o modo de vida e os hábitos das pessoas nas zonas urbanas e rurais dos Estados Unidos, ao permitir a extensão da jornada de trabalho para o período noturno, bem como a utilização deste horário para atividades como a leitura, os jogos, e os trabalhos manuais e intelectuais. No final do século XIX, o uso do querosene na iluminação, ao lado da vela, do gás extraído do carvão e do próprio gás natural, iria começar a ser substituído pela notável invenção de Thomas Edison, a luz elétrica, que em 1882 foi acionada comercialmente pela primeira vez, com a inauguração, em Manhattan, na cidade de Nova Iorque, da primeira usina de geração de energia elétrica (Yergin, 2010, p. 87).

No Brasil, as primeiras importações de querosene começaram logo após a fundação da Standard Oil nos Estados Unidos, em 1870, pois desde 1871 já aparecia a categoria mercador de querosene na estatística das ocupações portuárias sujeitas ao Imposto sobre Indústrias e Profissões. A partir dos portos do Rio de Janeiro e de Santos, o querosene era acondicionado em latas, entre outros tipos de embalagem, para ser despachado por ferrovia para as cidades do interior, em vagões apropriados para o transporte desse tipo de mercadoria (ANP, 2015, p. 21).

5 AS SETE IRMÃS DO PETRÓLEO

Um fato que teria repercussões importantes na geopolítica do petróleo no mundo, nas décadas seguintes, foi o início da formação, no fim dos anos 1920, do grupo que foi na década de 1940 chamado de as das Sete Irmãs do petróleo.¹⁰ A motivação para a formação desse grande cartel no setor foi fazer frente à queda nos preços, em razão da forte competição entre as petroleiras e do excesso da produção de petróleo em relação à demanda. O acordo entre as empresas recebeu, nos bastidores, o apoio do governo inglês para que as empresas pudessem entrar em cooperação quanto às suas metas políticas e econômicas (Yergin, 2010, p. 291-296).

O grupo foi formado inicialmente por cinco empresas: três petroleiras norte-americanas que resultaram do desmembramento da Standard Oil Company: Standard Oil of New Jersey (que daria origem à Esso); Standard Oil of New

10. O termo Sete Irmãs foi criado por Enrico Mattei, presidente da Ente Nazionale Idrocarburi (ENI), o conglomerado italiano de empresas de petróleo e de outros setores, que acusava o grupo das sete petroleiras de formar um cartel para dominar os mercados mundiais de petróleo (Yergin, 2010, p. 564-569).

York e Standard Oil of California; a britânica Anglo-Persian Oil Company e a anglo-holandesa Royal Dutch-Shell. Para sacramentar o acordo de formação do cartel, os dirigentes dessas empresas reuniram-se no castelo de Achnacarry, na Escócia, em 1928. Conhecido como As-Is Agreement (Acordo “Como Está”), o acordo – formalizado em dezessete páginas, com sete princípios a serem seguidos –, estabeleceu para cada petroleira uma cota de produção de petróleo a ser vendida em mercados mundiais selecionados. A cota correspondia à participação de cada empresa nos mercados mundiais de petróleo em 1928. Logo depois, juntaram-se ao acordo as norte-americanas Gulf Oil e Texas Company (Texaco), que formaram, com as cinco petroleiras iniciais, o grupo denominado Sete Irmãs do petróleo. Muitas dessas empresas mudaram de denominação após fusões entre elas, resultando nos nomes pelos quais ficaram conhecidas como as Sete Irmãs do petróleo: Esso (Exxon), Mobil, Standard Oil of California (Chevron), British Petroleum (BP), Gulf Oil, Texaco e Royal Dutch-Shell (Singh, 2020; Yergin, 2010, p. 566).

O grupo das Sete Irmãs dominou os mercados de produção e comercialização de petróleo e derivados até o início da década de 1970, por meio de: imposição de preços baixos pagos aos países produtores de petróleo do Oriente Médio; domínio de mercados mundiais, em que somente elas podiam comercializar seus produtos; adoção de cotas de produção; e criação de barreiras para que outras petroleiras não explorassem as reservas de petróleo árabe. Na década de 1960, o poder de mercado do grupo começou a enfraquecer, depois da criação da Organização dos Países Exportadores de Petróleo (OPEP), em setembro de 1960, em Bagdá, no Iraque. A criação da OPEP, cujos países fundadores foram Arábia Saudita, Kuwait, Iraque, Irã e Venezuela, foi a primeira tentativa conjunta dos países com grandes reservas de obter preços mais elevados para o seu petróleo (ver a seção 7 do capítulo 8). Outros fatos que confrontaram o poder do grupo das Sete Irmãs foram as descobertas de petróleo em outros países, como na Argélia e na Líbia, na década de 1960, e o surgimento de dezenas de novas petroleiras concorrentes (Yergin, 2010, p. 588-600).

Nas décadas de 1980-1990, os baixos preços do petróleo forçaram as empresas do grupo a diminuir os custos de produção de petróleo e a aumentar as escalas de produção. A nova situação levou a diversos processos de fusão e de reestruturação das companhias do grupo, tornando-as empresas gigantes, como se vê a seguir.¹¹

11. Ver Yergin (2010, p. 832-839; 889-890). Consultar também o verbete *Standard Oil: American Corporation* na enciclopédia *Britannica online*. Disponível em: <<https://www.britannica.com/topic/Standard-Oil>>. Acesso em: 16 jan. 2023.

A Standard Oil of New Jersey, que adotara a marca Esso, em 1911, mudou o nome para Exxon em 1972. Em 1999, fundiu-se com a Mobil Oil (antiga Standard Oil of New York), formando a atual petroleira ExxonMobil.

A Standard Oil of California mudou de nome para Chevron Corporation, em 1984. Em 1985 incorporou a Gulf Oil, e em 2001 fundiu-se com a Texaco, com o nome de ChevronTexaco. Em 2005, voltou a se chamar Chevron.

A Anglo-Persian Oil Company, renomeada, em 1935, Anglo-Iranian Oil Company, passou a se chamar British Petroleum Company, em 1954. Em 1987, comprou a Standard Oil Company of Ohio. Em 1998, fundiu-se com a Amoco (a antiga Standard Oil of Indiana), formando a petroleira BP Amoco. Em 2000, ao comprar duas grandes petroleiras, adotou como nome as iniciais BP plc (public limited company). Em 2003, adotou o slogan *Beyond Petroleum* (além do petróleo), com o objetivo de investir também em energias renováveis e como base para seu nome BP.¹²

A petroleira Royal Dutch-Shell teve como origem a associação da empresa Royal Dutch Petroleum, da Holanda, e da Shell Transport and Trading, da Inglaterra, em 1907, que formou o Royal Dutch-Shell Group, reunindo as duas petroleiras. Em 2005, as duas petroleiras formaram uma única empresa, a Royal Dutch-Shell plc. Em 2016, foi concluída a aquisição da petroleira britânica BG Group. Em 2022, mudou seu nome de Royal Dutch-Shell plc para Shell plc.¹³

6 PROGRESSOS TECNOLÓGICOS PIONEIROS NA EXPLORAÇÃO DE PETRÓLEO

Não obstante a chegada da energia elétrica, que permitiu a substituição do que-rosene na iluminação em geral, as possibilidades de produção de uma infinidade de derivados de petróleo continuaram a incentivar as explorações. As técnicas de exploração do petróleo continuaram a ser aperfeiçoadas nas primeiras décadas do século XX, acompanhando o aumento do consumo de derivados. As formas aleatórias de identificação de locais para a perfuração de poços, realizadas às margens de rios e em exsudações na superfície, foram sendo substituídas por métodos científicos, como a adoção da teoria dos anticlinais¹⁴ e o mapeamento geológico de superfície. No início da década de 1920, a procura por petróleo passou a contar com a ajuda de uma nova invenção, aprimorada durante a Primeira Guerra

12. Ver a entrada BP PLC na enciclopédia Britannica online. Disponível em: <<https://www.britannica.com/topic/BP-PLC>>. Acesso em: 16 jan. 2023.

13. Mais informações, ver o verbete *Royal Dutch Shell*, na enciclopédia Britannica online. Disponível em: <<https://www.britannica.com/topic/Royal-Dutch-Shell-PLC>>. Acesso em: 16 jan. 2023

14. A teoria dos anticlinais constituiu-se, no século XIX, em uma das técnicas geológicas utilizada na identificação preliminar de áreas com potencial petrolífero. Após a descoberta de petróleo na Pensilvânia, em 1859, Henry Rogers, da Universidade de Glasgow, mostrou que a ocorrência de jazidas estava associada a dobras geológicas do tipo anticlinal. A partir daí, verificou-se que “todos os grandes reservatórios de petróleo situavam-se em dobras do tipo anticlinal” (Thomas, 2004, p. 20).

Mundial, o sismógrafo de refração, uma forma de conhecer o subsolo. O sismógrafo foi utilizado em explorações de petróleo na Europa Oriental, e logo depois nos Estados Unidos, em 1923-1924, fornecendo dados para a análise das estruturas geológicas subterrâneas, com o objetivo de encontrar formações sedimentares favoráveis à existência de jazidas de petróleo. Na década de 1930, surgiu a sísmica de reflexão, que vem sendo adotada até hoje, com aprimoramentos contínuos, com o objetivo de se obterem mapeamentos das estruturas das rochas de subsuperfície (Yergin, 2010, p. 244; Moura e Carneiro, 1976).

Nos trabalhos de perfuração para atingir maiores profundidades, foi adotada a técnica de perfuração rotativa (*rotary drilling*), que, após ser usada na procura por água no subsolo, foi adotada nas sondagens de petróleo no Texas, na década de 1890. A técnica foi adotada na perfuração do grande poço de Spindletop, descoberto na cidade de Beaumont, no Texas, em janeiro de 1901, a primeira grande jazida de petróleo em poço jorrante, ou poço surgente – a alta pressão inicial eleva os hidrocarbonetos do reservatório até a superfície sem necessidade de bombas de elevação. O poço chegou a produzir 75 mil barris de petróleo por dia. A volumosa produção originou a petroleira Gulf Oil Corporation, uma das Sete Irmãs do petróleo, estabelecida nas redondezas da cidade de Beaumont para refinar o petróleo extraído do poço (Yergin, 2010, p. 86-106).

Em 1919, foi utilizada a primeira broca de diamante em perfurações de poços. Em 1922 foi desenvolvido um equipamento fundamental para a extração de petróleo: o preventor de erupção (*blowout preventer* – BOP), para evitar fluxos descontrolados de petróleo, gás natural, água e outros elementos durante as perfurações e a completação de poços. Instalado sobre o equipamento denominado cabeça de poço, o BOP controla a pressão na superfície do poço (Smil, 2008). A cabeça de poço fica alojada na parte superior do poço para a vedação e a sustentação dos equipamentos no interior do poço, como os revestimentos (Fernández, Pedrosa Junior e Pinho, 2018). Antes de o BOP ser desenvolvido, quando o óleo ou gás subia à superfície devido às altas pressões subterrâneas, os perfuradores deixavam a erupção de óleo ou gás continuar até que a pressão fosse reduzida o suficiente para permitir o fechamento do poço.¹⁵

Em continuação aos avanços técnicos na refinação de petróleo para a produção de derivados, uma equipe de pesquisadores da Standard Oil desenvolveu, por meio de pesquisas realizadas entre 1909 e 1912, o processo de craqueamento térmico do petróleo. Ao permitir dobrar a quantidade de gasolina gerada por barril, o novo método ocasionou importante mudança na indústria de produção de derivados, levando a gasolina a ocupar a condição de principal produto derivado do petróleo. No início da década de 1910 a produção de gasolina superou a

15. Disponível em: <<https://www.asme.org/about-asme/engineering-history/landmarks/227-first-ram-type-blowout-preventer>>.

produção de querosene, fato que incentivou a procura mundial por novas jazidas de petróleo, ao lado do aumento da produção de óleo *diesel* para uso em navios, trens e máquinas em geral. Enquanto, em 1900, apenas 8 mil automóveis foram licenciados nos Estados Unidos, em 1912 foram licenciados 902 mil.

Ao final da Primeira Guerra Mundial, o petróleo havia se convertido em combustível vital para a economia e a própria sobrevivência das nações, sendo utilizado no transporte de pessoas e cargas, e na movimentação de armas de guerra. A posse de jazidas passou a ser associada ao conceito de soberania e de independência dos países. Esse reconhecimento e a dependência do produto fizeram com que se acelerassem os esforços de prospecção nos países que estiveram no epicentro dos conflitos da guerra, como a Inglaterra, a França, a Alemanha, a Itália e a Holanda. Em 1925, os maiores produtores eram os Estados Unidos, com cerca de 70% da produção mundial, seguidos por México, Rússia, Pérsia, Índias Orientais Holandesas (atual Indonésia), Venezuela e Romênia. Também já se produzia petróleo na Argentina, descoberto na Patagônia, em 1907; no Equador, desde 1917; na Bolívia, desde 1913; no Peru; e na Colômbia (Yergin, 2010, p. 262, 959; Wirth, 1985, p. 21; EPE, 2017, p. 12).

No Brasil, a primeira descoberta de petróleo ocorreria apenas em 1939, não obstante as tentativas conduzidas pelo Estado brasileiro, desde 1919, como se analisa no próximo capítulo.

O PETRÓLEO NO BRASIL ANTES DA PETROBRAS: AS PRIMEIRAS EXPLORAÇÕES, AS LUTAS POLÍTICAS EM 1920-1950 E A CAMPANHA O PETRÓLEO É NOSSO

1 EXPLORAÇÕES PIONEIRAS POR PARTICULARES

O ano de 1864 registra a primeira referência à procura por petróleo no Brasil. Naquele ano, o governo imperial concedeu permissão ao empreendedor Thomas Sargent para pesquisar petróleo, turfa e outros minerais nas comarcas de Camamu e Ilhéus, na província da Bahia, pelo prazo de noventa anos.¹ A concessão em Camamu deveu-se ao fato de ter sido encontrado no local o material combustível maraunita, citado em publicações técnicas da época como turfa, e devido à ocorrência de rochas com fraturas cheias de óleo. Em Ilhéus, a formação geológica do local mostrava fendas repletas de betume. O objetivo das lavras era a fabricação de óleo ou gás para iluminação. Concessões anteriores na mesma província, em 1858, foram efetivadas por meio de dois decretos imperiais que objetivavam a extração de xisto betuminoso e *illuminating vegetable turf*, respectivamente, destinados à fabricação de óleo para iluminação, mas não fazem referência ao petróleo.²

Uma década antes, em 1854, documentos do Império do Brasil já mostravam preocupação com o petróleo e a sua extração e usos. Em julho de 1854, o Museu Nacional, que tinha a função de analisar os minerais encontrados no país, descreveu, no documento *Instruções para a extração do petróleo e da nafta exigidas pelo governo*, os tipos de rocha que continham petróleo, como extraí-lo, seus usos e o processo de extração da nafta por meio de destilação. As recomendações tinham como base um ofício do diretor do museu ao governo, datado de maio de 1854, que continha o relato da análise de amostras de minerais encontradas na Bahia. Em outro ofício, de 1859, o diretor do museu informava ao governo que um material recebido para análise, coletado em uma mina às margens do rio Maraú, era efetivamente petróleo, isto é, tratava-se de uma mina de petróleo. E acrescentava

1. O Decreto nº 3.352-A, de 30 de novembro de 1864, continha 25 cláusulas que determinavam, entre outros itens, o valor dos impostos a serem pagos, as multas por eventuais descumprimentos de cláusulas, o prazo de dois anos para o início dos trabalhos, a obrigação de colocar nos trabalhos de extração um engenheiro de minas, e a vedação de uso de escravos, em razão da diminuição dessa mão de obra após o fim do tráfico negreiro, em 1850 (Moura e Carneiro, 1976, p. 50-55; Dias e Quaglino, 1993, p. 1).

2. São os decretos nºs 2.266 e 2.267, de 2 de outubro de 1858, assinados pelo Marquês de Olinda com a rubrica do imperador, reproduzidos em Moura e Carneiro (1976, p. 48-49).

que os proprietários da mina, em seu ofício ao museu, demonstraram que conheciam bem os usos do petróleo: a parte oleosa, a nafta, era usada na medicina; e o alcatrão, o verniz e o piche eram produtos que podiam ser obtidos por manufatura.³ Embora houvesse conhecimento da importância do petróleo, ele não foi mencionado explicitamente nos decretos de concessão outorgados na década de 1850.

A concessão de 1864 e as demais que se seguiriam eram resultado da corrida mundial que então se iniciava, à procura de materiais combustíveis para a produção de querosene e gás para iluminação. Além da Bahia, o Maranhão atraiu o interesse de pesquisadores, por meio de um decreto de concessão, em 1867, para a exploração de xisto betuminoso e outros minerais localizados em várias comarcas da província (Moura e Carneiro, 1976, p. 50-56).

O número crescente de pedidos de concessão de lavras estimulou a criação pelo governo imperial, em 1875, da Comissão Geológica do Império do Brasil (1875-1878), cujo objetivo era fazer um levantamento dos possíveis sítios geológicos mais acessíveis do Brasil. Durante dois anos, a comissão percorreu diversas localidades do território brasileiro, particularmente as regiões Nordeste e Norte, coletando um acervo geológico que foi, posteriormente, incorporado ao Museu Nacional. Além de geologia, a comissão realizou pesquisas de botânica, zoologia e etnografia em várias províncias do Brasil, entre abril de 1865 e julho de 1866. Teve como diretor o geólogo canadense, naturalizado americano, que incentivou sua criação, Charles Frederick Hartt. Seu valor científico para o entendimento da geologia da região Norte somente foi plenamente reconhecido mais de cem anos depois, na década de 1980, quando foram feitas revisões de amostras coletadas em 1876 pelos geólogos participantes da comissão (Fernandes e Scheffler, 2014; ANP, 2015, p. 17).

Um marco na formação de engenheiros de minas e geólogos no Brasil foi a criação, em 1875, da Escola de Minas de Ouro Preto (Emop), dedicada à formação de especialistas voltados à exploração mineral e a trabalhos metalúrgicos. Seu modelo foi a *École des Mines de Saint-Etienne*, na França. A instituição foi idealizada por D. Pedro II, que solicitou ao geólogo francês Henri Gorceix a idealização e criação da instituição. Gorceix foi diretor da Emop, desde a sua fundação até a proclamação da República, em 1889. Os alunos com melhores notas podiam receber apoio para continuar os estudos no exterior, financiados pelo governo imperial, e tinham preferência para o exercício de cargos públicos (Dias e Quaglino, 1993, p. 29-30).

No estado de São Paulo, uma concessão importante ocorreu em 1881, no Vale do Paraíba, com o objetivo de exploração de jazidas de materiais betuminosos

3. Conforme documentos do Império citados em ANP (2015, p. 14-16).

para a obtenção de gás para iluminação. Com o aproveitamento industrial dos folhelhos pirobetuminosos encontrados na bacia terciária do vale do rio Paraíba do Sul, entre as cidades de Jacareí e Lorena, tratados em retortas, Taubaté passou a ser iluminada, em setembro de 1882, com o gás de xisto produzido pela Companhia de Gás e Óleos Minerais da cidade. A usina foi mais tarde aumentada para produzir essências, querosene, graxas e parafinas para os mercados do Rio de Janeiro e de São Paulo (Moura e Carneiro, 1976, p. 77-78).

As últimas concessões sob as normas em vigor no regime do Império foram concedidas no ano de 1890, enquanto ainda não se encontravam definidos os princípios que norteariam a atividade de mineração (Moura e Carneiro, 1976, p. 70-74).

Segundo Dias e Quaglino (1993, p. 6), as concessões no Império não podem ser chamadas propriamente de explorações de petróleo, pois eram realizadas sem estudos geológicos. Seu objetivo era a procura de fontes minerais para a destilação de combustíveis, destinados a substituir os óleos para iluminação derivados do carvão e os óleos de origem vegetal e animal, dos quais o principal era o óleo de baleia. Nenhuma sondagem exclusiva para procurar petróleo foi realizada até o fim do Império; o período foi caracterizado pela baixa aplicação de recursos financeiros, por parte dos empresários, em equipamentos apropriados a explorações mais eficazes. Diversas permissões de lavra foram outorgadas sob o regime de concessão do Império, nas províncias da Bahia, do Maranhão, de São Paulo e do Pará, cujos decretos estão reproduzidos em Moura e Carneiro (1976, p. 47-70). Aqueles autores enxergaram como pontos positivos das explorações em busca de minerais a marcação de algumas áreas que, de sete a oito décadas depois, voltariam a ser novamente prospectadas com equipamentos, técnicas modernas e esforço industrial na procura por petróleo.

Em 15 de novembro de 1889, com a queda da monarquia, foi instituída a República. Em 1891, foi aprovada uma nova Constituição, que definiu o novo regime que vigoraria no Brasil: presidencialista, federalista e com representação popular por meio do sistema bicameral. As províncias foram transformadas em estados, com maior autonomia e o poder de controlar as próprias bases fiscais (Schwarcz e Starling, 2015, p. 319-320). A maior descentralização em relação ao poder federal e às normas instituídas pela Constituição da República repercutiram intensamente nas atividades de mineração: foi instituído o regime de concessão, em que o proprietário do solo passou a ter também a posse do subsolo, alterando o regime anterior, em que as minas eram consideradas propriedade da Coroa. No regime anterior, estabelecido pela Constituição Imperial de 1824 e pelas disposições legais dela derivadas, como a Lei de Terras de 1850, foi definida a distinção entre propriedade territorial e propriedade mineral, herdada do sistema estabelecido pelas Ordenações do Reino, no período colonial. À Coroa Imperial

era assegurado o domínio sobre as riquezas do subsolo, cabendo-lhe outorgar a particulares, por meio de concessões, a prospecção e a lavra (extração e beneficiamento) dos recursos minerais e a cobrança de taxas. As outorgas no período do Império eram feitas por intermédio do Ministério dos Negócios do Império e, principalmente, do Ministério dos Negócios da Agricultura, Comércio e Obras Públicas (ANP, 2015, p. 14; Dias e Quaglino, 1993, p. 1-7).

O novo ordenamento de minas da República, de 1891, baseou-se na legislação norte-americana, pela qual os donos de terras detinham a propriedade do solo e do subsolo, bem como o direito de explorar minérios. A nova legislação refletia os interesses dos fazendeiros, que não queriam interferências em suas terras, pois se ressentiam, durante o período colonial, das concessões outorgadas para explorações minerais em suas fazendas (Smith, 1978).

Contudo, a mudança na propriedade do solo não incentivou, no Brasil, a mesma corrida às explorações do subsolo que se verificou nos Estados Unidos. Os fazendeiros, que desconheciam novas técnicas de exploração, passaram a impedir a exploração de jazidas minerais em suas terras, pelo temor de conflitos com os exploradores. Nesse período, há um único registro com a aplicação de técnicas que permitiram perfuração mais profunda: uma exploração voltada exclusivamente à busca de petróleo foi empreendida, em 1897, na cidade de Bofete, no estado de São Paulo, por iniciativa do empresário Eugênio Ferreira de Camargo, com a utilização de uma sonda com capacidade de perfurar poços de até 600 m. A perfuração do poço foi realizada por técnico em sondagem contratado nos Estados Unidos, precedida de estudos geológicos realizados pelo especialista belga da Universidade de Liège, Auguste Collon, que produziu o primeiro relatório sobre pesquisa de petróleo na bacia do Paraná, em fevereiro de 1897. A sonda perfurou um poço de 488 m, que foi logo depois abandonado, pois produziu somente dois barris de petróleo. Foi o primeiro poço de petróleo perfurado no Brasil (Moura e Carneiro, 1976, p. 80-82).

Durante o período da Primeira Guerra, foi realizada uma perfuração em Rio Claro, no estado de São Paulo, pela Empresa Paulista de Petróleos, com uma sonda emprestada pelo governo estadual, que atingiu 300 m de profundidade sem encontrar vestígios de hidrocarbonetos. Em seguida, o empreendimento foi abandonado (ANP, 2015, p. 27; Cohn, 1968).

Sob a Constituição Federal de 1891, os estados foram incumbidos da responsabilidade de conceder licenças de exploração e de realizar pesquisas geológicas. Contudo, os pedidos de concessão reduziram-se, acompanhando a perda de interesse pela atividade mineradora, em razão do alto potencial de conflitos entre o interessado em realizar minerações e o proprietário da terra. Moura e Carneiro (1976, p. 75-94) exemplificam com o caso do estado de São Paulo, em que nenhuma

concessão foi solicitada entre 1891 e 1908. No início do século XX, registram-se os primeiros estudos geológicos realizados por missões brasileiras na Amazônia e no Recôncavo Baiano, compostas por profissionais formados na Emop. O Norte do país passou a ser observado por geógrafos franceses, que passaram a percorrer a Amazônia na crença da existência de petróleo na região.

O baixo interesse em explorar petróleo no Brasil, no início do século XX, é também explicado pelo baixo peso das importações de combustíveis na balança comercial, que não despertava preocupações com os dispêndios em dólares: em 1901, o querosene representava tão somente 2,1% do valor total das importações. O consumo diário de combustíveis (querosene, gasolina e óleos), em 1903, era de apenas cerca de 1.100 barris (Moura e Carneiro, 1976, p. 90). Naquela época, nos Estados Unidos, a indústria do querosene para iluminação, então o principal derivado do petróleo, já completara quarenta anos de existência, produzia em alta escala e promovia avanços tecnológicos para a melhoria da qualidade do produto.

Em 1903, o governo do presidente Rodrigues Alves determinou a realização de estudos para avaliar a possibilidade de existência de petróleo e o potencial carbonífero do Sul do país, por meio de Missão White, chefiada pelos geólogos norte-americanos Israel Charles White e David White. Em seu relatório final, em 1908, a missão concluiu que não havia possibilidade de ocorrência de petróleo na região Sul, devido à presença de rochas eruptivas em meio às rochas sedimentares, após perfurar um poço em Irati, no estado do Paraná. Sugeriu que explorações fossem realizadas no Amazonas, onde não há rochas eruptivas (Smith, 1978, p. 26; Moura e Carneiro, 1976, p. 91-92).

Como foi comentado nesta seção, o período até o final da Primeira Guerra Mundial foi caracterizado por pequeno número de explorações, realizadas por particulares. Ao analisar esse longo e infrutífero período, Moura e Carneiro (1976, p. 77-80) esclarecem:

No caso específico da pesquisa do petróleo, que consome rios de dinheiro em equipamentos, máquinas e mão de obra especializada, aí, então, os obstáculos se multiplicavam e agigantavam, tanto mais que as técnicas exploratórias, pouco irradiadas pelo mundo até os princípios do século XX, eram praticamente desconhecidas entre nós.

E como balanço do período, enfatizam:

Aos pioneiros desses regimes de concessões, no Império, ninguém pode negar: primeiro, o de haverem, a despeito das naturais dificuldades, individualizado algumas áreas que, cerca de sessenta e oito anos depois, vieram a ser novamente prospectadas, com modernos e pesados equipamentos, e com técnicas infinitamente mais avançadas; segundo, o sério esforço industrial para a obtenção de iluminação e, mesmo, lubrificantes. A tanto se reduzia, para o nosso País e para o resto do

mundo, a importância do petróleo naquela ocasião. A indústria petrolífera estaria ameaçada pelo advento da iluminação elétrica, não fora a descoberta dos motores de explosão e combustão interna, pelos quais o petróleo dominou o século XX (Moura e Carneiro, 1976, p. 77-80).

Ao verificar que as explorações por particulares não apresentaram resultados, e ao se conscientizar dos riscos que o país corria por depender integralmente de combustíveis importados, o governo brasileiro decidiu, ao final da Primeira Guerra Mundial, participar diretamente das atividades de exploração, como se analisa na seção a seguir.

2 O ESTADO BRASILEIRO NAS ATIVIDADES DE EXPLORAÇÃO

O presidente Epitácio Pessoa reconheceu, na Mensagem ao Congresso Nacional de 1921, que “Poucas têm sido, no Brasil, as pesquisas de jazidas de petróleo. (...) O conhecimento incompleto da estrutura geológica do país deve ser a causa do fracasso das investigações até agora feitas” (Pessoa, 1921 *apud* Cohn, 1968, p. 9). A entrada do Estado no setor petrolífero se deu por meio do Serviço Geológico e Mineralógico do Brasil (SGMB), órgão do Ministério da Agricultura, Comércio e Obras Públicas, criado em 1907 pelo presidente Afonso Pena, que governou de 15 de novembro de 1906 a 14 de junho de 1909.

O SGMB, dirigido por Orville Derby – o pai da geologia no Brasil, segundo Moura e Carneiro (1976, p. 96) –, constituiu-se em importante centro de estudos geológicos e mineralógicos do país, com a contratação de engenheiros de minas formados na Emop. Nos primeiros anos, o órgão realizou estudos sobre o carvão no Sul do país e explorações de ferro, manganês, ouro e diamantes. Foi no SGMB que o geólogo Eusébio Paulo de Oliveira realizou o estudo no qual contestou a opinião da Missão White, em 1908, de que não existia petróleo no Sul do país. Eusébio de Oliveira, extremamente nacionalista, não aceitava que se aprovasse legislação para o petróleo que autorizasse empresas estrangeiras a realizar pesquisas à procura de petróleo no território brasileiro, assim como não concordava com a contratação de técnicos estrangeiros, preferindo treinar brasileiros para as atividades de exploração. Suas atitudes de desconfiança das grandes petroleiras estrangeiras iriam nortear as posições do Congresso Nacional na formulação dos primeiros projetos de lei para a exploração de petróleo, na década de 1920, como se analisa na próxima seção (Smith, 1978, p. 26-29; Moura e Carneiro, 1976, p. 93-96).

Enquanto durou a Primeira Guerra Mundial, as dificuldades na importação de combustíveis e os preços elevados mostraram a urgência de se descobrir petróleo no Brasil. O SGMB realizou 65 perfurações pioneiras em diversos estados – a relação completa pode ser conferida em Moura e Carneiro (1976, p. 106-107) –, de agosto de 1919 a março de 1934. Sua primeira perfuração foi realizada no

estado do Paraná, no município de Mallet, em um poço que alcançou 84,77 m. Todavia, aos 66,3 m de profundidade, a sonda foi exposta a um grande perigo, ao entrar em uma rocha diabásica, e o poço acabou por ser abandonado. Vestígios de óleo e gás foram encontrados no Paraná, fato que estimulou o SGMB a continuar as explorações nos estados da bacia do rio Paraná, estendendo-se as atividades para Santa Catarina, São Paulo e Rio Grande do Sul. Os vestígios encontrados em São Paulo levaram à continuação das explorações no estado até 1927, quando foram paralisadas devido à falta de resultados (Moura e Carneiro, 1976, p. 98-99; Dias e Quaglino, 1993, p. 12).

A primeira perfuração na costa atlântica, em terra, foi realizada em Alagoas, na localidade de Garça Torta, em Maceió, com a sondagem nº 12, no período de 14 de abril de 1920 a 9 de julho de 1920, com a profundidade de 78,67 m (Moura e Carneiro, 1976, p. 99 e 112). Os trabalhos de perfuração no estado continuaram até serem abandonados em 1927, em razão das dificuldades geológicas e da utilização de equipamentos pouco apropriados. Foram encontrados alguns indícios de óleo, após serem gastos três anos em uma única perfuração, de nº 50, no bairro maceioense de Riacho Doce, iniciada em 1924. Na Bahia, o SGMB realizou perfurações de poços perto de Ilhéus (Cururupe), com alguns vestígios de petróleo, mas que foram abandonados em razão da baixa espessura das rochas sedimentares, e em Marau e Santo Amaro, sem resultados. Na região do Recôncavo Baiano, não houve perfurações, em razão das avaliações negativas de Eusébio de Oliveira sobre a geologia da região. Exatamente a localidade de Riacho Doce e a região do Recôncavo Baiano seriam palco de acirradas disputas entre exploradores privados e técnicos do governo na década seguinte, conforme se relata na seção 7.⁴

No estado do Pará, foram realizadas perfurações de poços em Bom Jardim, às margens do rio Tapajós, onde vestígios de óleo levaram as atividades a se prolongar até a década seguinte, quando foram interrompidas. O órgão que sucedeu o SGMB, em 1934, o Departamento Nacional de Produção Mineral (DNPM), conduziu as operações para o território do Acre, onde foram encontradas rochas eruptivas, que dificultaram as explorações.

O SGMB realizou perfurações de 1919 a 1933, porém em número muito aquém das necessidades e das dimensões do país, que abriga diversas bacias sedimentares de grandes extensões, potencialmente propícias à existência de petróleo, mas que eram até então pouco estudadas quanto à sua geologia. A atuação do órgão foi influenciada pelo trabalho do geólogo norte-americano Chester Washburne, contratado pelo governo do estado de São Paulo, no final da década de 1920, que apontou a região Sul do país como a mais promissora para a prospecção

4. Ver também Dias e Quaglino (1993, p. 12-13).

de petróleo (Martins, 1976, p. 273). Washburne, e também Orville Derby, J. C. Branner e I. C. White foram geólogos estrangeiros que, ao lado de geólogos brasileiros, concluíram, com as primeiras pesquisas no território nacional, que “existiam formações sedimentares potencialmente ricas em petróleo numa terça parte do território do país” (Wirth, 1973, p. 116).

As razões para o baixo número de prospecções e perfurações realizadas deveram-se aos reduzidos recursos orçamentários alocados pelo governo, à falta de sondas apropriadas para se alcançarem maiores profundidades e à escassez de pessoal técnico especializado. Com apenas 25 sondas, o órgão não descobriu nenhum poço comercial (Moura e Carneiro, 1976; Cohn, 1968; Dias e Quaglino, 1993, p. 28). Porém, resultados positivos foram contabilizados, a exemplo da realização de levantamentos da estrutura geológica de bacias sedimentares e o treinamento de várias equipes de geólogos brasileiros. Dias e Quaglino (1993, p. 14) concluem sobre esse período da década de 1920: “a certeza de que apenas o Estado havia conseguido manter o interesse pelo problema” da procura do difícil petróleo no país, após a Primeira Guerra Mundial. As companhias estrangeiras já haviam descoberto jazidas volumosas no México, na Venezuela e no Iraque, e estavam às voltas com excedentes de produção, e não se interessavam em explorar petróleo no Brasil. Os empresários brasileiros se interessavam mais por investimentos lucrativos no comércio e na agricultura. Além disso, o mercado brasileiro de combustíveis, não obstante em elevado crescimento, ainda era pequeno – apenas um quarto do consumo no mercado argentino, em 1935 (Wirth, 1973, p. 116).

3 O PETRÓLEO TORNA-SE PREOCUPAÇÃO NACIONAL: PRIMEIRAS TENTATIVAS DE APROVAÇÃO DE LEIS FEDERAIS PARA O SETOR

As preocupações com a falta de petróleo no país e com o domínio do mercado de combustíveis por empresas estrangeiras levaram às primeiras tentativas para se aprovarem legislações específicas para as atividades do petróleo, na segunda metade da década de 1920. Contudo, antes das iniciativas legislativas apresentadas nesta seção, é necessário registrar duas tentativas anteriores para regulamentar as atividades de exploração. A primeira, em 1915, a Lei Calógeras, representou a primeira entrada do Estado na regulamentação das atividades de mineração no país, porém sem fazer menção direta ao petróleo. Foi o primeiro esforço legal para estabelecer alguns limites aos direitos absolutos dos proprietários do solo, definidos na Constituição republicana liberal de 1891. A lei criou a figura do “inventor de minas”, de modo que o indivíduo que descobrisse uma mina e afirmasse, de boa-fé, desconhecer o dono da terra quando da exploração na sua área poderia ter o resultado dessa atividade dividido em partes iguais com o proprietário. Além disso, a lei

reconhecia a esse indivíduo – o inventor – o direito de requerer a desapropriação, caso o proprietário das terras se recusasse a explorar as minas.

A segunda intervenção foi a Lei Simões Lopes, de janeiro de 1921, com o Decreto Legislativo nº 426, que dispunha sobre a propriedade e a exploração das minas. A lei autorizava o governo federal a promover pesquisas com uma simples comunicação ao proprietário. O manifestante da mina – ou seja, o inventor criado pela Lei Calógeras – poderia realizar a pesquisa sem consentimento do proprietário, caso este não se pronunciasse no prazo de um ano. Esse dispositivo representou um passo a mais em direção ao incentivo às explorações, mas continuava o princípio da acessão, que limitava as explorações minerais (ANP, 2015, p. 34; Moura e Carneiro, 1976, p. 148).

Como essas legislações não incentivavam a ampliação das explorações de petróleo no país, foram apresentados três projetos de lei na Câmara dos Deputados com cláusulas que retiravam dos estados a autonomia que até então detinham na concessão de licenças para explorações, conforme estabelecera a Constituição liberal de 1891 (Martins, 1976, p. 270).

Em dezembro de 1925, foi publicado no Diário do Congresso Nacional um projeto de legislação do diretor do SGMB, Eusébio de Oliveira, cuja tramitação começara em 1923, que procurava diminuir a burocracia do órgão para acelerar as explorações por particulares. O projeto proibia a posse de reservas de petróleo por capitais estrangeiros, mas não excluía sua participação na exploração de petróleo no país, pois o proponente reconhecia as necessidades de capitais para as explorações, porém exigia que 25% do capital das empresas pertencessem a brasileiros (Smith, 1978, p. 28; Dias e Quaglino, 1993, p. 32). Contudo, havia no Congresso Nacional preocupações crescentes com o aumento da presença das empresas estrangeiras no setor de combustíveis, e o petróleo estava sendo visto como um problema nacional pela primeira vez. O projeto de Eusébio de Oliveira não teve prosseguimento.

Em 1926, a Comissão de Agricultura da Câmara dos Deputados encarregou o deputado Ildefonso Simões Lopes de estudar a questão do petróleo. Como legislador, Simões Lopes orientava seus trabalhos no Parlamento por preocupações com a geopolítica do petróleo, especialmente com as interferências das companhias estrangeiras nos governos latino-americanos, a atuação dos países europeus em benefício das companhias dos respectivos países, e o receio do controle do setor petrolífero brasileiro pelas companhias estrangeiras – o que já ocorria no segmento de combustíveis (Dias e Quaglino, 1993, p. 14). O parlamentar defendia a revisão da Lei de Minas, por meio da reforma da Constituição, única forma, segundo ele, de entregar ao domínio do Estado as jazidas de petróleo. Para confirmar o interesse de empresas estrangeiras pelo setor de petróleo da América Latina, no

caso empresas dos Estados Unidos, no discurso que pronunciaria no Congresso Nacional, em 19 de dezembro de 1927, para a apresentação do relatório final dos estudos que lhe foram encomendados e um projeto de lei, Simões Lopes mostraria um trecho de um relatório do Federal Oil Conservation Board, de 1926, que confirmava o projeto dos Estados Unidos para as empresas petrolíferas daquele país em relação aos países ao sul do rio Grande. No relatório, segundo Lopes, o órgão norte-americano afirmava:

Existem, no México e na América do Sul, campos petrolíferos ainda não explorados. Nossas companhias deveriam efetuar, ali, sem demora, explorações, pois é absolutamente essencial que essas jazidas sejam futuramente controladas por cidadãos norte-americanos⁵ (Lopes, 1927 *apud* Moura e Carneiro, 1976, p. 157).

O inteiro teor do discurso de Simões Lopes encontra-se em Moura e Carneiro (1976, p. 156-168) e em Cohn (1968, p. 31).

O deputado apresentou seu primeiro relatório em junho de 1927, em que explicitou as preocupações imediatas que dominavam as lideranças políticas nacionalistas naqueles anos:

- necessidade de se estabelecer a separação das propriedades do solo e do subsolo, procedendo-se a modificações na Lei de Minas de 1921, pela qual a propriedade do subsolo não era nacional, pois pertencia ao proprietário, com algumas exceções previstas para as explorações;⁶
- envio de técnicos nacionais para cursos de especialização no exterior;
- organização de dados estatísticos sobre as pesquisas de petróleo;
- reexame de todos os contratos assinados entre os estados e empresas privadas para a exploração do solo, para a anulação daqueles contrários à segurança e à defesa nacionais; e
- criação de imposto de importação adicional sobre as importações de derivados de petróleo, para cobrir o aumento das despesas com explorações pelo SGMB (Martins, 1976).

As sugestões foram aprovadas pela Comissão de Agricultura, que solicitou ao próprio deputado Simões Lopes e ao deputado Alexandre Marcondes Filho, representante da Comissão de Constituição e Justiça (CCJ), a elaboração de

5. ANP (2015, p. 37) reproduziu o mesmo trecho do relatório do Federal Oil Conservation Board mostrado nesse parágrafo, retirado do primeiro relatório de Simões Lopes, de junho de 1927.

6. A Lei de Minas – Decreto Legislativo nº 4.265, de 15 de janeiro de 1921 – facilitou as explorações de minérios, independentemente da propriedade da terra, ao estabelecer que qualquer explorador poderia realizar prospecções sem o consentimento do proprietário caso este não se pronunciasse no prazo de um ano do registro feito pelo manifestante. Também autorizou o governo federal a promover pesquisas a partir de uma comunicação ao proprietário da terra (Dias e Quaglino, 1993, p. 14-15).

um projeto de lei sobre a matéria. Os dois parlamentares apresentaram proposta de projeto de uma política nacional para o petróleo em dezembro de 1927.

Em 1926, ocorrera a Reforma Constitucional, que, para facilitar explorações por empresários nacionais e impedir a presença estrangeira na mineração em determinadas situações, introduziu modificações na área de mineração. A Emenda Constitucional (EC) de 3 de setembro de 1926 determinou, no art. 72, § 17, da Constituição Federal de 1891: “*a*) as minas pertencem ao proprietário do solo, salvo as limitações estabelecidas por lei, a bem da exploração das mesmas”; e, “*b*) as minas e jazidas minerais necessárias à segurança e à defesa nacionais e as terras onde existirem não podem ser transferidas a estrangeiros” (Brasil, 1926).

Os fundamentos para as preocupações quanto à futura participação de empresas estrangeiras na exploração de petróleo no Brasil foram, portanto, estabelecidos pela emenda de 1926 à Constituição de 1891. À época, cinco empresas estrangeiras controlavam o comércio de gasolina, óleo diesel, lubrificantes e óleo combustível no país, grande parte importados de refinarias do Golfo do México e das Antilhas Holandesas: Standard Oil, instalada com uma representação comercial em 1897, que em 1912 passou a denominar-se Standard Oil Company of Brazil; Anglo-Mexican Petroleum Products (filial da Shell na América Latina), em 1913; Texas Company (Texaco), em 1915; Atlantic Refining Company (Atlantic), em 1922; e The Caloric Company, empresa de médio porte, filial da Pan American Petroleum, que seria vendida para a Standard Oil Company no início da década 1930 (ANP, 2015, p. 32-33). Os combustíveis eram desembarcados a granel nas principais cidades portuárias do Brasil: Recife, Belém, Salvador, Rio de Janeiro e Santos (Dias e Quaglino, 1993, p. 45). A presença estrangeira integral no abastecimento constituía, portanto, argumento para uma das linhas que seriam seguidas pelo projeto de lei sobre o petróleo.

Os dois relatores consultaram o diretor do SGMB, Eusébio de Oliveira, que não concordou com a proibição da exploração por estrangeiros, mas aceitou a introdução de cláusula que proibia a estrangeiros a detenção de reservas de petróleo no país. Entre suas razões para que não se proibissem explorações por firmas estrangeiras estavam os poucos recursos do SGMB e as dificuldades burocráticas no Brasil para atender à exigência dos fabricantes estrangeiros de pagamentos à vista de equipamentos para prospecções. Apesar da opinião do diretor, completamente a par dos problemas do petróleo, os dois relatores afirmaram que a “remoção do dispositivo que impedia os estrangeiros de explorar os depósitos [de petróleo] seria perigosa” (Martins, 1976, p. 269).

Com efeito, o anteprojeto de lei, apresentado em dezembro de 1927 por Simões Lopes e Marcondes Filho, aprofundou as restrições ao capital estrangeiro, que estavam sendo apoiadas pelo presidente Washington Luís, e propôs os seguintes

tópicos principais: i) as reservas de petróleo não poderiam pertencer a estrangeiros nem ser por eles exploradas; ii) o governo federal poderia expropriar qualquer reserva pertencente a particular, por motivo de interesse público; iii) as explorações estariam sujeitas à autorização governamental, além de outros dispositivos com o objetivo de submeter as atividades de exploração ao controle do Estado; iv) as autorizações seriam dadas para períodos improrrogáveis de seis meses, para a primeira sondagem, e de cinco anos, para a conclusão de toda a prospecção; e v) o não cumprimento desses prazos daria direito ao governo de usar a terra para prospecções (Martins, 1976, p. 269; Dias e Quaglino, 1993, p. 15-16; Cohn, 1968, p. 31-32).

Simões Lopes gostaria de propor uma lei radical, para permitir que todas as terras passassem de uma só vez ao controle do Estado, porém a Constituição não permitia essa medida. Para contornar essa limitação, foram estabelecidos no anteprojeto os prazos limites para a validade das licenças de prospecção. Apesar das restrições, as vedações às petroleiras estrangeiras teriam pouco efeito prático, pois naquela época elas não demonstravam interesse em realizar explorações em busca de petróleo no Brasil, em razão da grande produção mundial de petróleo e das dificuldades geológicas do país. O Brasil representava um mercado pequeno para os combustíveis líquidos – um quarto do mercado argentino –, uma vez que em 1927 havia no país apenas 130 mil veículos (Martins, 1976, p. 272). O Departamento de Estado dos Estados Unidos ensaiou a apresentação de um protesto ao Brasil pela exclusão dos investimentos estrangeiros no anteprojeto de lei, mas foi desaconselhado pelo embaixador daquele país no Brasil. O interesse das empresas norte-americanas centrava-se no mercado de derivados de petróleo, inclusive na possibilidade de produzi-los no Brasil. Essa foi a posição do embaixador dos Estados Unidos, que queria a concessão de isenções fiscais para a atração das empresas estrangeiras para o refino (Martins, 1976, p. 269-273).

As restrições à participação das empresas estrangeiras suscitaram críticas de alguns políticos, que defenderam a irreabilidade econômica da proposta do anteprojeto de lei, dadas as conhecidas dificuldades no Brasil para o aumento das explorações: a escassez de recursos públicos para realizar as complexas atividades de sondagem; a falta de conhecimentos técnicos; e as dificuldades na importação de equipamentos para as perfurações. Porém, as posições nacionalistas prevaleceram, e o anteprojeto foi aprovado, em dezembro de 1928, por unanimidade dos membros das duas comissões. A apresentação das emendas em plenário devolveu o anteprojeto às comissões. A CCJ confirmou a sua aprovação, em julho de 1930. Contudo, um novo relator na Comissão de Agricultura naquele ano, o deputado Graccho Cardoso, que substituiu Simões Lopes, reformulou o projeto e, como ponto principal, retirou a proibição de posse de reservas e explorações de petróleo por estrangeiros, por estar em conflito com o princípio constitucional que garantia aos estrangeiros

residentes o direito à inviolabilidade de propriedade. O projeto foi modificado em alguns pontos, como afirmou o deputado Graccho, para adequá-lo “politicamente à luz de um radicalismo menos extremo e injusto” como condição para a sua rápida aprovação em sessão plenária na Câmara dos Deputados (Martins, 1976, p. 270). Porém, impôs a participação mínima de capitais nacionais em 35%, até alcançar 60% sempre que houvesse aumentos de capital, para garantir que a empresa proprietária das reservas ficasse sob controle nacional. As propostas do deputado Graccho Cardoso foram aprovadas pelo Comitê de Agricultura, em agosto de 1930, mas a revolução liderada por Getúlio Vargas, em outubro daquele ano, impediu a votação na sessão plenária da Câmara. (Martins, 1976, p. 270-271; Dias e Quaglino, 1993, p. 16). Apenas em 1938, durante o Estado Novo, o Brasil iria dispor de sua primeira lei ampla sobre o petróleo, com a criação do Conselho Nacional do Petróleo (CNP).

Ao lado do posicionamento do petróleo como uma preocupação nacional, surgiram as inquietações com as posições a serem ocupadas pelas firmas estrangeiras nas futuras explorações de petróleo. Martins (1976, p. 271) acrescentou a seguinte observação sobre os debates legislativos na década de 1920:

Durante essa primeira fase, essa controvérsia sobre a legislação para um petróleo que ainda não havia sido descoberto, gira em torno de reavaliar o papel de dois atores que, por sua vez, não aparecem claramente no caso: os empresários brasileiros e o capital estrangeiro.

Aquele autor chama atenção, ainda, para as diferenças de posicionamento entre a proposta de Simões Lopes e Marcondes Filho e a de Graccho Cardoso: na segunda, estava subjacente a confiança de que o desenvolvimento de um capitalismo nacional permitiria ao país assumir o controle da indústria do petróleo. Na proposta de Simões Lopes e Marcondes Filho, somente as ações soberanas do Estado poderiam se contrapor ao poder das companhias internacionais. Essa atitude nacionalista iria se refletir, nas décadas de 1930-1950, no recrudescimento dos posicionamentos ideológicos envolvidos nos embates sobre o petróleo, ocorridos previamente à criação da Petrobras. Para os representantes das posições nacionalistas estatizantes, que seriam na década de 1930 acrescidos dos militares, o domínio do mercado pelas companhias internacionais de petróleo somente poderia ser contra-arrestado por meio da entrada do Estado regulamentando o setor.

Nesse aspecto, a Revolução de 1930 iria representar mudança profunda no setor mineral, até então circunscrito às esferas estaduais, que concediam autorizações para as explorações. As concessões, a partir de 1934, passariam a ser outorgadas somente pelo governo federal, e as decisões relativas às explorações de petróleo seriam centralizadas nesta esfera de governo, com a aprovação, em 1938, por influência dos militares, do CNP (Cohn, 1968, p. 13).

4 A REVOLUÇÃO DE 1930 E AS NOVAS ORIENTAÇÕES PARA O SETOR DE PETRÓLEO

A Revolução de 1930 foi um movimento armado, organizado com o objetivo de derrubar o governo de Washington Luís e impedir a posse do presidente eleito em 1º de março de 1930, Júlio Prestes, ambos pertencentes ao Partido Republicano Paulista (PRP). A revolução foi liderada por Getúlio Vargas, então presidente do estado do Rio Grande do Sul – equivalente ao atual cargo de governador –, tendo como chefe militar o tenente-coronel Góis Monteiro.

Júlio Prestes era presidente do estado de São Paulo e havia sido escolhido como candidato ao governo nacional pelo presidente da República, Washington Luís. A escolha de Júlio Prestes, tornada de conhecimento público pelo presidente em maio de 1928, na cerimônia de inauguração da estrada de rodagem entre o Rio de Janeiro e São Paulo, rompeu a tradicional alternância de poder entre políticos de Minas Gerais e de São Paulo para governar o Brasil. A quebra da alternância pelo presidente representou também a interrupção da distribuição de poder, que vinha prevalecendo desde a instituição da República, entre o governo federal e as elites regionais – a chamada Política dos Governadores (Schwarcz e Starling, 2015, p. 351-353).

O presidente do estado de Minas Gerais, Antônio Carlos Ribeiro de Andrada, reagiu fortemente à indicação feita por Washington Luís, e propôs uma aliança política ampla, que abrigasse os estados descontentes e também os tenentes, um grupo de militares rebeldes, participantes das revoltas de 1922 e 1924, que detinham bastante prestígio no Exército. Minas Gerais propôs ao estado do Rio Grande do Sul – que há muito se ressentia da falta de uma distribuição igualitária de poder entre as Unidades da Federação – o lançamento de uma candidatura deste estado (Schwarcz e Starling, 2015, p. 353-354). Após negociações com vários estados, a Paraíba concordou em apontar o candidato a vice-presidente. Os partidários do movimento realizaram sua convenção no Rio de Janeiro, em 20 de setembro de 1929, e fundaram a Aliança Liberal, lançando as candidaturas de Vargas e do presidente paraibano João Pessoa à presidência e à vice-presidência da República. Uma ala radical da Aliança Liberal começou a buscar a formação de uma aliança com os tenentes.

A chapa de Vargas foi derrotada nas eleições, incapaz de competir com o forte apoio dos cafeicultores paulistas a Júlio Prestes e dos presidentes dos estados, que não apoiaram os candidatos da oposição. Não aceitando o resultado, e com o propósito de promover mudanças profundas na política brasileira e na administração federal, e de contestar a dominação do país pelas oligarquias regionais, os políticos derrotados, junto com os tenentes, começaram a organizar um levante armado para impedir a posse de Júlio Prestes. A operação militar foi iniciada

no Rio Grande do Sul e em Minas Gerais, em 3 de outubro de 1930, e na Paraíba, na madrugada do dia seguinte, tendo Juarez Távora como comandante militar do Norte e do Nordeste do Brasil. Em 24 de outubro de 1930, Washington Luís foi deposto. Nesse dia, foi formada uma junta militar que governou o Brasil até 3 de novembro, data em que se deu posse a Vargas como presidente provisório.⁷

A Revolução de 1930 pôs fim à República Velha e à sua política do café com leite – alternância das oligarquias paulista e mineira no poder federal –, que governava o Brasil desde a derrubada da monarquia, em 1889. O caráter do movimento era, nas palavras de Cohn (1968, p. 14), nitidamente nacionalista, tanto no sentido ideológico quanto na consolidação da ordem nacional, expresso na legislação que se iria adotar. Foi uma época em que o Estado impôs o seu poder sobre os recursos econômicos do país.

Vargas governou de 1930 a 1945, sucessivamente como chefe do governo provisório instalado em 1930; presidente da República indicado pela Assembleia Constituinte, em 1934; e continuando como presidente até 1945, a partir de 1937, com a instituição do Estado Novo. Na realidade, este foi um período ditatorial, pois o Congresso foi fechado, os partidos políticos e as associações partidárias não exerceram atividades e a imprensa foi controlada. Além da ampliação da presença do Estado em diversos setores, foi uma época marcada por profundas transformações sociais, políticas e econômicas. No setor de petróleo, as políticas adotadas visavam resolver as preocupações com a falta de descobertas do petróleo no país e com o domínio das importações e da comercialização de combustíveis por empresas estrangeiras (Cohn, 1968, p. 13). “O que foi novo a partir de 1930, com a revolução, foi a tendência de o governo federal legislar em nome dos interesses da União sobre a exploração das riquezas minerais em geral, e chamar a si o planejamento e a execução dos serviços correspondentes” (Castro Filho, Dias e Lourenço Neto, s.d.).

A intervenção no setor de petróleo começou no ano seguinte à tomada do poder. Em 1931, por meio do Decreto nº 20.223, de 17 de julho, e do Decreto nº 20.799, de 16 de dezembro, o governo provisório suspendeu todos os atos de concessões de exploração de jazidas minerais, autorizadas até então pelos estados da Federação, e de alienações de jazidas ou de terras que contivessem jazidas. A partir dos decretos, a legalização das concessões já outorgadas passou a depender de autorização do governo federal, ficando os estados proibidos de conceder novas autorizações de lavras de jazidas minerais. Em 1933, o Decreto nº 23.266, de 24 de outubro, suspendeu o registro de manifestos de minas. O manifesto tinha

7. Sobre a Revolução de 1930, ver, no portal do Centro de Pesquisa e Documentação de História Contemporânea do Brasil da Fundação Getúlio Vargas (CPDOC/FGV), os seguintes *links*, disponíveis em: <<https://cpdoc.fgv.br/producao/dossies/FatosImagens/Revolucao1930>>; e <<http://www.fgv.br/cpdoc/acervo/dicionarios/verbete-tematico/revolucao-de-1930-3>>. Acesso em: 21 dez. 2020.

origem na legislação de 1921, que permitia ao explorador o aproveitamento de uma mina, após permissão de um juiz, se o próprio proprietário da terra se recusasse a explorá-la (Moura e Carneiro, 1976, p. 169-171). Os decretos visavam cortar “reprováveis excessos [dos estados] na liberdade de legislar sobre a mineração” (Moura e Carneiro, 1976, p. 177).

Sob o comando de Juarez Távora, o Ministério da Agricultura, que detinha o controle sobre a legislação de minerais, foi reformulado em 1933, em uma tentativa de desburocratizar sua atuação e torná-lo mais eficiente. Em janeiro de 1933, foi criada no ministério – pelo Decreto nº 22.338 – a Diretoria Geral de Pesquisas Científicas, da qual passou a fazer parte o SGMB. Em fevereiro de 1933, o Decreto nº 22.508 criou no corpo da Diretoria Geral de Pesquisas Científicas o Instituto Geológico e Mineralógico do Brasil, que substituiu o SGMB. Em julho de 1933, com o Decreto nº 23.016, foi criada a Diretoria Geral de Produção Mineral, para centralizar o controle administrativo da exploração do subsolo e da energia elétrica e orientar as atividades da relacionadas a esses setores. Do seu corpo fazia parte o Instituto Geológico e Mineralógico do Brasil. Em 1934, pelo Decreto nº 23.979, de 8 de março, foi instituído o DNPM na estrutura do Ministério da Agricultura, do qual fazia parte o órgão que se denominava Serviço Geológico e Mineralógico. Com o DNPM, pretendia-se obter mais dinamismo na pesquisa do petróleo. Távora solicitou a preparação de um novo Código de Minas, que seria mais nacionalista e restritivo que o anterior, de 1921, e de um Código de Águas. Ambos foram redigidos por Domingos Fleury da Rocha, diretor do DNPM (Moura e Carneiro, 1976, p. 100; ANP, 2015, p. 38; Dias e Quaglino, 1993, p. 30; Wirth, 1973, p. 125). Em 1939, o CNP, criado no ano anterior, assumiria os trabalhos de exploração de petróleo no Brasil, como veremos na seção 6.

No início dos anos 1930, aumentava a dependência do Brasil dos derivados de petróleo importados, em decorrência do crescimento da demanda interna, que acompanhava o processo de industrialização e de expansão das redes de estradas de rodagem. O governo passou a ser pressionado por intensa campanha na imprensa brasileira contra o que se chamava de ineficiência estatal em encontrar petróleo, que tinha como um dos líderes o escritor Monteiro Lobato. As pressões contra o governo se agravavam com as notícias de descobertas de petróleo em diversos países da América, “do Alasca até a Patagônia”, conforme foi destacado no manifesto de lançamento da empresa Companhia Petróleo Nacional para prospectar petróleo, por Monteiro Lobato e seus sócios, em 1932 (Moura e Carneiro, 1976, p. 181-183). Críticas mais graves referiam-se a possíveis influências de técnicos estrangeiros, contratados pelo recém-criado DNPM, no sentido de que vendiam dados sobre a geologia do petróleo do Brasil a companhias estrangeiras e trabalhavam para evitar que se encontrasse petróleo, pelo interesse em manter o país como puro mercado consumidor (Cohn, 1968, p. 20; Dias e Quaglino, 1993, p. 80).

O novo Código de Minas foi aprovado pelo Decreto nº 24.642, de 10 de julho de 1934, e somente foi publicado no Diário Oficial no dia 20 de julho, após a promulgação da nova Constituição, em 16 de julho (Venâncio Filho, s.d.). A atuação de Juarez Távora como ministro da Agricultura foi importante na eliminação do direito de acessão – pelo qual o proprietário do solo tinha também a posse do subsolo –, pois como membro da Assembleia Constituinte de 1933 já havia sugerido sua abolição na legislação mineral, para que as riquezas minerais do subsolo e as fontes de energia hidráulica fossem incorporadas ao patrimônio da União, com caráter de imprescritibilidade e inalienabilidade (ANP, 2015, p. 40). Távora, um dos mais ativos participantes do Movimento dos Tenentes da década de 1920, defendeu na Assembleia Nacional Constituinte de 1933-1934 a socialização das riquezas minerais, com um propósito específico, isto é, reservar as jazidas “de maneira definitiva e inalterável ao patrimônio da coletividade, para que constituam, em poder da União, um instrumento de compensação às desigualdades econômico-financeiras dos estados” (Távora, 1933 *apud* Cohn, 1968, p. 17-18),⁸ isto é, os estados mais dotados compensariam os mais pobres. Ele receava que o petróleo fosse descoberto por empresas estrangeiras e, assim, o país perdesse o controle antes da adoção de medidas de salvaguarda. Segundo Wirth (1973, p. 120), um dos atos iniciais de Távora foi cancelar concessões de exploração mineral “gritantemente corruptas dadas pelos estados do Amazonas e Pará”, em seu objetivo de, por meio do Código de Minas, defender as riquezas do subsolo de interesses locais e restringir a propriedade estrangeira de jazidas minerais (Cohn, 1968, p. 17; Martins, 1976, p. 283). Os dois estados haviam concedido a grupos estrangeiros o direito de explorar a bacia sedimentar de seus territórios em alguns milhões de hectares, segundo leis estaduais aprovadas em 1926 e 1927, reproduzidas em Moura e Carneiro (1976, p. 148-156).

Pelo art. 4º do Código de Minas de 1934, o subsolo tornou-se independente da propriedade do solo nos casos das “substâncias minerais ou fósseis úteis à indústria”; as jazidas minerais não mais pertenciam ao proprietário da terra, mas à União, que passou a deter o direito de outorgar licenças de exploração e de produção mineral. Moura e Carneiro (1976, p. 148) afirmam que o Código de Minas de 1934 terminou com a liberalidade de alguns estados de “conceder a grupos ou indivíduos privilegiados, em caráter de monopólio até, regalias extravagantes sobre terras e mais terras de domínio quer estadual, quer federal”. O poder dos estados paralisava as explorações minerais. A nova Constituição, promulgada em 16 de julho de 1934, seguiu a mesma orientação ao estabelecer que “As minas e demais riquezas do subsolo, bem como as quedas d’água [para a construção de usinas

8. Távora, J. *Socialização das riquezas naturais*. Discurso proferido em 1933 perante a Assembleia Nacional Constituinte que promulgou a Constituição Federal de 1934. Este trecho do discurso de Távora também é comentado em Castro Filho, Dias e Lourenço Neto (s.d.).

hidroelétricas e outros fins] constituem propriedade distinta da do solo para efeito de exploração ou aproveitamento industrial” (Brasil, 1934, art. 118). As autorizações ou concessões no setor de mineração podiam ser dadas a brasileiros ou a empresas organizadas no Brasil, ou seja, o dispositivo não estabelecia nenhuma restrição quanto à nacionalidade dos acionistas, condição que iria mudar na Constituição mais nacionalista de 1937. Contudo, previa que uma lei a ser criada regularia “a nacionalização progressiva das minas, jazidas minerais e quedas d’água ou outras fontes de energia hidráulica, julgadas básicas ou essenciais à defesa econômica ou militar do país” (Brasil, 1934, art. 119, § 4º).

O Código de Minas garantiu a propriedade das minas que estivessem em lavra até o dia da sua publicação, isto é, sem necessidade de ato do governo de autorização ou concessão. Porém, como foi observado, a Constituição de 1934 foi promulgada seis dias depois da data do Código de Minas, em 16 de julho, e ao legislar sobre a mesma matéria estabeleceu que não dependia de concessão ou autorização a exploração das minas que estivessem em lavra na data da promulgação da Constituição, razão pela qual prevaleceu a segunda data.

O código estabeleceu, ainda, um procedimento administrativo chamado manifesto, segundo o qual os interessados em jazidas e minas conhecidas deviam declarar ao governo a sua existência e os direitos constituídos sobre elas. Ficaram, então, estabelecidos dois regimes para exploração das minas, como descrito a seguir.

- 1) As minas que estivessem sendo lavradas e mesmo aquelas cujas lavras estavam transitoriamente suspensas à data da promulgação da Constituição poderiam ser exploradas independentemente de autorização ou concessão.
- 2) As minas ou jazidas que não tivessem sido lavradas, embora continuassem sob propriedade privada, somente poderiam ser exploradas mediante ato de concessão ou de autorização do governo federal, ficando assegurada ao proprietário a preferência pela lavra – isto é, a extração e o beneficiamento no local – ou a participação nos resultados.

Em outro artigo, ficava determinado que a lei regularia a nacionalização progressiva das minas e das jazidas minerais consideradas básicas ou essenciais à defesa econômica ou militar do país, o que não implicava transferir esses bens para o Estado brasileiro, e sim para brasileiros (Abreu *et al.*, 2001, p. 1.397 *apud* ANP, 2015, p. 40-41).⁹ A União podia transferir aos estados a atribuição para autorizar a pesquisa e a lavra de jazidas minerais, desde que estivessem equipados técnica e administrativamente, de acordo com as condições definidas no Código de Minas.¹⁰

9. Abreu, A. A. *et al.* (Coord.). *Dicionário histórico e biográfico brasileiro*. Rio de Janeiro: FGV/CPDOC, 2001. v. 2.

10. Decreto nº 24.642/1934.

Poucos dias depois da promulgação da nova Constituição, Juarez Távora foi substituído por Odilon Braga no Ministério da Agricultura. Preocupado com a avalanche de críticas de que então os órgãos encarregados das explorações de petróleo eram alvo, o novo titular da pasta promoveu uma investigação sobre a situação da exploração do petróleo no país. O resultado foi publicado em 1936, no documento oficial *Bases para o inquérito sobre o petróleo*, escrito por Braga em conjunto com técnicos do DNPM, em que eram descritas as atividades exploratórias realizadas pelo SGMB, de 1919 a 1933, e pelo órgão sucessor, o DNPM, e realçados os métodos científicos utilizados nas explorações de petróleo, em meio a dificuldades várias, especialmente a falta de verbas suficientes para a atividade e a escassez de técnicos brasileiros habilitados. O trabalho desmentia as afirmações de Monteiro Lobato e de seu sócio, Oscar Cordeiro,¹¹ a respeito de ineficiências do governo em levar adiante as explorações; defendia que não bastava perfurar poços aleatoriamente; e afirmava que a existência de petróleo nos países vizinhos não era condição suficiente para ter petróleo no Brasil.

A realidade impunha-se, porém, devido aos escassos resultados nas perfurações de poços. Apesar das expectativas favoráveis quando de sua criação, o DNPM foi impossibilitado de intensificar os trabalhos de prospecção. Além das baixas verbas orçamentárias e da burocracia, que dificultavam as importações de sondas de perfuração, havia escassez de pessoal especializado em trabalhos de levantamentos geológicos e de sondagens nas bacias sedimentares. Como decorrência dos insucessos na descoberta de petróleo, o problema passou a ser tema constante em reuniões dos comandantes militares, que se preocupavam com a situação de dependência dos derivados importados e a consequente vulnerabilidade em que se encontravam as Forças Armadas e os transportes do país. Passaram ainda a pesar, a partir de 1938, notícias sobre o provável início de nova guerra na Europa, ameaçando deixar o Brasil com poucas opções para o abastecimento de combustíveis (Cohn, 1968, p. 41-49). Em 1932, o Brasil consumia pouco mais de 12 mil barris/dia e, em 1938, o consumo exigia a importação de 38 mil barris/dia (Castro Filho, Dias e Lourenço Neto, s.d.).

No período que antecede a criação do Estado Novo por Vargas, em novembro de 1937, os desentendimentos entre o governo provisório e as empresas estrangeiras comercializadoras de petróleo seriam mais um determinante das medidas centralizadoras que o governo Vargas tomaria no setor de petróleo, em 1938, ao criar o CNP (Martins, 1976, p. 284). A primeira discordância das empresas estrangeiras com a política de Vargas ocorreu após sua ascensão ao poder, quando o governo, com o propósito de resolver o problema da superprodução de álcool, decretou a aquisição obrigatória de álcool na proporção de 5% da gasolina importada, bem como

11. Ver a seção 7 deste capítulo.

a utilização de álcool pelos veículos pertencentes a órgãos públicos na proporção de pelo menos 10%. Um dia antes da assinatura do decreto, representantes da Atlantic, da Tide Water Oil Export Corporation, da Anglo-Mexican Petroleum (Shell), da Texaco e da Standard Oil entregaram um memorial ao chefe do governo provisório, expondo preocupações com a obrigatoriedade da mistura do álcool à gasolina (ANP, 2015, p. 49; Szmrecsányi e Sá, s.d.).

No início da década de 1930, surgiu outro conflito, quando o prefeito do antigo Distrito Federal – atual município do Rio de Janeiro –, Pedro Ernesto, autoridade competente para controlar preços naquela cidade, impôs o tabelamento dos preços da gasolina, pois em sua opinião o oligopólio das cinco empresas internacionais de petróleo estava impondo preços no mercado brasileiro muito mais elevados do que os praticados no exterior. A disputa entre o prefeito e as companhias foi suspensa em 1932, com a interferência do ministro da Fazenda Osvaldo Aranha, que ofereceu às companhias prioridade na compra de moedas estrangeiras para suas importações, medida que durou de 1932 a janeiro de 1935 (Martins, 1976, p. 285; Dias e Quaglino, 1993, p. 50).

Um novo conflito ocorreu quando uma crise no balanço pagamentos obrigou o governo federal a estabelecer, em janeiro de 1935, o controle na venda de moedas estrangeiras (controle cambial). Segundo as empresas estrangeiras de petróleo, a aquisição de dólar a preço mais alto estava reduzindo suas margens de lucro – a taxa de câmbio de mercado havia se elevado de Cr\$ 12 por US\$ 1 para Cr\$ 16,5 por US\$ 1. Como compensação, as empresas pediam aumento de 10% no preço de venda da gasolina no Distrito Federal, ou o direito de utilizar a taxa de câmbio mais baixa para suas importações de derivados e transferências de lucros. Porém, o prefeito Pedro Ernesto não concordou em autorizar o aumento de 10% pedido pelas empresas. Essas, então, partiram para medidas de pressão: diminuíram, um mês após o pedido de aumento à prefeitura, a bonificação que concediam aos garagistas revendedores de gasolina; apelaram para a intervenção do Conselho Federal de Comércio Exterior (CFCE)¹² para o julgamento da disputa; reduziram a venda de gasolina; e deram sinais de que interromperiam suas importações. Ao CFCE, apresentaram três opções: i) extinção do tabelamento do preço da gasolina; ii) concessão do direito de compra de dólar à taxa oficial; ou iii) redução de impostos federais e municipais sobre a gasolina. Em protesto, garagistas do Rio de Janeiro, de São Paulo e de Niterói dirigiram-se ao CFCE, que resolveu fazer uma pesquisa, constatando a disparidade nos preços praticados pelas empresas entre os estados. Os conselheiros do CFCE acompanharam o prefeito e não aprovaram nenhuma das três solicitações das empresas. Também o interventor do governo

12. Órgão criado por Vargas, em 1934, sob sua subordinação direta, para a coordenação dos vários órgãos que cuidavam do comércio exterior. Transformou-se, com o tempo, em uma agência embrionária de planejamento da economia brasileira e, ao mesmo tempo, em um órgão de assessoramento técnico de Vargas (Martins, 1976, p. 209).

federal no estado do Rio de Janeiro, Ary Parreiras, após ser consultado pelo CFCE, não concordou com o aumento solicitado pelas petroleiras. A embaixada dos Estados Unidos resolveu notificar ao Departamento de Estado que, se o aumento no preço de venda da gasolina ou a autorização para utilizar uma taxa de câmbio mais favorável não fosse concedido, seria criada uma situação desagradável diante da ameaça do oligopólio de empresas de interromper as importações. E sugeriu que o Departamento de Estado pressionasse o ministro da Fazenda brasileiro. À época, o Brasil dependia em quase 100% das petroleiras estrangeiras – quatro norte-americanas e uma anglo-holandesa –, pois em 1937 havia apenas três pequenas refinarias no país (Uruguaiana e Ipiranga, no Rio Grande do Sul, e Matarazzo, em São Paulo); a maior refinaria, Ipiranga, tinha capacidade de processar apenas seiscentos barris de petróleo por dia. As três refinarias processavam 1.650 barris de petróleo bruto por dia (Martins, 1976, p. 285-286; Dias e Quaglino, 1993, p. 50-53; ANP, 2015, p. 49, p. 65).

O conflito revelou da forma mais clara a total dependência do país das empresas estrangeiras para o abastecimento de derivados de petróleo. Uma das soluções apresentadas ao CFCE, em setembro de 1935, em voto proferido pelo industrial Euvaldo Lodi, foi que o governo concedesse benefícios a grupos privados nacionais para o estabelecimento de refinarias no país. O refino de petróleo estava começando a atrair o interesse de empresários brasileiros, diante dos lucros da atividade. Essa solução contrariava frontalmente as empresas estrangeiras, pois permitiria ao governo comparar custos e controlar o preço de venda de combustíveis a partir da produção de uma refinaria local de grandes dimensões. Quando empresários brasileiros seguiram essa sugestão e procuraram financiamento nos Estados Unidos para construir uma refinaria capaz de fornecer cerca de um quarto do consumo brasileiro, as petroleiras estadunidenses agiram no mercado financeiro daquele país e bloquearam os empréstimos. A oposição à concessão de qualquer financiamento foi mantida até o fim dos anos 1940 (Martins, 1976, p. 286). Quando perceberam o interesse de empresários nacionais na construção de refinarias, a Standard Oil, em 1936, e a Texaco, a Atlantic e a Shell, em 1938, propuseram ao governo a construção de refinarias, como forma de manter em termos legais suas posições no mercado nacional, protegendo-se de qualquer medida restritiva do governo. Foi o que fez a Standard Oil concretamente, em setembro de 1937, ao comprar e começar a recondicionar uma pequena destilaria canadense em Jaguaré, no estado de São Paulo, mas que pouco depois foi paralisada (Wirth, 1973, p. 119).

Em 1936, os militares que se agrupavam na Engenharia Militar do Exército, liderados pelo general Júlio Caetano Horta Barbosa, propuseram que as Forças Armadas comandassem o processo de desenvolvimento do setor de petróleo no Brasil, por meio da criação do Departamento Nacional de Combustíveis. O departamento regularia e dirigiria a exploração de petróleo, com a participação preferencial

de firmas nacionais, mas sem excluir firmas estrangeiras, e desenvolveria iniciativas para a formação de engenheiros de petróleo. A proposta não foi aceita pelo presidente Vargas na ocasião, mas no ano seguinte, com o estabelecimento do Estado Novo, cresceu a tendência de se aceitar o controle governamental sobre o setor de petróleo, envolvendo tanto a exploração quanto a industrialização (Martins, 1976, p. 287; Wirth, 1973, p. 124-125).

As preocupações com as questões expostas é que norteariam os passos dados pelos militares para equacionar os problemas envolvidos na questão do petróleo. As preocupações não eram novas, vinham desde a Primeira Guerra, com as consequências econômicas e militares provocadas pelo racionamento de combustíveis. Em fevereiro de 1931, o próprio Vargas, em um discurso em Belo Horizonte, defendera a necessidade de nacionalização das reservas minerais (ANP, 2015, p. 39). Em janeiro de 1936, o general Horta Barbosa, diretor de engenharia do Exército e uma figura militar central nas decisões que iriam ocorrer na história do petróleo no Brasil até a criação da Petrobras, enviou ao ministro da Guerra, general Eurico Gaspar Dutra, o memorial *O petróleo e a defesa nacional*, no qual realçou a ação de “trustes todo-poderosos” e as disputas mundiais que estavam acontecendo em torno do petróleo. Lembrou que o Brasil era uma nação militarmente fraca, pois dependia do petróleo estrangeiro, e que estava assistindo à “penetração constante, ininterrupta, da Standard Oil, Dutch-Shell, Anglo-Mexican etc., pelos menores recantos de nossa pátria”. O Exército precisava intervir para que essas empresas estrangeiras fossem substituídas por firmas nacionais. O ataque e a ocupação italiana da Abissínia (Etiópia), da Eritreia e da Somália, em 1936, foram vistos por Horta Barbosa como um exemplo da corrida internacional por reservas de petróleo. Lembrou que a Argentina já havia resolvido o problema com a criação da petrolífera Yacimientos Petrolíferos Fiscales (YPF). Considerava que, no Brasil, os militares teriam de participar ativamente para resolver o dilema. Defendeu a construção de refinarias por empresários nacionais para impedir que as empresas estrangeiras continuassem a monopolizar o abastecimento de derivados de petróleo. Não obstante, Horta Barbosa não excluía a presença das petroleiras estrangeiras, desde que brasileiros estivessem nos cargos de direção dessas empresas (Horta Barbosa, 1936 *apud* Wirth, 1973, p. 124-125; Cohn, 1968, p. 46-47; Moura e Carneiro, 1976, p. 226-227).¹³ As condições para a intervenção militar ficariam favoráveis com a instalação do Estado Novo, em 1937, que criaria um ambiente propício para que a burocracia militar garantisse o controle desse setor estratégico de produção (Martins, 1976, p. 287-288).

13. Horta Barbosa, J. C. *O petróleo e a defesa nacional*. Rio de Janeiro, 30 jan. 1936. (Memorando de Júlio Caetano Horta Barbosa ao ministro da Guerra Eurico Gaspar Dutra).

5 O ESTADO NOVO CENTRALIZA A POLÍTICA PARA O SETOR DE PETRÓLEO

No dia 10 de novembro de 1937, o presidente Getúlio Vargas deu um golpe de Estado e instaurou o Estado Novo, no mesmo dia em que outorgou a Constituição de 1937. O objetivo era garantir a continuidade de seu governo, ameaçado pelas eleições próximas. O golpe foi apoiado por lideranças políticas e militares, e fortalecido pelo discurso de combate ao comunismo e de enfrentamento ao governador do Rio Grande do Sul, Flores da Cunha, considerado um obstáculo à continuidade de Vargas no poder e à construção de um Exército forte e unificado. O Congresso Nacional foi fechado, e Vargas anunciou o começo de uma nova era política e a adoção da nova Constituição. Elaborada por Francisco Campos, ministro da Justiça, ideólogo da direita e defensor da implantação da ditadura no Brasil, o objetivo era colocar todos os poderes nas mãos de Vargas (Jorrín, 1953 *apud* Cohn, 1968, p. 45).¹⁴ O golpe cancelou a eleição para presidente da República, marcada para janeiro de 1938. O período autoritário de Vargas duraria até 1945.

O Estado Novo propugnava maior independência econômica do Brasil em relação ao exterior, e papel mais afirmativo dos militares no novo arranjo político. O governo passou a regular de forma mais direta as atividades econômicas, e para isso instituiu vários órgãos públicos, comissões, institutos e empresas estatais. O Estado passou a investir em áreas em que o capital privado investia pouco ou não investia, buscando diversificar a estrutura de produção, reduzir a dependência da oferta estrangeira e, durante a Segunda Guerra, aumentar a exportação de matérias-primas necessárias à produção industrial dos Aliados, a exemplo da Companhia Vale do Rio Doce (CVRD) e da Companhia Siderúrgica Nacional (CSN). Foi criada, ainda, a Fábrica Nacional de Motores, inicialmente voltada à fabricação de motores de avião e, após a guerra, à fabricação de caminhões.

Na área do petróleo, o governo Vargas podia discutir o estabelecimento de uma indústria inteiramente nova – isto é, desde a exploração e a produção de petróleo até a fabricação de derivados. Como assinala Wirth (1973, p. 115), o país ainda não descobrira petróleo e “não se tratava de ajustar ou reestruturar relações com produtores estrangeiros”, como ocorria com os demais países produtores de petróleo da América Latina, mas de “discutir livremente o tipo de empreendimento de sua preferência – privado, misto ou estatal – para o desenvolvimento de suas reservas de petróleo ainda por descobrir”. A questão de fundo era definir e adotar o modelo de empreendimento que atendessem aos interesses econômicos e estratégicos da nação – isto é, maior garantia de abastecimento.

Os militares se espelhavam nas tendências estatizantes que estavam ocorrendo no setor de petróleo na América Latina: a Argentina havia criado, em 1922, uma

14. Jorrín, M. *Governments of Latin America*. New York: D. Van Nostrand, 1953.

empresa petrolífera controlada e administrada pelo Estado, a YPF, para garantir maior controle do Estado sobre o mercado de petróleo no país.¹⁵ Em 1932, o governo do Peru declarou como reservas nacionais as concessões detidas pela Standard Oil em uma faixa do rio Contaya. O governo do Uruguai acabara de construir a refinaria de La Teja. No México, o governo desapropriara, em março de 1938, os ativos pertencentes às companhias petroleiras que controlavam a exploração e a industrialização do petróleo naquele país, dando origem à empresa Petróleos Mexicanos, a Pemex. Havia ainda os exemplos da França e da Itália, que haviam criado refinarias estatais de petróleo na década de 1920 (Yergin, 2010, p. 565).

As pesadas aquisições de armamentos pela Argentina, vista como “o inimigo em potencial” do Brasil, eram outra das preocupações dos militares (Martins, 1976, p. 298). A Argentina interferiu na pretendida aquisição de seis contratorpedeiros pela Marinha brasileira nos Estados Unidos, cuja entrega foi suspensa pelo governo norte-americano, em agosto de 1937, depois do protesto que os argentinos fizeram. No final daquele ano, o general Góis Monteiro, chefe do Estado-Maior, enviou aos comandantes nas regiões Sul e Oeste do país instruções a serem seguidas no caso de um “ataque de surpresa”, referindo-se à Argentina.¹⁶ O Brasil acelerou, então, em março de 1938, as negociações com a empresa alemã Krupp para adquirir equipamentos militares, diante das informações secretas que Vargas transmitiu a Góis Monteiro sobre preparações militares argentinas. Quando os militares se conscientizaram de que os estoques de combustível existentes no país, controlados pelas petroleiras estrangeiras, mal seriam suficientes para o consumo de oito dias, a reivindicação de controle federal e militar sobre a política do petróleo foi ainda mais acentuada.¹⁷ É interessante verificar que, na própria Argentina, ocorreu esse mesmo dilema, quando a filial da Standard Oil se recusou a fornecer combustíveis para manobras militares. O general Mosconi, o organizador da YPF, só ficou aliviado quando viu a petroleira argentina em pleno funcionamento

15. A criação de uma empresa anteriormente à YPF foi relatada em trabalho do Banco Mundial: Tordo, Tracy e Arfaa (2011), com base em informação secundária, informam que a primeira empresa governamental instalada no mundo para o processamento de petróleo cru e produção de derivados foi criada na Áustria-Hungria em 1908, pelo imperador Francisco José, para apoiar os produtores de petróleo, que se defrontavam com excesso de produção. Outra empresa cujo capital passou a ter controle governamental, com 51% das ações, foi a Anglo-Persian, em 1914, na Inglaterra, depois denominada British Petroleum, mas o governo britânico nunca chegou a assumir por completo a administração da empresa, deixando a tarefa para os diretores indicados pelo setor privado (Yergin, 2010, p. 180-182).

16. Relatório de 1943 do Estado-Maior do Exército, citado por Hilton, S. Military influence on Brazilian economic policy, 1930-1945: a different view. *The Hispanic American Historical Review*, v. 53, n. 1, p. 71-94, feb. 1973 *apud* Martins (1976, p. 298). Outra fonte de preocupações com a Argentina é encontrada em Sampaio (1998), ao informar que conversas reservadas sobre possíveis intenções da Argentina de invadir o Sul do Brasil tinham à época extrapolado as fronteiras brasileiras. Em 1949, o general Charles de Gaulle, em conversa com Sampaio, diretor do DASP, que tinha ido à França para adquirir uma refinaria para o Brasil – ver a seção 10 deste capítulo – sugeriu que o Brasil não comprasse a refinaria, e afirmou: “Eu, no seu lugar, não fazia nada disso. O que o Brasil teria que fazer é uma estrada de ferro de bitola larga, saindo de São Paulo até a fronteira com a Argentina; porque a Argentina tem condições para invadir e tomar conta de toda a parte fértil, boa, do Sul do Brasil”. No final do encontro com De Gaulle, Sampaio respondeu: “Olhe, no dia em que nossos trabalhos estiverem concluídos, o Brasil será um outro país; e um país economicamente tão forte, que a Argentina nunca terá coragem de nos atacar” (Sampaio, 1988, p. 44).

17. Ver em Martins (1976, p. 298) bibliografia complementar sobre a entrada dos militares na política para o petróleo.

(Mosconi, 1957, p. 26-28 *apud* Martins, 1976, p. 298).¹⁸ Assim, podem-se acrescentar também as preocupações estratégicas do Brasil na América Latina como mais um fator para estimular as forças armadas brasileiras a exigir o controle sobre a política do petróleo (Martins, 1976, p. 297-301).

Com a Constituição de 1937, além da necessidade de autorização federal para o aproveitamento de jazidas minerais, como na Constituição de 1934, foi acrescentada a exigência de que a concessão só se daria “a brasileiros, ou empresas constituídas por acionistas brasileiros” (Brasil, 1937, art. 143, §5º). Era um reforço nacionalista e uma forte distinção em relação à Constituição de 1934, que falava em empresas organizadas no Brasil, ou seja, sem restrição quanto à nacionalidade dos acionistas (Castro Filho, Dias e Lourenço Neto, s.d.). A Constituição de 1937 manteve o princípio da Constituição de 1934 quanto à distinção da propriedade do solo e do subsolo, isto é, este continuava a ser considerado propriedade nacional.

6 A CRIAÇÃO DO CNP, AS COMPANHIAS ESTRANGEIRAS E A DEFESA DA ESTATIZAÇÃO PELO GENERAL HORTA BARBOSA

Os preparativos para a profunda reformulação na política para o petróleo, que se concretizariam com a criação do CNP, em 1938, foram realizados nos moldes de uma operação militar, com seus procedimentos prévios sigilosos. As providências tiveram início com os entendimentos entre o general Horta Barbosa, nomeado subchefe do Estado-Maior do Exército, e o embaixador Júlio Augusto Barbosa Carneiro, diretor executivo do CFCE, órgão criado em 1934. Horta Barbosa e Barbosa Carneiro, que tinham laços familiares como primos, partiram do princípio de que existia petróleo no Brasil e acabaria por ser descoberto. Para eles, o problema do domínio da comercialização de derivados de petróleo pelas empresas estrangeiras deveria ter solução urgente, por meio do estabelecimento de uma legislação nacionalista, da implantação de refinarias por empresários brasileiros e do controle pelo Estado da importação e da distribuição de petróleo e derivados. Ao encaminharem a questão, consideraram fundamental que fosse tratada em segredo, em razão dos interesses em jogo, que envolviam especialmente as empresas norte-americanas de petróleo. A esse respeito, o secretário de Vargas escreveu:

a curiosidade das companhias estrangeiras tornou-se tão intensa e agressiva que foi preciso cercar os estudos para a criação do conselho e da legislação correspondente ao seu funcionamento de providências sigilosas as mais completas, a fim de evitar a intromissão de interesses contrários, em franca atividade sabotadora.¹⁹

18. Mosconi, E. *La Batalla del Petróleo*. Buenos Aires: Ediciones Problemas Nacionales, 1957.

19. Conforme Luiz Vergara, no livro *Fui Secretário de Getúlio Vargas* (Porto Alegre: Globo, 1960, p. 241), reproduzido em Cohn (1968, p. 55).

Com essas premissas para orientar as ações, Horta Barbosa enviou, em 7 de janeiro de 1938, um memorando para a assinatura do general Góis Monteiro, chefe do Estado-Maior do Exército, com sugestões que lhe foram encaminhadas por Barbosa Carneiro. Góis Monteiro encaminhou o documento ao secretário-geral do Conselho de Segurança Nacional, general João Pinto. No documento, afirmava-se que, na eventualidade de uma guerra mundial, os suprimentos ao Brasil poderiam ser interrompidos, e as reservas disponíveis seriam suficientes para apenas alguns dias. A questão do petróleo passou a ser vista segundo uma concepção militar e emergencial, e não havia mais como fugir à formulação de uma política para o petróleo que garantisse para a nação, por meio do Estado e de brasileiros, a exploração e o controle do mineral. Após receber o documento como uma reivindicação militar, Vargas determinou seu envio ao CFCE para que estudasse as sugestões em sigilo, que envolviam a nacionalização do refino ou o seu monopólio pelo Estado (a preferência de Horta Barbosa). Barbosa Carneiro propôs então a constituição de uma comissão secreta para examinar em profundidade a situação nacional do abastecimento de combustíveis, composta por quatro membros – dois militares e dois civis –, indicados por Barbosa Carneiro e pelos ministros da Guerra e da Marinha. Um dos membros, o engenheiro Domingos Fleury da Rocha, antigo chefe do DNPM, era o relator, que redigira o Código de Minas e o Código de Águas para Juarez Távora (ANP, 2015, p. 55; Dias e Quaglino, 1993, p. 83-84; Wirth, 1973, p. 125; Cohn, 1968, p. 47-49).

A comissão realizou reuniões em segredo, fora da sede do CFCE, entre fevereiro e abril de 1938, sob a presidência de Barbosa Carneiro, muitas vezes à noite, para não chamar atenção e para evitar que setores econômicos contrários às mudanças exercessem pressão contra a aprovação das medidas (Martins, 1976, p. 290-291; Wirth, 1973, p. 124, 128; ANP, 2015, p. 53-56).

Após avaliar a questão, a comissão decidiu sugerir uma política de maior controle pelo Estado das atividades de refinação, transporte e distribuição de petróleo e derivados. Para a execução da política, propôs a criação de um novo órgão do Estado, o CNP. Pesaram na decisão fatores relacionados à concepção militar do problema do petróleo naquele período: as preocupações com o domínio do setor pelas companhias estrangeiras; as manobras efetuadas pela Standard Oil e outras três petroleiras norte-americanas para impedir que industriais brasileiros obtivessem financiamentos nos Estados Unidos para a construção de refinarias no Brasil (Wirth, 1973, p. 119; Dias e Quaglino, 1993, p. 82); a possibilidade de nova guerra mundial, que traria problemas para o abastecimento de combustíveis; e a expansão da rede rodoviária nacional, que estava demandando maiores volumes de derivados de petróleo e, portanto, gerando maior dependência de petróleo importado. Entre 1934 e 1938, o valor despendido com importações de petróleo passou de Cr\$ 213,4 milhões para Cr\$ 406,2 milhões (Martins, 1976, p. 291-292; Cohn, 1968 p. 42, 47-48).

A sustentação da ideia de interferência do Estado, com nítida influência militar, não era nova: dez anos antes, em 1927, o jurista Solidônio Leite havia publicado uma série de artigos intitulados *O petróleo e o dever do Brasil*, em que defendia a intervenção estatal no setor e a nacionalização das jazidas. Os artigos foram escritos por influência do general Olímpio da Silveira, que representava as ideias do Estado-Maior do Exército (Barbosa Lima Sobrinho, 1963 *apud* Cohn, 1968, p. 46).²⁰

O controle das atividades do petróleo ficaria a cargo de um órgão especial a ser criado pelo governo. Em seu relatório, Fleury da Rocha considerou que a própria Constituição impedia a dominação por trustes estrangeiros ou nacionais de eventuais zonas produtoras de petróleo no país, mas deveria ser evitado que as empresas estrangeiras dominassem o refino, o transporte e a distribuição para consumo (Rocha, 1938 *apud* Martins, 1976, p. 292).²¹ Essa dependência ocorria com a Venezuela, que importava combustíveis produzidos com o petróleo extraído no próprio país e refinado por empresas estrangeiras em Curaçao e em Aruba. O exemplo da Argentina, que buscava sua autonomia na produção de derivados de petróleo, era realçado no relatório. A estatização completa das atividades de petróleo, embora vista como solução ideal, foi considerada inviável, pois o Brasil não dispunha de produção própria de petróleo nem de refinarias com produção importante (Martins, 1976, p. 291-292; Cohn, 1968, p. 47-48). Se a decisão fosse essa, segundo o relatório de Fleury, o Brasil ficaria exposto às “repesálias que os trustes gostariam de exercer”, seja pelo aumento dos preços dos combustíveis, seja pela redução do abastecimento (Rocha, 1938 *apud* Martins, 1976, p. 291). E a distribuição dos derivados pelo país continuaria sob o controle das petroleiras estrangeiras (Martins, 1976, p. 292).

Outra razão para as medidas centralizadoras de 1938 era que o Brasil tinha assinado um tratado com a Bolívia, no qual empresas mistas brasileiro-bolivianas explorariam petróleo neste país e não poderiam, segundo o tratado, estar sob o controle estrangeiro (Martins, 1976, p. 292; Wirth, 1973, p. 128). Em 25 de fevereiro de 1938, o Brasil e a Bolívia ratificaram notas assinadas em 1937, segundo as quais o Brasil, em troca de concessões em campos de petróleo na província de Oriente, na Bolívia, e do recebimento de petróleo cru, construiria uma estrada de ferro para ligar Santa Cruz de la Sierra a São Paulo. Aos militares brasileiros interessava o petróleo da Bolívia para fins de defesa – já contando com a instalação de destilarias no Brasil. A Bolívia estabeleceu que o seu petróleo não deveria ser refinado por empresas privadas no Brasil, pois a Standard Oil poderia participar e, como as autoridades daquele país não queriam seu retorno à Bolívia, temiam

20. Barbosa Lima Sobrinho, A. J. Um precursor da Petrobrás. *Jornal do Brasil*, Rio de Janeiro, 6 out. 1963.

21. Rocha, F. da. *Relatório Secreto*. 16 mar. 1938.

que a empresa manobrasse, por algum meio, para recuperar o controle de campos de petróleo que haviam sido expropriados pelo governo boliviano. Ao general Horta Barbosa interessava o acordo, pois as leis do petróleo que seriam aprovadas no mesmo ano abririam a possibilidade de construção de uma refinaria estatal – o CNP, a ser criado, poderia produzir derivados quando julgasse conveniente. No futuro próximo, quando a província do Oriente, na Bolívia, começasse a produzir petróleo, Horta Barbosa gostaria, idealmente, de já ter providenciado a construção de uma refinaria estatal (Wirth, 1973, p. 128-129).

O general Horta Barbosa recebeu o relatório da comissão e aprovou as sugestões. O próximo passo seria transformar as propostas em medidas legais. Para isso, levou-as ao conhecimento de Barbosa Carneiro, que apresentou o relatório aos sete membros da Câmara de Produção, Consumo e Transporte do CFCE, com a recomendação de que, sendo o documento sigiloso, somente deveria ser discutido entre os membros da própria Câmara.²² Os membros da Câmara oficializaram a aprovação das conclusões, e, em 5 de abril de 1938, foram redigidas as minutas de um projeto de lei, com uma restrição, que acabou não sendo atendida: não conceder ao Estado o poder de impor limites de preços para os combustíveis (Martins, 1976, p. 293).

Vargas recebeu e aprovou as minutas da futura política do petróleo. Faltava ainda a aprovação pela sessão plenária do CFCE. Os conselheiros foram convocados para uma reunião urgente e extraordinária, no final de abril de 1938, realizada no Palácio Itamaraty, para a avaliação de um tópico designado como de extrema importância, cujo conteúdo lhes foi comunicado apenas quando a sessão foi iniciada. Barbosa Carneiro determinou ao capitão Ibá Meirelles, delegado do Estado-Maior e secretário da sessão, que fechasse as portas e guardasse as chaves.²³ Após quatro horas reunidos, os membros do CFCE aprovaram por unanimidade uma política que dava ao Estado amplo controle sobre o setor de petróleo. Houve, contudo, posições que mostraram que a unanimidade tinha sido acompanhada de muitas dúvidas pelos conselheiros. O representante da Confederação Rural declarou que votava a favor do projeto apenas por causa da obstinação do Estado-Maior. O representante das Associações Comerciais declarou que não viu “como não ter em conta” o voto favorável, pois o Estado-Maior tinha informado que a medida era “absolutamente necessária para a defesa nacional”, mas disse que ele era contra porque “não acreditava que o Estado fosse capaz de realizar satisfatoriamente um empreendimento econômico” (Martins, 1976, p. 293-294). Em segundo lugar, respondeu “de forma negativa, se seria possível para o país parar de consumir o petróleo americano, sem que déssemos compensação aos Estados Unidos”.

22. Ofício Reservado do CFCE nº 5.235, de 26 de março de 1938 *apud* Martins, 1976, p. 292.

23. Meirelles, I. J. Entrevista cedida no Rio de Janeiro, em agosto de 1970, a Martins (1976, p. 292-293).

Especialmente no momento, acrescentou, em que o café brasileiro desfrutava de privilégios no mercado americano (Martins, 1976, p. 293-294).

Uma aprovação sem nenhuma restrição foi dada pelo representante dos empresários, o industrial Euvaldo Lodi, que manifestou que o Brasil “havia acabado de transpor ‘um passo para a consolidação de suas prerrogativas como uma nação livre e soberana’”. Segundo ele, “O Brasil ‘começou finalmente a despertar’” (Martins, 1976, p. 294).

A reunião foi encerrada pelo capitão Ibá Meirelles, que recolheu as cópias dos conselheiros e enviou os documentos, por intermédio de um oficial do Exército, ao Chefe da Casa Militar da Presidência, general João Pinto. Os documentos foram levados em um avião militar para o balneário de São Lourenço, em Minas Gerais, onde Vargas se encontrava, pelo general Góis Monteiro, chefe do Estado-Maior.²⁴ Antes de assinar o decreto-lei, Vargas pediu ao general que lhe explicasse os principais pontos da proposta. Após conhecer os termos do documento, Vargas disse a Góis Monteiro: “Assinarei de bom grado, se isso é o que você realmente deseja” (Wirth, 1973, p. 127). O general retornou ao Rio de Janeiro com o decreto assinado por Vargas, em 29 de abril de 1938, e determinou a Barbosa Carneiro que levasse pessoalmente o Decreto-Lei nº 395 para a publicação no Diário Oficial. Ele leu a redação para garantir que não havia erros e que nada tinha sido introduzido no texto original.²⁵ O decreto-lei foi publicado no dia 1º de maio, assinado por todos os ministros.

Na elaboração do Decreto-Lei nº 395, o governo partiu do princípio de que a chave da indústria do petróleo está na refinação, exista ou não petróleo nacional; que somente quem refina está em condições de fixar os preços dos derivados; que o mercado de óleo bruto é livre no mundo; que a indústria de refino deve preceder a descoberta do óleo (Meirelles, 1951 *apud* Castro Filho, Dias e Lourenço Neto, s.d.).

Conforme o testemunho de Barbosa Carneiro (Martins, 1976, p. 294-295), o embaixador dos Estados Unidos, Jefferson Caffery, comunicou ao Departamento de Estado, em telegrama, três dias antes da publicação do decreto por Vargas, que o ministro das Relações Exteriores, Osvaldo Aranha, lhe informara, confidencialmente, que a indústria de refinação de petróleo seria nacionalizada, segundo decreto que já se encontraria nas mãos de Vargas para ser assinado, mas que Aranha não tinha mais informações sobre o assunto. Logo em seguida, Barbosa Carneiro, que era diplomata de carreira, foi chamado ao gabinete de Aranha, onde se encontrava também o embaixador norte-americano. Aranha lhe pediu

24. Meirelles, I. J. Entrevista cedida no Rio de Janeiro, em agosto de 1970, a Martins (1976, p. 293).

25. Conforme entrevistas concedidas a Martins (1976, p. 294) por Barbosa Carneiro, em Genebra, Suíça, em 1 de julho de 1971, e por Soares Pereira, no Rio de Janeiro, em 5 de agosto de 1971 – este, um assessor do CFCE que acompanhou Barbosa Carneiro à Imprensa Oficial. Observe-se que Dias e Quaglini (1993, p. 85) apontam Horta Barbosa como o encarregado de levar o Decreto-Lei nº 395 para publicação no Diário Oficial.

uma cópia da minuta de decreto. Barbosa Carneiro se recusou a entregar o documento, pois segundo ele somente com a autorização de Vargas poderia falar sobre o assunto. O embaixador dos Estados Unidos informou-lhe que o Departamento de Estado precisava conhecer os resultados da reunião realizada no CFCE, mas Barbosa Carneiro não cedeu, afirmando que somente o faria com a autorização do presidente da República.²⁶

O Decreto-Lei nº 395, de 29 de abril de 1938, criou o CNP, subordinado diretamente ao presidente da República, e tornou o abastecimento nacional de petróleo um serviço de utilidade pública (Brasil, 1938a). Todas as atividades no setor, isto é, a produção, as instalações, a localização e a propriedade de capital das empresas, as importações, as exportações, a implantação de oleodutos, e o comércio de petróleo e derivados teriam de se submeter às especificações e à aprovação do CNP. Conceber a indústria do petróleo como um serviço de utilidade pública e sob controle do CNP era uma forma de instituir a indústria do petróleo no Brasil distante do modelo mundial monopolista e concentrador de capitais, de acordo com Wirth (1973, p. 126).

O art. 3º do Decreto Lei nº 395/1938 determinou a nacionalização da indústria de refinação do petróleo, ao fazer às empresas refinadoras as exigências listadas a seguir.

- 1) Capital social constituído exclusivamente por brasileiros natos, em ações ordinárias nominativas. Em dezembro do mesmo ano, o Decreto-Lei nº 961 modificou o art. 3º do Decreto-Lei nº 395, ao determinar como redação: “I - capital social constituído exclusivamente por brasileiros natos, em ações nominativas” (Brasil, 1938b, art. 1º). Ao retirar a determinação de que fossem “ordinárias, nominativas” (Brasil, 1938a, art. 3º, inciso I, alterado), abriu a possibilidade de que poderiam ser também preferenciais, como já permitia a legislação do país sobre a constituição do capital das sociedades anônimas.²⁷
- 2) Direção e gerência confiadas exclusivamente a brasileiros natos, com participação de empregados brasileiros, na proporção estabelecida pela legislação. Às empresas que exerciam a indústria da refinação do petróleo, foi concedido o prazo de seis meses para se adaptarem a esse novo regime. As empresas estrangeiras poderiam atuar somente em importações e na distribuição de derivados de petróleo.

26. Barbosa Carneiro, J. A. Entrevista concedida em Genebra, em 1º de julho de 1971, a Martins (1976, p. 294-295).

27. A respeito dessa alteração, Wirth (1973, p. 126) faz a seguinte interpretação “Em face da ameaça de represálias, admitir-se-ia um certo grau de propriedade estrangeira com referência a ações preferenciais e obrigações, mas a direção e as ações ordinárias teriam de estar nas mãos de brasileiros natos. Em versões posteriores, os estrangeiros foram impedidos de adquirir ações preferenciais porque – segundo a lei brasileira de sociedades anônimas – os portadores dessas ações poderiam adquirir direito a voto se, dentro de três anos, não fossem pagos dividendos”.

Pouco antes da promulgação Decreto-Lei nº 395, o governo editou um decreto em que aprofundava o domínio do Estado nas questões do petróleo, preparando a base legal para a atuação do CNP. O Decreto-Lei nº 366, de 11 de abril de 1938, incorporou ao Código de Minas um novo título, instituindo o regime das jazidas de petróleo e gases naturais, inclusive os gases raros. No decreto, o governo Vargas enunciava não reconhecer “o domínio privado de particulares, como já instituído, sobre jazidas de petróleo e gases naturais” (Brasil, 1938c, art. 96), que quando descobertas passariam ao domínio dos estados ou da União (ANP, 2015, p. 57). Três anos depois, o Decreto-Lei nº 3.236, de 7 de maio de 1941, realizou mudanças no regime legal das jazidas de petróleo e gases naturais do Decreto-Lei nº 366, aprofundando os controles governamentais sobre o setor de petróleo: i) foi adotado um regime legal para a exploração e a produção de petróleo por exploradores privados, por meio de autorização de lavra pelo CNP, com o pagamento ao governo federal de uma taxa de autorização e quota de 10% da produção de petróleo bruto, ou o valor correspondente em dinheiro; ii) as jazidas de petróleo e gases naturais passaram, sem exceção, a pertencer à União, contrariamente ao Decreto-Lei nº 366, que concedia aos estados as jazidas que se achassem em terras de seu domínio privado; e iii) foram anulados os manifestos e os registros das jazidas que tivessem sido efetuados.

O setor privado nacional foi, portanto, amplamente favorecido pela proteção contra a competição estrangeira. Martins (1976, p. 303) e Wirth (1973, p. 131-133) comentam alguns projetos de refinarias nacionais que empresários e administradores públicos procuraram implantar em 1938 e 1939. Roberto Simonsen, com financiamento do Banco do Estado de São Paulo (Banespa), avaliou implantar uma refinaria em São Paulo, no valor de US\$ 2 milhões (US\$ 41,8 milhões),²⁸ que incluía um oleoduto até Santos, para produzir 6 mil barris/dia. A implantação da refinaria, planejada pela empresa suíça Foster Wheeler, foi interrompida em fins de 1940 devido ao início da Segunda Guerra. O interventor federal na Bahia, Landulfo Alves, planejou a construção de uma refinaria em seu estado, com a mesma capacidade e custo que o projeto de Simonsen. Porém, o projeto não avançou, pois Horta Barbosa convenceu Landulfo Alves a desistir do investimento. Surgiu, então, outro projeto do banqueiro Drault Ernanny de Mello e Silva, do Rio de Janeiro, em cooperação com o estado da Bahia, mas que não foi à frente. No estado do Rio de Janeiro, o interventor Ernani do Amaral Peixoto negociou com a firma Murray-Simonsen, com o advogado Santiago Dantas e com Euvaldo Lodi a construção de uma refinaria com capacidade de 4 mil barris. Outro projeto era o do grupo Monteiro Aranha com o banqueiro Correia e Castro, em 1939,

28. Os valores nominais em dólar dos Estados Unidos, nesta seção e nas próximas, foram atualizados para valores com poder aquisitivo de 2022 pelo Consumer Price Index (CPI), e inseridos entre parênteses após os valores nominais originais. Disponível em: <<https://www.minneapolisfed.org/about-us/monetary-policy/inflation-calculator/consumer-price-index-1913->>>.

que planejavam construir uma refinaria com capacidade de 10 mil barris/dia, em Niterói.²⁹ Para levar adiante os projetos, os empresários iriam enfrentar dois desafios: levantar financiamentos no Export-Import Bank of the United States (Eximbank) e suplantando os planos de estatização de Horta Barbosa. Martins (1976, p. 303) informa que Aranha tinha anunciado a Vargas, após missão em Washington, que o Eximbank prometera financiar projetos brasileiros de refinarias em até US\$ 50 milhões (US\$ 1,1 bilhão a preços de 2022).

A dificuldade encontrada pela refinaria do estado do Rio de Janeiro, a seguir comentada, reflete bem a forte barreira interposta entre os projetos e as fontes de financiamento nos Estados Unidos. O planejamento da refinaria do Rio de Janeiro foi realizado pela empresa de engenharia Foster Wheeler, nos Estados Unidos, calculada em US\$ 1,6 milhão (US\$ 33,9 milhões, a preços de 2022). Foi solicitado pela firma Murray-Simonsen empréstimo ao Eximbank, em março de 1939, no percentual de 40% daquele valor para a compra do equipamento. O Departamento de Estado dos Estados Unidos apoiou a concessão do financiamento, pois, se o empréstimo não atendia aos interesses das refinarias norte-americanas, pelo menos o Brasil continuaria a adquirir petróleo bruto do país para refinar internamente. Porém, o Eximbank foi pressionado pelas companhias petrolíferas, em particular pela Standard Oil e pela Atlantic, a não conceder o financiamento; elas ameaçaram atuar junto ao Congresso dos Estados Unidos para limitar os recursos financeiros globais do banco. Diante da pressão, o Eximbank recuou na concessão do empréstimo (Estados Unidos, 1939 *apud* Martins, 1976, p. 303).³⁰ Conforme o testemunho de Ibá Meirelles, o general Horta Barbosa, francamente favorável à estatização, foi ainda mais fortemente contrário ao projeto da refinaria no Rio de Janeiro quando ficou sabendo que o grupo brasileiro pretendia desenvolver o projeto unicamente com o objetivo de revender a refinaria para o estado do Rio de Janeiro pelo valor de US\$ 2,7 milhões (US\$ 57,2 milhões), portanto com elevadíssimo lucro.³¹

A partir da nova realidade, as petroleiras estrangeiras esperavam mudar a legislação, com o apoio do ministro Oswaldo Aranha, que sugeriu que elas elaborassem um memorando para ser entregue a Vargas. A Standard Oil comunicou ao Departamento de Estado que, embora não estivesse otimista, o apoio de Aranha abria melhores perspectivas para que a política recém-adotada fosse alterada, mas a alternativa que julgou mais favorável foi tentar nomear para a direção do CNP um dos advogados brasileiros da empresa (Martins, 1976, p. 296). O ministro

29. Conforme mensagens da embaixada norte-americana ao Departamento de Estado dos Estados Unidos de setembro e outubro de 1939, citadas por Martins (1976, p. 303), e Despacho nº 1.927, de 20 de outubro de 1939, da embaixada norte-americana ao Secretário de Estado dos Estados Unidos (Wirth, 1973, p. 132).

30. Estados Unidos. Departamento de Estado. Memorando de 19 de abril de 1939.

31. Meirelles, I. J. Entrevista concedida a Martins (1976, p. 305), no Rio de Janeiro, em agosto de 1970.

Aranha também tentou, por duas vezes, transferir rapidamente Barbosa Carneiro para um posto ao exterior, porque era considerado “o grande responsável pela aprovação da legislação nacionalista”, mas não conseguiu.³²

Tendo em vista as forças contrárias à nova política, Barbosa Carneiro reuniu, sigilosamente, a mesma comissão que havia estudado o problema antes de sua apresentação à CFCE, agora para redigir os estatutos do CNP. Em 28 de junho, o plenário da CFCE foi novamente convocado para uma sessão secreta, no próprio Palácio do Catete, para aprovar as minutas do estatuto. Sete dias depois, foi publicado o Decreto-Lei nº 538, de 7 de julho de 1938, que em seu artigo 2º estabeleceu que não poderia exercer o cargo de presidente ou conselheiro qualquer pessoa que tenha tido, durante os últimos cinco anos, interesses diretos ou indiretos dedicados a empresas privadas, ou à pesquisa, à perfuração, à industrialização ou ao comércio de petróleo e seus derivados. A política do petróleo ficou blindada contra aquele tipo de interferência (Martins, 1976, p. 296).

O Decreto-Lei nº 538/1938 regulamentou a nacionalização da atividade de refino e organizou o CNP, com atribuições amplas (art. 10), que incluíam: o estabelecimento dos limites máximo e mínimo dos preços de venda dos produtos refinados; a autorização para a instalação de refinarias e a fiscalização de suas operações financeiras; a organização de um serviço estatístico das operações de abastecimento de petróleo bruto; a definição e a execução da política do petróleo; e o controle do abastecimento. O art. 13 do decreto também atribuiu ao CNP atividades de pesquisa de jazidas de petróleo e gases naturais, bem como da lavra e industrialização do petróleo e gás, “quando julgar conveniente”.

Diversos outros decretos-lei foram assinados em 1938 e nos anos seguintes para estruturar o setor de petróleo, de acordo com os controles estatais determinados pelo Decreto-Lei nº 395/1938. Em 1939, o Decreto-Lei nº 1.369 transferiu do DNPM para o CNP o pessoal técnico e administrativo, além de todos os materiais de sondagem, aparelhos e materiais, a fim de que o novo órgão assumisse os trabalhos de exploração de petróleo. Em 29 de janeiro de 1940, o Decreto-Lei nº 1.985, com extenso texto, estabeleceu o novo Código de Minas de 1940. Segundo seu art. 4º, “A jazida é bem imóvel, distinto e não integrante do solo. A propriedade da superfície abrangerá a do subsolo, na forma do direito comum, não incluída, porém, na propriedade as substâncias minerais ou fósseis úteis à indústria” (Brasil, 1940). Para a realização de pesquisas minerais era necessária a autorização do governo federal (art. 5º), e o direito de pesquisar ou lavar (produzir) só poderia ser outorgado a brasileiros, pessoas naturais ou jurídicas, constituídas estas de sócios ou acionistas brasileiros (art. 6º). Ficaram preservadas, portanto, as grandes linhas do Código de Minas de 1934.

32. Comunicado do representante da Standard Oil ao embaixador Caffery, em 25 de junho de 1938, *apud* Martins (1976, p. 296).

O controle militar da política ficou claramente afirmado em dois dispositivos do Decreto-Lei nº 538/1938. No parágrafo 2º do art. 8º, definiu-se que:

Aos representantes dos ministérios da Guerra e da Marinha, isolada ou conjuntamente, caberá o direito de, sem declaração de motivos, recorrer, com efeito suspensivo, para o presidente da República, de qualquer decisão do Conselho que possa afetar a defesa ou a segurança militar do país (Brasil, 1938d).

E no art. 12 foi estabelecido que “Nenhum compromisso internacional que afete o comércio ou a indústria do petróleo e seus subprodutos será assumido pelo governo sem a prévia audiência do CNP” (Brasil, 1938d).

O CNP era constituído de um conselho pleno e de três divisões, com atribuições técnicas e administrativas. O conselho pleno, com poder deliberativo, era formado pelo presidente e oito conselheiros, sendo seis indicados por ministérios, um representante da indústria e um do comércio. Por sua vez, a Divisão Técnica estava encarregada de trabalhos de pesquisa e extração de petróleo; a Divisão Econômica, das questões de abastecimento, fiscalização e fixação de preços; e a Divisão Administrativa, da gerência das atividades de organização (Cohn, 1968, p. 58).

O CNP tinha autonomia financeira, e seus membros eram nomeados pelo presidente da República. A regulação da autonomia foi efetivada pelo Decreto-Lei nº 1.143, de 9 de março de 1939, que estabeleceu normas para a aplicação dos créditos concedidos ao CNP, a comprovação de despesas e a admissão de pessoal. Segundo o decreto:

os créditos orçamentários, especiais, extraordinários e suplementares concedidos ao Conselho Nacional do Petróleo, após registro pelo Tribunal de Contas, serão postos no Banco do Brasil, por adiantamento, à disposição do presidente daquele Conselho, para a sua livre movimentação (Brasil, 1939, art. 1º).

Em seguida, foi editado o Decreto nº 4.071, de 12 de maio de 1939, que impôs condições rígidas para todos os interessados em desenvolver as atividades de importação, exportação e transporte de petróleo; construção de oleodutos; distribuição e comércio de petróleo bruto e seus derivados; e refinação do petróleo importado ou de produção nacional. Todas essas atividades passaram a depender de autorização do CNP. As instruções do decreto incluíam o petróleo bruto, as gasolinas, o querosene, e os óleos minerais combustíveis e lubrificante simples, compostos e emulsivos. Os interessados nessas atividades deveriam fornecer diversas informações ao CNP antes da obtenção das licenças. Para proteger a indústria de refinação, o CNP iria fixar, para cada importador, sempre que julgasse conveniente, as quotas que poderia importar dentro de prazos determinados, e a distribuição das quotas pelos diferentes pontos de entrada no país. Para afastar a possibilidade de que estrangeiros participassem do controle das refinarias, o Decreto-Lei nº 4.071/1939 exigiu que, ao requerer ao CNP autorização para a instalação de

refinaria, os interessados deveriam constituir prova de que os acionistas eram brasileiros natos, solteiros ou casados com brasileiros natos, ou, se casados com estrangeiro, de que não o eram sob o regime de comunhão de bens.

Como se afirmou, não se adotara, ainda, nas decisões de 1938, o monopólio estatal na exploração e na refinação,³³ que somente viria a ocorrer em 1953, com a criação da Petrobras. Mas várias empresas privadas de exploração de petróleo foram fechadas pelo CNP, pois seus estatutos contrariavam o novo regime legal do petróleo, incluindo empresas em que participava o escritor Monteiro Lobato. Todas as concessões existentes para explorar petróleo e produzir derivados foram examinadas para verificar se eram financeiramente viáveis e se o controle do capital e a direção estavam em mãos de brasileiros. A refinaria Ipiranga, a maior de todas – não obstante, com pequena produção –, teve que se desfazer das ações com direito a voto possuídas por argentinos e uruguaios (Wirth, 1985, p. 129). Monteiro Lobato queixou-se, em carta, ao presidente Vargas, ao denunciar as tentativas do CNP de introduzir o monopólio estatal no setor. Os termos do Decreto-Lei nº 395 atingiram frontalmente as empresas estrangeiras, diante dos poderes concedidos ao governo federal de fixar os preços máximos e mínimos dos combustíveis e de controlar todas as atividades relacionadas ao petróleo. A Standard Oil foi forçada a vender, no prazo de seis meses, a pequena refinaria que havia começado a recondicionar em São Paulo. Com esse empreendimento, a empresa norte-americana pretendia ter o *status* de direitos adquiridos no setor de refino. No entanto, não se tratava de uma refinaria completa, como uma comissão de oficiais do Exército demonstrou em uma perícia, pois os investimentos seriam de US\$ 500 mil (US\$ 10,4 milhões), enquanto a montagem de uma refinaria completa exigia quase US\$ 7 milhões (US\$ 146 milhões) (Martins, 1976, p. 296). E quando foi finalmente descoberto petróleo, no bairro de Lobato, no Recôncavo Baiano, em Salvador, em 1939, Horta Barbosa assumiu o controle das operações do DNPM e declarou o local como reserva de interesse nacional, encerrando dessa forma as atividades dos descobridores originais de vestígios de petróleo naquela localidade (Wirth, 1973, p. 130)

Mesmo sob forte regulação do Estado, as atividades de exploração de petróleo e de refinação continuavam abertas às empresas de capital nacional, por meio da obtenção de autorizações e concessões do CNP. Um exemplo de investidor privado importante na exploração de petróleo, no final da década de 1930, foi o empresário carioca Guilherme Guinle, fundador da Empresa Nacional de Investigações Geológicas, que “financiou o primeiro levantamento geológico competente

33. As lideranças militares em torno do general Horta Barbosa planejavam realizar mudanças na legislação do CNP recém-aprovado, com o objetivo de estabelecer a estatização da refinação, posição que foi reforçada após a visita que Barbosa realizou à Argentina e ao Uruguai, em 1939, para verificar o funcionamento das refinarias estatais construídas pelos governos dos dois países (Wirth, 1973, p. 131; Martins, 1976, p. 301-302).

no estado da Bahia”, à procura de formações geológicas com indícios de existência de petróleo, e instalou uma plataforma de perfuração naquele estado (Barros, 1982 *apud* Wirth, 1985, p. 112).³⁴ No período entre 1938 e 1950, foram concedidas 95 autorizações para a exploração de petróleo a empresários privados (Moura e Carneiro, 1976, p. 213-224; Dias e Quaglino, 1993, p. 87).

Não obstante a legislação prever a possibilidade de o CNP atuar em atividades operacionais – como em trabalhos de pesquisa e busca de locais favoráveis à perfuração de poços, na produção de petróleo e no refino –, suas funções mais importantes foram executadas na área de decisões de políticas de petróleo. Ou seja, o órgão desenvolveu atividades de forma mais satisfatória enquanto órgão deliberativo, em contato direto com o presidente da República, do que enquanto órgão executivo nas fases de exploração e produção de petróleo. As atividades operacionais – executadas por meio dos técnicos e dos equipamentos do DNPM – foram prejudicadas por fatores como: início da Segunda Guerra Mundial; número insuficiente de pessoal técnico; poucos equipamentos adequados; laboratórios mal aparelhados; e baixa orientação quanto à aplicação dos recursos. Esses problemas, herdados dos órgãos anteriormente dedicados a explorações, ocorreram, por exemplo, nas perfurações realizadas no Acre, a partir de 1939, com equipamentos inadequados, técnicas ineficientes e alto dispêndio de recursos (Cohn, 1968, p. 60).

O primeiro presidente do CNP foi o general Horta Barbosa, e o vice-presidente o engenheiro Fleury da Rocha, que dirigia a Divisão Técnica. No início de 1939, Horta Barbosa visitou o Uruguai e a Argentina, onde conheceu as experiências desses países na implantação de refinarias estatais, que reforçaram suas ideias de não apenas nacionalizar, mas também estatizar o refino de petróleo. Uma grande refinaria estatal contribuiria para a fixação do preço dos derivados, assim como produziria lucros a serem direcionados para a exploração de petróleo. A refinaria poderia ser abastecida por petróleo importado – a exemplo do petróleo da Bolívia – ou pelo petróleo que começava a ser descoberto no Brasil – no bairro soteropolitano de Lobato, em janeiro de 1939, não obstante com produção não comercial, em razão dos baixos volumes, como se analisa na seção 8. As experiências que Horta Barbosa teve naqueles dois países sul-americanos, e no México, que ele também visitou, convenceram-no da necessidade do controle do refino pelo Estado. Voltando ao Brasil, fez um longo relatório para Vargas, onde descreveu a vitória da Argentina na “luta contra poderosos interesses internacionais”, propôs o intercâmbio de técnicos e de experiências com os demais países latino-americanos, e apresentou seu maior objetivo: o estabelecimento do monopólio estatal na refinação (Horta Barbosa, 1939 *apud* Martins, 1976, p. 302).³⁵ Para reforçar essa ideia, ele enviou

34. Barros, G. M. *Guilherme Guinle, 1882-1960: ensaio biográfico*. Rio de Janeiro: Agir, 1982. 133 p.

35. Horta Barbosa, J. C. *Relatório ao Presidente da República de sua viagem ao Prata*. 1939.

a Vargas dois projetos: um para estabelecer o sistema de preço único dos derivados em todo o país, por meio da instituição de um imposto único; e outro para a criação de uma refinaria estatal.

A adoção do imposto único favorecia a integração nacional, por isso Vargas aprovou o projeto, após mais de um ano de discussões, por meio do Decreto-Lei nº 2.615, de 21 de setembro de 1940, que unificou os tributos sobre derivados de petróleo, cuja competência se achava dispersa nas esferas federal, estadual e municipal, por meio de 35 taxas. A medida viabilizou a fixação de preços únicos dos derivados de petróleo em todo o território nacional, porém os estados e os municípios reclamaram da perda de receitas. O imposto único foi implementado na importação por meio da criação de uma tarifa sobre a importação de combustíveis e lubrificantes, com valores diferenciados segundo o tipo de combustível – gasolina, querosene ou óleo lubrificante. Os combustíveis e os lubrificantes derivados de petróleo nacional – cuja produção comercial, relembramos, ainda não existia – seriam taxados com valores menores do imposto de consumo, para incentivar a sua produção no país. Uma parte da arrecadação dos impostos era destinada a uma conta especial, o Fundo Rodoviário dos Estados e Municípios, que em 1945 seria aperfeiçoado, com a criação do Fundo Rodoviário Nacional (Cohn, 1968, p. 61-62; ANP, 2015, p. 63; Martins, 1976, p. 302).³⁶ Em troca da proteção à produção nacional, Horta Barbosa sugeriu que as três refinarias que operavam no país fossem estatizadas no período de dez anos. Ele não acreditava que a iniciativa privada fosse capaz de resolver a questão da produção de derivados em larga escala para substituir as importações, tampouco de solucionar o problema do controle dos preços dos derivados, que para ele só seria sanado com a construção de uma grande refinaria estatal.

Quanto à criação de refinarias estatais, Martins (1976) chama atenção para a evolução de Horta Barbosa em direção à estatização: no memorando ao Estado-Maior, de janeiro de 1938, ele admitia a participação estrangeira minoritária no refino; no Decreto-Lei nº 395/1938, que criou o CNP, a atividade foi atribuída exclusivamente aos brasileiros; e, em 1939, ele propôs o monopólio estatal.³⁷ O projeto de estatização recebeu forte oposição, especialmente de Valentim Bouças, porta-voz das empresas norte-americanas e da iniciativa privada no Estado Novo, e secretário do Conselho Técnico de Economia e Finanças (CTEF), órgão do Ministério da Fazenda que correspondia à extinta Comissão de Finanças do Senado, onde interesses corporativos se expressavam. O CTEF foi criado em 1937 para realizar estudos e propor medidas em questões monetárias, financeiras, cambiais e de dívida pública (Bielschowsky, 2004, p. 254-256). O ministro da Fazenda também

36. Segundo Martins (1976) e Cohn (1968), a taxação dos combustíveis nacionais equivalia a 75% da taxação dos importados.

37. O monopólio estatal da atividade de refino foi defendido por Horta Barbosa em sua Exposição de Motivos nº 1.745, de 17 de julho de 1939, acompanhada da minuta de decreto (Wirth, 1973, p. 131; Martins, 1976, p. 302).

se opunha à estatização. O presidente Vargas, como era sua característica, contemporizou, e devolveu o projeto para mais estudos (Wirth, 1973, p. 134).

Em julho de 1941, o CNP submeteu a Vargas um projeto de resolução em que defendia mais uma vez o monopólio estatal do refino, como meio de levantar, com os lucros na venda de combustíveis, os recursos financeiros necessários às explorações de petróleo. O CNP visava à construção de duas refinarias, uma delas em Salvador. O general Horta Barbosa, ao defender a medida, afirmou a Vargas que as refinarias privadas e as pretendidas pelos interventores de alguns estados seriam prejudiciais à coletividade. Vargas enviou a proposta para o Conselho de Segurança Nacional, que apoiou a sugestão; em seguida, ela foi enviada ao Departamento de Administração do Serviço Público (DASP), que fez várias restrições à proposta. O projeto voltou, então, ao CNP para mais estudos, porém não foi adiante, pois as atenções do órgão, com a entrada do Brasil na Segunda Guerra Mundial, voltaram-se para temas mais urgentes: o racionamento e a distribuição de derivados (Horta Barbosa, 1941 *apud* Martins, 1976, p. 305;³⁸ ANP, 2015, p. 67).

Vargas não interferiu nas negociações de Aranha nos Estados Unidos para a obtenção de financiamento destinado às refinarias no Brasil, pois já estava envolvido em pesadas negociações com esse país para a construção da siderúrgica em Volta Redonda, no estado do Rio de Janeiro, e não iria criar mais uma dificuldade aos interesses privados norte-americanos. A solução do problema do aço era muito mais urgente que a do petróleo, pelo menos naquele momento. A tendência de Vargas de não apoiar a reivindicação de estatizar o setor de refino ficou mais clara quando ele enviou a proposta do general Horta Barbosa ao CTEF: o órgão apoiava a iniciativa privada e o liberalismo econômico, como era também a posição do ministro da Fazenda (Martins, 1976, p. 304).

Em 1940, foi a vez da Standard Oil reagir à nova legislação brasileira do petróleo. A companhia encaminhou ao governo brasileiro um memorando confidencial com a proposta de investir em todas as fases do negócio do petróleo no Brasil, desde que “se pudesse estabelecer uma sã base jurídica”, que lhe permitisse “administrar uma empresa com razoáveis possibilidades de lucros proporcionais aos riscos” (Wirth, 1973, p. 63). O general Horta Barbosa encaminhou ofício ao general Góis Monteiro, chefe do Estado-Maior do Exército, no qual comunicava a impossibilidade de se atender ao pleito da empresa diante da legislação brasileira para o setor. O Exército também reagiu à proposta, pois concordar com a sugestão da Standard Oil significava abandonar a política nacionalista, também seguida pelos demais países da América do Sul, e entregar áreas exploratórias ao controle estrangeiro. Em 18 de julho de 1941, Horta Barbosa enviou um ofício ao presidente Vargas diante de nova tentativa da Standard Oil, com os mesmos

38. Horta Barbosa, J. C. *Exposição de Motivos nº 2.664*. Rio de Janeiro: CNP, 10 jul. 1941. (Exposição de motivos).

objetivos da proposta anterior. A empresa pedia ao governo autorização ampla para pesquisar, extrair, transportar, refinar e dispor do petróleo obtido em suas operações, e solicitava a concessão de grandes áreas para a exploração de petróleo. O pleito da Standard Oil fora levado pelo Ministério dos Transportes ao Conselho de Segurança Nacional. Horta Barbosa chegou a pedir demissão na carta, após a aparente tendência de Vargas em aprovar o pleito da Standard Oil, logo depois de o Conselho de Segurança Nacional se posicionar contrariamente a Dutra, ministro da Guerra, que estava ao lado de Horta Barbosa. Vargas, para evitar conflitos dentro do governo, e mestre em temporizar, “dourou a versão dos fatos” (Moura e Carneiro, 1976, p. 242), e afirmou ao chefe de gabinete do CNP, o major Ibá Meirelles, que a carta não fora escrita, a reunião do Conselho Nacional de Segurança não fora realizada, e que o petróleo, afinal de contas, era motivo de preocupação do Exército (Wirth, 1973, p. 136). Em setembro de 1942 o ministro da Fazenda, Artur de Sousa Costa, defendeu novamente outra proposta da Standard Oil, que foi rebatida pelo general Horta Barbosa e pelo ministro da Guerra (Wirth, 1973, p. 136; Cohn, 1968, p. 63-64).

As ofertas da Standard Oil de construção de uma grande refinaria ocorreram em várias ocasiões: 1936, 1940, 1941 e 1942, e todas tiveram posição fortemente contrária do general Horta Barbosa (Wirth, 1973, p. 135-136). A partir de 1942, passou a ficar mais difícil para o general defender a estatização, pois não conseguira recursos financeiros para a construção da refinaria estatal, tampouco apoios dentro do governo. Faltavam os necessários recursos do orçamento do governo e em moeda estrangeira. Para a implantação da siderúrgica de Volta Redonda, o Brasil conseguiu financiamentos em moeda estrangeira em troca da remessa da Força Expedicionária à Itália, na Segunda Guerra. Os grupos do setor privado, como a Federação das Indústrias do Estado de São Paulo (Fiesp), e o ministro da Fazenda conclamavam que faltavam ao Brasil capitais, conhecimentos técnicos e administradores para implementar o projeto de uma grande refinaria. Eles passaram a enxergar na associação com as empresas estrangeiras uma ótima alternativa ao monopólio estatal, o qual passaram a ver com desconfiança, em razão de seus custos elevados e pesos políticos. No I Congresso Brasileiro de Economia (CBE), em 1943, promovido pela Associação Comercial do Rio de Janeiro, os delegados, chefiados por Roberto Simonsen, recomendaram que

deve ser recomendada aos poderes públicos a admissão da colaboração, de maneira não preponderante, de capitais estrangeiros em empresas de mineração, permitindo-se a subscrição de ações dessas empresas a pessoas físicas estrangeiras ou entidades jurídicas brasileiras, ainda que nestas haja elementos estrangeiros; a administração, todavia, deve ser confiada, na sua maioria, a brasileiros natos (CBE, 1946, p. 37 *apud* Cohn, 1968 p. 75).³⁹

39. Congresso Brasileiro de Economia, 1., 1943, Rio de Janeiro. *Anais...* Rio de Janeiro: [s.n.], 1946, v. 2.

Pediu-se ao governo a harmonização do Código de Minas à Constituição (CBE, 1946, p. 37 *apud* Cohn, 1968, p. 75). O Clube de Engenharia reagiu contra a proposta, com receio da diminuição da soberania nacional perante o que chamava de truste estrangeiro. Os componentes do clube queriam a estatização do setor de petróleo (Wirth, 1973, p. 137; Sampaio, 1988, p. 18).

Com os opositores crescendo, Horta Barbosa sentiu que sua capacidade de influenciar as decisões estava declinando rapidamente, ao perder apoio político para realizar o projeto de construção da refinaria estatal, mesmo tendo o apoio da área militar. Seu primo Barbosa Carneiro não era mais o chefe do CFCE e havia retornado à diplomacia. A Guerra Mundial aproximara o Brasil dos Estados Unidos, resultando em uma estreita aliança político-militar, e nessa condição os grandes grupos empresariais passaram a reivindicar junto a Vargas a possibilidade de participar das várias fases da cadeia produtiva do petróleo, fato que desagradava o general, adepto da estatização do setor. Além disso, o general Góis Monteiro tinha se afastado do Estado-Maior. Em 30 de julho de 1943, Horta Barbosa renunciou à presidência do CNP. Entre 1940 e 1942, ele havia recusado por três vezes as propostas da Standard Oil de mudança na legislação para a empresa estabelecer uma refinaria no Brasil. Fleury da Rocha também se afastou do CNP um ano depois (Martins, 1976, p. 306; ANP, 2015, p. 90). Os oponentes de Horta Barbosa manifestaram satisfação com sua saída, conclamando que “a onda de xenofobia está quase desaparecida”, como escreveu um porta-voz do CTEF, entidade favorável ao capital estrangeiro (Wirth, 1973, p. 137-138). Horta Barbosa foi substituído pelo coronel João Carlos Barreto.

As duas próximas seções interrompem o relato da evolução da legislação sobre o petróleo no Brasil, do período varguista até a criação da Petrobras, para voltar ao início dos anos 1930 com a discussão de dois tópicos que marcaram fortemente a história do petróleo no Brasil: os conflitos entre o escritor e empresário Monteiro Lobato e os técnicos do governo dedicados às explorações de petróleo, e os embates envolvidos na primeira descoberta de petróleo no Brasil, ocorrida no bairro de Lobato – nome que não guarda relação com o criador do *Sítio do Pica-Pau Amarelo* –, em Salvador da Bahia.

7 MONTEIRO LOBATO E O “ESCÂNDALO DO PETRÓLEO”

Os embates entre técnicos do governo federal e Monteiro Lobato começaram após o escritor se interessar, em 1931, em explorar petróleo no estado de Alagoas. Tendo voltado dos Estados Unidos naquele ano “sonhando tornar-se o coronel Drake brasileiro”,⁴⁰ (Wirth, 1973, p. 121), após residir durante quatro anos naquele

40. Referência a Edwin Drake, descobridor de petróleo nos Estados Unidos, em 1859 (Wirth, 1973). Sobre Drake e o início da exploração do petróleo nos Estados Unidos, ver o capítulo 1 do presente livro.

país como adido comercial do Brasil, Lobato quis replicar a experiência industrial norte-americana no desenvolvimento da produção de ferro, para estimular a siderurgia, e na exploração de petróleo. O escritor criou várias empresas, entre as quais, com sócios, três companhias de exploração de petróleo: a Companhia Petróleos do Brasil, em 1934, a Companhia Petróleo Nacional, em 1932, e a Companhia Mattogrossense de Petróleo, em 1937, provavelmente para procurar petróleo próximo da fronteira com a Bolívia, país que já descobrira hidrocarbonetos. Após três anos do início de suas atividades empresariais, sentindo-se limitado pelas políticas centralizadoras para o petróleo adotadas pelo governo Vargas, Lobato empenhou-se em combater na imprensa a atuação dos órgãos governamentais envolvidos nas explorações de petróleo. Segundo suas palavras, expressas no livro-panfleto *O Escândalo do Petróleo*, de 1936, “o lema do departamento é ‘não tirar petróleo e não deixar que o tirem’” (Lobato, 1936, p. 35). Ele se referia ao DNPM, o órgão federal encarregado das explorações de petróleo. Lobato foi um defensor intransigente da exploração de petróleo pela iniciativa privada; opositor da presença do Estado na atividade; e defensor da ideia de que havia uma conspiração dos técnicos do governo e das empresas estrangeiras para impedir que se encontrasse petróleo no Brasil.

As atividades empresariais de Lobato iniciaram-se em 1931, quando ele se tornou sócio do engenheiro Edson de Carvalho, que havia começado, pouco antes, a procurar petróleo na localidade de Riacho Doce, no estado de Alagoas. Nenhum deles tinha experiência na atividade, e muito menos recursos financeiros, razão pela qual lançaram companhias de petróleo para a venda de ações ao público. Em Alagoas, Carvalho havia recebido autorização da Lei Estadual nº 1.196, de junho de 1930, para explorar petróleo pelo prazo de dez anos. Nas perfurações de poços utilizava uma sonda emprestada pelo SGM ao governo do estado. Em 23 de março de 1932, o engenheiro escreveu ao presidente Vargas para anunciar a descoberta de “grandes lençóis de petróleo” (Moura e Carneiro, 1976, p. 177-178 e 275). O inusitado do anúncio da descoberta era que Carvalho não encontrara nenhum poço de petróleo, mas fizera a afirmação com base em um aparelho supostamente indicador de petróleo trazido ao Brasil pelo seu inventor, residente no México.

Em um retrospecto sobre as explorações de petróleo em Alagoas, verifica-se que estas haviam começado muito antes, em 1912, quando o geólogo e mineralogista alemão José Bach, naturalizado brasileiro, iniciou pesquisas nas rochas betuminosas da região, entre Passo de Camaragibe, localidade ao norte de Maceió, e Riacho Doce, bairro da capital alagoana. Depois de pesquisar na região, Bach anunciou que no local poderia ser explorado xisto betuminoso, e que se fossem realizadas perfurações poderia ser encontrado petróleo, uma vez que, segundo suas palavras, “a zona petrolífera se estende por sobre quase toda a região litorânea

de Alagoas e parte de Sergipe” (Bach, 1915 *apud* Moura e Carneiro 1976, p. 173-174). Em 1915, Bach registrou em cartório que havia encontrado “extensas jazidas petrolíferas (...) e se dispõe a explorar, quer pelo derretimento de xisto betuminoso ou pela perfuração de poços para extração de óleo bruto e seus subprodutos” (Bach, 1915 *apud* Moura e Carneiro, 1976, p. 173-174). Para explorar xisto e petróleo, Bach fundou com um sócio uma empresa, que chegou a produzir alguns barris, em 1918. Porém, ocorreram conflitos com seu sócio, porque Bach não aceitou desistir de participar das pesquisas em busca de petróleo, em troca de pagamentos que lhe teriam sido oferecidos. Em agosto de 1918, Bach pediu proteção ao chefe da polícia de Alagoas, mas em 1º de dezembro “tombou abatido em uma cilada” (Moura e Carneiro, 1976, p. 175). Décadas depois, o jornal *O Globo* informou que Bach extraía 300 l de petróleo no município alagoano de São Miguel dos Campos (Moura e Carneiro, 1976, p. 173-175). Na década seguinte, de 1920 a 1927, a região teve poços perfurados pelo SGMB, mas não foi encontrado petróleo. Três décadas depois, em Alagoas, a Petrobras descobriria petróleo nos campos de Coqueiro Seco e Tabuleiro dos Martins, entre outros, conforme relatado no capítulo 3 deste livro.

Depois dos acontecimentos envolvendo Bach, o estado voltaria às manchetes dos jornais nos anos 1930, desta vez por conta das atividades de exploração de petróleo de Monteiro Lobato. Ele e Edson de Carvalho, após o precipitado anúncio das descobertas de petróleo, em 1932, decidiram organizar, em abril do mesmo ano, o lançamento de ações da Companhia Petróleo Nacional, sediada em São Paulo, para levantar capitais junto ao público para a exploração de petróleo nos estados de Alagoas e São Paulo. A controvérsia sobre a existência ou não de petróleo em Riacho Doce e os conflitos que então explodiram na imprensa entre o escritor e seu sócio, de um lado, e os órgãos do governo, de outro, originaram-se no fato de que o anúncio das descobertas não se baseara na descoberta efetiva de uma jazida de petróleo, mas na utilização de um aparelho trazido ao Brasil por seu criador, o mexicano conhecido por Doutor Romero, que convencera Monteiro Lobato de sua eficácia. O escritor afirmou então que o aparelho “registra as vibrações peculiares ao petróleo e ao gás, localizando com absoluta precisão o ponto exato em que a sondagem deve ser feita” (Lobato *apud* Moura e Carneiro, 1976, p. 180).⁴¹ No aparelho, uma agulha se movia em um mostrador com graduações, e seria capaz, segundo seu inventor, de indicar não só a existência de petróleo, mas também as quantidades existentes no subsolo. Foi com base nessas suposições de descobertas que Lobato divulgou um manifesto por ocasião do lançamento da sua companhia de petróleo, junto com outros sócios.

41. Conforme registraram Moura e Carneiro, que vivenciaram os fatos, Lobato “estava hipnotizado pela imaginação de que um ‘mar de petróleo’ bramia debaixo de nossos pés e que o aparelho Romero seria nossa salvação. Com isso, tornou-se vítima de monstruoso conto-do-vigário” (Moura e Carneiro, 1976, p. 180).

O diretor-geral do SGMB – o órgão do governo federal encarregado das explorações de petróleo –, Eusébio de Oliveira, reagiu ao anúncio das descobertas e declarou que não acreditava “na existência de petróleo, na quantidade indicada, na zona referida, nem na eficiência do aparelho do Sr. Romero, nem tampouco na sinceridade dos que procuram organizar a sociedade comercial que pensa explorar os tais lençóis de petróleo”.⁴² O diretor do SGMB não desacreditava do potencial do estado de Alagoas em dispor de jazidas de petróleo, porém seu objetivo era realizar sondagens em outro local do estado, Ponta Verde. A partir dessa posição do governo expressa pelo SGMB, o escritor entraria em seguidos conflitos com o governo federal, com acusações de que os técnicos dos órgãos de exploração de petróleo defendiam os “trustes” internacionais – isto é, as grandes companhias de petróleo –, que queriam manter inexploradas as jazidas brasileiras de petróleo. A decepção de Monteiro Lobato e Edson de Carvalho era maior porque seu objetivo era ter à disposição equipamentos e técnicos do governo federal para a companhia por eles criada (Cohn, 1968, p. 28).

Além disso, após a negação da existência de petróleo em Riacho Doce pelo órgão do governo, a empresa de Monteiro Lobato tornou-se incapaz de atrair acionistas para formar o capital necessário de 20 mil contos de réis. Um ano depois, a quantia foi reduzida à metade, mas o empreendimento também não conseguiu levantar os fundos (Martins, 1976, p. 275). O próprio governo de Alagoas entrou em conflito com o governo federal, após uma avaliação técnica do DNPM (que substituiu o SGMB), em 1934, recomendar a devolução da sonda que se encontrava em Riacho Doce, com base em um relatório pessimista do órgão, que analisou o local das pretensas descobertas. O governador exigiu do governo federal a manutenção da sonda no local. Não satisfeito, Lobato contratou uma firma alemã de geofísica para avaliar o local. A firma concluiu, contrariando os técnicos do DNPM, que era “absolutamente petrolífera” a estrutura geológica de Riacho Doce (Moura e Carneiro, 1976, p. 188). Na Assembleia Legislativa de Alagoas foram lançadas críticas contra o governo federal, além de repercussões no Senado Federal e na Câmara dos Deputados (Moura e Carneiro, 1976, p. 187-188; ANP, 2015, p. 47). Observe-se que alguns anos depois, o CNP iria contrariar as conclusões do DNPM, e apontaria alguns locais perto da capital do estado como áreas com potencial petrolífero.

Em 21 de outubro de 1934, uma nova fonte de conflitos surgiu entre o governo e Monteiro Lobato, quando o escritor e dois sócios lançaram em São Paulo, na primeira página do jornal *O Estado de S. Paulo*, um manifesto para o aumento de capital de outra empresa, a Companhia Petróleos do Brasil. O objetivo imediato era realizar perfurações na localidade de Araquá, no município paulista de Piracicaba,

42. Segundo declaração de Eusébio de Oliveira ao jornal *O Globo* (Moura e Carneiro, 1976, p. 186).

“conduzindo o poço até 2.000 metros ou mais, se preciso for”, como se lê no manifesto (Moura e Carneiro, 1976, p. 188 e 190). O DNPM divulgou estudo negando a possibilidade de existência de petróleo na localidade, resposta que prejudicou o levantamento de recursos financeiros para a empresa. A reação do escritor foi atacar os técnicos do órgão nos jornais, com acusações de falsificação de conclusões geológicas para impedir pesquisas das empresas nacionais, e de submissão aos interesses das empresas estrangeiras que comercializavam combustíveis no Brasil, pois essas tramavam, segundo ele, manter inexploradas as reservas de petróleo brasileiras. Com a pressão aumentando na opinião pública, o governo se sentiu na obrigação de instituir uma Comissão de Inquérito para analisar e julgar os fatos (Moura e Carneiro, 1976, p. 188-191; ANP, 2015, p. 46-48; Cohn, 1968, p. 19-38).

Lobato e seu sócio afirmavam, ainda, que as interpretações do DNPM sobre a impossibilidade de haver petróleo em Riacho Doce estavam fundamentadas em opiniões de técnicos estrangeiros que trabalhavam no órgão e que estariam sabotando as tentativas dos empresários nacionais de encontrar petróleo. Entre os técnicos estrangeiros destacava-se o geofísico norte-americano Mark Cyril Malamphy, desde 1932 no SGMB, que trouxe processos sísmicos para os métodos de trabalho do órgão e treinou grande número de profissionais em seu trabalho de orientação de pesquisas da primeira equipe de geofísica do Brasil. Foi o início da aplicação de técnicas avançadas nas prospecções do subsolo e da utilização dos métodos geofísicos magnéticos, sísmicos, gravimétricos e elétricos (Costa, 2003; ANP, 2015, p. 42-43 *apud* Marinho Junior, 1989). Também se destacou, desde 1934, o geólogo lituano Victor Oppenheim, que já havia prestado serviços para a estatal argentina YPF e para a Companhia Petróleo Nacional, em Alagoas, em 1933, e que tinha apresentado relatório negativo a Edson de Carvalho sobre a existência de petróleo em volumes consideráveis em Riacho Doce. Quando Edson de Carvalho protestou pelo relatório negativo, o geólogo teria respondido: “quero crer, então, que o senhor pretendia um relatório para vender ações” (Carvalho, 1958 *apud* Cohn, 1968, p. 32).⁴³ Em dezembro de 1934, Oppenheim publicou o trabalho *Rochas Gondwânicas e Geologia do Petróleo no Brasil Meridional*, com avaliações negativas sobre a possibilidade da existência de petróleo na bacia do Paraná e no território paulista. O estudo negou a possibilidade de haver petróleo no Sul do Brasil, pois as rochas gondwânicas no Sul do país não eram geradoras de petróleo, da mesma forma como também se posicionava o diretor do DNPM, Fleury da Rocha. As conclusões incomodaram intensamente Monteiro Lobato e outros empreendedores privados, que buscavam petróleo em São Paulo, na localidade de Araquá, e nos estados sulistas (Moura e Carneiro, 1976, p. 141; ANP, 2015, p. 43).

43. Carvalho, E. *O drama da descoberta de petróleo no Brasil*. São Paulo: Brasiliense, 1958.

Monteiro Lobato também criticou veementemente o Código de Minas de 1934, que em seu entendimento defendia os interesses estrangeiros, pois impedia as empresas nacionais de explorarem petróleo, e de levantarem capital ao subordinar a operação das companhias ao DNPM. Os técnicos do DNPM tinham outra visão. Viam a nova legislação como capaz de assegurar a exploração disciplinada do subsolo por brasileiros. Lobato escreveu que o Código de Minas e os burocratizados serviços de perfuração de poços do governo não deixavam as empresas explorarem petróleo porque os agentes da companhia Standard Oil, com acesso aos órgãos governamentais, espalhavam falsas informações de que o Brasil não tinha petróleo devido à falta de formações geológicas apropriadas e ainda dificultavam a obtenção de licenças para explorações de petróleo (Wirth, 1985, p. 129). O escritor utilizou em carta a Getúlio a figura de um polvo, para representar a Standard Oil, que segundo ele, “dispõe de recursos financeiros ilimitados, com os quais destrói todos os concorrentes possíveis quando os defronta em igualdade de condições”.⁴⁴

O escritor viajou pelo Brasil combatendo a política do governo e tentando levantar recursos para suas empresas, mas não obteve sucesso. Colocou sob suspeição os técnicos do DNPM com seus artigos violentos nos jornais *A Nação*, *Correio da Noite*, *O Globo*, *A Manhã* e *A Batalha*. A opinião pública se mobilizava para acompanhar na imprensa os desdobramentos dos conflitos suscitados por Lobato (Dias e Quaglino, 1993, p. 80-81), que deixou de lado os complexos aspectos técnicos e geológicos envolvidos nas explorações de petróleo e se fixou na ideia da existência de uma conspiração entre elementos estrangeiros e dirigentes brasileiros para evitar que se descobrisse petróleo no Brasil (Wirth, 1973, p. 122).

Continuando com suas investidas contra o governo, o escritor enviou, em 1936, carta ao ministro da Agricultura, Odilon Braga, com a acusação de que Mark Melampy e Victor Oppenheim eram agentes secretos da Standard Oil, e que vendiam informações sobre a geologia do petróleo do país no exterior. Contudo, os trabalhos da Comissão de Inquérito que analisou as acusações inocentaram os acusados, concluindo pelo comportamento estritamente técnico dos funcionários do DNPM (Cohn, 1968, p. 19-25). Naquele ano, no livro *O Escândalo do Petróleo*, o escritor refutou as afirmações do relatório do ministro Braga, *Bases para o inquérito sobre o petróleo*, que fornecia ao presidente da República dados importantes para a conclusão do inquérito sobre a situação da exploração de petróleo no Brasil (Cohn, 1968, p. 20; Lobato, 1936, p. 30, 32).

44. Lobato (1956, p. 170 e 183) – O livro foi publicado em 1956 na coleção Obras completas de Monteiro Lobato, pela Editora Brasiliense LTDA junto com outro trabalho do escritor originalmente lançado em 1931, *Ferro: a solução do problema siderúrgico do Brasil pelo processo Smith* (São Paulo: Companhia Editora Nacional, 1931). A edição de 1956 é dividida em duas partes: a primeira contém o livro *O Escândalo do Petróleo*, a segunda traz artigos de Lobato posteriores a 1936, cartas a Getúlio Vargas, denúncia e inquérito policial contra Lobato e a sentença condenatória a seis meses de prisão, e o livro *Ferro*.

No livro Monteiro Lobato defendia a posição de que o interesse das empresas estrangeiras era manter o Brasil apenas como mercado consumidor; e os órgãos públicos não descobriam petróleo ou por incompetência ou por conivência com as empresas. Para ele, o Código de Minas teria sido elaborado por influência direta das empresas estrangeiras (os trustes), porque “tranca de maneira mais absoluta qualquer investigação do subsolo...” (Lobato, 1936, p. 19). A lei seria responsável por fechar as explorações das riquezas minerais do Brasil até que “todos os estudos geofísicos do truste estejam completos; todas as estruturas petrolíferas que lhe convenham estejam adquiridas; a atual superprodução de petróleo esteja passada; e haja para o truste interesse em abrir aqui novas fontes” (Lobato, 1936, p. 19). Disse que o DNPM “falsa os resultados geológicos e geofísicos a fim de desanimar as pesquisas promovidas pelas companhias nacionais” (Lobato, 1936, p. 26). Em sua visão sobre a falta de descobertas de petróleo no Brasil, o escritor chega a afirmar que “...os trustes estrangeiros de petróleo querem manter-nos em escravidão petrolífera...” (Lobato, 1936, p. 39). O ministro da Agricultura respondeu informando que Monteiro Lobato vinha tendo contatos com técnicos e companhias estrangeiras, fato confirmado por pesquisas mais recentes sobre o escritor, apresentadas no final deste capítulo.

Em sua análise daquele período, Moura e Carneiro (1976) fizeram uma severa avaliação das críticas que Monteiro Lobato fez aos órgãos encarregados das explorações de petróleo. Para eles, o escritor estava “terrivelmente desinformado sobre as reais condições técnicas do problema no Brasil, e sistematicamente, cegamente predisposto contra a intervenção do Estado no campo da economia” (Moura e Carneiro, 1976, p. 97).

A imprensa, por sua vez, cobria os acontecimentos “por vezes de forma sensacionalista e confusa ao tratar da questão do petróleo brasileiro” (Dias e Quaglino, 1993, p. 80). A reunião de todos os acontecimentos, isto é, as investidas de Lobato contra os órgãos governamentais; as reclamações de Oscar Cordeiro, que pedia ao DNPM, em 1935, uma sonda para começar explorações na localidade de Lobato, em Salvador, sem ser atendido; a cobertura sensacionalista da imprensa sobre o tema do petróleo; o clima político tumultuado pela Revolução de 1930; e a presença forte das empresas estrangeiras no comércio de combustíveis,⁴⁵ tudo junto multiplicava os setores da sociedade interessados na questão do petróleo, e em torno de temas nacionalistas, como a obtenção de independência em relação à presença das firmas estrangeiras. Esse ponto era confirmado pelos fatos: a petroleira Standard Oil tolhia as tentativas dos industriais brasileiros de obterem financiamentos nos Estados Unidos para a construção de refinarias (Martins, 1976, p. 286).

45. As importações de petróleo alcançaram, em 1938, 38 mil barris diários, indicando crescimento explosivo, pois em 1929 tinham sido de 7 mil barris diários (Moura e Carneiro, 1976, p. 225).

A empresa já havia garantido áreas para a futura exploração de petróleo, acompanhando as orientações de geólogos nacionais a respeito de áreas com potencial petrolífero. Por intermédio de sua afiliada, a Companhia Geral de Petróleo Pan-Brasileira, havia realizado contratos de opção de compra de 96 áreas (Moura e Carneiro, 1976, p. 226). Com a entrada em vigor do Código de Minas, os contratos foram cancelados (Wirth, 1973, p. 117).

Era, portanto, “um turbilhão” o que ocorria nas discussões em torno do setor de petróleo no Brasil, nas palavras de Dias e Quaglino (1993, p. 81). Os ataques radicais de Monteiro Lobato, além de Oscar Cordeiro e seus sócios na Bahia; as dúvidas colocadas na imprensa sobre a real capacidade do Estado de conduzir explorações de petróleo; e aquela que para os funcionários governamentais era a mais inaceitável das acusações, a de que a burocracia do Estado estaria envolvida em conspirações junto com interesses internacionais para impedir a descoberta de petróleo. Todos esses fatores contribuíram para preparar o caminho para as tomadas de posições, em 1938, que iriam centralizar nas mãos do governo a coordenação das atividades produtivas do setor do petróleo, com a criação do CNP.

Em sua procura por petróleo, Monteiro Lobato fundou uma terceira empresa, dessa vez no estado do Mato Grosso, em 1937, a Companhia Mattogrossense de Petróleo, com sede em São Paulo. O local escolhido para iniciar perfurações ficava na cidade de Porto Esperança, no atual estado de Mato Grosso do Sul. O capital inicial foi integralizado pelos principais sócios, e para obter mais recursos o escritor começou a percorrer o país, quando foi surpreendido pelo golpe que implantou o Estado Novo, em 10 de novembro de 1937. O regime político instaurado por Vargas adotou dispositivos autoritários e uma nova Constituição, que facilitaram a intervenção que os militares pediam no setor de petróleo. Alguns meses depois, Lobato enviou carta a Vargas em que afirmava que empresas como a dele, com capitais investidos por cerca de 50 mil pequenos acionistas, seriam inviabilizadas pela nova legislação. Na carta, ele criticou Fleury da Rocha de forma acerbadada e, sem medir as palavras, acusou-o de ser um “agente secreto dos poderes ocultos hostis ao petróleo brasileiro dentro do oficialismo” (Azevedo, 1997, p. 294 *apud* ANP, 2015, p. 77).⁴⁶ Ao solicitar a Vargas que estudasse a questão com atenção, ele afirmou: “Pelo amor de Deus, e do Brasil, não preste sua mão generosa à mais cruel e mesquinha obra de vingança pessoal, disfarçada em sublime nacionalismo” (Azevedo, 1997, p. 294 *apud* ANP, 2015, p. 77). Outras cartas se seguiriam, dirigidas a Vargas e a outras autoridades, com denúncias de manobras consideradas por ele como prejudiciais à economia brasileira.

Na visão dos órgãos governamentais do setor de petróleo, a empresa de Lobato estava falida, e seu objetivo, na realidade, era que o Estado assumisse a empresa

46. Azevedo, C. L. *Monteiro Lobato: furacão na Botocúndia*. São Paulo: Senac, 1997.

para salvá-la da falência. O fato é que, em outra carta a Getúlio, ele pediu que o governo assumisse (encampasse, segundo suas palavras) a Companhia Mattogrossense de Petróleo e restituísse o dinheiro aos pequenos investidores que acreditaram no empreendimento (Lobato, 1956, p. 174-175). Horta Barbosa, presidente do CNP, resistia à ideia de apoiar a empresa, pois via no episódio a prova da incapacidade do capital privado de desenvolver o setor de petróleo no Brasil. O presidente do CNP chegou a denunciar pressões que vinha recebendo para regularizar a situação da Companhia Mattogrossense, por meio de cartas anônimas e ameaçadoras (Fonseca, 1955 *apud* ANP, 2015, p. 78).⁴⁷ Para Martins (1976, p. 278), as tentativas de Lobato de levantar capital não encontraram resposta nos círculos empresariais de maior porte do Rio de Janeiro e de São Paulo. Entre os acionistas, os administradores ou o conselho fiscal das diversas empresas que ele fundou ou participou não se encontra nenhum nome de empresário importante.⁴⁸

Após uma fiscalização severa do CNP, que declarou serem ilegais várias companhias de exploração de petróleo constituídas antes de 1938, incluindo algumas em que Lobato era sócio, o escritor enviou uma longa carta a Vargas, em 24 de maio de 1940, acusando o general Horta Barbosa de “sonhar com o monopólio estatal” (Lobato, 1940 *apud* Dias e Quaglino, 1993, p. 87) e o “Conselho Nacional de Petróleo de retardar a criação da grande estrutura petrolífera nacional e perseguir sistematicamente as empresas nacionais; que assim procedendo, o Conselho Nacional de Petróleo agia única e exclusivamente no interesse do truste Standard Royal Dutch”.⁴⁹ Segundo ele, essas empresas pretendiam dominar a exploração do petróleo no país, após os empresários nacionais quebrarem. O general Horta Barbosa, então presidente do CNP, escreveu carta a Getúlio Vargas, em 22 de agosto de 1940, em que contestou as acusações de Lobato, analisou todos os argumentos e acusou o escritor de ter inventado “a fórmula mágica que resolveria todas as dificuldades do Brasil” e uma “receita admirável” para suas empresas – “tudo se resumiria em dar-lhe o que lhes falta: técnicos e dinheiro e isso justamente pelo governo que o

47. Fonseca, G. *O que você sabe sobre o petróleo?* Rio de Janeiro: Livraria São José, 1955.

48. Reproduz-se, a seguir, nota de rodapé em Martins (1976, p. 278-279), sobre um período anterior da vida de Monteiro Lobato, quando ele morou nos Estados Unidos: “É possível que a personalidade de Monteiro Lobato tenha contribuído em parte para a reserva daqueles que poderiam investir, assim como contribuiu para o agravamento do conflito com os técnicos. Monteiro Lobato tinha algum prestígio em São Paulo, que era devido mais a sua condição de escritor do que de empreendedor. Seu interesse pelo petróleo provavelmente nasceu no final dos anos 1920, quando ele era o adido comercial [do Brasil] nos Estados Unidos. A partir desse momento, há um pequeno episódio pouco claro de sua vida. Lobato teria se aventurado a especular na Bolsa de Nova Iorque, precisamente na véspera do craque de 1929. A fim de levantar o dinheiro utilizado, que não lhe pertencia, foi obrigado a se livrar das ações e do controle da que viria a se tornar uma das maiores editoras do Brasil” (Octalles Marcondes, proprietário da Companhia Editora Nacional, em entrevista a Luciano Martins, Rio de Janeiro, novembro de 1964). A investigação realizada mais tarde em um de seus empreendimentos revelará a existência de irregularidades financeiras evidentes, segundo Parecer do Consultor Geral da República no recurso da Companhia Mattogrossense de Petróleo (Conselho Nacional do Petróleo, Rio de Janeiro: Imprensa Nacional, 1941).

49. Lobato, *apud* Um nacionalista... (2009).

missivista afirma não possuir recursos para tal” (Horta Barbosa, 1940 *apud* ANP, 2015, p. 79).⁵⁰ Barbosa apontou a falta de solidez dos argumentos de Lobato e de seus sócios na tentativa de criar empresas de petróleo, e informou que o órgão estava apenas cumprindo a lei – isto é, se as empresas se organizassem segundo as novas regras, poderiam continuar a operar (Victor, 1993, p. 105-106).

Horta Barbosa solicitou ao Tribunal de Segurança Nacional, em 17 de dezembro de 1940, a abertura de um inquérito contra Lobato em um processo por calúnia, no qual o escritor foi denunciado por injúria ao presidente da República e aos órgãos da administração federal. Em 6 de janeiro de 1941, o presidente do tribunal solicitou ao chefe de Polícia de São Paulo a abertura de inquérito para apuração do crime contra Monteiro Lobato. Este, ao depor, afirmou

que escreveu ao general Góes Monteiro outra carta, em que tachou o Sr. Presidente da República de displicente, porque não tomava, em relação ao petróleo, as medidas reclamadas pelo declarante, como sendo as que melhor consultavam os interesses nacionais, com a presteza que o declarante desejava (Lobato *apud* Paulo Filho, s.d.).

No dia 27 de janeiro de 1941 a Superintendência de Segurança Política e Social de São Paulo realizou buscas no escritório de Monteiro Lobato. O inquérito foi concluído cinco dias depois, em 1º de fevereiro. Em março, ele solicitou um passaporte para a Argentina para tratar da publicação de seus livros, fato que foi interpretado pela polícia como intenção de sair do país; por isso, em 18 de março de 1941, sua prisão preventiva na Casa de Detenção de São Paulo foi decretada pelo Tribunal de Segurança Nacional (Lobato, 1956, p. 193). O julgamento ocorreu no dia 8 de abril de 1941, tendo Lobato sido inocentado, com o reconhecimento do livre exercício do direito de crítica e a ausência dos elementos materiais e morais do crime de injúria ao presidente da República. Mas o juiz que o inocentou encaminhou o caso para o julgamento do Tribunal Pleno, que reformou a sentença por votos unânimes e condenou Lobato à pena de seis meses de prisão, em 20 de maio de 1941. O escritor não precisou cumprir a pena por completo, pois recebeu indulto de Vargas, em decreto de 17 de junho. Ficou preso por três meses, sendo solto em 20 de junho de 1941, mas Vargas impôs censura total a Lobato, com proibição de dar entrevistas até março de 1945, e os jornais não puderam dar notícia do fato (Um nacionalista..., 2009; Em defesa..., 2022).

Antes da condenação, Lobato tinha voltado à carga, no mês de abril de 1941, com agressividade ainda maior. No dia 19 do mês, dia do aniversário de Getúlio Vargas, escreveu uma carta ao presidente para “dar-lhe um presente”, que consistia na sugestão de que o presidente do CNP, Horta Barbosa, e os demais membros que o compõem fossem “empregados como combustível nas fornalhas

50. FGV/CPDOC, Arquivo Horta Barbosa, Dossiê HB pet. 1936.09.16. Ver também Dias e Quaglino (1993, p. 87-88) e a nota de rodapé nº 59 em Cohn (1968, p. 67) sobre a bibliografia complementar que trata das empresas de Lobato.

das sondas... Para mover as máquinas por uns dois ou três dias”. E concluiu: “Esperando que o Sr. Presidente tome na devida consideração a minha proposta – e aceite como o meu presente de anos, subscrevo-me” (Lobato, 1956, p. 199-200).

Informações recentes sobre Monteiro Lobato revelaram a existência de um conjunto de cartas, trocadas entre o escritor e um engenheiro de petróleo suíço, que ficaram guardadas durante mais de setenta anos pela família brasileira do engenheiro. As cartas foram entregues em 2002 à pesquisadora da Universidade Estadual de Campinas (Unicamp) Katia Chiaradia, e constituíram a base para sua tese de doutorado (Chiaradia, 2016).⁵¹

A análise das cartas mostrou que Lobato tornou-se correspondente e amigo do engenheiro de petróleo Karl Werner Frankie, suíço que passou a viver no Brasil, a partir de 1920, tendo mudado seu nome para Charley Frankie. Sabe-se hoje, por meio de 91 cartas que Charley Frankie recebeu de Lobato, e de 39 cópias em carbono das cartas que o engenheiro remeteu ao escritor, entre 1934-1937, que Lobato planejava se associar à empresa alemã Piepmeyer, para a qual Frankie trabalhava como representante técnico (Chiaradia, 2016; Lauretti, 2016). As cartas teriam papel importante quando Lobato escreveu *O Escândalo do Petróleo*, de 1936, e *O Poço do Visconde*, de 1937 (Chiaradia, 2019). O escritor criticava asperamente a interferência de empresas americanas na exploração do petróleo no Brasil, mas queria utilizar capital da empresa alemã em empreendimentos na área de petróleo (Bortoloti, 2010).

Em uma das cartas, de 1935, Lobato informou que procurava se associar à companhia Piepmeyer, com sede na Alemanha, para garantir financiamento e tecnologia às suas iniciativas no país. Seu objetivo era “querer dar a São Paulo a primazia da montagem, com o financiamento alemão, da indústria petrolífera no Brasil” (Lobato, 1935 *apud* Chiaradia, 2016, p. 268). O escritor tentou montar com Frankie e com o alemão J. W. Winter, também da empresa Piepmeyer, uma empresa de exploração, a Companhia de Petróleo Limitada, por meio da obtenção de financiamento da Piepmeyer para perfurações, e uma refinaria. (Chiaradia, 2016; Bortoloti, 2010).

As cartas mostram que Lobato e Charley Frankie falavam de petróleo, poder e literatura (Lauretti, 2016). Os dois se preocupavam com o fato de engenheiros ligados à empresa norte-americana Standard Oil afirmarem não haver petróleo no Brasil.

51. As cartas chegaram às mãos da pesquisadora Chiaradia quando ela lecionava em uma escola da cidade de Holambra, em São Paulo, entregues por um aluno, bisneto do engenheiro de petróleo que se correspondia com Lobato (Lauretti, 2016).

Em uma das cartas a Frankie, de 7 de junho de 1936, Lobato disse: “Não podemos acusar a Standard. Sabemos que no fundo de tudo está o *Octopus*,⁵² mas, em vez de falar em Standard, temos de dizer ‘os Interesses Ocultos’” (Lobato, 1936 *apud* Chiaradia, 2016, p. 331).

Não obstante a defesa ferrenha das empresas nacionais, Monteiro Lobato não tinha restrições fortes ao capital estrangeiro. O reconhecimento da necessidade da cooperação ficou claramente demonstrado no livro *O Escândalo do Petróleo*, no qual afirmou que reconhecia a “incapacidade” brasileira de “fazer qualquer coisa sem recurso ao estrangeiro, à ciência estrangeira, à técnica estrangeira, à experiência estrangeira, ao capital estrangeiro, ao material estrangeiro” (Lobato, 1936, p. 39). Contudo, era mais favorável à exploração do petróleo no Brasil por empresas nacionais e abertamente contrário à estatização do setor de petróleo, isto é, à exploração direta pelo Estado. Não poderia realmente apoiar a estatização, pois sua luta era contra a rígida legislação dos Códigos de Minas de 1934 e 1940 e a criação do CNP, em 1938, e contra as tentativas de estatização do setor de refino pelo general Horta Barbosa.

Monteiro Lobato é considerado o criador do *slogan* O Petróleo é Nosso, quando concedeu a última entrevista em sua vida, à rádio Record de São Paulo no dia 2 de julho de 1948 (Russo Junior, 2014).

8 A PRIMEIRA DESCOBERTA DE PETRÓLEO: BAIRRO DE LOBATO, SALVADOR

Pouco antes da criação do CNP, o DNPM havia retomado, em 1937, a procura por petróleo na Bahia. O reinício das perfurações está diretamente relacionado a um fato singular, cujo desenrolar acabou por envolver os órgãos do governo em novas e acirradas discussões na imprensa com interessados em explorar petróleo. O que viria a se transformar em intransigentes contendas entre o setor privado e o governo tem antecedentes em 1930, envolvendo o engenheiro agrônomo baiano Manoel Inácio Bastos, funcionário público estadual, estudioso amador de geologia e voltado a pesquisas próprias à procura de minerais.

Bastos verificou que os moradores de Lobato, nos arredores de Salvador, ao lado da baía de Itapagipe, no Recôncavo Baiano – onde existe a rua Lobato, em homenagem ao dono de engenho Francisco Rodrigues Lobato –, utilizavam em suas lamparinas, como material combustível na iluminação de suas pequenas casas, uma lama de cor escura, oleosa, encontrada na superfície do solo de um manguezal da região. Depois de retirar várias amostras por meio de pequenas cisternas no solo,

52. *Octopus*: espécie de polvo, cujo corpo mole permite mudar rapidamente sua forma, permitindo que se esconda em pequenas brechas. Era usado nas primeiras décadas do século XX, na América Latina, pela imprensa nacionalista, como uma alegoria para simbolizar as companhias de petróleo estrangeiras. O símbolo do *octopus* foi usada por Lobato em suas correspondências para denunciar a empresa de petróleo Standard Oil, que segundo ele se disfarçava em órgãos governamentais para impedir que as empresas brasileiras encontrassem petróleo (Wirth, 1985, p. 128-129; Lauretti, 2016).

Bastos concluiu que havia descoberto petróleo. Nos meses seguintes, realizou diversas tentativas para convencer pessoas influentes em Salvador de que tinha descoberto petróleo, mas não foi ouvido. Desiludido em Salvador, viajou, em busca de apoio, para o Rio de Janeiro, onde conseguiu ser recebido pelo presidente Vargas, em 10 de julho de 1932, quando lhe entregou um relatório sobre a descoberta em Lobato. O documento foi encaminhado ao SGMB, mas não obteve resposta, ou por ter-se extraviado, ou por não ter sido analisado devido à falta de informações mais consistentes. Bastos não desistiu: em 1932-1933, solicitou a um professor da Escola Politécnica da Bahia que analisasse amostras da substância oleosa. A análise concluiu que era petróleo. Em busca de apoio para realizar explorações, que envolvia a obtenção de uma sonda e seu deslocamento até o local, comunicou sua descoberta ao presidente da Bolsa de Mercadorias da Bahia, Oscar Cordeiro. Este, ao ir a Lobato e verificar a substância oleosa que lá havia, também concluiu que era petróleo. Entusiasmado com o que vira, notificou a imprensa local sobre a descoberta, que foi noticiada também pelos principais jornais do Rio de Janeiro, em 2 de março de 1933. Cordeiro e Bastos resolveram criar uma empresa para levar adiante a exploração, e registraram em cartório uma sociedade para explorar as jazidas. Em junho de 1933, Cordeiro enviou amostras ao SGMB. O órgão, contudo, foi inconclusivo nas análises e solicitou maior número de amostras. Seguiram-se negativas de geólogos do órgão, com o apoio do ministro da Agricultura, Juarez Távora, e de seu sucessor, Odilon Braga, que asseveravam a impossibilidade geológica de haver petróleo em quantidades comerciais naquele local. Um dos geólogos, Oppenheim, escreveu em relatório sobre a região de Lobato que “do ponto de vista da geologia de petróleo é positivamente desfavorável à presença de hidrocarbonetos. O conjunto geotectônico desse local é absolutamente negativo” (Chiaradia, 2019), e chegou a afirmar que o óleo encontrado não era natural do local, e que poderia ter sido injetado, ou ter como origem antigos depósitos de petróleo operados pela Companhia do Porto da Bahia, não muito distantes de Lobato (Moura e Carneiro, 1976, p. 191-200; Cohn, 1968, p. 25).

Contudo, nem todos no DNPM – órgão sucessor do SGMB, a partir de 1934 – endossavam os relatórios sobre a impossibilidade de existência de petróleo em Lobato. Em 1935 e 1936, outros técnicos começaram a dar seus testemunhos sobre o fato, sugerindo que estudos mais aprofundados deveriam ser realizados, com análises estruturais de todo o Recôncavo Baiano, com o objetivo de localizar pontos favoráveis para perfurações de poços. Um dos técnicos que estavam abraçando a causa de Cordeiro e Bastos foi o químico baiano Sílvio Fróes Abreu. Junto com o geólogo Glycon de Paiva e o engenheiro Irnack Carvalho do Amaral, ambos do DNPM, Abreu viaja para Salvador, com o apoio financeiro do banqueiro carioca Guilherme Guinle. Os três técnicos formam uma comissão com o propósito de estudar mais profundamente a geologia no entorno de Lobato e delinear um

plano exploratório para o Recôncavo Baiano. Como resultado de suas avaliações, publicaram o documento *Contribuições para a geologia do petróleo no Recôncavo*, onde foram aventadas duas hipóteses para o petróleo de Lobato, que invertiam as opiniões técnicas que condenavam as opiniões de Cordeiro e Bastos: i) o óleo seria proveniente de rochas profundas, subindo verticalmente através de fissuras ou falhas; ou ii) proviria de rochas-reservatório aflorantes (Dias e Quaglino, 1993, p. 78). Dadas as hipóteses, sugeriram pesquisas em busca de petróleo, confiando mais no indicativo de existência de óleo em “horizontes profundos diferentes daqueles que artificialmente aflora”, não obstante não conseguirem “alinhar com clareza um esquema geoestrutural do Recôncavo” (Moura e Carneiro, 1976, p. 200-209). Inseguros sobre a profundidade das rochas na região do Recôncavo Baiano, os membros do grupo sugeriram em seu plano de pesquisas que iriam necessitar de recursos técnicos e financeiros, e estudos geofísicos preliminares para determinar a espessura dos sedimentos em doze locais do Recôncavo Baiano, para esclarecer a hipótese de existência em profundidade de extratos petrolíferos, deixando para fase posterior estudos de geologia de superfície. A espessura das rochas sedimentares do Recôncavo Baiano era, então, estimada em apenas 200 m. O grupo sugeriu a realização de pequenas sondagens. O DNPM realizou estudos geofísicos, porém não chegou a definir a espessura dos sedimentos pela sísmica, devido ao alto valor que deveria ser despendido se fossem feitos levantamentos sísmicos nos doze pontos designados (Moura e Carneiro, 1976, p. 211). Ademais, o órgão se negou a realizar sondagens, amparado nas opiniões de seus técnicos, e em razão do alto preço das mobilizações de equipamentos para o local, numa época em que estava diminuindo suas atividades de exploração (Dias e Quaglino, 1993, p. 76). Em fins de 1937, a posição contrária dos três técnicos começava a ser aceita também por outros membros do DNPM e por especialistas não pertencentes ao órgão. Cordeiro reagiu pelos jornais, solicitando a realização de sondagens profundas. Monteiro Lobato já o apoiava naquele momento.

A pregação de Cordeiro chegou ao conhecimento da Comissão de Inquérito sobre o DNPM, e o geólogo Odorico de Albuquerque, um dos membros da comissão, ao adotar sua causa, “coagiu o DNPM a arcar com a decisão de perfurar, quanto menos para resolver dúvidas e, à pressão da opinião pública, contrapor fatos” (Moura e Carneiro, 1976, p. 211). Em 1937, Avelino Inácio de Oliveira, em exercício na Diretoria-Geral do DNPM, sem esperar a conclusão dos estudos sobre a geologia do Recôncavo Baiano e de Lobato, decidiu perfurar a região, e afirmou: “vou tentar extirpar esse tumor” (Moura e Carneiro, 1976, p. 211). Isto é, desejava terminar os ataques que o DNPM estava recebendo por não autorizar sondagens no local onde o petróleo aparecia. Decidiu realizar a perfuração de um poço, para confirmar que o petróleo presente na superfície representava a existência, no subsolo, de jazidas comerciais, ou, ao contrário, para demonstrar, de uma vez

por todas, que o petróleo de Lobato não representava jazidas em quantidades a serem exploradas comercialmente. Em seguida, enviou à Bahia o chefe do serviço de perfuração, Bardout Dutra, que escolheu uma sonda com capacidade de perfurar 200 m. O então chefe da área de geofísica, Irnack Carvalho do Amaral, foi encarregado de definir o local da perfuração em Lobato. A primeira sondagem, de nº 153, começou em 17 de agosto de 1937, mas foi interrompida aos 22,42 m, devido a um acidente. A sonda foi deslocada para realizar o furo nº 153-A, entre 23 de agosto de 1937 e 29 de março de 1938, que tocou no cristalino aos 71,23 m.⁵³ Avelino mandou buscar, no Paraná, uma sonda rotatória Calix Davis, com capacidade de perfurar 600 m, para realizar sondagem mais profunda. A sondagem nº 163 foi iniciada em 29 de julho de 1938 e, em 21 de janeiro de 1939, com a profundidade de 210 m, o óleo correu pela tubulação, marcando a descoberta da primeira jazida de petróleo no Brasil (Moura e Carneiro, 1976, p. 211-212).

O poço que descobriu petróleo produziu, de 23 de janeiro a 1º de fevereiro de 1939, cerca de 110 litros por dia, ou o total de 1 mil litros. Foram enviados 600 litros para o laboratório do DNPM e distribuídos 400 litros para a população que acorria ao local. A notícia foi assim registrada no diário de Vargas, no dia 24 de janeiro de 1939: “Foi descoberto petróleo na Bahia. Esta é a grande notícia do dia. Seguiram funcionários conhecedores da matéria para verificar” (Vargas, 1995, *apud* ANP, 2015, p. 71).⁵⁴ Ao todo, foram perfurados dezessete poços em Lobato, que acabaram se revelando secos ou não comerciais devido à baixa produção: em todo o ano de 1941 foram produzidos 2.216 barris, e em 1942, 261 barris, isto é, menos de um barril/dia (ANP, 2015, p. 74).

No intervalo entre a decisão de perfurar e a descoberta, o país já dispunha de nova legislação para o petróleo, nacionalista, e de novo órgão, o CNP, presidido pelo general Horta Barbosa (Moura e Carneiro, 1976, p. 211-212; Luz, 2010). Com a nova legislação, os funcionários e o material de pesquisa e de produção de petróleo foram transferidos do DNPM para o CNP. À época, estavam sendo conduzidas pesquisas em busca de petróleo nas localidades de Moa (Acre), Monte Alegre (Pará), Bongí (Pernambuco), Ponta Verde (Alagoas), Lobato e Camaçari (Bahia) (ANP, 2015, p. 71).

Mesmo não resultando em descoberta comercial, a área em torno de Lobato foi transformada pelo governo federal em área petrolífera, e nacionalizada para efeito de continuidade das explorações. Horta Barbosa incluiu as explorações no Recôncavo Baiano e em todas as demais áreas com potencial petrolífero do país na jurisdição do CNP. Vargas aceitou a proposta do conselho (Dias e Quaglino, 1993, p. 76-112; ANP, 2015, p. 72) e assinou o Decreto nº 3.701, de 8 de fevereiro de 1939,

53. Rochas cristalinas são constituídas por minerais cristalinos. São em princípio mais duras e mais difíceis de ser perfuradas.

54. Vargas, Getúlio. *Diário*. São Paulo: Siciliano; Rio de Janeiro: FGV, 1995. Apresentação de Celina Vargas do Amaral Peixoto.

que transformou em reserva petrolífera nacional a área ao redor do poço nº 163 do bairro de Lobato. O decreto estabelecia também que, dentro dessa área, não seriam concedidas autorizações de pesquisa e lavra de jazidas de petróleo e gases naturais, ou seja, foram proibidas atividades de exploração por empresários (Dias e Quaglino, 1993, p. 87).

O impacto do decreto sobre a iniciativa privada foi arrasador, em especial sobre o empresário Oscar Cordeiro, que fez um depoimento amargo sobre suas descobertas em Lobato:

O prêmio que tive pela imensa trabalhadeira de anos de luta para a abertura do primeiro poço de petróleo no Brasil foi o decreto do Sr. Getúlio Vargas nacionalizando as minas do Lobato, sem a menor indenização, nem sequer das despesas que fiz durante tanto tempo para que o Brasil tivesse petróleo. E fui corrido do Lobato! Fui expulso do meu campo! E como não encontrassem fundamento para me submeter ao Tribunal de Segurança, o governo demitiu-me da presidência da Bolsa de Mercadorias, instituição por mim fundada e da qual fui organizador e o presidente durante doze anos. E, depois de arrancarem todas as placas que havia no escritório, nos depósitos e na sonda do meu campo de Lobato, ergueram ali um obelisco com os seguintes dizeres: “O Primeiro Campo onde Jorrou Petróleo no Brasil – Organização do Conselho Nacional do Petróleo no governo do Dr. Getúlio Vargas” (Dias e Quaglino, 1993, p. 106-107, nota de rodapé nº 9).

Tempos depois, uma comissão no Ministério da Agricultura, Indústria e Comércio foi formada para estudar a concessão de um auxílio financeiro a Manoel Inácio Bastos e a Oscar Cordeiro. As conclusões, reproduzidas em Moura e Carneiro (1976, p. 212), foram de que os documentos que chegaram à comissão

parecem demonstrar que o eng. Manuel Inácio Bastos foi o verdadeiro descobridor dos hidrocarbonetos do Lobato, cabendo ao Sr. Oscar Cordeiro o papel, não menos importante, de liderar a campanha visando conseguir a ajuda do governo para explorar a substância que um e outro supunham existir em abundância no subsolo.

9 CANDEIAS: PRIMEIRA DESCOBERTA COMERCIAL DE PETRÓLEO

A descoberta de petróleo em Lobato, mesmo não propiciando resultados econômicos, deu impulso à atividade exploratória, ao fazer renascer as expectativas de existência de petróleo no Brasil. As atividades no setor de petróleo haviam passado, em abril de 1938, ao controle do recém-criado CNP, mas até o primeiro semestre de 1939 as pesquisas geofísicas ainda estavam sendo conduzidas pelo DNPM, do Ministério da Agricultura, nos estados de Alagoas, Bahia, Pará, Piauí, Pernambuco, Sergipe, São Paulo, Paraná e Mato Grosso, bem como no território do Acre (Costa, 2003, p. 6). Em junho de 1939, o pessoal técnico e administrativo que trabalhava nas atividades do setor de petróleo no DNPM e todos os materiais de sondagem e aparelhos foram transferidos pelo Decreto-Lei nº 1.369

para o CNP, para que o novo órgão assumisse integralmente os trabalhos de exploração de petróleo.

Os trabalhos exploratórios do CNP tiveram início naquele mesmo mês. Em 30 de junho de 1939, Horta Barbosa solicitou ao engenheiro Décio Savério Oddone, que participou da primeira equipe de geofísica criada no Brasil (seção 7), a apresentação de um plano de trabalho exploratório. Em novembro, Oddone relatou ao presidente do CNP os trabalhos exploratórios na faixa sedimentar que se prolongava do nordeste do estado da Bahia até o estado de Sergipe.⁵⁵ Em seu relatório, Oddone informou sobre a existência provável de uma estrutura em formato anticlinal no nordeste do estado da Bahia, isto é, a presença de uma formação geológica favorável à existência de jazidas de petróleo, que pode ter sido a primeira referência com a indicação de uma estrutura anticlinal no Brasil (Costa, 2003, p. 8; Moura e Carneiro, 1976, p. 234).

No ano seguinte, foram intensificados e aprimorados os levantamentos geológicos e geofísicos na região do Recôncavo Baiano, com a continuação dos estudos de geologia de superfície para mapear possíveis locais caracterizados por estruturas com indícios favoráveis para a procura de petróleo, e a serem em seguida detalhados pela geofísica. Para isso, em março de 1940, Horta Barbosa indicou o engenheiro Oddone, chefe da área de geofísica do CNP em Salvador, para coordenar os estudos de geofísica no Brasil; o geólogo Pedro de Moura foi encarregado dos estudos de geologia da Província Petrolífera do Atlântico –à época, envolvia principalmente a faixa litorânea do estado da Bahia à bacia Sergipe-Alagoas. Os trabalhos exploratórios que resultariam na descoberta de petróleo em Candeias, no Recôncavo Baiano, foram conduzidos por Oddone, o geólogo Avelino Inácio de Oliveira e Pedro de Moura como é relatado a seguir. O engenheiro Nero Passos foi indicado para conduzir os trabalhos de sondagem, perfuração e beneficiamento das possíveis descobertas de petróleo (Costa, 2003; Moura e Carneiro, 1976, p. 234-235).

Ao tomar conhecimento dos levantamentos geofísicos favoráveis na região de Candeias, o general Horta Barbosa, presidente do CNP, tomou os maiores cuidados para manter o sigilo das operações de exploração e para não reacender esperanças que novamente se frustrariam se não fosse encontrado petróleo naquela localidade. Para isso enviou, em 12 de junho de 1940, carta ao engenheiro Oddone, para que não revelasse os resultados geofísicos entre os colegas e nem mesmo para a empresa Drilling and Exploration Co. of Houston, contratada para as perfurações. A carta encontra-se reproduzida no anexo deste livro.⁵⁶

55. Os detalhes dos trabalhos de exploração na região de Candeias podem ser encontrados em Costa (2003).

56. Horta Barbosa, J. C. [Correspondência]. Destinatário: Décio Savério Oddone. Rio de Janeiro, 5 fev. 1941. Carta gentilmente cedida ao autor por Décio Oddone da Costa, ex-engenheiro da Petrobras e ex-diretor-geral da ANP, neto de Décio Savério Oddone.

Depois de terminado o delineamento das “linhas básicas da geoestrutura do Recôncavo, (...) e o mapeamento dos altos estruturais”, com vistas ao andamento dos trabalhos de exploração na região de Candeias, por Pedro de Moura e técnicos do CNP (Moura e Carneiro, 1976, p. 234-235), Horta Barbosa comunicou-se novamente com Oddone, em telegrama de 5 de fevereiro de 1941, para que indicasse “com urgência, a locação do poço Candeias”. A determinação de Horta Barbosa foi no sentido de que Oddone analisasse, juntamente com Denning – chefe das equipes de geofísica estrangeiras contratadas – e Pedro de Moura os resultados obtidos com a geologia e a geofísica, com o objetivo de determinar o local da perfuração em Candeias. A escolha do local por Oddone visava resolver a pendência existente entre Pedro de Moura e Denning, com o uso dos conhecimentos geofísicos de Oddone, pois Moura acreditava que em Candeias havia estruturas geológicas favoráveis à existência de petróleo, ao passo que Denning não acreditava nesta possibilidade. A decisão de Oddone sobre o local exato em que o poço deveria ser perfurado foi encaminhada a Horta Barbosa, que, em seguida, foi inspecionar o local, de difícil acesso, a cavalo. O ponto indicado diferia em apenas 50 m de distância do local que havia sido apontado, em setembro de 1940, por Pedro de Moura e Avelino Inácio de Oliveira, chefe da Divisão Técnica do CNP (Moura e Carneiro, 1976, p. 237). Os trabalhos de perfuração do poço pioneiro Candeias 1 (C-1) foram iniciados em 2 de abril de 1941. Aos 1.145 m foram encontrados arenitos saturados de óleo, mas o primeiro teste de formação, aos 1.150 m de profundidade, somente mostrou água doce. A capacidade final da sonda, com 1.832,13 m, foi alcançada em 26 de novembro de 1941, sem dar sinais de petróleo a essa profundidade (Moura e Carneiro, 1976, p. 238; Santos, 2008). Com esse resultado, foi aventada a possibilidade de se encerrar a procura por petróleo na região, mas foi decidido realizar novo teste de formação no poço pioneiro B-14, “de baixo para cima, em todos os níveis porosos registrados no poço”, à profundidade do primeiro teste, no mesmo nível em que havia sido encontrado água doce (Moura e Carneiro, 1976, p. 239). Os resultados dessa vez foram positivos: aos 1.150 m jorrou petróleo, em 14 de dezembro de 1941, com a extração de 75 barris, em 24 horas. Foi o primeiro poço de petróleo comercial do Brasil. Em 1942, o poço produziu 10.037 barris (ANP, 2015, p. 74).

O campo de Candeias, com área de cerca de 52 km², situa-se em três municípios: Candeias, São Francisco do Conde e Salvador (Ilha da Maré), no estado da Bahia, na parte sul da bacia do Recôncavo, a cerca de 35 km da cidade de Salvador. O campo encontra-se, em parte, sob a área urbana do município de Candeias, da Refinaria Landulpho Alves, em Mataripe, e dos manguezais da região. Em dezembro de 2015, ainda possuía volume de óleo *in place* de 64,7 milhões de metros cúbicos, além de reservas de gás associado e não associado. A produção em 1958-1959, que alcançou volume máximo de cerca de 16,5 mil barris/dia, caiu

desde então para cerca de 1 mil barris/dia em 2015. No início de 2022 o campo produzia cerca de 460 barris/dia de petróleo.⁵⁷

Após a descoberta de mais quatro poços produtores em Candeias, seguiram-se descobertas de gás natural e petróleo em baixa escala em Aratu (1941), e de petróleo e gás em Itaparica (1942), ambos na Bahia. Esses locais passaram a ser considerados, junto com Lobato e Candeias, os campos de petróleo pioneiros no país (Moura e Carneiro, 1976, p. 240).

O impulso nas explorações decorrente das descobertas em Candeias e Itaparica esbarraria nas dificuldades decorrentes do início da Segunda Guerra Mundial. A entrada dos Estados Unidos na guerra, em dezembro de 1941, provocou atrasos na importação de equipamentos para sondagens e o adiamento parcial dos planos de perfurações de poços. Em 1943, foram feitas encomendas de três sondas e outros materiais no valor de mais de US\$ 1 milhão (US\$ 17 milhões, em valor atualizado para 2022), mas o governo norte-americano impôs cortes nas exportações, que reduziram a chegada de materiais a apenas cerca de US\$ 320 mil (US\$ 5,5 milhões). Esse tipo de dificuldades tinha antecedentes, que eram independentes da Segunda Guerra Mundial: em 1939, após a descoberta de petróleo em Lobato, o CNP encomendou equipamentos modernos dos Estados Unidos para a continuidade das perfurações, mas o país criou entraves para entregar a encomenda, que somente foram solucionadas após a interferência de Vargas (Pereira, 1951, p. 37 *apud* Cohn, 1968, p. 66).

O racionamento de combustíveis perturbou o funcionamento do CNP na área de explorações, que foi obrigado a se voltar para a edição de medidas e resoluções para organizar o abastecimento, desviando-se dos trabalhos de campo que o órgão deveria desempenhar. Assim, em setembro de 1944, foi criado o setor de racionamento no CNP, composto de pessoal e material necessários ao exercício da função (Cohn, 1968, p. 65).

Uma segunda frente de problemas, mais preocupantes, encontrava-se no baixo conhecimento geológico das bacias sedimentares, na falta de mapeamento das vastas áreas geológicas com possibilidade de existência de petróleo e no insuficiente número de estudos geofísicos das estruturas das rochas. Constituíam lacunas no conhecimento que levavam a desperdícios de recursos, em razão de dispendiosas perfurações realizadas de forma aleatória. O CNP operou com equipamentos inadequados, com pouco pessoal especializado, e desperdiçou equipamentos e dinheiro em perfurações com baixo critério técnico. Seus laboratórios estavam mal aparelhados e com falta de técnicos (Cohn, 1968, p. 59-60).

57. Disponível em: <<https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/gestao-de-contratos-de-e-p/fase-de-producao/pd/candeias.pdf>>. Acesso em: 10 jul. 2022.

Para superar essas falhas, o CNP recorreu à experiência dos Estados Unidos, providenciando a contratação de empresas norte-americanas especializadas em geologia do petróleo, que viriam a representar, de acordo com Moura e Carneiro (1976), papel essencial na ampliação dos conhecimentos das bacias sedimentares no Brasil.⁵⁸

Foram contratados geólogos norte-americanos com o objetivo de acelerar o mapeamento das áreas sedimentares da Amazônia, do Recôncavo Baiano (e outras regiões do Nordeste) e do Paraná, e auxiliar no treinamento de turmas de geólogos, sismólogos, intérpretes de aerofotogrametria, geofísicos e outros profissionais brasileiros, necessários ao impulso que se queria dar à exploração de petróleo. Além disso, foram enviados estudantes brasileiros para cursos de engenharia de petróleo nos Estados Unidos. Essas iniciativas para transferência de conhecimentos permitiram “formar o núcleo da indústria petrolífera nacional, ao instituir uma escola de profissionais brasileiros treinados nos complexos trabalhos do petróleo”, e facilitaram a criação da Petrobras (Moura e Carneiro, 1976, p. 247).

Em 1944, novos equipamentos de sondagem e de transportes foram adquiridos, no valor de US\$ 600 mil (US\$ 10 milhões, em valores atualizados), após a contratação como consultor do CNP do geólogo norte-americano Everett DeGolyer. Outro geólogo, Lewis MacNaughton, foi contratado para preparar estudos geológicos no Sul do Brasil e na bacia do Paraná. Juntos, fundaram depois a empresa DeGolyer and MacNaughton, uma importante firma internacional de consultoria em petróleo. Após seus estudos, com a participação de técnicos do CNP, foram definidas novas prioridades nas explorações: a faixa sedimentar costeira que se estende do estado do Espírito Santo ao estado do Rio Grande do Norte; a bacia Maranhão-Piauí; o delta do rio Amazonas; a bacia do Médio e Baixo Amazonas; a área Amazonas-Acre; e as bacias do Paraná e Alto Araguaia. No final de 1946, o CNP iniciou estudos sísmicos na foz do rio Amazonas, que se assemelhava, segundo MacNaughton, à foz do rio Mississipi. Os estudos com sísmica de refração mostraram grande espessura de sedimentação e anomalias gravimétricas que mereciam ser testadas. A locação dos primeiros poços foi definida. Foram realizadas três perfurações na ilha do Marajó, sem apresentar resultados. Em continuação, as equipes de avaliação sísmica começaram a percorrer a bacia sedimentar do vale do rio Amazonas (Costa, 2003 p. 10-12; Cohn, 1968 p. 66).

Além de diversas iniciativas para o treinamento de pessoal técnico, foram adquiridas novas sondas rotativas, que alcançavam profundidades de 1.800 m a 2.500 m, e contratados os serviços de prospecções sísmicas e perfurações com

58. As empresas foram a DeGolyer and MacNaughton, de Dallas, no Texas; a United Geophysical Exploration – que conduziu os primeiros estudos sistemáticos sobre formações sedimentares brasileiras; e a Drilling and Exploration Co. of Houston (Wirth, 1985).

empresas norte-americanas especializadas, acompanhados do treinamento de técnicos brasileiros em geologia de poço e em geofísica. Para superar o empirismo até então prevalecente nas prospecções, foram ampliados os estudos geológicos de superfície no Recôncavo Baiano e nas costas marítimas de outras localidades do Nordeste. No Recôncavo Baiano, três campos estavam em operação: Aratu, Candeias e Itaparica (Moura e Carneiro, 1976; ANP, 2015, p. 93). Em 1943 e 1944, o CNP construiu duas pequenas refinarias em Aratu e Candeias, com capacidade de processamento de 150 barris/dia, para aproveitar as dezenas de poços de petróleo que estavam começando a produzir na região do Recôncavo, e utilizar os combustíveis produzidos para movimentar as sondas de perfuração e os caminhões que operavam nos novos campos de petróleo (Smith, 1978, p. 63).

Em 1945, a companhia Serviços Aéreos Cruzeiro do Sul foi contratada para a realização de um levantamento aerofotográfico de 30 mil quilômetros quadrados ao norte do Recôncavo Baiano para estudos geológicos estruturais da região (Costa, 2003).

No ano de 1945, a capacidade potencial de produção de petróleo nos campos Itaparica, Candeias e Aratu era de 2 mil barris/dia. A produção estimulou o CNP a avaliar a construção de uma refinaria de maior porte no local, que foi instalada em Mataripe, próximo a Candeias, como se discute nesta seção (CNP, 1944; 1945 *apud* ANP, 2015, p. 93).

Em 1951, foi descoberto o campo Água Grande, no Recôncavo Baiano. Em 1955, começou a produzir o campo Dom João Mar, descoberto como resultado do primeiro poço perfurado no mar, perto da praia, com profundidade de 3 m a 4 m de lâmina d'água, em novembro de 1954. Dom João Mar, com área de desenvolvimento de 47 km², é uma extensão para o mar do campo Dom João, em terra, cujo poço pioneiro foi perfurado em março de 1947, com 300 m de profundidade. Os campos estão localizados em São Francisco do Conde, a 40 km a noroeste da cidade de Salvador, na Baía de Todos os Santos (Moura e Carneiro, 1976, p. 251; Machado Filho, 2011; Mendonça, Spadini e Milani, 2003).

10 ABERTURA PARA O SETOR PRIVADO, O ESTATUTO DO PETRÓLEO E A CAMPANHA O PETRÓLEO É NOSSO

Ao substituir o general Horta Barbosa no comando do CNP, em 2 de setembro de 1943, o coronel João Carlos Barreto começou a reformular o órgão, pois considerava que a política de estatização e de bloqueio ao capital estrangeiro de seu antecessor atrasavam os investimentos em refinarias e na exploração de petróleo, devido à sua ênfase excessivamente nacionalista. Sob a sua direção, o CNP deixou as posições nacionalistas e alinhou-se, ao lado do governo, à colaboração com os Estados Unidos (Victor, 1993, p. 143-145). Continuaram, contudo, as

dificuldades no abastecimento de petróleo devido às restrições na exportação pelos países produtores, envolvidos no esforço de guerra. A situação estimulou o surgimento de um mercado clandestino de venda de combustíveis no país, enquanto perdurou o racionamento, que determinou quotas mensais de combustíveis aos governos estaduais e controles na circulação de veículos.⁵⁹ O setor de racionamento de combustíveis do CNP perdurou até novembro de 1945, quando as restrições no abastecimento terminaram.

Em janeiro de 1945, Barreto recomendou a Vargas, após consultar a área militar, a retirada das restrições aos capitais estrangeiros e a permissão para que realizassem investimentos associados a capitais brasileiros, desde que estes mantivessem o controle das empresas a serem criadas no setor de petróleo. O plenário do CNP opôs-se a essa mudança, o que levou o setor privado, incluindo empresas estrangeiras, a aumentar as pressões no sentido de que o governo redefinisse sua política para o petróleo. Em 6 de maio os membros do CNP aceitaram as propostas de Barreto, e aprovaram a Exposição de Motivos nº 2.558, que recomendou ao presidente Vargas mudanças na política adotada em 1938, com o objetivo de atrair investimentos externos para o setor de petróleo. Segundo o documento aprovado, os capitais externos seriam admitidos nas explorações e nas empresas de refino, mas com a preferência obrigatória para os capitais brasileiros, e as autorizações seriam concedidas exclusivamente a pessoas naturais ou jurídicas brasileiras. Vargas não aceitou a recomendação de participação estrangeira, mas Cohn (1968, p. 76-78) interpreta a mudança de orientação do CNP para a aceitação de capitais privados no setor de petróleo como tendo a mesma importância do memorial enviado pelo general Horta Barbosa ao ministro da Guerra, sete anos antes, em 1936, que constituiu a base para a definição da política para o setor de petróleo de 1938 (seção 5). A aprovação da Exposição de Motivos do CNP estimulou empresários brasileiros a propor ao governo a construção de refinarias, em antecipação às mudanças na legislação de 1938 que seriam aprovadas por Vargas: em agosto de 1945, dois grupos de investidores – Alberto Soares Sampaio, proprietário de estradas de ferro, e Aristides de Almeida, da Companhia de Petróleo Ipiranga, solicitaram permissão para a construção de duas refinarias, com capacidade de processamento de 10 mil barris/dia de petróleo, em São Paulo e no Rio de Janeiro (Wirth, 1973, p. 140; Martins, 1976, p. 310).

A política nacionalista no setor de mineração e de petróleo começava a ser posta em dúvida também por grupos de militares, cuja mudança de posição estava relacionada com a reaproximação com os Estados Unidos, principalmente após o Brasil romper relações com os países do Eixo (Alemanha, Itália e Japão) e declarar guerra à Alemanha e à Itália, em 22 de agosto de 1942, após o afundamento de vários navios mercantes brasileiros (Martins, 1976, p. 310-311).

59. Ver *Estado de Minas*, Belo Horizonte, 2 jun. 1945 *apud* ANP, 2015, p. 90.

Pouco mais de um ano antes, no início de 1944, Vargas havia permitido, por meio de decreto, que estrangeiros subscrevessem até 50% do capital de empresas de mineração e o direito de participar da administração das empresas (Decreto-Lei nº 6.230, de 29 de janeiro de 1944). O decreto, contudo, era inconstitucional, pois a Constituição de 1937, no art. 143, só admitia a concessão de autorização para exploração mineral para brasileiros ou empresas constituídas por acionistas brasileiros. Mesmo não tendo efeitos práticos, o decreto representava um ato de vontade de Vargas, mostrando que ele, pelo menos em princípio, se alinhava ao pensamento de Barreto quanto à permissão da participação de capitais estrangeiros na exploração mineral (Smith, 1978, p. 62).

Pouco mais de cinco meses após a aprovação de Exposição de Motivos nº 2.558, o CNP deu o segundo passo para mudar a política nacionalista de 1938: aprovou a Resolução nº 1, em 1 de outubro de 1945, com edital para permitir que empresários nacionais se candidatassem para a construção de refinarias de petróleo. O edital não previu, porém, a participação de empresas estrangeiras, como havia sido proposto na Exposição de Motivos de maio do mesmo ano, em razão de possível resistência de Vargas, naquele momento, de alteração total na política para o petróleo, apesar de, como foi visto, ter aceito investimentos estrangeiros no setor de mineração (Cohn, 1968, p. 78).

A decisão de aprovar a construção de refinarias por empresários nacionais seria de importância capital para os acontecimentos que viriam a ocorrer no setor de petróleo nos próximos anos, até a criação da Petrobras, em 1953 – em razão das resistências que provocou em grupos contrários às refinarias privadas, favoráveis à estatização no setor de petróleo e pela anulação das concessões aos empresários. O tema do edital será retomado mais adiante nesta seção, após o relato do ambiente empresarial e entre a população que prevalecia no Brasil a partir de 1945. Os empresários começaram a pressionar para que o governo terminasse com o isolamento do país e permitisse a abertura do setor de petróleo ao setor privado e a investimentos estrangeiros (Cohn, 1968, p. 78-79; Martins, 1976, p. 310).

Ao fim da Segunda Guerra Mundial, em maio de 1945, os brasileiros estavam cansados do racionamento de combustíveis, do mercado negro de gasolina e da necessidade do uso do gasogênio⁶⁰ para movimentar seus veículos automotores. A falta de petróleo no país foi sentida com muita intensidade. A importação e a venda de derivados de petróleo continuavam sob o controle das companhias internacionais Atlantic, Esso (Standard Oil), Shell e Texaco, situação que começou a provocar reações de grupos nacionalistas, com o apoio de diversas camadas da opinião pública. Assim, um problema físico de falta de energia para movimentar

60. Equipamento muito poluente, instalado na parte traseira de veículos automotores, que produz gás combustível para movimentar motores de combustão interna, com a utilização de líquidos ou materiais sólidos, como madeira ou carvão.

automóveis, trens, caminhões e motores fabris transformou-se rapidamente em um sentimento político (Wirth, 1973, p. 139).

O fim do conflito mundial provocou grande aumento na demanda por derivados do petróleo. O aumento dos volumes importados, paralelamente ao forte aumento nos preços internacionais, elevou os dispêndios em moedas estrangeiras, sinalizando, no médio prazo, a ocorrência de crise no abastecimento de combustíveis.⁶¹ Para minorar o problema da baixa oferta nacional, diante da demanda crescente de derivados de petróleo, o CNP, além do referido lançamento do edital de concorrência pública para a construção de refinarias, instituiu a Comissão de Constituição da Refinaria Nacional de Petróleo para programar a construção de uma refinaria com o objetivo de processar o petróleo dos campos do Recôncavo Baiano que começavam a apresentar resultados, incluindo um poço com a produção de 1.800 barris/dia. Em seguida, em 16 de setembro de 1946, o presidente Dutra assinou o Decreto nº 9.881, que autorizou a criação da Refinaria Nacional de Petróleo, com a capacidade diária de processamento de 2.500 barris de petróleo (Moura e Carneiro, 1976, p. 259; Smith, 1978, p. 64). A decisão resultou na construção da refinaria de Mataripe, comentada mais à frente. Em outra frente de ação, procurou-se diminuir a dependência na importação de equipamentos industriais utilizados na construção de refinarias, por meio de entendimentos entre o CNP e grandes empresas industriais e de engenharia de projetos para obter seu engajamento na nacionalização progressiva da construção de refinarias, equipamentos e navios de transporte de petróleo (Moura e Carneiro, 1976).

Na área empresarial foi realizada a I Conferência Nacional das Classes Produtoras (Conclap), de 1 a 6 de maio de 1945, na cidade fluminense de Teresópolis. Os empresários reivindicaram o fim do isolamento econômico do Brasil, por meio da revisão do Código de Minas de 1940 (seção 6) e das leis nacionalistas do petróleo de 1938. Foi proposta a permissão para a participação de empresários estrangeiros na proporção de 40% do capital das empresas de mineração. A Conferência divulgou a Carta Econômica de Teresópolis, que defendeu a intervenção do Estado somente quando fosse solicitada. A carta pediu estímulos às prospecções e às perfurações de poços de petróleo, porque a exploração intensiva era uma das maiores aspirações nacionais, com a cooperação de técnicos e de capitais estrangeiros. Abria-se, assim, a possibilidade de novas alianças com os Estados Unidos (Wirth, 1973, p. 139-140; Cohn, 1968, p. 74-76).

A Resolução nº 1 do CNP, de 1 de outubro de 1945, com o edital para a instalação de refinarias, somente foi publicada no Diário Oficial no dia 30 de outubro.

61. As importações de gasolina saltaram de 575,6 mil metros cúbicos, em 1945, para 2,3 milhões de metros cúbicos, em 1950 (IBGE, 1987). O preço do barril de petróleo aumentou 85% entre 1945 e 1947-1948. Preços do petróleo de 1861 a 2021 disponíveis em: <<https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html>>. Acesso em: 3 abr. 2023.

A medida recebeu a aprovação prévia de Vargas, mas ele não teve a oportunidade de implementá-la: um dia antes, no dia 29 de outubro de 1945, foi destituído por uma articulação civil e de seus ministros militares, com a concordância de Eurico Dutra, ministro da Guerra (Schwarcz e Starling, 2015, p. 394).

As normas para a instalação das refinarias da Resolução CNP nº 1/45 eram rígidas. As propostas deveriam ser apresentadas em trinta dias, e as empresas deveriam contar com fornecimento garantido de petróleo cru por cinco anos. Seria dada preferência aos projetos que se propusessem a empregar parte dos lucros em prospecções à procura de petróleo, e em segundo lugar aos projetos que mantivessem maiores estoques de petróleo bruto. Além disso, as empresas deveriam aceitar as definições do CNP na escolha do processo tecnológico, a fixação de preços dos derivados de petróleo e a escolha dos locais das refinarias. Os acionistas deveriam ser brasileiros natos (Wirth, 1973, p. 140-142; Cohn, 1968, p. 78 e 95-104; Dias e Quaglino, 1993, p. 90-91).

Deposto Vargas, as eleições presidenciais foram realizadas no dia 2 de dezembro de 1945. Eurico Gaspar Dutra, já na condição de ex-ministro da Guerra, foi candidato pelo Partido Social Democrático (PSD) e venceu a disputa, com o apoio do próprio Getúlio Vargas, que uniu seu Partido Trabalhista Brasileiro (PTB) ao PSD contra o risco de que o candidato da União Democrática Nacional (UDN) vencesse as eleições e desmontasse seu projeto político (Schwarcz e Starling, 2015, p. 394). Antes da posse de Dutra, em 31 de janeiro de 1946, durante o governo provisório do ministro José Linhares, foi emitida a Resolução nº 2 do CNP, de 18 de janeiro de 1946, com o resultado da concorrência e as orientações para a instalação das refinarias. Quatro grupos empresariais foram pré-classificados. Foi autorizada inicialmente a implantação de duas refinarias no estado do Rio de Janeiro e duas no estado de São Paulo, conforme descrito a seguir.

- 1) Ao grupo Soares Sampaio foi autorizada a implantação da Refinaria União, com capacidade de processamento inicial de 8 mil barris/dia. A unidade foi planejada inicialmente para o Rio de Janeiro – mas logo se transferiu para o estado de São Paulo, como se verá adiante –, com apoio do banco Moreira Salles e fornecimento de óleo cru por cinco anos pela Standard Oil of New Jersey (Wirth, 1973, p. 140-141; Smith, 1978, p. 66).⁶²
- 2) A Companhia de Petróleo Ipiranga, do empresário Aristides de Almeida, obteve aprovação para implantar em São Paulo uma unidade com capacidade de refino de 10 mil barris/dia, com o apoio do Banco Boavista, de Guilherme Guinle e de Pedro Luís Corrêa de Castro.

62. Segundo Cohn (1968, p. 101), o fornecimento era da petroleira Gulf Oil.

A companhia conseguiu oferta da Gulf Oil para financiamento e envio de óleo cru (Wirth, 1973, p. 141).

- 3) Drault Ernanny de Mello, banqueiro do Rio de Janeiro, obteve autorização para a construção da Refinaria de Manguinhos, com capacidade para refinar 8 mil barris/dia, no Rio de Janeiro. O empreendimento contou com o apoio do embaixador norte-americano Adolf A. Berle Jr. junto à Standard Oil da Califórnia para o fornecimento de óleo cru (Wirth, 1973, p. 141).
- 4) Entre os empresários de menor porte, foi aprovado o projeto de Edgard Raja Gabaglia para a construção de refinaria para o processamento de 6 mil barris/dia, em São Paulo, que tinha a promessa de fornecimento de óleo cru da Pemex (Wirth, 1973, p. 140-141; Dias e Quaglino, 1993, p. 90-91).

Para a outorga das concessões de instalação das refinarias, a Resolução nº 2 estabeleceu diversas condições, entre elas: cada empresa deveria apresentar, em noventa dias, o local para a instalação do projeto; depositar Cr\$ 500 por barril de capacidade diária de refino, a serem devolvidos após doze meses de funcionamento da refinaria; provar que possuía garantias para receber óleo cru pelo prazo de cinco anos (ou seja, na dependência da oferta por parte de petroleiras estrangeiras); concordar em investir metade dos lucros em exploração de petróleo; e confiar a direção das refinarias exclusivamente a brasileiros natos. As exigências de recolhimento de contribuições compulsórias eram altas, pois o objetivo era que as novas refinarias contribuíssem com recursos para os trabalhos de pesquisa do CNP, “até que a produção de óleo nacional atinja as necessidades do consumo do país” (Cohn, 1968, p. 98-100).

O empresário Edgard Raja Gabaglia desistiu do seu projeto, pois não conseguiu levantar o dinheiro exigido como depósito, e o mesmo ocorreu com a Companhia Ipiranga. Foi aprovada a instalação da Refinaria de Petróleo do Distrito Federal S.A. (Refinaria de Manguinhos) no Rio de Janeiro, em 1946, e da Refinaria de Petróleo União (Refinaria União), em 1947, cuja transferência para Capuava, no estado de São Paulo, foi solicitada pelo CNP ao grupo Soares Sampaio, com a capacidade de refino diário aumentada para 20 mil barris. As empresas teriam prazo de dois anos para construírem as refinarias. Dificuldades impediram o início das obras em 1949, levando os empresários a pedir auxílio ao governo e a conseguir a prorrogação das concessões. Após muitas dificuldades para o cumprimento das condições exigidas e para a obtenção de empréstimos, além de crises financeiras e políticas no Brasil, as duas refinarias começaram a funcionar somente alguns anos depois (Wirth, 1973, p. 140-143; Dias e Quaglino, 1993, p. 91).

Depois da aprovação das duas refinarias, o clima nacionalista que predominava no país incentivou a publicação de vários artigos na imprensa com condenações às concessões à iniciativa privada, a exemplo dos financiamentos governamentais que se tornaram essenciais para a construção das duas refinarias. Contudo, parte dos grupos nacionalistas aprovou as concessões aos grupos empresariais nacionais, pois significava uma vitória contra os chamados trustes internacionais do petróleo (Dias e Quaglino, 1993, p. 91-92).

A liberalização das leis do Estado Novo para o petróleo foi aceita pelos militares e especialmente pelo general Juarez Távora – nomeado para o cargo de subchefe do Estado-Maior. A aceitação das mudanças na política nacionalista deveria ter, contudo, restrições: os militares poderiam aceitar também as empresas estrangeiras no refino, desde que os brasileiros e o governo, por razões de defesa, tivessem controle sobre a oferta ao mercado interno, para evitar qualquer possibilidade de desabastecimento (Wirth, 1973, p. 143).

Após o edital das refinarias, o presidente do CNP, João Carlos Barreto, determinou a criação, em meados de 1946, de uma companhia mista, a Refinaria Nacional de Petróleo S.A., para refinar o petróleo que vinha sendo extraído na Bahia, com capacidade inicial de 2.500 barris/dia, a ser instalada em Mataripe, situada na cidade de São Francisco do Conde, estado da Bahia. O plano inicial era a criação de uma empresa de capital misto, com 50% do capital pertencente ao Banco do Brasil e a outra metade aberta à subscrição popular. O público, porém, não se interessou em investir, forçando o projeto a se tornar estatal, sob a direção do CNP. A refinaria, a primeira moderna do Brasil, começou a produzir em setembro de 1950, e em 1954 sua capacidade de processamento foi aumentada para 5 mil barris/dia (Wirth, 1973, p. 143). A refinaria passou a pertencer à Petrobras em 10 de maio de 1954, data em que a estatal começou a operar; em 1957, foi redenominada Refinaria Landulpho Alves. A Petrobras vendeu a refinaria em 2021 para a Mubadala, empresa estatal dos Emirados Árabes. Em 2022, sua capacidade de processamento de petróleo era de 377,4 mil barris/dia.

Os congressistas eleitos em 2 de dezembro de 1945 foram empossados em janeiro de 1946. O Congresso se reuniu como Assembleia Constituinte, de abril a agosto de 1946, para elaborar uma nova Constituição. Com a prevalência de grupos com posições liberais, foi levada adiante a mudança das ideias nacionalistas e estatizantes que prevaleceram no período do Estado Novo, de 1937 a 1945, especialmente na questão da exploração mineral. Monteiro Lobato havia sido liberado da prisão, em junho de 1941, e sua defesa em favor da iniciativa privada no setor de petróleo, e mesmo da participação estrangeira, era citada frequentemente nos debates.⁶³ A Constituição aprovada liberou, no parágrafo 1º do art. 153,

63. Lobato, M. Mensagem de Monteiro Lobato à mocidade do Brasil sobre o problema do petróleo, *Diário de Notícias*, 23 maio 1948, p. 7 *apud* Wirth (1973, p. 147).

a exploração mineral por empresários estrangeiros. O dispositivo restaurava a determinação da Constituição de 1934, que não estabelecia restrição quanto à nacionalidade dos acionistas, em oposição à Constituição do Estado Novo, de 1937, que determinava a concessão de licenças somente a brasileiros ou a empresas constituídas por acionistas de nacionalidade brasileira (Cohn, 1968, p. 80; Schwarcz e Starling, 2015, p. 396).

Após a promulgação da Constituição, em 1946, o presidente da República nomeou, em 24 de fevereiro de 1947, a Comissão de Anteprojeto da Legislação do Petróleo (ou Comissão do Estatuto do Petróleo), com o fim de modificar as normas de 1938 para a indústria do petróleo. A comissão era presidida pelo ex-ministro da Agricultura, Odilon Braga, e constituída, entre outros, pelo coronel Artur Levy, representante do Estado-Maior do Exército no CNP, e pelos geólogos Glycon de Paiva e Avelino Inácio de Oliveira, que reorientaram o programa de explorações de petróleo no Recôncavo Baiano, dez anos antes. A comissão tinha como missão redefinir as leis relativas ao petróleo segundo o espírito da nova Constituição e estabelecer novas diretrizes para as explorações de petróleo (Castro Filho, Dias e Lourenço Neto, s.d.). bem como reconsiderar parte do Código de Minas de 1940, com o fim de ajustá-lo à nova Constituição – em especial ao art. 153, sobre a participação estrangeira na exploração de petróleo – e às modificações recomendadas pela prática. A Comissão deveria preparar o texto de um anteprojeto de legislação para o setor de petróleo e derivados, incluindo gases naturais, rochas betuminosas e pirobetuminosas, com orientações relativas à industrialização, distribuição, transporte e comércio. Após as primeiras reuniões, os componentes da Comissão viram que era impossível o Brasil obter a completa nacionalização do petróleo, em razão da falta de recursos financeiros e de técnicos especializados, entre outras restrições. Além disso, a Comissão “tinha instruções do Estado-Maior do Exército para facilitar o acesso das organizações estrangeiras”. Foi formada por quatro técnicos e um representante do Estado-Maior do Exército, e tinha como presidente e relator o ex-ministro da Agricultura de 1936, Odilon Braga (Levy, 1987 *apud* ANP, 2015, p. 100).⁶⁴

Um dos objetivos da comissão era, portanto, atrair empresas estrangeiras, com seus capitais e tecnologias, para investir no refino e na exploração de petróleo (Martins, 1976, p. 321). No início de 1947, a Standard Oil e a Shell já haviam enviado seus pleitos à CNP, na forma de minutas de projetos de lei, com o propósito de criar condições legais que lhes permitissem investir no país. Dois famosos consultores norte-americanos de petróleo, Herbert Hoover Jr. e Arthur Curtice, participavam como revisores da legislação proposta, o que aumentava a desconfiança dos grupos nacionalistas quanto ao projeto que estava sendo formulado.

64. Depoimento de Artur Levy – engenheiro, militar, presidente da Petrobras de 1954 a 1956 – ao CPDOC em 1987.

As alterações que a comissão começou a esboçar na legislação de 1938 eram bastante sensíveis sob o ponto de vista das orientações nacionalistas que ainda permeavam parte do Exército e da opinião pública. Pelo anteprojeto da comissão, o CNP continuaria a regular o setor de petróleo, mas aceitaria que empresas estrangeiras participassem de explorações de petróleo, para acelerar a descoberta de novos campos, ainda que com limitações, como a necessidade de que atendessem prioritariamente ao mercado interno antes de realizar exportações. No refino e no transporte, os brasileiros deveriam ter o controle de 60% do capital, por meio de companhias de economia mista, ou o controle direto do estado por meio de empresas estatais. O Conselho de Segurança Nacional e o Estado-Maior de Exército aprovaram o anteprojeto do Estatuto do Petróleo, que constituiu o primeiro plano integrado para o desenvolvimento do setor de petróleo brasileiro (Wirth, 1973, p. 144-145; Martins, 1976, p. 321).

O anteprojeto do Estatuto do Petróleo foi enviado ao presidente da República em novembro de 1947, que o remeteu ao Congresso Nacional em 4 de fevereiro de 1948, pela Mensagem Presidencial nº 62. Pouco antes, em 31 de janeiro, a Mensagem nº 61 havia alterado o caráter de utilidade pública do abastecimento nacional de petróleo, que estava sob o controle estrito do CNP, como havia sido imposto pelo Decreto-Lei nº 395/1938. O estatuto definia as condições para a participação do capital privado, nacional e estrangeiro, na exploração de petróleo, por meio de ajustes na lei ordinária aos dispositivos da nova Constituição. Como já foi comentado, enquanto a Constituição de 1937 somente permitia a exploração de minerais por brasileiros natos, a Constituição de 1946 admitiu a exploração de minerais por estrangeiros: a autorização podia ser concedida a brasileiros ou a “sociedades organizadas no país” (Brasil, 1946, art. 153, § 1º). A participação estrangeira na exploração de petróleo iria depender apenas de regulamentação por lei ordinária (Martins, 1976, p. 320), não obstante ainda continuar a proibição de participação de estrangeiros no Código de Minas de 1940.

A introdução da expressão *sociedades organizadas no país* na Constituição provocou denúncias do ex-presidente Arthur Bernardes, com o apoio de congressistas da Assembleia Constituinte, de que “o cidadão norte-americano Paul Howard Shoppel, que se instalara no Rio de Janeiro à época dos trabalhos da Constituinte, havia induzido legisladores brasileiros a introduzirem no artigo 153 da nova Constituição a referência a *sociedades organizadas no país*”. O debate sobre essa parte da Constituição retornou durante a discussão do Estatuto, mas, para Cohn (1968, p. 80-85) as posições contrárias não conseguiram mudar as sugestões contidas no Estatuto do Petróleo, pois a Constituição de 1946 apenas reproduzia a determinação de aceitação de investimentos estrangeiros adotada na Constituição de 1934.

O parágrafo 2º do art. 1º do Estatuto do Petróleo declarava de utilidade pública a pesquisa e a lavra de jazidas, de exclusiva competência da União, o mesmo ocorrendo com a refinação do petróleo, nacional ou importado, e o transporte por meio de condutos ou navios-tanques do óleo de qualquer origem. No parágrafo 3º, ficava estabelecido que a União executaria diretamente, ou por meio de autorização ou concessão, as operações referidas no parágrafo 2º, e regularia o comércio do petróleo e derivados. A concessão implicava que a União entregaria a empresários privados a realização das atividades no setor de petróleo por sua conta e risco. No art. 5º, foram definidas as atividades objeto de concessão: a lavra a longo prazo de grandes jazidas (por trinta anos, prorrogáveis por mais dez); o transporte do produto por meio de condutos ou navios-tanques, na navegação interior ou de cabotagem; e a refinação de petróleo nacional ou importado. Por sua vez, as atividades objeto de autorização seriam a pesquisa, a lavra a curto prazo de pequenas jazidas e as exportações de petróleo e derivados. Não havia restrição ao capital estrangeiro na constituição de empresas destinadas à exploração e à produção a longo prazo de petróleo, nem necessidade de associação com empresas nacionais, mas o abastecimento do mercado interno deveria ser assegurado por três anos. As concessões para o transporte e o refino de petróleo estabeleciam que a participação das empresas estrangeiras estaria limitada ao percentual de 40%; depois que o mercado interno de gasolina estivesse abastecido, as concessões para a refinação não teriam essa restrição. No parágrafo 6º, encontravam-se as maiores restrições ao capital estrangeiro: nas concessões para a produção de derivados e para o transporte só poderiam atuar empresas em que todos os sócios fossem brasileiros ou sociedades cujas ações com direito a voto pertencessem a brasileiros na proporção mínima de 60%. Porém, havia uma ressalva: as concessões para refino e transporte de hidrocarbonetos para exportação seriam outorgadas sem a restrição de 60% para brasileiros, uma vez satisfeitas as necessidades de consumo interno de gasolina (Cohn, 1968, p. 109-115; Dias e Quaglino, 1993, p. 95).

Apesar das mudanças na legislação de 1938, as companhias estrangeiras não viram as decisões da comissão para o estatuto como capazes de incentivá-las a investir no Brasil. Elas declararam à comissão, durante a elaboração da legislação, que queriam que o governo lhes oferecesse concessões para que realizassem operações integradas, com o controle mínimo de 51% do capital das empresas de refino e de transporte que instalariam; e que lhes reconhecesse o direito de comercializar livremente no mercado externo o petróleo que produzissem, e o de decidir o momento em que os campos descobertos entrariam em produção. Em troca, pagariam *royalties* e impostos sobre as exportações, como ocorria na Venezuela (Wirth, 1973, p. 145).

A Comissão do Estatuto do Petróleo percebeu que o projeto em elaboração não atrairia o capital estrangeiro, a menos que fossem alterados os dispositivos

que tratavam do controle nacional. Essa mudança, contudo, não foi aceita pelos militares, além de se constituir em alvo de ataques por parte de nacionalistas no Congresso Nacional. Para as correntes nacionalistas que iriam participar, a partir de 1947-1948, da campanha *O Petróleo é Nosso*, as disposições do Estatuto faziam ressurgir o grande temor que tomara corpo nas discussões do projeto de lei de 1927: a exploração de petróleo por empresas estrangeiras (Dias e Quaglino, 1993, p. 95-96). Mesmo sem conseguir agradar a nenhum dos dois lados, cujos objetivos eram diametralmente opostos – os defensores do monopólio e as grandes companhias estrangeiras – o anteprojeto de Estatuto do Petróleo foi, como vimos, submetido pelo presidente Dutra ao Congresso Nacional. Dutra informou que a Constituição anterior, de 1937, com seus dispositivos exacerbados contra o capital estrangeiro, havia impedido a solução do problema do petróleo, mas como o Estatuto tratava de assunto polêmico, não seria recomendável que o Poder Executivo formulasse o projeto de forma incondicional. Por isso, deixava a decisão final para o debate público no Congresso Nacional (Martins, 1976, p. 322; Cohn, 1968, p. 104-105; Wirth, 1973, p. 145-146). Segundo Sampaio (1988, p. 29), na realidade, o presidente Dutra “não queria, não apoiava o Estatuto, mas achou que era seu dever mandar para o Congresso. O Congresso, que representava o povo, que se manifestasse. Mas ele era contra”.

A reação nacionalista contra as alterações na legislação do setor, por meio da campanha nacional em defesa do petróleo nacional, começou antes mesmo da remessa do anteprojeto do Estatuto ao Congresso Nacional. A campanha originou-se dos debates no Clube Militar, e prosseguiu com o *slogan* *O Petróleo é Nosso*, nascido no movimento estudantil, em 1947. Além de estudantes, a campanha reuniu militares, trabalhadores, intelectuais, jornalistas, políticos e outros segmentos da sociedade, que se posicionaram contra a participação estrangeira no setor e a favor do controle das atividades de produção de petróleo e de derivados pelo Estado. (ANP, 2015, p. 106; Wirth, 1973, p. 150-151).

Os debates sobre o tema começaram no Clube Militar, no Rio de Janeiro, em abril de 1947, estimulados por sentimentos contrários à abertura ao capital estrangeiro na Constituição de 1946 e pela decisão do CNP de aceitar investimentos privados em refinarias de petróleo. Wirth (1973, p. 147) considera que, a partir de 1947, “o petróleo tornar-se-ia uma paixão sem paralelo desde a campanha abolicionista”, assumindo “a forma de um recrudescente nacionalismo econômico e político”. Havia a insatisfação generalizada com a crise da energia do pós-Guerra, que envolvia tanto o mercado de derivados de petróleo como as companhias de eletricidade estrangeiras, como a Light, no Rio de Janeiro, que não conseguiam atender ao aumento da demanda por eletricidade. A partir de 1947, a questão do petróleo empolgou os eleitores com tendências esquerdistas, em meio à liberdade conquistada com o fim da ditadura, e também os que apoiavam o Partido Comunista do Brasil (PCB).

O partido tornou-se o quarto maior nas eleições de 1945, depois do PSD (com 42% dos votos), da UDN⁶⁵ (com 26%) e do PTB, de Vargas (com 10%). O candidato do PCB obteve 9% dos votos dos eleitores ao Congresso Nacional, porém, em maio de 1947, o Tribunal Superior Eleitoral (TSE) considerou que o partido era estrangeiro, um representante no Brasil da Internacional Comunista, com sede em Moscou, e o declarou ilegal. Foi também resultado do início da Guerra Fria entre os Estados Unidos e a União Soviética, que repercutiu imediatamente no Brasil. O governo Dutra perseguiu os comunistas e alinhou-se com os Estados Unidos e, em outubro de 1947, rompeu as relações diplomáticas com a União Soviética. Em janeiro de 1948, o Congresso Nacional cassou os mandatos de todos os eleitos pelo PCB (Schwarcz e Starling, 2015, p. 396-398; Wirth, 1973, p. 148; Dias e Quaglino, 1993, p. 94; Pandolfi, 2017).

Nos debates, os militares se dividiram em duas correntes. O primeiro conferencista no Clube Militar, em 24 de abril de 1947, foi o general Juarez Távora, subchefe do Estado-Maior do Exército, com ataques ao que considerava o rígido nacionalismo que prevaleceu durante o Estado Novo, que, se continuasse, iria impedir apoio técnico e financeiro das empresas estrangeiras para a exploração do petróleo nacional. Em geral, foram duas as ordens de propostas nos debates iniciais: a que defendia a associação de capitais nacionais com empresas norte-americanas para desenvolver o potencial do setor de petróleo; e a que defendia o monopólio estatal no setor, exposta pelo general Horta Barbosa (Wirth, 1973, p. 148; Cohn, 1968, p. 87-93). Monteiro Lobato se posicionou a respeito da polêmica, defendendo que Horta Barbosa e Juarez Távora apoiavam ideias erradas, pois o petróleo brasileiro deveria ser explorado somente pelo capital particular nacional (O Mundo, Rio de Janeiro, 25 dez. 1947, *apud* ANP, 2015, p. 106).

Em outras duas conferências, em 19 de junho e 16 de setembro de 1947, Távora apresentou a posição dos que participavam, ao seu lado, das propostas do Estatuto do Petróleo a favor da abertura do setor para as empresas estrangeiras. Távora passou a defender uma visão estratégica sobre o petróleo: a necessidade de o Brasil se associar aos valores do continente e do mundo civilizado, pois, no caso de ocorrer nova guerra mundial, os Estados Unidos e a Inglaterra perderiam o controle de suas reservas de petróleo no Oriente Médio, havendo necessidade da exploração de novas áreas exploratórias no continente americano. A fim de desenvolver o setor de petróleo, o Brasil necessitava da assistência norte-americana para o fornecimento de capitais e tecnologia. Por sua vez, a solução alternativa, nacionalista, seria contrária à associação entre capitais brasileiros e norte-americanos, não só na área de minerais, mas também em outros setores importantes para o desenvolvimento do Brasil (Martins, 1976, p. 323-324; Dias e Quaglino, 1993, p. 93).

65. A UDN havia lutado contra a ditadura de Vargas, era liberal em temas econômicos, moralista em costumes e preferido pela classe média dos meios urbanos, com alguma aproximação aos militares.

A direção do Clube Militar não se alinhou às ideias do general Távora expostas nas palestras de abril e junho, e convidou o general Horta Barbosa, que retornou às ideias que defendera na década de 1930, em conferências nos dias 30 de julho e 6 de agosto. Horta Barbosa irritou-se, por considerar que Távora deveria tê-lo consultado e que o tema deveria ter sido discutido somente entre os militares, a portas fechadas; em seguida, desafiou Távora para um debate, fechado para o público, mas que não foi realizado. As palavras do general Horta Barbosa tiveram grande repercussão, diante do reconhecimento geral da presença oligopolista das petroleiras estrangeiras no mercado de combustíveis e de seus elevados lucros. Horta Barbosa atacou as ideias de Távora de cooperação com as empresas estrangeiras, pois isso poderia resultar em maior influência estrangeira sobre a economia brasileira e sobre as autoridades locais. Insistiu na defesa da implantação de refinarias estatais, que poderiam ser financiadas pela Caixa Econômica Federal e pelas instituições de previdência social, e propôs a utilização na exploração de petróleo dos lucros a serem obtidos no refino. Sugeriu que o Brasil poderia erguer quatro refinarias, no valor total de US\$ 40 milhões (US\$ 528 milhões, a preços de 2022), para atender ao consumo doméstico de combustíveis, e, uma vez que os equipamentos podiam ser adquiridos no mercado internacional, as petroleiras internacionais não poderiam impedir o Brasil de construí-las. Ele estimou que, após o estabelecimento do monopólio estatal para o refino, o lucro anual do Estado chegaria a US\$ 10 milhões (US\$ 132 milhões, a preços de 2022), que seriam utilizados em explorações. Respondeu aos argumentos de Távora com a ideia de que, se o petróleo brasileiro estava relacionado à defesa do continente, os Estados Unidos concederiam ao governo os financiamentos necessários para explorá-lo. Para ele, o monopólio do Estado no setor de petróleo deveria ser absoluto (Wirth, 1973, p. 149; Martins, 1976, p. 325; Cohn, 1968, p. 91-93).

Os debates entre os militares se estenderam para outras instituições: Távora realizou conferência no Clube Naval, no Rio de Janeiro, em setembro de 1947, e Horta Barbosa no Instituto de Engenharia, em São Paulo, em dezembro. Com a repercussão dos debates entre os dois militares, diversas camadas da opinião pública passaram a acompanhar o assunto pela imprensa e a discutir a situação do petróleo no Brasil. Dois jornais tiveram participação ativa na divulgação do tema do petróleo, o *Jornal de Debates* – cujas notícias sobre o petróleo passaram a substituir os temas relativos à corrupção durante o Estado Novo – e o *Diário de Notícias*. Enquanto corriam boatos de que a Standard Oil estava apoiando o Estatuto do Petróleo, diversos setores da sociedade aprofundaram seu interesse pelo tema petrolífero, enquanto o estatuto estava sendo discutido no Congresso Nacional, em 1948 (Wirth, 1973, p. 148-150; Dias e Quaglino, 1993, p. 94). No *Jornal de Debates*, o engenheiro Lobo Carneiro havia escrito um artigo, em outubro de 1946, abordando as principais questões relativas à política para o petróleo no Brasil, e propunha a discussão do modelo de exploração mais adequado para o país entre as opções possíveis: o monopólio estatal em todas as fases; a entrega ao

setor privado; ou uma fórmula mista. Lobo Carneiro atuou também no Centro de Estudos e Defesa do Petróleo (CEDP) e no Congresso como um dos grandes defensores do monopólio estatal no setor de petróleo (Cohn, 1968, p. 106; Victor, 1993, p. 187-188).

Após o envio das duas mensagens presidenciais ao Congresso Nacional começou a organização da campanha O Petróleo é Nosso, com o objetivo de ampliá-la para todo o país. Em 4 de abril de 1948, em uma conferência na Associação Brasileira de Imprensa (ABI) para denunciar a política pan-americanista dos Estados Unidos, foi aprovada a proposta de criação de uma organização nacional para dar maior organicidade à Campanha do Petróleo. O CEDP – que mais tarde, em setembro de 1949, passou a denominar-se Centro de Estudos e Defesa do Petróleo e da Economia Nacional (Cedpen) – foi criado, em 21 de abril de 1948, na sede do Automóvel Clube (Miranda, 1988, p. 18-21, *apud* Dias e Quaglino, 1993).⁶⁶ O CEDP ficou sob a presidência honorária do ex-presidente Artur Bernardes, do general Horta Barbosa, do general Raimundo Sampaio e do jornalista Mattos Pimenta, editor do *Jornal de Debates*. O primeiro presidente efetivo foi o engenheiro Luís Hildebrando Horta Barbosa, primo do general Horta Barbosa, e que em 1947 já havia influenciado oficiais e engenheiros do Clube Positivista a iniciar uma Campanha Nacional do Petróleo. Era formado, ainda, por diversos vice-presidentes, entre os quais, Alice Tibiriçá, médica, feminista, líder de campanhas de saúde pública (Dias e Quaglino, 1993, p. 96 e 108-109). O CEDP surgiu da necessidade de conferir organicidade à campanha O Petróleo é Nosso e promover atividades de esclarecimentos à opinião pública, por meio de artigos, conferências, debates, comícios, caravanas e demais meios constitucionais e democráticos, visando à congregação dos brasileiros que pugnavam pela tese nacionalista de exploração das jazidas pelo monopólio estatal. A União Nacional dos Estudantes (UNE), que em março de 1948 criara a Comissão Estudantil de Defesa do Petróleo (Dias e Quaglino, 1993, p. 95-96), apoiou a instituição do CEDP e ofereceu “tropas de choque para as lutas de rua, bem como os serviços de uma rede nacional de comitês estudantis já empenhados na agitação popular” (Wirth, 1973, p. 150-151).

Também o ex-presidente da República Artur Bernardes colocou-se frontalmente contrário ao estatuto: em conferência no Clube Militar, em 7 de abril de 1948, afirmou que mesmo a participação minoritária de 40% permitida às empresas estrangeiras lhes bastaria para assumir o controle, pois com a dispersão dos outros 60% entre os demais acionistas, elas utilizariam representantes ocultos (chamados de testas de ferro) para somar mais que 50% das ações de uma refinaria (Cohn, 1968, p. 117). Dois ex-chefes do Estado-Maior aderiram ao movimento: os generais Góis Monteiro e José Pessoa.

66. Disponível em: <<https://www18.fgv.br//Cpdoc/Acervo/dicionarios/verbete-tematico/centro-de-estudos-e-defesa-do-petroleo-e-da-economia-nacional-cedpen>>.

Foram estabelecidas seções regionais do CEDP em vários estados e municípios, como no Rio Grande do Sul, em São Paulo, no Paraná, em Santa Catarina e em Pernambuco, com suas presidências assumidas pelos comandantes dessas regiões militares. Em agosto, 46 câmaras municipais se manifestaram em apoio à solução nacionalista (Martins, 1976, p. 327; Dias e Quaglino, 1993, p. 97).

O centro promoveu cerca de cem reuniões e conferências no Rio de Janeiro e em São Paulo. Era composto, especialmente, de militares nacionalistas – de esquerda ou conservadores –, que se posicionavam contrariamente à aceitação de aliança irrestrita com os Estados Unidos em questões que envolvessem interesses econômicos na economia brasileira, e a favor da estatização no setor de petróleo. Reunia, ainda, grupos radicais, comunistas, ex-tenentes, positivistas, democratas e socialistas, muitos deles pertencentes à Liga Antifascista da Tijuca, que se espalhou por vários clubes políticos em bairros do Rio de Janeiro. No campo político, reunia políticos conservadores, como o citado ex-presidente da República Artur Bernardes, membros da UDN e do PSD, deputados trabalhistas e socialistas, e intelectuais de esquerda (Dias e Quaglino, 1993, p. 96; Wirth, 1973, p. 151).

Os debates da campanha do petróleo se espalharam pelo país, com posicionamentos contrários ao projeto do governo do presidente Dutra de permitir a atuação de empresas estrangeiras na exploração e no refino do petróleo. Wirth (1973, p. 150) considera que, pelo grande envolvimento da população, a campanha do petróleo foi o primeiro movimento de massa no Brasil no século XX.

No início dos debates, a grande imprensa do Rio de Janeiro e de São Paulo não apoiava o monopólio estatal, que recebia o apoio apenas dos dois jornais citados. Um dos diretores do *Jornal dos Debates* foi o jornalista Mattos Pimenta, que em 1949 saiu do CEDP em razão de ver derrotada sua posição contrária à participação dos comunistas na campanha O Petróleo é Nosso. Em uma ação para influenciar a opinião pública, os oficiais militares reunidos em torno de Horta Barbosa imprimiram, na primeira metade de 1948, 30 mil cópias das conferências do general, que foram enviados a todos os oficiais das três armas, ministros de Estado, congressistas, governadores de estado, prefeitos, presidentes de assembleias municipais, sindicatos, associações profissionais, associações de estudantes, imprensa e rádio (Martins, 1976, p. 326).⁶⁷ Essas ações estenderam a campanha O Petróleo é Nosso para todo o país.

No combate ao Estatuto do Petróleo e a favor da estatização, a organização do CEDP facilitou a congregação de pessoas sem vinculações políticas ou partidárias, na convicção de que o problema do petróleo tinha que ser resolvido pelos próprios brasileiros. O centro enviava seus comandos às representações municipais por

67. Meirelles, I. J. Entrevista concedida no Rio de Janeiro, em agosto de 1970, a Martins (1976).

meio de secretarias estaduais, e seus membros recolhiam contribuições em dinheiro em trabalhos voluntários.

Uma síntese das movimentações da campanha O Petróleo é Nosso foi descrita por Wirth (1973, p. 152). Em abril de 1948, no Rio de Janeiro, durante a Semana do Petróleo, houve a reunião de multidões de pessoas em torno de uma torre simbólica de petróleo para ouvir os discursos do general Horta Barbosa, de Mattos Pimenta, de jornalistas do *Jornal de Debates* e de outros palestrantes sobre os benefícios do monopólio estatal do petróleo. Em seguida, foram enviadas petições ao Congresso Nacional contra o Estatuto do Petróleo. Os debates tiveram continuidade e houve a colocação de uma coroa junto ao busto do marechal Floriano Peixoto, presidente nacionalista da década de 1890. Em junho, ocorreu a celebração do primeiro Mês do Petróleo em todo o Brasil. Outros comícios locais foram realizados nos meses de julho e agosto contra o Estatuto do Petróleo, chamado de “venezuelano” para lembrar o criticado modelo de exploração de petróleo da Venezuela, que aceitava grande participação de empresas petrolíferas estrangeiras. Em setembro, ocorreram conferências estaduais contra o estatuto, e a empresa Standard Oil foi acusada de ter influências na sua elaboração. Em outubro, durante a realização da I Convenção Nacional de Defesa do Petróleo, foi adotada a recomendação de se instituir o monopólio estatal em todas as fases do setor de petróleo, e em dezembro um projeto completo para o setor do petróleo foi apresentado pelo CEDP ao Congresso Nacional, na escadaria da Câmara dos Deputados. Em 1949, o centro clamou contra o que chamou de pressões americanas para a obtenção de minerais estratégicos no Brasil, como a monazita. Opôs-se também ao projeto de criação do Instituto Internacional da Hileia Amazônica, que foi acusado de tentativa camuflada de internacionalização da área. Em julho de 1951, foi organizada a II Convenção Nacional de Defesa do Petróleo, que reafirmou as resoluções da convenção anterior. A campanha cumpriu seu objetivo, ao mobilizar a opinião pública e impedir a aprovação do Estatuto do Petróleo. Na Câmara dos Deputados, a maioria governista não conseguiu aprovar o estatuto em todas as comissões (Dias e Quaglino, 1993, p. 97).

Um fator de peso no apoio à tese do monopólio estatal foi a participação de guarnições militares sediadas nos estados, que se mostravam crescentemente favoráveis às posições nacionalistas, não obstante as repressões policiais que sofreram, por desconfianças de que havia influência do ilegal PCB na agitação política que então ocorria. Para Cohn (1968, p. 121), “sem a capacidade de organização e o desprendimento dos militantes daquele grupo político [os comunistas], dificilmente esse movimento [a campanha do petróleo] teria podido arrostar todos os obstáculos com que se defrontou e subsistir”. Enquanto ainda se encontrava na legalidade, a bancada do PCB apresentou na Câmara dos Deputados, em 1947, dois projetos de lei: i) o primeiro propôs a criação do Instituto Nacional do Petróleo,

para substituir o CNP; e ii) o segundo dispunha sobre o regime legal de jazidas, isto é, consistia num substituto para o Código de Minas.⁶⁸ Nos estados, os governadores proibiam palestras e reprimiam manifestações, e comandantes militares prendiam oficiais que defendiam as ideias do CEDP. No Rio de Janeiro, a polícia reprimia manifestações nas ruas, comícios e mesmo palestras. O apoio de oficiais militares ao general Horta Barbosa se espalhou em diversas partes do país, e equivalia à rejeição do projeto do Estatuto do Petróleo, que, não obstante, havia sido aprovado pelo Conselho de Segurança Nacional e pelo Estado-Maior. Também professores e estudantes do Instituto Militar de Engenharia se posicionaram, em conjunto, contra o governo federal, em claro desafio ao ministro da Guerra, general Canrobert Pereira da Costa.

Porém, havia ainda alguma resistência por parte de oficiais, especialmente da Marinha, em aderir ao movimento contra o estatuto, pois muitos deles consideravam que, atrás do discurso nacionalista da campanha O Petróleo é Nosso, havia influência da União Soviética e dos comunistas (Wirth, 1973, p. 155; Dias e Quaglino, 1993, p. 97-98). Os próprios nacionalistas passaram a ser identificados com os comunistas. Para os conservadores, que apoiavam alianças com os Estados Unidos, a campanha O Petróleo é Nosso tinha por trás a influência soviética e suas tentativas de expandir o comunismo pelo mundo (Wirth, 1973, p. 154-155).

O projeto do Estatuto do Petróleo não prosperou, por falta de apoio decisivo da opinião pública (Cohn, 1968, p. 111) e do Congresso Nacional, em meio à crescente polarização de posições no Brasil a favor ou contra o capital estrangeiro. No Congresso Nacional, havia posições contrárias e favoráveis ao estatuto. Na Comissão de Constituição e Justiça (CCJ) foi aprovado o relatório, porém com um voto em separado do presidente da comissão, Agamenon Magalhães, que defendia o monopólio estatal (Dias e Quaglino, 1993, p. 98-99). Na Comissão de Investimentos, a maioria dos membros, alguns dos quais não estavam sujeitos ao processo eleitoral, como o economista Eugênio Gudín e outros parlamentares, defendeu que as exigências do anteprojeto poderiam anular o seu caráter positivo, porque mais afugentariam do que de atrairiam recursos privados” (Cohn, 1968, p. 112). Contudo, a Comissão de Investimentos deu parecer favorável. E o general Juarez Távora apoiou o Estatuto ao esclarecer que a atração de capitais privados era um meio e não um fim da política do petróleo (Cohn, 1968, p. 112). Outra posição no Congresso rejeitava totalmente a solução proposta pelo estatuto, e defendia que cabia somente ao Brasil explorar seu próprio petróleo, adotando uma posição a favor do monopólio estatal no setor, como era a bandeira do CEDP. A última comissão que examinou o anteprojeto do estatuto foi a da Indústria e Comércio, cujo relatório rejeitou o projeto original e as sugestões do relator da CCJ, e ofereceu outro relatório, em

68. Mais detalhes dos dois projetos em Cohn (1968, p. 122-123).

que sugeriu a criação de uma empresa de economia mista, Jazidas Petrolíferas Nacionais S.A., na qual a União deteria 51% do capital (Cohn, 1968, p. 115; Dias e Quaglino, 1993, p. 99). Finalmente, o bloco nacionalista no Congresso, com minoria de cerca de setenta deputados, se opôs frontalmente ao estatuto. Era formado pela associação de políticos, como Artur Bernardes e Flores da Cunha, por socialistas e por vários membros da UDN, do PTB e do PSD, estes leais ao ex-ministro do Trabalho Agamenon Magalhães e ao ex-interventor em Minas Gerais, Benedito Valadares (Wirth, 1973, p. 155).

Enquanto o projeto do estatuto era discutido no Congresso Nacional, as manifestações nos estados e nas escolas militares mostraram ao governo Dutra que sua liderança militar estava em risco. A tese em defesa do monopólio estatal havia se difundido em quartéis, por oficiais em comandos regionais e por grupos de tenentes e de cabos, que enviavam telegramas de apoio ao CEDP do Rio de Janeiro. Em junho de 1948, 54 oficiais do Rio Grande do Sul enviaram telegrama ao comandante da região, general Estillac Leal, para solicitar uma palestra de Horta Barbosa. Em setembro de 1948, um telegrama de apoio a Horta Barbosa foi assinado por 245 oficiais da Primeira Região Militar (Sodré, 1965 *apud* Martins, 1976, p. 327). O ministro da Guerra, general Canrobert Pereira da Costa explicou a situação militar ao presidente Dutra, que respondeu: “Bem! Se é assim, então o petróleo é nosso!” (Martins, 1976, p. 293),⁶⁹ concordando com o lema da campanha do petróleo.

Dado o impasse entre os militares, o presidente Dutra procurou uma solução menos conflituosa do que o estatuto. Em 10 de maio de 1948, ele enviou ao Congresso, por meio da Mensagem nº 196, o Plano Salte (iniciais de Saúde, Alimentação, Transporte e Energia), elaborado pelo DASP, para coordenar os investimentos públicos. Para Martins (1976, p. 329), o Plano Salte permitiria que o Estado e o setor privado nacional fizessem investimentos no setor de refino, atendendo parcialmente os interesses das duas correntes militares, e não se fechando a porta para uma participação subsequente de capital estrangeiro.

O Plano Salte foi aprovado em 18 de maio de 1950 pela Lei nº 1.102, com a inclusão no orçamento da União de dotações orçamentárias para a sua execução nos exercícios de 1950 a 1954. O plano não foi completamente implementado devido à falta de recursos financeiros e à inviabilidade técnica de muitos de seus projetos (Cohn, 1968, p. 125).⁷⁰

Com o apoio dos militares às propostas do Plano Salte, o diretor do DASP, Mário Bittencourt Sampaio, viajou à França para negociar a aquisição de uma

69. Martins (1976) tem como fonte a entrevista que lhe foi concedida pelo general Ibá Jobim Meirelles, no Rio de Janeiro em 1970. Ver também Dias e Quaglino (1993, p. 98).

70. Disponível em: <<https://www18.fgv.br//cpdoc/acervo/dicionarios/verbete-tematico/plano-salte>>.

refinaria, navios petroleiros, o oleoduto São Paulo-Santos, e locomotivas, que ele planejava incluir nos investimentos do Plano Salte, quando este se encontrava ainda em discussão no Congresso Nacional. Antes de apresentar os planos dos investimentos ao Congresso, Bittencourt Sampaio queria, segundo suas palavras, “provar a exequibilidade do plano; não queria expor o Plano no Congresso sem ter alguma coisa concreta, porque a descrença era geral” (Sampaio, 1988, p. 34-35). Na compra da refinaria e dos petroleiros, seriam usados os créditos que o Brasil possuía na Europa, congelados durante a guerra, sendo US\$ 27 milhões (US\$ 442 milhões, a preços de 2022) na França (Martins, 1976, p. 328-329; Sampaio, 1988, p. 34-35). Com as divisas disponíveis, não havia necessidade de procurar financiamentos, como ocorreria no caso de negociações nos Estados Unidos. Bittencourt Sampaio entrou em contato com o grupo industrial francês Fives Lille, responsável pela construção de grandes refinarias, e que poderia oferecer uma refinaria moderna. Iniciadas as negociações, o grupo Fives Lille fez oferta para a construção da refinaria de Cubatão, próximo ao porto da cidade de Santos, no estado de São Paulo. Porém, para cumprir a oferta, o grupo teria que despender dólares, que eram raros na época, para a compra de alguns equipamentos nos Estados Unidos. Como compensação para as despesas extras, a empresa francesa propôs que o Brasil comprasse dela as duzentas locomotivas previstas no Plano Salte (Sampaio, 1988, p. 31; Martins, 1976, nota 184). Em razão dos preços unitários muito altos, Bittencourt Sampaio somente aceitou a compra de noventa locomotivas. Para a movimentação da refinaria, seria necessária a aquisição de navios com a capacidade total de 220 mil toneladas, de acordo com Bittencourt Sampaio. Foi realizada a primeira aquisição na Suécia, em 1949, do navio tanque Ostbris, entregue à Companhia Nacional de Navegação Costeira. Em seguida, já com recursos do Plano Salte, foi adquirido também na Suécia um navio-tanque que recebeu o nome de Presidente Dutra. Seguiu-se a encomenda de onze navios de grande tonelagem e nove navios de pequeno porte, no total de 205.500 t, contratados na Suécia, Holanda, Inglaterra e Japão, a serem entregues à Frota Nacional de Petroleiros (Fronape), criada em 1950 pelo CNP. Foram ainda incluídos nas compras os tubos do oleoduto de Santos a São Paulo, adquiridos nos Estados Unidos e na Alemanha (ANP, 2015, p. 110 e 112; Sampaio, 1988, p. 34-35).

O Eximbank, dos Estados Unidos, ao saber das negociações na França, retaliou, com o cancelamento do contrato de financiamento, já assinado com o governo brasileiro, para a construção do oleoduto de Santos a São Paulo, “porque frustrou os interesses de um ótimo cliente” (Sampaio, 1988, p. 34-35).

Em outubro de 1950, concluídas as negociações na França, Bittencourt Sampaio preparou uma mensagem presidencial a ser apresentada na Câmara dos Deputados para solicitar crédito especial ao projeto do Plano Salte, com o objetivo permitir os investimentos no setor de petróleo, e assim garantir o aumento

da oferta futura de combustíveis e menor dependência do Brasil em relação às companhias internacionais de petróleo.

Atendendo aos nacionalistas, o presidente Dutra solicitou ao Congresso Nacional a abertura de créditos especiais para a implantação imediata de refinarias estatais, uma destilaria betuminosa de xisto, incentivos para a produção de álcool anidro e a intensificação das explorações de petróleo pelo CNP. Também autorizou o Banco do Brasil a financiar os grupos privados interessados na instalação de refinarias. As decisões buscavam conciliar os que defendiam o monopólio estatal e os que queriam garantir a participação do capital privado nacional (Wirth, 1973, p. 155-157). Os investimentos também agradaram à hierarquia militar, pois a solução do diretor do DASP era capaz de conciliar a intervenção do Estado – que Bittencourt Sampaio apoiava – com a urgência dos militares em resolver o suprimento interno, face ao que supunham ser a iminência de uma nova guerra mundial entre os Estados Unidos e a União Soviética, como resultado do rompimento da aliança entre os dois países, no início de 1947 (Martins, 1976, p. 328-329; Dias e Quaglino, 1993, p. 97-98). Isso permitiria obter a capacidade total de 70 mil toneladas de combustíveis por dia, que seriam suficientes diante de um racionamento de 30%, se ocorresse uma guerra mundial. O petróleo a ser refinado seria importado da Venezuela (Martins, 1976, p. 329). Foram planejados investimentos estatais totais no valor de Cr\$ 2,5 bilhões, em cinco anos, na compra de refinarias e em outros subsetores do petróleo.

Após a assinatura, “a mensagem do presidente da República instituindo a indústria de petróleo”, com investimentos de grande porte, foi entregue pessoalmente por Bittencourt Sampaio ao presidente da Câmara dos Deputados (Sampaio, 1988, p. 45).

O crédito especial era destinado aos investimentos do Plano Salte para a instalação de uma refinaria estatal, com capacidade de processar 45 mil barris/dia, no estado de São Paulo, na cidade de Cubatão. Constava previsão de recursos para estudos de duas refinarias, uma no Rio de Janeiro e outra no Recife. Planejava-se a ampliação da capacidade de outra refinaria estatal, que já figurava nos planos do governo, a refinaria de Mataripe, na Bahia; a aquisição de quinze navios petroleiros, com capacidade de 15 mil toneladas cada um; e a construção do oleoduto de Santos a Jundiá (Sampaio, 1988; Cohn, 1968, p. 125).⁷¹ Recursos para a exploração e a produção de petróleo foram reduzidos, pois se acreditava que lucros maiores viriam das atividades de refinação, transporte por dutos e distribuição, que proporcionariam, no futuro, recursos para aquelas atividades. O grupo Soares Sampaio e o banqueiro Drault Ernanny haviam vencido a licitação aberta pelo CNP, em 1945, para a construção de duas refinarias, respectivamente: a Refinaria

71. Em Wirth (1973, p. 156) os petroleiros teriam de 10 mil a 20 mil toneladas de peso morto (*deadweight tonnage* – dwt).

União, em Capuava, no estado de São Paulo, e a refinaria de Manguinhos, no Rio de Janeiro (Martins, 1976, p. 328). O Banco do Brasil, por solicitação do presidente Dutra, concedeu empréstimo de US\$ 8 milhões (US\$ 130,8 milhões, a preços de 2022) a Drault Ernanny para a construção de Manguinhos (Wirth, 1973, p. 157).

Em outra frente, o presidente Dutra instruiu a recém-nomeada Missão Abbink⁷² para que trabalhasse segundo as diretrizes de Bittencourt Sampaio no Plano Salte. A Missão Abbink apresentou o relatório de seus trabalhos ao ministro da Fazenda, Pedro Luís Correia e Castro, em 7 de fevereiro de 1949. O relatório aprovou as proposições do Plano Salte, especialmente nos setores da agricultura, da energia e dos transportes. Contudo, a missão não apresentou resultados efetivos, pois nenhum projeto foi adotado e nenhum empréstimo foi aprovado para a execução das proposições da missão, que se limitou a realizar um diagnóstico dos problemas estruturais da economia brasileira (Sampaio, 1988, p. 28).⁷³

Para Martins (1976, p. 329), a solução proposta pelo DASP e aprovada pelo Congresso Nacional representou uma composição clássica de interesses: o Estado e o setor privado nacional dividiram o setor de refino, e sem desagradar as duas correntes militares. Para as explorações de petróleo os recursos eram, contudo, insuficientes, e somente “uma política de investimentos autônoma e a longo prazo seria adequada, e esse foi o problema que Getúlio Vargas iria enfrentar como presidente, em 1951”, conforme Wirth (1973, p. 159). As quatro principais realizações do CNP no governo Dutra – a refinaria de Mataripe, o oleoduto Santos-São Paulo, a Fronape e a refinaria de Cubatão – foram financiadas com recursos do Plano Salte (Levy, 1987 *apud* ANP, 2015, p. 108).

A aprovação das medidas para o setor de petróleo, em maio de 1950, com grandes investimentos estatais, além dos investimentos privados em refinarias, destacou a importância do setor e mostrou a impossibilidade política da aprovação do Estatuto do Petróleo, ainda em tramitação no Congresso, pois a prevista participação estrangeira não se realizaria, uma vez que as companhias estrangeiras de petróleo não aceitaram as limitações que o estatuto lhes reservava. A solução era também mais adequada para o momento político do que as propostas do general Távora (Martins, 1976, p. 328-329; Cohn, 1968, p. 124).

72. A Missão Abbink, ou Comissão Brasileiro-Americana de Estudos Econômicos, foi formada, em 1948, por um grupo de técnicos norte-americanos, sob a direção de John Abbink, e por um grupo de técnicos brasileiros, chefiados por Otávio Gouveia de Bulhões. A missão originou-se de um memorial apresentado pelo ministro da Fazenda, Pedro Luís Correia e Castro, a John Wesley Snyder, Secretário do Tesouro dos Estados Unidos, que tinha vindo ao Brasil, em julho de 1947, a convite do governo brasileiro, para examinar a situação econômica e estudar as possibilidades da aplicação de capitais norte-americanos no país. O ministro da Fazenda solicitava empréstimos destinados a regularizar a situação financeira e a promover o desenvolvimento econômico do Brasil. Disponível em: <<https://cpdoc.fgv.br/sites/default/files/verbetes/primeira-republica/LEVY,%20Artur.pdf>>.

73. Disponível em: <<https://www18.fgv.br/cpdoc/acervo/dicionarios/verbetes-tematico/missao-abbink>>.

A campanha O Petróleo é Nosso avançou, a partir de meados de 1949, após a superação de uma polêmica sobre a participação de membros do PCB, que se encontrava em condição ilegal. A campanha colocou o tema do petróleo em grande evidência na eleição do ano seguinte. Em setembro de 1949, o CEDP expandiu seus objetivos, e recebeu a denominação de Cedpen.

Em 1950, os debates durante a campanha para as eleições, que iriam ocorrer em outubro, determinaram o arquivamento do estatuto, com o que se iniciava uma nova fase na definição da política do petróleo no Brasil (Dias e Quaglino, 1993, p. 99; Cohn, 1968, p. 126). O presidente Dutra teria determinado a retirada do projeto do Estatuto do Congresso, porque a solução para o petróleo estava sendo resolvida pelo Plano Salte (Sampaio, 1988, p. 36). O tema viria a ser um dos mais importantes a serem debatidos, tanto pelos candidatos à presidência da República, que tiveram que definir suas posições sobre o assunto, quanto para os candidatos à Câmara dos Deputados. Nas eleições, diversos membros do Cedpen foram eleitos para as casas legislativas municipais, estaduais e federais. Para as eleições do Clube Militar, foram eleitos candidatos nacionalistas, que apoiavam a campanha O Petróleo é Nosso, contra o general Cordeiro de Farias, criador da Escola Superior de Guerra, e sob cuja liderança se reunia a facção conhecida como Groupe de la Sorbonne. Venceram o general Estillac Leal como presidente, futuro ministro da Guerra do governo Vargas, e o general Horta como vice-presidente, ampliando-se a campanha do petróleo no meio militar (Dias e Quaglino, 1993, 98-99; Martins, 1976, p. 334).

Enquanto o Estatuto do Petróleo era arquivado, a campanha do petróleo perdurou até 1953, tendo conseguido que sua proposta de estatização do setor fosse adotada por partidos políticos influentes no Congresso Nacional, onde se discutiria o projeto de lei de criação de uma empresa pública voltada à exploração do petróleo (Moura e Carneiro, 1976, p. 261). A eleição de Vargas para a presidência nacional, em 1950, foi um reforço para o movimento O Petróleo é Nosso. Embora Vargas não tivesse adotado explicitamente, durante a campanha, um discurso abertamente nacionalista, algumas afirmações mostraram que ele era favorável que as explorações dos recursos naturais fossem conduzidas por empresários nacionais e pelo Estado, como no seguinte excerto de um discurso pronunciado em Salvador, em agosto de 1950:

Não nos opomos, como se costuma insinuar, à vinda de capitais estrangeiros para o Brasil. Ao contrário, desejamos que venham. Somos contrários, sim, à entrega de nossos recursos naturais, de nossas reservas ao controle de companhias estrangeiras, em geral a serviço do capital monopolista. Falemos claro: o que é imprescindível à defesa nacional, o que constitui alicerce de nossa soberania, não pode ser entregue a interesses estranhos, deve ser explorado por brasileiros com organizações

predominantemente brasileiras, e se possível, com alta percentagem de participação do Estado (Vargas, 1964, p. 65 *apud* Dias e Quaglino, 1993, p. 109).⁷⁴

Pelo menos em mais dois momentos durante a campanha para as eleições Vargas abordou o problema do petróleo, mas sem definir explicitamente o monopólio estatal. Ele reafirmou que “o país que desiste do petróleo aliena sua independência”, mas defendeu a exploração por “organizações principalmente brasileiras e, se possível, com forte percentual de participação do Estado” (Vargas, 1964, p. 63-65 *apud* Martins, 1976, p. 334-335). Foi essa a solução que ele apresentou ao Congresso Nacional, em dezembro de 1951, para a criação da Petrobras, tema analisado no próximo capítulo.

11 OS EMPRESÁRIOS NA EXPLORAÇÃO DE PETRÓLEO ANTES DA CRIAÇÃO DA PETROBRAS (1933-1953)

O Serviço Geológico e Mineralógico do Brasil conduziu as explorações de petróleo do governo de 1919 a 1933. Nesse período, enfrentando a falta de verbas, de sondas para perfurações mais profundas – havia somente 25 sondas no país em 1930 – e de pessoal especializado, o órgão achou sinais de hidrocarbonetos nos estados de São Paulo, do Paraná, da Bahia, de Alagoas e do Pará, mas sem encontrar reservas de petróleo nos poços que perfurou. Em doze anos de atividades, de 1919 a 1930, o SGMB perfurou apenas 51 poços, ou cerca de quatro por ano. Moura e Carneiro (1976, p. 215-108) registram todos os decretos de autorização concedidos pelo governo federal para a busca de petróleo, de julho de 1933 a setembro de 1950, último ano em que houve pedido de concessão de área para exploração. Entre julho de 1931 e o primeiro semestre de 1934, vigorou a nova legislação do governo provisório de Vargas, que suspendeu todos os atos de alienação de jazidas minerais concedidos anteriormente pelos estados, bem como passou a exigir autorizações do governo federal para a exploração de jazidas. A partir de 10 de julho de 1934, os decretos foram concedidos sob a égide do Código de Minas, elaborado pela equipe de Távora (Cohn, 1968, p. 17; Moura e Carneiro, 1976, p. 148).

Foram apenas em número de seis os decretos de concessão expedidos antes da edição do Código de Minas. Após a adoção do código, foram editados 106 decretos de concessão a empresas e a particulares, de 1935 a 1950. As empresas se interessaram em explorar petróleo somente até 1940, visto que a partir de 1941 há a edição de decretos somente para particulares, com a exceção de um decreto concedido a uma empresa, em 1946. A adoção de nova legislação para o petróleo, em 1938, que criou o CNP e centralizou nas mãos do governo federal todas as decisões sobre o petróleo (Brasil, 1938a), provocou o desinteresse das empresas em investir recursos em explorações de petróleo.

74. Vargas, G. *A política nacionalista do petróleo no Brasil*. Rio de Janeiro: Tempo Brasileiro, 1964.

Os decretos editados para explorações por particulares, a partir de 1941 até 1950, foram em número de 44, o que indica média anual muito baixa. Trinta concessões foram para estados do Centro-Sul, e quase a metade desses para explorações pretendidas na bacia do Paraná, cuja geologia apresenta dificuldades para a existência de petróleo, e quatorze para estados do Nordeste. Registre-se que poucas explorações foram efetivamente realizadas: a maioria não passou de levantamentos preliminares, sem trabalhos de perfuração de poços (Dias e Quaglino, 1993, p. 24-25). Esse resultado pode ser verificado nas observações que acompanham cada um dos decretos, em que se observa que 39 deles foram considerados caducos, por decretos posteriores, cerca de dois a três anos após a concessão e 21 foram extintos, por revogação do governo ou por desistência do concessionário. Dos 106 decretos para empresas e particulares, poucos alcançaram a fase de projeto de pesquisa ou de sondagem aprovada. Esses resultados mostram a falta de recursos financeiros, tecnológicos e humanos para a participação efetiva do setor privado na busca pelo petróleo no Brasil, e expõem, ainda, diferença muito grande em comparação com a corrida ao petróleo que ocorreu, por exemplo, nos Estados Unidos e no Canadá.

Quanto às empresas de exploração estabelecidas antes da criação do CNP, elas tenderam a desaparecer, pois não atendiam às exigências estabelecidas pela nova legislação, bem como não podiam escapar do maior rigor da fiscalização do CNP (Cohn, 1968, p. 66-67).

Será nessa conjuntura de escassez de capitais privados nacionais, e nesse clima de ascensão política e social das forças nacionalistas, que será criada a Petrobras, em 1953, tratada no capítulo a seguir.

NACIONALISMO E PETRÓLEO: CRIAÇÃO DA PETROBRAS

1 INTRODUÇÃO

A intensidade da Campanha do Petróleo levou os debates sobre o setor a assumir grande destaque na campanha eleitoral para a Presidência da República, em 1950. Getúlio Vargas, vitorioso nas eleições, foi empossado em 31 de janeiro de 1951. Com seu retorno, houve mudança profunda na orientação econômica adotada pelo presidente Eurico Gaspar Dutra. Fiel ao seu projeto de industrializar o país, por meio da expansão das indústrias de base, em especial da siderurgia e de fontes de produção de energia, da fabricação de caminhões e tratores, da ampliação do uso de locomotivas e de outros segmentos industriais, Vargas adotou uma postura de maior intervenção do Estado na economia, por meio de medidas nacionalistas, ao contrário das ações liberais do presidente Dutra. Ao mesmo tempo, porém, sabia da importância de contar com a colaboração estrangeira para a obtenção de tecnologia e de capitais (Mattos, 2000, p. 49 *apud* ANP, 2015, p. 114; Schwarcz e Starling, 2015, p. 437).

Entre os diversos gargalos econômicos estava a crescente dependência do Brasil de combustíveis estrangeiros. O consumo nacional de gasolina, óleo *diesel* e óleo combustível, entre outros derivados, passou a crescer de forma acelerada após o fim da Segunda Guerra Mundial, aumentando as importações desses produtos. Como informa a Mensagem Presidencial nº 469, que encaminhou, em 6 dezembro de 1951, o Projeto de Lei de Criação da Petrobras ao Congresso Nacional, os derivados de petróleo tiveram aumento médio anual do consumo de 19,5% no quinquênio 1946-1950, bem acima do observado de 1931 a 1940, cujo crescimento anual havia sido de 6,5%.

A tabela 1 mostra a evolução do consumo de três derivados de petróleo, no período 1944-1954. As importações estavam contidas até meados de 1945, pelas dificuldades de importação durante a guerra, e passaram a crescer a partir do segundo semestre desse ano. No período 1944-1954, para suprir o consumo nacional, foram necessárias importações de 97,8% das necessidades totais, ou seja, a produção interna fornecia apenas 2,2% do consumo nacional de derivados de petróleo.

TABELA 1
Brasil: consumo de derivados de petróleo (1944-1954)
 (Em barris/dia)

| | Gasolina | Óleo <i>diesel</i> | Óleo combustível |
|------|----------|--------------------|------------------|
| 1944 | 7.610 | 1.787 | 3.953 |
| 1945 | 10.131 | 2.279 | 5.446 |
| 1946 | 15.392 | 3.141 | 11.887 |
| 1947 | 22.828 | 5.573 | 18.487 |
| 1948 | 27.644 | 9.124 | 22.890 |
| 1949 | 34.514 | 9.202 | 24.325 |
| 1950 | 39.446 | 11.834 | 30.635 |
| 1951 | 48.622 | 14.497 | 36.534 |
| 1952 | 59.311 | 18.502 | 41.127 |
| 1953 | 60.587 | 22.180 | 43.845 |
| 1954 | 65.724 | 26.154 | 55.054 |

Fonte: IBGE (1987).

Obs.: A conversão de metros cúbicos no original para barris/dia foi realizada pelo autor.

As importações pressionavam os gastos em moeda estrangeira, especialmente porque as reservas acumuladas durante a guerra foram rapidamente gastas em importações em geral, para suprir o consumo contido durante o conflito mundial.

Cumprindo promessas feitas no sentido de resolver os problemas do setor de petróleo no país, dos quais o mais premente era a falta de descobertas de jazidas em volumes que permitissem aumentar a produção de derivados para diminuir a elevada dependência das importações de combustíveis, necessários para os meios de transporte e para as indústrias, o presidente Getúlio Vargas enviou ao Congresso Nacional o Projeto de Lei nº 1.516, que propunha a criação da sociedade por ações Petróleo Brasileiro S/A, com 51% das ações com direito a voto de propriedade da União. A nova companhia poderia operar diretamente ou por meio de empresas subsidiárias, nas quais deteria o controle do capital acionário. Pessoas jurídicas de direito público e de direito privado brasileiras e pessoas físicas brasileiras poderiam adquirir ações com direito a voto da nova empresa. Ações preferenciais, sem direito a voto, poderiam ser oferecidas à subscrição pública (Brasil, 1951).¹ O objetivo de Vargas era criar uma companhia flexível em termos organizacionais em suas subsidiárias, que estariam em condições de se associar com o capital privado nacional em diversas atividades. Como ele havia defendido em discurso durante a campanha eleitoral, a exploração de petróleo deveria se dar por “organizações principalmente brasileiras e, se possível, com forte percentual de participação do Estado” (Dias e Quaglino, 1993, p. 101; Martins, 1976; Wirth, 1985, p. 171) – ou seja, de acordo

1. Arts. 3º e 13 do Projeto de Lei nº 1.516/1951. Disponível em: <<https://bit.ly/3HNaaR1>>. Acesso em: 10 abr. 2020.

com as leis de 1938, que estabeleceram a propriedade brasileira nos segmentos de exploração, refino e transporte. Vargas não impôs o monopólio no projeto, para não enfrentar a oposição conservadora no Congresso, especialmente a União Democrática Nacional (UDN), que tinha apoiado o projeto do Estatuto do Petróleo, e não assustar e afastar os investidores privados, inclusive estrangeiros, dos outros setores importantes, como a fabricação de equipamentos e a indústria petroquímica (Wirth, 1985, p. 170-171).

A sociedade por ações a ser criada cuidaria das atividades de refino de petróleo e da frota de petroleiros. Desenvolveria atividades de exploração, lavra, refinação, comércio e transporte de petróleo e seus derivados, inclusive de xisto betuminoso, e outras atividades correlatas. Assim, seria uma companhia integrada, para que a produção de derivados de petróleo e o transporte por oleodutos e petroleiros fornecessem lucros suficientes para os demais investimentos, como as explorações de petróleo (Sampaio, 1988). A Mensagem nº 469, que acompanhou o projeto, determinou que a nova empresa deveria ser “genuinamente brasileira, com capital e administração nacional” (Dias e Quaglino, 1993, p. 101; Cohn, 1968, p. 132-134; p. 143; Brasil, 1951).

O projeto foi elaborado secretamente pela Assessoria Econômica da Presidência, sob a direção de Rômulo de Almeida,² formada por jovens economistas e juristas, “nacionalistas pragmáticos”, diretamente ligados a Vargas por laços de lealdade pessoal, com os quais ele identificou-se plenamente (Wirth, 1973, p. 163; Martins, 1976, p. 335). A assessoria tinha como objetivo encontrar uma fórmula para garantir o controle nacional da empresa e superar a resistência política que se esperava contrária ao projeto do governo (Vargas, 1964, p. 40-41 *apud* Martins, p. 335). O projeto se adequava ao clima político daquele momento, favorável ao maior controle das atividades do petróleo pelo Estado, e poderia substituir com vantagens o Estatuto do Petróleo (Cohn, 1968, p. 132; Wirth, 1973, p. 170-172; Dias e Quaglino, 1993, p. 101). João Carlos Barreto pediu demissão da presidência do CNP, sendo substituído por Plínio Catanhede, membro da Assessoria Econômica.

Na formulação do projeto de lei, o presidente Vargas teve que se equilibrar entre diversas tendências políticas e ideológicas, e ao mesmo tempo levar à frente uma negociação com os Estados Unidos, pois havia entre os militares brasileiros um grupo favorável e outro radicalmente contrário a qualquer acordo com o país. As negociações para o acordo visavam obter compensação financeira dos Estados Unidos em troca de apoio militar, como o envio de tropas brasileiras para

2. Rômulo de Almeida chefiou antes o Departamento Econômico da Federação das Indústrias, convidado por Roberto Simonsen. A Assessoria Econômica da Presidência foi chefiada depois por Jesus Soares Pereira, que havia sido o interlocutor de Barbosa Carneiro, no Conselho Federal de Comércio Exterior (CFCE), e de Horta Barbosa, no CNP. Participaram ainda João Neiva e Figueiredo, Irnack Carvalho do Amaral, Plínio Catanhede, general Artur Levy e Hélio Beltrão (Wirth, 1973, p. 167).

lutar na Coreia e o fornecimento de matérias-primas estratégicas para a guerra, incluindo areias monazíticas. Essas negociações se realizavam em clima de prevenção contra o presidente Vargas, por parte dos Estados Unidos, em razão da nomeação do general Estillac Leal para ministro da Guerra (a designação que se dá hoje ao ministro do Exército); a Revista do Clube Militar, sob a responsabilidade de Estillac Leal, publicara no final de 1950 um artigo que combatia a ideia de qualquer participação do Brasil no conflito da Coreia (Sodré, 1965, p. 311 *apud* Martins, 1976, p. 341).

A disputa entre as duas facções militares recrudescceu, mas o equilíbrio da balança entre elas mudou quando uma campanha foi circulada na imprensa contra a infiltração comunista no Clube Militar. Os ataques vinham da Cruzada Democrática, comandada por Alcides Etchegoyen e Nelson de Mello, que acusavam os nacionalistas, cujo mandato estava no fim, liderados por Estillac Leal e Horta Barbosa, de tolerar comunistas no corpo de oficiais e de permitir propaganda soviética na revista do clube, especialmente no caso de um pronunciamento anônimo em apoio à Coreia do Norte (Wirth, 1973, p. 178). Era a época da atuação do macarthismo nos Estados Unidos, que estava se refletindo no Brasil,³ e o “perigo comunista” foi associado ao nacionalismo. Desde 1949, porém, quando a defesa do monopólio por Horta Barbosa venceu a disputa nas conferências do Clube Militar, a maioria dos oficiais do Exército passara a apoiar a ideia do monopólio – por essa razão, o petróleo não constituía mais o centro das disputas entre as duas facções. Juarez Távora declarou que passara a apoiar o monopólio estatal, seja pelo próprio Estado ou por uma companhia mista, “com base em argumentos honestos” (Wirth, 1973, p. 179).

Durante o período da formulação do projeto de lei, Vargas estava pressionado por várias tendências e procurava, com a Assessoria Econômica, uma fórmula para elaborar uma proposta de equilíbrio entre elas: agradar a ala nacionalista; não confrontar os empresários interessados em cooperar com os Estados Unidos e os interesses privados norte-americanos; e conseguir o apoio popular ao projeto de criação da nova companhia, seu maior recurso político. Ao final, Vargas convenceu-se de que as companhias do petróleo não estavam interessadas em investir grandes volumes de recursos no Brasil. Ele e a Assessoria Econômica voltaram-se, então, para a solução estatal, diante das pressões nacionalistas, dos problemas cambiais decorrentes das grandes remessas de lucro por parte das empresas estrangeiras e da realidade política que enfrentava. “Vargas acreditava que, ao criar uma sociedade de economia mista e envolver um grande número de pequenos acionistas, daria à empresa um apoio considerável” (Martins, 1976, p. 345). Para ele, isso poderia ser obtido por meio de um empréstimo forçado

3. O macarthismo foi um movimento político nos Estados Unidos, na década de 1950, liderado pelo senador McCarthy, contra pessoas acusadas de serem comunistas ou simpatizantes do comunismo.

dos proprietários de veículos, previsto no art. 9º do projeto de lei, abrangendo centenas de milhares de indivíduos, que, ao se transformarem em proprietários de obrigações da companhia, garantiriam a participação de uma massa de pessoas na empresa nacional de petróleo a ser formada e, com esse apoio, consolidariam politicamente a empresa (Martins, 1976, p. 345; Wirth, 1973, p. 166; Brasil, 1951).

A mensagem presidencial que acompanhava o projeto de lei⁴ ilustra bem a preocupação com o problema do petróleo que seu projeto procurava resolver. Após informar que o petróleo “marcará o compasso de nosso desenvolvimento geral” – e ressaltar a sua importância para o tráfego rodoviário e aéreo e para os navios e locomotivas –, a mensagem apresenta a falta de produção de petróleo e a baixa produção de derivados como um gargalo a ser superado para o Brasil crescer.

Para podermos acelerar o progresso de país, desenvolvendo os transportes rodoviários, aeroviários, a dieselificação das ferrovias, a navegação, a mecanização da agricultura e as indústrias básicas e de consumo, em uma taxa maior do que a verificada presentemente, o consumo de derivados de petróleo deverá aumentar ainda mais. As rodovias dependem do petróleo para a pavimentação de suas pistas e para os veículos. A solução do próprio problema da casa popular está intimamente relacionada com a produção de cimento e de outros materiais de construção, que implicam alto consumo de combustíveis. Muitas indústrias de alimentação também dependem em alta escala do petróleo (Brasil, 1951).

O Brasil sofria crise de combustível, pois as necessidades dos caminhões, automóveis e aviões não estavam plenamente atendidas, diante do aumento da frota nos últimos anos. Em 1951 foram importados 100.000 veículos a motor, ou quase 20% da frota então existente. Além da situação interna, a guerra na Coreia e os conflitos entre o governo Britânico e o Irã por Abadan⁵ mostravam a grande vulnerabilidade do Brasil (Wirth, 1973, p. 163-164).

Na criação da empresa, o presidente queria uma solução financeiramente segura, distante de favores a partidos políticos, e a ser conduzida por pessoal técnico após a aprovação do projeto no Congresso Nacional. “Vargas acompanhou pessoalmente todas as fases do estudo e ordenou que mais de vinte personalidades fossem consultadas (o rascunho foi redigido doze vezes), antes de submetê-lo ao Congresso” (Martins, 1976, p. 335). A mensagem presidencial foi reescrita três vezes, até que foi encontrado o “tom” (nem “vigoroso demais” nem “reticente demais”) que Vargas considerava adequado para a batalha parlamentar que estava prevendo (Vargas, 1964, p. 43-44 *apud* Martins, 1976, p. 335). Em suas aparições públicas, ele mostrava tendências

4. Disponível em: <<https://bit.ly/3HNaaR1>>. Acesso em: 8 mar. 2021.

5. A crise decorreu da nacionalização da petroleira Anglo-Iranian Oil Company, em 1951, que estava sob controle britânico desde 1913, pelo primeiro-ministro nacionalista Mossadegh. A Grã-Bretanha organizou um boicote às exportações de petróleo do Irã, cuja produção caiu pesadamente. Disponível em: <<https://bit.ly/3VeqJlH>>. Acesso em: 19 out. 2022.

estatizantes, contudo, longe da publicidade, insistia em soluções técnicas para os problemas econômicos (Wirth, 1973, p. 163). No decorrer da tramitação, no entanto, a Câmara dos Deputados mudou o projeto e introduziu aspectos políticos que Vargas queria evitar (Wirth, 1973, p. 161).

O presidente da empresa (com poder de veto sobre as resoluções da administração) seria nomeado pelo presidente da República, que também indicaria três outros diretores. “O verdadeiro perigo a ser evitado”, dizia a Mensagem Presidencial, era que, “através da participação do capital privado, grupos monopolistas estrangeiros ou nacionais poderiam agir”. O governo considerou que os controles estabelecidos (tanto no capital quanto na administração) significavam que essa possibilidade era “tecnicamente anulada”.

Diante das baixas reservas de petróleo até então descobertas na Bahia, equivalentes a 50 milhões de barris, que permitiam o consumo de pouco mais de um ano, a mensagem presidencial defendia a necessidade urgente de “intensificar a pesquisa nas áreas potencialmente petrolíferas, avaliar as jazidas já descobertas na Bahia, desenvolver a produção nessas jazidas e nas que forem identificadas em outras regiões” (Brasil, 1951) e aumentar o ritmo das explorações na Amazônia, no Maranhão e na bacia do Paraná.

Na tramitação no Congresso, o projeto recebeu críticas contra a participação de acionistas privados no capital da empresa, na suposição de que a solução de empresa mista proposta pelo governo facilitaria a participação de interesses estrangeiros, por meio de companhias associadas a grupos internacionais.

Alguns dias após o envio do projeto de lei ao Congresso, o Centro de Estudos e Defesa do Petróleo e da Economia Nacional (Cedpen) começou a atacar o projeto, com uma nota de seu presidente, o general Felicíssimo Cardoso, que também foi o segundo vice-presidente do Clube Militar, que afirmava que o projeto consistia em uma “manobra do governo”, apresentado por sua propaganda como “solução nacionalista”, mas era, “na verdade, a oportunidade esperada pelos trustes estrangeiros (...) para penetrar no domínio da exploração e da industrialização do petróleo nacional” (Cohn, 1968, p. 138). No documento, para renovar a campanha pelo monopólio total do Estado, os “patriotas” foram chamados a defender a “pátria ameaçada” (Cedpen, 1952 *apud* Martins, 1976, p. 337; Dias e Quaglino, 1993, p. 101).

Outras críticas ao projeto miraram os impostos previstos para a criação da companhia. Alguns deputados passaram a acusar seus prováveis efeitos de aumento do custo de vida, pois recairiam não somente sobre bens de luxo, mas também sobre alguns bens de consumo popular, além da possibilidade de que a arrecadação pudesse exceder a previsão do governo de Cr\$ 6 bilhões.

Procurando responder às críticas, o chefe da Assessoria Econômica da Presidência, Rômulo de Almeida, prestou esclarecimentos à Câmara dos Deputados, que não foram, porém, capazes de clarear as dúvidas, pois estas eram essencialmente políticas. Para Martins (1976, p. 338), os nacionalistas queriam, por meio de uma lei rígida, “fechar todas as portas que poderiam ser usadas pelo governo (de Vargas ou de outro) para enfraquecer o controle nacional sobre o petróleo”. Rômulo de Almeida respondeu ainda às objeções políticas “com um raciocínio tecnocrático”, afirmando que “a solução nacionalista do petróleo é para produzir petróleo e não *slogans*, fórmulas e discursos” (Martins, 1976, p. 338).

A área militar promoveu debates sobre a proposta no decorrer do segundo semestre de 1952. O Clube Militar nomeou uma comissão de oficiais do Exército, que deu o veredito: o projeto foi considerado “nocivo à soberania nacional e à segurança militar”. Para resolver o dilema, foi proposto o “monopólio do Estado” (Clube Militar, 1952, p. 14 *apud* Cohn, 1968, p. 138), uma vez que o projeto era “profundamente entreguista” (Wirth, 1973, p. 178). Dado o ambiente político de franca convergência em direção a posições mais nacionalistas, apresentaram-se projetos substitutivos e emendas com o propósito de reorientar a proposta original do governo e reforçar o controle da União sobre o setor de petróleo. Muitas propostas nesse sentido foram estimuladas pela desconfiança dos meios políticos em relação às empresas estrangeiras de petróleo, que continuavam sendo vistas, como há décadas, como agentes que estariam agindo para evitar que capitais nacionais desenvolvessem atividades de refinação do petróleo no país (Dias e Quaglino, 1993, p. 102; Cohn, 1968, p. 138-140).⁶

Em contrapartida, os grupos políticos contrários ao monopólio estatal no setor consideravam inviável a implantação no país de uma indústria complexa como a indústria petroleira, completamente integrada, como estava sendo proposto pelos grupos nacionalistas, em razão da falta de tecnologia, de capacidade empresarial e de pessoal técnico em condições de levar adiante os grandes empreendimentos nas diversas fases da cadeia produtiva do petróleo. Verificou-se depois que os que adotaram esse posicionamento se enganaram, dada a transformação da Petrobras, em pouco tempo, em uma grande empresa petroleira integrada.

O Partido Trabalhista Brasileiro (PTB) de Vargas encontrava-se dividido. Em janeiro de 1952 surgiu o primeiro grande problema na tramitação do projeto:

6. A esse respeito, Cohn (1968, p. 159) cita Hélio Jaguaribe, que, no livro *O Nacionalismo na Atualidade Brasileira*, informa que o chefe da Assessoria Econômica do presidente Getúlio Vargas, Rômulo de Almeida, consultou previamente as empresas Standard Oil e Shell para verificar se havia interesse em explorar petróleo no Brasil, tendo essas empresas se desinteressado em função dos compromissos de exploração que tinham em outras regiões do mundo. A mesma informação encontra-se em Wirth (1973, p. 166, nota 359). Porém, Wirth (1973, p. 164) diz que havia interesse de firmas britânicas e que a Standard Oil se interessava em investir no setor de petróleo no Brasil, mas exigia o controle de todo o petróleo que descobrisse e oferecia explorar petróleo em uma base de 50% de repartição de lucros para cada parte.

o deputado Euzébio Rocha, do PTB de São Paulo, apresentou projeto substitutivo que modificava profundamente a composição acionária da empresa, com a determinação de que a União, os estados e os municípios detivessem o controle integral do seu capital. O substitutivo determinava que a exploração de petróleo seria realizada pelo Estado, eliminava as refinarias privadas e vedava qualquer participação estrangeira; com esse posicionamento, endossava as posições do Cedpen e da campanha O Petróleo é Nosso (Dias e Quaglino, 1993, p. 102; Wirth, 1973, p. 174-175).

O Cedpen aumentou os ataques ao presidente Vargas, após a polícia começar a reprimir duramente os eventos públicos que o centro promovia. As discussões e as emendas que se seguiram nas comissões da Câmara começaram a modificar o projeto original no sentido de reforçar o controle da União sobre a companhia a ser criada. A Comissão de Segurança Nacional, presidida pelo ex-presidente Artur Bernardes, recusou o projeto de Vargas e aprovou o substitutivo de Euzébio Rocha, em março de 1952. Bernardes chamou atenção para a contradição entre a mensagem presidencial, que era nacionalista, e o projeto, que ele considerava “entreguista”, isto é, com a possibilidade da participação de empresas estrangeiras (Wirth, 1973, p. 175). Contudo, as demais comissões (Economia; Constituição e Justiça; Transportes, Comunicações e Obras Públicas; e Finanças) aprovaram, de abril a junho de 1952, as linhas gerais do projeto original de Vargas, com a introdução de algumas modificações. Uma delas foi a regulamentação dos *royalties* de estados e municípios (Dias e Quaglino, 1993, p. 102).

Havia denúncias dos deputados defensores da campanha O Petróleo é Nosso, que continuavam com desconfiança das intenções de Vargas no projeto, com receios de que existiam acordos com empresas estrangeiras. Uma das queixas continuava a focar nos valores previstos para a implantação da empresa, considerados muito elevados. Outra era a de que o governo, ao apresentar um requerimento de urgência pelo líder Gustavo Capanema, em 12 de maio de 1952 (porém, não aprovado), tinha o propósito de impedir a apresentação de emendas – foi o caso dos deputados Aliomar Baleeiro e Bilac Pinto, que acusaram o governo de tentar impedir a apresentação de emendas de seu partido, UDN (Cohn, 1968, p. 145-146). Nesse mês, em uma decisão totalmente imprevista pelos demais partidos, a UDN, o principal partido de oposição a Vargas, começou a defender o monopólio estatal. Muitos deputados perguntavam por que era necessária a participação privada na fundação da empresa se o Estado poderia dispor dos recursos necessários para a sua constituição. Os militares nacionalistas, os comunistas, alguns setores do PTB e os defensores da campanha para a estatização do setor de petróleo passaram a acusar Vargas de “aliado do imperialismo” e seu governo como opressor de manifestações populares (Martins, 1976, p. 340).

Comprovando sua mudança de posicionamento, a UDN apresentou emenda, em 4 de junho de 1952, assinada por Bilac Pinto e por outros deputados, que alterava consideravelmente o projeto de Vargas, ao estabelecer o monopólio estatal na exploração, na produção, no refino e no transporte do petróleo. A UDN era o segundo partido do país e a iniciativa causou impacto, já que o partido era “precisamente aquele que se acreditava mais orientado por uma visão neoliberal dos problemas econômicos” (Martins, 1976, p. 339). O partido, porém, ganhava popularidade com essa bandeira nacionalista, obtinha prestígio entre os eleitores e aumentava sua força no Congresso (Wirth, 1973, p. 180-181). Bilac Pinto discordava do modelo de empresa de capital misto, pois favoreceria a infiltração de interesses internacionais e provocaria possíveis desentendimentos entre os acionistas privados e o controlador público. O deputado afirmou que:

para nós esses riscos do empreendimento serão evitados mediante o regime do monopólio estatal e da empresa realmente estatal. A sociedade de economia mista, por maiores que sejam as cautelas do legislador, deixará um flanco aberto à penetração de interesses antibrasileiros, que somente se empenharão em dificultar ou impedir a nossa autossuficiência em matéria de combustíveis líquidos (Dias e Quaglino, 1993, p. 111).

O apoio da UDN aos argumentos de Horta Barbosa no Clube Militar em favor da adoção do monopólio levou o Cedpen, os comunistas e os deputados nacionalistas de vários partidos a fechar fileiras ao redor da UDN para modificar o projeto de Vargas. A reunião dessas forças contrárias ideologicamente teria um papel importante no desfecho final do projeto (Martins, 1976, p. 339). Nas ruas, a União Nacional dos Estudantes (UNE) e o Cedpen relançaram as palavras de ordem O Petróleo é Nosso, contestando o projeto de Vargas. Diversas organizações estudantis manifestaram-se em todo o país a favor do monopólio, a exemplo do Conselho dos Estudantes Fluminenses, do III Congresso Nacional dos Estudantes, do X Congresso dos Estudantes Gaúchos, e da III Convenção Nacional de Defesa Nacional do Petróleo; esta realizada pelo Cedpen, que, nas resoluções que aprovou, qualificou o projeto de Getúlio de “impatriótico e lesivo ao povo brasileiro”, e chamou atenção para as brechas que continha, capazes de facilitar a entrada de empresas estrangeiras na exploração de petróleo no Brasil. A UDN continuava a ganhar apoio com seu projeto de monopólio total (Cohn, 1968, p.152-153; Wirth, 1973, p. 180).

Estava prevista na emenda da UDN a criação da Empresa Nacional de Petróleo (Enap), estatal, cujos recursos para a sua constituição viriam de um Fundo Nacional do Petróleo. Essa empresa não teria subsidiárias, mas departamentos e representações regionais. Vargas foi obrigado a negociar para obter votos suficientes para preservar muitas das linhas do projeto original e evitar que a UDN aprovasse sua proposta por completo. Não aprovou negociar sua fórmula de empresa

de capital misto, concordou em retirar a possibilidade de o capital estrangeiro participar, por meio da aceitação de emenda do deputado Lúcio Bittencourt, do PTB de Minas Gerais, mas o capital nacional deveria poder fazer parte do capital minoritário da nova companhia de petróleo (Wirth, 1973, p. 161-192). Com essas modificações, e a definição explícita do monopólio, Vargas conseguiu o apoio do seu partido, o PTB, do Partido Social Progressista (PSP) – do governador de São Paulo Ademar de Barros –, de Arthur Bernardes e do Partido Social Democrático (PSD), reunindo o número de votos necessários. Continuará a fórmula de empresa de capital misto, que ficaria responsável pela execução do monopólio, a ser definido de maneira explícita. Em 16 de junho de 1952 os líderes da oposição apresentaram um pedido de urgência para a votação, que foi apoiado pelo líder do governo, permitindo o começo das discussões das 126 emendas ao projeto de criação da companhia Petróleo Brasileiro (Cohn, 1968, p. 161-162).

Em julho de 1952 o líder do governo anunciou que aceitava o monopólio estatal, mas com condições: seriam mantidos os marcos principais do projeto e a composição acionária da empresa e de suas subsidiárias. Foram aceitas duas concessões pelos partidos de oposição ao governo: i) a continuidade das refinarias privadas já existentes, mas sem o aumento da capacidade de produção e aumentando-se em dois anos o prazo para a conclusão das refinarias privadas Manguinhos e Capuava; e ii) a participação de empresas privadas na distribuição de derivados de petróleo, inclusive as estrangeiras (Wirth, 1973, p. 161-192).

O projeto nº 1.516 foi aprovado na Câmara dos Deputados em setembro de 1952, instituindo o monopólio em todas as fases da indústria do petróleo, exceto na distribuição de derivados e nas concessões de refinarias particulares já existentes. Enviado ao Senado, os senadores conservadores se posicionaram contra a opção estatal, pois defendiam maior participação das empresas privadas, nacionais e estrangeiras, no setor de petróleo. Aprovaram-se diversas emendas no Senado. Uma delas permitia que a companhia, cuja criação estava sendo autorizada pelo projeto aprovado na Câmara, contratasse petroleiras estrangeiras para serviços de prospecção, perfuração e produção, com pagamento em dinheiro ou em petróleo e participação no petróleo que viesse a ser descoberto. Em 9 de julho de 1953, o projeto voltou à Câmara dos Deputados com emendas que alteraram por completo os princípios aprovados naquela Casa legislativa. A Câmara formou uma comissão especial, em 15 de julho de 1953, para examinar as modificações no Senado, que apresentou seu parecer em 8 de setembro de 1953. Das 32 emendas do Senado, a Comissão Especial rejeitou onze, e aceitou somente as emendas que não modificavam a orientação básica aprovada na Câmara dos Deputados. A redação final do projeto de lei foi aprovada pelo plenário da Câmara em 21 de setembro, e em seguida encaminhada ao presidente da República (Cohn, 1968, p. 176; Wirth, 1973, p. 185-187; Dias e Quaglino, 1993, p. 90-104).

O presidente Getúlio Vargas sancionou a Lei nº 2.004 em 3 de outubro de 1953 (uma data importante para Vargas, a mesma do início da Revolução de 1930), que instituiu, no art. 1º, o monopólio da União na pesquisa e lavra das jazidas de petróleo e outros hidrocarbonetos fluidos e gases raros existentes no território nacional; na refinação de petróleo nacional ou estrangeiro; no transporte marítimo do petróleo bruto de origem nacional ou de derivados de petróleo produzidos no país; e no transporte por meio de condutos de petróleo bruto e seus derivados, assim como de gases raros de qualquer origem. O art. 2º estabeleceu que a União exercerá o monopólio por meio do CNP, como órgão de orientação e fiscalização, e da Petrobras e suas subsidiárias, como órgãos de execução do monopólio em todas as etapas da indústria petrolífera, exceto na distribuição de derivados. O CNP, órgão autônomo e diretamente subordinado ao presidente da República, ficou encarregado da superintendência das atividades relacionadas ao abastecimento nacional de petróleo e derivados (art. 3º). O art. 5º autorizou a União a criar a sociedade por ações Petróleo Brasileiro S/A, com a sigla Petrobrás,⁷ uma empresa de propriedade e controle nacionais, com participação majoritária da União (Brasil, 1953).

As competências do CNP para superintender o abastecimento nacional do petróleo foram reafirmadas pela Lei nº 2.004, nos mesmos termos das leis de 1938 (Brasil, 1953, art. 3º, § 1º).⁸ O abastecimento nacional de petróleo envolvia concepção ampla, abarcando a produção, a importação, a exportação, o refino, o transporte, a distribuição e o comércio de petróleo bruto, de poço ou de xisto, e de seus derivados.

A Lei nº 2.004 estabeleceu a subscrição, pela União, da totalidade do capital inicial, no valor de Cr\$ 4 bilhões, sendo parte com a utilização dos bens e direitos que o CNP possuía relacionados com o petróleo, como jazidas descobertas, navios petroleiros, refinarias e oleodutos. Após a avaliação pelo CNP dos bens (que alcançaram Cr\$ 3,125 bilhões),⁹ o valor restante seria complementado com recursos em dinheiro da União. Nesse caso, o Tesouro Nacional foi autorizado a fazer adiantamentos sobre a receita de novos tributos e contribuições destinados à integralização do capital da sociedade, ou a efetuar operações de crédito por antecipação da receita até a quantia de Cr\$ 1,5 bilhão. Os aumentos de capital teriam como fontes as receitas do imposto único sobre combustíveis, dos impostos sobre a importação e sobre o consumo de automóveis e do imposto sobre a remessa de valores para o exterior na importação de veículos. Foi, ainda, adicionada, até 1957, uma subscrição compulsória, discriminada em tabela anexa à Lei 2.004/53, para proprietários de automóveis, embarcações e aeronaves, em troca do

7. Petrobrás com acento, que foi retirado em 1994.

8. Mais informações disponíveis em: <<https://bit.ly/3HNaaR1>> e <<http://www.fgv.br/cpdoc/acervo/dicionarios/verbete-tematico/petrobras-1>>. Acesso em: 8 mar. 2021.

9. Disponível em: <<https://bit.ly/3W8KRxf>>. Acesso em: 8 mar. 2021.

recebimento de certificados, a serem substituídos por ações preferenciais ou obrigações da Petrobras. A lei estipulou que, até 1957, o capital seria elevado para o valor mínimo de Cr\$ 10 bilhões, em ações preferenciais, a serem oferecidas à subscrição pública ou aos tomadores referidos na lei (Wirth, 1973, p. 172; Cohn, 1968).

Pelo Decreto nº 35.308, de 2 de abril de 1954, o presidente Getúlio Vargas aprovou a constituição da Petrobras e nomeou como presidente da companhia o ex-governador da Bahia Juracy Magalhães (Perissé, Paredes e Farah, 2007). A instalação da Petrobras ocorreu em 10 de maio de 1954, ano em que a produção nacional de petróleo foi de apenas 2,7 mil barris/dia, volume que não atendia nem mesmo à pequena capacidade de processamento de petróleo de 5 mil barris/dia da refinaria de Mataripe, na Bahia, a primeira refinaria estatal. As reservas de petróleo eram de apenas 16,8 milhões de barris de óleo equivalentes (boe). A produção nacional de gasolina naquele ano foi de 141.800 m³, o que representou apenas 3,7% do consumo total de 3,8 milhões de metros cúbicos (IBGE, 1987).

Como executora do monopólio do petróleo, a Petrobras herdou do CNP a produção de 2.700 barris/dia dos campos de Candeias, Dom João, Água Grande e Itaparica, localizados no Recôncavo Baiano. Recebeu a Refinaria Landulpho Alves, em Mataripe, Bahia, a refinaria e fábrica de fertilizantes em construção em Cubatão, no estado de São Paulo, e a Frota Nacional de Petroleiros (Fronape), com 22 navios petroleiros, com capacidade de transporte de 221.295 t (ANP, 2015, p. 128).

Além desses ativos, a Petrobras recebeu o Setor de Supervisão e Aperfeiçoamento Técnico (SSAT) do CNP, responsável por cursos técnicos de formação de pessoal em operações de refino de petróleo e pela contratação de professores estrangeiros. Nessa área, o CNP já havia dado passos importantes, no início da década de 1950, para a formação de especialistas em petróleo. Em 1952, o SSAT criou, na Escola Politécnica da Universidade Federal da Bahia (UFBA), o curso especial de engenharia de petróleo, para formar engenheiros de perfuração e produção; em 1952, instituiu o curso de refinação de petróleo, que ministrou disciplinas relacionadas à engenharia química e de processamento de petróleo, em convênio com a Universidade do Brasil (atual Universidade Federal do Rio de Janeiro – UFRJ), por meio da Escola Nacional de Química – o curso foi estruturado com professores provenientes de universidades e empresas petroleiras do exterior e destinava-se a formar quadros técnicos para a operação das primeiras refinarias que se implantavam no Brasil (Almeida, 1990; Leitão, 1984; 1985; Caldas, 2005).

Em atendimento à Lei nº 2.004/1953, o Decreto nº 40.845/1957 e a Portaria nº 235/1977, do Ministério de Minas e Energia, regularam as relações entre a empresa e o CNP.¹⁰ Pelo decreto, a Petrobras deveria apresentar

10. Disponível em: <<http://www.fgv.br/cpdoc/acervo/dicionarios/verbete-tematico/petrobras-1>>.

anualmente ao conselho, até 30 de setembro, o plano de suas atividades futuras, descrevendo os trabalhos a serem executados no ano seguinte, e relatórios trimestrais sobre as atividades realizadas. Ficaram sujeitas à deliberação final do CNP, como responsável pelo abastecimento nacional de petróleo, as decisões referentes à localização e capacidade das novas refinarias que a Petrobras criaria; à natureza e quantidade dos produtos refinados; e à importação e exportação de petróleo e derivados – além das cotas que deveriam caber a cada empresa distribuidora (ANP, 2015, p. 136).

2 MISSÕES DA PETROBRAS

As importações de volumes crescentes de combustíveis pelo Brasil para o abastecimento interno ilustram a dimensão dos desafios que a nova petroleira enfrentaria para resolver o problema da alta dependência brasileira do petróleo estrangeiro.¹¹ Diante desse quadro, a missão mais imediata da Petrobras consistia em reduzir o grau de dependência do Brasil do suprimento de derivados de petróleo e de petróleo cru importados. Para isso, a companhia incrementaria as atividades exploratórias de petróleo e construiria novas refinarias para o aumento da oferta nacional de derivados – assim, reduziria os gastos com importações de combustíveis e propiciaria alívio nas restrições da capacidade do país de importar bens, máquinas e equipamentos para o desenvolvimento industrial. As demais atribuições eram consequência do exercício do monopólio amplo determinado pela Lei nº 2.004/1953, em setor a ser implantado quase desde seu início, de forma altamente integrada: montar a rede de oleodutos, construir terminais de petróleo e gás natural, realizar investimentos na infraestrutura de estocagem e de distribuição, entre outros objetivos.

A primeira refinaria de petróleo, Mataripe, com a construção autorizada pelo governo em 1946, com 2.500 barris/dia de capacidade de refino, teve as obras de ampliação concluídas em 1954, e sua capacidade de refino passou para 5 mil barris de petróleo/dia. Em 1954 entraram em operação as refinarias privadas Capuava (20 mil barris/dia, elevada para 31 mil barris/dia pelo CNP, em 1957), em São Paulo, pertencente à Refinaria de Petróleo União, e Manguinhos (10 mil barris/dia), no Rio de Janeiro (Smith, 1978, p. 126). Em 1955 começou a produzir a Refinaria Presidente Bernardes (Cubatão), com capacidade de 45 mil barris/dia. O Plano de Metas do presidente que sucedeu Getúlio Vargas, Juscelino Kubitschek, definiu como prioritários os setores de energia, transportes, indústria automobilística, indústria pesada e produção de alimentos. O plano pretendeu ampliar a capacidade de refino do Brasil, de 95 mil barris/dia, em 1955, para 175 mil barris/dia, em 1960, o que equivaleria a 60% do consumo estimado para esse ano. Durante o Plano de

11. As importações somadas de gasolina, óleo *diesel*, querosene e óleo combustível cresceram, entre 1946 e 1954, à taxa média anual de 21,6% (BGE, 1987).

Metas, a Petrobras construiu a Refinaria Duque de Caxias (Reduc), localizada na Baixada Fluminense, Rio de Janeiro, cuja inauguração se deu em 1961, com a capacidade de processamento inicial de 90 mil barris/dia.

O Plano de Metas também previu a ampliação da frota de petroleiros, de 220 mil para 400 mil toneladas de capacidade, além da construção de terminais marítimos e linhas de oleodutos.

Para cumprir suas missões, a Petrobras desempenharia o papel de agente indutor do desenvolvimento de uma rede de empresas fornecedoras de serviços petrolíferos, firmas de engenharia, fabricantes de equipamentos de exploração e produção de petróleo, de montagem de refinarias e de construção de navios, essenciais às atividades produtivas do petróleo, como forma de reduzir a dependência de aquisições externas de bens de capital e de tecnologias necessárias aos pesados investimentos previstos no setor.¹² Em contrapartida, a Petrobras desenvolveria intensas parcerias com universidades e institutos de pesquisa, além de empresas fabricantes de equipamentos, para atividades de pesquisa e desenvolvimento (P&D), visando a inovações em bens e equipamentos necessárias às explorações em águas profundas, que se constituiriam no foco da companhia a partir da década de 1980.¹³

Não somente reduzir a dependência, mas outro objetivo mais ambicioso, de mais longo prazo, acompanharia a empresa em toda a sua história: tornar o Brasil autossuficiente na produção de petróleo. Essa meta, enraizada no pessoal técnico e de comando, seria um dos motores dos intensos esforços de investimentos em exploração e produção e das continuadas ações da companhia para incentivar o aprendizado tecnológico e a capacitação de pessoal. A busca da autossuficiência representaria importante força motivadora das equipes de trabalho que exploraram e desenvolveram os campos de petróleo *offshore* no Brasil (Almeida, 1990; Assayag, 2005).

3 EXPLORAÇÕES PIONEIRAS EM TERRA: REVESES E SUCESSOS

Para iniciar suas operações, em 1954, a Petrobras recebeu do CNP os primeiros princípios de capacidades administrativas e técnicas, mas faltava pessoal especializado nacional para conduzir o planejamento geral das ações da companhia e a expansão das atividades de exploração. Para suprir a falta de geólogos no país, a Petrobras contratava engenheiros de minas e engenheiros civis que tivessem alguma experiência na área de petróleo.

12. Para estudos sobre empresas fornecedoras da Petrobras, ver De Negri *et al.* (2011).

13. Para estudos sobre as parcerias da Petrobras com universidades e empresas desenvolvedoras, ver Turchi, De Negri e De Negri (2013).

A implantação de área de exploração ficou a cargo do geólogo Arville Irving Levorsen, consultor contratado pelo CNP, que chegou ao Brasil em 1953. Levorsen definiu as premissas para estruturar os Departamentos de Exploração (Depex) e de Perfuração na Petrobras, com fundamento em seu diagnóstico das condições de trabalho e das necessidades tecnológicas e de gestão que então existiam no CNP. As unidades distritais já estabelecidas, localizadas em Belém, Maceió, Salvador e Ponta Grossa, ficaram sob o comando técnico de geólogos estrangeiros, que conduziam as atividades nas bacias sob a coordenação direta da sede da companhia (Mendonça, Spadini e Milani, 2003; Campos, 2001, p. 38). A presença de geólogos e geofísicos estrangeiros para servirem como professores e operadores foi considerada necessária, enquanto se formavam profissionais brasileiros em número e qualidade apropriados, como ocorrera com o CNP antes da criação da Petrobras. Na imprensa, porém, acusava-se o setor de petróleo nacional de estar nas mãos de estrangeiros, e um movimento nacionalista ressurgiu, voltado à defesa da Petrobras diante das “tentativas de descaracterização da Lei nº 2.004” (Dias e Quaglino, 1993, p. 136).

Para levar adiante as explorações de petróleo, nomeou-se como superintendente do Depex, por recomendação de Levorsen, Walter K. Link, ex-geólogo-chefe da empresa norte-americana Standard Oil. De acordo com Dias e Quaglino (1993, p. 113-114), a nomeação de Link “beirava o escândalo” para a opinião nacionalista da época, que já se desgastara com a nomeação de um político da UDN, Juraci Magalhães, para a presidência da companhia. No entanto, a urgência da Petrobras de dispor de bases técnicas com experiência para empreender a busca por petróleo se impôs. Link trouxe dos Estados Unidos uma equipe completa de técnicos norte-americanos de exploração, composta de geólogos de superfície, geofísicos e geólogos de poços e de interpretação de dados, cujos conhecimentos considerava essenciais para o impulso que queria dar às explorações (Almeida, 1990; Dias e Quaglino, 1993, p. 114; Mendonça, Spadini e Milani, 2003). O número de profissionais estrangeiros cresceu de 22, em 1955, para 63, em 1957, e 72, em 1958, superando, nesses dois últimos anos, o número de geofísicos e geólogos nacionais na Petrobras (Moura e Carneiro, 1976, p. 328-330).

Para o aprimoramento de pessoal nacional na área da exploração, a Petrobras enviou aos Estados Unidos um grupo inicial de 26 técnicos, com experiência em poços de petróleo da Bahia, para realizar cursos de pós-graduação em geologia de petróleo nas universidades Colorado School of Mines, Stanford e Oklahoma. De volta à Petrobras, exerceram papel fundamental nas explorações realizadas nas décadas seguintes, em terra e no mar. Entre eles, encontrava-se Carlos Walter Marinho Campos, que desempenharia papel fundamental nas descobertas de petróleo na bacia de Campos, nas décadas de 1970-1980 (Moura e Carneiro, 1976; Gall, 2011b; Mendonça, Spadini e Milani, 2003). Marinho Campos considerava

que foi simplesmente com base na intuição que muitos exploradores descobriram reservas importantes de petróleo no passado, e foi a intuição que o levou a convencer o governo federal a investir na exploração de petróleo em águas profundas. Nascido em Minas Gerais, em 1928, formou-se em engenharia pela Escola de Minas de Ouro Preto, em 1952. No ano seguinte, iniciou sua vida profissional como geólogo assistente no CNP e realizou seus primeiros trabalhos de campo no Maranhão e no Piauí. Foi admitido na Petrobras em 1954. Entre 1979 e 1985, formulou a política de exploração em águas profundas, especialmente na bacia de Campos, onde foram descobertos diversos campos importantes de petróleo, como Marlim e Albacora. A bacia de Campos viria a ser uma das maiores províncias produtoras de petróleo do mundo.¹⁴

Sob a orientação de Walter Link, a Petrobras iniciou um ambicioso programa de prospecções em diversas regiões, com os recursos crescentes alocados para as explorações. As regiões prioritárias eram o Recôncavo Baiano, em razão do sucesso das primeiras descobertas, a bacia costeira Sergipe-Alagoas e áreas de bacias paleozoicas brasileiras, onde se esperava encontrar petróleo em abundância, tendo em conta suas grandes dimensões. Nessas, foram selecionadas as bacias sedimentares do Paraná e da Amazônia. A bacia do Recôncavo, além do grande potencial na produção, era um laboratório para a geologia do petróleo nacional, ensinando conceitos para as explorações em outras regiões, em temas como sedimentação de bacias, zoneamento bioestratigráfico, tectônica de blocos falhados e muitos outros. Também foram objeto de novos estudos a bacia do Tucano, dada sua continuidade com a área produtora do Recôncavo, e a bacia Sergipe-Alagoas (Dias e Quaglino, 1993, p. 116-117).¹⁵ As prospecções nas áreas priorizadas envolveram levantamentos de geologia de superfície no Paraná, e levantamentos de geologia de superfície, gravimétricos e sísmicos em áreas do Recôncavo Baiano e da bacia amazônica. Em 1959, os estados de Mato Grosso e Goiás foram também prospectados.

A bacia do Paraná foi palco de atividades exploratórias pela equipe de Link, em que ele depositava grandes expectativas de encontrar áreas petrolíferas, coordenadas pelo geólogo norte-americano Robert Sanford. Para embasar as explorações no estado, as análises da equipe, de 1957, utilizaram dados de mapeamentos geológicos de superfície e dados de poços perfurados anteriormente, além de realizar correlações da geologia da bacia do Paraná com as bacias de dois países vizinhos produtores de hidrocarbonetos, Bolívia e Argentina. As análises indicaram como alvo mais favorável para a procura por petróleo uma área de 184 mil quilômetros quadrados, onde diversos poços foram perfurados.

14. Disponível em: <<https://clickmacae.com.br/noticias/16452/bacia-de-campos-sua-descoberta-atraves-da-intuicao-de-um-pioneiro>>. Acesso em: 12 ago. 2021.

15. Para informações sobre as estruturas geológicas de várias bacias sedimentares, no início das explorações da Petrobras, ver Mendonça, Spadini e Milani (2003).

Era na Amazônia que Walter Link esperava encontrar petróleo mais rapidamente, para resolver a dependência brasileira do petróleo importado. Em 1956-1957, no baixo e no médio Amazonas, foram realizados extensos mapeamentos dos afloramentos paleozoicos, que se estenderam em seguida para o alto Amazonas e para o Acre, em 1958-1959. Suas expectativas não eram infundadas, uma vez que, trinta anos depois, em 1986, a Petrobras descobriria importantes reservas de óleo e gás na bacia do rio Solimões. Contudo, ao longo dos anos em que ele comandou as explorações, os trabalhos de perfuração foram marcados por grandes reveses. Confiante na vastidão da bacia amazônica e nas interpretações geofísicas que indicavam a existência de condições propícias para a exploração de petróleo, sob a forma de bacias sedimentares profundas, a Petrobras investiu durante seis anos na perfuração de quase cem poços. Destacou-se a localidade de Nova Olinda, no estado do Amazonas, onde o poço 1-NO-1-AM, planejado pelo CNP anos antes, encontrou uma acumulação de petróleo, em março de 1955, à profundidade de 2.700 m, que impulsionou novas perfurações. Entusiasmado, Link enviou para a Amazônia equipes sísmicas e de gravimetria e turmas de mapeamento geológico. Novos equipamentos de perfuração foram adquiridos pela Petrobras e enviados para a Amazônia. O jornal *The New York Times* chegou a noticiar o local como uma das mais importantes ocorrências de petróleo no mundo, depois do Oriente Médio. Perfurações de poços de extensão, entretanto, não confirmaram o local como zona petrolífera comercial; na realidade, a acumulação de petróleo revelou-se pequena, inferior a 10 mil barris. Seis poços foram perfurados em Nova Olinda, mas não se encontrou um campo de petróleo e o pequeno reservatório rapidamente se esgotou (Moura e Carneiro, 1976; Campos, 2001, p. 47-48; Dias e Quaglino, 1993, p. 116).

4 O RELATÓRIO LINK

Até o início de 1959, Walter Link ainda esperava que na Amazônia poderiam ser encontradas grandes reservas de petróleo, não obstante reconhecer que a Petrobras estava tendo despesas muito elevadas com as explorações (Mendonça, Spadini e Milani, 2003, p. 12).¹⁶ A maior descoberta do período de Link foi o campo terrestre de Buracica, em 1959, na Bahia, onde foi estimada uma reserva de 600 milhões de barris de petróleo *in situ*.¹⁷ As perfurações de poços na Amazônia

16. O petróleo na Amazônia somente foi encontrado em 1986, na cidade de Coari, a 650 km de Manaus, pelo poço Uruçu 1, na bacia do rio Solimões. Como explicou o geólogo João Carlos Ribeiro da Cruz, da Universidade Federal do Pará (UFPA), a complexidade geológica da área e a má qualidade das respostas sísmicas tornam problemático o mapeamento das rochas-reservatório de petróleo na bacia amazônica. Por serem antigas, essas bacias, especialmente as do Solimões e do Amazonas, contêm rochas muito duras, que aumentam o tempo e o custo de perfuração de poços. O estudo geofísico é prejudicado pela alta velocidade das ondas nessas rochas antigas e pela presença de rochas vulcânicas intercaladas nelas, o que reduz a qualidade sísmica e cria falsas estruturas geológicas. Disponível em: <<https://www.comciencia.br/dossies-1-72/reportagens/petroleo/pet12.shtml>>. Sobre carências tecnológicas no conhecimento geofísico da região amazônica, ver Dias e Quaglino (1993).

17. *In situ* é o volume total de petróleo e gás natural no reservatório, do qual é possível ser extraído um determinado percentual, que depende das tecnologias de extração utilizadas e da densidade do petróleo, entre outros fatores.

continuaram até 1960, mas a falta de resultados positivos determinou a suspensão das prospecções.¹⁸ As razões dos insucessos se encontravam em erros de interpretação sísmica e aeromagnetométrica, uma vez que, posteriormente, não foi comprovada a presença de bacias profundas apropriadas à existência de petróleo, depois das inúmeras perfurações realizadas (Moura e Carneiro, 1976, p. 309-318).

Em 1960, Link redigiu três memorandos para a direção da Petrobras, conhecidos como *Relatório Link*, que originaram intensa polêmica. Nos documentos, Link afirmou que não existiam perspectivas de grandes acumulações de petróleo que justificassem explorações nas bacias paleozoicas brasileiras. Justificou as explorações que realizou até 1959 com a falta de informações sísmicas e geológicas que permitissem avaliações mais confiáveis das bacias. Após classificar as bacias sedimentares nas classes A (áreas produtoras), B (áreas com altas possibilidades), C (áreas com rochas favoráveis à existência de petróleo) e D (áreas sem interesse), Link concluiu por não recomendar a continuação das explorações nas bacias do Acre, do alto e baixo Amazonas e das faixas costeiras do Espírito Santo e Bahia sul (classe D). Afirmou ainda que, do ponto de vista geológico, não se justificava a exploração das bacias da classe C: médio Amazonas, Maranhão, Alagoas em terra, Barreirinhas e Sul do Brasil. Expressou a opinião de que as explorações deveriam continuar somente nas bacias de Sergipe, do Recôncavo e do Tucano, e que a Petrobras deveria realizar explorações em outros países com condições mais favoráveis. (Mendonça, Spadini e Milani, 2003, p. 20-21; Dias e Quaglino, 1993, p. 116-117). Suas conclusões sobre as dificuldades em encontrar petróleo em terra foram consideradas exageradamente pessimistas e, por isso, foram objeto de várias contestações por parte de técnicos da Petrobras, de autoridades da área do petróleo e no Congresso Nacional, que ocuparam grandes espaços na imprensa. O relatório também exacerbou as tendências já existentes no interior da empresa e nas organizações sindicais de se iniciar a substituição dos técnicos estrangeiros por brasileiros na direção dos trabalhos de exploração. “As conclusões do relatório vinham atingir frontalmente um dos maiores mitos nacionalistas – a abundância de petróleo no país” – e aumentaram as dúvidas sobre a condução da política exploratória na Petrobras (Dias e Quaglino, 1993, p. 118).

Em meados de 1961, Walter Link pediu demissão da Petrobras, “amargurado com as críticas, por vezes irrefletidas, ao seu trabalho” (Dias e Quaglino, 1993, p. 119). Quatorze anos depois, poucos meses após a primeira descoberta de petróleo na bacia de Campos (poço de Garoupa), Link afirmou: “nunca neguei

18. Conforme Moura e Carneiro (1976, p. 317), “(...) perfurada perto de uma centena de poços, sem obtenção de anticlinais ou estruturas propícias para acumulação de petróleo na Amazônia, o superintendente do Depex [Link], depois de ouvir oito geólogos estrangeiros e seis brasileiros sobre a avaliação das diferentes bacias, cedeu ao pessimismo, condensado no chocante *Relatório Link*, desde agosto de 1960, com um balanço de seis anos de exploração e um balanço, de ricochete, nas aspirações nacionais ao abastecimento interno de petróleo”.

a existência de petróleo no Brasil. No meu relatório aponte a Bahia, Sergipe, Alagoas e Espírito Santo como regiões de grandes possibilidades e indiquei a plataforma continental como zona de grande potencialidade” (Moura e Carneiro, 1976, p. 325).¹⁹

Campos (2001) lembra que Link teve o mérito de perceber que o futuro da exploração de petróleo no Brasil estava no mar, ao determinar a realização de levantamentos sísmicos em águas das baías de São José, no Maranhão, e de Todos os Santos, na Bahia, em 1957-1958. Essas iniciativas, segundo ele, eram os primeiros passos em direção ao oceano. Na mesma direção foram os levantamentos sísmicos que realizou em mar aberto, nas bacias do Espírito Santo e de Sergipe (Alagoas), em 1960-1961 (Campos, 2001, p. 58). Link escreveu em 1979 que em seu relatório sugeriu a exploração em alto-mar e que no orçamento da Petrobras de 1961 estava prevista uma turma de sísmica no mar, mas até 1967-1968 isso não havia ocorrido (*idem, ibidem*).²⁰

Outros funcionários da Petrobras reconheceram que a correta organização do Depex por Link e o grande volume de informações que recolheu sobre as bacias sedimentares no Brasil deram condições técnicas para que a empresa pudesse continuar a busca por petróleo nos anos que se seguiram e, finalmente, encontrar reservas no mar para aliviar o grande desequilíbrio entre o consumo crescente de petróleo e a produção interna. A participação relativa da produção nacional no consumo total de petróleo, em 1960, foi de 44,5%; nos anos seguintes, a participação caiu, alcançando o mínimo de 29,8%, em 1964 (IBGE, 1987).

Após a saída de Link do Depex, o presidente da Petrobras, Geonísio Barroso, decidiu reavaliar o *Relatório Link* para uma verificação mais detida das possibilidades petrolíferas do país, preocupado com as baixas descobertas de petróleo, para resolver o grande aumento do consumo de derivados de petróleo no Brasil. Para a revisão, encarregou os geólogos Pedro de Moura e Décio Savério Oddone, em março de 1961, a emitir parecer sobre as conclusões apresentadas pelo Depex no *Relatório Link*. Buscava-se reinterpretar os dados existentes e/ou coletar novos elementos técnicos, na hipótese de que os dados até então existentes fossem julgados inconsistentes (Moura e Carneiro, 1976, p. 325-328; Mendonça, Spadini e Milani, 2003).

Moura e Oddone reexaminaram as informações geofísicas e geológicas de cada bacia e questionaram as conclusões de Link. Com relação à Amazônia, concluíram que os especialistas contratados falharam nas interpretações aeromagnetométricas e que a gravimetria não funcionara a contento e a sísmica havia esbarrado

19. Entrevista de Link ao jornal *O Globo*, em 8 de fevereiro de 1975, reproduzida em Moura e Carneiro (1976).

20. Ver trecho de carta de Walter Link ao geólogo Gerson Fernandes, em outubro de 1979, reproduzida em Dias e Quaglino (1993, p. 139).

em enormes dificuldades. Confiantes na existência de petróleo no Brasil, elaboraram um novo programa de trabalho para cada bacia. Era o caso do médio Amazonas, pois para eles os cem poços perfurados por Link, sem encontrar petróleo, não deveriam ser fator de desestímulo, mas de algumas mudanças, pois a região tinha mostrado ocorrências de petróleo, como em Nova Olinda e em outros locais. Para outras bacias, sugeriram a continuação das explorações em Barreirinhas, Sergipe e Alagoas e na bacia do Paraná. O trabalho que realizaram é reconhecido como um marco na história da exploração na Petrobras em terra, uma vez que orientou os caminhos que a Petrobras seguiu em busca de petróleo (Moura e Carneiro, 1976, p. 313-318). Para Mendonça, Spadini e Milani (2003, p. 23), “ao assumir as renovadas propostas de Moura e Oddone, a Petrobras começou a traçar sua trajetória de sucesso na exploração das bacias sedimentares brasileiras”.

Em 1961, ao ser nomeado superintendente do Depex, Pedro de Moura, uma figura legendária na Petrobras por suas explorações pioneiras, iniciou o processo de substituição de técnicos estrangeiros por geólogos brasileiros nas chefias dos distritos regionais. Essa era uma forte aspiração de Moura, pois considerava que já existiam geólogos e geofísicos brasileiros treinados pela Petrobras, nos últimos seis anos, nos aspectos teóricos e práticos, que podiam participar com os profissionais estrangeiros nas explorações. Também já havia diversos cursos de geologia em vários estados brasileiros, o que viabilizava a formação de uma cultura exploratória nacional. Além dos cargos de direção, as substituições de estrangeiros por nacionais prosseguiu nas equipes de campo, a exemplo dos geólogos de superfície e de poço. O processo de substituição reduziu o número de técnicos estrangeiros de 68, em 1960, para oito, em 1965 (Moura e Carneiro, 1976, p. 328-330).

A redução no número de geólogos e geofísicos estrangeiros foi possível em razão das novas turmas desses profissionais e outras especializações técnicas que estavam sendo formadas nas universidades do país, e também da política nacionalista que passou a ser adotada: a de favorecer o maior controle das atividades da Petrobras por pessoal técnico nacional, especialmente a partir do episódio do *Relatório Link* (Moura e Carneiro, 1976; Gall, 2011b; Mendonça, Spadini e Milani, 2003).

Durante a administração de Pedro de Moura no Depex, foram mantidas as elevadas explorações na Bahia e aumentadas na bacia Sergipe-Alagoas, que recompensaram os exploradores com a descoberta do grande campo de Carmópolis, em 1963, e de Miranga, na Bahia, em 1965. A estratégia que Link havia adotado de explorar em várias regiões ao mesmo tempo, premido pela necessidade de descobrir petróleo rapidamente, foi substituída por explorações mais concentradas nas áreas que já haviam demonstrado a existência de petróleo.

Em 1965, o Depex foi transformado em Divisão de Exploração e unido à Divisão de Produção, formando o Departamento de Exploração e Produção (Dexpro). Por problemas de saúde, Pedro de Moura deixou o departamento, entregando-o a seu adjunto, engenheiro Franklin de Andrade Gomes, que, antes de assumir a superintendência, já clamava pela inversão de rumos nas explorações, as quais deveriam voltar-se para a plataforma continental. Suas palavras mais afirmativas sobre a necessidade de a Petrobras explorar as bacias sedimentares no mar, antes de 1965, ditas em reunião com petroleiros, foram reproduzidas por Moura e Carneiro (1976, p. 332): “se nós temos bacias cretáceas produzindo, vamos empregar dinheiro nessas bacias cretáceas, mesmo que elas estejam debaixo d’água (...). Nós precisamos despertar para essa plataforma continental já”.

O passo mais importante nessa direção foi a aprovação pelo Conselho de Administração da Petrobras, em dezembro de 1966, da construção da plataforma de perfuração Petrobras I, para iniciar as explorações na margem continental, tema que terá prosseguimento no capítulo 6.

5 PRIMEIRAS EXPLORAÇÕES AO LONGO DAS BACIAS COSTEIRAS

Ciente de sua missão principal – encontrar petróleo para diminuir a alta dependência brasileira de petróleo importado, que em 1955 correspondia a 92,6% do consumo nacional, e, em mais longo prazo, alcançar a autossuficiência nacional na produção –, a Petrobras desenvolveu, após sua entrada em operação, em 1954, intensa procura por petróleo nas bacias sedimentares localizadas em terra e levantamentos sísmicos de porções das bacias sedimentares ao longo da costa marítima. A companhia procurou dilatar as descobertas ocorridas antes de sua criação, em 1953, e que haviam trazido algum alento a respeito das possibilidades da existência de reservas volumosas no Brasil. Entre 1959 e 1965, a Petrobras perfurou 1.799 poços em terra, com a média de 257 poços por ano. Do total, 1.374, ou 76 % foram perfurados no estado da Bahia (Dias e Quaglino, 1993, p. 139).

Priorizaram-se para atividades de exploração o Recôncavo Baiano, a bacia Sergipe-Alagoas e a bacia Tucano Sul; outras áreas de interesse da Petrobras foram Barreirinhas (Maranhão), sul da Bahia e Espírito Santo, e a linha costeira na terra associada às áreas citadas. As demais bacias, isto é, o médio Amazonas, Paraná, Parnaíba e Tucano Central, foram consideradas de menor interesse devido às suas dificuldades geológicas (Dias e Quaglino, 1993, p. 124). Até 1965, a companhia descobriu os campos de Tabuleiro dos Martins e Coqueiro Seco, em Alagoas, em 1957; Buracica, na Bahia, em 1959, com mais de 600 milhões de barris de petróleo *in place* à época da descoberta (em 2022 Buracica era o quinto campo terrestre com maior produção acumulada de petróleo no Brasil desde que começou a produzir, em 1959); Carmópolis, em Sergipe, em 1963, com 1,76 bilhão de barris de petróleo *in place*, foi o primeiro

campo gigante do Brasil (em 2022, ocupava o primeiro lugar como campo terrestre com maior produção acumulada de petróleo no Brasil)²¹ (Campos, 2001, p. 32; Machado, 2018, p. 90); e Miranga, na Bahia, em 1965, com mais de 600 milhões de barris de petróleo *in place* (em 2022 era o quarto campo com maior produção terrestre acumulada de petróleo no Brasil).²²

Ocorreu, porém, a grande decepção com os cerca de cem poços perfurados na campanha da Amazônia por Walter Link, entre 1955 e 1960 – a ação resultou em poços secos ou sem resultados comerciais. Em 1961, Link delineou algumas estruturas na plataforma continental e, para isso, previu, no orçamento da Petrobras daquele ano, uma turma de sísmica no mar, que acabou não sendo realizada. Para 1962, já sem Link na direção do Depex, foram previstos, no programa de exploração, alguns locais para perfurações nas costas marítimas de Alagoas, mas a operação foi cancelada em razão da escassez de recursos em moeda estrangeira para o pagamento das contratações de sondas no exterior (Mendonça, Spadini e Milani, 2003; Dias e Quaglino, 1993, p. 139; Moura e Carneiro, 1976, p. 334). Naqueles anos, o Brasil passava por crise fiscal, com gastos públicos em alta, inflação subindo, dívida externa elevada, profunda crise no balanço de pagamentos e término dos investimentos do Plano de Metas de Juscelino Kubitschek (Schwarcz e Starling, 2015, p. 437).

Para incrementar as explorações no período de Link como diretor de Exploração, e continuando nos primeiros anos da década de 1960, a Petrobras realizou diversos trabalhos de levantamentos geológicos, que incluíram estudos gravimétricos e aerofotogramétricos, perfurações de poços estratigráficos e levantamentos sísmicos. As regiões abrangidas até 1960 refletiam a decisão de Walter Link de realizar prospecções em diversas regiões brasileiras ao mesmo tempo, mas com prioridade para a bacia Amazônica e a bacia costeira Sergipe-Alagoas. Os levantamentos cobriram porções de bacias sedimentares em terras próximas da linha da costa, e mesmo em águas marítimas rasas, de até 50 m, porém sem perfurações de poços, exceto o poço de Dom João Mar, perto da linha da praia, no Recôncavo Baiano, que era uma extensão do campo terrestre de Dom João. Sobre essa época, Campos (2001, p. 57) fez o seguinte registro: “Até então não havia a consciência estabelecida sobre a necessidade de ir mar afora como única maneira de assegurar a desejada autossuficiência de petróleo para o Brasil”.

21. O polo de Carmópolis inclui os campos de Carmópolis, Aguilhada, Angelim, Aruari, Atalaia do Sul, Brejo Grande, Castanha, Ilha Pequena, Mato Grosso, Riachuelo e Siririzinho. Disponível em: <<https://epbr.com.br/petrobras-vende-carmopolis-por-r-11-bilhao/>>. Acesso: 10 mar. 2022. Dados sobre reservas de petróleo *in place* em Mendonça, Spadini e Milani (2003).

22. Dados dos campos de petróleo para 2022 disponíveis em ANP (2022d).

As principais ações desenvolvidas pela Petrobras para localizar áreas favoráveis à exploração de petróleo ao longo da costa, antes da decisão de se aventurar em explorações no mar, são resumidas a seguir.

- 1) Em 1956, foram perfurados dois poços na bacia costeira Potiguar, no Rio Grande do Norte, com base em levantamentos sísmicos: o poço 1-G-1-R-Gangorra e o poço 2-M-1-Rio Grande do Norte, que encontraram apenas “gotas de petróleo” (Moura e Carneiro, 1976, p. 318).
- 2) Em 1956, iniciou-se um “gigantesco esforço de mapeamento dos afloramentos paleozoicos nas margens norte e sul da bacia Amazônica, cujo ritmo intenso fez com que os trabalhos estivessem encerrados no ano seguinte para o médio e baixo Amazonas, e com a gravimetria avançando para o alto Amazonas” (Dias e Quaglino, 1993, p. 118).
- 3) A partir de 1957, as prospecções cobriram diversas bacias costeiras, de Barreirinhas, no Maranhão, a Pelotas, no Rio Grande do Sul, e incluíram aquisições de dados sísmicos de refração e reflexão e a perfuração de poços estratigráficos (estudos geológicos das camadas de rocha) (Mendonça, Spadini e Milani, 2003, p. 19-20).
- 4) Realizou-se um levantamento aerofotogramétrico em Maranhão-Piauí, em 1956 (Dias e Quaglino, 1993, p. 117).
- 5) Registra-se, na costa marítima de Alagoas, em 1957 e 1958, o primeiro levantamento de reflexão sísmica em águas rasas da plataforma continental brasileira. Também no Espírito Santo e na Bahia, nesses anos, a Petrobras adquiriu linhas sísmicas de reflexão em áreas da plataforma continental desses estados (Mendonça, Spadini e Milani, 2003, p. 19-20).
- 6) Na bacia do Espírito Santo, os primeiros levantamentos sísmicos terrestres e marítimos foram realizados em 1957, e dois anos depois perfurou-se um poço para a obtenção de informações estratigráficas em área do município de Conceição da Barra, que revelou a existência de óleo residual. Isto incentivou a Petrobras a ampliar os estudos sísmicos para a localização de estruturas favoráveis a novas perfurações (Mendonça, Spadini e Milani, 2003, p. 19-20).
- 7) Na margem equatorial, no Norte do país, em 1958, foram feitos levantamentos em Baía de São Marcos, no Maranhão, e em áreas submarinas adjacentes (Campos, 1970; Mendonça, Spadini e Milani, 2003, p. 19-20).
- 8) Na bacia de Barreirinhas, a Petrobras fez levantamentos gravimétricos na parte terrestre e aquisições sísmicas na porção marítima próxima.

Além disso, perfurou um poço estratigráfico em terra, de 3.250 m (2-HCst-1-Maranhão), em 1959, que não alcançou o embasamento – isto é, as rochas ígneas ou metamórficas sem interesse para a procura por petróleo, localizadas abaixo das rochas sedimentares (Mendonça, Spadini e Milani, 2003, p. 19-20).

- 9) Na bacia de Campos, em 1959, perfurou-se, na área costeira terrestre, a poucos metros da praia, o poço Cabo de São Tomé, com 1.940 m, para avaliar as possibilidades de presença de óleo e para o levantamento de informações estratigráficas, mas não foram encontrados indícios de petróleo (Mendonça, Spadini e Milani, 2003, p. 19-20).
- 10) Ao Sul, na bacia de Pelotas, a Petrobras perfurou um poço estratigráfico, em 1960, a fim de testar a espessura sedimentar, com base em levantamentos de gravimetria e em três poços que haviam sido perfurados a partir de 1957, que teriam uma estrutura sedimentar pouco profunda. O poço estratigráfico 2-MOst-1-Rio Grande do Sul encontrou o embasamento cristalino (a base constituída de rochas duras, não sedimentares) à profundidade de 1.570 m, sem indicar petróleo (Mendonça, Spadini e Milani, 2003, p. 19-20).
- 11) As atividades exploratórias que Walter Link então realizava na bacia do Paraná foram estendidas para Mato Grosso e Goiás, em 1959, mas sem maiores avanços devido à falta de conhecimentos geofísicos da região (Dias e Quaglino, 1993, p. 115).
- 12) Em Sergipe e Alagoas, realizaram-se levantamentos sísmicos de reflexão ao largo das costas, em 1960 e 1961, onde foram delineadas várias feições estruturais (Mendonça, Spadini e Milani, 2003, p. 19-20).
- 13) Novos levantamentos sísmicos de reflexão foram feitos pela Petrobras em 1961, nas plataformas da Bahia, do Espírito Santo e do estado do Rio de Janeiro, com o mapeamento de algumas estruturas (Mendonça, Spadini e Milani, 2003, p. 19-20).
- 14) Em 1962, três linhas sísmicas de reflexão foram realizadas na plataforma continental do Maranhão, adjacente à baía de Tutóia (Campos, 1970; Mendonça, Spadini e Milani, 2003, p. 19-20).
- 15) Em Sergipe, perfuraram-se alguns poços, como o de São José, em 1960, localizado perto da estrutura onde seria descoberto o campo de Carmópolis, em 1963.
- 16) Extensos levantamentos gravimétricos, em águas de até 50 m, foram iniciados em 1963, em Alagoas e na baía de Todos os Santos, e concluídos

em 1967, na região de Cabo Frio. As informações obtidas foram utilizadas no delineamento das principais feições estruturais de natureza regional, presentes nas áreas levantadas até a isóbata de 50 m. O levantamento também forneceu informações das estruturas locais, como na região de domos de sal do Espírito Santo. As aquisições sísmicas aumentaram a partir de 1960 (Mendonça, Spadini e Milani, 2003).

- 17) No Nordeste do Brasil, na extensa bacia paleozoica do Parnaíba, após a realização de mapeamento geológico e a identificação de estruturas para a locação de poços pioneiros, perfuraram-se 27 poços estratigráficos, pioneiros e especiais, sem resultados. As explorações foram interrompidas, em 1966, diante dos elevados riscos de não serem encontradas acumulações de petróleo, como reconheceu a Petrobras (Aguiar, 1969 *apud* Mendonça, Spadini e Milani, 2003). Nessa bacia, o CNP já havia, antes da criação da Petrobras, perfurado dois poços para conhecimento da estratigrafia em subsuperfície.

Conforme as palavras do chefe da Divisão de Exploração do Dexp, Carlos Walter Marinho Campos, que coordenava os levantamentos geofísicos na companhia, os registros obtidos dos levantamentos sísmicos “se revelaram de má qualidade, principalmente porque os métodos sismográficos marinhos e as próprias técnicas de processamento ainda não haviam recebido o enorme impulso que se verificou nos anos seguintes” (Campos, 1970). Como essa declaração foi feita em 1970, interpreta-se que, no decorrer de dez anos, entre o final da década de 1950 e o final de 1960, ocorreram progressos importantes nos métodos geofísicos de exploração de petróleo (*op. cit.*, p. 98).²³ Também havia problemas na produção de petróleo, que estagnou entre 1962 e 1965, trazendo preocupações sobre a falta de descobertas volumosas capazes de reverter a alta dependência brasileira do petróleo importado, cujas importações correspondiam em média, em 1965-1966, a 67% do consumo brasileiro de petróleo (IBGE, 1987, p. 449).

Diante das dificuldades em encontrar campos de petróleo capazes de aumentar a produção e diminuir o impacto das elevadas compras externas de petróleo, a Petrobras tomou, em 1966, uma decisão crucial para suas descobertas de petróleo: mudar o foco das explorações e concentrar os investimentos nas bacias sedimentares localizadas no mar. Em dezembro daquele ano, a diretoria da companhia autorizou as áreas operacionais a encomendar a construção da primeira plataforma para

23. Sobre os avanços tecnológicos na exploração, Moura e Carneiro (1976, p. 335) revelaram alguns deles, até 1968: “As interpretações fotogeológicas, complementadas por imagens de radar, os levantamentos aeromagnetométricos e, sobretudo, a técnica de ponto comum em profundidade (*common depth point* – CDP), registro e processamento digital de dados, aperfeiçoamentos na tecnologia sismográfica, deveriam trazer informações preciosas” para permitir novas tentativas à procura de petróleo no vale amazônico, entre Santarém e Purus, e no leste da bacia do Paraná. A técnica de CDP consiste no “processamento de dados de reflexão sísmica aplicada às atividades de exploração de petróleo” (Fernández, Pedrosa Junior e Pinho, 2018).

exploração no mar. A decisão iniciaria uma trajetória de descobrimentos no mar que desembocaria, quarenta anos depois, em 2006, na descoberta de imensas reservas de petróleo localizadas abaixo da camada de sal da plataforma continental, a cerca de 7 mil metros abaixo das plataformas de perfuração.

No plano político brasileiro, a mudança do regime político, em 1964, com a deposição do presidente João Goulart e sua substituição por um presidente militar, após o golpe de Estado em março daquele ano, criou um ambiente econômico favorável à ampliação dos investimentos da Petrobras em sua decisão de explorar o mar. A economia voltou a crescer em 1967, como resultado das ações econômicas, financeiras e no arcabouço legal, tomadas para promover a modernização e o crescimento econômico; a inflação, que havia atingido mais de 90% em 1964, começou a ficar sob controle por meio de medidas de estabilização da expansão dos meios monetários e de controle dos salários (Schwarcz e Starling, 2015, p. 448-451).

6 EVOLUÇÃO DO CENTRO DE PESQUISAS DA PETROBRAS E DA POLÍTICA DE CAPACITAÇÃO DE RECURSOS HUMANOS

O CNP legou, em 1953, um valioso quadro de geólogos, geofísicos e engenheiros para a nova companhia recém-constituída. Verificou-se, porém, após o início das atividades operacionais da Petrobras, em 1954, que o número de especialistas era muito pequeno para a escala da missão atribuída à companhia. Para suprir a falta de profissionais do petróleo, a Petrobras decidiu criar cursos próprios até que o sistema de ensino do país se adequasse para responder às novas e variadas demandas de profissionais de petróleo. Com esse propósito, a companhia estabeleceu, em 1955, o Centro de Aperfeiçoamento e Pesquisas de Petróleo (Cenap), igual, em essência, ao SSAT/CNP. A criação do Cenap contou com o apoio das equipes desse órgão e da UFRJ (Almeida, 1990; Caldas, 2005; Dias e Quaglino, 1993, p. 136). O novo órgão foi instalado nessa universidade, na Praia Vermelha, e estruturado em duas áreas: i) setor de cursos de petróleo, voltado à capacitação de pessoal; e ii) setor de análises e pesquisas, dotado de “uma equipe em embrião decidida a rumar em direção à pesquisa tecnológica” (Williams, 1967, p. 85)

6.1 O Cenap

O Cenap estava voltado a um “ambicioso programa de formação e aperfeiçoamento” de quadros técnicos para as atividades de petróleo, com o objetivo de dotá-los de capacidade operacional no manejo de refinarias e na exploração e produção de petróleo, além de conhecimentos para a seleção e compra de tecnologias no mercado externo (Williams, 1967, p. 85; Fonseca e Leitão, 1988). Nesse sentido, grandes esforços foram feitos para acompanhar as tecnologias e os modelos geológicos usados pelas grandes companhias de petróleo (Almeida, 1990).

A estrutura inicial do Cenap – composta pelos setores de Cursos de Petróleo e de Análises e Pesquisas – foi reformulada, dois anos depois, com a criação, em 1957, de seis setores, entre os quais o de Pesquisas.²⁴ Nesse último, uma pequena equipe dedicada à pesquisa aplicada nas áreas de refino, ensaios e análises químicas deu os primeiros passos para fomentar na Petrobras, nas palavras de Williams (1967, p. 86), “um estado de espírito favorável à investigação científica, que houvesse de culminar na implantação de um órgão dedicado à pesquisa”.

Para o aperfeiçoamento de pessoal técnico na área de exploração e produção de petróleo, o Cenap criou cursos de pós-graduação, destacando-se os de perfuração e produção e de geologia do petróleo, com aulas ministradas por professores norte-americanos contratados e professores do próprio Cenap, dando continuidade à formação de profissionais de petróleo iniciada pelo CNP (Almeida, 1970).

Com o objetivo de contribuir para a solução de problemas técnicos nos diversos departamentos da Petrobras e realizar pesquisas aplicadas, por meio de ensaios e análises químicas, o laboratório do Cenap foi equipado, em 1960, com uma unidade-piloto de craqueamento catalítico. A unidade destinava-se à utilização em pesquisas de refinação de petróleo com o objetivo de elevar os índices de produtividade das refinarias da Petrobras. Em 1962, montou-se uma unidade de reformação catalítica, voltada a estudos para o aumento da produção de insumos da indústria petroquímica – tais como benzeno, tolueno e xileno – e para permitir a seleção de catalisadores mais econômicos para a Petrobras. Entre os serviços técnicos prestados pelo Cenap à Petrobras, destacaram-se os seguintes (Williams, 1967; Leitão, 1984; Land, 1964):

- avaliações das características dos petróleos nacionais e estrangeiros para processamento nas refinarias;
- identificação dos tipos de petróleo extraídos e o modo de ocorrência das reservas nas zonas produtoras;
- análises de rochas; e
- controle do desenvolvimento da vida dos catalisadores em uso nas unidades de craqueamento.

Na segunda metade dos anos 1950, a demanda de derivados de petróleo estava sendo impulsionada pela implantação de novos setores industriais no parque produtivo nacional e pela construção de extensas rodovias e da nova capital, Brasília, no interior do país. Dado esse cenário, a prioridade dos investimentos da

24. Foi instituído inicialmente como Instituto Brasileiro de Petróleo, pela Resolução nº 7, de 22 de abril de 1957, da diretoria da Petrobras. A denominação foi alterada posteriormente para Setor de Pesquisas (Cenap-4), que funcionava em um edifício do CNP, à avenida Pasteur, 250, na Praia Vermelha, onde também estavam instalados o laboratório de análises do CNP e o curso de refinação do Cenap (Land, 1964).

Petrobras estava direcionada à ampliação da capacidade instalada de refino do petróleo, apoiada pela rápida formação de equipes destinadas a uma operação eficiente das refinarias (Williams, 1967; Land, 1964).

Naqueles anos, a Petrobras se encontrava extremamente defasada em atividades de pesquisa de petróleo, que constituíam, desde a segunda metade da década de 1940, um dos principais setores econômicos objeto de pesquisas tecnológicas no mundo. Tal situação estimulou alguns técnicos da empresa envolvidos em pesquisas e parte da diretoria a avançar na ideia de separação das atividades de pesquisa e de ensino, que se encontravam reunidas no Cenap, com o propósito de criar na petroleira estatal um órgão dedicado exclusivamente a pesquisas.

A ideia evoluiu para diversas iniciativas e estudos com vistas à definição de um modelo adequado de instituição de pesquisas para as atividades de petróleo no país.²⁵ A necessidade de um centro de pesquisa dedicado era reforçada pelo fato de que o setor se encontrava em processo acelerado de inovações nas áreas de plataformas de perfuração e de plataformas de produção, principalmente no golfo do México. Com esse propósito, instituiu-se na empresa, em 1960, um grupo de trabalho com a missão de delinear diretrizes para a criação do centro de pesquisa. O relatório que o grupo elaborou representa um marco importante na implantação do órgão de P&D da Petrobras, segundo Williams (1967, p. 86). Seguindo as recomendações do grupo de trabalho, o Conselho de Administração da Petrobras aprovou, em 1963, a criação do Centro de Pesquisas e Desenvolvimento (Cenpes),²⁶ orientando que sua instalação ocorresse nas proximidades da Pontifícia Universidade Católica (PUC) ou da UFRJ, como forma de propiciar “mais ampla e diversificada área de recrutamento de pessoal, intercâmbio científico e cooperação em pesquisas” (Leitão e Fonseca, 1988). A partir da criação do Cenpes, os cursos de aperfeiçoamento de pessoal do Cenap ficaram a cargo do Setor de Pessoal da Petrobras.

A criação de um centro voltado especificamente a pesquisas mostrava ser uma necessidade diante da lenta evolução das pesquisas no Cenap: seu setor contava, em 1962, sete anos depois de instituído, com apenas dezessete técnicos com formação superior, e a Petrobras despendia menos que 0,1% do seu faturamento em pesquisas. Comparativamente, a indústria americana de petróleo já investia, em 1959, 0,8% do seu faturamento em P&D (Land, 1964).

25. Entre as iniciativas, a Petrobras solicitou, em 1958, a cooperação do Instituto Francês do Petróleo (IFP), que deu origem a um relatório do seu secretário-geral com sugestões de diretrizes para a nova instituição de pesquisa. Em seguida, a Petrobras realizou consultas a dezoito grandes empresas internacionais de petróleo, a fim de recolher sugestões sobre os pontos mais importantes a serem observados na implantação de um centro de pesquisa (Williams, 1967, p. 86).

26. Atual Centro de Pesquisas, Desenvolvimento e Inovação Leopoldo Américo Miguez de Mello.

6.2 O Cenpes: dos primeiros anos às crises mundiais do petróleo

O Cenpes iniciou suas operações em janeiro de 1966, no *campus* da UFRJ, na Praia Vermelha, no bairro da Urca, Rio de Janeiro, estruturado em cinco áreas: Divisão de Refinação e Petroquímica (Direp); análises e ensaios; documentação técnica e patentes; programação e processamento de dados; e exploração e produção. Seu laboratório foi equipado com unidades-piloto para pesquisas aplicadas, direcionadas às demandas da área de refinação de derivados e à prestação de serviços técnicos (*troubleshooting*) para as áreas operacionais da Petrobras.

Nos primeiros quatro anos de atividade, de 1966 a 1970, o Cenpes voltou-se à intensificação da capacitação técnica das equipes e à realização de pesquisas aplicadas em refinação de óleo de xisto, que permitiram o domínio da tecnologia dos processos de hidrogenação catalítica e de coqueamento retardado. No período, foi projetada e montada uma unidade-piloto de processamento para estudo da hidrogenação catalítica, com reator em leito fixo em operação contínua e uma unidade de bancada em coqueamento retardado (Leitão, 1984, p. 51; p. 59). Na execução das primeiras pesquisas aplicadas com os equipamentos do laboratório, que visavam ao melhor conhecimento do processo de craqueamento catalítico do petróleo, foi possível modificar as operações de craqueamento catalítico fluido (*fluid catalytic cracking* – FCC) da Reduc para uso do petróleo nacional, mais pesado que o proveniente do Oriente Médio. Isto resultou no acréscimo em 20% na produção de gás liquefeito de petróleo (GLP), proporcionando economia de divisas estrangeiras – o mesmo processo foi adotado pela Refinaria Landulpho Alves-Mataripe (Williams, 1967).

Nova modificação na estrutura do Cenpes ocorreu em 1971, com a transformação da Direp em Divisão Tecnológica de Refinação (Diter) e com a criação da Divisão de Petroquímica e Polímeros (Dipol) para a realização de pesquisas em petroquímica. A Diter, encarregada das atividades de pesquisa em refinação, passou a contar com dois setores: Setor de Processos (Setpro) e Setor de Catálise (Secat). O Secat iniciou atividades de pesquisa em nível de bancada, o que permitiu aprofundar as bases ou fundamentos do processo de refinação, e contando também com equipes treinadas em unidades-piloto (Leitão, 1984).

Na área de exploração de petróleo, criou-se no Cenpes o Setor de Exploração e Produção, com a função de auxiliar a Petrobras nos trabalhos de pesquisa para a indicação de áreas geológicas propícias à exploração de petróleo; em 1968, o setor foi transformado em Divisão de Exploração e Produção (Depro). No início, o Depro contava com reduzido número de técnicos com graduação superior para a realização de estudos de geofísica voltados à definição de áreas favoráveis aos trabalhos de perfuração nas amplas extensões da costa brasileira. No começo dos anos 1970, porém, o quadro técnico com graduação superior passou de oito, em

1970, para trinta, em 1973 (Almeida, 1990). Essa época, para Mendonça, Spadini e Milani (2003), foi uma fase de intensa geração de ideias e de modelos geológicos de suporte à exploração, decorrente das sinergias entre as diversas especialidades envolvidas na exploração. As estratégias de atuação foram desenvolvidas e se beneficiaram da estrutura organizacional montada, que trabalhava a serviço dos objetivos da companhia, por meio da centralização das atividades e com as equipes focadas nos problemas que surgiam na exploração. Na implantação da geoquímica no Cenpes, disciplina importante para as interpretações exploratórias, foi determinante o recebimento do primeiro equipamento para determinação do conteúdo de carbono orgânico das rochas potencialmente geradoras.

6.2.1 Transferência do Cenpes para a Ilha do Fundão

As condições de funcionamento nas instalações da Praia Vermelha eram precárias, pois as unidades-piloto e as demais partes que compunham os laboratórios estavam instaladas em áreas pequenas, condição que inviabilizava a realização de pesquisas de maior alcance. Essa situação motivou a procura de novo local para o Cenpes, que foi efetivado com a mudança, em novembro de 1973, para o *campus* da UFRJ, na Cidade Universitária, na Ilha do Fundão.

Nos dois primeiros anos nas novas instalações, o Cenpes foi equipado com sete novos laboratórios e treze unidades de bancada de análise de processos de refinação e unidades-piloto, quase todos importados. As aquisições de laboratórios e unidades-piloto cresceram de forma expressiva no decorrer dos anos seguintes (Leitão, 1984).

Na área de explorações *offshore*, as novas instalações foram dotadas de laboratórios de maior porte, permitindo a realização de análises sobre a estrutura geológica da plataforma marítima, aprimoramentos nas pesquisas geofísicas e geoquímicas, estudos sobre processos e equipamentos de perfuração, produção e recuperação de reservatórios, além da contratação de novos pesquisadores.

Além de dispor de maiores facilidades e maior espaço na Ilha do Fundão, a direção do Cenpes adotou a estratégia de ampliar os laços com a área acadêmica,²⁷ como foi realçado em relatório do órgão, de 1971, que apontou os seguintes benefícios esperados com a mudança para o *campus* da UFRJ: i) maior intercâmbio de informações técnico-científicas; ii) facilidade de recrutamento de pessoal com graduação universitária; iii) cooperação entre a pesquisa fundamental e a pesquisa aplicada do Cenpes; iv) recebimento de assessoria dos professores da universidade; e v) novas oportunidades de temas para teses universitárias (Leitão e Fonseca, 1988).

27. A cooperação já ocorria com a então Universidade do Brasil, com o Instituto Tecnológico da Aeronáutica (ITA), com a UFBA e com o Instituto Alberto Luiz Coimbra de Pós-Graduação e Pesquisa de Engenharia (Coppe) da UFRJ (Leitão e Fonseca, 1988).

Não obstante o propósito de incrementar as atividades de pesquisa, o Cenpes não desenvolvia pesquisa tecnológica endógena nos seus primeiros anos, como reflexo da política de industrialização adotada no Brasil naquele período, em que o investimento industrial ainda se pautava, em larga medida, pelo processo de substituição de importações. Nessa estratégia de industrialização, os projetos de engenharia básica eram adquiridos no exterior, dada a baixa capacitação do país nessa área. Ademais, entendia-se como menos dispendioso comprar tecnologias importadas prontas, em projetos *turnkey* (chave na mão, isto é, prontos para operar), e absorver as técnicas de operação das refinarias e indústrias petroquímicas para, em seguida, desempacotar a tecnologia com vistas à realização de cópias e de adaptações operacionais às condições locais.²⁸

As crises do petróleo na década de 1970 mudariam esse cenário, ao abrir novas perspectivas para a maior integração do Cenpes à Petrobras, levando suas pesquisas a ocupar maior espaço nas demandas das áreas operacionais da empresa. Os dois choques nos preços do petróleo, em 1973 e em 1979, alteraram a estrutura da demanda de derivados, com diminuição da procura por gasolina, cujos preços haviam subido bastante, e aumento da demanda por óleo *diesel*, beneficiado por preços subsidiados pelo governo. Essas alterações ampliaram a necessidade de adaptações técnicas nas refinarias, que se refletiram no aumento da demanda das áreas operacionais por pesquisas tecnológicas em refinação de petróleo e na intensificação dos contatos de trabalho dos pesquisadores da Diter/Cenpes com as refinarias (Leitão, 1984; 1985).

Como exemplos de pesquisas importantes que passaram a ser realizadas, encontram-se os estudos para o desenvolvimento de novas formas de energia, que redundaram na produção de eteno a partir do etanol, cujo projeto exigiu mais de três anos de pesquisas, envolvendo desde os estudos iniciais até a instalação de uma unidade industrial em Salgema, Alagoas, projetada pela engenharia básica da Petrobras. Outra inovação tecnológica consistiu em um projeto de unidade industrial de hidrotreatamento de *n*-parafinas para a produção de detergentes biodegradáveis (Leitão, 1985).

6.2.2 Criação da engenharia básica no Cenpes

As atividades iniciais de P&D em engenharia básica no Cenpes fundamentaram-se, inicialmente, na elaboração de projetos de modificações, adaptações ou expansões das plantas das refinarias e das fábricas de produtos petroquímicos e unidades de fertilizantes (Portinho, 1984). O reforço nas atividades da engenharia básica está relacionado à decisão do governo, no início da década de 1970, de aumentar os

28. Entrevista de José Paulo Silveira, superintendente do Cenpes de 1985 a 1989, ao autor, em julho de 2009, Rio de Janeiro; Portinho (1984); Almeida (1990).

investimentos em refino de petróleo, diante da insegurança com o abastecimento de derivados e com a possibilidade de elevação no preço internacional do petróleo, que se encontrava em patamar irreal, isto é, abaixo de US\$ 2 o barril. A preocupação com a dependência na importação de derivados levou a Petrobras a adotar um plano de investimentos para a elevação da capacidade de produção das plantas de refino existentes, o que redundou no aumento da procura pelos serviços e pesquisas da engenharia básica do Cenpes (Silveira, 2009).²⁹

Em 1976, foram criadas a Superintendência de Pesquisa em Engenharia Básica (Supen), possibilitando reunir no Cenpes os profissionais que se encontravam dispersos em diversas áreas operacionais da Petrobras, e a Superintendência de Pesquisa Industrial (Supesq).³⁰

A falta de uma unidade de engenharia básica no Cenpes até 1976, época caracterizada pela implantação de grandes refinarias, plantas industriais petroquímicas e fábricas de fertilizantes no Brasil, foi considerada uma limitação para o desenvolvimento das atividades de pesquisas industriais no Cenpes/Petrobras. Para Silveira (2011),³¹ antes da incorporação da engenharia e da inserção da tecnologia na decisão de investimentos da Petrobras, os grandes investimentos estavam orientados pela política de substituição de importações; a tecnologia era comprada dos melhores fornecedores industriais mundiais, pois proporcionava segurança nos investimentos e diminuía os riscos operacionais, assegurados pelo respaldo internacional e pela experiência do detentor da tecnologia.

Ao incorporar a engenharia básica, as atividades de pesquisa mudaram sua conexão com as áreas operacionais, estabelecendo-se a atividade de empacotamento, que consiste na transferência do conjunto de conhecimentos tecnológicos, em termos de desenhos, especificações, instruções de construção, montagens e operacionalização, ou seja, representa a organização dos conhecimentos científicos e tecnológicos que vêm a montante, permitindo estabelecer a conexão com a produção. O processo permite, portanto, transformar os conhecimentos do centro de pesquisas em valor. Pode-se interpretar a engenharia básica como a atividade responsável pelas primeiras fases dos grandes empreendimentos. Ao ser incorporada no Cenpes, a engenharia básica transformou o centro de pesquisas em centro de

29. Essa e as demais ocorrências de Silveira (2009) se referem à entrevista de José Paulo Silveira, superintendente do Cenpes de 1985 a 1989, ao autor, em julho de 2009, no Rio de Janeiro.

30. A engenharia básica constitui uma etapa tecnológica posterior e mais avançada em relação à engenharia industrial. A engenharia industrial consiste no domínio da gerência e das operações industriais, para, em seguida, com a engenharia básica, dominar o detalhamento, a fabricação e a montagem de equipamentos. O Brasil adquiriu aos poucos capacitação para atender às necessidades do mercado brasileiro de plantas de refinação e de petroquímica – prova disso, para Portinho (1984), foi a evolução ocorrida no domínio das tecnologias de fabricação, montagem e engenharia de detalhes que ocorreu entre a montagem da primeira refinaria (Mataripe), que apresentou baixo índice de nacionalização, e a implantação da última refinaria, Refinaria Henrique Lage (Revap), em 1980, com alto índice de nacionalização.

31. Essa e as demais ocorrências de Silveira (2011) se referem à entrevista de José Paulo Silveira, superintendente do Cenpes de 1985 a 1989, ao autor, em julho de 2011, no Rio de Janeiro.

pesquisa, desenvolvimento e engenharia (PD&E), passando a promover vínculos entre os pesquisadores e os projetistas dos equipamentos, facilitando a aplicação de inovações nos projetos (Silveira, 2011).

Na avaliação de Portinho (1984), depois de implantada a engenharia básica de refino e de petroquímica, a capacitação nessas áreas na Petrobras seguiu três rotas: i) pesquisa; ii) transferência de tecnologia; e iii) desempacotamento da tecnologia básica. Cada uma delas foi responsável por diversos desenvolvimentos de produtos e processos na companhia.

A primeira rota permitiu desenvolver tecnologias próprias e trouxe como vantagens: economia de gastos com *royalties*, liberação da necessidade de assinar contratos com os detentores de tecnologia, muitas vezes com cláusulas restritivas, obtenção de ganhos com a venda de projetos e de serviços de montagem, entre outras vantagens. Entre as tecnologias desenvolvidas, encontram-se a produção de eteno por desidratação catalítica de etanol e a hidrogenação do gás de refinaria para a produção de amônia.

Pela segunda rota, os contratos ou projetos assistidos de transferência de tecnologias, adquiridos de empresas estrangeiras, objetivaram ampliar os investimentos na expansão e/ou modificação das refinarias e indústrias petroquímicas da Petrobras (Barata, 2002). Junto com as capacitações tecnológicas de processo, o Cenpes adquiriu conhecimentos em engenharia mecânica, que foram aplicados no desenvolvimento de equipamentos antes importados, como fornos, maquinários térmicos e a unidade de coqueamento retardado da refinaria Presidente Bernardes, em 1986, fruto de trabalhos das áreas de P&D e engenharia básica do Cenpes e do Departamento Industrial (atual Refino) da Petrobras (Portinho, 1984; Perissé, Paredes e Farah, 2007).

A terceira rota, desempacotamento da tecnologia básica, permitia a assimilação da tecnologia importada por meio da experiência operacional, com o apoio de laboratórios e plantas-piloto. O Cenpes adquiriu a capacitação necessária para projetos básicos de diversas tecnologias importantes até a década de 1980, como: destilação atmosférica e a vácuo, coqueamento retardado, recuperação de enxofre e dessalgação de petróleo.

Os choques nos preços do petróleo na década de 1970 levaram a Petrobras a intensificar as atividades de exploração na plataforma marítima. Com esse objetivo, foi criada no Cenpes, em 1979, a Superintendência de Pesquisas de Exploração e Produção (Supep), em substituição à Depro, com 91 especialistas em petróleo e 80 técnicos de nível médio (Almeida, 1990). Essas atividades foram ampliadas na primeira metade da década de 1980, com a criação da Divisão de Exploração (Diplot) e da Divisão de Geologia e Engenharia de Reservatórios (Diger) (Freitas, 1993).

O grupo de engenharia básica para a área de produção de petróleo foi criado no Cenpes em 1983. Sua função inicial foi projetar plataformas de produção para os trabalhos de desenvolvimento de campos de petróleo da bacia de Campos, com a assistência de firmas estrangeiras (Dias e Quaglino, 1993); até então, os trabalhos na bacia de Campos se encontravam sob os cuidados do Grupo Executivo da Bacia de Campos (Gecam) (Assayag, 2005).

A criação da engenharia básica para o desenvolvimento de equipamentos e sistemas para a produção de petróleo no mar representou um ponto-chave no apoio à exploração em águas profundas. O avanço para águas acima de 400 m não podia contar com o respaldo da experiência internacional em tecnologias apropriadas para águas profundas, pois ainda não existiam equipamentos submarinos testados para aquelas condições no mar; a lacuna em conhecimentos foi preenchida com o processo de capacitação tecnológica da Petrobras. Além disso, os dirigentes responsáveis na companhia passariam a tomar decisões de investimentos em condições de riscos tecnológicos – para mitigar os riscos, foi necessário realizar esforços de capacitação. A partir da decisão de investir em águas profundas, a Petrobras passou a incorporar o risco tecnológico em suas decisões de investimento, o que representou grande transformação na maturidade do processo de evolução da P&D na companhia (Silveira, 2011).

Após as descobertas de petróleo no pré-sal, em 2006, o Parque Tecnológico da UFRJ, na Ilha do Fundão, recebeu investimentos de empresas internacionais e nacionais para a construção de centros de pesquisa para atender às demandas da nova área exploratória. As seguintes empresas começaram, no início da década de 2010, a construir centros de pesquisa no Parque Tecnológico, ao lado do Cenpes/Petrobras, para P&D de tecnologias, serviços e materiais para o desenvolvimento da exploração e produção do pré-sal:

- FMC Technologies, produtora de equipamentos submarinos para produção de petróleo;
- Schlumberger, prestadora de serviços para a indústria do petróleo, como perfuração de poços (geoengenharia, processamento sísmico, cimentação, estimulação, comportamento de fluidos em reservatórios, análise de microestrutura de formações);
- Baker Hughes, com atuação em perfuração e completação, entre outras áreas;
- Halliburton, fornecedora de produtos e serviços para indústrias de energia;
- Tenaris Confab;

- Usiminas;
- General Electric;
- BG Group;
- Vallourec and Mannesmann; e
- Siemens.

7 AÇÕES PIONEIRAS NA FORMAÇÃO E CAPACITAÇÃO DE RECURSOS HUMANOS

As ações para a capacitação de pessoal para o setor de petróleo começaram antes da criação da Petrobras, ainda na década de 1940, por iniciativa do CNP, então responsável pelas explorações governamentais e pela definição das diretrizes de políticas públicas para o setor. Naquele período, para impulsionar as prospecções de petróleo, após as primeiras descobertas no Recôncavo Baiano, em 1939-1942, o CNP passou a importar os conhecimentos necessários por meio da contratação de instrutores norte-americanos para atuar no treinamento de turmas de geólogos, sismólogos, intérpretes de aerofotogrametria, geofísicos e outros profissionais brasileiros. Foram ainda enviados profissionais brasileiros aos Estados Unidos para cursos de engenharia de petróleo, nas áreas de perfuração e produção. Essas iniciativas para a transferência de conhecimento facilitariam a criação da Petrobras, por permitirem dar início ao núcleo da indústria de petróleo no Brasil, por meio da instituição de uma escola de profissionais treinados nos complexos trabalhos do petróleo (Moura e Carneiro, 1976, p. 247).

Em 1952, o CNP criou o SSAT, para estruturar os cursos técnicos de formação de pessoal em operações de refino de petróleo e facilitar a contratação de professores estrangeiros. O SSAT organizou cursos com base em conhecimentos e padrões adotados pelas empresas petroleiras mundiais, como o Curso Especial de Engenharia de Petróleo, criado em 1952, na Escola Politécnica da UFBA, que se constituiu no primeiro curso para formar engenheiros de perfuração e de produção. No mesmo ano, organizou-se na UFRJ o primeiro curso de refinação de petróleo – depois, estruturou-se o de engenharia de processamento, com disciplinas relacionadas à engenharia química e de processamento de petróleo, com o objetivo de capacitar quadros técnicos para a operação das refinarias Landulpho Alves e Presidente Bernardes. O curso foi composto e dirigido por professores provenientes de universidades e empresas petroleiras do exterior, em convênio com a Escola Nacional de Química da UFRJ.³²

Após a criação da Petrobras, para iniciar o processo de capacitação de recursos humanos necessários à ampliação das explorações e à operação das refinarias de

32. A primeira turma formou-se em 1953, com nove diplomados (Caldas, 2005).

derivados, instituiu-se na nova petroleira o Cenap, em 1955, como foi comentado na seção 6. O Cenap deu início ao processo de interação da Petrobras com a universidade. A entrada nos quadros técnicos da empresa ocorreria somente por concurso público de âmbito nacional, com o objetivo de recrutar talentos em todo o país. As primeiras turmas de engenheiros foram capacitadas por professores de petróleo norte-americanos, em cursos de nove a doze meses de duração, que também treinaram professores brasileiros para dar prosseguimento aos cursos de capacitação de engenheiros e das demais especialidades requeridas, como geólogos e geofísicos (Silveira, 2011).

Para suprir a falta de profissionais especializados em petróleo para as atividades operacionais da Petrobras, foram contratados engenheiros, geofísicos, geólogos, engenheiros de reservatório e outros profissionais estrangeiros, a maioria de procedência norte-americana. O total de profissionais estrangeiros contratados passou de 22, em 1955, para 68, em 1960, superando os de origem nacional, que eram procedentes, principalmente, da Escola de Minas de Ouro Preto – dessa escola de formação de engenheiros de minas e engenheiros metalúrgicos procederam os primeiros profissionais para trabalhar em geologia e geofísica. A partir de 1961, a contratação de engenheiros e geofísicos estrangeiros diminuiu, como resultado das primeiras turmas de geólogos formados nas universidades do país. O crescimento da contratação de formados nas universidades nacionais permitiu organizar na Petrobras a primeira turma de geofísicos brasileiros. Na área da geologia, enviou-se ao exterior, na segunda metade da década de 1950, um grupo inicial de 26 geólogos, com experiência nos poços de petróleo da Bahia, para realizar cursos em geologia de petróleo (Moura e Carneiro, 1976; Almeida, 1990; Gall, 2011b).

Em meados da década de 1950, havia a necessidade de contratação de centenas de geólogos, porém havia escassez de pessoal especializado nesse campo, uma vez que existia um único curso, na Universidade de São Paulo (USP). As demandas de geólogos da Petrobras levaram à instituição pelo governo federal, em 1957, da Campanha de Formação de Geólogos, que resultou na criação de cursos regulares de geologia em Ouro Preto, São Paulo, Porto Alegre, Rio de Janeiro, Recife e em outros estados.

Em 1958, o Cenap estabeleceu o curso de manutenção de equipamentos de petróleo, com professores do ITA; em 1959, foi instituído o curso de engenharia de reservatórios, ministrado por empresa estrangeira especializada. Possuíam a duração de doze a dezoito meses, exceto o de geologia, com duração de dois anos (Almeida, 1990; Caldas, 2005).

A aproximação com a universidade continuou nos anos seguintes. Em 1957, instalou-se, na UFBA, em Salvador, o curso de geologia de petróleo, estruturado e dirigido por professor norte-americano; no Rio de Janeiro, criou-se, na UFRJ, o

curso de perfuração e produção, dirigido por professor colombiano com formação profissional nos Estados Unidos. Como as turmas incluíam engenheiros de várias especialidades, havia um período probatório e de nivelamento de três meses, antes do curso regular. Ademais, o curso de refinação de petróleo foi estendido para o Nordeste, instalado em 1963 na Refinaria Landulpho Alves. Devido à baixa disponibilidade de engenheiros químicos, porém, esse curso aceitava matrícula de engenheiros de qualquer especialidade até 1966. Em 1964, o curso de refinação foi redenominado curso de engenharia de processamento, acrescido de disciplinas da área de petroquímica (Caldas, 2005; Almeida, 1990).

Para as capacitações de nível médio, os cursos eram descentralizados: cada região geográfica formava os seus de acordo com a existência de escolas técnicas locais e as necessidades de treinamento específicas nas diversas áreas, que incluíam topografia, sísmica, perfuração, entre outras. Caldas (2005) informa que foram capacitados 20 mil técnicos de nível médio na década de 1950. Dois Centros de Formação Profissional (Cefats) foram instituídos: um em Candeias (Bahia), na década de 1950, e outro em Cubatão (São Paulo), na década de 1960.

O número de profissionais de nível superior elevou-se rapidamente com a intensificação das atividades de refinação e de exploração. No refino, a Petrobras colocou em operação as refinarias de Cubatão, em 1955, e Duque de Caxias, em 1961; a fábrica de asfalto de Fortaleza (Asfor), em 1966; e as refinarias Gabriel Passos (Regap), em Betim (Minas Gerais), e Alberto Pasqualini (Refap), em Canoas (Rio Grande do Sul), inauguradas em 1968. Na área de exploração de petróleo, a partir da segunda metade dos anos 1950 e na década seguinte, realizaram-se centenas de mapeamentos geológicos, estudos geofísicos e sísmicos e perfurações na Amazônia, em Sergipe (Alagoas) e no Recôncavo Baiano, em outras bacias e na plataforma continental, conforme mostram as análises de Moura e Carneiro (1976, p. 307-352). As intensas atividades no refino e na exploração exigiam a contratação crescente de especialistas e a capacitação para a operacionalização de refinarias e a prospecção de petróleo. Foram contratados professores nas universidades brasileiras para continuar os trabalhos de formação de diversas turmas de especialistas, ao lado de instrutores da Petrobras que receberam treinamento nas primeiras turmas e continuaram os trabalhos de formação de pessoal após a volta dos professores estrangeiros (Silveira, 2011).

O número total de funcionários da Petrobras mais que dobrou em dez anos, passando de 17.514 pessoas, em 1958, para 36.048, em 1967; os técnicos de nível superior passaram de 614, em 1958, para 2.358, em 1967. Na área de capacitação, Caldas (2005) registra os seguintes resultados, de 1955 a 1964: o número de técnicos que concluíram cursos de formação em refinação, petroquímica, geologia, perfuração e produção e manutenção de equipamentos totalizou 676 pessoas; em cursos de aperfeiçoamentos no exterior, 138.

Pelos números de pessoal capacitado até 1964, observa-se que o Cenap teve papel decisivo na formação técnica do pessoal necessário às ações de exploração de petróleo e de produção de derivados. A partir de 1º de janeiro de 1966, o Cenpes substituiu o Cenap na função de instituição de P&D da Petrobras, ficando a formação de pessoal centralizada na Divisão de Treinamento (Ditre) do Setor de Pessoal (Sepes) da Petrobras. O Sepes recebeu a atribuição de órgão central da empresa para a execução da política de capacitação de pessoal. As iniciativas da companhia nessa área continuariam a ser supletivas em relação ao sistema educacional do país, pelo tempo necessário, complementadas com a intensificação do relacionamento com a universidade para a obtenção dos profissionais necessários à expansão das atividades da indústria do petróleo.

No desenvolvimento das atividades de formação de pessoal pelo Cenpes, Silveira (2011) chama atenção para um aspecto primordial para o alcance de altos níveis de excelência em capacitação, além da exigência de concurso público: a constância de propósitos na área de pessoal técnico, por meio de cursos mantidos permanentemente, com vistas à alocação contínua, nas refinarias e nas plataformas, do pessoal treinado. Ocorreu, ainda, fenômeno importante em matéria de capacitação de recursos humanos: a continuidade dos cursos engendrou processo permanente de transmissão e de nivelamento de conhecimento, sem defasagem significativa entre os especialistas formados em anos anteriores e os recém-formados que iniciavam curso de capacitação. O fluxo contínuo de pessoas em cursos anuais manteve o processo de aporte de conhecimento aos novos contratados e aumentou a velocidade de transmissão de conhecimento; o envio constante de técnicos para aperfeiçoamento e pós-graduação no exterior manteve um número permanente de profissionais em universidades de relevo. Além disso, deu-se ênfase a cursos internos de reciclagem para a atualização dos contratados em anos anteriores, por meio de pessoal técnico da própria empresa. Criaram-se também mecanismos internos de transmissão de conhecimento e de reciclagem interna, com os técnicos treinados participando da capacitação de colegas.

A busca de petróleo no mar, a partir de 1968, requereu a absorção de novos conhecimentos tecnológicos, pois a plataforma continental trouxe a necessidade de entender novas estruturas geológicas, que apresentavam riscos e custos elevados. Foram enviados técnicos ao exterior para conhecimentos específicos em deltas de rios, domos de sal e recifes carbonáticos. Consultores experimentados foram contratados no exterior. Geólogos e geofísicos, por sua vez, foram enviados para cursos de pós-graduação em centros de excelência no exterior, como ocorreu nos primeiros anos da Petrobras (Mendonça, Spadini e Milani, 2003).

Em 1974, o Sepes foi reformulado quando as ações de treinamento de pessoal ficaram a cargo da nova Divisão de Planejamento e Estudos Pedagógicos

(Didep), composta de diversos setores incumbidos do planejamento de ações de longo prazo em recursos humanos, do programa anual de atividades, e de pesquisas e produção de material de ensino. A execução dos programas de ensino de nível superior, que incluía o setor responsável por programas de aperfeiçoamento realizados no exterior, ficou a cargo da nova Divisão de Ensino (Diven).

A partir de 1976, criaram-se cursos mais curtos, destinados à especialização e à atualização de pessoal de formação superior, os chamados cursos avançados I e II, ministrados por engenheiros da companhia e por professores universitários do Brasil e do exterior. Após cinco anos de atuação, dos 5.569 engenheiros da Petrobras, 3.938 concluíram o curso avançado I e 1.068, o curso avançado II.

7.1 Interação com a universidade

A decisão de que as atividades de pesquisas da Petrobras se desenvolvessem em articulação com as pesquisas universitárias é anterior à própria criação do Cenpes. Como foi comentado, os primeiros cursos na área de petróleo criados pela Petrobras foram resultado de convênios com a UFBA e a UFRJ. O primeiro órgão de pesquisas da Petrobras – o setor de análises e pesquisas do Cenap – foi instalado em área da antiga Universidade do Brasil.

Um convênio pioneiro foi assinado pela Petrobras com o Coppe/UFRJ, em 1967, no ano seguinte ao início das atividades do Cenpes, por meio de apoio financeiro recebido do Fundo Tecnológico (Funtec) do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico (BNDE).³³ Como resultado do convênio, os engenheiros da Petrobras que já participavam da primeira turma de pós-graduação do Coppe, iniciada em 1963, montaram nessa instituição o primeiro laboratório de pesquisas do Programa de Engenharia Química (PEQ) e desenvolveram atividades de orientação de teses e de publicação de artigos técnicos no Brasil e no exterior. Essa parceria inicial foi a origem do intenso intercâmbio que se desenvolveu entre a Petrobras e o Coppe para a realização de P&D de equipamentos e processos (Leitão e Fonseca, 1988).

Após as primeiras descobertas de grandes acumulações de petróleo na bacia de Campos, em 1974-1976, ocorreu o aumento das atividades de exploração e de desenvolvimento da produção. A Petrobras teve que formar uma nova geração de profissionais com especializações em várias áreas para dar conta de grande expansão que se iniciava com os novos campos nessa bacia e para equipar as plataformas. A ampliação das explorações exigiu o aumento de contratações de mão de obra capacitada em engenharia de petróleo, engenharia de reservatórios, avaliação de formações, geofísica, química de fluidos de perfuração, entre outras especialidades, e de engenheiros de processamento para as refinarias e petroquímicas.³⁴

33. Em 1982, o BNDE passou a se chamar Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES).

34. Engenheiro João Carlos de Luca, em entrevista ao autor, em agosto de 2011, no Rio de Janeiro.

Para isso, ampliaram-se os convênios com universidades e aumentou-se a incorporação de alunos do último ano dos cursos de formação das carreiras ligadas à cadeia do petróleo. Entre alguns convênios está o realizado em 1975 com a Escola de Química da UFRJ para a formação de engenheiros de processamento; no mesmo ano, foram firmados convênios com a UFBA e com a Universidade Federal do Rio Grande do Sul (UFRGS) para a formação de engenheiros de processamento petroquímico e de manutenção, destinados aos polos petroquímicos da Bahia e do Rio Grande do Sul. Em 1977, a Petrobras assinou convênio com a UFRJ para a criação do curso de engenharia elétrica. Para a formação de recursos humanos nas áreas de exploração e produção, foram realizados convênios com a UFRJ, para a implantação de cursos de análise matricial de estruturas *offshore*, em 1978, 1980 e 1981. Em 1980, fez-se também convênio com a UFBA para a formação de mestres e doutores em geofísica (Caldas, 2005).

Na década de 1980, foram realizados convênios para a implantação de cursos de pós-graduação em universidades, como o de geofísica, na UFBA, e com a Unicamp para cursos de mestrado e doutorado em engenharia de petróleo e a instalação do Centro de Estudos do Petróleo (Cepetro), em 1987 (Mercado..., 2002). A formação dos primeiros mestres em geologia de reservatórios foi possível por meio de convênio, em 1983, com a Universidade Federal de Ouro Preto (Ufop). Na mesma época, firmou-se convênio com a UFRGS para o curso de estratigrafia (estudo da sequência vertical das camadas rochosas).

Em 1987, a Petrobras reorganizou a área de recursos humanos, por meio da criação de dois Centros de Desenvolvimento de Recursos Humanos, no Rio de Janeiro (CEN-SUD) e em Salvador (CEN-NOR). O modelo de treinamento baseava-se na capacitação profissional inicial para recém-formados; no aperfeiçoamento para o aprofundamento de conhecimentos para empregados já engajados no trabalho; na especialização e capacitação de empregados para difundir tecnologias avançadas; e em cursos de pós-graduação em programas de mestrado e doutorado para a elaboração de projetos e atividades de pesquisa de alto nível na fronteira do conhecimento. Finalmente, na década de 1990, adotou-se o modelo de universidade, destinado à “formação, aperfeiçoamento, especialização e pós-graduação de profissionais da Petrobras no Brasil e no exterior” (Caldas, 2005, p. 78, 91).

Na USP, no Departamento de Engenharia Química da Escola Politécnica, instituiu-se, em convênio com a Petrobras, um curso de mestrado voltado à automação, com ênfase no processo de refino. O curso durou de 1988 a 1990 e formou 42 engenheiros da Petrobras, tendo sido os trabalhos de dissertação, em grande parte, transformados em tecnologias adotadas pela Petrobras (Salerno e Freitas, 2013).

Com a queda do monopólio, em 1997, a Petrobras passou a competir com petroleiras privadas, e para isso retomou o processo de contratação de pessoal técnico, efetivado a partir de 2000, que se encontrava praticamente suspenso desde 1990. Foram encerrados os convênios com a UFBA, com a Ufop, com a UFRGS e com a Unicamp; a matrícula dos alunos passou a ser realizada nos cursos existentes nas universidades em vez de cursos exclusivos para a Petrobras.

No início de 2000, a partir do Departamento de Recursos Humanos (DRH), foi criada a Universidade Corporativa Petrobras, no Rio de Janeiro, composta do Núcleo Bahia e da Divisão de Desenvolvimento de Recursos Humanos (Diden). Em 2005, evoluiu-se para a instituição da Universidade Petrobras, após a reorganização do DRH, efetivando-se o estreitamento dos vínculos com a alta direção da companhia. Um dos objetivos foi preparar a Petrobras para a posição de empresa multinacional de energia. Foram criadas as escolas de Ciência e Tecnologia e de Gestão de Negócios.

Ao avaliar os convênios da Petrobras com universidades, Silveira (2011) considera que, não obstante alguns deles não terem alcançado resultados positivos, e ter havido interrupções em alguns anos das décadas de 1980 e 1990, funcionaram proveitosamente em áreas como geologia e exploração e produção. Uma das bases do seu bom funcionamento pode ser encontrada no ecletismo adotado na formação das turmas de pós-graduação e do corpo de professores, conforme a seguir descrito.

- 1) As turmas eram constituídas por alunos da Petrobras, de universidades e por estudantes externos.
- 2) Para o corpo docente, eram contratados professores da universidade e professores visitantes estrangeiros.
- 3) As teses de mestrado e de doutorado tinham a orientação de professores da universidade e de um profissional da Petrobras como coorientador, que servia de ponte entre a orientação científica acadêmica e as necessidades objetivas da Petrobras em termos de saberes, informações e conhecimentos práticos em suas diversas áreas de atuação, incluindo a informática.

A ideia era suprir a empresa com mestres e doutores que haviam tido a oportunidade de absorver conhecimentos decorrentes da interação entre a universidade e professores estrangeiros visitantes. A presença de um profissional da companhia na orientação da tese aumentava a rapidez no processo de inserção do estudante nas atividades profissionais da empresa, especialmente porque as teses eram voltadas para seus objetivos e necessidades. Esse processo apresentou descontinuidades em alguns momentos das décadas de 1980 e 1990, mas o desdobramento final foi a criação da Universidade Corporativa Petrobras.

A análise histórica da criação do Cenpes e a descrição das ações desenvolvidas pela companhia para a capacitação de pessoal e a instalação de cursos de formação de quadros especializados, apresentadas nas duas últimas seções deste capítulo, mostraram os passos iniciais do processo de geração de tecnologias na Petrobras. Essas iniciativas formaram a base de conhecimentos que permitiram à companhia, nas décadas de 1970-1990, intensificar as explorações de petróleo no mar, passando de águas rasas para águas profundas e ultraprofundas e, na primeira década deste século, descobrir petróleo nas difíceis condições ambientais da camada geológica do pré-sal. Nos capítulos 5, 6 e 9 e no primeiro artigo especial, as análises da evolução tecnológica e dos processos de acumulação de conhecimentos que permitiram aquelas conquistas são retomadas. Antes de prosseguir no tema, o capítulo a seguir amplia a abordagem sobre a exploração de petróleo no mar, com a análise de duas regiões pioneiras no desenvolvimento de equipamentos e sistemas inovadores, o golfo do México e o mar do Norte, neste segundo caso envolvendo a Noruega e a Inglaterra. Essas regiões constituíram o fundamento de diversas tecnologias aplicadas e aprimoradas no Brasil pela Petrobras.

EVOLUÇÃO DAS TECNOLOGIAS DE EXPLORAÇÃO DE PETRÓLEO NO MAR

1 EXPLORAÇÕES PIONEIRAS

As primeiras explorações de petróleo no mar ocorreram na última década do século XIX, nas costas marítimas da Califórnia. As unidades de exploração e produção eram bastante simples, consistindo de prolongamentos dos sistemas usados em terra, utilizando-se cavaletes de madeira que avançavam desde uma base na costa até os locais de perfuração dos poços, a pouca distância da praia. Nos cavaletes eram instaladas sondas de perfuração, bombas para a extração, dutos de transporte e os demais equipamentos. Diversos campos de petróleo foram explorados por meio dessa modalidade, como foi o caso do mais extenso cais construído para a exploração, instalado em Summerland, Califórnia, em 1897.¹

Da Califórnia os investimentos foram redirecionados para outras regiões, destacando-se a Venezuela e o golfo do México. O poço de petróleo que iniciou as atividades de produção *offshore* no golfo do México foi perfurado em Caddo Lake, Louisiana, em 1911. Na Venezuela, após descobertas em terra, em 1914, as perfurações foram direcionadas para o Lago Maracaibo, por meio da utilização de plataformas fixas de madeira, utilizadas em água pela primeira vez, permitindo a descoberta de petróleo em 1924. Em 1937, foi utilizada, nesse país, a primeira plataforma fixa construída em aço, nas explorações no lago Maracaibo (Smil, 2008; Yergin, 2010, p. 261-265; Armando e Medeiros, 1983).

A ocorrência de furacões no golfo do México mostrou que a utilização do sistema de cavaletes de madeira em pontos mais distantes da costa era inviável para a segurança das atividades petrolíferas. Diante desse desafio, as empresas petroleiras passaram a realizar pesquisas em busca de uma plataforma mais segura, que permitisse a exploração em águas mais distantes da costa, capaz de operar com ondas mais altas e ventos fortes. Também na área de equipamentos, importantes avanços tecnológicos iriam facilitar a construção de plataformas mais resistentes, em locais mais distantes da costa: no final da década de 1930, a Marinha norte-americana criou os cilindros de oxigênio, que foram rapidamente utilizados em trabalhos de instalação de plataformas no mar; outros inventos importantes foram a solda aquática e o alicate hidráulico (Austin *et al.*, 2004; Ortiz Neto e Shima, 2008).

1. De acordo com Noia (2009), o comprimento do cais era de 370 m.

O teste real na utilização de plataforma *offshore* de grandes dimensões teve lugar em 1938, na costa marítima próxima à cidade de Cameron, no estado da Louisiana, a 1,6 km de distância da costa, à profundidade de apenas 5 m de água. No local foi implantada uma grande plataforma de madeira para a perfuração de poços, que media 100 m x 55 m, e que foi, posteriormente, utilizada como plataforma de produção de petróleo; denominada Creole, produziu durante trinta anos e se tornou a primeira plataforma a passar por testes de furacões que assolam a região (Austin *et al.*, 2004).

A complexidade da exploração no mar e as condições meteorológicas adversas do golfo do México levaram as atividades de pesquisa e desenvolvimento (P&D) a assumir caráter multidisciplinar, propiciando a criação ou o aprimoramento de novas disciplinas conexas, como a meteorologia e a oceanografia. Assim, as condições hostis no mar foram elemento indutor da aproximação da indústria do petróleo dos Estados Unidos com as universidades. Paralelamente, coube à associação dos produtores, refinadores e comerciantes de petróleo – o American Petroleum Institute (API) – organizar os conhecimentos sobre as condições ambientais no golfo do México, por meio da criação de extensa base de dados sobre as características geofísicas da região, e realizar estudos das rochas e bacias sedimentares.

Uma das ciências já comentadas, a sísmica, constitui ferramenta essencial na busca por petróleo, ao permitir a obtenção de imagens das rochas de subsuperfície. Até a década de 1930 as explorações no mar se ressentiam da falta de tecnologias sísmicas que gerassem imagens do subsolo, em condições de apontar com mais segurança os locais para perfurações. Naquela década foi adotado o método sísmico de reflexão, que “fornece alta definição das feições geológicas em subsuperfícies propícias à acumulação de hidrocarbonetos”. As imagens sísmicas são interpretadas por geólogos e geofísicos “na busca de situações mais favoráveis à acumulação de hidrocarbonetos, ou para caracterizar reservatórios em produção, melhorando o gerenciamento do fluxo de produção”.² Os métodos sísmicos de avaliação das estruturas geológicas constituem uma das três grandes áreas em que

2. O princípio da aquisição de dados sísmicos se apoia no fato de que as ondas causadas por uma fonte vibradora ou por pequenas explosões em levantamentos sísmicos na terra, ou por canhões de ar comprimido no mar, se movem em todas as direções e, quando encontram as diversas camadas geológicas, algumas das ondas são refletidas e retornam à superfície enquanto outras se refratam, continuando em direção às camadas mais profundas. Colocando-se sensores (geofones, em terra, ou hidrofones, na água) a certas distâncias da fonte emissora das ondas, uma série completa de ondas pode ser recuperada e gravada após o tempo de alguns segundos, que varia segundo as distâncias das camadas geológicas atingidas e refletidas. Por meio da mudança de posição dos transmissores e dos receptores, são construídas, diversas vezes, imagens das rochas da subsuperfície em duas dimensões (2D) ou em três dimensões (3D). A sísmica tridimensional (3D) consiste na emissão de ondas em diversas linhas paralelas afastadas entre si em distância igual à distância entre os canais receptores. Utilizam-se a sísmica 2D para o reconhecimento inicial de uma área geológica e a sísmica 3D para maiores detalhamentos da subsuperfície de uma área, obtendo-se interpretações mais precisas, sendo possível gerar seções sísmicas verticais, com visões tridimensionais das camadas de rochas. Quanto à técnica sísmica em 4D, consiste na repetição de levantamentos 3D em determinados intervalos de tempo, mantendo-se as mesmas condições de aquisição e de processamento dos dados, com o objetivo de observar a movimentação do fluxo de hidrocarbonetos de um reservatório ao longo do tempo, enquanto se realizam extrações (Thomas, 2004, p. 29-53).

se divide o estudo da evolução tecnológica da exploração e da produção de petróleo no mar, ao lado da perfuração de poços e do desenvolvimento de plataformas e equipamentos submarinos (Miles, 2005 *apud* Ortiz Neto e Shima, 2008).

As plataformas podem ter por objetivos a perfuração (*drilling*) ou a produção (*production*), e ainda o armazenamento de hidrocarbonetos (*storage*) ou desempenhar diversas outras atividades de apoio à produção de petróleo *offshore*, como nas intervenções em poços de petróleo; as funções citadas, que podem ser reunidas em uma única plataforma, definem as modalidades principais de plataformas. Quanto à estrutura de suporte, as plataformas podem ser fixas, flutuantes ou autoelevatórias (*jack-up*).

2 EVOLUÇÃO TECNOLÓGICA DAS PLATAFORMAS NO SÉCULO XX

2.1 Plataformas fixas

São feitas de aço ou de concreto, ou combinam estrutura de concreto e o convés (*deck*) de aço, em três modalidades: i) de concreto, assentadas no fundo do mar por seu próprio peso; ii) tipo jaqueta (*jacket*), construídas com tubulações de aço (jaquetas) que são fixadas no fundo do mar por meio de estacas; e iii) modalidade Caisson, com um tubo de grande diâmetro afixado no leito marinho, que também tem a função de armazenagem de petróleo. As plataformas fixas permitem que as árvores de natal sejam dispostas no convés (completação seca). As do tipo jaqueta são construídas em estaleiro e transportadas para o local de instalação por meio de barcos de grande porte. Após a fixação no leito marinho, são instalados no convés os módulos de perfuração e de processamento da produção, as instalações para a tripulação e demais equipamentos (Fernández, Pedrosa Junior e Pinho, 2018; Armando e Medeiros, 1983). As plataformas fixas de concreto e jaqueta são construídas para lâminas d'água de até 300 m de profundidade, mas há plataformas mais altas, como uma das maiores do mundo, Bullwinkle, do tipo jaqueta, construída em estrutura em aço de 412 m dentro de águas marítimas, implantada pela Shell no golfo do México, em 1991. A plataforma mais alta da Petrobras, do tipo jaqueta, tem 10 m acima do nível do mar, e foi implantada no campo de Mexilhão, em 2010, em 172 m de lâmina d'água, para a produção de gás natural; sua altura total alcança 227 m, somando-se a estrutura em jaqueta e os dois módulos de produção e de acomodações de pessoal e heliporto.

2.2 Plataforma semissubmersível

A plataforma semissubmersível (*semi-submersible floating production unit* – SS-FPU) é utilizada na extração de petróleo e gás natural, em perfurações de poços e nas completações de campos de petróleo. Tem sua estrutura, de um ou mais conveses, apoiada sobre colunas, que se apoiam em flutuadores submersos.

É mantida estacionária no mar por dois sistemas alternativos: i) posicionamento dinâmico (DP); ou ii) ancoragem. Na ancoragem, o posicionamento é mantido por âncoras no solo marinho que sustentam cabos de poliéster ou correntes de aço ligadas à plataforma. No sistema DP atuam sensores de posição, com o uso de sistema de posicionamento global (*global positioning system* – GPS) e de outros sensores; os sensores são instalados no leito marinho ou são aplicados sensores remotos, sendo a posição da plataforma mantida por meio de propulsores no casco que movimentam a plataforma nas direções necessárias à restauração da posição correta sobre o poço, e pode ser instalada em águas marítimas com mais de 2.000 m de profundidade (Fernández, Pedrosa Junior e Pinho, 2009).

2.3 Navio de produção, estocagem e transferência (*floating, production, storage and offloading* – FPSO)

Construído por meio da adaptação de casco de navio petroleiro para servir como plataforma, ou de casco novo de navio com esse fim, o navio-plataforma FPSO tem funções de produção, armazenamento e transferência de petróleo e gás natural (para navios-tanque para o transporte às instalações em terra ou para exportação). Há ainda duas variações do navio-plataforma FPSO: a modalidade FPDSO, que além das funções descritas dispõe de equipamentos para a perfuração de poços (*D – drilling*); e a modalidade FPWSO, que dispõe de equipamentos para intervenções em poços (*W – workover*), como a substituição de tubos de produção, estimulação de reservatórios e operações de perfilagem (*logging*) e de testemunhagem (*coring*) de rochas nos poços.³

2.4 Plataforma *single point anchor reservoir* (SPAR)

Consiste em estrutura cilíndrica vertical flutuante, construída em aço, de largo diâmetro, ancorada no fundo do mar por sistema *taut leg* (cabos tensionados). A sustentação na água é garantida por tanques de flutuação. Como acompanha os movimentos verticais das ondas, a plataforma SPAR permite o uso de *risers* rígidos em completação seca (quando a árvore de natal de um poço submarino está no convés da plataforma).⁴ No topo da estrutura se encontra o *deck*, que dispõe de instalações para processamento de petróleo, geração de energia, acomodação da tripulação e outras funções. Algumas plataformas SPAR dispõem de tanques para

3. As avaliações ou testes de formações das rochas, como a perfilagem e a testemunhagem, entre outros, têm por objetivo definir, em termos qualitativos e quantitativos, o potencial de uma jazida de petróleo. A perfilagem consiste no registro das características básicas da rocha perfurada e dos fluidos presentes (petróleo, gás, água) por meio do deslocamento contínuo de um sensor de perfilagem (sonda) dentro do poço, cuja resposta é transmitida para superfície por meio de cabos elétricos ou através de medição durante a perfuração (*logging while drilling* – LWD); a testemunhagem consiste na operação de corte e recolhimento de amostras da rocha do poço (Thomas, 2004, p. 122; Fernández, Pedrosa Junior e Pinho, 2009).

4. A árvore de natal, ou árvore de válvulas, é um equipamento instalado sobre a cabeça de poço, no leito marinho ou no convés da plataforma, composta por conectores e válvulas para o controle do fluxo de petróleo-gás-água extraído do poço.

armazenamento de petróleo. A plataforma em águas mais profundas no mundo foi instalada pela Shell, no golfo do México, no campo de petróleo de Perdido, em 2.450 m de lâmina d'água. Começou a produzir em 2010 e sua seção cilíndrica mede 170 m de comprimento vertical.⁵

2.5 Plataforma *jack-up* ou autoelevável

Equipada com estruturas de apoio (*rig legs*) que são descidas lentamente, por meio de macacos hidráulicos ou elétricos (*jack*) até o fundo do mar, são fixadas por estacas no solo; em seguida, a plataforma é elevada acima da superfície marítima, fora da ação das ondas. Destina-se à perfuração de poços de petróleo em águas rasas, com até 150 m de lâmina d'água, mas que podem alcançar até 170 m. Pode ser adaptada para ser utilizada como plataforma de produção, como foi utilizada na bacia de Campos. Tem facilidade para ser mudada de local, por meio da elevação das estruturas de apoio, permitindo à plataforma flutuar, podendo ser rebocada ou navegar com propulsor próprio (Fernández, Pedrosa Junior e Pinho, 2009).

2.6 Plataforma de pernas tensionadas (*tension leg platform* – TLP)

Plataforma de perfuração e produção, apoiada em um sistema de boias para flutuação, ancorada verticalmente no fundo do mar por tendões, isto é, cabos entrelaçados de aço tensionados, devido ao princípio do empuxo, e presos a estacas cravadas no solo marinho. As boias consistem de grandes colunas com ar que suportam o peso do convés. O sistema de ancoragem por tendões tensionados evita movimentos verticais da plataforma e reduz ao mínimo os movimentos horizontais decorrentes das ondas, tornando a TLP um sistema bastante utilizado em zonas de furacões, no golfo do México. A TLP pode operar com árvores de natal secas instaladas no convés e com tubos rígidos para a condução do petróleo e gás extraídos dos poços, mas também com completação molhada. A *tension leg wellhead platform* (TLWP) é uma variação da TLP, que permite a adaptação da cabeça de poço (*wellhead*)⁶ às condições do campo de petróleo, podendo ser fixada no convés, isto é, em completação seca. A Petrobras instalou uma plataforma TLWP, a Petrobras 61 (P-61), no campo de Papa-Terra, na bacia de Campos, para operações em atividades de produção de óleo e de manutenção dos poços. Como não dispõe de tanques para armazenagem, o óleo produzido é transferido para FPSOs.⁷ A Petrobras vendeu o campo de Papa-Terra em 2021.

5. Disponível em: <<https://www.shell.com/about-us/major-projects/perdido.html>>.

6. A cabeça de poço, alojada na parte superior do poço, tem funções de vedação do poço, de sustentação dos tubos instalados dentro do poço, como os tubos de revestimento e a coluna de produção, e de servir como base para a árvore de natal.

7. Disponível em: <<https://petrobras.com.br/infograficos/tipos-de-plataformas/desktop/index.html>>.

2.7 FPSO monocoluna

A plataforma monocoluna é uma variante do FPSO tradicional, com o casco redondo, utilizada na extração, armazenamento e transferência de petróleo para navios petroleiros; a plataforma também perfura poços. Tem a vantagem de ser mais estável que os FPSOs em situações de ondas fortes, devido ao casco cilíndrico duplo, e de possibilitar escoamento mais rápido do petróleo produzido. A Petrobras utilizou uma plataforma monocoluna no campo de Piranema, na bacia Sergipe-Alagoas, para produção de óleo e gás natural, até abril de 2020. A partir dessa data a plataforma começou a ser desativada, iniciando-se o processo de descomissionamento, em razão de o campo não produzir os hidrocarbonetos nos volumes esperados pela Petrobras quando foram realizados os investimentos para a produção, na década de 2000.⁸

3 HISTÓRICO DA EVOLUÇÃO DAS PRINCIPAIS INOVAÇÕES TECNOLÓGICAS

Após a descrição dos principais tipos de plataformas utilizadas em perfurações de poços e na produção de petróleo e gás, analisa-se nesta seção como se deu a evolução das principais inovações tecnológicas em plataformas de perfuração e de produção e em equipamentos submarinos no golfo do México. Em seguida, nas seções 4 e 5, são analisadas as experiências tecnológicas nas explorações no mar do Norte, conduzidas pela Noruega e Inglaterra.

Observamos que a Petrobras está posicionada no pequeno grupo de países intensamente inovadores na exploração e produção de petróleo, graças aos desenvolvimentos que realizou nas explorações na bacia de Campos, nas décadas de 1980-1990, e no pré-sal, a partir de 2006. O processo inovador na Petrobras, no sentido de desenvolver tecnologias próprias, iniciou-se a partir do momento em que começou a pesquisar equipamentos capazes de produzir nos campos de petróleo descobertos em águas acima de 400 m, como os campos de Albacora e Marlim (em 1984 e 1985), para os quais não havia tecnologias de extração de petróleo disponíveis no mundo, como se analisa no capítulo 6.

3.1 Evolução tecnológica no golfo do México

Como apresentado na introdução, as explorações de petróleo no mar tomaram impulso no golfo do México, na segunda metade da década de 1930, no estado da Louisiana, depois estendendo-se para os estados do Mississippi, Texas e Alabama. Ao construir barcos-sonda móveis para realizar perfurações de poços no golfo, as explorações enfrentavam os desafios inerentes às condições mais difíceis dos ambientes marítimos mais distantes da costa ou em mar aberto, tais como:

8. Disponível em: <<https://www.brainmarket.com.br/2021/04/19/plataforma-do-campo-piranema-comeca-a-ser-desmontada-em-sergipe/>>; <<http://www.destaquenoticias.com.br/petrobras-vai-desativar-piranema/>>.

necessidade de melhorar as previsões do tempo; conhecer de forma mais segura o comportamento das correntes marítimas e as condições geológicas do solo marinho; melhorar as comunicações entre as equipes de exploração no mar e as equipes no continente. Esses desafios exigiram o desenvolvimento de inovações em novas plataformas e equipamentos para superar as restrições e dificuldades nas explorações e na produção de petróleo e gás em condições extremas (Noia, 2009; Austin *et al.*, 2004).

As primeiras sondas de perfuração foram instaladas sobre barcaças, adaptadas para essa finalidade, no final dos anos 1930, enquanto a produção continuava dependente do sistema de cavaletes ligados a bases na costa. Os aprimoramentos exigidos nas plataformas para resistir às extremas condições ambientais do golfo do México dependiam da coleta de dados sobre a força das ondas e do vento, altura esperada das ondas provocadas por furacões, cálculos da solidez requerida nas estruturas da plataforma, além de avaliações sobre as possibilidades econômicas do petróleo obtido naquelas difíceis condições de competir com o petróleo produzido na Venezuela e no Oriente Médio (Furtado, 1996; Austin *et al.*, 2004).

Com as descobertas de reservatórios mais distantes da costa, as pesquisas para o desenvolvimento de plataforma de produção mais resistente às severas condições climáticas do golfo do México conduziram, após a Segunda Guerra Mundial, ao desenvolvimento de duas rotas tecnológicas de plataformas: a construção de unidades fixas de grande porte, e de pequenas plataformas fixas de menor porte, para desempenhar atividades de perfuração e posterior produção. Ao lado da plataforma era ancorada uma embarcação. Os registros históricos apontam a plataforma Creole como exemplo do primeiro tipo, capaz de acomodar equipamentos, suprimentos e até cinquenta trabalhadores, mas que apresentava riscos econômicos, em locais de perfuração pioneira, em razão dos altos custos de construção e de instalação. Em 1947 foi construída uma plataforma do segundo tipo, designada Kermac 16, que se constituiu na primeira instalada a maior distância da costa marítima, isto é, a 16 km, em apenas 6 m de lâmina d'água, em Morgan City, Louisiana. Construída pelo consórcio das empresas Kerr-McGee Corporation, Humble Oil e Phillips Petroleum, a plataforma marcou o início da moderna exploração no mar. Foi fixada no fundo do mar por meio de dezesseis colunas de concreto e ferro, tendo permanecido em atividades de produção até 1984 (Noia, 2009). Como não possuía espaço para armazenar petróleo, foi ancorada uma embarcação ao seu lado, com objetivos de fornecer suprimentos e estocar e transportar o petróleo extraído. Para posicionar a embarcação foi desenvolvido um sistema de ancoragem baseado em correntes de grande diâmetro, para suportar ventos fortes. Essa modalidade de plataforma se tornaria de uso comum na exploração petrolífera, conhecida como *tender-supported platform* (plataforma com apoio de barco). Apresentava como vantagem a facilidade de ser removida parte

da estrutura fixa para outro local a ser explorado, juntamente com a sua parte móvel constituída pelo barco, o que a tornava um sistema semimóvel (Austin *et al.*, 2004; Yergin, 2010, p. 482).

Seguindo a nova rota tecnológica desencadeada pela plataforma Kermac 16, cinco anos depois, no início dos anos 1950, já havia cerca de setenta plataformas em operação no golfo do México, em lâminas d'água de até 20 m, permitindo que as atividades de produção *offshore* ganhassem escalas mais elevadas de produção. Contudo, nas atividades de perfuração permanecia uma condição negativa nas plataformas fixas: parte dos custos incorridos na sua implantação sobre o local de perfuração não podia ser recuperada no caso de não se encontrar petróleo nos poços perfurados. Diante do risco econômico, várias companhias entraram em competição para desenvolver um sistema de perfuração móvel. A solução foi encontrada com a construção de uma plataforma de perfuração móvel, ou navio-sonda, conhecido por *mobile offshore drilling unit* (Modu), que podia perfurar em diferentes locais, deixando a produção para as plataformas fixas. A primeira plataforma de perfuração móvel, denominada Mr. Charlie, foi construída para a Shell, em 1953, tendo operado no golfo do México de 1954 a 1986, em águas com profundidade de até 20 m de lâmina d'água. A plataforma revolucionou a atividade de perfuração e estabeleceu a base da tecnologia atualmente utilizada no mundo; por sua importância, encontra-se preservada no local como monumento histórico depois de ter escapado do desmanche (Smil, 2008).⁹

Antes da criação dos barcos-sonda, a sonda de perfuração era operada em uma plataforma acoplada a um barco e, após as perfurações, era transportada para outro local. Com a tecnologia dos barcos-sonda, os equipamentos para as operações de perfuração ganharam maior eficiência, ao serem instalados permanentemente nos barcos. Os barcos-sonda foram muitas vezes adaptados para operar também como plataformas de produção de menor escala.

A plataforma *jack-up* ou autoelevável, comentada na seção anterior, representou outro importante avanço na perfuração. A primeira dessa modalidade, denominada Offshore Rig 51, começou a operar em 1954, com diversas “pernas” de 48 m de comprimento; logo depois, um modelo mais próximo das modernas *jack-ups* foi construído, em 1956, com o padrão utilizado de três pernas, que são descidas até o leito do mar por motores elétricos (Smil, 2008).

A intensificação na demanda por petróleo, na década de 1950, continuou a dinamizar as pesquisas em exploração. As grandes companhias criaram seus próprios grupos de pesquisas, em cooperação com universidades e centros de pesquisa líderes, como a Universidade de Berkeley. Nos anos 1950, o American

9. Ver também o conteúdo disponível em: <www.rigmuseum.com>.

Petroleum Institute (API) começou suas atividades de levantamento de dados sobre a região do golfo; a entidade lançou e liderou o Projeto 51 que, de 1951 a 1955, mapeou a região, realizou pesquisas sísmicas e formou uma grande base de dados sobre as características geofísicas, climáticas e ambientais do golfo do México, que foram consideradas fundamentais para a construção de plataformas fixas mais seguras. Os desenvolvimentos nas tecnologias das plataformas de produção permitiram alcançar, em 1957, o recorde em profundidade, em lâmina d'água de 100 pés (30,5 m). Também no final da década de 1950 foram utilizados pela primeira vez helicópteros para o transporte dos trabalhadores, especialmente em situações de emergência na iminência de furacões (Austin *et al.*, 2004).

Os sistemas de exploração e produção estavam sendo aprimorados no final dos anos 1950 para começar a alcançar águas mais profundas e para operar em outras regiões, como no Alasca. A Shell aparecia como a principal empresa em capacitação, graças aos investimentos em P&D, que compreendiam plataformas, embarcações e estudos sobre as condições climáticas. Em 1960 a empresa estava construindo em condições de alto sigilo uma inovadora plataforma flutuante de perfuração (*semi-submersible drilling vessel*), denominada Bluewater I, capaz de realizar explorações em águas de profundidade de 300 pés (91,5 m), que foi lançada ao mar em 1962. É interessante observar que naquela época os órgãos do governo norte-americano estavam preparados para licitar campos de petróleo no golfo do México sob profundidade máxima de 100 pés, encontrando-se, portanto, defasados diante das pesquisas em perfuração e produção em desenvolvimento pelas empresas petroleiras (Rankin, 1986 *apud* Austin *et al.*, 2004).

A intensa atividade inovadora nas décadas de 1950 a 1970 pode ser vista na lista de inovações a seguir (Austin *et al.*, 2004; Keilen, 2005 *apud* Ortiz Neto e Shima, 2008): i) criação do sistema *taut leg* de ancoragem de plataforma, que consiste de diversos cabos de aço tensionados, fixados no fundo do mar, que mantêm a plataforma sobre o ponto de perfuração ou de produção, com reduzido deslocamento horizontal e com diminuição dos raios dos cabos de ancoragem; ii) criação, na década de 1970, do primeiro sistema de sísmica digital, por empresas privadas e a Universidade do Texas, que originou a sísmica em três dimensões (3D), desenvolvida no início da década de 1980; iii) criação de um complexo de multiplataformas fixas satélites que enviam o petróleo extraído para uma plataforma central fixa maior; e iv) desenvolvimento das primeiras aplicações da tecnologia de completação molhada, com a instalação, em 1961, da primeira cabeça de poço submersa, em 16 m de lâmina d'água (Smil, 2008). Em 1965, a Shell estabeleceu um recorde mundial em profundidade, ao instalar uma plataforma de produção a 86 m de lâmina d'água, no golfo do México.

Árvores de natal submarinas (*wet christmas tree* ou *subsea christmas tree*) começaram a ser instaladas no leito marinho no princípio da década de 1960. Em 1963, a Phillips Petroleum Company instalou quatro árvores de natal no campo El Molino, no canal de Santa Barbara, Califórnia, a 60 m de profundidade. As árvores e suas linhas de fluxo (*flowlines*) foram instaladas por mergulhadores, cujo controle a distância era realizado por controles hidráulicos. Em 1970, as empresas operadoras British Petroleum e Cie Française de Petroles instalaram um sistema experimental de produção submarino no campo de Zakun, em Abu Dabhi, em 21 m de lâmina d'água; as árvores eram operadas eletricamente e assistidas por mergulhadores; o sistema incluía um separador óleo-gás e um gerador de eletricidade a gás. Em setembro de 1972, a Shell instalou uma árvore de natal encapsulada em câmara atmosférica no golfo do México, em lâmina d'água de 114 m, no campo Main Pass Block 290.¹⁰ O sistema, denominado *wellhead cellar*, foi desenvolvido pela empresa Lookheed e utilizado experimentalmente pela Petrobras no início do desenvolvimento do campo de Garoupa, na bacia de Campos, na década de 1970 (capítulo 5).

4 MODELO NORUEGUÊS DE EXPLORAÇÃO DE PETRÓLEO

O modelo norueguês de exploração de petróleo desperta o interesse de países que se iniciam na produção de petróleo, pois, além da evolução ordenada no tempo das explorações e da produção, e da implantação de uma diversificada indústria nacional fornecedora de bens e serviços, o modelo adotado utiliza as rendas governamentais do petróleo para aumentar o bem-estar presente e futuro da população. As explorações em águas cada vez mais profundas e complexas, com camadas de gelo, ventos fortes e frios e ondas gigantes exigiram o desenvolvimento de inovações tecnológicas radicais para o aumento das explorações e da produção, que foram adotadas em várias partes do mundo.

O modelo norueguês apresenta as seguintes características principais: i) desde o início, o país se dedicou à construção de uma indústria nacional fornecedora de bens e serviços para a exploração e a produção de petróleo, em colaboração com empresas internacionais, coordenado pela empresa estatal norueguesa de petróleo Statoil, atual Equinor;¹¹ e ii) sendo a população total do país pequena, e a maior parte da crescente produção de petróleo e gás natural podendo ser exportada, as receitas

10. Em 1974, os mergulhadores já operavam às profundidades de 180 m a 250 m, mas um relatório do Departamento do Interior dos Estados Unidos (United States Department of the Interior, 1979, p. 667) informava que a profundidade operacional para a instalação de equipamentos submarinos era de somente até cem metros, uma vez que em profundidades maiores o tempo de permanência do mergulhador no solo marinho reduzia-se a, no máximo, trinta minutos. Muitos dos mergulhos acima de 100 m eram destinados a trabalhos de observação. O documento registra que, no ano seguinte, foram realizadas experiências com mergulhadores a 326 m (1.069 pés) em operação de resgate de um *blowout preventer* em águas marítimas na Ilha de Labrador (1980), Canadá, para a British Petroleum. As descrições das primeiras completações submarinas no mundo, nas décadas de 1960 e 1970, encontram-se no mesmo relatório.

11. Disponível em: <<https://www.equinor.com.br/quem-somos>>. Acesso em: 11 fev. 2022.

permitiram a criação de um fundo de investimentos – discutido ao final desta seção – cujo objetivo é beneficiar a população presente e as gerações futuras. Os recursos do fundo são investidos em títulos financeiros, em ações de empresas e em ativos reais no exterior para evitar a entrada muito grande de dólares no país. Como se sabe, a entrada excessiva de moeda estrangeira em um país reduz a taxa de câmbio e, por consequência, aumenta excessivamente as importações, desestimulando a produção nacional em geral, exceto a produção de petróleo ou gás natural: nesse segundo caso, como ocorreu na Holanda, na década de 1960; essa situação caracteriza a chamada “doença holandesa” (capítulo 10).¹²

Um breve histórico de como a Noruega se tornou um país petrolífero mostra que, até o final da década de 1950, os estudos do serviço geológico do país julgavam improvável a existência de petróleo em suas costas marítimas; as necessidades de hidrocarbonetos eram supridas com importações. Contudo, as descobertas de gás natural em Groningen, Holanda, em 1959, e a continuação das explorações na costa holandesa, pelas petroleiras Shell e Exxon, despertaram perspectivas da existência de petróleo e gás também na plataforma continental da Noruega (Ryggvik, 2014, p. 11).

A primeira petroleira estrangeira que buscou oportunidades para pesquisar petróleo na Noruega foi a Phillips Petroleum, dos Estados Unidos. No final de 1962 a petroleira enviou representantes a Oslo, capital da Noruega, com a missão de obter permissão das autoridades norueguesas para realizar prospecções nas costas marítimas do país. A empresa queria licença para explorar a plataforma continental no mar do Norte, e para isso ofereceu o pagamento de US\$ 160 mil dólares por mês (US\$ 1,6 milhão a preços de 2022).¹³ A proposta foi julgada pelas autoridades do país como uma tentativa de obter direitos monopolistas de exploração ou, pelo menos, ocupar posição estratégica na Noruega, razão pela qual não concordaram com o pedido, pois outras empresas também deveriam participar das explorações (Ryggvik, 2014, p. 12).¹⁴

Diante do interesse internacional por explorações na costa marítima norueguesa, a primeira providência do governo foi proclamar, em maio de 1963,

12. A entrada em grande quantidade de moedas estrangeiras, em curto espaço de tempo, provenientes das exportações de recursos naturais, especialmente de riquezas minerais, tem provocado em alguns países a chamada “doença holandesa” (*Dutch disease*), isto é, a excessiva valorização da moeda nacional frente a moedas estrangeiras. A denominação originou-se de um conjunto de desequilíbrios que ocorreram na economia da Holanda, após esse país descobrir gás natural em suas águas do mar do Norte, em 1959, e iniciar exportações do produto na década de 1960. A grande elevação das exportações de gás natural provocou a sobrevalorização da taxa de câmbio (tornando as moedas estrangeiras mais baratas em relação à moeda holandesa) e aumentou muito a circulação de dinheiro na economia, que resultou em alta demanda por bens e serviços e a consequente elevação nos preços em geral e nos salários. A alta valorização da moeda nacional provocou a perda de competitividade dos produtos do país no comércio internacional, resultando em elevadas taxas de desemprego de trabalhadores.

13. Valor de 1962 atualizado para poder aquisitivo de 2022 pelo Consumer Price Index dos Estados Unidos (CPI-USA).

14. Disponível em: <<https://www.regjeringen.no/en/topics/energy/oil-and-gas/norways-oil-history-in-5-minutes/id440538/>>. Acesso em: 7 mar. 2022.

a soberania sobre a plataforma continental do país, com base na linha média entre os países vizinhos. Em seguida, o governo concedeu licenças a várias empresas para a realização de prospecções com levantamentos sísmicos. Não foram concedidas, naquele momento, licenças para a perfuração de poços (Ryggvik, 2014, p. 13).

Previamente ao início de perfurações de poços, em 1963, a Noruega declarou a propriedade do país sobre a plataforma continental, com base na linha divisória média entre os países vizinhos. Em 1964, foram firmados acordos com a Inglaterra e a Dinamarca para a delimitação da plataforma continental entre os três países. No ano seguinte, um decreto do governo, elaborado por uma comissão encarregada de elaborar a legislação para concessões de áreas exploratórias, constituiu a base para a adoção da legislação para as empresas poderem começar a explorar e produzir petróleo, caso fossem descobertas jazidas no país.

A primeira licitação de áreas exploratórias foi realizada em 17 de agosto de 1965, no regime de concessão, constituindo-se na maior rodada de licitações realizada no país, com área total licitada de 42 mil quilômetros quadrados. Foram concedidos 78 blocos exploratórios para empresas ou grupos de empresas, por meio de 22 licenças para exploração, perfuração e produção. Empresas nacionais participaram em 21 blocos exploratórios, mas em posição minoritária no capital dos consórcios, em razão da falta de experiência na exploração de petróleo. Os *royalties* a serem pagos pelas empresas, se fosse descoberto e extraído petróleo, foram fixados em 10%, nível definido em patamar baixo pois a Noruega estava concorrendo com a Inglaterra nas primeiras licitações de áreas (Ryggvik, 2014, p. 13).¹⁵

Como não havia empresas norueguesas especializadas em perfurações de poços, foram contratadas empresas norte-americanas que levaram suas plataformas e equipamentos de perfuração do golfo do México. A Noruega dispunha de grandes estaleiros, condição que permitiu que construtores nacionais de navios participassem de atividades de apoio, como na construção da estrutura básica das primeiras plataformas de perfuração construídas no país. Nas licitações futuras, a política da Noruega iria incentivar firmas locais a desenvolverem atividades de construção de plataformas, não somente da estrutura básica naval, mas dos equipamentos de perfuração.

O primeiro poço foi perfurado na Noruega em 1966, mas não encontrou vestígios de hidrocarbonetos. No ano seguinte, a Exxon anunciou a primeira descoberta, o campo de Balder, com 438 milhões de barris de petróleo de reservas. Em 1968, a Phillips encontrou petróleo no pequeno campo de Cod, com 18 milhões de barris de reservas. Os dois campos não foram considerados favoráveis para serem explorados comercialmente, com os recursos da tecnologia disponível à época.

15. Disponível em: <<http://www.regjeringen.no/upload/kilde/oed/bro/2003/0004/ddd/pdfv/176322-fact0103.pdf>>.

O campo de Balder somente começou a receber investimentos para iniciar a extração de petróleo 29 anos depois, em 1996, e começou a produzir em 1999. A primeira descoberta de um campo comercial, isto é, em condições de receber investimentos para ser desenvolvido e começar a produzir, foi o campo gigante de Ekofisk, em dezembro de 1969, em lâmina d'água de 70 m, pela petroleira Phillips. O campo, que “começou a aventura da Noruega no petróleo”,¹⁶ tinha reservas originais de 3,36 bilhões de barris de petróleo e 158 bilhões de metros cúbicos de gás natural, com coluna de petróleo e gás de mais de 300 m de espessura, localizada a 3.100 m abaixo do solo marinho. O campo está situado na parte sul da plataforma continental da Noruega, tendo começado a produzir em junho de 1971. Outro campo importante, Frigg, foi descoberto em 1971. Nesse ano, com a descoberta pela Inglaterra do campo de Brent, mais ao norte e ao lado da fronteira marítima entre os dois países, aumentaram as expectativas de que a Noruega poderia descobrir petróleo também ao norte do mar do Norte.

As possibilidades de existência de grandes reservas de petróleo indicavam que o país poderia se tornar um grande exportador de petróleo, pois tendo baixa população iria gerar grandes excedentes, e isso aumentaria o poder de barganha da Noruega diante das empresas de petróleo estrangeiras. Percebeu-se que o petróleo poderia transformar profundamente a economia norueguesa, trazendo riqueza para a população. Como o país não possuía empresas petroleiras e tecnologia para enfrentar os desafios de produzir em regiões mais distantes no mar, passou-se a adotar políticas para tornar a Noruega capaz de absorver tecnologias para a produção *offshore*, e evitar que as empresas estrangeiras se apoderassem de parte substancial da riqueza a ser produzida. A Noruega queria garantir que “a maior parcela possível da renda do petróleo da plataforma continental norueguesa se direcionasse aos cofres do Estado, e não às companhias estrangeiras, que detinham uma espécie de acesso monopolista às tecnologias necessárias para extrair petróleo e gás” (Ryggvik, 2014, p. 7).

O Parlamento norueguês discutiu intensamente a adoção de políticas para assegurar que as explorações de petróleo beneficiassem toda a população do país. Em 1971, o Parlamento definiu um conjunto de dez mandamentos para o desenvolvimento da política do petróleo norueguesa. O primeiro ponto estabelecia que “a governança e o controle nacionais devem ser assegurados em todas as operações na plataforma continental”. O terceiro ponto definia que “um novo setor industrial deve ser desenvolvido, baseado no petróleo”. Eram as decisões básicas para se construir uma indústria de petróleo integrada no país, que envolveu pesquisas sismológicas, perfuração de poços, construção de plataformas e uma cadeia de empresas fornecedoras de equipamentos e serviços para as explorações e a produção de petróleo e gás natural. Assim, o início da produção comercial, em 1971,

16. Disponível em: <<https://www.regjeringen.no/en/topics/energy/oil-and-gas/norways-oil-history-in-5-minutes/id440538/>>.

marcou também a definição do modelo institucional que organizou a política do petróleo da Noruega (Ryggvik, 2014).

Em junho de 1972, o Parlamento aprovou a criação da empresa Statoil para participar do desenvolvimento dos campos de petróleo na plataforma continental. A administração das operações do petróleo foi definida como de responsabilidade conjunta do Parlamento norueguês, do Ministério do Petróleo e Energia (MPE), em nome do governo federal, e da Norwegian Petroleum Directorate (NPD), uma agência instituída em julho de 1972, que seria a estrutura do Estado para administrar os recursos, o ambiente de trabalho e a segurança das operações no mar. As decisões sobre a abertura de novas áreas para a exploração caberiam ao Parlamento, enquanto as licenças para a realização das explorações seriam concedidas pelo governo federal por meio da NPD. As políticas públicas adotadas em 1971 e 1972 estabeleceram as condições básicas para a criação de uma “comunidade de petróleo norueguesa” com a participação do Estado para manter a administração e o controle da exploração por nacionais. Pouco mais tarde nessa década, as condições onerosas impostas pelo Estado fizeram com que algumas empresas estrangeiras deixassem o país, porém retornaram depois que foram realizadas mudanças para amenizar o forte envolvimento do Estado no setor.¹⁷

A criação da Statoil estava fundamentada no direcionamento que o governo e o Parlamento queriam imprimir ao setor de petróleo: garantir para o Estado a maior parte possível dos lucros do petróleo e apoiar a criação de uma cadeia de empresas nacionais para fornecer equipamentos e serviços a fim de atender as operações na plataforma continental. A Noruega deveria alcançar independência tecnológica, mas sem prescindir de colaboração entre empresas nacionais e petroleiras multinacionais, especialmente na fase inicial das explorações (Ryggvik, 2014, p. 30; Tolmasquim e Pinto Junior, 2011). À Statoil foi garantida participação de 50% do capital acionário em todas as licenças a serem concedidas às empresas que ganhassem as licitações de áreas exploratórias. Em 1985, o percentual foi flexibilizado, passando a depender das condições de cada campo de petróleo.

A definição da participação estatal em 50% do capital acionário deu-se em duas negociações entre o governo e as empresas petroleiras, no início da década de 1970. A primeira ocorreu quando a empresa Phillips, que operava o campo de Ekofisk, exigiu também o controle dos dutos que transportavam petróleo até a terra. Os dutos eram estratégicos pela localização, pois serviriam para o transporte de petróleo e gás para outros futuros campos mais ao norte do mar do Norte. A Noruega negou essa possibilidade e exigiu que o controle estivesse com uma empresa a ser criada especialmente para os dutos, cujo capital pertencesse em

17. Disponível em: <<https://www.regjeringen.no/globalassets/upload/kilde/oed/bro/2003/0004/ddd/pdfv/176322-fact0103.pdf>>. Acesso em: 7 mar. 2022.

50% à Statoil, criando condições para que ela assumisse as operações em momento posterior. Como não havia documentos que lhe dessem o direito de controlar os dutos, a Phillips teve que concordar. A segunda negociação ocorreu quando as petroleiras Esso e Shell solicitaram ao Ministério da Indústria o controle de um grupo de blocos exploratórios que faziam fronteira com o campo de Brent, da Inglaterra. O Ministério procurou garantir à Statoil o controle de 100% daqueles blocos, porém isso foi considerado muito alto para uma empresa que estava ainda nascendo. No final da negociação, a Statoil recebeu o controle acionário de 50% do capital dos blocos, que originaram o grande campo de petróleo de Statfjord (Ryggvik, 2014, p. 34-35).

Também no princípio da década de 1970, a Noruega adotou uma política de proteção à indústria local fornecedora de bens e serviços para as explorações e produção de petróleo e gás. A proteção foi definida no § 54 do Decreto Real de 8 de dezembro de 1972, que estabeleceu: “(...) nos casos em que mercadorias e serviços noruegueses forem competitivos, ambos em qualidade, serviço, prazo de entrega e preço, esses devem ser utilizados”. A medida protecionista foi julgada necessária para ajudar os fornecedores a obterem contratos, frente à elevada capacidade competitiva dos fornecedores estrangeiros, mas sua aplicação somente ocorreu a partir de 1979, com as regulamentações do MPE. A partir de então, para receber concessões de exploração de áreas, as petroleiras passaram a ter que comprovar aquisições de fornecedores de equipamentos e de serviços locais. A regulamentação final só ocorreu em 1985, com a aprovação da lei do petróleo (Ryggvik, 2014, p. 52-55). Também a Inglaterra já começava a adotar sua política de proteção à indústria local.

Além da Statoil, empresas norueguesas privadas começaram a participar dos negócios do petróleo, como a gigante Norsk Hydro (que tinha participação do governo no capital) e a Saga Petroleum, criada em 1972. A Noruega tinha como alternativa para desenvolver as explorações de petróleo a empresa Norsk Hydro, mas a opção política do Partido Trabalhista, que chegou ao poder em 1971, foi que o governo detivesse o controle de todo o processo de exploração. Essa foi uma forte razão para a fundação da Statoil (Tolmasquim e Pinto Junior, 2011).

A Statoil desenvolveu dupla função como representante do Estado no setor: explorar campos de petróleo, inclusive como operadora, e atuar como representante dos direitos financeiros do Estado norueguês nas parcerias com outras empresas concessionárias. A empresa adaptou equipamentos estrangeiros e negociou com empresas multinacionais a transferência de tecnologias e de conhecimentos para as empresas norueguesas fornecedoras de equipamentos e serviços, com base em um sistema de concessões de áreas pelo Estado em que o governo usava seu

poder de negociação de áreas petrolíferas para induzir as petroleiras estrangeiras a contratar firmas nacionais fornecedoras de equipamentos e serviços.

Com esse modelo, a internacionalização do setor de petróleo, por meio da entrada de empresas estrangeiras nas explorações, foi acompanhada da participação crescente de equipamentos petrolíferos fabricados no país. Importantes empresas estrangeiras na área de perfuração de poços estabeleceram-se em Stavanger (a cidade capital do petróleo da Noruega), como Schlumberger, Halliburton e Baker Hughes, após a descoberta do campo de Ekofisk, em 1969. As autoridades governamentais passaram a procurar a melhor maneira de executar a política de proteção aos fornecedores nacionais, no conceito de indústria nascente. As petroleiras que contribuísem mais para a participação de empresas fornecedoras norueguesas seriam mais beneficiadas com concessões. Listas das compras locais deveriam ser apresentadas regularmente ao MPE. A partir do início da década de 1980, diversas ações foram tomadas para que as empresas norueguesas passassem a ser as operadoras dos campos de petróleo, permitindo que a maior parte dos campos de petróleo licitados a partir de 1981 fossem operados por empresas nacionais, incluindo a Statoil (Ryggvik, 2014, p. 52-56, 92).

Como estratégia para o controle da produção e também para proporcionar mais tempo à Statoil para se capacitar e concorrer com as multinacionais do petróleo que passaram a atuar no país, a profundidade marítima das áreas leiloadas foi sendo aumentada de forma progressiva. Com essa estratégia, somente em 1995 foram atingidas águas profundas, isto é, acima de 300 m de lâmina d'água, onze anos após o Brasil descobrir petróleo em águas profundas, nos campos de Albacora e Marlim.

Atuando como braço operacional da política de proteção à indústria local, a Statoil, ao operar junto com os concessionários estrangeiros, passou a conhecer quais eram as escolhas tecnológicas que mais beneficiavam a indústria local e a avaliar se os contratos de encomendas realizados pelas empresas estrangeiras a empresários noruegueses atendiam à política de proteção aos fornecedores locais. Se uma proposta de empresa estrangeira para a contratação de fornecedores nacionais fosse considerada insatisfatória para os interesses noruegueses, tal empresa não conseguiria ser bem-sucedida na próxima seleção de petroleiras que ganhariam direitos de exploração. A política protecionista adotada e o sistema de concessão de áreas petrolíferas fortaleceram os principais fornecedores noruegueses e seus subempreiteiros, que aumentaram sua participação na construção de plataformas de petróleo e nos serviços prestados às petroleiras. Essa política ganhou impulso com os projetos das grandes plataformas dos campos descobertos na década de 1970, como Statfjord e Gullfaks, uma vez que no desenvolvimento dos campos pioneiros de Ekofisk e Frigg as empresas norueguesas não tinham capital e capacidade tecnológica suficientes para participar mais intensamente do fornecimento de equipamentos e serviços.

A grande dimensão das reservas de petróleo encontradas nas décadas seguintes e o aumento da produção criaram um grande e lucrativo mercado de exportação de petróleo em relação ao tamanho da população do país. Na década de 1980, as atividades de exploração foram estendidas para regiões acima do mar do Norte, isto é, o mar da Noruega e o mar de Barents. A produção no mar da Noruega começou em 1993 e no mar de Barents, em 2007 (NPD, 2010). No final de 2022, 93 campos estavam em produção na Noruega, sendo 70 no mar do Norte, 21 no mar da Noruega e 2 no mar de Barents.¹⁸

A Statoil transformou-se em uma empresa de petróleo integrada, e as empresas norueguesas Aker e Kvaerner, de construção e engenharia naval, se estabeleceram como principais fornecedores das demandas das petroleiras. O processo de integração resultou no aumento da participação dos principais fornecedores de equipamentos e serviços e das fontes norueguesas de inovação e desenvolvimento nas soluções técnicas e de engenharia exigidas para o avanço das explorações em águas mais profundas ao norte do mar do Norte.

Em 1979 foi dado um passo fundamental para a concessão de maior apoio à pesquisa interna por meio de uma nova política: os *good will agreements*. Por meio desse instrumento, as empresas estrangeiras passaram a receber pontuações com o objetivo de melhorar suas posições nas próximas rodadas de concessões de áreas exploratórias. Elas receberiam pontuação maior se comprovassem a transferência de *know-how* e a contratação de empresas norueguesas e de institutos de pesquisa para pesquisas em petróleo e gás no país. A partir de 1979, somente ganhariam concessões de áreas as petroleiras que se comprometessem a responsabilizar-se por pelo menos 50% dos gastos com pesquisas e treinamentos no desenvolvimento dos campos de petróleo. Em pouco tempo, diversos centros de pesquisa foram estabelecidos para pesquisas em petróleo. As principais áreas de pesquisa foram os estudos em geologia aplicada, em tecnologia de perfuração de poços e em pesquisas para o aumento da taxa de recuperação de petróleo nos reservatórios. O aumento do financiamento público à pesquisa de petróleo contribuiu para o amadurecimento do Sistema Norueguês de Inovação em Petróleo. A política norueguesa para o petróleo foi, assim, caracterizada por um bem articulado sistema de avaliação das contribuições que as operadoras de petróleo estrangeiras podiam trazer para a capacitação tecnológica nacional (Ryggvik, 2014, p. 56).

Em 1984, o grande crescimento da capacidade de gerar receitas da Statoil começou a preocupar o governo norueguês e os partidos políticos que o apoiavam. Como a empresa era a principal detentora de participações nos campos de petróleo licitados após 1972, temia-se que logo suas receitas na produção de petróleo e gás iriam crescer em tais proporções que a empresa poderia atuar com

18. Disponível em: <<https://www.norskpetroleum.no/en/>>.

o mesmo poder do Ministério das Finanças do país, podendo comprar apoio político e se tornar “um Estado dentro do Estado”.¹⁹ Em abril de 1984, os principais partidos do Parlamento fecharam um acordo para impedir o crescimento exponencial da Statoil. A partir de 1984, o envolvimento da estatal nas atividades do petróleo foi dividido em duas partes: uma seria controlada pela própria Statoil, e a outra pelo State’s Direct Financial Interest (SDFI), um instrumento pelo qual o Estado passou a deter participações em vários campos de petróleo e gás, oleodutos e instalações terrestres. Cada participação do governo no capital dos consórcios exploradores, que varia de campo para campo, é decidida quando as licenças de produção são concedidas. Em cada campo de petróleo e gás o Estado contribui para os investimentos com valores correspondentes à sua participação no capital e recebe sua parte correspondente de receitas. A criação do SDFI impediu que a Statoil controlasse automaticamente a gestão de todos os campos de petróleo e assegurou o controle do Estado sobre as atividades do petróleo e a arrecadação de parte das rendas do petróleo para a nação. Dezesesseis anos depois, em 2000, o SDFI gerenciava reservas de petróleo três vezes maiores que a Statoil. Em 2001, o SDFI passou a ser administrado por uma nova empresa criada pelo governo norueguês, a Petoro, que não participa operacionalmente dos campos de petróleo, mas gerencia as licenças de exploração e produção de petróleo e gás natural na plataforma continental norueguesa (Ryggvik, 2014, p. 90-92).

Em 2001, a Statoil abriu seu capital e passou a operar nas mesmas condições das demais companhias. Em 2007, associou-se com a divisão Oil and Energy da empresa Norsk Hydro, formando a empresa StatoilHydro ASA, que em 2009 foi rebatizada como Statoil ASA, com a participação de 67% do Estado norueguês em seu capital (IEDI e ITB, 2008).²⁰ Em 2018 mudou seu nome para Equinor. A sede da empresa está localizada na capital do petróleo da Noruega, Stavanger. Tornou-se uma empresa internacional de energia, com operações, em 2022, em mais de trinta países, com 21 mil empregados e a produção de 2,1 milhões de barris/dia de barris de óleo equivalente (boe), e com sua produção internacional em ascensão. A receita operacional líquida da Equinor em 2022 foi de US\$ 78,8 bilhões. O lucro ajustado após impostos foi de US\$ 22,7 bilhões, acima dos US\$ 10,0 bilhões em 2021.²¹ A empresa é grande comercializadora mundial de petróleo bruto e fornecedora importante de gás natural para o mercado europeu.

O maior campo da Noruega é Statfjord, um supergigante, isto é, com reservas de mais de 5 bilhões de barris *in place*. Descoberto pela petroleira Mobil em 1974, a Statoil assumiu a responsabilidade como operadora em janeiro de 1987.

19. Segundo a autobiografia do primeiro-ministro da Noruega Kare Willoch (Oslo, 1990 *apud* Ryggvik, 2014, p. 90).

20. Ver também, disponível em: <<https://www.equinor.com.br>>. Acesso em: 21 maio 2021.

21. Disponível em: <<https://www.equinor.com/about-us/equinor-in-brief>>; <<https://www.equinor.com/news/equinor-fourth-quarter-2022-and-year-end-results>>.

Outros parceiros no campo são a ExxonMobil (21,37%), Centrica Resources (Noruega), AS (19,76%) e Centrica Resources Limited (14,53%). A produção no campo começou em novembro de 1979, com a plataforma Statfjord A. Em seguida, foram erguidas as plataformas Statfjord B e Statfjord C, com subestruturas de concreto e células de armazenamento e mais de 450 poços perfurados. O petróleo e o gás no campo estão em rochas de arenito localizadas entre 2,5 e 3 mil metros abaixo do fundo do mar. Até 2016, Statfjord tinha produzido 5 bilhões de barris de petróleo, o que representa a extraordinária produção média diária de 370 mil barris/dia, durante 37 anos, com taxa de recuperação de 67%, uma das mais elevadas do mundo. A produção máxima diária foi obtida em 1987, com 850 mil barris/dia.²² A vida útil do campo, que se projetava terminar na década de 2020, foi estendida por diversos anos à frente, como resultado de melhor avaliação das rochas do subsolo. Como o campo se estende sob águas marítimas pertencentes à Inglaterra, esse país possui 14,5% da produção de gás do campo. A Statoil é uma das petroleiras mais eficientes do mundo no controle da emissão de CO₂ e tem aumentado seus investimentos em renováveis, como energia solar e eólica *offshore*.²³

O terceiro maior campo de petróleo da Noruega, Johan Sverdrup, no mar do Norte, um campo gigante descoberto entre 2010 e 2011, começou a produzir em janeiro de 2020, operado pela Equinor. O campo possui reservas recuperáveis de 2,7 bilhões de boe, e é esperado que a taxa de recuperação alcance 70% das reservas totais. O campo deverá produzir, na fase 1 do projeto, o máximo de 470 mil barris/dia; e, na fase 2, deverá produzir 690 mil barris/dia, após 2022, com uma segunda plataforma de perfuração e produção. O campo terá cinco plataformas fixas de produção, apoiadas em jaquetas de aço, em águas marítimas de aproximadamente 110 m de profundidade, e será responsável por cerca de 30% da produção total de petróleo na Plataforma Continental Norueguesa, devendo produzir petróleo por mais de trinta anos.²⁴ O campo emitirá menos CO₂ em comparação com os demais campos no mundo, em razão de utilizar energia de uma usina hidrelétrica situada na costa da Noruega. Em média, no mundo, são emitidos 18 kg de CO₂ por barril de petróleo produzido. No campo Johan Sverdrup as emissões serão de 0,67 kg, ou 3,7% da média mundial por barril produzido.

Na exploração dos campos de petróleo no mar do Norte, com suas difíceis condições climáticas, foram desenvolvidas tecnologias inovadoras pela Noruega, utilizadas também em diversas regiões petrolíferas no mundo. A Statoil aprimorou e difundiu a plataforma autoelevatória de perfuração *jack-up*, utilizada no campo

22. Para comparação, o campo de Tupi, no Brasil, produzia 1 milhão de barris/dia em junho de 2020. A comparação mostra a importância do campo de Statfjord para a Noruega, pois o país tem apenas 2,5% da população do Brasil, ou seja, grande parte da produção do campo foi exportada em todos os anos de produção.

23. Disponível em: <<https://www.equinor.com/sustainability/reporting>>.

24. Disponível em: <<https://www.offshore-mag.com/regional-reports/article/14176546/johan-sverdrup-hits-peak-early>>; <<https://www.equinor.com/en/what-we-do/johan-sverdrup.html>>.

de Ekofisk, operado pela Phillips Petroleum desde 1971, construída em cooperação com empresas holandesas, que contribuíram no aprimoramento da tecnologia do projeto. A plataforma autoelevatória dispõe de uma estrutura retangular de concreto que serve para facilitar seu deslocamento por rebocadores, uma vez que contém em seu interior materiais mais leves que a água do mar, como água de lastro ou ar (Lappegaard *et al.*, 1991 *apud* Ortiz Neto e Shima, 2008). A plataforma *jack-up* utilizada no campo de Ekofisk foi adaptada para a produção, em lâmina de água de 70 m. Além de difundir a plataforma autoelevatória, coube também à Statoil, em colaboração com empresas industriais fornecedoras, aprimorar os sistemas de produção submarina: as primeiras árvores de natal molhadas no mar do Norte foram instaladas no campo de Ekofisk, em 1971, e no campo de Tommeliten, em 1976. A Statoil se tornou a segunda maior operadora de equipamentos submarinos, depois da Petrobras (Keilen, 2005).

Outra tecnologia aprimorada pela Statoil, em cooperação com empresas privadas, foi a perfuração horizontal, para viabilizar e aumentar a produção em campos adequados a esse tipo de poço – de forma típica, aqueles com formações de pequenas espessuras (*short net pay*). O primeiro poço horizontal no mar do Norte foi perfurado pela empresa Unocal Corporation, em 1982 (Noia, 2009). Essa tecnologia foi finalizada em 1991, tendo se difundido mundialmente e sendo adotada no Brasil. O maior campo produtor de gás da Noruega, Troll, que também produz óleo, somente foi viabilizado pelo aprimoramento da perfuração horizontal. Nesse campo, dos cem poços em produção na primeira metade da década de 2000, cerca de 30% eram multilaterais. Poços horizontalmente mais longos e com resultados mais precisos foram perfurados na Noruega com a tecnologia *auto-track* (Keilen, 2005).

Uma importante tecnologia norueguesa consistiu no *software* Drillbench, desenvolvido pelo centro Rogaland Research (RF), em colaboração com empresas de petróleo. O programa permite antecipar problemas com os níveis de pressão dos poços e controlar os níveis de risco em perfurações complexas, ou seja, poços com alta pressão e alta temperatura em águas profundas. Testes desse *software* foram conduzidos em águas profundas no Brasil em colaboração com a Petrobras, em 2002 (Keilen, 2005).

Outra inovação de empresas da Noruega consistiu na tecnologia sísmica em 4D, ou *time-lapse seismic*, por meio da repetição de levantamentos 3D em intervalos de tempo, mantendo-se as mesmas condições de aquisição e de processamento dos dados. A sísmica 4D constituiu um recurso tecnológico valioso para a orientação espacial na perfuração de poços horizontais e para o acompanhamento do comportamento da extração de petróleo em reservatórios em determinado período de tempo. A Petrobras utilizou a tecnologia 4D, da firma norueguesa WesternGeco

(empresa adquirida pela Schlumberger), no campo de Marlim (Keilen, 2005). Uma das aplicações da tecnologia 4D pela Petrobras encontra-se no campo de Jubarte (capítulo 6).

Para beneficiar as gerações futuras depois que as reservas de petróleo se exaurirem, a Noruega criou, na década de 1990, o Government Pension Fund Global, para receber e investir parte das rendas que o governo recebe da produção de petróleo. Os recursos do fundo são aplicados em fundos de renda fixa, em ações de empresas e até 5% em imóveis, todos realizadas fora da Noruega para não impactar os gastos globais na economia interna (evitar inflação e a doença holandesa). Somente 4% dos recursos do fundo podem ser gastos anualmente na complementação do orçamento federal em serviços públicos, como saúde, educação e previdência social; os fundos acumulados ficam reservados para serem gastos no futuro para beneficiar as gerações futuras. É o maior fundo soberano do mundo, com US\$ 1,15 trilhão em ativos em 2019. O valor representava US\$ 209 mil por habitante da Noruega. Os recursos financeiros estavam aplicados no mercado de ações (70,8%), em renda fixa (26,5%) e em imóveis (2,7%). As maiores aplicações estavam na América do Norte (43,9%); na Europa (33,7%); na Ásia-Pacífico (19,2%); e em mercados emergentes (10,1%). O fundo apresentou retorno nos ativos de 19,9% em 2019, a maior rentabilidade desde sua fundação.²⁵

Com essa destinação de grande parte das rendas do petróleo, a Noruega é o melhor exemplo mundial do aproveitamento racional dos recursos do petróleo, que permitiram ao país evitar a chamada “doença holandesa”, que provocou, como já comentado, distorções econômicas e desemprego na Holanda, na década de 1960.

4.1 A Equinor no Brasil

No Brasil, a Equinor atua desde 2001, em atividades de desenvolvimento e de produção em diversos campos de petróleo e em energia solar. É a operadora do campo de Peregrino, em produção desde 2011, no qual possui 60% do capital, em associação com a petroleira Sinochem, com 40%. É o maior campo operado pela empresa fora da Noruega. Em outubro de 2022 foi iniciada a fase 2 do campo, com a entrada em operação da plataforma Peregrino C, ligada ao FPSO Peregrino, que adicionou 250 milhões de barris de reserva e estendeu as possibilidades de produção para 2040.

A Equinor adquiriu da Petrobras, em 2016, parte do bloco BM-S-8, no pré-sal da bacia de Santos, onde se encontra o campo originalmente denominado Carcará, descoberto pela Petrobras em 2012, renomeado pela Equinor como Bacalhau. Localiza-se em águas com mais de 2 mil metros de profundidade. Com 40% de

25. Disponível em: <<https://www.pionline.com/sovereign-wealth-funds/norways-government-pension-fund-global-posts-199-return>>. Acesso em: 14 jun. 2020.

participação e operadora do bloco, a Equinor tem como parceiros a ExxonMobil, com 40% do capital, e Petrogal Brasil, com 20%. Os investimentos no campo de Bacalhau, no desenvolvimento do primeiro módulo, foram estimados em US\$ 8 bilhões, encontrando-se em 2022 na fase 1 de perfuração de dezenove poços. A Equinor contratou para o campo, em 2020, a construção do maior navio-plataforma a operar no Brasil e um dos maiores do mundo, do tipo FPSO, com capacidade para produzir até 220 mil barris/dia de petróleo e 15 milhões de metros cúbicos/dia de gás natural. A produção inicial é prevista para 2024. O FPSO de Bacalhau será também a embarcação autônoma com menos emissões de gases de efeito estufa no mundo, devido à utilização de turbinas a gás de ciclo combinado (*combined cycle gas turbines* – CCGTs), que diminuirão as emissões, anualmente, em 110 mil toneladas.²⁶ Com o acréscimo na produção proveniente do campo, a Equinor espera produzir no Brasil, até 2030, o total de 300 a 500 mil barris/dia. O *break even* do projeto é estimado em menos de US\$ 35 por barril de petróleo. É o primeiro campo do pré-sal desenvolvido por um operador internacional, sem a presença da Petrobras.²⁷

Na segunda rodada de partilha de produção, em 2017, a Equinor adquiriu a licença para exploração e produção da área Norte de Carcará, na bacia de Santos, em que é a operadora, com 40% do capital, com os sócios Exxon (40%) e Petrogal Brasil (20%). No ano seguinte adquiriu 25% de participação do campo de Roncador, na bacia de Campos, associando-se à Petrobras, a operadora do campo.

Além de outras áreas em fase de exploração, a Equinor, como operadora, desenvolve no pré-sal da bacia de Campos, com a Petrobras (30% do campo) e Repsol Sinopec (30%), o bloco BM-C-33, localizado a 2,9 mil metros de lâmina d'água. No bloco, foram descobertas três acumulações de gás e óleo condensado: Seat, Gávea e Pão de Açúcar, anunciadas em 2012. A produção prevista de gás de Pão de Açúcar é de 16 milhões de metros cúbicos/dia, dos quais 14 milhões serão trazidos para o litoral e utilizados na malha nacional de gasodutos, a partir de 2028. As reservas recuperáveis de hidrocarbonetos foram estimadas em 1 bilhão de boe. Os poços serão conectados a um FPSO para o processamento do gás e óleo condensado extraídos. O gás natural será exportado para a costa por um gasoduto submarino, a ser conectado ao Terminal de Cabiúnas, ligado à malha de transporte nacional de gás.²⁸

26. Disponível em: <<https://www.equinor.com.br/noticias/20221103-equinor-inicia-perfuracao-no-campo-de-bacalhau>>.

27. Disponível em: <<https://epbr.com.br/com.br/equinor-contrata-maior-fpso-do-brasil-com-a-modec/>>; <https://epbr.com.br/com.br/petroleo-renova-maxima-e-ultrapassa-os-us-71/?utm_source=push>.

28. Disponível em: <www.equinor.com>.

5 INGLATERRA

Na década de 1960, a Inglaterra intensificou as explorações de petróleo na costa do mar do Norte, amparada pelo Continental Shelf Act, do Parlamento britânico, de 1964, que garantiu ao Estado o direito de conceder licenças para a exploração de hidrocarbonetos no mar (Freitas, 1993). A primeira descoberta foi o campo de Arbroath, em 1969, seguindo-se os campos de Argyll (primeiro campo a produzir, situado na costa da Escócia), Auk e Brent, em 1971.

As descobertas daqueles campos sinalizaram o surgimento de importante oportunidade para o desenvolvimento não só da produção de petróleo e gás, mas também de indústrias fornecedoras de bens e serviços para as explorações e a produção. Em 1973, o país criou o Offshore Supplies Office para prestar assistência financeira à indústria, a fim de aumentar a participação nacional no fornecimento de bens e serviços para as explorações de petróleo. O objetivo era aumentar a participação da indústria britânica em até 70% dos gastos que seriam realizados no mar do Norte pelas petroleiras. O escritório instituiu a política *full and fair opportunity* (oportunidade plena e justa), que seria a base para permitir que os fornecedores no país, de propriedade nacional ou não, tivessem a oportunidade de concorrer em igualdade de condições com as ofertas de bens estrangeiros. Da mesma forma que na Noruega, não foram exigidos percentuais mínimos de compras locais, nem multas às empresas com baixo conteúdo local. Contudo, como o órgão acompanhava as compras realizadas pelas empresas no mercado interno, logo firmou-se o consenso de que para obter sucesso na obtenção de áreas para exploração, as petroleiras deveriam realizar aquisições de equipamentos e serviços no mercado britânico.

Foi no campo de Argyll, em 1975, que se utilizou pela primeira vez o conceito de *early production system* (sistema de produção antecipada – SPA), com a instalação, pela primeira vez no mundo, de uma plataforma semissubmersível (SS-FPU), de formato triangular (Changing..., 1992; Ortiz Neto e Shima, 2008; Mahoney e Supan, 2012). O SPA consistia de uma embarcação de perfuração de poços adaptada para ser utilizada como plataforma de produção. Além da plataforma, o sistema SPA dispõe de equipamentos submarinos no fundo do mar para o controle da extração de petróleo e gás, de *risers* para a condução do petróleo e gás até a plataforma e barco perto da plataforma de produção para processamento e estocagem do petróleo extraído. O SPA foi concebido pela firma inglesa Hamilton Brothers (depois Sedco Hamilton) para funcionar provisoriamente enquanto se organizava um sistema de produção definitivo, por meio de plataformas fixas; com as descobertas de reservas em águas mais profundas, o sistema flutuante passou a ser adotado como forma de produção definitiva (Furtado, 1996; Machado Filho, 1983). O Brasil foi o segundo país a fazer uso desse tipo de sistema de produção: no campo de Enchova, em 1977; em diversos outros campos da bacia de Campos; e

na produção no pré-sal. O sistema foi também adotado em diversos campos de petróleo no mundo, como os campos Castellón e Casablanca, na Espanha (mar Mediterrâneo), Nilde (Itália), Cadlao (Filipinas), Tazerka (Tunísia), Buchan (Inglaterra) e diversos outros (Remery e Quintela, 1983; Mieras, 1983).²⁹

Outro modelo de plataforma, a TLP, foi implantada pela primeira vez no campo de Hutton, em 1983, em 148 m de lâmina d'água, pela companhia norte-americana Conoco, diante da necessidade de ampliar a exploração para águas mais profundas. A TLP, plataforma de pernas tensionadas, dispõe de quatro grandes colunas, onde estão instalados os flutuadores; cada coluna possui cabos entrelaçados (tendões) ancorados em *templates* (base de metal no fundo do mar para auxiliar na perfuração de poços e como base para a instalação de equipamentos submarinos), equipados com medidores de tensão conectados a computadores na plataforma. Foram instalados duzentos sensores nos tendões, que permitiam a um computador central na plataforma controlar a tensão de cada cabo para assegurar a estabilidade. Os movimentos da plataforma são conduzidos pelo tracionamento e distensionamento dos cabos, de acordo com o movimento da água (Jardine e Potts, 1988 *apud* Ortiz Neto e Shima, 2008; Thomas, 2004).

Sendo uma tecnologia nova, a empresa Conoco teve que recorrer a processo multidisciplinar nas pesquisas e no desenvolvimento das plataformas TLP. Pesquisadores de diversas instituições participaram da criação do novo sistema de ancoragem de plataforma, entre as quais a Bell Eletronics, para o desenvolvimento de sensores de tensão, e o Imperial College, da Inglaterra, em pesquisas sobre o comportamento da tensão dos equipamentos axiais. Foram criados seis grupos de pesquisa para resolver os problemas relativos ao novo sistema de ancoragem, às condições do solo, ao processo de instalação dos cabos e sua resistência, ao equilíbrio da plataforma e ao comportamento de todo o conjunto. As estacas para a fixação dos *templates* foram instaladas no solo marinho, à profundidade de até 58 m. O sistema atendia a um novo conceito tecnológico em que a plataforma podia acompanhar o movimento do mar, mesmo com tempestades e furacões.

Os desenvolvimentos tecnológicos nas plataformas TLP fundamentaram diversos conhecimentos de pesquisa que permitiram às demais companhias construir suas próprias TLPs no golfo do México. Nessa região, a empresa Conoco Phillips instalou sua primeira TLP no campo de Jolliet, em 1989, após três anos de testes, à profundidade de 536 m (Albaugh e Nutter, 2005; Adrezin e Benaroya, 1999 *apud* Ortiz Neto e Shima, 2008; Mahoney e Supan, 2012), muito próximo do limite de profundidade alcançado à época, de 684 m – ver o apêndice deste livro.

29. Entrevista do autor com Zephyrino Lavenère, da Petrobras, em julho de 2011.

A segunda empresa a instalar uma TLP no golfo do México foi a Shell, no campo de Auger, em 1994, sob 873 m de lâmina d'água, ao custo de US\$ 1,2 bilhão (US\$ 2,4 bilhões a preços de 2022),³⁰ tornando-se, à época, a segunda empresa a estabelecer um recorde em profundidade após a Petrobras. Também o conceito de *riser* de aço em catenária (*steel catenary riser* – SCR) (capítulo 6) foi introduzido pela Shell nessa TLP. A empresa precisou de quatro anos de estudos para se capacitar e dominar a tecnologia de TLPs, por meio da formação de diversos grupos de pesquisa em geologia, petrofísica e engenharia de reservatório, responsáveis pela geração dos conhecimentos na área necessários para realizar adaptações e desenvolver inovações incrementais na tecnologia da TLP para atingir áreas mais profundas (Petrobras, 2004; Ortiz Neto, 2006).

Além da SS-FPU, instalada em 1975 no campo de Argyll, dois modelos de plataformas flutuantes foram desenvolvidos no mar do Norte: o modelo SPAR, plataforma flutuante de produção de formato circular, e o navio-plataforma tipo FPSO, desenvolvido pela empresa norte-americana Kerr-McGee com a firma holandesa IHC-Caland e com firmas inglesas, instalado no campo britânico de Gryphon. O FPSO possui grande capacidade de estocagem e pode navegar grandes distâncias entre o estaleiro onde foi construído e o local de sua instalação no mar, e entre campos de petróleo. É muito difundido nos campos de petróleo do Brasil, porém é pouco utilizado em mares sujeitos a tormentas, como no golfo do México (Simmons, 2001 *apud* Ortiz Neto, 2006; Petrobras, 2005).

No início da década de 1990, o governo britânico começou a diminuir a ênfase na política de conteúdo local, em preparação para a entrada do Reino Unido no Mercado Comum Europeu e a maior concorrência que o país enfrentaria. Em 1992, o Offshore Supplies Office abandonou a política *full and fair opportunity* para se concentrar na promoção das exportações e no apoio à P&D na indústria do petróleo. Também a Noruega, com a entrada próxima na comunidade europeia, viu afetada sua capacidade de continuar concedendo tratamento preferencial às empresas locais, mas os dois países já haviam desenvolvido uma indústria local de fornecimento capaz de competir internacionalmente (Tordo, Tracy e Arfaa, 2011).

30. De acordo com o CPI-USA.

A PETROBRAS NO MAR: DAS DESCOBERTAS PIONEIRAS NO NORDESTE DO BRASIL ÀS ÁGUAS ULTRAPROFUNDAS DA BACIA DE CAMPOS

A decisão de procurar petróleo no mar, em águas distantes da linha da costa, foi tomada pela diretoria da Petrobras em 1966, após verificar que as descobertas em terra não resolviam a alta dependência brasileira das importações de petróleo, como se analisou no capítulo 3. A primeira ação prática foi a autorização, em dezembro daquele ano, para a aquisição da primeira plataforma para iniciar perfurações de poços no mar (Mendonça, Spadini e Milani, 2003, p. 25).

Antes da decisão de explorar em locais mais distantes da costa, a Petrobras já realizava explorações em águas junto à praia, desde o início das suas atividades operacionais, em 1954. O primeiro poço no mar foi perfurado no final de 1954, à profundidade de água de 4 m, na baía de Todos os Santos, quando foi descoberto, em novembro daquele ano, o campo de Dom João Mar, ao lado do campo Dom João, localizado em terra, descoberto em 1947.

Um depoimento do economista Jesus Soares Pereira, integrante da assessoria econômica do presidente Getúlio Vargas, indica o propósito da Petrobras de realizar explorações perto da linha da costa desde seu primeiro ano de operação. Em relato que fez ao presidente, no mês de agosto de 1954, ele anotou:

Instalou-se a nova empresa estatal no dia 10 de maio de 1954, solenemente. Os serviços até então dirigidos pelo Conselho Nacional do Petróleo e que deveriam passar à sua responsabilidade foram-lhe sendo transferidos conforme cronograma que se cumpriu, de tudo, em 1º de agosto daquele ano: nessa data, as unidades de pesquisa e produção da Bahia saíram da órbita administrativa do Conselho Nacional do Petróleo (CNP) para se incorporarem à da Petrobras. Relatei esse acontecimento a Getúlio Vargas então; já na fase aguda da crise política, relatei-lhe, ainda, as providências adotadas pela diretoria da empresa, no sentido de se iniciarem imediatamente as perfurações submarinas, na baía de Todos os Santos; comuniquei-lhe o que sabia a respeito dessas providências no último despacho para o qual me convocou, em 22 de agosto (Castro Filho, Dias e Lourenço Neto, s.d.).

A despeito dos propósitos iniciais de explorar águas marítimas costeiras, nos anos seguintes a Petrobras não se dedicou a explorar essas áreas. Como foi relatado no capítulo 3, o primeiro superintendente do Departamento de Exploração da Petrobras, Walter Link, decidiu que as explorações iniciais deveriam priorizar as

regiões terrestres do recôncavo baiano, a bacia costeira Sergipe-Alagoas e as bacias sedimentares do Paraná e da Amazônia. Somente em 1966, após as dificuldades de se encontrar jazidas promissoras em terra, é que a Petrobras decidiu se voltar para explorações no mar.

1 PREPARATIVOS PARA AS EXPLORAÇÕES NO MAR

A decisão de procurar petróleo no mar foi tomada pelos responsáveis pelas explorações na Petrobras em 1966, e foi confirmada pelo conselho de administração da companhia, em dezembro desse ano, quando foi autorizada a aquisição da primeira plataforma, para iniciar perfurações de poços no primeiro semestre de 1968. Foi encomendada a construção no Brasil da plataforma de perfuração Petrobras I, do modelo autoelevável (*jack-up*), para operar em águas com a profundidade de até 30 m. A sonda foi construída pela Companhia de Comércio e Navegação, no Estaleiro Mauá, em Niterói (Rio de Janeiro), com base em projeto da The Offshore Co. e Petroleum Consultants, de Houston, nos Estados Unidos, capaz de perfurar poços de até 4 mil metros de extensão (Mendonça, Spadini e Milani, 2003, p. 25; Dias e Quaglino, 1993, p. 135). A plataforma não foi a primeira a realizar perfurações, pois não ficou pronta a tempo de atender aos planos exploratórios, tendo sido substituída por outra plataforma.

A hipótese de existência de acumulações de hidrocarbonetos na plataforma marítima do Brasil, especialmente nos deltas de diversos rios brasileiros, foi construída com base nas semelhanças geológicas das costas marítimas no Brasil com as da África Ocidental, cujos exemplos se encontram na Nigéria e no delta do rio Níger, com suas ricas jazidas de petróleo. As semelhanças, pelo critério da continuidade geológica, são resultado da separação dos continentes sul-americano e africano, que há milhares de anos se encontravam unidos no grande continente Gondwana, que se separaram para formar, entre outros continentes e grandes ilhas, a América do Sul e a África.

Para a grande “inversão de rumos”, isto é, passar o foco das explorações em terra para operações no mar, os investimentos em terra deveriam diminuir diante das exigências de grande aumento de gastos na nova fronteira exploratória. As mudanças incluíam aumentar os dispêndios em aquisições e aluguel de plataformas de perfuração, em pesquisas sobre as condições geológicas, sísmicas e gravimétricas da plataforma continental, e na capacitação de recursos humanos para as especificidades dos trabalhos de perfuração de poços no mar e instalação dos equipamentos submarinos, entre outros investimentos em explorações *offshore* (Dias e Quaglino, 1993, p. 123). Se fossem descobertas jazidas de petróleo, a principal complexidade a ser vencida estaria no aprendizado da passagem das completações de poços (isto é, equipar os poços para começarem a produzir comercialmente), até então, realizadas

em terra, que passariam a ser realizadas no mar, com as chamadas completações molhadas. A novidade demandaria novas tecnologias em árvores de natal, demais equipamentos e cabos submarinos, assim como o aprendizado teórico e prático nas completações de campos de petróleo, para se atingirem os resultados de efetividade e segurança já alcançados pelas equipes técnicas da Petrobras no desenvolvimento dos campos terrestres (Caetano Filho, 2003).

O início das explorações no mar representou uma decisão que se revelaria de importância crucial alguns anos depois, durante a intensa busca por petróleo, após as duas crises mundiais nos preços do petróleo, em 1973 e 1979. A decisão de realizar explorações no mar foi estratégica e fundamental para o Brasil, cujos melhores resultados seriam colhidos alguns anos depois com as importantes descobertas de petróleo na bacia de Campos, entre 1970 e 1990, e no pré-sal, a partir de 2006. Quando a decisão foi tomada, o barril de petróleo se encontrava em torno de US\$ 1,8 (cerca de US\$ 14 a preços atualizados de 2021) (BP, 2022). Esse nível de preço não estimulava a alocação de investimentos para a exploração de petróleo no mar, se avaliados sob critérios de retornos de investimentos de empresas de petróleo privadas, mas a exploração no mar foi levada à frente pela Petrobras diante da necessidade de diminuir a dependência brasileira das importações de petróleo, a principal razão de criação da companhia. Além de estratégica para a elevação das reservas de petróleo, a exploração no mar permitiu o treinamento de pessoal nas complexas operações de perfurações marítimas, um fator que se revelaria de importância capital nas explorações em águas profundas e ultraprofundas, nas décadas de 1980 e 1990, e no pré-sal, quase cinquenta anos depois.

Carlos Walter M. Campos, um dos que fizeram parte da turma de 26 técnicos que foram enviados aos Estados Unidos, em 1956, para o curso de pós-graduação em geologia, como se comentou no capítulo 3, especializou-se como geólogo de poço e assumiu, em outubro de 1967, a chefia da Divisão de Exploração (Divex) do Departamento de Exploração e Produção (Dexpro), em substituição ao engenheiro Franklin de Andrade Gomes. Campos ficou no cargo até 1977, quando assumiu a superintendência geral do Dexpro, até 1985 (Campos, 2001, p. 56). Na Divex, o geólogo e engenheiro de minas coordenou as mudanças profundas iniciadas na Petrobras para lançar as explorações no mar. Foram necessárias, em suas palavras, “mudanças marcantes nos conceitos básicos para a programação do trabalho exploratório” (Campos, 1970, p. 98). As atividades exploratórias em terra deveriam ceder recursos humanos e materiais para serem utilizados no mar. O empreendimento exigiria maior capacitação em várias modalidades de engenharia, em geofísica e nos fornecimentos de materiais às operações das plataformas de perfuração. Havia necessidade de muito maior esforço gerencial para coordenar as atividades envolvidas na busca de petróleo no mar, caracterizadas por maiores incertezas na geologia, nas tecnologias e nos retornos dos investimentos, em época de petróleo com preço

muito baixo, isto é, antes das duas crises do petróleo nos anos 1970 (Dias e Quaglino, 1993, p. 122-127).

Com as informações geofísicas disponíveis até 1965, a Petrobras dividiu as bacias sedimentares da plataforma continental nas categorias de I a IV, no Plano Geral de Exploração para o período de 1966 a 1970, considerando apenas a faixa desde a costa até a profundidade marítima de até 30 m. O objetivo da classificação era orientar investimentos a serem realizados com perfurações de poços, isto é, a indicação das áreas submarinas com maior probabilidade de se encontrar acumulações de petróleo. A classificação I correspondia a áreas altamente favoráveis; a II, a áreas favoráveis; a III, a áreas possivelmente favoráveis; e a IV, a áreas pouco favoráveis. Na categoria I foram classificadas as bacias de Sergipe, Alagoas e do Recôncavo-Almada. Na categoria IV foram consideradas as bacias de Maranhão-Norte do Pará, Piauí-Ceará, Rio Grande do Norte-Pernambuco e Cabo Frio-Laguna. Era a primeira vez que a Petrobras fazia um exercício amplo para avaliar o potencial petrolífero brasileiro. Três anos depois, de posse de novos dados geofísicos, a classificação das bacias foi aprimorada (Campos, 1970; Mendonça, Spadini e Milani, 2003, p. 25).

Entre fevereiro e novembro de 1967 foram detonados 684 km de linhas de refração sísmica ao longo de áreas da plataforma leste. As linhas forneceram apoio aos programas de reflexão sismográfica que se seguiram (Campos, 1970, p. 98).

Os reconhecimentos gravimétricos¹ foram substituídos, a partir de 1968, por levantamentos aeromagnetométricos,² para cobrir as seções da plataforma continental ainda não pesquisadas pelos demais métodos geofísicos. Os levantamentos foram iniciados entre Camocim, no Ceará, e Salinópolis, no Pará, de maio a outubro de 1967. Outra área, entre Salinópolis e Oiapoque, no norte do estado do Amapá, foi levantada de maio a outubro de 1968. De novembro de 1968 a junho de 1969 foram cobertas as plataformas do Espírito Santo e Bahia Sul, com a finalidade de definir as áreas sujeitas a vulcanismo. Os levantamentos aeromagnetométricos foram então direcionados ao Sul, cobrindo de Chuí até Porto Alegre. Finalmente, previa-se, em 1970, a realização de aeromagnetometria das áreas desde Camocim, até Maragogi, em Pernambuco, e de Porto Alegre a Cabo Frio, no Rio de Janeiro (Mendonça, Spadini e Milani, 2003, p. 25).

1. A utilização da prospecção gravimétrica na exploração do petróleo, ou medida da atração gravitacional, permite estimar a espessura de bacias sedimentares, a existência de rochas com espessuras anômalas, como as de sal, e a ocorrência de altos e baixos estruturais (Thomas, 2004, p. 26).

2. Levantamentos aeromagnetométricos consistem em "medição do campo magnético de uma área geológica por meio de uma aeronave. Os magnetômetros rebocados por uma aeronave podem medir a intensidade do campo magnético da área investigada. As diferenças entre as medidas reais e os valores teóricos indicam anomalias, que representam, por sua vez, mudanças litológicas ou nas feições geológicas" (Fernández, Pedrosa Junior e Pinho, 2018). Para mais informações, ver a tabela com os dados dos levantamentos geofísicos do período em Moura e Carneiro (1976, p. 333).

Os levantamentos iniciais foram limitados a faixas com profundidade de água de até 30 m, mas, à medida que se prosseguia, a cobertura foi estendida para águas com 50 m. Na área do delta do Amazonas, algumas faixas de voo do levantamento aeromagnetométrico foram estendidas até águas com a profundidade de 200 m. Dados os rápidos progressos tecnológicos na exploração e na produção em águas mais profundas, o objetivo dos formuladores dos planos de exploração da Petrobras, ainda no final da década de 1960, era avançar em direção a águas marítimas mais distantes da costa. O objetivo era “dispor de um mapa estrutural de toda a plataforma continental do Brasil, compilado a partir dos dados aeromagnetométricos” (Campos, 1970, p. 98).

Também os levantamentos sismográficos foram intensificados a partir de 1968, em áreas promissoras selecionadas, com vistas à indicação de locais para a perfuração de poços pioneiros. Para a execução da tarefa foi contratada uma equipe sísmica marinha que realizou levantamentos ao longo da costa Leste, desde Alagoas até Macaé, no Rio de Janeiro, principalmente de sísmica de reflexão. A produção da equipe foi de 10.200 km de linhas de reflexão e 410 km de linhas de refração no ano. Foram realizados 250 km de perfis experimentais no delta do rio Amazonas, e diversas áreas foram examinadas ao longo da costa Leste, de Alagoas até Macaé, no estado do Rio de Janeiro.

Em 1968, foi criado o Centro de Processamento de Dados Sísmicos Digitais, na Petrobras, que permitiu a obtenção dos primeiros registros digitais na plataforma continental, o processamento dos próprios dados sísmicos e o desenvolvimento de *softwares*.

Ainda em 1968, a classificação das bacias foi modificada, com base em novas informações geofísicas e com menor apoio no critério de continuidade geológica, utilizado na categorização de 1968, isto é, embora a continuidade geológica das bacias em terra para o mar existisse, a maioria das acumulações de petróleo em terra não justificava, por seu baixo volume, um programa de exploração e os pesados investimentos para as áreas submarinas adjacentes a elas. Para a seleção das bacias sedimentares com base em seu potencial, Carlos Walter M. Campos apontou como critério mais adequado a analogia geológica com áreas mundiais onde existem grandes acumulações de petróleo. Como exemplo principal referiu-se às áreas onde grandes rios deságuam no mar, formando deltas, situação favorável à acumulação de reservas de petróleo. Esse é o caso das áreas petrolíferas submarinas dos deltas dos rios Níger e Mississipi, que possuem sedimentos espessos (Campos, 1970). O Brasil também dispõe de grandes rios que deságuam no Oceano Atlântico, formando deltas, sendo o principal o rio Amazonas, que

reuniria, segundo ele, as melhores condições para a existência de petróleo.³ Na classificação de 1968 das bacias da plataforma continental, as bacias de Sergipe, Alagoas e do Recôncavo-Almada foram rebaixadas da categoria I para a II. Da categoria II anterior para a categoria I foram elevadas as bacias do Delta do rio Amazonas e Bahia Sul-Espírito Santo.

Utilizando métodos de avaliação geológica, Carlos Walter M. Campos estimou valores para o potencial petrolífero recuperável na plataforma continental brasileira, em 1969, em profundidades marítimas de até 200 m, quando as primeiras descobertas de pequenos campos de petróleo no mar estavam ainda em seu começo, no Nordeste. O montante estimado foi de 23,8 bilhões de barris de petróleo (3,78 bilhões de metros cúbicos) (Campos, 1970, p. 113), um número que se revela surpreendentemente próximo do montante que as reservas brasileiras de petróleo no mar alcançaram, de 2010 a 2018, de 25,8 bilhões de barris em média (reservas totais, isto é, provadas, prováveis e possíveis).⁴

2 DESCOBERTAS PIONEIRAS NAS COSTAS MARÍTIMAS DO NORDESTE DO BRASIL

No final de 1966 a Petrobras planejou a perfuração do primeiro poço no mar, conforme foi determinado pelo conselho de administração da companhia. O primeiro poço, no Espírito Santo, foi perfurado “com a esperança de haver um novo golfo do México por aqui”, mas não encontrou petróleo. O segundo foi baseado em levantamento sísmico em uma área com sedimentos deltaicos (a foz do Rio Vaza Barris, em Sergipe) por analogia com o delta do rio Níger (Campos, 1970, p. 112).

A locação escolhida para o poço inaugural, no Espírito Santo, foi identificada em uma estrutura geológica mostrada em um perfil sismográfico de reflexão, que foi interpretada como um domo de sal (não sem muita polêmica na Petrobras, onde alguns geofísicos não acreditavam na existência de camada de sal na região). A plataforma Vinegaroon perfurou o poço pioneiro, 1-ESS-1 (Espírito Santo Submarino nº 1), que atingiu o flanco da camada de sal à profundidade de 1.949 m. A plataforma era do tipo *jack-up*, alugada pela Petrobras no mercado internacional, pois a plataforma Petrobras I não ficara pronta a tempo. O poço pioneiro, iniciado

3. Trinta anos depois de acreditar que o Brasil encontraria petróleo no delta do Amazonas, Carlos Walter M. Campos comentou sobre o fracasso de encontrar petróleo naquele local, em perfurações realizadas em 1970/1971, devido à “esterilidade do grande cone do rio Amazonas” (Campos, 2001, p. 59; Mendonça, Spadini e Milani, 2003, p. 28-29). Contudo, na área do cone do Amazonas, foi perfurado um poço no início de 1976, com o objetivo de testar uma feição correspondente a um arenito saturado de gás, associada a uma estrutura dômica alongada, mapeada pela sísmica, que apresentou vários intervalos de reservatórios saturados de gás, que levou à descoberta do campo de Pirapema (Mendonça, Spadini e Milani, 2003, p. 36).

4. Dados sobre os volumes de reservas encontram-se em ANP, Anuário Estatístico 2019, tabela 2.3. Disponível em: <<https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/publicacoes/anuario-estatistico/anuario-estatistico-2019#Se%C3%A7%C3%A3o%202>>.

em 19 de junho de 1968 e terminado em 20 de agosto do mesmo ano, atingiu a profundidade de 3.113 m, dentro da massa de sal, e confirmou a interpretação de que se tratava de um domo de sal. Contudo, o poço ESS-1 perfurou a camada de sal antes do tempo previsto, o que levou Carlos Walter M. Campos (2001) a declarar que a Petrobras não estava tecnologicamente preparada para a exploração naquelas áreas complexas, como a camada de sal (Mendonça, Spadini e Milani, 2003, p. 27). Os propósitos da perfuração tinham sido atingidos, pois o poço tinha também objetivos estratigráficos, isto é, conhecer a espessura e a natureza dos sedimentos terciários e cretáceos na porção marítima da bacia. Ele afirmou sobre essa exploração pioneira:

Considerou-se a possibilidade da perfuração de outra estrutura, entre as várias mapeadas na área de domos de sal. Entretanto, decidiu-se não prosseguir com a exploração dessas feições geológicas, geralmente muito complexas, até que informações mais completas e estudos detalhados estivessem disponíveis, evitando, dessa maneira, o grande risco de perfurar numerosos poços secos, antes que se alcançasse o primeiro sucesso (Campos, 1970, p. 57; 2001).

Informações mais confiáveis sobre a perfuração de poços em domos de sal somente estariam disponíveis mais de trinta anos depois, na primeira metade da década de 2000, quando a Petrobras decidiu realizar perfurações de poços na camada do sal, na bacia de Santos.

Após aquela primeira tentativa de perfuração no mar, o distrito regional da Petrobras selecionou um local para a segunda perfuração no litoral de Sergipe. Carlos Walter M. Campos discordou da locação e determinou que a plataforma fosse levada para a foz do rio Vaza-Barris, na bacia de Sergipe, onde se acreditava que havia uma sedimentação deltaica, com possibilidades de existência de petróleo, como ocorria na foz do rio Níger, na África. A locação 1-SES-1 foi selecionada para a nova perfuração, em agosto de 1968, mapeada por sísmica de reflexão, em direção à plataforma continental, no denominado Baixo de Mosqueiro. Sua porção terrestre já havia indicado anteriormente sinais de petróleo, após a perfuração de quatro poços (Mendonça, Spadini e Milani, 2003, p. 27; Dias e Quaglino, 1993, p. 143, nota 23).

A decisão de selecionar a locação na foz do Rio Vaza Barris mostrou-se correta e começou a recompensar, em uma visão de médio prazo, os investimentos da Petrobras na exploração da plataforma marítima: no local foi descoberta, em setembro de 1968, uma acumulação de petróleo com volume recuperável de 60 milhões de barris, considerada pequena, mas que se mostrou importante, pois se tornaria a primeira reserva de petróleo localizada no mar no Brasil, distante da linha costeira. Após os testes de produção, que mostraram vazões entre 1.500 e 2.000 barris/dia

de óleo, com 43 °API,⁵ o campo foi denominado Guaricema, em lâmina d'água de 28 m (Campos, 2001, p. 59-61; Mendonça, Spadini e Milani, 2003, p. 27).

A decisão de desenvolver o campo de Guaricema, cuja produção foi iniciada em 1973, foi tomada pela razão estratégica de se iniciar no Brasil o aprendizado prático da produção no mar, conforme decisão do presidente da Petrobras, general Ernesto Geisel. Para iniciar a produção foi importado dos Estados Unidos todo o sistema produtivo do campo, composto de plataforma com jaquetas, sistema de produção de petróleo no convés da plataforma e a estação de processamento em terra, em Atalaia, estado de Sergipe.⁶

Seguiram-se as descobertas dos campos de Dourado (1969), Camorim (1970) e Caioba (1971), em lâmina d'água em torno de 30 m, em Sergipe, locais em que, junto com Guaricema, foram implantadas as primeiras plataformas fixas de produção no mar, apoiadas por navios para a estocagem da produção. As técnicas de construção da época consistiam de pequenas plataformas fixas de aço, compostas de três partes principais: o convés (área de operação), jaquetas (tubos de aço em forma de treliça) e estacas para a fixação das jaquetas no solo marinho. Grande parte do complexo produtivo implantado na bacia de Sergipe era ligada por duto multifásico à estação de tratamento de Atalaia, que realizava a separação dos fluxos petróleo-água extraídos. A separação do gás natural era realizada nas plataformas. A perfuração e a completação dos poços eram executadas por plataformas autoelevatórias *jack-ups* posicionadas junto às plataformas fixas.

Até 1975, as plataformas e os equipamentos eram quase todos importados; importavam-se plataformas fixas para águas rasas de apenas 15 m de profundidade (Saliés, 2004a), mas a partir daquele ano começou a construção no Brasil de plataformas fixas de produção, por meio de consórcios de firmas nacionais e estrangeiras, não obstante ainda se continuar a importar partes de plataformas fixas nos casos de maiores profundidades (Vasconcelos, 1973; Ortiz Neto, 2006; Dias e Quaglino, 1993, p. 125).

As descobertas pioneiras em Sergipe incentivaram o aumento das prospecções nas bacias sedimentares das costas marítimas do Nordeste, onde foram descobertas novas jazidas em águas rasas. No Rio Grande do Norte foi descoberto o campo de Ubarana, em 1973, a 13 km da costa, em lâmina d'água rasa de 15 m, com 43,4 milhões de barris recuperáveis; no mesmo ano foi revelado o campo de Robalo, em Alagoas, e, em 1974, o campo de Mero, em Sergipe. No Ceará, as prospecções iniciaram-se em 1971, resultando na descoberta de pequenos campos: o campo de Xaréu, em 1976, sob lâmina d'água de 30 m, em um poço perfurado

5. O grau API é uma escala criada pelo American Petroleum Institute (API) para medir a densidade dos diferentes tipos de petróleo.

6. Conforme o depoimento de Marcos Isaac Assayag concedido ao Museu da Pessoa em 14 de janeiro de 2005.

pela plataforma PA-12, do tipo *jack-up*. Em seguida, foram descobertos os campos de Curimá e de Espada, em 1978, e de Atum, em 1979.

O aumento das descobertas levou a Petrobras e o Centro de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação Leopoldo Américo Miguez de Mello (Cenpes) a desenvolver projetos próprios de plataformas fixas de produção que atendessem às características das condições ambientais brasileiras nos novos campos. O esforço tecnológico resultou em três projetos de plataformas fixas distintas, conhecidas como plataformas de primeira, segunda e terceira famílias. As plataformas da primeira família podiam ser instaladas em até 60 m de lâmina d'água e contavam com um pequeno módulo para acomodação de pessoal. As plataformas da segunda família comportavam a produção de até nove poços, permitiam a separação primária dos fluidos produzidos (água-gás natural-petróleo) e tinham um sistema de transferência de petróleo para o transporte à terra. As plataformas da terceira família, mais aprimoradas, podiam operar como plataformas centrais e permitiam a perfuração e a completação de até quinze poços. Além disso, possuíam uma planta de processo completa para teste, separação, tratamento e transferência de fluidos, e sistemas de segurança e de acomodação de pessoal. Suas dimensões eram de 26 x 29 m, e operavam em lâmina d'água de até 150 m.

Em 1975, nos desenvolvimentos para a produção dos campos de Ubarana e Agulha, no Rio Grande do Norte, foram utilizadas plataformas de concreto gravitacionais, que consistiam em grandes caixas de concreto, transportadas flutuando até o local de instalação, com ar dentro, e afundadas no local para servirem como base da plataforma. Conhecidas como plataforma tipo *caisson*, foram projetadas e construídas pelo consórcio franco-brasileiro Mendes Júnior-Campenon Bernard. Uma das pernas de fixação da plataforma no solo marinho servia também como depósito para o petróleo extraído. Cada plataforma permitia a perfuração e a completação de até treze poços, a separação e o tratamento primário dos fluidos, o armazenamento, a transferência de petróleo e a compressão de gás natural, além de alojamento de pessoal.

3 DESCOBERTAS DE PETRÓLEO NA BACIA DE CAMPOS

Em 1968, mesmo ano da primeira descoberta de petróleo nas costas marítimas do Nordeste, a Petrobras iniciou levantamentos geológicos, avaliações sísmicas em 2-D e avaliações gravimétricas de maior extensão na parte marítima da bacia de Campos, no estado do Rio de Janeiro. Os dados e as informações levantados permitiram perfurar o primeiro poço, 1-RJS-1, em 1971, com uma plataforma *jack-up*, em lâmina d'água de 49 m.

Continuando os investimentos para a exploração no mar, em 1971 foi encomendada a um estaleiro no Japão a construção da plataforma de perfuração

Petrobras II, para realizar sondagens na bacia de Campos e, em 1972, a plataforma Petrobras III, construída nos Estados Unidos, para sondagens em águas de até 100 m de profundidade. Em 1975, foi adquirida a plataforma Petrobras IV, também no exterior (Dias e Quaglino, 1993, p. 125; Moura e Carneiro, 1976).

As perfurações prosseguiram nos anos seguintes, em lâminas d'água superiores a 60 m, mas sem encontrar petróleo. Em outubro de 1973, o choque no preço do petróleo reforçou a necessidade de se continuar as explorações no mar. Os preços do barril de petróleo foram reajustados em quase 4 vezes pelos países árabes, levando o preço médio do tipo árabe leve a saltar de US\$ 2,90 o barril, em setembro de 1973, para US\$ 11,65, em janeiro de 1974 (Reich, 1995; Merrill, 2007).⁷ A primeira descoberta se daria nesse mesmo ano, um evento de importância histórica para o Brasil, que representou um exemplo de persistência na procura por petróleo, e iria mostrar a importância da decisão de explorar a plataforma marítima brasileira, determinada oito anos antes.

Em 1974 começou a ser perfurado o sétimo poço, 1-RJS-7, que se planejava ser o último na bacia de Campos, com a profundidade final prevista de 3.500 m; se não ocorresse descobertas, o navio-sonda Petrobras II iria ser deslocado para realizar perfurações na bacia do Espírito Santo. Coube ao chefe da Divisão de Exploração da Petrobras, Carlos Walter M. Campos, a decisão de continuar os trabalhos de perfuração do sétimo poço, mesmo sem sinais de petróleo. Diante da falta de indicações de petróleo, a equipe na plataforma Petrobras II já se preparava para abandonar a campanha de perfuração na área. Walter Campos havia retornado de uma viagem ao Oriente Médio e a outros países para conhecer as áreas produtoras de petróleo, seguindo uma sugestão do presidente da Petrobras, general Ernesto Geisel. No Iraque e no Irã ele constatou que grandes reservatórios de petróleo proviham de rochas calcáreas, em profundidades de até 5.000 m. Ao entrar em sua sala na Petrobras, encontrou sobre a mesa uma mensagem por rádio para ser assinada, determinando o abandono do poço 1-RJS-7, pois estava seco à profundidade de 3.200 m. Ao verificar o perfil sísmico do poço observou que faltavam apenas 200 m para a sonda alcançar a zona calcárea. Determinou, então, em mensagem à plataforma Petrobras II, que não se abandonasse o poço, e que a perfuração continuasse por mais 200 m. Como fruto dessa decisão, após alcançar a profundidade de 3.401 m na rocha sedimentar, as amostras retiradas indicaram uma seção saturada de óleo e gás na zona calcária. Os indícios de petróleo incentivaram a continuação das perfurações no poço 1-RJS-9, mas esta operação teve que ser abandonada, em junho de 1974, ao alcançar a profundidade de 3.102 m, devido à perda de um equipamento no interior do poço. O navio foi deslocado 150 m, e o poço foi então repetido,

7. Ver também: *Federal Reserve History – Oil Shock of 1973-74*. Disponível em: <https://www.federalreservehistory.org/essays/oil_shock_of_1973_74>.

sob a designação 1-RJS-9A, o nono perfurado. À profundidade de 3.150 m, em 124 m de lâmina d'água, o poço perfurou uma seção de calcários – rocha de porosidade e permeabilidade maior que as rochas de arenitos até então produtoras de petróleo no Brasil – e encontrou o primeiro reservatório de petróleo da bacia de Campos. O petróleo emergiu no poço, com alta pressão, um minuto após o surgimento de gás (Petrobras..., 1974a; 1974b; Mendonça, Spadini e Milani, 2003; Campos, 2001, p. 64).

No dia 25 de novembro a Petrobras comunicou a descoberta da acumulação de petróleo com volume estimado inicialmente em 100 milhões de barris de óleo, com espessura de coluna de óleo de mais de 100 m. Os registros da descoberta haviam sido comunicados à direção da Petrobras no dia 22 de novembro. Os testes iniciais indicaram vazão preliminar de 3.000 barris/dia, que aumentariam, pois a sonda iria perfurar mais cerca de 400 m. A descoberta foi acompanhada de euforia na Petrobras, pois sabia-se que as últimas descobertas no México também tinham sido em rochas calcáreas. O campo foi denominado Garoupa e, como em seu entorno foram detectadas estruturas geológicas semelhantes, acreditou-se, desde o início, que a descoberta apontava a existência de uma nova província petrolífera e não apenas de um campo de petróleo isolado (Governo..., 1974a; UEKI... 1974; Mendonça, Spadini e Milani, 2003, p. 34). Para acelerar as descobertas, a Petrobras deslocou uma plataforma de perfuração para a bacia de Campos, denominada Key West, que estava em operação no litoral do Rio Grande do Norte.

Naquele mês da descoberta a crise mundial do petróleo se aprofundou, obrigando o governo a procurar acordos com os países árabes para garantir o fornecimento de petróleo. O ministro do planejamento, Reis Velloso, e o de Minas e Energia, Shigeaki Ueki, viajaram ao Oriente Médio para negociar com países árabes a aquisição de petróleo para o Brasil para os próximos anos (a produção nacional de petróleo era de apenas 177 mil barris/dia para o consumo total de 815 mil barris/dia, isto é, 21,7%) (IBGE, 1987, p. 449). Ainda em novembro de 1974 acentuaram-se as medidas de contenção de consumo de combustíveis no país. Uma comissão formada por vários ministérios estudava diversas medidas para conter o consumo de derivados de petróleo, a exemplo do corte de 50% nas corridas programadas pela Confederação Brasileira de Automobilismo e a proibição de corridas de gincanas, então comuns no interior (Petrobras..., 1974a; Governo..., 1974b).

Para neutralizar as notícias negativas de racionamento, o governo federal divulgava notícias otimistas sobre as descobertas. A Petrobras, entretanto, mostrava cautela técnica e discrição, ao informar sobre a necessidade de se aguardar o término dos testes de produção do novo campo para a avaliação da extensão da província petrolífera e sua capacidade de produção. O secretário de imprensa da

Presidência da República se adiantou às análises acerca do potencial da descoberta e informou que os campos de petróleo no Brasil, incrementados pela nova descoberta, permitiriam que o país alcançasse a produção de 1 milhão de barris/dia (Governo..., 1974a). Era uma previsão totalmente distante da realidade: essa marca somente seria alcançada 25 anos depois, em 1999. Os mercados também refletiam a euforia da nova descoberta, enquanto a Petrobras providenciava, no início de dezembro, a ida de jornalistas do Brasil e do exterior para visitar a plataforma Petrobras II para verificar no local os resultados da descoberta. A notícia fez as bolsas de valores de São Paulo e do Rio de Janeiro atingirem volumes elevados de negociações de ações e, também, iria facilitar a venda de títulos da dívida que o governo planejava lançar no Oriente Médio.

Após a descoberta de Garoupa providenciou-se a continuação do mapeamento de outras estruturas geológicas promissoras na bacia de Campos, que permitiram o início do ciclo de importantes descobertas, como os campos de Pargo, Badejo, Namorado, em 1975, Enchova, em 1976, e Bonito e Pampo, em 1977. Engenheiros de perfuração, de avaliação e de completação de poços da Petrobras foram deslocados da Bahia para darem suporte às atividades de desenvolvimento dos novos campos de petróleo. Foi criado o Laboratório Central da Exploração, composto por especialistas experimentados, cujos estudos de rocha e investigações sedimentológicas e paleontológicas consolidaram o papel fundamental do laboratório na formulação dos modelos geológicos da Petrobras (Mendonça, Spadini e Milani, 2003, p. 33).

A Petrobras começou a formar uma nova geração de profissionais com especializações em várias áreas para dar conta de enorme expansão que se seguiria com os novos campos e para equipar as plataformas. Para o gerenciamento das explorações foi instalado em Vitória, no estado do Espírito Santo, o Distrito de Produção do Sudeste (Disud), em que operavam as áreas de exploração, de perfuração e de produção. A administração das operações nos primeiros campos desenvolvidos permaneceu na cidade de Vitória até 1979, quando, por falta de infraestrutura no porto local e nas instalações administrativas, e necessitando a Petrobras de 150 metros de extensão no porto, resolveu estabelecer uma base de operações ampliada na cidade de Macaé, no estado do Rio de Janeiro.⁸ As descobertas na bacia de Campos continuaram por três décadas de explorações à frente.

Os primeiros registros digitais sísmicos foram realizados no Brasil em 1968, ano em que foi adquirido um computador, realizando-se a interpretação dos dados nos Estados Unidos (Dias e Quaglino, 1993, p. 126; p. 142). Nesse período foram realizados 12.000 km de sísmica 2-D nas costas marítimas e perfurados 13 poços pioneiros.

8. João Carlos de Luca, em entrevista ao autor, em agosto de 2011, no Rio de Janeiro; Roberto Gomes Jardim, em depoimento ao Museu da Pessoa, em 25 de junho de 2008.

Em 1972, foram contratados navios-sonda para as perfurações em águas acima de 80 m de profundidade. Em 1977, as perfurações alcançaram o limite de águas rasas, de 300 m; em 1980, foram realizadas perfurações em águas com profundidade de 400 m, e, em 1982, em águas de 500 m (Valença, 1989; Petrobras, 2005, p. 27-29). Não havia, contudo, equipamentos, como árvores de natal, para extrair petróleo a profundidades no mar próximas a 400 m, o que levou a Petrobras a ter que desenvolver tecnologias próprias para operar nos campos descobertos sob aquelas profundidades, como se analisa no capítulo 6.

As descobertas demonstraram o grande potencial da bacia de Campos para solucionar ou atenuar a alta dependência brasileira de importações de petróleo. Nessa fase, foi utilizada a tecnologia sísmica em 3-D, que permitiu reduzir os riscos e custos nas perfurações; os dados eram processados em Houston, Texas. Em 1978, iniciou-se a produção de imagens em 3-D no Brasil, no campo de Cherne. Por volta do fim de 1983 tinham sido descobertos 22 campos de petróleo em águas com profundidade entre 86 m e 430 m (Petrobras, 2005). Nove desses campos começaram a produzir com plataformas flutuantes e árvores de natal submarinas, e quatro campos com plataformas fixas. Nessa fase foram perfurados 345 poços exploratórios.

Para o controle da exploração das jazidas e o planejamento da construção de plataformas fixas – em substituição às plataformas flutuantes temporárias nos campos em que a adoção do sistema fixo se mostrasse viável – foi instituído, em 1978, o Grupo Executivo da Bacia de Campos (Gecam), que iria desenvolver os projetos das plataformas fixas com tecnologia adquirida da Inglaterra e dos Estados Unidos (Assayag, 2005).

As descobertas que se seguiram, na década de 1980, foram marcadas pelo campo gigante de Albacora, em 1984, e pelo campo de Marlim, em 1985, como resultado de uma campanha exploratória iniciada em 1984, em águas acima de 500 m, utilizando-se plataformas de perfuração de posicionamento dinâmico. A partir dessa profundidade as dificuldades estavam relacionadas ao tempo de perfuração, pois apenas para perfurar a seção inicial do poço (*spud-in operations*) levava-se até vinte dias. As perfurações eram realizadas somente com poços verticais e direcionais, não se perfurando ainda no Brasil poços horizontais em águas profundas (Petrobras, 2005, p. 29-32).⁹ Essa fase se caracterizou pelo aumento dos levantamentos sísmicos em 3-D, “incluindo *software* específico de aquisição que minimizou os custos e proporcionou melhor cobertura da subsuperfície” (Saliés, 2004a; Petrobras, 2005, p. 29). Cerca de vinte novos campos e acumulações foram descobertos nessa fase, como os campos de Marimbá, em 1984,

9. Perfurações direcionais, em campos em terra, foram desenvolvidas pela primeira vez na província petrolífera da República de Bashkortostan, na Rússia, em 1949. No mar, a perfuração de poços horizontais iniciou-se no começo da década de 1980, na Noruega, e sua plena utilização no mundo ocorreu a partir da década de 1990 (Smil, 2008).

Albacora Leste, em 1986, em lâmina d'água entre 800 m e 2.000 m, e Marlim Sul, em 1987, entre 720 m e 2.600 m.

Em 1996 foi descoberto, com a perfuração do poço RJS-436A, o campo de Roncador, sob 1.853 m de lâmina d'água, o primeiro localizado em águas ultra-profundas no mundo. Em 1989 foi descoberto o campo gigante de Barracuda, em águas profundas de 600 m a 1.100 m. A utilização da técnica sísmica da migração pré-empilhamento (*pre-stack*) em profundidade e os processamentos dos dados sísmicos em alta resolução permitiram realizar interpretações geológicas de alto ajuste.¹⁰ Outros avanços tecnológicos, como o posicionamento por GPS e o processamento de dados a bordo contribuíram para reduzir o tempo de aquisição de dados sísmicos e o processamento das imagens em 3-D. Em 1990, foi perfurado o primeiro poço horizontal na bacia de Campos, em lâmina d'água de 222 m, no campo de Bonito; o primeiro poço horizontal em águas profundas foi perfurado em 1994, no campo de Marlim, em lâmina d'água de 903 m. O desenvolvimento de poços horizontais permitiu ganhos importantes na produção, com avanços ao longo da extensão horizontal do reservatório, e não somente em sua espessura vertical.

Outros campos descobertos em águas profundas e ultraprofundas foram Caratinga (1994 – profundidade de 850 m a 1.350 m de lâmina d'água); Bijupirá (1990 – profundidade de 700 m a 800 m), Espadarte (1994 – profundidade de 750 m a 1.500 m); Marlim Sul (1987 – profundidade de 800 m a 2.500 m); Marlim Leste (1987 – profundidade de 780 m a 2.000 m); Jubarte (2001 – profundidade de 1.240 m a 1.500 m); e Cachalote (2002, situado no Parque das Baleias).¹¹

4 O SISTEMA DE PRODUÇÃO ANTECIPADA¹²

O início da produção comercial na bacia de Campos deu-se em 13 de agosto de 1977, no campo de Enchova, em lâmina d'água de 120 m, com a utilização da plataforma Sedco-135D, originalmente uma plataforma de perfuração semissubmersível, adaptada para operar como unidade de produção. O campo de

10. A migração pré-empilhamento em profundidade consiste em migrar um volume muito grande de dados antes de empilhá-los horizontalmente – ao contrário do que acontece no processamento convencional – como uma forma de posicionar melhor os eventos registrados na aquisição sísmica, momento em que acontece uma série de distorções causadas pelas heterogeneidades nas camadas rochosas.

11. Disponível em: <<https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/gestao-de-contratos-de-e-p/fase-de-producao/pd/>>; <<http://www.clickmae.com.br/?sec=361&pag=pagina&cod=293>>.

12. Esta seção beneficiou-se de informações e comentários dos seguintes engenheiros da Petrobras: Maurício Werneck de Figueiredo, coordenador, de 2006 a 2010, do Programa de Capacitação Tecnológica em Águas Profundas (Procap); Carlos Heleno Barbosa, engenheiro na empresa de 1979 a 2010, trabalhou em plataformas no desenvolvimento de campos de petróleo na bacia de Campos e no Cenpes; Zephyrino Lavenère Machado Filho, de 1960 a julho de 2012, coordenou a implantação dos campos de petróleo Enchova Leste e Bonito; João Carlos de Luca, engenheiro da Petrobras de 1974 a 1997, em 1986-1989 foi superintendente de produção da região Sudeste, e entre 1990 e 1995 foi diretor de exploração e produção da Petrobras. O autor esclarece que quaisquer incorreções eventualmente existentes no texto são de sua exclusiva responsabilidade.

Enchova inaugurou um novo método de produção de petróleo no Brasil, o Sistema de Produção Antecipada (SPA), que havia sido testado pela primeira vez no mar do Norte, apenas dois anos antes, e se encontrava em início de implantação em diversas regiões petrolíferas no mundo.

Como as plataformas fixas de Enchova e de outros campos recém-descobertos demorariam alguns anos para ficarem prontas, decidiu-se utilizar aquele sistema para, como seu próprio nome indica, antecipar a produção, enquanto se realizavam avaliações sobre as características geológicas dos campos e sua potencialidade produtiva. O SPA proporcionava economia nos investimentos até que se pudesse definir o sistema produtivo definitivo a ser implantado, que podia se efetivar por meio de um dos vários sistemas flutuantes ou, nos casos em que a baixa profundidade de lâmina d'água permite, por meio da implantação de plataformas fixas. Comparado com esse último sistema, o SPA representava grande redução no valor inicial dos investimentos, além de flexibilidade, pois as plataformas e equipamentos podiam ser deslocados de um campo de petróleo para outro (Petrobras, 2005; Armando, 1983).¹³

O desenvolvimento de Enchova foi coordenado pelo engenheiro da Petrobras, Salim Armando, que foi depois coordenador do Grupo Especial do Sistema de Produção Antecipada (Gespa) (Petrobras, 1983). O Gespa implantava o SPA após a perfuração dos poços e entregava a operação do sistema para as turmas encarregadas das operações de produção e de manutenção de Macaé.¹⁴ Barbosa (2011)¹⁵ e Ribeiro (2005) citam alguns dos nomes fundamentais na Petrobras na implantação dos SPAs nos primeiros campos de petróleo no mar: Salim Armando, com diversas atuações ousadas na implantação de estruturas submarinas; Edmar Branco, que atuou na completação submarina em direção a águas profundas; Zephyrino Lavenère Machado Filho, na implantação de *risers* flexíveis; Mauro Lima de Faria e Ruy Gesteira.¹⁶

13. Para comparações de custos e de condições operacionais entre plataformas semissubmersíveis, navio petroleiro, navio com posicionamento dinâmico e plataforma fixa na implantação de um SPA, ver Farias e França (1983, p. 63). Armando e Medeiros (1983, p. 243-258) compararam o custo de uma plataforma fixa, cujo valor era de cerca de US\$ 600 milhões, e que exigia muito tempo de construção, com os custos com adaptações de uma semissubmersível de perfuração, que custava em torno de US\$ 50 milhões. Também os custos operacionais, em torno de US\$ 70 mil/dia, indicavam vantagem para o sistema de plataforma semissubmersível, comparado com custos de US\$ 100 mil/dia para a plataforma fixa. Esses valores atualizados a preços de 2022 são, respectivamente: US\$ 1,83 bilhão; US\$ 152 milhões; US\$ 213 mil; US\$ 305 mil (IPC-USA).

14. Louise Pereira Ribeiro, em depoimento ao Museu da Pessoa, em março de 2005.

15. Essa e as demais ocorrências de Barbosa (2011) se referem à entrevista de Carlos Heleno Barbosa ao autor, em julho de 2011, no Rio de Janeiro.

16. Nas palavras de Ribeiro (2005): "O Salim Armando era um líder. Ele era um líder empreendedor e nós tínhamos nesse grupo três gerentes: o Zephyrino, o Mauro Lima de Faria e o Ruy Gesteira, que eram, naquela ocasião, os chamados supervisores. Junto com a peãozada – tinha a cadeia abaixo –, eles transformavam aquela ousadia do Salim Armando em realidade. Quer dizer, o Salim era ousado. Ele dizia que ia fazer, e aí essas três pessoas é que conseguiram usar essas ferramentas de gestão, botar o grupo para trabalhar e tornar esse sonho do Salim em realidade. Apesar de o Salim dizer que não era sonho, era realidade mesmo".

Após a utilização inicial de plataformas semissubmersíveis também foram utilizados navios petroleiros nos SPAs, transformados em plataformas do tipo navio de produção, estocagem e transferência de óleo (*floating, production, storage and offloading* – FPSO) e plataformas *jack-ups*.^{17,18}

Até a implantação da primeira plataforma flutuante de produção na bacia de Campos, a produção de petróleo na plataforma marítima brasileira vinha sendo realizada com o uso de plataformas fixas, em lâminas d'água de até 50 m, no Nordeste brasileiro. A adoção de plataformas flutuantes decorreu da estratégia da Petrobras e do Cenpes de avaliação e importação de tecnologias que se mostrassem adequadas à exploração de petróleo nas condições daquela bacia (Almeida, 1990; Ortiz Neto e Shima, 2008). Passar de lâmina d'água em torno de 50 m para 120 m, no início da produção na bacia de Campos, representou um grande salto em profundidade, porém o empreendimento pôde ser viabilizado porque as tecnologias podiam ser importadas, pois já eram empregadas no golfo do México e no mar do Norte, e receber adaptações para operar nas condições locais da bacia de Campos.¹⁹

Dadas as características comentadas, o SPA implantado em Enchova foi o primeiro teste de longa duração (TLD) utilizado na produção *offshore* no Brasil, como vem sendo realizado atualmente em vários campos do pré-sal. Somente após o levantamento de informações sobre a potencialidade dos poços é que foram implantados os sistemas definitivos de produção de petróleo e gás natural naqueles primeiros campos (Barbosa, 2011).²⁰

17. Remery e Quintela (1983), ao descreverem a implantação de campos de petróleo em quatro regiões do mundo por meio de adaptação de navio petroleiro como FPSO, apresentam as seguintes vantagens do FPSO em relação às plataformas semissubmersíveis: amplo espaço no convés, capacidade para cargas pesadas, tanques para armazenagem de petróleo, estabilidade em casos de tempestade, conveniência para a transferência de carga para petroleiros de alívio e menores investimentos de capital.

18. No mesmo mês em que foi iniciada a produção de petróleo no campo de Enchova, em agosto de 1977, entrou em operação o SPA do campo de Castellon, na Espanha, em lâmina d'água de 117 m de profundidade, com a utilização de um FPSO como plataforma de produção. O sistema, desenvolvido pela Shell, produzia de 1.650 m³/dia a 3.300 m³/dia em poço único *offshore* (Carter, 1983, p. 183-184; Remery e Quintela, 1983).

19. João Carlos de Luca, em entrevista ao autor, em agosto de 2011, no Rio de Janeiro.

20. Depoimento de Francisco Eduardo Alves Massá, engenheiro da Petrobras que trabalhou em plataformas na bacia de Campos, ao Museu da Pessoa, em 2005, sobre a implantação de SPAs: "O sistema desenvolvia os campos à medida que eles eram descobertos. E, à medida que a exploração descobria alguma coisa, idealizávamos um sistema para colocar aquela nova jazida em produção no tempo mais rápido possível, eventualmente, até ligando aos sistemas definitivos já existentes ou até a um sistema antecipado em operação (...). Os sistemas tinham uma flexibilidade muito grande. Era possível remanejar isso com certa facilidade. Os poços eram equipados com sistemas de árvore de natal molhada que também poderiam ser reutilizados. Eram sistemas que cresciam à medida que íamos conhecendo o campo. À medida que a jazida ia sendo conhecida, delimitada, novos poços eram perfurados, novos poços eram, então, interligados aos sistemas. E montávamos as plantas de processo que, naquela época, eram muito simples. Isso era outra característica: não eram sistemas complexos. Até porque, para ter flexibilidade, ganhar tempo, mantendo a segurança, tínhamos sistemas relativamente simplificados. O gás, naquela época, era algo que se queimava, pois não existia a infraestrutura de gasodutos para fazer o gás chegar até o continente e ser aproveitado. Só o petróleo era aproveitado. Era escoado, muitas vezes, para terminais oceânicos, através de navios".

4.1 Sistema de Produção Antecipada de Enchova

O campo de Enchova está situado a 82 km do cabo de São Tomé e a 117 km da cidade de Macaé, no litoral norte do estado do Rio de Janeiro. Limita-se com os campos de Enchova Oeste, Bicudo, Bonito, Piraúna e Corvina. Os poços perfurados no campo situam-se entre as profundidades de lâmina d'água entre 109 m e 135 m. A área do bloco é de 99,7 km². O volume de óleo *in place* em 2015 era de 906 milhões de barris.²¹

Para iniciar a produção no campo de Enchova, a plataforma semissubmersível Sedco-135D, de formato triangular, foi alugada e adaptada para operar como plataforma de produção, com a denominação SS-6 na Petrobras. A assistência técnica na implantação do SPA do campo de Enchova e o sistema de escoamento do petróleo para o continente foram contratados com a empresa Sedco Hamilton, que já havia implantado o primeiro SPA do mundo no campo de Argyll, na Escócia. Os sistemas de separação petróleo-gás e petróleo-água e um tanque-pulmão foram alugados da empresa Flopetrol. A plataforma dispunha de um tanque para armazenagem de petróleo em uma das pernas, que nunca foi utilizado em razão do perigo de explosão. O descarregamento do petróleo era realizado para navio-tanque ancorado ao lado da plataforma SS-6. As adaptações técnicas na plataforma para sua utilização na produção de petróleo foram efetivadas no mar, a caminho do Brasil, de acordo com as especificações da Petrobras (Machado Filho, 2011;²² Armando, 1983).²³

O primeiro poço que estava programado para começar a produzir era o de Garoupa, descoberto em novembro de 1974, cujo projeto de investimentos começou a ser idealizado em 1975. Contudo, em razão de diversos problemas técnicos e atrasos na instalação do sistema de produção, o campo de Garoupa entrou em produção somente em 1979. O sistema era composto por árvores de natal secas, encapsuladas em câmaras atmosféricas submarinas, ou *wellhead cellar* (WHC), desenvolvidas pela empresa norte-americana Lockheed.

O início da produção em Enchova ocorreu em tempo recorde de pouco mais de quatro meses, entre o início do projeto, em março de 1977, e o início da produção, em 13 de agosto. Em razão da experiência negativa em Garoupa, na completção do primeiro poço de Enchova foi planejada outra solução: em vez de colocar a árvore de natal encapsulada no mar, a árvore foi instalada na plataforma, posicionada sobre o poço pioneiro. O gás natural e o petróleo eram extraídos do poço produtor 3-EN-1-RJS, com 2.130 m de extensão, e conduzidos à plataforma por tubo de produção instalado dentro do *riser* de perfuração. O poço foi completado com uma

21. Disponível em: <<https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/gestao-de-contratos-de-e-p/fase-de-producao/pd/enchova.pdf>>. Acesso em: 20 jan. 2022.

22. Essa e as demais ocorrências de Machado Filho (2011) se referem à entrevista de Zephyrino Lavêner Machado Filho, ao autor, em julho de 2011, no Rio de Janeiro.

23. Desenhos detalhados dos sistemas de produção e dos equipamentos utilizados nos campos de petróleo descritos neste capítulo podem ser encontrados em Petrobras (1983).

árvore teste (*EZ tree*) dentro do *blowout preventer* (BOP) no fundo do mar,²⁴ que operava como elemento de segurança. A partir da árvore de natal simplificada, instalada no topo da tubulação de produção, os fluxos extraídos eram conduzidos para as instalações de processo na plataforma. Um dispositivo de desconexão foi instalado dentro do BOP: caso ocorresse deslocamento inesperado da plataforma devido às condições no mar, a produção seria interrompida por meio da desconexão da válvula EZ e do fechamento do poço pelo *blowout preventer*, com o posterior retorno da plataforma ao poço.

A produção do primeiro poço de Enchova alcançou o volume de 10.000 barris/dia, a maior de um poço no Brasil à época. Nas instalações de processamento na plataforma separava-se o gás natural do óleo, sendo pequena parte do gás utilizada nas máquinas e motores da plataforma e o restante era queimado no *flare* (torre do queimador); o óleo era transferido por mangueira flutuante para estocagem em um navio-tanque próximo, amarrado em um quadro de boias. Após completada a carga, o navio era substituído por outro. O custo nominal do barril produzido era de US\$ 7, valor elevado para a época, em decorrência dos seguintes fatores: o elevado valor do aluguel pago pela plataforma Sedco 135D, de US\$ 17.000 por dia; o alto valor pago pelos equipamentos, que foram importados de forma rápida para iniciar a produção de petróleo; e em razão das interrupções na produção devido ao mau tempo no mar. Não obstante os custos altos, o investimento realizado seria ressarcido no prazo de um ano, considerando-se que à época o preço do petróleo importado era de US\$ 13 (Produção..., 1977; Machado Filho, 1983).

Uma das primeiras dificuldades a resolver na produção de petróleo em Enchova encontrava-se na grande quantidade de areia extraída junto com os hidrocarbonetos. A solução encontrada consistiu na manutenção de contrapressão sobre a formação rochosa do reservatório, com a utilização de válvula choque para restringir a passagem de óleo pelo tubo de produção; ao restringir o fluxo e aumentar a contrapressão a montante, evitavam-se desmoronamentos e a formação de areia na interface entre o poço e a formação rochosa. A produção, portanto, deveria ser mantida estável, sem muitas variações no fluxo para evitar o surgimento de areia. Porém, essa condição era incompatível com o sistema de navio-tanque amarrado em quadro de boias até completar a carga e ser substituído por outro navio: no processo de substituição, a produção de petróleo teria que ser interrompida, procedimento que alterava a estabilidade da extração no poço. Para evitar a interrupção na extração, os engenheiros desenvolveram técnica própria de transbordo de petróleo por meio de quadro de boias: um navio aliviador era amarrado a boias e mantido em posição com o auxílio de dois rebocadores, ao lado do navio-tanque fixo que

24. O *blowout preventer*, instalado sobre a cabeça de poço, é um equipamento para fechar o poço e impedir erupções descontroladas de petróleo, gás natural, água e outros elementos durante a perfuração e a completação do interior do poço.

recebia a produção da plataforma; a transferência do petróleo entre os dois navios era realizada por meio de mangueiras flutuantes (mangotes), sem se interromper a extração (Machado Filho, 1983, p. 204).

A solução analisada era dificultada quando, em situações de mudança do vento, não havia possibilidade de alterar automaticamente a posição dos navios para mantê-los acoplados; quando isso ocorria, a transferência, e mesmo a produção, tinha que ser interrompida até que as condições do vento voltassem ao normal. Essa restrição seria solucionada com a adoção de boias *catenary anchor leg mooring*²⁵ (Calm), na segunda fase de desenvolvimento do campo de Enchova.

Mesmo apresentando características rudimentares, o primeiro sistema de produção implantado na bacia de Campos permitiu a realização de diversas experimentações, diretamente em campo, como o uso do quadro de boias na amarração de navios petroleiros, mangotes flutuantes para a transferência do petróleo da plataforma para o petroleiro que operava como navio-tanque, e deste para o petroleiro aliviador, e principalmente para o treinamento das equipes no mar (Machado Filho, 1983, p. 204). O uso de quadro de boias, um sistema encomendado à empresa inglesa Sedco-Hamilton, foi pioneiro no mundo à profundidade acima de 100 m; uma das modificações introduzidas no Brasil consistiu na substituição dos três cabos de *nylon* de seis polegadas, que amarravam o navio petroleiro às boias, por cabos de 12 polegadas para resistirem às solicitações de carga do navio,²⁶ pois em épocas de instabilidades no mar as amarras arrebentavam e o navio saía à deriva. A Petrobras enviou pessoal técnico a outros países, posteriormente, para a prestação de serviços de assistência técnica na operação do SPA na Noruega, e na formulação de projeto de desenvolvimento de um campo de petróleo no mar da China.²⁷

Após a implantação do sistema de produção de Enchova e a correção dos problemas iniciais, “a confiabilidade surpreendentemente alta e o baixo custo mostraram que o SPA era a solução para a produção em águas profundas” (Saliés, 2004a).²⁸ “Foi nesse sistema que a Petrobras começou a ter maior conhecimento de operações *offshore* em águas profundas, a formar seus técnicos e a conhecer seu mar” (Armando, 1983).

25. Linha de ancoragem em catenária (Fernández, Pedrosa Junior e Pinho, 2018).

26. Detalhes das modificações e dos desenhos no uso do quadro de boias e em mangotes encontram-se em Valença e Jardim (1983).

27. Depoimento de Zephyrino Lavenère Machado Filho ao Museu da Pessoa: “Para mim, o que apresentou maior desafio foi o campo de Enchova, porque foi o primeiro. Nós estávamos fazendo tudo novo, ninguém sabia nada sobre aquilo. Todo mundo ignorava completamente a tecnologia de produção de petróleo no mar. Ninguém tinha colocado um poço em produção no meio do mar, com uma semissubmersível, dedicada à perfuração, produzindo através de um petroleiro amarrado, no meio do mar, em quatro boias. Quando nós levamos pela primeira vez esse projeto para mostrar ao pessoal na Fronape [Frota Nacional de Petroleiros], eles quase riram da gente: ‘Vocês ficam fazendo maluquice. Isso aqui é doidice, não vai funcionar nunca’. E, realmente, conseguimos, colocamos para funcionar, mas foi suado, deu muito trabalho”.

28. Descrições de SPAs implantados em outros países, à mesma época, se encontram em Remery e Quintela (1983).

O sucesso na implantação do SPA de Enchova incentivou a ampliação do sistema para os demais campos de petróleo que foram sendo descobertos. Para instalar os sistemas de produção a Petrobras criou o Grupo Especial de Sistemas de Produção Antecipada (Gespa), formado por engenheiros de vários departamentos da companhia, liderado pelo Departamento de Produção (Depro).²⁹ O Gespa era responsável pelo desenvolvimento dos campos em todas as fases: o planejamento na sede da Petrobras, as especificações do sistema de produção, a encomenda aos fabricantes, a instalação, a pré-operação e a entrega para a operação no campo. O Gespa trabalhava em conjunto com as unidades especializadas da companhia, como foi o caso da divisão de completação, que coordenava os trabalhos de completação de poços por meio do desenvolvimento das árvores de natal molhadas, sistemas de controles e demais equipamentos (Machado Filho, 2011; Massá, 2005).

Após seis meses de testes de produção em Enchova e a perfuração de outros poços, foi possível definir um projeto de produção para o campo: foi decidida, em fevereiro de 1978, a construção de uma plataforma fixa, a ser instalada a 400 m do bloco central (poço 3-EN-1-RJS), além da ampliação do Projeto Enchova, por meio da perfuração de novos poços em uma área próxima, em águas mais profundas, que tomou o nome de Projeto Enchova Leste, analisado mais à frente. O sistema implantado em Enchova funcionou até julho de 1980, quando o poço 3-EN-1-RJS foi recompletado com árvore de natal molhada e incorporado ao SPA de Enchova Leste (Armando, 1983).

A produção dos poços do campo de Enchova realiza-se por meio da Plataforma Central de Enchova (PCE-1), e o tratamento do óleo e da água de formação, bem como o descarte da água produzida, realiza-se por meio da plataforma semissubmersível Petrobras 65 (P-65). O sistema de processamento de gás de PCE-1 é composto por dutos, vasos depuradores e cinco unidades de compressão, constituídas de dois estágios cada uma. O gás associado é comprimido em PCE-1 e escoado pelo gasoduto PCE-1/Cabiúnas.

4.2 Sistema de Produção Antecipada de Garoupa/Namorado

A segunda importante utilização do SPA no Brasil ocorreu no desenvolvimento dos campos de Garoupa e Namorado, que começaram a produzir petróleo em fevereiro de 1979. Os campos foram completados com o poço descobridor, 1-RJS-9A

29. "Em julho de 1975, sete meses após a descoberta do primeiro campo – Garoupa – a Petrobras criou um órgão específico para a área. Nascia a Assessoria Especial da Bacia de Campos (Ascam), que começou com apenas três engenheiros, incumbidos pela diretoria de implantar o sistema submarino de Garoupa/Namorado, em águas de 170 m. Com profissionais recrutados de outros órgãos, formou-se uma pequena equipe de 15 pessoas, embrião do que é hoje a grande cadeia operacional e de negócios da bacia de Campos. O grupo cresceu, acompanhando as sucessivas descobertas de novos campos, e deu origem ao Grupo Executivo de Desenvolvimento da Bacia de Campos (Gecam)". Disponível em: <<http://www.ompetro.org.br/index.php/producao-de-petroleo-e-gas-na-bacia-de-campos.html>>.

e quatro poços de produção em cada um, sob 120 m e 160 m de lâmina d'água média, respectivamente, perfurados entre julho de 1976 e 1978, sendo quatro poços direcionais com até 35 graus de inclinação para melhor ajuste ao sistema de câmaras atmosféricas. Como se observou, o campo de Garoupa foi planejado para entrar em produção antes do campo de Enchova, mas problemas técnicos com o sistema de árvore de natal encapsulada adiaram o término da completação dos primeiros poços naquele campo pioneiro.³⁰

À época, pelo fato de os dois campos se encontrarem isolados, distantes do litoral e com potencial de produção ainda desconhecido, a utilização de plataformas fixas ainda estava em avaliação, e somente após o recolhimento de informações sobre as condições de produção dos dois campos seria possível viabilizar o sistema definitivo fixo de produção de Garoupa/Namorado, na década seguinte. Assim, a análise das tecnologias disponíveis no mundo para iniciar a produção de petróleo nos dois campos levou à opção de se utilizar o sistema flutuante de produção e, como já foi comentado, com árvores de natal secas inseridas em cápsulas no fundo do mar, à pressão atmosférica (WHC). Essa tecnologia havia sido desenvolvida pouco tempo antes, pela empresa Lockheed Petroleum Services, e utilizada no golfo do México, em 1972, em águas mais rasas que as da bacia de Campos e mais próximas da costa. O sistema de cápsulas consistia na utilização de uma árvore de natal seca, encapsulada para resistir à pressão atmosférica e à pressão da coluna d'água no fundo do mar. Era considerado um sistema complexo e tecnologicamente avançado, porém seu uso na bacia de Campos foi considerado extremamente perigoso, pois dependia de mergulhador, que descia guiado por um cabo para realizar as intervenções para reparos por meio de uma cápsula de serviço (Barbosa, 2011).

Para a condução do petróleo extraído ao longo do leito marinho foram utilizadas linhas de fluxo flexíveis pela primeira vez no Brasil; as linhas, de quatro polegadas, conectaram os poços a um *manifold* submarino, também encapsulado em câmara atmosférica, de onde o petróleo era transportado por *risers* de dez polegadas até uma torre de processo, ancorada no fundo do mar, conectada ao navio petroleiro PP Moraes; o navio foi convertido em plataforma de produção, em 1977, para receber e processar os hidrocarbonetos extraídos. Foi a primeira vez que a Petrobras utilizou o conceito de FPSO. O navio era equipado com instalações para a separação de até 60.000 barris/dia do petróleo-gás natural, petróleo-água e

30. Depoimento do engenheiro da Petrobras, Roberto Gomes Jardim, ao Museu da Pessoa: "Logo em seguida, começou-se a completar os poços de Garoupa que foi outra experiência terrível: (...) quando nós descemos essas cápsulas lá no fundo do mar e já estava quase para iniciar a produção, verificou-se que havia uma defasagem entre o que você tinha no fundo do mar com o que você tinha para encaixar da cápsula. Então ficou desviado e teve que vir técnico de fora para entrar nessa cápsula, furar esse assoalho dessa cápsula, lá dentro, que era uma chapa de aço de cinco centímetros, uma coisa assim. Isso trabalhando lá a 100 m de profundidade, numa cápsula, um ambiente pequeno. Tudo isso feito com o pessoal do Rio. Aí foi resolvido, mais tarde o sistema entrou em produção".

tanques para a estocagem da produção. O gás era queimado e o petróleo era levado para os tanques do navio; dos tanques o petróleo era, periodicamente, bombeado de volta para a torre de processo, seguindo por uma linha de transferência até o fundo do mar, por cerca de 1.000 m, para ser elevado, por meio de outra pequena torre (torre de carregamento, fixada no fundo do mar), para um navio petroleiro. Todo o sistema era interligado por dutos flexíveis. O acionamento das válvulas das árvores de natal e do *manifold* era realizado por controles eletro-hidráulicos no navio PP Moraes. O sistema de intervenção nas cabeças de poço e no *manifold* consistia de uma cápsula de serviço (*service module*), controlada pelo navio dedicado Stad Troll. Um equipamento de televisão permitia a realização de inspeções de rotina (Barbosa, 2011; Petrobras, 2005, p. 28-35, 47; Armando, 1983; Valença e Jardim, 1983; Somos..., 2015).

Em setembro de 1980, ocorreu um acidente de grandes proporções na torre articulada ao navio PP Moraes: em decorrência de fadiga de material a torre se rompeu e tombou; o navio ficou à deriva, com princípio de incêndio. Também a torre de carregamento apresentou desgaste em sua estrutura tubular, tendo sido substituída por uma monoboia. Para conduzir o petróleo do poço ao navio, a torre foi substituída, em janeiro de 1981, por uma monoboia Imodco, que recebia a linha de produção do petróleo (Valença e Jardim, 1983). O SPA de Garoupa foi o primeiro a dispor de compressor para comprimir o gás natural para ser enviado para terminais em terra (Armando, 1983).

O SPA de Garoupa foi também o primeiro, no Brasil, a utilizar computador para gerenciar o poço e enviar sinais elétricos para os fechamentos e aberturas das válvulas nas árvores dentro das cápsulas. Esse sistema de comando de sinais era mais complexo que os controles elétricos utilizados em árvore submarina não encapsulada, além da ocorrência de falhas nos *softwares* e no Programmable Logic Controller (PLC). Diante das falhas do sistema, para viabilizar os controles os engenheiros da Petrobras desenvolveram mecanismos que permitiam corrigir as falhas eletrônicas existentes na tecnologia importada (Barbosa, 2011).

Outro desenvolvimento em Garoupa/Namorado foi a adaptação do SPA para incluir um *yoke* rígido, que permitia o acoplamento articulado da plataforma a monoboias Calm. O petróleo processado e estocado no navio PP Moraes era transportado para navios-cisterna conectados a duas monoboias Calm. O sistema permitia ganhar tempo na produção ao liberar o petróleo estocado na plataforma para ser exportado, sob quaisquer condições do vento. O sistema Calm-Yoke funcionou em Garoupa até o início do sistema de plataformas fixas de produção, em 1985, sendo em 1987 instalado novamente no navio PP Moraes, no campo de Albacora (Petrobras, 2005; Barbosa, 2011; Remery e Quintela, 1983).³¹

31. Um sistema de torre de *yoke* foi também instalado no campo de Fulmar (Shell/Exxon), no mar do Norte, na Inglaterra.

O sistema com árvores de natal encapsuladas foi desativado em 1984, em razão dos altos custos e dificuldades operacionais. Toda vez que o pesado *manifold* encapsulado ou a árvore de natal encapsulada apresentava problemas tinha que sofrer intervenção de mergulhador; esse descia no módulo de serviço, em formato de sino, que se acoplava à cápsula atmosférica por meio de campânula, em duas etapas para manter o isolamento da água do mar; a comunicação com a plataforma era feita por rádio, pois não havia câmera eletrônica.³² Com a desativação do sistema WHC, os poços economicamente viáveis foram recompletados com árvores de natal molhadas. Na recuperação dos poços, a Petrobras não tinha mais o suporte técnico das empresas Lockheed e Vetco, fabricantes dos equipamentos, tendo que fazer com pessoal próprio as novas completações dos poços; em razão da falta de tubulações e peças apropriadas às especificações das árvores de natal, que haviam sido adquiridas para completações de poços na década anterior, foram necessários diversos trabalhos de adaptações e de recuperações, como a realização de *crossovers* (intersecções) para se obter a conexão das tubulações de diâmetros diferentes utilizadas com as árvores de natal (Barbosa, 2011).

Na opinião de engenheiros que participaram da implantação do campo de Garoupa, esse foi o que apresentou maiores dificuldades, desde a completação até a produção. Por meio de depoimento de participante a bordo da plataforma de produção é possível avaliar os obstáculos na implantação do SPA de Garoupa, que se constituiu em laboratório prático para o aprendizado por experiência de diversas técnicas:

Eu percebi que a bacia deu certo quando nós conseguimos contornar os problemas do sistema antecipado de Garoupa. Eu acho que no mundo não se fez coisas que se fez na Plataforma de Garoupa. Porque você montava a plataforma, você perfurava ao mesmo tempo e você produzia ao mesmo tempo. O pessoal estava fazendo montagem aqui e estava caindo água da sonda de perfuração na pessoa que estava soldando. Foi difícil atingir as metas, e que você hoje não faria mais, nunca se faria mais. Além do perigo em si, do desconforto para quem trabalhava na plataforma.³³

O campo de Garoupa tem área de desenvolvimento de 123 km². Está localizado a cerca de 75 km do cabo de São Tomé, no litoral do estado do Rio de Janeiro, em lâmina d'água média de 120 m. O volume de óleo *in place* em 2014 era de 106 milhões de metros cúbicos, e a de gás natural, 9,6 bilhões de metros cúbicos.

32. Os altos custos operacionais da tecnologia de câmaras atmosféricas estavam, ainda, relacionados às operações do navio de posicionamento dinâmico Stad Troll; por ser dedicado, utilizava equipamentos específicos, tinha limites para utilização em outras atividades e a função de apoio ao mergulhador; além disso, as operações dependiam das condições do tempo, que oscilam muito, impedindo o posicionamento do navio em certas condições de tempo (Barbosa, 2011).

33. Depoimento do engenheiro da Petrobras, Roberto Gomes Jardim, ao Museu da Pessoa.

A produção acumulada em 2014, desde que começou a produzir, em 1979, era de 136,2 milhões de barris, em sete poços produtores.³⁴

Dois dos sete poços produtores do campo encontravam-se interligados à Plataforma de Garoupa (PGP-1) por meio do *manifold* submarino de Garoupa (MSPGP-1, com um injetor conectado diretamente). Árvores de natal convencionais equipam os poços de completação seca, no módulo 5 da plataforma. A PGP-1 é uma plataforma central que recebe, além da produção do campo de Garoupa, o óleo e o gás natural de outras onze plataformas, mas não possui sistema de estocagem. Após ser tratado, o óleo recebido na plataforma é transportado por oleoduto para o terminal de Cabiúnas. O sistema de processamento primário de petróleo possui capacidade para 31.800 m³/dia de vazão bruta e 3.000.000 m³ de compressão de gás. O gás tratado na PGP-1 pode ser também enviado para a Plataforma de Pargo (PPG-1) ou para a Plataforma de Namorado (PNA-1) por meio de dois dutos de escoamento. Como esses dutos permitem também o fluxo inverso, a PNA-1 pode fornecer parte do gás natural utilizado no *gas lift* do campo de Garoupa. Outros dois gasodutos fazem parte da composição de fornecimento de gás para o *gas lift* da concessão: um gasoduto oriundo do campo de Albacora e outro da PNA-1. A PGP-1 utiliza o gás natural também como combustível para os turbogeradores de energia elétrica, para os turbocompressores e para a fornalha.^{35,36}

4.3 Sistema de Produção Antecipada Enchova Leste

A ampliação do projeto Enchova deu-se pela perfuração de novos poços em uma área adjacente, localizada a 4 km a leste do bloco central de Enchova, em águas mais profundas e com reservatório ainda desconhecido, que tomou o nome de Projeto Enchova Leste. Com o objetivo de definir as condições geológicas da área, o projeto foi implantado em três fases, usando-se a mesma técnica aplicada em Enchova: instalação de uma plataforma semissubmersível de perfuração, Penrod 72 (SS-10), posicionada sobre o poço 3-EN-4-RJS, convertida em plataforma de produção, com capacidade de processamento de 45 mil barris/dia. A conversão da plataforma e a construção do seu sistema de produção de petróleo foram contratadas com a empresa Otis Engineering, dos Estados Unidos, sob a orientação da Petrobras, já com a experiência adquirida na fase inicial de Enchova. A plataforma era dotada de unidades de processamento para a separação do gás natural do petróleo, e separação da água e areia, que ocorria em grande quantidade em

34. Disponível em: <<https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/gestao-de-contratos-de-e-p/fase-de-producao/pd/garoupa.pdf>>.

35. Disponível em: <<https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/gestao-de-contratos-de-e-p/fase-de-producao/pd/garoupa.pdf>>.

36. O *gas lift*, ou gás de elevação, é o gás circulado sob pressão no interior do poço, com o objetivo de tornar menos densa a coluna de fluidos produzidos para facilitar a vazão até a superfície (Fernández, Pedrosa Junior e Pinho, 2018).

Enchova. No SPA de Enchova Leste foram utilizados dutos ou *risers* flexíveis, em substituição aos tubos rígidos de aço que eram mais comumente usados.

Na fase 1 do projeto Enchova Leste foram interligados o poço 3-EN-4-RJS, localizado no bloco central de Enchova, e o poço 1-RJS-38, localizado no bloco leste, o primeiro poço satélite da Petrobras. O sistema entrou em operação em abril de 1979. O poço 3-EN-4-RJS foi completado da mesma forma que o poço 3-EN-1-RJS, o primeiro de Enchova: a árvore de natal foi instalada na plataforma Penrod 72, sendo o petróleo conduzido desde o poço por meio de duto instalado dentro do *riser* de perfuração. O poço 1-RJS-38 foi completado com árvore de natal molhada Vetco, sob 189 m de lâmina d'água; foi a primeira árvore molhada instalada pela Petrobras e a mais profunda à época em produção para uma unidade semissubmersível, alcançando o recorde mundial em completção submarina (Machado Filho, 1983; Armando, 1983; Barbosa, 2011).

No poço 1-RJS-38, com árvore de natal submarina, o uso de duto flexível para a elevação do petróleo e do gás natural à plataforma por meio de *riser* flexível constituía um conceito novo na produção de petróleo *offshore*.³⁷ A comunicação e o controle da árvore submarina eram realizados por meio de cabo umbilical. O gás natural produzido era queimado, pois não se dispunha de compressores para enviá-lo a instalações em terra. Depois de processado na plataforma, o petróleo dos dois poços era transferido para navio petroleiro por meio de monoboia Calm, ancorada no fundo do mar e conectada à plataforma Penrod 72 por linha submarina flexível de 8 polegadas. A monoboia foi adotada em Enchova Leste para permitir o uso de petroleiros de maior capacidade de estocagem e melhorar a eficiência do sistema de amarração, pois a monoboia permite que o navio gire em sua volta enquanto continua recebendo a produção da plataforma, independentemente das condições do vento (Petrobras, 2005; Barbosa, 2011).

As duas plataformas, Sedco-135D (do campo de Enchova) e Penrod 72 (Enchova Leste) foram interligadas por linha flexível submarina de 8 polegadas; a ligação permitia escoar o óleo produzido pela Penrod 72 para o petroleiro no quadro de boias ligado à Sedco-135D. As duas plataformas produziam para um petroleiro de 53.000 dwt amarrado à monoboia. Quando estava com sua carga plena e tinha que ser trocado por petroleiro vazio, o fluxo de petróleo era invertido e a produção das duas plataformas era carregada no petroleiro menor, de 13.000 dwt, ancorado no quadro de boias da Sedco-135D (Machado Filho, 1983, p. 205).

37. O uso alternativo de *riser* rígido em um poço permitia reduzir os custos de completção no valor aproximado de US\$ 1.600.000, com a eliminação da árvore de natal submarina, do painel de controle na plataforma e dos desconectores rápidos (Farias e França, 1983, p. 80); contudo, o *riser* rígido não apresentava as vantagens do *riser* flexível quanto ao acompanhamento dos movimentos da plataforma flutuante no mar.

De acordo com Machado Filho (1983), começava nessa fase de Enchova Leste a disseminação da utilização de árvores de natal molhadas na bacia de Campos. Após seu uso inaugural no poço 1-RJS-38, foi instalada outra árvore submarina no poço 3-EN-6-RJS, em Enchova Leste, e foi recompletado o poço 3-EN-1-RJS do bloco central com árvore de natal molhada, entre julho e setembro de 1980. Os dois poços estavam conectados à plataforma Penrod 72, constituindo a fase 2 do Projeto Enchova Leste. A fase 3 de Enchova Leste levou ao desenvolvimento de um novo campo, o campo de Bonito, descrito mais à frente.

Na implantação do SPA de Enchova Leste foram aprimoradas, testadas em campo e aprovadas três tecnologias incrementais pela Petrobras, em parceria com empresas nacionais e estrangeiras que participaram dos projetos e da construção dos seguintes equipamentos: i) a árvore de natal molhada, produzida pela empresa Vetco, dos Estados Unidos, com controles remotos do tipo eletro-hidráulicos, com alternativa de uso de controle hidráulico sequencial, a partir do painel especial instalado na Penrod 72;³⁸ ii) a adaptação do conceito de linhas de fluxo (a seção no leito do mar) flexíveis para ser utilizado como *riser* de produção (isto é, na seção vertical de condução dos hidrocarbonetos, a partir da linha flexível no fundo do mar até a plataforma), que apresenta a vantagem de se acomodar aos movimentos da plataforma e de ser reutilizável em SPAs de outros campos – após o uso inicial do *riser* flexível, sua adoção pela Petrobras ampliou-se, com inovações caracterizadas por utilização em águas mais profundas, por meio de diversos aprimoramentos; e iii) a instalação de monoboia Calm para a transferência do petróleo da plataforma para navios petroleiros de maior porte e para melhorar a eficiência do sistema de amarração (Machado Filho, 1983, 2011; Petrobras, 2005; Valença e Jardim, 1983, p. 161). Outra inovação, trazida da França, o dispositivo de engate/desengate rápido (*quick connection/disconnection coupler* – QCDC), colocado no costado da plataforma Penrod 72, foi projetado para ser utilizado para a liberação de *risers*, de umbilicais e de mangueiras de transferência de petróleo em caso de emergência: se ocorresse qualquer afastamento da plataforma ou do navio-tanque de sua posição original, em razão de tempestade, as linhas flexíveis seriam lançadas no mar, por meio de destravamento hidráulico, preservando a integridade das linhas e das árvores de natal; contudo, Barbosa (2011) esclarece que o dispositivo QCDC apresentou baixa confiabilidade para os fins a que se destinava, uma vez que falhou em algumas situações em que foi acionado.

Os *risers* eram produzidos pela empresa francesa Coflexip, com estrutura reforçada, aptos a resistirem a condições de tensionamento e a movimentos repetidos. Como os pontos críticos se encontravam na sua conexão com a plataforma,

38. Os controles por sistema de válvula sequencial eram uma alternativa confiável aos controles eletro-hidráulicos, que apresentavam falhas frequentes (Machado Filho, 2011). Para detalhes técnicos da primeira árvore submarina instalada pela Petrobras, ver Machado Filho (1983, p. 205).

foram utilizados restritores de curvatura para a proteção naqueles pontos, por meio de reforços nas paredes do *riser* (Machado Filho, 2011).

Como o SPA de Enchova Leste foi um sistema experimental, vários problemas tiveram que ser contornados para seu efetivo funcionamento, como os efeitos das fortes correntezas, que causavam instabilidade durante a instalação das árvores de natal, visto que o ferramental empregado não tinha sido desenhado para operar naquelas condições. Outra dificuldade decorreu do insatisfatório funcionamento dos controles remotos eletro-hidráulicos da árvore submarina, em razão de entrada de água do mar em algum ponto da árvore de natal, razão pela qual foram utilizados controles hidráulicos sequenciais alternativos (Machado Filho, 1983, 2011).

A adoção do SPA para extrair petróleo enquanto eram fabricadas as plataformas fixas definitivas, nos campos em que as profundidades e as condições ambientais permitiam, e em que essa escolha demonstrasse ser viável economicamente, foi uma decisão tecnológica fundamental da Petrobras.³⁹ Embora o aprendizado na produção de petróleo no mar estivesse sendo realizado por meio de adaptações e melhorias do sistema flutuante adotado no mar do Norte, já ocorria a participação das atividades de pesquisa e desenvolvimento do Cenpes nessa área (Furtado, 1996; Almeida, 1990).

Os equipamentos utilizados nos sistemas flutuantes foram projetados para serem incorporados aos futuros sistemas definitivos de produção de plataformas fixas, mas muitos sistemas definitivos foram constituídos pelas próprias plataformas semissubmersíveis, convertidas em plataformas de produção permanentes (Petrobras, 2005).

A decisão de implantar os sistemas antecipados de Enchova e Enchova Leste, ao permitir o desenvolvimento de várias inovações tecnológicas incrementais “pavimentou o caminho para os desenvolvimentos em águas profundas” (Saliés, 2004a). A Petrobras incentivou o desenvolvimento de fornecedores no Brasil e realizou encomendas a empresas no exterior especializadas em equipamentos de perfuração e de produção em condições mais difíceis no mar, como já ocorria nas novas fronteiras em exploração no mundo, a partir dos anos 1960. As novas áreas produtivas no mundo presenciaram o surgimento de firmas especializadas na produção de equipamentos e na prestação de serviços para a produção

39. Depoimento da engenheira Louise Pereira Ribeiro ao Museu da Pessoa (2005), sobre as escolhas tecnológicas da Petrobras: “Você tinha que ver o que o mundo oferecia. Realmente, já tinham operadoras que já usavam esse tipo de tecnologia. Então, a gente tinha que buscar lá fora parte dessa tecnologia, trazer para o nosso cenário e para as nossas condições, as condições de mar. Você tinha que adaptar aquilo ao teu cenário. Nós tivemos que buscar muita coisa lá fora (...) buscar em alguns fornecedores no exterior e trazer para cá, e tivemos que conhecer. Eu viajei muito, fui ver muita coisa, principalmente, na Noruega, da Norsk Hydro e da Statoil, que eram muito mais abertas, mais receptivas a visitas. Tivemos que ver o que o mundo usava e o que podíamos trazer para cá”.

nas difíceis condições do golfo do México, do Alaska, do mar do Norte, da costa ocidental da África e da Oceania (Dantas, 1999).

5 EXPANSÃO DOS SPAs

Na implantação dos sistemas antecipados de Enchova, Enchova Leste e Garoupa/Namorado, parte importante da tecnologia do *hardware*, como se comentou, era importada e submetida a um processo de adaptação pelas empresas produtoras de equipamentos, sob a orientação dos engenheiros da Petrobras e do Cenpes, como foram os casos das plataformas semissubmersíveis e das árvores de natal. Outra atuação da empresa foi direcionada aos diversos pontos críticos existentes no sistema flutuante de produção, como o peso crescente dos *risers* flexíveis, em razão das pressões que exercem sobre a plataforma.⁴⁰ Nas encomendas de plataformas e de equipamentos de perfuração, de extração e de elevação de petróleo, o Cenpes passou a coordenar as empresas de engenharia e os consórcios de construção de equipamentos, passando a gerar novas tecnologias por meio de grupos de engenheiros integrados na Superintendência de Engenharia Básica do Cenpes (Dias e Quaglino, 1993).

Os SPA implantados serviram como grande laboratório em campo para as diversas experimentações da Petrobras. O esforço para acelerar a produção dos novos campos de petróleo implicava a necessidade de absorver rapidamente tecnologias utilizadas em outras regiões petrolíferas mundiais, que eram repassadas aos fornecedores locais e resultavam em equipamentos cujos custos eram, muitas vezes, superiores aos projetos originais, porém cumpriam a meta de produção rápida (Ortiz Neto e Shima, 2008).⁴¹

A implantação de unidades de produção antecipada ensejou o treinamento de grupos de engenheiros capazes de conceber esses sistemas no Cenpes e no Depro, e no Gespa da Petrobras, permitindo que as áreas operacionais consolidassem sua capacitação de concepção de sistemas de produção *offshore*, contribuindo para os conceitos posteriormente desenvolvidos pelo Cenpes (Furtado, 1996).

40. A implantação dos *risers* flexíveis em campo era realizada pelo navio Flexservice da empresa francesa Coflexip. Depoimento de Jacques Braile Saliés, ex-coordenador do Procap 3000 ao Museu da Pessoa (2004b). Sobre dutos flexíveis: "Tivemos um grande desenvolvimento em linhas flexíveis e equipamentos submarinos, em parcerias com diversas empresas nacionais e estrangeiras. Tudo isso foi desenvolvido em parceria com eles. Nós tínhamos as necessidades e definíamos a *performance* do equipamento, o que o equipamento tinha que fazer, como o equipamento devia operar, e íamos trabalhando juntos, construindo o que tinha que ser construído. Eles traziam as ideias deles, botavam junto com as nossas e construíamos as árvores".

41. Depoimento de Marcos Guedes Gomes Morais, engenheiro da Petrobras, ao Museu da Pessoa (2005): "Enfim, foi um processo evolutivo, e nessa época nós estávamos falando de 100 m, 120 m, 130 m de lâmina d'água, o que já era um desafio. Você trabalhava, desenvolvia e aplicava, o teste era no campo, de fato. E as melhorias eram implementadas nos projetos subsequentes. Então, era um modo contínuo. Você não tinha tempo de preparar, testar, se certificar, ir lá instalar. Era um processo contínuo mesmo. Nessa sequência, que vinha quase como uma adaptação, nós íamos adaptando, íamos corrigindo as dificuldades encontradas e íamos ajustando os sistemas".

Vários SPAs aperfeiçoados foram instalados depois de Enchova e Garoupa, por meio da conversão de plataformas semissubmersíveis (SS-FPU) e autoelevatórias (*jack-ups*) em plataformas de produção, e a conversão de navios petroleiros em FPSOs para funcionarem como sistemas permanentes (Petrobras, 2005, p. 29). Após o desenvolvimento dos campos de Enchova, Enchova Leste e Garoupa/Namorado, a Petrobras implantou, até 1985, SPAs em diversos campos localizados em lâmina d'água inferior a 300 m, como Garoupa Norte, em 1979-1982 (com 113 m); Bonito, em 1980-1982 (190 m); Pampo, em 1980-1981 (117 m); Pampo/Linguado, em 1980-1983 (105 m); Bicudo, em 1982-1988 (135 m); Garoupinha, em 1982-1986 (113 m); Corvina, em 1983 (225 m); Piraúna, em 1983 (293 m), além de Marimbá, em 1985, em lâmina d'água média de 420 m, e diversos outros. Em Marimbá, em 1985, ocorreu a primeira utilização do método *lay-away guideline*, em 411 m de lâmina d'água, no poço 3-RJS-298, em que a árvore de natal submarina foi descida para o fundo do mar e instalada já conectada com o *riser* e o duto umbilical. Em 1983, o SPA de Garoupa já dispunha de compressor de gás, e estavam sendo instalados os compressores para o aproveitamento do gás natural nos SPAs implantados (Armando, 1983, p. 27). Os desenvolvimentos iniciais de alguns dos campos citados, implantados em lâminas d'água inferiores a 300 m, na primeira metade da década de 1980, são descritos a seguir. As sínteses da implantação de outros importantes campos, em águas com profundidade acima de 400 m, estão descritas na seção 10 do capítulo 6.

De acordo com Assayag (2005), o sucesso das contínuas descobertas e da colocação em produção de seguidos campos de petróleo na bacia de Campos levou a Petrobras a considerar que “o sonho da autossuficiência mostrava-se possível”.

5.1 Sistema de Produção Antecipada de Bonito

O desenvolvimento da fase 3 de Enchova Leste levou à formação de um novo campo, o campo de Bonito, após a descoberta de um reservatório na formação Macaé, com ótimas condições de produção. O início do desenvolvimento do novo campo começou com a perfuração de seis poços em Enchova Leste, a partir de um *template* de produção instalado, no final de 1979, a 20 m a leste do poço 1-RJS-38, colocando-se um *manifold* sobre o *template* e perfurando-se outros três poços satélites.⁴² Para a fixação do *template* foi ancorada a plataforma de perfuração semissubmersível Marlim VII, em novembro de 1980. Em seguida foram

42. O *template* de Enchova Leste consistia de uma estrutura tubular instalada no solo marinho que continha as guias dos seis poços a serem perfurados, quatro estacas para sua fixação no solo marinho e conexões para os seguintes equipamentos: três árvores de natal satélites, *riser* de produção, *risers* de teste e linhas de fluxo de dois dos seus poços; os *risers* de teste podiam ser usados para a injeção de água nos poços através do espaço anular. Sobre o *template* foi instalado o *manifold*. Os controles das árvores de natal eram eletro-hidráulicos, com alternativa sequencial hidráulica; os painéis de controle remoto no convés da plataforma Penrod-71 foram interligados ao *template* através de cabos elétricos e umbilicais hidráulicos (Machado Filho, 1983).

perfurados os seis poços do *template*, que alcançaram a zona em calcário da formação Macaé, abaixo do reservatório em arenito Carapebus, que forma a zona produtora de Enchova Central e Enchova Leste. No SPA de Bonito foi utilizada a plataforma semissubmersível Penrod 71, em 1982, com árvores submarinas em todos os seis poços do *template*. Os controles remotos das árvores de natal submarinas, das demais árvores submarinas satélites e do *manifold* foram conectados ao *template* através do *moonpool* da Penrod-71 (o *moonpool* é uma abertura no casco da plataforma para a realização de trabalhos de perfuração, lançamentos de equipamentos no mar e outros serviços). A produção da Penrod-71 era transferida para o conjunto de monoboias de Enchova-Bicudo. Os poços 3-EN-1-RJS, 3-EN-6-RJS e 1-RJS-38 foram conectados ao SPA de Bonito, além de outros poços. Foi instalado na plataforma Penrod 71 um compressor de gás com capacidade de comprimir o gás separado em Bonito e Bicudo e de transferi-lo para instalações em terra através da PCE-1.

O sistema implantado em Bonito representou aprofundamento no uso do SPA: o *template* e o *manifold*, ao reunirem a produção de diversas árvores de natal em um único duto flexível conectado à plataforma, viabilizaram o aumento do número de poços em produção em uma única plataforma, diminuindo o peso sobre ela de diversos dutos que, de outra forma, teriam que ser conectados a cada árvore de natal. Em razão do uso do *template*, do maior número de árvores de natal e de diversos controles remotos, “o projeto Bonito tornou os projetos de Produção Antecipada de Enchova bem mais complexos”, segundo as descrições técnicas de Zephyrino Lavenère Machado Filho (1983) sobre a implantação do campo de Bonito.

O campo de Bonito está situado na bacia de Campos, 84 km a sudeste do Cabo de São Tomé, no litoral do estado do Rio de Janeiro, em lâminas d'água entre 150 m e 480 m. O volume de óleo *in place* em 2015 era de 1,1 bilhão de barris. A área da concessão é de 84,6 km². O sistema de produção e escoamento dos poços do campo de Bonito era realizado, em 2015, pela PCE-1 e pela Petrobras 15 (P-15), e o tratamento de óleo e água pela plataforma P-65. Vinte e dois poços do campo de Bonito estavam interligados à plataforma PCE-1 e um poço à P-15. Todos os poços de óleo e gás produziam por sistemas de coleta múltipla ou por *manifolds* submarinos de produção (MSPs), com exceção de cinco poços interligados à plataforma por meio de dutos independentes. Na plataforma PCE-1, o óleo proveniente dos poços e *manifolds* submarinos passa por um primeiro tratamento e, então, é escoado para a P-65, que realiza tratamento do óleo e o descarte da água produzida. O óleo tratado é bombeado da P-65 para PCE-1 e enviado para Barra do Furado (ponto A) por um oleoduto e, posteriormente, para o

Terminal de Cabiúnas (Tecab). O gás associado é comprimido em PCE-1 e escoado através do gasoduto PCE-1/Cabiúnas.⁴³

5.2 Sistema de Produção Antecipada de Bicudo

Depois de ser utilizada na implantação do SPA de Enchova, em 1977, a plataforma Sedco-135D, junto com seu quadro de boias, foi deslocada para outro poço, onde formou o SPA de Pampo, em 1980-1981. Em seguida, em dezembro de 1981, a plataforma Sedco-135D foi estacionada no novo campo de Bicudo, localizado a 4 km do campo de Enchova, em lâmina d'água de 130 m, com capacidade para processar 30.000 barris/dia de petróleo, provenientes de cinco poços de produção, onde operou até 1988, permitindo a integração dos dois campos.

O campo de Bicudo tem área de 44,97 km² e está situado a 87,5 km do Cabo de São Tomé, na porção central da bacia de Campos, em lâminas d'água variando de 100 m a 300 m. Limita-se ao norte com os campos de Enchova e Enchova Oeste, ao sul com o campo de Pampo, a leste com o campo de Bonito e a oeste com os campos de Trilha e Linguado, no litoral norte do estado do Rio de Janeiro. O volume de óleo *in place*, em 2015, era de 110 milhões de metros cúbicos.⁴⁴

Geologicamente, o campo de Bicudo é formado por duas estruturas separadas, com a extração de petróleo proveniente do arenito Carapebus e do calcáreo Macaé. O sistema do campo de Bicudo foi formado pelos poços-satélite 4-RJS-134, com árvore molhada Regan, 7-BI-1D-RJS, com árvore Vetco, e 7-RJS-158D, com árvore Regan. Os três poços foram completados com *gravel pack* (sistema com telas e cascalhos para o controle da areia trazida junto com os hidrocarbonetos no poço). A esses poços foi acrescentado o poço 7BI-2D-RJS, completado com *EZ tree* e árvore de natal de superfície na plataforma Sedco-135D, cuja capacidade de processamento era de até 30.000 barris/dia. O escoamento de petróleo era realizado pelo sistema de monoboias de Enchova, permitindo que os dois campos operassem sem paralisações, mesmo durante a troca do petroleiro aliviador. Entre 1989 e 1999, e a partir de 2002, a plataforma Sedco-135D (P-65) foi ancorada no campo de Enchova.⁴⁵

5.3 Sistema de Produção Antecipada de Pampo

O campo de Pampo foi descoberto por meio do poço 1-RJS-40 em julho de 1977, localizado a 14 km de Enchova, a cerca de 80 km da costa do estado do

43. Disponível em: <<https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/gestao-de-contratos-de-e-p/fase-de-producao/pd/bonito.pdf>>.

44. Disponível em: <<https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/gestao-de-contratos-de-e-p/fase-de-producao/pd/bicudo.pdf>>.

45. Para outras informações técnicas sobre o campo de Bicudo, à época de sua implantação, ver Valença e Jardim (1983).

Rio de Janeiro. A área coberta pelo seu *ring fence*⁴⁶ abrange cerca de 145,6 km², distribuídos numa lâmina d'água que varia entre 108 m e 210 m. Os primeiros testes mostraram que o petróleo possuía alto teor de gás carbônico (CO₂) e de gás sulfídrico (H₂S). Como a Petrobras tinha pouca experiência com esse tipo de óleo, foi decidida a instalação de um SPA com o propósito de recolher informações sobre o processamento do petróleo e para a definição do projeto final. O SPA de Pampo entrou em produção em dezembro de 1980, por meio do poço 3-PM-2-RJS, completado com *EZ tree* da empresa Flopetrol e árvore de natal de superfície. Foi utilizada, no início, a plataforma Sedco-135D (que havia sido liberada de Enchova), cuja produção de petróleo era escoada para petroleiro amarrado em quadro de boias, por meio de mangotes flutuantes. A fase inicial foi importante para o levantamento de informações sobre o reservatório, em calcário Macaé, e no controle da corrosão provocada por CO₂ e H₂S (Valença e Jardim, 1983; Armando, 1983).

O sistema de produção e escoamento utiliza a plataforma PPM-1, que processa o óleo proveniente de poços satélites ligados diretamente ou através de *manifold* submarino, além dos poços com completação seca. A produção do campo de Pampo é escoada através de oleoduto para a PCE-1 e de gasoduto para o Norte Fluminense (Barra do Furado). A exportação é enviada para a Malha Centro-Sul de Escoamento de Gás (MSG-EN que une a produção das plataformas Petrobras 07 (P-07), Petrobras 08 (P-08), Petrobras 15 (P-15), FPSO Cidade do Rio de Janeiro (FPRJ) e FPSO Fluminense. O gás é transportado para o Terminal de Cabiúnas Tecab.⁴⁷

5.4 Sistema de Produção Antecipada de Pampo/Linguado

Em 1981, o poço 3-PM-2-RJS, do campo de Pampo, foi recompletado com uma árvore de natal submarina Vetco pela plataforma Sedco-135-D, sendo, em novembro daquele ano, integrado ao SPA de Linguado, junto com os poços 1-RJS-49, completado com árvore de natal de superfície, e 3-RJS-73B do campo de Linguado, completado com árvore de natal submarina da empresa FMC Brasil. A nova configuração formou um novo sistema de produção, o campo Pampo/Linguado, que passou a produzir para a plataforma semissubmersível Transworld 61, com capacidade para processar 20.000 barris de petróleo por dia, estacionada em 102 m de lâmina d'água. A plataforma Sedco-135D foi liberada para operar no SPA de Bicudo. O campo Pampo/linguado está localizado a 4 km do campo de Pampo, em formação geológica de calcário coquinas, um tipo de calcário composto por fragmentos de fósseis ou formado por agregados friáveis (esfareláveis) de conchas

46. "Área estratégica em torno de um campo criada com o objetivo de aumentar a probabilidade de descoberta de novos campos produtores no ativo. Sua forma comum é a de um paralelogramo". Disponível em: <<https://comunicabaciadesantos.petrobras.com.br/glossario/all>>. Acesso em: 11 set. 2021.

47. Disponível em: <<https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/gestao-de-contratos-de-e-p/fase-de-producao/pd/pampo.pdf>>.

e fragmentos de conchas (Fernández, Pedrosa Junior e Pinho, 2009). A decisão de implantar um SPA, em 1980, visava ao conhecimento geológico do calcáreo coquinas e dar continuidade à extração de petróleo do campo de Pampo. O SPA foi implantado com quatro poços, sendo os três poços satélites completados com árvores de natal submarinas (Valença e Jardim, 1983; Armando, 1983).

5.5 Sistema de Produção Antecipada de Corvina⁴⁸

O campo de Corvina, na bacia de Campos, está localizado a cerca de 82 km da linha da costa (Cabo de São Tomé), no litoral do estado do Rio de Janeiro, sob lâmina d'água entre 130 m e 260 m, tendo sido considerado profundo à época da formulação do projeto técnico de desenvolvimento do campo. Foi descoberto pelo poço pioneiro 1-RJS-54, em lâmina d'água de 254 m, a 30 km do campo de Enchova. Os testes de produção, realizados entre o final da década de 1970 e princípio da década de 1980, concluíram pela inviabilidade econômica da implantação de plataforma fixa; foi, então, decidida a adoção do SPA, com o uso da plataforma semissubmersível Petrobras P-09 como unidade estacionária de produção definitiva, fabricada para a Petrobras. O campo foi considerado um dos que apresentavam maior dificuldade técnica para a implantação de sistema de produção, em razão da profundidade da lâmina d'água e por ser de pequeno tamanho. O tempo máximo de produção previsto foi de vinte anos. Ao analisar a melhor opção econômica para a implantação de plataforma, o projeto de investimentos definiu, previamente, vários fatores básicos a serem atendidos pelo sistema, a saber, baixo investimento inicial, rápida entrada em operação do sistema de produção, rápida desmobilização do sistema para uso em outra área, atendimento das normas de segurança, baixo custo operacional, entre outros requisitos.

A análise condicionada pelo menor risco de investimento conduziu à escolha da plataforma de perfuração semissubmersível a ser adaptada, que começou a produzir em agosto de 1983, estacionada em lâmina d'água de 225 m. O investimento total foi estimado no projeto em US\$ 80 milhões (US\$ 236 milhões a preços de 2022 – IPC-USA), que incluía a planta de processamento com capacidade de 40.000 barris/dia. O sistema selecionado apresentou vantagens sobre outras duas alternativas avaliadas, isto é, a utilização de navio de processo ou de navio com posicionamento dinâmico, e evitou que o campo fosse considerado não comercial em razão da baixa produção prevista, especialmente por ter facilitado a realização de operações de intervenção nos poços. Nos dois sistemas alternativos, os poços ficariam afastados da embarcação de produção, exigindo uma plataforma de complementação para a realização de intervenções, encarecendo o custo das operações de produção, enquanto o uso de plataforma semissubmersível

48. Baseado em Farias e França (1983).

permitiria a perfuração de poços adjacentes, localizados sob a plataforma, permitindo intervenções pela própria plataforma. No projeto inicial foi prevista a perfuração de um poço vertical e três poços direcionais, sendo três equipados com árvores de natal submarinas e um com árvore de superfície para a redução de custos, presa na catarina (roldana com polias) da semissubmersível, utilizando-se o *riser* de perfuração para a elevação dos fluxos produzidos, e *blowout preventer* e *EZ tree* na cabeça de poço como elementos de segurança. O tempo previsto de retorno do capital a ser investido no projeto foi estimado em dez meses. Dado o atendimento das condições de economicidade predefinidas pelo sistema de plataforma semissubmersível, o SPA implantado foi considerado um sistema definitivo. A plataforma Petrobras P-09 recebe os fluidos extraídos dos poços, que são enviados para a para a Plataforma de Cherne (PCH-1) para fazer o tratamento inicial de seu óleo; o enquadramento final do óleo ocorre na PGP-1. A conexão dos poços à P-09 é realizada diretamente (poços satélites) ou fazendo uso do *manifold* submarino de produção Corvina 1 (Petrobras, 2005).⁴⁹

6 IMPLANTAÇÃO DOS SISTEMAS DEFINITIVOS DE PRODUÇÃO COM PLATAFORMAS FIXAS

O sistema flutuante de produção de Garoupa/Namorado foi desmobilizado em 1983/1984, substituído por sete plataformas fixas, que começaram a ser desenvolvidas pelo Gecam/Petrobras, a partir de 1979, como parte do programa de implantação do sistema definitivo de produção. O sistema compreendeu o projeto de sete plataformas fixas de perfuração, completação e produção para utilização em lâmina d'água entre 100 m e 170 m, nos campos de Garoupa, Namorado, Enchova, Cherne e Pampo. Seis jaquetas das plataformas e todos os módulos de produção foram construídos no Brasil (Petrobras, 1983, p. 6). Foram perfurados poços direcionais com inclinação de até 45 graus (Petrobras, 2005; Saliés, 2004a). O sistema rígido compreendia plataformas centrais e plataformas satélites. As centrais eram de aço, para perfuração de poços e produção de hidrocarbonetos, equipadas com plantas completas de processo da produção, sistema de tratamento e compressão de gás natural, sistemas de segurança, utilidades e acomodação de pessoal, com capacidade de produção entre 95.000 barris/dia e 200.000 barris/dia. As plataformas satélites dispunham de estágio de separação primária de fluidos produzidos, com capacidade de 50.000 barris/dia a 63.000 barris/dia. Sua concepção é semelhante às utilizadas no mar do Norte. Os investimentos incluíram, ainda, o desenho, a fabricação e o lançamento de aproximadamente 500 km de dutos rígidos no mar para escoamento de petróleo e gás natural (Saliés, 2004a). No período entre a implantação dos sistemas provisórios de produção e os sistemas fixos definitivos, a produção nacional

49. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/images/planos_desenvolvimento/Corvina.pdf>.

passou de 14% do consumo total, em 1979, para cerca de 50%, em 1985 (Assayag, 2005; Dias e Quaglino, 1993).

Após 1989, outras sete plataformas fixas foram instaladas no desenvolvimento do Polo Nordeste da bacia de Campos, em águas de 80 m a 101 m de profundidade, destinadas à produção dos campos de Vermelho, Pargo e Carapeba. Foram instaladas cinco plataformas satélites de produção e um sistema central, formado por duas plataformas geminadas, sendo uma para a planta de processo e outra para serviços (Pargo 1A e Pargo 1B). Foram instalados seis *templates* e perfurados e completados 120 poços, todos equipados com bombas elétricas submersas (*electrical submersible pumps* – ESP), conectadas à árvore de natal nas plataformas. Em 994 foi instalada a sétima plataforma fixa do Polo Nordeste. As plataformas foram completamente desenvolvidas pela engenharia básica do Cenpes, a partir de 1983, sendo as engenharias de detalhes e de produção realizadas por empresas brasileiras (Petrobras, 2005). Foi o primeiro projeto com concepção e tecnologia integralmente projetadas no Brasil, uma vez que, até aquele momento, grande parte da tecnologia incorporada nos projetos era importada do modelo norte-americano desenvolvido para as condições ambientais do golfo do México ou do modelo britânico para o mar do Norte (Assayag, 2005).

7 VENDA DOS PRIMEIROS CAMPOS MARÍTIMOS DA PETROBRAS

Em seu programa de desinvestimentos, analisado no capítulo 12, a Petrobras vendeu os campos mais antigos da bacia de Campos, alguns em produção há mais de quarenta anos. Em 2018, foram vendidos para a empresa francesa Perenco os direitos de produção do Polo Nordeste, que compreende os campos de Pargo, Vermelho e Carapeba. Localizados em águas rasas, os campos terão a produção estendida até 2040. Em 2020, foram vendidos os direitos de produção dos campos de Marimbá, Enchova, Bonito, Enchova Oeste, Bicudo, Piraúna, Pampo, Badejo, Linguado e Trilha para a empresa Trident, que pagou US\$ 1 bilhão. A empresa é especializada em recuperar campos maduros, e para isso vai ampliar as operações de produção e escoamento de petróleo e a vida útil dos campos por meio de investimentos e melhoramentos na infraestrutura já existente, em busca de retornos maiores para os campos.⁵⁰ Além disso, a empresa pretende colocar em operação, em 2023, uma nova plataforma do tipo FPSO, com capacidade de produção de 55 mil barris/dia de petróleo.

50. Disponível em: <<https://agenciabrasil.ebc.com.br/economia/noticia/2020-06/anp-aprova-cessao-de-10-campos-antigos-da-petrobras-para-estrangeiras>>.

8 OS PRIMEIROS VEÍCULOS DE OPERAÇÃO REMOTA NA BACIA DE CAMPOS

Antes da utilização dos veículos de operação remota (*remote operated vehicles* – ROVs), usavam-se pequenas câmeras de televisão portáteis, levadas pelo mergulhador, ou câmeras descidas junto com os demais equipamentos para a visualização no fundo do mar. Os equipamentos serviam, além de monitoramento, como meio de comunicação entre a plataforma e o mergulhador. Tinham reduzido raio de ação, em torno da cabeça de poço, e apresentavam defeitos frequentes. Usavam-se, ainda, trajes atmosféricos desenvolvidos na década de 1970, denominados Jim e Wasp, que consistiam de armaduras com articulações que vestiam o mergulhador para operar no fundo do mar, mantendo a pressão atmosférica interna; o Wasp possuía propulsores para ajudar a impulsionar o mergulhador. Esses sistemas de mergulho foram abandonados pela Petrobras, pois apresentavam baixa eficiência devido às restrições nos movimentos do mergulhador em razão das articulações da vestimenta (Machado Filho, 2011). Com a necessidade de melhor tecnologia, foram introduzidos os *remotely controlled vehicles* (RCVs) para inspeções e orientação ao mergulhador, equipados com pequena câmera de TV, flutuador e pequeno motor para a movimentação. Os RCVs eram utilizados para visualização e direcionamento dos trabalhos do mergulhador, ainda sem funções operacionais diretas. A partir da entrada em produção, na segunda metade da década de 1980, de campos de petróleo em lâminas d'água superiores a 300 m impôs-se a necessidade da utilização de veículos equipados com pequenos braços para a realização de intervenções, sem a presença de mergulhador e sem cabos-guia. A partir daquela profundidade, os ROVs se tornaram imprescindíveis na exploração no mar (Barbosa, 2011; Machado Filho, 2005; 2011).

9 EXPANSÃO DOS SISTEMAS DE PRODUÇÃO EM ÁGUAS PROFUNDAS

A partir de 1987 foram implantados sistemas flutuantes de produção nos campos de petróleo de Albacora, Marlim, Barracuda, Marlim Sul, Roncador, Jubarte e diversos outros. Vários dos sistemas flutuantes implantados na bacia de Campos constituem extensões dos SPAs originais, mantendo algumas de suas características, porém com reservas de petróleo maiores, em águas mais profundas, com maior número de poços em produção, que exigiram sistemas mais complexos em equipamentos submarinos e instalações de processamento. No desenvolvimento dos campos no período posterior aos dos primeiros SPAs, a tecnologia sísmica 3-D substituiu com vantagem as informações sobre os volumes dos reservatórios fornecidas pelos SPAs pioneiros (Saliés, 2004a).

O início da produção de petróleo em um daqueles campos, Marlim, em 1991, por meio do poço produtor MRL-3, localizado a 721 m de lâmina d'água, registrou novo recorde mundial em completação marítima, após o recorde no campo de Marimbá, em 1988, com 492 m, como registrado no apêndice deste livro.

As obras de engenharia marítima e petróleo no campo de Marlim foram reconhecidas pela Offshore Technology Conference (OTC), de Houston, Texas, que concedeu à Petrobras o maior prêmio internacional na área petrolífera, Distinguished Achievement Award, em 1992.⁵¹ Três anos depois, em 1994, a extração de petróleo foi elevada para águas superiores a 1.000 m de profundidade, com a instalação do sistema flutuante de produção no poço Marlim 4, sob 1.027 m de lâmina d'água, que alcançou novo recorde mundial. Os desenvolvimentos dos grandes campos em águas profundas e ultraprofundas da bacia de Campos encontram-se descritos no capítulo 6.

Observamos que no Brasil a Petrobras designa como unidade estacionária de produção (UEP) qualquer tipo de plataforma dedicada à produção no mar (fixa, semissubmersível de produção, FPSO, *jack-up*). A designação UEP não se aplica às plataformas que fazem TLD.

51. A OTC é o principal evento da indústria de petróleo *offshore* no mundo, realizada anualmente em Houston, no estado do Texas, Estados Unidos.

EVOLUÇÃO DAS TECNOLOGIAS DE EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO EM ÁGUAS PROFUNDAS NO BRASIL

1 INTRODUÇÃO

Iniciar a produção de petróleo nos campos de Marlim e Albacora, localizados em águas com profundidade entre 400 e 1 mil metros, passou a representar um novo desafio produtivo para a Petrobras, uma vez que as tecnologias para a produção no mar disponíveis no mundo, na primeira metade da década de 1980, tinham sido desenvolvidas para profundidades abaixo de 400 m (Assayag, 2002).¹ A Petrobras dominava, em 1984, as técnicas incrementais aplicadas em campos de petróleo localizados sob profundidades de até 400 m, mas não tinha como importar tecnologias para a produção em águas mais profundas, pois, embora já estivessem sendo desenvolvidas em centros de pesquisa e por empresas petroleiras pelo mundo, não tinham sido viabilizadas na forma de equipamentos submarinos tecnologicamente adequados para a extração acima daquela profundidade (Saliés, 2004b).²

A partir de poços localizados em profundidades acima de 400 m, não existia no mundo tecnologias comprovadas de instalação e uso de árvores de natal e demais equipamentos utilizados na completação de poços. Como não podiam ser usados mergulhadores nas instalações submarinas acima de 300 m de lâmina d'água, as conexões das instalações com as plataformas tinham que ser remotas, uma novidade no Brasil e no mundo. O pessoal técnico da Petrobras encarregado das completações ia aprendendo nas instalações e nos testes de produção dos

1. Campbell (1983, p. 83); Jacques Braille Saliés, coordenador do Programa de Capacitação Tecnológica em Águas Profundas (Procap) da Petrobras, de 2002 a 2005, concedeu ao Museu da Pessoa um depoimento ilustrativo sobre o impacto provocado pelas descobertas e os desafios de produzir em águas profundas. Disse ele: "Então, chegamos, descobrimos Marlim e aí, o que nós vamos fazer com isso aqui? Nós temos um campo gigante, em lâmina d'água próxima a 800 a 1.200 metros, como é que nós vamos produzir isso? Nós vivíamos com uma geração de árvores de natal com mergulho de até 300 m, e como vamos fazer isso sem mergulhador, como vão ser os nossos *risers*, como nós vamos ancorar a plataforma, que tipo de plataforma vai ser a ideal? Então, a Petrobras começou a ver que teria que se *virar* em diversas áreas para conseguir encarar o desafio, porque o Brasil precisava do petróleo" (Saliés, 2004b).

2. O depoimento de Jacques Saliés ao Museu da Pessoa reflete os novos desafios que surgiram ao se planejar a produção em águas marítimas profundas: "A gente olhava em volta: vamos comprar tecnologia de quem, do mar do Norte? Não tinha. Não existia. Vamos comprar no golfo do México. Não tinha. Como nós vamos fazer? Nós vamos ter que *nos virar*, vamos ter que desenvolver a nossa tecnologia e, junto com isso, vamos ter que alavancar uma tecnologia no mundo todo, para que tenha condição de nos suprir. Precisávamos construir uma indústria nacional que tivesse condições de suprir as nossas necessidades" (Saliés, 2004b).

equipamentos adquiridos no exterior. Sobre o aprendizado prático em novas tecnologias, um depoimento de engenheira da Petrobras informou que “você passa a criar a sua própria cultura, os seus próprios projetos, o seu próprio programa, as suas próprias estratégias e a desenvolver tecnologia para atender àquele desafio”.³

Outra restrição para o sucesso dos novos empreendimentos encontrava-se na estrutura organizacional da Petrobras. A companhia trabalhava com baixa integração entre as áreas de exploração, perfuração e produção, que desenvolviam trabalhos voltados a vencer os desafios em sua área específica, e não estavam interligadas em esforço coordenado, como as novas profundidades no mar passaram a exigir. Os trabalhos de perfuração em águas cada vez mais profundas, por exemplo, teriam que ser acompanhados de desenvolvimentos que viabilizassem extrair petróleo naquelas condições no mar (Barbosa, 2011).⁴ Integrar a área de pesquisas da empresa com a área de produção de petróleo poderia eliminar as desconfiças que existiam entre pesquisadores de laboratório e engenheiros de campo, pois, juntos, iriam testar as soluções projetadas para as águas profundas e reunir as experiências de cada área. Nesse sentido, a adoção do Programa de Capacitação Tecnológica em Águas Profundas (Procap) foi um elemento agregador na companhia (Saliés, 2004a).

Diante do que se acreditava ser impossível, exceto em prazos que se imaginava poderiam alcançar mais de dez anos, o empreendimento para a produção de petróleo em águas acima de 400 m foi um marco tecnológico e operacional na Petrobras. Em termos geológicos, a extração de petróleo e gás seria realizada em rochas sedimentares de arenitos, que apresentam perspectivas favoráveis à existência de acumulações de hidrocarbonetos, mas são pouco consolidadas, com possibilidade de desmoronamentos dos poços.

Para viabilizar a produção em águas profundas era necessário adaptar as tecnologias e os sistemas de produção já em uso em águas próximas a 400 m de profundidade para profundezas superiores, e gerar tecnologias incrementais, por meio de inovações em plataformas de produção, árvores de natal submarinas, *risers*, *manifolds* e demais equipamentos. À época, duas opções foram intensamente discutidas na Petrobras: a realização de pesquisas de forma autárquica, ou levar adiante esforços cooperativos com universidades, instituições de pesquisa e empresas, incluindo o levantamento das opções tecnológicas de produção disponíveis no golfo do México e no mar do Norte. Dirigentes e pesquisadores optaram por um amplo arranjo, por meio de parcerias com empresas nacionais e estrangeiras, petroleiras concorrentes e universidades, aproveitando-se do domínio tecnológico

3. Depoimento de Louise Pereira Ribeiro ao Museu da Pessoa. Disponível em: <<https://acervo.museudapessoa.org/pt/contendo/historia/49914/0/0/1>>.

4. Essa e as demais ocorrências de Barbosa (2011) se referem às entrevistas de Carlos Heleno Barbosa, ao autor, em agosto de 2010 e julho de 2011, no Rio de Janeiro.

já adquirido e dos conhecimentos acumulados nas tecnologias dos sistemas de produção antecipada dos campos de Enchova, Garoupa, Bonito, Marimbá, entre outros (Freitas, 1993; Silveira, 2011).⁵

Em termos das novas condições em águas mais profundas, o desafio inicial consistia no levantamento de dados geológicos e ambientais para substituir as informações existentes, adquiridas nos Estados Unidos, que, por serem geradas externamente, não eram plenamente confiáveis. Eram dados, por exemplo, sobre altura das ondas e direções dos ventos e das correntes marinhas. Com o Procap 1000, instituído em 1986, começaram a ser medidos o grau de salinidade das águas, as condições ambientais, as características da superfície e do solo marinho, as condições de temperatura e pressão do meio ambiente marinho, além das propriedades dos petróleos dos grandes campos de Albacora e Marlim, recém-descobertos em 1984 e 1985, além de outras características oceanográficas e meteorológicas da Bacia de Campos. A coleta dos dados permitiria formar um banco de dados para orientar as definições sobre o sistema mais adequado de produção para a bacia de Campos e, posteriormente, desenvolver tecnologias próprias (Freitas, 1993; Furtado, 1996; Assayag, 2005).

Para operar em águas profundas, as modificações requeridas nos projetos básicos das plataformas semissubmersíveis, que eram o foco da Petrobras, precisavam ser complementadas com aprimoramentos e adaptações nos equipamentos usados no ambiente marítimo, que formam com as plataformas os sistemas de produção de petróleo e gás em campos de petróleo. Havia a necessidade de encontrar soluções para reduzir a pressão nas plataformas, na passagem para profundidades de águas de até 1 mil metros, por meio da diminuição do peso das linhas submarinas de ancoragem e dos *risers*; quanto mais se aliviasse o peso a ser suportado pela plataforma, mais equipamentos poderiam ser apoiados no convés para a separação e o processamento primário dos fluidos extraídos – petróleo, gás natural e água (Freitas, 1993; Luca, 2011).⁶

O planejamento para viabilizar a exploração dos campos de Albacora e Marlim exigiu a reunião de esforços de várias áreas técnicas da Petrobras e do Centro de Pesquisas, Desenvolvimento e Inovação Leopoldo Américo Miguez de Mello (Cenpes). Partiu da área de exploração e produção da Petrobras a necessidade de criação de um programa para gerenciar os projetos específicos em águas profundas (Saliés, 2004a). Isso foi feito, inicialmente, por meio da criação da Comissão Interdepartamental para Águas Profundas (Ciap), em 1985, que reuniu recursos

5. Essa e as demais ocorrências de Silveira (2011) se referem às entrevistas de José Paulo Silveira, ao autor, em julho de 2009 e 2011, no Rio de Janeiro.

6. Essa e as demais ocorrências de Luca (2011) se referem à entrevista de João Carlos de Luca, ao autor, em agosto de 2011, no Rio de Janeiro.

humanos de diversos departamentos da companhia envolvidos no projeto de produção em águas superiores a 400 m, em esforço multidisciplinar que orientou o processo de aprendizado no programa de capacitação tecnológica a ser adotado (Ortiz Neto, 2006). Após as conclusões de estudos pela Ciap, foi elaborado pelo Cenpes e pelos departamentos técnicos da Petrobras uma agenda de projetos de pesquisa voltados ao incremento da capacidade técnica da empresa para a produção de petróleo e gás natural em águas com profundidade de até 1 mil metros, denominado Programa de Capacitação Tecnológica em Sistemas de Produção para Águas Profundas (Procap).⁷

2 PROCAP

O objetivo do Procap foi capacitar tecnologicamente a Petrobras, os fornecedores nacionais de equipamentos e serviços, as firmas internacionais com produção de equipamentos no Brasil, e as instituições de pesquisa, com o fim de desenvolver equipamentos e sistemas de produção para viabilizar a produção de petróleo dos campos em águas profundas de Albacora e Marlim e demais campos que, eventualmente, fossem descobertos a profundidades acima de 400 m de lâmina d'água. O Procap inaugurou métodos de inovação organizacional na Petrobras e no Cenpes ao introduzir novas práticas e procedimentos para melhorar o compartilhamento do aprendizado e do conhecimento no interior da companhia, integrar diferentes departamentos para um objetivo comum, estabelecer novas modalidades de colaboração com instituições de pesquisa e empresas fornecedoras de bens e serviços, entre outros aprimoramentos na gestão tecnológica da Petrobras.⁸ O Procap foi adotado em quatro diferentes momentos da evolução produtiva da Petrobras, para apresentar soluções para os desafios tecnológicos que surgiam em cada fase: Procap 1000, em 1986; Procap 2000, em 1992; Procap 3000, em 2000; e uma versão reformulada do programa, em 2011, direcionado ao desenvolvimento de inovações para a produção no pré-sal.

7. O programa foi criado, em 1986, pelo superintendente do Cenpes José Paulo Silveira, junto com Alfeu Valença, superintendente do departamento de produção da Petrobras, e foi coordenado pelo engenheiro Frederico Araújo dos Reis, que formulou o formato matricial do programa (Assayag, 2005).

8. Reproduz-se, a seguir, o depoimento da engenheira Louise Pereira Ribeiro ao Museu da Pessoa sobre o Procap: "O Procap foi um programa estratégico da Petrobras, que tinha como meta atingir os mil metros, quando teve o desafio em 1984. Com as descobertas dos campos em águas profundas, era preciso desenvolver uma tecnologia que o mundo não tinha. (...) então, o Procap tinha projetos tanto na área de poços quanto na área naval, na área submarina e na área de escoamento. (...), na área submarina, tinha que desenvolver os dutos, tinha que ver os equipamentos que se precisava para aquela lâmina d'água e tinha que criar os projetos com plano de ação, coordenador e metas para chegar ao seu objetivo. Se você tinha que desenvolver um duto flexível para uma determinada área, uma determinada lâmina d'água, com um determinado fluido, tinha que estruturar um projeto com um plano de ação e atividades cronologicamente coordenadas, para que conseguisse disponibilizar aquele produto no prazo estabelecido. É um modelo de gestão consagrado dentro da Empresa. Os nossos processos de gestão de tecnologia dentro da empresa são consagrados. A única coisa é que o programa tira daquele bolo de projetos um conjunto ou estrutura para desenvolver" (Ribeiro, 2005).

3 PROCAP 1000 – TECNOLOGIAS PARA O DESENVOLVIMENTO DA PRODUÇÃO EM ÁGUAS PROFUNDAS

O Procap 1000 foi integrado por 109 projetos multidisciplinares, executado em cooperação com universidades e centros de pesquisa, de 1986 a 1991. Os custos do programa foram de US\$ 68 milhões (Freitas, 1993). Oitenta por cento dos projetos foram terminados, e cerca de 80% destes representaram inovações incrementais, ou seja, resultaram de adaptações e aprimoramentos do conhecimento externo ou interno em equipamentos e processos às necessidades locais.⁹ Os projetos desenvolvidos no âmbito do Procap 1000 deram origem a uma parte significativa das 251 patentes depositadas pela Petrobras e Cenpes, de 1987 a 1992, das quais 140 foram registradas no Brasil e 111 em outros países. Nos seis anos do Procap 1000, a atividade patenteadora média anual da Petrobras duplicou em relação aos seis anos anteriores (1981-1986), ao passar de 20 para 42 patentes, refletindo o desenvolvimento de tecnologias e de capacitação industrial de nível internacional liderados pela Petrobras em cooperação com grupos empresariais nacionais e estrangeiros (Ruas, 2011).

Um resumo dos principais projetos e sistemas de produção para os quais se procuravam soluções tecnológicas permite destacar os seguintes: i) aprimoramento das plataformas flutuantes de produção já em utilização, como as semissubmersíveis e os navios de produção, armazenamento e transferência (*floating production storage and offloading* – FPSOs); ii) adaptações e desenvolvimentos incrementais de equipamentos submarinos para águas profundas, como árvore de natal molhada (ANM), *risers* e *template/manifold*; iii) especificações de veículos de operação remota (VORs); iv) avaliação das características de poços e reservatórios; e v) mapeamento do solo, entre diversos outros (Freitas, 1993). Outra ação importante consistiu na formação de bancos de dados sobre os reservatórios marinhos e os sistemas existentes de produção, instalação e inspeção submarina no mundo.

9. Dados de patentes provenientes da base de dados do Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada (Ipea) de 2010. A propósito do Procap, o depoimento de Marcos Assayag, da Petrobras, ao Museu da Pessoa apresenta uma visão dos principais temas na exploração de petróleo que foram objeto de pesquisas e desenvolvimento no âmbito do Procap 1000: "Os 109 projetos do Procap estavam relacionados ao problema de águas profundas. Para produzir em águas profundas, você tem muitas especialidades: na área de poço, de sistemas submarinos, de escoamento, de unidades de produção, de sistema de ancoragem da unidade de produção. É todo um processo que nasce no reservatório de petróleo. E nas profundidades maiores existem as disciplinas que você tem que estudar, os diversos sistemas que você pode adotar para produzir o petróleo. Então, esses 109 projetos eram multidisciplinares, cobriam todas as disciplinas envolvidas, todos os processos. Então, a primeira etapa do processo de produção de petróleo é descobrir o reservatório. Isso não é característica de água profunda, é o procedimento usual, é a descoberta da geologia. É a exploração. Então, tem o reservatório, o poço, o sistema de escoamento do poço, do reservatório pelo poço. A elevação do petróleo pode ser natural ou artificial. Depois, como é que chega do fundo do mar esse petróleo, o sistema de segurança que tem que ter, como é que você distribui o petróleo, a garantia do escoamento para que esse petróleo possa sair do poço até uma unidade de produção. Então, todo o sistema, todos os dutos que passam o petróleo. E a plataforma inicial, a unidade de produção, que pode ser uma plataforma submersível e pode ser um navio. Todos esses temas eram estudados no Procap, geralmente com os projetos. Eram 109 projetos de pesquisa. Muitos desses projetos de pesquisa eram só aprofundamento de conhecimentos que não foram adiante. Mas, em pesquisa, é assim mesmo. Você tem dez projetos. Um projeto que dá certo paga todos os outros. Tem sistemas fantásticos que a gente desenvolveu no Procap" (Assayag, 2005).

Entre os diversos agentes envolvidos nos projetos do Procap 1000, o maior número de projetos (79) foi desenvolvido pelo Cenpes, que teve como principal parceiro a Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ), destacando-se as seguintes ações: montagem do banco de dados meteorológicos e oceanográficos da região de campos; *softwares* próprios para a análise dos reservatórios e do comportamento das concepções tecnológicas de produção; e desenvolvimento de projetos conceituais e/ou básicos dos sistemas de produção marítimos (Freitas, 1993; Bruni, 2002). Os departamentos da Petrobras foram encarregados, entre diversos projetos: das análises de confiabilidade dos equipamentos submarinos; da avaliação do lançamento de linhas submarinas; do projeto conceitual da plataforma submersível, com completação seca (árvore de natal localizada no convés da plataforma de produção), utilizando *risers* rígidos; desenvolvimento do projeto básico do *template/manifold Octos-1.000* e do projeto de modificação das plataformas semisubmersíveis para operações de perfuração de 350 a 1 mil metros de lâmina d'água.

Com o Procap, a Petrobras adquiriu capacitação tecnológica para instalar ANMs, *templates/manifolds* e *risers* a grandes profundidades, sem o uso de mergulhadores, com cabos-guias utilizados na descida dos equipamentos até o local de produção, processo que foi facilitado pela criação de equipe de engenharia especializada em equipamentos submarinos (Furtado, 1996; Furtado e Fernandes, 2002; Silveira, 2011).

Entre os vários tipos de empresas estrangeiras contratadas pela Petrobras no âmbito do Procap, a maior frequência ocorreu com empresas de engenharia, com as quais foram realizadas parcerias em que se procurava, principalmente, absorver conhecimentos relativos a projeto conceitual de plataforma semisubmersível com completação seca, com o objetivo de adquirir capacitação para desenvolver alternativas próprias. Também foram desenvolvidas parcerias com empresas industriais locais, com as quais foram contratados projetos de adaptação de materiais e equipamentos para plataformas semisubmersíveis, desenhos de equipamentos e componentes marinhos, como os *templates/manifolds*, desenvolvimento de *risers* adequados às condições ambientais do Brasil e pesquisas sobre os VORs para as adaptações requeridas para operar em águas com profundidade acima de 400 m (Freitas, 1993). Universidades e centros de pesquisa participaram, principalmente, no atendimento às demandas da Petrobras relativas a conhecimentos científicos necessários ao desenvolvimento de projetos.

Para não ficar dependente do conhecimento fornecido pelas instituições internacionais, a Petrobras estimulou a capacitação nacional em pesquisas do petróleo, e uma das medidas foi o apoio financeiro para a criação do Centro de Estudos em Petróleo (Cepetro), na Faculdade de Engenharia Mecânica da Universidade Estadual de Campinas (Unicamp), em 1987 (Ortiz Neto, 2006). A capacitação nacional foi estimulada pelos acordos de cooperação tecnológica

com empresas nacionais e empresas estrangeiras que se instalavam no país para a fabricação de equipamentos submarinos. Os acordos estabeleceram projetos de inovação tecnológica inovadores, formas de financiamento dos projetos e compartilhamento de propriedade intelectual.

São apresentadas, a seguir, as linhas gerais de alguns dos projetos desenvolvidos pelo Procap 1000, que serão discutidos mais detalhadamente na seção 7, com a apresentação dos principais resultados tecnológicos das três fases do Procap analisadas neste capítulo. Observe-se que muitos dos projetos não tiveram prosseguimento na fase industrial, para utilização em campo, em razão de falhas em sua concepção ou de custos elevados na construção/fabricação.

- 1) Plataforma Vitória Régia – consistiu no desenvolvimento pelo Cenpes do projeto conceitual de plataforma flutuante para processar 100 mil barris de petróleo por dia, com custos do projeto reduzidos em 32% em relação ao custo médio de plataforma flutuante convencional, proporcionado pelo redimensionamento dos sistemas de ancoragem, casco, *risers*, convés, flutuadores, geração de energia elétrica, tubulações e outros itens. A plataforma não chegou a ser construída.
- 2) ANM – foi projetada para até 1 mil metros de lâmina d’água, em uma época em que não existia árvore de natal para operar a essa profundidade. O Cenpes desenvolveu o projeto básico e chegou à fase de protótipo, mas em seguida enfrentou problemas na passagem para a fase de produção, pois os fabricantes não se dispuseram a fabricar o equipamento. Não obstante não ter sido produzida industrialmente, o domínio adquirido em projetar o equipamento para águas profundas permitiu à Petrobras padronizar o equipamento e reduzir o seu tempo de instalação e de manutenção após esse primeiro projeto (Furtado e Freitas, 2004).
- 3) *Manifold* – o Cenpes projetou um novo conceito de *manifold*, ainda não utilizado no mundo, desenhado para instalação em águas profundas de até 1 mil metros, portanto sem o apoio de mergulhadores, e que embutia cabeças de poço para poupar linhas flexíveis. A formulação do conceito, o projeto básico e o VOR para a instalação do *manifold* no solo submarino foram realizados pelo Cenpes. Em razão da complexidade na construção do equipamento, a Petrobras recorreu à parceria estrangeira das empresas Conoco e Ocean Technology. Segundo Ortiz Neto (2006), a interação da Petrobras com as duas empresas, por meio da participação de seus técnicos no desenvolvimento do *manifold* nos Estados Unidos foi o principal fator na formação de conhecimentos sobre o equipamento na Petrobras. Na etapa final, o conceito do *manifold* com cabeças de

poço não foi aprovado pelo departamento de produção da Petrobras, mas, ao conseguir dominar o projeto conceitual do equipamento, a empresa adquiriu maior poder de compra junto aos fornecedores, uma vez que o projeto tinha adaptado o *manifold* às condições locais da bacia de Campos (Furtado e Freitas, 2004).

- 4) Template-Manifold Octos-1.000 – o projeto de um *template* (base de metal com conexões para a instalação de árvores de natal, *risers* e linhas de fluxo no fundo do mar) unido a um *manifold*, com o propósito de diminuir o número de equipamentos a serem conectados e reduzir os custos de produção, foi desenvolvido inicialmente pelo departamento de perfuração da Petrobras e, em seguida, pelo Cenpes. O objetivo do *template-manifold* é a extração de petróleo e gás de vários poços a partir de um ponto central no *manifold* e a reunião do petróleo e gás extraídos em uma única linha de fluxo, para a elevação, por *riser*, até a plataforma (Cordeiro, Dutra e Pereira, 1987). O equipamento seguia uma configuração ortogonal inovadora – diferentemente dos desenhos com formato retangular ou circular utilizados nesse tipo de equipamento – em que os poços seriam distribuídos em sete radiais de aço, para operar em até 1 mil metros de lâmina d'água, nas condições da bacia de Campos. Nas avaliações da Petrobras para sua utilização, concluiu-se que o projeto apresentava restrições de *lay-out* submarino, razão pela qual não foi adotado.
- 5) VOR – o projeto consistiu em encomenda do departamento de perfuração da Petrobras à empresa de engenharia carioca Consub, em parceria com outras quatro empresas e quatro institutos de pesquisa nacionais. Era a primeira vez que se projetava um robô nacional com o alto índice de nacionalização de 94%, para operar a 1 mil metros. Foram fabricadas duas unidades desse tipo de VOR, que, porém, apresentaram deficiências no funcionamento: um dos equipamentos foi perdido no mar e o outro não funcionou. Essas ocorrências determinaram o abandono do projeto. A partir dessa experiência, a Petrobras passou, durante algum tempo, a alugar os VORs em vez de adquiri-los (Furtado e Freitas, 2004).
- 6) Bombeio centrífugo submerso submarino (BCSS) – para bombear petróleo do poço à plataforma, a Petrobras desenvolveu, pela primeira

vez no mundo, o BCSS, que até então era utilizado somente em poços de petróleo em terra (Assayag, 2005).¹⁰

Em síntese, a adoção do Procap 1000 viabilizou as seguintes inovações tecnológicas e recordes mundiais na bacia de Campos, além das mais profundas descobertas comerciais à época: o *manifold* utilizado em águas mais profundas; a instalação de árvores de natal em águas acima de 700 m pelo método *guidelineless lay-away*, com dutos flexíveis; a instalação mais profunda de monoboia Calm, em águas de 405 m; a instalação de plataformas de produção dos tipos FPSO e semissubmersível para operação em águas acima de 600 m (Petrobras, 2004; Saliés, 2004a).

4 PROCAP 2000 – TECNOLOGIAS PARA ÁGUAS ULTRAPROFUNDAS

Após o desenvolvimento de tecnologias para a produção de petróleo em águas com até 1 mil metros de profundidade, aplicadas inicialmente nos investimentos para a completação dos campos de Albacora e Marlim, nova fase de pesquisas foi iniciada para possibilitar o desenvolvimento de campos de petróleo localizados sob até 2 mil metros de lâmina d'água e reduzir os custos de produção dos campos que já se encontravam em produção. As maiores profundidades passaram a exigir a geração de novos conhecimentos e soluções técnicas para permitir superar as dificuldades encontradas nas novas fronteiras da plataforma submarina. Com esse amplo objetivo, a diretoria da Petrobras aprovou, em setembro de 1992, a criação do Procap 2000, constituído de vinte projetos sistêmicos de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D), desenvolvidos de 1992 a 1999.¹¹

Para a seleção dos projetos a serem desenvolvidos no Procap 2000, as áreas técnicas da Petrobras envolvidas no programa realizaram a comparação das tecnologias selecionadas com aquelas já executadas no Procap 1000, para obter a indicação dos projetos com maior potencial em avanços tecnológicos e econômicos em relação à fase anterior (Assayag, 2002; Petrobras, 2004; Ortiz Neto, 2006). Enquanto o Procap 1000 se caracterizou por adaptações, inovações incrementais e extensão de sistemas já utilizados nos campos em terra para a produção no mar, o Procap 2000 representou um salto no desafio de gerar tecnologias novas (Assayag, 2005).

10. Depoimento de Marcos Assayag ao Museu da Pessoa sobre a origem do BCSS, desenvolvido pelo engenheiro Danilo Oliveira: "Ele desenvolveu o BCSS, Bombeio Centrífugo Submerso Submarino, que era colocar uma bomba artificial dentro do poço de petróleo no fundo do mar para bombear o petróleo para uma unidade de produção. Essas tecnologias existiam desde a década de 1940, mas em terra. Então, diziam: isso em terra não funciona, você quer botar no fundo do mar? Você é louco. Hoje em dia, os nossos sistemas de produção, muitos deles utilizam essa bomba como se fosse uma tecnologia trivial e normal. E, na época, quem pensava em botar um sistema como aquele para produzir era tido como louco e visionário. (...) de dez anos para cá, virou uma rotina o que era uma enorme inovação, na época. (...) fomos os primeiros a fazer esse projeto e hoje somos *benchmark* nessa atividade" (Assayag, 2005).

11. Segundo o depoimento de Assayag ao Museu da Pessoa, o Procap 2000 foi especificado a partir de decisão do diretor de exploração e produção da Petrobras Guilherme Estrella, após o Procap 1000 ser responsável pela quebra de paradigmas na Petrobras, "de como se atinge um objetivo empresarial, como é que uma atividade gera inovação tecnológica", após um período inicial em que não se acreditava no programa.

A expectativa era que o Procap 2000 viabilizasse, até o ano 2000, a tão procurada autossuficiência nacional na produção de petróleo (Souza, Ross e Sbragia, 1997).

O desenvolvimento de conhecimentos próprios no Procap 2000 deu continuidade à fórmula adotada pela Petrobras no Procap 1000, de utilização de rede de instituições, no Brasil e no exterior, para a realização de atividades de P&D, absorção de tecnologias ainda não dominadas e acompanhamento do estado das artes no mundo em plataformas de petróleo, equipamentos e sistemas de produção de petróleo. As parcerias e contratações de projetos foram realizadas com 66 empresas de engenharia e consultoria e 33 universidades e centros de pesquisas, números superiores aos registrados no Procap 1000 (Furtado e Freitas, 2000 *apud* Ortiz Neto, 2006). A maior interação com companhias internacionais de petróleo passou a ocorrer não somente por “iniciativa da companhia brasileira, mas também no sentido inverso, ou seja, a Petrobras passou a ser requisitada por outras companhias e empresas para participar de seus projetos” (Furtado e Fernandes, 2004 *apud* Ortiz Neto, 2006).

4.1 Principais realizações tecnológicas do Procap 2000

Entre os desenvolvimentos obtidos com o Procap 2000 são destacados a seguir os principais, que se encontram detalhados na seção 7, com análises dos principais avanços tecnológicos em equipamentos e sistemas de produção do Procap.

- 1) Desenho e execução de técnica de perfuração de poço de grande extensão horizontal (*extended reach well* – ERW) em águas ultraprofundas, aplicado em Marlim Sul, com lâmina d’água de 1.214 m, com afastamento horizontal do poço de 3.120 m (poço 7-MLS-42HA-RJS).
- 2) Desenvolvimento de equipamentos e sistemas submarinos:
 - a) árvore de natal submarina para 2.500 m, com conjunto BCSS;
 - b) *drill pipe riser*, para utilização como *riser* de completação para águas ultraprofundas, em FPSO com posicionamento dinâmico;
 - c) poços *slender* para águas ultraprofundas, cuja técnica reduz o tempo de perfuração e os custos de perfuração e logística; e
 - d) *shared actuator manifold* (*manifold* com acionamento compartilhado – MAC).
- 3) Desenvolvimento, instalação e operação de bomba elétrica submersível (*electrical submersible pump* – ESP) para utilização em poços em águas profundas.

- 4) Desenvolvimento do sistema de separação multifásica e bombeamento de líquidos (*vertical annular separation and pumping system – Vasps*) para a separação, no próprio leito submarino, do gás e petróleo extraídos.
- 5) Sistema de ancoragem e complacência diferenciada (*differentiated compliance anchoring system – Dicas*), um inovador sistema de amarração de FPSOs.
- 6) Desenvolvimento de âncora de carga vertical (*vertical load anchor – VLAs*).
- 7) Desenvolvimento da estaca-torpedo, engastada no solo submarino por queda livre.
- 8) Desenvolvimento, instalação e operação do sistema de conexão vertical para conexão de linhas flexíveis com árvores de natal e *manifolds*.
- 9) Desenvolvimento e instalação de *riser* rígido (aço) em catenária (*steel catenary riser – SCR*).
- 10) Base de dados: aquisição e processamento de dados geológicos, geotécnicos, geofísicos e ambientais da bacia de Campos em profundidades de até 2 mil metros.
- 11) Desenvolvimento de métodos para prevenir e controlar a formação de parafinas e hidratos nos dutos.
- 12) Concepção de plataformas para completação molhada para águas profundas, como a plataforma de pernas atirantadas (*tension leg platform – TLP*) e a unidade flutuante de grande calado (*deep draft caisson vessel (DDCV)*).
- 13) Desenvolvimento de *risers* flexíveis para águas profundas, linhas de fluxo, umbilicais de controle e conexões submarinas para águas até 1.500 m de profundidade.
- 14) Desenvolvimento de tecnologias de amarração/ancoragem de plataformas de perfuração, produção e descarregamento, em águas de até 2 mil metros.

As realizações do Procap 2000 levaram a Petrobras a ser reconhecida como uma das líderes internacionais em tecnologias *offshore* de águas profundas e ultraprofundas. Se no Procap 1000 os avanços tecnológicos foram caracterizados por inovações incrementais, no Procap 2000 a maior parte das inovações demandava conceitos tecnológicos que ainda não existiam, razão pela qual resultaram, em alguns casos, em inovações com conceitos radicais (Furtado e Freitas, 2000; Minami, 2006 *apud* Ortiz Neto, 2006).

Segundo Dantas e Bell (2009), no Procap 2000 passou a ocorrer maior divisão de trabalho na produção do conhecimento entre a Petrobras e seus parceiros; a Petrobras passou a coordenar alguns grandes projetos de P&D e a empresa parceira a realizar atividades de P&D especializadas ou complementares. Também no caso de parcerias em redes voltadas para a obtenção de desenvolvimentos incrementais em tecnologias já comprovadas, os fluxos de conhecimentos passaram a se tornar bidirecionais, isto é, da Petrobras para as empresas e das empresas para a Petrobras, como foram os casos das inovações incrementais em ANM, *risers*, linhas de fluxo e linhas umbilicais, realizadas em conjunto com os fornecedores Cameron, ABB-Vetco Gray, Flexibras e Cofflexip. Passaram também a ocorrer parcerias caracterizadas pelo fluxo de conhecimento bidirecional em ciência e tecnologia para o desenvolvimento de conceitos novos entre a Petrobras e empresas estrangeiras associadas em determinados projetos, entres as quais sobressaiu a colaboração, em um acordo de cooperação tecnológica, com a empresa Bornemann Pumpen, da Alemanha, tradicional fabricante de bombas volumétricas para bombeamento de líquido, que se iniciava no desenvolvimento da tecnologia objetivando seu uso no bombeamento multifásico (óleo-água-gás).

A continuação de descobertas de novas acumulações de petróleo em águas cada vez mais profundas trouxe novos desafios tecnológicos. Para avançar no conhecimento de fronteiras desconhecidas no mar e viabilizar a produção nas novas áreas, a Petrobras e o Cenpes deram início, em 2000, à terceira fase do programa de desenvolvimento tecnológico: o Procap 3000.

5 PROCAP 3000 – NOVAS SOLUÇÕES PARA OS DESAFIOS DAS ÁGUAS ULTRAPROFUNDAS

O Procap 3000 foi lançado em junho de 2000, com o objetivo de dar suporte tecnológico à produção nas novas fases de desenvolvimento dos campos de Marlim Sul, Roncador, Marlim Leste e Albacora Leste, na bacia de Campos, assim como dos campos potenciais a serem descobertos à profundidade de lâmina d'água de até 3 mil metros. Com a terceira fase do Procap, a Petrobras objetivava aprofundar as tecnologias nas quais vinha investindo desde o Procap 1000 e desenvolver um conjunto de novas e complexas tecnologias, além de buscar a redução dos custos de produção dos campos em produção (Assayag, Formigli e Coelho, 2000; Ortiz Neto, 2006). O custo do projeto foi estimado em US\$ 130 milhões, envolvendo a participação de 350 técnicos da empresa.

O Procap 3000 desenvolveu projetos de grande complexidade, como o lançamento, instalação e conexão de equipamentos e linhas flutuantes e a ancoragem de plataformas em alta profundidade (Ortiz Neto, 2006). Ao planejar o desenvolvimento dos projetos, a Petrobras considerou que 43% tinham importância

crítica; 31% foram considerados muito importantes; 21%, importantes; e apenas 5% foram considerados pouco importantes (Caetano Filho, 2003, p. 72-73). Da mesma forma, os campos apresentavam maiores dificuldades para a exploração, a exemplo dos compostos por camadas de rochas de sal, que podem deformar os tubos de revestimento e de produção, em razão de sua natureza maleável.¹² Outros desafios estavam relacionados à necessidade de se solidificar a viabilidade econômica dos campos já em produção, que exigiam aumentos de produtividade por meio da utilização de poços horizontais e multilaterais e a localização de seções nos campos para perfurações de poços mais produtivos.

Na fase do Procap 3000, o Cenpes teve que sofisticar os processos de capacitação tecnológica, realizados pelo próprio Cenpes e pela unidade de Tecnologia de Informação da Petrobras, como o uso de instrumentos de modelagem computacional, com a utilização de supercomputadores e superplacas-mãe, responsáveis pela geração de imagens tridimensionais que permitem realizar projeções e simulações computacionais (Ortiz Neto, 2006). No processo de modelagem e simulação para realizar pesquisas operacionais foram utilizadas redes de computadores ou supercomputadores interligados, que formulam modelos computacionais para representar, na dimensão virtual, as tecnologias e procedimentos do mundo real.

Entre os projetos elencados no Procap 3000, os desafios na concepção de *risers* capazes de elevar o petróleo extraído a 3 mil metros no mar foram lembrados em depoimento de Saliés (2004b), sob os pontos de vista dos custos e das tecnologias, refletindo o fato de que as condições ambientais condicionam o desenvolvimento das tecnologias:

Sob 3 mil metros de lâmina d'água, o peso é muito grande, as forças de colapso são muito grandes, o movimento da plataforma induz à fadiga e com isso o *riser* não aguenta muito tempo. Para diminuir o custo, a Petrobras contrata mais de dois fornecedores, (...) para a hora que isso se tornar uma realidade, ter as opções de mercado. Então, hoje, nós enfrentamos esses grandes desafios do *riser*, como levar [o petróleo] de baixo para cima (Saliés, 2004b).

Conectar os poços no fundo do mar com as plataformas envolvia a seleção do tipo de *riser* a ser utilizado. Entre outros tipos de *risers* de produção havia o *riser* flexível, o *riser tower* e os *risers* rígidos conectados em *lazy wave*, sistema que protege os pontos de conexão do *riser* por meio de flutuadores. O primeiro sistema *lazy wave* instalado no pré-sal está à profundidade de água de 2.140 m, interligada ao FPSO Ilhabela, no campo Sapinhoá Norte. Foi o primeiro sistema desse tipo no mundo a ser conectado a um FPSO com ancoragem distribuída

12. Sobre a descrição de problemas ocorridos na perfuração de poços que alcançaram, nas décadas de 1980 e 1990, seções da camada de sal no Brasil, ver Alves *et al.* (2009).

(*spread mooring*), projetado e construído para suportar os movimentos do navio-plataforma (navio-sonda) no ambiente adverso do pré-sal.¹³

6 PROJETOS SISTÊMICOS DO PROCAP 3000

O Procap 3000 selecionou dezenove projetos sistêmicos iniciais para desenvolver cerca de oitenta projetos específicos, que envolviam as principais tecnologias de importância estratégica. Os projetos sistêmicos são:

- poços de longo afastamento horizontal em águas ultraprofundas;
- poços com trajetória complexa;
- poços com alta vazão em águas ultraprofundas;
- perfuração, avaliação e completação de poços em águas ultraprofundas;
- poços com fluidos leves e/ou sub-balanceados;
- completação inteligente;
- desenvolvimento de tecnologia de *gas lift* para águas ultraprofundas;¹⁴
- sistema de bombeamento multifásico submarino (SBMS);
- garantia de escoamento: controle de parafinas e hidratos;
- equipamentos submarinos para até 3 mil metros;
- sistemas submarinos de produção não convencionais;
- dutos e *risers* para coleta, exportação e controle para Albacora Leste e Marlim Leste;
- dutos e *risers* para coleta, exportação e controle para Roncador e Marlim Sul;
- dutos e *risers* para coleta, exportação e controle para 3 mil metros;
- conexão submarina para 3 mil metros;
- amarração de plataformas em águas ultraprofundas;
- análise de atratividade para diversos conceitos de casco, com completação seca ou molhada;
- unidades estacionárias de produção com completação seca; e

13. Dados disponíveis em: <<https://presal.hotsitespetrobras.com.br/tecnologias-pioneiras/#5>>.

14. O *gas lift* é uma técnica de produção artificial de petróleo que utiliza a energia contida em gás comprimido para elevar os fluidos de petróleo, gás e água do poço até a superfície; a injeção de gás na coluna de produção gaseifica o fluido produzido, aumentando a vazão (Fernández, Pedrosa Junior e Pinho, 2009).

- coleta e tratamento de dados geológicos, geofísicos, geotécnicos e oceanográficos para águas ultraprofundas.

Uma descrição resumida desses projetos, e de outros que foram depois incorporados ao Procap 3000, é apresentada a seguir, com base em Petrobras (2004; 2005) e em Assayag, Formigli e Coelho (2000), em que se discutem os desafios e os desenvolvimentos tecnológicos no Procap 3000.

- 1) Perfuração de poços de longo alcance: o objetivo era aprimorar tecnologias para avançar até pontos remotos de reservatórios em águas profundas, permitindo aumentar o fator ou a taxa de recuperação das reservas.¹⁵ Poços profundos exigem a adoção de técnicas de isolamento térmico dos dutos para manter elevada a temperatura dos fluidos extraídos, de forma a reduzir a probabilidade de formação de hidratos (mistura de água com gás natural sob alta pressão e baixas temperaturas, que formam cristais de gelo) e de parafinas, que se depositam em compostos sólidos no interior dos dutos sob a baixa temperatura do mar, podendo obstruir totalmente a passagem do petróleo.
- 2) Perfuração de poços multilaterais: o projeto tinha como propósito avançar na tecnologia de perfuração de poços multilaterais, em profundidades de 2 mil a 3 mil metros, com o objetivo de obter a drenagem homogênea dos reservatórios com a utilização de plataformas flutuantes. Essa tecnologia reduz o número de poços necessários para a produção, permitindo viabilizar campos de petróleo marginais não econômicos.
- 3) Poços com alta vazão: a perfuração de poço de alta vazão visa evitar a perfuração de um número maior de poços de menor vazão, que reduzem as margens de ganho na produção devido aos elevados dispêndios com vários poços. Com esse objetivo, o Procap 3000 adotou como meta o desenvolvimento de: poços horizontais de grande diâmetro, produção pelo revestimento anular e escoamento em geometria anular e em grandes diâmetros.

15. O fator de recuperação é a razão entre o volume possível de ser extraído de petróleo e gás natural de um reservatório e o volume total de petróleo e gás do reservatório (volume *in place*), considerando-se a tecnologia disponível, a qualidade do reservatório, as características do óleo, a exemplo da viscosidade, entre outros fatores. As pesquisas da Petrobras, por meio do Programa de Recuperação Avançada de Petróleo (Pravap), criado em 1990, tinham como principal objetivo intensificar o desenvolvimento de tecnologias para aumentar a produtividade de campos de petróleo em declínio de produção.

- 4) Perfuração sub-balanceada (*under balanced drilling*)¹⁶: Entre os desafios mais comuns na perfuração convencional encontram-se a perda de circulação de fluidos de perfuração¹⁷ do poço para a rocha, o travamento da coluna de perfuração, a baixa taxa de penetração da broca e danos à formação geológica (Stuckenbruck e Fontoura, 2010). Nessa técnica de perfuração de poços, a pressão hidrostática do fluido de perfuração é mantida acima ou, pelo menos, em equilíbrio com a pressão dos poros da formação. Nesse cenário, tipicamente, os fluidos contidos nos poros da formação rochosa não escoam para o poço. A ocorrência indesejada de um influxo de fluidos da formação para o interior do poço é tratada como um acidente operacional, demandando a execução de um procedimento de controle de poço que remove o fluido invasor e corrige a massa específica do fluido de perfuração, de modo que não venham a ocorrer novos influxos.

Na perfuração sub-balanceada, a filosofia de controle de poços difere substancialmente da técnica de perfuração convencional. Num poço perfurado por meio da técnica sub-balanceada, a pressão hidrostática exercida pelo fluido de perfuração é intencionalmente mantida abaixo da pressão dos poros da formação, incentivando a formação rochosa a produzir seus fluidos para dentro do poço.

Diferentemente do método convencional, o controle de poço é obtido por meio do controle da produção, demandando o emprego de um sistema fechado na superfície, responsável por tratar os fluidos e sólidos que retornam do poço.

Na realidade, os primeiros poços de óleo perfurados em fins do século XIX foram perfurados de forma sub-balanceada, embora, naquela época, os princípios de controle de poços ainda não estivessem consolidados nem fossem de amplo domínio. Assim, esses poços foram perfurados com uma pressão de fluido insuficiente para conter a produção das formações atravessadas e, conseqüentemente, escoavam para a superfície. Contudo, o processo não era controlável, resultando em perdas severas, inclusive de reservas.

Posteriormente, os avanços introduzidos na indústria de produção de óleo e gás levaram à consolidação da técnica de perfuração convencional simultaneamente com o controle de poços, com base no conceito de

16. Texto elaborado pelo engenheiro de petróleo Antonio Carlos Vieira Martins Lage (Petrobras), em 2012, a quem o autor agradece.

17. O fluido de perfuração é uma mistura de líquidos, sólidos e produtos químicos, e por vezes gases, com a função principal de levar os pedaços de rocha e cascalhos gerados durante a perfuração do poço até a superfície. Os fluidos são especificados de forma a garantir perfurações rápidas e seguras. Outras funções são: reduzir o atrito com as paredes do poço, manter os materiais sólidos em suspensão, exercer pressão hidrostática para evitar influxo de fluidos indesejáveis da formação rochosa para o poço e estabilizar as paredes do poço (Thomas, 2004, p. 80-86).

influxo zero. Paralelamente, a perfuração sub-balanceada também se desenvolveu e se firmou como alternativa interessante, podendo trazer os seguintes benefícios: i) redução de danos à formação, com potencial de aumento da produção e redução dos requisitos para estimulação; ii) aprimoramento da avaliação da formação e possibilidade de identificação de fraturas; iii) minimização de problemas de perda de circulação; iv) eliminação de prisão diferencial; v) aumento da taxa de penetração; vi) aumento da vida útil da broca; e vii) antecipação da produção.

Atualmente, a perfuração sub-balanceada conta com uma variada gama de métodos, equipamentos e de fluidos para injeção no poço. Há uma vasta gama de aplicações realizadas com a injeção de misturas, sobretudo líquido-gás para a obtenção da condição sub-balanceada.

Na época do lançamento do Procap 3000, os poços com técnica de perfuração sub-balanceada estavam limitados à produção em terra e em plataformas fixas no mar. Com o projeto, objetivou-se possibilitar a perfuração e a completação de poços utilizando fluidos leves e, gradativamente, atingir o modo sub-balanceado a partir de plataformas flutuantes. A perfuração sub-balanceada foi empregada em poços terrestres na Amazônia, no campo de Carmópolis, em Sergipe, no Campo de Candeias, na BA e na Bacia do Paraná em diversas locações (Negrão, Lage e Cunha, 1999). No contexto marítimo, coube à Petrobras realizar uma operação de perfuração com sonda flutuante, sendo pioneira no âmbito mundial. Esse marco histórico consistiu no emprego de fluido aerado em um poço no Campo de Albacora, que demandou o desenvolvimento de diversos procedimentos e equipamentos para essa aplicação, tornando-se referência quanto à história do desenvolvimento dessa tecnologia (Lage, Santos e Silva, 2001). Além dessas aplicações, o poço multilateral dotado de seis pernas, perfurado em Carmópolis na condição sub-balanceada merece destaque pelo arrojo e complexidade do projeto (Lage *et al.*, 2003).

- 5) Completção inteligente: ver o capítulo 9, seção 16.
- 6) Tecnologia de *gas lift* para águas ultraprofundas: consiste na elevação artificial de fluidos do poço (gás natural-petróleo-água) por meio de injeção de gás comprimido no poço pelo interior da coluna de produção. As pesquisas do Procap 3000 visaram melhorar o desempenho dessa tecnologia, com o objetivo de incrementar a produção. A depender das frações de gás livre no fundo do poço poder-se-á também fazer uso do método de produção por bombeamento centrífugo submerso junto com *gas lift*, cuja escolha depende das características do petróleo, da produtividade do reservatório, da distância da plataforma e de outros fatores específicos ao reservatório em produção.

- 7) Sistemas submarinos de separação e injeção: a maioria dos campos de petróleo em águas profundas produzirá água junto com petróleo em algum momento ao longo do tempo; o objetivo das pesquisas era desenvolver tecnologias para aprimorar os equipamentos que separam a água do petróleo no próprio leito do mar, com vistas à diminuição dos custos de elevação do óleo e da água até a plataforma e a propiciar o processamento de líquidos com a obtenção de maior fração de óleo, o que, normalmente, constitui um forte fator limitante na produção de petróleo.
- 8) Garantia de escoamento (controle de parafinas e hidratos): diversos problemas podem surgir no escoamento de petróleo e gás em águas profundas, como a precipitação e ulterior solidificação de frações de parafinas nos dutos, devido às baixas temperaturas no fundo do mar, de cerca de 4 °C, e à alta pressão. As linhas de fluxo e os *risers* são, tipicamente, construídos com materiais que mantêm os fluidos extraídos acima da temperatura crítica para a ocorrência desses fenômenos indesejados, que podem provocar a interrupção do escoamento. Entretanto, se o escoamento é paralisado por necessidades operacionais, os fluidos no interior das tubulações resfriam, e fenômenos como o aumento da viscosidade do petróleo, a precipitação de componentes orgânicos (*e.g.*, parafinas) e a formação de hidratos (soluções sólidas nas quais moléculas de água aprisionam moléculas de gás como resultado do contato do gás com água em baixas temperaturas) podem atingir o estágio de completo bloqueio da área de escoamento na tubulação. As precipitações de natureza orgânica são fortemente cumulativas e normalmente provocam o problema após algumas ocorrências; o surgimento de hidratos pode, em poucas horas, provocar a total interrupção do escoamento. Naturalmente, as ações de reparos, além da interrupção de receitas, são normalmente de alto custo e por vezes obrigam a retirada e a troca das linhas de fluxo e *risers*. Para ajudar a evitar esse tipo de bloqueio, que pode exigir ações de intervenção dispendiosas, o Procap 3000 desenvolveu novas técnicas de previsão, prevenção e correção dos bloqueios nos dutos, dando continuidade ao projeto Garantia de Escoamento, conduzido de 1992 a 1996, após ser verificada a ocorrência de depósitos de parafinas nos campos de Albacora e Marlim, no começo de 1990.
- 9) Equipamentos submarinos para 3 mil metros: desenvolvimento ou reengenharia de equipamentos e sistemas de controle submarino e dos procedimentos de instalação para adequação a águas ultraprofundas, com novos conceitos, a fim de viabilizar as próximas fases dos campos

de Marlim Sul, Roncador, Marlim Leste, Marlim Sul e Albacora Leste, com diferentes fluidos (petróleo e gás natural) e reservatórios.

- 10) Sistemas submarinos de produção não convencionais: desenvolvimento de novos conceitos de sistemas submarinos para águas profundas, ultraprofundas e campos marginais.¹⁸ Um dos projetos concentrou-se no desenvolvimento de uma linha aquecida eletricamente e de ANM com BCSS. Outro projeto referia-se a um separador submarino de água e descarte. O primeiro buscou o desenvolvimento de um pacote combinado de garantia de escoamento e bombeamento para poços interconectados em longas distâncias (*tie-back*), evitando problemas com hidratos e com petróleos muito viscosos e pesados (baixo grau API).¹⁹ Esse projeto foi desenvolvido considerando como cenário uma instalação piloto no campo de Roncador, em 2006. O segundo projeto procurou desenvolver um sistema para separar a maior parte da água produzida, para sua reinjeção no reservatório ou em outra formação de descarte.
- 11) Dutos de coleta, exportação e controle para 3 mil metros: essa parte do Procap 3000 tratou de diversas inovações requeridas nas linhas de fluxo, *risers* e umbilicais de controle, considerados componentes críticos dos sistemas de produção em águas ultraprofundas. Um dos principais problemas a resolver era a obtenção de um sistema flexível de exportação do petróleo e gás para terminais em terra, de grande diâmetro, para plataformas do tipo FPSO em águas profundas, dadas as dificuldades para conjugar os movimentos do FPSO com os movimentos do *riser*. Quanto a *risers* rígidos, o desafio era o desenvolvimento de *risers* de aço em catenária (SCR) ou de material compósito, para o transporte de fluidos em águas ultraprofundas, com a utilização de FPSO, uma vez que seu uso em plataforma semissubmersível era um conhecimento já dominado pela Petrobras. No caso de *risers* híbridos, havia, em 2000, novas tecnologias em desenvolvimento, como a boia de sustentação de *risers* (BSR), uma combinação de seção rígida para a parte inferior e uma seção flexível para a superior, para a utilização em águas ultraprofundas. A Petrobras considerava que o *riser* constituía um dos principais aprimoramentos tecnológicos a serem efetivados com o Procap 3000, em razão de ser submetido a grandes esforços devido à pressão da coluna d'água (colapso) e à movimentação da plataforma (fadiga).

18. Campo produtor de petróleo ou gás natural de pequeno porte, baixa capacidade de produção ou reduzida vida produtiva do ponto de vista econômico (Fernández, Pedrosa Junior e Pinho, 2018).

19. Grau API é uma escala hidrométrica criada pelo American Petroleum Institute (API), utilizada para medir a densidade relativa de óleos e derivados.

- 12) Unidades estacionárias de produção (UEPs): objetivava o desenvolvimento de plataformas com os seguintes fins: i) unidades com facilidades integradas para a perfuração e/ou completação, produção, armazenamento e transferência; ii) instalações para produção de campos marginais em águas ultraprofundas (profundidades superiores a 1.500 m); iii) monoboias para águas profundas; e iv) grandes cascos para suporte das instalações de produção para o processamento de 300 mil barris de líquidos por dia em águas ultraprofundas. O projeto não teve continuidade.
- 13) Sistemas de ancoragem de unidades flutuantes: para atingir maiores profundidades e reduzir custos de materiais e instalações, o Procap 3000 elegeu alguns sistemas de ancoragem para desenvolvimento, entre os quais: âncoras capazes de resistir a cargas verticais (VLAs) e horizontais; cabos sintéticos, principalmente de poliéster; aplicação de novas configurações de ancoragem, como o sistema *taut-leg*; a estaca tipo torpedo e o sistema de ancoragem Dicas.
- 14) Coleta e tratamento de dados geológicos, geotécnicos e oceanográficos: teve como propósitos principais obter, processar e interpretar dados geológicos, geotécnicos e oceanográficos. No caso desse último item, para profundidades de até 3.500 m, para fornecer aos projetos de produção em águas profundas e ultraprofundas informações sobre o leito do mar e as colunas d'água, em atividades de instalação, desenvolvimento e produção nas bacias de Campos, Santos e Espírito Santo.
- 15) Acompanhamento do projeto DeepStar: criado em 1991, esse projeto reunia empresas petroleiras (Chevron, Statoil, Total, Petrobras, BP e outras), órgãos reguladores, institutos de pesquisa e fornecedores de equipamentos e serviços, com atuação *offshore* mundial, que se uniam para superar dificuldades técnicas, operacionais e comerciais encontradas no desenvolvimento de campos em águas profundas e ultraprofundas. Desempenhava o papel de facilitador, provendo um fórum para discussão, orientação e *feedback*, visando preencher lacunas tecnológicas relativas a sistemas de produção para águas profundas e ultraprofundas. Entre as principais metas do Deepstar estavam a melhoria da rentabilidade e da confiabilidade da tecnologia existente e o desenvolvimento de novas tecnologias para permitir a produção econômica em águas com profundidade de até 3 mil metros.
- 16) Teste de longa duração (TLD) para 3 mil metros: tinha como principal objetivo coletar dados que possibilitassem o aumento da confiabilidade das informações sobre reservatórios de hidrocarbonetos. O uso de plataformas do tipo piloto itinerante de produção e avaliação (Pipa),

um sistema que facilita a mobilização e a desmobilização, viabiliza a realização dos TLDs e pode, em algumas situações, tornar-se um sistema de produção antecipada (SPA).²⁰ O TLD é composto por um sistema de *drill pipe riser* autossuportado (*free standing*), um *riser* de completação conectado diretamente à árvore de natal e interligado ao FPSO por meio de uma mangueira flexível e que é montado de forma mais rápida e possui um novo tipo de rosqueamento que permite descer a maiores profundidades. Para facilitar a elevação do petróleo pode ser utilizada uma bomba com acionamento elétrico, instalada no poço ou acima da cabeça de poço (Soares, 2001; Petrobras, 2004).

7 PRINCIPAIS AVANÇOS TECNOLÓGICOS EM EQUIPAMENTOS E SISTEMAS DE PRODUÇÃO DO PROCAP

Quando o Procap 1000 foi lançado, em 1986, as reservas de petróleo da Petrobras eram de 3,6 bilhões de barris equivalentes de petróleo, e a produção, 572.100 barris/dia de petróleo. Vinte e cinco anos depois, em 2011, as reservas alcançavam 15,7 bilhões de barris, e a produção, 2,02 milhões de barris/dia. O Procap, em suas três versões analisadas neste capítulo, foi peça-chave nesse resultado, ao desenvolver as tecnologias imprescindíveis à produção em águas profundas e ultraprofundas.

Esta seção e as seções 8 e 10 apresentam descrições mais detalhadas dos principais equipamentos, sistemas e projetos desenvolvidos pela Petrobras, junto a breves históricos das parcerias realizadas para a geração de tecnologias nas três primeiras fases do Procap, as suas aplicações nas atividades de produção de petróleo e os resultados que propiciaram. Os projetos aumentaram a capacitação da Petrobras e das empresas que participaram do desenvolvimento conceitual e da fabricação dos equipamentos.²¹ As descrições representam as principais tecnologias desenvolvidas ou aprimoradas pela Petrobras até a primeira metade da década de 2000. A partir desse período outras tecnologias foram desenvolvidas, sendo as principais as voltadas às explorações e à produção de petróleo no pré-sal, descritas e analisadas no capítulo 9.

7.1 Plataforma Vitória Régia

A descoberta de reservas de petróleo nos campos gigantes de Marlim e Albacora, em profundidades acima de 400 m, levou a Petrobras a continuar a estratégia de utilização de plataformas semissubmersíveis e FPSOs no conceito de SPA,

20. Teste realizado durante a fase de exploração com a finalidade de obter dados e informações para conhecimento do reservatório de petróleo ou gás (Fernández, Pedrosa Júnior e Pinho, 2018).

21. Para descrições, análises e detalhamentos tecnológicos no desenvolvimento de equipamentos e sistemas pela Petrobras, por meio do Procap, ver Ortiz Neto (2006).

conforme foi abordado no capítulo 5. Essa solução apresentava como desafios a necessidade de aumentar a área do convés e o elevado peso da plataforma, uma vez que deveria conter todos os sistemas para a separação primária de petróleo-gás natural-água e os demais equipamentos da plataforma. Após a avaliação das alternativas, o primeiro passo para o desenvolvimento de projeto próprio de plataforma semissubmersível de grande porte para águas profundas consistiu na aquisição do projeto básico de uma plataforma semissubmersível de perfuração para águas de até 400 m, a plataforma GVA-4.500, da empresa sueca Gotaverken Arendal, acompanhado de programa de transferência de tecnologia. A absorção de tecnologia tinha o objetivo de capacitar os técnicos da Petrobras para desenvolver o projeto básico de uma plataforma de grande porte para águas mais profundas, que deu origem a uma plataforma semissubmersível contendo as mudanças necessárias para a instalação da planta de produção: a plataforma Petrobras 18 (P-18) (Petkovic, 1991), a primeira totalmente projetada por técnicos da empresa, construída em Singapura e implantada no campo Badejo/Trilha, em 1994 (Petrobras, 2005, p. 25).

O domínio tecnológico adquirido no processo de adaptação e da conversão do projeto da plataforma GVA-4.500 na P-18, aliado ao potencial de redução de custos, levou a Petrobras a desenvolver projeto alternativo de plataforma para operar na bacia de Campos, a partir da GVA-4.500, originalmente projetada para operar nas condições climáticas mais difíceis do mar do Norte. O projeto alternativo foi representado pela plataforma conceitual Vitória Régia, desenhada para processar 100 mil barris de petróleo por dia, cujos custos projetados reduziriam em 32% o custo médio de construção da plataforma flutuante, em razão do redimensionamento dos sistemas de ancoragem, casco, *risers*, convés e flutuadores, geração de energia elétrica, tubulações, compressão de gás e outros itens (Petkovic, 1991; Freitas, 1993, p. 122).

No desenvolvimento do projeto Vitória Régia, a Petrobras passou por longo processo de aprendizado, por meio de interação com diversos parceiros, como a empresa GVA e a companhia de petróleo Conoco, com o objetivo de projetar uma plataforma mais ampla para sustentar maior peso, e com o Massachusetts Institute of Technology (MIT) para o desenvolvimento de *softwares* e a realização de cálculos sobre a resistência da estrutura da plataforma (Ortiz Neto, 2006).

Depois de concluído o projeto, a plataforma Vitória Régia não chegou a ser construída, uma vez que o departamento de produção da Petrobras decidiu investir em plataformas que pudessem conter maior volume de petróleo e sustentar maior peso em equipamentos, e também em razão de ser mais em conta a adaptação de plataformas de perfuração semissubmersíveis para operar como plataforma de produção. Mesmo não tendo sido construída, o projeto da plataforma Vitória Régia foi, segundo Furtado e Freitas (2004, p. 70), o ponto alto do processo

de aprendizado tecnológico da Petrobras em plataformas semissubmersíveis na década de 1980, “um marco importante para a consolidação da capacitação tecnológica em engenharia de plataformas no país”.

7.2 ANM

O nome árvore de natal surgiu nos campos petrolíferos dos Estados Unidos, na década de 1930, quando os residentes locais associaram o equipamento, quando coberto de neve, a um pinheiro de Natal. Na década de 1960, quando passou a ser instalada no fundo submarino, o equipamento com essa aplicação ganhou o adjetivo molhada.

A ANM é instalada no fundo do mar sobre a cabeça de poço, composta por conectores e válvulas para o controle dos fluxos de petróleo-gás-água extraídos do poço. É projetada para suportar as elevadas pressões e temperaturas do poço, as altas pressões hidrostáticas e as baixas temperaturas do ambiente marinho. Pode ser instalada por mergulhadores, em profundidades de até cerca 300 m, ou por meio de VORs em águas profundas e ultraprofundas. Junto com a árvore de natal compõem o sistema de produção de petróleo submarino: os *manifolds*, que concentram a produção de várias árvores de natal, as linhas de fluxo e *risers* (dutos que conduzem o petróleo e gás do poço para a plataforma) e os cabos umbilicais, utilizados nos controles e monitoramento dos equipamentos submarinos a partir de painéis de controles na plataforma, além de diversos outros equipamentos instalados no leito marinho (O futuro..., 2009).

Desde que implantou o primeiro SPA, no campo de Enchova, em 1977, a Petrobras iniciou processo de definição de especificações técnicas de árvores de natal para a completação dos campos marítimos descobertos. Naquele ano ocorreu a primeira experiência da companhia com árvore de natal para operação na bacia de Campos, ainda com completação seca, que foi instalada na plataforma semissubmersível Sedco 135-D, em 120 m de lâmina d'água (Petrobras, 2005, p. 25). A primeira ANM foi instalada em 1979, no SPA de Enchova Leste, sob 189 m de lâmina d'água, que constituiu recorde mundial em profundidade.

Uma das dificuldades nas primeiras completações submarinas consistia na operação de conexão da árvore de natal com a linha de fluxo no leito do mar. Para realizar as conexões foram utilizados vários sistemas sem o emprego de mergulhadores (*diverless*), mas nenhum se mostrou viável, sem apresentar falhas. Verificadas as deficiências, como os campos desenvolvidos no Brasil até 1983 se encontravam ao alcance de mergulhadores, eles foram utilizados mesmo nas completações de poços em que as árvores de natal foram especificadas para operações sem o apoio de mergulhador. Acima de 300 m passou-se a utilizar o sistema *diverless lay-away* na instalação de árvores de natal, que descem já conectadas com seus

duto flexíveis e o duto umbilical, por meio de barco de lançamento de linhas. Depois de várias aplicações, não obstante bastante confiável, verificou-se que o método levava a atrasos na instalação, pois requeria o uso simultâneo de plataforma de completção e de barco lançador de dutos, cuja disponibilidade conjunta nem sempre podia ser garantida. Para superar essa restrição a Petrobras desenvolveu o sistema de conexão vertical, utilizado pela primeira vez em 1992, no campo de Marlim, que realiza a operação de conexão em duas fases separadas e permite executar as conexões de linhas de fluxo em qualquer equipamento submarino em águas profundas. Em prosseguimento ao aperfeiçoamento dos sistemas de conexão de dutos flexíveis, foi desenvolvido o sistema de conexão vertical direta, que permite ao barco lançador de dutos executar as conexões e dispensar o uso de plataforma de completção de posicionamento dinâmico, um recurso alugado, muito dispendioso. A primeira aplicação do sistema foi na implantação de *manifold* no campo de Albacora, em 1995, em águas de 620 m. Esse método se tornou simples e econômico para a conexão de equipamentos submarinos em águas de até 3 mil metros de profundidade (Petrobras, 2005).

Após a instalação da primeira ANM em Enchova Leste, em 1979, seguiram-se dois recordes mundiais da Petrobras em completção submarina, em águas profundas da Bacia de Campos: em 1984, foi instalada uma árvore de natal no campo Piraúna/Marimbá, a 307 m de lâmina d'água, e, em 1985, sob 383 metros, no mesmo campo, ambas sem o apoio de mergulhadores (apêndice). Em 1987, também em Piraúna/Marimbá, foi descida a primeira ANM pelo método *lay-away guideline* (*diverless lay-away guideline tree* – DLL), em 411 m de lâmina d'água, cujo sucesso incentivou o desenvolvimento de árvores de natal específicas para as condições ambientais da bacia de Campos. Em seguida, foram desenvolvidas árvores de natal sem cabos-guia (*Guidelineless* – GLL), que se tornaram modalidade-padrão em completções submarinas na bacia de Campos. Uma árvore GLL estabeleceu um recorde mundial, em 1991, no campo de Marlim, sob 721 m de lâmina d'água (Petrobras, 2005, p. 35-38). Em 2015 foi instalada em poço submarino na área do pré-sal (campo de Sapinhoá) a primeira ANM com o método de instalação a cabo.

Em 1983, seis anos após o início da produção de petróleo na bacia de Campos, parte expressiva dos sistemas de produção marítimos no mundo estava no Brasil. A alta escala na instalação de poços, obtida em poucos anos, permitiu à Petrobras e às empresas e aos centros de pesquisas associados ao empreendimento *offshore* naquela bacia a possibilidade de aperfeiçoar as tecnologias importadas. No caso da ANM havia cerca de seis fabricantes no mundo e cada um tinha seu projeto. Nas compras iniciais de árvores de natal, a Petrobras ficou restrita a tecnologias, ferramentas de instalação e desenhos de cada fabricante. Com o crescimento da escala de desenvolvimento de novos poços na bacia de Campos, a companhia adquiriu conhecimentos acima das demais operadoras de petróleo, pois comprava

de vários fabricantes para poder dispor a tempo dos equipamentos. Com a variedade de fornecedores, houve condições de avaliar o sistema adotado por cada fabricante e as partes que apresentavam melhor funcionamento em cada árvore de natal. Ao conhecer o funcionamento de cada uma, a Petrobras começou a especificar sua própria árvore de natal com os detalhes selecionados (Luca, 2011).²² Em 2010, a Petrobras tinha 805 árvores de natal instaladas nos campos de produção no mar. Em janeiro de 2016 a companhia completou 1 mil árvores de natal, com a instalação do milésimo equipamento no campo de Lapa, no pré-sal da bacia de Santos.

Além da árvore horizontal, que será descrita a seguir, o desenvolvimento de ANM verticais seguiu cinco tipos, de acordo com o método de instalação no fundo do mar e com o sistema de conexão com as linhas de fluxo (Thomas, 2004; Petrobras, 2005). São eles:

- 1) *Diver operated* (DO) – árvore operada por mergulhador, em águas de até 200 m, que controla as válvulas manuais e realiza as conexões de linhas de fluxo e de controle. Não é instalada em novos poços devido aos custos operacionais elevados.
- 2) *Diver assisted* (DA) – é instalada com o uso de cabo-guia e a assistência de mergulhador, em águas de até 300 m, para a conexão das linhas de fluxo e de controle. Apresenta como desvantagem a necessidade de mergulhador para desconectar as linhas de fluxo e o cabo umbilical no caso de retirada da árvore para reparos ou de intervenções no poço.
- 3) *Diverless* (DL) – é similar à DA, mas para águas com profundidade de até 400 m, sendo suas conexões e operações realizadas por equipamentos hidráulicos. Em razão de problemas apresentados, foi substituída por árvores do tipo DA quando instaladas em águas de profundidade menor que 300 m.
- 4) *Diverless lay way* (DLL) – a árvore da Petrobras apresentou inovações incrementais que permitem a instalação no solo marinho junto com suas linhas umbilicais e de fluxo, descendo-se a árvore já conectada com as linhas. A instalação é realizada sem mergulhador, em águas de até 500 m de profundidade, por meio de barco de lançamento de linhas, de onde vem o nome *lay-away*. Apresenta conexões para receber intervenções de VORs. Tem a vantagem de poder ser retirada para eventuais reparos

22. Em 1982, a Petrobras firmou contrato com a primeira empresa nacional para desenvolvimento e fabricação de ANM no Brasil, a CBV Subseas (comprada pela FMC, que formou a FMC-CBV). A empresa entregou a primeira ANM produzida em 1983. Em 1982, a Petrobras já tinha instalado ou estava em processo de instalação de 23 árvores submarinas e 27 em fabricação e aquisição, totalizando 50 ANMs dos fabricantes Vetco, Cameron, Vetco/Equipetrol, Regan e FMC-CBV; as árvores da FMC-CBV já eram fabricadas no Brasil, "quase totalmente nacionalizadas" (Branco, s.d. *apud* Petrobras, 1983).

sem as linhas e com a reconexão realizada automaticamente quando do retorno da ANM.

- 5) *Diverless guidelineless* (GLL) – instalada sem mergulhador e sem cabos-guia, tornou-se a árvore de natal padrão da Petrobras para águas com profundidades superiores a 500 m. É instalada nos poços por plataforma de posicionamento dinâmico (*dynamic positioning* – DP), com as conexões da árvore conduzidas por grandes funis, ou conectores *funnel-up* e *funnel-down*. Os primeiros modelos utilizaram o sistema de conexão *lay-away*, evoluindo para a conexão vertical e, no modelo mais recente, para o sistema de conexão vertical direta.

7.3 *Manifold* e sistema de conexão da linha de fluxo

O *manifold* é um dos equipamentos mais importantes na produção submarina de petróleo, em razão das suas múltiplas funções, como a de centralizar e controlar os fluxos de petróleo-gás natural-água provenientes de diversas árvores de natal. Outras funções são a injeção de água, gás ou produtos químicos no reservatório, por meio de *manifold* de injeção, e a injeção de gás no poço de produção por meio do *manifold* de *gas lift*. Esses métodos constituem recursos importantes para manter a pressão interna do reservatório e a capacidade de produção, principalmente com petróleos pesados.

O primeiro *manifold* utilizado pela Petrobras foi instalado no SPA dos campos de Garoupa e Namorado, em 1979, sob 160 m de lâmina d'água, encapsulado em câmara atmosférica, fabricado pela empresa Lockheed. Representou um sistema inovador ao reunir a produção de nove poços, equipados com cabeças de poço atmosféricas, controles hidráulicos, *backup* hidráulico (permite manter o sistema em operação sem realizar eventuais reparos imediatos) e sistema horizontal de acoplamento das linhas de fluxo. O sistema atmosférico foi desativado em 1984, devido aos altos custos operacionais, tendo sido substituído por ANMs e *manifold* convencional, conectados por linhas de fluxo e *risers* flexíveis à plataforma fixa de Garoupa, que entrou em produção naquele ano.

Outro equipamento que incorporou diversas inovações tecnológicas foi o *template-manifold* convencional, instalado no campo de Bonito, em águas de 190 m de profundidade, que dispunha de sistema de controle eletro-hidráulico sequencial, acoplamentos verticais para as linhas de fluxo do *template* e conexão horizontal das linhas de fluxo para os poços satélites, sem assistência de mergulhador. Após essas duas experiências, a Petrobras instalou dezenas de *manifolds* assistidos por mergulhador, em águas com profundidade de até 300 m. Os equipamentos dessa categoria projetados pela Petrobras podiam ser utilizados para o controle de até oito poços, com monitoramento eletrônico e controle hidráulico direto.

Após as descobertas dos campos gigantes de Albacora e Marlim, em 1984 e 1985, localizados em águas profundas,²³ novos conceitos de *manifolds* e *template-manifolds* tiveram que ser desenvolvidos para serem instalados sem a assistência de mergulhadores. O resultado foi o desenvolvimento pela Petrobras da primeira geração de *manifolds* para águas profundas, com a instalação, em 1995 e 1996, dos mais profundos *manifolds* submarinos à época, em lâmina d'água de 620 m e 550 m, respectivamente, no campo de Albacora. Os dois *manifolds* representam a primeira geração desse equipamento da Petrobras para águas profundas. Foi um projeto desenvolvido em cooperação com a empresa fabricante do equipamento FMC-CBV.

Os dois *manifolds* adotaram o sistema *direct vertical flowline connection* (conexão vertical direta da linha de fluxo). A vantagem da conexão vertical transpõe na comparação com o sistema anterior, em que a conexão não era vertical e a opção era fazer a conexão e o travamento horizontal, com riscos de ajustes mal conectados. Na conexão vertical, pode-se instalar o *manifold* no mar para, em seguida, realizar a conexão com os cabos lançados por barco.

A segunda geração de *diverless manifolds* foi instalada em águas entre 300 m e 450 m, em Albacora, com inovações nas válvulas de controle de fluxos que permitiram reduzir o peso total do *manifold* para 160 t (comparado com 450 t dos dois *manifolds* instalados em Albacora em 1995 e 1996), viabilizando reduções nos custos.

A seguir foi desenvolvida a terceira geração de *manifolds*, para operar em águas de até 1 mil metros de profundidade, que incluiu, entre diversas inovações, o uso de módulos de *choke*²⁴ recuperáveis para cada dois poços. Foram instalados seis *manifolds* desse tipo nos campos de Marlim e Marimbá, em águas com profundidade entre 500 m e 950 m.

Outro desenvolvimento, de terceira geração, consistiu no *manifold gas lift*, projetado para lâmina d'água de 2 mil metros, instalado a 1.885 m no campo de Roncador em 2002, que incorporou as seguintes inovações: i) um medidor de fluxo monofásico como parte do módulo de *chokes*; ii) válvulas tipo *pig diverter*; e iii) detectores de *pig* substituíveis. Foi instalado no fundo do mar por método inédito de instalação a cabo, desenvolvido pela Petrobras, que economizou mais de US\$ 3 milhões na instalação.

Outro resultado de pesquisas do Procap foi o desenvolvimento de novo conceito de *manifold*, o MAC *manifold*, para substituir os *manifolds* tradicionais, com acionamento hidráulico. É dotado de atuador único que opera várias válvulas e

23. Observe-se que uma parte de Albacora se encontra em águas com profundidade menor que 300 m.

24. *Choke* é uma válvula para ajustes na pressão dos fluxos de hidrocarbonetos extraídos.

chokes automaticamente, o que permitiu reduzir o peso total do *manifold* de 450 t para 160 t. O primeiro MAC *Manifold* entrou em operação em 2001, no campo de Enchova Oeste (Petrobras, 2005).

A Petrobras também direcionou pesquisas para o desenvolvimento de método de instalação de equipamentos pesados no leito submarino, por meio do uso de *movimento pendular*, que utiliza dois barcos. Esse método inovador foi desenvolvido e utilizado com sucesso na instalação de dois *manifolds* de *gas lift* em Roncador, em 2006, com peso de 270 t cada, em lâmina d'água de 1.885 m.

7.4 Desenvolvimento de sistemas de bombeamento no poço e no leito marinho²⁵

Conforme foi analisado, entre as tecnologias desenvolvidas no Procap 2000 encontram-se os sistemas de bombeamentos. Por meio do programa foram executadas três distintas rotas tecnológicas nessa área: BCS, aplicado em completações molhadas; separação gás-líquido e petróleo-água no leito marinho; e o bombeamento multifásico submarino, isto é, sem o pré-processamento dos fluidos produzidos na corrente conduzida até a plataforma (Caetano Filho *et al.*, 2005). São descritos, a seguir, os desenvolvimentos que foram conduzidos pela Petrobras nos equipamentos citados, para utilização em campos de petróleo da bacia de Campos.

7.5 BCS

As bombas submersíveis (BCS ou BCSS ou, ainda, ESP) são utilizadas na elevação/produção de grandes volumes de hidrocarbonetos de poços de petróleo.²⁶ A bomba é impulsionada por um motor elétrico que dispõe de fluidos para selagem e proteção para operar dentro do poço ou no solo marinho. As BCS eram, nas primeiras aplicações, instaladas no fundo do poço em condições de operação acima do ponto de bolha, o que permitia somente a presença muito pequena de gás livre (menor do que 5% volume/volume (v/v)). A evolução da hidráulica das bombas permitiu que elas passassem, ao longo do tempo, a tolerar maior presença de gás livre – no limite, próximo a 40% v/v. Esses níveis de tolerância viabilizaram a instalação do equipamento fora do poço, no leito marinho, em poços falsos e/ou em bases instaladas no leito marinho.

A BCS é particularmente necessária para levar o petróleo pesado do interior do poço até a árvore de natal e *manifold* ou até a plataforma. Petróleos viscosos

25. Esta seção e outras seções do livro contaram com a colaboração essencial de Elisio Caetano Filho, do Cenpes/Petrobras, autor principal dos textos sobre os sistemas de bombeamento.

26. O componente principal desse método, o conjunto integrado motor elétrico-bomba centrífuga de multiestágios foi desenvolvido por Armais Arutunoff, um inventor russo que emigrou para os Estados Unidos nos anos 1930. Com o apoio da companhia de petróleo Phillips 66 (Bartlesville, Oklahoma), Arutunoff desenvolveu o equipamento e fundou a empresa Russian Electrical Dynamo of Arutunoff (Reda).

necessitam de mais energia para sua extração e movimentação nos dutos. Sem a utilização de bombas, a produção em poços submarinos depende da pressão natural do reservatório ou da utilização de *gas lift*, condições que são dificultadas pela natureza pesada dos petróleos extraídos na bacia de Campos. Além disso, essas soluções podem não ser suficientes para a condução de hidrocarbonetos em longas distâncias ou em longos trechos horizontais de poços submarinos. Além disso, a adoção do método de *gas lift* exige a utilização de compressores de grande porte, com alta potência e espaço físico no poço (Izetti, s.d.).

A Petrobras começou a utilizar bombas elétricas para a elevação de petróleo viscoso dentro de poços terrestres das regiões Norte e Nordeste do Brasil. As bombas eram objeto de intervenções em curtos intervalos de tempo em razão de falhas no funcionamento, o que tornava dispendioso seu uso: toda a vez que uma bomba apresentava falhas era utilizada uma sonda de intervenção para a retirada da coluna de produção e a substituição da bomba.

Na produção de petróleo/gás no mar, bombas elétricas submersíveis foram utilizadas na completação de poços nas sete plataformas fixas do polo Nordeste da bacia de Campos, em 1989. As bombas eram convencionais, instaladas em cerca de 120 poços de completação seca. A durabilidade das bombas era pequena, e a moda estatística da disponibilidade, ainda que crescente com o desenvolvimento da tecnologia, pouco passava de seis meses, além da ocorrência de altas taxas de falhas em seu funcionamento – ocorreram falhas após poucas horas de instalação – e em outros constituintes do sistema, como em cabos e conectores. Contudo, a interação da companhia com os fabricantes qualificados à época permitiu corrigir as falhas e alcançar êxito no funcionamento das bombas, e com crescentes e satisfatórios tempos médios entre as falhas.

Após essa experiência positiva, a Petrobras decidiu empregar BCS em completação molhada, isto é, com as cabeças de poço e árvores de natal instaladas no leito marinho, motivada pela necessidade de dispor de bombas com maior capacidade de vazão e de elevação de hidrocarbonetos nos campos descobertos em águas profundas, como Albacora, Marlim e Barracuda.

Uma preocupação na utilização em águas profundas estava relacionada à possível alta dependência de retiradas de bombas com falhas, por meio de sonda de manutenção, que poderia levar à paralisação simultânea de muitos poços se a frequência de falhas fosse alta, em razão da baixa disponibilidade de sondas de intervenção. Contudo, verificou-se que já existiam no mercado, na década de 1990, alternativas de bombas com maior confiabilidade, que poderiam ser instaladas dentro do poço, em águas rasas, e que depois teriam que passar por desenvolvimentos e testes com elevados padrões de controles de qualidade para operar em águas profundas. Os componentes das bombas, tais como conectores

submarinos e cabos submarinos de potência, teriam que ser aprimorados, e as árvores de natal teriam que receber adaptações para receber os conectores de potência. Diante das exigências de confiabilidade para a operação das BCS em poços submarinos com petróleo viscoso, a Petrobras desenvolveu tecnologia própria para possibilitar a operação desse tipo de equipamento com elevados níveis de potência e superar as frequentes desconexões da bomba com os cabos de energia (Assayag, Formigli e Coelho, 2000; Silva, Mattos e Rittershausen, 2000; Ortiz Neto, 2006; Barbosa, 2011).

Após a decisão de utilizar as bombas submersas nos poços, a Petrobras liderou um Acordo de Cooperação Tecnológica, em março de 1994, com um grupo de seis empresas fabricantes dos componentes da BCS (Reda, Lasalle, Tronic, Pirelli, Cameron e Sade-Vigesa), (quadro 2), que permitiu a obtenção de um protótipo de baixo custo para testes da tecnologia em águas rasas. Para os testes foi selecionado o poço satélite RJS-221, localizado a cerca de 500 m da plataforma fixa do campo de Carapeba, no polo Nordeste da bacia de Campos, em lâmina d'água de 86 m. O equipamento foi instalado em outubro de 1994, constituindo-se na primeira bomba elétrica submersível do mundo implantada com completação submarina (ANM). A produção do poço era conduzida à distância de 15 km até plataforma central do campo de Pargo I, juntando-se ao petróleo extraído dos demais poços dessa plataforma. A energia elétrica era gerada em Pargo e transmitida para a plataforma de Carapeba por meio de cabos submarinos de potência, que em sequência era conduzida para a BCS no poço RJS-221 (Silva, Mattos e Rittershausen, 2000; Petrobras, 2005; Barbosa, 2011).

A bomba ficou em operação por dois anos e dez meses e abriu perspectivas de utilização em poços que apresentavam baixa produtividade até então, em razão das dificuldades existentes na estimulação/elevação dos hidrocarbonetos de poços com baixa vazão. O êxito dessa primeira experiência incentivou a companhia a continuar os aprimoramentos na BCS para a utilização em campos em águas profundas (lâmina d'água superior a 300 m), junto com o desenvolvimento de uma árvore de natal horizontal para águas profundas, e a ampliação da capacidade de transmissão de energia a longas distâncias. Árvores de natal submarinas horizontais já haviam sido implantadas em campos de petróleo do mar do Norte, em 1993. A utilização dessa modalidade de árvore de natal passaria a ser fundamental na adoção da BCS em águas profundas (Silva, Mattos e Rittershausen, 2000).

Seguiram-se três anos de pesquisas, conduzidas no Cenpes e no Instituto Alberto Luiz Coimbra de Pós-Graduação e Pesquisa de Engenharia (Coppe/UFRJ) em acordos de cooperação com as empresas fabricantes dos vários componentes do sistema. Os objetivos em P&D eram: estender a capacidade de operação de vários componentes da bomba para além dos 300 m de profundidade para os

quais foram projetados; aumentar a vida útil da bomba para evitar intervenções frequentes para retiradas e consertos, em razão do alto custo das intervenções em águas profundas; viabilizar a realização de conexões remotas e a transmissão de energia elétrica a longas distâncias; desenvolver um transformador submarino para operar em águas profundas, com o objetivo de permitir redução das dimensões e dos custos do cabo elétrico.²⁷ Como consequência da necessidade de manutenção temporária da bomba, a inovação foi acompanhada do desenvolvimento da árvore de natal molhada horizontal (ANM-H) que, por possuir estrutura de conexão horizontal das válvulas, permite o desacoplamento mais fácil e rápido com o poço, facilitando a retirada da BCS e reduzindo os custos de intervenções (Minami, 2006 *apud* Ortiz Neto, 2006).

As companhias Centrilift e Reda (bomba), Pirelli (cabo elétrico), Tronic (conector elétrico submarino) e Siemens (transformador elétrico submarino) projetaram, fabricaram e testaram os novos equipamentos para a instalação pioneira de uma BCS no poço escolhido para testes em águas profundas (quadro 2). O poço selecionado, RJS-477A, localizava-se no campo gigante de Albacora-Leste, na bacia de Campos, e foi conectado à plataforma flutuante P-25, instalada no vizinho campo de Albacora, a 6,5 km de distância, sob 575 m de lâmina d'água. Em 1997 foi obtido o protótipo da bomba para a realização dos testes de confiabilidade. No início de 1998, a Petrobras instalou a bomba junto a uma árvore horizontal submarina, em lâmina d'água profunda de 1.109 m, no poço RJS-477 de Albacora Leste. Foi a primeira vez que se realizava experimento com a BCS a essa profundidade no mundo (Silva, Mattos e Rittershaussen, 2000; Petrobras, 2005).

A bomba centrífuga submersa bombeou aproximadamente 600 m³/dia de petróleo para a plataforma P-25, durante mais de três anos, sem falhas, conduzindo até 40% de gás livre, sem apresentar problema. Alguns anos depois, em 2003, a BCS representou solução para a extração do óleo pesado do campo de Jubarte, em um TLD com o FPSO Seillean, sob 1.325 m de lâmina d'água (Petrobras, 2005, p. 46-47; Izetti, s.d.).²⁸

Em razão das tecnologias desenvolvidas para a operação da bomba em condições de extração complexas, em poços de longo alcance horizontal e distantes da plataforma, o equipamento foi considerado uma inovação radical (Minami, 2006 *apud* Ortiz Neto, 2006). A instalação desse tipo de equipamento pode ocorrer também no solo marinho, em alojadores próprios para facilitar a realização de reparos. A primeira aplicação nessa localização ocorreu junto com o sistema de separação de fluxos Vasps, desenvolvido em cooperação entre a Petrobras e as empresas

27. Foram selecionadas as companhias Siemens e Robicon para o desenvolvimento da transmissão submarina de energia.

28. Em meados da década de 1990, o sistema BCS foi utilizado pela operadora de petróleo Amoco, em 25 poços produtores do campo gigante de Lihua, no mar do sul da China, que foram equipados com árvores submarinas horizontais e BCS.

Eni-Agip e ExxonMobil, no campo de Marimbá, à profundidade de 395 m de lâmina d'água. Nessa configuração, após a separação do gás natural pela bomba Vasps, o fluxo petróleo-água é enviado para a plataforma pela bomba centrífuga submersível. O resultado foi o aumento da produção de petróleo em 25% em relação ao obtido com a elevação artificial por meio de injeção de gás (*gas lift*).²⁹

A tecnologia BCS foi aplicada no campo de Jubarte, no primeiro semestre de 2007, com a instalação de uma bomba no poço JUB-6 que elevou a produção de 10 mil barris/dia para 24 mil barris/dia, após cem dias de operação, ou seja, um crescimento de 140%. O experimento era parte do Programa Tecnológico de Óleos Pesados (Propes).

Uma das aplicações da tecnologia ocorreu no campo de Papa Terra, na bacia de Campos, onde foi instalada a Tension Leg Wellhead Platform (plataforma TLWP P-61), em novembro de 2013, com árvore de natal seca. Em razão da característica pesada do petróleo do campo, que apresenta entre 14 a 17 °API, são utilizadas bombas centrífugas submersíveis com grande capacidade, para viabilizar a extração do petróleo viscoso daquele campo.

Os desenvolvimentos do sistema BCS em meados da década de 2010, com a participação da Petrobras, objetivavam a obtenção de bombas mais potentes, capazes de viabilizar a elevação de petróleo-gás-água do poço até a árvore de natal ou *manifold* e, destes, até a plataforma, ou mesmo dispensar o uso de plataformas ao permitir transportar os fluidos extraídos até terminais próximos em terra.

7.6 Vasps

O sistema Vasps, desenvolvido para a separação anular vertical com bombeamento de líquidos, representou uma inovação radical em equipamentos de separação e bombeamento bifásico submarino instalado no fundo do mar, em razão do formato vertical inédito e princípios físicos e químicos específicos. Após passarem pela árvore de natal e pelo *manifold* submarino, os fluidos extraídos são enviados para o Vasps, que separa e envia para a plataforma, em dutos diferentes, o gás natural, que flui naturalmente pela própria pressão da separação, e o petróleo e a água, que são bombeados por BCS. O Vasps é composto de separador ciclônico submarino e pela BCS. No separador há três estágios de separação: primária, com câmara de expansão, onde a maior parte do gás é separada; secundária, composta por estrutura helicoidal que utiliza o princípio da separação centrífuga; e separação terciária, composta por uma piscina, onde a parte líquida se

29. Nas palavras do engenheiro da Petrobras, Elisio Caetano Filho, participante dos desenvolvimentos da bomba: "é importante reconhecer que o sistema BCS era aquele disponível à época – e que não encontrava apoio na indústria de petróleo para tal tipo de uso em completação molhada –, mas foi possível lograr êxito em função do acerto da especificação, baseada em grande parte também na experiência anterior da Petrobras, no rigor da inspeção, no plano de instalação seguido à risca e no desenvolvimento de todo o subsistema de fornecimento de energia elétrica submarina, composto particularmente por cabos, conectores (secos e molhados) e por transformador de tensão".

acumula e o gás é separado gravitacionalmente. A BCS é instalada na piscina (Ortiz Neto, 2006).³⁰

Um projeto anterior de bombeio submarino com separador foi desenvolvido pela Petrobras, cuja tecnologia já havia sido patenteada antes do lançamento do Procap 1000, sob a denominação Petroboost. O desenvolvimento do projeto no Procap 1000 alcançou a fase de protótipo, mas na passagem para a fabricação não superou a avaliação técnico-econômica: as fábricas no Brasil não se adequaram às especificações técnicas da Petrobras, e as fábricas no exterior apresentaram preços elevados para a construção do equipamento (Furtado e Freitas, 2004; Petrobras, 2005).

A Petrobras retomou, em 1994, o projeto de desenvolvimento de um separador bifásico mediante parceria com a companhia de petróleo italiana Agip, que havia criado um projeto inicial de separador. Por meio de um projeto multiclente da Agip, a Petrobras entrou na segunda fase do projeto, relativa aos desenvolvimentos em laboratório. Nessa fase, as pesquisas dos fundamentos científicos e tecnológicos da técnica de separação foram realizadas pelo Cepetro/Unicamp e após a transferência, pela empresa italiana Agip, dos conhecimentos gerados na fase inicial. A parceria da Petrobras com o Cepetro resultou no desenvolvimento de conceito próprio de separador para operar em águas profundas, cujo desenho dos helicoides de separação do gás e do petróleo foi patenteado pela Petrobras (Ortiz Neto, 2006; Funiber, 2009).

A fase de construção do protótipo foi desenvolvida por meio de Joint Industry Project (JIP) com a ExxonMobil, União Europeia e ENI-Agip (quadro 2). Outros aspectos que deram ao equipamento o caráter de inovação radical foram a especificação do sistema de controle – uma das partes mais críticas do projeto, pois o tanque do Vasps permite controlar a separação gás natural-líquidos – e os procedimentos de instalação submarina (Funiber, 2009).

Um protótipo do Vasps foi instalado no campo de Marimbá, em 2001, à profundidade de 395 m, conectado à plataforma semissubmersível P-8, tendo aumentado a produção em aproximadamente 33%, mesmo com a suspensão do processo alternativo de elevação por *gas lift*. O protótipo operou entre julho e dezembro de 2001, quando ocorreu falha na BCS, porém o defeito não interferiu nas conclusões sobre o sucesso da tecnologia desenvolvida pelo projeto conjunto JIP. Em seguida, a Petrobras assumiu a responsabilidade financeira e tecnológica do empreendimento, com o objetivo de torná-lo novamente operacional. A bomba foi trocada, em janeiro de 2004, após diversos melhoramentos nos controles para melhorar a confiabilidade do sistema Vasps. A continuação dos desenvolvimentos

30. Em Melo, Serapião e Mendes (2009) encontra-se um estudo do desenvolvimento de controlador não tradicional baseado em mecanismo de histerese com autoajuste para o controle de nível de líquido do sistema Vasps.

resultou na instalação de outro equipamento Vasps no mesmo campo, em 2011 (Petrobras, 2005; Bybee, 2006; Petrobras, 2011c).

7.7 Separador Submarino de Água e Óleo (SSAO)

O Separador Submarino de Água e Óleo (*Subsea Oil Water Separation System*) foi desenvolvido em parceria com a empresa norte-americana FMC Technologies para possibilitar a elevação de maior quantidade de petróleo para a plataforma, especialmente em campos maduros, em que ocorre aumento da quantidade de água junto com o petróleo extraído. Além da FMC, que forneceu os equipamentos submarinos do projeto, participaram do desenvolvimento da Framo, produtora de bombas para uso submarino; a Prysmian, fornecedora de umbilicais; o centro de pesquisas da Statoil em Porsgrunn, Noruega, onde foram realizados testes de laboratório; e a Engineering Simulation and Scientific Software (ESSS), empresa brasileira especializada em dinâmica de fluidos computacional (*computational fluid dynamics* – CFD).

Esse tipo de equipamento vem há muito tempo sendo utilizado em campos de petróleo em águas rasas da Noruega. Para o Brasil, o equipamento foi projetado para separar petróleo pesado em águas profundas, condição que exigiu o desenvolvimento de inovações para se chegar ao protótipo. Em novembro de 2011, o protótipo foi instalado no campo de Marlim, a 900 m de lâmina d'água, e conectado à plataforma P-37. O protótipo foi o primeiro equipamento do gênero instalado em águas profundas, com capacidade de separar a água do petróleo pesado para ser reinjetada, com objetivos de manter a pressão do reservatório e aumentar o fator de recuperação dos hidrocarbonetos. O equipamento foi projetado para começar a executar a função de separação água-óleo a partir do momento em que a produção de água corresponda a 70% da quantidade de água e sedimentos (BSW) dos fluidos extraídos.³¹ Após a separação da água e de sua reinjeção no reservatório de petróleo, o uso do equipamento resulta na diminuição do peso dos hidrocarbonetos elevados até a plataforma. Com o sucesso dessa tecnologia, eliminou-se a necessidade de tratamento a bordo de cerca de 11 mil barris de água por dia, bem como redução da necessidade de descarte da água e a diminuição do uso de produtos químicos no seu tratamento. Além disso, a tecnologia contribui para a produção de campos maduros (em fase de declínio de produção) que produzam com elevado BSW. A capacidade de vazão é de 18 mil barris/dia de petróleo-gás. O equipamento foi fabricado no exterior, pesa 392 t, mede 29 m de comprimento, 10,8 m de largura e 8,4 m de altura. Após a aprovação do protótipo, o equipamento estava previsto para ser utilizado em outros campos maduros da bacia de Campos (Petrobras, 2010a; 2012a; ANP, 2013).

31. BSW é a medida da quantidade de água e sedimentos na amostra de óleo (Fernández, Pedrosa Junior e Pinho, 2018).

O empreendimento teve aporte de cerca de US\$ 90 milhões em recursos oriundos da cláusula de aplicação obrigatória de recursos em P&D pelas petrolíferas, que foram destinados à contratação de equipamentos com 67% de conteúdo local junto à FMC.

7.8 Sistema de bombeamento multifásico submarino (SBMS-500)

O SBMS-500 (*subsea multiphase pumping system*) é uma bomba multifásica, do tipo volumétrica, instalada no solo marinho, capaz de transportar, a longas distâncias, em um único duto, os fluxos de petróleo, gás natural e água extraídos do poço. É apropriado para a elevação de petróleos pesados e viscosos e para situações em águas profundas em que a instalação de plataforma a menor distância dos poços é inviável, técnica ou economicamente. Representa uma solução que vem sendo pesquisada há muitas décadas pela indústria de petróleo mundial para o aumento da produtividade dos poços e a recuperação de campos maduros. O SBMS 500 (em referência à capacidade de 500 m³ de vazão total/hora, ou cerca de 75 mil barris/dia) permite superar as restrições que apresentam as bombas centrífugas convencionais em relação ao transporte de gás. O sistema é ainda inovador em relação aos equipamentos tradicionais que transportam, separadamente, o petróleo e a água por meio de bomba, e o gás natural por meio de compressor, uma vez que permite a adição de energia em proporções diferentes para líquidos e gás. Com essas características, a tecnologia viabiliza a condução de hidrocarbonetos a longas distâncias e aumenta o fator de recuperação de campos maduros, que não produzem economicamente com tecnologias convencionais.

As pesquisas da Petrobras e empresas parceiras para o desenvolvimento do projeto começaram em 1992 e apresentaram diversas etapas. Naquele ano, um JIP, programa multicliente, formado pela Chevron, Texaco e Petrobras iniciou experimentações de diversas concepções de bombas multifásicas e a medição de misturas de petróleo, gás natural e água na sucção da bomba, no sítio de testes Humble Flow Loop da Texaco, em Houston, nos Estados Unidos (Oliveira, 2003). Após desenvolver vários componentes críticos iniciais e comprovar a viabilidade da tecnologia de bomba multifásica para utilização em campos de petróleo, a Petrobras decidiu liderar projeto de cooperação tecnológica internacional para desenvolver o sistema e testar um protótipo. Para as experimentações foi construído um sítio de testes no *campus* avançado do Cenpes em Atalaia, Aracaju, inaugurado em outubro de 1993 (Unidade de Produção Petrobras/UN-Seal).

A segunda etapa da cooperação internacional para o desenvolvimento do protótipo foi iniciada em 1997, por meio de projeto de implementação tecnológica (TIP). O protótipo do SBMS-500 foi objeto de concepção, desenho e desenvolvimento da Petrobras, em cooperação com as seguintes companhias fabricantes de equipamentos ou com potencial para participar do empreendimento, com suas

respectivas funções no empreendimento: Curtiss-Wright (antiga Westinghouse) – motor elétrico e integração do conjunto bomba-motor-variador; Leistritz (Alemanha) – bomba multifásica; Kvaerner (Noruega, Inglaterra, Brasil) – estrutura submarina e subsistema de controle; Tronic (Inglaterra) – conectores de potência e de sinais secos e molhados; Robicon (Estados Unidos) – variador de frequência e primeiro a operar no Brasil o que se converteria no referencial na indústria do petróleo; ODI (Estados Unidos) – conector de sinais ópticos pioneiro e primeira conexão submarina molhada do tipo ótica realizada na Petrobras; e Pirelli (Brasil, Itália) – inovador cabo híbrido submarino para alimentação elétrica e de sinais óticos. No período de desenvolvimento (1994-2006), a Petrobras acumulou cerca de quarenta acordos de cooperação tecnológica e seus aditivos. O protótipo SBMS-500, com ênfase para o seu subsistema de instalação submarina, após sua construção foi testado, de 2000 a 2006, na unidade experimental em Atalaia, estado de Sergipe, concebido e construído dentro do escopo do projeto de bombeamento e medição multifásica submarina.³² É importante registrar que tal projeto foi igualmente transformado no modal de JIP, o qual, sob a coordenação conjunta da Petrobras e da Westinghouse, foi oferecido à indústria, que resultou na participação de quatro grandes e integradas companhias de petróleo – foi o segundo JIP coordenado pela Petrobras.

O sistema SBMS-500 entrou em operação no campo de Marlim, em agosto de 2009, instalado a meia distância entre o poço produtor (7-MRL-63-RJS) e a plataforma P-20, de onde a produção é controlada. Entretanto, quando do comissionamento do sistema na plataforma, uma ação inadvertida de um dos componentes do grupo de desenvolvimento provocou um dano no subconjunto submarino, que resultou em consumo excessivo do fluido multitarefa – igualmente desenvolvido no projeto e em conjunto com a Petrobras Distribuidora, que respondia por funções essenciais no sistema –, provocando dificuldades para a operação continuada do SBMS-500. Em 5 e 6 de junho de 2010, o sistema operou e manteve a operação por cerca de trinta horas, demonstrando a capacidade do projeto, aumentando a produção do poço hospedeiro em cerca de 300 m³/dia de óleo e instituindo marcos tecnológicos – acredita-se ter sido o primeiro sistema a cruzar a barreira dos 60 bar de pressão incremental numa corrente multifásica de alta fração de gás livre (entre 80% e 95% v/v).

A Petrobras, ao considerar os resultados obtidos nas campanhas de testes, no Núcleo Experimental de Atalaia (Neat) e no Campo de Marlim, resolveu

32. As instalações em Atalaia permitem testes de alta representatividade, dado que as condições do local são semelhantes às condições reais de produção. A unidade trabalha em cooperação com a indústria de equipamentos nacional no desenvolvimento de componentes de bombeamento e de medição inovadores, como medidores, bombas, motores elétricos submarinos, energia submarina, conectores para sinalização, umbilicais de energia, vasos de controle e monitoração etc.

reconhecer a maturidade do estado tecnológico atingido pelo bombeamento multifásico submarino para uso disseminado na empresa – sabendo-se que a utilização efetiva nos fins produtivos para a qual a inovação foi desenvolvida, assim como toda e qualquer aplicação, dependia ainda dos resultados a serem obtidos no estudo de viabilidade técnica e econômica (EVTE) aplicada ao cenário alvo de utilização de tal tecnologia. Por razões outras, incluindo o alto custo para desinstalação do subsistema submarino, ainda que o reparo propriamente dito fosse de baixo custo, o protótipo não foi retirado para reparo, e sua operação foi interrompida. É importante registrar que, baseado nesse desenvolvimento do SBMS-500, os antigos parceiros tecnológicos se aliaram à empresa Cameron e, conjuntamente, realizaram trabalhos de reengenharia e, considerando as lições aprendidas, produziram uma nova versão para o sistema, mais compacta, mais leve e capaz de aplicação em lâmina d'água de até 2 mil metros. Os parceiros também se dedicaram a estender ainda mais as capacidades do sistema (*e.g.*, capaz de aumentar em até 150 bar a pressão de uma corrente multifásica de vazões da ordem de 1 mil m³/h, cerca de 150 mil/dia).

Assim, após os resultados obtidos com o SBMS-500, além da disseminação em ocorrência relativa a sistemas de bombeamento multifásico em conveses de UEPs, ter-se-á agora a disseminação dessa tecnologia no leito marinho, contribuindo particularmente na produção de petróleo em águas profundas e ultraprofundas, com ênfase para os petróleos pesados e viscosos. Tais sistemas contribuirão para a materialização da corrente visão de futuro acerca da produção submarina praticada diretamente para terra (*subsea to shore*) ou para um ponto de exportação (*subsea to somewhere*). É importante registrar que o projeto analisado, constituinte inicial do Procap 2000, lançado em setembro de 1992, também esteve dedicado ao desenvolvimento de todos os componentes associados à tecnologia de medição multifásica em linha, ou seja, aquela na qual uma corrente multifásica (óleo-água-gás) pode ter seus valores de vazão e concentração, por fase constituinte da corrente, determinada, sem que seja necessária a pré-separação das fases constituintes de tal escoamento. Semelhante ao realizado na frente de bombeamento, a Petrobras conduziu estudos de levantamento do estado da arte e acerca das principais concepções em desenvolvimento e, assim, estabeleceu um Acordo de Cooperação Tecnológica com o detentor de uma concepção de medidor multifásico para uso submarino, que incluiu a empresa Fluenta (Noruega). De forma pioneira, um JIP, sob coordenação conjunta de Petrobras e Fluenta, foi oferecido à indústria, que resultou na participação de sete grandes e integradas companhias de petróleo – foi o primeiro JIP coordenado pela Petrobras. O protótipo desenvolvido passou por testes e ajustes no Núcleo Experimental de Atalaia e posteriormente foi instalado (1997) no *manifold* MSP-DL3 do Campo de Albacora na bacia de Campos (Caetano *et al.*, 1997b). Tal protótipo iniciou operações em 1999 de forma

fortemente satisfatória – acredita-se ter sido o primeiro medidor multifásico no mundo a operar no leito marinho em águas profundas. O sucesso de tal iniciativa propiciou a disseminação dessa tecnologia (Caetano *et al.*, 2000). Em 2012, esta continuava a ser desenvolvida, de forma a melhorar seu desempenho – particularmente, para reduzir os níveis de incerteza na medição, tornando-a totalmente satisfatória para praticar a medição fiscal, e não tão somente a dita alocação de produção e a detecção de irrupção da produção de uma fase, por exemplo, água – e, igualmente, reduzir custos para o aumento da disseminação da tecnologia.

O objetivo era a disseminação do equipamento na produção de petróleo nas condições comentadas, isto é, petróleo pesado extraído a grandes distâncias dos poços da plataforma de produção e, futuramente, para a condução dos fluidos extraídos diretamente dos poços marítimos para instalações em terra (Kujawski e Caetano, 1999; Petrobras, 2004; Petrobras, 2009).³³

7.9 ANM-H

Em relação à árvore submarina tradicional, a ANM-H possui inovações incrementais. Suas especificações e desenho permitem a retirada da coluna de produção do interior do poço para reparos sem necessidade de retirar a árvore de natal da cabeça de poço, em razão de serem as válvulas dispostas na lateral do bloco de grande diâmetro da ANM-H. Normalmente, árvores convencionais não permitem a mesma operação sem sua remoção, devido à estrutura vertical. Outra inovação encontra-se na conexão entre os cabos elétricos que descem da plataforma para se conectar com a árvore de natal: enquanto nas árvores convencionais são necessárias duas conexões, a saber, com a árvore de natal e em seguida com o suspensor da coluna de produção (*tubing hanger*) na cabeça de poço, na ANM-H há uma única conexão, pois a conexão dos cabos elétricos com a ANM-H ocorre simultaneamente com a coluna de produção, o que proporciona vantagens de custos e economia de tempo na instalação e na conexão.

Dadas essas características, a ANM-H é apropriada para poços de alta vazão e de maior amplitude horizontal, que requerem bombas do tipo BCS, que precisam ser retiradas de tempos em tempos do poço para manutenção (Minami, 2006 *apud* Ortiz Neto, 2006). A Petrobras desenvolveu novo modelo de ANM-H, em parceria com os principais fornecedores desse tipo de equipamento (FMC-CBV, Vetco, Cameron e Kvaerner), conforme o quadro 2, a partir da aquisição de conceito originalmente desenvolvido pela empresa de engenharia norte-americana Dril-Quip. Uma árvore horizontal foi desenvolvida para operar em águas de até 2.500 m, utilizada no campo de Roncador.

33. Mais detalhes técnicos do sistema SBMS-500 e os testes em Atalaia, disponíveis em: <http://www2.dbd.puc-rio.br/pergamum/tesesabertas/0015607_03_cap_03.pdf>.

A necessidade crescente de árvores de natal levou a Petrobras, durante o desenvolvimento da bacia de Campos, a adotar processo de padronização na fabricação da árvore de natal para as diversas partes que compõem o equipamento e para desempenhar as funções requeridas. A padronização foi estendida a outros equipamentos, para permitir a intercambialidade dos itens fabricados por diferentes fornecedores e a transferência de equipamentos entre os diversos locais em que operam. Ao estabelecer padrões nos equipamentos submarinos tornou-se empresa pioneira na intercambialidade de peças entre os fabricantes, permitindo reduzir o tempo para as instalações e os reparos no mar (Petrobras, 2005; Gall, 2011a).

7.10 Sistemas de ancoragem de plataformas para águas profundas e ultraprofundas

O desenvolvimento de campos de petróleo em águas acima de 1 mil metros de profundidade aumentou as dificuldades na ancoragem de plataformas flutuantes de produção. O uso de correntes de aço em catenária eleva muito a carga vertical suportada pela plataforma e aumenta o risco de rompimento das correntes. Como consequência, o custo das correntes se eleva, pois seus diâmetros precisam ser aumentados apenas para suportar o próprio peso. Também o *layout* submarino fica excessivamente ampliado devido ao amplo raio do sistema de amarração. Essas restrições levaram a Petrobras a desenvolver novas soluções para a ancoragem de plataformas, tanto em conceito quanto em novos materiais, que acabaram por se constituir em inovações radicais, sob a forma de cabos de poliéster e de âncoras com carga vertical, e o sistema de ancoragem Dicas. Para substituir os sistemas convencionais de correntes de aço em catenária, essas tecnologias foram aplicadas em diversas plataformas flutuantes de produção, como se analisa a seguir (Petrobras, 2005).

7.11 Desenvolvimento de cabos sintéticos de poliéster

A inovação consistiu na substituição das correntes de aço das plataformas por cordas/cabos de poliéster, em sistema de ancoragem *taut-leg*.³⁴ A solução *taut-leg* evita as longas extensões em catenária com correntes e reduz o peso suportado pela plataforma, causado pelas longas seções verticais. Estudos prévios à procura de materiais mais leves e flexíveis para a ancoragem em *spread mooring*³⁵ (ancoragem distribuída) e vertical foram realizados em 1988 pela Reading University e Global Maritime Research, duas instituições inglesas que usaram *nylon*, poliéster e algumas ligas de polipropileno. Com o objetivo de desenvolver pesquisas do Procap sobre

34. Cabo de ancoragem de plataforma de petróleo, retesada, formando ângulo de 45° com o fundo do mar (Fernández, Pedrosa Junior e Pinho, 2018).

35. Sistema de ancoragem de navios, em amarração simétrica com quatro grupos de âncoras, na proa e na popa, que mantém o navio posicionado em direção fixa ou ligeiramente variável. As linhas de amarração, que variam de doze a vinte, ancoram o FPSO no fundo do mar. Esse tipo de amarração permite amplo espaço no navio para a instalação de *risers* e cabos umbilicais.

o poliéster em águas profundas, o engenheiro de materiais da Petrobras, César Del Vecchio, realizou seu doutorado (PhD) na Reading University. Após experimentações em laboratório para encontrar o material adequado em consistência, elasticidade, resistência e outros requisitos, foi desenvolvido o novo poliéster com a participação de professores daquela universidade. Em seguida, o material foi trazido para testes nos laboratórios do Cenpes e testado em campo, comprovando-se sua resistência para a amarração de plataformas em águas profundas (Ortiz Neto, 2006).

Em meados da década de 1990, a Petrobras desenvolveu as especificações para a fabricação dos cabos. As empresas contratadas para desenvolver a inovação foram a Cordoaria São Leopoldo (CSL), que fornecia cabos para a Petrobras desde 1969; Quintas e Quintas Cordoaria e Redes (Portugal); Cordoaria Oliveira Sá (Portugal); e Marlow Ropes (Inglaterra). A Petrobras contribuiu com incentivos financeiros para a CSL completar o maquinário. O desenvolvimento do produto requereu o aprofundamento de pesquisas pelo departamento de engenharia da CSL, a construção de laboratório com máquina de testes e a fabricação de máquina especialmente desenvolvida para a produção dos cabos. No final da década de 1990, a CSL assinou um termo de cooperação com a Petrobras para montar um laboratório de classe mundial na cidade de São Leopoldo (Rio Grande do Sul), que foi equipado com a segunda maior máquina de testes de cabos do mundo. A falta desse laboratório ocasionaria redução da capacidade de inovação e de flexibilidade, além de custos maiores, uma vez que, como alternativa, teriam que ser enviados corpos de prova ao laboratório da empresa DNV, na Noruega, para cada teste.³⁶ Além de inúmeras vantagens para a CSL, a máquina de testes trouxe benefícios importantes à equipe dedicada à área de ancoragem do Cenpes, que a utilizava para testes de cabos em diferentes condições de uso e variadas construções e matérias-primas. A máquina de testes foi construída em 1998, com capacidade de tração de até 750 t. Nos anos de 1999 e 2003 foram realizados *upgrades* para capacitar a máquina a exercer de 1.500 a 1.750 toneladas-força sobre cabos. Na etapa de fabricação dos cabos de poliéster havia defasagem tecnológica na máquina de trançar capas nos cabos; a solução foi encontrada na própria CSL, por meio do desenho do equipamento pela engenharia da empresa e sua manufatura pelo departamento de manutenção.

Verificou-se, portanto, que os investimentos da Petrobras e da empresa CSL trouxeram ganhos de custo, flexibilidade e capacidade de inovação. No desenvolvimento do campo de Marlim, a tecnologia substituiu o sistema de ancoragem

36. Informações fornecidas por Alexandre Abu-Jamra (CSL) e Leandro Haach (Lupatech), ao autor, em setembro de 2010, Rio de Janeiro. De acordo com Haach: "Era um mercado totalmente novo e muito maior do que estávamos acostumados a trabalhar. Era um assunto muito novo e não havia profissionais dessa área disponíveis no mercado. Aprendemos a maior parte no dia a dia, com erros e acertos e, aos poucos, formamos uma equipe capaz de abraçar os desafios que vinham pela frente. Os desafios tecnológicos foram enfrentados *in-house*. Nós mesmos desenvolvemos as máquinas que viriam a fabricar nossos cabos de ancoragem". Em 2006, a CSL foi incorporada pelo Grupo Lupatech.

em catenária de aço, em doze plataformas de produção, de 1997 a 2005, em águas com profundidade acima de 500 m. A inovação viabilizou redução de custos em até 25%, em função da diminuição da quantidade de material utilizado, o que equivaleu à redução de U\$ 30 milhões em relação ao método convencional de ancoragem naquele campo. Pelo fato de o material ser mais elástico do que o aço, reduziu-se o raio de ancoragem para no máximo 1,4 vez a profundidade (Petrobras, 2005).

As inovações no desenvolvimento de cabos de poliéster para ancoragem resultaram nas seguintes realizações: i) primeira instalação de plataforma com cabos de poliéster no mundo, utilizados na Plataforma P-22, ancorada a 114 m de lâmina d'água, no campo de Moreia, em 1986; ii) primeiro sistema de amarração completamente em corda de poliéster em catenária, instalado em 1997 no navio-plataforma FPSO II, no campo de Marlim Sul, à profundidade de 1.420 m; e iii) primeiro sistema mundial de amarração em *taut-leg* completamente em poliéster, em 1998, na plataforma P-27, no campo de Voador, a 533 m de lâmina d'água. O sistema foi instalado junto com o novo sistema de VLA, que economiza linhas flexíveis e permite a ancoragem num raio menor (Petrobras, 2005, p. 54). Em 2001, no campo de Roncador, a plataforma P-36 foi ancorada com o novo poliéster desenvolvido pelo Cenpes, a 1.340 m de lâmina d'água.

Em termos mundiais, o resultado da aplicabilidade dessas novas tecnologias foi sua inclusão nas normas e nas recomendações técnicas das principais sociedades de classificação e de institutos de regulamentação, estabelecendo-se um novo padrão tecnológico mundial (Petrobras, 2005).

Para Assayag (2005) o desenvolvimento dos cabos de amarração de plataformas em poliéster, fixados no fundo do mar por VLAs e âncoras-torpedo, a seguir descritas, constituiu um dos pontos altos das atividades inovadoras da Petrobras, um dos seus maiores feitos tecnológicos, uma vez que, na época, não eram utilizadas no mundo às profundidades alcançadas no Brasil (quadro 2).

7.12 VLAs

Tradicionalmente são utilizadas âncoras do tipo estaca para ancoragem com carga vertical, assentadas no mar por perfurações em bases de concreto ou engastadas por sucção. Em parceria com seus fornecedores, e com base na própria experiência, a Petrobras desenvolveu na década de 1990 dois novos tipos de VLAs, de menor custo de fabricação e de mais rápida instalação do que a âncora tipo estaca. As VLAs desenvolvidas fornecem pontos de amarração no fundo do mar aptos a resistir a cargas tanto horizontais como verticais e com capacidade de eliminar as longas seções *mortas* das amarras usualmente existentes em sistemas em catenária convencionais. Como analisado na seção anterior, a inovação na ancoragem de

plataformas foi combinada com o desenvolvimento de cabos sintéticos de poliéster. As cordas de poliéster sintético fornecem a complacência necessária para o sistema em *taut-leg*, por meio das propriedades elásticas naturais da fibra, eliminando assim a necessidade de configurações catenárias longas usadas em sistemas de amarração convencionais. As inovações na ancoragem de plataformas estabeleceram um novo padrão tecnológico mundial na produção de petróleo no mar (Petrobras, 2004, p. 8-9; Petrobras, 2005, p. 53-54).

7.13 Estaca-torpedo

Constitui outro desenvolvimento na tecnologia VLA, patenteada pela Petrobras, cuja concepção remonta a 1995, inicialmente com o objetivo de ancorar *risers*. A primeira experimentação consistiu na utilização de um tubo com peso elevado para funcionar como âncora, com 24 t e 12 m de comprimento, com ponta cônica para facilitar a cravação no solo marinho, usando-se a força de gravidade para a introdução no solo. Nos procedimentos de instalação, a estaca é posicionada por barco, por meio de correntes, a cerca de 100 m acima do fundo do mar e deixada cair; a queda livre finca a estaca no solo até uma profundidade suficiente para neutralizar a carga para arrancá-la, além de dispositivos que a agarram ao solo. De fabricação simples, a estaca-torpedo necessita apenas de navio de manuseio de âncoras padrão para fazer a instalação na localização desejada. Apresenta como vantagens maior simplicidade e redução no custo de montagem, e possibilita o posicionamento de plataformas marítimas que requerem altas cargas de ancoragem.

Os aprimoramentos da técnica pelo Cenpes levaram a desenvolvimentos posteriores de estaca-torpedo para uso na ancoragem de plataformas. Em 2001 foi utilizada a primeira estaca-torpedo na instalação da plataforma de perfuração móvel Modu P-17, (*mobile offshore drilling unity*), com 62 t (T-62), à profundidade de lâmina d'água de 399 m. Em 2005 foi instalada a estaca-torpedo aperfeiçoada T-98 (15 m e 98 t) no navio-plataforma FPSO P-50, uma das maiores plataformas então em operação no Brasil, com 180 mil barris/dia de capacidade de produção, no campo de Albacora Leste. Seguiram-se o uso da estaca-torpedo na instalação das plataformas P-51, P-52, P-53 e P-54 e outras. A evolução dessa solução de ancoragem levou ao desenvolvimento da estaca T-120, em 2008, para utilização nas altas cargas exigidas nos novos campos do pré-sal, cujo protótipo em tamanho real foi testado no campo de Roncador. Com 120 t, 1,20 m de diâmetro e 22 m de comprimento, a estaca-torpedo foi utilizada na ancoragem de plataformas do pré-sal, a exemplo do FPSO P-57, no campo de Jubarte, FPSO Cidade de Angra dos Reis, no campo de Tupi, e FPSO P-62, no campo de Roncador, e em campos em águas mais profundas e solos menos resistentes (Medeiros e Costa, s.d. *apud* Petrobras, 2011c).

Outra aplicação resultante da estaca-torpedo ocorre na instalação dos condutores de revestimento de poços, método conhecido como base-torpedo, como parte do Procap 3000. A instalação pode ser realizada por barco de manuseio de âncoras, antes da chegada da sonda de perfuração no local, providência que acelera o processo de início de perfuração do poço. Os testes iniciais foram realizados no tanque de provas da UFRJ, para a observação da trajetória na cravação da estaca. Os testes de campo, no total de quatorze, foram realizados em Albacora Leste, em águas de 1.500 m, com o objetivo de calibrar o método de instalação e assim confirmar o engastamento seguro no fundo do mar e a possibilidade de controlar a inclinação da base no cravamento (Petrobras, 2005, p. 70). Como benefícios, a base-torpedo permite economizar tempo no início da perfuração dos poços e eliminar algumas operações, como as de jateamento do poço. No campo de Albacora Leste, a base-torpedo foi utilizada pela primeira vez no mundo em substituição ao jateamento do poço para cravação do revestimento condutor de 30 polegadas, antes da chegada da sonda de perfuração, permitindo diminuição dos custos e dos riscos em relação à técnica de jateamento, além de acelerar o processo de perfuração. Novos avanços continuavam a ser buscados na aplicação da tecnologia da estaca-torpedo, como na preparação de poços ditos falsos e adjacentes aos reais poços produtores, equipados com BCS. Nesse caso, a própria estaca-torpedo, após a cravação, se converte no poço falso e alojador da bomba. Esse tipo de instalação no leito marinho – em contraposição ao uso tradicional e já referido de instalação no fundo do real poço produtor – permite ainda menores custos de intervenção quando requerida.

7.14 Dicas

Consistiu em um inovador sistema de amarração de navios petroleiros de produção e armazenamento de petróleo, desenvolvido e patenteado pela Petrobras na década de 1990. É basicamente um sistema de ancoragem radial ou ancoragem distribuída (*spread mooring*) de FPSO, com diferentes graus de rigidez na proa e na popa. A diferença de rigidez permite ao navio aproar parcialmente com a condição ambiental predominante. O sistema inovou também ao tornar desnecessários alguns equipamentos complexos, como o *turret* (torre de ancoragem) e o *swivel* (junta de rotação). Assim, os custos dos sistemas de produção baseados em navios petroleiros existentes são substancialmente reduzidos, o que torna o sistema muito útil em condições ambientais não severas, como é o caso do conceito predominantemente aplicado nos FPSOs da Petrobras (Petrobras, 2004, p. 54).

7.15 Risers flexíveis e linhas de fluxo para campos em águas profundas

A condução dos hidrocarbonetos extraídos, desde a árvore de natal, no fundo do mar, até a plataforma é realizada por meio de linhas de fluxo (*flow line*) e *risers*.

A linha de fluxo é apoiada no fundo do mar para a condução do petróleo e gás natural a partir da árvore de natal; é também denominada linha de produção ou linha de escoamento, e pode ser construída com materiais rígidos ou flexíveis. O *riser* é conectado à linha de fluxo para a elevação dos hidrocarbonetos até a plataforma, constituindo a seção dinâmica do conjunto, constantemente sujeita aos movimentos das correntes marinhas. Na fabricação de *risers* flexíveis são sobrepostas camadas de elastômeros combinadas com elementos estruturais rígidos, como aço e fibras de carbono. Quanto à conformação, ao ser instalado na plataforma, o *riser* flexível pode ser vertical ou apresentar forma de catenária simples ou em catenária dupla (apoiado em flutuadores ou boias). Chamam-se *risers* de exportação as tubulações que deixam a plataforma de produção para a condução do petróleo e do gás produzidos para navios petroleiros.

A Petrobras teve papel importante no desenvolvimento de *risers* flexíveis ao experimentar seu uso em novas condições no mar e em águas cada vez mais profundas, desde a primeira aplicação com sucesso nos campos de Garoupa e Namorado. Nesses campos, em 1979, dutos flexíveis da empresa francesa Cofflexip foram instalados no solo marinho para transportar os fluidos extraídos até os tubos rígidos junto à torre conectada ao navio de processamento. No mesmo ano, na completação submarina do campo de Enchova Leste, onde foi utilizada ANM a 189 m de lâmina d'água, surgiu a alternativa de utilização do duto flexível no lugar de tubos rígidos na seção vertical, para evitar possíveis rompimentos causados pelos movimentos da plataforma flutuante. Para isso, foi utilizada a linha flexível Cofflexip como *riser*, ou seja, na parte vertical, do solo marinho até a plataforma, e, assim, absorver os movimentos da plataforma, permitindo a operação com diversos poços subjacentes (Machado Filho, 1983). Para a utilização da linha de fluxo como *riser* foram realizados reforços nos pontos críticos das suas conexões com o dispositivo de engate/desengate rápido, fixado no costado da plataforma, bem como na curvatura no fundo do mar, no ponto de passagem da seção horizontal para a seção vertical. O petróleo e o gás natural eram conduzidos até a plataforma Penrod 72 por meio de *riser* com configuração em catenária simples (Petrobras, 2005). O aumento da lâmina d'água, a partir de então, ampliou o uso de dutos flexíveis na condução dos hidrocarbonetos extraídos, acompanhado de reforços em sua estrutura.

No princípio do desenvolvimento dos campos da bacia de Campos, a Petrobras participou, com a empresa fabricante, do desenvolvimento dos *risers* flexíveis, em grupo de trabalho conjunto para as especificações das espessuras, pressões internas e pressões externas (hidrostática) sobre as paredes do tubo. Para a checagem dos desenhos e dos processos de fabricação foram contratados os serviços de empresas de qualificação independentes, que resultaram na aprovação de três novos fabricantes para o fornecimento de *risers* de 2,5 polegadas a 6 polegadas para uso em

águas de 300 m a 1.000 m. O processo de desenvolvimento permitiu à Petrobras, em 1994, dispor de padrão próprio para dutos flexíveis, incorporando fatores de segurança para falhas críticas, exigências de controle dos processos de fabricação e testes de qualificação de protótipos e materiais.

Ao se atingir a exploração em águas ultraprofundas, acima de 1.500 m, um novo patamar de tecnologia de *risers* foi necessário. A inovação incremental foi obtida por meio de oito acordos de cooperação tecnológica com os fornecedores, entre 1995 e 1998, que resultaram em dutos dinâmicos e estáticos apropriados para lâmina d'água entre 1.500 e 2 mil metros, também avaliados por empresas de qualificação. Todos os fatores avaliados, compreenderam a identificação de novos métodos de verificação de falhas e fadigas de material – fatores críticos nos resultados esperados relacionados aos controles na fabricação. Novos métodos para testes de protótipos foram consolidados na Petrobras com a norma Flexible Standard and Specifications, de 2003. A companhia desenvolveu vários métodos de instalação a grandes profundidades, como o sistema de colocação vertical na forma de J, junto com a empresa Cofflexip, que recebeu o Distinguished Achievement Award, de 1995, premiação feita pela Offshore Technology Conference (OTC), de Houston, nos Estados Unidos, por esse desenvolvimento. Os métodos de instalação foram aplicados por outras áreas produtoras de petróleo no mar do Norte (Furtado, 1996; Furtado e Fernandes, 2002; Petrobras, 2005).

No desenvolvimento dos campos de petróleo no pré-sal, a aplicação do *riser* flexível passou por aprimoramentos específicos para suportar os elementos corrosivos e as pressões das águas ultraprofundas, a exemplo dos *risers* instalados no campo de Tupi, em 2.200 m de lâmina de água, como se analisa no capítulo 9.³⁷

7.16 Cabos umbilicais

Os umbilicais são tubos flexíveis que interligam a plataforma de produção com os equipamentos submarinos. Contêm em seu interior cabos elétricos, cabos ópticos e mangueiras hidráulicas, que executam de três a cerca de 60 funções, entre as quais transmitir sinais elétricos de monitoramento e sinais ópticos, realizar controles hidráulicos em árvores de natal e *manifolds*, injetar produtos químicos nos poços, controlar temperaturas e pressões. Um cabo umbilical híbrido, utilizado para executar funções de controle, injeção e transmissão de potência é fabricado com camada externa de polietileno e camadas de arames de aço, tendo em seu interior cabo elétrico, mangueira hidráulica e mangueira de injeção. Os cabos umbilicais são projetados e fabricados para resistir aos esforços mecânicos decorrentes de: manuseio; estocagem, particularmente em carretéis e os esforços associados ao

37. Dados disponíveis em: <<https://presal.hotsitespetrobras.com.br/tecnologias-pioneiras/#5>>.

dobramento; instalação submarina; e esforços radiais e colapsantes provocados pela coluna hidrostática da área em sua instalação.

Para o desenvolvimento de cabos umbilicais utilizados em águas ultraprofundas, foram assinados pela Petrobras, de 1995 a 1998, seis acordos de cooperação tecnológica com seus fornecedores, que resultaram em cabos estáticos (repousam no leito marinho) e dinâmicos (interligam o segmento do leito marinho à UEP, ficando expostos às forças de natureza dinâmica), para águas entre 1.500 m e 2.000 m. Os produtos foram certificados por empresas internacionais de qualificação e adotados nas especificações da API, possibilitando a adoção de uma base comum de critérios, válidos para tecnologias propostas pelas indústrias no Brasil e pelo Cenpes, que desenvolve ainda tecnologias e modelos para a previsão de tensões e deformações nos umbilicais, com o objetivo de avaliar a qualidade dos produtos propostos por fornecedores. Os projetos de cooperação tecnológica para a fabricação de umbilicais eletro-hidráulicos de potência e sinal objetivam o seu emprego na produção de petróleo em águas de até 3 mil metros de profundidade (Petrobras, 2005).

7.17 SCR

Desde o começo da década de 1990, a Petrobras realiza estudos de engenharia para o aprimoramento do *riser* SCR, a fim de viabilizar seu emprego generalizado em plataformas semissubmersíveis na bacia de Campos e superar possíveis limitações dos *risers* flexíveis em águas ultraprofundas, cujo peso se eleva muito com o aumento da profundidade. O *riser* SCR foi introduzido pela primeira vez pela *Shell*, em 1994, na TLP do campo de Auger, no golfo do México. Os trabalhos no Brasil envolveram pesquisas do Cenpes, dos departamentos de exploração e produção da Petrobras e de universidades na realização de análises técnicas, simulações numéricas e projetos cooperativos com empresas industriais. Os esforços originaram um protótipo em escala real, instalado, em 1998, na plataforma P-18, no campo de Marlim, em águas de 910 m. O SCR obtido tornou-se o primeiro do mundo conectado a uma unidade semissubmersível em águas profundas.

Em 1999, importantes desenvolvimentos tecnológicos em SCR foram empreendidos pela Petrobras ao decidir instalar uma plataforma semissubmersível no campo de Roncador, equipada com dutos de exportação de petróleo e gás de dez polegadas. Como à época não se fabricavam *risers* com esse diâmetro, todos os esforços em conhecimentos na área foram direcionados para a concepção e o desenvolvimento de *risers* de aço para equipar a plataforma e de um método apropriado para a instalação. Foi concebida uma solução híbrida, usando-se o método *reel-lay* (carretel) para as seções não críticas do SCR e o método *J-lay* para as seções críticas. As inovações resultaram na instalação, em 2000, de dois SCR

para o escoamento da produção na plataforma P-36, com reduções consideráveis nos custos e no prazo de instalação (Petrobras, 2005).

O *riser* de aço em catenária foi uma das dez tecnologias premiadas em 2015 pela OTC pelo conjunto de tecnologias desenvolvidas ou aprimoradas para o pré-sal.³⁸

7.18 BSR

Em conjunto com diversas empresas e instituições, a Petrobras aprimorou, de 1996 a 2013, a tecnologia de BSR para facilitar o processo de elevação do petróleo, por meio de *risers* de aço em águas ultraprofundas (mais de 1.500 m de profundidade). A boia desacopla os movimentos da plataforma dos *risers* de aço, viabilizando sua utilização em águas profundas por diminuir a pressão do peso dos *risers* sobre a plataforma. Segundo a Petrobras, o projeto teve aporte de recursos de R\$ 6,2 milhões, referentes à cláusula de P&D, para adaptação e reparo da boia protótipo, com 100% de conteúdo local. A BSR garante mais segurança na elevação de petróleo do poço até a plataforma. Ela funciona como elemento intermediário entre os *risers* de aço que captam os hidrocarbonetos da árvore de natal e as mangueiras flexíveis (*jumpers*) que chegam até a plataforma. A partir da árvore de natal sobre o poço, o petróleo é transportado no leito marinho por linhas de produção que se interconectam com *risers* de aço dispostos em catenária e sustentados pela boia e passa para mangueiras flexíveis até a plataforma. Com o objetivo de validar um novo procedimento de instalação, a Petrobras realizou a primeira instalação de uma boia quadrada de 27,2 m x 27,2 m no campo de Congro, na bacia de Campos, em lâmina d'água de 500 m. A boia foi posicionada a 80 m de profundidade. Após a instalação do BSR, o procedimento de *pull-in* (conexão) do *riser* também foi conduzido (ANP, 2013).³⁹

A BSR representou um novo conceito para garantir mais segurança na elevação de petróleo do poço até a plataforma. Assim, permite separar os movimentos dos *risers* de produção dos movimentos da plataforma, proporcionando mais segurança ao sistema de elevação do petróleo. A boia é amarrada ao fundo do mar por correntes de aço (amarras) e cabos de aço em espiral (*tethers*), ancoradas por estacas-torpedo. A BSR original foi desenvolvida por meio de um projeto multicliente coordenado pela Texaco em 1996-1997, tendo a Petrobras decidido, após muitas análises estruturais, modificar a conformação original do equipamento para o formato retangular. O modelo, originalmente feito para quatro *risers*, foi ampliado para doze SCRs quando o estudo foi direcionado para o campo de Albacora. Finalmente, o conceito foi estendido para 1.800 m de lâmina d'água, atendendo aos requisitos do campo de Roncador, com dezenove SCRs.

38. Dados disponíveis em: <<https://presal.hotspotspetrobras.com.br/tecnologias-pioneiras/#2>>.

39. Para saber mais informações sobre BSR para os campos do pré-sal, ver: <<http://docplayer.com.br/69391029-Boia-de-sustentacao-de-risers-para-os-campos-do-pre-sal.html>>. Acesso em: 10 jun. 2021.

8 TÉCNICAS DE PERFURAÇÃO DE POÇOS

8.1 Perfuração horizontal

O primeiro poço horizontal no Brasil foi perfurado na bacia de Campos, em 1990, em rochas localizadas abaixo de 222 m de lâmina d'água, no campo de Bonito, com 464 m na seção horizontal. O segundo foi perfurado em rochas areníticas no campo de Albacora, em 1992, sob 290 m de lâmina d'água. O primeiro poço horizontal em águas profundas foi perfurado em 1994, no campo de Marlim, sob 903 m de água. Sua seção horizontal, em arenito não consolidado, foi completada com 230 m de *long stand-alone screens*, uma tecnologia aprimorada de controle de areia que foi aplicada em poços horizontais de campos com várias profundidades.⁴⁰ Em Jubarte, as seções horizontais revestidas em reservatório não consolidado (rochas friáveis, com baixo grau de cimentação entre os grãos de areia, porém com maiores espaços nos poros que contêm petróleo) atingiram até 1.076 m de extensão, sob 1.300 m de lâmina d'água. Outra inovação introduzida consistiu no conceito de poço *slender* (poço delgado), muito usado nos campos Marlim, Marlim Sul, Albacora Leste, Barracuda e Roncador (Petrobras, 2005).

O aprimoramento dessa técnica de perfuração foi necessário para a extração de hidrocarbonetos no campo de Roncador, que tem sentido mais horizontal, formado principalmente por rochas areníticas que apresentam baixa sustentação, com diminuição da estabilidade do poço perfurado. Para absorver o conhecimento da técnica de perfuração horizontal, a Petrobras enviou, no princípio da década de 1990, pesquisadores à Universidade Imperial da Rússia, que já colaborara com a Statoil da Noruega no desenvolvimento do método em um campo gigante no mar do Norte. A universidade era detentora de conhecimentos atualizados para detectar a resistência das rochas em perfurações verticais e horizontais e permitir perfurações horizontais com segurança para a sustentabilidade do poço. A Petrobras desenvolveu cooperação técnica com a Statoil, além de parceria com a empresa de engenharia Norsk.

No Cempes, a disseminação dos conhecimentos adquiridos no exterior foi realizada por técnicos da Petrobras que participaram das parcerias citadas anteriormente e que redundaram em “pesquisas cruzadas com repasses contínuos de informação” (Ortiz Neto, 2006, p. 113-116). A partir das parcerias, a Petrobras adquiriu os conhecimentos a respeito da técnica de perfuração horizontal, verificado tanto pelo êxito alcançado na perfuração e produção no campo de Roncador quanto pelas inovações desenvolvidas localmente. As inovações podem ser sintetizadas como: utilização da própria lama do local perfurado para não sobreaquecer

40. A tecnologia refere-se à completação de poço horizontal com controle de areia por meio da colocação de tela, sem empacotamento com cascalhos (Fernández, Pedrosa Junior e Pinho, 2009).

o equipamento, permitindo dispensar o uso de materiais que teriam que ser enviados da superfície; e desenvolvimento e instalação de sensores na broca, que possibilitam seu funcionamento em até 6 mil metros no solo, à temperatura de até 200 °C e indicam quando a broca se depara com água ou petróleo.

8.2 Tecnologia em poços *slender*

O poço do tipo *slender* representa um projeto integrado para a perfuração, completação e intervenção em poços em águas profundas e ultraprofundas, envolvendo inovações na configuração do poço, na cabeça do poço, no *riser* do *slender*, na sustentação do tubo de produção (*tubing*) e no *riser* de perfuração, que protege os equipamentos de perfuração no mar. O objetivo principal procurado é a redução do diâmetro do *riser* de perfuração, para reduzir a carga sobre o convés da plataforma, especialmente em águas mais profundas, e diminuir os custos de perfuração.

Para se entender a configuração de poço *slender* deve ser observado que um poço convencional na bacia de Campos compreende tubos de aço de quatro diâmetros, ou quatro fases de revestimento: tubos de 36 polegadas ou 30 polegadas x 20 x 13 3/8 x 9 5/8 polegadas, e ainda *liner* de 7 polegadas em algumas situações.⁴¹ Com o conhecimento acumulado sobre os campos da bacia de Campos, especialmente sobre o perfil da pressão dos poros dos reservatórios,⁴² a Petrobras chegou ao conceito de poço *slender*, que consiste na supressão de tubo de revestimento de 20 polegadas para passar diretamente ao tubo de 13 3/8 polegadas. Com essa tecnologia reduz-se a carga sobre o convés da plataforma de perfuração, permitindo a redução dos volumes do fluido de perfuração e o uso de *risers* e sondas de perfuração mais leves, em águas profundas e ultraprofundas. Um poço com diâmetro menor apresenta, ainda, melhor estabilidade em suas paredes. Como é usada em poços verticais, direcionais ou horizontais, a inovação viabilizou a redução em mais de 15% dos custos de perfuração. O primeiro poço *slender* foi perfurado em 1998, em lâmina d'água de 692 m. O mais profundo poço perfurado na bacia de Campos com essa tecnologia, no princípio da década de 2000, alcançou 2.851 m, no campo de Marlim (Assayag, Formigli e Coelho, 2000; Petrobras, 2005; Fernández, Pedrosa Junior e Pinho, 2009).

41. O *liner* é a parte da tubulação de revestimento instalado em frente à zona produtora de petróleo do reservatório, que proporciona um canal para a entrada de petróleo no poço. Pode ser descido previamente rasgado (*slotted liner*), ou então é cimentado no local e posteriormente canhoneado (perfurado) nas zonas de interesse de produção (Thomas, 2004; Fernández, Pedrosa Junior e Pinho, 2009).

42. As pressões muito elevadas no poço, quando a pressão dos poros de formação da rocha é maior que a pressão hidrostática esperada, podem causar influxos descontrolados durante a perfuração do poço, provocando *blowout* (erupção) (Fernández, Pedrosa Junior e Pinho, 2009).

9 SÍNTESE DAS REALIZAÇÕES TECNOLÓGICAS DA PETROBRAS ANTES DAS DESCOBERTAS NO PRÉ-SAL

Após as descrições e análises dos principais desenvolvimentos tecnológicos em equipamentos e sistemas de produção de petróleo pela Petrobras na bacia de Campos, os quadros 1 e 2 apresentam uma síntese das inovações, desenvolvidas de 1979 a 2006. As inovações geradas após 2006, ano da primeira descoberta de petróleo no pré-sal, são analisadas no capítulo 9.

QUADRO 1

Seleção de realizações tecnológicas da Petrobras no desenvolvimento de campos de petróleo na bacia de Campos (1979-2006)

| Equipamentos e sistemas desenvolvidos | Campo de petróleo | Ano |
|--|-------------------|------|
| Instalação de árvore de natal submarina à profundidade de 189 m de lâmina d'água; utilização de linha de fluxo flexível como <i>riser</i> de elevação; uso de quadro de boias para amarração de petroleiros. | Enchova Leste | 1979 |
| Instalação de árvore de natal submarina sem o apoio de mergulhadores, em 307 m de lâmina d'água. | Piraúna/ Marimbá | 1984 |
| Instalação de árvore de natal submarina sem o apoio de mergulhadores, em 383 m de lâmina d'água. | Piraúna/ Marimbá | 1985 |
| Instalação de árvore de natal submarina DLL, em 411 m de lâmina d'água, com o sistema <i>lay-away guideline</i> . | Piraúna/ Marimbá | 1987 |
| Ancoragem de monoboia de armazenagem (<i>single buoy storage</i> –SBS) em 230 m de lâmina d'água. | Albacora | 1987 |
| Instalação de árvore de natal submarina GLL, sem cabo-guia, em 721 m de lâmina d'água. | Marlim | 1991 |
| Primeira instalação no mundo de bomba elétrica submersível (BCS/ESP) em um poço submarino, à profundidade de 86 m de lâmina d'água. | Carapeba | 1994 |
| Instalação de <i>manifold</i> a 620 m de lâmina d'água. | Albacora | 1995 |
| Primeira conexão vertical direta de linha de fluxo. | Albacora | 1996 |
| Instalação do primeiro sistema de amarração completamente em cabo de poliéster, no FPSO II, à profundidade de 1.420 m de lâmina d'água. | Marlim Sul | 1997 |
| Desenvolvimento da tecnologia de poço <i>slender</i> , utilizada pela primeira vez à profundidade de 692 m de lâmina d'água. | Marlim | 1998 |
| Primeiro SCR instalado no mundo, em uma plataforma semissubmersível, à profundidade de 910 m de lâmina d'água. | Marlim | 1998 |
| Primeira instalação de bomba elétrica submersível (BCS/ESP) em águas profundas, com árvore de natal horizontal, a 1.109 m de lâmina d'água. | Albacora Leste | 1998 |
| Desenvolvimento e instalação do equipamento Vasps. | Piraúna/ Marimbá | 2001 |
| Primeira instalação de estaca-torpedo no mundo, na unidade de perfuração Modu P-17, a 399 m de lâmina d'água. | - | 2001 |
| Desenvolvimento de bomba elétrica submersível (BCS/ESP) de 900 hp para petróleo pesado. | Jubarte | 2003 |
| Instalação de estaca-torpedo aperfeiçoada, com 15 m de extensão e 98 t, na plataforma P-50, a 1.240 m de lâmina d'água. | Albacora Leste | 2005 |
| Desenvolvimento de método de instalação de equipamentos pesados no leito submarino, por meio de movimento pendular, que utiliza dois barcos. | Roncador | 2006 |

Fonte: Petrobras (2005).
Elaboração do autor.

O quadro 2 sintetiza algumas importantes inovações desenvolvidas em cooperação com empresas, instituições de ciência e tecnologia (C&T) e universidades. Al-

gumas representaram inovações radicais, isto é, trouxeram soluções ainda não disponíveis no mercado mundial, utilizadas pela primeira vez na produção em águas profundas. Observe-se nos casos desses desenvolvimentos que as empresas parceiras da Petrobras se localizavam em outros países ou eram empresas estrangeiras com fábricas no Brasil; apenas uma empresa de capital nacional participou, a CSL.

QUADRO 2

Seleção de inovações tecnológicas da Petrobras em parceria com empresas e instituições de pesquisas no período de expansão para águas profundas e ultraprofundas

| Equipamento/sistema | Inovação | Empresas e instituições parceiras | Ganhos tecnológicos e econômicos |
|---|---|--|---|
| Árvore de natal molhada horizontal (ANM-H) | Permite retirar a coluna de produção do interior do poço para reparos, sem necessidade de retirar a árvore de natal da cabeça de poço. | FMC-CBV; Vetco; Cameron; e Kvaerner. | Utilização em águas de até 2.500 m de profundidade; padronização e intercambialidade das peças fabricadas por diferentes fornecedores. |
| Árvore de natal molhada horizontal para BCS | Uso de capa removível e instalável por VOR. | FMC. | A sonda de perfuração só é requerida para a retirada/instalação da coluna de produção. |
| Bomba centrífuga submersível (BCS) | Elevação da potência para bombeamento de petróleo viscoso em altas profundidades. | Reda; Lasalle; Tronic; Pirelli; Cameron; Sade-Vigesia; e Centrilift. | Aumento da produtividade dos poços; utilização em poços de longo alcance horizontal e distantes da plataforma. |
| Sistema de separação gás-líquido (VASPS) | Sistema de controle da separação gás/líquidos. | ExxonMobil; União Europeia; ENI-Agip; e CEPETRO/Unicamp. | Aumento da produtividade dos poços. |
| Sistema de bombeamento multifásico submarino (SBMS- 500) | Adição de energia em escoamentos multifásicos (óleo + gás + água) com até 95% de gás livre. | Curtiss-Wright (Estados Unidos); Leistritz (Alemanha); Kvaerner (Noruega, Brasil); Pirelli (Brasil, Itália); Tronic (Reino Unido); ODI (Estados Unidos); e Robicon (Estados Unidos). | Transporte a longas distâncias dos fluxos de petróleo-água-gás natural extraídos do poço, em um único duto e sem qualquer pré-tratamento. |
| Desenvolvimento de cabos sintéticos de poliéster para amarração de plataforma | Substituição das correntes de aço por cordas de poliéster em sistema de ancoragem <i>taut-leg</i> . | Reading University (Reino Unido); Cordoaria São Leopoldo (Brasil); Quintas & Quintas Cordoaria e Redes (Portugal); Cordoaria Oliveira Sá (Portugal); e Marlow Ropes (Reino Unido). | Sistema mais leve e resistente à tração; reduz o peso suportado pela plataforma. |
| MAC <i>manifold</i> com acionamento compartilhado | O atuador único opera várias válvulas, permitindo reduzir o peso total do <i>manifold</i> , de 450 t para 160 t. | Consub (atual Subsea 7). | O atuador recuperável tem capacidade de percorrer todo o <i>manifold</i> para operar todas as válvulas e <i>chokes</i> (ajustes na pressão) automaticamente. Redução do peso e facilidades de manutenção. |
| Perfuração horizontal | Utilização da lama do local perfurado para não sobreaquecer o equipamento; sensores na broca para uso em até 6 mil metros no solo, à temperatura de até 200 °C. | Universidade Imperial da Rússia; e Statoil. | Aumento da extração em reservatórios indicados para perfuração horizontal, por exemplo: pequena espessura do reservatório, maior permeabilidade vertical etc. |

Fonte: Petrobras (2005).
Elaboração do autor.

10 CASOS SELECIONADOS DAS TECNOLOGIAS DESENVOLVIDAS NO PROCAP: CAMPOS DE ALBACORA, MARLIM, MARLIM SUL, RONCADOR E JUBARTE

A partir de 1987 foram implantados na bacia de Campos – um dos maiores complexos petrolíferos *offshore* do mundo –, importantes sistemas flutuantes de produção nos campos de petróleo de Albacora, Marlim, Barracuda, Marlim Sul, Roncador, Jubarte e diversos outros.

Vários dos sistemas de produção de petróleo e gás implantados nesses campos constituem extensões dos SPAs originais, instalados na década de 1970 e na primeira metade dos anos 1980. Situados em águas mais profundas e com maior número de poços em produção, tiveram que ser utilizados equipamentos submarinos e instalações de processamento de petróleo e gás natural mais complexos, que incorporavam as inovações desenvolvidas no Procap 2000. No desenvolvimento desses campos, a tecnologia sísmica 3D substituiu com vantagem as informações sobre os volumes dos reservatórios fornecidas pelos SPAs pioneiros (Saliés, 2004a).

O início da produção de petróleo no campo de Marlim, em 1991, por meio do poço produtor MRL-3, localizado a 721 m de lâmina d'água, proporcionou à Petrobras novo recorde mundial em completação submarina, após o recorde no campo de Marimbá, em 1988, com 492 m (apêndice). As obras de engenharia submarina de petróleo no campo de Marlim foram reconhecidas pela OTC, de Houston, que concedeu à Petrobras o prêmio Distinguished Achievement Award, de 1992, o maior prêmio internacional na área petrolífera.⁴³ Três anos depois, em 1994, a extração de petróleo foi elevada para águas superiores a 1 mil metros de profundidade, com a instalação do sistema flutuante de produção no poço Marlim 4, sob 1.027 m de lâmina d'água, que alcançou novo recorde mundial. Os desenvolvimentos de alguns grandes campos em águas profundas e ultraprofundas da bacia de Campos, bem como a descrição da construção dos *cases* de Marlim e de Roncador, que concorreram e venceram o prêmio da OTC de 1992 e de 2001, respectivamente, são relatados a seguir.

10.1 Campo de Albacora

A descoberta do campo gigante de Albacora, em 1984, foi o começo de uma série de descobertas importantes na bacia de Campos, em águas profundas e ultraprofundas. O campo situa-se a cerca de 110 km a leste do Cabo de São Tomé, no litoral norte do estado do Rio de Janeiro, na bacia de Campos, e foi descoberto com a perfuração do poço 1-RJS-297. Os reservatórios produtores do campo de Albacora, na seção pós-sal, são arenitos turbidíticos, com alta porosidade, excelentes para a produção de petróleo, localizados em sua maior parte em águas com

43. A OTC é o principal evento da indústria de petróleo *offshore* no mundo. Acontece anualmente em Houston, no estado do Texas, nos Estados Unidos.

profundidade acima de 400 m. A extração de petróleo começou em 1987. A produção máxima do campo foi alcançada em 1999, com pouco mais de 180 mil barris/dia de óleo. Em dezembro de 2018 produziu 31 mil barris/dia; em 2022 produziu 23 mil barris de óleo e era o sexto campo marítimo com a maior produção acumulada de petróleo desde que começou a produzir, com o total de 940 milhões de barris.⁴⁴

O primeiro poço, 1-RJS-297, foi perfurado em lâmina d'água de 293 m, isto é, próximo do limite de águas rasas. O desenvolvimento do campo foi realizado em quatro fases. A fase 1 foi constituída por um sistema-piloto, que começou a produzir em outubro de 1987 para o FPSO PP Moraes, que ficou estacionado no campo entre 1987 e 1993. A fase foi implantada por meio de um SPA, permitindo a coleta de dados da produção e do reservatório para o planejamento das próximas etapas do campo e a realização de testes de diversos conceitos novos de produção de petróleo no mar. O sistema era composto por seis poços, conectados a um *manifold* submarino, que produzia para o FPSO, preso a uma monoboia de armazenagem SBS, amarrada em 230 m de lâmina d'água. A concepção combinava uma monoboia Calm conectada ao navio por sistema de armação rígida *yoke* (estrutura que prende um navio à monoboia, em sistema articulado que permite movimentos do navio). Após o processamento, a produção era descarregada pela SBS para navio-tanque amarrado a uma segunda monoboia. Os poços submarinos foram perfurados em lâmina d'água de 252 m a 335 m. A SBS estabeleceu o recorde mundial em profundidade⁴⁵ (Saliés, 2004a).

A fase seguinte, 1A, foi iniciada em 1990, com a conexão de mais oito poços e de um segundo *manifold* ao sistema-piloto, totalizando quatorze poços, com o poço mais produtivo localizado sob 450 m de lâmina d'água. Essa fase foi concluída em 1993. A fase 1B foi desenvolvida a partir de 1993. O FPSO PP Moraes (plataforma P-34) foi substituído pela plataforma semissubmersível P-24, com planta de processamento de maior capacidade, ancorada em lâmina d'água de 265 m. Foi instalada outra monoboia para evitar interrupções na produção durante a troca de petroleiros. Três novos poços foram acrescentados ao sistema, sendo um deles horizontal. A fase seguinte, denominada fase 2, foi iniciada em 1996, com a completção de 46 poços e a instalação de sete manifolds, sem o auxílio de mergulhadores, sendo seis para a produção de petróleo e um para a injeção de água. Foram ancoradas duas plataformas de produção, P-25, semissubmersível, em 575 m de lâmina d'água, e o FPSO P-31, em 330 m de lâmina d'água. Em 1999, com a desativação da plataforma submersível P-24, os poços

44. Dados disponíveis em: <<https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/publicacoes/boletins-anp/boletins/arquivos-bmpggn/2022/encarte-e-boletim-dezembro-2022.pdf>> e <<https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/gestao-de-contratos-de-e-p/fase-de-producao/pd/albacora.pdf>>.

45. Para detalhes e formas de funcionamento dos sistemas Calm, SBS e *Yoke*, ver Remery e Quintela, s.d. *apud* Petrobras, 1983.

nela conectados foram transferidos para os manifolds de produção da plataforma P-31 (Saliés, 2004a; Petrobras, 2005).

Dois *manifolds* de produção, instalados em 620 m de lâmina d'água por um sistema de conexão por linha de fluxo vertical constituíram a mais profunda instalação de *manifold* à época. Foi adotado um sistema de controle multiplexado, que transmite os impulsos para as válvulas do *manifold* por meio de um único cabo, controlando várias válvulas ao mesmo tempo.

O sistema de escoamento de óleo da P-25 é constituído por um oleoduto que interliga a P-25 à P-31. A partir da plataforma P-31, o escoamento da produção de óleo é feito por meio de descarregamento para navios aliviadores. A plataforma P-25 possui planta de processo com capacidade de 100 mil barris/dia de petróleo e 3,25 milhões de metros cúbicos/dia de gás, ancorada em 525 m de lâmina d'água. O FPSO P-31 tem planta de processo com capacidade de 200 mil barris/dia de petróleo e 3,6 milhões de metros cúbicos de gás, e foi ancorado por um sistema de torre de condutores submarinos em 325 m de lâmina d'água (Saliés, 2004a).

Em 2011 entraram em operação em Albacora três sistemas de bombeamento de água com pouco tratamento, desenvolvidos com tecnologia de fronteira para aumentar a pressão no reservatório e o fator de recuperação, sem acréscimo de equipamentos na plataforma.

Recentemente, a partir de indícios de óleo na camada pré-sal da concessão de Albacora, a Petrobras deu início ao plano de avaliação de descoberta (PAD) na área de Forno, onde foram realizadas atividades de sísmica e perfuração. Em maio de 2020 foi iniciado um TLD na área, com o objetivo de avaliar o potencial produtivo do reservatório e as características do petróleo. As informações técnicas coletadas no teste têm por objetivo apoiar o desenvolvimento complementar do campo, que faz parte do projeto de revitalização de Albacora. O TLD é uma nova fase do PAD, para a interligação do poço de Forno ao FPSO P-31. A Petrobras é a operadora do campo de Albacora.⁴⁶

10.2 Marlim: dois recordes mundiais na produção de petróleo

O campo de Marlim, situado a cerca de 110 km do litoral do Rio de Janeiro, com área de 257 km², em lâmina d'água entre 650 m a 1.050 m, foi descoberto em 1985 pelo poço pioneiro 1-RJS-219A. Começou a produzir em 1991; e em 2002 alcançou o pico da produção, com 645 mil barris/dia de petróleo (Petrobras, 2005, p. 60). Desde então a produção vem caindo, em razão da queda natural da pressão do reservatório (depleção) ao longo dos anos, como ocorre em todos os campos de

46. Dados disponíveis em: <https://mz-prod-cvm.s3.amazonaws.com/9512/IPE/2020/c7ef3840-3953-4e67-8a9e-119b70e94947/20200517171254919691_9512_762537.pdf>.

petróleo e gás; contudo, manteve ainda elevados níveis de extração – em 2018, com 106 mil barris/dia de óleo –, levando o campo, em dezembro de 2022, à posição de segundo maior em produção acumulada desde o início da produção, com o total de 2,6 bilhões de barris, em 32 anos de extração de petróleo. Ocupa, ainda, o terceiro lugar com a maior produção acumulada de gás natural. O primeiro campo em petróleo e gás acumulados era Tupi, no pré-sal, que começou a produzir em 2010.⁴⁷

A produção de óleo no campo de Marlim começou em sistema pré-piloto, em março de 1991, com a plataforma semissubmersível P-13. O primeiro poço em produção, MRL-3, localizado a 721 m de lâmina d'água, registrou, em 1991, recorde mundial em completação submarina. Novo recorde foi obtido, em 1994, com o poço Marlim 4, a 1.027 m de lâmina de água. Os testemunhos de engenheiros da Petrobras que planejaram e implantaram os sistemas de produção de petróleo em Marlim, na década de 1990, relatados a seguir, mostram como foi o processo de desenvolvimento do maior campo de petróleo do Brasil até as descobertas no pré-sal, e como aquelas profundidades foram vencidas pelos sistemas de produção de petróleo implantados.

Os primeiros estudos de viabilidade para o desenvolvimento do campo de Marlim começaram em 1988, quando já se dispunha de informações preliminares sobre suas dimensões. Naquela época, a Petrobras produzia petróleo à profundidade máxima de 492 m de lâmina d'água, no campo de Marimbá. A decisão de extrair petróleo em águas muito mais profundas iria implicar o enfrentamento de riscos tecnológicos e econômicos, com raras experiências no mundo, significando que respostas sobre o funcionamento dos equipamentos no ambiente marinho, em profundidades acima de 700 m, somente seriam conhecidas após a realização de testes de produção.⁴⁸

O planejamento para o desenvolvimento coordenado do campo começou em 1989, com a criação de grupos de trabalho para estudar as tecnologias apropriadas para a produção nas condições ambientais do novo campo e estabelecer as formas de seu aprendizado. Algumas indagações técnicas naquele princípio de abordagem ao novo campo estão listadas a seguir.

- 1) O petróleo extraído fluiria nos tubos com a pressão natural dos reservatórios?
- 2) Qual a sua viscosidade?

47. Dados disponíveis em: <<https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/publicacoes/boletins-anp/boletins/arquivos-bmppgn/2022/encarte-e-boletim-dezembro-2022.pdf>> e <<https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/gestao-de-contratos-de-e-p/fase-de-producao/pd/marlim.pdf>>.

48. Ver Massá (2005).

- 3) Como agir em relação à baixa temperatura da água no solo marinho, que poderia entupir, com hidratos e parafinas, a passagem dos hidrocarbonetos nos tubos?
- 4) Como se comportaria a plataforma de produção instalada em maiores profundidades de lâmina d'água?

Para a obtenção das respostas, diversos dados teriam que ser coletados e ordenados para chegar às mãos dos pesquisadores no Procap/Cenpes, que os utilizariam para encontrar soluções técnicas para as questões levantadas. Decidiu-se iniciar a produção pela implantação de um projeto-piloto, por meio de um SPA, que permitiria obter informações para validar uma série de conjeturas e decisões que estavam sendo assumidas sobre as condições de produção do campo. Para isso foi encomendada a conversão de uma plataforma semissubmersível (P-20) em um estaleiro no estado da Bahia, no valor de US\$ 270 milhões, com capacidade de processar 100 mil barris/dia, a serem extraídos de dez poços, situados em até 1 mil metros de lâmina d'água.⁴⁹ Decidiu-se, ainda, em 1990, construir a primeira plataforma inteiramente projetada pelo Cenpes, a semissubmersível Petrobras XVIII (P-18), contratada com um estaleiro em Singapura, ao custo total de US\$ 272 milhões.

Para o desenvolvimento do campo estavam sendo construídos, em 1990, os elementos principais do sistema produtivo: árvore de natal, *risers* flexíveis, monoboia e a plataforma P-20. Entretanto, como houve atraso nas adaptações da plataforma no estaleiro, para apressar a produção de petróleo foi decidida a implantação de um sistema de produção pré-piloto mais simples, por meio da adaptação de outra plataforma de perfuração disponível na Petrobras, que seria equipada com planta de dimensões mais reduzidas para processar os hidrocarbonetos extraídos de dois poços. A unidade escolhida foi a plataforma semissubmersível de perfuração P-13.⁵⁰

49. "Em 1984, a Petrobras estava à frente na curva de avanço em profundidades, com domínio inequívoco da tecnologia de projeto de até 400 m de lâmina d'água. Porém, com a descoberta dos campos de Albacora e Marlim, acima de 500 m, tornou-se necessário dispor de tecnologia própria para vencer as águas profundas, face à inexistência de equipamentos para se produzir petróleo naquelas profundidades. A maior parte da P&D requerida, cerca de 70%, iria se constituir de extensão tecnológica, e 30% de inovações, isto é, soluções tecnológicas novas, para que a plataforma tivesse condições de suportar o aumento enorme do peso quando se passasse dos 400 m de profundidade para 1 mil metros, o que exigia a diminuição do peso dos equipamentos de processo no convés" (Luca, 2011).

50. "Fui na sala do João Carlos [de Luca] e mostrei a ideia para ele, que achou incrível. Ele pediu para fazermos um estudo simplificado de viabilidade técnico-econômica. Assim, fizemos rapidamente e, coincidentemente, nesse período de um ou dois meses, ele virou diretor de produção [da Petrobras]. Dai a ideia tomou mais força, porque ele via que tínhamos concebido algo que permitiria botar Marlim em produção mais rápido do que a P-20, que o projeto original colocaria. Tudo foi aprovado pela diretoria em meados de 1990. Fomos para Macaé, conversamos com as pessoas, reunimos um grupo de técnicos e apresentamos o desafio (...) Vimos que o ponto que 'pegava' mais era o equipamento de processo. O pessoal se mobilizou, buscou na companhia os equipamentos que poderiam ser reciclados, colocados no módulo da P-13 para dar a ela condições de produzir dois poços em Marlim. Então, entraram equipamentos de algumas refinarias. Esses equipamentos foram inspecionados, e os que estavam em condições foram para manutenção. Assim, fomos montando uma planta de processo em cima da P-13. Compramos alguns componentes, painéis. Em nove meses, produzimos o sistema-piloto. Em junho, ele foi aprovado e, em março de 1991, botamos para produzir o poço Marlim 3. E entrou em operação o campo de Marlim" (Massá, 2005).

Após as adaptações na plataforma P-13, a produção em Marlim foi iniciada, em março de 1991, com sistema o pré-piloto de produção, com capacidade de processamento de 12 mil barris/dia de petróleo, extraídos do poço MRL-3. O projeto representou novo recorde mundial em profundidade, com 721 m de lâmina d'água. Foram obtidos mais cinco outros recordes mundiais na produção de petróleo *offshore*, incluindo as instalações de navio-tanque com a utilização de monoboia com ancoragem mais profunda à época, a 409 m de lâmina d'água, e o desenvolvimento do sistema de ancoragem da plataforma P-13 (Petrobras, 2005, p. 59).

O projeto do sistema pré-piloto de Marlim, pela profundidade alcançada em lâmina d'água e pelas inovações desenvolvidas, deu à Petrobras o título máximo da indústria do petróleo, o prêmio da OTC, de 1992.⁵¹ O prêmio foi um reconhecimento dos esforços no desenvolvimento de sistemas de produção de petróleo em águas profundas, tais como: instalação de árvores de natal em águas acima de 700 m; uso do método *guidelineless lay-away* com dutos flexíveis; instalação mais profunda de monoboia Calm, em águas de 405 m; instalação de FPSOs e semissubmersíveis em águas acima de 600 m; e estabelecimento de programas de desenvolvimento com a participação das comunidades técnica e científica, direcionados a melhorar os sistemas de produção de petróleo em águas profundas. No mesmo ano, entrou em operação o segundo poço, Marlim 6, sob 752 m de lâmina d'água.

Para Saliés (2004a), foi a capacidade de colocar em produção o campo de Marlim, em 1991, que deu visibilidade internacional à Petrobras, com a realização de obras de engenharia do petróleo que permitiram dominar a produção em águas profundas. Luca (2011) complementa observando que

durante a década de 1980, a empresa levava os dados das suas realizações à OTC, mas o mundo ainda não reconhecia o Brasil como novo laboratório de desenvolvimento de pesquisas e tecnologias. Passo a passo, foi-se ganhando experiência junto com as empresas e centros de pesquisas parceiros.

51. Depoimento do engenheiro João Carlos de Luca ao autor (2011), a respeito do desenvolvimento do primeiro poço em Marlim: "Minha decisão mais importante foi em 1990, na diretoria. A base maior foi a interação com o pessoal técnico, trabalhar com eles durante noites e conhecer sua capacidade. Cheguei na diretoria com essa experiência [de superintendente da região de produção do Sudeste, em Macaé, 1986-1989] e com o Procap 1000 já em fase final de implementação. Nessa época não havia a quem perguntar sobre experiências semelhantes, não havia a quem recorrer caso ocorresse um acidente. Vimos que este era o custo do pioneirismo: ou nós usamos e levamos o programa de produzir em águas acima de 500 m, ou vamos esperar que o preço do petróleo suba acima dos baixos preços em que se encontravam então [US\$ 20 por barril, em 1990], ou que o mundo avance e alcance o desenvolvimento tecnológico necessário ao empreendimento. O grande competidor nessa época era a Shell, com outras tecnologias, que a Petrobras olhava *pari passu*, e eles olhavam a Petrobras para as novas tecnologias, mas nessa época a Petrobras já estava na liderança e com conhecimento da tecnologia. Ou usávamos nossa experiência, e então se decidia em busca do óleo de Marlim e Albacora, localizado em águas acima de 500 m, ou íamos ficar aguardando uma oportunidade de uma empresa que desenvolvesse e fornecesse as tecnologias necessárias. A direção da Petrobras decidiu aceitar a realização dos investimentos para colocar em produção um poço com as tecnologias desenvolvidas para até 1 mil metros pelo Procap, e a principal realização foi o poço Marlim 3, a 721 m de lâmina d'água".

Em julho de 1992, entrou em produção o sistema-piloto, com a plataforma P-20, que recebeu os dois poços que produziam para a P-13 e elevou a capacidade para 52 mil barris/dia; a P-13 foi desativada nesse campo e transferida para o campo de Bijupirá/Salema. Os dados recolhidos nos projetos pré-piloto e piloto forneceram informações para o planejamento da fase definitiva de produção, como a localização das plataformas de produção, o número de poços de produção a serem desenvolvidos, os poços de injeção de água, o sistema de *gas lift*, entre diversos outros. Outro recorde foi alcançado, em 1992, ao se atingir 781 m de lâmina d'água, no poço MRL-9, conectado à P-20 (apêndice).

Em razão do vulto do empreendimento de Marlim, o desenvolvimento definitivo do campo foi realizado em duas fases, compostas de cinco módulos, ao longo de vários anos, com implantação sequencial, utilizando nove plataformas de produção, compostas por quatro semissubmersíveis e, convertidos a partir de navios petroleiros, quatro FPSOs e um navio de estocagem e transferência (FSO).

A primeira fase foi implantada com dois módulos. Como parte do primeiro módulo foi instalada, em 1994, a plataforma semissubmersível P-18, com capacidade de produção de 100 mil barris/dia, conectada a dezesseis poços de produção, doze poços para injeção de água e um *manifold*. Os fluidos extraídos eram descarregados em duas monoboias. Em 1998 entrou em operação nesse módulo o FPSO P-32, convertido a partir de um navio petroleiro da Petrobras, com capacidade de produção de 130 mil barris/dia (Petrobras, 2005, p. 25; p. 59).

O segundo módulo foi desenvolvido com três plataformas: P-19, para receber a produção de doze poços, no total de 100 mil barris/dia, e sete poços para a injeção de água; P-20, conectada a oito poços de produção, no total de 53 mil barris/dia; e P-33, com a produção 50 mil barris/dia, por meio de cinco poços de produção e três para a injeção de água. A injeção de água nos poços da P-20 foi fornecida pelas outras duas plataformas.

O terceiro módulo foi implantado em 1997 com a semissubmersível convertida P-26, com capacidade máxima de processamento de 100 mil barris/dia, e dispendo de doze poços submarinos de produção e oito poços de injeção. Após ser processado na P-26, o petróleo e o gás eram escoados por tubos para a plataforma P-33, que descarregava a carga em navios-tanque para transporte ao continente.

O quarto módulo, com início de produção em 1999, foi composto pela plataforma convertida FPSO P-35, com quatorze poços produtores e seis para a injeção de água, um *manifold* e capacidade de produção de 100 mil barris/dia de petróleo. A P-35 incorporou uma torre de condutores submarinos ou *turret*, a maior do mundo do seu tipo na época, que sustentava 47 *risers* de elevação dos hidrocarbonetos produzidos.

O quinto módulo, em fevereiro de 1997, utilizou o FPSO P-37, com capacidade de processamento de 150 mil barris de petróleo/dia, provenientes de quatro

manifolds, com dezesseis poços produtores e dez para injeção de água. O FPSO P-37 começou a processar petróleo em 2000. A nona plataforma flutuante, FSO P-47, foi instalada em 2005 com o objetivo de melhorar o tratamento do petróleo. Em Marlim, o petróleo é tratado nas respectivas plataformas e transferido para navios-tanque que fazem o transporte para o continente, enquanto todo o gás produzido associado ao óleo é comprimido nos FPSOs e escoado para o continente com o uso da infraestrutura de gasodutos da bacia de Campos.⁵²

Em 2016, o campo de Marlim produzia com sete plataformas, sendo quatro do tipo semissubmersível (P-18, P-19, P-20 e P-26) e três do tipo FPSO (P-33, P-35 e P-37). Também eram utilizadas duas plataformas do tipo FSO (P-32 e P-47), que não extraem petróleo e recebem a produção de plataformas de produção para realizar o tratamento, armazenamento e escoamento da carga recebida. A produção de óleo dos FPSOs é escoada por meio de navios aliviadores. O escoamento da produção de petróleo de três das quatro semissubmersíveis é feito por oleodutos e por dois *manifolds* do tipo *pipeline end manifold* (Plem), que interligam as plataformas aos FSOs, de onde a produção é escoada por navios aliviadores. O petróleo da quarta semissubmersível é transportado por oleoduto para um dos FPSOs. Quanto ao gás produzido, o escoamento é feito por gasodutos, que interligam as plataformas e direcionam a produção para as plataformas dos campos de Namorado e de Garoupa, e destas para o terminal de Cabiúnas, no estado do Rio de Janeiro.⁵³

10.3 Novo recorde em profundidades: o poço Marlim 4

Em 30 de abril de 1994 entrou em produção o poço Marlim 4, no campo de Marlim Sul, interligado à plataforma P-20, instalada no campo próximo de Marlim. Conhecido como Marlim 4, o poço é um dos mais emblemáticos entre os poços produtores existentes na bacia de Campos, em razão das condições em que foi decidida a antecipação dos investimentos para sua completação e pelo fato de ter sido o primeiro poço no mundo a produzir em profundidade acima de 1 mil metros no mar.

A decisão de executar rapidamente o projeto, em 1993, decorreu da determinação da Petrobras de evitar que o recorde de profundidade de 721 m de lâmina d'água, alcançado pela Petrobras três anos antes, em 1991, fosse ultrapassado por um novo projeto da petroleira Shell, em um campo de petróleo em fase final de implantação no golfo do México. Após a decisão da Petrobras de realizar os investimentos, o projeto do poço Marlim 4 deveria ser executado em curto espaço de tempo. Disponha-se de apenas cinco meses para os trabalhos de

52. Informações sobre o desenvolvimento inicial de vários campos de petróleo na bacia de Campos estão disponíveis em: <www.clickmacae.com.br/?sec=361&pag=pagina&cod=401>.

53. Dados disponíveis em: <<https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/gestao-de-contratos-de-e-p/fase-de-producao/pd/marlim.pdf>> e <<https://clickpetroleoegas.com.br/apos-20-anos-de-producao-no-campo-de-marlim-a-p-33-ira-se-aposentar-acarretando-preocupacoes-aos-trabalhadores/>>.

completação do poço Marlim 4 e para começar a extração, a ser efetivada em condições complexas à época, em razão da profundidade do reservatório de petróleo, isto é, lâmina d'água acima de 1 mil metros.

As primeiras iniciativas para o desenvolvimento do poço Marlim 4 começaram em outubro de 1993, quando o diretor de exploração e produção (E&P) da Petrobras, João Carlos de Luca, tomou conhecimento, por meio da programação da OTC, a ocorrer em Houston, no ano seguinte, de que a empresa Shell estava finalizando o projeto de implantação de uma plataforma TLP no campo de Auger, no golfo do México, sob 872 m de lâmina d'água, o que a tornaria a empresa com o recorde mundial em profundidade, ultrapassando o recorde da Petrobras de 1991. O projeto de investimentos da Shell seria apresentado na OTC, em maio de 1994. Em 1993, a Petrobras já estava pesquisando tecnologias de engenharia submarina para produzir em profundidades entre 1 mil metros a 2 mil metros, na segunda versão do Procap, mas ainda não tinha realizado a completação de um poço em profundidade em torno de 1 mil metros de lâmina d'água, cujas tecnologias experimentais já haviam sido desenvolvidas no Procap 1000, entre 1986 e 1991.

Um grupo de técnicos foi reunido na diretoria de E&P para avaliar se a Petrobras tinha ou não capacidade de utilizar a tecnologia para extrair petróleo sob 1 mil metros, ou seja, procurava-se saber se as tecnologias desenvolvidas funcionariam em termos práticos, ou não. A discussão do tema veio como um desafio: em vinte dias, a engenharia da empresa desenvolveu e apresentou ao diretor de E&P o projeto do poço Marlim 4, localizado em um reservatório de petróleo próximo ao campo de Marlim. O poço escolhido estava localizado sob 1.027 m de lâmina d'água, a 19 km da plataforma mais próxima, P-20, no campo de Marlim, com petróleo provavelmente pesado e temperatura em torno de 4 °C no fundo do mar. O poço iria apresentar dificuldades para fazer chegar os comandos hidráulicos para abrir as válvulas da árvore de natal a ser instalada no solo marinho, e a completação ainda dependia de uma bomba (*booster*) – para a elevação do petróleo a ser extraído –, que se encontrava em fase final de desenvolvimento na Noruega, mas que não chegaria a tempo para a completação do poço.⁵⁴

54. "Na divisão de desenvolvimento havia um setor de reservatório e um leque de campos que estavam sendo descobertos e que precisavam ser de alguma maneira desenvolvidos. Um dia o João Carlos de Luca me chamou e falou: 'Será que não tem nenhum poço perto de 1 mil metros que a gente possa botar em produção?'. E eu falei que ia dar uma olhada. Me reuni com meu pessoal de reservatório para ver duas ou três possibilidades de poços que estavam próximos dos 1 mil metros de profundidade, e começamos a fazer estudos mais detalhados, junto com o pessoal do Cenpes, por questões de fluxo. A plataforma mais profunda que tínhamos era a P-20, com cerca de 700 m de lâmina d'água. Em Albacora, tinha o PP-Moraes que estava, talvez, em 500 m. Não tínhamos muitas oportunidades de infraestrutura. E a grande maioria dos poços estava em 900 metros ou 1 mil metros, mas a distância era muito longa e o poço não possuía energia para [o petróleo] chegar nas instalações. Acabamos escolhendo um poço, o Marlim 4, que, apesar de se chamar Marlim, estava no reservatório Marlim Sul, hoje chamado campo de Marlim Sul. Mas esse poço estava a 19 km da P-20. Até então, trabalhávamos com poços de distância máxima de 4 km ou 5 km da plataforma. Fizemos vários estudos e simulações. Conversamos com o Cenpes, com Macaé e levamos a proposta para o diretor. E essa decisão foi tomada no segundo semestre de 1993. Conseguimos anunciar na OTC, em maio de 1994, que quebramos o recorde mundial de 1 mil metros de lâmina d'água com esse poço" (Massá, 2005).

A realização dos investimentos no poço foi decidida pela diretoria de E&P, em novembro de 1993. O projeto deveria ser implantado em cinco meses, até o fim de abril, para ser apresentado no encontro da OTC, em maio. Após a decisão, a Petrobras, acreditando na consecução do projeto, solicitou um tempo na programação da OTC para fazer o anúncio do início da produção do poço Marlim 4.

Para iniciar a extração de petróleo, diversos desafios decorrentes da distância de 19 km entre o local da extração do petróleo e a plataforma P-20 tinham que ser superados: o poço deveria ter pressão primária suficiente para vencer a distância e elevar os fluidos produzidos até a plataforma, e não poderiam ocorrer depósitos de parafinas e hidratos dentro dos dutos flexíveis. Na época, a Petrobras ainda não trabalhava com isolamento térmico nas linhas de fluxo e *risers*, de forma a evitar que a baixa temperatura do mar provocasse depósitos daqueles elementos orgânicos nos dutos, porém os estudos já disponíveis das características do reservatório e das análises de fluxo indicavam que o petróleo fluiria para a plataforma.

Os trabalhos de completação do poço Marlim 4 somente foram terminados no final da semana anterior à data de anúncio do novo recorde em profundidade pela Shell, com os dutos flexíveis de elevação do petróleo e os cabos umbilicais de controle já conectados à plataforma P-20. Contudo, quando as equipes iniciaram os testes, ocorreram diversas interrupções na extração de petróleo, em razão do rompimento de um cabo no fundo do mar, que exigiu a retirada da árvore de natal para a realização de reparos no navio de apoio. Após a realização dos reparos e a reinstalação da árvore no fundo do mar, verificou-se que o petróleo não fluía devido ao entupimento do tubo de produção por hidratos dentro da cabeça de poço, causado pela entrada da água do mar na tubulação. O entupimento somente foi solucionado um dia antes da abertura da conferência, permitindo ao diretor de E&P anunciar na OTC a obtenção do recorde em profundidade de produção, em 1.027 m de lâmina d'água.⁵⁵

55. Os detalhes dos contratempos ocorridos nas últimas horas de testes do poço Marlim 4 encontram-se na entrevista concedida ao autor pelo diretor de E&P da Petrobras, João Carlos de Luca, a quem coube a responsabilidade pela decisão de desenvolver o projeto do poço Marlim 4, diante da insegurança sobre a viabilidade do empreendimento: "Cerca de cinco meses depois da decisão, as últimas 48 horas antes que o poço entrasse em produção assumiram aspectos dramáticos para aqueles que acompanhavam o projeto em campo e aqueles que o dirigiam. Eu estava na Argentina, antes de seguir para Houston, com o poço já equipado e com os *risers* e os umbilicais de controle já conectados e com as equipes começando a tentar colocar o poço em produção. Logo após iniciada a extração, um cabo se rompeu em razão de um tubarão ter se enroscado nos cabos hidráulicos, interrompendo a produção. Em consequência, a árvore de natal teve que ser retirada para reparos no navio que instalava os equipamentos. Após a reinstalação da árvore na cabeça de poço, pronta para produzir, na sexta-feira da semana anterior ao início da OTC, chegou a informação de que o petróleo não fluía, pois o tubo de produção estava entupido com hidratos dentro da cabeça do poço. A causa, provavelmente, foi a entrada de água do mar na tubulação, quando foram desconectadas as tubulações de teste para desconectar a árvore de natal para reparos, o que, em contato com o gás natural do poço, criou o hidrato. A remoção poderia levar vários dias ou semanas, mas as equipes conseguiram resolver em dois dias. A notícia da desobstrução do poço e o início da extração somente me foram transmitidas domingo à noite, já em Houston, um dia antes do início da conferência. Na quarta-feira, a Petrobras anunciou o novo recorde mundial (1.027 m), acima da profundidade alcançada pela Shell (871 m) em Auger, quinze dias antes. Foi uma emoção muito grande para todos nós da Petrobras. Essa saudável competição tecnológica com a Shell e outras empresas internacionais deu à Petrobras um estímulo adicional no sentido de avançar no domínio tecnológico de completação submarina de poços, disponibilizando uma tecnologia confiável que permitiu colocar em produção as importantes reservas de águas profundas na bacia de Campos" (Luca, 2011).

10.4 Campo de Marlim Sul

O campo de Marlim Sul foi descoberto, em novembro de 1987, pelo poço pioneiro RJS-382. Abrange área de 884 km², em lâmina d'água entre 800 m e 2.500 m, à distância de 90 km do cabo de São Tomé, no litoral norte do estado do Rio de Janeiro. Os reservatórios encontram-se entre 720 m e 2.600 m abaixo do solo marinho. A produção máxima do campo Marlim Sul foi alcançada em janeiro de 2013, com o volume de pouco mais de 300 mil barris/dia de petróleo. Desde então, a produção vem caindo, em razão do processo natural de depleção: em 2022, a produção foi de 89 mil barris/dia. A produção acumulada do campo, registrada pela ANP desde que começou a extração do poço Marlim 4, em 1994, até 31 de dezembro de 2022 alcançou o total de 1,45 bilhão de barris; esse volume torna o campo de Marlim Sul, até a última data, o quarto maior em volume total de produção no Brasil.

Para reduzir os riscos econômicos dos investimentos futuros em plataformas e equipamentos submarinos, também em Marlim Sul foi adotada a antecipação da produção, por meio de SPA piloto, que viabilizou o levantamento de informações para a utilização no desenvolvimento dos sistemas definitivos de produção. Em 30 de abril de 1994 foi iniciada a produção do campo, por meio do poço Marlim 4, interligado à plataforma P-20, instalada no campo próximo de Marlim. Após a finalização do programa-piloto, o sistema de produção definitivo do Marlim Sul começou a operar em dezembro de 2001, com a plataforma semissubmersível P-40, ancorada em profundidade de água de 1.080 m. O óleo produzido é transferido para o navio-tanque FSO P-38, para estocagem (Petrobras, 2005, p. 62).

Após o recorde mundial em profundidade de extração, em 1.027 m de lâmina d'água, o campo Marlim Sul alcançou, em 1997, novo recorde mundial de profundidade, com o poço MLS-3, em 1.709 m de lâmina d'água. O poço produzia para o FPSO II, ancorado em 1.420 m de lâmina d'água. Entre as novas tecnologias adotadas, encontram-se: o sistema de conexão vertical, usado para a interface entre as linhas de produção (linhas de fluxo) e árvores de natal submarinas e para os *risers* de exportação de petróleo e os *pipeline ends termination* (Plets) submarinos;⁵⁶ o uso das árvores de natal horizontais desenvolvidas para operar em até 2.500 m de lâmina d'água; a aplicação dos sistemas de ancoragem com cordas de poliéster no sistema *taut-leg* e VLAs, que reduzem o raio de ancoragem e economizam linhas flexíveis (Saliés, 2004a; Petrobras, 2005, p. 62).

56. Trata-se de uma estrutura de metal apoiada no fundo do mar, provida de válvula de bloqueio, utilizada para interligar dutos flexíveis a dutos rígidos. É usada para conectar a linha de fluxo com o *riser* rígido, mas se o sistema de escoamento de petróleo utilizar linha de fluxo e *riser* flexíveis essas duas seções do duto são conectadas diretamente, sem necessidade do uso da Plet (Fernández, Pedrosa Junior e Pinho, 2009).

A produção de petróleo no campo Marlim Sul é realizada por plataformas flutuantes, localizadas em lâminas d'água entre 1.080 m a 1.709 m de profundidade. Em 2005, o campo tinha o poço mais produtivo do Brasil, sob 1.220 m de lâmina d'água (poço horizontal MLS-42), com produção de 32.700 barris/dia de petróleo. No princípio de 2009 foi instalada a plataforma semissubmersível P-51, em lâmina d'água de 1.255 m, a primeira totalmente construída no Brasil, ao custo de aproximadamente US\$ 1 bilhão. Está situada a 150 km da cidade de Macaé, com capacidade de produção de até 180 mil barris/dia de petróleo e 6 milhões de metros cúbicos de gás natural. A plataforma foi interligada a dezenove poços (sendo dez produtores de petróleo e gás e nove injetores de água). Em 2011, a plataforma semissubmersível P-56, construída no Brasil, com investimentos de US\$ 1,2 bilhão (idêntica à P-51), iniciou a produção no módulo 3 de Marlim Sul, com capacidade de produção de 100 mil barris/dia, ligada a 22 poços, sendo onze produtores de óleo e gás e onze para injeção de água.⁵⁷

Os sistemas de extração e coleta do campo de Marlim Sul são compostos, em sua maioria, por poços interligados diretamente às suas respectivas plataformas de produção, por meio de dutos flexíveis. O sistema de escoamento de óleo é composto de dutos de exportação, bem como de unidades do tipo FSO que fazem a transferência do óleo produzido para navios petroleiros. Em sua maioria, os oleodutos de exportação interligam as plataformas às unidades armazenadoras (FSO), mas também há oleodutos que conduzem o óleo produzido para outras unidades, em particular para a plataforma de rebombeio autônoma (PRA-1), distante em aproximadamente 50 km da locação das plataformas. Em 2018 havia 38 poços produtores e 28 injetores.⁵⁸

10.5 Campo de Roncador: segundo prêmio da OTC

O campo gigante de Roncador foi descoberto em 1996, na bacia de Campos, com a perfuração do poço RJS-436A, sob 1.853 m de lâmina d'água. Dista 125 km da costa do estado do Rio de Janeiro e dispõe de área de desenvolvimento da produção de 397 km². O campo situa-se em profundidade de 1.500 m a 1.900 m de lâmina d'água, condição que representou um grande desafio tecnológico no desenvolvimento dos sistemas de produção de petróleo do campo.⁵⁹ As avaliações iniciais estimavam que as reservas recuperáveis de petróleo e gás eram de 3,3 bilhões de barris, em reservatório com espessura de até 200 m.

57. O plano original de expansão do campo de Marlim Sul para o período 2001-2017, composto de quatro módulos, encontra-se descrito em Petrobras (2005, p. 63).

58. Dados disponíveis em: <<https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/gestao-de-contratos-de-e-p/fase-de-producao/pd/marlim-sul.pdf>>.

59. Dados disponíveis em: <<https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/gestao-de-contratos-de-e-p/fase-de-producao/pd/roncador.pdf>>.

A extração de hidrocarbonetos começou em 1999. O campo teve dois anos com volumes máximos de produção de petróleo, em 2009, com mais de 360 mil barris/dia, e em 2015, com 371 mil barris/dia. Em dezembro de 2022, a produção foi de 127 mil barris/dia, constituindo-se no sexto maior campo em produção no Brasil – os cinco maiores campos produtores localizam-se no pré-sal. Em termos de produção total acumulada de petróleo, desde que a extração foi iniciada, era o terceiro maior em dezembro de 2022, com o total de 1,55 bilhão de barris de óleo – após os campos de Tupi, no pré-sal e Marlim.⁶⁰

Em razão do grande volume da reserva de petróleo de Roncador e da profundidade da lâmina d'água, a implantação do sistema produtivo do campo ocorreu em quatro módulos. O módulo 1A foi composto por dois projetos-piloto, para o conhecimento do potencial do campo, por meio de um SPA, com início da produção de petróleo em janeiro de 1999. Foi utilizado o navio-plataforma FPSO Seillean, posicionado em lâmina de água de 1.853 m para o processamento do petróleo extraído do poço RJS-436, que estabeleceu o recorde mundial de profundidade à época. A tecnologia submarina foi desenvolvida em prazo curto para que pudesse ser estendida para o desenvolvimento definitivo do campo, tendo sido utilizado um conceito que colocou o FPSO Seillean no limite da tecnologia do desenvolvimento da produção. Em março de 1999, o sistema-piloto de produção foi transferido para o poço RO-20-RJS, sob 1.800 m de lâmina d'água, que também produziu para o navio Seillean, entre 2001 e 2002. O uso do navio Seillean foi temporário, até a definição do sistema definitivo de produção, que foi executado por meio da adaptação da plataforma semissubmersível P-36, que originalmente estava destinada ao campo de Marlim, para operar em Roncador (Petrobras, 2005).

A plataforma P-36, instalada a 1.360 m de lâmina d'água, e o navio FSO P-47, instalado a 815 m, iniciaram, em maio de 2000, a produção do primeiro projeto definitivo do campo. O sistema foi projetado para produzir com 21 poços. Em junho de 2000, com a entrada em operação do poço RO-8 foi novamente quebrado o recorde mundial em águas profundas, a 1.877 m de lâmina d'água.

Contudo, em março de 2001, a plataforma P-36 sofreu acidente, vindo a afundar quando se encontrava com seis poços em produção. Em substituição, foi afretado o FPSO Brasil para receber a produção dos poços, com capacidade de 90 mil barris/dia e armazenagem de 1,7 milhão de barris. A produção foi reiniciada em dezembro de 2002.

As inovações para desenvolver o campo de Roncador apresentaram as características descritas a seguir.

60. Dados disponíveis em: <<https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/publicacoes/boletins-anp/boletins/arquivos-bmpggn/2022/encarte-e-boletim-dezembro-2022.pdf>>.

- 1) O navio Seillean tornou-se o primeiro navio de posicionamento dinâmico do mundo a operar àquelas profundidades, com a utilização de um conjunto de propulsores que mantinha seu posicionamento, a partir da orientação dada por sensores instalados no fundo do mar e pelo sistema GPS.
- 2) Para a ancoragem da P-36 foram utilizados cabos de poliéster em sistema *taut-leg*, por serem mais leves e resistentes à tração e por possibilitarem a redução dos custos em quase 20%. Os cabos foram desenvolvidos em parceria do Cenpes e da Petrobras com empresa especializada, institutos de pesquisa e os fabricantes, como foi descrito na subseção 7.11.
- 3) Pela primeira vez em águas tão profundas foi utilizado o *riser* SCR para exportação da produção.
- 4) Foi utilizado um *manifold* desenvolvido para operar a 2.500 m para a distribuição de *gas lift* nos reservatórios, instalado em lâmina d'água de 1.865 m.
- 5) Adotou-se um sistema submarino para grandes profundidades com a utilização de um novo *riser* de completação, o *drill pipe riser*, que pode ser instalado de forma segura e rápida sobre árvore de natal com desconexão rápida (ANM-TLD).
- 6) Foi desenvolvido um novo modelo de árvore de natal horizontal, ANMH-2.500, para profundidades de até 2.500 m, fabricada pelas empresas FMC-CBV e Cooper Cameron.

As inovações para o campo de Roncador, que foi completado em um tempo recorde de 27 meses, desde a descoberta até o início da produção, em 1999, deram à Petrobras o prêmio Distinguished Achievement Award 2001, da OTC. Contudo, após o anúncio da concessão do prêmio, a plataforma P-36, que produzia para o sistema submarino de produção vencedor do prêmio, afundou em março de 2001. Como decorrência, foi anunciado pela OTC que a entrega do prêmio seria anulada. Os desdobramentos ocorridos a partir de então, até a confirmação de que o prêmio seria finalmente entregue à Petrobras, foram narrados por Marcos Assayag, da Petrobras, ao Museu da Pessoa, depoimento no qual se fundamenta o relato a seguir.⁶¹

Realizada anualmente na cidade de Houston, no Texas, a OTC é o principal evento da indústria de petróleo *offshore* mundial. O evento recebe mais de 60 mil pessoas e 2 mil empresas expositoras, que representam mais de cem países.

61. Para a descrição da construção do case pelo Cenpes para se candidatar ao prêmio da OTC e dos riscos de perda do prêmio após o afundamento da Plataforma P-36, ver Assayag (2005).

Entre os motivos que aceleraram as ações para iniciar a produção de petróleo no campo de Roncador estava a decisão de concorrer ao prêmio da OTC.

Segundo as normas da OTC, para ser habilitado ao prêmio o projeto deve apresentar alto conteúdo técnico, ser acompanhado de documentação dos investimentos e dos resultados obtidos, além de desenvolver convincentes ações de *marketing*. O projeto é apresentado em Houston a cada um dos juízes encarregados dos *cases*. Na fase final da disputa são classificados três projetos para a seleção final. Em janeiro de 2001 foi divulgada a conquista do primeiro lugar pela Petrobras. Seguiram-se momentos de euforia na companhia após o reconhecimento pela comunidade internacional do petróleo, mas em 15 de março ocorreu o acidente com a plataforma P-36, que afundou cinco dias depois. Diante do que parecia ser uma falha na instalação do sistema de produção, e com a pressão muito forte da imprensa especializada, o presidente da OTC decidiu que a concessão do prêmio seria anulada e comunicou a decisão ao presidente da Petrobras.

A superação do trauma provocado pelo acidente na comissão julgadora da OTC e na comunidade mundial do petróleo teria que ser realizada por uma explicação convincente dos fatos reais, que conseguisse desvincular as conquistas tecnológicas obtidas com o sistema submarino desenvolvido para o campo de Roncador do acidente com a plataforma P-36. Uma comissão de engenheiros da Petrobras dirigiu-se a Houston, munida de informações e de um filme preparado para demonstrar as diferenças entre as inovações tecnológicas do projeto e o acidente com a plataforma. Foi demonstrado que a tecnologia desenvolvida para o sistema submarino de produção funcionou, pois após o acidente os poços foram fechados sem vazamentos de petróleo no mar, e que a produção poderia ser continuada com uma plataforma substituta. A falha de um dos sistemas da plataforma causou o acidente, mas não tinha relação com a tecnologia desenvolvida para a extração de petróleo, que havia entrado em operação antes da utilização da plataforma P-36. Após a apresentação das informações a uma banca de doze representantes da OTC, no decorrer de um dia inteiro, a equipe técnica da Petrobras obteve a confirmação da entrega do prêmio.

Após a superação do choque decorrente do afundamento da P-36 concluiu-se que a capacitação tecnológica adquirida em Roncador havia preparado o caminho para a Petrobras avançar até os 3 mil metros de profundidade na produção de petróleo (Assayag, 2002; Unicamp, 2002).

Nos anos seguintes, a continuação dos investimentos no campo de Roncador permitiu a entrada em operação da plataforma P-52, em 2007, uma das maiores semissubmersíveis do mundo, com capacidade de produção de 180 mil barris/dia de petróleo, localizada em águas de 1.800 m de profundidade e interligada a dezoito poços produtores e onze injetores. No final de 2010, a P-52 produzia

151 mil barris/dia de petróleo. Em 2022, a produção foi de 54,1 mil barris/dia e 1 mil metros cúbicos de gás natural.

O sistema de exportação de petróleo da plataforma utiliza o *riser* híbrido autossustentável (RHAS), pelo qual a produção coletada na plataforma é transportada para a plataforma de bombeio autônomo PRA-1, que escoar a produção de várias plataformas da bacia de Campos.⁶² Em dezembro de 2007 entrou em operação o FPSO P-54, construída a partir da conversão do navio Barão de Mauá, pertencente à frota da Petrobras, instalada em lâmina d'água de 1.400 m, com capacidade de produção de 180 mil barris/dia.

A plataforma P-55, no valor de US\$ 1,65 bilhão e 79% de conteúdo local, entrou em operação no campo de Roncador, no módulo 3, em dezembro de 2013. Com 52 mil toneladas e dez mil metros quadrados de área, a P-55 era a maior plataforma semissubmersível construída no Brasil e uma das maiores do gênero no mundo.⁶³ O sistema de produção dispunha de dezessete poços, sendo onze produtores e seis injetores de água, para a produção de 180 mil barris de petróleo e 6 milhões de metros cúbicos de gás por dia, segundo a capacidade da plataforma. O navio-plataforma FPSO P-62, com conteúdo local de 63% e a mesma capacidade de processamento de óleo e gás da P-55, começou a produzir petróleo e gás no campo de Roncador em maio de 2014.

Os sistemas de coleta da produção dos módulos 1A, 2, 3 e 4 eram compostos, em 2016, por poços satélites interligados diretamente às unidades estacionárias de produção P-52, P-54, P-55 e P-62, respectivamente, através de dutos flexíveis. A capacidade de processamento de cada plataforma é de 180 mil barris/dia de petróleo, além da produção de gás natural. O escoamento da produção de petróleo ocorre por um oleoduto que conecta a P-52 à plataforma PRA-1 e ao FSO do terminal, com o uso de equipamentos submarinos que permitem essa flexibilidade. O escoamento da produção de petróleo das plataformas P-54 e P-62 se dá por meio de navios petroleiros, que periodicamente recolhem a produção armazenada nos tanques da unidade. O escoamento da produção de petróleo do módulo 3 é feito por um oleoduto principal e um secundário. O principal permite o envio da produção até a PRA-1, enquanto o secundário envia parte da produção para a P-54, onde há folga de estocagem devido ao declínio da produção do módulo 2. A produção de gás da plataforma P-52, assim como das demais unidades do campo de Roncador, é misturada inicialmente à produção dos campos de Frade e de Albacora Leste antes de ser escoada, através de gasodutos flexíveis e rígidos, até

62. O *riser* autossustentável é vertical, suspenso por elemento flutuante e ligado à unidade de produção por intermédio de duto flexível (Fernández, Pedrosa Junior e Pinho, 2009).

63. O casco foi construído pelo estaleiro Atlântico Sul (Pernambuco). A integração dos módulos foi realizada no estaleiro Rio Grande (Rio Grande do Sul) pelo consórcio Top-55, formado pela construtora Queiroz Galvão, UTC Engenharia S.A. e Iesa Óleo e Gás S.A. Dados disponíveis em: <www.sinaval.org.br>.

a PNA-1 ou à plataforma de Garoupa 1 (PGP-1), onde se mistura com o gás exportado da Bacia de Campos e segue para terra.⁶⁴

10.6 Campo de Jubarte

O campo de Jubarte foi descoberto em janeiro de 2001, em lâmina d'água entre 1.240 m e 1.500 m, distante 76 km do litoral do Espírito Santo, na bacia de Campos. Sua importância foi confirmada em agosto de 2002 com a perfuração do poço ESS-110, que atingiu a profundidade de 1.076 m. O campo possui um dos petróleos mais viscosos extraídos no Brasil, com 17 °API, e reservas originais estimadas de 600 milhões de barris. Representou a maior descoberta da Petrobras desde 1996, até que fossem encontradas as reservas do pré-sal, na década seguinte.

Devido à dificuldade em se extrair petróleo com aquela viscosidade, o campo começou a ser desenvolvido por meio de um programa-piloto com TLD, seguido de dois projetos definitivos. Para o TLD foi utilizada o FPSO Seillean, que recebeu melhoramentos para possibilitar extrair o petróleo viscoso, sob 1.325 m de lâmina d'água. Para a elevação do petróleo do poço até o navio foi desenvolvida, em 2002, uma inovadora bomba, componente do sistema BCS, com 900 hp de força, instalada acima da árvore de natal em 2003, com capacidade de elevação de 25 mil barris/dia. Em dezembro de 2006 entrou em operação o FPSO JK P-34, com capacidade de produção de 60 mil barris/dia, que incorporou diversas inovações tecnológicas desenvolvidas pelo Cenpes e seu grupo de engenharia básica, entre as quais: i) a técnica de separação combinada ciclotrônica/gravitacional, uma modalidade mais eficiente de separação da água do petróleo; ii) uso de bombas submersas de alta potência; e iii) pela primeira vez em plataforma foi utilizada nova tecnologia de processamento para produzir metanol a partir do gás natural associado (Petrobras, 2005, p. 66).⁶⁵

A segunda plataforma a entrar em operação em Jubarte, na fase 2, em 2010, foi o FPSO P-57, em lâmina d'água de 1.246 m. O FPSO P-57 dispõe de capacidade de produção de 180 mil barris/dia de petróleo e de 2 milhões de metros cúbicos de gás natural, tendo produzido, em dezembro de 2011, 133 mil barris de óleo equivalente (boe)/dia, que era então a maior produção de uma plataforma de produção no Brasil.

O campo de Jubarte faz parte do antigo Parque das Baleias, formado pelos campos Cachalote, Baleia Franca, Jubarte, Baleia Azul, Baleia Anã, Pirambu, Mangangá e Caxaréu. Os campos foram unificados em um só, o campo de Jubarte, em 2019, por determinação da diretoria da ANP, a pedido do governo do estado

64. Dados disponíveis em: <<https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/gestao-de-contratos-de-e-p/fase-de-producao/pd/roncador.pdf>>.

65. Dados disponíveis em: <<https://www.offshore-technology.com/projects/jubarte-field/>>.

do Espírito Santo, em 2013. Com a unificação em um só campo, a União, os estados e os municípios ampliaram sua arrecadação, passando a receber das petrolíferas produtoras de petróleo e gás natural valores maiores do tributo participação especial, recolhido nos casos de campos com elevada produção.⁶⁶

A produção de petróleo no campo de Jubarte começou em dezembro de 2002. Desde então, até dezembro de 2022, o campo produziu 1,16 bilhão de barris de petróleo, posicionando-se como o quinto maior no Brasil em volume acumulado. Em dezembro de 2022 era o oitavo maior campo produtor de petróleo, com 99,4 mil barris/dia, extraídos nas seções pós-sal e pré-sal do campo, além da produção de gás natural nas duas seções geológicas.⁶⁷

11 CLÁUSULA DE INVESTIMENTOS OBRIGATÓRIOS EM PESQUISA, DESENVOLVIMENTO E INOVAÇÃO⁶⁸

Um programa de estímulo aos investimentos em P&D por empresas petrolíferas, conduzido pela Agência Nacional do Petróleo (ANP) vem tendo papel essencial no desenvolvimento de inovações no setor de petróleo, no aumento dos investimentos em pesquisa, desenvolvimento e inovação (PD&I) pelas empresas petrolíferas e no reequipamento de laboratórios em universidades e centros de pesquisa. A partir de 1997, com a regulamentação, pela Lei nº 9.478/1997, da emenda à Constituição nº 9, de 1995, que terminou com o monopólio da Petrobras, passou a ser exigido das empresas com contratos de concessão de exploração e produção de petróleo a realização de investimentos obrigatórios em PD&I.

Pela cláusula de investimentos em PD&I, as empresas petrolíferas com contratos de exploração e produção no regime de concessão são obrigadas a investir em PD&I 1% da receita bruta que obtém nos campos em que pagam o tributo participação especial, isto é, os campos com alta produção. A exigência foi instituída para atender ao inciso X do art. 8º da Lei do Petróleo (Lei nº 9.478/1997),⁶⁹ que criou a ANP e determinou como uma de suas atribuições o estímulo à pesquisa e a adoção de novas tecnologias na exploração, produção, transporte, refino e processamento de petróleo e gás natural.⁷⁰ A obrigatoriedade foi aplicada pela

66. Dados disponíveis em: <<https://www.es.gov.br/Noticia/estado-vai-receber-r-1-57-bilhao-com-unificacao-dos-campos-no-parque-das-baleias>>.

67. Dados disponíveis em: <<https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/publicacoes/boletins-anp/boletins/arquivos-bmpgpn/2022/encarte-e-boletim-dezembro-2022.pdf>>.

68. Em 2023 foi aprovada nova regulamentação, pela Resolução ANP nº 918, de 10 de março desse ano. Essa resolução não foi analisada neste livro, que abrange a história do petróleo no Brasil e da Petrobras até 2022.

69. Disponível em: <https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/l9478.htm>.

70. A aplicação dos recursos previstos nas cláusulas de PD&I foi regulamentada originalmente pelo Regulamento Técnico ANP nº 5/2005, que definia as normas para a realização de investimentos em PD&I nos contratos de concessão. Em 2015, o Regulamento Técnico ANP nº 3/2015 substituiu o Regulamento Técnico ANP nº 5/2005, com as definições, diretrizes e normas para a aplicação das cláusulas de PD&I nos contratos de concessão, de cessão onerosa e de partilha da produção. Em 3 de setembro de 2019, o Regulamento Técnico ANP nº 3/2015 foi aprimorado pela Resolução ANP nº 799/2019, substituída pela Resolução ANP nº 918/2023.

primeira vez em 1998, com a assinatura do primeiro contrato de exploração com a Petrobras, na Rodada Zero, como se analisa no capítulo 7.⁷¹

Após as descobertas no pré-sal, o mecanismo da cláusula de investimentos obrigatórios foi aplicado nos contratos de exploração e produção naquela área. No caso de contratos de partilha de produção, o valor da obrigação de investimentos em pesquisa corresponde a 1% da receita bruta anual. No Contrato de Cessão Onerosa, assinado entre a União e a Petrobras, a aplicação em pesquisas corresponde a 0,5% da receita bruta anual da empresa. Assim, enquanto nos contratos sob o regime de concessão os investimentos em PD&I são devidos somente nos campos com alta produção, nos contratos de exploração e produção no pré-sal o respectivo percentual obrigatório é aplicado sobre a receita bruta anual obtida em todos os campos em produção.

A obrigatoriedade da cláusula de investimento em PD&I da Lei nº 9.478/1997, e a necessidade de desenvolver novas tecnologias para viabilizar o avanço das explorações e da produção de petróleo em águas ultraprofundas e no pré-sal levou a Petrobras a desenvolver um modelo de gerenciamento para os crescentes investimentos em tecnologia que iriam ocorrer com o início, em 1999, das rodadas de licitações de áreas para exploração e produção de petróleo.⁷² O modelo de gestão de tecnologias foi implementado inicialmente com a instituição de dois instrumentos de atuação: as redes temáticas Petrobras e os núcleos regionais de competências (Faria e Ribeiro, 2013).⁷³

Nesse modelo foram reunidas em torno da Petrobras as competências e especializações em estudos de petróleo espalhadas pelo país em universidades e centros de pesquisa.

Para formar as redes temáticas, a Petrobras e o Cenpes identificaram 49 temas estratégicos na área de exploração e produção de petróleo e gás e em outras áreas, nas quais necessitavam ser concentradas as pesquisas e desenvolvimentos, com o fim de se encontrar as soluções tecnológicas requeridas. Para cada tema foi formada uma rede entre a Petrobras e universidades e instituições científicas, para estudos em geofísica aplicada, monitoração, controle e automação de poços, estruturas

71. A Rodada Zero ratificou os direitos da Petrobras sobre 397 contratos de concessão, relativos a 231 contratos de campos em efetiva produção na data de vigência da Lei nº 9.478/1997, e ainda 115 contratos com áreas em exploração e 51 contratos em etapa de desenvolvimento da produção.

72. Pesou também o fato de uma auditoria da ANP ter verificado que a Petrobras havia deixado de investir R\$ 736 milhões em P&D, entre 1998 e 2004. O valor correspondia a 60% da obrigação assumida pela empresa naqueles anos com a assinatura dos contratos de exploração de petróleo, no valor total de R\$ 1,231 bilhão em P&D. Para cumprir o que determina a cláusula de investimentos em P&D, a Petrobras teve que realizar, até 2014, os dispêndios em pesquisa de forma a cumprir os valores que faltavam (Simões, s.d.).

73. A coordenação do relacionamento com as universidades e institutos de pesquisa passou a ser realizada pela gerência de relacionamento com a comunidade de C&T, criada junto à gerência geral de gestão tecnológica do Cenpes, em 2006.

submarinas, pesquisas em bioprodutos, entre diversas outras áreas. Universidades e instituições das regiões Norte e Nordeste do Brasil foram incorporadas às parcerias, muitas com carências iniciais de infraestrutura, e foram fortalecidas as antigas parcerias da Petrobras com entidades das regiões Sul e Sudeste e do exterior.

Na preparação da infraestrutura de pesquisas nas universidades, a Petrobras repassou recursos financeiros às instituições conveniadas para a implantação de laboratórios, aquisição de equipamentos modernos, desenvolvimento de projetos de P&D complexos e capacitação de pesquisadores. Participaram das redes, por meio da realização de pesquisas e compartilhamento de infraestrutura laboratorial, mais de cem universidades e instituições de pesquisa, como a Universidade de São Paulo (USP), a Unicamp, a Universidade Estadual Paulista (Unesp), a UFRJ, a Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (PUC-Rio) e a Universidade Federal da Bahia (UFBA).

A partir da implantação das redes temáticas, em 2006, os recursos alocados para P&D na Petrobras, para todas as áreas em que a empresa atua, se aceleraram, elevando-se de US\$ 730 milhões para US\$ 1,454 bilhão, em 2011, o maior valor anual, devido aos gastos com o desenvolvimento do projeto tecnológico do SSAO, analisado na subseção 7.7, e ao aumento dos gastos obrigatórios com instituições de pesquisa decorrente da alíquota obrigatória de 1% (Petrobras, 2012a; 2020). Entre 2012 e 2014, as aplicações em P&D continuaram em níveis elevados, com a média de US\$ 1,1 bilhão, resultado que reflete, em parte, a valorização do dólar norte-americano em relação ao real.

A partir de 2015 as aplicações em P&D caíram da metade dos valores de 2012-2014, para a média de US\$ 550 milhões no período 2015-2020, seguindo a queda dos investimentos em geral da Petrobras em decorrência da crise que atingiu a empresa após as revelações das investigações da Polícia Federal, em 2014 (tabela 1).

TABELA 1
Petrobras: evolução dos dispêndios em P&D (2004-2021)
(Em US\$ milhões)

| Ano | Valor |
|------|-------|
| 2004 | 248 |
| 2005 | 399 |
| 2006 | 730 |
| 2007 | 881 |
| 2008 | 941 |
| 2009 | 685 |
| 2010 | 989 |

(Continua)

(Continuação)

| Ano | Valor |
|------|-------|
| 2011 | 1.454 |
| 2012 | 1.143 |
| 2013 | 1.132 |
| 2014 | 1.099 |
| 2015 | 630 |
| 2016 | 523 |
| 2017 | 572 |
| 2018 | 641 |
| 2019 | 576 |
| 2020 | 355 |
| 2021 | 563 |
| 2022 | 792 |

Fontes: Petrobras (2012c; 2013; 2014; 2015c; 2016a; 2017b; 2018; 2019; 2020; 2021b; 2022).
Elaboração do autor.

Na primeira metade da década de 2010, as atividades de P&D da Petrobras visavam, entre outros, aos objetivos seguintes:

- 1) Descoberta de novas fronteiras exploratórias, por meio de abrangentes investigações geológicas e geofísicas em escala da bacia das áreas fronteiriças brasileiras, tanto *onshore* como *offshore*, e implementação de algoritmos de processamento sísmico e inversão inovadores.
- 2) Aperfeiçoamento da recuperação final de petróleo e gás pelo uso inovador da água do mar, de CO₂ e de sistemas de injeção de polímeros.⁷⁴
- 3) Aperfeiçoamento dos sistemas de produção do pré-sal e da recuperação final de seus reservatórios por meio do uso intensivo de soluções submarinas compactas, sistemas de injeção e ampliação da capacidade dos novos FPSOs no pré-sal.
- 4) Desenvolvimento de novos ou melhorados sistemas de produção submarina e equipamentos para águas profundas e ultraprofundas, com base na separação submarina compacta de petróleo/água/gás, reinjeção de água produzida no fundo do mar, tecnologia aperfeiçoada de *gas lift*, “explosão” do óleo do fundo do mar e compressão a gás e uma nova geração de bombas elétricas submersíveis.

74. Os polímeros podem ser de origem natural, como o amido e o látex, ou sintética, como o polietileno, obtidos por reações químicas que possuem propriedades como resistências mecânica e térmica. São também utilizados como espuma em *pigs* nas tubulações para remoção de depósitos que as entopem (Fernández, Pedrosa Junior e Pinho, 2018).

- 5) Otimização e desenvolvimento de soluções de perfuração e produção para reservatórios não convencionais, gás de xisto, hidratos de gás, metano da camada de carvão, gás compacto e óleo de xisto, por meio de investigações geofísicas das áreas fronteiriças brasileiras *onshore*, e otimização de projeção de poços por meio de tecnologias atualmente disponíveis e com boa relação custo-benefício.
- 6) Otimização da logística de gás natural e uso final, do fundo do mar para a costa, por meio do desenvolvimento de soluções para gás *offshore*, situado em áreas remotas (*stranded gas*), tais como conversão química e compressão, e a otimização dos ativos *onshore*.
- 7) Aplicação das mais modernas tecnologias disponíveis em logística para melhorar as operações integradas *offshore* (Petrobras, 2013b).

12 RISCOS E OUSADIAS NAS EXPLORAÇÕES DE PETRÓLEO

Em novas condições de exploração de petróleo, o aprendizado em novas tecnologias é caracterizado por forte grau de incerteza, envolvendo riscos nos resultados e influenciando o grau de ousadia dos projetos de inovação e das experimentações em campo (Rosenberg, 1963 *apud* Araújo, 2011). A ousadia é estimulada pela possibilidade de encontrar grandes e compensadoras jazidas de petróleo em novas áreas em exploração. A esse respeito, Yergin (2010) ponderou que “nenhum outro negócio define de forma tão completa e radical o significado do risco e da recompensa”.⁷⁵ Também nas explorações e nos desenvolvimentos dos campos descobertos na bacia de Campos e no pré-sal, a frase resume com propriedade as inúmeras situações de risco presentes nas explorações em águas profundas e no pré-sal, e também as recompensas que proporcionaram, em termos de descobertas de grandes acumulações de petróleo, como foram mostradas nos capítulos anteriores e como será avaliado no capítulo 9, que trata das explorações e das descobertas no pré-sal.

Com base nas análises das operações de instalação dos sistemas de produção dos campos de petróleo da bacia de Campos e em depoimentos e entrevistas com engenheiros e ex-engenheiros da Petrobras que participaram do desenvolvimento daqueles campos, verificou-se que, ao lado dos riscos econômicos derivados da decisão de investir em áreas desconhecidas no mar, as equipes de trabalho enfrentaram complexas situações operacionais em águas crescentemente profundas, ao longo das décadas 1970-1990, e nas explorações no pré-sal da bacia de Santos, a partir de dezembro de 2004. As situações de incerteza operacional decorreram do fato de que plataformas e equipamentos estavam sendo implantados em

75. Na exploração mundial de petróleo, situações de riscos econômicos e operacionais na procura por petróleo também são descritas por Yergin (2010).

águas ultraprofundas e em condições hostis no mar. Com efeito, tanto na fase de instalação dos equipamentos quanto na de produção do petróleo, diversos problemas operacionais, atrasos e acidentes ocorreram, pondo à prova as equipes de operadores nas plataformas.⁷⁶ No pré-sal da bacia de Santos, as situações de risco ocorreram nas perfurações dos poços das áreas de Parati e Tupi, em 2005-2006, cujo início foi marcado, além das naturais incertezas sobre a existência de jazidas comerciais de petróleo, pelas dificuldades das águas profundas e ultraprofundas e rochas localizadas a cerca de cinco a sete mil metros abaixo das plataformas que perfuravam os poços.

Em resumo, ao longo da história das explorações da Petrobras no mar podem ser identificados três momentos marcados pela presença de grandes riscos tecnológicos. O primeiro ocorreu quando da decisão de iniciar a produção de petróleo após as descobertas dos primeiros campos de petróleo na bacia de Campos, em 1974-1976. As jazidas estavam situadas em locais distantes da costa, condição que dificultava a instalação de plataformas fixas no mar – o sistema de plataforma de produção mais utilizada à época – até que se dispusesse de melhores conhecimentos sobre o potencial econômico das jazidas.⁷⁷ O segundo momento de riscos tecnológicos foi decorrência da decisão de desenvolver campos de petróleo em águas profundas, acima de 400 m, a partir de 1985-1986, como foi analisado neste capítulo. O terceiro momento ocorreu com a decisão de se explorar o pré-sal.

Além dos diversos problemas operacionais na instalação dos sistemas de produção dos campos de Enchova, Bonito, Garoupa e Namorado, descritos no capítulo 5, e nos campos de Marlim e Roncador, analisados na seção 10, os depoimentos de engenheiros que trabalharam em plataformas de produção relembram outras situações de risco, por ocasião das experimentações de novos equipamentos que pudessem viabilizar a produção de petróleo no mar. A seguir, são apresentados

76. Dois depoimentos de engenheiros da Petrobras abordam a questão da propensão ao risco como elemento central no processo de desenvolvimento tecnológico da Petrobras. Primeiro, o depoimento de Marcos Assayag: “Qual é a grande diferença da Petrobras para as outras empresas? Como a Petrobras é dona do reservatório, ela pode ousar e inovar sem ter que pedir licença a parceiros. Nos outros campos de petróleo fora do país, geralmente você tem a sociedade de várias companhias. Aí você tem que ter a licença de cada uma para poder inovar. A inovação pode dar certo e pode dar errado. Se der errado, ninguém quer bancar o prejuízo. Então, a grande vantagem da Petrobras é que ela sempre ousou. Os técnicos ousavam, e os chefes, os gerentes apoiavam essa ousadia (...) Como a gente foi tendo uma série sucessiva de sucessos, o sucesso financiava a ousadia seguinte” (Assayag, 2005). Em seguida o depoimento de Jacques Braille Saliés, coordenador do Procap de 2002 a 2005: “Foi tudo difícil porque era tudo novo, não tinha nada. Nós tínhamos realmente que criar: como nós vamos fazer, qual a melhor solução? (...) porque tinha o desafio, tinha que produzir aquilo, então valia tudo, em termos de engenharia. O nosso lema era: nós temos que ousar para poder realizar” (Saliés, 2004b).

77. É necessário, nesse tipo de análise, distinguir entre riscos operacionais decorrentes da introdução, pela primeira vez, de novos equipamentos e das incertezas de seu funcionamento, como discutido nesta seção, dos riscos originados de operações sem a observação de normas de segurança. Conforme relatos dos engenheiros que trabalharam nas plataformas na bacia de Campos, o atendimento das normas encontrava-se sob controle das equipes participantes dos processos de instalação e da operacionalização para evitar acidentes. Trabalhava-se também com planos alternativos diante da possibilidade de que a primeira opção na aplicação de um novo equipamento não desse os resultados esperados; foi o caso do uso de controles elétricos nas primeiras árvores de natal usadas na bacia de Campos, que foram substituídos por controles hidráulicos como segunda alternativa (Machado Filho, 2011).

alguns exemplos de desenvolvimentos baseados em decisões limites de riscos tecnológico e operacional:⁷⁸

- 1) Condução de petróleo e gás natural a longas distâncias em baixas temperaturas: no desenvolvimento do poço Marlim 4, situado no campo Marlim Sul, que começou a produzir em 1994, um dos desafios consistiu em encontrar solução para transportar o petróleo pesado e viscoso extraído do poço exploratório para a plataforma P-20, que se encontrava à distância de 19 km, no campo de Marlim. Havia riscos de perda de parte do investimento, em razão da possibilidade de ocorrência de depósitos orgânicos no duto, como parafinas e hidratos ou cristais de gelo, em razão da baixa temperatura no fundo do mar, de cerca de 4 °C, que poderia causar entupimentos. Naquele momento foi tomada a decisão de alto risco de lançar 19 km de dutos flexíveis para o transporte do petróleo extraído do poço exploratório, com o apoio do raspador *pig* espuma e do sistema gerador de nitrogênio (SGN),⁷⁹ desenvolvidos pelo Cenpes. O uso do *pig* espuma e o SGN mantiveram a passagem de petróleo e gás desobstruída.⁸⁰
- 2) Condução de gás sem o uso de compressores: uma das situações empíricas em que foi preciso assumir riscos ocorreu no escoamento do gás natural na bacia de Campos produzido nas plataformas satélites para as plataformas centrais, que dispunham de sistemas completos de tratamento e de compressão de gás para sua exportação até o continente. Dados os grandes volumes de gás produzido nas plataformas satélites e da falta de meios para o seu transporte até o continente, o gás vinha sendo queimado na atmosfera. Diante dos problemas ambientais que causava, e da necessidade de o gás ser aproveitado como fonte de energia, o governo federal exigiu a diminuição dos volumes queimados. Com essa decisão, tornou-se necessário providenciar a transferência de gás para as plataformas centrais. Naquela época havia falta de compressores

78. Conforme entrevista ao autor do ex-engenheiro da Petrobras, Paulo Cesar Lima, em setembro de 2010.

79. O SGN foi uma inovação da Petrobras, criada entre 1992 e 1993, para resolver o problema da formação de parafina no interior dos dutos flexíveis, como decorrência da baixa temperatura no fundo do mar. O processo SGN gera uma reação química exotérmica baseada no nitrogênio com o objetivo de gerar calor suficiente para derreter depósitos de parafina no interior do duto, sem que o calor exceda a temperatura limite suportada pelo duto flexível (Petrobras, 2005).

80. O *pig* é um dispositivo inserido no interior dos tubos que transportam petróleo e gás com o objetivo de percorrê-lo para a remoção de depósitos orgânicos que provocam o entupimento. Constituiu-se em uma das inovações dos engenheiros da Petrobras, um bem-sucedido experimento em pesquisa aplicada, desenvolvido durante vários anos, em várias etapas, em testes em terra, seguido de testes em águas rasas e, em seguida, em águas profundas. As experiências do Cenpes começaram com o *pig* gel, mas depois verificou-se que o gel não tinha resistência e rompia-se sob tensão. Para aumentar a resistência decidiu-se experimentar material de espuma misturado com graxa, em parceria com a empresa Trorion, obtendo-se *pig* de baixa densidade e alta resistência mecânica. Também a máquina para a fabricação do *pig* foi desenhada pelo Cenpes. O invento foi utilizado para manter o fluxo de petróleo nos campos de Marlim, Albacora e outros. Apresenta a vantagem de se adaptar flexivelmente ao diâmetro do tubo ou *riser* utilizado na extração, ao contrário do *pig* normal, que tem o diâmetro predefinido (Lima, 2010).

para comprimir o gás e realizar o transporte, por meio de dutos, até as plataformas centrais; com a falta de compressores, decidiu-se realizar o transporte com a utilização da fraca pressão proporcionada pelo equipamento separador de fluidos. Com pressão baixa, e diante da presença de gás condensado (gás na forma líquida) associado ao gás natural, corria-se o risco de o gás se condensar na tubulação, o que provocaria maiores pesos nas seções verticais dos dutos. Mesmo diante do risco, os engenheiros tomaram a decisão de realizar o transporte e com a fraca pressão do separador de fluidos, que funcionou na retirada do gás condensado, facilitado pelo uso de *pigs* espuma.

- 3) Incêndio na plataforma central de Enchova: como exemplo extremo dos riscos envolvidos na exploração de petróleo, veja-se neste livro o Artigo Especial 2, redigido pelo engenheiro João Carlos de Luca, sobre a explosão e o incêndio ocorridos na plataforma central de Enchova, em 1988. O engenheiro era superintendente de produção da região Sudeste à época dos fatos descritos e foi um dos participantes do grupo técnico encarregado de realizar os procedimentos para solucionar a erupção de gás ocorrida na plataforma fixa. A erupção em um dos poços iniciou-se no dia 24 de abril de 1988, seguida, algumas horas depois, de fogo, que ficou restrito inicialmente à área da cabeça de poço. Em 22 de maio, porém, o fogo se alastrou e destruiu toda a plataforma, só restando a estrutura de aço (jaqueta) que dá suporte aos módulos de superfície.

FIM DO MONOPÓLIO DO PETRÓLEO E ADOÇÃO DO REGIME DE CONCESSÃO

1 ABERTURA DO SETOR DE PETRÓLEO

O monopólio no setor de petróleo, instituído pela Lei nº 2.004/1953, que criou a Petrobras, vigorou durante 42 anos, até ser abolido em 1995. Nesse período, a Petrobras era a única empresa com permissão legal para executar as atividades da cadeia produtiva do petróleo, exceto a distribuição no atacado de derivados de petróleo e a revenda no varejo, permitidas a empresas privadas. Para alterar as leis sobre o petróleo, com o objetivo de permitir a participação de outras empresas nas explorações e nas demais atividades do setor, o Poder Executivo enviou ao Congresso Nacional, em 1995, a Proposta de Emenda à Constituição (PEC) nº 9/1995, que eliminou o monopólio da Petrobras no setor.

O motivo principal da alteração constitucional baseou-se na avaliação de que as grandes dimensões das bacias sedimentares brasileiras em condições de dispor de acumulações de petróleo deveriam contar com outras petroleiras, além da Petrobras, para aumentar as atividades de exploração. Não obstante as reconhecidas capacidades tecnológicas da Petrobras nas explorações de petróleo no mar, que estavam sendo demonstradas desde a década de 1970, com as seguidas descobertas em águas rasas e profundas, era necessário um esforço maior para responder às crescentes necessidades brasileiras de petróleo. As bacias sedimentares do Brasil com interesse para a procura de petróleo e gás alcançam cerca de 7,1 milhões de quilômetros quadrados, sendo 2,5 milhões na plataforma marítima, e somente cerca de 7% estavam sendo exploradas ou produzindo petróleo (ANP, 1999).

Para atrair investidores interessados em explorações havia a necessidade de tornar menos rígida a legislação brasileira para o petróleo, por meio da flexibilização da execução do monopólio da União.¹ Como afirmou o ex-presidente FHC, “a abertura do setor traria maiores recursos para acelerar a exploração de petróleo, assegurando dessa maneira mais depressa a autossuficiência” (Cardoso, 2006, p. 452-453). A concorrência com outras petroleiras tornaria a Petrobras mais

1. A utilização do termo “flexibilizar”, criado pelo ex-presidente Fernando Henrique Cardoso (FHC) para expressar o objetivo das reformas no setor do petróleo, procurava diminuir as resistências políticas às mudanças que seriam empreendidas no setor, deixando claro que o monopólio da União não se alteraria, apenas se flexibilizaria sua execução, por meio da permissão a outras empresas, além da Petrobras, para explorar e produzir petróleo no Brasil.

transparente, permitindo à sociedade conhecer seus números e procedimentos, até então obscuros até para o Tesouro Nacional, seu principal acionista (Cardoso, 2006, p. 452-453).

Após enfrentar resistências de deputados e senadores com grande capacidade de influenciar as votações no Congresso,² da Federação Única dos Petroleiros e da Associação dos Engenheiros da Petrobras (Aepet), além de uma greve geral dos empregados no setor de petróleo, o Congresso aprovou a Emenda Constitucional (EC) nº 9, promulgada em 9 de novembro de 1995, que modificou o § 1º do art. 177 da Constituição Federal de 1988 (CF/1988). O parágrafo vedava à União conceder qualquer tipo de participação a empresas nas explorações de petróleo. Com a alteração pela EC nº 9, passou a ser permitida a participação de empresas nacionais ou estrangeiras nas explorações e na produção de petróleo e em toda a cadeia industrial do petróleo.

A eliminação do monopólio da Petrobras era parte de um amplo conjunto de reformas constitucionais, empreendidas na segunda metade da década de 1990 no governo do presidente FHC, em complementação aos programas de privatizações de empresas estatais adotados na década de 1980 e no princípio dos anos 1990.³

A EC nº 9/1995 foi regulamentada dois anos depois, pela Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997 (Nova Lei do Petróleo), que revogou a Lei nº 2.004/1953. A lei de regulamentação reafirmou a titularidade da União sobre o petróleo – ao indicar que a ela pertencem os depósitos de petróleo, de gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos existentes no território nacional, nele compreendidos a parte terrestre, o mar territorial, a plataforma continental e a zona econômica exclusiva (ZEE) – e indicou as atividades do setor de petróleo que constituem monopólio da União: a exploração e a produção de petróleo; o refino de petróleo nacional e estrangeiro; a importação e a exportação de petróleo e derivados; o transporte marítimo do petróleo bruto de origem nacional ou de derivados básicos de petróleo produzidos no país; e o transporte, por meio de dutos, de petróleo bruto, de seus derivados e de gás natural. O exercício dessas atividades por outras empresas além da Petrobras passou a ser permitido por meio de concessão de áreas para explorações e produção de petróleo e outros hidrocarbonetos ou de autorização da União, como nos casos de autorização para a construção de refinarias de

2. O caso mais conhecido é o do deputado Almino Afonso, um dos vice-líderes do governo na Câmara dos Deputados, que mesmo na condição de líder governista pronunciou o principal discurso em plenário contra a EC que flexibilizava o setor de petróleo (Cardoso, 2006).

3. As ações de privatização no Brasil foram iniciadas, em 1981, no governo do presidente João Baptista Figueiredo, por meio da Comissão Especial de Desestatização e tiveram prosseguimento com o programa de vendas de empresas estatais do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES). Em 1990, foi adotado o Programa Nacional de Desestatização (PND), do governo Fernando Collor e, a partir de 1995, foram realizadas as privatizações no governo do presidente FHC, especialmente nas áreas de telecomunicações, energia, mineração, bancos públicos, saneamento, ferrovias e concessões de estradas federais (Fishlow, 2011; Pinheiro e Fukasaku, 2000).

petróleo e de unidades industriais de processamento de gás natural. A permanência da Petrobras como empresa controlada pela União foi garantida pelo art. 62 da Lei nº 9.478/1997, que determinou que a União manterá o controle acionário da companhia com a propriedade de, no mínimo, 50% das ações mais uma ação do capital votante. Esse artigo resolvia as preocupações dos parlamentares quanto aos receios de que a companhia fosse incluída no programa de privatizações do governo.

Para promover a regulação, a contratação e a fiscalização das atividades econômicas da indústria do petróleo e realizar os leilões de concessão de blocos para exploração, a Lei nº 9.478/1997 criou, no art. 7º, a Agência Nacional do Petróleo (ANP), atual Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (Lei nº 11.097/2005). Foram estabelecidos na lei os parâmetros e as definições técnicas para a realização das licitações e as contratações de empresas sob o regime de concessão. Entre as diversas funções atribuídas à ANP pela Lei nº 9.478/1997 podem ser destacadas: promover estudos para a delimitação dos blocos exploratórios para a concessão das atividades de exploração, desenvolvimento (isto é, os investimentos em um campo de petróleo para prepará-lo para iniciar a produção) e produção; elaborar os editais das licitações para a concessão de áreas para exploração; celebrar os contratos com as empresas vencedoras e fiscalizar a execução dos contratos de exploração e produção de petróleo; e estimular a pesquisa e a adoção de novas tecnologias na exploração, produção, transporte, refino e processamento de petróleo e gás natural.

No art. 45 da Lei nº 9.478/1997 foram criadas as participações governamentais, pagas pelas petroleiras e destinadas à União, aos estados e aos municípios, com fundamento no parágrafo 1º do art. 20 da CF/1988. Esse dispositivo da CF/1988 assegurou àqueles entes federativos o direito de participação no resultado da exploração de petróleo e gás natural, de recursos hídricos para fins de geração de energia elétrica e de outros recursos minerais.

No regime de concessão, o petróleo descoberto e extraído pertence à empresa ou ao consórcio explorador. Nesse modelo de contrato entre a União e o concessionário, o vencedor de leilão de área exploratória é a empresa ou o consórcio de empresas que obtém o maior número de pontos na oferta do valor do bônus de assinatura e de um programa exploratório mínimo (PEM), isto é, a execução de atividades, como pesquisas sísmicas, perfuração de poços exploratórios, entre outras, na área. O bônus de assinatura tem peso de 80% no cálculo da nota final a ser atribuída à licitante ou consórcio concorrente e não pode ser inferior ao valor mínimo estabelecido para cada bloco em oferta. O programa exploratório mínimo tem peso de 20% no cálculo da nota final, e deve ser obrigatoriamente cumprido durante a fase de exploração.⁴

4. Disponível em: <<https://www.gov.br/anp/pt-br/rodadas-anp/rodadas-concluidas/concessao-de-blocos-exploratorios/17a-rodada-licitacoes-blocos/edital>>.

Não somente o setor de petróleo foi regulamentado pela Lei nº 9.478/1997, mas também, de forma ampla, o setor de energia: a lei definiu os princípios e objetivos da política energética nacional, com o fim de promover o aproveitamento racional das fontes de energia, que incluem o petróleo, o gás natural, a energia elétrica e as fontes alternativas de energia. Para isso foi criado na lei o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), um órgão de assessoramento do presidente da República com a atribuição de propor políticas nacionais e medidas específicas na área de recursos energéticos. Algumas dessas ações incluem: estabelecer diretrizes para a importação e a exportação de petróleo e seus derivados, de biocombustíveis e gás natural; estabelecer diretrizes para programas de uso do gás natural, do carvão, da energia termonuclear, dos biocombustíveis, da energia solar e eólica e de outras formas de energia; definir os blocos exploratórios, em terra e no mar, a serem objeto de licitação para a exploração de petróleo e gás; e induzir o aumento dos índices mínimos de conteúdo local⁵ de bens e serviços produzidos no Brasil, a serem exigidos das empresas nas licitações de blocos (essa determinação foi incluída pela Lei nº 12.351/2010, que introduziu o regime de partilha de produção nas licitações no pré-sal).

2 DESREGULAMENTAÇÃO DOS CONTROLES DOS DERIVADOS DE PETRÓLEO

Em complementação à abertura das explorações de petróleo a empresas privadas nacionais ou estrangeiras e a empresas estatais de outros países, diversas outras desregulamentações foram realizadas na cadeia produtiva do petróleo e gás no final da década de 1990, com o objetivo de se chegar a uma situação de mercado ao longo de toda a cadeia do setor, isto é, desde a pesquisa e a extração de petróleo, o transporte, até a revenda final de derivados de petróleo na rede varejista. Para atrair investimentos privados para o setor era essencial que fosse reduzida a forte interferência do governo no mercado de vendas de combustíveis (interferência que voltou a ocorrer, como se analisa no capítulo 8) e eliminados os subsídios ao consumo. A interferência se efetivava com controles de preços, em razão da importância dos preços dos combustíveis sobre as taxas de inflação, por meio

5. O conteúdo local é medido pela proporção (percentagem) entre: i) o somatório dos valores dos bens de produção nacional e dos serviços prestados no Brasil, adquiridos direta ou indiretamente pelo concessionário das explorações de petróleo; e ii) a soma dos valores dos bens e dos serviços adquiridos, direta ou indiretamente pelo concessionário, importados e de produção nacional. O conteúdo local é medido nas fases de exploração e de desenvolvimento dos campos de petróleo – a fase de desenvolvimento começa após uma descoberta de petróleo ou gás ser avaliada e considerada de valor comercial para a produção.

da equalização dos preços dos derivados de petróleo em todas as regiões brasileiras e a concessão de subsídios aos preços.⁶

Os objetivos das reformas no setor de derivados de petróleo foram: promover a competição entre as firmas participantes da distribuição e da revenda de derivados, e proteger o consumidor quanto à qualidade e aos preços dos produtos comercializados (Pires e Schechtman, 2013, p. 58).

O processo de desregulamentação pela Lei nº 9.478/1997 dos controles governamentais dos derivados de petróleo foi iniciado com a fixação de um período de transição, que deveria durar 36 meses, com término em agosto de 2000, que foi prorrogado para 31 de dezembro de 2001. Durante o período de transição, os reajustes e revisões de preços dos derivados básicos de petróleo e do gás natural deveriam ser efetuados segundo os parâmetros estabelecidos pelos ministros da Fazenda e de Minas e Energia. Para a eliminação dos subsídios, a Lei nº 9.478 determinou, no art. 74, o término das contas especiais entre a Petrobras e a Secretaria do Tesouro Nacional (STN) que possibilitavam as políticas de subsídios nos preços, como a conta petróleo e a conta álcool. A razão para o encontro de contas entre a União e a Petrobras, a ser efetivada até o final do período de transição dos preços, era que a Petrobras não deveria incorrer em ônus pelas políticas de subsídios do governo, e deveria ser ressarcida pela diminuição das suas receitas ocorridas até então (Siqueira, 2013).

A nova política de preços estabeleceu ainda um elo entre a diminuição dos subsídios e o aprimoramento tecnológico das refinarias de derivados, que foram obrigadas a submeter à ANP um plano de investimentos na modernização tecnológica e no aumento da produtividade das refinarias, com o objetivo de reduzir os custos e elevar os índices de produtividade e, assim, facilitar a retirada dos subsídios a elas concedidos.

A nova lei do Petróleo preocupou-se com a maior transparência da política para o setor de petróleo e também em garantir que não seriam criados novos subsídios sem a aprovação do Congresso Nacional: o parágrafo único do art. 73 da Lei nº 9.478 determinou que a adoção de qualquer novo subsídio aos preços dos

6. Desde a década de 1950 os preços dos derivados de petróleo foram monitorados ou submetidos a intervenções diretas por órgãos governamentais, com o objetivo de contribuir para a redução das taxas de inflação e de equalizar os preços no território nacional. Em 1968, os controles passaram a ser realizados pelo Conselho Interministerial de Preços (CIP), órgão do governo federal encarregado da política de preços. A partir de 1984, a equalização dos preços dos derivados em todo o país passou a ser realizada com a criação do Frete de Uniformização de Preços (FUP) e Frete de Uniformização de Preço do Alcool (FUPA), com o propósito de gerar receita para dar continuidade à política de equalização dos preços dos derivados em todo o território nacional. O FUP correspondia a um adicional no preço de faturamento dos derivados que saíam da refinaria, para posterior ressarcimento dos custos do transporte às distribuidoras. Independentemente da distância, os custos dos derivados eram equivalentes, pois eram ressarcidos às distribuidoras na proporção dos gastos com o transporte. Os preços eram assim equalizados em todo o país, e também se subsidiava o álcool para automóveis. Houve ainda a criação de duas contas na estrutura de preços dos derivados: a conta petróleo, para ressarcir a diferença entre o preço do petróleo importado fixado pela política de preços e o preço do petróleo importado pago pela Petrobras, e a conta álcool, para subsidiar os maiores custos dos produtores de álcool (Simão, 2001).

derivados básicos, após o período de transição, deveria ser submetida pelo CNPE à aprovação do Congresso Nacional.

A fase de transição para a abertura do mercado foi iniciada em 27 de julho de 1998, com a edição da Portaria nº 3, dos ministérios de Minas e Energia e da Fazenda, que criou um mecanismo especial, a Parcela de Preço Específica (PPE), em substituição ao FUP. A edição da portaria atendia à determinação do art. 69 da Lei nº 9.478/1997 para que, durante o período de transição de três anos, a política de preços dos combustíveis seria fixada por portaria daqueles ministérios. Os preços seriam fixados no início de cada mês, e variariam em função dos preços do mercado internacional e da taxa de câmbio. A PPE, recolhida nas refinarias, consistia de um acréscimo ao preço dos combustíveis nas refinarias com o objetivo de subsidiar, com os recursos arrecadados durante o período de transição, o gás liquefeito de petróleo (GLP) – gás de cozinha – e gerar recursos para o fim da conta petróleo. Os preços foram tabelados nas refinarias e liberados nas empresas distribuidoras de combustíveis e nos postos varejistas. A gasolina era vendida a preço superior ao preço real para que outros derivados pudessem ser vendidos a preços inferiores aos seus custos de produção.

A criação da PPE funcionava como uma conta petróleo entre a Petrobras e o Tesouro Nacional, e servia também para amortecer os impactos das flutuações internacionais dos preços do petróleo e do câmbio sobre os custos da Petrobras. As importações de óleo *diesel* eram taxadas pela PPE como forma de assegurar a competitividade do *diesel* nacional, que não podia concorrer com as importações (Rodrigues e Campos Filho, 2004).

A liberação final de preços foi efetivada em 1º de janeiro de 2002, com a retirada dos controles sobre os preços dos combustíveis nas refinarias, viabilizada pela criação, pela Lei nº 10.336, de dezembro de 2001, da Contribuição de Intervenção no Domínio Econômico (Cide),⁷ incidente sobre a importação e a comercialização no mercado interno de gasolina e suas correntes, óleo *diesel* e suas correntes, querosene de aviação e outros querosenes, óleos combustíveis, GLP, inclusive o derivado de gás natural e de nafta, e álcool etílico combustível. A mudança procurava ainda tornar viável a importação direta de derivados por outras empresas além da Petrobras; esse objetivo, contudo, não foi alcançado, uma vez que continuaram os controles dos preços dos combustíveis pelo governo federal nos anos seguintes. Com a aprovação da Cide, a PPE foi extinta. São contribuintes da Cide o produtor, o formulador e o importador, pessoa física ou jurídica, dos combustíveis líquidos citados. Os recursos da Cide devem ser destinados ao pagamento de subsídios aos preços ou ao transporte de álcool combustível, de gás natural e seus derivados e de derivados de petróleo, ao financiamento de projetos ambientais relacionados à

7. Cide, Lei nº 10.336/2002 e arts. 149 e 177 da CF/1988.

indústria de petróleo e gás e a programas de infraestrutura de transportes. Recursos da Cide, na proporção de 29% da arrecadação, devem ser entregues pela União aos estados para serem aplicados no financiamento de programas de infraestrutura de transportes, conforme previsto no item III do art. 159 da CF/1988.

O objetivo seria cobrar uma Cide alta quando o barril de petróleo estivesse elevado, e mais baixa quando o preço caísse, para equalizar os preços e beneficiar União, estados e municípios com seus recursos. Além disso, funcionaria como imposto ambiental, especialmente quando aplicada sobre a gasolina e o *diesel*. Porém, os preços dos combustíveis, na prática, nunca foram, até 2016 (quando a Petrobras estabeleceu a fórmula de paridade de preço de importação – ver capítulo 12, seção 2), completamente livres, pois de tempos em tempos sofriam intervenções do governo federal para o controle da inflação. No governo da presidente Dilma Rousseff, a Cide incidente na gasolina foi reduzida, diante do petróleo caro e pela decisão de não repassar ao consumidor os altos preços do petróleo. Em 2012, ao zerar a Cide da gasolina, o governo levou o setor de etanol à maior crise da sua história. A partir do final de 2014, com os preços do barril de petróleo muito baixos, o governo voltou a cobrar Cide na gasolina – contudo, com valor muito baixo, com o intuito de repor parte das perdas da Petrobras, de 2011 a 2014, devido aos controles nos preços dos combustíveis. Com a Cide baixa, a União, os estados e os municípios continuaram sem os benefícios de uma Cide mais elevada, e a produção de etanol sofreu elevados prejuízos em razão da perda da capacidade de competição com o reduzido preço da gasolina.⁸

A Cide deveria ser utilizada para dar um sinal de preço para incorporar a variável ambiental, por meio de incidência sobre o preço da gasolina, a fim de permitir competitividade para o etanol e o Brasil se transformar em importante plataforma mundial de produção de etanol. Como essa política não foi adotada no período em que os preços do petróleo estiveram muito baixos, entre 2015 e 2016, diversas usinas produtoras de etanol encerraram atividades. Somente a partir de 2017 os preços internacionais do petróleo reagiram; também se elevou a taxa de câmbio real/dólar no princípio de 2020, trazendo maior competitividade à produção de etanol ante a gasolina.

As dificuldades de competição para o etanol repetiram-se a partir de março de 2020, quando a queda nas cotações internacionais do petróleo levou os preços reais aos níveis mais baixos desde 1998 (quando chegaram a menos de US\$ 20 para o petróleo do tipo West Texas Intermediate – WTI – dos Estados Unidos). A queda teve como causas a disseminação do novo coronavírus na China e, em

8. Os comentários nesse parágrafo e no seguinte refletem as opiniões do artigo disponível em: <<https://www.estadao.com.br/economia/a-origem-e-a-importancia-da-cide/>>.

seguida, em todo o mundo, e também em decorrência de uma guerra de preços entre a Arábia Saudita e a Rússia; esses temas são analisados no capítulo 8.

Quinze anos após o fim do regime de monopólio, novas mudanças ocorreram no setor de petróleo, com a adoção, em 2010, de um novo regime de contratação de empresas nas licitações de blocos para a exploração de petróleo,⁹ o modelo de partilha de produção (Lei nº 12.351, de 2010) aplicado nas áreas do pré-sal e em áreas estratégicas. O regime de partilha é caracterizado por maior intervenção do Estado, especialmente no formato inicial adotado no Brasil (que foi, em 2016, modificado). No formato original, o comando das atividades nos blocos a serem exploradas era concedido somente à Petrobras, indicada como operadora única em toda a área do pré-sal. Se ela não se interessasse em participar de determinada licitação de blocos ou, se participando, não fosse vencedora, a empresa ou o consórcio vencedor deveria, obrigatoriamente, aceitar a Petrobras como associada e operadora do campo, com a participação mínima de 30% no capital do consórcio. A obrigatoriedade da Petrobras participar como operador único teve fim com a aprovação da Lei nº 13.365/2016, que alterou a Lei de Partilha (Lei nº 12.351/2010). Porém, a nova lei ainda facultou à Petrobras o direito de exercer a preferência prévia de blocos nas licitações, isto é, de escolher aqueles em que exercerá a função de operadora, sob determinadas condições previstas no Decreto nº 9.041/2017. É ainda previsto na lei que criou o regime de partilha que a União pode contratar diretamente a Petrobras para executar as explorações sob esse regime, sem a realização de licitação pública. Outro elemento de prevalência do Estado sobre as relações de mercado nas explorações foi a função delegada à empresa pública Pré-Sal Petróleo S/A (PPSA), criada nas reformas das políticas para o petróleo em 2010, de se tornar necessariamente associada à empresa ou ao consórcio ganhador das licitações de partilha. Ao se tornar associada, a PPSA passa a deter participação majoritária no comitê operacional que gere o consórcio, com o poder de indicar metade dos integrantes do comitê e o presidente, este com poder de veto e voto de qualidade. Esses temas serão retomados no capítulo 9.

3 AS LICITAÇÕES DE ÁREAS PARA EXPLORAÇÃO DE PETRÓLEO

Antes de dar partida à primeira licitação de áreas para exploração de petróleo, a ANP, após iniciar suas atividades, em janeiro de 1998, como autarquia do Ministério de Minas e Energia (MME) (Decreto nº 2.455/1998), realizou concorrência internacional para contratar uma empresa com experiência em petróleo para assessorá-la em todos os passos envolvidos no processo licitatório, entre os quais: a seleção dos blocos exploratórios a serem ofertados no primeiro leilão; a organização das apresentações (*road shows*) a serem realizadas no Brasil e no exterior para convidar

9. Bloco é uma parte de uma bacia sedimentar onde são desenvolvidas atividades de exploração e de produção de petróleo e gás natural.

empresas a participar dos leilões; e a definição das condições para a efetivação dos contratos entre a ANP e as empresas vencedoras das licitações (Zylbersztajn e Agel, 2013).¹⁰

3.1 A rodada zero

Conforme determinado pela Lei nº 9.478/1997, nos arts. 32 a 35, a ANP realizou, inicialmente, o processo de reconhecimento dos direitos da Petrobras sobre todos os campos de petróleo que se encontravam em produção ou em exploração na data de início da vigência da lei, com o objetivo de preservar os interesses da companhia ao longo do período do monopólio. Para regularizar seus direitos foram firmados entre a ANP e a Petrobras, em agosto de 1998, 397 contratos, relativos a 231 contratos de concessão de produção, 115 contratos de concessão de exploração e 51 contratos de desenvolvimento da produção. O acordo entre a Petrobras e a ANP constituiu a chamada rodada zero, e dizia respeito a áreas nas quais a companhia havia realizado investimentos e por isso deveriam ser mantidas em seu acervo de áreas em produção, em exploração ou em preparação para a produção de petróleo. Nos contratos de exploração da rodada zero foi concedido à Petrobras o prazo de três anos, depois prorrogado por mais dois anos, para a continuação dos trabalhos em 36 blocos que ainda se encontravam em fase exploratória e necessitavam de mais investimentos, uma vez que se localizavam em condições complexas de águas profundas ou em fronteiras tecnológicas (Zylbersztajn e Agel, 2013).

Para iniciar as licitações, a ANP deveria adquirir conhecimentos sobre as áreas nas bacias sedimentares que apresentavam maiores possibilidades de existência de petróleo e gás, com o objetivo de delimitar os primeiros blocos. Para facilitar o processo, a Lei do Petróleo determinou, no art. 22, que a Petrobras transferisse à ANP todo o acervo de informações e dados geológicos e geofísicos que dispunha sobre as bacias sedimentares e sobre as atividades de pesquisa, exploração e produção de petróleo que havia acumulado durante o exercício do monopólio no setor. O artigo estabeleceu que a Petrobras será remunerada pelos dados e informações utilizados pelas empresas interessadas nos leilões.

Como parte do processo de ampliação dos conhecimentos sobre as bacias sedimentares, antes da realização do primeiro leilão, a ANP regulamentou a atividade de aquisição de dados aplicados à prospecção de petróleo por empresas de aquisição de dados (EADs). As atividades de aquisição, processamento, reprocessamento e estudo de dados técnicos somente podem ser exercidas por empresa constituída sob as leis brasileiras, com sede e administração no país, com a autorização da ANP.¹¹ O concessionário, o contratado ou o cessionário não precisa requerer

10. A empresa de consultoria Gaffney, Cline and Associates venceu a concorrência internacional para assessorar a ANP.

11. A regulamentação inicial foi efetivada pela Portaria ANP nº 188/1998. A regulamentação atual (2022) consta da Resolução ANP nº 889/2022.

autorização à ANP para a realização de aquisição, processamento e estudo de dados exclusivos, mas fica obrigado a notificar à ANP sobre todas as operações realizadas por meios próprios ou mediante contratação de EAD.¹² As EADs devem solicitar autorização à ANP para a realização de aquisição, processamento, reprocessamento e estudo de dados técnicos não exclusivos ou de fomento, assim como as universidades e instituições de pesquisas quando atuarem como EAD. As empresas de aquisições de dados sísmicos são ainda obrigadas a ceder para a ANP, sem ônus, em noventa dias após a conclusão das atividades, todos os dados brutos e processados que obtiverem.

As licitações de áreas exploratórias são preparadas pela ANP com base nas diretrizes e nas áreas com as características determinadas por resolução do CNPE. A ANP publica o pré-edital e a minuta do contrato para consulta ao mercado e audiência pública. Nessa fase, as empresas manifestam o interesse em participar da rodada de licitação de áreas exploratórias, e a Comissão Especial de Licitação da ANP analisa as solicitações de inscrição das empresas.

Os editais das licitações da ANP definem as normas a serem seguidas pelas empresas interessadas em participar dos leilões de blocos exploratórios. O edital deve indicar, entre outros requisitos, os blocos exploratórios que são objeto de concessão, os requisitos técnicos exigidos das empresas e os critérios para a pré-qualificação. As empresas ou os consórcios de empresas inscritos oferecem suas ofertas, no dia determinado para o leilão, contendo o valor do bônus de assinatura e o PEM, isto é, os levantamentos sísmicos, a perfuração de poços exploratórios, entre outras atividades a serem desenvolvidas na área adquirida nos leilões. Antes das novas diretrizes para o setor de petróleo realizadas no governo do presidente Michel Temer, em 2017, analisadas no capítulo 8, os editais estabeleciam, em tabelas, os percentuais de conteúdo local mínimos de itens e subitens utilizados nas fases de exploração e de desenvolvimento da produção, exigidos às petroleiras candidatas. Com base nos percentuais mínimos, as empresas faziam suas ofertas de percentuais de conteúdo local, normalmente maiores que os mínimos exigidos, pois os percentuais eram um dos determinantes para a seleção das empresas vencedoras no regime de concessões. No caso dos leilões sob o regime de partilha, o critério para determinar o vencedor é a empresa ou o consórcio que oferece o maior percentual de excedente em óleo à União, além do pagamento do bônus de assinatura, no valor fixado no edital.

Em maio de 2021, a ANP passou a oferecer gratuitamente dados técnicos públicos das bacias sedimentares terrestres brasileiras, com objetivos de ampliar

12. Dados exclusivos: dados técnicos obtidos pelo concessionário, contratado ou cessionário nos limites de suas áreas contratadas, por meios próprios ou mediante contratação de empresa de aquisição de dados. Dados não exclusivos: dados técnicos obtidos por empresa de aquisição de dados para fins de comercialização. As normas constam da Resolução ANP nº 889/2022.

o conhecimento geológico sobre as bacias terrestres e fomentar os investimentos em exploração e produção de petróleo e gás natural nas áreas sob concessão e áreas a serem oferecidas em futuras rodadas de licitações. As informações disponibilizadas se referem a 23 bacias sedimentares terrestres com dados digitais de poços, de sísmica *pos-stack* 2D, sísmica *pos-stack* 3D e dados de métodos não sísmicos.¹³ A disponibilização gratuita dos dados atende às diretrizes do CNPE e do MME no âmbito da Mesa Reate, para difusão do acesso ao acervo de dados técnicos públicos das bacias sedimentares brasileiras. Em 2022, a ANP estendeu a disponibilização de dados técnicos públicos para os campos maduros de petróleo e gás natural localizados em mar, com o propósito de fomentar investimentos em exploração e produção nas atuais e futuras áreas.

O apoio a campos maduros está em linha com o Programa de Revitalização e Incentivo à Produção de Campos Marítimos (Promar), instituído pela Resolução CNPE nº 10/2020. Seus objetivos são a extensão da vida útil dos campos, o aumento do fator de recuperação de petróleo e gás natural dos reservatórios, a continuidade no pagamento das participações governamentais, a geração de empregos, a manutenção da indústria de bens e serviços locais e a proposição de medidas para o aproveitamento econômico de acumulações de petróleo e gás natural em mar, consideradas como de economicidade marginal.¹⁴

4 PARTICIPAÇÕES GOVERNAMENTAIS

Antes da Lei nº 9.478/1997 era previsto na Lei nº 2.004/1953 o pagamento pela Petrobras aos estados produtores de indenização de 5% sobre o valor do petróleo, do gás natural e do xisto betuminoso extraídos aos estados e municípios. Os estados destinavam 20% dos valores recebidos aos municípios. A Lei nº 2.004 foi alterada pela Lei nº 7.990/1989, que estabeleceu o pagamento, com a designação de compensação financeira, com parcela de 70% (dos 5%) aos estados produtores, 20% aos municípios produtores e 10% aos municípios onde se localizarem instalações marítimas ou terrestres de embarque ou desembarque de óleo bruto e/ou gás natural.

Com a regulamentação da abertura do mercado pela Lei nº 9.478/1997 foram definidas as participações governamentais, devidas pelas empresas outorgadas do direito de exploração e produção de petróleo e gás natural. No regime de concessão são pagas pelas petroleiras as seguintes participações: i) bônus de assinatura; ii) *royalties* sobre a produção dos campos de petróleo e gás natural; iii) participação especial; e iv) pagamento pela ocupação ou retenção de área. Nas explorações em terra, as petroleiras pagam, ainda, ao proprietário da terra a participação equivalente

13. Disponível em: <bit.ly/3j911bb>. Acesso em: 5 maio 2022.

14. Disponível em: <bit.ly/3PDewfo>. Acesso em: 5 maio 2022.

a 0,5% a 1% da produção de petróleo. Os critérios para cálculo e cobrança das participações governamentais encontram-se definidos no Decreto nº 2.705/1998.

O bônus de assinatura é o pagamento ofertado pelas empresas para a obtenção da concessão de exploração e produção, em valor não inferior ao mínimo estabelecido pela ANP para cada bloco ofertado. Deve ser pago pela empresa vencedora no ato de assinatura do contrato de concessão. Parcela dos recursos provenientes do bônus de assinatura é destinada à ANP.

O pagamento da participação especial é devido nos casos de campos de petróleo com elevada produção ou grande rentabilidade. Trata-se de uma remuneração à União, a estados e a municípios adicional aos *royalties*. São aplicadas alíquotas progressivas de participação especial, variáveis de acordo com o respectivo volume de produção trimestral fiscalizada. As alíquotas são aplicadas sobre a receita líquida da produção trimestral de cada campo com alta produção, isto é, são deduzidos da receita bruta os *royalties*, os investimentos na exploração, os custos operacionais, a depreciação e os tributos previstos na legislação. As alíquotas são de 10%, 20%, 30%, 35% e 40% das receitas líquidas de cada campo, localizados em terra, lagos, ilhas e no mar.¹⁵

A receita bruta da produção de petróleo, para o cálculo das participações governamentais referentes aos *royalties* e à participação especial, é determinada com base nos preços de referência para o petróleo e o gás natural, estabelecidos pelo Decreto nº 2.705 e pelos atos normativos da ANP. No capítulo 10, que discute o tema da redistribuição dos *royalties* e da participação especial entre os municípios produtores e não produtores, as tabelas 1 e 2 mostram a arrecadação das duas compensações financeiras e a distribuição entre órgãos da União e os estados e municípios, de 2012 a 2021.

O pagamento anual pela ocupação ou retenção de área é fixado em reais por quilômetro quadrado ou fração da superfície de bloco, calculado a partir da data da assinatura do contrato de concessão. O edital e o contrato de concessão dispõem sobre o valor do pagamento, que varia segundo a fase/etapa: exploração, desenvolvimento e produção. Os recursos arrecadados são destinados ao financiamento das despesas da ANP.

A Lei nº 9.478/1997 previu, ainda, no art. 52, o pagamento aos proprietários da terra com produção de petróleo o pagamento mensal de participação equivalente a 0,5% a 1% da produção de petróleo. A Portaria ANP nº 143/1998, que

15. O montante dos volumes isentos da participação especial e os demais volumes sobre os quais incidem as alíquotas decrescem até o terceiro ano de produção, a partir do qual os volumes de referência para a aplicação das respectivas alíquotas permanecem os mesmos. As normas para o cumprimento das despesas com pesquisa, desenvolvimento e inovação (PD&I) foram definidas originalmente no Regulamento Técnico ANP nº 5/2005, que se encontra anexo à Resolução ANP nº 33/2005. Outras mudanças nas normas se seguiram, nos anos seguintes, e em 2023 a regulamentação foi aprovada pela Resolução ANP nº 918, de 10 de março desse ano.

regulamentou a matéria, determinou a redução da alíquota para até 0,5% para os campos marginais de petróleo ou gás natural e 0,5% para os campos com projetos Campo-Escola. Nova regulamentação, aprovada em agosto de 2022 pela Resolução ANP nº 883, não fixa mais o percentual obrigatório de 1% para os campos em geral, e até 0,5% para os campos marginais, mas estabelece que o percentual pode variar de 0,5% a 1%, que viabiliza a negociação de percentuais menores que 1% para todos os campos.

4.1 *Royalties* e preços de referência

Os *royalties* são uma compensação financeira devida à União, a estados e a municípios pelas empresas que produzem petróleo e gás natural. Constituem uma remuneração à sociedade pela exploração desses recursos e de outros recursos minerais não renováveis, de acordo com o art. 20, § 1º, da CF/1988. No regime de concessão, os *royalties* são pagos mensalmente pelas empresas concessionárias, a partir do início da produção comercial de cada campo de petróleo ou gás, com alíquota de até 10% sobre o valor da produção, que pode ser reduzida para 5% no caso de áreas com maiores riscos geológicos e menores expectativas de produção ou de outros fatores pertinentes a cada bloco a ser explorado. No regime de partilha de produção, a alíquota dos *royalties* é 15%. Os *royalties* são previstos, ainda, no regime de cessão onerosa, que transferiu à Petrobras os direitos de exploração e produção de sete áreas no pré-sal (Lei nº 12.276/2010), com alíquota de 10%.

O valor dos *royalties* mensais a serem pagos pelos concessionários é obtido multiplicando-se três fatores: i) a alíquota dos *royalties* do campo produtor de 5% a 15%; ii) a produção mensal de petróleo e gás natural pelo campo; e iii) o preço de referência dos hidrocarbonetos no mês.

O preço de referência tem como base as características do petróleo produzido e as cotações do petróleo de referência (do tipo Brent) e de derivados (leves, médios e pesados) adotados pelo mercado internacional (Brasil, 2022). Os valores apurados pela ANP são divulgados em reais por metro cúbico (R\$/m³). As diretrizes para a fixação do preço de referência do petróleo produzido em cada campo, utilizados no cálculo das participações governamentais, foram estabelecidas pelo Decreto nº 2.705/1998, modificado pelo Decreto nº 11.175/2022.¹⁶

Até a edição do Decreto nº 11.175/2022, o preço de referência era calculado com base no valor médio mensal de uma cesta-padrão composta de até quatro tipos de petróleo similares cotados no mercado internacional. Segundo a regulação da ANP, o concessionário indicaria até quatro tipos de petróleo cotados no mercado internacional com características físico-químicas similares e competitividade

16. Os preços de referência estão disponíveis em: <bit.ly/3hwBAAc>.

equivalente ao petróleo ou gás a ser produzido, e forneceria à ANP informações técnicas para que fosse determinado o tipo e a qualidade do petróleo a ser produzido, por meio do preenchimento de formulário. Na hipótese de o concessionário não fornecer as informações referidas, a ANP estabeleceria a cesta-padrão segundo seus próprios critérios.

Com o Decreto nº 11.175/2022, os preços de referência deixaram de ser calculados com base em uma cesta-padrão e passaram a ser definidos de forma mais simples, de acordo com as cotações do petróleo e dos derivados de referência no mercado internacional.

Os critérios técnicos para a fixação dos preços de referência encontravam-se, em 2022, determinados na Resolução ANP nº 874, de 18 de abril de 2022. O preço de referência do petróleo para uma área produtora é apurado a partir das características físico-químicas e comerciais da corrente de petróleo da área. Uma corrente de petróleo ou tipo de petróleo é “uma mistura homogênea (*blend*) de petróleos utilizada para representar o petróleo produzido em uma, ou mais, áreas produtoras, cuja qualidade final é resultante da qualidade média ponderada da produção de suas áreas constituintes” (Brasil, 2022a).¹⁷ Existiam, no mês de abril de 2022, preços definidos para 83 diferentes qualidades de petróleo, ou seja, 83 correntes de petróleo nos campos de petróleo em terra e no mar no Brasil, em 295 campos de petróleo que produziam suas respectivas correntes. As correntes de petróleo são classificadas com base nas seguintes especificações técnicas do petróleo utilizado como referência, isto é, o tipo Brent: o grau API (medida da densidade);¹⁸ o teor de enxofre; a acidez; a quantidade de nitrogênio; e os percentuais que produz de derivados leves (*e.g.*, gasolina), médios (*e.g.*, óleo *diesel*) e pesados (*e.g.*, óleo combustível). Para se chegar ao preço de referência nacional, ao preço do petróleo de referência internacional se incorpora um diferencial de qualidade em função das características físico-químicas de cada corrente de petróleo, que pode ser superior ou inferior ao petróleo do tipo Brent.

Para o gás natural, o preço de referência mensal em cada campo, em reais por mil metros cúbicos, é igual à média ponderada dos preços de venda do gás, livres dos tributos incidentes sobre a venda, acordados nos contratos de fornecimento entre o produtor sob o regime de concessão e os compradores, com a dedução das tarifas relativas ao transporte até os pontos de entrega aos compradores (Brasil, 1998).

O Decreto nº 11.175/2022 prevê, ainda, que a ANP “poderá considerar as condições de comercialização da produção de petróleo e de gás natural de empresas de pequeno e médio porte” (Brasil, 2022). Essa previsão legal permite

17. Para *royalties*, consultar conteúdo disponível em: <<https://bit.ly/3WqoPGB>>.

18. Escala criada pelo American Petroleum Institute (API).

corrigir falhas na metodologia do preço de referência e conceder tratamento mais favorável para as pequenas e médias empresas na definição do preço de referência relativo aos seus campos de petróleo, e com isso apoiar o aumento da produção dessas petroleiras. Os produtores de petróleo de menor porte não têm, muitas vezes, a opção de vender o petróleo para outros compradores além da Petrobras, situação em que recebem preços inferiores ao preço de mercado. Assim, pagam alíquotas de *royalties* sobre preços de referência em geral mais altos do que o valor efetivo de venda da produção.

Em outubro de 2022, a ANP aprovou a realização de consulta e audiência públicas para revisar a Resolução ANP nº 874/2022. O objetivo é aprimorar a regulação, com a revisão da metodologia de cálculo dos preços de referência, para torná-los mais próximos dos preços no mercado internacional. A conjuntura geopolítica mundial, com destaque para os efeitos da guerra entre a Rússia e a Ucrânia, motivou o estudo de alterações, assim como a alteração da especificação dos combustíveis marítimos pela Organização Marítima Internacional (International Maritime Organization – IMO), que determinou novos limites máximos de teor de enxofre dos produtos.¹⁹ O Decreto nº 11.175/2022, que alterou o Decreto nº 2.705/1998, permitiu a revisão da metodologia de cálculo dos preços de referência.

19. Aprovadas consulta e audiência públicas sobre revisão do cálculo do PRP. Disponível em: <<https://bit.ly/3WrrJKs>>. Acesso em: 9 nov. 2022.

POLÍTICA DE CONTEÚDO LOCAL NA EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO

1 INTRODUÇÃO

Este capítulo analisa a política de conteúdo local (PCL) em vigor para o setor de petróleo e gás, em 1999-2016, e as mudanças implementadas nas normas, em 2017. No período citado, chama atenção a versão seguida a partir de 2005, quando a exigência de conteúdo local (CL) mínimo se mostrou de grande complexidade para as empresas petroleiras, em razão das dificuldades de cumprimento dos altos percentuais de aquisição obrigatória de bens fabricados no Brasil. Os custos da política se mostraram especialmente evidentes nos investimentos após a fase de exploração dos campos de petróleo, isto é, na etapa de desenvolvimento da produção, cujas falhas foram apontadas, à época, por análises de órgãos do governo federal e pela Petrobras, com o reconhecimento das complexidades envolvidas no cumprimento das normas da PCL.

O capítulo anterior analisou o processo de liberalização do setor de petróleo no Brasil, em 1995, após 42 anos de monopólio da Petrobras, quando a aprovação da Emenda à Constituição nº 9 abriu a exploração e produção de petróleo e demais atividades do setor a outras empresas, nacionais e estrangeiras. Em 1999 foi dado início, em termos práticos, à liberação do setor, com a realização do primeiro leilão de áreas exploratórias. Nos seis leilões realizados até 2004 foi praticada uma linha de políticas com predomínio das decisões de mercado nas aquisições de bens e serviços de investimentos das empresas. Nos quatro primeiros leilões, em 1999-2002, as normas aplicadas exigiam das petroleiras a adoção de percentuais de CL para concorrer nas licitações, mas sem a determinação de limites mínimos de aquisições no Brasil. Nos dois leilões seguintes, em 2003-2004, houve exigência de um CL mínimo global (tabela 1), mas as petroleiras tinham liberdade de escolher os bens e serviços cujos CLs comporiam a exigência de CL global. Em 2005, no contexto de uma visão nacionalista das políticas industriais, passou-se a exigir que as petroleiras concessionárias de áreas exploratórias seguissem um novo modelo nas aquisições de bens e serviços, com percentuais mais elevados de conteúdo local. As empresas passaram a ter que cumprir, ao realizar investimentos em explorações e no desenvolvimento da produção, tabelas detalhadas de aquisições no mercado nacional de mais de sessenta itens e subitens, que representavam os bens e serviços com seus respectivos percentuais mínimos de CL, predeterminados nos editais dos leilões de áreas exploratórias.

Foi reconhecido pelas análises técnicas comentadas que o novo formato adotado impôs rigidez nos investimentos das empresas concessionárias. As exigências restringiram a liberdade para as petroleiras procurarem no mercado internacional preços menores e novas tecnologias em equipamentos e sistemas de exploração e produção para alcançar o CL global. A política adotada teve como resultado atrasos no recebimento de bens, serviços e plataformas de petróleo, ocasionando adiamentos do início da produção de campos de petróleo, aumentos nos custos de investimentos ou sua paralização, como é analisado neste capítulo.

2 BASES DA POLÍTICA DE CL

A análise dos antecedentes da PCL mostra que, durante o período do monopólio (1953-1995), a Petrobras, além de desenvolver as atividades nas áreas de petróleo previstas na Lei nº 2.004/1953, passou a estimular e a contribuir na organização da produção de equipamentos para o setor de petróleo pela indústria nacional. Conforme José Paulo Silveira, isto ocorreu “por meio do fornecimento de conhecimentos técnicos, desenhos, instruções, organização industrial e acordos de cooperação com fabricantes estrangeiros”.¹ Com maior demanda, a indústria brasileira era incentivada a produzir equipamentos para a produção de petróleo no mar e em áreas terrestres, navios e embarcações, e a oferecer serviços especializados para a exploração e a produção de petróleo, além de equipamentos para as refinarias instaladas pela Petrobras, de 1954 a 1979.

Com o início dos leilões de áreas exploratórias (rodadas de licitações), em 1999, para que a Petrobras e as novas petroleiras que entravam nas explorações aumentassem suas aquisições de bens de produção nacional, passou a ser exigido que apresentassem nas licitações um plano de compras locais, que constituía um dos fatores para definir as notas de classificação das candidatas às áreas licitadas; o outro fator era o valor ofertado do bônus de assinatura pela petroleira, isto é, o pagamento de uma quantia única pelo direito de explorar petróleo na área adquirida em leilão.

Diversos países adotam políticas de CL, sob várias modalidades de incentivo às aquisições de bens e serviços, com destaque para a Noruega e a Inglaterra, como foi analisado no capítulo 4. Durante o período de implantação das respectivas indústrias do petróleo, a partir da década de 1970, os dois países direcionaram as aquisições e os gastos com pesquisas das empresas exploradoras, nacionais ou estrangeiras, para os seus mercados nacionais, com o objetivo de acelerar a produção industrial local de equipamentos e navios, incentivar o desenvolvimento tecnológico e aumentar a geração de empregos. Outros países adotam políticas

1. Ver o Artigo Especial 1 deste livro, *Fundamentos do Programa de Capacitação Tecnológica em Águas Profundas (Procap)*, de autoria de José Paulo Silveira.

de CL nos projetos de exploração e produção de petróleo e gás natural, como pode ser visto em extensa e bem-fundamentada análise do Banco Mundial (Tordo, Tracy e Arfaa, 2011), em que são apresentados os resultados dos estudos sobre as políticas de CL para petróleo e gás natural de dezenas de países.

As normas da política de CL no Brasil mudaram ao longo do tempo, tornando-se mais rígidas quanto aos percentuais exigidos de bens e serviços nacionais, a exemplo das tabelas com mais de sessenta itens e subitens. A política se tornou, a partir de 2005, extremamente exigente quanto aos percentuais de CL requeridos às companhias petrolíferas, adotando-se diversos mecanismos de controle para a comprovação dos níveis alcançados de CL. Foi uma das mais complexas e burocráticas formas de intervenção do poder público nas atividades econômicas no Brasil.

3 EVOLUÇÃO DA POLÍTICA DE CL NO BRASIL

Nos primeiros quatro leilões de áreas exploratórias, entre 1999 e 2002,² as empresas ofereciam livremente nos leilões um percentual global de aquisição local de bens e serviços para a fase de exploração e um para a etapa de desenvolvimento da produção. Os dois percentuais constituíam critérios para o julgamento das empresas vencedoras nos leilões, junto com o valor ofertado do bônus de assinatura, o critério principal, respeitando-se valores mínimos do bônus definidos pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) para cada bloco exploratório em disputa. Os percentuais de CL mínimo ofertados pelas petroleiras tornavam-se de cumprimento obrigatório com a assinatura do contrato de exploração e produção de petróleo e gás natural com a ANP. Os editais dos leilões não determinavam percentuais mínimos de CL, mas havia limite máximo de 50% na fase de exploração e de 70% na fase de desenvolvimento da produção, para evitar que as petroleiras oferecessem percentuais mais altos com o propósito de conseguir posição vantajosa no leilão, mas que poderiam não ter condições de cumprir.

Na primeira licitação, em 1999, foi prevista multa no caso de não cumprimento do percentual de CL (item 18.2.3 do edital). A partir da segunda rodada de licitações, em 2000, as petroleiras passaram a ter que apresentar notas fiscais dos seus fornecedores com declaração de que o produto era de origem nacional (declaração de origem) e relatórios de gastos trimestrais. Porém, como até 2003 não havia regras claras para a aferição do CL, ou seja, havia uma “lacuna normativa”, as declarações de origem tornaram-se obrigatórias somente para os gastos

2. Disponível em: <<https://bit.ly/3WvUWUH>>.

realizados a partir de 2003, quando foi publicada a Portaria ANP nº 180, que fixou as normas para a medição do CL (ANP, 2003; 2015).³

Também somente a partir da segunda rodada é que foi adotada a definição de bem de produção nacional: era toda máquina ou equipamento, inclusive as respectivas partes, peças e componentes de reposição, utilizados nas operações que alcançasse, no mínimo, 60% de índice de nacionalização em valor, calculado segundo normas da CNP. Na quarta rodada, em 2002, a definição adotada no edital referiu-se ao conteúdo importado, mas não havia diferença conceitual: era toda máquina ou todo equipamento em que o valor de bens ou serviços estrangeiros na nota fiscal não ultrapassasse 40% do seu preço, excluídos os impostos, exceto o imposto de importação.

Na terceira e na quarta rodadas, em 2001 e 2002, foi incluída a definição de “serviço prestado no Brasil”: era todo serviço de aluguel, arrendamento, *leasing* e outros assemelhados, exceto os serviços financeiros, adquiridos de empresas instaladas no Brasil, em que o valor dos materiais e serviços estrangeiros não excedesse 20% do seu preço total, excluídos os impostos.

Foi ainda adotado, da primeira até a quarta rodada, um incentivo adicional para despesas realizadas pelas petroleiras com fornecedores brasileiros em serviços de engenharia e *design* de engenharia, que consistia na permissão para a multiplicação do seu custo por três, nos campos de petróleo marítimos e terrestres. No caso dos campos marítimos, os sistemas beneficiados envolviam sistemas de escoamento de subsuperfície (engenharia de reservatórios e de poços); sistemas submarinos de produção, como *manifolds* e árvores de natal; diversos tipos de plataformas de produção; instalações de convés; e sistemas de escoamento de produção (dutos de escoamento de petróleo e gás natural, monoboias e outros). Na segunda e na quarta rodadas, outros incentivos foram adicionados para aquisições locais, como serviços de processamento de dados geológicos e geofísicos no Brasil.

Os resultados das ofertas das empresas que venceram as licitações e efetuaram as atividades de exploração e de desenvolvimento da produção nos quatro primeiros leilões foram: CL médio de 34% na fase de exploração e de 42% na etapa de desenvolvimento da produção (tabela 4).

A multa a ser paga pelo não cumprimento do CL nos editais da primeira e da segunda rodada correspondia a duas vezes o valor das aquisições de fornecedores brasileiros que teriam sido necessárias para atingir a porcentagem de CL

3. Segundo o item 3.5 da Portaria ANP nº 180, de 9 de junho de 2003, “as empresas concessionárias deverão manter à disposição da ANP, pelo prazo de cinco anos após o término da Fase de Exploração ou Etapa de Desenvolvimento, todos os registros comprobatórios, na forma de declaração de origem fornecida pelo fornecedor do bem ou serviço ou outro comprovante inequívoco, de que os bens e serviços declarados como locais atendem aos conceitos de Bem de Produção Nacional e Serviço Prestado no Brasil dos Contratos de Concessão” (ANP, 2003).

compromissada no contrato de exploração. Na terceira e na quarta rodadas, a multa correspondia a percentuais variáveis, segundo o valor das compras a fornecedores brasileiros que teriam sido necessárias para atingir o percentual de compras locais ofertado na licitação.

Em 2003, na quinta rodada, o CL foi transformado em política explícita para o setor de petróleo, quando passou a ser exigido percentual mínimo de CL nas licitações. Os percentuais exigidos eram diferentes para petroleiras classificadas para operar em blocos terrestres, em blocos localizados em águas rasas e em blocos em águas profundas (tabela 1). Os incentivos das rodadas anteriores foram retirados.

A nova política de CL foi estabelecida pela Resolução nº 8/2003 do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), que definiu como política nacional “a expansão da produção de petróleo e gás natural de forma a atingir e manter a autossuficiência do país e a intensificação da atividade exploratória, objetivando incrementar os atuais volumes de reservas do país” (Brasil, 2003). A mudança na política estava ocorrendo ao mesmo tempo que a Petrobras se preparava para começar a explorar em águas profundas na bacia de Santos, que resultariam nas primeiras grandes descobertas de petróleo no pré-sal, que por sua vez estimulariam o governo a aprofundar as exigências de CL nos investimentos em bens e serviços das petroleiras.

A Resolução nº 8/2003 atribuiu à ANP a função de “fixar percentual mínimo de conteúdo nacional nos bens e serviços adquiridos na exploração e produção de petróleo e gás natural, ajustando-os permanentemente à evolução da capacidade de produção da indústria nacional e aos seus limites tecnológicos”. A decisão do CNPE refletia a posição do Ministério de Minas e Energia (MME), dirigido por ministra defensora da ideia de fabricação no Brasil da maior parcela possível dos bens utilizados na indústria do petróleo.

Na quinta e sexta rodadas, em 2003 e 2004, os percentuais mínimos de CL foram iguais: 30%, 50% e 70% para as aquisições de bens e serviços na fase de exploração, e 30%, 60% e 70% na etapa de desenvolvimento da produção (tabela 1). Cada um dos três percentuais correspondia à qualificação técnica em que a petroleira era posicionada para concorrer na licitação, em A, B ou C. A qualificação técnica é baseada nas experiências comprovadas em atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural. A empresa podia solicitar sua qualificação como operadora ou não operadora. Nos editais, as localizações dos blocos correspondiam às qualificações técnicas: em águas rasas ou em águas profundas da plataforma marítima ou em terra.⁴

4. Sobre a quinta e a sexta rodadas de licitação, consultar os documentos disponibilizados na página eletrônica da ANP: <<https://bit.ly/3W5LrMd>>; <<https://bit.ly/3HSRCz6>>.

TABELA 1

CLs mínimos na fase de exploração e na etapa de desenvolvimento: quinta e sexta rodadas (2003-2004)
(Em %)

| Qualificação operacional para o bloco | Fase de exploração | Etapa de desenvolvimento |
|---------------------------------------|--------------------|--------------------------|
| A | 30 | 30 |
| B | 50 | 60 |
| C | 70 | 70 |

Fonte: ANP. Editais da quinta e sexta rodadas de licitações. Disponíveis em: <<https://bit.ly/3W5LrMd>> e <<https://bit.ly/3HSRCz6>>.

Ao ser classificada como operadora A no processo prévio de qualificação para participar da licitação na quinta rodada, a petroleira podia operar em qualquer bloco oferecido, isto é, os localizados em águas profundas, em águas rasas ou em terra. A petroleira classificada como operadora B podia operar nos blocos designados como B (águas rasas) ou C (em terra). A petroleira classificada como C podia operar somente nos blocos localizados em terra.

Na sexta rodada, os blocos localizados em águas profundas, em áreas marítimas de “novas fronteiras” e em áreas consideradas pela ANP como de “elevado potencial” – situados em águas profundas das bacias de Campos, Santos, Espírito Santo e Sergipe-Alagoas – requeriam petroleira com qualificação técnica A, com menores exigências de CL. Os blocos que requeriam qualificação técnica B localizavam-se em águas marítimas rasas das bacias de Campos, de Barreirinhas, na foz do Amazonas e em águas rasas da bacia de Santos. Os blocos para as petroleiras qualificadas como C eram localizados em bacias maduras em terra e tinham maiores exigências de CL.

Assim como foi adotado na quarta rodada, o julgamento para determinar os vencedores nos leilões das quinta e sexta rodadas considerou, além das ofertas de CL, com peso de 40%, e do bônus de assinatura, com peso de 30%, a oferta de um programa exploratório mínimo (PEM), expresso em unidades de trabalho (UTs), que devia ser cumprido em um primeiro período de exploração, com peso de 30% na nota classificatória.⁵ As ofertas das empresas petroleiras eram apresentadas com a descrição dos planos de aquisições locais de bens e serviços, segundo formulário padrão fornecido pela ANP.

Dada a fixação de elevados percentuais mínimos globais para as localizações B e C na quinta e na sexta rodadas, os índices de CL ofertados pelas petroleiras nos

5. O PEM envolvia, na quinta e na sexta rodadas de licitações, a perfuração de poço exploratório, a realização de aquisições de dados sísmicos em 2D e em 3D, levantamentos gravimétricos terrestres e aeromagnetométricos para a área do bloco em sua totalidade e levantamentos geoquímicos (tabela 2, no edital da quinta e da sexta rodadas de licitações). Os pesos aplicados nas ofertas de PEM, dos compromissos de CL e do valor do bônus de assinatura estão disponíveis em: <<https://bit.ly/3W5LrMd>>; <<https://bit.ly/3HSRCz6>>.

leilões deram um salto em relação à primeira e à quarta rodadas: na fase de explorações, o índice médio ofertado de CL na sexta rodada alcançou 86%, e na etapa de desenvolvimento da produção, 89% (tabela 4). Esses foram os maiores percentuais ofertados nas rodadas de licitações em que foi adotada a política de exigência de CL mínimo antes das reformas da PCL em 2017, isto é, da 5ª à 13ª rodada, de 2003 a 2015. Quando das demonstrações de cumprimento dos CLs à ANP, as ofertas mostraram-se irreais pois parte das empresas não conseguiu comprovar investimentos com os percentuais elevados de CL. A partir de 2017, com a simplificação das exigências de CL, os percentuais diminuíram bastante, como se observa na tabela 4.

Na comprovação à ANP do cumprimento dos níveis de CL, a petroleira concessionária apresentava notas fiscais, declaração de origem emitida pelo fornecedor com a informação de que o produto era de origem nacional e o relatório de gastos trimestrais. Não havia metodologia clara para a ANP aferir efetivamente se os bens e serviços continham os percentuais declarados de CL. Havia previsão de multa a ser paga pelo descumprimento dos percentuais de CL, que equivalia a 50% do valor que teria sido necessário para atingir o percentual mínimo obrigatório de CL dos investimentos na fase de exploração ou na etapa de desenvolvimento.

Após a realização da quinta e da sexta rodadas, em 2003 e 2004, ao verificar as distorções nas ofertas de CL por parte das petroleiras (percentuais muito altos), a ANP sugeriu ao MME a eliminação do conteúdo local como critério para a definição das empresas vencedoras. No entanto, o MME, em sentido contrário, aprofundou as exigências, com duas medidas. Primeiro, determinou à ANP a adoção, a partir de 2005, na sétima rodada, de um sistema de ofertas de CL pelas empresas petroleiras com indicações de mais de sessenta equipamentos a serem adquiridos e serviços a serem contratados com seus respectivos CLs, e a obrigatoriedade de que os compromissos globais fossem atingidos. Os nomes dos equipamentos e serviços encontram-se em quatro planilhas, classificados como itens ou subitens, na fase de exploração e na etapa de desenvolvimento da produção, nos editais das rodadas 7ª a 13ª, de 2005 a 2015. São três planilhas para os equipamentos e serviços de blocos localizados nas correspondentes três profundidades de águas marítimas (águas profundas, águas rasas entre 100 m e 400 m, águas rasas abaixo de 100 m) e uma planilha para os blocos em terra.⁶ A segunda decisão foi a elevação dos percentuais mínimos globais de duas localizações de blocos exploratórios (tabela 2). Para blocos localizados em terra, na etapa de desenvolvimento da produção, os percentuais mínimos foram elevados de 70% (adotados nas quinta e sexta rodadas) para 77%. Para águas profundas (acima de 400 m), os CLs foram elevados de 30% para 37% na fase de explorações e de 30% para 55% na etapa de desenvolvimento da produção.

6. ANP. Edital da sétima rodada de licitações, parte A, p. 230-233, 2005. Disponível em: <<https://www.gov.br/anp/pt-br/rodadas-anp/rodadas-concluidas/concessao-de-blocos-exploratorios/7a-rodada-licitacoes-blocos/edital>>.

Os equipamentos e serviços faziam parte de subsistemas, que por sua vez compunham os dois grandes sistemas, isto é, a fase de exploração e a etapa de desenvolvimento da produção. Observa-se na tabela 2 que os CLs globais mínimos exigidos eram menores para campos localizados em áreas no mar acima de 100 m de profundidade.⁷ Foram fixados ainda percentuais globais máximos para a fase de exploração e para a etapa de desenvolvimento da produção. Assim, as ofertas de CL de cada petroleira, ou do consórcio de petroleiras, ficavam entre o mínimo exigido e o máximo determinado nos editais de licitação dos blocos de exploração. No julgamento das notas das empresas nos leilões, o CL ofertado pelas petroleiras tinha peso de 20%; o bônus de assinatura, peso de 40%; e o PEM, 40%. Esse modelo complexo de CL foi aplicado até ser revogado e substituído por outro modelo de exigências de CL em 2017. No Contrato de Cessão Onerosa, de 2010, e nos leilões de partilha da produção, o CL é previamente definido no edital. Os percentuais mínimos e máximos globais adotados para a sétima rodada encontram-se na tabela 2, e foram os mesmos até a 13ª rodada, de 2005 a 2015.

TABELA 2

CLs globais mínimos e máximos exigidos na fase de exploração e na etapa de desenvolvimento da produção: 7ª a 13ª rodadas (2005-2015)
(Em %)

| Localização do bloco | Fase de exploração | | Etapa de desenvolvimento | |
|---|--------------------|-----------|--------------------------|-----------|
| | CL mínimo | CL máximo | CL mínimo | CL máximo |
| Águas profundas (maior que 400 m) | 37 | 55 | 55 | 65 |
| Águas rasas (maior que 100 m até 400 m) | 37 | 55 | 55 | 65 |
| Águas rasas (profundidade até 100 m) | 51 | 60 | 63 | 70 |
| Em terra | 70 | 80 | 77 | 85 |

Fonte: ANP – Concessão de blocos exploratórios. Disponível em: <<https://www.gov.br/anp/pt-br/rodadas-anp/rodadas-concluidas/concessao-de-blocos-exploratorios>>.

Os percentuais de CL dos itens e subitens ofertados pelas empresas para a fase de exploração e para a etapa de desenvolvimento da produção, ponderados pelo respectivo peso nas despesas totais de investimentos estimadas para determinado bloco, deviam resultar em percentual pelo menos igual à alíquota global mínima exigida na licitação para a fase de exploração e para a etapa de desenvolvimento da produção, respectivamente. No caso de explorações em águas acima de 400 m, na sétima rodada, a planilha de CL continha 64 itens e subitens. Ao ser classificada como A, a empresa podia operar blocos em todas as profundidades no mar e blocos em terra; a empresa B podia operar blocos em terra e em águas rasas, e a empresa C, somente blocos em terra. Havia ainda empresas classificadas como não operadoras (D), que podiam participar consorciadas com empresas A, B ou C.⁸

7. Edital da sétima rodada de concessão disponível em: <<https://bit.ly/3FGOFyN>>.

8. Edital da sétima rodada de concessão, disponível em: <<https://bit.ly/3FGOFyN>>.

As planilhas de itens e subitens preenchidas com os percentuais de CL eram entregues no momento da licitação, juntamente com as ofertas do bônus de assinatura e do PEM. Na 13ª rodada, em 2015, a última que exigiu a lista de itens e subitens, seu número para águas acima de 400 m tinha ultrapassado oitenta, refletindo a complexidade e a burocracia do sistema implantado em 2005.⁹

A tabela 3 apresenta os itens com os CLs mínimos nos três subsistemas em que se subdividia a fase de exploração em águas profundas. Os três subsistemas eram compostos por seis itens, cada um com um CL mínimo específico. Os subitens em que se subdividiam os itens encontram-se nos anexos dos editais de licitação da 7ª à 13ª rodada.

TABELA 3

**CLs mínimos dos itens que compõem a fase de exploração em águas profundas:
13ª rodada (2015)**
(Em %)

| Sistema (fase) | CL do sistema | | Subsistema | Item | CL mínimo | |
|----------------|---------------|-----------|------------------------------------|--|-----------|----|
| | CL mínimo | CL máximo | | | | |
| Exploração | 37 | 55 | Apoio operacional | Apoio logístico (marítimo, aéreo ou de base) | 50 | |
| | | | Geologia e geofísica | Interpretação e processamento | | 80 |
| | | | | Aquisição | | 5 |
| | | | Perfuração, avaliação e completção | Afretamento de sonda | | 10 |
| | | | | Perfuração e completção | | 45 |
| | | | | Sistemas auxiliares | | 54 |

Fonte: ANP. Edital da 13ª rodada de concessão. Disponível em: <<https://bit.ly/3Wg0ZNo>>.

Os subitens representavam os produtos industriais e os serviços (mão de obra, consultoria, *software* etc.) utilizados na exploração ou no desenvolvimento da produção, cada um com seu CL mínimo exigido. Na tabela 3, o item “perfuração e completção”, com conteúdo mínimo de 45%, era formado por cinco subitens, cujos conteúdos locais exigidos variavam do mínimo de 5% para brocas a 73% para revestimento do poço. Os percentuais de CL dos itens e dos subitens podiam mudar de uma rodada para a seguinte como resultado de ajustes relacionados: i) início de produção de equipamentos no Brasil ou da oferta de serviços nacionais (elevação do percentual); e ii) dificuldades de obtenção de determinados equipamento ou serviço no mercado nacional ou de aquisição de bens com novas tecnologias que deveriam ter sua importação facilitada (redução do percentual).

9. Edital da 13ª rodada de concessão, disponível em: <<https://www.gov.br/anp/pt-br/rodadas-anp/rodadas-concluidas/concessao-de-blocos-exploratorios/13a-rodada-licitacoes-blocos>>.

Em decorrência das novas regras e exigências para cumprimento de CL contratual a partir da sétima rodada de licitações, foi editado o Regulamento ANP nº 9/2007, aprovado pela Resolução ANP nº 39, de novembro de 2007, com as normas para a apresentação pelas petroleiras concessionárias de informações à ANP das despesas realizadas em bens e serviços nacionais e em bens e serviços estrangeiros. A Resolução ANP nº 39 e o Regulamento ANP nº 9/2007 foram substituídos, em junho de 2016, pela Resolução ANP nº 27. Esta e outras resoluções foram substituídas, em março de 2022, pela Resolução ANP nº 871, que estabeleceu a periodicidade, a formatação e o conteúdo dos relatórios de CL para comprovar o cumprimento da cláusula de CL dos contratos de concessão a partir da sétima rodada de licitações, do Contrato de Cessão Onerosa e dos contratos de partilha de produção. A Resolução ANP nº 871 divulgou três anexos descritivos dos relatórios de CL a serem apresentados à ANP para a fase de exploração dos contratos citados e dois anexos para a etapa de desenvolvimento da produção para o contrato de concessão e o Contrato de Cessão Onerosa. Os relatórios têm como objetivo subsidiar a comprovação do cumprimento dos percentuais de CL pelos contratados, por trimestre do ano civil, com a entrega anual para a ANP.

Os concessionários devem manter à disposição da ANP todos os registros comprobatórios na forma de certificados de CL e os documentos fiscais correspondentes aos bens e serviços adquiridos para os blocos ou campos durante todo o período de apuração, pelo prazo definido em cada contrato.

Para não penalizar as empresas petroleiras diante dos rígidos compromissos exigidos de CL e resolver situações que podiam dificultar o cumprimento dos contratos, na fase de exploração e na etapa de desenvolvimento da produção, foram criados, também a partir da sétima rodada, três mecanismos: i) a isenção de cumprimento da obrigação de CL; ii) o ajuste ou redução de percentual de CL; e iii) a transferência de excedente (realocação de compromissos de CL). Esses mecanismos não são mais aplicados desde 2017, quando foram realizadas as reformas na política de CL, mas ainda são válidos para as empresas petroleiras que não fizeram o aditamento de seus contratos de exploração em 2018, como se analisa a seguir. As que fizeram o aditamento de contratos com a ANP aderiram às novas linhas da política de CL de 2017 (redução dos compromissos de CL) e tiveram que renunciar à possibilidade de acionar aqueles mecanismos.¹⁰

A isenção permite o reconhecimento como nacional de gastos realizados com bens e serviços importados nos casos em que a petroleira recebe propostas de preços excessivamente elevados de bens e/ou serviços dos seus fornecedores no Brasil, em comparação com os preços praticados no mercado internacional, ou prazos para receber os bens e/ou serviços superiores aos observados no mercado

10. Os mecanismos foram regulamentados pela Resolução ANP nº 726, de 12 de abril de 2018.

internacional. É ainda aplicada a isenção caso seja necessário o emprego de tecnologia não disponível no país, ou se não existirem fornecedores nacionais de algum bem ou serviço. Nesses casos, a ANP pode autorizar a contratação do bem ou serviço no exterior, exonerando a petroleira da obrigatoriedade de cumprir o correspondente percentual de CL; porém, a empresa continua obrigada a cumprir o percentual global de CL, ou seja, tem que compensar a diminuição em um item ou subitem com aumentos de percentuais de CL de outros itens ou subitens.

O mecanismo de ajuste permite a revisão do percentual de CL de algum item específico para demonstrar à ANP a impossibilidade de cumprimento do CL contratado. O ajuste não se aplica para o CL global, ou seja, após a revisão do CL de um item ou subitem específico, outros itens ou subitens precisam ter seus CLs elevados para se manter inalterado o CL global ofertado.

O terceiro mecanismo, a transferência de excedente, permite à petroleira que superar o CL com o qual havia se comprometido em determinado item ou subitem transferir o valor excedente para outro item ou subitem.

Foi também adotado na sétima rodada o sistema de certificação de CL, em que empresas de certificação credenciadas pela ANP passaram a medir o CL em cada bem ou serviço seguindo metodologia de cálculo da *Cartilha de conteúdo local*. A cartilha adotou metodologia própria, com definições, métodos e critérios para o cálculo do CL de bens, sistemas, plataformas e serviços relacionados aos contratos de exploração e produção de petróleo.¹¹ Em 2007, na nona rodada, a cartilha foi retirada do contrato entre a ANP e as empresas e incorporada à Resolução ANP nº 36, que aprovou o Regulamento ANP nº 6/2007. O regulamento definiu os critérios e procedimentos para a execução das atividades de certificação de CL. O cumprimento dos compromissos de CL é comprovado junto à ANP por meio da apresentação do certificado de CL. Em 2013, a Resolução ANP nº 36 foi revogada pela Resolução ANP nº 19/2013, que por sua vez foi alterada, em alguns artigos, pela Resolução ANP nº 12/2016 e pelas Resoluções ANP nº 879/2022, e nº 924/2023.¹²

Na cartilha, o CL de determinado equipamento é calculado com o uso da fórmula: $CL = (1-X/Y)*100$, na qual X representa a soma dos componentes importados, adquiridos diretamente pela petroleira ou no mercado, acrescidos do respectivo Imposto de Importação. Y é o preço de venda do bem efetivamente praticado, excluídos o Imposto de Produtos Industrializados (IPI) e o Imposto

11. A cartilha foi publicada em anexo à Resolução ANP nº 809, de 31 de janeiro de 2020. Disponível em: <<https://bit.ly/3BOVIEz>>. Acesso em: 20 mar. 2022.

12. A última modificação na cartilha foi efetivada em janeiro de 2020, mas em outubro de 2021 a diretoria da ANP aprovou o relatório final da análise de impacto regulatório (AIR) com o objetivo de realizar modificações na Resolução ANP nº 19/2013. Disponível em: <<https://bit.ly/3hMXP4J>>. Acesso em: 10 nov. 2021.

sobre Operações relativas à Circulação de Mercadorias e sobre Prestações de Serviços de Transporte Interestadual e Intermunicipal e de Comunicação (ICMS). Para a conversão de moedas, são utilizadas as taxas de câmbio vigentes na data base do contrato. Um percentual de CL global exigido de 70%, significa que a soma dos componentes importados incorporados nos bens adquiridos não pode ultrapassar 30%. No caso de CL em serviços, se forem exigidos, por exemplo, 60% de serviços nacionais em exploração ou em desenvolvimento da produção, o percentual de 60% de serviços, no mínimo, deve ser fornecido por empresas locais constituídas sob as leis brasileiras, e 40% podem ser serviços fornecidos por empresas localizadas em outros países.

Não obstante as críticas das petroleiras ao modelo de elevados conteúdos locais, além do posicionamento crítico ao modelo (não institucional), em diversas análises técnicas da ANP ao longo dos anos, o governo federal continuou, até 2015, o processo de aprofundamento da política de CL. Em 2010, a Lei nº 12.351/2010, que criou o regime de partilha de produção, inseriu o inciso X no art. 2º da Lei do Petróleo (nº 9.478/1977) para incluir, entre as atribuições do CNPE, a proposição de medidas ao presidente da República destinadas a induzir o incremento dos índices mínimos de CL de bens e serviços em licitações e contratos de concessão e de partilha de produção. No caso das licitações no modelo de concessão, a medida não foi implementada; os percentuais globais mínimos de 2005 continuaram os mesmos até a 13ª rodada, em 2015. Contudo, na primeira licitação no modelo de partilha de produção, em 2013, que leiloou a área de libra, o CL mínimo para a etapa de desenvolvimento da produção, para os módulos que iniciariam a produção a partir de 2022, foi fixado em 59% (para os módulos da etapa de desenvolvimento com previsão de iniciar a produção até 2021, o CL exigido continuou em 55%, como era aplicado no regime de concessão até 2015 – ver tabela 2).

4 CRÍTICAS À POLÍTICA DE CL

Já por volta do final da década de 2000, as petroleiras verificavam a impossibilidade de cumprir os compromissos de CL assumidos com a ANP nos contratos de exploração assinados a partir de 2003, isto é, na quinta rodada de licitações. As críticas se acentuavam quando se aproximava o momento de comprovar o CL dos contratos de exploração. Diversas falhas na política, além dos altos percentuais mínimos exigidos de CL, eram apontadas pelo setor privado e órgãos governamentais, entre as quais: a utilização do CL como critério para a seleção das petroleiras vencedoras nas licitações, que induzia ofertas de CL muito elevados e, portanto, inatingíveis; as longas listas de equipamentos e serviços (itens e subitens) que, em alguns casos, davam pouca flexibilidade às petroleiras para escolher bens ou tecnologias alternativas no mercado em razão da imposição nas listas de itens

muito específicos, inclusive com a tecnologia utilizada (por exemplo: compressor parafuso) ou a forma de contratação (afretamento de sonda); a burocracia nos procedimentos de comprovação à ANP dos percentuais de CL; e a fiscalização onerosa para a própria agência. As exigências de CL eram consideradas muito abrangentes, em vez de se concentrarem em itens de maior potencial de fabricação no Brasil. Em diversas ocasiões, a partir de 2009, a própria ANP manifestou ao MME as vantagens de se adotar um modelo alternativo mais simples de exigências de CL, reduzindo-se as listas de itens e subitens. Porém, contrariamente, ocorreu o aprofundamento do sistema de certificação de CL, que chegou a envolver 24 empresas certificadoras encarregadas da apuração dos níveis compromissados de CL, e com mais de duzentos técnicos credenciados pela ANP para o acompanhamento das medições do CL.¹³

Uma das críticas foi feita pelo Tribunal de Contas da União (TCU), para quem não foram realizados, antes da definição dos percentuais de CL, estudos de avaliação da capacidade instalada e tecnológica de segmentos industriais e de serviços no Brasil aptos a fornecer bens locais que pudessem atender, com as tecnologias apropriadas, às demandas das petroleiras. Nas decisões de adotar o formato da política de CL, em 2005, o MME tomou as decisões sobre a capacidade de fornecimento da indústria nacional com base em informações prestadas pelos próprios empresários fornecedores, sem levar em conta as opiniões das petroleiras, inclusive a da Petrobras, sobre as dificuldades de se encontrar algumas linhas de bens nacionais capazes de atender às necessidades das explorações de petróleo. As falhas do modelo de CL adotado eram demonstradas pela “ausência de uma base de dados confiável para a definição dos índices mínimos exigidos” (TCU, 2016a).

Ao procurar cumprir as metas exigidas do CL mínimo, as petroleiras operadoras de campos de petróleo verificavam que parcela importante das partes e peças com maior conteúdo tecnológico que integravam alguns equipamentos, ou que faziam parte dos itens principais das plataformas de perfuração e de produção, não dispunham de produção no Brasil. Esse, por exemplo, foi o caso das 28 plataformas de perfuração que foram encomendadas à empresa Sete Brasil pela Petrobras, com exigência de CL entre 55% a 65%, que iriam substituir parte das 42 plataformas importadas que operavam para a companhia em águas profundas. O projeto da Sete Brasil fracassou, ao ser envolvido em um grande esquema de propinas; ao final, a Petrobras adquiriu somente 4 das 28 plataformas.

As distorções dos altos níveis exigidos de CL foram acentuadas pela tendência das empresas petroleiras competidoras nas licitações de fazerem suas ofertas de percentuais de CL próximos dos níveis máximos dos itens e subitens estabelecidos nos editais, com o fim de obter nota alta e vencer o certame. As ofertas de CL médios

13. Disponível em: <<https://bit.ly/3BRrBw8>>.

nas rodadas realizadas de 1999 a 2021 podem ser observadas na tabela 4. O CL médio ofertado se elevou nas quinta e sexta rodadas, quando foi exigido CL mínimo, e continuaram elevados até a 13ª rodada. A partir da 14ª rodada, com a eliminação das listas de itens e subitens e a realização da reforma na política de conteúdo local, os novos níveis de CL, determinados pela Resolução CNPE nº 7/2017, passaram a ser fixados nos editais das rodadas, sem necessidade de serem ofertados pelas petroleiras participantes das licitações.

A estrutura rígida das listas de itens e subitens não dava flexibilidade aos empresários para selecionar segundo sua melhor conveniência e livre escolha os bens a ser adquiridos para o cumprimento dos compromissos de CL mais globais. As listas dos itens e subitens, sendo fixas, não reconheciam que os bens e serviços podiam variar segundo as características de cada campo de petróleo e as tecnologias apropriadas a cada campo. Além da rigidez, a lista de itens e subitens não cobria todos os equipamentos que compõem os subsistemas das fases de exploração e de desenvolvimento da produção, uma condição que provavelmente distorcia a montagem dos itens e subitens para se chegar aos CLs globais (tabela 2). Com essa rigidez, o modelo utilizado entre 2005 e 2015 diminuía a competição entre os ofertantes de bens e serviços no Brasil, pois estavam protegidos da competição externa, e provocava ineficiências nas operações das petroleiras, em razão de preços mais elevados e demoras nas entregas.¹⁴

Observe-se que as ineficiências da indústria nacional fornecedora não ocorriam de forma generalizada, mas nos segmentos industriais em que o governo insistia em desenvolver, em garantir reserva de mercado e que não tinham a tecnologia necessária ou a escala de produção para oferecer preços competitivos ou prazos de entrega requeridos pelos planos de investimentos e de início de produção dos campos de petróleo. A Petrobras culpava seus fornecedores pelo descumprimento das regras de CL e afirmava que iria acionar e repassar as multas, se essas ocorressem, aos fornecedores que deixassem de entregar as encomendas de bens com os CLs acordados.¹⁵ A companhia se viu impossibilitada de importar bens e serviços para substituir fornecedores locais ou prestadores de serviços que não conseguiam cumprir suas obrigações de entrega de encomendas contratadas (Petrobras, 2014, p. 22 e 107).

Além de fornecedores envolvidos nas investigações da Polícia Federal, que provocaram o adiamento de projetos de investimentos, as dificuldades no cumprimento das elevadas exigências de CL nos contratos de concessão, no Contrato de Cessão Onerosa e no contrato de partilha de produção do campo de Libra, a

14. Disponível em: <<https://bit.ly/3BRrBw8>>. Ver as especificidades dos subitens nas listas de CL exigido no anexo 14 – tabela de itens com exigências mínimas de CL (p. 223-226) do edital da 13ª rodada de licitações, disponível em: <<https://bit.ly/3Wzj20p>>.

15. Disponível em: <<https://bit.ly/3jo1jel>>.

Petrobras acabaria atrasando alguns dos principais projetos se não fosse concedida pela ANP licença para não cumprir os requisitos de CL na execução dos principais projetos de exploração e produção (Petrobras, 2014, p. 22 e 107).

Outro problema residia no longo tempo decorrido entre a oferta dos CLs dos itens e subitens, durante o leilão, e o tempo da efetiva realização dos dispêndios com os equipamentos e bens relativos aos itens e subitens. Para se chegar ao percentual médio geral, isto é, à oferta de CL global, era necessário que o licitante indicasse, além dos percentuais de CL nos itens e subitens, a ponderação estimada de cada um deles no custo total do empreendimento. Contudo, é possível que as participações efetivas de diversos itens ao fim de cada fase e etapa, anos depois da licitação, fossem diferentes daquelas estimadas nas ofertas nos leilões e constantes dos contratos de exploração, em razão de mudanças tecnológicas e outras que surgem com o tempo nos processos operacionais e que podem direcionar os investimentos para outras linhas de bens e serviços. Podia, inclusive, ocorrer que, mesmo que o concessionário atendesse ao CL compromissado em cada item e subitem, o compromisso global da fase ou etapa não fosse atingido no momento da apuração final (fiscalização pela ANP), devido à variação comentada nas participações dos bens e serviços nos investimentos totais de determinada área em exploração; ou seja, a variação de pesos entre o momento da oferta (rodada de licitações) e o momento da apuração (fiscalização) do CL pela ANP.

Reconhecendo as falhas, a ANP incluiu uma cláusula no contrato de explorações da 13ª rodada de licitações, em 2015, estabelecendo a possibilidade de neutralizar a variação de pesos. No ano seguinte, para corrigir o problema definitivamente, foi editada a Resolução nº 20/2016, que estabeleceu os critérios e a equação para o cálculo da neutralização da variação de pesos entre a rodada de licitações e o momento da apuração, a ser utilizada nos casos em que o percentual de CL global resultante atingisse valor menor do que o percentual contratado. A regulação é válida para todos os contratos de concessão da 7ª até a 13ª rodada (2005 a 2015), do Contrato de Cessão Onerosa, da primeira rodada de partilha da produção e das quatro áreas da segunda rodada de partilha.¹⁶ A Resolução ANP nº 20/2016 foi necessária, mas refletiu a burocracia que caracterizou o modelo de CL até 2015.

A prática do governo de exigir altos percentuais mínimos de CL, e das empresas de oferecer percentuais ainda mais elevados para tentar vencer a licitação, porém em muitos casos sem possibilidades de cumprimento, não podia levar a resultado diferente do verificado pela fiscalização da ANP, em termos de multas. Da primeira até a quarta rodada não houve multas, apenas compromissos globais, e o peso do CL era baixo, de 20%, na nota final no leilão. O percentual de CL da

16. Disponível em: <<https://editorabrasilenergia.com.br/buscando-competitividade/>>. Acesso em: 25 out. 2021.

petroleira era somente declaratório, com a apresentação apenas de notas fiscais e a declaração do fornecedor de que o produto era de origem nacional. A partir da quinta e da sexta rodadas, as multas começaram a ser cobradas, quando se passou a exigir certificação de origem dos bens e serviços, realizada por empresa independente credenciada pela ANP. O peso do CL oferecido passou a representar 40% da nota final nos leilões de áreas, e, com isso, as petroleiras elevaram suas ofertas de CL na fase de exploração, que chegaram a 79% e 86%, em média, na quinta e na sexta rodadas; ou seja, já se prenunciava que não haveria como comprovar CLs tão elevados. Nas fiscalizações do CL da fase de explorações, alguns anos depois, a ANP verificou falta de cumprimento dos percentuais de CL, no global ou em itens individuais, em setenta contratos da quinta e da sexta rodada de licitações. Dos contratos com problemas, 44 eram da Petrobras, 12 da Petrogal, 9 da Petrosinergy e 1 da Shell, entre outros (Pamplona e Agostini, 2015).

As multas totais cobradas pela ANP da quinta até a nona rodada (de 2003 a 2007) chegaram a R\$ 568 milhões, exigidas entre 2011 e 2016. As multas foram, em muitos casos, estendidas pelas petroleiras aos seus fornecedores de bens e serviços por não cumprirem o que foi contratado, isto é, a entrega dos bens e serviços com determinado percentual de CL. A petroleira britânica BG recebeu a maior multa, R\$ 275 milhões, que com descontos foi reduzida para R\$ 192,8 milhões pagos à ANP.

Uma multa que chamou atenção foi a aplicada ao consórcio formado pelas petroleiras Amerada Hess e Repsol YPF (atual Repsol Sinopec Brasil), que pagou, em outubro de 2005, R\$ 23 milhões no bloco exploratório ES-M-665, em águas profundas da bacia do Espírito Santo, com a oferta de 55% de CL para a fase de exploração e de 65% para a etapa de desenvolvimento da produção. Um poço foi perfurado na área, que resultou seco, e o bloco foi devolvido à ANP, em julho de 2013. Em outubro de 2014, o consórcio foi autuado pela ANP por não cumprir os percentuais de CL propostos para interpretação de dados sísmicos e pelo afretamento da sonda que perfurou o poço, tendo que pagar R\$ 10 milhões de multa, mesmo após superar com folga os índices compromissados para outros itens (o mecanismo de transferência de excedente permite o aproveitamento de valor excedente em um item ou subitem da fase de exploração somente em outro item ou subitem da etapa de desenvolvimento ou no módulo seguinte da mesma etapa). Com base nesse e em outros casos, o MME e o Ministério do Desenvolvimento, Indústria e Comércio Exterior (MDIC)¹⁷ propuseram mudanças na política de CL para os leilões a partir de 2017 (Maciel, 2016).

Outra inadequação do modelo era referente à virtual impossibilidade de compatibilizar o sistema de apresentação dos custos referentes aos itens e subitens

17. Disponível em: <www.desenvolvimento.gov.br/comercio-externior>.

na construção de plataformas de produção quando a petroleira, em vez de construir a plataforma, optasse pelo afretamento. A tabela dos compromissos de CL foi adotada na hipótese de que as petroleiras seriam as adquirentes dos bens correspondentes (são os casos dos dutos, cabeças de poços, *manifolds*, árvores de natal etc.), mas isso não ocorria, necessariamente, no caso das plataformas de petróleo, que normalmente não são compradas, mas afretadas, e cuja construção em estaleiros, com todos os custos, cabe à empresa afretadora. Para a petroleira há diversas razões para afretar em vez de adquirir uma plataforma, pois o capital não investido na aquisição pode ser aplicado em seu negócio principal, a exploração e produção de petróleo. Com o afretamento, não há cálculos do custo de construção pela operadora a ser apresentado à ANP. Assim, não é possível compatibilizar o custo total de uma plataforma (que seria a soma dos itens e subitens correspondentes) com o custo real para a petroleira, que é a taxa de afretamento.

Mesmo que o construtor da plataforma fornecesse os custos relativos aos itens e subitens, a petroleira não tinha como desdobrar os custos dos itens e subitens em termos do valor diário ou anual do frete. Nesse caso, ocorriam duas medidas de custos para a plataforma: i) o custo real de operação no campo de petróleo, que é o custo diário de afretamento multiplicado pelos anos de serviço previstos no campo; e ii) a contabilidade do custo de construção, que corresponde à tabela de itens/subitens de uma plataforma. Não tendo como resolver a incompatibilidade, o MME passou o problema para o concessionário, determinando a inclusão de cláusula no contrato de exploração da 13ª rodada, na qual o concessionário era obrigado, mesmo no caso de afretamento e não de construção, a preencher a tabela de custos de itens e subitens, sob pena de se considerar todo o investimento com plataforma como um bem estrangeiro, sujeito à penalidade pelo não cumprimento de CL.¹⁸ A inadequação da exigência citada envolvia dificuldades adicionais. Como as plataformas são montadas com partes inteiras, formadas por itens e subitens que são agregados em grandes módulos e sistemas, a petroleira operadora podia ter conhecimento dos custos de partes ou conjuntos que compõem as plataformas, ou seja, módulos e pacotes, alguns de construção nacional e outros estrangeiros, mas não dos equipamentos individualizados correspondentes aos itens e subitens.

Assim, dois problemas se justapunham no caso das exigências de CL de plataformas de produção de petróleo às concessionárias: calcular o CL global da etapa de desenvolvimento, correspondentes aos itens e subitens de perfurações, do sistema de coleta de produção e das plataformas, e compatibilizar os custos da construção da plataforma com seu verdadeiro custo de operação, isto é, o afretamento.

18. Cláusula 20.4 da minuta de contrato para exploração e produção de petróleo e gás natural da 13ª rodada de concessão. Disponível em: <<https://www.gov.br/anp/pt-br/rodadas-anp/rodadas-concluidas/concessao-de-blocos-exploratorios/13a-rodada-licitacoes-blocos/arquivos/edital/edital-retificado.pdf>>. Acesso em: 20 out. 2021.

Alguns contratos de exploração da 7^a à 13^a rodada foram parar na justiça, pois as petroleiras não aceitavam os termos contratuais relacionados aos elevados percentuais de CL, além de recorrer ao instrumento de isenção como forma de corrigir as distorções do modelo implantado em 2005. Por esse motivo, o governo decidiu eliminar a possibilidade de utilização de pedidos de isenção e também de ajuste e de transferência. Sem esses auxílios, os percentuais de CL a serem aplicados na reforma da política para as rodadas, a partir de 2017, teriam que ser mais baixos, isto é, factíveis de serem cumpridos, sem constituir impedimentos para os investimentos em exploração e no desenvolvimento da produção de petróleo e gás; mas, ao mesmo tempo, uma nova política de CL deveria constituir uma alavanca para a indústria fornecedora nacional de bens e serviços para as explorações de petróleo.

As dificuldades burocráticas, os atrasos nas entregas de encomendas às petroleiras e os preços mais altos em relação aos bens produzidos em outros países levaram a modificações na PCL em 2017, com a diminuição dos níveis exigidos de CL e a simplificação das exigências nas comprovações de cumprimento dos CLs, como se discute na próxima seção.

5 REFORMAS NA POLÍTICA DE CL

As inadequações do modelo de CL implantado em 2005 estavam sendo avaliadas, a partir do final da década de 2000, por órgãos governamentais e por associações representativas das empresas petroleiras, que passaram a sugerir a simplificação da política de compras locais e a adoção de percentuais de CL gerais em vez de percentuais para dezenas de itens e subitens. Desde que as petroleiras atingissem, em média, os percentuais exigidos de CL global, sem necessidade de obter CLs mínimos para todos os itens e subitens, teriam flexibilidade para adquirir equipamentos e sistemas mais competitivos em preços, com as tecnologias mais convenientes, de procedência nacional ou estrangeira, sem o nível de especificação exigido nos itens e subitens. A simplificação também diminuiria o elevado custo regulatório e burocrático para o governo da política de CL em vigor.

Outra mudança necessária era não considerar a oferta de CL pelas empresas como um dos critérios para o julgamento das vencedoras nos leilões, que diminuiria a pressão sobre as empresas em oferecer CLs muito elevados, inviáveis de ser alcançados. Também evitaria que as petroleiras, alguns anos depois da licitação, entrassem na ANP com pedidos de isenções e ajustes por não conseguirem cumprir os percentuais acordados. No entanto, em direção contrária a essas mudanças, a produção no pré-sal na bacia de Santos estava apenas começando (2010), com suas promessas de elevada produção e, portanto, com forte incentivo à produção nacional de equipamentos e plataformas de petróleo. O núcleo do governo federal, defensor de políticas nacionalistas, não iria admitir mudanças que significassem a

flexibilização da política de CL e a consequente permissão de mais importações. Com essa posição, o governo federal se alinhava às associações empresariais dos fornecedores, como a Associação Brasileira da Indústria de Máquinas e Equipamentos (Abimaq) e a Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica (Abinee), que se posicionaram contra qualquer mudança que significasse flexibilização da política de CL e maiores importações (Góes, 2011).

Até então haviam sido realizadas, sob o regime de itens e subitens, cinco leilões, entre 2003 e 2008, da quinta até a décima rodada (exceto a oitava rodada, que foi cancelada). De 2009 a 2012 não foram realizados leilões (tabela 4). A partir de 2013 ainda seriam realizados, até 2015, mais três leilões com as exigências de CL para itens e subitens: as rodadas de 11^a a 13^a, no regime de concessão, e os dois primeiros leilões sob o regime de partilha de produção, que iriam carregar, para o futuro, o problema de se procurar uma solução para a impossibilidade do cumprimento das regras de CL. Com as dificuldades de atingimento dos percentuais de CL, somente mudanças na política viabilizariam a continuidade dos investimentos na etapa de desenvolvimento da produção dos campos já em exploração e de campos futuros. Sem a mudança das regras e das exigências, o sinal de alerta acendeu quando, na 13^a rodada de licitações de blocos exploratórios, realizada em outubro de 2015, apenas seis empresas estrangeiras se inscreveram e apenas 14% das ofertas foram arrematadas. Foram oferecidos pela ANP 266 blocos, em 10 bacias sedimentares, mas apenas 37 foram arrematados (tabela 4). A Petrobras não se interessou em participar das áreas oferecidas no leilão. Foi uma mensagem clara de que eram necessárias mudanças nas regras de CL. A queda nos preços internacionais do petróleo, a partir do começo do segundo semestre de 2014, também influenciou o fraco resultado da 13^a rodada. O Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (IBP), representante das grandes produtoras de petróleo, já avaliava, antes da 13^a rodada, que o Brasil estava menos atrativo para investidores e que a negativa do governo em promover mudanças na política de CL iria reduzir o interesse por aquela rodada de licitações. O IBP sugeria incentivos às empresas para fomentar a cadeia local de equipamentos e serviços, como alternativa à imposição de multas (Pita, 2015).

TABELA 4
Rodadas de licitações no regime de concessão (1999-2021)

| Rodadas | 1 ^a | 2 ^a | 3 ^a | 4 ^a | 5 ^a | 6 ^a | 7 ^a | 8 ^a | 9 ^a | 10 ^a | 11 ^a | 12 ^a | 13 ^a | 14 ^a | 15 ^a | 16 ^a | 17 ^a |
|-----------------------------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| Ano | 1999 | 2000 | 2001 | 2002 | 2003 | 2004 | 2005 | 2007 | 2008 | 2013 | 2013 | 2015 | 2017 | 2018 | 2019 | 2021 | |
| Bônus arrecadado (R\$ milhões) | 322 | 468 | 595 | 92 | 27 | 665 | 1.085 | 2.102 | 80 | 2.480 | 154 | 121 | 3.841 | 8.014 | 8.916 | 37,1 | |
| CL médio – fase de exploração (%) | 25 | 42 | 28 | 39 | 79 | 86 | 74 | 69 | 79 | 62 | 73 | 73 | 18 | 18 | 18 | 18 | |

(Continua)

(Continuação)

| Rodadas | 1 ^a | 2 ^a | 3 ^a | 4 ^a | 5 ^a | 6 ^a | 7 ^{a1} | 9 ^a | 10 ^a | 11 ^a | 12 ^{a2} | 13 ^a | 14 ^a | 15 ^a | 16 ^a | 17 ^a |
|--|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|-----------------|----------------|-----------------|-----------------|------------------|-----------------|---------------------------|---------------------------|---------------------------|---------------------------|
| Ano | 1999 | 2000 | 2001 | 2002 | 2003 | 2004 | 2005 | 2007 | 2008 | 2013 | 2013 | 2015 | 2017 | 2018 | 2019 | 2021 |
| CL médio – etapa de desenvolvimento (%) | 27 | 48 | 40 | 54 | 86 | 89 | 81 | 77 | 84 | 76 | 84 | 80 | 25/40/ 25 ³ | 25/40/ 25 ³ | 25/40/ 25 ³ | 25/40/ 25 ³ |
| Número de bacias sedimentares | 8 | 9 | 12 | 18 | 9 | 12 | 14 | 9 | 7 | 11 | 7 | 10 | 9 | 7 | 5 | 4 |
| Área ofertada (1 mil km ²) | 132,2 | 59,3 | 89,8 | 144,1 | 162,4 | 202,7 | 397,6 | 73,1 | 70,4 | 155,8 | 163,9 | 122,2 | 122,6 | 94,6 | 29,3 | 53,9 |
| Área arrematada (1 mil km ²) | 54,7 | 48,1 | 48,6 | 25,3 | 21,9 | 39,7 | 194,7 | 45,6 | 48,0 | 100,4 | 47,4 | 33,6 | 25,0 | 16,4 | 11,8 | 3,4 |
| Blocos ofertados | 27 | 23 | 53 | 54 | 908 | 913 | 1.134 | 271 | 130 | 289 | 240 | 266 | 287 | 68 | 36 | 92 |
| Blocos <i>offshore</i> arrematados | 12 | 12 | 27 | 11 | 81 | 65 | 41 | 52 | 0 | 55 | 0 | 2 | 13 | 22 | 12 | 5 |
| Blocos <i>onshore</i> arrematados | 0 | 9 | 7 | 10 | 20 | 89 | 210 | 65 | 54 | 87 | 72 | 35 | 24 | - | - | - |
| Empresas habilitadas nacionais | 3 | 4 | 5 | 4 | 3 | 8 | 19 | 30 | 24 | 17 | 10 | 11 | 12 | 4 | 2 | 2 |
| Empresas habilitadas estrangeiras | 35 | 40 | 37 | 25 | 9 | 16 | 25 | 31 | 16 | 47 | 11 | 6 | 20 | 16 | 15 | 7 |
| Empresas vencedoras nacionais | 1 | 4 | 4 | 4 | 2 | 7 | 14 | 20 | 12 | 12 | 8 | 11 | 10 | 2 | 1 | 0 |
| Empresas vencedoras estrangeiras | 10 | 12 | 18 | 10 | 4 | 12 | 16 | 16 | 5 | 18 | 4 | 6 | 7 | 10 | 9 | 2 |

Fonte: ANP. Disponível em: <<https://bit.ly/3FKRFdy>>.

Notas: ¹ Não estão incluídos os dados de acumulações marginais.

² Os resultados da 12^a rodada de licitações relativos aos blocos concedidos, à área concedida, ao bônus de assinatura arrecadado e ao PEM após assinatura são parciais. Nove contratos estão suspensos por liminar judicial.

³ Os percentuais se referem, respectivamente, aos CLs exigidos nos editais de licitação para poço, coleta e escoamento, e unidade estacionária de produção (UEP – plataforma de produção).

Obs.: A oitava rodada foi adiada pela Resolução CNPE nº 11/ 2008 e cancelada pela Resolução CNPE nº 2/2012.

Porém, a ANP, seguindo orientações do governo federal, aumentava as fiscalizações sobre as petroleiras. A própria presidente da República, uma das defensoras da política de CL, reforçava, em maio de 2015, que tal política não iria mudar pois era o “centro da política de recuperação da capacidade de investimento do país” (Braga, 2015). Até 2016 foram aplicadas 127 multas em 406 fiscalizações realizadas pela ANP na fase de exploração, tendo chamado atenção a multa aplicada à petroleira BG, recém-adquirida pela Shell, no valor de R\$ 275 milhões, o maior valor já aplicado (Pita, 2015). As multas aplicadas sobre a Petrobras foram de R\$ 228,3 milhões. No total, as multas aplicadas a 22 petroleiras alcançaram R\$ 568 milhões até 2016. As multas efetivamente recolhidas foram de R\$ 382,9 milhões, pois ocorreram descontos no valor em alguns casos. Em outubro de 2015, as petroleiras ameaçavam ir à justiça caso a ANP se recusasse a conceder perdão nos compromissos de CL com a alegação de que a cláusula era de cumprimento impossível. Seus investimentos não haviam conseguido cumprir

os CLs contratuais. Algumas já tinham entrado com ações na justiça (Pamplona e Agostini, 2015).

Não obstante a posição contrária da presidente da República, o ministro de Minas e Energia, Eduardo Braga, em maio de 2015, tinha anunciado que o ministério e a ANP iriam apresentar uma proposta de mudanças na política de CL para flexibilizar as exigências de conteúdo nacional para as rodadas a partir de 2016 (Braga, 2015). Após o fraco resultado da licitação de outubro de 2015, foi preparado o esboço de um decreto para aprimorar a política, com mudanças para facilitar o cumprimento das exigências de CL. O objetivo era ampliar o que podia ser considerado CL, que incluiria os gastos das petroleiras com novas tecnologias, com investimentos para promover a instalação de novos fornecedores no Brasil e o valor das exportações realizadas. As empresas receberiam unidades de conteúdo local (UCL), que representaria um certificado com o valor dos investimentos realizados para facilitar a comprovação do CL. Essa medida poderia favorecer a Petrobras pelo não cumprimento do CL em seus contratos de exploração. Com esses objetivos, foi editado três meses depois o Decreto nº 8.637, de 15 de janeiro de 2016, que instituiu o Programa de Estímulo à Competitividade da Cadeia Produtiva, ao Desenvolvimento e ao Aprimoramento de Fornecedores do Setor de Petróleo e Gás (Pedefor).¹⁹ Com a instituição do Pedefor pretendia-se corrigir as falhas do modelo de CL adotado entre 2003 e 2015, isto é, a falta de uma política industrial para incentivar a expansão das empresas locais produtoras de bens para o setor de petróleo, e os percentuais elevados de CL exigidos, para que as empresas pudessem alcançar os percentuais de CL.

O novo programa buscava reconhecer e valorizar os investimentos que podiam contribuir para elevar a competitividade de fornecedores e estimular a engenharia nacional. Muitas das iniciativas adotadas pelas empresas petroleiras geravam impactos positivos na indústria de fornecedores, mas não eram mensuradas e reconhecidas para efeito de cumprimento de obrigações de CL.

Dadas essas avaliações, o Pedefor foi formulado com objetivos de elevar a competitividade e a ampliação da cadeia de fornecedores de bens e serviços; estimular a engenharia nacional; e incentivar a inovação tecnológica de fornecedores e seu nível de CL. Os mecanismos de apoio do programa eram dirigidos aos fornecedores e aos consórcios de empresas petroleiras. Aos fornecedores da cadeia de petróleo e gás seriam concedidos incentivos por meio da valoração de percentual de CL superior ao efetivamente existente nos casos de bens, serviços e sistemas “estratégicos”, incluindo a engenharia desenvolvida no país. Com os incentivos, pretendia-se desenvolver inovações, gerar empregos qualificados e promover exportações. Para as petroleiras, o programa concedia bonificação, por meio de

19. O programa perdurou até 2019, quando foi revogado pelo Decreto nº 10.087, de 5 de novembro de 2019.

UCLs, àquelas que promovessem: a instalação de novos fornecedores no Brasil; investimentos diretos na expansão da capacidade produtiva e nos processos de inovação tecnológica de fornecedores; aquisições de bens com CL para utilização em operações no exterior; e aquisições de lotes pioneiros de bens e sistemas desenvolvidos no país. A UCL equivalia ao montante de investimentos realizados, que podiam ser utilizados na comprovação de compromissos de CL junto à ANP.²⁰

A coordenação e a implementação do Pedefor estavam a cargo do comitê diretivo e do comitê técnico-operativo, respectivamente. Os comitês eram formados por representantes da Casa Civil, do Ministério da Fazenda, do Ministério da Indústria, do Comércio Exterior e Serviços (MDIC), do MME, do Ministério da Ciência, Tecnologia, Inovações e Comunicações (MCTIC), da ANP, do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) e da Financiadora de Estudos e Projetos (Finep). Havia uma secretaria-executiva do comitê diretivo, dirigida pelo MDIC, com objetivos de definir os bens e segmentos industriais a serem estimulados por meio de bonificações ou por elevação do percentual do CL, bem como as áreas tecnológicas a serem estimuladas e as bonificações a serem concedidas, propor adequações nos índices de CL e diretrizes para o aperfeiçoamento das políticas governamentais dirigidas à competitividade do setor de petróleo e gás natural e de sua cadeia de suprimento. Esperava-se que o programa avaliasse permanentemente as políticas em vigor para estimular o setor de petróleo e gás natural.

Os incentivos e a flexibilidade que vieram com o decreto de criação do Pedefor amenizaram, mas não resolveram o peso que representavam os compromissos de CL nos contratos de exploração assinados até 2015. Além disso, o programa também tinha controles e burocracia que marcaram a política para o petróleo no período 2003-2016, trazendo aumentos de custos na exploração e na etapa dos investimentos no desenvolvimento da produção de petróleo.

Esperava-se que os incentivos do Pedefor acabassem com os pedidos de isenção ou ajuste do CL, mas os pedidos continuaram a ocorrer com alta frequência, somando mais de duzentas solicitações de isenções à ANP no final de 2016. A Petrobras tinha o maior número, com mais de uma centena de pedidos de isenção para serem resolvidos na ANP. As regras previstas de isenção e de ajuste do CL não haviam resolvido as dificuldades de descumprimento do CL pelas petroleiras, uma vez que não podiam ser aplicadas em todos os contratos, pois deveriam ocorrer somente em casos excepcionais; outro empecilho era que os ajustes e as isenções em determinados itens e subitens não deveriam afetar os CLs globais, ou seja, a isenção para permitir a importação de um item deveria ser seguida por maiores investimentos locais em outros itens, para manter inalterado o CL global.

20. Disponível em: <<http://www.mdic.gov.br/index.php/competitividade-industrial/pedefor>>. Acesso em: 11 nov. 2020.

Diante das falhas do modelo de CL, o TCU, em auditoria na ANP sobre a política de CL, verificou que

a problemática presente na questão do número de *waivers* [isenções] requeridos junto à ANP era, em grande parte, consequência da formulação metodologicamente discutível dos índices mínimos de CL, bem como de problemas estruturais decorrentes da implementação da política.²¹

O TCU (2016a) determinou à ANP que o instituto da isenção fosse regulamentado, com critérios claros e objetivos, e que os percentuais de CL fossem redefinidos com base em dados da realidade, como os registrados pelas firmas certificadoras junto às petroleiras.

Ao final de 2016 os membros do Pedefor dialogavam com outros órgãos do governo federal e com representantes das petroleiras e dos fornecedores sobre a necessidade de nova alteração na política de CL, diante da crise pela qual passava o setor de óleo e gás, decorrente dos baixos preços internacionais do petróleo e da situação da Petrobras. A companhia ainda se encontrava em início de recuperação, em maio de 2016, endividada e desacreditada no mercado financeiro internacional, envolvida no escândalo de desvios de recursos.

A mudança de governo ensejou o surgimento de uma tendência favorável a mudanças profundas na política de CL. Passou-se a reconhecer que países com normas dissociadas da nova realidade mundial de baixos preços do petróleo teriam poucas condições de competir com países cujas legislações não discriminavam importações de forma aberta, pois a criação de reserva de mercado para indústrias locais, como era a política de CL do Brasil, era vista como fator negativo para investidores em explorações de petróleo. Para simplificar as normas, seria necessário permitir que no regime de concessão e no regime de partilha de produção as operadoras de campos de petróleo tivessem liberdade de adquirir os bens e serviços dos fornecedores mais competitivos, nacionais ou do exterior, e com as tecnologias mais apropriadas, desde que atingissem determinados percentuais de CL globais. As mudanças deveriam ser realizadas para aplicação nas licitações do ano seguinte, em 2017. A proposta, elaborada e apresentada ao Pedefor pela ANP, era combatida pelas empresas fornecedoras de bens e serviços no país, que defendiam percentuais de CL maiores para alguns segmentos industriais.

As alterações propostas na política de CL foram aprovadas pelo Pedefor na Resolução nº 1, de 28 de março de 2017, que propôs a simplificação dos percentuais de CL e também sua exclusão como critério de apuração na seleção das ofertas vencedoras nas licitações de áreas exploratórias. Segundo a proposta, passariam a ser exigidos nos contratos de exploração apenas CL globais, por

21. Disponível em: <<https://www.jusbrasil.com.br/jurisprudencia/tcu/411913296/inteiro-teor-411913305>>.

macrogrupos ou macrossegmentos, em número de quatro, definidos nos editais, eliminando-se os mais de sessenta itens e subitens com seus CLs. Os novos percentuais globais foram exigidos nos editais de licitações da 14ª rodada de concessões, em setembro de 2017, e da terceira rodada de partilha, em outubro de 2017, junto com a segunda rodada de partilha.²² Como o nível de proteção à indústria fornecedora nacional estava alto até então, foram sugeridos menores percentuais globais em relação aos exigidos até a 13ª rodada. As multas pelo não cumprimento do CL atingiriam no máximo 75% do valor de CL mínimo, no caso de 100% de CL não realizado.

A nova política seria coordenada com os mecanismos previstos no Pedefor, isto é, se uma empresa não conseguisse alcançar os novos CLs (não obstante menores que os anteriores), podia utilizar os incentivos previstos naquele programa para alcançar o percentual mínimo de CL.

Os novos percentuais de CL sugeridos pelo Pedefor foram aprovados pelo CNPE, órgão do governo federal que define as políticas para a área de energia, por meio da Resolução nº 7/2017, a partir da 14ª rodada de licitações. A tabela 5 resume os novos percentuais aprovados. Para blocos em terra, foram fixados compromissos globais para a fase de exploração e a etapa de desenvolvimento da produção, ambas em 50%. No caso de áreas marítimas, passou a ser exigido o compromisso global de 18% para a fase de exploração; e para a etapa de desenvolvimento, foram fixados compromissos mínimos para três macrogrupos: construção de poços (25%); sistema de coleta e escoamento (40%); e UEP ou plataforma de produção (25%).

TABELA 5
CLs mínimos exigidos nas rodadas de licitações a partir de 2017, nos regimes de concessão e de partilha de produção
(Em %)

| Localização dos blocos | Fase de exploração | Etapa de desenvolvimento da produção | |
|------------------------|--------------------|--------------------------------------|----|
| Em terra | 50 | 50 | |
| | | Construção de poço | 25 |
| No mar | 18 | Sistema de coleta e escoamento | 40 |
| | | Plataformas de produção | 25 |
| | | | |

Fonte: Resolução CNPE nº 7/2017.

22. Na segunda rodada de partilha foram definidos pela Resolução CNPE nº 7/2017 os percentuais de CL de áreas unitizáveis: para as áreas adjacentes aos campos de Sapinhoá e Carcará (licitados em 2001) foram fixados em 35% para atividades exploratórias e 30% para atividades de desenvolvimento da produção. Para a área adjacente ao campo de Gato do Mato, percentuais globais de 38% e 60%, respectivamente. Para a área adjacente ao campo de Tartaruga Verde, 55% e 65%, respectivamente. A Resolução CNPE nº 7/2017 definiu que, para as áreas de Gato do Mato e Tartaruga Verde, devem ser respeitados também os percentuais de CL mínimos contratados para os itens e subitens das tabelas de compromisso e as demais condições dos contratos das áreas adjacentes. Os blocos leiloados eram: Norte de Carcará, Sul de Gato do Mato e Entorno de Sapinhoá.

Como resultado da adoção da nova política, maior número de empresas petroleiras estrangeiras participou das 14^a e 15^a rodadas de concessão, com menores percentuais de CL exigidos (tabela 4).

6 OS CONTRATOS DE EXPLORAÇÃO ANTERIORES TAMBÉM FORAM BENEFICIADOS COM A NOVA POLÍTICA DE CL

As elevadas exigências de CL, como foi analisado, estavam postergando investimentos na etapa de desenvolvimento da produção dos campos em exploração desde a primeira metade da década de 2010. As minuciosas determinações de compras locais, com percentuais elevados de CL, não podiam por si só, sem políticas de apoio adequadas, resolver os problemas de oferta de segmentos da indústria parapetroleira nacional e de sua capacidade de competir com o mercado externo, entre os quais a escala insuficiente na produção de determinados equipamentos e níveis de inovação abaixo das necessidades tecnológicas da exploração e produção em águas ultraprofundas. Centenas de pedidos de isenção das petroleiras, relativas a itens de compras locais que estavam sendo substituídas por bens importados, se acumulavam na ANP em 2016. Análises técnicas da ANP ressaltaram que a política de CL que vigorou nas contratações de 2005 a 2015 aumentou o risco na realização de investimentos nas áreas licitadas e não alcançou os objetivos de favorecer a indústria fornecedora, em razão dos desestímulos aos investimentos, e, portanto, às aquisições de bens nacionais, além das multas que, impostas às petroleiras, podiam alcançar os fornecedores. A insegurança jurídica dos mecanismos de isenção e ajuste e as complexidades operacionais, técnicas e regulatórias dificultavam a aplicação dos compromissos de CL.

Também o citado relatório do TCU, em 2016, indicou que o acúmulo de multas, atrasos em entregas de equipamentos e custos elevados afetaram negativamente não somente os investimentos, mas também a produção de óleo e gás no Brasil.

Uma das petroleiras com mais dificuldades para cumprir os percentuais de CLs assinados em contratos era a Petrobras, especialmente no Projeto Piloto de Libra. Desde 2015, a Petrobras e seus sócios vinham realizando licitações com diferentes níveis de CL, a fim de obter propostas competitivas de seus fornecedores para cumprir os compromissos do projeto de Libra, relativo ao contrato de partilha de produção assinado em 2013. O consórcio de Libra já tinha solicitado à ANP a concessão de isenção (*waiver*), em razão da constatação de níveis de preços excessivos ao tentar cumprir os percentuais de CL do contrato. O consórcio estimava que, caso a ANP não concedesse o *waiver*, e o projeto ainda assim fosse implantado, o valor da multa contratual pela parcela não atendida do CL requerido poderia atingir US\$ 630 milhões. O consórcio informou que estava procurando viabilizar a implantação do Projeto Piloto de Libra com o maior CL possível a prazos, preços e

qualidade competitivos, mas, além de preços elevados, não encontrava fornecedores capazes de atender as exigências de CL e nos prazos desejados.²³

Finalmente, em outubro de 2017, a ANP decidiu isentar o consórcio liderado pela Petrobras do cumprimento dos índices de CL para todos os itens do casco de navio (exceto itens de engenharia básica e de detalhamento), além de ajustar os compromissos mínimos de alguns itens de construção de plantas, instalação e integração de módulos.

Dada a decisão do TCU no Acórdão nº 3.072/2016, para que a ANP estabelecesse critérios claros e objetivos na aplicação do instrumento de isenção do CL nos contratos de exploração e produção, por meio da regulamentação do instrumento, o CNPE abriu a possibilidade de a ANP rever os contratos de exploração anteriores. Para isso, determinou à ANP “avaliar a possibilidade de adotar exigências de CL distintas daquelas vigentes nos contratos assinados até a 13ª rodada de concessão (2015), da primeira e segunda rodadas de partilha de produção e do Contrato de Cessão Onerosa”, de 2010, por meio de aditamento dos contratos originais (Brasil, 2018). O aditamento foi autorizado por meio dos art. 36 e 37 da Resolução ANP nº 726/2018, que regulamentou os mecanismos contratuais de isenção (*wavier*), de ajuste e de transferência de excedente de CL (ANP, 2018). As petroleiras puderam optar, no prazo de 120 dias, entre permanecer na cláusula de CL original, mantendo o direito de solicitar isenção, ajuste e transferência de excedente para as fases não encerradas; ou aderir a percentuais de CL menores, sem possibilidade de recorrer a esses instrumentos.²⁴ O prazo para as empresas interessadas pedirem aditamento de seus contratos encerrou-se em 10 de agosto de 2018. Os percentuais são similares aos aplicados a partir da 14ª rodada, com diferenciação apenas no compromisso das UPEs. Os aditamentos valeram para os contratos da 7ª à 13ª rodada de concessão, da cessão onerosa, da primeira rodada de partilha de produção e para as áreas unitizáveis, isto é, passíveis de individualização da produção, adjacentes às áreas de Gato do Mato e Tartaruga Verde no contrato da segunda rodada de partilha, que estão sujeitas às regras de CL do contrato de concessão da sétima rodada de licitações.

Os novos percentuais de CL para os contratos antigos que aderissem a novas políticas de CL foram fixados no Anexo 1 da Resolução nº 726/2018 da ANP, em níveis iguais aos determinados pela Resolução CNPE nº 7/2017 para as rodadas de 2017, exceto para a plataforma de produção, em que, no lugar de 25%, o CL foi fixado em 40%, subdividido em três segmentos com os respectivos

23. Esclarecimentos sobre o Projeto Piloto de Libra disponíveis em: <<https://www.rad.cvm.gov.br/ENET/fmExibirArquivoIPEExterno.aspx?ID=553350&fInk>> Acesso em: 19 set. 2020.

24. Os novos percentuais foram definidos em anexo à Resolução ANP nº 726/2018. Outras informações estão disponíveis em: <<https://bit.ly/3FGm01E>>; e <<https://bit.ly/3HR8LZV>>. Acesso em: jun. 2021.

níveis iguais de CL mínimos: engenharia, 40%; máquinas e equipamentos, 40%; e construção, integração e montagem, 40% (tabela 6).²⁵

TABELA 6
CLs nos aditamentos dos contratos de exploração de petróleo anteriores a 2017¹
(Em %)

| Localização dos blocos | Fase de exploração | Fase de desenvolvimento da produção | |
|------------------------|--------------------|-------------------------------------|----|
| Em terra | 50 | | |
| | | Construção de poço | 25 |
| | | Sistema de coleta e escoamento | 40 |
| No mar | 18 | UEP (plataforma de produção) | |
| | | Engenharia | 40 |
| | | Máquinas e equipamentos | 40 |
| | | Construção, integração e montagem | 40 |

Fonte: Resolução ANP nº 726/2018.

Nota: ¹ Contratos de concessão assinados até a 13ª rodada; contratos da primeira e da segunda rodadas de partilha de produção; e o Contrato de Cessão Onerosa.

As petroleiras aderiram ao aditamento de seus contratos. Do total de 453 contratos com possibilidade de habilitação, a ANP recebeu solicitações de aditamento de 287 contratos, de 45 operadoras de blocos (em fase de exploração ou de desenvolvimento em caso de declaração de comercialidade futura) ou de campos de petróleo (em etapa de desenvolvimento). Os contratos associados a bacias em terra representaram 69% do total das solicitações, com destaque para a bacia do Recôncavo, com 67 solicitações de explorações em terra. A Petrobras apresentou 96 pedidos de aditamento. Receberam parecer favorável de aditamento 265 contratos e 22 foram indeferidos por não se enquadrarem nos requisitos da Resolução ANP nº 726/2018. Os aditamentos, com a atualização das regras para os 265 contratos, compreenderam 258 blocos em fase de exploração e desenvolvimento em caso de declaração de comercialidade futura, e 85 campos em etapa de desenvolvimento. Cada aditamento esclareceu para quais fases, etapas e módulos de produção vão valer os novos percentuais. A maioria dos contratos aditados tem relação com a 11ª rodada, com 81 aditivos. A celebração do aditamento contratual elimina a possibilidade de solicitação de isenção de cumprimento e de ajuste dos compromissos de conteúdo local, bem como extingue e arquiva, de forma automática, os pedidos anteriormente apresentados à ANP (cláusula sexta do termo aditivo). Como resultado da aplicação dessa disposição, 54 processos de solicitações de isenção/ajuste protocolados na ANP foram extintos e arquivados.²⁶

25. Sobre o aditamento da cláusula de CL, ver Maciel (2020), ANP (2020c) e Brasil (2018).

26. Disponível em: <<https://bit.ly/3v79mPk>>.

Entre os contratos que a Petrobras pediu para que os percentuais fossem revisados estão o do campo de Mero, na área exploratória de Libra, e da cessão onerosa. O aditamento da cessão onerosa foi o caso mais complexo, pois dependia de entendimentos da Petrobras, do MME e do Ministério da Economia, bem como da Procuradoria-Geral da Fazenda Nacional (PGFN). O contrato foi aditado, não com base na Resolução nº 726/2018, mas pela própria revisão, que definiu o valor que a União devia para a Petrobras. Concluiu-se que os novos percentuais de CL poderiam ser iguais aos das rodadas mais recentes – 25% para construção de poços, 40% para *subsea* e 25% para os navios de produção, estocagem e transferência (*floating, production, storage and offloading* – FPSOs). Ou seja, no caso dos FPSOs, abaixo dos previstos no aditivo padrão, que adotou o percentual mínimo de 40% para plataformas de produção, resultado de um acordo com os fornecedores navais.²⁷

7 AVALIAÇÃO DA POLÍTICA DE CL

A política de CL adotada a partir de 2005 procurava estabelecer um contraponto à perda de mercado da indústria nacional fornecedora de máquinas, equipamentos e navios ao setor de petróleo, que vinha ocorrendo desde a década de 1990. Esse movimento foi resultado das profundas transformações que ocorriam na economia, como a abertura comercial, com reduções de tarifas do imposto de importação, que facilitou a entrada de produtos importados no país.

A Petrobras vinha desde a década de 1990 procurando garantir custos mais baixos para suas aquisições de bens e serviços, forçada pelos baixos preços do petróleo,²⁸ em vez de adquirir produtos nacionais a qualquer custo, como fizera nos anos anteriores como forma de incentivar o desenvolvimento da cadeia nacional de fornecedores. A postura era mais concorrencial, especialmente após a abertura do mercado de petróleo, em 1995. A busca de financiamento externo também estimulou compras de equipamentos e a contratação de serviços no exterior. A abertura comercial criou um ambiente econômico desfavorável aos fornecedores industriais locais de equipamentos, de serviços e de navios para as explorações de petróleo, além de taxa de câmbio sobrevalorizada que diminuía os preços dos bens importados. Ocorreu ainda aumento de aquisições de grandes plataformas e navios já completos adquiridos no exterior, contratados pela Petrobras no formato engenharia, suprimento e construção (*engineering, procurement and construction* – EPC), por meio de empresas parapetroleiras integradas, que davam preferência às empresas fornecedoras coligadas no exterior em suas aquisições de equipamentos e serviços

27. Luiz Bispo, superintendente de CL da ANP. Disponível em: <bit.ly/3joyLlj>. Acesso em: 18 set. 2020.

28. O petróleo do tipo Brent estava com preço de US\$ 17,7 o barril, de 1991 a 1999, em média, ou US\$ 30,4 o barril a preço de 2021, atualizado pelo Consumer Price Index – US (bp Statistical Review of World Energy, 71st edition). Disponível em: <https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html>.

de engenharia. Com esse ambiente concorrencial, ocorreram fechamentos ou redirecionamentos de empresas nacionais para outras atividades, provocando a diminuição do CL nas aquisições devido ao baixo relacionamento da Petrobras com fabricantes locais (Ruas, 2011, p. 351).

O governo que tomou posse em 2003 definiu nova política de compras locais para o setor de petróleo e reorientou a atuação da Petrobras no sentido de aumentar suas aquisições locais. Foi nomeada uma diretoria na Petrobras para incentivar o novo sistema de CL, com maiores exigências de compras de bens e serviços nacionais. Foi uma reação à perda de mercado da indústria nacional, à capacidade ociosa existente nas empresas fornecedoras de bens e serviços para as explorações de petróleo e à postura da Petrobras em buscar ofertas de preços menores no mercado externo.

Ainda não foi realizada uma avaliação ampla da política de CL adotada no setor de petróleo no Brasil. A análise é necessária diante das evidências de falhas da política, demonstradas pelos altos percentuais exigidos de CL; pelas dificuldades das petroleiras e dos fornecedores em alcançar os níveis de CL contratuais; e pelas pesadas multas aplicadas às petroleiras. Mas a política deve ser analisada também pelos investimentos que incentivou na cadeia produtiva da indústria de equipamentos e navios. A avaliação deve comparar a elevação nos investimentos em razão da alta proteção dada pelos elevados percentuais de CL exigidos com as perdas de produção, de empregos e de impostos causadas pelos adiamentos do início da produção de diversos campos de petróleo e de plataformas de exploração e de produção, cujos prazos de entrega não foram obedecidos pela impossibilidade de cumprimento dos prazos.

Um levantamento da Organização Nacional da Indústria do Petróleo (Onip) verificou que dos 1.200 equipamentos ou peças, aproximadamente, que integravam o projeto de construção das 28 plataformas de perfuração encomendadas pela Petrobras à empresa Sete Brasil, novecentos não eram produzidos no Brasil. Uma parte importante dos bens não produzidos correspondia a sistemas com maior conteúdo tecnológico, como equipamentos para perfurações, propulsão, geração de energia, hélices de grande porte e caixa de engrenagem. Para cumprir as metas, os estaleiros que montavam as plataformas procuravam fornecedores locais para a fabricação dos itens que completassem os índices de CL, porém enfrentavam, muitas vezes, condições de preços maiores em relação aos itens importados. A Petrobras e outras petroleiras operadoras de campos de petróleo arcavam, portanto, com aumentos de custos nos investimentos e com o adiamento na produção de campos de petróleo em razão de atrasos no recebimento de plataformas de petróleo (Vigliano, 2013). Em algumas situações de planejamento de entrada em operação de determinado campo de petróleo, a Petrobras preferia contratar a construção de uma plataforma de petróleo no exterior e pagar as multas pelo não cumprimento dos percentuais de CL para não ter de atrasar o início da produção do campo. O total de multas aplicadas pela ANP à Petrobras por descumprimentos de CL, entre 2011 e 2016, foi de R\$ 228,3 milhões.

No caso das dez plataformas de produção do tipo FPSO que contratou no Brasil em 2010-2011, a Petrobras divulgou que os atrasos no recebimento variaram de 13 a 22 meses nos quatro FPSOs destinados aos campos do Contrato de Cessão Onerosa para a conversão de navios petroleiros em plataformas. Foi calculado que o prejuízo, devido aos atrasos na arrecadação de impostos dos governos federal, estadual e municipal, foi de aproximadamente R\$ 33 bilhões no período de oito anos, segundo Montenegro (2017). Os atrasos foram de 31 a 38 meses em seis FPSOs denominados replicantes, também para campos do pré-sal. A Petrobras estimou que o CL a ser atingido seria bem menor que os 65% previstos em contrato. Os seis primeiros FPSOs estavam previstas para iniciar a produção de petróleo entre agosto de 2014 e julho de 2016, mas o primeiro FPSO (P-66) iniciou a produção somente em maio de 2017.²⁹ Também “a primeira licitação para aquisição da plataforma do campo de Libra, no pré-sal, resultou em preço 40% superior aos parâmetros internacionais, refletindo as exigências da política de CL em vigor”, argumentou a Petrobras (Montenegro, 2017).

A política de CL estabelecida em 2003 e aprofundada em 2005 baseou-se na ideia de que bastaria estabelecer a proteção via exigência de CL elevado para se iniciar o processo de desenvolvimento da cadeia produtiva dos bens e serviços que faltavam no país. Porém, como analisou o TCU, o sistema de CL não desenvolveu ações de políticas industriais para estimular a produção de bens utilizados nas explorações e para ampliar a competitividade das empresas para disputarem os mercados internacionais. Para o órgão federal de fiscalização, a política aumentava os custos dos projetos de investimentos pela imposição forçada de aquisições de produtos de fabricação nacional, não contribuía para o aumento da competitividade das fornecedoras de bens e serviços às petroleiras e gerava ambiente para a imposição de multas elevadas que desestimulavam investimentos.³⁰

Além disso, a escolha de um fornecedor local nem sempre obedece à lógica de sua capacidade tecnológica. Se o fornecedor de equipamentos, no Brasil, para as petroleiras tiver laços societários ou interesses econômicos com empresas fabricantes no exterior, ele pode preferir buscar os equipamentos no exterior, mesmo com o pagamento de multas pelo não cumprimento dos índices de CL. Como exemplo há o caso da empresa Weg, que tem a maior fábrica de motores elétricos da América Latina e filiais em diversos países. Para a construção das primeiras 9 das 28 sondas de perfuração encomendadas pelas Petrobras à Sete Brasil, a Weg ofertou geradores, motores de propulsão, compressores e diversos outros componentes. Porém, os estaleiros no Brasil que montavam as nove sondas escolheram empresas coligadas no exterior para a aquisição e o fornecimento dos equipamentos (Vigliano, 2013).

29. Disponível em: <<https://bit.ly/3WDDQq6v>>.

30. Disponível em: <<https://bit.ly/3Vghl7q>>.

Ocorreu exagero nos percentuais exigidos de CL na tentativa de se construir oito cascos de FPSOs no Brasil, os chamados replicantes, para que a construção de cascos idênticos e a integração do *top-side* (os equipamentos e as acomodações na parte superior do navio) contribuíssem para superar a fase de aprendizado. A forma de forçar que isso ocorresse foi elevar o CL a níveis altos. A Petrobras teve doze FPSOs que atrasaram em média 32 meses – e atrasaram também os trabalhos das empresas que fabricam e das que instalam equipamentos submarinos nos poços de petróleo. Isso atrasou a entrega dos FPSOs e atingiu inclusive cascos convertidos, como no campo de Libra. Ocorreu perda de produção de petróleo, de impostos no valor de US\$ 12,6 bilhões, e de investimentos no valor de US\$ 6,7 bilhões, calculados pela Petrobras. Assim, a ideia de criar empregos na indústria naval custou caro para o Brasil.

Na opinião do diretor de exploração e produção da Petrobras, o Brasil deveria focar na construção de módulos de FPSOs, que carregam muito conhecimento e engenharia, e o CL ocorre por competência, não por imposição. Na construção de um FPSO, como exemplificado pelo FPSO Carioca, há vinte módulos e 44 mil toneladas de *top-side*. O aprendizado pode aumentar o número de módulos construídos no país. Interessa às petroleiras ter o fornecedor no Brasil para prestar assistência técnica nas operações do FPSO.³¹

Contrariamente, porém, aos aspectos negativos da política de CL, alguns exemplos mostram que a política contribuiu para a instalação ou a expansão de plantas industriais de diversas empresas fornecedoras, que provavelmente não teriam investido no país se a política não existisse. Nos segmentos de equipamentos submarinos, diversas empresas multinacionais implantaram plantas industriais, em razão da importância crescente do mercado brasileiro após as importantes descobertas da Petrobras em águas profundas, a partir da década de 1980. As empresas foram atraídas para o mercado nacional em razão da liderança da Petrobras, que alcançou vários recordes mundiais de extração de petróleo em águas profundas e ultraprofundas (acima de 1.500 m), também atraídas pelas parcerias tecnológicas que a estatal brasileira poderia estabelecer com grupos econômicos nacionais ou estrangeiros para a fabricação e o desenvolvimento tecnológico de equipamentos de uso submarino, como: árvores de natal (ou árvore de válvulas); *manifolds*; *templates*; *risers*; tubos flexíveis; cabeças de poço; cabos umbilicais; veículos de operação remota submarinos (*remoted operated vehicle* – ROV); sistemas de bombeamento e de separação submarina de óleo, gás e água; e outros bens. Contudo, é preciso avaliar o custo social que foi pago para se ter os investimentos comentados.

Assim, a política de CL tem pontos altos e baixos, e somente uma análise mais profunda poderá avaliar o resultado amplo das exigências colocadas às petroleiras.

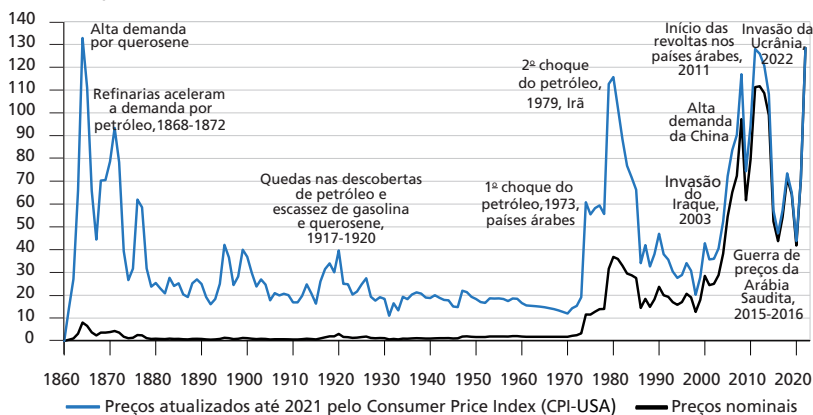
31. Entrevista de Fernando Borges, diretor de exploração e produção da Petrobras, em 11 de agosto de 2021. Disponível em: <<https://bit.ly/3HWhQRi>>. Acesso em: 20 ago. 2021.

8 FLUTUAÇÕES NOS PREÇOS DO PETRÓLEO: DE 1973 ATÉ A GUERRA RÚSSIA-UCRÂNIA (2022)

Uma análise dos principais eventos de altas e quedas acentuadas nos preços do petróleo, desde o primeiro grande choque, em 1973, permite relacionar as seguintes ocorrências mais importantes nesse aspecto, nos últimos cinquenta anos: i) o embargo das exportações do petróleo por países do Oriente Médio, em 1973-1974 (primeiro choque do petróleo); ii) a Revolução Iraniana de 1978-1979 (segundo choque do petróleo);³² iii) o longo período de queda nos preços entre 1986-1999; iv) a elevação para cerca de US\$ 110 o barril, de 2011 até o primeiro semestre de 2014; v) a queda nos preços em mais de 50% em 2015-2016 em decorrência de disputas na produção entre a Arábia Saudita e os Estados Unidos; vi) a pandemia da covid-19, em 2020-2021, quando o petróleo atingiu preços negativos em 2020; e vii) a invasão da Ucrânia pela Rússia, em fevereiro de 2022, quando os preços ultrapassaram US\$ 120 o barril.

Desde o início do século XX até 1973, os preços do petróleo, atualizados pela taxa de inflação dos Estados Unidos, a preços de 2021, nunca passaram de US\$ 40 o barril (gráfico 1).³³

GRÁFICO 1
Choques nos preços do petróleo (1861-2022)
(Em US\$ por barril)



Fonte: Macrotrends; Yergin (2010); e BP Statistical Review of World Energy, disponível em: <<https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy/oil-demand.html>>.

Elaboração do autor.

Obs.: Preços do petróleo: 1861 a 1944 – média de preços nos Estados Unidos; 1945 a 1963 – preço do petróleo leve árabe em Ras Tanura, Arábia Saudita; 1964 a 2021 – preço do petróleo do tipo Brent; 2022, tipo Brent – Macrotrends, disponível em: <<https://www.macrotrends.net/2480/brent-crude-oil-prices-10-year-daily-chart>>.

32. Disponível em: <https://econweb.ucsd.edu/~jhamilton/oil_history.pdf>.

33. Preços nominais e reais do petróleo na série de preços da BP Statistical Review of World Energy, junho de 2022. Disponível em: <<https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy/oil-demand.html>>. O preço do petróleo Brent, em 2022, divulgado por Macrotrends, é o valor verificado em 9 de junho.

Do fim da Segunda Guerra Mundial até 1970, o preço do petróleo Brent, a preços reais de 2021, ficou ainda mais baixo, em torno de US\$ 20 o barril até o fim da década de 1950, e caiu continuamente durante toda a década de 1960, chegando a custar US\$ 12 o barril em 1970, o menor preço real em muitas décadas, como se observa no gráfico 1. O preço nominal, de 1945 a 1970, ficou, em média, em US\$ 1,8 o barril, tendo começado a se elevar nos três anos seguintes, antes do primeiro choque do petróleo, em outubro de 1973. No período entre a Segunda Guerra Mundial até setembro de 1973, os Estados Unidos confiavam no amplo acordo que o presidente dos Estados Unidos, Franklin D. Roosevelt, firmara com o rei da Arábia Saudita, Saud Abdulaziz, em 1945. Pelo acordo, os Estados Unidos garantiriam a segurança do governo de Saud, e a Arábia Saudita supriria os Estados Unidos de todo o petróleo de que necessitassem (Watkins, 2020a).

No dia 6 de outubro de 1973, Síria e Egito começaram a Guerra do Yom Kippur contra Israel, que durou até 26 de outubro. O nome da guerra refere-se ao feriado judaico do Dia do Perdão (Yom Kippur, em hebraico). A origem da guerra foi a anexação de territórios sírios e egípcios por Israel, seis anos antes, em julho de 1967, durante a Guerra dos Seis Dias, entre 5 e 10 de junho de 1967, conflito que opôs Israel contra países árabes (Síria, Egito, Jordânia e Iraque, apoiados pelo Kuwait, Arábia Saudita, Argélia e Sudão). Os territórios anexados por Israel foram a península do Sinai, uma parte do canal de Suez, a Faixa de Gaza, a Cisjordânia e as colinas de Golá. Dez dias após o início da guerra do Yom Kippur, em 16 de outubro de 1973, a Organização dos Países Árabes Exportadores de Petróleo (Opaep) anunciou aumento no preço do petróleo, de US\$ 2,90 o barril para US\$ 3,65, e a diminuição na produção. O presidente norte-americano Richard Nixon reagiu imediatamente, solicitando ao Congresso US\$ 2,2 bilhões em ajuda de emergência a Israel para o conflito. Em retaliação, em 19 de outubro, diversos países árabes interromperam as exportações de petróleo para os Estados Unidos, e também para alguns países que apoiaram Israel mais diretamente, como o Reino Unido, o Japão, o Canadá e a Holanda. O embargo nas vendas do petróleo árabe provocou forte aumento nos preços mundiais (Watkins, 2020a). A paralisação nas exportações foi logo depois ampliada para outros países. No final de outubro de 1973 o preço começou a subir e quase quadruplicou até janeiro de 1974. Em valores da época, o preço médio passou de US\$ 2,90 o barril, em setembro de 1973, para US\$ 11,65, em janeiro de 1974 (Reich, 1995; Merrill, 2007). A preços atualizados para 2021, o preço do petróleo tipo Brent, em 1974, chegou a custar US\$ 60,8 o barril. Em março de 1974, o embargo foi oficialmente suspenso, em meio a desentendimentos na Opaep sobre quanto tempo continuar com a proibição das exportações. Os preços altos do petróleo permaneceram após 1974, até que em 1978-1979 ocorreu novo choque nos preços.

O segundo choque está associado à Revolução Iraniana, em 1978-1979, que derrubou o reinado do xá Mohammad Reza Pahlavi. O xeque Ruhollah Khomeini assumiu o controle do poder, como líder supremo da República Islâmica. Diversas greves no setor de petróleo, entre outubro de 1978 e janeiro de 1979, derrubaram a produção no Irã, fazendo com que os preços mundiais do petróleo mais que dobrassem, entre 1978 e 1980. A produção iraniana, que representava 7% da produção mundial, caiu 4,8 milhões de barris/dia no princípio de 1979. As dúvidas sobre o tempo que duraria a queda na produção provocaram uma corrida mundial às aquisições de petróleo, elevando os preços. O petróleo do tipo Brent subiu, em valores da época, de US\$ 14 o barril, em média, em 1978, para US\$ 31,61, em 1979, e US\$ 36,83, em 1980. A preços atualizados de 2021, elevou-se de US\$ 55,6 o barril, em 1978, para US\$ 112,7, em 1979, e US\$ 115,7, em 1980 (gráfico 1).

A alta nos preços também foi impulsionada pela forte demanda mundial de petróleo, com a economia global em expansão. A desvalorização do dólar na primeira metade da década de 1970, devido ao término do Acordo de Bretton Woods, em 1971-1973, também foi um fator importante nos aumentos de preços pelos países árabes, pois o preço do petróleo cotado em dólares vinha diminuindo as receitas dos países exportadores de petróleo. O Acordo de Bretton Woods, em 1944, havia fixado o ouro ao preço de US\$ 35 a onça. Desde 1968 os Estados Unidos tentavam manter o dólar nesse preço, porém o fim da conversibilidade do dólar em ouro, em 1971, e os gastos excessivos do governo norte-americano determinaram o fim do acordo. O dólar se desvalorizou para US\$ 455 a onça até o final da década de 1970 (Hammes e Wills, 2005).

A queda que se seguiu na atividade econômica nos países industrializados devido ao impacto da alta dos preços do petróleo, e o aumento nos investimentos na produção de energias alternativas (como o etanol no Brasil) e em tecnologias de conservação de energia deram um fim à segunda crise dos preços do petróleo. A partir de 1982, os preços começaram a cair, e mais acentuadamente a partir de 1986, desencadeando um declínio que durou até 1998 (US\$ 20,2 o barril a preços de 2021). A queda nos preços foi também consequência do aumento da produção de petróleo pela Organização dos Países Exportadores de Petróleo (Opep), que saltou de 13,7 milhões de barris/dia, em junho de 1985, para 18 milhões de barris/dia em dezembro de 1985. Os preços continuaram em níveis baixos por quase duas décadas (World Bank, 2009; Baffes *et al.*, 2015; BP, 2020; 2021). Em 2000 (US\$ 42,8 o barril, a preços de 2021), os preços começaram a se recuperar, e mais fortemente a partir de 2005 (US\$ 72,2 o barril a preços de 2021).

A invasão do Kuwait pelo Iraque, em 2000, seguida pela guerra entre os Estados Unidos e países aliados contra o Iraque, que foi invadido em 2003, iniciou forte subida nos preços, que foi mantida nos anos seguintes pela elevação da demanda da China por petróleo (gráfico 1). Os preços continuaram com tendência de alta até 2008. Em 2009 houve a grande queda de US\$ 116,9/barril, em 2008, para US\$ 74,3/barril, em razão da crise financeira internacional de 2008 decorrente da grande expansão dos financiamentos imobiliários nos Estados Unidos, ou crise do Subprime. Em 2010 iniciou-se um ciclo de cinco anos de preços elevados, incluindo um subperíodo de três anos e meio, de 2011 até o fim do primeiro semestre de 2014, em que os preços mundiais estiveram em torno de US\$ 110,0 o barril (US\$ 125,0 o barril, em média, a preços reais de 2021), cujas causas foram a alta demanda da China e as revoltas nos países árabes, conhecidas como Primavera Árabe.

No Brasil, foi o período das descobertas (2006) e do início da produção dos grandes campos de petróleo do pré-sal (2010). Foi também a época que estimulou a Petrobras a lançar a maior demanda já ocorrida na indústria do petróleo, a construção simultânea no Brasil de 28 sondas de perfuração, sem que o país dispusesse de experiência e conhecimento técnico para o gigantesco empreendimento. Para viabilizar o financiamento da construção das sondas, a Petrobras criou a afretadora de sondas Sete Brasil. Os contratos da Petrobras com a Sete Brasil para a construção das 28 sondas somavam US\$ 26,4 bilhões, e o total, incluindo o afretamento por quinze anos, alcançava US\$ 76 bilhões (Sete..., 2012). A Sete Brasil entrou na Justiça com pedido de recuperação judicial, pois não conseguiu continuar com a construção das sondas após divulgação do envolvimento de ex-diretores da empresa em esquemas de propina com os estaleiros construtores das sondas.

No segundo semestre de 2014, o preço médio nominal do petróleo do tipo Brent começou a cair, atingindo US\$ 52,39 o barril em 2015, e US\$ 43,73 em 2016 (BP, 2022), depois de atingir o mínimo de US\$ 29 o barril, em janeiro de 2016.

As causas da intensa queda em poucos meses estão associadas ao enfraquecimento da demanda global, quando, a partir de setembro de 2014, a procura por petróleo na Europa, na Ásia e nos Estados Unidos começou a enfraquecer. A oferta mundial de petróleo cresceu mais do que a demanda, provocando o aumento dos estoques, a partir do início do segundo trimestre de 2014; a partir de julho, os preços mundiais começaram a cair (Plumer, 2015). Esperava-se que a Opep reagisse com a diminuição da produção para reequilibrar os preços. Porém, na reunião da organização, em novembro de 2014, a Arábia Saudita se recusou a cortar a produção para não perder participação no mercado para os

novos produtores de petróleo das áreas de xisto dos Estados Unidos, e assumiu riscos geopolíticos, na expectativa de que os preços mais baixos diminuíssem a produção do petróleo nos Estados Unidos. A Arábia Saudita instruiu os membros da Opep a superproduzir petróleo, a fim de derrubar os preços de mercado para tentar destruir uma parte do setor produtor de óleo e gás de xisto dos Estados Unidos (Watkins, 2020b). A partir dessa guerra de oferta e de preços, o petróleo entrou em queda livre (gráfico 1) em relação ao preço nominal de US\$ 110 o barril que vigorou de 2011 ao primeiro semestre de 2014.

O choque nos preços em 2015-2016 obrigou os produtores de petróleo e gás natural das regiões de xisto dos Estados Unidos, responsáveis principais pelo grande aumento da oferta e da queda nos preços mundiais, a aumentar os ganhos de eficiência e a diminuir os custos de extração para continuar no mercado. A adoção de tecnologias aprimoradas de perfuração e de extração fez os custos médios de extração por barril efetivamente diminuir de US\$ 70 para US\$ 35 entre 2013-2016, permitindo que continuassem a aumentar a produção com os preços mais baixos do petróleo. Os custos citados constituem médias gerais, uma vez que os custos de cada produtor de petróleo dependem muito da região e do estado nos Estados Unidos onde o petróleo de xisto é produzido. Havia produtores, geralmente grandes empresas, que produziam petróleo de xisto com custos em torno de US\$ 20 o barril, em 2016.

8.1 Preços negativos do petróleo pela primeira vez na história

Em março de 2020 os preços do petróleo voltaram a cair, atingindo valores nunca vistos, quando até preços negativos chegaram a prevalecer, momentaneamente, no mercado norte-americano. As causas gerais para as quedas nos preços foram o início da pandemia da covid-19 no mundo, no final de 2019, a queda abrupta que se seguiu na demanda pela *commodity* e as incertezas sobre quando ocorreria a retomada das compras pelos principais importadores mundiais de petróleo, especialmente a China. O consumo mundial de petróleo caiu 9,1% – de 97,6 milhões de barris/dia, em 2019, para 88,7 milhões, em 2020 –, ou seja, queda de 8,9 milhões de barris/dia, a maior na história.³⁴

O primeiro alerta mundial sobre uma nova infecção foi emitido em 31 de dezembro de 2019, pela Organização Mundial de Saúde (OMS). Autoridades médicas chinesas notificaram casos de uma desconhecida pneumonia na cidade de Wuhan, que não havia sido identificada antes em seres humanos. A partir de então, começaram a ser adotadas diversas medidas de prevenção, como o isolamento de pacientes e a realização de exames para identificar a origem

34. Conforme dados disponíveis em: <<https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy/downloads.html>>.

da doença. Wuhan, o foco da doença, foi isolada, e foram cancelados os voos, os trens e o transporte público na região.

No dia 9 de janeiro de 2020, a OMS anunciou o resultado das primeiras análises do sequenciamento do vírus, realizadas por equipes chinesas. Os casos de pneumonia se deviam a um novo coronavírus, um tipo semelhante ao da síndrome respiratória aguda grave (Sars), que começou na China no final de 2002. A partir do dia 13 de janeiro de 2020 surgiram informações sobre casos no Japão, Coreia do Sul, Tailândia e Taiwan. Nos Estados Unidos, a covid-19 foi detectada pela primeira vez no dia 15 de janeiro, quando um viajante da China foi diagnosticado após desembarcar em Seattle, no estado de Washington. Em 20 de janeiro, o cientista chinês Zhong Nanshan confirmou que a doença era transmitida entre humanos (Cronologia..., 2020). Em diversos aeroportos no mundo passaram a ser utilizados monitores infravermelhos para identificar casos da doença.

Em 30 de janeiro de 2020, a OMS declarou que o surto da covid-19 constituía uma emergência de saúde pública de importância internacional (ESPII) – o mais alto nível de alerta da organização, conforme previsto no regulamento sanitário internacional.

Na Itália, em 21 de fevereiro, foi detectado o primeiro paciente com a covid-19 no país, em uma pequena cidade perto de Milão.³⁵ No final de fevereiro, a OMS pediu aos países que adotassem todos os esforços possíveis para enfrentar uma eventual pandemia. Em 11 de março de 2020, a covid-19 foi caracterizada pela OMS como pandemia, reconhecendo-se que existiam surtos em vários países e regiões do mundo.³⁶

Antes da disseminação da pandemia pelo mundo, o petróleo do tipo West Texas Intermediate (WTI), dos Estados Unidos, era negociado, em média, a US\$ 53,8 o barril, no mês de dezembro de 2019, e a US\$ 54,55 em janeiro de 2020. Em fevereiro, os mercados mundiais de petróleo sentiram os impactos da doença. O preço médio caiu rapidamente para US\$ 46 o barril, em fevereiro; em março, para US\$ 27 o barril. O grande número de contratos em aberto, isto é, a serem liquidados, coincidiu com a falta de espaço nos armazéns de Cushing, no estado de Oklahoma, um dos maiores centros armazenadores de petróleo do mundo e ponto de entrega para os contratos futuros de petróleo bruto WTI. Como o vencimento de contratos se tornou iminente, os detentores de papéis viram a possibilidade de não haver armazenamento viável em Cushing e procuraram se livrar de suas posições compradas a

35. O vírus foi confirmado pela primeira vez na Itália em 31 de janeiro de 2020, quando dois turistas chineses em Roma testaram positivo para o vírus. Um estudo posterior do Instituto Nacional do Câncer (National Cancer Institute – INT) italiano descobriu que o vírus da covid-19 estava circulando na Itália desde setembro de 2019. Disponível em: <<https://bit.ly/3GbAqDu>>.

36. Disponível em: <<https://www.paho.org/pt/covid19/historico-da-pandemia-covid-19>>.

qualquer preço. Com a pressão de oferta, o preço do petróleo WTI caiu abaixo de zero e atingiu US\$ 37 negativos por barril no final de abril (Kennedy, 2020).

Alguns meses antes, em dezembro de 2019, o preço do petróleo Brent estava, em média, em US\$ 67 por barril, US\$ 10 mais alto do que no final de dezembro do ano anterior. Isso refletia a expectativa de melhoria das condições econômicas em 2020. No entanto, em janeiro de 2020, os preços do petróleo perderam todos os ganhos acumulados desde outubro de 2019, pois o surto da covid-19 na China começava a afetar a demanda de petróleo devido a restrições de viagens e à diminuição dos gastos com entretenimento.

No início de março de 2020, os treze países da Opep e os dez aliados, liderados pela Rússia (Opep+), não conseguiram chegar a um acordo sobre cortes na produção de petróleo. Como resultado, os dois maiores produtores de petróleo, Rússia e Arábia Saudita, iniciaram uma nova guerra de preços, inundando o mercado com petróleo barato em um cenário de queda da demanda global, à medida que os surtos locais da covid-19 se transformavam em pandemia. Como resultado, os preços do petróleo do tipo Brent despencaram, logo alcançando a menor baixa em 22 anos, isto é, US\$ 13,77 por barril em 22 de abril de 2020.³⁷

Em 12 de abril, os países da Opep+ haviam concordado em cortar a produção de petróleo em 9,7 milhões de barris/dia durante dois meses, iniciando uma recuperação do preço do petróleo. Mas, em 20 de abril, os preços futuros do petróleo do tipo WTI, que deveriam expirar no dia seguinte, caíram abaixo de zero pela primeira vez. Por causa da grande redução da demanda por petróleo, as empresas armazenaram toda a sua capacidade com óleo não utilizado, e estavam tentando se livrar dos contratos futuros vencidos aos preços de custo.

Em 30 de dezembro de 2020, quando começaram as primeiras campanhas de vacinação contra a covid-19, o preço do petróleo Brent atingiu US\$ 50,7 por barril.

Em 2021, os preços do petróleo Brent voltaram a subir, atingindo o máximo de US\$ 85,0 em 19 de outubro. Os ganhos refletiam a melhora na demanda de petróleo devido ao progresso na vacinação da covid-19, bem como a recuperação da atividade econômica global. Os custos de transporte crescentes e as interrupções no fornecimento de petróleo devido ao clima de inverno extremo no Texas também pressionaram os preços do petróleo bruto.³⁸

Em janeiro e fevereiro de 2022 o preço do petróleo Brent voltou a subir, com valor médio de US\$ 97 por barril em fevereiro, isto é, aumento de US\$ 11 por barril em relação a janeiro, como resultado da crise provocada pela Rússia

37. Disponível em: <<https://www.macrotrends.net/2480/brent-crude-oil-prices-10-year-daily-chart>>.

38. Disponível em: <<https://bit.ly/3Wx8TSc>>. Acesso em: 15 nov. 2021.

ao enviar tropas do seu exército para a fronteira com a Ucrânia. Com as incertezas no mercado sobre possíveis interrupções no fornecimento de petróleo, o preço fechou em US\$ 129 o barril, na primeira semana de março de 2022, após a invasão da Ucrânia pela Rússia, em 24 de fevereiro, e em US\$ 125, no início do mês de junho. Os eventos ocorreram em um cenário de baixos estoques mundiais de petróleo, que estavam caindo desde meados de 2020.³⁹ Após aqueles preços máximos, os preços começaram a cair, mas ainda permanecendo em níveis altamente remuneradores para os produtores de petróleo em 2022; em 29 de dezembro desse ano o preço do barril do tipo Brent era de US\$ 81.⁴⁰

39. Disponível em: <<https://www.eia.gov/outlooks/steo/report/prices.php>>. Acesso em: 26 mar. 2022.

40. Disponível em: <<https://www.macrotrends.net/2480/brent-crude-oil-prices-10-year-daily-chart>>.

A ERA DO PRÉ-SAL: DESCOBERTAS, NOVOS REGIMES DE EXPLORAÇÃO E OS AVANÇOS TECNOLÓGICOS NA EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO

1 INTRODUÇÃO – FORMAÇÃO GEOLÓGICA DOS RESERVATÓRIOS DO PRÉ-SAL

O oceano Atlântico banha em toda a margem costeira brasileira, desde a faixa litorânea até profundidades quase abissais, uma imensa depressão, preenchida por camadas de rochas sedimentares. Abaixo do solo marinho encontra-se a primeira camada, as rochas sedimentares conhecidas como pós-sal, onde se localizam os campos de petróleo descobertos pela Petrobras, a partir da década de 1970, nas bacias de Campos, Santos e Espírito Santo. Mais abaixo encontra-se uma densa camada de sal (predominantemente do tipo halita, como o sal de cozinha), com altura variável, que chega a até dois quilômetros de espessura. Abaixo do sal encontra-se a camada de rochas conhecida como pré-sal, localizada entre quatro mil e sete mil metros abaixo da superfície do mar. São rochas carbonáticas microbiais, porosas como uma esponja fossilizada, que podem conter em seu interior enormes volumes de petróleo e gás natural. Essa é uma situação geológica que ocorreu em ocasiões especiais na evolução da crosta terrestre na história da Terra. Outras regiões no mundo, como a plataforma continental do oeste da África e o golfo do México, também dispõem de rochas sedimentares com petróleo abaixo da camada de sal, porém ainda não se demonstraram tão prolíferas como no Brasil.

O processo de formação das rochas sedimentares do pré-sal ocorreu há cerca de 140 milhões de anos, no local onde existia o grande continente Gondwana, que reunia, em uma única massa de terra, a América do Sul, a África, a Austrália, outras regiões do hemisfério sul, incluindo a Antártida, além do subcontinente indiano. Com a desintegração e o afundamento de partes do continente Gondwana, as massas de terra da África e da América do Sul começaram a se separar, formando, inicialmente, grandes vales e extensos lagos, onde foram sendo depositados, ao longo de milhões de anos, grandes volumes de matéria orgânica e sedimentos lançados pelos rios dos dois continentes, que fluíam para as regiões mais baixas. Por meio de processos químicos, soterramentos, temperaturas muito altas provindas do interior da terra e pressão intensa, o material orgânico, contendo carbono e hidrogênio, formou as rochas geradoras dos hidrocarbonetos do pré-sal. Os resultados quanto aos principais hidrocarbonetos gerados, petróleo ou gás, dependem da constituição dos materiais orgânicos originais e da intensidade das temperaturas que atuaram sobre eles. Com o tempo, a pressão no interior da Terra fez com que as rochas-fonte se microfaturassem, expulsando os hidrocarbonetos, em um processo de migração para rochas sedimentares

situadas mais acima, contendo em seu interior espaços vazios interconectados, que foram preenchidos pelo petróleo e pelo gás natural. Para que essas rochas formassem os reservatórios de petróleo e gás do pré-sal, era necessária uma barreira para conter o processo de migração, que poderia levar os hidrocarbonetos até rochas superiores, ou até o solo marinho, espalhando-se pelo mar. A camada de sal, situada acima das rochas sedimentares onde o petróleo e o gás natural se acumulavam, constituiu essa barreira, impedindo a continuação do processo de migração, selando os hidrocarbonetos e formando os reservatórios do pré-sal.

O nome pré-sal das rochas-reservatório provém do fato de que as rochas foram formadas em eras geológicas anteriores à geração da camada de sal. A constituição da camada de sal, por sua vez, pode ser compreendida da seguinte forma. À medida que os dois continentes, América do Sul e África, se afastavam, formando a grande depressão, os materiais orgânicos acumulados foram sendo cobertos pelas águas do oceano Atlântico que então se formava, e por um tapete de colônias de bactérias que, com o passar do tempo, se solidificaram na forma de calcário. Épocas posteriores de intensa aridez na Terra provocaram a evaporação da água, deixando uma extensa e grossa camada de sal que se depositou sobre as rochas do pré-sal. Assim se originaram as rochas-reservatório do pré-sal, que contêm petróleo leve, de alta qualidade (Milani *et al.*, 2000; Fernández, Pedrosa Junior e Pinho, 2009; Machado, 2018, p. 137).^{1,2}

As rochas sedimentares do pré-sal estendem-se por cerca de 800 km ao longo da plataforma marítima brasileira, do norte da bacia de Campos ao sul da bacia de Santos, abrangendo desde o sul do estado do Espírito Santo até o estado de Santa Catarina, com largura variável de 200 km. As coordenadas geográficas da área geológica subterrânea do pré-sal, ou polígono do pré-sal, encontram-se delimitadas em anexo da Lei nº 12.351/2010.³ Alcançam 149 mil quilômetros quadrados, dos quais a Petrobras detinha, em 2022, direitos de exploração e produção (E&P) sobre 16%, ou 23,6 mil quilômetros quadrados.⁴ Nessa região está situada a bacia de Santos, com área total de 350 mil quilômetros quadrados, que se estende de Cabo Frio (Rio de Janeiro) a Florianópolis (Santa Catarina). É a maior bacia sedimentar marítima do país e o maior polo petrolífero pré-sal do

1. A descrição do processo de formação do pré-sal contou com a valiosa colaboração do geólogo Marco Antônio Pinheiro Machado. Ver também: <<https://petrobras.com.br/pt/nossas-atividades/areas-de-atuacao/exploracao-e-producao-de-petroleo-e-gas/pre-sal/>>.

2. As rochas-reservatório do pré-sal encontram-se a distâncias de até 300 km do litoral brasileiro. .

3. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2007-2010/2010/lei/l12351.htm>.

4. Disponível em: <<https://petrobras.com.br/pt/nossas-atividades/areas-de-atuacao/exploracao-e-producao-de-petroleo-e-gas/pre-sal/>>; <<https://www.investidorpetrobras.com.br/apresentacoes-relatorios-e-eventos/relatorios-anuais/>>.

mundo (Perfuramos..., 2021),⁵ onde foram encontradas as grandes acumulações de petróleo e gás natural.

A produção total de petróleo no Brasil, em 2022, nas áreas do pré-sal, do pós-sal e em terra, foi de 3,02 milhões de barris/dia, em média, acima do recorde verificado em 2020, quando atingiu 2,95 milhões de barris/dia. A produção no pré-sal vem aumentando todos os anos, tendo alcançado, em 2022, 2,3 milhões de barris/dia, ou 76,3% do total. Projeções para 2030 apontam que a produção total será de 5,3 milhões de barris/dia, com o percentual de 81% extraídos no pré-sal, ou 4,3 milhões de barris/dia. A produção de gás natural no ano de 2022 foi também recorde, com a produção média de 138 milhões de m³/dia, superando em 3% o volume de 134 milhões de m³/dia em 2021 (Brasil e EPE, 2022b; ANP, 2022d). Desde as descobertas de petróleo no pré-sal, o Brasil passou, nos anos seguintes, de importador líquido de petróleo para grande exportador. As importações de petróleo bruto, em 2022, foram de 274,7 mil barris/dia, em média, e as exportações, 1,35 milhão de barris/dia, proporcionando superávit médio de 1,08 milhão de barris/dia. As reservas provadas de petróleo no Brasil, no pré-sal e no pós-sal, ao final de 2022, eram de 14,856 bilhões de barris de óleo equivalente (boe), suficientes para produzir petróleo durante 13 anos com os volumes extraídos em 2022.⁶ Os campos de Búzios, Sépia e Tupi foram os que mais contribuíram para a variação positiva das reservas em 2022 em relação ao ano anterior.

2 DECISÃO: EXPLORAR OU NÃO O PRÉ-SAL DA BACIA DE SANTOS?⁷

Após as descobertas de grandes acumulações de petróleo na bacia de Campos, nas décadas de 1980 e 1990, e depois de vários anos sem encontrar grandes jazidas, a Petrobras direcionou suas explorações para a bacia de Santos, diante da necessidade de aumentar as reservas de petróleo disponíveis para a produção de derivados. A bacia de Santos havia ficado em segundo plano nos projetos de exploração enquanto eram realizadas as descobertas na bacia de Campos. Em 1998, em explorações no pós-sal da bacia de Santos – onde estava sendo descoberto óleo pesado com baixa viabilidade econômica –, geólogos, geofísicos e engenheiros da Petrobras começaram a sugerir em reuniões internas da empresa a possibilidade

5. Com a retomada das explorações na bacia de Santos, foram descobertos campos de gás natural como Mexilhão, em 2003, Tambaú e Pirapitanga, além de diversos campos de petróleo, como Carapiá, Tambaú, Urugua e Atlanta, todos acima da camada de sal. Para informações sobre tentativas pioneiras de perfurações de rochas de sal no Brasil, nas décadas de 1980 e 1990, e as dificuldades encontradas, consultar Alves *et al.* (2009).

6. *Resenha Energética Brasileira*, ano-base 2021. Disponível em: <<https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/spe/publicacoes/resenha-energetica-brasileira/resenhas/resenha-energetica-2022.pdf/view>>.

7. Esta seção e a próxima tiveram como parte importante de informações Dieguez (2009) e Machado (2018). Dieguez (2009) entrevistou os executivos da Petrobras Mario Carminatti, Guilherme Estrella, Gilberto Lima, Sylvia Anjos, Breno Wolff e José Formigli, e os economistas Adilson de Oliveira, da Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ), e Ernani Torres, do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES).

de existir petróleo abaixo da camada de sal. As imagens sísmicas então existentes, em duas dimensões (2D), de seções físicas da bacia permitiam avançar na hipótese de que abaixo da camada de sal poderiam existir rochas porosas, com reservas de petróleo. As profundidades a serem enfrentadas, porém, colocavam dúvidas sobre a viabilidade econômica do empreendimento. Para testar a hipótese, era necessário adquirir blocos exploratórios nas licitações da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), que estavam começando a ser realizadas, após a eliminação do monopólio da Petrobras e a abertura das explorações de petróleo pela Emenda Constitucional (EC) nº 9/1995, e sua regulamentação pela Lei do Petróleo de 1997 (Lei nº 9.478/1997). A oportunidade surgiu em 2000 e 2001, quando a ANP leiloou diversos blocos na bacia de Santos, na segunda e na terceira rodadas de licitações.

A ANP anunciou a realização da segunda rodada de licitações em 30 de setembro de 1999. Foram ofertados dez blocos em terra e treze em mar, distribuídos por nove bacias sedimentares brasileiras: Campos, Santos, Sergipe-Alagoas, Camamu-Almada, Pará-Maranhão, Recôncavo, Potiguar, Paraná e Amazonas. Os objetivos dos leilões eram acelerar a atividade exploratória, facilitar a transferência de tecnologia para o Brasil e fixar as bases para o desenvolvimento de um setor petrolífero competitivo, eficiente e dinâmico.⁸

Após o conhecimento dos termos da segunda rodada, a Petrobras enviou equipes técnicas ao exterior à procura de empresas petroleiras que se interessassem em participar do leilão, para compartilhar os investimentos nas aquisições e explorações dos blocos. A segunda rodada ocorreu em 7 de junho de 2000, com 27 empresas que ofereceram lances pelos blocos. Foram arrematados 21 blocos por dezesseis companhias petroleiras.⁹ Nos blocos marítimos da bacia de Santos (BM-S), a Petrobras ganhou a disputa como empresa operadora, isto é, a empresa líder do consórcio, em quatro blocos: BM-S-8, BM-S-9, BM-S-10, e BM-S-11, em parceria com duas petroleiras estrangeiras em cada área. À época, a Petrobras já antevia a possibilidade de as explorações atingirem as rochas abaixo da camada de sal, especialmente na área de Tupi, onde tinha sido identificada, no final da década de 1990, uma grande estrutura de rochas que se mostravam favoráveis à existência de hidrocarbonetos.

No ano seguinte, em junho de 2001, a ANP realizou a terceira rodada de licitações de blocos, quando a Petrobras arrematou mais dois blocos (BM-S-21 e BM-S-24) em associação com empresas estrangeiras.

8. Disponível em: <<https://www.gov.br/anp/pt-br/rodadas-anp/rodadas-concluidas/concessao-de-blocos-exploratorios/2a-rodada-licitacoes-blocos>>.

9. Disponível em: <<https://www.gov.br/anp/pt-br/rodadas-anp/rodadas-concluidas/concessao-de-blocos-exploratorios/2a-rodada-licitacoes-blocos/resultados>>.

De acordo com Machado (2018, p. 82), no princípio de 2001, a Petrobras formou uma equipe inicial de três geofísicos e um geólogo, com o objetivo de examinar detalhadamente os dados sísmicos disponíveis até aquele momento e a geologia das primeiras quatro áreas adquiridas. As avaliações também serviram para manter os investidores sócios da Petrobras integrados ao empreendimento de explorações, evitando que desistissem dos pesados investimentos previstos em cada consórcio. Somente após muitas discussões técnicas, baseadas em mapas e dados sísmicos, as empresas do consórcio tomam as decisões mais importantes, tais como o local da primeira perfuração de um poço numa nova área em exploração – isto é, o local do poço pioneiro, que pode ter um custo de mais de US\$ 100 milhões. Por isso, a dimensão do empreendimento e os elevados custos que envolveria exigiu que geólogos, geofísicos, petrofísicos, geoquímicos, engenheiros, especialistas em rochas sedimentares e especialistas em outras áreas se juntassem ao grupo inicial, muitos deles provindos de cidades em que a Petrobras desenvolvia atividades de E&P de petróleo, para contribuir com a interpretação dos dados sísmicos e a construção de modelos geológicos das áreas adquiridas.

Os blocos adquiridos na bacia de Santos eram estruturas geológicas de grande dimensão, localizadas em águas ultraprofundas, que abrangiam o pré-sal. Não obstante terem chances de conter reservas de petróleo, representavam grandes riscos em explorações, em razão dos volumosos investimentos que exigiriam em perfurações para alcançar aquelas partes profundas dos blocos. Além disso, faltavam mapeamentos sísmicos mais recentes para ajudar a identificar os locais mais favoráveis à existência de petróleo e começar as perfurações de poços.

Os blocos arrematados nos leilões de 2000 e 2001 encontram-se no quadro 1, com as denominações das respectivas áreas, as empresas que compuseram cada consórcio com a Petrobras, a participação de cada empresa no capital do respectivo consórcio e as datas de término dos planos de avaliação das descobertas e do potencial de produção. Os planos de avaliação, encaminhados pelas petroleiras à ANP, detalham todos os trabalhos a serem executados pelo concessionário para a avaliação da descoberta e os investimentos a serem realizados no bloco em exploração. Antes do prazo final da fase de exploração, se a decisão for pela continuidade dos investimentos, o concessionário apresenta o relatório de avaliação da descoberta de petróleo e/ou gás natural, e notifica à ANP a declaração de comercialidade do bloco, isto é, indicando a jazida como descoberta comercial, dando nome ao campo e iniciando a etapa de desenvolvimento da produção. O bloco passa a receber investimentos em plataformas de produção e equipamentos submarinos para iniciar a produção. Observa-se no quadro 1 que os blocos BM-S-9 e BM-S-11 foram divididos em duas áreas exploratórias. A Petrobras iniciou as explorações como operadora de oito das nove áreas constantes do quadro 1, isto é, a responsável principal pelas decisões sobre a condução das atividades de exploração,

o desenvolvimento das áreas e a produção de petróleo e gás. As demais empresas consorciadas dividem com a Petrobras as decisões principais sobre a condução dessas atividades nos respectivos blocos e campos. O bloco BM-S-22, que consta do quadro 1, foi arrematado pelas petroleiras Amerada Hess (80%) e Ocean Energy (20%). Esta vendeu depois sua participação e a primeira vendeu a metade de sua parcela, ficando o consórcio que iniciou as explorações formado por ExxonMobil, como operadora do bloco, Petrobras e Amerada Hess.¹⁰

QUADRO 1

Blocos adquiridos no pré-sal da bacia de Santos na segunda e terceira rodadas de licitações de concessão (2000-2001)

| Blocos, áreas e campos | Consórcio – participação por petroleira | Término do plano de avaliação |
|--|--|-------------------------------|
| BM-S-10 – Parati (devolvido à ANP). ¹ | Petrobras (50%); BG (25%); Chevron (25%). | Abril de 2012. |
| BM-S-11 – Tupi (campo Tupi). | Petrobras (65%); BG (25%); Petrogal (10%). | Dezembro de 2010. |
| BM-S-11 – Iara (campos Berbigão, Sururu, Oeste de Atapu). | Petrobras (65%); BG (25%); Petrogal (10%). | Dezembro de 2013. |
| BM-S-9 – Carioca (campo Lapa). | Petrobras (45%); BG (30%); Repsol (25%). | Novembro de 2011. |
| BM-S-9 – Guará (campo Sapinhoá). | Petrobras (45%); BG (30%); Repsol (25%). | Dezembro de 2012. |
| BM-S-21 – Caramba (devolvido à ANP). ¹ | Petrobras (80%); Petrogal (20%). | Dezembro de 2012. |
| BM-S-8 – Bem-te-vi (campo Carcará, atual Bacalhau). ² | Petrobras (66%); Shell ³ (20%); Petrogal (14%). | Dezembro de 2012. |
| BM-S-24 – Júpiter (campo Júpiter). | Petrobras (80%); Petrogal (20%). | Fevereiro de 2016. |
| BM-S-22 – Azulão ⁴ (devolvido à ANP). ¹ | ExxonMobil (40%); Amerada Hess (40%); Petrobras (20%). | Abril de 2012. |

Fonte: Formigli, Pinto e Almeida (2009).

Elaboração do autor.

Notas: ¹ No caso dos blocos devolvidos, não se chegou à fase de denominação oficial do campo de petróleo, pois não houve declaração de comercialidade.

² Em 2014, parte do bloco Bem-te-vi foi devolvida à ANP, e outra parte foi incorporada à área em exploração de Carcará, que foi ampliada.

³ A empresa Shell vendeu sua participação no bloco Bem-te-vi para as empresas Barra Energia (10%) e Queiroz Galvão (10%).

⁴ O BM-S-22 foi devolvido à ANP pela petroleira ExxonMobil e empresas consorciadas.

Obs.: British Gas (BG).

Antes de iniciarem as perfurações de poços, os consórcios de empresas dos quatro primeiros blocos (BM-S-8, BM-S-9, BM-S-10, e BM-S-11) encomendaram, em 2001 e 2002, levantamentos sísmicos em três dimensões (3D), que constituíram a maior aquisição e interpretação de dados sísmicos naquela época no mundo, abrangendo mais de 17 mil quilômetros quadrados de área. A base de dados, levantada em treze meses, foi essencial para que os geólogos e geofísicos da Petrobras interpretassem melhor a geologia das partes profundas dos blocos adquiridos, com o objetivo de indicar os locais mais promissores para as perfurações de poços exploratórios.

10. Disponível em: <<https://www.gov.br/anp/pt-br/rodadas-anp/rodadas-concluidas/concessao-de-blocos-exploratorios/3a-rodada-licitacoes-blocos/resultados>>.

De acordo com as análises técnicas de equipes da Petrobras com os dados sísmicos em 2D já disponíveis, amplamente melhoradas no primeiro semestre de 2003 com os dados sísmicos em 3D, as imagens mostraram grandes elevações geológicas debaixo de uma extensa camada de sal, que poderiam ser reservatórios de petróleo. Um importante fator para aumentar a probabilidade de se encontrarem reservatórios de hidrocarbonetos no pré-sal reside na característica selante das rochas de sal, como informou Mario Carminatti, então gerente-geral de geologia da Unidade de Negócios do Rio de Janeiro (UN-Rio) da Petrobras, encarregada das explorações de petróleo em águas ultraprofundas das bacias de Campos, Santos e Pelotas. Conforme relato de Carminatti à reportagem de Dieguez (2009):

As imagens [sísmicas] indicaram a existência de alguns dados vitais: uma rocha geradora de petróleo, com uma rota física por onde ele pudesse passar; uma rocha-reservatório, onde o óleo pudesse se acumular; uma rocha que pudesse aprisioná-lo e, por fim, um selo fechando toda essa estrutura. E não poderia haver selo melhor do que uma camada de dois quilômetros de sal.¹¹

A comprovação da existência de jazidas de petróleo na camada do pré-sal iria exigir perfurações de poços com longas extensões, que deveriam atravessar a camada de sal, com espessura de até 2.000 m, e as rochas abaixo do sal, onde poderia haver reservatórios de petróleo, mas cujas características geológicas eram pouco conhecidas. Agravando os desafios, as plataformas de perfuração desenvolveriam operações em lâmina d'água de mais de 2.000 m de profundidade, à distância de até 300 km do litoral. Além disso, a existência de jazidas precisaria ocorrer em volumes e produtividades que compensassem os investimentos a serem realizados com as perfurações e, após possíveis descobertas, com os equipamentos submarinos e as plataformas de produção para o desenvolvimento dos campos de petróleo.

Mesmo tendo os técnicos da Petrobras a intenção de avaliar a possibilidade de explorar a camada do pré-sal desde 2000, quando foram adquiridos os primeiros quatro blocos, as discussões internas entre engenheiros de petróleo, geólogos e geofísicos colocaram dúvidas sobre o projeto de iniciar perfurações de poços naquelas áreas geológicas de difícil acesso e de alto custo. Os receios não eram infundados: nenhuma petroleira no mundo havia tentado, até então, perfurar camadas de sal de até 2 km de espessura e atingir reservatórios que estariam localizados em até 7.000 m de profundidade a partir da superfície do mar. No entanto, prevaleceu a ideia de comprovar a hipótese de que abaixo da camada de sal poderia haver grandes reservatórios de óleo e gás natural. Após a decisão final, tomada pela Petrobras em conjunto com as empresas dos consórcios, as equipes passaram os meses seguintes na preparação das operações. Providenciou-se o treinamento de pessoal; a seleção de equipamentos; a contratação de sondas de perfuração e de embarcações de apoio;

11. Ver também Formigli, Pinto e Almeida (2009) e Machado (2018, p. 79, 126).

a obtenção de licenças do Instituto Brasileiro do Meio Ambiente (Ibama) para as perfurações; e a decisão sobre em qual bloco ou área da bacia de Santos seria perfurado o primeiro poço. As explorações que se seguiram representariam as mais complexas e dispendiosas operações em busca de petróleo no Brasil e no mundo, dadas as difíceis condições do local. Como relatou Carminatti a Dieguez (2009), decidir se as perfurações seriam realizadas envolvia não apenas dúvidas sobre a existência ou não de óleo, mas também sobre a disponibilidade de equipamentos para descer àquela profundidade, bem como sobre o comportamento da camada de 2 km de sal, que até então “nenhuma empresa no mundo jamais ousara atravessar”.

Um fator importante que pesou na decisão de explorar o pré-sal na bacia de Santos foi o fato de que a Petrobras já vinha aumentando os investimentos naquela bacia desde o princípio da década de 2000, para onde tinham sido levados os desenvolvimentos metodológicos e os conhecimentos geológicos que desenvolvera durante as três décadas anteriores na bacia de Campos. No processo de transferência de conhecimentos, foram selecionadas as metodologias, as experiências e as soluções de exploração que funcionaram em Campos, tendo a Petrobras criado atalhos de conhecimentos, respeitando as diferenças de cada bacia, para aplicar na bacia de Santos.¹² O esforço resultou na descoberta, antes do início das explorações no pré-sal, de vários campos de gás e de petróleo, na primeira metade da década de 2000.

3 PRIMEIRAS DESCOBERTAS DE PETRÓLEO NO PRÉ-SAL

O primeiro local selecionado para perfuração no pré-sal foi a área de Parati, no bloco exploratório BM-S-10, onde a espessura da camada de sal é menor (Machado, 2018, p. 127). A área foi indicada para a primeira exploração em razão do conhecimento e da experiência já acumulados sobre a estrutura da seção geológica acima da camada de sal, composta por um tipo de rocha já conhecida, os turbiditos, ou estratos sedimentares arenosos, como ocorre na bacia de Campos. Essas condições foram ainda consideradas favoráveis à redução dos custos das perfurações, que atravessariam as rochas do pós-sal e poderiam prosseguir em busca de petróleo nas camadas profundas do pré-sal. Naquele momento, convicção maior quanto a perfurar abaixo da camada de sal referia-se a outra área, Tupi, onde no final da década de 1990 os técnicos da Petrobras já tinham identificado os altos estruturais que formam a grande estrutura geológica favorável à existência de petróleo (Machado, 2018, p. 109-122; 128). A perfuração do primeiro poço na área de Parati atrasou em razão do aguardo da chegada de uma plataforma de perfuração para águas marítimas acima de 2.000 m, e em virtude da espera pela obtenção da licença de exploração do Ibama. Em 30 de dezembro de 2004, a plataforma de

12. Marco Antônio Pinheiro Machado em depoimento ao projeto Memória Petrobras (Rio de Janeiro, 23 de julho de 2009). Disponível em: <<https://acervo.museudapessoas.org/pt/conteudo/historia/em-busca-de-um-sonho-188517>>.

perfuração foi enviada ao local selecionado da área de Parati para iniciar as perfurações, com o poço 1-RJS-617, cuja localização tinha sido decidida em março daquele ano (Formigli, Pinto e Almeida, 2009).

Nas rochas areníticas acima da camada de sal, o poço Parati encontrou, inicialmente, um reservatório com água salgada e somente alguns sinais de gás. Oito meses após o início das perfurações, em 30 de agosto de 2005, a Petrobras comunicou à ANP a existência de indícios de hidrocarbonetos no poço.¹³ No percurso da sonda de perfuração em direção às rochas do pré-sal, surgiram diversos obstáculos que atrasaram os trabalhos e aumentaram os custos da perfuração, pois a pressão anormalmente alta observada provocava o fechamento do poço. Mais abaixo no poço, quando a sonda de perfuração atingiu 6.200 m de profundidade, já nas rochas do pré-sal, ocorreu um *kick*, isto é, entrada de gás em alta pressão dentro da coluna de perfuração, que poderia começar um *blowout* (fluxo descontrolado de petróleo ou gás). A sonda de perfuração atravessou mais abaixo uma rocha de basalto, que provocou diversos problemas operacionais para ser atravessada, tais como a quebra de brocas. Não foi descoberto petróleo em quantidades comerciais, mas os testes realizados, na profundidade de 6.800 m, em meados de 2006, indicaram a presença no local de gás condensado, um óleo leve de alta qualidade que foi extraído somente por algumas horas, em camadas finas de calcário entremeadas em uma grande coluna de basaltos.¹⁴ A presença do gás sinalizou que existia um sistema petrolífero ativo na área (Formigli, Pinto e Almeida, 2009). O primeiro poço de Parati, perfurado em 2005-2006, custou o total US\$ 240 milhões, representando o poço de petróleo mais caro do mundo, à época.

As evidências iniciais encontradas no poço Parati, com sinais de gás, trouxeram mais confiança na perfuração já planejada na área de Tupi, no bloco exploratório BM-S-11. Se esse segundo poço não encontrasse petróleo, o projeto de explorar o pré-sal seria provavelmente abandonado, em razão do alto custo das operações. As perfurações em Tupi foram iniciadas em 30 de setembro de 2005, com o poço vertical 1-RJS-628A, em lâmina d'água de 2.140 m, distante cerca de 250 km da cidade do Rio de Janeiro, localizado na borda oeste da grande estrutura geológica. Se fosse encontrado petróleo no local, isto poderia significar que quantidades ainda maiores seriam encontradas nas partes centrais do alto estrutural (Machado, 2018, p. 144-145). A perfuração na área começou a atingir seus objetivos em 11 de julho

13. Conforme o comunicado ao mercado de 30 de agosto de 2005, intitulado *Indícios de petróleo em águas ultraprofundas da bacia de Santos*, "o consórcio BM-S-10, formado pela Petrobras, que detém 65% dos interesses, pela BG, com 25% e pela Partex, com 10% está perfurando o primeiro poço exploratório em águas ultraprofundas da Bacia de Santos, na área conhecida informalmente como '*cluster*'. (...) Por tratar-se de uma nova fronteira exploratória, estes resultados preliminares são muito importantes. Assim, investimentos adicionais serão aplicados para avaliar estes indícios de hidrocarbonetos". Disponível em: <<https://tinyurl.com/mv5bejtm>>.

14. O gás condensado, um óleo muito fino, é uma mistura de hidrocarbonetos que, nas condições de pressão e temperatura do reservatório, apresenta-se na forma de gás, e condensa-se no reservatório quando este tem sua pressão reduzida devido ao aumento da extração (Fernández, Pedrosa Junior e Pinho, 2018; Machado, 2018, p. 135).

de 2006; nessa data, a Petrobras anunciou ter encontrado óleo leve no poço.¹⁵ A constatação de óleo em Tupi coincidiu contemporaneamente com o teste de óleo leve no poço anterior, Parati.

A descoberta da nova jazida representou um marco para a exploração brasileira, por ser a primeira perfuração a ultrapassar a camada de sal com espessura de mais de 2.000 m. Testes adicionais ainda seriam necessários para a avaliação do volume e da produtividade da jazida.

Em 4 de outubro de 2006, a Petrobras informou que o primeiro teste, realizado em setembro, confirmou a existência de significativo volume de óleo leve, com 28 °API,¹⁶ vazão de 4.900 barris/dia de óleo e 150.000 m³/dia de gás natural, na nova fronteira exploratória na bacia de Santos.¹⁷ Com o resultado, foi decidida a perfuração de um poço de extensão (1-RJS-646), em Tupi Sul, a 9,5 km de distância do poço descobridor, na parte alta da estrutura geológica, em lâmina d'água de 2.166 m, para avaliar a continuidade do reservatório e o volume de óleo existente, bem como para verificar se as características de porosidade e permeabilidade encontradas no primeiro poço de Tupi existiam em outros locais da estrutura. Iniciado em 7 de maio de 2007 e terminado em 24 de julho, o poço 1-RJS-646 comprovou a existência de reservatório contendo óleo leve, já verificado no poço descobridor, com produtividade ainda mais alta. Foi comprovado que o reservatório descoberto com o poço pioneiro (1-RJS-628A) se estende até a área sul de Tupi (Formigli, Pinto e Almeida, 2009; Nakano *et al.*, 2009).¹⁸

Nos meses seguintes, foram realizados estudos sobre as dimensões e as características do reservatório, além de testes de formação no poço 1-RJS-646, para se comprovar a viabilidade econômica das descobertas. As análises confirmaram a extensão e o potencial efetivo do novo reservatório. Com os resultados obtidos, a Petrobras, em nome do consórcio formado com a BG e a Petrogal, comunicou, em 8 de novembro de 2007, a conclusão da análise dos testes de formação do poço 1-RJS-646 da área de Tupi, com estimativas de reserva recuperável entre 5 bilhões e

15. A informação foi divulgada pela Petrobras em comunicado ao mercado de 11 de julho de 2006 – *Petróleo em áreas de novas fronteiras na bacia de Santos*. Disponível em: <<https://tinyurl.com/mrx55e39>>.

16. Formigli, Pinto e Almeida (2009). Para medir o petróleo segundo sua densidade, a classificação mais utilizada é a do American Petroleum Institute (API), que separa os óleos segundo a densidade volumétrica, medida pelo seu grau API, que indica a proporção de elementos leves ou pesados presentes no petróleo e, em consequência, as proporções dos derivados que podem ser obtidos e o preço a ser alcançado no mercado. Quanto mais leve for o petróleo, maior será o seu grau API e maior será a propriedade de geração de derivados mais rentáveis comercialmente. Os petróleos extraleves têm API superior a 40 °; os leves, entre 31,1 ° e 40,0 °; os médios, entre 22,3 ° e 31,1 °; os pesados, entre 10,0 ° e 22,3 °; e os extrapesados têm API inferior a 10,0.

17. Ver o comunicado ao mercado intitulado *Petrobras confirma descoberta de óleo leve na bacia de Santos*, de 4 de outubro de 2006. Disponível em: <<https://tinyurl.com/2cd7t7m5/>>.

18. A Petrobras divulgou esses achados nos comunicados ao mercado de 29 de agosto de 2007 – *Esclarecimento sobre avaliação da área de Tupi* – e 20 de setembro 2007 – *Testes confirmam descoberta de óleo leve na bacia de Santos*. Observamos que os dois comunicados confundem as datas de término da perfuração do poço 1-RJS-646, entre junho e julho de 2007. Disponível em: <<https://tinyurl.com/4hknv4kp>>; <tinyurl.com/mspyavsk>.

8 bilhões de barris de óleo equivalente (boe). Assim, pela primeira vez no Brasil, foi descoberto um reservatório supergigante (com mais de 5 bilhões de boe). Foi ainda oficialmente reconhecida, pela primeira vez, em uma avaliação ampla, a possibilidade da existência de grandes jazidas de petróleo no pré-sal das bacias sedimentares do Sudeste do Brasil, “colocando o Brasil entre os países com grandes reservas de petróleo e gás do mundo”.¹⁹ No momento do anúncio, outras explorações já haviam descoberto petróleo no pré-sal nas bacias de Campos e Espírito Santo, além de em outros locais da bacia de Santos.

Verificou-se que as rochas do pré-sal eram do tipo carbonato microbial, ou microbialitos, diferentes das rochas de arenito que prevalecem nos reservatórios de petróleo no pós-sal das bacias de Campos e de Santos, bastante familiares aos engenheiros e geólogos da Petrobras. Várias equipes de exploradores da Petrobras saíram pelo mundo afora para comparar as rochas encontradas no pré-sal brasileiro com os mesmos tipos de rochas existentes em diversas regiões no mundo, isto é, conhecer melhor o carbonato microbial em seu próprio meio ambiente, assim como para observar como se comportavam quanto à estrutura interna e à variação em sua geometria, horizontal e vertical. O objetivo era formar, após o conhecimento da evolução de rochas semelhantes, um modelo próprio da história geológica para o *cluster* da bacia de Santos,²⁰ e auxiliar o mapeamento das rochas do pré-sal no Brasil (Machado, 2018, p. 187).

Antes do anúncio dos volumes estimados das reservas de petróleo em Tupi, outra perfuração em andamento na área de Carioca, no BM-S-9, levou à descoberta de uma grande acumulação de petróleo por meio do poço exploratório 1-SPS-50, situado em águas com 2.140 m de profundidade, a 273 km de distância da costa. A descoberta foi comunicada pelo consórcio formado pela Petrobras, pela BG e pela Repsol-YPF, em 4 de setembro de 2007, ainda dependendo de pesquisas sobre as dimensões e a produtividade do poço. O teste de formação com amostras de rochas realizado no poço vertical indicou a produção diária de 2.900 barris de petróleo, com 27 °API, e 57 mil metros cúbicos de gás, com vazão limitada pelas instalações operacionais e de segurança do teste. Novas avaliações por teste de formação e novos estudos geológicos seriam desenvolvidos para comprovar se os reservatórios apresentavam produtividade e volumes economicamente viáveis naquelas condições geográficas. A Petrobras informou que “A partir deste novo resultado positivo confirma-se, mais uma vez, o momento histórico da exploração de petróleo no Brasil, e, particularmente, nesta área de águas profundas da bacia de Santos”.²¹

19. De acordo com o comunicado de fato relevante da Petrobras, de 8 de novembro de 2007 – *Análise da área de Tupi*. Disponível em: <<https://tinyurl.com/2jpez9kf>>.

20. Conferir nota de rodapé nº 13.

21. Comunicado ao mercado de 5 de setembro de 2007 – *Nova descoberta de óleo leve na bacia de Santos*. Disponível em: <<https://tinyurl.com/mxaa7ec>>.

Em dezembro de 2007, outra descoberta de jazida de petróleo foi anunciada, na área de Caramba, bloco BM-S-21, por meio do poço pioneiro 1-SPS-51. O poço alcançou a extensão de 5.350 m, em lâmina d'água de 2.234 m, localizado a 280 km da costa do estado de São Paulo.²² Os testes realizados revelaram que a quantidade de óleo era muito pequena. O bloco foi devolvido pelo consórcio explorador à ANP em 2015.

Nos anos seguintes, dezenas de acumulações de petróleo e gás foram descobertas, em curto espaço de tempo, com grandes volumes de óleo leve, com alto teor de gás, próximas aos centros consumidores mais importantes do Sudeste do Brasil. Desde então, foram perfuradas centenas de poços no pré-sal e desenvolvidas dezenas de campos de petróleo, cuja produção representava, em 2022, 75,2% da produção total brasileira na unidade de medida boe (ANP, 2022d).

O sucesso que se seguiu na descoberta de vários outros campos no pré-sal, tanto na bacia de Santos (áreas de Franco e Libra, atualmente denominados campos de Búzios e Mero), como na bacia de Campos (Parque das Baleias, nas costas marítimas do estado do Espírito Santo), deveu-se principalmente às tecnologias de ponta desenvolvidas exclusivamente pela Petrobras, na área de processamento dos dados sísmicos e petrofísica (Machado, 2018, p. 201-202).

As descobertas de petróleo no pré-sal livraram o Brasil da dependência de grandes importações, que começariam a ocorrer com a diminuição gradativa da produção dos campos mais antigos na bacia de Campos. As descobertas são atribuídas ao término do regime de monopólio da Petrobras, em 1995, que levaram a um novo regime de licitações de áreas para exploração de petróleo, o regime de concessão, iniciado em 1999, aberto a todas as empresas petroleiras. Há, porém, interpretações que acreditam que a Petrobras descobriria petróleo no pré-sal mais cedo ou mais tarde, independentemente da abertura das explorações por meio de licitações de áreas (Machado, 2018). As áreas exploratórias no segundo e no terceiro leilões da ANP, em 2000 e 2001, foram adquiridas na presidência de Henri Philippe Reichstul na Petrobras. Conforme o contrato assinado com a ANP, os consórcios tinham prazos definidos para realizar o Programa Exploratório Mínimo (PEM), dividido em dois períodos de três anos e um de dois anos, no total de oito anos. Segundo o PEM, no primeiro período de três anos deviam ser realizados levantamentos sísmicos; no segundo e no terceiro períodos era obrigatória a perfuração de poços. Caso não fossem realizadas descobertas dentro daqueles prazos que justificassem a continuação das explorações ou dos investimentos para o desenvolvimento da produção, os consórcios deveriam devolver à União 50% da área sob concessão ao término do primeiro período e 25% da área ao término do segundo e do terceiro períodos. Com prazos

22. Comunicado ao mercado de 20 de dezembro de 2007 – *Descoberta de mais um poço com óleo no pré-sal da bacia de Santos*. Disponível em: <<https://tinyurl.com/vey9jmrj>>.

definidos apertados, a Petrobras e as empresas associadas tiveram que acelerar as explorações em busca de descobertas comerciais que justificassem os grandes gastos com as aquisições dos direitos de explorar as áreas e com as explorações executadas. A necessidade de encontrar petróleo e não devolver áreas, pelo menos em sua integralidade em cada bloco, levou os consórcios a perseguir com determinação as difíceis e dispendiosas perfurações de poços nas áreas adquiridas, que finalmente redundaram em campos de petróleo em volumes comerciais. A perfuração em Parati e a descoberta de petróleo em Tupi abriram o caminho para as outras dezenas que se seguiram nas bacias de Santos e de Campos.²³

A partir de 2008, novas acumulações de petróleo foram seguidamente descobertas, por meio da perfuração em áreas em que já havia poços pioneiros ou em novas áreas, como se relata a seguir. As descobertas comentadas não significam que foram desenvolvidos campos para a extração de petróleo em todos os locais das descobertas, pois essa condição depende de diversos fatores, como a existência de petróleo em quantidades comerciais que compensem os investimentos a serem realizados, preços remuneradores no mercado internacional, o tipo de petróleo, as características das rochas do reservatório ou presença de teor muito elevado de gás carbônico (CO₂) nos hidrocarbonetos. Portanto, algumas descobertas relacionadas a seguir incluem poços de petróleo que, após testes de produção, mostraram jazidas muito pequenas ou não comerciais levando-se em conta as tecnologias de extração e os preços do petróleo. Elas foram incluídas para proporcionar uma visão integral da intensa atividade exploratória que a Petrobras desenvolveu na era do pré-sal.

4 AS DESCOBERTAS DE PETRÓLEO NO PRÉ-SAL DA BACIA DE SANTOS (2008-2021)²⁴

4.1 Descobertas em 2008

A perfuração do poço 1-RJS-652 na área de Júpiter revelou, como foi anunciado em janeiro de 2008, a existência de um grande reservatório de gás natural e óleo condensado. O reservatório foi descoberto à profundidade de 5.252 m, localizado a 290 km da costa do estado do Rio de Janeiro e a 37 km a leste da área de Tupi, em lâmina d'água de 2.187 m.

Note-se que a análise dos hidrocarbonetos extraídos revelou elevados níveis de CO₂. Por esse motivo, a declaração de comercialidade da descoberta de Júpiter

23. A fonte das informações desse parágrafo são as entrevistas concedidas ao autor por ex-engenheiros da Petrobras entre 2009-2011, bem como o edital da segunda rodada de licitações, publicado em 20 de abril de 2000, anexo I, p. 35. Edital disponível em: <<https://www.gov.br/anp/pt-br/rodadas-anp/rodadas-concluidas/concessao-de-blocos-exploratorios/2a-rodada-licitacoes-blocos/edital>>.

24. As descobertas e os detalhes dos campos descobertos no pré-sal das bacias de Santos e de Campos, nesta seção e na próxima, encontram-se nos comunicados ao mercado da Petrobras, de 2008 a 2021. Disponível em: <<https://www.investidorpetrobras.com.br/resultados-e-comunicados/comunicados-ao-mercado/>>.

foi adiada duas vezes pela ANP, a primeira em 2016 e a segunda em 2022. A nova data-limite passou a ser novembro de 2026. Os altos teores de CO₂ contidos no reservatório vêm trazendo complexos desafios técnicos e exigindo desenvolvimentos tecnológicos para permitir o aproveitamento dos hidrocarbonetos. Em setembro de 2020, a Petrobras anunciou que o teste de formação em Júpiter comprovou alta produtividade do poço, com vazões elevadas e óleo condensado de alto valor agregado. No local será instalado, até 2025, o equipamento de separação em alta pressão (*high pressure separation* – Hisep), patenteado pela Petrobras, para separar e reinjetar, no fundo do mar, o gás com elevado teor de CO₂ produzido junto com os hidrocarbonetos, com vistas ao aumento da produção.²⁵

Em janeiro de 2008, foi descoberto petróleo na área Bem-te-vi (BM-S-8), no poço pioneiro 1-SPS-52A, com densidade entre 24 e 28 °API e baixo teor de CO₂. O poço alcançou a profundidade total de 6.773 m, localizado em lâmina d'água de 2.139 m. A descoberta foi comprovada pela análise de amostras de óleo por teste de formação em reservatório situado a cerca de 6.000 m de profundidade.

Em junho de 2008, foi encontrado petróleo na área de Guará (BM-S-9), com 28 °API, por meio do poço 1-SPS-55, com coluna produtora de óleo (*net pay*) de 150 m e área com 233 km². O bloco foi composto por duas áreas de avaliação: Carioca e Guará. O reservatório localiza-se na área menor do bloco, a cerca de 310 km da costa do estado de São Paulo, em lâmina d'água de 2.141 m. Na parte maior do bloco, já havia sido encontrado petróleo na área de Carioca, em setembro de 2007. A descoberta em Guará foi comprovada por amostragem de petróleo por teste a cabo,²⁶ em reservatórios localizados em profundidade de cerca de 5.000 m. À época do anúncio da descoberta, o poço continuava a ser perfurado, em busca de acumulações de hidrocarbonetos em áreas mais profundas.

Em agosto de 2008, foram encontrados hidrocarbonetos na área de Iara, no BM-S-11, bloco composto por duas áreas exploratórias. Na maior delas, foi perfurado o poço descobridor no pré-sal, Tupi, que resultou na descoberta anunciada em 11 de julho de 2006. O outro poço descobridor (1-RJS-656), conhecido como Iara, encontrou petróleo com densidade entre 26 ° a 30 °API, perfurado pela plataforma semissubmersível Paul Wolff. O poço foi perfurado em águas ultraprofundas de 2.230 m, a 230 km da costa do Rio de Janeiro, com a profundidade de 6.080 m. O volume de petróleo recuperável estimado em Iara, que forma uma área de cerca de 300 km², bem definida sismicamente, é extraordinariamente grande: entre 3 bilhões e 4 bilhões de barris de petróleo e gás natural.²⁷

25. Disponível em: <<https://petronoticias.com.br/anp-aprova-postergacao-da-declaracao-de-comercialidade-de-jupiter-ate-2026/>>.

26. Operação destinada a colher amostras dos fluidos de petróleo e gás e da formação rochosa, por meio do canhoneiro de um ponto no revestimento do poço ou diretamente na rocha, permitindo avaliar a produtividade do poço e obter outras informações (Fernández, Pedrosa Junior e Pinho, 2009).

27. Ver o comunicado ao mercado da Petrobras de 7 de agosto de 2008. Disponível em: <<https://www.investidorpetrobras.com.br/resultados-e-comunicados/comunicados-ao-mercado/>>.

4.2 Novas jazidas em 2009

Em abril de 2009, foi descoberta nova jazida de petróleo no BM-S-9. O poço, denominado Iguazu e designado como 4-SPS-60, localiza-se na área de Carioca, em lâmina d'água de 2.140 m. A descoberta foi comprovada por meio de amostragem de óleo por teste a cabo, em reservatório localizado à profundidade de cerca de 4.900 m.

Em junho de 2009, a perfuração de um terceiro poço na área de Tupi-Iracema, a 33 km do poço descobridor de Tupi, reforçou as estimativas sobre a existência de jazidas gigantes na área. O poço, denominado 4-RJS-647, em lâmina d'água de 2.210 m, e em reservatório localizado a 5.000 m de profundidade, confirmou a presença de óleo de boa qualidade, semelhante ao do poço pioneiro de Tupi.

Em setembro de 2009, foi anunciada a descoberta de petróleo no quarto poço perfurado no BM-S-9, designado como 4-SPS-66C, informalmente conhecido como Abaré Oeste, que se constituiu na décima descoberta de petróleo e gás na área do pré-sal da bacia de Santos. O poço está localizado na área de avaliação do poço 1-SPS-50 (Carioca), a aproximadamente 290 km da costa do estado de São Paulo, em lâmina d'água de 2.163 m e em reservatórios localizados em profundidade aproximada de 5.150 m. O petróleo se revelou com elevado teor de CO₂, o que impediu que fosse aproveitado.

Também em setembro de 2009, foram concluídos os testes de formação no poço Guará (1-SPS-55), no BM-S-9, que permitiram estimar o volume de reservas na área entre 1,1 bilhão e 2,0 bilhões. Os testes mostraram alta produtividade, com vazões da ordem de 7 mil barris/dia de petróleo, com limite dado pela capacidade dos equipamentos do teste. A produção inicial do poço foi estimada em cerca de 50 mil barris/dia, com densidade de 30 °API, isto é, muito próximo da classificação dos petróleos leves, com preços altos no mercado internacional (entre 31,1 e 40 °API).

Em novembro de 2009, foi concluído o quarto poço perfurado na área de Tupi, denominado 3-RJS-662A, conhecido como Tupi Nordeste, situado a 18 km a nordeste do poço descobridor. O poço reforçou as estimativas do potencial de 5 bilhões a 8 bilhões de barris de petróleo e gás natural recuperáveis nos reservatórios do pré-sal daquela área. A acumulação de petróleo foi encontrada à profundidade de 4.900 m, em lâmina d'água de 2.115 m. O potencial de produção do poço foi estimado em 30 mil barris/dia, com densidade média de 28 °API.

4.3 Achados volumosos em 2010

Em março de 2010, a Petrobras comunicou à ANP a presença de hidrocarbonetos no poço 3-SPS-69, no bloco BM-S-9, ao norte da área de Guará. A companhia e

as empresas consorciadas continuavam o trabalho exploratório com a plataforma de perfuração West Polaris, a fim de coletar mais dados e evidências para a análise do prospecto.²⁸

Em abril de 2010, foi comunicada a descoberta de petróleo em mais um poço perfurado na área de Tupi, denominado 3-RJS-666, informalmente conhecido como Tupi OW. O poço está localizado em lâmina d'água de 2.131 m, a cerca de 270 km da costa do Rio de Janeiro e a 12,5 km a nordeste do poço descobridor de Tupi (1-RJS-628A).

Em maio de 2010, a ANP anunciou a descoberta de acumulações de petróleo no prospecto de Franco, por meio do poço 2-ANP-1-RJS, perfurado pela Petrobras para a ANP, em lâmina d'água de 1.889 m, com estimativa também elevada, com volumes recuperáveis de 3 bilhões de barris de petróleo e gás natural.

Em junho de 2010, a Petrobras tornou público que o sétimo poço perfurado na área de Tupi, com a designação 3-RJS-674, conhecido como Tupi Alto, situado a 12 km do poço pioneiro, sob 2.111 m de lâmina d'água, comprovou, por intermédio de amostragens de petróleo em teste a cabo no poço, a presença de petróleo com densidade ainda mais leve (30 °API) do que a média dos petróleos verificada em outros poços de Tupi (28 °API).

Em outubro de 2010, a perfuração do oitavo poço na área de Tupi, conhecido como Iracema Norte, sob 2.247 m de lâmina d'água, fortaleceu as estimativas sobre o potencial estimado de 5 bilhões a 8 bilhões de barris de petróleo e gás daquela área. O petróleo encontrado pelo poço 3-RJS-675A tem as mesmas características do petróleo da reserva de Iracema, no BM-S-11 de Tupi, com densidade de 29 a 30 °API.

Em outubro de 2010, os resultados da perfuração do nono poço na área de Tupi, 3-RJS-678, informalmente conhecido como Tupi SW, comprovaram que a acumulação de petróleo se estende até o extremo sul da área de Tupi, e que a espessura do reservatório com óleo chega a cerca de 128 m, reforçando as estimativas dos volumes divulgados de hidrocarbonetos na área. O poço foi perfurado em lâmina d'água de 2.152 m, localizado a aproximadamente 290 km da costa do estado do Rio de Janeiro.

A descoberta de outra grande reserva de petróleo, em área ainda não licitada para exploração, foi anunciada pela ANP no final do mês de outubro de 2010, no prospecto Libra: o poço, perfurado pela Petrobras para a ANP, apresentou uma acumulação com elevado potencial médio, que pode chegar a 7,9 bilhões de boe. O poço situa-se a 183 km da costa do Rio de Janeiro, sob 1.964 m de lâmina d'água.

28. Prospecto é uma estrutura geológica mapeada como resultado de estudos geofísicos e geológicos que justificam a perfuração de poços exploratórios para a localização de petróleo ou gás natural (Fernández, Pedrosa Junior e Pinho, 2009).

Em dezembro de 2010, os resultados da perfuração do 11º poço na área de Tupi-Iracema, do total de treze programados, confirmou o potencial de petróleo de boa qualidade nos reservatórios do pré-sal da bacia de Santos, isto é, petróleo com baixa acidez e baixo teor de enxofre. O novo poço, denominado 3-RJS-677A, informalmente conhecido como Tupi W, foi perfurado em lâmina d'água de 2.139 m, situado a 11 km a noroeste do poço descobridor da jazida de Tupi. O poço comprovou, por amostragens em teste a cabo, que a acumulação de óleo com 28 °API estende-se até o extremo oeste da área de Tupi, com espessura de reservatório de cerca de 90 m, o que aumentou a precisão das estimativas de volume de hidrocarbonetos para a área de Tupi e Iracema.

Os onze poços perfurados na área de Tupi-Iracema, até 2010, a partir do poço descobridor, em 2006, geraram as informações que permitiram a avaliação do total das reservas recuperáveis das áreas. Em 29 de dezembro de 2010, a Petrobras e as empresas consorciadas comunicaram à ANP a declaração de comercialidade dos dois campos, com os nomes de Lula e Cernambi, a primeira do pré-sal, com reservas totais recuperáveis de 8,3 bilhões de boe, abrangendo a reserva de Lula, com 6,5 bilhões de barris, e a de Cernambi, com 1,8 bilhão de barris. A declaração de comercialidade à ANP é o ato que confirma que uma acumulação de petróleo em processo de avaliação e testes apresenta volumes comerciais, permitindo ao operador proceder à denominação oficial do campo de petróleo e iniciar a fase de desenvolvimento da produção.

4.4 Elevados sucessos em 2011

Em janeiro de 2011, foi anunciada a descoberta de petróleo no BM-S-9, por meio do poço de extensão Carioca Nordeste (3-SPS-74), no prospecto em avaliação de Carioca. A perfuração do poço dava continuidade aos investimentos planejados para a avaliação do volume e da produtividade das jazidas descobertas na área de Carioca.

Em fevereiro de 2011, foi concluída a perfuração do poço 4-RJS-668, informalmente denominado Macunaíma, em águas com profundidade de 2.134 m, na área de avaliação do poço pioneiro 1-RJS-617 (Parati), a 244 km da costa do estado do Rio de Janeiro, contendo acumulação de petróleo de boa qualidade (26 °API), mas que se mostrou subcomercial.

Em março de 2011, foi concluída a perfuração do poço exploratório de extensão Iara Horst 3-RJS-682A, localizado na área de Iara, no BM-S-11, em profundidade de água de 2.279 m, localizado a 8 km do poço pioneiro descobridor de Iara. O resultado da perfuração do poço confirmou a presença de petróleo de boa qualidade (28 °API) e reforçou a estimativa de existência de alto potencial de óleo leve e gás natural recuperável daquela jazida, com cerca de 3 bilhões a

4 bilhões de boe. O plano de avaliação²⁹ de Iara refere-se à área remanescente do BM-S-11, onde foi declarada a comercialidade de Tupi.

Em julho de 2011, foi concluída a perfuração do segundo poço de extensão da área de Guará, informalmente conhecido como Guará Sul, localizado no pré-sal da bacia de Santos. O poço 3-SPS-82A está localizado a 5,7 km ao sul do poço pioneiro descobridor (1-SPS-55), em lâmina d'água de 2.156 m, a 315 km do litoral do estado de São Paulo. Foi o terceiro poço concluído na área de Guará. O monitoramento das pressões, comparadas às do poço descobridor, constatou a comunicação hidráulica do reservatório entre os dois poços, indicando boa perspectiva de produção para essa acumulação de petróleo. Os testes a cabo nos reservatórios mostraram a presença de óleo com cerca de 27 °API. Testes de formação ainda estavam sendo realizados para avaliar a produtividade do reservatório.

Em novembro de 2011, a Petrobras realizou nova descoberta de petróleo com a perfuração do poço 4-BRSA-946C-SPS, informalmente denominado Biguá, na área Bem-te-vi, no BM-S-8, em águas ultraprofundas do pré-sal da bacia de Santos (2.180 m), a 270 km de distância da costa do estado de São Paulo. A descoberta foi comprovada por meio de amostragem de petróleo com 25 °API, em reservatório do pré-sal situado a cerca de 5.380 m de profundidade. O poço está localizado a 21 km do poço pioneiro descobridor de Bem-te-vi, 1-SPS-52A.

Ainda em novembro de 2011, foram anunciados os resultados da perfuração de mais um poço na área de Carioca, localizada no Bloco BM-S-9, que confirmou a potencialidade da área. O novo poço, denominado 4-SPS-81A, informalmente conhecido como Abaré, está localizado a 35 km ao sul do poço descobridor 1-SPS-50 (Carioca), a 293 km do litoral do estado de São Paulo. A nova descoberta foi comprovada mediante amostragem de petróleo de boa qualidade, com em torno de 28 °API, em um reservatório carbonático à profundidade de 4.830 m. Um teste de formação no intervalo estava previsto para avaliar a produtividade do reservatório.

O índice de sucesso exploratório do pré-sal permaneceu elevado em 2011. Em todos os 37 poços perfurados, foi constatada a presença de hidrocarbonetos.

4.5 Continuação de descobertas em 2012

Em fevereiro de 2012, foi encontrada nova acumulação de petróleo no BM-S-9, pelo poço 3-SPS-85, conhecido como Carioca Sela, localizado na área de avaliação do poço 1-SPS-50 (Carioca), a 4,5 km do poço descobridor, à profundidade de água de 2.149 m. No poço foi recuperado petróleo de 27 °API, em

29. O plano de avaliação é o documento apresentado pelo concessionário à ANP com o programa de trabalho e os investimentos necessários à avaliação de uma descoberta de petróleo ou gás natural na área do contrato de exploração.

reservatório com profundidade aproximada de 5.250 m, distante 270 km da costa do estado de São Paulo.

Em fevereiro de 2012, o primeiro poço perfurado após a assinatura de Contrato de Cessão Onerosa entre a Petrobras e a ANP, em 2010, comprovou a grande extensão dos reservatórios de petróleo localizados a noroeste do poço descobridor do prospecto de Franco, no pré-sal da bacia de Santos.³⁰ A descoberta foi comprovada por meio de amostragens de petróleo de boa qualidade (28 °API), obtidas em teste a cabo, colhidas a partir de 5.460 m. O novo poço, denominado 3-RJS-688A, informalmente conhecido como Franco NW, em rochas carbonáticas, está situado em profundidade de água de 1.860 m, a 188 km da cidade do Rio de Janeiro e a 7,7 km a noroeste do poço descobridor 2-ANP-1-RJS (Franco).

No mês seguinte, em março de 2012, foi anunciada a descoberta de acumulação de petróleo de boa qualidade com a perfuração do poço 4-SPS-86B, ou Carcará, no BM-S-8, área Bem-te-vi, localizado a 232 km do litoral do estado de São Paulo, sob 2.027 m de lâmina d'água. A amostragem inicial mostrou petróleo leve, em reservatório de 171 m de espessura, situado a até 5.910 m de profundidade. Foi o terceiro poço perfurado na área de avaliação da descoberta do prospecto Bem-te-vi, localizado a 20 km do poço pioneiro, em águas com a profundidade de 2.027 m. Em 2014, Bem-te-vi, juntamente com Biguá, seria devolvida ao governo brasileiro pela Petrobras, para que esta empresa e as suas sócias na concessão se concentrassem na exploração de Carcará.

Em março de 2012, ocorreu a segunda descoberta no mês, com a perfuração do segundo poço após a assinatura do Contrato de Cessão Onerosa com a ANP, na área de Tupi Nordeste. O poço (1-RJS-691) está localizado a nordeste do campo de Tupi (originalmente denominado Lula),³¹ em lâmina d'água de 2.131 m, à distância de 255 km da cidade do Rio de Janeiro. A descoberta foi comprovada por meio de amostras de petróleo com 26 °API, em teste a cabo, colhidas a partir de 4.960 m. Foi identificada uma coluna de petróleo com 290 m de espessura, em reservatórios

30. A Lei nº 12.276/2010 autorizou a União a ceder à Petrobras, por meio de pagamento e com dispensa de licitação, o exercício da exploração e da produção de hidrocarbonetos em áreas do pré-sal não concedidas em leilões. A produção máxima de produção nas áreas de cessão é de 5 bilhões de boe. A cessão onerosa ocorreu em seis áreas definitivas (Tupi Sul, Florim, Tupi Nordeste, Guará Sul, Franco e Entorno de Iara) e em uma área contingente (Peroba). O valor inicial da cessão onerosa para a venda de 5 bilhões de boe foi definido em R\$ 74,8 bilhões, equivalentes a US\$ 42,5 bilhões. Em maio de 2012, a Petrobras assinou contratos para a conversão de quatro navios-tanque de petróleo de grandes dimensões e volume (*very large crude carrier* – VLCC) nos cascos das futuras plataformas P-74, P-75, P-76 e P-77, destinadas às áreas da cessão onerosa. A seção 12 deste capítulo analisa o Contrato de Cessão Onerosa.

31. Ao adotar o nome de Lula para o campo de petróleo, em 2010, a Petrobras explicou que, segundo orientação da ANP, os campos deveriam receber, no ato de declaração de comercialidade, nomes da fauna marinha para as descobertas no mar. A adoção do nome foi, no entanto, contestada na Justiça, em 2015, em ação popular, com o argumento de que a escolha teve intenção política de homenagear o ex-presidente da República. A modificação do nome foi aprovada pelo Tribunal Regional Federal (TRF) da 4ª Região, em julho de 2015, que considerou que o nome gerava promoção pessoal de pessoa viva. A ação transitou em julgado e somente terminou em julho de 2020. Em 14 de setembro de 2020, a Petrobras informou que a ANP aprovou a alteração do nome de campo de Lula para campo Tupi (Petrobras..., 2020a; Petrobras ..., 2020b).

carbonáticos do pré-sal. O poço estava sendo revestido no intervalo dos reservatórios; a continuidade da perfuração tinha como objetivo investigar a profundidade final dos reservatórios, bem como constatar o contato óleo-água. Após a conclusão da perfuração, foi programado um teste de formação para avaliar a produtividade do reservatório portador de óleo.

Em abril de 2012, foi anunciada a descoberta de acumulação de petróleo de boa qualidade no poço informalmente chamado de Dolomita Sul (1-RJS-689A), localizado ao norte do campo de Tupi. O poço está localizado à profundidade de água de 1.747 m, a 177 km da costa do estado do Rio de Janeiro, no BM-S-42. A Petrobras é a única concessionária do bloco.

Ainda em abril de 2012, a Petrobras concluiu a perfuração do poço exploratório de extensão na área de Iara, informalmente conhecido como Iara Oeste (3-RJS-697). O poço está localizado a cerca de 9 km do poço pioneiro descobridor, em profundidade de água de 2.150 m. Foi o terceiro perfurado na área, e atingiu a extensão final de 6.050 m, em reservatórios carbonáticos situados a 5.430 m de profundidade média.

Em junho de 2012, Petrobras comunicou a descoberta de petróleo de boa qualidade no terceiro poço perfurado na área da cessão onerosa, localizado na área sul de Guará. De acordo com o contrato com a ANP, a Petrobras tem o direito de produzir até 319 milhões de boe. O poço descobridor, 1-SPS-96, está localizado na porção sul do campo de Sapinhoá, em lâmina d'água de 2.202 m, e à distância de 320 km do litoral do estado de São Paulo. O poço estava sendo perfurado à profundidade de 5.058 m, com o objetivo de determinar o limite inferior dos reservatórios e a espessura total das zonas de produção de hidrocarbonetos.

Em agosto de 2012, continuava sendo perfurado na zona de óleo o poço 4-SPS-86B, que testava o prospecto de Carcará, a 6.213 m de profundidade, com o objetivo de determinar a espessura dos reservatórios portadores de petróleo, bem como a presença de zonas de interesse mais profundas. O poço confirmou coluna de petróleo com espessura acima de 400 m, caracterizada por reservatórios contínuos e conectados. Foram coletadas novas amostras de óleo até a profundidade de 6.131 m, que comprovaram a boa qualidade do petróleo, com cerca de 31 °API, em reservatórios carbonáticos com excelentes características de porosidade e permeabilidade, em lâmina d'água de 2.027 m.

Em agosto de 2012, a Petrobras informou a descoberta de petróleo de boa qualidade no quarto poço perfurado na área da cessão onerosa, no pré-sal da bacia de Santos, a 5.656 m de profundidade. O novo poço, denominado 3-RJS-699, informalmente conhecido como Franco SW, estava situado em profundidade d'água de 2.024 m, a cerca de 210 km da cidade do Rio de Janeiro e a 17 km ao sul do poço descobridor 2-ANP-1-RJS (Franco). A conclusão da perfuração

do poço, em setembro de 2012, atingiu a profundidade final de 5.973 m, em horizonte estratigráfico estabelecido no programa exploratório da cessão onerosa. As análises indicaram que o petróleo do reservatório alcança de 28 ° a 30 °API. As amostras foram colhidas em reservatórios similares aos registrados no poço descobridor, comprovando-se sua extensão para o sul da área de Franco. A coluna de hidrocarbonetos alcançou 438 m.

Em outubro de 2012, a perfuração do poço 3-RJS-683A, informalmente conhecido como Júpiter Nordeste, situado no BM-S-24, a 7,5 km do poço descobridor da área de Júpiter (1-RJS-652), confirmou a presença de gás natural e gás condensado, bem como a existência de um reservatório contínuo entre os dois poços. A perfuração alcançava, até o momento da divulgação da descoberta, 5.438 m, em águas ultraprofundas de 2.161 m e distante 275 km do litoral do Rio de Janeiro. O poço identificou uma coluna de 176 m de petróleo em rochas com características de permeabilidade e porosidade consideradas pela companhia como excelentes.

Também em outubro de 2012, a Petrobras e empresas consorciadas no BM-S-9 concluíram a perfuração do poço 3-SPS-100, informalmente conhecido como Carioca Norte, onde foi encontrado petróleo de boa qualidade, na estrutura onde se localizam os poços Carioca, Carioca Nordeste e Carioca Sela. O novo poço atingiu a profundidade final de 5.576 m, em lâmina d'água de 2.152 m, a 275 km do litoral São Paulo. Foi o quarto poço perfurado na estrutura de Carioca, a 6,5 km do poço descobridor, numa posição intermediária entre as áreas de Carioca e Carioca Nordeste. As amostras de petróleo obtidas por testes a cabo indicaram tratar-se de óleo semelhante ao que foi constatado nos outros poços da área.

4.6 Ocorrências comprovadas em 2013

Em 2 de janeiro de 2013, a Petrobras comunicou o término da perfuração do poço 4-SPS-86B (4-BRSA-971-SPS), Carcará, localizado no BM-S-8, em águas ultraprofundas, no pré-sal da bacia de Santos. A partir de 5.742 m de perfuração foi identificada uma expressiva coluna de, pelo menos, 471 m de óleo de ótima qualidade – 31 °API e sem a presença de contaminantes como CO₂ e gás sulfídrico (H₂S) –, com 402 m em reservatórios carbonáticos de excelentes características de porosidade e permeabilidade. Este foi o terceiro poço perfurado na área do plano de avaliação do poço 1-BRSA-532A-SPS (Bem-te-vi). Dados de pressão obtidos indicaram que os reservatórios estão interconectados. A produção do primeiro óleo de Carcará estava prevista para 2018, com a prévia perfuração de poços de desenvolvimento ao longo de 2016 e 2017.

Em 5 de março de 2013, a Petrobras comprovou a ocorrência de óleo de boa qualidade no poço 3-RJS-706 (3-BRSA-1132-RJS), localizado na área de Iara, no BM-S-11, no pré-sal da bacia de Santos. O poço está localizado a 226 km da costa do Rio de Janeiro, a cerca de 6 km do poço descobridor (1-RJS-656, Iara), em profundidade d'água de 2.197 m. Esse poço, o quarto na área de Iara, ainda se encontrava em perfuração e prosseguiria com o objetivo de definir a base dos reservatórios com óleo. Os resultados obtidos comprovaram óleo de 28 °API em reservatórios carbonáticos de boa qualidade, coletados por meio de amostragens a cabo, a partir de 5.260 m de profundidade.

Em 7 de agosto de 2013, o comunicado da companhia ao mercado comprovou a ocorrência de petróleo no poço 3-SPS-101 (3-BRSA-1179-SPS), localizado na área de Carioca, no bloco BM-S-9. O poço, informalmente denominado de Iguazu Mirim, está localizado a 303 km do litoral do estado de São Paulo, a 34 km ao sul do poço descobridor (1-SPS-50, Carioca) e a 9 km ao sul do poço Iguazu (4-BRSA-709-SPS), em profundidade de água de 2.158m.

Em 21 de outubro de 2013, a Petrobras informou a conclusão da perfuração do poço 3-RJS-713, Bracuhy, no bloco BM-S-24. Esse foi o terceiro poço perfurado na área de Júpiter, que comprovou coluna de hidrocarbonetos de cerca de 160 m, a partir de 5.322 m de profundidade, apresentando rochas com boas condições de porosidade e permeabilidade. Além da capa de gás e óleo condensado, o poço constatou uma coluna de óleo de cerca de 100 m de espessura. Estava previsto um teste de formação na zona portadora de óleo para verificar as suas características e a produtividade dos reservatórios. O poço está localizado a 26 km a nordeste do poço descobridor (1-RJS-652A), conhecido como Júpiter, que, conforme divulgado em 21 de janeiro de 2008, identificou a presença de uma grande jazida de gás natural com alto teor de CO₂, e ainda petróleo e óleo condensado. O novo poço tem profundidade final de 5.765 m e está localizado a 267 km do litoral do Rio de Janeiro, em profundidade de água de 2.251 m.

4.7 Descobertas de alta qualidade e novos desafios em 2014

Em 7 de março de 2014, foi informada a conclusão da perfuração de dois poços localizados em áreas da cessão onerosa, na bacia de Santos, nas áreas denominadas Florim e Entorno de Iara. O poço 3-BRSA-1215-RJS (3-RJS-725), informalmente conhecido como Florim 2, localiza-se em profundidade d'água de 1.972 m, à distância de 7 km ao norte do poço descobridor, Florim (1-BRSA-1116/1-RJS-704), e a cerca de 200 km da costa do estado do Rio de Janeiro. O poço Florim 2 comprovou a descoberta de petróleo de boa qualidade (29 °API), em reservatórios carbonáticos de excelente qualidade, situados logo abaixo da camada de sal, a partir da profundidade de 5.412 m, tendo atingido a profundidade final de 5.679 m. O segundo poço,

denominado 3-BRSA-1172-RJS (3-RJS-722), informalmente conhecido como Entorno de Iara 2, localiza-se em profundidade d'água de 2.249 m, à distância de 7 km a noroeste do descobridor, Entorno de Iara (1-BRSA-1146/1-RJS-711), e a cerca de 225 km da costa do estado do Rio de Janeiro. Os resultados obtidos com a perfuração do poço Entorno de Iara 2 comprovaram a descoberta de petróleo de boa qualidade (26 °API), em reservatórios carbonáticos de excelente qualidade, situados logo abaixo da camada de sal, a partir da profundidade de 5.116 m. Foi constatada coluna de óleo com 526 m de espessura. A perfuração do poço Entorno de Iara 2 foi concluída na profundidade de 5.907 m, após atingir os objetivos previstos no Contrato de Cessão Onerosa.

Em 9 de maio de 2014, a Petrobras informou a conclusão da perfuração do último poço exploratório em áreas previstas no Contrato de Cessão Onerosa, no pré-sal da bacia de Santos. O poço 4-BRSA1226-RJS (4-RJS-728), o terceiro perfurado no bloco denominado Entorno de Iara, comprovou a descoberta de óleo de boa qualidade nos reservatórios do pré-sal. Conhecido como Entorno de Iara 3, o poço localiza-se em profundidade de água de 2.244 m, a cerca de 241 km da costa do estado do Rio de Janeiro. O poço comprovou a descoberta de petróleo de boa qualidade (27 °API), em reservatórios carbonáticos de excelente qualidade, situados logo abaixo da camada de sal, a partir da profundidade de 5.548 m, e atingiu a profundidade final de 5.875 m. Com a conclusão desse poço, a Petrobras cumpriu as atividades de perfuração exploratória previstas no plano exploratório obrigatório. Foram perfurados dezesseis poços exploratórios, distribuídos nas seis áreas da cessão onerosa, com índice de sucesso de 100%. Os dados obtidos até aquele momento permitiram comprovar a existência da totalidade do volume contratado pela Petrobras com a União de, no mínimo, 5 bilhões de boe.

Em 20 de maio de 2014, a Petrobras comunicou a conclusão do teste de formação do poço 1-SPS-98 (1-BRSA-1063-SPS), informalmente conhecido como Sagitário, localizado em águas ultraprofundas no pré-sal da bacia de Santos. Os resultados obtidos com o teste de formação comprovaram a boa produtividade da descoberta, que já havia sido informada ao mercado em 25 de fevereiro de 2013, quando o poço ainda estava em fase de perfuração. O teste também indicou tratar-se de reservatórios carbonáticos de boa permeabilidade. Foi o primeiro poço perfurado no BM-S-50 e está situado a 194 km do litoral de São Paulo, em profundidade de água de 1.871 m. O poço atingiu a profundidade final de 7.110 m. A partir de 6.144 m de profundidade, foram constatados 159 m de espessura dos reservatórios do pré-sal, com óleo de boa qualidade (32 °API).

Em 13 de agosto de 2014, a Petrobras confirmou que a perfuração do poço 3-BRSA-1246-RJS, informalmente conhecido como Apollonia, comprovou a extensão da descoberta de Júpiter, localizada no bloco BM-S-24, no pré-sal da

bacia de Santos. O poço, localizado a 296 km do litoral do Rio de Janeiro, em profundidade de água de 2.183 m, foi o quarto perfurado na área de Júpiter e está a 8 km a sudoeste do poço descobridor (1-RJS-652A). A perfuração comprovou coluna de hidrocarbonetos de cerca de 313 m, a partir de 5.166 m de profundidade, com rochas apresentando boas condições de porosidade e permeabilidade. Além da capa de gás e de óleo condensado, no poço constatou-se coluna de óleo de cerca de 87 m de espessura. O poço continuava em perfuração e visava atingir a profundidade final de aproximadamente 5.700 m.

Assinale-se que, em 4 de setembro de 2020, a Petrobras informou ter concluído o teste de formação na área de Júpiter. A área de Júpiter pertence à concessão BM-S-24, na qual a Petrobras é a operadora, com 80% de participação, e a Petrogal detém os demais 20%. O teste de formação avaliou os reservatórios carbonáticos do pré-sal no poço Apollonia. Os resultados obtidos confirmaram a alta produtividade do poço, portador de óleo condensado de alto valor agregado, com elevadas vazões, reforçando a potencialidade da área. No entanto, o fluido apresentou alta razão gás/óleo (*gas/oil ratio* – GOR) e elevado teor de CO₂, exigindo aplicação de tecnologias inovadoras para a sua produção comercial. Por essa razão, as amostras de fluido coletadas no teste serão usadas para validação da tecnologia Hisep, desenvolvida e patenteada pela Petrobras, mencionada na subseção 4.1. Em janeiro de 2022, a Petrobras lançou edital para a contratação de fornecedores para a execução do projeto, a construção e a instalação do equipamento, e a realização de testes, visando à utilização da tecnologia Hisep. Em fevereiro de 2022, a ANP aprovou a postergação, por cinco anos, da declaração de comercialidade da descoberta de Júpiter, em razão dos altos teores de CO₂ contidos na acumulação, uma situação desafiadora do ponto de vista técnico. Diante desse cenário, será necessário o desenvolvimento tecnológico para permitir o aproveitamento dos hidrocarbonetos descobertos em 2014.

4.8 Descobertas em 2015

Em 24 de março de 2015, a Petrobras informou que o consórcio de Libra concluiu a perfuração do poço de extensão 3-RJS-735/735A. Os resultados da perfuração confirmaram a presença de coluna de hidrocarbonetos de aproximadamente 200 m, em reservatórios com boas características de permeabilidade e porosidade. Informalmente conhecido como C1, o poço está localizado na parte central do bloco de Libra, na bacia de Santos, a cerca de 220 km da costa da cidade do Rio de Janeiro. A profundidade final atingida foi de 5.780 m, sendo 2.160 m de lâmina d'água. Esse foi o segundo poço perfurado com sucesso pelo consórcio de Libra e encontra-se a 18 km de distância do primeiro poço, denominado 3-RJS-731. Os intervalos portadores de hidrocarbonetos e de CO₂ foram constatados por meio de perfis elétricos e amostras de fluido, que estão

sendo caracterizadas por análise de laboratório. O consórcio deu continuidade ao plano exploratório por meio da perfuração de novos poços, com o objetivo de avaliar a área de Libra, que compreende cerca de 1.550 km². O consórcio de Libra é formado pelas seguintes empresas:

- Petrobras, operadora, com 40% de participação;
- Shell, com 20%;
- TotalEnergies, com 20%;
- China National Petroleum Corporation (CNPC), com 10%; e
- China National Offshore Oil Corporation (CNOOC), com 10%.

Além dessas empresas, a companhia estatal brasileira Pré-Sal Petróleo S.A. (PPSA) participa do consórcio como gestora do contrato.

Em maio de 2015, a perfuração do segundo poço na área de Carcará (BM-S-8) confirmou o potencial de petróleo leve na região. O poço 3-SPS-105, conhecido como Carcará Norte, está localizado a 4,6 km ao norte do poço descobridor (4-SPS-86B), em profundidade de água de 2.072 m. Comprovou-se a descoberta de petróleo de boa qualidade (31 °API), em reservatórios situados logo abaixo da camada de sal, a partir da profundidade de 5.820 m. Carcará Norte encontrava-se em perfuração e tinha atingido, até aquele momento, a profundidade de 6.178 m. A perfuração constatou uma coluna de petróleo de 352 m, em reservatórios contínuos e conectados. Dados de pressão comprovaram se tratar da mesma acumulação do poço descobridor.

Em 28 de setembro de 2015, a Petrobras comunicou que a perfuração do terceiro poço na área de Carcará (BM-S-8), localizado em águas ultraprofundas da bacia de Santos, confirmou a descoberta de petróleo leve nos reservatórios do pré-sal. O poço 3-SPS-104DA, informalmente conhecido como Carcará Noroeste, está situado na área do poço descobridor 4-SPS-86B (Carcará). O novo poço está localizado a 5,5 km a noroeste do poço descobridor, em profundidade de água de 2.024 m e a cerca de 226 km do litoral do estado de São Paulo. Comprovou-se a descoberta de petróleo de boa qualidade (31 °API), em reservatórios carbonáticos com excelentes características, situados logo abaixo da camada de sal, a partir de 5.870 m de profundidade. Carcará Noroeste revelou uma coluna de 318 m de óleo, não tendo atingido o contato óleo-água da acumulação. Dados de pressão comprovaram tratar-se da mesma acumulação dos outros dois poços anteriormente perfurados na área, confirmando a extensão para oeste da descoberta do poço 4-SPS-86B, em 2012.

Em 14 de outubro de 2015, a Petrobras informou que o consórcio responsável pela área de Libra, no pré-sal da bacia de Santos, concluiu a perfuração do

poço 3-BRSA-1310-RJS, o quarto na área, localizado na porção central do bloco. Nesse poço se identificou a presença de hidrocarbonetos em reservatórios de baixa porosidade, trazendo informações importantes para a campanha de avaliação dessa grande estrutura. O consórcio estava perfurando em duas outras localidades: na porção noroeste do bloco, com o poço 3-RJS-739A, que encontrou um reservatório carbonático com óleo e seguia em operação de perfuração e testemunhagem (coleta de amostras do reservatório); e na área norte, com o poço 3-RJS-741, que estava em fase inicial de perfuração.

4.9 Constatação de novas reservas em 2016

Em 17 de fevereiro de 2016, a Petrobras informou que concluíra a perfuração do poço 3-RJS-739A, localizado na área noroeste do bloco de Libra, no pré-sal da bacia de Santos, confirmando a descoberta de óleo de boa qualidade. O poço encontrou coluna de óleo de aproximadamente 270 m e reservatórios de elevada qualidade, em comunicação com outros já perfurados na área. Dois testes de formação, realizados em dois intervalos distintos, confirmaram a excelente produtividade dos reservatórios e a boa qualidade do óleo (28 °API), similar ao que foi encontrado nos poços 2-ANP-2A-RJS e 3-RJS-731. Havia, naquele momento, dois outros poços em perfuração na área noroeste do bloco de Libra: 3-RJS-741 e 3-RJS-742. No primeiro, o intervalo portador de óleo foi constatado por meio de perfis a cabo e amostras de fluido, que seriam caracterizadas por análise de laboratório. O poço encontra-se à profundidade de 5.527 m. Os três poços fazem parte das atividades do plano de avaliação do poço 2-ANP-2A-RJS, submetido à ANP, em 15 de setembro de 2015, e naquele momento em processo de aprovação.

Em 21 de março de 2016, a Petrobras informou que o consórcio de Libra concluiu a perfuração e a avaliação do poço 3-RJS-741, localizado na área noroeste de Libra, que confirmou a descoberta de óleo de elevada qualidade (28 °API) em reservatórios de excelente produtividade. O poço encontrou a maior coluna de óleo descoberta em Libra até aquele momento, medindo 301 m de espessura. Os dados coletados confirmaram que as características dos reservatórios e a qualidade do óleo eram semelhantes às aquelas encontradas nos demais poços da área noroeste, indicando haver possível conexão entre eles. O poço, conhecido informalmente como NW5, está a 8 km a nordeste do poço descobridor, 2-ANP2A-RJS, e a 200 km da costa do estado do Rio de Janeiro, e faz parte do compromisso firmado no plano de avaliação aprovado pela ANP em 26 de fevereiro de 2016. Até aquele momento, haviam sido concluídas as perfurações de seis poços em Libra, sendo cinco pelo consórcio, e um pela Petrobras. O sétimo poço (3-RJS-742), também na área noroeste, encontrava-se em perfuração.

Em 15 de junho de 2016, a Petrobras confirmou que o consórcio de Libra havia concluído a perfuração e a avaliação do sétimo poço do bloco. O novo poço encontrou a maior coluna de óleo já descoberta em Libra, com 410 m de espessura. A coluna superou a última encontrada, de 301 m, anunciada em março de 2016. O poço, localizado na parte noroeste do bloco e a 180 km da costa do Rio de Janeiro, confirmou a descoberta de petróleo de boa qualidade (27 °API) em reservatórios com excelente produtividade. Denominado 3-RJS-742A e conhecido informalmente como NW2, o poço está a 10,3 km ao sul do poço descobridor 2-ANP-2A-RJS. A perfuração fez parte do compromisso firmado no plano de avaliação do poço 2-ANP-2A-RJS, aprovado pela ANP em 26 de fevereiro de 2016. O sétimo poço tornou-se o sexto a ter a sua perfuração concluída pelo consórcio no bloco de Libra; naquele momento, encontrava-se em perfuração o oitavo (3-RJS-743A), também na área noroeste do bloco.

4.10 Descobertas em 2020-2021

Em 2 de abril de 2020, a Petrobras informou que havia identificado a presença de óleo em um poço pioneiro do bloco Uirapuru, localizado no pré-sal da bacia de Santos. O poço está localizado a cerca de 200 km da costa da cidade de Santos, no estado de São Paulo, em profundidade d'água de 1.995 m, constatando-se a descoberta de petróleo em reservatórios porosos, no prospecto exploratório conhecido informalmente como Araucária. O potencial da descoberta seria avaliado nos próximos meses. O bloco Uirapuru, adquirido na quarta rodada de partilha de produção, em junho de 2018, encontra-se no polígono do pré-sal, tendo a PPSA como gestora. A Petrobras é operadora do bloco e detém 30% de participação no consórcio, em parceria com ExxonMobil (28%), Equinor (28%) e Petrogal (14%).

Em 19 de novembro de 2021, a Petrobras informou que identificou a presença de hidrocarbonetos no pré-sal da bacia de Santos, em poço pioneiro do bloco Aram. O poço 1-BRSA-1381-SPS, denominado Curação, está localizado a 240 km da cidade de Santos, São Paulo, em profundidade d'água de 1.905 metros. O bloco Aram foi adquirido em março de 2020, na sexta rodada de licitação do regime de partilha de produção. A Petrobras é a operadora do bloco e detém 80% de participação, em parceria com a empresa chinesa CNODC (20%). A Petrobras informou que a descoberta foi possível devido às inovações tecnológicas utilizadas na perfuração, com o máximo emprego de dados processados em tempo real.³²

Na tabela 1, encontra-se o resumo das descobertas no pré-sal da bacia de Santos, no período 2006-2021, descritas nesta seção.

32. Disponível em: <<https://api.mziq.com/mzfilemanager/v2/d/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/040dfab4-068f-75b2-c49e-1274669e8bce?origin=1>>.

TABELA 1
Principais acumulações de petróleo descobertas no pré-sal da bacia de Santos (2006-2021)

| Poço | Bloco | Data da descoberta ou do anúncio (mês/ano) | Codificação do poço – nomenclatura ¹ | Profundidade do poço ou reservatório (m) | Lâmina d'água (m) |
|------------------|----------------|--|---|--|-------------------|
| Parati | BM-S-10 | Junho/2006 | 1-RJS-617 | 7.630 | 2.200 |
| Tupi | BM-S-11 | Julho/2006 | 1-RJS-628A | 5.200 | 2.126 |
| Carioca | BM-S-9 | Setembro/2007 | 1-SPS-50 | - | 2.140 |
| Tupi Sul | BM-S-11 | Setembro/2007 | 1-RJS-646 | - | 2.166 |
| Caramba | BM-S-21 | Dezembro/2007 | 1-SPS-51 | 5.350 | 2.234 |
| Júpiter Noroeste | BM-S-24 | Janeiro/2008 | 1-RJS-652 | 5.252 | 2.187 |
| Bem-te-vi | BM-S-8 | Janeiro/2008 | 1-SPS-52A | 6.773 | 2.139 |
| Guará | BM-S-9 | Junho/2008 | 1-SPS-55 | 5.000 | 2.141 |
| Iara | BM-S-11 | Agosto/2008 | 1-RJS-656 | 6.080 | 2.230 |
| Iguaçu | BM-S-9 | Abril/2009 | 4-SPS-60 | 4.900 | 2.140 |
| Iracema | BM-S-11 | Junho/2009 | 4-RJS-647 | 5.000 | 2.210 |
| Abaré Oeste | BM-S-9 | Setembro/2009 | 4-SPS-66C | 5.150 | 2.163 |
| Tupi Nordeste | BM-S-11 | Novembro/2009 | 3-RJS-662A | 4.900 | 2.115 |
| Guará Norte | BM-S-9 | Março/2010 | 3-SPS-69 | - | - |
| Tupi OW | BM-S-11 | Abril/2010 | 3-RJS-666 | - | 2.131 |
| Franco | Cessão onerosa | Mai/2010 | 2-ANP-1-RJS | 5.900 | 1.889 |
| Tupi Alto | BM-S-11 | Junho/2010 | 3-RJS-674 | - | 2.111 |
| Iracema Norte | BM-S-11 | Outubro/2010 | 3-RJS-675A | - | 2.247 |
| Tupi SW | BM-S-11 | Outubro/2010 | 3-RJS-678 | - | 2.152 |
| Libra | Libra | Outubro/2010 | 2-ANP-2A-RJS | 6.500 | 1.964 |
| Tupi W | BM-S-11 | Dezembro/2010 | 3-RJS-677A | - | 2.139 |
| Carioca Nordeste | BM-S-9 | Janeiro/2011 | 3-SPS-74 | - | 2.151 |
| Macunaíma | BM-S-10 | Fevereiro/2011 | 4-RJS-668 | - | 2.134 |
| Iara/Iara-Horst | BM-S-11 | Março/2011 | 3-RJS-682A | - | 2.279 |
| Guará Sul | BM-S-9 | Julho/2011 | 3-SPS-82A | - | 2.156 |
| Biguá | BM-S-8 | Novembro/2011 | 4-BRSA-946C-SPS | 5.380 | 2.180 |
| Abaré | BM-S-9 | Novembro/2011 | 4-SPS-81A | 4.830 | - |
| Carioca Sela | BM-S-9 | Fevereiro/2012 | 3-SPS-85 | 5.250 | 2.149 |
| Franco NW | Cessão onerosa | Fevereiro/2012 | 3-RJS-688A | - | 1.860 |
| Carará | BM-S-8 | Março/2012 | 4-SPS-86B | 6.178 | 2.072 |
| Tupi Nordeste | Cessão onerosa | Março/2012 | 1-RJS-691 | 4.960 | 2.131 |
| Dolomita Sul | BM-S-42 | Abril/2012 | 1-RJS-689A | - | 1.747 |
| Iara Oeste | BM-S-11 | Abril/2012 | 3-RJS-697 | 5.430 | 2.150 |
| Sul de Guará | Cessão onerosa | Junho/2012 | 1-SPS-96 | 5.058 | 2.202 |

(Continua)

(Continuação)

| Poço | Bloco | Data da descoberta ou do anúncio (mês/ano) | Codificação do poço – nomenclatura ¹ | Profundidade do poço ou reservatório (m) | Lâmina d'água (m) |
|-------------------|-----------------|--|---|--|-------------------|
| Franco SW | Cessão onerosa | Agosto/2012 | 3-RJS-699 | 5.656 | 2.024 |
| Júpiter Nordeste | BM-S-24 | Outubro/2010 | 3-RJS-683A | 5.438 | 2.161 |
| Carioca Norte | BM-S-9 | Outubro/2012 | 3-SPS-100 | 5.576 | 2.152 |
| Sagitário | BM-S-50 | Fevereiro/2013 | 1-SPS-98 | 7.110 | 1.871 |
| Florim | Cessão onerosa | Fevereiro/2013 | 1-RJS-704 | 5.498 | 2.009 |
| Franco Leste | Cessão onerosa | Novembro/2013 | 3-RJS-723 | 5.900 | 2.011 |
| Entorno de Iara | Cessão onerosa | Mai/2013 | 1-RJS-711 | 5.260 | 2.266 |
| Iguaçu Mirim | BM-S-9 | Agosto/2013 | 3-SPS-101 | 4.850 | 2.158 |
| Bracuhy | BM-S-24 | Outubro/2013 | 3-RJS-713 | 5.765 | 2.251 |
| Iara Alto Ângulo | BM-S-11 | Novembro/2013 | 3-RJS-715D | 6.672 | 2.128 |
| Apollonia | 3-BRSA-1246-RJS | Agosto/2014 | 3-RJS-732 | 5.700 | 2.183 |
| Florim 2 | Cessão onerosa | Março/2014 | 3-RJS-725 | 5.412 | 1.972 |
| Entorno de Iara 2 | Cessão onerosa | Março/2014 | 3-RJS-722 | 5.116 | 2.249 |
| Entorno de Iara 3 | Cessão onerosa | Mai/2014 | 4-RJS-728 | 5.875 | 2.244 |
| Libra | Libra Noroeste | Novembro/2014 | 3-RJS-731 | 5.734 | 1.963 |
| Libra | Libra Centro | Março/2015 | 3-RJS-735/735A | 5.780 | 2.160 |
| Carcará Norte | BM-S-8 | Mai/2015 | 3-SPS-105 | 6.178 | 2.072 |
| Carcará Noroeste | BM-S-8 | Setembro/2015 | 3-SPS-104DA | 5.870 | 2.024 |
| Libra | Libra Centro | Outubro/2015 | 3-BRSA-1310-RJS | - | - |
| Libra | Libra Noroeste | Fevereiro/2016 | 3-RJS-739A | 5.527 | - |
| Uirapuru | Uirapuru | Fevereiro/2020 | - | - | 1.995 |
| Curação | Aram | Novembro/2021 | 1-BRSA-1381-SPS | - | 1.905 |

Fonte: Petrobras. *Comunicados ao Mercado* (2006-2021). Disponível em: <<https://www.investidorpetrobras.com.br/resultados-e-comunicados/comunicados-ao-mercado/>>.

Elaboração do autor.

Nota: ¹ A nomenclatura dos poços utilizada é a da Petrobras, com a exceção daqueles que contêm o código BRSA, cuja nomenclatura é da ANP.

Obs.: (-) informação não disponível.

Como foi visto nos dados apresentados sobre a evolução das descobertas de acumulações de petróleo na bacia de Santos, os reservatórios encontram-se localizados em lâmina d'água de 1.700 m a 2.300 m de profundidade. A grande dimensão da primeira descoberta comercial, Tupi, com 785 km², pode ser avaliada se comparada com o campo gigante de Marlim, na bacia de Campos, com 150 km² e foi desenvolvido com sete plataformas de produção. Formigli, Pinto e Almeida (2009) fizeram uma avaliação nesse sentido, e concluíram que, se fosse observada uma relação direta do volume de reservas a serem extraídas, seriam necessárias, na área de Tupi, entre 15 e 25 plataformas flutuantes, bem como um número expressivamente maior de poços de desenvolvimento, em torno de 2 mil,

em relação aos 130 poços produtores e injetores do campo de Marlim. Contudo, a utilização dos mesmos conceitos em Tupi resultaria em projeto não econômico, em razão das condições ambientais, logísticas e econômicas diferentes. No pré-sal de Tupi, as condições de produção diferem das dos campos do pós-sal da bacia de Campos, devido às seguintes características: maior profundidade das águas; reservatórios mais profundos; localização distante da costa; e alta GOR. Ainda, as atividades de produção são dificultadas pela presença de contaminantes – gases de origem não hidrocarbônica – existentes no gás natural. Por esse motivo, não foram utilizados no planejamento dos investimentos no campo de Tupi os mesmos conceitos e tecnologias adotados na bacia de Campos.

5 DESCOBERTAS NO PRÉ-SAL NA BACIA DE CAMPOS

No norte da bacia de Campos, no litoral do estado do Espírito Santo, encontra-se o antigo complexo petrolífero do Parque das Baleias, formado pelos campos Cachalote, Baleia Franca, Jubarte, Baleia Azul, Baleia Anã, Pirambu, Mangangá e Caxaréu, descobertos a partir de 2001, acima da camada de sal, situados no antigo bloco BC-60. Em março de 2007, a Petrobras descobriu petróleo na seção abaixo da camada de sal do campo de Caxaréu, e em junho nova descoberta de óleo leve foi anunciada, com 29 °API, no pré-sal do campo de Pirambu. No ano seguinte, em novembro de 2008, ocorreram novas descobertas na seção do pré-sal dos campos de Baleia Franca, Baleia Azul e Jubarte. O volume recuperável dessas descobertas foi estimado entre 1,5 bilhão e 2 bilhões de barris de petróleo e gás natural, situadas a cerca 4.350 m de profundidade total.³³ Em 2014, a ANP determinou a unificação dos campos, formando-se o campo Jubarte.

A primeira descoberta no pré-sal por empresa estrangeira ocorreu na bacia de Campos, a 40 km de distância do campo de Jubarte, em setembro de 2008, em poço perfurado pela empresa Anadarko, no bloco exploratório BM-C-30, área Wahoo, em lâmina d'água de 1.417 m, perto do complexo petrolífero Parque das Baleias.

Em fevereiro de 2010, ocorreram duas descobertas simultâneas no pós-sal e no pré-sal da bacia de Campos, por meio da perfuração de um único poço (6-BR-63A-RJS), no campo de Barracuda. Ao serem atravessadas as rochas do pós-sal e do pré-sal do prospecto, foram descobertas acumulações de petróleo nas duas seções geológicas. Na seção do pré-sal, a jazida situa-se a 4.340 m de profundidade total, tendo apresentado volume estimado de reserva recuperável de 40 milhões de barris de petróleo; na seção do pós-sal, a reserva foi estimada em 25 milhões de barris de petróleo.

33. Uma primeira descoberta de petróleo na seção do pré-sal do campo de Jubarte já havia ocorrido em 2001, pelo poço 1-ESS-103A, mas os primeiros testes somente foram realizados em 2007, em razão das limitações tecnológicas do começo dos anos 2000.

Em junho de 2010, nova acumulação de óleo leve, com 29 °API, foi descoberta no pré-sal da bacia de Campos, em lâmina d'água de 648 m, na área do campo de Marlim. A descoberta foi resultado da perfuração do prospecto exploratório conhecido como Brava, realizada por meio do poço 6-MRL-199D-RJS, localizado a 170 km da cidade de Macaé, no estado do Rio de Janeiro. A acumulação, descoberta em reservatórios carbonáticos, encontra-se a 4.460 m de profundidade. Para atingir o reservatório foram perfurados cerca de 5 mil metros, dos quais 1 mil metros na camada de sal. Estimativas preliminares apontaram para volumes recuperáveis potenciais em torno de 380 milhões de boe.

Também em 2010, ocorreram descobertas no prospecto Carimbé – no pré-sal e no pós-sal da área do campo de Caratinga – e na área do pré-sal de Tracajá, próximo a Marlim Leste, em lâmina d'água de 1.366 m, a 124 km da costa do Rio de Janeiro.

A primeira produção de petróleo na camada do pré-sal no Brasil ocorreu no campo de Jubarte, em 1º de setembro de 2008, por meio de um teste de longa duração (TLD). Foi utilizado o navio de produção, estocagem e transferência (*floating, production, storage and offloading* – FPSO) Juscelino Kubitschek (P-34), que já produzia petróleo no campo de Jubarte acima da camada de sal, desde dezembro de 2006. Foram investidos cerca de U\$ 50 milhões em adaptações na planta de processo da plataforma, na completação do poço 1-ESS-103A do pré-sal e em sua interligação com a plataforma. O potencial de produção do primeiro poço era de 18 mil barris/dia de petróleo, e seu desenvolvimento objetivava ampliar o conhecimento sobre as reservas do pré-sal localizadas no Espírito Santo. A reserva do pré-sal de Jubarte está localizada a cerca de 4.400 m de profundidade total, debaixo de camada de sal de cerca de 200 m de espessura, a 80 km do litoral, o que tornou as condições de produção mais favoráveis se comparadas com a produção do petróleo dos campos do pré-sal da bacia de Santos. O fato de que a plataforma P-34 já estava produzindo petróleo no campo de Jubarte do pós-sal, a apenas 2,5 km de distância do campo de Jubarte do pré-sal, facilitou a antecipação da produção desse campo, via TLD.

Em 15 de julho de 2010, começou a produzir o primeiro poço do pré-sal em projeto definitivo (6-BFR-1-ESS), também na bacia de Campos, para o navio-plataforma Capixaba, do tipo FPSO, no campo do pré-sal de Baleia Franca, localizado a 4.350 m de profundidade. O FPSO Capixaba já estava instalado no local para o processamento da produção de petróleo dos campos do pós-sal de Cachalote e Baleia Franca. Por meio da conexão do poço do pré-sal ao FPSO Capixaba, foram integradas as extrações de campos do pós-sal com um campo do pré-sal. A produção inicial do navio-plataforma, 63 mil barris/dia de petróleo, foi elevada para a capacidade máxima de 100 mil barris/dia e 1,35 milhão de metros cúbicos de gás, com

o total de seis poços produtores, sendo dois no pré-sal de Baleia Franca, e nove injetores de água. As características do petróleo e gás extraídos do pré-sal – com altos teores de CO₂ e de H₂S em Baleia Franca – e do pós-sal – óleo pesado em Cachalote – exigiram diversos ajustes tecnológicos na planta de processo e na metalurgia da plataforma, tendo sido aumentada a capacidade de suportar as maiores temperaturas geradas no tratamento do petróleo pesado. Em março de 2014, entrou em operação o FPSO P-58, produzido no Brasil com conteúdo local (CL) estimado à época de 58%, para produzir 180 mil barris/dia de petróleo e 6 milhões de metros cúbicos de gás natural do pré-sal e pós-sal do Parque das Baleias. Seriam interligados quinze poços produtores ao FPSO-58, dos quais oito do pré-sal e sete do pós-sal, e nove poços injetores.

Em prosseguimento aos desenvolvimentos dos campos de petróleo do Parque das Baleias, entrou em operação, no final de 2010, o FPSO P-57, com capacidade de processamento de até 180 mil barris/dia de petróleo e 2 milhões de metros cúbicos de gás, provenientes da seção do pós-sal do campo de Jubarte.

Em 28 de abril de 2011, a Petrobras comunicou a descoberta de acumulação de óleo no pré-sal da bacia de Campos, por meio do poço 6-AB-119D-RJS, perfurado no campo de Albacora, a 107 km da costa e a 3,2 km da plataforma de produção P-31. Estimativas preliminares indicaram potencial economicamente recuperável da ordem de 350 milhões de barris de óleo de boa qualidade (leve). Perfurado em lâmina d'água de 380 m, atingiu a profundidade total de 4.835 m, revelando coluna de óleo de 241 m, dos quais 104 m são dos reservatórios carbonáticos da formação Macabu, com porosidade em torno de 10%. Em agosto de 2012, foi proposto o plano de avaliação à ANP, com a previsão de um TLD no ano de 2017.

Em maio de 2012, a Petrobras informou que as acumulações de petróleo descobertas no bloco exploratório BM-C-33, ao sul da bacia de Campos, com o poço 1-REPF-12D-RJS, em fevereiro de 2012, foram estimadas em 700 milhões de boe, depois reestimadas em 1 bilhão de boe. Conhecido como Pão de Açúcar, o poço foi perfurado à profundidade de lâmina d'água de 2.800 m a 2.900 m, identificando-se coluna total de hidrocarbonetos de cerca de 500 m de espessura. O bloco está distante da costa cerca de 200 km. A estimativa de reservas inclui as descobertas realizadas com os poços Seat e Gávea, em 2011, com acumulações de gás e condensado (óleo leve).³⁴ Em março de 2021, a Petrobras aprovou, em conjunto com as associadas Equinor e Repsol Sinopec, o conceito de desenvolvimento do BM-C-33, operado pela Equinor. O conceito aprovado baseia-se na

34. Disponível em: <<https://www.equinor.com.br/20-anos-de-historia-no-brasil>>; <<https://portalmaritimo.com/petrobras-informa-sobre-desenvolvimento-de-campo-em-bm-c-33/>>.

produção por poços conectados a um FPSO, com capacidade para processar o óleo condensado e o gás natural produzidos, e especificá-los para a venda. A transferência do óleo condensado será realizada por navios aliviadores, ao passo que o gás natural será exportado para a costa por meio de gasoduto submarino que se conectará à infraestrutura de recebimento localizada no Terminal de Cabiúnas (Tecab) e à malha de transporte de gás. A capacidade de processamento de óleo condensado do FPSO será de 20 mil metros cúbicos/dia, e a capacidade de produção de gás natural será de 16 milhões metros cúbicos/dia, com vazão média de exportação de gás de 14 milhões metros cúbicos/dia.³⁵

Em 10 de agosto de 2017, a Petrobras noticiou a primeira descoberta comercial de petróleo no pré-sal do campo de Marlim Sul, na bacia de Campos, por meio do poço 6-MLS-233-RJS, informalmente conhecido como Poraquê Alto, com a profundidade final de 4.568 m e coluna de petróleo com 45 m de espessura. O poço está localizado a 115 km da costa do estado do Rio de Janeiro, em profundidade d'água de 1.107 m. A descoberta foi confirmada por meio de dados de perfis, detector de gás, testes de formação a cabo e amostras de fluido. A análise dos dados indicou reservatórios carbonáticos com boas características de porosidade e permeabilidade. O resultado demonstrou o potencial de novas descobertas em bacias maduras, com infraestrutura de produção já implantada.

Outras descobertas ocorreram ao longo dos últimos anos nos poços de: Tracajá, no campo Marlim Leste; Carimbé, no campo de Caratinga; e Náutilus, no campo de Barracuda. Em 2020, a Petrobras identificou a presença de hidrocarbonetos no poço batizado de Naru, pioneiro do pré-sal no bloco C-M-657, operado em parceria com as petroleiras ExxonMobil e Equinor. Foi o primeiro poço exploratório da Petrobras planejado, desde seu início, com as equipes atuando à distância, em regime de teletrabalho, devido à pandemia da covid-19 (Futuro..., 2021).

Em janeiro de 2021, a Petrobras informou que foi identificada a presença de hidrocarboneto no poço pioneiro Urissanê (1-BRSA-1377-RJS), do bloco C-M-411, no pré-sal da bacia de Campos, localizado a 200 km da costa, em lâmina d'água de 2.950 m. O bloco C-M-411 foi adquirido em setembro de 2017, na 14ª rodada de licitação de concessão. A Petrobras é operadora do bloco e detém 50% de participação, em parceria com a ExxonMobil (50%).³⁶

Em dezembro de 2021, a Petrobras informou a conclusão, na bacia do Espírito Santo, do poço de petróleo mais profundo já perfurado no Brasil, com cerca de 7.700 m, isto é, 70 m mais profundo que o recorde anterior, o poço Parati,

35. Petrobras sobre desenvolvimento do bloco BM-C-33 (18 de março de 2021). Disponível em: <<https://tinyurl.com/4x5e9487>>.

36. Petrobras sobre descoberta de hidrocarboneto no pré-sal (29 de janeiro de 2021). Disponível em: <<https://tinyurl.com/munwt5fs>>.

em 2005. A lâmina d'água é de 2.366 m, na mais espessa camada de sal perfurada no Brasil. O poço exploratório pioneiro localiza-se no bloco ES-M-669, no pré-sal da bacia do Espírito Santo, a 145 km da costa, em locação conhecida como Monai. O poço exploratório teve como objetivo obter informações sobre as características das rochas perfuradas, a geologia local, as pressões existentes, além de avaliar a presença de reservatório com petróleo ou gás. O desenvolvimento tecnológico nos últimos anos permitiu a redução de aproximadamente 50% do tempo de perfuração do poço, em comparação com a média histórica para projetos de mesma natureza e complexidade, assim como possibilitou a diminuição de custos de perfuração. Foi também o poço com maior extensão de fase única (segmento) em poço vertical direcional perfurado no Brasil, com cerca de 3.400 m. Por fim, o poço bateu o recorde de maior coluna de *tie-back* – um tipo de tubulação de aço que conecta um trecho de tubulação no fundo do poço à cabeça do poço, instalada no fundo do mar. A coluna de *tie-back* no poço Monai tem comprimento total de 4.300 m.³⁷

Em 1^a de abril de 2022, a Petrobras informou a descoberta de uma acumulação de petróleo no pré-sal da porção sul da bacia de Campos, em poço pioneiro no bloco Alto de Cabo Frio Central. O poço Alto de Cabo Frio Central Noroeste (1-BRSA-1383A-RJS) está localizado a 230 km da cidade do Rio de Janeiro, em profundidade d'água de 1.833 m. A Petrobras é a operadora do bloco e detém 50% de participação, em parceria com a empresa BP Energy do Brasil (BP), que detém os outros 50%. O consórcio continuava perfurando o poço até a profundidade final prevista, para avaliar as dimensões da nova acumulação, além de caracterizar a qualidade dos fluidos e dos reservatórios. O resultado é fruto de uma estratégia com a aplicação de novas soluções tecnológicas em *big data* e inteligência artificial, potencializadas pelo uso de supercomputadores e recursos de computação de alto desempenho (*high performance computing* – HPC). As tecnologias possibilitam o processamento dos dados adquiridos em tempo real, permitindo tomadas de decisão mais rápidas. O bloco Alto de Cabo Frio Central foi adquirido em outubro de 2017, na terceira rodada de licitação da ANP, sob o regime de partilha de produção.³⁸

A seção a seguir descreve as tecnologias pioneiras desenvolvidas para a produção de petróleo no pré-sal.

37. Petrobras: Fatos e Dados (10 de dezembro de 2021). Disponível em: <<https://petrobras.com.br/fatos-e-dados/perfuramos-com-sucesso-poco-mais-profundo-da-historia-do-brasil.htm>>. Ver também Platonow (2021).

38. Petrobras sobre nova descoberta de petróleo no pré-sal. Disponível em: <<https://tinyurl.com/5n72wvjm>>.

6 PRÉ-SAL: DESAFIOS INICIAIS E TECNOLOGIAS PIONEIRAS

Como foi analisado no capítulo 6, o desenvolvimento pela Petrobras de inovações em equipamentos e sistemas de E&P de petróleo foi iniciado de forma sistematizada em 1986, quando foi adotada a primeira fase do Programa de Capacitação Tecnológica em Sistemas de Produção para Águas Profundas (Procap), o Procap 1000, voltado para a capacitação da Petrobras para a produção de petróleo em campos localizados em águas marítimas de até 1 mil metros de profundidade. Seguiram-se duas fases, Procap 2000 e Procap 3000, antes da reformulação do programa, em 2011, direcionado ao desenvolvimento de inovações para a produção no pré-sal. O Procap contribuiu para o desenvolvimento de tecnologias essenciais para a Petrobras avançar nas explorações na bacia de Campos, de águas rasas para águas profundas, na década de 1980, e para águas ultraprofundas, na década de 1990. O Procap 3000, além de conceber inovações incrementais em equipamentos submarinos para a produção em águas ultraprofundas, desenvolveu tecnologias voltadas às condições ambientais do pré-sal, a exemplo de *risers*³⁹ resistentes aos elementos corrosivos existentes nos hidrocarbonetos, e do desenvolvimento de projetos de plataformas de produção com completação seca, entre outras inovações, analisadas nesta seção.

O foco do Procap foi se adequando em busca de soluções para explorações em águas cada vez mais profundas. A reformulação do programa para a quarta versão, o Procap Visão Futuro, em 2011, foi orientado para reduzir custos operacionais nas explorações e na produção de petróleo e gás, aumentar a eficiência e os resultados da produção em águas profundas e ultraprofundas, e desenvolver as tecnologias necessárias às condições ambientais do pré-sal. O programa mapeou os desafios a serem solucionados nas seguintes áreas: reduzir os custos na construção de poços marítimos; antecipar a produção de petróleo; aumentar a taxa de recuperação de petróleo, e diminuir os custos operacionais. A gestão do desenvolvimento de inovações foi realizada sob os mesmos critérios utilizados desde o primeiro Procap, isto é, a realização de parcerias da Petrobras com fornecedores, grandes companhias de petróleo e centros de pesquisa e universidades no Brasil e no exterior (Gerente..., 2013).

Outro programa desenvolvido pela Petrobras para a solução das complexidades geológicas e ambientais do pré-sal foi o Programa Tecnológico para o Desenvolvimento da Produção dos Reservatórios do Pré-sal (ProSal), em 2007-2008. A criação do programa estava estreitamente relacionada a dois desafios encontrados no pré-sal: os altos custos iniciais na perfuração dos poços de petróleo e a necessidade de melhorar os conhecimentos da rocha predominante naquela

39. É a parte suspensa de uma tubulação, que se interliga a um duto no fundo do mar (conectado à árvore de natal submarina), para a condução dos hidrocarbonetos extraídos à plataforma de produção.

provincia petrolífera, o calcário microbial, um tipo de carbonato ainda pouco avaliado quanto à resistência nas perfurações. Diversos projetos de pesquisa e desenvolvimento (P&D) foram iniciados a partir da criação do ProSal, em parceria com universidades brasileiras e internacionais e com a cadeia de fornecedores, por meio de redes temáticas de colaboração. Organizado em estrutura matricial, o programa coordenou projetos em diversas áreas, a exemplo da definição da geometria de poços mais adequada em termos econômicos e técnicos, a realização de estudos de engenharia de reservatório e de garantia de escoamento de gás natural e petróleo, entre outras soluções, analisadas neste capítulo (Beltrão *et al.*, 2009; O óleo..., 2012; Morais, 2015).

Alguns exemplos de temas específicos pesquisados no âmbito do ProSal estão listados a seguir.

- 1) Tecnologias de perfuração de poços, envolvendo a melhoria dos fluidos de perfuração; estudos de modelo geomecânico em rochas de sal e modelo geomecânico das rochas sedimentares do pré-sal, principalmente as rochas carbonáticas microbiais; desenvolvimento de *liner drilling* (perfuração com o próprio revestimento do poço); desenvolvimento de pasta de cimento resistente para as rochas de sal; e avaliação da produtividade de poços horizontais.
- 2) Tecnologias de reservatório: melhor conhecimento da estratigrafia, isto é, da sequência vertical das camadas rochosas; simulações e modelações de reservatórios; e avaliações de mecanismos para a recuperação avançada de petróleo (*enhanced oil recovery* – EOR).⁴⁰
- 3) Garantia de escoamento: os estudos incluíram mecanismos para a inibição de depósitos de parafina e hidratos nos dutos, e avaliações do potencial de precipitação de asfaltenos no meio poroso das rochas dos reservatórios.⁴¹

Na produção comercial no pré-sal, a Petrobras adotou uma abordagem integral para as estratégias utilizadas e os projetos que seriam implantados, consolidados no Plano Diretor de Desenvolvimento Integrado do Polo Pré-sal da Bacia de Santos (Plansal), em 2008. O Plansal abrangeu ações como a delimitação das jazidas, o desenvolvimento da produção, a infraestrutura logística, o escoamento

40. À medida que se aumenta a extração de um reservatório de petróleo, sua pressão natural declina, e a produção diminui ao longo do tempo, processo conhecido como depleção. Os métodos de recuperação avançada (terciária) de reservatórios visam melhorar a vazão, por meio do melhor deslocamento dos hidrocarbonetos no reservatório. Com eles, obtêm-se ganhos de desempenho em relação à produção primária, decorrente da pressão natural do reservatório, e em relação aos métodos de recuperação secundária, que envolvem a injeção de água, gás, ou água e gás. Na recuperação avançada, são injetados produtos químicos e CO₂, ou é efetivada a injeção de calor no reservatório (Fernández, Pedrosa Junior e Pinho, 2009; Thomas, 2004, cap. 5, p. 126).

41. O asfaleno é um hidrocarboneto pesado, capaz de formar depósitos orgânicos nas linhas de escoamento, entupindo-as (Ramos, 2001).

do petróleo e do gás e sua comercialização, o desenvolvimento tecnológico, a segurança operacional e a capacitação de recursos humanos. O plano diretor era revisado anualmente para incorporar os conhecimentos adquiridos com os novos poços perfurados e aprimorar as estratégias comerciais.

Os projetos e os investimentos previstos no Plansal foram, pela sua importância, objeto de cobiça de empresa internacional. Em 2011, os volumosos planos de investimento contidos no Plansal e os interesses comerciais de uma empresa interessada em vender plataformas de petróleo para a Petrobras levaram um diretor da Petrobras a repassar informações sigilosas sobre os investimentos contidos no Plansal à companhia holandesa SBM, fornecedora, à época, de quase um terço dos navios, sondas e plataformas alugadas pela Petrobras. O documento em que as informações foram retiradas, denominado E&P-PRESAL 21/2011, com etiqueta indicando “confidencial” na capa, descrevia em detalhes a estratégia tecnológica e financeira da Petrobras para a exploração da nova fronteira petrolífera, que já demonstrava elevado índice de sucesso exploratório com as descobertas de grandes acumulações de petróleo de alta qualidade. As investigações do caso descobriram que a senha usada para acessar os documentos era exclusiva, de uso pessoal, do diretor da Petrobras, depois acusado e preso pela polícia federal, indicado para o cargo por um partido político (Casado, 2015).

Para realizar as explorações e a produção de petróleo e gás no pré-sal, foram adaptadas as tecnologias já provadas pela Petrobras. Diversos equipamentos inovadores aplicados nas explorações e no desenvolvimento de campos de petróleo no pré-sal tiveram seu desenvolvimento iniciado ainda nos campos do pós-sal da bacia de Campos. As condições ambientais e geofísicas presentes na exploração e na produção na nova área exploratória também exigiram o desenvolvimento de novas tecnologias, como foi o caso das rochas de carbonatos microbiais, cujas características exigiram melhores informações para as decisões sobre as perfurações e complementações dos poços no pré-sal.

Como afirmou um engenheiro da Petrobras ao realçar as características geológicas e as dificuldades específicas do pré-sal quando comparado com outras regiões petrolíferas:

Os reservatórios do pré-sal apresentam características radicalmente diferentes do padrão anterior na bacia de Campos. É outro mundo. Também não há experiência internacional em cenário análogo que possa ser simplesmente transposta para o pré-sal. Não é por outro motivo que a Petrobras tem dedicado intensos esforços voltados à aquisição de dados e a estudos de geologia e engenharia de reservatórios e de interação rocha-fluidos para esses reservatórios. Por maiores que sejam os recursos aplicados nessas investigações, a evolução do conhecimento sempre demanda tempo. Apesar dos formidáveis progressos já obtidos, a enormidade da tarefa ainda exigirá muitos anos até

chegarmos a um ponto em que o nível de incertezas seja da mesma ordem de grandeza do atualmente existente com relação aos reservatórios convencionais.⁴²

Entre as condições complexas que se apresentavam após as primeiras descobertas, Beltrão *et al.* (2009) citam:

- reservatórios localizados em profundidades totais acima de 5 mil metros, sob camadas de sal de até 2 mil metros;
- alta proporção de gás natural no escoamento gás-óleo, isto é, elevada GOR; e
- alta presença de CO₂ e de H₂S nos hidrocarbonetos, além de altas pressões e baixas temperaturas no ambiente submarino.

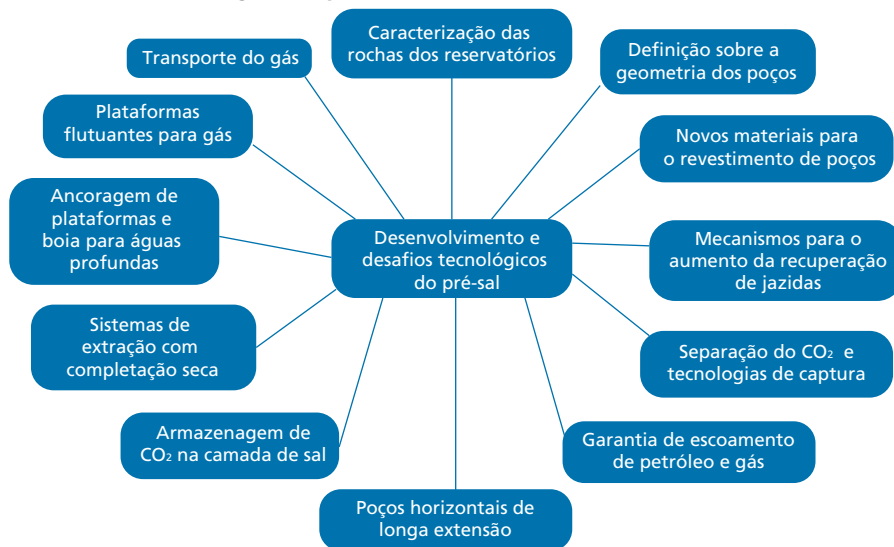
As perfurações no pré-sal e o revestimento dos poços apresentavam dificuldades em razão dos vários tipos de sal ao longo da camada, com suas diferentes taxas de deformação. As perfurações verticais nas espessas camadas de sal na área de Tupi e nas áreas próximas mostraram que havia a possibilidade de que as movimentações da camada de sal e as altas pressões e temperaturas pudessem provocar danos nos revestimentos e causar o fechamento ou mesmo a perda do poço. Esperava-se a utilização de completação inteligente⁴³ para possibilitar o controle à distância de seções do poço ou de todo o poço, a otimização da produção e a redução de intervenções corretivas (Beltrão *et al.*, 2009; Alves *et al.*, 2009).

As subseções de 6.1 a 6.10 apresentam – com base em estudos técnicos de especialistas da Petrobras – os principais desafios tecnológicos, geológicos, logísticos, ambientais e de qualificação de recursos humanos enfrentados nas explorações pioneiras de petróleo no pré-sal, na segunda metade da década de 2000 e no início da década de 2010. A síntese procura mostrar as dificuldades que a nova província petrolífera apresentava após as primeiras descobertas no pré-sal, segundo as análises de engenheiros, geólogos e geofísicos da Petrobras. A figura 1 fornece uma ilustração desses temas. As tecnologias desenvolvidas ou aprimoradas em função desses desafios para as explorações, o desenvolvimento dos campos, a produção e o transporte de petróleo e gás no pré-sal são apresentados nas próximas subseções.

42. Engenheiro da Petrobras em comunicação ao autor, em 20 de setembro de 2014, que solicitou que seu nome não fosse informado.

43. Sobre a completação inteligente, ver a subseção 16.7 deste capítulo.

FIGURA 1
Desafios tecnológicos do pré-sal



Fonte: Petrobras (2011b).

6.1 Conhecer e caracterizar com detalhes o tipo de rocha que abriga as jazidas de petróleo

Após as descobertas das primeiras acumulações de petróleo no pré-sal, a partir de 2006, as dificuldades na perfuração de poços na camada de sal foram descritas por engenheiros, geólogos e geofísicos da Petrobras (Alves *et al.*, 2009). Poços de longo alcance (*extended reach well* – ERW), horizontais ou multilaterais, com até 7 mil metros, seriam avaliados para a condução do petróleo dos poços à plataforma. Os reservatórios formados pelo tipo de rocha do pré-sal se encontram logo abaixo do sal, o que significava que a perfuração de alto ângulo e as juntas multilaterais estariam localizadas dentro da própria camada de sal.

As rochas dos reservatórios do pré-sal da bacia de Santos são formadas, principalmente, por carbonato microbiano, ou microbiólitos, um tipo de rocha muito diferente dos arenitos turbidíticos dos reservatórios de petróleo acima da camada de sal das bacias de Campos e de Santos, conhecidos há tempos pela Petrobras. Os carbonatos microbianos possuem heterogeneidades ao longo do perfil vertical, não obstante constituírem rochas mais consolidadas do que as de arenito da bacia de Campos. Apresentam variações de permeabilidade e de reatividade da rocha aos fluidos produzidos e injetados, com textura complexa e heterogênea, e mostram intensas variações de suas propriedades petrofísicas. Estudos sísmicos foram desenvolvidos no final da década de 2000 para melhorar as imagens até então

levantadas, visando à obtenção de informações sobre as propriedades físicas, mecânicas, químicas e térmicas dos reservatórios, e à identificação dos níveis onde ocorrem os contatos água-petróleo (*fluid contacts*), com o objetivo de definir os trechos que contêm petróleo nos reservatórios (Pinto, 2012).⁴⁴ O melhor conhecimento da rocha contribuiria com informações para as decisões a serem tomadas a respeito das perfurações e da completação dos poços no pré-sal.

Um dos objetivos procurados com o melhor conhecimento das rochas era avaliar como se comportaria o fluxo do petróleo nos reservatórios com aquele tipo de rocha, até então pouco conhecida no Brasil. Os estudos permitiriam definir os mecanismos de recuperação secundária e terciária a serem utilizados para aumentar a produção, uma vez que não era possível replicar os modelos então conhecidos para outros tipos de rochas. O mecanismo mais utilizado para a estimulação de poços é a injeção de água, com a função de varrer os poros da rocha e empurrar o petróleo para os poços produtores, como ocorre nos reservatórios dos campos de Marlim, Albacora, Barracuda, Caratinga e Roncador, formados por rochas areníticas. Uma das informações obtidas com maior precisão graças ao projeto-piloto de Tupi, em 2010, foi a quantificação da aplicação de água necessária para o aumento da produção dos reservatórios (Beltrão *et al.*, 2009, p. 6).

Outro objetivo era aumentar a velocidade de penetração (*rate of penetration – ROP*) das brocas nas perfurações das rochas dos reservatórios, que se tornam mais duras com o aumento das profundidades. O conhecimento das características das rochas permitiria melhorar a ROP e, assim, diminuir os custos de perfuração dos poços (Beltrão *et al.*, 2009; Formigli, Pinto e Almeida, 2009). Engenheiros e geólogos da companhia viajaram para diversos países para conhecer locais onde existem rochas de calcário microbial para complementar as informações recolhidas no Brasil, por meio de amostras retiradas em perfurações, dos dados sísmicos e dos TLDs (O óleo..., 2012).

A Petrobras continuava, nos primeiros anos da década de 2020, a desenvolver modelagens geológicas dos campos em exploração no pré-sal para o aprimoramento do conhecimento dos reservatórios carbonáticos, com o objetivo de melhor caracterizar e prever o comportamento dos fluxos de petróleo e gás. Seguiu também aperfeiçoando tecnologias voltadas ao desenvolvimento de modelos mais preditivos e à pesquisa de métodos especiais para aumentar o fator de recuperação dos reservatórios.

44. Para pesquisar as rochas carbonáticas, as coquinas calcárias e demais tipos de rochas dos depósitos de petróleo, a Petrobras financiou a construção do Centro de Geociências Aplicadas ao Petróleo (UNESPetro), voltado para a pesquisa e o ensino aplicados à indústria do petróleo, no *campus* da Universidade Estadual Paulista Júlio de Mesquita Filho (Unesp), em Rio Claro.

6.2 Definições sobre a geometria dos poços

As seções de sal são compostas de diferentes tipos de sal, com níveis diferenciados de taxas de deformação quando perfuradas, que podem se comportar como fluidos; essas características podem provocar o colapso do poço e criar dificuldades operacionais na sua completação. Os poços perfurados podem apresentar longas extensões totais, de até 8 mil metros, que incluem poços direcionais com elevada inclinação e poços quase horizontais. A perfuração sem a geometria correta pode causar desmoronamentos, o que leva à necessidade de se avaliar se o poço em determinado lugar será horizontal, inclinado ou vertical. A geometria correta pode também garantir maior vazão e economia de custos, ao permitir utilizar menor número de poços. Simulações em computador estão levantando dados técnicos para ajudar a definir o número de poços a serem perfurados, com dados sobre os custos de completação e a produtividade. Nos arenitos da bacia de Campos, acima da camada de sal, demonstrou-se que a melhor solução foi a perfuração horizontal, mas a perfuração de longo alcance (ERW)⁴⁵ em grossas camadas de sal ainda é rara no mundo. Os testes nos sistemas-piloto dos campos ajudarão a indicar as melhores geometrias (Alves *et al.*, 2009; Beltrão *et al.*, 2009).

6.3 Materiais adequados para o revestimento de poços

Na completação de poços de petróleo, as rochas perfuradas são revestidas com tubos de aço, sendo preenchido o espaço entre a camada de aço e a rocha com cimento especial. No caso de trabalhos de completação na camada de sal, a característica que apresenta maiores desafios é a sua maleabilidade. Para que a pressão do sal e sua movimentação, ao longo do tempo, não deformem o aço que reveste o poço, causando seu fechamento, estão sendo desenvolvidos materiais mais resistentes, capazes de suportar a pressão da camada de sal e da coluna d'água de até 3 mil metros. Porém, este material mais resistente não pode ser excessivamente pesado, a fim de não prejudicar a capacidade da plataforma de perfuração no processo de descida dos equipamentos no poço. Dado esse condicionante, os estudos quanto às exigências de resistência e aos limites de peso levam à necessidade de se encontrar um ponto de equilíbrio entre essas variáveis. Por sua vez, se o espaço entre o revestimento de aço e a rocha de sal não for corretamente preenchido, podem ocorrer deformações no revestimento de aço devido aos movimentos do sal. Assim, as pesquisas são dirigidas para se encontrarem soluções que permitam a preservação da integridade estrutural do poço, com duração de pelo menos 25 anos, sem que ocorram colapsos nos revestimentos, com o consequente fechamento do poço, e evitando perdas de brocas ou o seu aprisionamento ao longo do perfil de perfuração (Beltrão *et al.*, 2009).

45. A perfuração ERW permite alcançar partes do reservatório de petróleo e gás a uma distância muito maior que poços direcionais perfurados de forma convencional (Fernández, Pedrosa Junior e Pinho, 2018).

Os primeiros testes realizados nos poços do pré-sal de Santos indicaram alta presença de H₂S e altos teores de CO₂ associados ao gás natural, em proporção média de 12%, que pode variar de 8% a mais de 30%, representando problema a ser equacionado, dada a necessidade de limitar as emissões de CO₂ na atmosfera. Os planos de produção incluíam a construção de plataformas flutuantes compactas para separar o CO₂ do gás natural, com a finalidade de utilizar o CO₂ como um dos mecanismos de injeção nos reservatórios para EOR, sujeito às avaliações de custo das reinjeções. Os estudos consideravam ainda outro tipo de risco na injeção de CO₂ junto ao gás natural nos reservatórios: a ocorrência de depósitos de asfalteno, uma fração pesada dos fluidos de petróleo capaz de formar depósitos orgânicos no reservatório e nas linhas de fluxo. Quanto à remoção do H₂S do petróleo, estava sendo estudado o uso de equipamentos com essa finalidade nas plataformas (Neto *et al.*, 2009; Beltrão *et al.*, 2009; Ramos, 2001).

6.4 Garantia de escoamento (*flow assurance*)

Um desafio quanto às linhas de fluxo e *risers* que conduzem os hidrocarbonetos do pré-sal desde os poços até as plataformas é a possibilidade de ocorrerem depósitos de parafinas, hidratos e asfaltenos, que podem restringir ou obstruir a passagem de gás e petróleo. Esse fenômeno resulta da perda de calor nos dutos, que favorece a formação de depósitos orgânicos.⁴⁶ As soluções para garantir o fluxo do petróleo consistem na construção de *risers* com isolamento térmico, capazes de manter a temperatura dos fluxos de petróleo e gás acima da temperatura de formação de hidratos e parafinas; na remoção daqueles depósitos no interior do tubo com o uso de *pigs*, que funcionam como um raspador; ou na injeção de aditivos químicos para dissolver ou inibir a formação de depósitos de produtos orgânicos. Novas concepções de *riser* com alta eficiência no isolamento térmico foram desenvolvidas para operação em profundidades superiores a 2.500 m de lâmina d'água. Os estudos analisaram o comportamento estrutural e mecânico dos *risers*, com o objetivo de evitar a fadiga mecânica em razão da vibração em contato com as correntezas, em projetos de parceria entre a Petrobras, a Universidade de São Paulo (USP) e as empresas fabricantes.⁴⁷ Na área química, pesquisas eram desenvolvidas para se chegar à formulação de inibidores químicos apropriados a cada situação de petróleo do pré-sal, com a propriedade de se manterem atuantes em variadas condições de temperatura e pressão em toda a extensão das linhas de produção (Beltrão *et al.*, 2009; Neto *et al.*, 2009).

46. Sendo elevada a temperatura do petróleo que sai do poço, e sob pressão interna muito grande, e estando a camada externa dos dutos em contato com a água do mar em baixa temperatura, em torno de 4-5 °C, a perda de calor nos fluidos que saem do poço favorece a formação de parafinas e hidratos, que podem obstruir o duto, como ocorreu no acidente na plataforma de produção de Enchova (segundo artigo da seção Artigos Especiais deste livro).

47. Ver, na reportagem de Oliveira (2008), o relato de Celso Pesce, do Departamento de Engenharia Mecânica da Escola Politécnica (Poli) da USP e da Rede de Estruturas Submarinas – uma das redes que a Petrobras mantinha com instituições de pesquisas no país.

A importância do tema do escoamento na produção de petróleo é discutida num *site* brasileiro especialmente dedicado ao problema.⁴⁸ O *site* informa que o termo *garantia de escoamento* surgiu na Petrobras, em um projeto que pesquisava novos e inusitados problemas que dificultavam o escoamento da produção de petróleo no mar em águas mais profundas, especialmente quando o campo de Albacora entrou em produção em 1987, com a profundidade média de água de 700 m. A Petrobras traduziu garantia de escoamento para o inglês como *flow assurance*, em 1990, utilizado pela primeira vez em um folheto em inglês do Procap, na época da criação do consórcio Deepstar, em 1991, no Rio de Janeiro. O termo *flow assurance* foi adotado mundialmente, porque consolida a abrangência do tema de escoamento da produção em águas profundas e ultraprofundas.

6.5 Controles de corrosão

O CO₂ e o H₂S existentes nos hidrocarbonetos do pré-sal, e ainda a alta presença de cloreto na água existente nos reservatórios, constituem elementos contaminantes com potenciais efeitos de corrosão nos materiais fabricados em aço que ficarão expostos aos fluidos, como a coluna de produção no interior dos poços e os *risers* de aço. Pode ocorrer ainda fadiga nos materiais, no caso do H₂S. Também o ácido carbônico, que se forma devido ao contato do CO₂ com a água, exige o uso de ligas especiais de aço para evitar a corrosão nos equipamentos submarinos e nos componentes da planta de processo das plataformas de produção. Já foi verificado que o uso de produtos químicos inibidores da corrosão não representa, a longo prazo, solução para evitar esse problema nos materiais, razão pela qual nos locais submarinos com alta pressão haverá necessidade da utilização de ligas de metais e aços especiais nos equipamentos. Os resultados dos estudos relativos às especificações dos aços especiais e das ligas indicados para as condições ambientais no pré-sal de Santos podem ser encontrados em Beltrão *et al.* (2009).

6.6 Captura, uso e armazenamento geológico de CO₂

Há elevados teores de CO₂ em alguns reservatórios do pré-sal, que após serem removidos do gás natural extraído precisam ser reinjetados nos reservatórios. No campo de Tupi os teores de CO₂ no gás variam de 8% a 25%. A injeção evita a emissão do CO₂ na atmosfera e funciona como um solvente para aumentar o fator de recuperação do petróleo. O procedimento é realizado por meio dos mesmos poços que injetam parte do gás natural produzido nas plataformas, com a tecnologia de injeção alternada de água e gás (*water alternating gas injection* – WAG), que pode aumentar a produção de petróleo em cerca de 20% em relação à injeção de água somente. A Petrobras foi pioneira em aplicar essa tecnologia em águas profundas, com o uso de modelos matemáticos para reinjeção e armazenamento de CO₂. O sistema de captura, uso e

48. Disponível em: <<https://flowassurancebrazil.com/contando-a-historia-do-flow-assurance/>>.

injeção do CO₂ nos reservatórios foi iniciado pelo Programa Tecnológico de Gerenciamento de CO₂ no Desenvolvimento do Pré-sal (Pro-CO₂). A primeira vez que se introduziu CO₂ nos reservatórios foi em 2008 e, até setembro de 2021, a Petrobras havia reinjetado o total de 28,1 milhões de toneladas de CO₂, aumentando, a cada ano, o volume reinjetado em reservatórios. Até 2025, a companhia planeja injetar 40 milhões de toneladas de CO₂ nos reservatórios em projetos de captura, uso e armazenamento de carbono (CCUS). A Petrobras dispunha, em 2022, de nove plataformas de produção com a tecnologia instalada de CCUS-EOR (*enhanced oil recovery*), número que será ampliado com a entrada em operação de novas unidades equipadas com a tecnologia (ANP, 2020b).⁴⁹ Outras medidas foram estudadas pelo Pro-CO₂ para evitar emissões na atmosfera terrestre: i) o armazenamento do gás em aquíferos salinos sob o fundo do mar; ii) a reinjeção em reservatórios de gás já exauridos; e iii) a estocagem em cavernas na camada de sal.

A capacidade global dos projetos de CCUS em operação no mundo alcançou 36,6 milhões de toneladas de CO₂/ano, em 2020. Desse montante, 7,0 milhões de toneladas de CO₂ foram resultado do projeto de CCUS do pré-sal no Brasil, o que representa 19% da capacidade global e faz do programa desenvolvido pela Petrobras o maior do mundo em volume de CO₂ reinjetado anualmente (Programa..., 2022; Chiappini, 2020).

6.7 Sistemas de ancoragem de plataformas

A Petrobras utilizava, até 2009, um grande número de unidades estacionárias de produção (UEPs) flutuantes (FPSOs, plataformas semissubmersíveis, navios de estocagem e transferência – FSOs), ancoradas com cabos de poliéster, em águas com profundidade próxima de 1.800 m, na bacia de Campos. No caso do pré-sal de Santos, além de águas mais profundas, um fator que dificultava a produção de petróleo eram as ondas do mar até 40% mais altas que nas áreas produtoras da bacia de Campos, efeito acrescido pela maior distância da costa. Essa condição acarretou a necessidade de aumentar as linhas de amarração das UEPs do tipo FPSO de cerca de 20 para 24 linhas (Beltrão *et al.* 2009, p. 10).

6.8 Transporte do gás natural

Várias situações novas foram enfrentadas na extração, no processamento e no transporte do gás natural do pré-sal de Santos para os terminais em terra. O petróleo e o gás são extraídos em ambiente com ondas e ventos fortes, e altas profundidades da lâmina d'água, dificultando a ancoragem e a estabilidade dos *risers* que elevam o gás para as UEPs. Para o transporte até a costa, a construção de gasodutos teria que vencer distâncias de até 300 km, profundidade da lâmina d'água

49. Ver também: <<https://petrobras.com.br/fatos-e-dados/programa-de-ccus-da-petrobras-no-pre-sal-e-o-maior-do-mundo-em-volume-de-gas-carbonico-co2-reinjetado.htm>>.

de 2.200 m ou mais, e diâmetro dos dutos acima de 18 polegadas. Outra solução que se estudava no início da produção de petróleo no pré-sal, entre 2008 e 2010, era a construção de navios-plataforma dotados de unidades para a transformação do gás natural em estado gasoso para gás natural liquefeito (GNL), com redução do volume a ser armazenado ou transferido para navios-tanque de transporte. O tratamento envolve a separação trifásica – separação da água, do óleo e do gás natural associado – e a remoção de contaminantes – CO₂, H₂S e água residual, entre outros. O GNL é resfriado a cerca de -160 °C, e o volume é reduzido em cerca de seiscentas vezes em relação ao gás natural nas condições normais de temperatura e pressão. O GNL e todo o sistema operacional, como o duto de transferência do gás natural da plataforma para o navio de transporte e seu tanque, ficam preservados a baixas temperaturas. A manutenção do tanque a baixas temperaturas deve obedecer à tecnologia apropriada quanto ao material utilizado em sua construção, a fim de manter sua integridade, uma vez que o metal, quando muito frio, se torna frágil e passível de trincamento (Oliveira, 2008).⁵⁰ Os estudos relativos à conservação do gás natural em baixas temperaturas e ao transbordo sob condições de movimentação da plataforma no mar, junto às diversas questões envolvidas na utilização dos equipamentos, estavam sendo coordenados, no início da década de 2010, pela Poli/USP, participante de grupo de desenvolvimento de sistemas da Petrobras por meio do Departamento de Engenharia Naval e Oceânica, que realiza simulações no Tanque de Provas Numérico (TPN), especializado em hidrodinâmica (Oliveira, 2008).⁵¹

A opção escolhida pela Petrobras foi a construção de gasodutos para trazer o gás do pré-sal até unidades de processamento no litoral, os gasodutos Rota 1 e Gasmex, Rota 2 e Rota 3, como descritos no capítulo 11.⁵²

Passados mais de dez anos de avaliações iniciais da utilização, pela Petrobras, de plataformas de produção de gás natural liquefeito (*floating liquefied natural gas* – FLNG) para a condensação do gás natural como GNL junto às plataformas de produção, as unidades de FLNGs no mundo são relativamente recentes. Uma delas, a FLNG1, da empresa Petronas, iniciou a produção *offshore* no campo de Kanowit, na Malásia, em novembro de 2016. A instalação possui capacidade de cerca de 4.500.000 m³/dia. O navio teve papel importante para permitir a produção das reservas de gás nos campos distantes da Malásia e atender à crescente demanda por gás. Depois, o navio foi realocado para o campo de Keabangan, mostrando a flexibilidade das instalações flutuantes de GNL (ANP, 2020b).

50. A esse respeito, ver o relato de Kazuo Nishimoto, coordenador do Tanque de Provas Numérico (TPN) do Departamento de Engenharia Naval e Oceânica da Poli/USP (Oliveira, 2008).

51. A solução para o aproveitamento do gás natural do campo de Tupi será descrita na seção 8 deste capítulo.

52. Disponível em: <<https://api.mziq.com/mzfilemanager/v2/d/d/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/ed95189c-58b7-0bc8-58ed-22dbbb819f73?origin=2>>.

6.9 Utilização de sistemas de extração com completação seca

Como os reservatórios carbonáticos são mais heterogêneos verticalmente e mais complexos, podem exigir intervenções frequentes para a restauração da produtividade. Nessas condições, a completação seca poderia ser mais apropriada quando comparada à completação submarina, em razão de haver uma sonda dedicada na plataforma de produção para a realização de intervenções nos poços, que evitaria a necessidade de mobilização de sondas flutuantes de perfuração para aquele fim. Porém, para a utilização de plataforma com completação seca, em que a cabeça de poço e a árvore de natal ficam no convés, são necessários poços de grande afastamento horizontal a fim de se conseguir a extração adequada dos hidrocarbonetos do reservatório. Tendo em vista que a perfuração de poços com grande desvio através das rochas de sal representava um dos pontos mais críticos na perfuração, os poços com grande afastamento horizontal estavam sendo meticulosamente estudados (Beltrão *et al.*, 2009).

6.10 Desafios logísticos

A grande distância das áreas onde os hidrocarbonetos do pré-sal seriam produzidos e as condições do meio ambiente onde se localizam os reservatórios levantaram diversos problemas de logística que precisavam ser equacionados (Formigli, Pinto e Almeida, 2009). As soluções diziam respeito aos meios mais eficientes, seguros e econômicos para o transporte de pessoal, com barcos e helicópteros; à entrega de materiais nas plataformas; à disponibilidade de barcos para o lançamento de tubulações e cabos; à disponibilidade de plataformas de perfuração e de intervenção (para reparos, limpezas e inspeção nos equipamentos submarinos, nos dutos de produção e nos poços); à utilização de terminais para a exportação do gás natural; entre outros.

7 IMPLANTAÇÃO EM FASES DOS SISTEMAS DE PRODUÇÃO NO PRÉ-SAL

Em 2022, completaram-se quatorze anos da primeira produção de petróleo na camada do pré-sal, em setembro de 2008, com um TLD no campo de Jubarte, na parte da bacia de Campos do estado do Espírito Santo. Em projeto definitivo, o primeiro poço do pré-sal começou a produzir em 15 de julho de 2010, no campo de Baleia Franca, também na bacia de Campos, localizado a 4.350 m de profundidade. Na bacia de Santos, o primeiro sistema definitivo de produção comercial começou a operar em dezembro de 2010, nas áreas até então chamadas de Tupi e Iracema. Em 29 desse mês a Petrobras e as empresas consorciadas declararam a comercialidade dos campos, com os nomes de Lula e Cernambi.

Quatro anos depois do começo da produção definitiva dos dois campos, foi aberta uma disputa judicial entre a ANP e a Petrobras sobre os dois campos, que

até 2022 não estava resolvida. Em fevereiro de 2014, a diretoria colegiada da ANP contestou a Petrobras de que haveria dois campos distintos, em razão da proximidade das duas áreas, e determinou que os dois fossem considerados um só campo. A Petrobras não concordou e solicitou à ANP a anulação da decisão, mas não foi atendida. O objetivo da decisão da ANP é o aumento da arrecadação do encargo denominado participação especial. A reunião de dois campos em único aumenta a arrecadação, pois as alíquotas são crescentes, de até 40% sobre a receita líquida dos campos em que o encargo é recolhido, isto é, aqueles com grande produção, cujos critérios de pagamento do encargo e volumes de produção são regulamentados pelo Decreto nº 2.705/1998.⁵³ Assim, a divisão da área em dois campos, como pleiteia a Petrobras, diminui seus pagamentos da participação especial, uma vez que incidem alíquotas menores sobre as produções separadas dos respectivos campos. Após a negativa da ANP, a Petrobras apresentou pedido de arbitragem na Corte Internacional de Arbitragem da Câmara de Comércio Internacional (CCI) contra a decisão da ANP. Instalado o conflito entre as duas partes, a arbitragem solicitada pela Petrobras permanece suspensa por liminar judicial. A Petrobras continuava, em 2022, contestando a unificação dos dois campos, enquanto aguardava a decisão da Justiça Federal sobre qual tribunal – o estatal ou o arbitral – deverá decidir sobre o mérito da causa. Enquanto não há decisão sobre a arbitragem, a Petrobras recolhe judicialmente as diferenças a mais da participação especial dos dois campos reunidos (Petrobras, 2022, p. 311; p. 401).

A implantação dos sistemas de produção da bacia de Santos foi realizada em fases para garantir flexibilidade no caso de eventuais alterações nos planos de desenvolvimento, enquanto se ganhava tempo para reduzir incertezas sobre a potencialidade dos reservatórios. A adoção da estratégia em fases delimitadas foi facilitada pelo conhecimento adquirido pela Petrobras das tecnologias de produção em águas profundas na bacia de Campos, e por contar o Brasil com parque industrial com experiência na produção de equipamentos para o setor de petróleo.⁵⁴

Foram definidas três fases para a implantação dos sistemas de produção: i) fase 0, para a coleta de dados e informações visando à delimitação das descobertas e à caracterização geológica das áreas; ii) fase 1A, para o desenvolvimento definitivo do sistema de produção, com a utilização de tecnologias conhecidas; e iii) fase 1B, com a adoção de soluções tecnológicas avançadas no desenvolvimento da produção e em maior escala, completando o desenvolvimento do polo pré-sal (Formigli, Pinto e Almeida, 2009).

53. Ver, neste livro, a seção 4, do capítulo 7, para uma síntese sobre a participação especial, bem como o capítulo 10.

54. Entrevista do engenheiro da Petrobras Maurício Werneck de Figueiredo (coordenador do Procap 3000, entre abril de 2006 e setembro de 2010) ao autor, em 2009.

A fase 0, ou fase dinâmica de coleta de informações, que se estendeu de 2008 a 2012, foi composta por testes de ERW, projeto-piloto de produção e TLD, para fornecer informações sobre a produção primária e os resultados da aplicação de mecanismos de recuperação secundária dos hidrocarbonetos. Os reservatórios seriam delimitados, avaliados e caracterizados. O TLD do campo de Tupi foi o primeiro de uma série de vários TLDs implantados no pré-sal. Nessa fase, os materiais utilizados na perfuração, na completação dos poços, nos equipamentos submarinos de extração e de elevação dos fluidos, e nos equipamentos de processamento da produção das plataformas foram avaliados diante das condições ambientais complexas, como águas profundas e altas pressões, e a presença de elementos contaminantes nos hidrocarbonetos, como o CO₂ e o H₂S. Essas informações foram de fundamental importância para o desenvolvimento dos primeiros campos no pré-sal.

Os poços perfurados nessa fase levantaram ainda informações para ajudar a descrever a geologia dos reservatórios (poços testemunhados; outros foram selecionados para serem completados com novos materiais, para utilização em TLDs ou na etapa-piloto, como se observa a seguir.

De 2009 a 2012, foram desenvolvidos cinco TLDs em áreas do pré-sal da bacia de Santos para ampliar o conhecimento dos novos reservatórios: Tupi, Guará, Lula Nordeste, Carioca Nordeste e Iracema Sul. O TLD de Tupi foi realizado de maio de 2009 a dezembro de 2010. O TLD da área de Guará (atual campo de Sapinhoá) foi desenvolvido de dezembro de 2010 a julho de 2011, com o poço produtor SPS-55, localizado a 310 km da costa do estado de São Paulo. A produção foi iniciada com o navio-plataforma Dynamic Producer – um FPWSO, isto é, um FPSO que dispõe de equipamentos para intervenções em poços (*well*, em inglês) –, da modalidade piloto itinerante de produção e avaliação, instalado a 2.140 m de lâmina d'água, com capacidade de produção de 30 mil barris/dia de petróleo. O navio foi convertido em Singapura, com equipamentos adaptados para reservatórios com alto teor de CO₂ e de H₂S. Em 2011, entraram em operação os TLDs: i) Lula Nordeste, de abril a novembro de 2011, com o FPSO Cidade de São Vicente; e ii) Carioca Nordeste, de outubro de 2011 a fevereiro de 2012, com o FPSO Dynamic Producer, deslocada de Guará para essa área. O TLD no poço 3-SPS-74 de Carioca Nordeste apontou potencial de produção de aproximadamente 28 mil barris/dia. Em fevereiro de 2012, entrou em operação o TLD de Iracema Sul.

Em março de 2012, o navio-plataforma FPSO Cidade de São Vicente iniciou operação de testes na área de Iracema, no bloco BM-S-11. A plataforma foi conectada ao poço RJS-647, em águas com profundidade de 2.212 m, para a produção, no período do teste, de cerca de 10 mil barris/dia de petróleo. A plataforma iria operar na área por um período aproximado de seis meses, com o objetivo de coletar informações

técnicas sobre o comportamento dos reservatórios e o escoamento do petróleo nos dutos submarinos, e outros dados. Em agosto de 2012, o FPSO Cidade de Anchieta, construído em Singapura, começou a produzir hidrocarbonetos no pré-sal do projeto Baleia Azul, que integra os campos de Baleia Azul, Jubarte e Pirambu.

A fase seguinte do desenvolvimento da bacia de Santos, fase 1A, foi planejada para se estender de 2013 a 2017, com o propósito de utilizar tecnologias já conhecidas ou que poderiam ser rapidamente absorvidas e gerar produção para apoiar a fase seguinte. Nessa fase, buscava-se equacionar diversos fatores ainda desconhecidos, como o melhor conhecimento dos volumes de hidrocarbonetos a serem recuperados nos reservatórios e a previsão do comportamento da produção no longo prazo. Após esses conhecimentos, as áreas que sinalizassem os menores riscos técnico-econômicos seriam selecionadas para receber os FPSOs.

As incertezas comentadas dependeriam, para sua superação, da realização de testes variados com novos materiais e novos processos, e de avaliações sobre o comportamento de equipamentos submarinos. Os itens descritos a seguir seriam avaliados.

- A produtividade das formas de recuperação secundária das reservas de hidrocarbonetos, que podem consistir de injeção de água, ou de gás natural, ou de água alternada com gás natural e CO₂.
- O comportamento das instalações de processamento nas plataformas diante da presença de CO₂ e H₂S nos hidrocarbonetos.
- A definição das distâncias máximas entre os poços e as plataformas em relação a questões associadas à garantia de escoamento – controle de parafinas e hidratos nos dutos.⁵⁵
- As conformações de poços a serem perfurados abaixo da camada de sal, como os multifaturados – técnica pela qual a rocha que contém petróleo é fraturada em pontos pré-escolhidos, depois do poço revestido e cimentado, com o propósito de se escolherem os pontos do reservatório onde há petróleo, evitando-se a produção de água e, portanto, aumentando a vazão de petróleo.
- O desempenho dos materiais utilizados nos poços e nos equipamentos submarinos diante da presença dos gases contaminantes CO₂ e H₂S nos hidrocarbonetos.
- O funcionamento dos cabos de ancoragem dos FPSOs em grandes profundidades.

55. A este respeito, ver a seção 6, deste capítulo, e a seção 6, do capítulo 6.

- O comportamento dos dutos rígidos e flexíveis.
- Os melhores processos de instalação de dutos, cabos e equipamentos submarinos.
- O desempenho de *coupled systems* para FPSOs – consiste em um método de análise das interações entre os movimentos do FPSO e os movimentos dos *risers* –, considerando-se *risers* em catenária e dutos rígidos conectados em *lazy wave*, sistema que protege o ponto de encontro do *riser* com o solo submarino, por meio de flutuadores instalados em uma parte intermediária na subsuperfície do mar.
- *Risers* rígidos de aço revestidos com aço inoxidável para proteção contra os elementos químicos contaminantes presentes nos hidrocarbonetos.
- Novas soluções de logística.

Também o processamento do gás natural nas plataformas exigiria novas soluções na planta de processamento, dadas as limitações no tamanho dos FPSOs quando construídas por adaptação de cascos de navios-petroleiros. Haveria ainda necessidade de espaço na plataforma para equipamentos de separação da água e retirada dos gases CO₂ e H₂S, e para os procedimentos de injeção de água do mar nos reservatórios para a manutenção da pressão na produção de hidrocarbonetos.

Na fase 1A, a continuidade dos planos de desenvolvimento do pré-sal envolveu a entrada em operação, em 2013, de dois projetos-piloto para o início da produção comercial. Em janeiro de 2013, o FPSO Cidade de São Paulo iniciou a produção no campo de Sapinhoá. Localizado na antiga área de Guará, com declaração de comercialidade em dezembro de 2011, o campo tem reservas recuperáveis estimadas em 2,1 bilhões de boe, de boa qualidade, com 30 °API. Em junho de 2013, entrou em operação o projeto-piloto do campo Tupi Nordeste, com o FPSO Cidade de Paraty, capaz de produzir 120 mil barris/dia de petróleo. O casco do FPSO foi construído em Singapura, enquanto os quinze módulos de processo foram construídos e integrados no Brasil.

Em 2016, penúltimo ano da fase 1A, a produção operada pela Petrobras no pré-sal alcançou, em novembro, 1 milhão de barris/dia de petróleo. Entraram em operação vinte grandes sistemas de produção em seis anos, no pré-sal e no pós-sal.

A fase final, 1B, foi prevista para ser iniciada em 2017, como laboratório de campo para o desenvolvimento de novas tecnologias. Para essa fase, a Petrobras planejou, ainda antes de 2010, o desenvolvimento e a incorporação de inovações tecnológicas não convencionais, em alta escala, para completar o desenvolvimento definitivo das áreas que estariam em produção do pré-sal, com foco na redução de custos e no aumento das taxas de recuperação das jazidas (Neto *et al.*, 2009; Formigli, Pinto e Almeida, 2009).

8 O PRIMEIRO CAMPO DO PRÉ-SAL: TUPI⁵⁶

Para coordenar matricialmente as atividades de E&P nas áreas do pré-sal, a Petrobras criou, em abril de 2008, a Gerência Executiva de Pré-sal, na Diretoria de Exploração e Produção. As primeiras ações importantes da gerência foram a coordenação dos planos de avaliação das descobertas e as implantações, em 2009 e 2010, do TLD e do primeiro sistema-piloto de produção na área de Tupi.

A implantação do sistema de produção do campo de Tupi foi realizada em três etapas, iniciadas em maio de 2009: i) a execução de TLD, para a avaliação do comportamento da produção dos poços, e de outros testes, em 2009 e 2010; ii) a implantação de projeto-piloto de produção, para a avaliação dos resultados dos métodos de recuperação secundária das reservas, como a injeção de água e gás, e a adoção de novas tecnologias em plataformas de processamento; e iii) a implantação do sistema definitivo de produção, com a incorporação dos conhecimentos adquiridos nas fases anteriores.

O TLD de Tupi iniciou a produção em 1º de maio de 2009, menos de dois anos após a data da confirmação da descoberta, com a utilização do navio-plataforma FPSO Cidade de São Vicente. O navio foi convertido em Singapura, ao custo total instalado de US\$ 500 milhões, com capacidade de produção de 30 mil barris/dia de petróleo e estocagem de 450 mil barris. Foi ancorado a cerca de 280 km de distância da costa do Rio de Janeiro, à profundidade de água de 2.140 m, em sistema de ancoragem com complacência diferenciada (*differentiated compliance anchoring system* – Dicas), com o uso de cabos de poliéster e âncoras tipo torpedo. Durante a fase de testes, recebeu a produção de dois poços, não simultaneamente, 1-RJS-646 e 9-RJS-660, o segundo poço perfurado em 2009. A produção diária durante o TLD foi limitada a 14 mil barris/dia de petróleo, para evitar queima de gás associado ao petróleo na atmosfera, até que se equacionasse a exportação do gás natural. A primeira refinaria a receber a produção do TLD de Tupi foi a refinaria de Capuava, em 30 de junho de 2009, com petróleo de 28,5 °API, com baixa acidez e baixo teor de enxofre.

Prosseguindo com o Programa de Avaliação Exploratória da área, foi iniciada, em 28 de outubro de 2010, a produção de petróleo no projeto-piloto de Tupi, por meio do FPSO Cidade de Angra dos Reis, o primeiro sistema definitivo de produção no pré-sal da bacia de Santos. O navio foi instalado em área próxima ao FPSO Cidade de São Vicente, à profundidade de 2.149 m, conectado ao poço RJS-660 para testes técnicos. O projeto-piloto teve o objetivo de complementar os dados técnicos colhidos durante o TLD, com informações sobre o reservatório, a produtividade, os níveis de produção e a comparação da produtividade

56. O campo de Tupi foi originalmente batizado com o nome de campo de Lula, em 2010.

dos poços que operariam no pré-sal. Foi iniciado com a produção de 15 mil barris/dia de petróleo, tendo alcançado 28 mil barris/dia no final de 2010. O petróleo processado nos dois navios (Cidade de São Vicente e Cidade de Angra dos Reis) foi escoado para navios aliviadores e transportado para terminais instalados em terra. O gás, depois de separado do óleo, foi aproveitado para a geração de energia a bordo, sendo o excedente reinjetado no reservatório de petróleo, para aumentar a produção de petróleo, ou exportado para terra.

Após a execução do TLD e o início do projeto-piloto, a Petrobras comunicou à ANP, em 29 de dezembro de 2010, a declaração de comercialidade das jazidas de petróleo das áreas de Tupi e Iracema, denominadas campo de Tupi e campo de Cernambi, respectivamente. Com a declaração de comercialidade, foi finalizado o Programa Exploratório Mínimo na área, iniciado, em 2006, com o primeiro poço perfurado. Os onze poços perfurados nas duas áreas e o TLD geraram as principais informações para embasar o cálculo dos volumes recuperáveis totais de hidrocarbonetos dos dois campos, avaliados em 6,5 bilhões de boe (Tupi) e 1,8 bilhão de boe (Cernambi). Em dezembro de 2010, o FPSO Cidade de São Vicente seguiu para novos testes na área de Tupi Nordeste.

Com a declaração de comercialidade, foram iniciados os planos de desenvolvimento da produção das duas áreas. Com capacidade de produção final de 100 mil barris/dia de petróleo e 5 milhões de metros cúbicos de gás natural, o FPSO Cidade de Angra dos Reis dispõe de instalações para separar CO₂ e H₂S do gás natural e para reinjetar CO₂ nos reservatórios. Em 2011, foi feita a primeira injeção de CO₂ para o aumento da produtividade da extração de petróleo em um campo do pré-sal; o primeiro poço horizontal no pré-sal foi perfurado em 2012. A capacidade de estocagem é de 1,6 milhão de barris de petróleo. Em dezembro de 2011, a produção conjunta de três poços produtores alcançou 65 mil barris/dia.

Para o aproveitamento do gás natural dos dois campos, a alternativa econômica mais favorável consistiu em sua exportação para a plataforma fixa de Mexilhão, localizada a 216 km, por meio de um gasoduto de 18 polegadas de diâmetro, a partir de setembro de 2011, contendo ainda de 2% a 5% de CO₂ residual. Para a condução às instalações de tratamento de Caraguatatuba, está sendo utilizado o gasoduto de 34 polegadas de Mexilhão (Beltrão *et al.*, 2009; Nakano *et al.*, 2009; Marcusso, 2011).

O campo de Tupi é o maior produtor em águas profundas do mundo, e foi responsável por 27,8% da produção total de petróleo do Brasil em 2022. Búzios é o maior campo em volume de reservas em águas profundas do mundo, e foi o segundo maior campo produtor nacional, com 18,7% da produção nacional de petróleo. O campo de Tupi, com 62 poços produtores de petróleo e gás natural, é

o que tem o maior número de poços em produção. O campo demonstra a elevada produtividade do pré-sal: no final de 2022, a produção acumulada de petróleo de Tupi atingiu 2,68 bilhões de barris, ultrapassando a produção acumulada do antigo campo de Marlim, com 2,64 bilhões de barris, cuja produção começou em 1991 (ANP, 2023).

Entre 2010 e 2019, o consórcio formado pela Petrobras, Shell e Petrogal colocou em operação no campo de Tupi nove plataformas de produção, com média de uma por ano (ANP, 2022a; Petrobras, 2020b).⁵⁷ Para isso, precisou vencer uma série de desafios, como a distância da costa, reservatórios com poucos análogos no mundo, em águas ultraprofundas e abaixo da camada de sal. As parcerias com instituições de pesquisa e com empresas fornecedoras de equipamentos, embarcações e serviços possibilitaram desenvolver as tecnologias e as inovações que permitiram a produção no pré-sal com alta rentabilidade. Em função das tecnologias inéditas desenvolvidas, a Petrobras recebeu em 2015 o principal prêmio mundial da indústria do petróleo, o Distinguished Achievement Award for Companies, Organizations and Institutions, concedido pela Offshore Technology Conference (OTC), de Houston, nos Estados Unidos (Petrobras, 2020a, p. 83).

A Petrobras e as empresas associadas no BM-S-11 estão empreendendo diversas ações com o objetivo de revitalizar o campo de Tupi ainda antes do início do declínio da produção, para aumentar o fator de recuperação de óleo e gás e, assim, maximizar o valor do campo. Para isso, as empresas desenvolvem projetos para a interligação de novos poços aos sistemas de produção já implantados e o uso da tecnologia WAG, a fim de manter a pressão do reservatório. Além desses projetos, desenvolvem outras tecnologias para a extensão da longevidade da produção no campo de Tupi (Petrobras, 2020a, p. 83).

A produção no campo de Tupi pode ter declínio de 5% a 10% ao ano se não houver a aplicação de iniciativas de gerenciamento de reservatório. A Petrobras pode implementar uma série de projetos para desacelerar o declínio natural da produção, como uma nova fase de perfuração de poços e o aumento da injeção de gás. Ao todo, a Petrobras pretende investir US\$ 4,7 bilhões no campo de Tupi entre 2022 e 2026.⁵⁸

Na revisão do plano de desenvolvimento integrado da jazida compartilhada de Tupi e de Cernambi apresentado à ANP em dezembro de 2021, o consórcio de Tupi,

57. Havia nove plataformas de produção em operação no campo de Tupi em 2022, com cerca de 120 poços produtores ou injetores de água e gás, ligados às seguintes plataformas: FPSO Cidade de Angra dos Reis, em Tupi; FPSO Cidade de Paraty, em Tupi Nordeste; FPSO Cidade de Mangaratiba, na área de Iracema Sul; FPSO Cidade de Itaguaí, em Iracema Norte; FPSO Cidade de Maricá, em Tupi Alto; FPSO Cidade de Saquarema, em Tupi Central; P-66, em Tupi Sul; P-69, em Tupi Extremo Sul; e P-67, na área de Tupi Norte.

58. Entrevista de Fernando Borges, diretor de Exploração e Produção da Petrobras, à EPBR, em 11 de agosto de 2021. Disponível em: <<https://epbr.com.br/fernando-borges-diretor-de-exploracao-e-producao-da-petrobras-sera-entrevistado-ao-vivo-na-quarta-11-de-agosto/>>.

formado pela Petrobras (operadora, com 67,216% de participação), pela Shell (com 23,024%), pela Petrogal (com 9,209%) e pela PPSA (com 0,551%), propôs novos investimentos para aumentar a produção e o fator de recuperação do campo, de modo a ter condições de produzir mesmo se prevalecerem baixos preços do petróleo.⁵⁹

9 PERSPECTIVAS PARA A BACIA DE CAMPOS⁶⁰

A crescente produção de petróleo na bacia de Campos, a partir de 1977, permitiu ao Brasil reduzir a elevada dependência que tinha das importações de petróleo dos países árabes na segunda metade do século XX, até alcançar a autossuficiência, em 2006, quando o volume da produção supriu as necessidades do consumo de petróleo.

Em dezembro de 2015, a bacia de Campos produziu 1,644 milhão de barris/dia de petróleo, ou 65% da produção nacional. A produção vem caindo, em razão da diminuição (depleção) natural dos campos, depois de 46 anos do início da produção dos primeiros campos. Em dezembro de 2022, a produção da bacia de Campos reduziu-se para 681,1 mil barris/dia de petróleo, ou 22,2% do total nacional de 3,074 milhões de barris/dia (ANP, 2016; 2022d).

Passadas mais de quatro décadas do início da produção de petróleo na bacia de Campos, a Petrobras está renovando a área, com a intensificação das campanhas exploratórias na camada pré-sal e a interligação de mais de cem poços aos sistemas de produção (plataformas) que já estão em operação. No total, são cerca de 280 poços em produção e 25 plataformas marítimas em operação, que produzem no pós-sal e no pré-sal. Outra forma de assegurar o aproveitamento dos campos maduros é por meio da extensão dos prazos de concessão dos ativos com maior potencial de geração de valor. Para isso, foram ampliados, por mais 25 anos, além de 2050, os prazos de contratos de concessão com a ANP dos grandes campos de Roncador, Barracuda, Caratinga e Jubarte, e por mais quatorze anos, até 2039, do campo de Espadarte.

Com os prazos estendidos, a Petrobras planeja investimentos nos campos com horizonte de longo prazo. Os investimentos são realizados para aumentar o fator de recuperação dos campos ou para descobrir novos poços com acumulações de petróleo e gás. Nos últimos dez anos, foram colocados em operação 269 poços e dez novos sistemas de produção.⁶¹

59. Disponível em: <https://epbr.com.br/petrobras-vai-aumentar-producao-de-tupi-o-maior-campo-de-oleo-e-gas-do-pais/?utm_source=site&utm_medium=push>.

60. Disponível em: <<https://clickmacae.com.br/noticias/19826/petrobras-inicia-o-maior-projeto-de-revitalizacao-de-campos-offshore-do-mundo-na-bacia-de-campos>>.

61. Disponível em: <https://petrobras.com.br/fatos-e-dados/5-coisas-que-voce-precisa-saber-sobre-a-renovacao-da-bacia-de-campos.htm?gclid=EAlalQobChMIlKiqPba7glVklKRCh0_cAiMEAYASAAEgLE9_D_BwE>.

Como parte do projeto de revitalização do campo de Marlim, serão instalados dois sistemas no campo, com capacidade total de produção de 150 mil barris/dia de petróleo. Foi programada uma plataforma para o complexo integrado do Parque das Baleias, na porção capixaba da bacia de Campos, com potencial de produzir 100 mil barris/dia.⁶²

No campo de Roncador, a Petrobras assinou parceria com a petroleira Equinor, da Noruega, visando aumentar o fator de recuperação do campo em pelo menos 5%. Com esse acréscimo, as reservas seriam aumentadas em cerca de 500 milhões de boe. Para 2023, foi programada a instalação de duas plataformas de produção no campo de Marlim, com capacidade de produção conjunta de 150 mil barris/dia de petróleo, e uma plataforma para o complexo integrado do Parque das Baleias, com produção estimada de 100 mil barris/dia.

Entre 2017 e 2019, a Petrobras adquiriu nos leilões de blocos exploratórios na bacia de Campos quatorze blocos exploratórios, com a área total de 12 mil quilômetros quadrados, ou cerca de 10% da área total da bacia de Campos (115 mil quilômetros quadrados). A maioria dos prospectos promissores está localizada na camada pré-sal da bacia, descortinando uma nova fronteira exploratória, com potencial extremamente promissor, de acordo com a Petrobras.⁶³

Com a revitalização, a produção de 700 mil boe em 2021 passará para 900 mil boe em 2026, com a entrada em produção de três novos sistemas. Entre 2022 e 2027 a Petrobras investirá US\$ 16 bilhões no plano de renovação da bacia de Campos, com previsão de instalar cinco novas plataformas e interligar mais de cem poços na área. No Plano Estratégico 2022-2026, a Petrobras planejou acrescentar 20 bilhões de boe às suas reservas, até 2030, sendo 5 bilhões de boe dos campos operados pela Petrobras na bacia de Campos.⁶⁴

10 ADOÇÃO DO REGIME DE PARTILHA DE PRODUÇÃO

A suspensão pelo governo federal das licitações de áreas exploratórias durante quatro anos, de 2009 a 2012, teve impactos negativos sobre as atividades da indústria do petróleo. Os efeitos da paralisação ocorreram nos anos seguintes, provocando reduções nos investimentos e nos empregos das empresas petroleiras e das empresas fornecedoras de serviços para as explorações de petróleo, como nos casos de levantamentos de dados sísmicos e perfurações, resultando em quedas acentuadas na renda da cadeia produtiva. A causa da suspensão foram os trabalhos de formulação, pelo governo federal, das propostas de adoção dos novos

62. Disponível em: <<https://petrobras.com.br/fatos-e-dados/potencial-renovado.htm>>.

63. Disponível em: <https://petrobras.com.br/fatos-e-dados/5-coisas-que-voce-precisa-saber-sobre-a-renovacao-da-bacia-de-campos.htm?gclid=EAlalQobChMIlKiqPba7glVklKRCh0_cAiMEAYASAAEgLE9_D_BwE>.

64. Disponível em: <<https://revistaoilgasbrasil.com.br/otc-2022-petrobras-investira-us-16-bilhoes-em-plano-de-renovacao-da-bacia-de-campos/>>.

regimes de E&P de petróleo para o pré-sal, entre 2007 e 2009, e as discussões dos respectivos projetos de lei (PLs) no Congresso Nacional, em 2009-2010. Em seguida, também as discussões e as votações de leis no Congresso Nacional para redistribuir a arrecadação dos *royalties* do petróleo com os estados e os municípios não produtores de petróleo, como se discute no capítulo 10, provocaram a parada nos leilões, que somente retornaram em 2013.

Em uma antecipação das mudanças que aconteceriam no regime de explorações, após o anúncio das descobertas no pré-sal, em 2007, o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) excluiu 41 blocos da nona rodada de licitações de concessão, todos situados na área do pré-sal. O intuito era evitar que os blocos fossem leiloados sob aquele regime, como ocorrera na segunda e na terceira rodadas de licitações, em 2000 e 2001, quando o petróleo do pré-sal ainda não havia sido descoberto.⁶⁵ A exclusão foi baseada na consideração de que os baixos riscos exploratórios da nova província petrolífera e a relativa facilidade de encontrar petróleo não justificavam a adoção do modelo de concessão vigente até então, em que o Estado não participa do monitoramento e da administração das atividades dos campos de petróleo.

Para iniciar a mudança no regime de exploração, foi criado pelo Ministério de Minas e Energia (MME), em 2007, um grupo de trabalho (GT) para estudar as alterações no marco legal de E&P em decorrência das descobertas do pré-sal, abrangendo a revisão contratual dos modelos de contratação de exploração e produção existentes no mundo, a análise das experiências internacionais em regimes de contratação de exploração e produção, a realização de estimativas sobre o potencial do pré-sal e o mapeamento da região geológica, entre outros objetivos (Tolmasquim e Pinto Junior, 2011, p. IX).

No ano seguinte, o Decreto de 17 de julho de 2008 (sem número) instituiu uma comissão com representantes de vários ministérios para analisar alterações na legislação para as futuras explorações na área do pré-sal. A comissão formulou quatro PLs para regulamentar as explorações e a produção no pré-sal, que introduziam uma nova concepção na gestão dos recursos petrolíferos pelo Estado.⁶⁶ As leis resultantes dos PLs ampliariam o controle do Estado sobre as atividades de E&P de petróleo na área.

Na tramitação no Congresso Nacional, os quatro projetos originaram as três leis descritas a seguir.

65. Resolução CNPE nº 6, de 8 de novembro de 2007. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/conselhos-e-comites/cnpe/resolucoes-do-cnpe/arquivos/2007/res_6_2007_cnpe.pdf>.

66. Exposição de Motivos Interministerial nº 38/2009, que acompanhou o Projeto de Lei (PL) nº 5.938/2009, origem da Lei de Partilha.

- Lei nº 12.351/2010 (Lei de Partilha), que introduziu o regime de partilha de produção e criou o Fundo Social.
- Lei nº 12.304/2010, que autorizou a criação da empresa PPSA para gerir os contratos de partilha de produção e comercializar o petróleo da União recebido das empresas sob esse regime.
- Lei nº 12.276/2010, que autorizou a União a ceder à Petrobras os direitos de exploração de sete áreas do pré-sal, por meio do Contrato de Cessão Onerosa, e a promover a capitalização da Petrobras, com a subscrição de ações da companhia pela União e o pagamento das ações com títulos da dívida pública mobiliária federal.

O regime de partilha de produção é aplicado nas licitações de blocos situados na área geológica do pré-sal e em áreas consideradas estratégicas. Note-se que nenhuma área foi, até 2022, indicada como estratégica. O regime, empregado em vários países, permite maior controle do governo sobre as atividades de E&P de petróleo, em comparação com o regime de concessão. No formato adotado no Brasil, a empresa ou o consórcio que vence uma licitação para explorar um bloco exploratório deve obrigatoriamente se associar com a PPSA, que passa a gerir o contrato de E&P. Na mesma linha de maior controle das explorações no pré-sal, a Petrobras foi indicada, na Lei nº 12.351/2010, como a única operadora dos blocos em exploração na área. Assim, a Petrobras passou a ter o papel predominante nas explorações do pré-sal. Outra decisão nessa direção encontra-se no art. 8º da Lei de Partilha, que estabelece que a União poderá conceder áreas do pré-sal para a Petrobras, sem licitação, pelo regime de partilha. Houve uma tentativa do governo federal de aplicação desse dispositivo em 2014, mas que não foi à frente, após avaliação crítica do Tribunal de Contas da União (TCU), como se discute na subseção 13.1.

Pode-se comparar o regime de partilha com o regime de concessão. Nesse segundo regime, todo o petróleo extraído pertence à petroleira ou ao consórcio explorador, que, após descobrir petróleo e começar a produzir, recolhe à União os *royalties* devidos sobre a produção e, nos casos de campos com elevada produção, recolhe a participação especial. No regime de partilha as empresas não se apropriam do petróleo que produzem; elas têm direito aos volumes de óleo e gás correspondentes ao custo em óleo das explorações e da produção e aos *royalties* pagos, e a um percentual do excedente em óleo (excedente do óleo-lucro), sendo a outra parte do excedente paga à União. Para calcular o excedente em óleo desconta-se do total da produção de cada campo o volume correspondente aos *royalties* devidos e ao custo em óleo – os custos operacionais e os gastos nos investimentos nas fases de exploração, avaliação, desenvolvimento e produção, e as despesas futuras com a desativação das instalações. O percentual do excedente em óleo a ser partilhado com a União corresponde ao percentual ofertado no leilão, que define o consórcio vencedor da licitação, isto é, o que oferece o maior percentual (PPSA, 2022).

Os contratos de partilha de produção são assinados pelo consórcio que explorará o campo de petróleo; pela União, representada pelo MME, como contratante; pela ANP, como reguladora e fiscalizadora; e pela PPSA, como gestora dos contratos de E&P.

A execução do contrato de partilha de produção é realizada em duas fases: i) exploração, durante a qual são avaliadas as eventuais descobertas de petróleo ou gás para a determinação da sua comercialidade, verificando-se se o campo apresenta rentabilidade comercial aos preços de mercado do petróleo; e ii) produção, que inclui a etapa de desenvolvimento da produção, isto é, a realização de investimentos no campo para começar a produzir. Os *royalties* sobre o valor da produção de petróleo têm alíquota de 15%. A cobrança de *royalties* está prevista na Lei nº 12.351/2010, mas sem a definição da alíquota, que foi acrescentada posteriormente pela Lei nº 12.734/2012.

A PPSA monitora as atividades de E&P de petróleo e gás natural do consórcio explorador para o registro dos gastos realizados pelos contratados na execução dessas atividades, computando-os na conta de custo em óleo, de acordo com as regras estabelecidas pela Lei nº 12.351/2010 e pelos contratos de partilha de produção. Após a declaração de comercialidade da área explorada, tem início a recuperação dos custos dos contratados, por meio de volumes de petróleo e gás natural a que têm direito, correspondentes aos valores creditados na conta de custo em óleo e aos *royalties*.

A decisão mais polêmica adotada na Lei nº 12.351/2010 foi a que indicou a Petrobras como operadora única de todos os blocos contratados sob o regime de partilha de produção, com participação mínima de 30% no capital do consórcio que arrematar o bloco exploratório. A petroleira operadora tem o encargo de conduzir e executar, direta ou indiretamente, as atividades de exploração, avaliação, desenvolvimento e produção de um campo de petróleo. A obrigatoriedade da participação da Petrobras como operadora – aplicada na primeira licitação no pré-sal, no campo de Libra (seção 11) – foi derrubada, seis anos depois, pela Lei nº 13.365/2016, de iniciativa do senador José Serra, do Partido da Social Democracia Brasileira (PSDB) de São Paulo. No caso de uma empresa que participasse isoladamente e vencesse a licitação, deveria obrigatoriamente formar um consórcio com a Petrobras e com a PPSA.

A obrigatoriedade de a Petrobras ser a operadora pode ter diminuído o interesse de petroleiras privadas em competir nas licitações do pré-sal, uma vez que, sem a exclusividade concedida à Petrobras, poderiam se interessar em formar consórcios para assumir a função de operadora. Haveria maior competição entre as petroleiras e a Petrobras nos leilões, e, em consequência, a possibilidade de oferecimento nos leilões de maiores percentuais de excedente em óleo para a União, que obteria maior arrecadação. Enquanto perdurou a exigência, isto é, até 2016, a realização de leilões ficou na dependência das disponibilidades de recursos financeiros e humanos da Petrobras para participar.

A lei que derrubou a obrigatoriedade da Petrobras como operadora única (Lei nº 13.365/2016) foi aprovada após embates entre grupos de congressistas liberais e congressistas nacionalistas no Senado e na Câmara dos Deputados. Nas negociações, os membros das alas nacionalistas do Congresso conseguiram a aprovação na lei de cláusula que ainda concede à Petrobras, após a publicação da relação de blocos a serem leiloados, o direito prévio sobre as demais empresas petroleiras de selecionar os blocos em que ela tem interesse em participar como operadora nas explorações e na produção. Essa prerrogativa proporciona uma forte vantagem à Petrobras sobre os demais concorrentes nas licitações no pré-sal. Pela regulamentação da lei (Decreto nº 9.041/2017), a Petrobras tem o prazo de trinta dias para manifestar a preferência em ser a operadora, a contar da data de publicação de resolução do CNPE que divulga os blocos em determinada licitação no regime de partilha. A manifestação da Petrobras deve conter a relação dos blocos de seu interesse e o percentual de participação pretendido, que não poderá ser inferior a 30%. De posse da manifestação, o CNPE propõe ao presidente da República os blocos que deverão ser operados pela Petrobras e, se a estatal decidir participar no consórcio em percentual superior aos 30%, o presidente estabelece seu percentual de participação, que ficará entre o mínimo de 30% e o percentual indicado em sua manifestação. Caso a Petrobras não exerça o direito de preferência por qualquer bloco, poderá participar na licitação em condições de igualdade com os demais licitantes. Na hipótese de exercer o direito de preferência, após a abertura dos envelopes no dia da licitação, com as ofertas e a conclusão da fase de julgamento da licitação, haverá duas alternativas: i) se o percentual do excedente em óleo da União ofertado no leilão por outra empresa para o bloco licitado for igual ao percentual mínimo estabelecido no edital, a Petrobras formará um consórcio com o licitante ofertante; ou ii) se o percentual do excedente em óleo da União ofertado para o bloco licitado for superior ao percentual mínimo estabelecido no edital, a Petrobras terá a opção de compor ou não o consórcio com o licitante vencedor, devendo manifestar a decisão no prazo de trinta minutos durante a rodada de licitação. Na hipótese de a Petrobras decidir não participar das explorações do bloco, o licitante vencedor indicará o operador e os percentuais de participação de cada contratado no consórcio formado.

A retirada da obrigatoriedade de a Petrobras ser a operadora trouxe a possibilidade de maior competição, desde que a estatal não exerça seu direito de preferência. Porém, uma vez que é alta a probabilidade de que ela exercerá o direito de preferência nos blocos com melhores possibilidades geológicas de conterem petróleo, a sua predominância nas explorações do pré-sal continua vigente, o que resulta em menor competição nos leilões.

A primeira área que iniciou a produção sob contrato de partilha foi denominada campo de Mero, em 2017, situado no bloco de Libra. No ano seguinte,

começaram a produzir os campos de Entorno de Sapinhoá e o de Tartaruga Verde, e, em 2021, o campo de Búzios. Oito navios do tipo FPSO estavam em operação, em 2021, e dez em construção para campos com contratos de partilha, sendo quatro para o campo de Mero, quatro para Búzios, um para Itapu e um para Carcará Norte (PPSA, 2022, p. 75).

Até 2022, foram realizadas seis rodadas de partilha de produção e duas rodadas de volumes excedentes da cessão onerosa, que ofereceram áreas a serem exploradas sob o regime de partilha. No total, foram arrematadas dezenove áreas (tabela 6, seção 15). Como a área de Peroba, da terceira rodada de partilha, foi devolvida à ANP, havia em 2022 dezoito contratos de partilha de produção sob gestão da PPSA. Em 2021, onze dessas áreas encontravam-se em fase de exploração, com atividades geológicas e geofísicas em busca de indicações de locais favoráveis à perfuração de poços para descobertas de jazidas de petróleo. As empresas operadoras eram em número de cinco, e quatorze o total de empresas consorciadas.

De 2017 a dezembro de 2021, a produção acumulada de petróleo em regime de partilha de produção foi de 110 milhões de barris, dos quais a União recebeu, como parte do excedente em óleo, 11,6 milhões de barris, sendo 50% produzidos em Mero. Desde março de 2018, quando foi realizada a primeira comercialização de petróleo da União, foram arrecadados R\$ 3,9 bilhões (PPSA, 2022, p. 9). Para o período 2022-2031, a PPSA estimou que a produção acumulada de petróleo em regime de partilha de produção poderá alcançar 8,2 bilhões de barris, dos quais 1,6 bilhão de barris serão entregues à União, como parcela do excedente em óleo. A estimativa de arrecadação é de US\$ 122,7 bilhões com a venda do petróleo no período de 2022-2031. O valor supera em 64,4% a arrecadação estimada com *royalties* no regime de partilha, projetado em US\$ 74,7 bilhões no mesmo período, e supera em 33% os impostos diretos a serem pagos à União pelas petroleiras, estimado em US\$ 92,3 bilhões (PPSA, 2022, p. 122-124).

A segunda lei aprovada na instituição do regime de partilha de produção foi a Lei nº 12.304/2010, que criou a empresa pública PPSA para representar a União nos consórcios formados para E&P sob os contratos de partilha de produção. A PPSA não é responsável pela execução, direta ou indireta, das atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo. É a representante da União em cada consórcio que explora o pré-sal. Suas atribuições principais são: a gestão dos contratos de partilha de produção; a venda do petróleo recebido pela União após a partilha do excedente em óleo; e a representação da União nos comitês operacionais formados para operacionalizar os contratos de partilha, isto é, a aprovação dos procedimentos técnicos e operacionais, dos investimentos e dos relatórios financeiros e contábeis de cada empreendimento de E&P. A PPSA tem ainda como incumbências: a auditoria dos custos em óleo; a análise técnica e

contratual da pertinência dos custos apresentados pelos operadores; o monitoramento da produção para o cálculo da recuperação de custo em óleo; e o cálculo dos excedentes em óleo. A PPSA tem o poder de indicar a metade dos integrantes do comitê operacional do consórcio explorador, inclusive o seu presidente, que tem poder de veto e voto de qualidade. Outras funções da PPSA são: monitorar os preços de venda do petróleo e do gás natural produzidos pelo consórcio; auditar os custos de investimento e de produção das empresas; fazer o consórcio cumprir as exigências de CL mínimo; e analisar os dados sísmicos fornecidos pela ANP e pelas empresas. A PPSA torna-se sócia, portanto, dos consórcios formados, mas sem assumir riscos exploratórios ou realizar atividades de produção. Os seguintes países também utilizam o regime de partilha em suas explorações e produção: Rússia, Índia, China, Indonésia, Nigéria, Angola e Cazaquistão (PPSA, 2022, p. 17).

Os recursos arrecadados com a comercialização de petróleo e gás da parcela do excedente da União são creditados na conta única do Tesouro Nacional, de onde são direcionados ao Fundo Social e às áreas de educação e saúde. A comercialização da parcela de petróleo e gás natural da União teve início em 2018, com a venda de 1,25 milhão de barris do petróleo produzidos na área de desenvolvimento de Mero (PPSA, 2022, p. 100).

A última lei do ciclo de intervenções governamentais e de centralização da produção de petróleo na Petrobras, que se iniciou a partir de 2005, com a adoção da nova fase da Política de Conteúdo Local (capítulo 8), foi a aprovação, em junho de 2010, da Lei nº 12.276, que autorizou a União a ceder à Petrobras os direitos de exploração de sete áreas do pré-sal, por meio do Contrato de Cessão Onerosa (seção 12). Com a lei, foi realizada a capitalização da Petrobras, por meio da venda de ações ao público e da subscrição de ações pela União. A cessão onerosa, ao permitir a cessão de áreas à Petrobras sem a realização de licitação pública, representou um terceiro regime de E&P de petróleo em vigor no Brasil, além dos modelos de concessão e de partilha de produção.

As novas leis tornaram as políticas mais centralizadoras, ao transferirem parte importante das decisões sobre E&P de petróleo e gás para órgãos do governo federal e a Petrobras. Elas restabeleceram, sob um formato com baixa competição, parte do papel hegemônico que a Petrobras detinha na E&P de petróleo durante o período do monopólio, agora na extensa província petrolífera do pré-sal.

11 LIBRA: PRIMEIRA LICITAÇÃO NO REGIME DE PARTILHA DE PRODUÇÃO

O bloco de Libra está localizado na bacia de Santos, a cerca de 180 km do litoral do estado do Rio de Janeiro, em lâmina d'água de 1.700 m a 2.300 m, com área de 1.547 km² e reservas estimadas entre 8 bilhões e 12 bilhões de barris de

petróleo e gás.⁶⁷ O primeiro poço foi concluído em 2011, perfurado para a ANP. No bloco, foi descoberto e delimitado o campo de Mero, com 550 km², onde operarão quatro plataformas de produção do tipo FPSO. No campo de Mero, a Petrobras realiza avanços tecnológicos e inovações adaptadas especificamente às condições do local.

Libra é um dos maiores projetos mundiais de produção de óleo e gás, com reservatórios que se encontram entre os mais produtivos que existem, com colunas de óleo que alcançam até 400 m de espessura, equivalente à altura do morro do Pão de Açúcar, no Rio de Janeiro.⁶⁸

A licitação da área de Libra, em 21 de outubro de 2013, foi a primeira no regime de partilha de produção. A ANP habilitou onze empresas para concorrerem, a Petrobras e dez estrangeiras: CNOOC; CNPC; Ecopetrol; ONGC Videsh; Mitsui; Petrogal; Petronas; Repsol Sinopec; Shell; e TotalEnergies. Mas somente um consórcio apresentou ofertas, com o lance mínimo de 41,65% de excedente em óleo da União estabelecido no edital: o consórcio formado pela Petrobras, com 40% de participação; a Shell, com 20%; a TotalEnergies, com 20%; a CNPC, com 10%; e a CNOOC, com 10%. A participação das empresas chinesas na exploração de Libra segue a estratégia de longo prazo da China de obtenção de fontes seguras de petróleo para o abastecimento do país. O elevado bônus de assinatura pedido pelo governo pelo direito de explorar a área (R\$ 15 bilhões) foi um dos fatores que desestimularam a formação de outros consórcios. O percentual de 41,65% refere-se ao excedente em óleo a ser pago à União, aos preços de referência entre US\$ 100,01 e US\$ 120,00 por barril de petróleo tipo Brent, e produção compreendida entre 10 mil e 12 mil barris/dia, por poço produtor ativo, calculados na data da licitação.⁶⁹ O percentual ofertado é ajustado mensalmente de acordo com a variação do preço internacional do petróleo do tipo Brent e a média mensal da produção diária dos poços produtores do campo ou da área de desenvolvimento em questão, conforme tabela definida no edital de licitação da ANP. A tabela indicou as diversas combinações de preços internacionais e de produção por poço, que resultam em diversos percentuais de excedente.

Como primeiro teste de licitação no modelo de partilha, antes do momento de abertura das ofertas no leilão, diversas ações contra sua realização, pedindo estudos mais completos antes que o campo fosse colocado em licitação, tiveram que ser derrubadas na Justiça. Em várias partes do Brasil ocorreram protestos contra

67. O prospecto de Libra foi descoberto pelo poço 2-ANP-0002A (2-ANP-2A-RJS), no mês de outubro de 2010, perfurado pela Petrobras para a ANP.

68. Disponível em: <<https://petrobras.com.br/pt/nossas-atividades/areas-de-atuacao/exploracao-e-producao-de-petroleo-e-gas/pre-sal/>>.

69. Edital do primeiro leilão de partilha. Disponível em: <<https://www.gov.br/anp/pt-br/rodadas-anp/rodadas-concluidas/partilha-de-producao/1a-rodada-partilha-producao-pre-sal/edital-e-modelo-do-contrato>>.

a licitação. Na cidade de São Paulo, a entrada do prédio da Petrobras foi ocupada por sindicalistas e trabalhadores ligados à indústria do petróleo, bem como o prédio do MME em Brasília.

Outra frente contrária ao leilão surgiu com a greve dos empregados da Petrobras, determinada pela Federação Única dos Petroleiros (FUP), que reúne os sindicatos da categoria, que defendia a volta do monopólio estatal na produção do petróleo. A greve envolveu todas as refinarias, terminais de petróleo, plataformas, campos de produção e unidades operacionais da Petrobras. Para evitar riscos e protestos violentos no local do leilão – o hotel Windsor, no bairro carioca da Barra da Tijuca –, foram convocados militares do Exército e da Força Nacional, além de policiais militares, federais e rodoviários.⁷⁰

Até três dias antes do leilão, dezenove ações judiciais foram apresentadas em todo o Brasil. Um dos argumentos contrários à realização do leilão era que a área deveria ser explorada somente pela Petrobras, e que o país renunciaria ao controle do ritmo de produção de petróleo e aceleraria a produção para atender aos interesses dos países consumidores. Essa ideia parece hoje, em 2022, mais retrógrada do que já era naquele ano da licitação. Esse tipo de posicionamento – a defesa da Petrobras como única empresa que deveria explorar o pré-sal e a proposta de diminuição do ritmo das explorações – está sendo amplamente desmentido pela evolução da realidade energética mundial. Com a substituição do petróleo durante o período de transição energética, muitas reservas no mundo não chegarão a ser exploradas para produzir como se esperava. Os países produtores estão aumentando a produção de petróleo e explorando novas áreas, diante da ainda alta demanda mundial por petróleo e gás natural, e da queda futura inevitável do consumo mundial de petróleo, a ser substituído por diversas fontes de energias renováveis. Sob essa visão, o primeiro leilão de área no pré-sal ocorreu com muito atraso, somente sete anos após as descobertas no pré-sal, perdendo-se muitos anos de novos investimentos que poderiam ter sido realizados, além de novos empregos, *royalties* e impostos que poderiam ser recolhidos em uma área exploratória supergigante.

A fase exploratória do bloco de Libra teve a duração de quatro anos, com a perfuração de oito poços de extensão na área do plano de avaliação da descoberta (PAD), e a identificação de óleo com alto valor comercial, com 29 °API. A declaração de comercialidade foi apresentada à ANP em 30 de novembro de 2017, referente à acumulação de petróleo localizada na porção Noroeste do bloco de Libra, com o nome de campo de Mero, e volume recuperável estimado em 3,3 bilhões de barris de óleo. Com a declaração, começou a fase de desenvolvimento da

70. Disponível em: <<https://economia.uol.com.br/noticias/redacao/2013/10/18/exercito-no-leilao-do-pre-sal-e-para-garantir-a-lei-diz-ministro.htm>>.

produção. Foi submetido à ANP, naquele ano, o relatório final do PAD do poço 2-ANP-2A-RJS, descobridor do reservatório de Libra em 2010. Libra é um dos maiores projetos de produção de óleo e gás já desenvolvidos pela indústria *offshore* mundial. A área apresenta reservatórios que estão entre os mais produtivos do país, com colunas de petróleo que alcançam até 400 m de espessura (Declaração..., 2017; Consórcio..., 2018).

O campo de Mero está localizado a 180 km da costa, com área de 315 km². Começou a operar em pré-produção em novembro de 2017, com o FPSO Pioneiro de Libra, com capacidade de 50 mil barris/dia, por meio de TLD, para investigar o comportamento de produção, em Sistema de Produção Antecipada (SPA). O SPA, como foi analisado no capítulo 5, subseção 1.4, tem o objetivo de avaliar o comportamento do reservatório de petróleo e ampliar o conhecimento das características da jazida, com vistas ao desenvolvimento futuro do campo. Durante os testes, o poço produtor interligado à plataforma atingiu a produção de 58 mil boe/dia. Em dezembro de 2021, começou o terceiro TLD com a mesma plataforma de produção. O FPSO Pioneiro de Libra é a primeira unidade de testes da Petrobras equipada para reinjetar todo o gás produzido no reservatório, aumentando a produtividade do campo. Essa inovação reduz as emissões de gases de efeito estufa da unidade, eliminando a queima contínua do gás associado produzido. Em 2021, o campo produziu 8 milhões de barris de petróleo, dos quais a União teve direito à parcela de 1,2 milhão de barris.⁷¹

O consórcio que explora a área de Libra comprometeu-se a cumprir percentuais mínimos de CL global, em cada fase do projeto, de 37% para a fase exploratória; 55% para o desenvolvimento de sistemas de produção previstos para começar a operar até 2021 (percentual igual ao exigido no regime de concessões à época); e 59% para os sistemas de produção que começarem a produzir a partir de 2022. Esses percentuais se mostraram muito elevados, como se demonstrou no capítulo 8, que analisou a política de CL. Na reforma da política de CL, em 2017, os percentuais diminuíram para 18% na fase de exploração; 25% na construção de poços; 40% no sistema de coleta e escoamento; e 25% na construção de plataformas de produção, nessa última envolvendo os segmentos de engenharia, máquinas e equipamentos, construção, integração e montagem de plataformas.

O consórcio deverá destinar recursos para atividades de pesquisa, desenvolvimento e inovação (PD&I) equivalentes a, no mínimo, 1,0% do valor bruto da produção anual de petróleo e gás natural.

71. Petrobras inicia nova etapa de testes de produção do campo de Mero, em Libra, 20 de dezembro de 2021. Disponível em: <<https://comunicabaciadesantos.petrobras.com.br/noticia/petrobras-inicia-nova-etapa-de-testes-de-producao-do-campo-de-mero-em-libra.html>>.

Em abril de 2020, foi aprovada a revisão do plano de avaliação de descoberta do poço de extensão 3-BRSA-1267-RJS, que prevê campanhas adicionais nas áreas sudeste e central do bloco de Libra. Com a aprovação, a Petrobras e os sócios em Libra têm mais cinco anos para explorar o bloco, até fevereiro de 2025.⁷²

Em abril de 2022, após os testes de produção, começou a produzir no campo de Mero o primeiro sistema definitivo, com o FPSO Guanabara. Construído na China, o FPSO tem capacidade para processar até 180 mil barris de óleo e 12 milhões de metros cúbicos de gás natural por dia. Tem 332 m de comprimento e está localizada a mais de 150 km da costa do estado do Rio de Janeiro, em profundidade d'água de 1.930 m. Ao todo, mais três plataformas definitivas estão programadas para entrar em operação no campo de Mero em 2022-2026 (Iniciamos..., 2022). Os demais FPSOs em construção para o campo – Mero 2, Mero 3 e Mero 4 – começam a produzir em 2023, 2024 e 2025, respectivamente, todos com capacidade de produção de 180 mil barris/dia.⁷³

A área da jazida de Mero ultrapassa o bloco de Libra e atinge uma área não licitada que pertence à União. Para estabelecer a parte da produção e dos custos que cabem às duas partes – a União e o consórcio –, foi assinado o acordo de individualização da produção (AIP), que entrou em vigor em 1º de janeiro de 2022. A jazida compartilhada de Mero compreende a área do campo de Mero, com 96,5% da extensão, e a área adjacente da União, representada pela PPSA, com 3,5%. O acordo estabelece as participações de cada uma das partes e as regras da execução conjunta das operações de desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural na jazida compartilhada. Em decorrência do processo de individualização da produção da jazida, as partes estão negociando a equalização entre os gastos incorridos e as receitas relativas aos volumes produzidos antes da data da entrada em vigor do AIP (PPSA, 2022, p. 99).

12 A CESSÃO ONEROSA DE PETRÓLEO E A CAPITALIZAÇÃO DA PETROBRAS

No âmbito das reformas, em 2010, na legislação que rege a política para o petróleo, foi aprovada a Lei nº 12.276, que autorizou a União a ceder à Petrobras sete áreas do pré-sal, para a produção de 5 bilhões de boe pelo prazo de quarenta anos, por um valor total predeterminado. O objetivo da cessão foi capitalizar a Petrobras, por meio da emissão de ações, com o fim de dotá-la dos recursos necessários para participar nas explorações do pré-sal como operadora única, com o mínimo de 30% no capital de cada campo de petróleo. Outro propósito da operação, realizada sem licitação, foi antecipar à União o recebimento das receitas a serem proporcionadas pela produção futura do petróleo das áreas (Sousa, 2011), como se analisa nesta seção.

72. Disponível em: <<https://epbr.com.br/petrobras-tera-mais-cinco-anos-para-explorar-o-pre-sal-de-libra/>>.

73. Ver o quadro 1, no capítulo 12 deste livro, para uma relação das plataformas de produção a serem instaladas, entre 2022 e 2026, em campos do pré-sal e do pós-sal nas bacias de Santos, Campos e Sergipe-Alagoas.

A tabela 2 mostra as informações básicas das sete áreas cedidas à Petrobras, tais como o volume total de 5 bilhões de barris a serem produzidos, que incluiu uma área contingente, Peroba, para garantir, se necessário, a obtenção do volume de produção do contrato.⁷⁴ Contudo, as explorações que se seguiram mostraram que os volumes reais de petróleo existentes nas seis áreas da cessão onerosa eram muito superiores aos volumes iniciais estimados, e geraram os chamados excedentes da cessão onerosa dos campos de Búzios, Atapu, Sépia e Itapu, como se verá nas seções 13 e 15 deste capítulo.

TABELA 2
Pré-sal da bacia de Santos: áreas, volumes estimados e valores do Contrato de Cessão Onerosa entre a União e a Petrobras (2010)

| Áreas cedidas | Campos ¹ | Volumes da cessão onerosa (milhões de boe) | Valor pago por 1 boe (US\$) ² | Valor da cessão onerosa por área (US\$ bilhões) |
|------------------|---|--|--|---|
| Florim | Itapu | 467 | 9,00 | 4,207 |
| Franco | Búzios | 3.058 | 9,04 | 27,645 |
| Sul de Guará | Sul de Sapinhoá | 319 | 7,94 | 2,534 |
| Entorno de Iara | Atapu, Sul de Sururu, Norte de Sururu, Sul de Berbigão e Norte de Berbigão. | 600 | 5,82 | 3,489 |
| Sul de Tupi | Sul de Tupi | 128 | 7,85 | 1,005 |
| Nordeste de Tupi | Sépia | 428 | 8,54 | 3,653 |
| Peroba | - | - | - | - |
| Total | | 5.000 | 8,51 | 42,533 |

Fonte: Petrobras (2017, p. 158).

Elaboração do autor.

Notas:¹ Os nomes foram atribuídos entre dezembro de 2013 e dezembro de 2014, quando da declaração da comercialidade dos campos. Na área de Peroba, não houve descoberta e, portanto, não houve declaração de comercialidade e nomeação do campo.

² Preço do barril no reservatório, antes da extração.

Obs.: A área de Peroba constitui área contingente, enquanto as demais, áreas definitivas. Por ser uma área contingente, isto é, a ser explorada no caso de necessidade de substituir qualquer uma das outras seis áreas, não havia valores estipulados nem volumes previstos no contrato celebrado em 2010.

Os termos do Contrato de Cessão Onerosa foram aprovados pela Resolução CNPE nº 2, de 1º de setembro de 2010. O contrato foi assinado entre a Petrobras e a União, esta representada pelo MME e pelo Ministério da Fazenda. A Petrobras recebeu as seis áreas definitivas e o bloco contingente na data da assinatura do Contrato de Cessão Onerosa, em 3 de setembro de 2010, pelos quais pagou o equivalente a US\$ 42,533 bilhões, ou R\$ 74,8 bilhões à taxa de câmbio do dia, com o preço médio de US\$ 8,51 por barril, considerando-se o preço do barril ainda no poço (Sousa, 2011; TCU, 2020). A fase de exploração das áreas

74. Apenas um poço exploratório foi perfurado em Peroba, em lâmina d'água de cerca de 2,1 mil metros e a aproximadamente 300 km ao sul da cidade do Rio de Janeiro. O resultado da perfuração, concluída em fevereiro de 2019, identificou uma acumulação de gás, com CO₂ como fluido principal. A área de Peroba foi devolvida pelo consórcio liderado pela Petrobras. Disponível em: <https://epbr.com.br/devolucao-de-peroba-marca-primeiro-insucesso-da-partilha-da-producao/?utm_source=push>.

do contrato teve a duração de quatro anos para a execução das atividades do programa exploratório mínimo.

Segundo a Lei nº 12.276/2010, o pagamento da Petrobras à União pelas áreas cedidas seria efetivado com títulos da dívida pública mobiliária federal, precificados a valor de mercado. Para que a Petrobras dispusesse dos títulos, a empresa emitiu ações para o aumento do seu capital, e a União subscreveu parte das ações pagando-as com letras financeiras do tesouro (LFTs), emitidas com esse fim, no valor de R\$ 67,8 bilhões. Outra parte do aumento de capital foi vendida no mercado de ações.

A Petrobras realizou a oferta pública de ações com a emissão de ações ordinárias e ações preferenciais, concluída em 1ª de outubro de 2010. Ao subscrever o aumento do capital, pagando com LFTs, a União aumentou sua participação no capital da companhia de 39,8% para 48,3%, com ações adquiridas pelo Tesouro, BNDES Participações S/A (BNDESPar) e pelo Fundo Soberano. Os recursos do BNDESPar foram providos pela Medida Provisória nº 505, de 24 de setembro de 2010, que autorizou a União a conceder crédito de até R\$ 30 bilhões ao Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) para apoiar a capitalização da Petrobras (Sousa, 2011). Em seguida, a Petrobras utilizou as LFTs para pagar à União, antecipadamente, pelos 5 bilhões de barris da cessão onerosa a serem extraídos nos quarenta anos previstos. A emissão das ações resultou em aumento total de capital da Petrobras em R\$ 120,25 bilhões, que utilizou R\$ 74,8 bilhões para o pagamento à União, sendo R\$ 67,8 bilhões com os títulos que recebera da União para integralizar sua participação no aumento do capital na empresa e R\$ 7 bilhões do seu caixa. O valor de R\$ 74,8 bilhões foi uma estimativa, pois somente após o período da fase de explorações é que se poderia conhecer com maior exatidão quanto realmente valeriam os 5 bilhões de barris adquiridos pela Petrobras. Do total da capitalização, restaram R\$ 45,45 bilhões no caixa da Petrobras. Como se vê na tabela 2, o valor dos 5 bilhões de barris foi equivalente a US\$ 42,533 bilhões, ao preço médio de US\$ 8,51 o barril (Sousa, 2011; TCU, 2020).

As exigências de CL global nas aquisições de bens e serviços pela Petrobras no empreendimento da cessão onerosa foram de 37% na fase de explorações; de 55% para os módulos de produção da etapa de desenvolvimento, que iniciariam a produção até 2016; de 58% para os módulos com o início da produção entre 2017 e 2019; e de 65% para os módulos com o início da produção a partir de 2020.

O prazo de vigência do contrato de quarenta anos pode ser prorrogado por até cinco anos. A Petrobras recolhe à União *royalties* de 10% sobre o valor do petróleo produzido e investe 0,5% do valor da produção bruta anual em PD&I.

Como os R\$ 74,8 bilhões que a Petrobras pagou pelos 5 bilhões de barris foram uma estimativa do valor dos barris ainda no reservatório, a

Lei nº 12.276/2010 e o Contrato de Cessão Onerosa entre a União e a Petrobras previram que os termos do contrato seriam objeto de revisão, para cada área. O reexame ocorreria quanto ao valor – a depender de itens como a produção efetiva de petróleo e gás natural obtida em cada bloco e os preços de mercado do barril de petróleo na época da revisão –, e também quanto ao prazo de vigência, ao volume máximo contratado e aos percentuais mínimos de CL, conforme será abordado na seção 14 deste capítulo. Os resultados da revisão do contrato indicariam o posterior pagamento, por uma das duas partes, da diferença entre o valor revisado do contrato e seu valor inicial. A revisão foi prevista para ser realizada após a última declaração de comercialidade pela Petrobras dos blocos da cessão onerosa (Sousa, 2011).

As declarações de comercialidade dos campos foram efetivadas entre dezembro de 2013 e dezembro de 2014, sendo nomeados os campos de Búzios, Sépia, Itapu, Sul de Lula, Sul de Sapinhoá, Norte de Berbigão, Sul de Berbigão, Norte de Sururu, Sul de Sururu e Atapu.

Em 2022, Búzios era o maior campo descoberto em águas profundas no mundo, dispondo do maior volume de óleo e gás em reservas. Situa-se a 180 km da costa brasileira, possui área de 850 km², alta qualidade da rocha-reservatório e grandes espessuras de coluna de óleo, de até 480 m. O campo deverá produzir 2 milhões de boe até 2030, tornando-se o campo de petróleo da Petrobras com maior produção. Além das elevadas reservas de petróleo e gás, situadas a mais de 5 mil metros de profundidade, o campo apresenta baixo risco exploratório, baixo custo de extração e alta produtividade. Em 2022, o campo possuía o maior número de poços com mais elevada produção de petróleo do país, em razão das boas características de permeabilidade e porosidade do reservatório: seis poços com produção acima de 50 mil barris/dia de petróleo e gás. Quatro plataformas operavam em Búzios em meados de 2022 (P-74, P-75, P-76 e P-77), e quatro unidades estavam em construção (FPSO Almirante Barroso; FPSO Almirante Tamandaré; P-78 e P-79), ao passo que a P-80 estava sendo contratada. Com capacidade para produzir até 225 mil barris/dia de petróleo, processar até 12 milhões de metros cúbicos/dia de gás e estocar mais de 1,6 milhão de barris, a plataforma é de propriedade da Petrobras com índice de CL mínimo de 25% e início de produção previsto para 2026 (Petrobras..., 2022b).

Em março de 2022, os campos da cessão onerosa produziram 815,9 mil barris de petróleo, respondendo por 36% da produção dos campos do pré-sal. Os campos do contrato de cessão onerosa em produção eram Búzios, Atapu, Sépia, Sépia Leste e Sul de Tupi.⁷⁵

75. Disponível em: <<https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/paineis-dinamicos-da-anp/paineis-dinamicos-sobre-exploracao-e-producao-de-petroleo-e-gas/paineis-dinamicos-de-producao-de-petroleo-e-gas-natural>>.

A Petrobras adquiriu os volumes excedentes de Búzios e Itapu, em 2019, e de Sépia e Atapu, em dezembro de 2021. Em três dos campos, a aquisição foi realizada em consórcio com outras empresas, e no campo de Itapu sem participar em consórcio. As duas licitações referentes aos volumes excedentes são analisadas na seção 15 deste capítulo.

13 EXCEDENTES DA CESSÃO ONEROSA: ENSAIO DE CONTRATAÇÃO DIRETA DA PETROBRAS

Durante a etapa exploratória das áreas do Contrato de Cessão Onerosa foi verificado pela ANP e pela Petrobras, por meio de levantamentos geofísicos, que as jazidas descobertas possuíam volumes de petróleo muito superiores aos 5 bilhões de barris contratados por aquele regime.

Como a Petrobras já estava investindo nas áreas, o MME propôs o aproveitamento pela União dos volumes excedentes mediante contratação direta da Petrobras, pelo regime de partilha de produção. A outorga à Petrobras teria como base legal o inciso I do art. 8º e o art. 12 da Lei de Partilha, que preveem a contratação direta da Petrobras pela União, no regime de partilha, sem licitação. A proposta do MME foi aprovada pelo CNPE, em 24 de junho de 2014, pela Resolução nº 1/2014. Foram relacionadas quatro das sete áreas do contrato de cessão onerosa, com reservas estimadas entre 9,8 bilhões e 15,2 bilhões de boe, para outorga direta à Petrobras para a produção dos volumes excedentes de petróleo, conforme a tabela 3.

TABELA 3
Pré-sal: volumes de petróleo e gás excedentes ao Contrato de Cessão Onerosa, por área (2014)
(Em bilhões de boe)

| Áreas ¹ | Volumes excedentes – intervalo de estimativas |
|--|---|
| Franco (Búzios) | 6,5-10,0 |
| Entorno de Iara (Atapu, Sul de Sururu, Norte de Sururu, Sul de Berbigão e Norte de Berbigão) | 2,5-4,0 |
| Florim (Itapu) | 0,3-0,5 |
| Nordeste de Tupi (Sépia) | 5,0-7,0 |
| Total | 9,8-15,2 |

Fonte: Brasil (2014, p. 2).

Elaboração do autor.

Nota:¹ Nomes dos campos entre parênteses.

Pela obtenção do direito de explorar os volumes excedentes, a Petrobras pagaria à União o bônus de assinatura no valor de R\$ 2,0 bilhões, em 2014, e os seguintes percentuais do excedente em óleo da União, por área, definidos na Resolução CNPE nº 1/2014 (Brasil, 2014, p. 3):

- Búzios: 51,37%;

- Entorno de Iara: 50,60%;
- Florim: 51,20%; e
- Nordeste de Tupi: 51,48%.

Porém, como o governo federal se encontrava naquele ano com elevados desequilíbrios fiscais, foi sugerido um mecanismo alternativo na própria Resolução CNPE nº 1/2014, que iria permitir à Petrobras pagar recursos adicionais à União, por meio de um grande aumento do valor do bônus de assinatura, que seria compensado por recolhimentos de percentuais menores de excedentes em óleo. Se aceitasse essa segunda opção, a Petrobras pagaria os seguintes valores adicionais ao bônus de R\$ 2,0 bilhões de 2014: R\$ 2,0 bilhões em 2015; R\$ 3,0 bilhões em 2016; R\$ 4,0 bilhões em 2017; e R\$ 4,0 bilhões em 2018, que somados aos R\$ 2 bilhões alcançariam o total de R\$ 15 bilhões. Nesse caso, as parcelas dos excedentes em óleo da União seriam diminuídas para: 47,42%, em Búzios; 48,53%, no Entorno de Iara; 46,53%, em Florim; e 47,62%, em Nordeste de Tupi (Brasil, 2014, p. 4-5).

Mesmo se aceitasse o esquema alternativo, com maiores pagamentos anuais de bônus de assinatura nos quatro anos seguintes, o recebimento do direito de produzir os volumes excedentes seria um negócio vantajoso para a Petrobras, pois, ao longo dos 35 anos previstos para a produção dos excedentes, pagaria percentuais menores para a União do excedente em óleo que obtivesse, além de ser o único produtor dos volumes de petróleo excedentes.

Antes da realização da outorga, a Resolução do CNPE foi analisada pelo TCU, a quem cabe acompanhar, fiscalizar e avaliar os processos de desestatização realizados pela administração pública federal, como é apresentado a seguir.⁷⁶

13.1 Avaliação pelo TCU da outorga direta dos excedentes à Petrobras

Ao auditar a proposta contida na Resolução nº 1/2014 do CNPE, a área técnica do TCU chamou atenção para o caráter incomum da outorga dos excedentes pelo regime de partilha, pelo fato de realizar-se nas mesmas áreas já reservadas à exploração no regime de cessão onerosa, estabelecido em 2010, em que se acordou a produção máxima de 5 bilhões de boe. Se realizada a outorga, a Petrobras operaria simultaneamente o regime de partilha de produção e o regime de cessão onerosa, com todas as complexidades envolvidas na administração de dois regimes nas mesmas áreas. Para isso, deveriam ser resolvidas questões como as separações, entre os dois regimes, da atividade de produção e dos custos financeiros e tributários, do gerenciamento e dos controles das sinergias, bem como deveriam ser avaliados os ganhos

76. A norma do TCU é a IN-TCU 81/2018. À época da avaliação da outorga direta dos excedentes vigorava a IN-TCU 27/1998, que estabelecia, em seu art. 1º, que ao TCU compete acompanhar, fiscalizar e avaliar os processos de desestatização realizados pela administração pública federal, compreendendo as privatizações de empresas, inclusive instituições financeiras, as concessões, as permissões e as autorizações de serviço público, nos termos do art. 175 da Constituição Federal de 1988 e das normas legais pertinentes.

de escala na execução dos dois regimes na mesma área. Além disso, repercussões sobre áreas limítrofes, entre outras discriminações, deveriam ser consideradas no processo de outorga proposto pelo CNPE, o que tornaria a precisão das estimativas uma questão complexa (TCU, 2014). Ademais, diferentemente das contratações normais de áreas para E&P de petróleo, a contratação pretendida não exigiria explorações das áreas, que já tinham sido realizadas no âmbito do Contrato de Cessão Onerosa – portanto, sem os riscos e os investimentos relacionados àquela fase, que impactam a rentabilidade dos projetos. Por conta das particularidades da outorga, e ainda dos riscos e dos desafios (para a União, a ANP e a PPSA) no gerenciamento de dois regimes de contratação simultâneos, nas mesmas áreas de produção, a equipe técnica do TCU considerou que a proposta de outorga das áreas à Petrobras, complexa e inusitada, merecia análises acuradas.

Após analisar o processo, o TCU concluiu que os estudos técnicos apresentados pelo MME para a outorga não se encontravam suficientemente fundamentados para assegurar que as condições de contratação propostas para o aproveitamento dos volumes excedentes iriam maximizar os rendimentos da União. Considerou, também, que a não apresentação da minuta do contrato dos volumes excedentes entre a União e a Petrobras e a não conclusão da revisão do contrato de cessão onerosa até aquele momento impediam a avaliação adequada das condições de contratação direta da Petrobras. Assim, somente após a conclusão da revisão do Contrato de Cessão Onerosa seriam conhecidos todos os parâmetros para se realizar com segurança a contratação dos volumes excedentes. Dadas essas conclusões técnicas, os ministros do TCU decidiram na votação da matéria, em 2014, que somente houvesse o prosseguimento da outorga das quatro áreas com os excedentes após o aprimoramento dos estudos técnicos do projeto (TCU, 2014; 2016b).

Diante da decisão do TCU, o MME não prosseguiu com a proposta de contratação direta da Petrobras. A conclusão a que se pode chegar a respeito da proposta de transferência das áreas sem a realização de licitação é que a União incorreria em perdas significativas, como ficou demonstrado na fiscalização do TCU e nos resultados obtidos com a posterior licitação das áreas. Os valores que a Petrobras pagaria pelo bônus de assinatura, na quantia de R\$ 2 bilhões, na primeira opção, ou de US\$ 15 bilhões, na segunda, eram muito inferiores aos valores que a União obteria, cinco anos depois, quando recebeu R\$ 69,96 bilhões no primeiro leilão de excedentes, e mais R\$ 11,1 bilhões no segundo leilão, no total de R\$ 81,06 bilhões. Das quatro áreas oferecidas, duas foram vendidas no primeiro leilão de excedentes, e as demais, no segundo. Os dois leilões foram realizados somente após a conclusão da revisão do Contrato de Cessão Onerosa, em 2019, analisada a seguir.

14 REVISÃO DO CONTRATO DE CESSÃO ONEROSA

As negociações entre a Petrobras e a União para a revisão do Contrato de Cessão Onerosa, como foi previsto na assinatura do contrato em 2010, se estenderam do final de 2014, após as declarações de comercialidade dos últimos campos do contrato, até outubro de 2019, um mês antes da realização do primeiro leilão dos volumes excedentes. Com a participação da Secretaria do Tesouro Nacional (Ministério da Economia), do MME, da ANP e do TCU, mediante a formação de GTs e a elaboração de estudos técnicos aprofundados, foram revistos os parâmetros técnicos e econômicos da produção de petróleo ao término da fase exploratória das respectivas áreas, quando já se dispunha de melhores informações técnicas das jazidas, em relação à época da contratação, com o objetivo de se avaliar o valor definitivo do contrato. Na data do contrato, em outubro de 2010, o preço do barril de petróleo do tipo Brent era de US\$ 83, em um processo de elevação que somente terminaria no final do primeiro semestre de 2014, mas em outubro de 2019 tinha se reduzido para menos de US\$ 60, indicando que a Petrobras tinha pago um preço elevado quando recebeu os 5 bilhões de barris, que diminuiria muito a rentabilidade dos investimentos diante dos preços menores em 2019.

Participaram na revisão do contrato, pela Petrobras, geólogos, engenheiros, economistas, advogados, entre outros profissionais, especialmente nos trabalhos que levaram à identificação da efetiva extensão dos reservatórios (Tudo..., 2019; TCU, 2020).

Em abril de 2019, o CNPE aprovou a primeira versão da minuta do aditivo ao Contrato de Cessão Onerosa, a ser celebrado entre a União, representada pelo MME, pelo Ministério da Economia e pela Procuradoria-Geral da Fazenda Nacional (PGFN), e a Petrobras. A ANP participou como reguladora e fiscalizadora das referidas atividades.⁷⁷

Em outubro de 2019, alguns pontos do aditivo foram revistos pelo CNPE. O valor de R\$ 74,8 bilhões (US\$ 42,533 bilhões) pago pela Petrobras, em 2010, foi revisado para o acerto de contas entre a Petrobras e a União, após o levantamento de novas informações sobre os custos do empreendimento nas seis áreas em exploração pela Petrobras. Foram utilizados laudos técnicos de empresas certificadoras de tamanhos de reservas de petróleo, contratadas por cada parte, conforme previsto no Contrato de Cessão Onerosa. Após a revisão do contrato, foi assinado o termo aditivo com o governo federal, em 1º de novembro de 2019, que possibilitou a

77. Resolução nº 5, de 9 de abril de 2019. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/conselhos-e-comites/cnpe/resolucoes-do-cnpe/arquivos/2019/resolucao_cnpe_05_2019.pdf>. Resolução nº 25, de 22 de outubro de 2019. Disponível em: <http://antigo.mme.gov.br/documents/36074/252491/Resolu%C3%A7%C3%A3o_25_CNPE.pdf/64c410dd-adf8-3b80-562a-5df1f896da15>.

realização do leilão dos excedentes, em 6 de novembro de 2019. O cálculo do valor contratual revisto resultou no saldo de US\$ 9,048 bilhões a ser restituído pela União à Petrobras, até 27 de dezembro de 2019. O recebimento era condição necessária para a Petrobras ter os recursos suficientes para pagar os bônus de assinatura do leilão dos excedentes (TCU, 2020). A revisão do contrato determinou ainda que, dos valores arrecadados com o leilão dos volumes excedentes, 33% seriam destinados aos estados, ao Distrito Federal e aos municípios, conforme critérios estabelecidos pela Lei nº 13.885/2019. Dos 33%, seriam destinados 15% para os estados e o Distrito Federal; 3% para os estados confrontantes à plataforma continental, ao mar territorial ou à zona econômica exclusiva onde estejam geograficamente localizadas as jazidas de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos; e 15% para os municípios, distribuídos conforme os coeficientes que regem a repartição de recursos do Fundo de Participação dos Municípios. Como no primeiro leilão de excedentes somente foram arrematadas duas das quatro áreas (Búzios e Itapu), ficando as duas outras áreas (Sépia e Atapu) para o segundo leilão das áreas excedentes, foi inserido o art. 2º na Lei Complementar nº 176, de 29 de dezembro de 2020, que modificou a Lei nº 13.885/2019, determinando que, dos valores arrecadados no leilão das duas áreas, R\$ 4 bilhões fossem destinados adicionalmente aos estados e aos municípios, na proporção de 75% e 25% daquele valor, respectivamente.

Búzios e Itapu, as duas primeiras áreas arrematadas, redundaram na arrecadação recorde de R\$ 69,96 bilhões para os cofres públicos, em 2019, em bônus de assinatura. No leilão seguinte das áreas de Atapu e Sépia, foram arrecadados R\$ 11,14 bilhões. A seção seguinte relata a realização dos dois leilões.

15 OS DOIS LEILÕES DOS EXCEDENTES DA CESSÃO ONEROSA

Na Resolução nº 2, de 28 de fevereiro de 2019, o CNPE estabeleceu as diretrizes para a realização da rodada de licitações dos volumes excedentes aos volumes contratados no regime de cessão onerosa, nas áreas de desenvolvimento de Atapu, Búzios, Itapu e Sépia, na bacia de Santos. Em 17 de abril de 2019, a Resolução CNPE nº 6/2019 autorizou a ANP a realizar a licitação dos volumes excedentes sob regime de partilha (tabela 4).⁷⁸ Os valores dos bônus de assinatura, a serem pagos em duas parcelas para cada área, foram fixados em: Atapu, R\$ 13,742 bilhões; Búzios, R\$ 68,194 bilhões; Itapu, R\$ 1,766 bilhão; Sépia, R\$ 22,859 bilhões. A partir do resultado da licitação foi previsto ser destinada à empresa PPSA a parcela do bônus de assinatura no valor de R\$ 29,250 milhões. A mesma resolução notificou a Petrobras a se manifestar no prazo máximo de trinta dias sobre seu direito de preferência de ser a operadora

78. A Resolução nº 6/2019 aprovou os parâmetros técnicos e econômicos dos volumes excedentes ao Contrato de Cessão Onerosa para a realização da rodada de licitações.

das áreas ofertadas. A estatal manifestou interesse por Búzios e Itapu, o que foi um indicador da atratividade geológica dos blocos como áreas produtoras de petróleo.

TABELA 4

Primeiro leilão dos excedentes da seção onerosa: valor do bônus de assinatura e percentual mínimo exigido do excedente em óleo da União (2019)

| Área | Valor do bônus de assinatura (R\$ bilhões) | Excedente em óleo da União (%) |
|--------------------|--|--------------------------------|
| Búzios | 68,194 | 23,24 |
| Itapu | 1,766 | 18,15 |
| Sépia ¹ | 22,859 | 27,88 |
| Atapu ¹ | 13,742 | 26,23 |

Fonte: Nota informativa do leilão dos volumes excedentes do pré-sal, em 6 de novembro de 2019. Disponível em: <https://www.gov.br/economia/pt-br/centrais-de-conteudo/publicacoes/notas-informativas/2019/nota_cessao-onerosa_v7.pdf>.

Nota:¹ Valores iniciais do bônus e do excedente em óleo da União, depois reduzidos no segundo leilão dos volumes excedentes.

Os excedentes em óleo a serem pagos à União na tabela foram definidos tendo como referência o preço do barril de petróleo tipo Brent (US\$ 76,18) e a produção diária média de 12 mil barris/dia de petróleo por poço produtor ativo. Os percentuais a serem pagos variam em função da média do preço do petróleo e da média da produção diária de petróleo dos campos produtores. Assim, se o preço do petróleo tipo Brent se elevar acima daquele valor, o percentual da União aumenta, assim como o percentual aumenta se a produtividade do campo for maior que 12 mil barris/dia, e o contrário ocorre no caso da diminuição do preço do petróleo ou da produtividade. Uma tabela que estabelece as relações entre os excedentes em óleo da União, os preços do petróleo e as produtividades encontra-se no edital do leilão dos excedentes da cessão onerosa.⁷⁹ Para o cálculo do excedente em óleo, os contratados podem apropriar-se da parcela de produção correspondente ao custo em óleo até o limite máximo de 80% do valor bruto da produção em cada uma das áreas em produção. Os custos que ultrapassarem os limites definidos são acumulados para apropriação em anos subsequentes.

Os CLs mínimos obrigatórios na etapa de desenvolvimento da produção – a fase de exploração já tinha terminado nas áreas da cessão onerosa – para os excedentes em Búzios, Itapu e Sépia foram definidos em: 25% para a construção de poço; 40% para o sistema de coleta e escoamento; e 25% para a UEP. Para Atapu, foi estabelecido percentual igual ao contrato da respectiva área adjacente, denominada Oeste de Atapu, de 30%. A jazida compartilhada de Atapu, localizada na bacia de Santos, é definida como a área unitizada entre o Contrato de Cessão Onerosa (bloco 4 – Entorno de Iara), o contrato de concessão BM-S-11A (Oeste de Atapu) e a área não contratada Norte de Atapu.⁸⁰

79. Disponível em: <<https://www.gov.br/anp/pt-br/rodadas-anp/rodadas-concluidas/partilha-de-producao/1a-rodada-partilha-producao-pre-sal/edital-e-modelo-do-contrato>>.

80. *Acordo de Individualização de Atapu já está efetivo*, 13 de setembro de 2019. Disponível em: <<https://www.presalpetroleo.gov.br/ppsa/noticias/acordo-de-individualizacao-de-atapu-ja-esta-efetivo>>.

Para a outorga, pela União, dos excedentes às empresas vencedoras da licitação, era necessária também a avaliação prévia da consistência dos estudos de viabilidade técnica e econômica dos projetos. O fato de as áreas da cessão onerosa e do leilão dos volumes excedentes terem a mesma base – isto é, a efetiva capacidade produtiva das jazidas das áreas envolvidas na revisão do Contrato de Cessão Onerosa (seis áreas) e no leilão dos excedentes (quatro áreas) – tornou os dois processos tecnicamente interdependentes, e por isso foram analisados pelo TCU de forma integrada, resultando no Acórdão nº 2.931/2018-TCU-Plenário. Nessa condição, os parâmetros técnicos e econômicos dos projetos de produção das jazidas, definidos nas declarações de comercialidade dos seis campos da cessão onerosa, constituíram informações básicas para os cálculos da revisão do contrato, e também para o leilão dos excedentes. Entre os principais parâmetros estavam o valor dos bônus de assinatura e os percentuais de excedentes em óleo mínimos.

Na avaliação inicial da proposta do leilão dos volumes excedentes, a área técnica do TCU chamou atenção para a necessidade de se realizar a unitização (individualização) da produção das jazidas da cessão onerosa com os volumes excedentes, por meio de acordo de coparticipação.⁸¹ A questão nasceu do fato de que os volumes excedentes seriam produzidos ao mesmo tempo que os volumes da cessão onerosa, ou seja, as áreas dos excedentes contêm jazidas coincidentes com as exploradas sob a cessão onerosa. Assim, as atividades de produção de petróleo e gás natural nas mesmas jazidas constituiriam uma única operação. A participação de cada contratado nos resultados da produção e nos compromissos tributários deveria ser proporcional à coparticipação.⁸² O conceito, que ainda não tinha sido avaliado pelos representantes do setor de petróleo do governo para a harmonização das duas produções, foi incorporado pelos gestores do governo na introdução de regras para a denominada coparticipação na produção das jazidas entre a cessão onerosa e os futuros contratos dos volumes excedentes, propiciando solução para a contratação dos excedentes e a harmonia entre os contratos (TCU, 2020).

Um dos resultados práticos do acordo de coparticipação das jazidas é que as empresas às quais novos volumes fossem outorgados pelo leilão deveriam pagar uma compensação à Petrobras pela utilização dos investimentos que já realizara nas áreas da cessão onerosa e pelos impactos em sua produção de petróleo e gás natural. O valor da compensação seria calculado a partir de alguns dos parâmetros técnicos

81. Um acordo de individualização da produção (AIP), também conhecido como unitização, é realizado quando se verifica que o limite de uma jazida de petróleo em área licitada ultrapassa a área outorgada e alcança área pertencente a outro contratado ou área da União não licitada. Com o acordo, os custos, os investimentos e os volumes produzidos passam a ser compartilhados entre as empresas participantes do AIP, ou com a União, o que tende a maximizar os indicadores econômicos do projeto e a evitar a produção predatória – isto é, os dois lados procurando extrair o máximo da jazida comum. Disponível em: <<https://www.presalpetroleo.gov.br/ppsa/noticias/acordo-de-individualizacao-de-atapu-ja-esta-efetivo>>.

82. Resolução CNPE nº 2/2019, alterada pela Resolução nº 13/2019. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/conselhos-e-comites/cnpe/resolucoes-do-cnpe/arquivos/2019/resolucao_cnpe_13_2019.pdf>.

e econômicos, e seria recuperável como custo em óleo.⁸³ Nesse aspecto, o TCU sugeriu ajustes, principalmente quanto ao cálculo de compensação à Petrobras, em razão de inconsistências técnicas encontradas nas premissas que balizaram a modelagem do leilão e o cálculo da compensação a ser paga à Petrobras. Nas fundamentações do processo decisório que definiu os parâmetros econômicos da licitação, foi identificada, ainda, a necessidade de maior participação da PPSA, com vistas à execução dos novos contratos com coparticipação das jazidas, pois uma parcela pertence à União, mediante medidas de suporte ao seu funcionamento e regras para avaliação das áreas coparticipadas (TCU, 2020, p. 21-22).

As compensações deveriam cobrir os investimentos realizados pela Petrobras em plataformas, poços e equipamentos submarinos, além dos custos operacionais efetuados até a data de assinatura dos contratos de partilha de produção dos excedentes, inclusive os gastos com os abandonos futuros dos poços. As orientações para o cálculo dos ressarcimentos foram estabelecidas pela Portaria MME nº 213/2019. Em contrapartida pelo pagamento da compensação à Petrobras, as empresas ganhadoras das licitações se tornariam proprietárias de percentual dos ativos existentes na área quando da data de assinatura dos contratos de partilha de produção, de modo proporcional à sua participação na jazida, de acordo com os termos dos contratos de coparticipação que seriam celebrados entre a Petrobras e os futuros contratados. Caso houvesse tributação para a Petrobras devido ao recebimento da compensação, aquela seria arcada pelos novos entrantes.

Após a divulgação da licitação das áreas excedentes, quatorze empresas foram habilitadas pela ANP para participar do leilão. Como operadoras: BP (Reino Unido), Chevron (Estados Unidos), CNODC (China), CNOOC (China), Equinor (Noruega), ExxonMobil (Estados Unidos), Petrogal (Portugal), Petrobras (Brasil), Petronas (Malásia), Shell (Estados Unidos) e TotalEnergies (França). Como não operadoras, ou seja, em parceria com operadoras: Ecopetrol (Colômbia), QPI (Catar) e Wintershall (Alemanha). TotalEnergies e BP anunciaram, depois da habilitação, que não participariam da disputa.

Com exceção da oferta lançada, em dezembro de 2019, pelo consórcio formado entre a Petrobras e as duas empresas chinesas habilitadas, e da aquisição pela Petrobras dos excedentes da área de Itapu, nenhuma outra oferta foi apresentada para as áreas em licitação. Alguns dos fatores que afastaram as petroleiras da disputa foram: a necessidade de a empresa vencedora da licitação negociar compensações à Petrobras em um valor ainda incerto; o alto valor dos bônus de assinatura; e o exercício do direito de preferência pela Petrobras em duas áreas, das quais se tornaria a operadora.

83. Resolução CNPE nº 2/2019, alterada pela Resolução nº 13/2019. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/conselhos-e-comites/cnpe/resolucoes-do-cnpe/arquivos/2019/resolucao_cnpe_13_2019.pdf>.

A Petrobras, em consórcio com as empresas chinesas CNODC (com participação de 5% do capital do consórcio) e CNOOC (5%), adquiriu, com participação de 90%, os volumes excedentes de Búzios, sem ágio em relação à parcela dos excedentes em óleo pedido no edital, e pagamento de bônus de assinatura no valor de R\$ 68,194 bilhões. Em março de 2020, a Petrobras vendeu 5% de sua participação no contrato dos volumes excedentes de Búzios para a CNOOC, diminuindo sua parcela no capital do consórcio para 85% (Petrobras, 2022, p. 417).

O campo de Búzios, no Contrato de Cessão Onerosa, iniciou sua produção em abril de 2018. Produz óleo leve, com poços de produtividade elevada (Adquirimos..., 2019). O campo era o segundo maior produtor de petróleo do Brasil, após Tupi. Depois da assinatura do acordo de coparticipação, que definiu a participação da produção em cada regime – cessão onerosa com 26,186% e contrato de partilha com 73,814%, na área coparticipada –, iniciou-se, em setembro de 2021, a produção dos volumes excedentes (ANP, 2022b; PPSA, 2022, p. 86).

Quanto à aquisição pela Petrobras dos direitos de produção de Itapu, foi decidida em razão dos baixos investimentos adicionais a serem efetivados no campo, pois ela já havia realizado diversos investimentos iniciais nas áreas da cessão onerosa. Os excedentes em Itapu foram arrematados pela Petrobras com bônus de assinatura de R\$ 1,766 bilhão, enquanto a parcela do excedente em óleo a ser paga à União foi oferecida no patamar mínimo de 18,15% pedido no edital. No campo será instalada a plataforma P-71, que seria utilizada originalmente no campo de Tupi, e que se encontrava em 2022 em fase final de construção no estaleiro Jurong, no Espírito Santo, com capacidade de produção de 150 mil barris/dia de petróleo. O local onde estão os campos de Búzios e Itapu e os seus volumes excedentes têm a mesma infraestrutura de produção, isto é, os dutos, os equipamentos submarinos e as plataformas.⁸⁴

O resultado do leilão confirmou os riscos e as incertezas quanto à menor competitividade das duas áreas não arrematadas, Atapu e Sépia, em razão dos altos valores dos bônus de assinatura e do elevado percentual mínimo exigido de excedente em óleo da União. Os blocos que contêm as áreas em desenvolvimento foram novamente leiloados, em dezembro de 2021, com valores dos bônus de assinatura e percentuais mínimos do excedente em óleo da União substancialmente reduzidos em relação aos valores apresentados na tabela 4. Para Sépia, foram aprovados bônus de assinatura de R\$ 7,138 bilhões e percentual mínimo de excedente em óleo da União de 15,02%; para Atapu, foram

84. *Petrobras cancela licitação do FPSO de Itapu para utilizar unidade própria*, 27 de outubro de 2020. Disponível em: <<https://epbr.com.br/petrobras-cancela-licitacao-do-fpso-de-itapu-para-utilizar-unidade-propria/>>.

definidos bônus de assinatura de R\$ 4,002 bilhões e percentual mínimo de excedente em óleo da União de 5,89%.⁸⁵

A redução dos parâmetros citados foi devido, também, às reestimativas do preço do barril de petróleo à época, que se projetava começar a baixar nos próximos anos devido à provável queda da demanda mundial por petróleo como efeito da transição energética associada às mudanças climáticas. Observe-se, porém, que, até o final do primeiro quadrimestre de 2023, esse resultado não havia ocorrido em razão das restrições nas aquisições pela Europa do gás natural e do petróleo da Rússia, após esse país invadir a Ucrânia. O conflito levou os países europeus diretamente envolvidos no apoio à Ucrânia a proibirem a importação dos combustíveis produzidos na Rússia e a aumentarem a procura por fontes alternativas ao gás e ao petróleo produzidos nesse país, a exemplo do GNL exportado pelos Estados Unidos. As demandas urgentes de combustíveis da Europa provocaram consideráveis aumentos nos preços mundiais do petróleo e do gás natural, como mostra o gráfico 1 do capítulo 8 para o petróleo.

Para atrair empresas petroleiras para o segundo leilão dos excedentes de Sépia e Atapu, o CNPE também definiu, em 2021, regras menos exigentes para o pagamento das indenizações à Petrobras pelos investimentos já realizados nas duas áreas. A Petrobras anunciou que seu Conselho de Administração aprovava acordo com a União para receber indenização de US\$ 6,45 bilhões pelos investimentos já feitos nas duas áreas, divididos em US\$ 3,25 bilhões referentes a Atapu e US\$ 3,2 bilhões para Sépia; os valores são recuperáveis como custo em óleo, isto é, diminuem o valor do excedente em óleo a ser pago à União (PPSA, 2022, p. 78).⁸⁶

Em abril de 2021, a Petrobras encaminhou carta ao MME manifestando o interesse em exercer seu direito de preferência nas duas áreas (Sépia e Atapu).

A segunda rodada dos volumes excedentes foi realizada em 17 de dezembro de 2021. O vencedor em Sépia foi o consórcio formado pelas companhias Petrobras (30%), TotalEnergies (28%), Petronas (21%) e QPI (21%), que ofereceram percentual de excedente para a União de 37,43%, superior ao excedente mínimo exigido (15,02%). Assim, a partir de maio de 2022, a produção do campo está atribuída a dois contratos, um sob o regime de cessão onerosa, com participação de 31,3%, e outro sob regime de partilha da produção, com participação de 68,7% (ANP, 2022b, p. 31).

85. Resolução CNPE nº 5/2021. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/conselhos-e-comites/cnpe/resolucoes-do-cnpe/resolucoes-2021/ResolucaoCNPE5_2021alt.pdf>.

86. Informações detalhadas do segundo leilão dos excedentes estão disponíveis em: <<https://www.gov.br/anp/pt-br/rodadas-anp/rodadas-concluidas/lveco>>.

Para os volumes de Atapu, houve apenas uma oferta, do consórcio formado pela Petrobras (52,50%), pela Shell (25%) e pela TotalEnergies (22,50%). As duas petroleiras multinacionais já atuam com a Petrobras na jazida compartilhada de Atapu, que reúne a área da cessão onerosa de Entorno de Iara, no contrato de concessão BM-S-11A (Oeste de Atapu), e a área não contratada Norte de Atapu. A partir de maio de 2022, a produção do campo de Atapu foi atribuída a dois contratos, um sob regime de cessão onerosa (participação de 39,5%), e outro sob o regime de partilha da produção, do segundo leilão dos excedentes (participação de 60,5%).⁸⁷

Para produzir os volumes excedentes da cessão onerosa, novas plataformas serão instaladas em Búzios pela Petrobras e pelas empresas consorciadas. O plano de desenvolvimento do campo planejou o total de doze plataformas de produção instaladas até 2029. Ao término da fase de desenvolvimento, o campo deverá estar produzindo mais de 2 milhões de boe/dia, tornando-se o maior campo produtor da Petrobras. Em dezembro de 2022, havia quatro plataformas de produção em Búzios (P-74, P-75, P-76 e P-77), que respondiam por 23,4% da produção total dos campos do pré-sal. Um quinto navio-plataforma, FPSO Almirante Barroso, com capacidade de produção de 150 mil barris/dia, está prevista para começar a produzir petróleo e gás em 2023. A sexta plataforma de produção será o FPSO Almirante Tamandaré, uma unidade afretada, com entrada em produção prevista para o segundo semestre de 2024, e capacidade de processamento diário de 225 mil barris de óleo e 12 milhões de metros cúbicos de gás. Será a maior unidade de produção de petróleo a operar no litoral brasileiro e uma das maiores do mundo. Outras plataformas de propriedade da Petrobras, P-78 e P-79, estão planejadas para entrar em operação em Búzios em 2025, e três outras, P-80, P-82 e P-83, em 2026 e 2027, completando o planejamento de onze plataformas de produção no campo (Avançamos..., 2020).

A tabela 5 mostra os resultados obtidos com os leilões de partilha de produção realizados até 2021. Diversas petroleiras estrangeiras participaram em cada licitação. A única empresa nacional que participou foi a Petrobras. Os CLs exigidos às petroleiras nos investimentos na fase de exploração e na etapa de desenvolvimento da produção reduziram-se a partir da rodada de licitação de 2017, como resultado da reforma da política de CL em 2017.

87. *Petrobras sobre celebração de contratos de Atapu e Sépia*. Disponível em: <<https://api.mziq.com/mzfilemanager/v2/d/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/fa04c04c-3934-7f9c-9f99-6c056fa0c5fd?origin=1>>.

TABELA 5
Resultados das rodadas sob o regime de partilha de produção no pré-sal (2013-2021)

| Rodadas de licitações | Partilha 1 | Partilha 2 | Partilha 3 | Partilha 4 | Partilha 5 | Partilha 6 | Primeira rodada dos excedentes da cessão onerosa (partilha) | Segunda rodada dos excedentes da cessão onerosa (partilha) |
|--|-----------------------|-----------------------|---|---|---|---|---|--|
| | 21 de outubro de 2013 | 27 de outubro de 2017 | 27 de outubro de 2017 | 7 de junho de 2018 | 28 de setembro de 2018 | 6 de novembro de 2019 | 6 de novembro de 2019 | 17 de dezembro de 2021 |
| Blocos ofertados (n.) | 1 | 4 | 4 | 4 | 4 | 5 | 4 | 2 |
| Blocos arrematados (n.) | 1 | 3 | 3 | 3 | 4 | 1 | 2 | 2 |
| Empresas habilitadas nacionais (n.) | 1 | 2 | 1 | 2 | 1 | 2 | 1 | 1 |
| Empresas habilitadas estrangeiras (n.) | 10 | 8 | 13 | 14 | 11 | 15 | 13 | 4 |
| Empresas ofertantes nacionais (n.) | 1 | 2 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| Empresas ofertantes estrangeiras (n.) | 4 | 6 | 7 | 10 | 9 | 1 | 2 | 4 |
| Empresas vencedoras (n.) | 5 | 7 | 6 | 7 | 8 | 2 | 3 | 5 |
| Empresas vencedoras nacionais (n.) | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| CL médio – fase de exploração (%) ¹ | 37 | 41 | 18 | 18 | 18 | 18 | - | - |
| CL médio – etapa de desenvolvimento da produção (%) ¹ | 55-59 | 46 | Poço: 25; coleta e escoamento: 40; e UEP: 25. | Poço: 25; coleta e escoamento: 40; e UEP: 25. | Poço: 25; coleta e escoamento: 40; e UEP: 25. | Poço: 25; coleta e escoamento: 40; e UEP: 25. | Poço: 25; coleta e escoamento: 40; e UEP: 25. | Poço: 25; coleta e escoamento: 40; e UEP: 25. |
| Bônus de assinatura (R\$ bilhões) | 15,0 | 3,3 | 2,8 | 3,10 | 6,8 | 5,0 | 69,9 | 11,1 |

Fonte: PPSA (2021); Resolução CNPE nº 7/2017; e ANP – Rodadas concluídas, disponível em: <<https://www.gov.br/anp/pt-br/rodadas-anp/rodadas-concluidas>>.

Elaboração do autor.

Nota: ¹ Os percentuais de CL das rodadas de partilha 1 foram os ofertados pelo consórcio vencedor (único participante), e foram iguais aos exigidos no leilão; na segunda rodada, representam a média ofertada pelas petroleiras vencedoras no certame; nas terceira, quarta, quinta e sexta rodadas e nas rodadas dos excedentes da cessão onerosa, se referem aos CLs exigidos na fase de exploração; e, na etapa de desenvolvimento, aos exigidos nos editais para os investimentos em, respectivamente: i) poço; ii) coleta e escoamento; e iii) UEP. Observe-se, a respeito das duas rodadas dos excedentes da cessão onerosa, que: i) não há registro na tabela do CL na fase de exploração, uma vez que as explorações já tinham sido realizadas nas respectivas áreas da cessão onerosa; e ii) o CL único exigido na etapa de desenvolvimento da produção para uma das áreas licitadas, Atapu, foi de 30% (Resolução CNPE nº 6/2019).

Obs.: (n.) números absolutos.

A tabela 6 apresenta, para os campos de petróleo ou áreas no regime de partilha de produção, os nomes das empresas operadoras dos campos, a participação de cada empresa no capital do respectivo consórcio (exceto no campo de Itapu, em que a Petrobras é a única participante), e o excedente em óleo da União exigido e o ofertado pelos consórcios vencedores dos leilões.

TABELA 6
Campos de petróleo e empresas participantes no regime de partilha de produção (2013-2022)

| Área | Rodada | Operador | | Consorticiados | | Mínimo de excedente em óleo da União (%) | Excedente em óleo da União ofertado (%) |
|---------------------------|--------|-------------------|------------------|----------------|------------------|--|---|
| | | Empresa | Participação (%) | Empresa | Participação (%) | | |
| Libra | 1 | Petrobras | 40 | Shell | 20 | 41,65 | 41,65 |
| | | | | TotalEnergies | 20 | | |
| | | | | CNPC | 10 | | |
| | | | | CNOOC | 10 | | |
| Sul de Gato do Mato | 2 | Shell | 50 | Ecopetrol | 30 | 11,53 | 11,53 |
| | | | | TotalEnergies | 20 | | |
| Entorno de Sapinhoá | 2 | Petrobras | 45 | Shell | 30 | 10,34 | 80 |
| | | | | Repsol | 25 | | |
| Norte de Carcará | 2 | Equinor | 40 | ExxonMobil | 40 | 22,08 | 67,12 |
| | | | | Petrogal | 20 | | |
| Peroba | 3 | Petrobras | 40 | BP | 40 | 13,89 | 76,96 |
| | | | | CNODC Brasil | 20 | | |
| Alto de Cabo Frio Oeste | 3 | Shell | 55 | QPI | 25 | 22,87 | 22,87 |
| | | | | CNOOC | 20 | | |
| Alto de Cabo Frio Central | 3 | Petrobras | 50 | BP | 50 | 21,38 | 75,80 |
| | | | | | | | |
| Uirapuru | 4 | Petrobras | 30 | ExxonMobil | 28 | 22,18 | 75,49 |
| | | | | Equinor | 28 | | |
| | | | | Petrogal | 14 | | |
| Dois Irmãos | 4 | Petrobras | 45 | BP | 30 | 16,43 | 16,43 |
| | | | | Equinor | 25 | | |
| Três Marias | 4 | Petrobras | 30 | Shell | 40 | 8,32 | 49,95 |
| | | | | Chevron | 30 | | |
| Saturno | 5 | Shell Brasil | 45 | Chevron Brasil | 45 | 17,54 | 70,20 |
| | | | | Ecopetrol | 10 | | |
| Titã | 5 | ExxonMobil Brasil | 64 | QPI Brasil | 36 | 9,53 | 23,49 |
| Pau-Brasil | 5 | BP Energy | 50 | CNOOC | 30 | 14,40 | 63,79 |
| | | | | Ecopetrol | 20 | | |

(Continua)

(Continuação)

| Área | Rodada | Operador | | Consorticiados | | Mínimo de excedente em óleo da União (%) | Excedente em óleo da União ofertado (%) |
|-----------------------------|--|-----------|------------------|-------------------------------|------------------|--|---|
| | | Empresa | Participação (%) | Empresa | Participação (%) | | |
| Sudoeste de Tartaruga Verde | 5 | Petrobras | 100 | Petrobras | 100 | 10,01 | 10,01 |
| Búzios | Primeira rodada dos excedentes da cessão onerosa | Petrobras | 85 | CNODC Brasil CNOOC | 5 10 | 23,24 | 23,24 |
| Itapu | Primeira rodada dos excedentes da cessão onerosa | Petrobras | 100 | Petrobras | 100 | 18,15 | 18,15 |
| Aram | 6 | Petrobras | 80 | CNODC Brasil TotalEnergies | 20 28 | 29,96 | 29,96 |
| Sépia | Segunda rodada dos excedentes da cessão onerosa | Petrobras | 30 | Petronas QPI Brasil | 21 21 | 15,02 | 37,43 |
| Atapu | Segunda rodada dos excedentes da cessão onerosa | Petrobras | 52,5 | Shell Brasil TotalEnergies | 25 22,5 | 5,89 | 31,68 |

Fonte: PPSA (2022, p. 68).
Elaboração do autor.

Os sistemas de produção de petróleo com plataformas flutuantes implantados a partir de 2010 pela Petrobras, nas bacias de Santos e Campos, nos blocos licitados sob os regimes de concessão e de partilha, e os adquiridos no Contrato de Cessão Onerosa, encontram-se no quadro 2, com os respectivos nomes das plataformas em cada campo.

QUADRO 2

Bacias de Santos e Campos: plataformas flutuantes de produção de petróleo implantadas em campos do pré-sal e do pós-sal (2010-2022)

| Ano | Campo | Plataforma flutuante | Localização da reserva |
|------|---------------|--------------------------|------------------------|
| 2010 | Tupi | Cidade de Angra dos Reis | Pré-sal |
| | Jubarte | P-57 | Pós-sal |
| | Uruguá-Tambaú | Cidade de Santos | Pós-sal |
| | Jubarte | Capixaba | Pós-sal |
| 2011 | Marlim Sul | P-56 | Pós-sal |
| 2013 | Sapinhoá | Cidade de São Paulo | Pré-sal |
| | Tupi Nordeste | Cidade de Paraty | Pré-sal |
| | Roncador | P-55 | Pós-sal |
| | Baúna | Cidade de Itajaí | Pós-sal |
| | Papa-terra | P-63 | Pós-sal |

(Continua)

(Continuação)

| Ano | Campo | Plataforma flutuante | Localização da reserva |
|------|-----------------|---------------------------------|------------------------|
| 2014 | Sapinhoá | Cidade de Ilhabela | Pré-sal |
| | Tupi | Cidade de Mangaratiba | Pré-sal |
| | Jubarte | P-58 | Pré-sal |
| | Roncador | P-62 | Pós-sal |
| 2015 | Tupi | Cidade de Itaguaí | Pré-sal |
| | Papa-terra | P-61 | Pós-sal |
| 2016 | Tupi Alto | Cidade de Maricá | Pré-sal |
| | Tupi Central | Cidade de Saquarema | Pré-sal |
| | Lapa | Cidade de Caraguatatuba | Pré-sal |
| 2017 | Tupi | P-66 | Pré-sal |
| | Mero | Pioneiro de Libra | Pré-sal |
| 2018 | Tupi | P-69 | Pré-sal |
| | Búzios | P-74 | Pré-sal |
| | Búzios | P-75 | Pré-sal |
| | Tartaruga Verde | Cidade de Campos dos Goytacazes | Pós-sal |
| 2019 | Berbigão | P-68 | Pré-sal |
| | Búzios | P-77 | Pré-sal |
| | Búzios | P-76 | Pré-sal |
| | Tupi | P-67 | Pré-sal |
| 2020 | Atapu | P-70 | Pré-sal |
| 2021 | Sépia | Carioca | Pré-sal |
| 2022 | Itapu | P-1 | Pré-sal |
| 2022 | Mero | Guanabara | Pré-sal |

Fonte: Petrobras (2015b; 2017b; 2019; 2020a; 2022).

Elaboração do autor.

Obs: 1. As plataformas flutuantes são do tipo FPSO, com exceção das plataformas P-61, no campo de Papa-terra, que é do tipo TLWP, e P-55 e P-56, do tipo semissubmersível.

2. A tabela inclui campos de petróleo vendidos pela Petrobras.

16 PRÉ-SAL: TECNOLOGIAS COM PRÊMIO MUNDIAL

As explorações de petróleo e gás em águas profundas e ultraprofundas foram, e ainda são, o principal motor de inovações na indústria de petróleo mundial. No Brasil, são desenvolvidas inovações para a produção de petróleo na área geológica do pré-sal, com campos localizados principalmente em águas ultraprofundas, um ambiente que aumenta os desafios a serem vencidos para as explorações e a produção de petróleo.

Como mencionado na seção 8, as tecnologias desenvolvidas e utilizadas pela Petrobras no pré-sal ganharam, em 2015, o Distinguished Achievement Award, o prêmio mais importante da indústria mundial do petróleo, atribuído pela Offshore Technology Conference (OTC), nos Estados Unidos. Foi a terceira premiação internacional recebida pela Petrobras. Em 2021, a companhia foi premiada pela quarta vez, em reconhecimento ao conjunto de inovações desenvolvidas para viabilizar a produção no campo de Búzios, no pré-sal da bacia de Santos, em elevadas profundidades abaixo do solo marinho, com alta pressão e baixas temperaturas. A Petrobras recebeu o prêmio da OTC pela primeira vez em 1992, como resultado dos desenvolvimentos tecnológicos que viabilizaram a produção de petróleo à profundidade então recorde de cerca de 700 m em águas marítimas, no campo de Marlim. A segunda premiação foi conquistada em 2001, pelos avanços tecnológicos no desenvolvimento do campo de Roncador, na bacia de Campos, que permitiram o início da produção de petróleo após apenas 27 meses da descoberta do campo, em profundidade de lâmina d'água de mais de 1.800 m. As tecnologias estão descritas no capítulo 6, seção 10.

As dez tecnologias premiadas em 2015 contribuíram para o desenvolvimento rápido da produção de petróleo do pré-sal e a conquista de sucessivos recordes de produção, que em julho de 2015 já alcançava 865 mil barris/dia, cinco anos após o início da produção comercial do primeiro campo, Tupi. As dez tecnologias premiadas, abordadas nas próximas subseções, são listadas a seguir:

- primeira boia de sustentação de *risers*;
- primeiro *riser* rígido em catenária composto por tubos com *liner*, instalados pelo método *reel lay*;
- mais profundo *riser* de aço em configuração *lazy wave* (*steel lazy wave riser* – SLWR);
- *riser* flexível instalado em maior profundidade, no campo de Tupi, em 2.200 m de lâmina d'água;
- primeira aplicação de *risers* flexíveis com sistema integrado de monitoramento dos arames de tração;
- recorde de profundidade de lâmina d'água, de 2.203m na perfuração de um poço submarino com a técnica de perfuração com lama pressurizada (*pressured mud cap drilling* – PMCD);
- primeiro uso intensivo de completação inteligente em águas profundas em poços-satélites;
- primeira separação de CO₂ em reservatório de petróleo associado ao gás natural em águas ultraprofundas (2.200 m), com injeção do CO₂;

- mais profundo poço submarino com injeção de gás com CO₂, em lâmina d'água de 2.200 m²; e
- primeiro uso do método WAG em águas ultraprofundas (2.220 m).⁸⁸

16.1 Boia de sustentação de *risers*

A forte movimentação do mar em águas profundas da bacia de Santos, com mais de 2 mil metros de profundidade, e as longas distâncias entre a plataforma e os poços de petróleo e gás no fundo do mar dificultam a instalação e a operação dos *risers* que elevam o petróleo e o gás natural do poço à plataforma. Os tubos rígidos, ou *risers* de aço, são mais resistentes que os dutos flexíveis, mas, devido ao elevado peso, podem se romper com o balanço das plataformas. A Petrobras enfrentava esse problema no início da década de 2010, quando precisava planejar e preparar a conexão dos poços nos campos em desenvolvimento de Tupi e Sapinhoá.

A extração de petróleo àquelas profundidades exigiu a adoção de uma solução especial. A opção foi adotar um recurso que já estava sendo estudado no Centro de Pesquisa da Petrobras (Cenpes), a boia de sustentação de *risers* (BSR), criada em 2004 para impedir a transferência dos movimentos das plataformas para os dutos submarinos. O Cenpes e a Petrobras já haviam desenvolvido e utilizado o primeiro protótipo da BSR no campo de Congro, na bacia de Campos. A BSR representou um novo conceito para a elevação do petróleo e do gás extraídos do poço até a plataforma de produção. A BSR viabiliza o uso, do poço até a boia, de tubos rígidos, e, da boia até a plataforma, de tubos flexíveis. Com investimentos de R\$ 56,8 milhões, a tecnologia foi adaptada para a extração no pré-sal.

A BSR é submergida a 240 m de profundidade e presa no fundo do mar por tendões de aço conectados a estacas de sucção fixadas no leito marinho. Funciona como elemento intermediário entre os *risers* rígidos em catenária (*steel catenary risers* – SCR) e as mangueiras flexíveis (*jumpers*), com a função de absorver os movimentos da plataforma flutuante. A partir da árvore de natal sobre o poço, o petróleo é transportado por linhas de produção, no leito marinho, que se interconectam com *risers* rígidos dispostos em catenária e sustentados pela boia e, dessa, passa para mangueiras flexíveis que chegam até a plataforma. A primeira instalação da boia foi no poço 7-LL-22D-RJS, no campo de Tupi, iniciada em 19 de abril de 2013, e terminada em 7 de fevereiro de 2014. Em 1^a de abril de 2014, foi concluída a instalação dos dutos rígidos de aço para a interligação dos três primeiros poços produtores de óleo na boia. O poço começou a produzir petróleo e gás em 9 de maio de 2014 (Iniciamos..., 2014).

88. Consulte-se o *site* da Petrobras sobre tecnologias pioneiras do pré-sal. Disponível em: <<https://presal.hotspotspetrobras.com.br/tecnologias-pioneiras/>>.

O equipamento representou uma convergência de várias tecnologias já provadas, como os SCR, boias e dutos flexíveis. As vantagens, além da separação dos movimentos dos *risers* e da plataforma, são, entre outras: i) antecipação da produção, pois 90% do sistema é instalado antes da chegada da plataforma de produção ao local; ii) redução de pesos *pull-in* e *pull-out* – procedimentos de conectar e desconectar linhas de fluxo e *risers* na plataforma; e iii) diminuição da fadiga dos *risers*, pois as mangueiras acima da boia absorvem os movimentos da plataforma. Os estudos do Cenpes mostraram que a boia podia comportar até 21 *risers* em águas ultraprofundas no campo de Roncador. A BSR foi escolhida pela Petrobras para ser usada nos campos de Tupi Nordeste e Sapinhoá, onde opera sob condições severas em águas profundas.

No primeiro trimestre de 2014, outra BSR entrou em operação no campo de Sapinhoá, no pré-sal da bacia de Santos, sustentando o trecho ascendente da tubulação de produção e interligando o poço 9-SPS-77A ao FPSO Cidade de São Paulo. A boia, que mede 40 m x 52 m e pesa 1.936 t, está ancorada por oito tendões de aço de 1.828 m cada, conectados a quatro estacas de sucção fixadas no leito marinho. Outra boia foi instalada no mesmo projeto e duas no projeto-piloto de Tupi Nordeste, no FPSO Cidade de Paraty. Cada boia sustenta 27 *risers* de aço, sendo dezoito de produção de petróleo e três de injeção de água, construídos com aço-carbono e revestidos externamente com polipropileno para proteção térmica e anticorrosiva do leito marinho, e internamente por ligas resistentes à corrosão devido aos contaminantes presentes no petróleo. Há ainda seis *risers* de injeção de gás. Cada *riser* rígido tem cerca de 4 km de extensão. As boias e as estacas foram fabricadas na China; os demais componentes do sistema, em diversos outros países; e o tubos de aço-carbono, no Brasil. A produção prevista das duas plataformas com as quatro boias é de 240 mil barris/dia de petróleo e 10 milhões de metros cúbicos de gás (Petrobras, 2015a; Boia..., 2014).

16.2 Primeiro *riser* rígido em catenária composto por tubos com *liner*, instalados pelo método *reel lay*

Foi a primeira utilização de um *riser* rígido não acoplado a uma plataforma de produção, com formato em catenária – curva formada sob a ação da gravidade por uma linha flexível, corda ou corrente apoiada ou amarrada em duas extremidades –, que sobe do poço até a BSR dos FPSOs Cidade de Paraty e Cidade de São Paulo. A aplicação, realizada em 2013, permitiu o uso de *riser* rígido em condições ambientais hostis em águas profundas, e a instalação por embarcação de lançamento de *risers* com o método de carretel (*reel lay*). Outro desenvolvimento foi o uso de tubo com material de aço-carbono com *liner* metálico resistente à corrosão (*lined clad pipe*).

16.3 Mais profundo *riser* rígido em configuração *lazy wave*

O sistema consiste na instalação de flutuadores conectados em *lazy wave*, que protegem os pontos de conexões do *riser* rígido, por meio de flutuadores ao longo de um dos seus trechos, e reduzem o esforço em seu topo, assim como diminuem as cargas e deflexões no contato com o solo marinho. A Petrobras instalou o mais profundo SLWR no FPSO Cidade de Ilhabela, ancorada no campo Sapinhoá Norte, em 2015, em águas de 2.140 m. É o primeiro sistema SLWR composto por tubos revestidos forrados metalurgicamente, e também o primeiro no mundo conectado a um FPSO com ancoragem distribuída (*spread mooring*, abordada no capítulo 6).

16.4 *Riser* flexível instalado em maior profundidade, em 2.200 m de lâmina d'água no pré-sal

Como foi analisado na subseção 7.15 do capítulo 6, a Petrobras contribuiu para o desenvolvimento de *risers* flexíveis quando realizou diversos experimentos sobre seu uso em novas condições no mar e em águas cada vez mais profundas. Os dutos flexíveis conduzem os hidrocarbonetos contendo contaminantes corrosivos, especialmente CO₂ e H₂S, em águas de 2.200 m de profundidade no campo de Tupi, no pré-sal da bacia de Santos. São tubos com diversas camadas, em materiais metálicos e poliméricos, que resistem aos fluidos corrosivos contidos no petróleo e no gás encontrado nas águas profundas do pré-sal, em ambiente com elevada pressão. Além dos *risers* de produção, que elevam o petróleo e o gás dos poços às plataformas, há os *risers* de injeção de água e de injeção de gás, para manter elevada a pressão dos reservatórios, e, assim, aumentar a produção; os *risers* de serviço *gas/lift*,⁸⁹ e os *risers* de exportação.

16.5 Primeira aplicação de *risers* flexíveis com sistema integrado de monitoramento dos arames de tração

A inovação de engenheiros do Cenpes em parceria com a Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (PUC-Rio) permite monitorar os *risers* flexíveis em tempo real durante a extração de hidrocarbonetos. Os movimentos das ondas e das correntes marinhas causam desgastes na estrutura do *riser*, podendo provocar danos e interromper a extração de petróleo. Entre as cerca de oito camadas plásticas e metálicas que compõem os *risers*, encontram-se as camadas denominadas armaduras de tração, compostas de arames de aço, que suportam a tração provocada pelos movimentos do mar, proporcionando sustentação ao *riser*. Com o eventual desgaste dos arames, podem ocorrer rachaduras. A inovação consistiu no desenvolvimento de um avançado sistema de sensores de fibras óticas, instalados

89. É o método de elevação artificial de petróleo e gás no poço, que utiliza a energia contida em gás comprimido para elevar os fluidos extraídos até a superfície (Fernández, Pedrosa Junior e Pinho, 2018).

ao lado dos arames que formam a camada da armadura de tração mais externa, em seções dos *risers* perto dos conectores com a plataforma, possibilitando o monitoramento dos arames em tempo real. A técnica, denominada monitoramento óptico direto nos arames, é a primeira aplicação do tipo em dutos flexíveis, e detecta deformações nos arames por meio de emissão de luz pelo sensor da fibra óptica, instalado ao lado dos arames, permitindo antecipar danos maiores que podem ocorrer ao longo dos *risers*, garantindo maior previsibilidade em possíveis pontos de ruptura. Os sinais emitidos pelos sensores são captados na sala de controle da plataforma e enviados para uma equipe em terra responsável pela integridade dos dutos. Em 2010, a inovação foi implantada em projeto-piloto em várias plataformas da bacia de Campos, preparando o caminho para a qualificação de técnicos da Petrobras, para a realização de trabalhos permanentes de monitoramento nos *risers*, com o uso da nova técnica. Em sistema definitivo, foi instalado nos campos de Tupi e Sapinhoá, em 2015 (Petrobras, 2015a).

16.6 Recorde de profundidade de lâmina d'água, de 2.203m, na perfuração de um poço submarino com a técnica de PMCD

A Petrobras estabeleceu um recorde com a perfuração do poço mais profundo por meio da técnica de PMCD, em águas de 2.103 m, no campo de Tupi, em 2014. A técnica é utilizada em poços em que ocorre elevada perda de circulação, isto é, a infiltração do fluido ou lama de perfuração em fraturas nas rochas que estão sendo perfuradas, muito frequentes em reservatórios do pré-sal, devido a partes muito porosas das rochas onde se encontram depositados o petróleo e o gás natural.

A técnica PMCD é uma variação da técnica de pressão controlada de perfuração (*managed pressurized drilling* – MPD), que permite perfurar poços altamente fraturados e reduzir os riscos ao se trabalhar com os problemas ocasionados por essas fraturas, por meio do controle da pressão anular do poço, baseando-se nos limites de segurança estabelecidos para a operação (Setiawan *et al.*, 2013 *apud* Araujo *et al.*, 2019). Em perfurações de poços com essas características, é necessário controlar a pressão na região do anular (espaço entre o tubo de produção e o revestimento das paredes do poço), uma vez que o desequilíbrio entre as pressões de fundo do poço, de poros das rochas e das fraturas do reservatório pode acarretar a migração do fluido de perfuração para o reservatório, e aumentar as fraturas já existentes. O contrário pode ocorrer: se a pressão da formação rochosa é maior que a pressão de fundo, os fluidos nativos do reservatório podem invadir o poço (*kick*), podendo provocar um *blowout* (Nygaard, 2006 *apud* Araujo *et al.*, 2019). A técnica PMCD permite, portanto, controlar perdas extremas de circulação e *kicks*, em comparação com as técnicas convencionais. O PMCD se dá por meio da injeção de um fluido viscoso na região anular do poço e de água na coluna de perfuração. O fluido, ou lama, impede a migração do influxo invasor, retornando-o

para a formação rochosa. Sem retornos para a superfície, podem-se perfurar poços antes inviáveis (Araujo *et al.*, 2019; Dipura, Ardiyaprana e Putra, 2018).

16.7 Primeiro uso intensivo de completação inteligente em águas profundas e ultraprofundas, em poços-satélites com potencial de incrustação de carbonato de sódio

A completação inteligente representa uma técnica inovadora para o aumento da extração de hidrocarbonetos, empregada pela primeira vez no mundo em 1997. Em campos de petróleo em águas ultraprofundas, não se produz petróleo nas zonas secundárias do reservatório, em decorrência do baixo retorno econômico. O uso da completação inteligente supera essa barreira, pois permite melhorar a recuperação dos hidrocarbonetos do poço. O sistema possibilita abrir todas as zonas alcançadas por um poço ao longo da formação rochosa que contém petróleo e escolher, no decorrer da produção, qual ficará fechada, qual produzirá com alta vazão e qual terá a sua vazão reduzida. Durante a produção, o engenheiro do reservatório, por meio de sensores e válvulas de controle, tem conhecimento da pressão, da temperatura e da vazão de cada zona. Desse modo, pode monitorar e controlar, em tempo real, a extração de hidrocarbonetos a partir de múltiplas zonas de uma única perfuração ou de ramificações de um poço multilateral, com capacidade de realizar ajustes individuais da produção das diversas zonas alcançadas por um poço. O sistema permite conduzir a produção a grandes distâncias entre o poço e a plataforma de produção, acompanhar os fluxos de água e gás que possam estar junto com o petróleo, controlar os fluxos de água e gás de poços injetores, e outras funções para o aumento da produtividade do reservatório (Smil, 2008, cap. 4).

Até o recebimento do prêmio da OTC, em 2015, a Petrobras já havia instalado a tecnologia de completação inteligente em 22 poços de petróleo. A tecnologia também é utilizada em águas ultraprofundas em algumas partes do mundo, porém foi a primeira vez que foi utilizada em poços com potencial de incrustação de carbonato de sódio, e com a elaboração de procedimentos específicos para a manutenção. Para aumentar o volume de produção com custos menores, projetos de poços com completação inteligente têm sido desenvolvidos especificamente para aplicação no pré-sal brasileiro, a exemplo do projeto de completação inteligente de poço aberto em três zonas com hidráulica direta (PACI-3Z-HD) e do projeto de completação inteligente elétrica de poço aberto (PACI-e). Ambos miram a redução de custos, a maximização da produção, a maior confiabilidade da produção e o aumento do fator de recuperação dos reservatórios.

16.8 Separação de CO₂ em plataformas em águas ultraprofundas

O gás do pré-sal apresenta partes variáveis de CO₂, dependendo do reservatório. No campo de Tupi, os teores de CO₂ no gás variam de 8% a 25%; na

antiga jazida de Iracema (Cernambi) que faz parte do mesmo campo, o teor de CO₂ no gás é menor que 1%. A Petrobras adotou de forma pioneira a separação do CO₂ associado ao gás natural em águas profundas, para a injeção nos reservatórios de petróleo, onde atua como solvente e aumenta a produção de petróleo. A injeção de CO₂ também evita a emissão de poluentes na atmosfera. O projeto foi adotado primeiramente no campo de Tupi, no FPSO Cidade de Angra dos Reis, dentre outros FPSOs que também realizam a separação. A separação do CO₂ do gás é feita na plataforma de produção por meio de um sistema de filtragem por membranas que permite a separação de uma larga faixa de teores de CO₂ no gás produzido (Petrobras, 2015a; ANP, 2020b).

16.9 Poço submarino mais profundo com injeção de gás com CO₂

O CO₂ extraído junto com o óleo e o gás natural é separado na plataforma de produção para ser reinjetado nos reservatórios, constituindo um dos métodos de recuperação avançada de petróleo. O processo evita ainda a emissão de gases de efeito estufa na atmosfera. O CO₂ injetado provoca o deslocamento de maior volume de óleo em direção ao poço, aumentando a extração de petróleo. Devido principalmente à alta pressão nos reservatórios do pré-sal, o gás injetado é miscível com o óleo, o que favorece o deslocamento e o aumento da recuperação. Outro método consiste na injeção alternada de água e CO₂, ou de água, gás natural e CO₂ nos reservatórios, que resulta em maior quantidade de petróleo produzido. Na separação do CO₂ do gás natural, uma parcela de moléculas de hidrocarbonetos do gás natural de tamanho similar, como metano e etano, também passa pelas membranas, incorporando-se à corrente de CO₂ separada e reinjetada. Assim, a injeção de CO₂ no reservatório carrega uma parcela de gás natural (ANP, 2020b). De 2008 até o primeiro semestre de 2021, a Petrobras reinjetou 25,7 milhões de toneladas de CO₂ nos poços de petróleo. A quantidade reinjetada vem crescendo nos últimos anos: 2,8 milhões de toneladas, em 2018; 4,6 milhões de toneladas, em 2019; e 7,0 milhões de toneladas, em 2020. No primeiro semestre de 2021 foram reinjetados 4,3 milhões de toneladas de CO₂. O poço mais profundo em que a Petrobras realizou a injeção foi no campo de Tupi, em águas a 2.220 m de profundidade.⁹⁰

16.10 Primeiro uso de método alternado de injeção de água e gás (WAG) em águas ultraprofundas (2.220 m)

A água do mar injetada nos reservatórios de petróleo e gás para a recuperação secundária de campos marítimos é previamente tratada, com baixo teor de sólidos, sem oxigênio, sem bactérias e, dependendo do tipo de rocha do reservatório, é

90. *Petrobras: desempenho no segundo trimestre de 2021*. Disponível em: <<https://api.mziq.com/mzfilemanager/v2/d/25fd098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/c5938a6b-28eb-28c0-7558-d6676c49e623?origin=1>>.

também “sem sulfato, para evitar a formação de incrustações salinas nos poços e a acidulação biogênica (“*souring*” (ANP, 2020b, p. 10). Outro método de recuperação, a injeção de gás, também auxilia na manutenção da pressão, assim como a WAG e a injeção de gases miscíveis, como o CO₂.

A alta pressão nos reservatórios do pré-sal faz com que o gás injetado seja miscível com o óleo, favorecendo o deslocamento do óleo no reservatório e a maior recuperação devido aos seguintes mecanismos: i) manutenção da pressão do reservatório; ii) solubilização e inchamento do óleo; iii) redução da viscosidade do óleo; iv) redução das tensões interfaciais, favorecendo a eficiência de deslocamento; e v) diminuição da saturação de óleo residual. Como as rochas são porosas, a passagem da água nesse meio deixa uma parte de óleo nas rochas, usualmente entre 20% e 40%; contudo, a passagem do gás miscível com o óleo – ou a mistura de gás e CO₂ – não deixa óleo retido (ANP, 2020b).

A Petrobras utilizou de forma pioneira a tecnologia WAG em águas ultra-profundas para aumentar o fator de recuperação de petróleo, isto é, o percentual que se consegue extrair do total original de petróleo e gás contido no reservatório. A primeira vez que ocorreu a alternância de gás e água em áreas marinhas ultraprofundas foi no sistema-piloto do campo de Tupi, em 2013, por meio do FPSO Angra dos Reis. Até então, essa técnica vinha sendo utilizada na produção mundial somente em campos maduros, na camada pós-sal.

17 TECNOLOGIAS RECENTES PARA O PRÉ-SAL

Esta seção apresenta os programas mais recentes da Petrobras voltados ao desenvolvimento de tecnologias inovadoras para a produção no pré-sal. Consistem em iniciativas para a continuação das explorações e do desenvolvimento dos campos do pré-sal, com foco na diminuição dos custos de exploração e de produção e em aumentos da produtividade dos campos.

Como resultado de avanços tecnológicos nas últimas duas décadas, os custos de extração de petróleo da Petrobras têm caído em todos os ambientes de E&P *offshore*. No final de 2022, os custos de extração por barril boe, sem as despesas com o afretamento de plataformas de produção, foram de US\$ 18,8 em terra e águas rasas, US\$ 11,9 em águas profundas, e US\$ 3,9 no pré-sal. Nesse último caso, o baixo custo é resultado da alta produtividade dos poços do pré-sal. Também na área de levantamentos sísmicos, o uso de tecnologias avançadas de monitoramento e caracterização de reservatórios – como as técnicas 3D *nodes*, 4D *nodes*, e *streamer* 3D e 4D – vem acelerando a etapa de desenvolvimento da produção nos campos de Sapinhoá, Parque das Baleias, Marlim e Albacora.⁹¹

91. Disponível em: <<https://api.mziq.com/mzfilemanager/v2/d/d/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/c5938a6b-28eb-28c0-7558-d6676c49e623?origin=1>>.

A gestão tecnológica da Petrobras é realizada por meio do Sistema de Gestão de Investimentos em Tecnologia (Sigitec). Seguindo a tradição da Petrobras de lançar parcerias com empresas e centros de pesquisa, a fim de buscar soluções para desafios tecnológicos, a companhia lançou o programa Conexões para Inovação. O programa visa intensificar a cooperação com empresas de todos os portes, com instituições científicas e tecnológicas e com pesquisadores empreendedores com o fim de gerar valor para a companhia. Para ampliar as formas de cooperação e oportunidades, as seguintes modalidades foram criadas na companhia: i) módulo *Startups*, pelo qual a Petrobras busca soluções em tecnologias digitais, robótica, eficiência energética, catalisadores, corrosão, redução de carbono, modelagem geológica, tecnologias de inspeção, tratamento de água e outras áreas; ii) módulo Parcerias Tecnológicas, para a realização de parcerias de PD&I com universidades, empresas e instituições de ciência e tecnologia, no Brasil e no exterior; iii) módulo Transferências Tecnológicas, em que cede tecnologias para terceiros utilizarem em seus produtos, processos, aplicações, materiais e serviços, por meio de editais; iv) módulo Testes de Soluções, pelo qual a Petrobras busca soluções já validadas ou em fase de validação no mercado para resolver necessidades tecnológicas; e v) Painel de Desafios, em que a Petrobras busca produtos e serviços inovadores, em modo contínuo, independentemente de editais, com a aceitação de propostas de *startups* e outras empresas inovadoras que possam contribuir para a criação de valor na companhia.⁹²

Cerca de 25,2% do PD&I da Petrobras, em 2020, incluíam tecnologias digitais como *big data*, computação de alto desempenho e inteligência artificial, a fim de apoiar o desenvolvimento dos negócios da companhia.

No módulo Parcerias Tecnológicas, as empresas e as instituições de ciência e tecnologia (ICTs) submetem propostas relativas a temas de interesse tecnológico da Petrobras. Para apoiar a seleção de novas parcerias, a Petrobras se pauta pelo ambiente de competitividade, com o objetivo de transformar os desafios tecnológicos em oportunidades de inovação. Alguns exemplos de oportunidades de parceria para desenvolvimentos que foram cadastradas no Sigitec, em 2021, consistiam das seguintes inovações: i) sistema de monitoramento para transformadores elétricos a seco; ii) monitoramento de tração de topo do *riser* flexível; e iii) guindaste semiautônomo seguro e tecnologias afins.

No módulo *Startups*, a Petrobras estava investindo, em 2021, no desenvolvimento de soluções tecnológicas nas áreas de tecnologias digitais, robótica, eficiência energética, corrosão, redução de carbono, modelagem geológica e tecnologias de inspeção, propostas pelas empresas selecionadas.

92. Para mais informações sobre o Sigitec e o Conexões para Inovação, ver: <<https://tecnologia.petrobras.com.br/conexoes-para-inovacao.html>>; e <<https://tecnologia.petrobras.com.br/modulo-parcerias-tecnologicas.html>>.

Para acelerar a produção de petróleo e gás, a Petrobras desenvolveu o programa PROD1000, que tem como objetivo chegar à média de 1 mil dias entre a descoberta do campo e o início da produção no pré-sal, ante a média atual de 3 mil dias. O PROD1000 poderá ser combinado com o programa EXP100, que tem a complexa ambição de aumentar a chance de descoberta de petróleo para 100% na perfuração de poços exploratórios, reduzindo riscos e custos do projeto e agilizando o desenvolvimento da produção. O programa intenciona prever melhor as propriedades geológicas de uma área, “por meio do uso de uma plataforma integrada de dados de *upstream* com capacidade de computação de alto desempenho, que permite aplicação de algoritmos mais complexos no processamento de grandes volumes de dados” (Petrobras, 2019, p. 52). O resultado pretendido é o aumento da eficiência do capital aplicado nas explorações e na produção, com o início mais precoce da fase de desenvolvimento da produção.

Na atividade de perfuração de poços, novas tecnologias e aprimoramentos nos procedimentos derivados da experiência permitiram diminuir o tempo de perfuração e a conclusão de poços na área do pré-sal da bacia de Santos em 64%, em 2020, em relação a 2010. Em 2020, a Petrobras trabalhou, em média, 117 dias para perfurar e completar um poço do pré-sal na bacia de Santos. O Programa de Eficiência de Poços (PEP70), lançado em 2019, é voltado a reduzir ainda mais os custos de construção de poços, diminuindo o tempo de perfuração e conclusão em 30%, por meio de configurações de poços, agilização das operações e adoção de novas tecnologias.

Na redução dos custos de construção de poços, o principal fator é a redução do tempo gasto na construção, que diminui os gastos com a taxa diária de afretamento da plataforma de perfuração, com apoio logístico por meio de barcos de apoio, com helicópteros para o transporte de materiais e pessoal, e com os custos dos materiais de perfuração e completação. Para diminuir o tempo de perfuração, a Petrobras desenvolveu a tecnologia para poços do pós-sal *true one trip ultra slender* (Totus), que gera economia de US\$ 30 milhões por poço perfurado, e ajuda a revitalizar os campos maduros de pós-sal. O primeiro poço do pós-sal construído com a aplicação do conceito Totus permitiu à Petrobras concluir em metade do tempo, em julho de 2020, a construção de um poço submarino (7-GLF-49H-ESS), no campo de Golfinho, na bacia do Espírito Santo, a 100 km de Vitória. A tecnologia simplifica a perfuração e a completação, reduzindo o tempo dedicado a estas etapas, a partir de otimizações e inovações aplicadas nas fases de projeto e planejamento. O poço foi concluído em 44 dias, menos da metade da média histórica do campo, de 96 dias, resultando em redução de custo de aproximadamente 50%, equivalentes a US\$ 30 milhões. O conceito Totus, desenvolvido e patenteado pela Petrobras, é parte do esforço da companhia na busca por soluções tecnológicas para a redução de custos. O conceito consiste na perfuração do poço em apenas três fases

e instalar toda a completação de uma única vez (*true one trip*), diferentemente das configurações tradicionais, com quatro ou cinco fases de perfuração e duas ou mais manobras para instalar a completação. O Totus poderá ser utilizado em campos maduros do pós-sal, onde as características geológicas e de reservatório favorecem sua aplicação (Cunha, 2020; Miranda e Priandi, 2020).

Alguns reservatórios de petróleo em águas profundas contêm alta relação gás-óleo (GOR) e elevado teor de CO₂, que, junto com a grande produtividade de poços do pré-sal, exige a instalação de pesados equipamentos para o processamento de gás, que diminuem as capacidades de processamento e armazenamento de petróleo. No processo de separação do CO₂ do petróleo, a Petrobras desenvolveu e patenteou a tecnologia Hisep, que consiste na separação, como um fluido denso, do CO₂ existente no petróleo, por meio de equipamentos instalados no fundo do mar, para ser reinjetado nas rochas-reservatório. Isso resulta em menor volume de gás processado na plataforma de produção, permitindo o aumento da capacidade de processamento de óleo. Novas gerações de FPSOs poderão ser desenvolvidas, mais adequadas para áreas com GOR elevada e altos teores de CO₂, proporcionando melhoras nas capacidades dos sistemas de processamento submarino e de superfície (Passarelli *et al.*, 2019). Segundo a Petrobras (2020a, p. 79):

O Hisep poderá ser qualificado em 2025, no campo de Mero 3, por meio da construção, instalação e execução de testes em um protótipo em escala real submarina, com o suporte da cota de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação do Consórcio de Libra. A inovação tecnológica poderá viabilizar o projeto-piloto de desenvolvimento da produção do campo de Júpiter, que tem 78% de CO₂ no gás, bem como outros projetos com fluidos de razão gás-óleo e teor de CO₂ elevados, abrindo uma nova fronteira exploratória e de desenvolvimento da produção em águas profundas e ultraprofundas da Petrobras.⁹³

Os sistemas de separação de CO₂ por membranas apresentam alta seletividade na separação do contaminante, mas parcelas de hidrocarbonetos, cujas moléculas são de tamanho similar, como o metano e o etano, também passam pelas membranas, incorporando-se ao CO₂ separado e reinjetado. Um esforço tecnológico das equipes do Núcleo Experimental de Atalaia (Neat), no Cenpes de Aracaju, estado de Sergipe, visa à obtenção de novas tecnologias na área de membranas, de forma a aumentar a seletividade para o CO₂ (Touma *et al.*, 2019 *apud* ANP, 2020b, p. 9). A nova tecnologia, chamada *carbon molecular sieves* (CMS), que estava prevista para estar pronta em 2021, além de maior seletividade para o CO₂, poderá também separar o H₂S e vapores de água; isso simplificaria as plantas de processamento de gás nas plataformas no pré-sal e permitiria operações de produção de petróleo com altas concentrações de CO₂ (ANP, 2020b, p. 10).

93. Ver também ANP (2020b, p. 13). E ainda: *Petrobras conclui testes e constata excelentes resultados no campo Júpiter no pré-sal da bacia de Santos*, disponível em: <<https://clickpetroleoegas.com.br/petrobras-conclui-testes-e-constata-excelentes-resultados-no-campo-jupiter-no-pre-sal-da-bacia-de-santos/>>.

Para a redução de custos em operações de transferência de óleo entre plataformas, a ferramenta TUG, de integração de informações de *offloading*, criada e desenvolvida pela Petrobras, é resultado do programa *Startups* Internas, que incentiva o desenvolvimento de inovações tecnológicas por equipes de técnicos da companhia. Iniciado em 2020, o programa já possibilitou a criação de 22 *startups* internas, que estão atualmente em fase de aceleração. A TUG integra as informações relevantes para que a operação de transferência do óleo acumulado na plataforma de produção para o navio aliviador não ocorra em tempo acima do planejado. A redução de custos agrega valor ao processo e maximiza recursos. Variáveis visualizadas determinam o momento mais adequado para o alívio do óleo nas plataformas e disponibiliza funcionalidades de previsão meteoceanográficas, algoritmo que calcula a probabilidade de necessidade de uso de rebocador (em inglês, *tug*). A ferramenta TUG informa quando a plataforma atinge a capacidade máxima de armazenamento de óleo, evitando que a produção seja restringida por se aproximar do limite de armazenamento, reduzindo assim o risco de perdas. Informações relacionadas à produção, à programação dos navios aliviadores e às embarcações auxiliares são outras atribuições acessadas por meio do sistema. Atualmente, a TUG é utilizada nas operações realizadas pela Petrobras por meio de navio aliviador (Reduzimos..., 2021).

Na área de inteligência artificial, será desenvolvido, na construção da plataforma de produção P-80, para o campo de Búzios, o gêmeo digital da unidade (*digital twin*). A inovação consiste na reprodução digital de uma unidade virtual idêntica à plataforma física, e permitirá diversas simulações remotas e testes operacionais virtuais, antecipando os cenários de operação de forma mais segura (Petrobras..., 2022b).

Outras tecnologias, ainda em desenvolvimento pelo Cenpes para aplicação futura, são citadas a seguir.⁹⁴

- 1) Nova geração de equipamentos de processo: os separadores de óleo, gás e água serão muito menores, graças a tecnologias como membranas cerâmicas e micro-ondas. Mais compactos, poderão ser instalados em plataformas ou no solo marinho. Serão controlados por sensores.
- 2) Nanomateriais: serão utilizados para melhorar o desempenho de materiais e equipamentos submarinos. Poderão ser empregados na reconstituição instantânea de revestimentos em caso de pequenos danos, o que evitará a paralisação da produção para reparos.

94. Informações disponíveis em: <<https://petrobras.com.br/infograficos/tecnologia-e-inovacao/tecnologias-do-futuro/index.html>>.

- 3) Nanopartículas: quando injetadas nos reservatórios de petróleo, nanopartículas poderão facilitar a drenagem de petróleo contido nas rochas, com aumento da produção.
- 4) Veículos autônomos submarinos: estão sendo testados robôs sem cabeamento para monitorar continuamente operações no ambiente marinho. Terão sensores e serão controlados em salas de visualização em terra.
- 5) Distribuição de energia submarina: esses sistemas alimentarão os equipamentos no leito marinho, transmitindo energia para grandes distâncias. A inovação permitirá o escoamento totalmente submarino da produção para a terra, sem necessidade de plataformas de produção de petróleo.
- 6) Perfuração sem *risers*: na perfuração de rochas, são usados *risers* rígidos. Por eles, descem fluidos que auxiliam a perfuração e sobem os cascalhos desprendidos das rochas. Como a montagem e a desmontagem são processos demorados, o Cenpes estuda tecnologias de perfuração sem *risers*. A movimentação de fluidos e cascalhos seria realizada por um par de dutos flexíveis, ligados a uma bomba submarina, gerando redução de custos e economia de tempo.

A agenda de P&D apresentada nesta seção para a E&P no pré-sal representa o início de novo ciclo de desenvolvimento tecnológico e produtivo, tanto diretamente para o setor de petróleo, quanto para as áreas científicas, industriais, de prestação de serviços e de logística que participam dos empreendimentos de exploração de petróleo na plataforma marítima brasileira.

18 AS NOVAS REFORMAS NAS POLÍTICAS PARA O PETRÓLEO

Esta seção apresenta os fundamentos para as mudanças executadas no setor de petróleo, desde 2016, além das reformas implementadas na política de CL, discutidas no capítulo 8. No setor de gás natural, as reformas em andamento são analisadas no capítulo 11.

Os desequilíbrios fiscais e as taxas de inflação no Brasil pioraram rapidamente a partir de 2014. Também as condições gerais da indústria de petróleo se agravaram, em razão da forte redução nos preços internacionais, a partir do segundo semestre de 2014. Para restaurar a competitividade internacional do setor e a capacidade de atrair investimentos externos, o novo governo que substituiu, em maio de 2016, a presidente afastada em processo de *impeachment*, passou a tomar uma série de medidas para a modernização da legislação do petróleo e sua substituição por regras mais competitivas. No mesmo ano de 2016, foi criado um GT

pelo CNPE para propor diretrizes gerais para as atividades de E&P de petróleo e gás natural.⁹⁵ Buscava-se reduzir as interferências do governo no setor, melhorar o ambiente de negócios e incentivar a retomada dos investimentos no setor.

Como resultado, foi editada, em 8 de junho de 2017, a Resolução CNPE nº 17, que propôs a atualização da política para a E&P de petróleo e gás natural. A medida marcou uma reviravolta em relação às políticas de explorações de petróleo adotadas no período de intervenções (2005-2016), quando, além das políticas de maior controle estatal sobre o setor – aprofundamento das exigências de CL, Lei de Partilha, a Petrobras como operadora única no pré-sal, controle dos preços dos combustíveis –, ocorreu também lentidão na realização de leilões de áreas após as descobertas no pré-sal, em 2006. A primeira licitação no pré-sal somente foi realizada em 2013, na área de Libra, sete anos após a descoberta de petróleo naquela área geológica. Além disso, não houve leilões de áreas no regime de concessão durante quatro anos (2009-2012). As autoridades do setor de petróleo em Brasília, assim como alguns políticos no Congresso Nacional, não enxergavam a substituição, que já se iniciara, do petróleo por energias renováveis. Sua visão continuava presa à ideia de que o petróleo era uma fonte de energia cujas reservas deveriam ser guardadas para explorações futuras, e exploradas principalmente pela Petrobras. Somando-se a isso a legislação impositiva de altos CLs, o resultado foi a perda de parte da produção de petróleo e gás natural que poderia ter sido obtida na década de 2010. Também se desperdiçou a oportunidade de criar mais empregos, atingir maior produção industrial de equipamentos submarinos e aumentar a arrecadação de *royalties* e demais impostos.

A Resolução CNPE nº 17/2017 estabeleceu como política de E&P de petróleo e gás natural do Brasil a intensificação das atividades exploratórias, a maior recuperação do petróleo e gás dos reservatórios e a quantificação do potencial petrolífero nacional, com vistas à ampliação da monetização das reservas existentes no país, ou seja, o maior aproveitamento comercial das reservas. Para a garantia da implementação da política, foram adotadas algumas diretrizes, que seriam a base para a execução de medidas a serem adotadas pelos órgãos responsáveis pela implementação. Entre as diretrizes, encontram-se (Brasil, 2017, art. 1º, § 1º):

- garantir a continuidade das atividades exploratórias por meio de um plano plurianual de oferta de áreas, adequando-se os parâmetros licitatórios aos cenários nacional e global da indústria à época da definição dos blocos;
- fomentar, em bases econômicas, o aumento da participação da produção doméstica de gás natural no atendimento ao mercado brasileiro, inclusive pela redução da queima de gás natural nas atividades de E&P;

95. O GT foi criado pela Resolução CNPE nº 6, de 2 de agosto de 2016.

- fomentar o desenvolvimento tecnológico, estimulando a criação e a adoção de novas tecnologias de investigação e de recuperação de petróleo e gás;
- estimular a modernização, a desburocratização, a simplificação e a agilidade regulatória, visando ao aumento da atratividade do país e à melhoria na eficiência dos processos;
- promover a previsibilidade quanto ao licenciamento ambiental dos empreendimentos petrolíferos, por meio do estabelecimento de diálogo entre os atores governamentais e setoriais;
- adequar os mecanismos de contratação para as áreas que apresentem maiores riscos geológico, tecnológico, logístico ou econômico, com vistas à atração de investimentos;
- incentivar maior pluralidade de atores da indústria, visando ampliar a competitividade no segmento de E&P de petróleo e gás natural; e
- incentivar a nomeação de áreas pelos agentes econômicos, visando atrair investimentos e ampliar os estudos geológicos e geofísicos nas bacias sedimentares brasileiras.

As ações que se seguiriam para o cumprimento das diretrizes representaram a mais importante modernização na legislação e na execução das políticas para o petróleo, desde a eliminação do monopólio da Petrobras, em 1995. Antes da adoção das medidas em 2017, foi aprovado PL no Congresso Nacional que retirou a obrigatoriedade de a Petrobras ser a única operadora nas áreas exploratórias do pré-sal.⁹⁶ Porém, para ser aprovada pelos partidos políticos contrários à mudança, a lei que eliminou a obrigatoriedade ainda concedeu vantagem à Petrobras nas licitações, ao lhe facultar o direito, antes da realização do leilão, de escolher as áreas ou os blocos nas licitações em que atuará como operadora. Com o direito de preferência de ser operadora, a Petrobras continua com vantagem em relação aos demais concorrentes nas licitações, como já foi analisado na seção 10. O benefício à Petrobras impede licitações em igualdade de condições competitivas para todas as empresas interessadas nas explorações de petróleo, e diminui as possibilidades de ofertas, pelas demais petroleiras que poderiam participar, de maior percentual de excedente em óleo para a União. Além disso, dá à Petrobras vantagem de que ela não necessita, na condição de maior operadora de campos de petróleo em águas ultraprofundas no mundo e maior conhecedora das condições geológicas e ambientais nas águas profundas do mar no Brasil.

96. Aprovação, pelo Congresso Nacional, da Lei nº 13.365, de 29 de novembro de 2016, com base em PL do senador José Serra, que alterou a Lei de Partilha (Lei nº 12.351/2010). A lei foi regulamentada pelo Decreto nº 9.041/2017.

A política de exigência de elevado CL adotada em 2005-2016, que dificultou investimentos em campos de petróleo, especialmente na etapa de desenvolvimento da produção, foi confrontada, em 2015 e 2016, com o fato de que, no mundo inteiro, as nações oferecem incentivos e estão abrindo novas áreas exploratórias para atrair investimentos das empresas petroleiras. Diante, portanto, da necessidade de melhorar o ambiente competitivo no Brasil, a política de CL foi simplificada, com menores exigências de percentuais de CL, como examinado no capítulo 8. A nova política de CL foi colocada em prática em 27 de setembro de 2017, no leilão de concessão da 14ª rodada de blocos exploratórios, cujos resultados melhoraram substancialmente (tabela 4, capítulo 8), e na terceira rodada do regime de partilha, em 27 de outubro do mesmo ano.⁹⁷ Os percentuais de CL nas explorações no mar deixaram de ser definidos para dezenas de itens e subitens – como era a exigência até 2016 – e foram reduzidos para somente quatro percentuais, isto é, para a fase de explorações no mar, para a construção de plataformas de produção, para a construção de poços e para o sistema de coleta e escoamento da produção.

Para a fase de explorações no mar, foi definido percentual mínimo único global de 18%, que substituiu os percentuais anteriores para dezesseis itens e subitens, cuja média simples de exigência de CL era de 37%.⁹⁸ Na etapa de desenvolvimento da produção no mar, foram definidos os seguintes percentuais mínimos de CL:

- 25% na construção de poços, em substituição aos percentuais estipulados para quinze itens e subitens da política prevalecente até 2016, cuja média simples era muito superior, alcançando 52%;
- 40% no sistema de coleta e escoamento da produção, substituindo os percentuais antes definidos para dez itens, cuja média simples era de 58%; e
- 25% na construção de plataformas de produção, em lugar da média simples de 65% anteriormente determinada para cerca de quarenta equipamentos e serviços (itens e subitens) somente nas plataformas.

A adoção de percentual único de CL geral para a fase de explorações e de apenas três percentuais para os três macrosssegmentos da etapa de desenvolvimento da produção significa que as empresas petroleiras passaram a ter mais flexibilidade para comprovar o CL de bens e serviços adquiridos para as fases de exploração e desenvolvimento.

97. Resolução CNPE nº 7, de 11 de abril de 2017. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/conselhos-e-comites/cnpe/resolucoes-do-cnpe/arquivos/2017/resolucao_cnpe-7-cnpe_conteudo_local.pdf>.

98. Observe-se que as médias informadas não são as mesmas utilizadas nas comprovações de CL das petroleiras apresentadas à ANP, que não adota a média simples, mas a média ponderada dos itens e dos subitens para o cálculo do CL global.

Outra diretriz da nova política de E&P de petróleo e gás natural foi a adoção de planos plurianuais na oferta de áreas para exploração, com duração de até cinco anos. Foi iniciada em 2017, mediante a divulgação antecipada dos leilões de 2018 e 2019, com três leilões por ano: um de concessão, um de partilha e um de campos marginais.⁹⁹ No regime de concessão, a ANP foi autorizada a realizar a 15ª rodada de licitações de blocos, em 2018, e a 16ª rodada, em 2019. A divulgação antecipada dos leilões tinha por objetivo permitir aos agentes econômicos planejarem-se para as próximas rodadas.

As diretrizes para o planejamento plurianual de licitações de áreas para exploração de petróleo e gás natural para o biênio 2020-2021 foram estabelecidas na Resolução CNPE nº 10, de 30 de agosto de 2018, que autorizou a ANP a realizar a 17ª e a 18ª rodadas de licitações de blocos, na modalidade de concessão, em 2020 e 2021, respectivamente (tabela 8, capítulo 4). A 17ª rodada foi qualificada como prioridade nacional, no âmbito do Programa de Parcerias de Investimentos da Presidência da República.¹⁰⁰ Contudo, com a ocorrência da pandemia de covid-19, a ANP suspendeu as atividades relacionadas com a publicação do pré-edital e da minuta de contrato da 17ª rodada.¹⁰¹ Em 2020, a Resolução CNPE nº 7, de 18 de agosto de 2020, modificou a Resolução nº 10/2018 para autorizar a ANP a realizar a 17ª e a 18ª rodadas de licitações de blocos, em 2021 e 2022, respectivamente. A 18ª rodada não foi realizada em 2022.

Adicionalmente, foi adotado novo modelo de leilão, a partir de 2018: a oferta permanente. A modalidade consiste na oferta contínua de blocos exploratórios e áreas com acumulações marginais, localizados em quaisquer bacias terrestres ou marítimas, para outorga de contratos de concessão para exploração (ou reabilitação) de campo e produção de petróleo e gás natural. Estão excetuadas dessa modalidade áreas do pré-sal e áreas estratégicas, de acordo com a Resolução CNPE nº 27/2021.¹⁰² São campos devolvidos à ANP, ou em processo de devolução, localizados em blocos exploratórios ofertados em rodadas anteriores ou de blocos não arrematados em leilões. Os blocos e as áreas são colocados em oferta permanente no *site* da ANP, com os dados e o preço mínimo de aquisição, para que as

99. Resolução do CNPE nº 10, de 11 de abril de 2017, alterada pela Resolução nº 16, de 8 de junho de 2017. Disponível em: <<https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/conselhos-e-comites/cnpe/resolucoes-do-cnpe/arquivos/2017/resolucao-cnpe-no16.pdf>>.

100. Ver, no *site* do Programa de Parcerias de Investimentos (PPI), informações sobre a 17ª rodada de licitações de blocos no regime de concessão. Disponível em: <<https://portal.ppi.gov.br/17-rodada-de-licitacao-de-blocos-para-exploracao-e-producao-de-petroleo-e-gas-natural-no-regime-de-concessao>>. Ver também o Decreto nº 10.337, de 5 de maio de 2020. Disponível em: <<https://www.gov.br/economia/pt-br/orgaos/seppi/centrais-de-conteudo/documentos/decreto-n-10337-de-5-de-maio-de-2020.pdf>>.

101. Informação governamental a respeito disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/canais_atendimento/imprensa/noticias-comunicados/17a-rodada-e-suspensa>.

102. Estão excluídos os blocos localizados no polígono do pré-sal e nas áreas estratégicas, bem como os situados na plataforma continental além das 200 milhas náuticas, e também aqueles autorizados a compor a 17ª e a 18ª rodadas de licitações (Brasil, 2017, art. 4ª).

empresas interessadas, já inscritas no processo, possam se manifestar em sessão pública de apresentação das ofertas.

Os blocos ficam permanentemente à disposição das empresas interessadas. Essas indicam previamente à ANP os blocos disponíveis de seu interesse, por meio de declaração de interesse, acompanhada de garantia de oferta, para um ou mais blocos. A resolução estabeleceu este sistema como preferencial na oferta de áreas para E&P de petróleo e gás natural.¹⁰³

19 LICITAÇÕES DE BLOCOS DE PETRÓLEO APÓS AS REFORMAS

Em 2017, foi realizada a primeira licitação (14ª rodada) com as novas regras simplificadas, como a redução das exigências de CL (tabelas 4 e 5, capítulo 8) e *royalties* com valor diferenciado para áreas de nova fronteira e bacias maduras. Na 14ª rodada de licitações, foram ofertados 287 blocos nas bacias sedimentares marítimas de Sergipe-Alagoas, Espírito Santo, Campos, Santos e Pelotas, e nas bacias terrestres de Parnaíba, Paraná, Potiguar, Recôncavo, Sergipe-Alagoas e Espírito Santo, totalizando área de 122,6 mil quilômetros quadrados. Foi arrecadado o maior bônus de assinatura até então, isto é, R\$ 3,8 bilhões. O consórcio formado por Petrobras e ExxonMobil pagou R\$ 3,44 bilhões por seis blocos localizados na chamada franja do pré-sal, área adjacente ao pré-sal, que pode ser continuação desta formação geológica. Foram arrematados treze blocos marítimos e 24 blocos terrestres, por dez empresas vencedoras nacionais e sete empresas estrangeiras.¹⁰⁴

Na 15ª rodada, foram arrematados 22 dos 68 blocos oferecidos, com bônus total de R\$ 8,0 bilhões ofertado pelas empresas (tabela 4, capítulo 8). Ao todo, doze empresas participaram de ofertas vencedoras, das quais duas brasileiras (Petrobras e QGEP) e dez estrangeiras. O consórcio formado por ExxonMobil (40%), QPI (30%) e Petrobras (30%) ofereceu o maior valor em bônus ofertado, R\$ 2,8 bilhões, por um bloco na bacia de Campos. Não houve ofertas para os blocos terrestres oferecidos. Dois blocos foram retirados da 15ª rodada após a análise técnica do TCU considerar que ofertar na licitação os prospectos de Saturno, Titã e Dione, no pré-sal da bacia de Santos, em regimes distintos (concessão e partilha), e em dois leilões, poderia provocar prejuízo de R\$ 2,37 bilhões para a União, além de gerar uma iminente unitização (Zalan, 2018; Gaudarde, 2018).

Em 10 de outubro de 2019, a ANP realizou a 16ª rodada no regime de concessões e colocou em oferta 36 blocos marítimos, nas bacias sedimentares de Pernambuco-Paraíba, Jacuípe, Camamu-Almada, Campos e Santos, totalizando 29,3 mil quilômetros quadrados de área. A rodada atingiu valor recorde em bônus

103. Para a primeira sessão pública de apresentação das ofertas, em 16 de dezembro de 2022, a listagem de blocos está disponível em: <<https://www.gov.br/anp/pt-br/rodadas-anp/oferta-permanente/opp/blocos-oferta>>.

104. Mais informações podem ser encontradas em: <<https://rbnaconsult.com/14a-rodada-de-licitacoes/>>.

de assinatura no regime de concessão, com a arrecadação de R\$ 8,9 bilhões. Nove petroleiras estrangeiras e a Petrobras arremataram doze blocos marítimos. Não houve ofertas para os blocos das bacias Camamu-Almada e Jacuípe, por receios de riscos ambientais e de não obtenção de licença ambiental (Maciel, 2019).

Na 17ª rodada de licitações, em 7 de outubro de 2021, dos 92 blocos ofertados somente cinco foram adquiridos, localizados na bacia de Santos. O número de empresas habilitadas para participar do leilão (nove), foi o menor de todas as rodadas já realizadas. A decisão de leiloar blocos em ecossistemas sensíveis, nas bacias Potiguar e de Pelotas, e outros fora da Zona Econômica Exclusiva (isto é, até 200 milhas náuticas, ou 370 km, além das águas territoriais dos países), explica a adesão de poucas empresas. O valor do bônus arrecadado foi de apenas R\$ 37,1 milhões. Os cinco blocos foram adquiridos pela Shell, com quatro blocos próprios e um em parceria com a colombiana Ecopetrol. As outras sete participantes não adquiriram bloco exploratório (Jager, 2021).

20 FASES HISTÓRICAS DA EVOLUÇÃO TECNOLÓGICA E PRODUTIVA DA PETROBRAS

As análises realizadas neste capítulo, bem como nos capítulos 5 e 6, permitem concluir que a evolução produtiva da Petrobras é fortemente associada à busca permanente de inovações tecnológicas, como forma de viabilizar a exploração e a produção de petróleo em condições complexas no mar, em águas profundas e ultraprofundas, e no pré-sal.

As duas vertentes – avanços na área tecnológica e progressos na exploração e na produção de petróleo – estão estreitamente relacionadas e podem ser descritas por meio de seis fases cronológicas, que proporcionam uma perspectiva histórica geral da evolução dos processos produtivos e tecnológicos na Petrobras. Cada fase é caracterizada por ações direcionadas aos desafios de descobrir petróleo e desenvolver tecnologias inovadoras, capazes de colocar em produção os novos campos de petróleo descobertos, localizados em águas marítimas profundas e ultraprofundas.

O quadro 3 apresenta as seis fases, com a caracterização sintética e os marcos de cada uma, representados pelo desenvolvimento de inovações e pelos resultados obtidos na exploração (as descobertas de campos de petróleo) e na produção (a implantação de sistemas de produção com equipamentos inovadores em campos de petróleo).

A fase que se estende de 1953 a 1973 pode ser denominada de pioneira, em razão de os dois órgãos de pesquisa criados pela Petrobras – em 1955, o Centro de Aperfeiçoamento e Pesquisas de Petróleo (Cenap) e, em 1966, o Cenpes – terem desenvolvido atividades de P&D em condições precárias quanto a instalações físicas e laboratórios, dispondo de baixos quantitativos em recursos

humanos especializados. Até a mudança para as novas instalações do Cenpes, em 1973, na ilha do Fundão, na cidade do Rio de Janeiro,¹⁰⁵ esses ativos encontravam-se aquém do necessário para apoiar o grande esforço exigido da Petrobras para a descoberta de novas jazidas de hidrocarbonetos, com o objetivo de diminuir a elevada dependência brasileira de importações de petróleo e derivados.¹⁰⁶ Não obstante aquelas restrições, a fase pioneira foi fundamental para o início do aprendizado tecnológico, a acumulação de conhecimentos nas explorações e no desenvolvimento de campos de petróleo e a formação de quadros técnicos de alto nível. Estes seriam depois empregados para apoiar o salto tecnológico que a Petrobras empreenderia na exploração de petróleo em águas profundas e no pré-sal.

As fases seguintes, a partir da fase pioneira, têm foco no desenvolvimento da produção em águas profundas e na análise das inovações incrementais ou radicais executadas em equipamentos e em sistemas de produção de petróleo, como sintetizado no quadro 3.

QUADRO 3
Petrobras: fases da evolução tecnológica na E&P de petróleo (1953-atualidade)

| Período | Caracterização | Marcos |
|-----------|---|--|
| 1953-1973 | Atividades pioneiras em P&D na exploração de petróleo <i>offshore</i> . | Criação da Petrobras, em 1953. Fundação do Cenap, em 1955. Início de atividades do Cenpes, em 1966. Primeira descoberta de petróleo no mar, no campo de Guaricema, no estado de Sergipe, em 1968, com 28 m de lâmina d'água. Instalação do Cenpes na ilha do Fundão, na cidade do Rio de Janeiro, em 1973. |
| 1974-1985 | Descobertas de petróleo na bacia de Campos e primeiros experimentos tecnológicos. | Descobertas de petróleo em águas rasas, nos campos de Garoupa, Enchova, Namorado, Pampo, Corvina, Piraúna e outros. Implantação de Sistemas de Produção Antecipada (SPA) com plataformas flutuantes em dezesseis campos de petróleo (1977-1985). Descobertas de campos gigantes em águas profundas: Albacora, em 1984, e Marlim, em 1985. |
| 1986-1991 | Desenvolvimento, no âmbito do Procap 1000, de tecnologias para a produção de petróleo em águas entre 400 m e 1.000 m de profundidade. | Descoberta dos campos de Albacora Leste, em 1986; Marlim Sul e Marlim Leste, em 1987; e Barracuda, em 1989. Recordes mundiais na completação de campos de petróleo em águas profundas: Marimbá, com 492 m de lâmina d'água, em 1988; e Marlim, com 721 m de lâmina d'água, em 1991. Conquista, em 1992, do prêmio mundial Distinguished Achievement Award, da OTC, pela instalação do sistema de produção do campo de Marlim, em profundidade recorde no mar de 721 m. |

(Continua)

105. Conforme o capítulo 3, subseção 6.2.1, deste livro.

106. As aquisições de petróleo no exterior corresponderam a 62% do total do consumo brasileiro de petróleo, em 1960, e a 75%, em 1970, em volumes físicos (IBGE, 1987).

(Continuação)

| Período | Caracterização | Marcos |
|-----------------|--|---|
| 1992-1999 | Desenvolvimento, pelo Procap 2000, de tecnologias para a produção de petróleo em águas entre 1.000 m e 2.000 m. | <p>Descoberta dos campos de Espadarte e Caratinga, em 1994, e Roncador, em 1996.</p> <p>Recorde mundial na produção em águas profundas: 1.027 m de lâmina d'água, no poço Marlim 4, em 1994.</p> <p>Inovações em árvores de natal (árvore de válvulas), <i>manifolds</i>, sistema de ancoragem com cabos de poliéster, bombeamento submarino e outros equipamentos.</p> <p>Recorde mundial de produção no campo de Roncador, em 1999, sob 1.853 m de lâmina d'água: primeiro campo de petróleo em produção em águas ultraprofundas no mundo.</p> |
| 2000-2005 | <p>Desenvolvimento de tecnologias para a produção de petróleo em águas entre 2.000 m e 3.000 m, com o Procap 3000.</p> <p>Início das prospecções no pré-sal da bacia de Santos, em 2003.</p> | <p>Conquista, pela segunda vez, do Distinguished Achievement Award (2001), pelo desenvolvimento do campo de Roncador.</p> <p>Descoberta dos campos de Jubarte, em 2001; Cachalote, em 2002; e Baleia Franca, em 2003.</p> <p>Recorde mundial de produção em profundidade, no campo de Roncador: 1.877 m de lâmina d'água, em 2000.</p> |
| 2006-atualidade | Era do pré-sal: descobertas de reservas gigantes e supergigantes de petróleo na camada geológica do pré-sal e reconhecimento internacional das tecnologias desenvolvidas. | <p>Início das descobertas no pré-sal da bacia de Santos (Tupi, Sapinhoá, Búzios, Libra/Mero, Sépia) e da bacia de Campos (Parque das Baleias).</p> <p>Conquista, em 2015, do Distinguished Achievement Award, pelo desenvolvimento de dez tecnologias para a produção de petróleo no pré-sal.</p> <p>Premiação, em 2019, pela edição brasileira da OTC, do Distinguished Achievement Award, pelo conjunto de inovações implantadas durante o teste de longa duração (TLD) no campo de Libra.</p> <p>Conquista, pela quarta vez, em 2021, do Distinguished Achievement Award, pelo conjunto de tecnologias desenvolvidas para viabilizar a produção de petróleo no campo de Búzios.</p> <p>Desenvolvimento do primeiro sistema marítimo em águas ultraprofundas no mundo para a captura, uso e armazenamento geológico de CO₂ (CCUS). Criação da tecnologia Hisep para a separação do CO₂ no leito marinho e sua reinjeção nos reservatórios, para o aumento da produção de petróleo e gás e redução da emissão de gases de efeito estufa.</p> |

Elaboração do autor.

O FUNDO SOCIAL, A DOENÇA HOLANDESA E A MALDIÇÃO DO PETRÓLEO

1 A CRIAÇÃO DO FUNDO SOCIAL

As descobertas de petróleo no pré-sal geraram a expectativa de forte entrada de moedas estrangeiras no Brasil, em decorrência do esperado grande aumento das exportações, após o início da produção dos novos campos gigantes de petróleo da nova província petrolífera. Entradas de moedas fortes em grande quantidade, em curto espaço de tempo, provenientes de exportações de recursos naturais em geral, especialmente de produtos minerais, podem trazer impactos negativos à indústria local, como ocorreu e como vem ocorrendo em diversos países, a exemplo da Venezuela. O fenômeno tem provocado em alguns países a chamada doença holandesa (*Dutch disease*), caracterizada pela excessiva valorização da moeda nacional frente a moedas estrangeiras.¹

A denominação doença holandesa originou-se dos desequilíbrios econômicos que ocorreram na economia da Holanda, após o país descobrir vastas reservas de gás natural em suas águas do mar do Norte, em 1959, e iniciar exportações do produto, na década de 1960. A elevação das exportações de gás natural provocou a sobrevalorização da taxa de câmbio, tornando as moedas estrangeiras mais baratas em relação à moeda holandesa, que se fortaleceu. A nova situação aumentou a demanda por produtos industriais estrangeiros, que se tornaram mais baratos que os produtos similares fabricados no país. Da mesma forma, os produtos holandeses de exportação, com a exceção do gás natural, ficaram mais caros para os importadores de outros países. Exportações menores e importações maiores diminuíram a produção nacional e o emprego de trabalhadores nos setores afetados, como as indústrias têxtil, automotiva, de construção naval e mecânicas, provocando diminuição geral nos lucros das empresas e vários anos de desemprego na população (Baumgart, 2013).

1. A designação *Dutch disease* foi criada pelo jornal *The Economist*, em 1977, ao analisar os fatos ocorridos na economia holandesa entre 1960 e 1970.

A sobrevalorização da moeda nacional por longos períodos tende a causar a desindustrialização dos países beneficiados pela “bonança externa” (a entrada de grandes volumes de dólares e outras moedas fortes), dadas as dificuldades dos setores industriais de competirem com os artigos importados mais baratos.

No Brasil, um caso concreto de ocorrência da doença holandesa foi demonstrado em estudo de Bacha (2015), que relacionou a desindustrialização verificada no país, entre 2005-2011, ao aumento dos preços dos produtos primários exportados e à entrada volumosa de moedas estrangeiras. A bonança externa aumentou significativamente a renda dos brasileiros, levando ao aumento dos gastos em ritmo muito acima da elevação do produto interno bruto (PIB) gerado no país. O excesso de gastos sobre o PIB estava associado ao maior aumento dos preços das exportações brasileiras em relação ao aumento dos preços dos produtos importados (melhoria das relações de troca), que aumentou as receitas com as exportações de produtos primários.² Parte do crescimento da renda foi direcionada ao aumento das importações de bens de consumo industriais, que concorreram com os produtos similares produzidos pela indústria nacional.³ Como resultado, a participação da indústria de transformação no PIB caiu de 18,1%, em 2005, para 16%, em 2011. Ou seja, o aumento em grandes volumes das exportações trouxe como resultado a entrada de moeda estrangeira em volumes significativos, provocando a valorização da taxa de câmbio real, diminuindo os preços dos produtos industriais importados, sem afetar a rentabilidade das exportações de produtos primários, cujos preços estavam em elevação. Para Bacha (2015, p. 124-128) o modelo analítico empregado no estudo, que utilizou a elevação dos preços das *commodities* e a entrada abundante de capitais estrangeiros, explica mais diretamente os determinantes da desindustrialização do país, no período 2005-2011, do que as análises que realçam como causas da desindustrialização a diferença dos juros internos em relação aos externos e a expansão do crédito interno.

Os governos dos países afetados pela bonança externa passam a ficar dependentes dos grandes volumes de moeda externa provenientes das exportações e não tomam medidas para evitar a doença holandesa. Outros países adotam medidas prudentes, com o objetivo de neutralizar a entrada excessiva de moedas, como a criação de um fundo financeiro para receber os recursos externos, geradas pelas exportações de petróleo ou de outros produtos primários. Os valores recebidos

2. Ver dados sobre o aumento expressivo do valor e das quantidades exportadas de produtos primários, no período 2005-2011, nas séries históricas do Ipeadata, tema comércio exterior, disponíveis em: <<http://ipeadata.gov.br/Default.aspx>>.

3. Como exemplo do grande aumento das importações de produtos industrializados, no período 2005-2011, o índice de *quantum* das importações brasileiras de bens de consumo industriais passou de 25,08, em 2004 (ano-base) para 243,94, em 2011, ou seja, aumento de 872% em sete anos. Esses valores encontram-se no *site* do Ipeadata, na série de *quantum* das importações de bens de consumo duráveis, disponíveis em: <<http://ipeadata.gov.br/Default.aspx>>; <<https://balanca.economia.gov.br/balanca/IPQ/arquivos/Metodologia-IPQ-El.pdf>>.

pelo fundo são investidos, principalmente, em ativos financeiros ou imobiliários nos mercados externos. Os recursos de capital do fundo ficam em grande parte intocáveis para retiradas e aumentam no tempo enquanto o país estiver exportando grandes volumes de recursos minerais. Somente são gastos no país parcela pequena das entradas anuais de recursos externos das exportações e os retornos das aplicações financeiras do fundo, que beneficiam o país por meio da aplicação em projetos de desenvolvimento econômico e social. Os retornos financeiros dos investimentos dos recursos provenientes das exportações beneficiarão as gerações futuras, mesmo depois que as reservas minerais se exaurirem, uma vez que o capital principal do fundo permanece intocado.

O melhor exemplo de fundo dessa natureza é o Government Petroleum Fund, da Noruega, instituído em 1990 e atualmente denominado Government Pension Fund Global (GPF), cuja criação foi possibilitada pelas volumosas exportações de petróleo do país. O fundo recebe, regularmente, desde 1996, parte das rendas do governo norueguês com o petróleo, recolhidas em impostos sobre a produção, da comercialização de petróleo de campos próprios da empresa estatal Statoil (atual Equinor) e de dividendos, que esta paga ao governo, provenientes dos lucros gerados. Somente 4% dos recursos do fundo podem ser gastos anualmente, na complementação do orçamento federal em serviços públicos, como a saúde e a educação. As aplicações do fundo são realizadas em fundos de renda fixa, em ações de empresas e em parcela de até 5% em imóveis, todas realizadas fora da Noruega para não impactar os gastos globais na economia interna. No primeiro trimestre de 2014, os ativos do fundo eram de mais de US\$ 900 bilhões, um dos maiores fundos do mundo, aplicados no mercado de ações (60%), em renda fixa (35%) e em imóveis (5%) (Persily, 2011; NBIM, 2014; Saunders, 2008). Em 2022, os ativos do fundo eram de US\$ 1,3 trilhão.⁴

Contrariamente ao uso correto das rendas do petróleo, o caso principal de uso inadequado das rendas do petróleo é a Venezuela. O país não soube usar as receitas de exportações para incentivar a criação de um parque industrial diversificado e gerador de impostos, que o tornaria independente do petróleo quando seu uso começar a diminuir. Após as descobertas no país, no início do século passado, o petróleo foi considerado uma benção, tornando o país grande exportador, trazendo rendas elevadas e empregos. Com o tempo, a bonança trazida pelas explorações de petróleo tornou-se o que os estudiosos do tema chamam de maldição do petróleo, trazendo corrupção, com grandes desvios das rendas para beneficiar políticos e os dirigentes públicos que comandam as atividades do setor de petróleo. A entrada maciça de dólares do petróleo incentivou o consumo generalizado de bens

4. Norges Bank Investment Management (Noruega GPF). Disponível em: <<https://www.swfinstitute.org/profile/598cdaa60124e9fd2d05b9af>>. Acesso em: 31 jul. 2022.

importados, desestimulando a industrialização do país no século XX. No século XXI, os presidentes populistas que governam a Venezuela desde 1999 reduziram a produção de petróleo do país em 80%, de 3,3 milhões de barris/dia em 2005-2006, para 654 mil barris/dia em 2021.

O tema da corrupção no setor de petróleo vem sendo estudado pela literatura econômica há várias décadas, a exemplo do estudo *Does mother nature corrupt?*, do Fundo Monetário Internacional (FMI), e do livro *A Maldição do Petróleo*, de Michael Ross, da Universidade da Califórnia. O conceito de maldição do petróleo (*oil curse*) é ainda mais amplo e abrange o estudo de diversos outros males que podem ocorrer nos países emergentes grandes exportadores de petróleo, como a má gestão no uso dos *royalties* do petróleo pelos governos, que muitas vezes os aplicam não na melhoria da infraestrutura das cidades e dos estados, mas em gastos correntes e em obras supérfluas, e também em ações militares para a derrubada de governos inimigos, como ocorreu na invasão da Ucrânia pela Rússia, em fevereiro de 2022.

Foi em parte devido às preocupações sobre a possível ocorrência da doença holandesa no Brasil que foi incluída na lei de partilha de produção, Lei nº 12.351/2010, a criação do Fundo Social (FS) com a finalidade de constituir poupança de longo prazo, com base nas receitas do petróleo a serem auferidas pela União, e ser fonte de recursos para o desenvolvimento social e regional, na forma de programas e projetos de combate à pobreza e ao desenvolvimento social. Foi, ainda, estabelecido na lei de partilha que os retornos das aplicações do FS devem ser direcionados às seguintes áreas prioritárias: educação, cultura, esporte, saúde pública, ciência e tecnologia, meio ambiente e mitigação e adaptação às mudanças climáticas, seguindo critérios de redução das desigualdades regionais.

A Lei nº 12.351/2010 determinou que os investimentos do FS deverão se destinar, preferencialmente, a ativos no exterior, com a finalidade de diminuir a volatilidade de renda e de preços na economia. Ou seja, neutralizar entradas volumosas de moedas estrangeiras decorrentes das exportações de petróleo e gás natural que se projetavam para os próximos anos. A lei estabeleceu que a política de investimentos do FS seria definida pelo Comitê de Gestão Financeira do Fundo Social (CGFFS), a ser composto, por ato do Poder Executivo, pelos ministros da Fazenda e do Planejamento, Orçamento e Gestão e pelo presidente do Banco Central. Observe-se que até 2020 o CGFFS ainda não tinha sido constituído (Freitas e Rocha, 2020).

Constituem recursos do FS, de acordo com art. 49 da Lei nº 12.351/2010: a parcela do valor do bônus de assinatura nos contratos de partilha de produção; a parcela dos *royalties* que cabem à União, deduzidas aquelas destinadas aos seus órgãos específicos, conforme estabelecido nos contratos de partilha de produção;

a receita advinda da comercialização de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos da União; os *royalties* e a participação especial destinados à administração direta da União, provenientes de campos localizados no pré-sal, contratados sob o regime de concessão, com declaração de comercialidade ocorrida antes de 3 de dezembro de 2012 (incluído pela Lei nº 12.858/2013, analisada na seção 4); os resultados das aplicações financeiras das disponibilidades do FS; e outros recursos previstos no art. 49 da Lei nº 9.478/1997. A União poderá participar com recursos do FS, como cotista única, de fundo de investimento específico, constituído por instituição financeira federal, para a aplicação de recursos no Brasil e no exterior.

2 REDISTRIBUIÇÃO DOS *ROYALTIES* ENTRE OS ESTADOS E OS MUNICÍPIOS

O grande aumento previsto nas arrecadações de *royalties* e da participação especial nos primeiros campos do pré-sal sob o regime de concessão (tabelas 1 e 2) despertou a atenção dos estados não produtores de petróleo. Com o aumento esperado das rendas do petróleo seriam beneficiados, em grande escala, os estados e os municípios confrontantes aos poços marítimos de petróleo (produtores). Essa perspectiva gerou um forte movimento no Congresso Nacional por parte dos estados não produtores, durante as discussões da nova legislação para as explorações no pré-sal, em 2009-2010, com o objetivo de obterem maiores parcelas na divisão dos recursos tributários do petróleo.

A primeira oportunidade de votação de uma nova legislação com o objetivo de redistribuir as rendas do petróleo surgiu nas discussões do projeto de lei (PL) que originou a lei de partilha do pré-sal (Lei nº 12.351/2010), quando os parlamentares adicionaram emendas ao projeto (emenda Ibsen na Câmara dos Deputados e a emenda Simon no Senado). A emenda Ibsen-Simon destinava 50% dos *royalties* arrecadados para a criação de dois fundos especiais em benefício dos estados e dos municípios não produtores. A emenda final aprovada na Câmara (Simon) previa que a União compensaria, com sua própria parcela dos *royalties*, os estados e os municípios produtores que sofressem redução de suas receitas; a emenda foi aprovada pelo Congresso Nacional, mas foi vetada pelo presidente da República no ato de sanção da Lei nº 12.351/2010.

Após o veto presidencial, os parlamentares voltaram à discussão de nova fórmula para a redistribuição das rendas do petróleo, em conjunto com a campanha desenvolvida pela Associação Nacional dos Municípios (ANM) para a redistribuição dos *royalties*.

A discussão de PLs no Senado e na Câmara dos Deputados culminou com a aprovação da Lei nº 12.734/2012, que promoveu modificações na lei de partilha e no regime de concessão de áreas exploratórias (Lei nº 9.478/1997).⁵ Segundo as modificações introduzidas na lei de partilha, a nova distribuição dos *royalties* arrecadados nesse regime de exploração de petróleo, cuja alíquota é de 15% do valor da produção, seguirá os seguintes critérios (produção de petróleo no mar): i) 22,0% para os estados confrontantes aos poços de petróleo; ii) 5,0% para os municípios confrontantes aos poços de petróleo; iii) 2,0% para os municípios afetados por operações de embarque e desembarque de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos; iv) 24,5% para um fundo especial, a ser distribuído entre os demais estados; v) 24,5% para um fundo especial, a ser distribuído entre os demais municípios; e vi) 22,0% para a União, destinados ao FS, após deduzidas as parcelas destinadas aos órgãos específicos da administração direta da União.⁶

A redistribuição dos *royalties* da Lei nº 12.734/2012 é igual a que havia sido proposta no PL nº 8.051/2010, do Poder Executivo (Lima, 2013), e por isso não trouxe conflitos com o governo federal ou com os estados produtores de petróleo, uma vez que os recursos correspondentes iriam começar a ser arrecadados e redistribuídos somente depois de 2020, após o início da produção da primeira área licitada pelo regime de partilha (campo de Libra), assim como os recolhidos com as futuras descobertas de petróleo em áreas do pré-sal a serem licitadas pelo regime de partilha. A nova legislação, portanto, determinou uma distribuição mais igualitária das futuras rendas do petróleo entre os estados e municípios produtores e os demais estados e municípios (não produtores), ao destinar a estes últimos a parcela de 49% dos recursos futuros dos *royalties* no regime de partilha.

3 REDISTRIBUIÇÃO DOS ROYALTIES NO REGIME DE CONCESSÃO

A Lei nº 12.734/2012 determinou também a redistribuição dos recursos dos *royalties* e da participação especial arrecadados no regime de concessão (Lei nº 9.478/1997) em favor dos estados e dos municípios não produtores de petróleo, por meio de uma escala de redução dos percentuais de participação da União e dos estados e municípios confrontantes aos poços de petróleo. A redução começaria já em 2012, abrangendo o período de 2012 a 2019; para os anos seguintes, a distribuição seria a mesma definida para 2019. A nova regra de distribuição alcança todas as áreas licitadas no regime de concessão, incluindo as áreas do pré-sal licitadas em 2000 e 2001 sob esse regime. A mudança proposta na distribuição, se fosse aplicada, atingiria frontalmente os orçamentos dos estados e municípios produtores de

5. A Lei nº 12.734 foi aprovada em 30 de novembro de 2012, com origem no PL do Senado nº 448/2011, do senador Wellington Dias, encarregado pela presidente da República de conduzir as negociações no Congresso Nacional sobre o tema, cujo projeto substitutivo, após a aprovação no Senado, foi aprovado sem emendas na Câmara dos Deputados.

6. Redação dada pela Lei nº 12.734/2012 ao art. 42-B, II, "f", da Lei nº 12.351/2010.

petróleo, pois a diminuição de suas receitas ocorreria no mesmo ano de aprovação da lei, 2012.

Em razão da mudança repentina na distribuição dos *royalties* do petróleo, entre outros motivos, os artigos da Lei nº 12.734/2012 que promoveram a redistribuição foram vetados pela presidente da República. As razões do veto apoiaram-se no fato de que a redistribuição iria prejudicar as receitas futuras dos estados e municípios produtores, e por se tratar de receitas referentes a contratos de concessão de exploração de petróleo firmados antes da nova lei, isto é, com base na Lei nº 9.478/1997. Os vetos foram submetidos à votação, em março de 2013, tendo sido derrubados pelo Congresso Nacional. Contudo, o governador do estado do Rio de Janeiro apresentou ao Supremo Tribunal Federal (STF) uma Ação Direta de Inconstitucionalidade (ADI nº 4.917, de 5 de julho de 2013) contra os artigos que promoveram a redistribuição dos *royalties*. O STF, por meio de medida liminar, suspendeu provisoriamente a aplicabilidade da Lei nº 12.734/2012 naqueles pontos, garantindo a permanência da distribuição vigente dos *royalties* até a análise de mérito da ADI pelo plenário de ministro do STF.

Se não tivesse ocorrido a suspensão da aplicação da Lei nº 12.734, a União perderia um terço das suas receitas de *royalties* (de 30%, em média, em 2011, para 20%, em 2012 e nos anos seguintes). Os estados e municípios produtores teriam sua participação total nos *royalties* reduzida em todos os anos até 2019, quando sua participação se estabilizaria. Os fundos especiais para os demais estados e municípios (não produtores de petróleo e gás) teriam sua participação aumentada, de 2012 a 2019, alcançando, nesse último ano e nos anos seguintes, 54% da arrecadação dos *royalties* com a produção de petróleo no mar (Lima, 2013).

No caso da arrecadação da participação especial, a parcela da União cairia de 50%, em 2011, para 46%, em 2016. Os estados e municípios produtores teriam sua participação total reduzida de 50%, em 2011, para 39%, em 2012, prosseguindo as reduções até alcançar 24%, em 2019 e nos anos seguintes. Como resultado, os estados e municípios que não recebiam a participação especial passariam a receber a parcela de 19% em 2012, que cresceria para 30% em 2019 e nos anos seguintes.

Assim, a redistribuição dos *royalties* do petróleo, na forma como foi aprovada pelo Congresso Nacional, mostrou-se inviável, uma vez que interferia nas receitas orçamentárias dos estados e municípios produtores de forma imediata, sem estabelecer um período de tempo para a adequação das suas despesas às receitas em queda.

Em substituição aos artigos vetados da Lei nº 12.734/2012, a presidente da República enviou ao Congresso Nacional a Medida Provisória (MP) nº 592/2012, para redistribuir a arrecadação dos *royalties* e da participação especial entre a

União, os estados e os municípios. A redistribuição seria relativa somente aos novos contratos de concessão assinados com as empresas petroleiras a partir da data da MP (3 de dezembro de 2012). Ao estabelecer que a redistribuição das rendas do petróleo somente alcançaria os contratos futuros, o Poder Executivo procurava preservar os recursos dos estados e municípios produtores decorrentes de contratos de exploração já assinados. A medida procurava ainda atender às discussões que o Congresso Nacional vinha mantendo no sentido de destinar maiores parcelas das rendas do petróleo para a educação pública, porém os efeitos da MP se dariam somente no futuro.

A MP nº 592/2012 definiu para os estados e municípios não produtores de petróleo participações crescentes nos *royalties* e na participação especial, a serem recolhidos nos contratos de exploração e produção de petróleo futuros; os recursos seriam distribuídos via Fundo Especial, seguindo-se as regras de rateio do Fundo de Participação dos Estados e do Fundo de Participação dos Municípios. Os recursos recebidos pela União, pelos estados e pelos municípios deveriam ser destinados exclusivamente à educação pública.

A avaliação pelos parlamentares de que as propostas contidas na MP nº 592/2012 não aumentariam de forma imediata os recursos públicos para a educação resultou em sua não votação pelo Congresso Nacional e a consequente perda de validade, em 12 de maio de 2013, data final para a votação.⁷

4 RECURSOS DOS ROYALTIES PARA A EDUCAÇÃO E A SAÚDE

As destinações que a União, os estados e os municípios devem dar aos recursos do petróleo seriam objeto de novas disputas políticas no Congresso Nacional, em 2013, que resultaram em uma nova lei, que destinou grande parte das arrecadações dos *royalties* e da participação especial para as áreas da educação pública e da saúde (Lei nº 12.858/2013). A nova “lei dos *royalties* do petróleo para a educação e a saúde”, como foi chamada, modificou o desenho original do FS, conforme fora aprovado pelo Congresso, em 2010. O FS, constituído por parte das receitas da União com o petróleo, como foi analisado na seção 1 deste capítulo, tinha como objetivo constituir poupança de longo prazo para a aplicação em projetos sociais, em benefício das gerações futuras (a exemplo do GPF, da Noruega). Contudo, os deputados e senadores entenderam, em 2013, que parte substantiva dos recursos do petróleo deveria ser destinada a projetos sociais de forma mais imediata. As negociações no Congresso Nacional para a aprovação da nova lei são descritas a seguir.

7. A análise das propostas da MP nº 592 foi realizada pelo especialista em petróleo da Assessoria Legislativa da Câmara dos Deputados, engenheiro Paulo César Ribeiro Lima, que demonstrou a “inocuidade da proposta em termos de destinação de recursos para a educação nos próximos anos” (conforme entrevista ao autor, em maio de 2014).

Com a destinação para projetos sociais somente dos rendimentos de capital do FS, a disponibilidade de recursos para aplicações em áreas como a educação e a saúde somente seria possível no longo prazo, após um período em que as aplicações financeiras do fundo atingissem massa mínima de valores capazes de gerar retornos suficientes para serem aplicados naquelas áreas. A impossibilidade de aplicação imediata dos recursos dos *royalties* do petróleo na área de educação levou a um movimento político no Congresso Nacional, em 2013, iniciado na Câmara dos Deputados, com o objetivo de alterar as regras de aplicação das rendas do petróleo, de forma que o governo federal, os estados e os municípios pudessem destinar parcela importante daqueles recursos para a aplicação imediata na educação pública. Nas votações no Congresso Nacional foi adicionada a saúde como segunda atividade prioritária para a aplicação dos recursos.

A base utilizada pelos parlamentares para determinar que uma parte substancial das rendas governamentais do petróleo fosse destinada diretamente às áreas da educação e da saúde foi o PL nº 5.500/2013, que o Poder Executivo federal enviara ao Congresso Nacional em substituição à MP nº 592/2012, que não foi votada (seção 3).⁸

O PL nº 5.500 direcionava para a área da educação pública as receitas dos *royalties* e da participação especial dos três níveis de governo provenientes dos contratos de exploração de concessão e as receitas dos *royalties* dos contratos de partilha de produção, mas somente as receitas decorrentes dos contratos celebrados a partir de 3 de dezembro de 2012,⁹ e 50% dos retornos de capital do FS. O PL nº 5.500 destinava ao FS os recursos dos *royalties* e da participação especial da União relativos aos contratos de concessão no pré-sal (isto é, de 2000 e 2001), assim como os *royalties* provenientes dos campos de petróleo do Contrato de Cessão Onerosa; contudo, os recursos dos *royalties* provenientes dos contratos celebrados sob o regime de partilha da produção não eram destinados ao FS.

O ponto de partida para as profundas mudanças que os parlamentares efetuariam no PL nº 5.500 foi sua análise técnica pela Assessoria Legislativa da Câmara dos Deputados. Foi verificado que somente após o início da produção de futuros

8. O propósito da destinação das rendas do petróleo para a educação, no PL nº 5.500, era o cumprimento da meta prevista no inciso VI do art. 214 da Constituição Federal de 1988 (CF/1988), isto é, o “estabelecimento de meta de aplicação de recursos públicos em educação como proporção do produto interno bruto” (inciso incluído pela Emenda Constitucional nº 59/2009, que tornou obrigatória e gratuita a educação básica, dos 4 aos 17 anos, acompanhada de programas suplementares de material didático escolar, transporte, alimentação e assistência à saúde). O art. 214 da CF/1988 prevê, ainda, o estabelecimento do Plano Nacional de Educação (PNE), com a duração de dez anos, para assegurar o desenvolvimento do ensino em seus diversos níveis. O PNE foi aprovado pela Lei nº 13.005/2014. Uma de suas metas é a aplicação de recursos equivalentes a 10% do PIB em educação, ao final do prazo de dez anos do plano. Disponível em: <https://www2.senado.leg.br/bdsf/bitstream/handle/id/518231/CF88_Livro_EC91_2016.pdf>.

9. A data do dia anterior, 2 de dezembro de 2012, corresponde à entrada em vigor da Lei nº 12.734, que redistribuiu as arrecadações dos *royalties* e da participação especial do petróleo entre a União, os estados e os municípios; a aplicabilidade dos artigos foi suspensa pelo STF.

campos a serem descobertos, correspondentes aos contratos de concessão e de partilha de produção assinados a partir de 3 de dezembro de 2012, se começaria a enviar recursos dos *royalties* e da participação especial para a educação, ou seja, em um horizonte de cerca de oito a dez anos à frente. Exemplificando, o maior contrato de exploração assinado após aquela data, em outubro de 2013, foi o referente ao campo de Libra, que começaria a produzir petróleo somente a partir de 2020 (no qual todos os recursos recolhidos com *royalties* iriam para a educação e a saúde, na União, nos estados e nos municípios). Quanto à utilização de 50% dos rendimentos do FS, também somente após muitos anos os recursos estariam disponíveis para a aplicação em áreas sociais (de acordo com os propósitos originais de sua criação, em 2010). Ainda de acordo com os fins para os quais o FS foi criado, o PL nº 5.500 propunha que as receitas da União provenientes dos *royalties* e da participação especial dos contratos de concessão do pré-sal e dos *royalties* dos campos de petróleo da cessão onerosa (de 2010), assinados antes da data de 3 de dezembro de 2012, seriam destinadas ao FS e não diretamente à educação.

Em termos práticos, de acordo com as análises técnicas da Câmara dos Deputados, a proposta do governo significava que não estavam sendo incluídos entre os recursos diretos para a educação os *royalties* e a participação especial provenientes dos grandes campos de petróleo no regime de concessão localizados no pré-sal, nas rodadas de licitação de 2000 e 2001, a exemplo dos campos descobertos nas áreas de Tupi, Iara, Júpiter, Carcará, pois estavam sendo direcionados para o FS. Da mesma forma, outros importantes campos das demais rodadas de licitações no regime de concessão, realizadas após 2001, na bacia de Santos, também não destinariam recursos diretos para a educação, como também o campo gigante de Búzios (área de Franco) e os demais campos da cessão onerosa do pré-sal.

A solução encontrada pelos parlamentares para permitir que os campos citados e outros campos marítimos pudessem passar a recolher recursos de forma imediata para a educação foi propor a modificação da redação do art. 1º do PL nº 5.500. O artigo tratava das receitas da União, dos estados e do Distrito Federal “provenientes dos *royalties* e da participação especial relativas aos contratos celebrados a partir de 3 de dezembro de 2012, sob os regimes de concessão e de partilha de produção” (Brasil, 2013a); a nova redação passaria a considerar as receitas dos órgãos da administração direta da União

provenientes dos *royalties* e da participação especial decorrentes de áreas cuja declaração de comercialidade tenha ocorrido a partir de 3 de dezembro de 2012, relativas aos contratos celebrados sob os regimes de concessão, de cessão onerosa e de partilha de produção (Brasil, 2013b, art. 2º, inciso I).

A alteração permitiria transferir para a educação os recursos dos *royalties* e da participação especial da União provenientes de contratos de exploração de

petróleo assinados antes daquela data limite, no regime de concessão, e os recursos dos *royalties* dos contratos de partilha e de Cessão Onerosa, com declarações de comercialidade a partir daquela data. Além de incluir as áreas petrolíferas dos campos do Contrato de Cessão Onerosa para a remessa de suas rendas diretamente à educação e à saúde, isto é, sem serem depositados no FS, os parlamentares incluíram entre os recursos para o FS os *royalties* e a participação especial da União provenientes de campos sob o regime de concessão em áreas do pré-sal licitadas em 2000 e 2001, com declaração de comercialidade ocorrida antes de 3 de dezembro de 2012.¹⁰

As mudanças, se aprovadas, iriam representar grandes aumentos na arrecadação governamental para a educação e a saúde, pois antecipariam os recursos do petróleo que viriam somente no longo prazo, isto é, decorrentes dos “contratos de concessão e de partilha de produção celebrados a partir de 3 de dezembro de 2012”, como propunha o PL nº 5.500 (Brasil, 2013a). Isso efetivamente ocorreu, como mostra a tabela 1, e em valores menores, segundo a tabela 2. Contudo, aos estados da Federação e aos municípios seria dado um tratamento especial, para evitar interferir de forma imediata nas destinações dos recursos que aqueles entes federativos recebem do petróleo, como se discute mais adiante.

Com os propósitos anteriores, foram apresentadas diversas emendas na Câmara dos Deputados, a partir de junho de 2013, que aumentavam substancialmente os recursos disponíveis para a educação e a saúde. Após as votações na Câmara e no Senado, foi aprovada a Lei nº 12.858/2013.

Em síntese, a nova lei estabeleceu que as seguintes receitas do petróleo serão aplicadas na área da educação (75%) e na área da saúde (25%): i) as receitas dos órgãos da administração direta da União provenientes dos *royalties* e da participação especial oriundos das áreas com declaração de comercialidade a partir de 3 de dezembro de 2012, nos regimes de concessão, de cessão onerosa e de partilha de produção, relativos à produção de petróleo no mar; ii) os recursos dos *royalties* e da participação especial dos estados, do Distrito Federal e dos municípios oriundos das áreas com contratos celebrados a partir de 3 de dezembro de 2012, nos regimes de concessão, de cessão onerosa e de partilha de produção, relativos à produção de petróleo no mar; iii) 50% dos recursos recebidos pelo FS, até que sejam cumpridas as metas do PNE; iv) as receitas da União decorrentes dos acordos de individualização (unitização) da produção de que trata o art. 36 da Lei nº 12.351/2010

10. O autor das propostas de alterações no PL nº 5.500 foi o assessor legislativo da Câmara dos Deputados, Paulo César Ribeiro Lima, ex-engenheiro da Petrobras, especialista em petróleo e em recursos minerais. As alterações foram efetivadas por meio de um substitutivo do relator, o deputado André Figueiredo, ao PL nº 323/2007, de autoria do deputado Brizola Neto, que destinava 30% dos recursos dos *royalties* dos estados e municípios para a educação, além de destinações para outros setores. Na comissão especial instituída para analisar o PL nº 323/2007, instalada em 15 de julho de 2013, o PL nº 5.500 e outros projetos de lei foram apensados ao PL nº 323, mais antigo, que passou a tramitar em regime de urgência constitucional.

(por este artigo, a União deverá celebrar com os concessionários interessados, nos casos em que jazidas da área do pré-sal se estendam por outras áreas não concedidas ou não partilhadas, acordos de individualização da produção);¹¹ e v) a destinação ao FS dos recursos dos *royalties* e da participação especial provenientes dos campos do pré-sal sob o regime de concessão, cuja declaração de comercialidade tenha ocorrido antes de 3 de dezembro de 2012 (Brasil, 2013b, arts. 2^a e 3^a).

Como se observa no item (ii), nos casos dos estados, do Distrito Federal e dos municípios, as receitas do petróleo a serem destinadas à educação e à saúde são as relativas aos contratos de exploração de petróleo assinados após 3 de dezembro de 2012. Assim, foi deixado para decisão de cada estado e município a parcela de recursos a ser aplicada em educação e saúde, até que surtam efeitos, em termos de arrecadação, os contratos de exploração assinados após aquela data. Contudo, foi aprovado um parágrafo na Lei nº 12.858/2013 que concede prioridade na distribuição dos recursos da União, decorrentes dessa mesma lei, aos estados, ao Distrito Federal e aos municípios que destinarem suas receitas próprias de *royalties* e de participação especial com exclusividade para a saúde e para a educação pública, incluindo os salários de professores.

11. Para o conceito de unitização, ver a dissertação de mestrado *Análise econômica e histórica do Instituto da Unitização*, de William Monteiro (Monteiro, 2010). Trata-se de um estudo sobre as origens históricas e os fundamentos econômicos da individualização da produção, ou unitização, conceito que representa a extração conjunta e coordenada de um reservatório de petróleo que se estende por áreas pertencentes à União, não licitadas e/ou de outros proprietários.

TABELA 1
Distribuição dos royalties entre a União, os estados e os municípios (2012-2021)
 (Em R\$ milhões)

| Beneficiários | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 |
|------------------------------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| Estados | 4.601,9 | 4.833,1 | 5.455,9 | 4.030,6 | 3.417,6 | 4.357,1 | 6.595,3 | 6.559,6 | 6.431,5 | 10.450,8 |
| Municípios | 5.313,0 | 5.542,7 | 6.301,9 | 4.728,6 | 4.051,6 | 5.228,9 | 8.002,1 | 8.061,3 | 7.981,9 | 12.813,9 |
| Depósitos judiciais | 55,4 | 38,6 | 39,3 | 22,6 | 21,4 | 17,6 | 23,1 | 25,8 | 28,1 | 219,1 |
| Fundo Especial | 1.245,5 | 1.293,8 | 1.481,0 | 1.120,3 | 961,8 | 1.265,5 | 1.944,2 | 1.960,2 | 1.886,7 | 3.174,3 |
| União | 4.420,4 | 4.600,4 | 5.252,9 | 3.953,4 | 3.386,5 | 4.433,1 | 6.812,0 | 6.848,3 | 6.491,1 | 11.159,8 |
| Comando da Marinha | 2.308,1 | 2.349,3 | 2.298,0 | 1.485,1 | 1.080,2 | 1.196,2 | 1.587,8 | 1.269,8 | 903,9 | 1.322,6 |
| Ministério da Ciência e Tecnologia | 1.800,7 | 1.786,0 | 1.625,6 | 1.048,1 | 761,4 | 843,6 | 1.202,2 | 1.019,0 | 711,5 | 929,8 |
| FS | 311,5 | 465,1 | 1.295,6 | 1.377,0 | 1.503,1 | 2.277,9 | 3.700,2 | 3.575,5 | 2.935,2 | 5.029,3 |
| Educação e Saúde | - | 0,1 | 33,7 | 43,2 | 41,8 | 115,4 | 321,8 | 984,0 | 1.940,4 | 3.878,1 |
| Total | 15.636,1 | 16.308,7 | 18.531,1 | 13.855,7 | 11.838,9 | 15.302,2 | 23.376,8 | 23.455,1 | 22.819,3 | 37.817,8 |

Fonte: Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis 2022. Disponível em: <<https://www.gov.br/amp/pt-br/centrais-de-conteudo/publicacoes/anoario-estatistico/anoario-estatistico-2022>>.

TABELA 2
Distribuição dos recursos da participação especial entre a União, os estados e os municípios (2012-2021)
 (Em R\$ milhões)

| Beneficiários | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 |
|-------------------------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| Estados | 6.342,1 | 6.198,9 | 6.731,0 | 4.262,5 | 2.340,2 | 6.077,3 | 11.826,8 | 12.576,6 | 8.909,2 | 14.801,5 |
| Municípios | 1.585,5 | 1.549,7 | 1.682,8 | 1.065,6 | 616,5 | 1.487,8 | 2.956,7 | 3.151,2 | 2.227,3 | 3.533,9 |
| Depósitos judiciais | - | - | - | 750,6 | 59,3 | 21,1 | 59,7 | 1.035,7 | 1.614,9 | 2.827,2 |
| União | 7.927,6 | 7.748,6 | 8.413,8 | 5.328,2 | 2.925,3 | 7.596,6 | 14.783,5 | 15.756,1 | 11.136,5 | 18.501,9 |
| Ministério de Minas e Energia | 6.205,6 | 5.811,8 | 5.413,9 | 2.347,3 | 747,2 | 1.151,3 | 2.204,1 | 1.631,6 | 375,9 | 1.456,7 |
| Ministério do Meio Ambiente | 1.554,0 | 1.453,0 | 1.353,5 | 586,8 | 186,8 | 287,8 | 551,0 | 407,9 | 94,0 | 364,2 |
| FS | 168,0 | 483,8 | 1.646,4 | 2.394,1 | 1.991,2 | 6.157,5 | 12.028,5 | 13.665,6 | 10.563,4 | 16.547,2 |
| Educação | - | - | - | - | - | - | - | 38,3 | 77,5 | 100,4 |
| Saúde | - | - | - | - | - | - | - | 12,8 | 25,8 | 33,5 |
| Total | 15.855,2 | 15.497,2 | 16.827,5 | 11.406,9 | 5.941,3 | 15.182,8 | 29.626,8 | 32.519,7 | 23.887,9 | 39.664,5 |

Fonte: ANP. Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis 2022.

A PETROBRAS NOS MERCADOS DE GÁS NATURAL E DE ENERGIAS RENOVÁVEIS

1 PRODUÇÃO E DEMANDA DE GÁS

O gás natural é uma mistura de hidrocarbonetos, principalmente metano, etano, propano e butano, em estado gasoso, encontrado em reservatórios associados ao petróleo ou como gás livre. Além dos hidrocarbonetos, o gás natural contém teores de dióxido de carbono (CO₂), nitrogênio (N₂), gás sulfídrico (H₂S), oxigênio e metais pesados. Alguns são contaminantes, que corroem os equipamentos metálicos usados na extração e no transporte do petróleo e gás ou promovem a redução do poder calorífico de misturas gasosas (Fernández, Pedrosa Junior e Pinho, 2018; ANP, 2020b).

A especificação do gás natural nacional ou importado comercializado no território nacional é estabelecida pela Resolução ANP nº 16/2008. Para a venda do gás processado, o teor de CO₂ deve ser menor que 4% em volume, do H₂S deve ser menor que 10 ppmv (partes por milhão de volume), e o teor de etano deve ser inferior a 12%. Se o gás natural produzido em plataformas de petróleo se encontrar com teores acima desses limites, deve ser processado em uma unidade de processamento de gás natural (UPGN) para a remoção dos contaminantes (ANP, 2020b).

As atividades de escoamento de gás, desde os campos de produção até as UPGNs¹ em terra, e o transporte por gasodutos, a partir das UPGNs para a comercialização, ficaram concentrados durante quase setenta anos na Petrobras, de 1953 ao início da década de 2020. O monopólio da estatal nas explorações de gás e petróleo terminou em 1995, com a aprovação da Emenda Constitucional nº 9/1995, mas, na prática, a concentração na comercialização continuava até 2021, em razão de a Petrobras ser a proprietária principal de todos os gasodutos de escoamento, de todas as UPGNs e de todos os grandes gasodutos de transporte (vendidos a partir de 2017). Exceto na exploração e na produção de petróleo e gás, que passou a receber investimentos de outras petroleiras, a concentração na

1. A UPGN faz o processamento do gás natural para a transformação em matérias-primas a serem absorvidas por diferentes tipos de indústrias. São separadas as frações pesadas (propano e mais pesados) do metano e do etano, que geram: i) o gás seco, que contém principalmente metano e etano; ii) o líquido de gás natural (LGN), que contém propano e butano, que formam o gás liquefeito de petróleo (GLP); e iii) a gasolina natural (C5+) (Fernández, Pedrosa Junior e Pinho, 2018). A especificação e o controle de qualidade do GLP encontram-se na Resolução ANP nº 825/2020. A Resolução ANP nº 49/2016 estabelece os requisitos para a obtenção de autorização para o exercício da atividade de distribuição de GLP e a sua regulamentação.

Petrobras dos ativos essenciais da infraestrutura de gás desincentivou a entrada de investidores nas atividades envolvidas no transporte, no processamento, na regaseificação do gás natural liquefeito (GNL) e na comercialização de gás, impedindo a criação de um mercado competitivo nas diversas fases da cadeia produtiva do gás natural. Em 2017, a Petrobras começou a vender os gasodutos de transporte no Sudeste do país e nas regiões Norte e Nordeste, fato que reforçou a oportunidade para o começo da abertura do mercado para outros concorrentes.²

Além de maior produtora, a Petrobras comprava o gás produzido pelos demais produtores, realizava o processamento nas UPGNs, com capacidade de tratar 106,15 milhões de metros cúbicos/dia de gás natural no Brasil (Petrobras, 2020a), além de comercializar quase a totalidade do gás produzido pelas demais petroleiras, o que a tornava praticamente a única ofertante de gás natural no país. A companhia era ainda associada a dezenove distribuidoras de gás estaduais. Pela falta de muitos ofertantes de gás, e pelo fato de a maior parcela do gás ser extraído a longas distâncias no mar (no pós-sal e no pré-sal), o preço para os consumidores residenciais, para a indústria – como matéria-prima e fonte de energia – para a produção de fertilizantes e para a produção de energia elétrica nas termelétricas sempre foi muito mais alto que o preço na Europa e nos Estados Unidos.

Além da inexistência, de fato, de um mercado de gás natural livre no Brasil, o mercado é muito pequeno e a infraestrutura de gasodutos é reduzida em relação às dimensões do Brasil. O país dispunha, em 2020, de 9.409 km de dutos de transporte, enquanto a Argentina possuía 16 mil quilômetros, os Estados Unidos, cerca de 500 mil quilômetros, e a Europa, 200 mil quilômetros (Rocha, 2021; Brasil, 2022b). A rede brasileira interligada conecta o Rio Grande do Sul ao Ceará por meio dos gasodutos do Sudeste e do Nordeste, do gasoduto Gasene que conecta as duas redes, do gasoduto Bolívia-Brasil (Gasbol) e do gasoduto Uruguaiana-Porto Alegre (trecho 3, com 25 km). Os gasodutos Lateral-Cuiabá e Urucu-Coari-Manaus não são conectados à rede de gasodutos. Há ainda o sistema isolado do Maranhão, na bacia do Parnaíba, cujo volume produzido de gás natural é enviado para uma UPGN e utilizado localmente nas usinas termelétricas (UTES) do Complexo Parnaíba (Brasil, 2022b). Nos estados, a rede de distribuição alcança cerca de 35 mil quilômetros de extensão.

2. Foram vendidos pela Petrobras: i) 90% do capital da Nova Transportadora do Sudeste (NTS), por US\$ 5,2 bilhões, para a empresa canadense Brookfield e outros sócios, em 2017. A NTS é composta por doze gasodutos que, somados, têm 2.048 km de extensão; em 2021 foram vendidos os 10% restantes do capital da NTS; ii) 90% do capital da Transportadora Associada de Gás (TAG), em 2019, que opera a rede de gasodutos nas regiões Norte e Nordeste, pelo valor de US\$ 8,6 bilhões, para a empresa Engie; a rede tem 4.504 km de gasodutos, 91 pontos de entrega, doze estações de compressão, 75 milhões de metros cúbicos/dia de capacidade instalada. Os 10% restantes das ações da TAG foram vendidos em 2020; e iii) no final de 2020, 25% do capital da Transportadora Sulbrasileira de Gás S/A (TSB) e 51% do capital da Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil (TBG).

A oferta de gás natural conectado à rede de gasodutos é proveniente de três fontes principais: gás natural nacional produzido em campos marítimos e em campos terrestres, gás natural importado da Bolívia, e GNL importado, que é regaseificado em terminais de regaseificação. A parcela principal deste é transportado por gasodutos para entrega às empresas distribuidoras estaduais,³ e parte é transportado por carretas criogênicas a consumidores nos estados enquanto não se constroem gasodutos, especialmente para abastecimento de regiões do interior do Brasil (Senna *et al.*, 2021). O gás importado da Bolívia é transportado pelo Gasbol, construído no final da década de 1990, que contribuiu para o crescimento do mercado de gás, com a importação de até 30 milhões de metros cúbicos/dia. O Gasbol supre a malha integrada de gasodutos no Sudeste e no Sul, além de fornecer gás para o Centro-Oeste.

A bacia de Santos lidera a produção nacional de gás com 73,5% de participação na produção total, em 2022. A bacia de Campos segue em declínio: de 19,6% de participação em 2018, caiu para 9,3% em 2022. Os campos operados pela Petrobras foram responsáveis por 92% do total do gás natural produzido no Brasil, em dezembro de 2022 (ANP, 2022d).

A produção de gás natural dos próximos anos será fortemente influenciada pela produção de campos do pré-sal (Brasil, 2022b). A razão gás/óleo (RGO) no pré-sal é mais elevada do que em outros reservatórios de petróleo brasileiros. Dada a rica reserva de gás associado e a alta produtividade dos reservatórios, o pré-sal tornou-se a principal opção para a produção de gás nos próximos anos (ANP, 2020c, p. 79).

Em 2022, 85,3% do gás natural produzido no Brasil foram extraídos de campos localizados no mar e 14,7%, em terra. A produção nacional total de gás, incluindo a utilizada na malha de gasodutos integrada e a proveniente de produções isoladas foi recorde em 2022, alcançando 137,86 milhões de metros cúbicos/dia. Desse total, 49,6% (68,38 milhões de metros cúbicos/dia) foram reinjetados nos poços de petróleo e gás para o aumento da produção, 14,53 milhões de metros cúbicos/dia foram consumidos nas unidades de E&P, 3,91 milhões de metros cúbicos/dia foram absorvidos nas UPGNs e 3,48 milhões de metros cúbicos/dia não foram utilizados em razão de queimas e perdas, resultando na oferta nacional líquida de 47,56 milhões de metros cúbicos/dia. O gás total importado totalizou 24,04 milhões de metros cúbicos/dia (17,51 milhões de metros cúbicos/dia da Bolívia e 6,53 milhões de metros cúbicos/dia provenientes de regaseificação de GNL), resultando na oferta total

3. São os terminais da baía de Todos os Santos, na Bahia, com capacidade para regaseificar 20 milhões de metros cúbicos/dia, o terminal de Pecém, no Ceará, com capacidade de 7 milhões de metros cúbicos/dia, e o terminal da baía de Guanabara, no Rio de Janeiro, com capacidade de 30 milhões de metros cúbicos/dia após sua ampliação. O terminal de Barra dos Coqueiros, com capacidade de 21 milhões de metros cúbicos/dia, em operação, não está conectado à malha integrada de gasodutos (Brasil e EPE, 2022a).

de 74,63 milhões de metros cúbicos/dia. Desses, 3,65 milhões de metros cúbicos/dia foram consumidos nos gasodutos e como perdas e ajustes, resultando no consumo líquido de 67,96 milhões de metros cúbicos/dia. Esse total líquido corresponde às demandas somadas da indústria, da geração elétrica, de GNV, do comércio, das residências, da cogeração e outras demandas, ou seja, a produção nacional líquida atendeu a cerca de 70% da demanda nacional total.⁴

Para transportar o gás extraído dos campos do pré-sal da bacia de Santos e dos campos de Mexilhão e de Uruguá/Tambáú, a Petrobras e as empresas associadas dispõem de três gasodutos de escoamento, Rota 1 e Gasmex, Rota 2 e Rota 3 (este em final de construção), com diâmetros que variam de 18 a 24 polegadas, integrados a UPGNs em terra. O gás extraído é tratado e comprimido (gás natural comprimido – GNC) em navios de produção, estocagem e transferência (*floating, production, storage and offloading* – FPSOs), e transferido para gasodutos submarinos, conforme a seguir descritos.

- 1) Rota 1 e Gasmex: em operação desde 2011, o gasoduto tem 359 km e consiste de dois trechos – Rota 1, que transporta a produção de gás dos campos de Tupi, Cernambi e outros campos do pré-sal à plataforma de Mexilhão, com capacidade de vazão de até 10 milhões de metros cúbicos/dia, e o trecho que liga a plataforma de Mexilhão à unidade de tratamento de gás Monteiro Lobato (UTGCA), na cidade de Caraguatatuba, no estado de São Paulo, com capacidade para até 20 milhões de metros cúbicos/dia de gás (Gasmex). A Petrobras possui 65% do gasoduto; a Shell, 25%; e a Petrogal, 10%.
- 2) Rota 2: em operação desde 2016, é um gasoduto com 423 km que liga o pré-sal da bacia de Santos à unidade de tratamento de gás de Cabiúnas, na cidade de Macaé, no estado do Rio de Janeiro. Em julho de 2019, a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) autorizou o gasoduto a ampliar a capacidade de escoamento de 16 milhões de metros cúbicos/dia para com 20 milhões de metros cúbicos/dia. A Petrobras possui 65% do trecho que se estende do campo de Tupi a Cernambi, a Shell possui 25% e a Petrogal, 10%. No trecho do Rota 2 que liga o campo de Cernambi ao Terminal de Cabiúnas (Tecab), a Petrobras possui 55%; a Shell, 25%; a Petrogal, 10%; e a Repsol, 10%. As plataformas de produção recentemente instaladas e as futuras plataformas no pré-sal da bacia de Santos serão progressivamente conectadas ao gasoduto Rota 2 (P-66, P-74, P-69, P-68, P-76) e ao Rota 3 (P-67, P-75, P-77, P-70, FPSO Carioca e FPSO Almirante Barroso).

4. Disponível em: <<https://bit.ly/3LegjYq>>.

Todos os projetos poderão fluir através de qualquer um dos três gasodutos de escoamento assim que o sistema esteja totalmente implementado. A capacidade de transporte dos gasodutos deverá assegurar o escoamento da produção de gás do pré-sal até 2027 (Petrobras, 2019, p. 94; CBIE, 2020).

- 3) Rota 3: o gasoduto tem 355 km, sendo 307 km referentes ao trecho marítimo e 48 km, ao trecho terrestre. Em construção em seu trecho final, conectará o gás do pré-sal à planta de processamento de gás natural do polo GasLub Itaboraí (antigo Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro – Comperj), no estado do Rio de Janeiro, para o escoamento de até 18 milhões de metros cúbicos/dia, a serem integrados à rede nacional. A planta de processamento de gás natural terá duas unidades com capacidade total de processamento de 21 milhões de metros cúbicos de gás natural/dia, que aumentará a oferta de gás natural, GLP e gasolina natural (C5+) ao mercado. A Petrobras é proprietária do gasoduto.

A demanda de gás natural pode ser dividida nas categorias termelétrica e não termelétrica. A demanda não termelétrica inclui as demandas dos setores industrial, residencial e comercial, de veículos automotores, de refinarias, de fábricas de fertilizantes nitrogenados, de gás consumido nas estações de compressão e de aquecedores dos gasodutos de transporte. O setor industrial utiliza o gás natural como energia e como matéria-prima na indústria química, petroquímica, siderúrgica, papel e celulose, cerâmica, na produção de metanol, de fertilizantes nitrogenados (ureia, sulfato de amônio e nitrato de amônio). É usado ainda como agente redutor do óxido de ferro para fabricação de ferro-gusa na siderurgia (ANP, 2020c, p. 28). O metanol é insumo muito usado na indústria química como solvente e na obtenção de biodiesel (Brasil, 2019; EPE, 2020).

A demanda termelétrica destina-se à utilização em plantas termelétricas a gás natural e à cogeração (produção simultânea de duas ou mais formas de energia, a exemplo da produção das energias elétrica e térmica). O gás natural produzido no país é processado em sua maior parte nas UPGNs da Petrobras. A Petrobras atua também na geração e comercialização de energia elétrica por meio de UTEs movidas a gás natural, óleo *diesel* ou óleo combustível (Petrobras, 2020a, p. 121-122). A maior parte das termelétricas no país opera de forma flexível, não demandando gás natural em modo contínuo, e funcionam como *back-up* (reserva de segurança) do sistema de geração hidrelétrico. Contudo, para estimular investimentos em termelétricas no Brasil, seria importante que as novas contratações no setor elétrico priorizassem termelétricas inflexíveis, ou parcialmente inflexíveis, como enfatiza o texto seguinte:

A termelétrica inflexível ajuda a viabilizar novos gasodutos de transporte e expansão da rede de distribuição, uma vez que apenas sua operação é suficiente para garantir parte razoável do uso da capacidade instalada do novo gasoduto. Após a implantação de uma termelétrica e de um novo gasoduto para abastecê-la, num típico processo de externalidade positiva, é natural que a rede de distribuição em torno desse novo gasoduto se desenvolva com o tempo, passando a atender também novos clientes da indústria, do comércio, residenciais e veiculares, até ocupar integralmente a capacidade do gasoduto implantado (ANP, 2020b, p. 31).

O gás natural é distribuído nos estados pelas companhias distribuidoras locais (CDLs) às indústrias, aos postos de venda de GNV, às residências, ao comércio, aos demais consumidores e às usinas termelétricas. São 27 distribuidoras, a maioria de capital misto, controladas pelos respectivos estados. No estado de São Paulo, há três distribuidoras, sendo duas de capital privado e uma de capital misto, e no estado do Rio de Janeiro, há duas de capital privado.⁵ Para a transformação do gás natural em GNL (em estado líquido), o gás natural é filtrado e submetido à temperatura de -162 °C por processo criogênico, que reduz seu volume em seiscentas vezes e assim facilita o transporte em navios metaneiros especiais. O gás na forma de GNL contribui para a diversificação e a segurança na oferta na forma de gás natural e para preços menores uma vez que é comercializado no mercado internacional com oferta abundante (Brasil e EPE, 2021, p. 225). Os custos do GNL são competitivos em relação ao GLP e aos combustíveis derivados de petróleo. No Brasil, o gás natural é transformado em GNL por uma empresa sediada em Paulínia, em São Paulo, a primeira a realizar o processo no país. É transportado para o interior do Brasil em carretas criogênicas, com volume de até 28 mil metros cúbicos de gás, e é regaseificado por meio de vaporizadores atmosféricos em unidades de regaseificação inseridas em instalações dos clientes, o que possibilita o uso por empresas localizadas em regiões não atendidas por gasodutos.⁶ Parte do GNL importado pelo Brasil é regaseificado em cinco terminais de regaseificação, sendo três da Petrobras, com 47 milhões de metros cúbicos/dia de capacidade (no porto de Pecém – no Ceará –, na Bahia e no Rio de Janeiro), e em dois terminais privados (Sergipe – Barra dos Coqueiros – e terminal GNL do Porto do Açu – Rio de Janeiro). Outro terminal está previsto em Barcarena, no Pará, para a utilização como gás natural, especialmente em termelétricas, e também para venda às CDLs e a grandes consumidores, ou é injetado na malha de gasodutos

5. Disponível em: <<https://bit.ly/3hR4vir>>.

6. Disponível em: <<https://gaslocal.com.br/gnl/>>.

de transporte.⁷ Em veículos automotores o gás natural vem substituindo o *diesel* em veículos pesados e a gasolina em veículos leves (GNV). Para a ampliação da frota de caminhões e ônibus movidos a gás são necessários investimentos na infraestrutura de distribuição de gás.

2 EVOLUÇÃO DA ABERTURA DO MERCADO DE GÁS NA PETROBRAS

Em 2015, a Petrobras começou a desinvestir no setor de gás natural com a venda de 49% da participação na Gaspetro para a Mitsui Gás e Energia do Brasil. No ano seguinte, o governo federal iniciou a revisão do marco legal do setor de gás natural, com o lançamento, em junho de 2016, da iniciativa Gás para Crescer, com a participação de agentes da indústria do gás natural, órgãos governamentais e universidades. Como resultado das discussões, foi editada, em dezembro de 2016, a Resolução nº 10, do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), que criou o Comitê Técnico para o Desenvolvimento da Indústria do Gás Natural no Brasil (CT-GN). No Congresso Nacional, as propostas do Gás para Crescer foram incorporadas ao projeto substitutivo ao Projeto de Lei (PL) nº 6.407/2013. No entanto, a falta de consenso político impossibilitou a aprovação do substitutivo ao PL (Morais, 2021).

Dado esse resultado, o governo federal optou por adotar algumas medidas da iniciativa Gás para Crescer por meio do Decreto nº 9.616/2018, com as seguintes diretrizes: organização do sistema de transporte por entrada e saída, em substituição ao modelo de ponto a ponto; acesso negociado de terceiros às instalações de escoamento, de transportes, de processamento e de regaseificação; e orientações para a abertura do mercado de gás nos estados (Silva, 2020).

O sistema ponto a ponto é utilizado quando há um único carregador (Petrobras), que reserva a capacidade para a movimentação do gás referente a todo os trechos de um gasoduto, desde o ponto de recebimento até o de entrega. Com a entrada de outros carregadores, ocorre a mistura de gases de proprietários distintos; com essa mudança, foi necessária a adoção do sistema de entrada e saída, em que o que se reserva é a capacidade referente aos volumes de injeção máxima (na entrada) e de retirada (na saída) em cada ponto de recebimento e da zona de entrega no gasoduto. Para o sistema operar, foi necessária a alteração do sistema de cobrança do Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS) por meio de ajustes

7. Em 2021, o terminal de regaseificação das Centrais Elétricas de Sergipe (Celse) entrou em operação, vinculado a uma termelétrica a gás flexível no porto de Sergipe I. O terminal de GNL no Porto do Açú, no Rio de Janeiro, tem capacidade de regaseificação de 21 milímetros de metros cúbicos/dia, conectado à UTE Novo Tempo e à UTE GNA II (com demanda máxima de 6 milímetros de metros cúbicos/dia cada uma). O terminal de GNL de Barcarena, no Pará, terá capacidade de regaseificação de 15 milhões de metros cúbicos/dia, conectado à UTE Novo Tempo Barcarena (com demanda máxima de 3 milhões de metros cúbicos/dia) e a outras demandas industriais, com previsão de entrada em 2022 (Brasil e EPE, 2021, p. 227).

do Sistema Nacional de Informações Econômicas Fiscais do Conselho Nacional de Política Fazendária (Sinief/Confaz).⁸

Em 2017, a Petrobras começou a vender seus gasodutos de transporte de gás natural no Sudeste e nas regiões Norte e Nordeste, iniciativa que facilitou o caminho para a abertura do mercado. Em 9 de maio de 2019, o CNPE editou a Resolução nº 9, que estabeleceu diretrizes para a livre concorrência no mercado de refino no Brasil e determinou que, na hipótese de decisão de desinvestimentos por empresas que ocupem posição dominante no setor de refino (a Petrobras), junto com a venda de refinarias deverão ser vendidos também os seus ativos de infraestrutura necessários para a movimentação dos insumos e produtos.

No mês seguinte, em 11 de junho de 2019, mesmo mês de lançamento do programa Novo Mercado de Gás (NMG) (Morais, 2021), a Petrobras assinou com o Conselho Administrativo de Defesa Econômica (Cade) o Termo de Compromisso de Cessação de Prática (TCC), para suspender o inquérito administrativo daquela autarquia do Ministério da Justiça contra a companhia, relacionado a suposto abuso de posição dominante no segmento de refino. O TCC envolve o desinvestimento de aproximadamente 50% da capacidade de refino da Petrobras. Desde então, foram realizadas pela companhia, até 2022, diversas ações, conforme cronograma estabelecido, visando à redução da sua participação nos mercados de gás natural e de refino de petróleo, abrindo espaço para outros agentes investidores para se alcançar maior concorrência no mercado de gás natural. Como resultado, as ações a seguir estavam sendo desenvolvidas pela Petrobras, em 2021-2022.

- 1) Finalização dos desinvestimentos nos gasodutos de transporte (2021) e nas empresas de distribuição de gás nos estados (em 2022).
- 2) Negociação do acesso de outras empresas à sua capacidade de processamento de gás nas UPGNs.
- 3) Informação à ANP e às transportadoras sobre as capacidades de entrada e saída que necessitará nos gasodutos de transporte para possibilitar que as capacidades remanescentes sejam informadas ao mercado pela ANP.
- 4) Arrendamento do terminal de regaseificação da Bahia, com capacidade de processamento de 20 milhões de metros cúbicos/dia.
- 5) Assinatura, em março de 2020, de aditivo ao contrato com a Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB) de 1966, que reduziu o volume de compra de gás da Bolívia de 30,08 milhões de metros cúbicos/dia para 20 milhões de metros cúbicos/dia, abrindo espaço na malha da

8. Disponível em: <https://www.confaz.fazenda.gov.br/legislacao/ajustes/2018/AJ_003_18>; <<https://www.confaz.fazenda.gov.br/legislacao/ajustes/2021/ajuste-sinief-01-21>>.

TBG para importação direta também por outros agentes econômicos (Silva, 2020; BNDES, 2020; ANP, 2020c).

- 6) Assinatura do Sistema Integrado de Gasodutos e do Sistema Integrado de Processamento de Gás Natural (SIP) para que as empresas comercializem diretamente aos consumidores seus volumes produzidos de gás.

O processo de desinvestimentos da Petrobras na área de óleo e gás natural incluiu os seguintes ativos colocados à venda.⁹

- 1) Vinte e seis campos marítimos e 49 campos terrestres de petróleo e gás natural.
- 2) Participação de 35% no Campo de Manati, na Bahia, produtor de gás.
- 3) Sete refinarias: Refinaria Abreu e Lima (RNEST), em Pernambuco, 5% da capacidade de refino do Brasil; Refinaria Landulpho Alves (RLAM), na Bahia, 14%; Refinaria Presidente Getúlio Vargas (Repar), no Paraná, 9%; Refinaria Alberto Pasqualini (Refap), no Rio Grande do Sul, 9%; Refinaria Isaac Sabbá (Reman), em Manaus, 2%; Lubrificantes e Derivados do Nordeste (Lubnor), no Ceará, 0,3%; Refinaria Gabriel Passos (Regap), em Minas Gerais; e uma Unidade de Industrialização do Xisto (SIX), no Paraná (5.880 t/dia de xisto).¹⁰
- 4) Participações restantes em gasodutos: TAG (10%) e NTS (10%), e a participação no capital (51%) da TBG após a definição das receitas futuras da transportadora (com a conclusão da chamada pública para contratação de capacidade disponível, cuja consulta pública ocorreu em 2019).
- 5) Cem por cento da Liquigás Distribuidora S/A (Liquigás).
- 6) Gás natural nos estados: venda da participação na distribuição de gás – a participação de 51% na Gaspetro ou a venda da participação em 19 das 27 distribuidoras de gás natural estaduais.¹¹

A RLAM¹² foi vendida em novembro de 2021; as refinarias Reman¹³ e SIX foram vendidas em 2022.

9. Disponível em: <<https://petrobras.com.br/pt/nossas-atividades/areas-de-atuacao/gas-natural/>>.

10. Disponível em: <<https://www.investidorpetrobras.com.br/resultados-e-comunicados/comunicados-ao-mercado/>>.

11. A Petrobras anunciou, em 28 de julho de 2021, a assinatura de contrato de venda de sua participação de 51% na Gaspetro para a Compass Gás e Energia, empresa do grupo Cosan. O Cade aprovou, em junho de 2022, a venda para a Compass, que mudou a razão social da Gaspetro para Commit Gás S/A, e tem até três anos para vender doze das dezenove distribuidoras estaduais das quais a Gaspetro é sócia.

12. Disponível em: <<https://bit.ly/3Q6RyhC>>.

13. Disponível em: <<https://bit.ly/3GdSaNk>>.

Em 2019, a Petrobras vendeu 30% das ações da BR Distribuidora, a maior comercializadora de combustíveis e lubrificantes do Brasil. Com a venda, reduziu a participação no capital da empresa para 41,25%, que passou a ter mais capital privado do que estatal, e em 2021 vendeu a participação acionária que ainda detinha na empresa comercializadora. Em dezembro de 2020, finalizou a venda da sua participação na Liquigás, que atua no engarrafamento, distribuição e comercialização de GLP, e é proprietária de uma rede de 4.800 revendedores autorizados, com 21% de participação de mercado.

A Petrobras continuará a vender o gás que produz, principalmente para empresas locais de distribuição de gás e termoelétricas, geralmente com base em contratos de fornecimento *take-or-pay*. As fórmulas de preço sob esses contratos estão alinhadas principalmente com os preços do petróleo Brent e do dólar americano (Petrobras, 2020a, p. 130).

Na infraestrutura de escoamento, a Petrobras não renovará os contratos de compras de gás produzidos por novos parceiros, que leva à outra grande ação, a liberação e compartilhamento de parte da infraestrutura de escoamento e de processamento de gás para os produtores interessados. A Petrobras fará operações de industrialização de gás natural por encomenda, entregando o produto industrializado (gás natural e derivados líquidos de gás natural). O preço do processamento será negociado com o contratante e variará em função da qualidade do gás natural a ser processado e da curva de contratação. A capacidade de processamento está sendo ofertada em duas etapas: i) capacidade oferecida aos agentes que produzem gás natural provenientes de campos em produção; e ii) capacidade oferecida aos demais agentes interessados, com a oferta realizada anualmente (Petrobras, 2020a, p. 129).

Todas as iniciativas para a abertura do mercado, a partir de 2016, redundaram na Nova Lei do Gás (Lei nº 14.134/2021 e Decreto nº 10.712/2021), que busca atrair novos agentes para a cadeia produtiva, aumentar os investimentos, reduzir os preços e obter maior integração da produção do gás natural com os setores de geração de energia elétrica e industrial. Com isso, a lei pretende obter maior integração do gás natural com os setores elétrico e industrial, propiciar maior estabilidade jurídica para os investidores, incentivar a harmonização das normas estaduais e federais e remover barreiras tributárias.

Não obstante as determinações da nova lei do gás, foi observado pelo Tribunal de Contas da União (TCU) uma ação discriminatória da Petrobras na abertura do mercado de gás natural. Uma auditoria do TCU, de natureza operacional, avaliou se a atuação da companhia estava em compasso com as novas diretrizes governamentais de promoção da concorrência no mercado de gás, nos temas da alienação de ativos, acesso a infraestruturas essenciais, acesso à capacidade de transporte,

entre outros. A auditoria concluiu que o acesso às infraestruturas essenciais foi realizado de maneira discriminatória e que não houve ampla publicidade e transparência no cumprimento do acordo com o Cade. Os contratos de acesso aos gasodutos de escoamento da produção, às instalações de tratamento ou processamento de gás natural e aos terminais de GNL, foram realizados sem a obediência aos requisitos de cessão não discriminatória de terceiros e de mais ampla divulgação de todos os documentos, com a violação do previsto na Nova Lei do Gás (Fiscalização..., 2021).

Com a modernização dos mercados de gás natural trazida pelo NMG e pelo TCC assinado entre Cade e Petrobras, além dos diversos novos agentes que iniciaram suas operações no setor de gás brasileiro recentemente e das tratativas para o acesso de terceiros ao escoamento, processamento e regaseificação de GNL (MME, 2020), a comercialização de gás natural no Brasil começa a migrar gradualmente para contratos com maior liquidez e competição entre diferentes fontes de oferta, como por exemplo o GNL, o gás natural importado da Bolívia e o gás natural produzido nacionalmente em diferentes ambientes exploratórios.

3 GASODUTO BOLÍVIA-BRASIL

O Gasbol, que iniciou operações em 1999, foi decorrente do contrato de fornecimento de gás (*gas sale agreement* – GSA), de longo prazo, firmado entre a Petrobras e a YPF, em 1997, para a aquisição de 30 milhões de metros cúbicos/dia, a preços vinculados ao preço global do óleo combustível, até 2019. Após 2019, os contratos de gás entre o Brasil e a Bolívia seriam renegociados. O gasoduto foi financiado pela Petrobras, e é operado, no território brasileiro, pela TBG, cujo capital pertence em 51% à Petrobras (Lamassa, 2020).

A TBG opera um sistema de dutos de transporte de gás natural que começa na fronteira Bolívia-Brasil, perto de Corumbá, no Mato Grosso do Sul, percorre os estados de Mato Grosso do Sul e de São Paulo até a cidade de Paulínia, onde se divide em um ramal para a cidade de Guararema, em São Paulo, e outro para a cidade de Canoas, no estado do Rio Grande do Sul, cruzando os estados do Paraná e de Santa Catarina. O Gasbol foi o primeiro sistema de transporte de gás natural que adotou o regime contratual de entrada e saída com carregadores de gás, em dezembro de 2019.¹⁴

4 INVESTIMENTOS DA PETROBRAS EM ENERGIAS RENOVÁVEIS

A Petrobras começou a investir em biodiesel após a aprovação do marco legal que definiu as regras para a produção e a comercialização do biocombustível no

14. Disponível em: <<https://www.tbg.com.br/historia-de-pioneirismo>>.

Brasil. Em dezembro de 2004, o governo federal lançou o Programa Nacional de Produção e Uso do Biodiesel (PNPB), com o modelo tributário para o novo combustível e os mecanismos para a inclusão da agricultura familiar na produção de matérias-primas. No ano seguinte, a Lei nº 11.097/2005 introduziu o biodiesel na matriz energética brasileira. A obrigatoriedade da adição do biodiesel ao óleo *diesel* entrou em vigor em janeiro de 2008, com o percentual inicial de 2%.

Em 2006, para iniciar a produção de biodiesel, a Petrobras realizou investimentos na construção de três usinas de produção de biodiesel, nos estados do Ceará, da Bahia e de Minas Gerais. Em julho de 2008, a primeira refinaria foi inaugurada em Candeias, na Bahia. No mês seguinte, a segunda usina de biodiesel começou a produzir na localidade de Quixadá, no Ceará. Em janeiro de 2009, a Usina de Montes Claros, localizada em Minas Gerais, iniciou a produção. As três refinarias foram projetadas com igual capacidade de produção, com o total de 170 milhões de litros de biodiesel/ano. A implantação das três usinas foi acompanhada de um programa da Petrobras para o desenvolvimento do mercado agrícola regional, com o objetivo de garantir matérias-primas para a produção do biocombustível, que utiliza principalmente o óleo de soja. Foram assinados contratos de compra de óleos vegetais com pequenos agricultores e produtores industriais.¹⁵

Em 2010, a Petrobras fornecia 10% do consumo brasileiro de biodiesel. Para o ano citado, a capacidade de produção de biodiesel da Petrobras foi prevista em 11,2 mil barris/dia, após a aquisição de 50% das ações da empresa BSBIO S Marialva Biodiesel Sul Brasil (Petrobras, 2009, p. 57). Em 2012, a Petrobras era um dos cinco maiores produtores de biodiesel no Brasil.

Em outras iniciativas para aumentar a produção de biodiesel e diminuir a dependência de óleos vegetais de terceiros, a Petrobras investiu em uma empresa de extração de óleo vegetal, próxima a uma das usinas e, em 2014, passou a utilizar também óleos e gorduras residuais (OGR), o óleo de cozinha, usado em suas usinas de biodiesel (Petrobras..., 2014).

Diante do crescimento do interesse mundial por combustíveis renováveis, a Petrobras anunciou em 2008 a realização de investimentos na produção de etanol. Para consolidar todas as iniciativas relacionadas ao biodiesel e ao etanol e realizar parcerias com fabricantes de biocombustíveis, a Petrobras criou a empresa Petrobras Biocombustível. Os investimentos em etanol foram concretizados em 2010, aproveitando a infraestrutura disponível na companhia para a distribuição desse combustível no país e a infraestrutura de exportação. O primeiro investimento foi realizado em associação com a empresa Tereos International, subsidiária brasileira da Tereos Grupo, da França, com investimentos de US\$ 909 milhões na aquisição

15. Relatórios anuais da Petrobras, Form 20-F, de 2007 a 2018, disponíveis em: <<https://www.investidorpetrobras.com.br/apresentacoes-relatorios-e-eventos/relatorios-anuais/>>.

de participação de 45,7% na Açúcar Guarani S/A, a quarta maior processadora de cana-de-açúcar do Brasil. Seguiram-se investimentos de US\$ 244 milhões na aquisição de 49% de participação na Nova Fronteira Bioenergia S/A, em parceria com o Grupo São Martinho, para operar e expandir a produção das usinas Boa Vista e SMBJ Agroindustrial S/A. Outros investimentos foram realizados nas empresas Bioóleo Industrial e Comercial S/A (produção de óleo e torta de mamona, e de óleo de algodão e de soja semirrefinados), Bambuí Bioenergia e Total Agroindústria Canavieira S/A (Petrobras, 2009; 2010d).

Outras fontes de geração de energia renovável que receberam investimentos da Petrobras, de forma autônoma ou por meio de participações societárias, foram as energias hidráulica, solar e eólica, além de geração de energia elétrica com o uso de bagaço de cana-de-açúcar. Os investimentos em energia eólica foram realizados em um complexo de quatro parques eólicos (Mangue Seco 1, Mangue Seco 2, Mangue Seco 3 e Mangue Seco 4) localizado em Guamaré, no estado do Rio Grande do Norte, com capacidade instalada total de 104 MW, e em 100% do capital de uma usina de energia eólica no município de Macau, no estado do Rio Grande do Norte; em usinas hidrelétricas de pequeno porte; na Unidade Fotovoltaica de Alto Rodrigues (UFVAR), no estado do Rio Grande do Norte (Petrobras, 2015c, p. 73). As energias geradas pelas usinas eram vendidas nos leilões de compra de energia da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel).

5 SAÍDA DOS SEGMENTOS DE ENERGIAS RENOVÁVEIS

No Plano de Negócios 2014-2018, a Petrobras tinha como uma de suas metas ampliar a produção de etanol e de biodiesel, em linha com o crescimento do mercado doméstico de gasolina e *diesel* (Plano..., 2014a). A companhia produzia, em 2014, 17,0% do total de biodiesel consumido no Brasil. Contudo, no final de 2014, investigações da Polícia Federal e do Ministério Público Federal revelaram o envolvimento de ex-executivos da Petrobras em esquemas de desvios de recursos da companhia. A Petrobras se encontrava com dívida elevada, tomada em financiamentos e lançamentos de títulos, principalmente no mercado financeiro internacional (84,0% da dívida total). A partir das revelações de desvios de dinheiro em projetos de grandes refinarias, agravadas pelo desconhecimento dos montantes que haviam sido desviados, o mercado financeiro se retraiu para a Petrobras e elevou as taxas médias de juros de 4,0%, em 2013, para 8,5%, em 2015. Diante dos montantes ainda desconhecidos dos prejuízos e com dívida elevada, a Petrobras não teve outra alternativa senão a de realizar um forte ajuste nos investimentos, adequando-os às necessidades de cumprimento dos serviços anuais da dívida e da continuidade dos investimentos prioritários no aumento da produção de petróleo na área do pré-sal.

Para começar a recuperar a credibilidade do mercado, especialmente do mercado financeiro internacional, a estatal definiu um amplo programa de venda de ativos. Em 2016, decidiu sair totalmente da produção de biocombustíveis, segmento em que vinha tendo lucros negativos desde 2013 (Petrobras, 2016a, p. 113). Além disso, optou por sair da distribuição de gás de cozinha (GLP), da produção de fertilizantes e de produtos petroquímicos, mas continuando a “preservar as competências tecnológicas em áreas com potencial de desenvolvimento” (Petrobras, 2016a, p. 49).

Para iniciar a saída da área de biocombustíveis, foi vendida, em dezembro de 2016, a participação de 46,0% na usina Guarani, por US\$ 202 milhões, com perdas reconhecidas de US\$ 67 milhões na venda. Em 2017, foi vendida a produtora de etanol Nova Fronteira. Em 2020, a Petrobras vendeu pelo valor simbólico de R\$ 1,0 a participação de 8,4% que detinha na Bambuí Bionergia para a outra sócia da empresa (Petrobras..., 2017).

A saída do segmento de biocombustíveis ganhou velocidade em 2019, com quatro operações de vendas: a participação na Belém Bioenergia, vendida para a Galp Bioenergy; a divulgação da oportunidade de venda da BSBios Biodiesel Sul Brasil S/A; a venda das ações de emissão da Bioóleo detidas pela PBio (6,07%); e a dissolução da Participação no Complexos Bioenergéticos S/A (PCBios). Ainda no final de 2019, a Petrobras Biocombustível assinou contrato para a saída imediata do capital da empresa Bioóleo Industrial e Comercial S/A.¹⁶ Com os desinvestimentos, a estatal reduziu a participação na produção brasileira de biodiesel a 6,0% (Petrobras, 2019). Em abril de 2021, finalizou a venda de suas participações nas eólicas Mangue Seco 1, Mangue Seco 2, Mangue Seco 3 e Mangue Seco 4, alinhada à estratégia de otimização do portfólio e à melhoria de alocação do capital.

6 PERSPECTIVAS FUTURAS DA PETROBRAS EM ENERGIAS RENOVÁVEIS

A saída da Petrobras da produção de energias renováveis foi uma estratégia forçada pela necessidade de ajuste nos indicadores de endividamento, após a crise de credibilidade em 2014-2015. A companhia se viu obrigada a se desfazer dos ativos não pertencentes a sua atividade histórica, isto é, explorações e produção de petróleo, em que as taxas de rentabilidade são substancialmente maiores. O objetivo de sanear a situação financeira foi alcançado em 2021, com a redução da dívida bruta, de US\$ 132,2 bilhões, em 2014, no auge do endividamento, para US\$ 58,7 bilhões, em 2021, após a venda de ativos no total de US\$ 41,3 bilhões de 2015 a 2021 (Petrobras, 2015c; 2021a).

No entanto, a Petrobras mostra reconhecer a importância de voltar a investir em energias renováveis, diante da inevitável substituição das fontes fósseis de

16. Disponível em: <<https://bit.ly/3A9utDo>>.

energia, no atual processo de transição energética. E também para se alinhar ao movimento de transformação das grandes empresas internacionais de petróleo em empresas de energia, isto é, voltadas a investimentos tanto em petróleo quanto em energias não poluentes.

As seguintes ações da Petrobras mostram a tendência comentada de retorno às energias renováveis. Em 2018, a estatal assinou dois memorandos de entendimento, com o objetivo de desenvolver projetos de geração de energia elétrica “em negócios rentáveis de energia renovável, com foco em energia eólica e solar no Brasil” (Petrobras, 2018, p. 46). O primeiro memorando foi assinado com a companhia norueguesa Equinor, para avaliar o desenvolvimento comercial conjunto no setor de energia eólica *offshore* no Brasil. O segundo memorando foi celebrado com as sociedades francesas TotalEnergies e Total Eren, com o objetivo de analisar o desenvolvimento de negócios em energia solar e energia eólica, em projetos de até 500 MW de capacidade instalada ao longo do horizonte de cinco anos (Petrobras, 2018, p. 73).

No Plano Estratégico 2020-2024 a Petrobras reafirmou a saída da produção de biodiesel e de etanol, mas confirmou estar trabalhando para produzir *diesel* renovável (em substituição ao biodiesel) e bioquerosene de aviação (BioQav), em resposta às políticas de sustentabilidade da matriz energética brasileira. O *diesel* renovável é um biocombustível produzido a partir de óleos vegetais, tendo a mesma estrutura do óleo *diesel* convencional. O combustível, segundo a Petrobras, reduz em 70% a emissão de gases de efeito estufa se comparado ao óleo *diesel* mineral e em 15% em relação ao biodiesel tradicional. Seria isento de contaminantes e por isso aumenta a vida útil dos veículos. A comercialização no Brasil como biocombustível depende ainda de regulamentação da ANP (Petrobras..., 2020c).

O BioQAv ou bioquerosene de aviação será utilizado no mundo para a redução das emissões de gases de efeito estufa. Uma resolução da Organização da Aviação Civil Internacional (Oaci) obriga seu uso a partir de 2027. O processo de produção do BioQAv por hidrogenação utiliza as mesmas matérias primas na produção do *diesel* renovável. As unidades industriais que produzem o BioQAv têm como coproduto o *diesel* renovável (*hydrotreated vegetable oil* – HVO). Assim, a produção de BioQAv pode ser estimulada pela produção de *diesel* renovável e pode aumentar a competitividade de ambos os produtos (Petrobras..., 2020c).

Outra reafirmação da intenção da Petrobras em retornar à produção de energias renováveis foi a destinação, para o período de 2022 a 2026, de US\$ 600 milhões para investimentos em biorefino, envolvendo a produção de *diesel* renovável, de querosene de aviação e a realização de pesquisa e desenvolvimento (P&D) em *biobunker* (combustível verde para navios, produzido com óleos vegetais

destinados à mistura com combustíveis fósseis) e em energias renováveis modernas (Ardenghy, 2022; Petrobras, 2021a).

Finalmente, de acordo com a recente afirmação do dirigente da Petrobras, a companhia avalia investir nos segmentos de hidrogênio e na geração de energia nuclear, eólica e solar, para melhorar seu posicionamento em meio à transição para uma economia de baixo carbono (Petrobras..., 2021).

PETROBRAS: MARCHA FORÇADA, QUEDA E RECUPERAÇÃO

1 INTRODUÇÃO

Em 1999, aos 46 anos de sua história, a Petrobras se deparou com um novo desafio. Quatro anos antes, em 1995, a Emenda à Constituição nº 9 havia eliminado o monopólio que ela detinha na indústria do petróleo, e promovido a abertura do setor para outras empresas. Nas quatro décadas anteriores a Petrobras teve livre acesso à exploração de petróleo nas 29 bacias sedimentares brasileiras, com 7,1 milhões de quilômetros quadrados. O monopólio era amplo, abrangendo a exploração e produção de petróleo e gás natural, a implantação de refinarias, o transporte marítimo de petróleo e derivados nacionais, e o transporte por dutos de petróleo e derivados, nacionais e importados, no território nacional (capítulo 7). Com a abertura em 1995, a aquisição do direito de explorar blocos exploratórios, delimitados pela Agência Nacional do Petróleo (ANP), e a participação de empresas privadas e estatais nas demais atividades da indústria do petróleo passaram a ser de livre concorrência, regulada pela Lei nº 9.478/1997, que revogou a lei que instituía a Petrobras (Lei nº 2.004/1953). O acesso aos blocos passou a ser realizado por meio de licitações, abertas a quaisquer petroleiras interessadas em produzir petróleo no país. A Petrobras teve que se preparar para um ambiente competitivo que não conhecia, isto é, participar das disputas por áreas de exploração com empresas petroleiras, pagando um valor em bônus de assinatura. O primeiro leilão, realizado em 1999, despertou o interesse de 35 petroleiras internacionais, que se candidataram à aquisição de direitos de exploração de blocos em oito bacias sedimentares (tabela 4, capítulo 8).

A Petrobras (e todas as empresas petroleiras no mundo) enfrentava, ainda, a queda internacional nos preços do petróleo, que já durava quatorze anos, de 1986 a 1999 (capítulo 8). Em 1999, o preço do petróleo do tipo Brent, utilizado como referência internacional, era de US\$ 18 (ou US\$ 30, em valor atualizado de 2022). Esse preço não remunerava adequadamente os investimentos da Petrobras, porém a empresa seguia na missão para a qual foi criada, isto é, descobrir jazidas de petróleo para garantir o suprimento de combustíveis ao mercado brasileiro. No ano seguinte, o período de preços extremamente baixos chegaria ao fim, com o início de um novo ciclo de altas nos preços, que perduraria até 2014.

Foi nesse ambiente de competição com as empresas internacionais de petróleo que o Conselho de Administração da Petrobras aprovou, em 1999, o Plano Estratégico 2000-2010, proposto pela diretoria da empresa, presidida

por Henri Philippe Reichstul, para pautar os rumos que a empresa seguiria nos próximos anos. O plano foi acompanhado da reestruturação e modernização administrativa da Petrobras e de um projeto de internacionalização dos negócios. A reforma adotou o conceito de unidades de negócios, implantando no organograma da companhia as áreas de Exploração e Produção; Abastecimento; Gás e Energia; Internacional, e duas áreas de apoio, Serviços e Financeira (Felipe, 2010). As unidades de negócios teriam autonomia para conduzir as atividades de sua área, prestando contas dos resultados obtidos e com maior transparência na atuação.

O Plano Estratégico Petrobras 2000-2010 enfatizou aumentos da produtividade e da lucratividade, para colocar a companhia em condições de competir com as petroleiras internacionais que começavam a participar das explorações no Brasil, e transformá-la em uma empresa de energia com atuação internacional. Esses objetivos foram sintetizados na visão adotada no plano: “A Petrobras será uma empresa de energia com atuação internacional e líder na América Latina, com grande foco em serviços e liberdade de atuação de uma corporação internacional” (Felipe, 2010).

O plano adotado visava tornar a Petrobras uma empresa multinacional gigante na área de energia, de classe mundial, por meio da aquisição de campos de petróleo e refinarias em diversos países. O plano alçou voo e foi reforçado com as descobertas de petróleo no pré-sal, em 2006. Dez anos após lançado o Plano 2000, a Petrobras desenvolvia atividades em mais de vinte países, operando refinarias, campos de petróleo e gasodutos e comercializando derivados de petróleo. Porém, no decorrer da execução dos grandes planos de negócios (Plano de Negócios e Gestão – PNG) que se seguiram, o projeto de tornar a Petrobras uma petroleira multinacional foi interrompido, em meados da década de 2010, por falhas profundas na administração dos negócios, como se analisa neste capítulo.

As descobertas de petróleo no pré-sal, em 2006, abriram amplas perspectivas de aumento na produção de petróleo e gás natural da Petrobras, impulsionando os investimentos, não somente na área de exploração e produção na nova fronteira petrolífera, mas também na produção de derivados de petróleo, em gás e energia e nas demais áreas de negócios, no Brasil e também no exterior,¹ como planejado no Plano 2000-2010. Na área de refino, além dos investimentos em obras de reformas e modernização em onze das suas doze refinarias, foi iniciada a construção de duas novas grandes refinarias, em Pernambuco e no Rio de Janeiro, e realizadas obras de terraplenagem de duas outras, no Maranhão e no Ceará.

Desde 2003, a Petrobras já havia começado a aumentar mais intensivamente os investimentos (gráfico 1) e as previsões de crescimentos da produção de petróleo.

1. Disponível em: <<https://bit.ly/40Af75u>>.

Os valores projetados no PNG 2003-2007, de US\$ 34,3 bilhões, estavam 44% superiores ao valor de US\$ 23,8 bilhões efetivamente investidos nos cinco anos anteriores (1998-2002). A partir de 2006, a tendência se acelerou, quando se adotou uma visão extremamente otimista das possibilidades de expansão da companhia. Como se verificou depois, as projeções de crescimento foram interrompidas, em 2014, quando a Petrobras se encontrava com elevada dívida assumida no mercado financeiro, a maior entre todas as empresas do mundo,² preços achatados dos combustíveis, em 2011-2014, e deterioração dos indicadores de desempenho financeiro, tornando inviável a continuação da trajetória de expansão da produção planejada.

2 DOS GRANDES PLANOS DE INVESTIMENTOS AO COLAPSO FINANCEIRO

Para dar continuidade aos projetos de expansão da Petrobras, foi adotada no PNG 2003-2007 a mesma Visão 2010 já anunciada em dois planos que se seguiram ao plano lançado em 2000: “A Petrobras será uma empresa de energia com forte presença internacional e líder na América Latina, atuando com foco na rentabilidade e responsabilidade social” (Barusco Filho, 2003). O crescimento de produção de petróleo no PNG 2003-2007 foi projetado em 8,0% ao ano, em média. Era uma taxa elevada, mas que já tinha sido alcançada pela companhia, entre 1992 e 2002, quando atingiu 8,8% ao ano. O plano projetou elevar a produção de petróleo de 1,5 milhão de barris/dia, em 2002, para 2,2 milhões de barris/dia, em 2007. Os dados de produção posteriores mostram que nesse último ano a produção chegou a um patamar bem menor: 1,79 milhão de barris/dia. Mesmo onze anos depois, em 2018, aquele volume anual médio não havia sido atingido (a produção média em 2018 foi de 2,035 milhões de barris/dia de petróleo).

As projeções de aumento da produção de petróleo, a partir de 2003, inauguraram um longo período marcado por estimativas de crescimento que nunca foram alcançadas. As expectativas para a produção de petróleo e gás da Petrobras em outros países em que atuava mostraram-se ainda mais irrealistas. Para conseguir a projetada expansão na produção externa, os investimentos efetivamente realizados deram um salto, passando da média de US\$ 0,8 bilhão ao ano, no período de 1998 a 2002, para US\$ 1,8 bilhão, em média, de 2003 a 2007. Foi previsto no PNG 2003-2007 pela área internacional da Petrobras que a produção externa aumentaria, em 2007, para 503 mil barris de óleo equivalente (boe)/dia, número que significaria dobrar a produção em quatro anos, pois em 2003 a produção externa tinha sido de 251,8 mil boe/dia. Os registros da produção da companhia indicam que, em sentido contrário, em 2007, a produção diminuiu para 243,1 mil boe/dia; a produção máxima alcançada no exterior foi de 269 mil boe/dia, em 2004. A partir desse último ano, a produção no exterior diminuiu, estabilizou-se em níveis menores e

2. Disponível em: <<https://bit.ly/43XbA4f>>.

passou a cair acentuadamente a partir de 2013. Em 2014, em razão da descoberta de desvios de recursos na diretoria internacional da Petrobras na aquisição da refinaria de Pasadena, nos Estados Unidos, a área internacional da Petrobras foi extinta e seus investimentos foram distribuídos para outras áreas da companhia.

Em meados de 2005, uma nova diretoria que assumiu a Petrobras refez o PNG 2006-2010, que havia sido anunciado no início do ano, e aumentou em US\$ 21,9 bilhões os investimentos em todas as áreas de negócios da empresa, para o total de US\$ 56,4 bilhões. A elevação nas inversões tinha como fundamento, segundo o plano, as perspectivas de crescimento das explorações mundiais de petróleo, a tendência de aumento nos preços do petróleo tipo Brent (que passara de US\$ 38,3 o barril, em 2004, para US\$ 54,50, em 2005) e a expansão da demanda de combustíveis e de gás natural no Brasil. Foi projetado pela diretoria do departamento de exploração e produção, no plano 2006-2010, que a produção de petróleo no Brasil passaria de 1,6 milhão de barris/dia, em 2005, para 2,3 milhões de barris/dia, em 2010 (Azevedo, 2005). Os dados na tabela 1 mostram que a produção não foi alcançada, obtendo-se 2,0 milhões de barris/dia.

No ano seguinte foi lançado o PNG 2007-2011, com os investimentos planejados para cinco anos aumentados para US\$ 87,1 bilhões, ou elevação de 54%. No PNG seguinte, para o período 2008-2012, aprovado pelo conselho de administração da Petrobras, em 14 de agosto de 2007, quando também foi aprovado o Plano Estratégico 2020, a diretoria afirmou que “mantém as metas agressivas de crescimento da companhia” (Petrobras, 2007). Os investimentos para cinco anos foram projetados no valor de US\$ 112,4 bilhões. O Plano Estratégico 2020, que estabeleceu a visão e as estratégias da companhia para o futuro, ampliou a concepção da Petrobras “de uma empresa líder na América Latina para uma das cinco maiores empresas integradas de energia do mundo” (Petrobras, 2007).

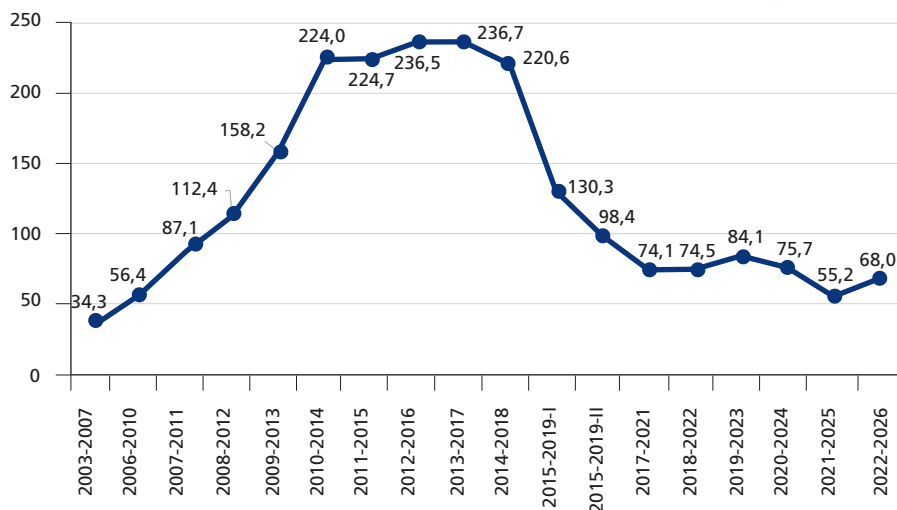
No plano seguinte, PNG 2010-2014, os investimentos saltaram para US\$ 224,0 bilhões, o maior do mundo entre todas as grandes petroleiras³ (gráfico 1). A companhia informou que o “Plano de Negócios 2010-2014 prepara a Petrobras para ficar entre as cinco maiores empresas produtoras de petróleo do mundo” (Petrobras, 2010b; Petrobras, 2011a), e que iria produzir, em 2020, 3,95 milhões de barris/dia de petróleo no Brasil. O presidente da Petrobras informou que a companhia desenvolvia atividades operacionais em vinte e cinco países e que “a Petrobras encerrou 2010 como a terceira no *ranking* das empresas globais de energia em valor de mercado” (Petrobras, 2011a).

3. A maior petroleira do mundo, a ExxonMobil, tinha programado investir entre US\$ 128 bilhões e US\$ 148 bilhões no mesmo período (CBIE, 2010). O lucro anual da Petrobras foi de US\$ 20,1 bilhões em 2010 e em 2011, resultados que não mais se repetiriam até, pelo menos, 2021. À época, a Petrobras tinha o alto valor de mercado de US\$ 224,83 bilhões, o que a colocava entre as dez maiores empresas do mundo. Disponível em: <<https://www.offshore-energy.biz/petrobras-among-ten-biggest-companies-in-the-world/>>.

GRÁFICO 1

Petrobras: evolução dos investimentos programados para períodos de cinco anos (2003-2026)

(Em US\$ bilhões)



Fonte: PNG, 2003 a 2022.
Elaboração do autor.

Prosseguindo nas metas de expansão, no PNG 2011-2015 a Petrobras adotou suas projeções mais ousadas: esperava duplicar suas reservas provadas de petróleo e gás até 2020 (eram 15,7 bilhões de boe em 2011) e produzir 4,9 milhões de barris/dia de petróleo no Brasil. A adição da produção de gás natural no Brasil e de petróleo e gás natural no exterior levou as projeções totais de produção para 6,4 milhões de boe/dia em 2020.⁴

Em apoio aos ambiciosos planos de crescimento, em outubro de 2011 foi lançada uma campanha publicitária que refletia o otimismo do presidente da Petrobras a respeito do crescimento da companhia nos próximos anos. A diretoria convidava as pessoas relacionadas à companhia a participar das oportunidades que estavam surgindo com o seu crescimento, com investimentos planejados de US\$ 224,7 bilhões no período 2011-2015, anunciado como o maior plano de investimentos do mundo (Maior..., 2011). A chamada era direcionada aos empregados, aos fornecedores e às empresas associadas à Petrobras. Em filmes divulgados em vários meios de divulgação e de comunicação digital da Petrobras, a campanha informava que a

4. Disponível em: <<https://infopetro.files.wordpress.com/2011/07/pnpetrobras2011-2015.pdf>>.

Petrobras prevê dobrar de tamanho em dez anos. Seu PNG 2011-2015 estima aumentar o número de empregados de 58 mil para 74 mil, gerar 1,5 milhão de empregos diretos e indiretos na cadeia produtiva e qualificar mais de 200 mil novos profissionais do setor (Maior..., 2011).

A companhia convocava sua força de trabalho a aumentar a capacidade de produção em mais 2,3 milhões de barris/dia de petróleo até 2015, e, para isso, previa instalar dezenove grandes sistemas de produção de petróleo (plataformas e equipamentos submarinos de extração e condução de petróleo e gás dos poços às plataformas) nos campos marítimos até aquele ano. Isso significava, segundo a campanha, aumentar o volume de produção por dia, em cinco anos, em quantidade superior ao que a companhia havia conseguido produzir em 58 anos de história (Maior..., 2011).

Observando os resultados efetivamente alcançados, verifica-se que a produção de petróleo e gás natural, que foi planejada no PNG 2011-2015 alcançar o extraordinário volume de 6,4 milhões de boe/dia, em 2020, no Brasil e no exterior, não chegou perto da meta, tendo produzido o total de 2,8 milhões de boe/dia, ou 56% inferior ao volume projetado (Petrobras, 2021b).

Em fevereiro de 2012, houve mudança na presidência da Petrobras. A nova presidenta, Graça Foster, reduziu as metas de produção de petróleo e gás no plano que lançou (PNG 2012-2016), pois considerou que as metas que estavam sendo projetadas pelo departamento de exploração e produção vinham se fundamentando em estimativas excessivamente otimistas, que se mostravam não realistas. Contudo, investimentos elevados em exploração e nas demais áreas de atuação da Petrobras, em média no valor de US\$ 231 bilhões, foram mantidos nos planos quinquenais lançados até 2014, fundados nas importantes descobertas no pré-sal, cujo primeiro campo, Tupi, começara a produzir em 2010. Grandes campos de produção de petróleo e gás iriam começar a produzir no final da década, nos regimes de partilha de produção e do Contrato de Cessão Onerosa, aprovados em leis no mesmo ano, conforme discutidos no capítulo 9. Os investimentos planejados incluíam dispêndios com o aluguel de 28 sondas a serem construídas no Brasil que a Petrobras iria afretar com a Sete Brasil, empresa afretadora, que ela havia criado em 2010, para perfurações de poços na área do pré-sal (um empreendimento que se tornou inviável após a descoberta de desvios de recursos na Petrobras e na própria afretadora).

O PNG 2012-2016 previu investimentos no valor total de US\$ 236,5 bilhões. Para corrigir as metas ousadas de produção não cumpridas dos planos anteriores (Petrobras, 2012b), o novo plano reduziu a projeção de produção de petróleo no Brasil, de 3,07 milhões de barris/dia em 2015, que havia sido planejado no PNG 2011-2016, para 2,5 milhões de barris/dia em 2016. Para 2020, a meta de produção de petróleo foi reduzida de 4,9 milhões de barris/dia para 4,2 milhões de barris/dia.

O PNG 2012-2016 estimou que o consumo de derivados se elevaria de 2,27 milhões de barris/dia, em 2011, para mais de 3,0 milhões de barris/dia, em 2020. A Petrobras tinha duas novas refinarias em construção (Refinaria Abreu e Lima – RNEST –, em Pernambuco, e o Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro – Comperj) e duas em avaliação para iniciar a construção em data próxima (Premium I e II). Para 2020, a produção de petróleo no pré-sal foi estimada em 47,0% da produção total de 4,2 milhões de barris/dia no Brasil. Na realidade, o percentual de 47,0% foi superado, tendo alcançado 68,2% da produção (1,546 milhão de barris/dia no pré-sal para o total de 2,266 milhões de barris/dia, em 2020) em razão da elevada produtividade dos poços do pré-sal na bacia de Santos, que vem contribuindo para superar o declínio da produção nos campos do pós-sal da bacia de Campos (Petrobras, 2021b).

Para atingir a ainda agressiva meta de produção de 4,2 milhões de barris de petróleo/dia em 2020, foram aumentadas as contratações de plataformas de perfuração no exterior e iniciadas as contratações das 28 unidades a serem construídas no Brasil. Quarenta plataformas de perfuração estrangeiras já operavam em 2012, em águas com profundidade acima de 2 mil metros. Com mais duas plataformas de perfuração a serem entregues em 2013-2014, haveria 42 sondas importadas em operações de perfuração em águas acima de 2 mil metros. Esperava-se que parte das 42 sondas seriam substituídas, até 2018, pelas 28 sondas que se encontravam em início de construção. Porém, com o fracasso, em 2015, do projeto da Sete Brasil e a redução da capacidade de investimentos da Petrobras, após as revelações de desvios de recursos, o número de sondas em operação diminuiu drasticamente, em seguida à redução dos investimentos planejados pela Petrobras. Em 2022, as sondas em trabalhos de perfuração de poços em lâmina d'água entre 2 mil e 3.200 m de profundidade no mar estavam reduzidas a dezoito unidades, todas afretadas (Petrobras, 2022, p. 81).

O plano seguinte, PNG 2013-2017, projetou investimentos no valor total de US\$ 236,7 bilhões. Foi prevista a instalação do elevado número de 38 novas plataformas de produção, entre 2013 e 2020, com todos os seus sistemas de extração de petróleo, que incluem os equipamentos para a completação dos poços (cabeças de poço, árvores de natal, *manifolds*, bombas de separação e de elevação no fundo do mar), os cabos umbilicais, os *risers* para a elevação dos hidrocarbonetos dos poços até as plataformas e demais equipamentos (Petrobras, 2013a). Dois anos depois, com a aguda queda nos investimentos da Petrobras, a instalação de plataformas alcançou menor número, isto é, 25 unidades, de 2013 a 2020. Mesmo com a redução no número de plataformas, a produção de petróleo e gás da Petrobras no pré-sal expandiu-se de forma consistente após 2015.

Em fevereiro de 2014, o conselho de administração da Petrobras aprovou o PNG 2014-2018 e o Plano Estratégico 2030. O plano fixou investimentos de US\$ 220,6 bilhões. Outros US\$ 63,0 bilhões seriam aportados por empresas parceiras em projetos no Brasil, totalizando US\$ 283,6 bilhões. Foi o último dos planos da Petrobras com os maiores investimentos do mundo entre todas as petroleiras, previamente às crises de credibilidade e financeira que atingiram a companhia em 2014 (Plano..., 2014b).

Os dois novos regimes de exploração e produção de petróleo criados em 2010, partilha de produção e Contrato de Cessão Onerosa, tinham favorecido amplamente a Petrobras no acesso a áreas de produção no pré-sal para a expansão da produção de hidrocarbonetos. No primeiro regime, a Petrobras foi designada como única empresa a ser a operadora das áreas a serem leiloadas para exploração de petróleo. O segundo transferiu à Petrobras, sem licitação, sete áreas no pré-sal com grande potencial de produção. Ao analisar o ambiente de negócios no mundo e os investimentos nos novos campos de petróleo adquiridos sob os dois regimes, a Petrobras determinou, como objetivo principal no PNG 2014-2018, elevar a produção de petróleo de 2 milhões de barris/dia, em 2014, para 4 milhões de barris/dia, em média, em 2020, e 5,2 milhões de barril de óleo equivalente (boe)/dia. A meta de ser uma das cinco maiores empresas integradas de energia do mundo passou a ser vista como um objetivo de mais longo prazo, a ser alcançada até 2030, segundo o Plano Estratégico 2030 adotado junto com o PNG 2014-2018 (Plano..., 2014a). O planejamento do PNG 2014-2018 incluía a continuação da expansão da Petrobras no exterior, com foco no crescimento da produção de óleo e gás e na busca de oportunidades exploratórias na América Latina, na África e nos Estados Unidos.

Na área de refino, o PNG 2014-2018 projetou elevar a capacidade de processamento de petróleo das refinarias da Petrobras de 2,3 milhões de barris/dia, em 2014, para 3,3 milhões de barris/dia, em 2020, e 3,9 milhões de barris/dia em 2030. Contudo, esses resultados não foram alcançados; a capacidade de processamento continuou no mesmo nível em 2020 (2,37 milhões de barris/dia) em razão da paralização da construção das refinarias Comperj, Premium I e Premium II, e do término de apenas 50% da capacidade projetada para a RNEST, que começou a produzir em 2014 somente com a primeira unidade de refino; a construção da segunda unidade da RNEST estava sendo retomada em 2022. A refinaria Comperj, no Rio de Janeiro, foi paralisada em 2015 e a construção das refinarias Premium I, no Maranhão, e Premium II, no Ceará, foi encerrada na fase inicial, no mesmo ano.

Para realizar todos os grandes projetos nos campos de petróleo do pré-sal, nas reformas das refinarias em operação, nas quatro novas refinarias de petróleo, na construção de oleodutos e gasodutos e nos demais empreendimentos,

a Petrobras endividou-se pesadamente: de 2006 a 2014 a dívida bruta elevou-se de US\$ 21,3 bilhões para US\$ 132,2 bilhões (tabela 1), isto é, crescimento de seis vezes. A dívida líquida elevou-se em doze vezes. Como resultado, os indicadores de desempenho financeiro da Petrobras foram se deteriorando ao longo do período.

Nesse ponto é preciso ter em conta que os pesados investimentos que estavam sendo realizados nos campos do pré-sal e as grandes descobertas de petróleo (capítulo 9) proporcionavam os fundamentos para se acreditar que a Petrobras poderia se aproximar daquelas trajetórias de crescimento da produção, pelo menos para a planejada no Brasil. Contudo, os esquemas de corrupção decorrentes das intervenções políticas na Petrobras, causas também de elevações da dívida bruta, interromperam as possibilidades de se alcançar a evolução planejada da produção de petróleo. Nem mesmo muitos anos depois, no Plano Estratégico de Desenvolvimento 2022-2026, a Petrobras se aproximou das projeções realizadas até o PNG 2014-2018. No plano para 2022-2026, a estimativa de produção de petróleo e gás natural para 2026 foi de 3,2 milhões de boe/dia (Ardenghy, 2022).

A evolução da dívida bruta, da dívida líquida e da dívida líquida em relação aos lucros antes de juros, impostos, depreciação e amortização (*earnings before interest, taxes, depreciation and amortization* – Ebitda)⁵ refletem a fragilidade do processo de endividamento da Petrobras. O índice dívida líquida/Ebitda passou de 0,38, em 2006, para 4,25, em 2014, ultrapassando muito o limite prudencial de 2,5. A própria Petrobras já havia reconhecido a elevação do índice como preocupante e estava procurando reduzi-lo. Na mesma tendência, a alavancagem líquida (relação percentual entre a dívida líquida e a soma do patrimônio líquido com a dívida líquida) saltou de 16%, em 2010, para 48%, em 2014. Os elevados números do endividamento bruto levaram a Petrobras a afirmar, no PNG 2014-2018, que os indicadores dívida líquida/Ebitda e a alavancagem líquida deveriam retornar aos valores de 2,5 e 35,0% respectivamente, em até 24 meses. Como se observa na tabela 1, somente após as medidas de saneamento adotadas em 2015 é que esses indicadores começaram a se ajustar, iniciando processo de queda em 2016.

5. O indicador Ebitda é o resultado das operações de uma empresa, isto é, a geração de caixa operacional. O Ebitda Ajustado da Petrobras é o lucro líquido do período acrescido dos tributos sobre o lucro, o resultado financeiro líquido, a depreciação e amortização, "ajustado por itens que não são considerados como parte dos negócios primários da companhia". A Petrobras considera o conceito de Ebitda Ajustado, uma "informação suplementar para avaliar a liquidez e auxiliar na gestão da alavancagem. O indicador deve ser considerado em conjunto com outras métricas para um melhor entendimento da liquidez da companhia". *Release* de resultados da Petrobras em US\$, 2017 e 2018. Disponível em: <<https://www.investidorpetrobras.com.br/resultados-e-comunicados/central-de-resultados/>>.

TABELA 1
Petrobras: evolução financeira e produção de petróleo (2006-2022)
 (Em US\$ bilhões)¹

| Itens | 2006 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 |
|---|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|--------|-------|-------|-------|-------|-------|
| 1 – Receitas de vendas | 93,9 | 120,5 | 145,9 | 144,1 | 141,5 | 143,7 | 97,3 | 81,4 | 88,8 | 84,6 | 76,6 | 53,7 | 84,0 | 124,5 |
| 2 – Investimentos anuais | 15,5 | 45,1 | 43,2 | 42,9 | 48,1 | 37,0 | 23,1 | 15,9 | 15,1 | 12,6 | 10,7 | 8,1 | 8,8 | 9,8 |
| 3 – Dívida bruta | 21,3 | 69,6 | 82,9 | 96,1 | 114,3 | 132,2 | 126,3 | 118,4 | 109,3 | 84,4 | 87,1 | 75,5 | 58,7 | 53,8 |
| 4 – Dívida líquida | 8,6 | 36,7 | 54,9 | 72,3 | 94,6 | 106,2 | 100,4 | 96,4 | 84,9 | 69,4 | 78,9 | 63,2 | 47,6 | 41,5 |
| 5 – Dívida líquida/Ebitda ajustado ² | 0,38 | 1,09 | 1,47 | 2,62 | 3,21 | 4,25 | 4,27 | 3,76 | 3,53 | 2,2 | 2,41 | 2,22 | 1,09 | 0,63 |
| 6 – Alavancagem (%) ³ | 13 | 16 | 24 | 31 | 39 | 48 | 60 | 55 | 51 | 49 | 44 | 47 | 41 | 39 |
| 7 – Lucro líquido (aos acionistas) ⁴ | 12,8 | 20,1 | 20,1 | 11,0 | 11,1 | -7,4 | -8,4 | -4,8 | -0,091 | 7,2 | 10,2 | 1,1 | 19,9 | 36,7 |
| 7.1 – Lucro líquido com vendas de combustíveis | 2,5 | 2,1 | -5,7 | -11,7 | -8,2 | -15,8 | 5,7 | 5,7 | 4,2 | 2,4 | 1,0 | 0,1 | 5,6 | 7,4 |
| 7.2 – Lucro líquido com exploração e produção | 11,9 | 16,9 | 24,3 | 23,4 | 19,5 | 14,1 | -2,5 | 1,4 | 7,1 | 12,2 | 12,6 | 4,5 | 23,4 | 32,1 |
| 8 – Produção de petróleo e LGN no Brasil (mil barris/dia) | 1.778 | 2.004 | 2.022 | 1.980 | 1.931 | 2.034 | 2.128 | 2.144 | 2.154 | 2.035 | 2.172 | 2.266 | 2.211 | 2.154 |

Fonte: Petrobras (2006, 2007, 2008, 2009, 2010d, 2011, 2012f, 2013c, 2014, 2015c, 2016a, 2017b, 2018, 2019, 2020a, 2021, 2022). Resultados consolidados do 4º trimestre e anuais, de 2006 a 2022, disponível em: <<https://www.investidorpetrobras.com.br/resultados-e-comunicados/central-de-resultados/>>.

Elaboração do autor.

Nota:¹ Os valores estão em dólares nominais.

² O índice dívida líquida/Ebitda é uma métrica para a avaliação da liquidez e da alavancagem de uma empresa (o indicador Ebitda representa os lucros antes dos juros, impostos, depreciação e amortização).

³ Alavancagem: dívida líquida/(dívida líquida + patrimônio líquido).

⁴ O resultado do lucro líquido aos acionistas é a soma dos lucros com exploração e produção e com combustíveis, e ainda dos resultados nas áreas de gás e energia, internacional, distribuição e corporativa, não mostrados na tabela.

A avaliação do comportamento dos resultados financeiros da Petrobras, na tabela 1, mostra que o lucro líquido, a partir de 2012, caiu pela metade; porém, a deterioração dos lucros e dos índices financeiros ainda não afetavam as avaliações positivas que as empresas de avaliação de risco de crédito faziam sobre a Petrobras no mercado bancário, em razão dos seguidos aumentos de produção que os novos campos do pré-sal proporcionavam. A queda nos lucros, da casa de US\$ 20 bilhões, em 2010 e 2011, para US\$ 11,0 bilhões, em 2012, e US\$ 11,1 bilhões, em 2013, foi decorrência direta dos prejuízos na revenda de combustíveis, como se analisa na seção a seguir, causados pelos rígidos controles que o ministro da Fazenda exerceu nos preços da gasolina, do óleo *diesel* e de outros combustíveis, em 2011-2014. Em 2014, a deterioração dos indicadores financeiros foi mais profunda: os lucros totais da Petrobras passaram para prejuízo

de US\$ 7,4 bilhões, e as perdas com a venda de combustíveis chegaram ao elevado valor de US\$ 15,8 bilhões. De 2011 a 2014, o total de perdas com a comercialização de combustíveis somou US\$ 41,4 bilhões, e explica grande parte da piora da situação financeira da Petrobras, a partir de 2012. A partir de 2015, as perdas com a comercialização de combustíveis cessaram em razão da queda nas cotações internacionais da gasolina e do *diesel*, que a Petrobras importava, até o início do segundo semestre de 2014, a preços superiores aos que revendia no mercado nacional, mas os lucros totais da Petrobras continuaram negativos, até 2017, como resultados de perdas contábeis e outros prejuízos, como se analisa na seção 4.

As perdas da Petrobras foram também refletidas nas quedas em seu valor de mercado.⁶ Em 29 de junho de 2008, o valor tinha alcançado seu maior nível histórico: US\$ 310,7 bilhões. Em 30 de dezembro de 2010, o valor caiu para US\$ 224,8 bilhões. Em 28 de agosto de 2014, já com as notícias de desvios de recursos na Petrobras, seu valor de mercado reduziu-se para US\$ 131,5 bilhões. Em 28 de janeiro de 2016, no auge da crise de confiança do mercado a respeito da capacidade da companhia de honrar seus compromissos financeiros, o valor de mercado caiu para o mínimo de US\$ 19,3 bilhões, ou seja, apenas 6,2% do valor máximo alcançado. Desde então, após o saneamento financeiro, a Petrobras tem recuperado valor de mercado, que alcançou US\$ 87,7 bilhões em 28 de outubro de 2022. Em abril de 2023, a Petrobras tinha o valor de US\$ 78,98 bilhões, e era a 177^a empresa mais valiosa do mundo em valor de mercado. Para efeito de comparação, o valor da ExxonMobil, nessa mesma data, era US\$ 467 bilhões, e o valor da petroleira argentina Yacimientos Petrolíferos Fiscales (YPF) era US\$ 9 bilhões.^{7,8}

3 INTERVENÇÕES NO PREÇO DOS COMBUSTÍVEIS

O controle rígido nos preços dos combustíveis, com o objetivo de evitar impactos sobre as taxas de inflação, foi imposto de 2011 ao início do segundo semestre de 2014. O governo federal manteve os preços dos combustíveis vendidos pela Petrobras abaixo dos custos que ela pagava na importação. Anteriormente, em 2004-2005, em alguns meses de 2006 e em 2008 também ocorreram defasagens entre os custos de importação e os preços na venda dos combustíveis impostos pelo governo, provocando prejuízo para a Petrobras naquele último ano. Em 2009 e 2010 não houve perdas na comercialização de combustíveis, pois os preços de venda no mercado interno estavam acima dos custos de importação. Contudo,

6. A capitalização de mercado é o valor das ações em circulação de uma empresa de capital aberto e é usada para medir o valor de uma empresa. Disponível em: <<https://companiesmarketcap.com/petrobras/marketcap/>>.

7. Disponível em: <<https://companiesmarketcap.com/petrobras/marketcap/>>.

8. Disponível em: <<https://bit.ly/3LqFal1>>.

2011-2014 foi o período mais longo de perdas e em maiores proporções (Siqueira, 2013, p. 246-248; Morais, 2015, p. 263-269).⁹

Até 2009, o Brasil importava pouca gasolina. A partir de 2010, as importações começaram a aumentar, em decorrência da política de incentivos do governo federal à venda de automóveis, com prazos de amortização alongados e prestações mensais de menor valor. Os controles nos preços da gasolina, do óleo *diesel* e dos demais combustíveis provocaram impactos negativos nas contas financeiras da Petrobras. Quanto mais ela importava para abastecer o mercado, mais prejuízos registrava nas vendas de combustíveis, especialmente em 2014, quando o Ministério da Fazenda endureceu os controles.

Para a gasolina, a compressão nos preços pode ser vista na comparação entre as elevações nos preços do combustível, em 2011-2014, e a evolução da taxa de inflação no mesmo período. Em junho de 2011, o preço médio da gasolina comum no mercado de varejo era de R\$ 2,74 o litro. Três anos depois, em junho de 2014, o preço se elevara para R\$ 2,97 o litro, isto é, aumento de 8,4%, muito abaixo da taxa de inflação acumulada no período, de 19,0%, de junho de 2011 a junho de 2014. A redução em termos reais do preço da gasolina, controlado na saída das refinarias da Petrobras, contribuiu para o forte aumento das vendas do combustível, que alcançou 49%, de 2011 a 2014, enquanto nos quatro anos anteriores (2006-2009) as vendas tinham aumentado 8,0%. Como no período 2011 a 2014 a produção nacional de gasolina aumentou em menor proporção, isto é, 30,0%, parte da elevação do consumo de 49,0% foi atendido com o aumento das importações pela Petrobras, com prejuízos (ANP, 2020a).¹⁰

As demonstrações financeiras da Petrobras mostram os prejuízos que ela sofreu com as vendas de combustíveis a preços subsidiados, que beneficiou os consumidores de todos os níveis de renda. Os prejuízos foram de US\$ 5,7 bilhões em 2011, US\$ 11,7 bilhões em 2012, US\$ 8,2 bilhões em 2013, e US\$ 15,8 bilhões em 2014, totalizando US\$ 41,4 bilhões. Nos três primeiros anos, os prejuízos com combustíveis diminuíram os lucros totais da Petrobras, que ainda continuaram positivos, mas em 2014, como foi comentado, provocaram lucros negativos totais de US\$ 7,4 bilhões (tabela 1).

A defasagem entre os custos de importação e os preços de venda começou a diminuir a partir do início do segundo semestre de 2014, com a baixa que se iniciou nos preços internacionais do barril de petróleo, que reduziu o custo

9. A Petrobras apresentou no PNG 2012-2016, para o período de 2002 a 2012, um gráfico com a comparação entre os custos médios dos combustíveis no Golfo do México e os preços médios que ela recebia na venda de gasolina, óleo *diesel*, óleo combustível, combustível de aviação e gás liquefeito de petróleo (GLP), popularmente conhecido como gás de cozinha (Petrobras, 2012b).

10. Disponível em: <<https://bit.ly/40EGA5W>>; taxa de inflação medida pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA).

dos combustíveis importados pela Petrobras, especialmente a partir do mês de outubro de 2014, quando o preço do barril de petróleo do tipo Brent caiu para US\$ 85 naquele mês, comparado com US\$ 108,7 em 2013.

Os controles dos preços apresentaram impactos que foram além dos prejuízos da Petrobras. A intervenção desestimulou investimentos privados, especialmente externos, em novas refinarias de petróleo que poderiam ter sido realizados em associação com a Petrobras. O setor produtor de etanol foi prejudicado com os subsídios concedidos ao consumo de gasolina, em razão da compressão automática que o preço da gasolina impõe sobre o preço do etanol, pelo fato de que seu preço nas bombas dos postos de combustíveis, em condições ideais para os usuários, não poder superar cerca de 72% a 75% do preço da gasolina, devido à relação de conversão energética entre os dois combustíveis (menor poder calorífico do etanol em relação à gasolina). Frente aos preços da gasolina subsidiados, diversas usinas produtoras de etanol quebraram financeiramente pela impossibilidade de ofertar o produto a preços abaixo do nível de rentabilidade.

Para evitar a repetição dos erros nos preços dos combustíveis, o novo presidente que tomou posse na Petrobras, em junho de 2016, aprovou em outubro uma política de preços para o óleo *diesel* e para a gasolina produzidos nas refinarias da companhia. Os reajustes passariam a ser realizados pelo menos uma vez por mês, com os preços apoiados em dois fatores: i) preço de paridade internacional (PPI); e ii) adição de uma margem para cobrir os riscos inerentes às operações de importação (a exemplo de variações na taxa de câmbio, da volatilidade dos preços e de gastos com a sobreestadia de navios). O objetivo da política foi o de manter os preços dos combustíveis alinhados com as tendências do mercado internacional, podendo ser reduzidos, aumentados ou mantidos no mesmo nível, de acordo com a evolução dos preços externos (Petrobras, 2016a, p. 99).

Em junho de 2017, a política de preços para o *diesel* e para a gasolina foi novamente revisada. A área técnica de comércio e *trading* da Petrobras foi autorizada a fazer ajustes nos preços a qualquer momento, inclusive diariamente, desde que os ajustes acumulados por produto ficassem dentro de um intervalo específico (-7% a +7%). Qualquer alteração fora desse intervalo precisaria ser autorizada pelo grupo executivo de mercado e preços da companhia. O objetivo da revisão era, além de propiciar maior aderência dos preços do mercado interno aos do mercado internacional no curto prazo, preparar a companhia para competir de maneira mais ágil e eficiente (Petrobras, 2017, p. 89).

Porém, com a elevação nos preços internacionais do petróleo, de US\$ 54, em 2017, para US\$ 71, em 2018 (tipo Brent), os preços do óleo *diesel* e da gasolina no mercado interno também subiram de forma acentuada, provocando, em maio de 2018, uma greve de motoristas de caminhão contra os aumentos

diários no preço do óleo *diesel*; a greve provocou bloqueios de estradas, desabastecimentos de combustíveis nos postos de revenda e paralizações na distribuição de alimentos e insumos básicos. Para encerrar a greve, o presidente Michel Temer anunciou, no dia 27 de maio, a redução do preço do *diesel* em R\$ 0,46 por litro, durante sessenta dias, obtida por meio da redução a zero da Contribuição de Intervenção no Domínio Econômico (Cide) e da diminuição da alíquota do Programa de Integração Social/Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (PIS/Cofins) sobre o óleo *diesel*. Os novos reajustes passariam a ser mensais, além de outros acordos com os caminhoneiros (Costa, 2022). As medidas de apoio teriam o custo de R\$ 10 bilhões ao governo federal.

Em março de 2019, uma nova revisão mudou a frequência dos ajustes no preço do *diesel*, que passou a ser reajustado nas refinarias da Petrobras por período não inferior a quinze dias, e com os ajustes acumulados por produto dentro do intervalo (-7% a + 7%), com base na média do mercado brasileiro. O preço da gasolina podia mudar diariamente, limitado ao intervalo percentual estabelecido. Os princípios da política de preços permaneceram inalterados, acompanhando a PPI, as margens que refletem os riscos relacionados às operações e o nível de participação da Petrobras no mercado de comercialização de combustíveis (Petrobras, 2018, p. 95).

Em meados de 2022, diante das elevações mundiais nos preços da gasolina e do óleo *diesel*, em decorrência da crise de energia após a invasão da Ucrânia pela Rússia, em fevereiro e, além disso, em ano de eleições para a Presidência da República no Brasil, a Petrobras estava sob pressão do governo federal para manter a gasolina e o *diesel* congelados até as eleições, mesmo com os preços defasados em relação aos custos de importação. Em 17 de junho, a Petrobras anunciou reajuste nas refinarias de 14,25% no preço do *diesel* e de 5,2% no preço da gasolina. A empresa estava há 39 dias sem reajustar os preços do *diesel* e 99 dias segurando reajustes na gasolina, condição que provocou defasagem entre os preços internos e externos (Petrobras..., 2022a; Ramalho, 2022). Até novembro de 2022, pelo menos, a Petrobras, ao atrasar os reajustes dos combustíveis, deixou de seguir a política de paridade, mesmo sem anunciar o fato.

Em meio à intensa polêmica a respeito de uma possível intervenção do governo federal na política de preços da Petrobras, o Congresso Nacional aprovou a Lei Complementar nº 194, de 23 de junho de 2022, que limitou a cobrança do Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS) de combustíveis (e também da energia elétrica, comunicações e transporte coletivo) à alíquota mínima de cada estado, isto é, 17% ou 18%, até 31 de dezembro de 2022. A alíquota do PIS/Cofins da gasolina foi reduzida a zero até 31 de dezembro de 2022. Imediatamente após as mudanças tributárias, o preço da gasolina no varejo baixou

em cerca de 10%, com reduções posteriores ao longo dos meses de julho a outubro (Brasil, 2022a; 2022c). A alíquota do PIS/Cofins do óleo *diesel*, do biodiesel e de outros combustíveis já tinha sido reduzida a zero pela Lei Complementar nº 192, de 11 de março de 2022.

Sendo sociedade de economia mista, a Petrobras não tem relação de subordinação direta à União, mas o governo federal, como acionista majoritário, controla a empresa por meio da nomeação da maioria dos membros do conselho de administração. Ocorre, contudo, que, se os preços dos combustíveis da Petrobras não tiveram alguma referência com os preços internacionais, outros importadores não conseguem concorrer com os preços mais baixos da Petrobras no mercado interno e podem reduzir suas importações. O Brasil produz cerca de 75% do *diesel* que consome e pouco mais de 90% da gasolina. Caso não ocorresse importações complementares por empresas privadas, haveria riscos de desabastecimento, no segundo semestre de 2022, quando eram previstos aumentos da demanda devido ao transporte da safra, combinado com as restrições na oferta mundial em razão da guerra na Ucrânia.

Diante das crescentes inseguranças no mercado de combustíveis, o conselho de administração da Petrobras estabeleceu, em 27 de julho de 2022, a Diretriz de Formação de Preços no Mercado Interno, em que reiterou a competência da diretoria executiva nas decisões sobre a política de preços com a preservação do resultado econômico da companhia e a maximização da geração de valor. A diretoria incorporou uma camada adicional de supervisão da execução das políticas de preço, ao determinar que a diretoria executiva da Petrobras deverá reportar trimestralmente ao conselho de administração e ao conselho fiscal sobre a evolução dos preços praticados no mercado nacional para o *diesel*, a gasolina e o GLP, bem como a participação da Petrobras nos citados mercados. Continuaram sob a competência da diretoria executiva as decisões sobre a periodicidade dos ajustes dos preços dos derivados de petróleo, os percentuais dos ajustes e a conveniência e oportunidade quanto à decisão dos ajustes.¹¹

Também na área de Abastecimento de derivados de petróleo, a Petrobras assinou um Termo de Compromisso de Cessação de Prática (TCC) com o Conselho Administrativo de Defesa Econômica (Cade), em 2019, para a venda de 50% de sua capacidade de produção de derivados (1,1 milhão de processamento de barris de petróleo/dia), para diminuir sua posição dominante no mercado. Quando a Petrobras vendeu sua primeira refinaria, em 2021 (refinaria Landulpho Alves – RLAM –, na Bahia), do total de sete em que estava desinvestindo, o presidente da Petrobras, Roberto Castello Branco, viu o fato como um movimento importante

11. Disponível em: <<https://api.mziq.com/mzfilemanager/v2/d/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/fc81beac06-3b26-9144-a83138c68cb2?origin=1>>. Acesso em: 29 jul. 2022.

“para iniciar um processo de redução de riscos de intervenções políticas na precificação de combustíveis, que tantos prejuízos causaram para a Petrobras e para a própria economia brasileira”.¹²

4 IMPACTOS DAS REVELAÇÕES DE DESVIOS DE RECURSOS NA PETROBRAS E AS MEDIDAS DE RECUPERAÇÃO FINANCEIRA

A partir de 2012, os analistas da área de petróleo já apontavam a elevação muito rápida do endividamento da Petrobras e os prejuízos com a comercialização de combustíveis. Esses fatos, capazes de desestabilizar uma empresa do setor privado e levar a ajustes imediatos, não impediam que a Petrobras mantivesse posição confortável na obtenção de créditos no mercado financeiro, em razão das amplas perspectivas de elevação da produção de petróleo na nova província petrolífera do pré-sal. No mesmo ano em que se daria a ruptura financeira, em 2014, a Petrobras lançou uma oferta de títulos no mercado internacional em que captou US\$ 8,5 bilhões. Contudo, a própria Petrobras alertava muito antes, em seus relatórios anuais, sobre a necessidade de reduzir as taxas de endividamento e de alavancagem.

Não obstante a deterioração que se verificava nas condições financeiras, o fato que deflagrou a crise de credibilidade, no final de 2014, e a necessidade de ajustes profundos nos investimentos, no tamanho da dívida com o mercado financeiro e demais credores e na produção planejada futura de petróleo não está relacionado diretamente com a situação financeira comentada, mas às revelações das investigações que desnudaram a existência de um amplo esquema de desvios de dinheiro que agia na companhia.

O envolvimento de partidos políticos, executivos da Petrobras, líderes empresariais e doleiros em um esquema de desvios de recursos da companhia e de lavagem de dinheiro, revelado por investigações da Polícia Federal e da Receita Federal, por denúncias do Ministério Público Federal e fiscalizações do Tribunal de Contas da União (TCU) e da Controladoria Geral da União (CGU), constitui um dos maiores, senão o maior, caso de corrupção até hoje descoberto em uma empresa no mundo (Watts, 2017; Padgett, 2017).

O esquema de desvios começou a ser descoberto em 2013, quando investigadores em Curitiba passaram a monitorar, por meio de interceptações telefônicas, as conversas e os movimentos de doleiros e empresas que tinham relações entre si. Descobriu-se que a rede da qual participavam envolvia um esquema de lavagem de dinheiro, em que os doleiros agiam como operadores financeiros no

12. Disponível em: <https://epbr.com.br.com.br/venda-da-refinaria-abreu-e-lima-fracassa/?utm_source=push>. Acesso em: 22 fev. 2022.

mercado paralelo de câmbio, praticando delitos de organização criminosa e de corrupção de funcionários da Petrobras.

Entre as dezenas de casos de desvios de recursos da Petrobras, alguns dos mais conhecidos são: o cartel de dezesseis empresas que dominou as licitações da Petrobras até 2012; o projeto de construção de 28 sondas de perfuração de poços de petróleo no Brasil, coordenadas pela empresa Sete Brasil, criada pela Petrobras, que redundou em um grande fracasso empresarial; a construção do Comperj, cuja construção foi suspensa em 2015 (foi retomada em 2020 com o nome de Gaslub Itaboraí, integrada operacionalmente com a Refinaria Duque de Caxias – Reduc); a construção da RNEST, em Pernambuco, que foi apenas parcialmente terminada em 2014, e a compra e venda com prejuízos da refinaria em Pasadena. Descobriu-se que as propinas pagas pelas empresas contratadas para a execução de obras e para a construção de plataformas de petróleo eram estabelecidas em percentuais que variavam de 1% a 3% do valor dos contratos.¹³

A descoberta dos esquemas de desvios provocou efeitos imediatos: a empresa responsável pela auditoria dos balanços da Petrobras recusou-se a aprovar o balanço contábil do terceiro trimestre de 2014,¹⁴ e solicitou a realização de investigações internas para se calcular a extensão real das perdas ocorridas com os desvios de recursos, após as confissões de ex-executivos da estatal à Justiça. Para agravar o cenário, a falta de divulgação das demonstrações financeiras auditadas e as preocupações com as possíveis pressões sobre a liquidez da Petrobras levaram a empresa de classificação de risco de crédito Moody's, em 29 de janeiro de 2015, a rebaixar o *rating* da dívida da Petrobras, e em 24 de fevereiro de 2015, a rebaixar todas as notas de crédito da empresa, incluindo a dívida em moeda norte-americana. Após a reclassificação, a Petrobras deixou de ser classificada com grau de investimento, que havia obtido da Moody's em outubro de 2005.¹⁵

Em setembro e dezembro de 2015, as empresas de classificação de crédito Standard & Poor's (S&P) e Fitch Ratings, respectivamente, também retiraram o grau de investimento da Petrobras. No ano seguinte, as três empresas novamente rebaixaram a nota de crédito da Petrobras, desta vez para grau especulativo, devido ao tamanho total da dívida, às incertezas sobre sua capacidade de fazer os ajustes necessários para cumprir os compromissos financeiros, à alavancagem ao longo dos últimos anos, ao declínio significativo nos preços internacionais do petróleo bruto, à forte desvalorização do real e aos desafios envolvidos na implementação do seu programa de desinvestimentos (Petrobras, 2015a, p. 21).

13. Disponível em: <<https://www.migalhas.com.br/arquivos/2015/8/art20150806-03.pdf>>. Acesso em: 8 nov. 2021.

14. A firma de auditoria e de consultoria PricewaterhouseCoopers.

15. O *rating* é uma medida que busca indicar a capacidade de empresas e governos honrarem os títulos de crédito que emitem, refletindo a possibilidade da ocorrência de atrasos ou mesmo de não pagamento, bem como a perda financeira esperada em caso de não pagamento (Bustamante, s.d.; Guzzo, 2022).

As rebaixas das notas de crédito significavam que os títulos da dívida da Petrobras não mais eram confiáveis. A crise financeira passou a ser também uma crise de credibilidade da Petrobras no mercado quanto à sua capacidade de cumprir as amortizações da dívida e o pagamento dos juros que venciam no curto e no médio prazos. Pesaram na reclassificação realizada pelas empresas de classificação de riscos a alta alavancagem financeira da Petrobras (endividamento em relação ao patrimônio), e a redução significativa nas cotações internacionais do petróleo bruto, a partir do segundo semestre de 2014, fatores esses que trouxeram dúvidas sobre sua capacidade de implementar os planos de investimentos. A perda do grau de investimento resultou em queda acentuada na aceitação dos títulos de dívida da Petrobras pelos mercados financeiros, reduziu o número de investidores e aumentou o custo de novos financiamentos. A Petrobras alertava, em 2015, que as condições que passara a enfrentar poderiam ter efeitos adversos sobre os lucros (Petrobras, 2015a, p. 21).

As investigações próprias realizadas pela Petrobras, em 2015, concluíram que grande parte dos lucros negativos, em 2014, foi devido aos prejuízos com os controles dos preços dos combustíveis e a falhas de planejamento e de gestão nos projetos das refinarias Comperj e RNEST. Os projetos provocaram perdas contábeis elevadas em razão da postergação da entrada de recursos no caixa das refinarias, bem como dos desvios de recursos em sua construção, como aparecem destacados no balanço da Petrobras daquele ano. As perdas com os investimentos capitalizados indevidamente, como resultado do esquema de desvios descoberto com as investigações, foram estimadas pela Petrobras em US\$ 2,527 bilhões (resultado bastante subestimado, como se verificou depois). A própria Petrobras informou que para estimar o valor total dos pagamentos indevidos, desenvolveu uma metodologia de avaliação que envolvia um grau significativo de incerteza. A companhia reconheceu, em 2015, que diversos fatores, entre os quais as mudanças nas condições de financiamento que passou a enfrentar, poderiam afetar as estimativas de rentabilidade originais dos projetos e resultar em obras adiadas ou canceladas e no reconhecimento de perda por *impairment* de alguns ativos.¹⁶ Foi o que ocorreu. As perdas contábeis com a reavaliação de ativos imobilizados e com bens e ativos intangíveis foram de US\$16,8 bilhões, em 2014; US\$ 12,3 bilhões, em 2015; e US\$ 6,1 bilhões, em 2016 (Petrobras, 2015a, p. 20-32; 2016a, p. 14).

Em uma comparação internacional, observa-se que as demais petroleiras também sofreram grandes perdas em sua lucratividade após as quedas nos preços

16. Teste de *impairment*: toda companhia de capital aberto deve realizar periodicamente avaliações sobre a recuperação dos valores registrados no imobilizado e no intangível. Quando verificar que um ativo está avaliado por valor não recuperável no futuro – ou seja, toda vez que houver projeção de geração de caixa em valor inferior ao montante pelo qual o ativo está registrado –, a companhia deve fazer a baixa contábil da diferença. Disponível em: <<https://bit.ly/3HeHrnF>>.

internacionais do petróleo, a partir do final do primeiro semestre de 2014. Nesse ano, o preço do barril do tipo Brent saiu da máxima de US\$ 114, em junho de 2014, e chegou a nível abaixo de US\$ 50 em vários meses de 2015 a 2017, com mínimo em torno de US\$ 30, em janeiro de 2016, e somente se recuperando no segundo semestre de 2017.¹⁷ A tabela 2 relaciona o lucro anual das maiores petroleiras do mundo, antes da queda nos preços do petróleo e durante a queda.¹⁸ A diferença entre a Petrobras e as demais petroleiras encontra-se no fato de que as perdas registradas por essas últimas foram devidas ao colapso nos preços do petróleo, enquanto a Petrobras deveu a redução nos lucros, além da queda nos preços do petróleo, aos projetos com erros de planejamento e de gestão e aos desvios de recursos decorrentes de fraudes e propinas nos casos citados. Todas as dez petroleiras tiveram forte redução nos lucros, porém a Petrobras foi a que apresentou maiores lucros negativos, em 2016, dentre as três petroleiras que tiveram lucros negativos.

TABELA 2
Maiores petroleiras do mundo: lucros em 2013 e 2016
 (Em US\$ bilhões)

| Petroleiras | Lucros | |
|--------------------------|--------------|-------------|
| | 2013 | 2016 |
| Shell | 16,4 | 4,6 |
| Sinopec Group | 8,9 | 1,2 |
| China National Petroleum | 18,5 | 1,9 |
| ExxonMobil | 32,6 | 7,8 |
| BP | 23,5 | 0,1 |
| TotalEnergies | 11,2 | 6,2 |
| Chevron | 21,4 | -0,5 |
| Gazpron | 35,8 | 14,2 |
| ENI | 6,8 | -1,6 |
| Petrobras | 11,1 | -4,8 |
| Total | 186,2 | 29,1 |

Fonte: Fortune.
 Elaboração do autor.

Diante dos prejuízos e da dívida elevada, a Petrobras não teve outra alternativa senão realizar ajustes nos investimentos futuros, adequando-os às necessidades de cumprimento do serviço da dívida e à preservação do caixa. Perante da situação de desequilíbrio financeiro, passou a ser prioritário desenvolver um extenso programa de venda de ativos, com objetivos de diminuir o montante da dívida e melhorar o

17. Disponível em: <<https://www.macrotrends.net/2480/brent-crude-oil-prices-10-year-daily-chart>>.

18. Disponível em: <<https://goo.gl/PBKKYt>> e <<https://goo.gl/ektGsk>>. Acesso em: 25 set. 2017.

desempenho do índice dívida líquida/Ebitda e da alavancagem líquida, para começar a recuperar a credibilidade do mercado, especialmente dos credores internacionais. Em 31 de dezembro de 2015, o endividamento da Petrobras em moedas estrangeiras correspondia a 84% da dívida total, mostrando a alta dependência das fontes externas para a rolagem da dívida, a obtenção de novos financiamentos e lançamentos de títulos da dívida (Petrobras, 2015c, p. 22). Os investimentos, a partir de 2015, deveriam ser concentrados em áreas prioritárias, com maior vocação da Petrobras e maiores possibilidades de lucros, isto é, a exploração e produção de petróleo, notadamente em áreas do pré-sal, e na revitalização de campos do pós-sal da bacia de Campos. Com essa estratégia seriam vendidos empresas subsidiárias, negócios e participações não diretamente relacionadas à produção de petróleo, campos de petróleo antigos ou com baixo retorno para a Petrobras; foi ainda cancelada a aquisição de sete navios de transporte de gás natural liquefeito (GNL) e postergada a conclusão da unidade de produção de fertilizantes de Três Lagoas, em Mato Grosso do Sul.

Após quatro anos de elevados prejuízos na comercialização de combustíveis, a Petrobras reverteu as perdas, em 2015, obtendo lucro de US\$ 5,7 bilhões, como resultado de menores participações de petróleo importado na produção de derivados de petróleo, de redução da participação de derivados importados na comercialização no Brasil e dos reajustes nos preços do *diesel* e da gasolina em novembro de 2014, após a eleição para a Presidência da República, e outro reajuste, em setembro de 2015.¹⁹

Em 2016, a Petrobras decidiu sair totalmente da produção de biocombustíveis, da distribuição de gás de cozinha (GLP), da produção de fertilizante e de produtos petroquímicos, com o objetivo de maximizar o retorno dos investimentos e garantir a sustentabilidade das atividades de exploração e produção de petróleo e gás, mas preservando as competências tecnológicas em áreas com potencial de desenvolvimento (Petrobras, 2016a, p. 49).

A partir de 2015 os investimentos projetados para cinco anos foram drasticamente reduzidos, de US\$ 220,6 bilhões no PNG 2014-2018, para US\$ 130,3 bilhões, na primeira versão do plano 2015-2019, com redução de 41% (gráfico 1). Do total, 83% (US\$ 108,6 bilhões) foram destinados às áreas de exploração e desenvolvimento da produção, com ênfase no pré-sal, como estratégia para assegurar perspectivas de aumento da produção de petróleo e gás e melhorar os fundamentos financeiros da companhia. Os desinvestimentos e a reestruturação de negócios da Petrobras foram aumentados de US\$ 13,7 bilhões para US\$ 15,1 bilhões. A meta de produção prevista no PNG 2014-2018 para 2020, de 5,3 milhões de boe/dia, no Brasil e no exterior, foi reduzida em 30%, para 3,7 milhões de boe/dia (Petrobras, 2015a). A tendência mundial da indústria de petróleo e gás era também de

19. Release de resultados, 4º trimestre de 2015. Disponível em: <<https://www.investidorpetrobras.com.br/resultados-e-comunicados/central-de-resultados/>>.

redução dos investimentos em explorações de petróleo, diante da persistente queda nos preços, como mostraram as análises do capítulo 8.

O PNG 2015-2019, aprovado em junho de 2015, foi revisado em janeiro de 2016, com nova redução dos investimentos, de US\$ 130,3 bilhões para US\$ 98,4 bilhões (gráfico 1). Para 2017-2018, os desinvestimentos foram previstos em US\$ 42,6 bilhões, sendo depois reduzidos (Petrobras, 2015a).

O processo de recuperação financeira envolveu ainda negociações para o alongamento dos prazos de amortização da dívida e a diminuição da taxa de juros cobrada pelos bancos à Petrobras, que havia aumentado de 3,1%, em 2013, para 4,9%, em 2014, e 8,5%, em 2015, após as denúncias de desvios de recursos (Petrobras, 2016b). Para aumentar a produtividade dos poços de petróleo e realizar explorações conjuntas de áreas exploratórias, foram realizadas parcerias com grandes petroleiras, com fins de troca de conhecimentos tecnológicos.

A capacidade da Petrobras de investir recursos disponíveis foi limitada em consequência da diminuição nas receitas operacionais futuras, após as quedas nos preços internacionais do petróleo, em 2015-2017. Em 2015, pela primeira vez em treze leilões de áreas exploratórias, desde 1999, a Petrobras não fez nenhuma oferta na licitação de áreas da 13ª rodada.

No curto prazo, a estratégia de financiamento consistiu em reduzir o saldo de caixa, se desfazer de títulos e valores mobiliários (que em 31 de dezembro de 2014 totalizavam US\$ 26 bilhões), e realizar os desinvestimentos planejados de US\$ 15,1 bilhões, em 2015-2016. Com as medidas corretivas de saneamento financeiro, a Petrobras esperava poder voltar, em breve, às fontes tradicionais de crédito, que incluíam bancos comerciais brasileiros e internacionais, o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), agências de crédito à exportação, bancos de desenvolvimento estatais de outros países e os mercados internacionais de capitais (Petrobras, 2014, p. 107-108).

Para diminuir os gastos correntes, foram demitidos 114 mil prestadores de serviços em 2015 e 2016. Até 2017 era previsto que 19 mil funcionários iriam se desligar nos Planos de Incentivo ao Desligamento Voluntário de 2014-2016. O número de empregados na Petrobras e nas empresas subsidiárias reduziu-se de 80.908, em 2014, para 68.829, em 2016, e continuou a diminuir nos anos seguintes, para 57.983, em 2019 e 45.532, em 2021. O total de funcionários que trabalhavam no exterior caiu de 6.797, em 2014, para 3.638, em 2016, e para 621, em 2021 (Petrobras, 2016a; 2021a).

Para a diminuição das despesas administrativas foram realizadas alterações na estrutura organizacional e no modelo de governança e gestão, com a eliminação de 43% das funções de gestão em unidades não operacionais, que resultaram na

redução de gastos no valor de US\$ 443 milhões por ano. O novo modelo buscava alinhar a estrutura administrativa às diretrizes do PNG 2015-2019 e fortalecer os processos de conformidade e controles internos (Petrobras, 2015c, p. 45).

Passados os primeiros dois anos de ajustes, o montante dos investimentos planejados para cinco anos continuou em processo de redução, fixado no PNG 2017-2021 em US\$ 74,1 bilhões, isto é, um terço em relação aos US\$ 220,6 bilhões planejados para o período 2014-2018, antes da crise. Daquele total, US\$ 52,7 bilhões foram divididos em exploração de petróleo (US\$ 6,7 bilhões) e desenvolvimento da produção (US\$ 46,0 bilhões). Do total em exploração e desenvolvimento da produção, 66% foram destinados a campos de petróleo e gás no pré-sal e 34% a campos do pós-sal. O valor das vendas de ativos foi determinado em US\$ 21 bilhões, no período 2017-2018, e a Petrobras continuava com os objetivos de melhorar a posição de liquidez no curto prazo, aumentar o saldo de caixa, reduzir a alavancagem financeira líquida e o indicador dívida líquida/Ebitda para 2,5 em 2018, que ainda registrava 3,53 em 2017 (tabela 1). No plano seguinte de negócios, PNG 2018-2022, os investimentos em cinco anos foram levemente aumentados para US\$ 74,5 bilhões e foi mantida a prioridade em projetos de exploração e de desenvolvimento da produção de petróleo.

A partir de 2018, o programa de vendas de ativos começou a apresentar resultados consistentes. A relação dívida líquida/Ebitda foi reduzida para 2,2, abaixo da meta de 2,5. A alavancagem líquida foi reduzida para 49,0% (em 2015 tinha sido 60,0%). O lucro total alcançou R\$ 7,2 bilhões, depois de quatro anos, de 2014 a 2017, com valores negativos. A área de negócios com maior lucro foi a de exploração e produção, com R\$ 12,2 bilhões, refletindo os planos da Petrobras de aumentar os investimentos para reforçar os ganhos nessa área.

A meta de reduzir o valor da dívida bruta para US\$ 87 bilhões, em 2020, foi alcançada dois anos antes, em 2018 (US\$ 84,4 bilhões), e continuou a diminuir em decorrência de pré-pagamentos e amortizações, com a utilização de recursos gerados pelos desinvestimentos e pelas atividades operacionais. Em 2020, as dificuldades em âmbito mundial com a pandemia da covid-19 determinaram que a Petrobras revisasse sua métrica de endividamento com a substituição do indicador dívida líquida/Ebitda pelo valor da dívida bruta. O processo de redução da dívida continuou, em 2020, para US\$ 75,5 bilhões, e US\$ 58,7 bilhões em 2021, menor do que a meta da Petrobras de US\$ 60 bilhões para 2022 (Petrobras, 2020a, p. 165 e 398). O total de juros pagos foi drasticamente reduzido, de US\$ 7,0 bilhões, em 2017, para US\$ 3,2 bilhões, em 2020, e para US\$ 2,2 bilhões, em 2021. Com a dívida líquida também em queda significativa para US\$ 47,6 bilhões, em 2021, a relação dívida líquida/Ebitda caiu para 1,09. A recuperação financeira da Petrobras, iniciada seis anos antes, em 2015, foi alcançada em 2021.

Lucros elevados no primeiro e segundo trimestres de 2022, em razão da elevação dos preços do petróleo, permitiram o pagamento de dividendos aos detentores de ações no total de R\$ 136,3 bilhões, valor entre os maiores do mundo. No entanto, os dividendos distribuídos relativos ao terceiro trimestre, no valor de R\$ 43,7 bilhões, receberam pesadas críticas, pois a Petrobras levantou empréstimos no mercado no mesmo período.

Para cumprir o compromisso acordado com o Cade de vender ativos equivalentes à participação de 50% no mercado de comercialização de combustíveis, restava a venda, em dezembro de 2022, de quatro grandes refinarias de petróleo: Refinaria Gabriel Passos (Regap), Refinaria Alberto Pasqualini (Refap), Refinaria do Paraná (Repar) e RNEST. Foram finalizadas as vendas da RLAM (em Mataripe, na Bahia), em 2021, das ações da empresa Paraná Xisto S/A, que detém a Unidade de Industrialização do Xisto (SIX), no Paraná, em novembro de 2022, e da Refinaria de Manaus (Reman), em dezembro de 2022.

Como resultado da melhora substancial dos indicadores de endividamento, em julho de 2021, a empresa de classificação de crédito S&P realizou *upgrade* na nota *stand alone*²⁰ para o nível BB+, um nível abaixo da escala de grau de investimento, e manteve em estável a perspectiva de nota de crédito global da Petrobras.²¹ Em setembro de 2021, a empresa Moody's elevou a nota de crédito da Petrobras em um nível, de Ba2 para Ba1, apenas um nível abaixo da escala de grau de investimento, com perspectiva estável. A Moody's também elevou a nota *stand alone* da companhia em um nível, de Ba2 para Ba1. Com o *upgrade*, a Petrobras foi classificada em um nível acima do nível do governo brasileiro.

Em complementação ao processo de recuperação financeira, a perspectiva de elevação na produção de petróleo e gás da Petrobras, na década de 2020, indica bases realistas, pelo número de grandes sistemas de produção de petróleo que entraram em produção a partir de 2010, a maioria no pré-sal das bacias de Santos e de Campos, e também no pós-sal das duas bacias. Além de trinta grandes plataformas flutuantes de produção instaladas de 2010 a 2019, algumas vendidas, entraram em produção no pré-sal da bacia de Santos, em 2020-2022, quatro novas grandes plataformas. De 2023 a 2027 serão instaladas dezessete plataformas de produção, todas do tipo FPSO, com todos os equipamentos submarinos que fazem parte dos respectivos sistemas de produção, com capacidades de produção diária de 70 mil a 225 mil barris/dia de petróleo, além de produção de gás natural. As plataformas instaladas desde 2010 e a serem implantadas

20. A nota *stand alone* reflete o risco intrínseco de uma companhia. A elevação da nota mostrou melhoras na estrutura de capital da Petrobras, na geração de caixa e progressos no programa de vendas de ativos. Disponível em: <<https://bit.ly/3CRKgZ8>>. Acesso em: 8 out. 2022.

21. Disponível em: <<https://bit.ly/3LqFal1>>.

até 2027 pela Petrobras alcançam 51 unidades, constituindo o maior projeto de produção de petróleo por uma petroleira no mundo (quadro 1, neste capítulo, e quadro 2, no capítulo 9).²² As plataformas flutuantes que se encontravam em produção, em 2022, são compostas principalmente de FPSOs e semissubmersíveis (Petrobras, 2022, p. 72).

QUADRO 1

Plataformas de produção a serem instaladas em campos do pré-sal e pós-sal: bacias de Santos, Campos e Sergipe (2023-2027)

| | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 |
|------------|------------------------|-------------------------------|--------------------------|----------|----------------------------------|
| Campo | Búzios 5 | Mero 3 | Mero 4 | Búzios 9 | Sergipe Águas Profundas (SEAP 1) |
| Plataforma | FPSO Almirante Barroso | FPSO Marechal Duque de Caxias | FPSO Alexandre de Gusmão | P-80 | Plataforma a definir |
| Campo | Marlim 1 | - | Búzios 8 | - | Albacora |
| Plataforma | FPSO Anita Garibaldi | - | P-79 | - | Plataforma a definir |
| Campo | Marlim 2 | - | Búzios 6 | - | Búzios 11 |
| Plataforma | FPSO Anna Nery | - | FPSO P-78 | - | P-83 |
| Campo | Mero 2 | - | Búzios 7 | - | Sergipe Águas Profundas (SEAP 2) |
| Plataforma | FPSO Sepetiba | - | FPSO Almirante Tamandaré | - | Plataforma a definir |
| Campo | Itapu | - | Parque das Baleias | - | Búzios 10 |
| Plataforma | P-71 | - | FPSO Maria Quitéria | - | P-82 |

Fonte: Petrobras. Central de Resultados. Apresentação Webcast. Desempenho no 1º trimestre de 2023. Disponível em: <<https://www.investidorpetrobras.com.br/resultados-e-comunicados/central-de-resultados/>>.

Elaboração do autor.

5 PRIVATIZAÇÕES DE ATIVOS DA PETROBRAS

Para realizar a venda de um ativo de sua propriedade, a Petrobras cumpre as seguintes etapas, de acordo com as diretrizes do TCU e da legislação vigente (Petrobras, 2021a, p. 131).

- 1) Divulgação de oportunidade (*teaser*): quando a intenção da venda do ativo é tornada pública e os interessados são convidados a participar do processo competitivo.
- 2) Início da fase não vinculante (quando aplicável): consiste em etapa opcional para identificar os interessados na aquisição.

22. Segundo dados da consultoria IHS, em Petrobras (Ardenghy, 2022).

- 3) Início da fase vinculante: é feita a seleção da melhor oferta para maximizar o valor do ativo a ser vendido.
- 4) Concessão de exclusividade na negociação: etapa opcional quando é dada formalmente exclusividade a um potencial comprador.
- 5) Aprovação da transação pela alta administração da Petrobras e assinatura de acordos: são assinados os acordos de compra e venda (ou cessão de direitos), incluindo todas as condições para o fechamento do negócio.
- 6) Fechamento da transação: etapa em que a venda do ativo é concluída, com o cumprimento das condições estabelecidas no contrato.

O programa de desinvestimentos que vem sendo implementado desde 2015 vendeu 59 ativos, até dezembro de 2022, com a arrecadação total de US\$ 44,04 bilhões, envolvendo campos de petróleo e gás, a BR Distribuidora (maior distribuidora de derivados de petróleo do Brasil), gasodutos no Sudeste e no Norte e Nordeste, cessões de direitos de campos de petróleo, usinas eólicas, usinas produtoras de álcool, venda de empresas na Argentina, no Chile, no Japão e na Holanda, e diversos outros ativos. Antes da adoção do programa de desinvestimentos, em 2015, a Petrobras já tinha realizado a venda de ativos no valor de US\$ 3,74 bilhões, em 2014, e US\$ 3,82 bilhões, em 2013, além de vendas em anos anteriores (Petrobras, 2015c, p. 222).

A tabela 3 mostra os valores arrecadados pela Petrobras com o programa de desinvestimentos, em 2015-2022, o número total e a relação dos principais ativos vendidos.

TABELA 3
Valor dos ativos vendidos pela Petrobras com o programa de desinvestimentos (2015-2022)

| Ano | Valor arrecadado (US\$ bilhões) | Total de ativos vendidos | Principais ativos |
|------|---------------------------------|--------------------------|---|
| 2022 | 2,58 | 10 | Polo Carmópolis na bacia Sergipe-Alagoas (US\$ 1,1 bilhão); participação de 51% na Gaspetro (US\$ 394 milhões); sete campos de petróleo em Alagoas (US\$ 300 milhões); quatorze concessões de E&P em terra no Complexo do Recôncavo (US\$ 250 milhões); refinaria Reman, em Manaus (US\$ 190 milhões). |
| 2021 | 5,07 | 16 | Refinaria Mataripe (US\$ 1,650 bilhão); 37,5% restantes do capital da BR Distribuidora (US\$ 2,238 bilhões); participação restante (10%) na Nova Transportadora do Sudeste S/A (NTS) (US\$ 333 milhões). |
| 2020 | 3,65 | 9 | Participação societária na Liquigás Distribuidora (US\$ 879 milhões); participação societária (50%) na Petrobras Oil & Gas BV, Holanda (US\$ 1,530 bilhão); 100% nos campos Pampo e Enchova, em águas rasas da bacia de Campos (US\$ 451 milhões); 10% restantes das ações da Transportadora Associada de Gás S/A (TAG) (US\$ 295 milhões). |

(Continua)

(Continuação)

| Ano | Valor arrecadado (US\$ bilhões) | Total de ativos vendidos | Principais ativos |
|--------------|---------------------------------|--------------------------|---|
| 2019 | 14,35 | 9 | 90% de participação na TAG (US\$ 8,72 bilhões); alienação de 33,75% do capital da BR Distribuidora (US\$ 2,55 bilhões); venda da refinaria Pasadena (US\$ 560 milhões); cessão da participação total nos campos de Pargo, Carapeba e Vermelho (polo Nordeste), em águas rasas do Rio de Janeiro (US\$ 370 milhões). |
| 2018 | 6,59 | 6 | Cessão de 22,5% da área de Iara e cessão de 35% do campo de Lapa, no Bloco BM-S-9, para TotalEnergies (US\$ 1,95 bilhão); cessão de 25% no campo de Roncador para a Equinor e opção para a Equinor contratar parte da capacidade de processamento de gás natural no Terminal de Cabiúnas (TECAB) (US\$ 2,9 bilhões); <i>joint venture</i> com Murphy E&P Company para exploração e produção dos campos da Petrobras no Golfo do México (US\$ 995 milhões). ¹ |
| 2017 | 7,50 | 4 | 90% do total de ações da NTS (US\$ 5,2 bilhões); Petrobras Distribuidora S/A Oferta Pública de Distribuição Secundária (venda de 28,75% das ações da Petrobras) (US\$ 1,5 bilhão); 100% da Petrobras Chile Distribución (US\$ 490 milhões); participação de 45,97% na usina de álcool Guarani S/A (US\$ 203 milhões). |
| 2016 | 3,60 | 3 | Participação de 67,19% na Petrobras Argentina (US\$ 897 milhões); 66% no bloco exploratório BM-S-8, na bacia de Santos (Campo Carcará, US\$ 2,5 bilhões); 100% das ações da Nansei Seikyu (NSS), na ilha de Okinawa, Japão (US\$ 200 milhões). |
| 2015 | 0,70 | 2 | 49% da participação na Gaspetro para a Mitsui Gás e Energia do Brasil (US\$ 495 milhões); todos os ativos de exploração e produção na Bacia Austral, Argentina, para a Companhia General de Combustibles (US\$ 101 milhões). |
| Total | 44,04 | 59 | - |

Fonte: Petrobras. Relatórios anuais e Form 20-F, 2015 a 2022.

Elaboração do autor.

Nota:¹ Com reajustes, conforme Petrobras (2018, p. 43).

Em fevereiro de 2021 a Petrobras informou sobre o início da fase não vinculante para a venda da totalidade de sua participação de 51% na Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil S/A (TBG) e de 25% na Transportadora Sulbrasileira de Gás S/A (TSB). A TBG atua no transporte de gás natural e está presente no principal eixo econômico do Brasil, nas regiões do Centro-Oeste, Sudeste e Sul, sendo a proprietária e operadora do gasoduto Bolívia-Brasil em território brasileiro. Seu gasoduto tem extensão de 2.593 km, com capacidade de transporte de até 30 milhões de metros cúbicos/dia de gás natural. A TSB localiza-se no Rio Grande do Sul, com 50 km de dutos instalados, com capacidade de transporte de até 7,68 milhões de metros cúbicos/dia de gás natural e um projeto de 565 km adicionais que, uma vez concluído, permitirá a conexão dos campos de produção de gás na Argentina à região metropolitana de Porto Alegre e ao gasoduto da TBG.²³

23. Disponível em: <<https://bit.ly/3H9BGHd>>.

Os gasodutos denominados Rotas 1, 2 e 3 fazem parte da carteira de ativos à venda pela companhia, como divulgado no Plano Estratégico 2021-2025, e a Petrobras iniciou os estudos para o desinvestimento. Também foram colocados à venda, em 2020, 550 ativos mobiliários, fechados quatorze prédios administrativos dos 23 que a Petrobras ocupava, e reduzido o número de escritórios no exterior de 18 para 4 unidades (Petrobras, 2020c).

6 CONCLUSÕES: OS PREJUÍZOS COM OS CONTROLES DE PREÇOS DOS COMBUSTÍVEIS FORAM EQUIVALENTES AOS VALORES ARRECADADOS COM AS VENDAS DE ATIVOS

Na seção 3 foi visto que, entre 2011 e 2014, o Ministério da Fazenda controlou rigidamente os preços dos combustíveis comercializados pela Petrobras. A intervenção se acentuou em 2014, quando foram aumentados os controles sobre os preços, com o objetivo de diminuir a taxa de inflação. Quanto mais a Petrobras importava, mais prejuízos ela acumulava, como mostram as demonstrações financeiras da companhia, que registram perdas anuais na comercialização de combustíveis de US\$ 5,7 bilhões em 2011, US\$ 11,7 bilhões em 2012, US\$ 8,2 bilhões em 2013, e US\$ 15,8 bilhões em 2014, totalizando US\$ 41,4 bilhões no período 2011-2014 (tabela 1). De 2010 a 2014, as vendas de gasolina, o derivado que provocou maiores prejuízos, passaram de 394 mil barris/dia para 620 mil barris/dia, amparadas tanto pelo aumento da produção da Petrobras quanto por importações crescentes a partir de 2010.²⁴

Para atender ao crescimento dos investimentos, muitos deles inflados pelos valores cobrados a mais por empreiteiras e estaleiros, nos diversos casos de superfaturamento de obras de reformas e de construção de refinarias e na contratação de sondas de perfuração, a dívida bruta da Petrobras aumentou excessivamente. O valor passou de US\$ 21,3 bilhões, em 2006, para US\$ 132,2 bilhões, em 2014, o valor máximo alcançado. Como resultado, os índices financeiros apresentaram agravamento ao longo dos anos, como foi demonstrado nas seções anteriores.

Os gastos planejados nos planos de investimentos quinquenais foram aumentados, em média, de US\$ 56,4 bilhões, em 2006-2010, para US\$ 228,0 bilhões, em 2010-2014, constituindo os maiores do mundo entre todas as petroleiras multinacionais. Os planos continham projeções ousadas e excessivamente otimistas: a Petrobras iria produzir 4,9 milhões de barris/dia de petróleo até 2020. Na realidade, a produção nesse ano foi menos da metade, isto é, 2,3 milhões de barris/dia.

No final de 2014, revelou-se a fragilidade do endividamento da Petrobras, uma vez que a própria companhia desconhecia os montantes dos desvios de recursos

24. *Realeses* do 4º trimestre de 2010 e 4º trimestre de 2014 da Petrobras. Disponíveis em: <<https://www.investidorpetrobras.com.br/resultados-e-comunicados/central-de-resultados/>>.

acumulados durante dez anos. A Petrobras desenvolveu uma metodologia para tentar estimar o valor total dos gastos adicionais capitalizados indevidamente, em decorrência do esquema de desvios, para determinar em quanto seus ativos estavam sobreavaliados como resultado de valores adicionais cobrados por fornecedores e empreiteiras.²⁵ A necessidade de ajustes profundos nos investimentos levou à redução dos gastos projetados para cinco anos, de US\$ 220,6 bilhões, no PNG 2014-2018, para US\$ 98,4 bilhões, entre 2015 e 2019, e para a média de US\$ 72 bilhões nos planos lançados entre 2017 e 2022. Para diminuir os gastos, foram demitidos mais de 100 mil prestadores de serviços, em 2015 e 2016; de 2014 a 2021 foi reduzido em 44% o número de empregados no Brasil e em 91% os funcionários que trabalhavam no exterior.

O programa de venda de ativos e os controles de gastos reduziram a dívida bruta para US\$ 58,7 bilhões, em 2021, ano em que a Petrobras alcançou seu saneamento financeiro. A relação dívida líquida/Ebitda melhorou substancialmente, caindo de 4,25, em 2014, para 1,09, em 2021.

Os dados apresentados permitem avaliar os efeitos prejudiciais que os controles de preços dos combustíveis tiveram na descapitalização da Petrobras, obrigada a vender ativos com o objetivo de levantar recursos para o abatimento de parte da dívida. Os prejuízos sofridos em razão dos controles de preços do óleo *diesel*, da gasolina e dos demais combustíveis, isto é, US\$ 41,4 bilhões, mostram o que significou esse montante: na tabela 3, excluindo-se os valores arrecadados com as vendas de dez ativos, em 2022, tem-se que de 2015 a 2021 foram vendidos 49 ativos, que arrecadaram US\$ 41,5 bilhões. O valor é equivalente aos prejuízos reportados pela Petrobras com os controles de preços dos combustíveis.

Em conclusão, além das pesadas perdas com os controles dos preços dos combustíveis, não foram os investimentos realizados no desenvolvimento dos campos do pré-sal os fatores responsáveis pela elevação explosiva da dívida da Petrobras, mas sim, aqueles que denominamos de marcha forçada: i) os realizados em quatro novas refinarias, que apresentaram diversos erros de gestão (TCU, 2019); ii) os desvios de recursos da Petrobras na contratação de 28 sondas de perfuração de petróleo;²⁶ e iii) os realizados pela área internacional da Petrobras na compra e venda com prejuízos da refinaria em Pasadena, nos Estados Unidos (TCU, 2019) e em outras refinarias adquiridas no exterior. Esses investimentos pretendiam elevar a Petrobras ao topo das maiores empresas petroleiras internacionais. Por sua vez, os recursos aplicados diretamente nos campos do pré-sal livraram o Brasil da dependência de importar petróleo de outros países produtores e tornaram a

25. *Realeses* do 4º trimestre de 2010 e 4º trimestre de 2014 da Petrobras. Disponíveis em: <<https://www.investidorpetrobras.com.br/resultados-e-comunicados/central-de-resultados/>>.

26. Disponível em: <<https://bit.ly/3Aqx1NA>>.

Petrobras grande exportadora de petróleo. Outro elemento responsável pela elevação de dívida bruta da Petrobras e pela consequente necessidade de se desfazer dos ativos foram os desvios de recursos nas obras de modernização das antigas refinarias.²⁷

Se as perdas impostas à Petrobras pelos fatos citados não tivessem ocorrido, a dívida teria valor bastante reduzido, permitindo à empresa enfrentar, sem pressões, situações adversas e momentos da crise, como ocorreu na forte redução dos preços do petróleo, em 2015-2017. Menos urgência com compromissos financeiros daria à Petrobras oportunidade de desenvolver um programa de desinvestimentos com menores dimensões e maior poder de barganha nas negociações de preços dos ativos com os compradores.

27. Disponível em: <<https://tinyurl.com/acordao1568-2020tcu>>.



ARTIGOS ESPECIAIS

FUNDAMENTOS DO PROGRAMA DE CAPACITAÇÃO TECNOLÓGICA EM ÁGUAS PROFUNDAS (PROCAP)

José Paulo Silveira

O Programa de Capacitação Tecnológica em Águas Profundas (Procap) foi criado, em 1986, com o objetivo de propiciar a capacitação tecnológica da Petrobras, de seus fornecedores nacionais de equipamentos e serviços, de firmas internacionais com plantas produtivas no Brasil e de instituições de pesquisa nacionais. O objetivo era possibilitar, em trabalho integrado, o desenvolvimento de equipamentos, sistemas e processos de produção destinados a viabilizar a produção de petróleo dos campos descobertos em águas profundas, como nos casos dos campos de Albacora e Marlim. Internamente, o Procap reuniu os esforços das áreas de pesquisa e desenvolvimento, exploração, perfuração, produção, engenharia, suprimento de materiais e equipamentos da Petrobras. Com essa forma de atuação, foi inovador ao viabilizar a integração de esforços e competências no âmbito da empresa e desta em relação a entidades externas, mediante a realização de projetos tecnológicos conjuntos. Foi, enfim, um amplo movimento de articulação da inteligência e da criatividade interna e externa, para inovar mais rapidamente e a custos menores. Constituiu, assim, um novo modelo de gestão estratégica da tecnologia, em formato matricial, guiado pelos objetivos empresariais da Petrobras, com a finalidade de assegurar a conquista de capacidade tecnológica da empresa, necessária à produção de petróleo em águas profundas.

O Procap não poderia ser criado sem a existência prévia de quatro linhas de desenvolvimento das capacidades tecnológicas e de gestão na Petrobras, a saber: a política de valorização e formação de recursos humanos; a política de pesquisa e desenvolvimento; a capacidade de gerir e implantar empreendimentos; e a estreita articulação com a indústria. Essas competências são fruto de trabalhos pioneiros, desenvolvidos a partir do momento em que a Petrobras começou a operar, em 1954, e herdadas, em relação ao desenvolvimento de recursos humanos, de iniciativa anterior à criação da Petrobras. A seguir, são examinadas as quatro competências que formaram a base de conhecimentos para a formulação e a execução das agendas do Procap.

Recursos humanos

A primeira competência, valorização de recursos humanos, tem suas origens na década de 1950, quando começaram as ações do Conselho Nacional do Petróleo (CNP) para o treinamento de mão de obra especializada em petróleo e, depois da criação da Petrobras, com a organização, pela empresa, de cursos de engenharia de petróleo e de refinação, contando, nos primeiros anos, com a participação de professores estrangeiros e, a seguir, mediante a cooperação crescente com universidades brasileiras. Na própria lei de criação da companhia (Lei nº 2.004), em seu art. 38, já vinham estabelecidas as bases para a política de formação de recursos humanos, que deveria ser voltada para auxiliar o desenvolvimento das operações de petróleo, por meio da criação de cursos de especialização, de auxílios a estabelecimentos de ensino, de concessão de bolsas para cursos no exterior e outros meios.

As diretrizes da Petrobras para a capacitação de recursos humanos caracterizaram-se por alguns elementos de importância fundamental para o desafio de desenvolver tecnologias próprias. A realização dos cursos em caráter permanente, a seleção de candidatos, o rigor técnico dos conteúdos programáticos e a execução também rigorosa do treinamento proporcionaram um fluxo contínuo de pessoas capacitadas e de novos conhecimentos para os quadros técnicos da empresa. Constituiu-se progressivamente uma cultura técnica referenciada na excelência, elemento indispensável para a futura capacidade inovadora da Petrobras. Gerou-se um processo contínuo de transmissão e de ampliação de conhecimentos, sem defasagem significativa entre os capacitados em anos anteriores e os recém-graduados dos cursos de formação, como eram chamados. Esse fluxo contínuo de capacitação foi também impulsionado por meio de envio de técnicos para aperfeiçoamento e pós-graduação no exterior, iniciativa que a empresa transformou em ação contínua ao longo do tempo.

A atenção ao desenvolvimento da capacidade profissional criou, digamos assim, o “culto da excelência técnica” que se incorporou à cultura interna da Petrobras. Essa condição estimulou o corpo técnico a assumir postura permanente de se apresentar aos seus pares como participante ativo da conquista de capacidades e conhecimentos requeridos pela companhia em seus grandes desafios, em todas as suas áreas de atuação. Criou-se, assim, um valor permanente, que esteve presente no enfrentamento dos desafios da produção em águas profundas. Dessa forma, procuraram-se soluções que igualassem ou superassem as melhores práticas existentes nas companhias petrolíferas internacionais, evitando-se a simples cópia de soluções existentes e externas e incentivando-se a obtenção de soluções próprias e novas, ou seja, a inovação tecnológica.

As linhas de atuação seguidas na formação de recursos humanos e a cultura de excelência técnica foram antecedentes essenciais ao sucesso do Procap.

Pesquisa e desenvolvimento

A segunda competência que lastreou a obtenção de resultados do Procap foi a execução, ao longo de três décadas, de uma política consistente de pesquisa e desenvolvimento. As atividades de pesquisas na Petrobras começaram com a criação do Centro de Aperfeiçoamento e Pesquisas de Petróleo (Cenap), em 1955, voltado para um programa visionário de capacitação de recursos humanos de atividades de petróleo, embrião da atividade de pesquisa. Onze anos depois, em 1966, a Petrobras relançou as bases para sua evolução tecnológica, ao substituir o Cenap pelo Centro de Pesquisas e Desenvolvimento Leopoldo Américo Miguez de Mello (Cenpes), instalado no *campus* da Universidade do Brasil.¹

No processo de expansão das atividades de pesquisas aplicadas do Cenpes, um ponto de inflexão positivo foi representado pela incorporação das atividades de engenharia básica, em 1976, para atender inicialmente à demanda de projetos da área de refino e, logo a seguir, da área de produção de petróleo. Agregaram-se profissionais de grupos de engenharia de outras áreas operacionais da empresa. A incorporação da engenharia ao centro de pesquisas proporcionou a realização de programas de transferência de tecnologia em cooperação com empresas de engenharia estrangeiras, para reduzir o tempo necessário à capacitação das equipes técnicas. Além disso, a conexão das atividades de pesquisa com as áreas operacionais permitiu transformar os conhecimentos gerados pelas pesquisas em conhecimentos codificados, como desenhos e especificações necessários às etapas de projeto, de compra e fabricação de equipamentos, de construção e montagem e de operação das unidades construídas. Buscavam-se através da sinergia pesquisa-engenharia vários benefícios de alcance estratégico: conectar a área de pesquisa ao programa de investimentos da empresa; acentuar o foco da geração de tecnologia nos grandes desafios da Petrobras; e, sobretudo, assegurar a geração de valor para empresa, objetivo que se confunde com a razão de ser da inovação. Adicionalmente, ter capacidade de decidir, na fase de engenharia básica, sobre a escolha e o dimensionamento de equipamentos que poderiam abrir inúmeras possibilidades de desenvolvimento da indústria local de materiais e equipamentos ou, ainda, realizar parcerias tecnológicas em benefício de um “conteúdo local competitivo” nas encomendas geradas pela empresa.

Em 1983 foi criada no Cenpes a área de engenharia básica em sistemas de produção de petróleo, um passo fundamental para viabilizar os desenvolvimentos tecnológicos que, a partir de 1986, seriam requeridos para explorar campos de petróleo situados no mar em lâminas d'água superiores a 400 m.

1. O Cenpes foi elemento importante na origem do Parque Tecnológico da Ilha do Fundão, conforme Maurício Guedes, da Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ), responsável pelo parque. A decisão importante de Leopoldo Américo Miguez de Mello foi a de continuar o processo de interação entre as pesquisas da Petrobras e da universidade, fortalecendo a simbiose universidade-empresa.

Gerência de empreendimentos

A terceira competência, o domínio da gerência de empreendimentos, ocupou papel importante na capacitação tecnológica da Petrobras para produzir em águas profundas. Para se entender como o processo de gerência de empreendimentos veio a se constituir uma referência para a criação do Procap é necessário reconstituir como aquela disciplina de gestão desenvolveu-se na Petrobras.

Em fins dos anos 1960, a Petrobras era uma importante compradora de petróleo no Oriente Médio para o abastecimento das suas refinarias. Seus executivos da área comercial realizavam constantes missões de aquisição de grandes volumes do produto nos países árabes. Por meio de estreitos contatos com os ministros responsáveis pelo petróleo em países como o Iraque, o Irã e a Arábia Saudita, os executivos da companhia pressentiram que, em algum momento, os preços do petróleo iriam se desprender dos baixos valores mantidos por toda a década de 1960 (US\$ 1,80 o barril, ou US\$ 12,50 a preços reais de 2011). Diante da provável elevação dos preços do petróleo, que trariam impactos maiores sobre os preços internacionais dos derivados em razão do maior valor adicionado que incorporam, o Brasil teria que tomar providências para diminuir a dependência de combustíveis importados. Com base nesse cenário, o governo decidiu ampliar a capacidade nacional de refino de petróleo alterando a política adotada até então de ter a capacidade instalada de refino das refinarias da Petrobras próxima, mas sempre inferior, às quantidades demandadas pelo mercado interno.

Para alcançar a meta projetada de elevação da capacidade de refino, foi decidida, em 1969, a realização de um programa de inversões na Petrobras, o Plano de 1.000 Dias, a ser executado nesse prazo, entre 1970 e 1973; o plano incluía, além da ampliação da capacidade das refinarias, vastas obras, como a expansão de oleodutos, terminais e outras construções da infraestrutura de petróleo.

No Plano de 1.000 Dias, o salto planejado na capacidade de refinação incluiu a implantação da Refinaria de Paulínia (Replan), inaugurada em 1972, seguida do aumento de sua capacidade de produção de derivados, bem como da ampliação da capacidade de processamento e modernização das refinarias de Mataripe, Cubatão e Duque de Caxias. Para executar o Plano de 1.000 Dias foi criado na Petrobras o Grupo Executivo de Obras Prioritárias (Geop), em dezembro de 1969, que incorporava uma importante mudança organizacional na gestão de projetos de grande porte na Petrobras. Em vez de se criar um grupo de trabalho específico na refinaria a ser ampliada ou na sede da Petrobras para gerenciar os projetos de investimentos, como era a prática até então, foi criado um grupo especializado em gerir diversos grandes empreendimentos ao mesmo tempo. Como a tarefa envolvia implantar empreendimentos sob vários fatores condicionantes – isto é, valor total de investimentos sem precedentes na história da empresa, coordenação de vultosas

compras de equipamentos no exterior, administração de financiamento externo, gerenciamento de obras físicas localizadas em diversos estados, envolvendo um grande contingente humano da Petrobras e das empresas fornecedoras de bens e serviços, e requisito de prazo de execução também inédito –, os responsáveis pela direção do Geop decidiram aprofundar a capacitação e a assimilação da técnica de gestão denominada *project management* (gerência de empreendimentos). O caso de sucesso mais notório da gerência de empreendimentos à época era a da agência norte-americana National Air and Space Administration (Nasa), que adotara aquela disciplina de gestão para administrar os múltiplos projetos relacionados ao envio do homem à Lua,² e que lograra pleno êxito.

A técnica de gerência de empreendimentos, traduzida em sua forma mais simples, consiste em dividir em subprojetos – por meio de uma estrutura analítica do empreendimento – as programações física e financeira, definir os responsáveis pelas etapas a serem seguidas e um líder para organizar, comunicar, motivar equipes, resolver problemas e controlar o tempo, o custo e a qualidade da execução dos trabalhos, além de definir as datas de início e de término dos subprojetos.

Depois que o Geop conseguiu atingir os objetivos planejados, no prazo definido, a Petrobras decidiu adotar a tecnologia de gerência de empreendimentos de forma permanente na empresa, face à expectativa de grande aumento nos seus investimentos. Para isso, foi criado um órgão permanente responsável por gerir profissionalmente os investimentos, o Serviço de Engenharia (Segen), de acordo com a melhor prática internacional, institucionalizando-se na Petrobras a capacidade de administrar múltiplos empreendimentos de grande porte. Mais tarde, na bacia de Campos, foi criado o Grupo Executivo da Bacia de Campos (Gecam), tendo o Segen sido chamado a colaborar e transmitir a metodologia da gerência de empreendimentos. Mais à frente, o Segen substituiu o Gecam na responsabilidade de gerir os empreendimentos da área de exploração e produção.

A experiência do Geop representou, assim, uma base importante para a criação do Procap, que adotou o *project management* com o propósito de coordenar múltiplos projetos tecnológicos (cerca de cem) e com diferentes instituições parceiras do programa (cerca de oitenta).

Para se avaliar a complexidade do gerenciamento do Procap, razão da adoção dos princípios do *project management* e da aplicação da experiência da Petrobras nessa tecnologia gerencial, deve-se observar que seu cronograma foi estabelecido em função do programa e das metas do desenvolvimento da produção de petróleo da empresa. Um caso com características de *technology pull* no âmbito empresarial.

2. O Geop foi chefiado por Orfila Lima dos Santos e Maurício Alvarenga, da Petrobras. Para a absorção de conhecimentos da Nasa foi contratado um ex-profissional da empresa de consultoria Booz Allen, nos Estados Unidos, e contraído financiamento externo inglês para os investimentos no aumento na capacidade de refinação.

No mesmo sentido da complexidade gerencial, verificou-se o envolvimento na execução do programa de aproximadamente quatrocentos profissionais da empresa e de dezenas de instituições externas nacionais e estrangeiras.

Articulação com a indústria

A parceria da Petrobras com a indústria nacional iniciou-se logo após o começo de suas atividades operacionais, em 1954, diante da necessidade de aumentar a nacionalização da fabricação de equipamentos para a implantação das primeiras refinarias de petróleo e assim superar a necessidade de importações de equipamentos diante da escassez de divisas estrangeiras no Brasil naqueles anos. A Petrobras assumiu, rapidamente, a posição de empresa articuladora da produção industrial de materiais e equipamentos para setor de petróleo, em lugar de simples compradora de bens de capital, transferindo, nessa função, conhecimentos tecnológicos para o fornecedor brasileiro de equipamentos. Em 1958, elaborou suas normas de suprimento, acompanhadas de estudos da padronização e de sistema de classificação de materiais e equipamentos, totalizando cerca de 150 mil itens. Para maior articulação com os fornecedores, foi desenvolvido o primeiro cadastro da indústria. Em 1965, foi criado o Serviço de Materiais (Sermat) para centralizar as aquisições de materiais e equipamentos.³

Para estimular e ajudar a organizar a indústria nacional, foi criado na companhia o conceito de fabricação pioneira, pelo qual foram qualificadas empresas para produzir peças, equipamentos e componentes importados; o incentivo à empresa nacional se efetivava por meio do fornecimento de conhecimentos técnicos, desenhos, instruções, organização industrial, além de acordos de cooperação com fabricantes estrangeiros. A fabricação pioneira, executada por meio de contrato entre a companhia e as empresas fabricantes, reduzia o risco de investimentos do empresário em razão da garantia da demanda firme de equipamentos e serviços, e concedia adiantamento financeiro para o início da produção. Os estímulos levaram ao desenvolvimento de um grupo de indústrias em torno da Petrobras, que resultou na elevação do índice de nacionalização dos equipamentos, apoiado pela política de financiamentos do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico (BNDE), e de proteção alfandegária via controles administrativos de licenças de importação da Carteira de Comércio Exterior do Banco do Brasil (Cacex). Em 1973, com a implantação do Segen, foram racionalizadas as atividades de planejamento e execução dos investimentos da Petrobras, dando ainda mais consistência ao desenvolvimento da indústria de bens e serviços para o setor de petróleo.

As aquisições da companhia originaram dois ciclos de nacionalização de equipamentos, iniciados em 1955 e em 1980, em função das prioridades atribuídas

3. Disponível em: <www.onip.org.br>.

aos segmentos de refinação, numa primeira etapa, e de exploração e produção de petróleo, em etapa seguinte. No decorrer do primeiro ciclo alcançou-se elevação expressiva do índice de nacionalização dos equipamentos utilizados na montagem das refinarias. No início desse ciclo, ocorreram as ampliações da capacidade de processamento de petróleo das refinarias de Mataripe e de Cubatão, e a construção da Fábrica de Fertilizantes Nitrogenados, da Fábrica de Asfalto em Cubatão e do Terminal Oceânico de Santos. Entre 1970 e 1973, ocorreram novos estímulos para o aumento da participação da indústria brasileira na fabricação de equipamentos para o setor de petróleo, com a construção da Replan, a modernização e ampliação das refinarias de Mataripe, Cubatão e Duque de Caxias, e a construção da infraestrutura de terminais, oleodutos e estocagem da Petrobras.⁴

No segundo ciclo, o processo de nacionalização se verificou nas áreas de exploração e de produção de petróleo, após a segunda crise internacional do petróleo, em 1979, e a crise da dívida externa, no início da década de 1980, que levaram a Petrobras a realizar grande esforço de nacionalização nas suas aquisições de equipamentos. Para isso, desenvolveu-se na companhia um intenso processo de articulação com a indústria para que a produção seguisse níveis elevados de qualidade na fabricação de equipamentos a serem utilizados na produção de petróleo no mar. Naquele período, a Petrobras empreendeu o esforço de aumentar a produção de petróleo, de 165 mil barris/dia para 500 mil barris/dia, em até cinco anos, tendo sido criado, em 1979, o departamento de produção e instituído o Gecam, responsável pela instalação das sete primeiras plataformas fixas de petróleo naquela bacia.

A longa experiência da Petrobras em cooperar com a indústria facilitou a implantação de uma das diretrizes do Procap, qual seja, a de desenvolver novas soluções tecnológicas, em conjunto com os fornecedores de materiais e equipamentos da empresa. De fato, o Procap incorporou os avanços conquistados pela nova política de suprimento de material da Petrobras, implantada a partir de 1982, denominada “função material”, que incluía novas posturas da empresa em relação aos seus fornecedores. Nessa política, deu-se ênfase à pré-qualificação técnica das empresas fornecedoras, à implantação de sistemas de gestão da qualidade, segundo as melhores práticas internacionais empregadas por empresas líderes, como a Toyota, e a adoção, em caráter pioneiro, das “contrapartidas tecnológicas” nos contratos de fornecimento de materiais e equipamentos. Estas, com formulação semelhante aos *offsets* tecnológicos, muito utilizados no setor de equipamentos de defesa, tinham por objetivo atrair os fornecedores para as parcerias tecnológicas e para ampliação de sua própria capacidade de engenharia e desenvolvimento de produtos, atributos indispensáveis para fortalecer o “ecossistema inovador” liderado pela Petrobras.

4. Disponível em: <www.onip.org.br>.

Para concluir estas notas, deve-se registrar que o Procap nasceu no momento em que o Cenpes estava revisando e ampliando seu modelo de gestão tecnológica. Vários atributos desse modelo foram postos em prática na formulação e gestão do Procap, quais sejam: sustentação das escolhas tecnológicas apoiada em visão estratégica e de longo prazo do segmento de negócios e da evolução das tecnologias; monitoramento sistemático das iniciativas tecnológicas das empresas do setor em escala internacional; utilização da gestão de portfólio para dosar riscos, custos e alinhamento estratégico do esforço de inovação; definição do conteúdo do programa segundo processo participativo interno à empresa e consultas a especialistas externos; gestão compartilhada entre áreas de negócios e o centro de pesquisas para fins de condução do programa; atribuição de responsabilidade pela execução ao coordenador de cada projeto; esforço sistemático de comunicação para garantir a coesão e a dinâmica da inovação no âmbito do programa; e avaliação de resultados realizada por entidade independente.

Os resultados alcançados pelo Procap foram amplamente satisfatórios. O programa foi renomeado posteriormente como Procap 1000 (1 mil metros de lâmina d'água), pois seu modelo foi repetido pelos Procap 2000 e Procap 3000, até 2011, tendo completado 25 anos de desenvolvimento tecnológico da Petrobras nessa área. Além disso, o modelo Procap vem sendo empregado atualmente em praticamente todos os grandes desafios tecnológicos da Petrobras.

APRENDENDO COM OS ACIDENTES: O SEGUNDO ACIDENTE NA PLATAFORMA DE ENCHOVA

João Carlos de Luca

Em 1984, já havia ocorrido acidente em decorrência de vazamento de gás na Plataforma Central de Enchova (PCE), quando uma descida improvisada e às pressas de uma baleeira provocou a perda de 37 trabalhadores. Em 1988, eu tinha o cargo de superintendente em Macaé, encarregado das operações de produção da Petrobras na área, inclusive da plataforma de Enchova. Recebi às seis horas da manhã do dia 24 de abril, um domingo, através do engenheiro Irani Varella, a notícia de que ocorrera um *blowout*, isto é, uma erupção de petróleo-gás, em um dos poços da plataforma de Enchova. Pouco depois, embarquei em helicóptero em direção à plataforma, junto com uma equipe vinda do Rio de Janeiro, sob a liderança do engenheiro Hélio Lins Marinho Falcão, então superintendente-geral de perfuração. Quando chegamos nas imediações, vimos que estava vazando gás na parte superior da plataforma, com uma grande nuvem de gás que impedia a visão e a aproximação do helicóptero em condições de segurança. Ainda não havia fogo. Parecia haver risco de explosão iminente, pois o poço produzia gás ininterruptamente, mais gás que óleo devido à intercomunicação com gás na zona produtora no reservatório; qualquer grão de areia proveniente do poço poderia provocar faíscas e a conseqüente explosão. Diante do risco, pousamos em uma plataforma vizinha e tomamos um barco até o outro lado da plataforma acidentada, em posição a favor do vento. Ao lado da plataforma estava ancorada uma plataforma semissubmersível, que funcionava como hotel flutuante (flotel – Safe Jasminia), com centenas de trabalhadores, pois a plataforma estava em reforma e manutenção; uma passarela ligava o flotel à plataforma. Utilizando um guindaste, desembarcamos no flotel. Todo o pessoal da PCE havia sido evacuado para o flotel, e estavam todos em segurança. Decidimos formar um grupo de seis pessoas para subir na plataforma e avaliar a situação mais perto do local onde o gás estava sendo expelido, na parte superior da plataforma, e assim dispor de melhores informações que permitissem tomar as ações necessárias para debelar o *blowout*. O grupo compunha-se de especialistas em perfuração e em complementação de poços e de técnicos de segurança. Ao chegarmos, verificamos que todo o chão da plataforma estava tomado por areia, pedaços de ferros e ferramentas de controle do poço. Depois de rápida avaliação da situação voltamos ao flotel e, quando começávamos

a tirar as roupas de proteção e a explicar aos demais companheiros a condição do local, ouvimos o barulho de forte explosão, menos de cinco minutos depois de nossa saída; o horário era em torno de meio-dia, uma da tarde, cerca de 6 a 7 horas após o comunicado recebido de que havia ocorrido *blowout*. A explosão ocorrera no *deck* da torre, de onde o gás saía através de um largo tubo chamado condutor, tendo atingido o local onde havíamos feito a supervisão apenas alguns minutos antes. Cena impressionante foi ver, em menos de três minutos, a torre de perfuração derreter com o forte calor do fogo, e caindo como um “fio de amarração mole” sem sustentação. Passado o grande susto, o engenheiro Falcão ordenou a imediata evacuação do flotel para afastá-lo da plataforma acidentada, autorizando essa operação mesmo sem recolhimento da passarela que unia as duas plataformas, já que o objetivo era preservar a vida do grande número de pessoas que estavam no flotel (entre trabalhadores de manutenção e mais a tripulação da sonda que foi evacuada, havia mais de quinhentos trabalhadores). O flotel foi se afastando pouco a pouco, e vimos a passarela romper seu ponto de apoio no flotel e despencar no mar, ficando ainda uma parte pendurada na PCE. Com o pessoal em segurança, e diante da nova realidade de ter a plataforma agora com fogo na área restrita dos poços, a estratégia foi elaborar um plano detalhado para debelar a erupção, que consistia na perfuração de dois poços para alcançar algum ponto do poço acidentado de forma a “matar” [interromper, no jargão petroleiro] a produção de gás. Desembarquei um pequeno período para coordenar as ações em terra de atendimento à imprensa etc. e logo voltei a embarcar. Para apoiar essas operações junto à PCE utilizamos a plataforma de serviços Micoperi 7.000, que tinha dois guindastes gigantescos de 7 mil toneladas, que passou a ser base de operações da equipe de combate ao *blowout*. Quando as condições de mar permitiam, e só com operações diurnas, a Micoperi 7.000 se aproximava de Enchova, e trabalhos de limpeza e retirada de entulhos eram feitos. A plataforma continuava a expelir o gás em sua parte superior, e o fogo ardia continuamente, mas restrito à área da sonda e cabeça dos poços. Duas plataformas semissubmersíveis de perfuração interromperam os poços que perfuravam e foram deslocadas imediatamente para a área, e através delas começamos os trabalhos de perfuração de dois poços desviados, para tentar atingir lá embaixo o poço acidentado e controlar o vazamento.

Outra ideia posta em prática, que aprendemos mais tarde ter sido um erro fatal, pois permitiu a proliferação do fogo em toda a PCE, foi cerca de quinze dias depois do início da erupção bombear água através de um duto de quatro polegadas que vinha da plataforma vizinha de Pampo e que passava por Enchova, para refrigerar a área da cabeça dos poços da plataforma onde queimava gás, e assim diminuir a alta temperatura, preservando os demais poços. O jato principal de água incidia diretamente sobre o condutor do poço acidentado; após cerca de uns quinze dias bombeando a água, essa providência mostrou-se ser um erro que

iria determinar a sorte final da plataforma: o jato de água da mangueira sobre o tubulão que trazia o gás do poço abriu nele um rasgo grande, e provocou o espalhamento do fogo que estava contido na boca do tubo, descendo para os outros níveis da plataforma através das bandejas de cabos elétricos e hidráulicos que interligam todos os níveis da plataforma. Esse fato acabou por queimar toda a plataforma. Estávamos no 28º dia, uma sexta-feira. Assim, um problema que estava restrito à parte de cima espalhou-se pela plataforma inteira, e ocorreu apenas um dia antes do término da perfuração do poço de alívio, que finalmente alcançou o poço em erupção, interrompendo a saída do gás na plataforma. No dia seguinte, um dia de sábado, toda a diretoria da Petrobras, à frente o presidente Ozires Silva, foi verificar o acidente, embarcada em um navio de apoio especial (DSV), tendo a visão da plataforma sendo consumida pelo fogo. É difícil descrever o clima de tristeza e decepção que reinava a bordo pela perda da plataforma. A comitiva partiu de volta à terra, e voltei para a sala de controle da plataforma Micoperi com o engenheiro Falcão, donde se tinha uma vista privilegiada da PCE.

Ficamos ali conversando e observando a chama que saía da PCE. De repente, apenas uma hora depois da partida da comitiva, começamos a notar que a chama começou a diminuir, e a sair mais líquido (lama de perfuração) junto com o gás. Contactamos imediatamente o engenheiro Murta, que conduzia a perfuração de um dos poços de alívio a bordo de uma das plataformas de perfuração, e ele confirmou que tinham evidências de se ter atingido o poço acidentado, e já estavam preparando para injetar lama pesada para “matar” o poço em erupção. O presidente da Petrobras, que havia partido de Macaé pilotando um avião da Embraer, foi avisado do resultado, mudou a rota e sobrevoou a plataforma para verificar o gás que saía já de forma reduzida na plataforma de Enchova, misturado a golfadas de lama, cada vez mais crescente o volume de líquidos. Ele sobrevoou a plataforma diversas vezes balançando as asas do avião para transmitir sua satisfação com o êxito da operação. Naquele momento, sentíamos uma emoção diferente, sendo alegria pelo sucesso do controle do poço, e muita tristeza pela perda da plataforma, que ocorreu um dia antes de o poço de alívio atingir o alvo. Felizmente os danos foram só materiais, já que não tivemos uma só pessoa ferida em consequência do acidente e das operações de controle levadas a cabo.

Julgo muito importante relatar estes fatos, pois o desenvolvimento tecnológico na bacia de Campos foi feito de maneira extremamente corajosa e arrojada, com um contínuo aprendizado de novas técnicas, e com os naturais erros e acertos que nos deram a tecnologia capaz de colocar na superfície as excepcionais reservas de petróleo existentes em águas profundas e ultraprofundas.

Permanecemos na plataforma até o abandono definitivo do poço, através da colocação de um tampão mecânico (*bridge-plug*) que isolou definitivamente o poço

acidentado. Nessa operação, dividi com o engenheiro Luiz Eduardo Carneiro, chefe da área de Completação de Poços da Petrobras, o privilégio de estar na boca do poço ajudando a orientar a entrada da ferramenta (tampão) da Schlumberger no poço, em área de difícil acesso e repleta de entulhos e restos de equipamentos que foram atingidos pelo *blowout*. O rasgo provocado no condutor pela saída do gás deixou arestas extremamente afiadas e perigosas, e tivemos que tomar um cuidado extremo para não nos machucarmos nessa operação. Lembro de um detalhe interessante, quando tentávamos empurrar o *bridge-plug* e a ferramenta de assentamento¹ para dentro do poço na primeira tentativa. Estávamos, Carneiro, dois técnicos de empresa norte-americana especializada em combate a incêndios, e eu. Em determinado momento, o esforço feito acabou por romper o “ponto-fraco” do *plug*, e ele se soltou e caiu dentro do poço, fazendo um grande barulho pelo atrito com o interior do tubo que estava vazio até a profundidade de 760 metros (a lama pesada deixou o nível do poço nessa profundidade). O barulho feito se parecia muito com o barulho típico de um poço em que o gás está fluindo de dentro da coluna para fora, e nossos dois técnicos especialistas pensaram que era o poço que estava entrando em produção, e saíram literalmente correndo do local, demonstrando uma perícia e agilidade sem igual para passar no restrito espaço existente entre o montão de detritos ao redor de onde estávamos, e alcançar a área fora do módulo da cabeça dos poços. Até hoje rimos quando comentamos esse episódio. Finalizando, cabe comentar que a injeção de água se revelou um erro técnico, pois concluímos depois que o choque da temperatura alta na cabeça do poço com a água gelada do mar fragilizou a estrutura do aço do condutor do poço por onde o gás fluía, provocando sua ruptura, e o fogo acabou atingindo toda a plataforma através das bandejas de cabos. Considero que esse foi um aprendizado extremamente importante, pois temos que aprender com os erros e acertos ao enfrentar os riscos existentes na atividade petrolífera, que acabam por somar experiências que ajudam a evitar sua repetição no futuro.

Rio de Janeiro, dezembro de 2011.

1. O *bridge-plug* é um tampão mecânico de pouco mais de 50 cm de comprimento, instalado dentro do poço, com o objetivo de dar vedação total à saída de qualquer líquido ou gás. Ferramenta de assentamento do *bridge-plug* é um conjunto de tubos de cerca de 6 m de comprimento, ao qual é acoplado o *bridge-plug*; tem a função de dar peso ao conjunto para descer no poço, e contém também uma ferramenta de identificação de profundidade (raios gama) para orientar a profundidade correta de assentamento. O conjunto é descido no poço através de um cabo elétrico, posicionado na profundidade desejada, e através de emissão de um forte sinal elétrico o *plug* expande seus anéis de borracha contra as paredes internas do poço, vedando-o totalmente. Automaticamente, a ferramenta de assentamento se libera do *plug* após sua instalação e é retirada do poço.

AGRADECIMENTOS

A decisão de escrever a segunda edição deste livro foi resultado de duas constatações básicas, que, em meu entender, justificaram o esforço e o tempo dedicados à tarefa, que envolveu a revisão de todos os capítulos e o acréscimo de quatro novos. A primeira constatação foi a verificação da escassa bibliografia sobre a história da Petrobras após a eliminação do monopólio, em 1995, e especialmente de avaliações, em linguagem acessível ao leitor não especializado nos temas do petróleo e das tecnologias desenvolvidas para explorar e produzir petróleo em águas profundas e ultraprofundas. Não obstante a existência de grande número de análises técnicas sobre a matéria, há poucos livros disponíveis sobre a trajetória da Petrobras em direção à posição de uma das empresas líderes no mundo em tecnologias aplicadas em águas profundas. A segunda motivação foi a verificação do interesse despertado pela primeira edição, de 2013, junto ao público acadêmico, como evidenciado pelo crescente número de citações em artigos e teses sobre petróleo, bem como pelas consultas no *site* do Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada (Ipea). Pesou, ainda, a necessidade de atualizar a história da companhia, diante dos acontecimentos recentes em sua administração. A resultante reviravolta em suas metas de investimentos e de crescimento, com intensas reduções a partir de 2015, indicaram a importância de avaliar como a Petrobras superou as crises financeira e de credibilidade que a atingiram.

Na preparação da primeira edição, engenheiros e ex-engenheiros da Petrobras contribuíram de maneira significativa no levantamento de informações, por meio de leituras de versões preliminares do livro e de entrevistas, em que relataram a evolução das explorações de petróleo na bacia de Campos e prestaram informações técnicas sobre equipamentos e sistemas de produção de petróleo utilizados em águas marítimas profundas. Sem esses depoimentos, este trabalho perderia muito da sua capacidade de descrever as atividades da Petrobras no desenvolvimento dos campos de petróleo nas bacias marítimas brasileiras. Assim, renovo agradecimentos aos engenheiros: Maurício Werneck de Figueiredo, coordenador do Programa de Capacitação Tecnológica em Águas Profundas (Procap), de 2006 a 2010, pelas pacientes leituras e correções das primeiras versões do texto; a Zephyrino Lavenère Machado Filho, engenheiro da Petrobras de 1960 a 2012, pelos testemunhos sobre o desenvolvimento dos primeiros campos de petróleo na bacia de Campos e esclarecimentos sobre diversos pontos técnicos; a Elisio Caetano Filho, consultor sênior da Petrobras, pelo esforço e dedicação na revisão técnica do livro, cujas contribuições, incluindo a redação da seção referente a sistemas de bombeamento e de separação submarina, elevaram substancialmente a qualidade técnica do texto;

a José Paulo Silveira, superintendente do Centro de Pesquisas, Desenvolvimento e Inovação Leopoldo Américo Miguez de Mello (Cenpes/Petrobras), de 1986 a 1989, pelos importantes relatos sobre o Programa de Capacitação Tecnológica em Águas Profundas (Procap) e pelo artigo que elaborou para este livro sobre as origens e os objetivos do programa; a João Carlos de Luca, diretor de exploração e produção da Petrobras, de 1990 a 1995, pelos interessantes relatos dos desenvolvimentos do campo de Marlim, na bacia de Campos, pela redação do artigo sobre o acidente na Plataforma Central de Enchova, presente neste livro, e por diversas outras informações técnicas e factuais; a Carlos Heleno Barbosa, pelas leituras e sugestões ao texto preliminar do livro e pelas importantes informações técnicas sobre equipamentos submarinos e a implantação de campos de petróleo na bacia de Campos; a Paulo Cesar Ribeiro Lima, ex-pesquisador em exploração e produção de petróleo do Cenpes, pelas valiosas informações sobre o setor de petróleo.

Os engenheiros citados contribuíram com sua experiência em engenharia submarina do petróleo e em processos de desenvolvimento de conhecimentos e de realização de pesquisas na Petrobras, porém devo deixar claro que sou o único responsável por eventuais erros de interpretação remanescentes ou por fatos ou acontecimentos importantes não citados ou não comentados.

Destaco, ainda, as muitas trocas de ideias com Ricardo Bielschowsky durante o processo de formulação das análises da primeira edição, cujos comentários e sugestões foram valiosos para o desenvolvimento de diversos pontos avaliados no trabalho.

No Ipea, o ambiente intelectual de estímulo à realização de trabalhos de pesquisa foi decisivo, ao me permitir desenvolver as análises e opiniões finais segundo meus próprios pontos de vista firmados durante a pesquisa. Os estudos para a primeira edição se beneficiaram de sugestões e apoio de diversos colegas: João Alberto De Negri, ex-diretor da Diretoria de Estudos e Políticas Setoriais, de Inovação, Regulação e Infraestrutura (Diset), pela sugestão inicial do tema a ser estudado; ao ex-diretor da Diset, Márcio Wohlers, pela indicação de bibliografias e comentários ao texto; a Lenita Turchi, Divonzir Gusso, Carlos Álvares da Silva Campos e Bruno César Araújo, pelas sugestões ao texto e indicações bibliográficas, que contribuíram para o enriquecimento das análises; a Lúcia Pontes Lemos e Anna Carolina Lemos Ribeiro, da biblioteca do Ipea, pela eficiente pesquisa bibliográfica; e o indispensável suporte administrativo das secretárias e pessoal administrativo da Diset/Ipea.

Esta segunda edição se beneficiou da leitura de Renato Baumann, do Ipea, de uma versão preliminar, cujas sugestões contribuíram significativamente para que o livro assumisse a sequência descritiva e o formato final adequados aos objetivos buscados com sua publicação. Agradeço aos colegas do Ipea, João Maria de Oliveira

e Edison Benedito da Silva Filho, ex-diretor e ex-diretor-adjunto da Diset, respectivamente, pelos estímulos à realização desta edição e pelo interesse pelos temas tratados.

Agradeço ao engenheiro Décio Oddone pelas interessantes informações cedidas de seu acervo pessoal sobre o histórico das explorações na região de Candeias, na Bahia, em 1942, que possibilitaram a descoberta do primeiro campo de petróleo comercial no Brasil.

Agradeço ao professor emérito da Universidade de Brasília (UnB), Flávio Versiani, a sugestão de incorporar ao livro análises sobre os marcos legais do petróleo, que permitiram um melhor entendimento das transformações que vêm ocorrendo no setor de petróleo no Brasil desde a abertura em 1995.

Finalmente, dirijo agradecimentos especiais ao corpo de revisores do Editorial do Ipea, um grupo de profissionais cujo trabalho tem sido essencial para garantir a qualidade técnica que as publicações do instituto alcançaram ao longo de sua história. As ponderadas solicitações de esclarecimentos de aspectos técnicos, as correções de pontos controversos e as sugestões de aprimoramentos na redação foram contribuições decisivas para a melhoria da qualidade deste livro.

ENTREVISTAS E DEPOIMENTOS

Entrevistas de engenheiros da Petrobras ao autor

BARBOSA, Carlos Heleno. Entrevista em: ago. 2010 e jul. 2011, Rio de Janeiro.

CAETANO FILHO, Elisio. Entrevista em: ago. 2011, Rio de Janeiro.

FIGUEIREDO, Maurício Werneck de. Entrevista em: ago. 2010, Rio de Janeiro.

LIMA, Paulo César Ribeiro. Entrevista em: set. 2010 e dez. 2011, Brasília.

LUCA, João Carlos de. Entrevista em: ago. 2011, Rio de Janeiro.

MACHADO FILHO, Zephyrino Lavenère. Entrevista em: jul. 2011, Rio de Janeiro.

SILVEIRA, José Paulo. Entrevista em: jul. 2009 e jul. 2011, Rio de Janeiro.

Depoimentos de engenheiros e geólogos da Petrobras ao Museu da Pessoa (Projeto Memória Petrobras) e ao Centro de Pesquisa e Documentação de História Contemporânea do Brasil da Fundação Getúlio Vargas (CPDOC/FGV)

ASSAYAG, Marcos Isaac. Depoimento em: 14 jan. 2005. Disponível em: <<https://acervo.museudapessoa.org/pt/conteudo/historia/50626/0/0/1>>.

GOMES MORAIS, Marcos Guedes. Depoimento em: 8 mar. 2005. Disponível em: <<https://acervo.museudapessoa.org/pt/conteudo/historia/49981/0/0/1>>. Publicado em: 5 dez. 2009.

JARDIM, Roberto Gomes. Depoimento em: 25 jun. 2008. Disponível em: <<https://acervo.museudapessoa.org/pt/conteudo/historia/50116/0/0/1>>. Publicado em: 30 nov. 2009.

MACHADO FILHO, Zephyrino Lavenère. Depoimento em: 1 mar. 2005. Disponível em: <<https://acervo.museudapessoa.org/pt/conteudo/historia/49929/0/0/1>>. Publicado em: 9 dez. 2009.

MACHADO, Marco Antônio Pinheiro. Depoimento em: 23 jul. 2009. Disponível em: <<https://museudapessoa.org/historia-detalle?id=36978>>.

MASSÁ, Francisco Eduardo Alves. Depoimento em: 14 jan. 2005. Disponível em: <<https://acervo.museudapessoa.org/pt/conteudo/historia/50172/0/0/1>>. Publicado em: 9 dez. 2009.

RIBEIRO, Louise Pereira. Depoimento em: 3 mar. 2005. Disponível em: <<https://acervo.museudapessoa.org/pt/conteudo/historia/49914/0/0/1>>. Publicado em: 9 dez. 2009.

SALIÉS, Jacques Braile. Depoimento em: 18 nov. 2004. Disponível em: <<https://acervo.museudapessoa.org/pt/conteudo/historia/49901/0/0/1>>. Publicado em: 4 dez. 2009.

SAMPAIO, Mário Bittencourt. Depoimento em: jul./ set. 1987, Rio de Janeiro. Disponível em: <<https://www.fgv.br/cpdoc/storage/historal/arq/Entrevista174.pdf>>. Publicado em: 1988.

REFERÊNCIAS

ADQUIRIMOS campos de Búzios e Itapu no leilão dos volumes excedentes ao Contrato de Cessão Onerosa. **Fatos e Dados**, 6 nov. 2019. Disponível em: <https://petrobras.com.br/fatos-e-dados/adquirimos-campos-de-buzios-e-itapu-no-leilao-dos-volumes-excedentes-ao-contrato-de-cessao-onerosa.htm?on&utm_campaign=&utm_term=>>.

ALBAUGH, E. K.; NUTTER, T. 2005 Deepwater solutions and records for concept selection: going deeper with production technology. **Offshore Magazine**, dez. 2005. (Special issue).

ALMEIDA, A, C. F. O aprendizado tecnológico brasileiro nas áreas de exploração e exploração de petróleo. **Petro&Gás**, p. 41-53, jun. 1990.

ALVES, I. *et al.* Pre-salt Santos basin: well construction learning curve acceleration. *In*: OFFSHORE TECHNOLOGY CONFERENCE, 2009, Houston. **Anais...** Houston: OTC, 4-7 maio 2009.

ANP – AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. **Edital de licitação para a contratação de atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural: primeira rodada de licitações**. Rio de Janeiro: ANP, abr. 1999. Disponível em: <bit.ly/3YCUJkk>.

_____. Portaria ANP nº 180, de 9 de junho de 2003. Aprova o Regulamento Técnico, a ser utilizado na elaboração das demonstrações contábeis e financeiras a que se refere a Cláusula intitulada Contabilidade e Auditoria dos Contratos de Concessão e na apresentação da comprovação dos percentuais mínimos de Investimentos Locais na Fase de Exploração e Etapa de Desenvolvimento determinados nos Contratos de Concessão. **Diário Oficial da União**, Brasília, 9 jun. 2003.

_____. **Boletim de P&D**. Rio de Janeiro: ANP, ago. 2013. Disponível em: <<https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/publicacoes/boletins-anp/bpdi/boletim-pdi-ed01.pdf>>.

_____. **Petróleo e Estado**. Rio de Janeiro: ANP, 2015. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/images/publicacoes/livros_e_revistas/livro-petroleo-e-estado-ANP.pdf>.

_____. **Boletim da Produção de Petróleo e Gás Natural, nº 66**. Rio de Janeiro: ANP, fev. 2016.

_____. Resolução nº 726, de 11 de abril de 2018. Estabelece os critérios, requisitos e procedimentos aplicáveis à isenção de cumprimento da obrigação de conteúdo local, bem como as regras gerais dos ajustes de percentual de conteúdo local comprometido e das transferências de excedente de conteúdo local relativos aos contratos para exploração e produção de petróleo e gás natural de concessão a partir da sétima até a décima terceira rodada de licitações, de cessão onerosa, da primeira rodada de partilha de produção, e do contrato da segunda rodada de partilha de produção referente à área unitizável adjacente a Gato do Mato. Faculta aos operadores a possibilidade de realização de aditamento contratual. **Diário Oficial da União**, Rio de Janeiro, 12 abr. 2018.

_____. **Anuário estatístico 2020**: dados abertos. Rio de Janeiro: ANP, 2020a. Disponível em: <<https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/dados-abertos/anuario-estatistico-2020-dados-abertos>>.

_____. **Estudo sobre o aproveitamento do gás natural do pré-sal**. Rio de Janeiro: PPSA, 2020b. Disponível em: <<https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/publicacoes/livros-e-revistas/arquivos/aproveitamentognpresal.pdf>>.

_____. Resolução ANP nº 832, de 26 de outubro de 2020. Altera o Regulamento Técnico do Relatório de Gastos Trimestrais com Exploração, Desenvolvimento e Produção anexo à Portaria ANP nº 180, de 5 de junho de 2003, que estabelece normas para a elaboração das demonstrações contábeis e financeiras e para a comprovação dos percentuais mínimos de investimentos locais nas fases de exploração e de desenvolvimento previstos nos contratos de concessão. **Diário Oficial da União**, Brasília, 27 out. 2020c.

_____. **Boletim da Produção de Petróleo e Gás Natural, nº 138**. Rio de Janeiro: ANP, fev. 2022a.

_____. **Boletim da Produção de Petróleo e Gás Natural, nº 142**. Rio de Janeiro: ANP, jun. 2022b.

_____. **Boletim da Produção de Petróleo e Gás Natural, nº 146**. Rio de Janeiro: ANP, out. 2022c.

_____. **Boletim da Produção de Petróleo e Gás Natural, nº 148**. Rio de Janeiro: ANP, dez. 2022d. (Encarte de consolidação da produção 2022). Disponível em: <<https://bit.ly/3MwWCvs>>.

_____. **Boletim da Produção de Petróleo e Gás Natural, nº 149**. Rio de Janeiro: ANP, jan. 2023. Disponível em: <<https://tinyurl.com/anp2023bol149>>.

ARAÚJO, B. C. A Petrobras e o setor de bens de capital no Brasil: uma análise microeconômica das oportunidades e desafios à inovação. *In*: DE NEGRI, J. A. *et al.* (Org.). **Poder de compra da Petrobras**: impactos econômicos nos seus fornecedores. Brasília: Ipea; Petrobras, 2011.

ARAUJO, L. M. de. *et al.* Estudo da perfuração de poços de petróleo utilizando a técnica pressurized mud cap drilling: simulação e experimentos. *In: CONGRESSO BRASILEIRO DE ENGENHARIA QUÍMICA EM INICIAÇÃO CIENTÍFICA*, 13., 2019, Uberlândia. **Anais...** São Paulo: Blucher, 2019.

ARDENGHY, R. **Plano Estratégico 2022-2026: investimento com responsabilidade.** Rio de Janeiro: Petrobras, 2022. Disponível em: <<https://api.mziq.com/mzfilemanager/v2/d/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/6d98b296-503c-53cc-1f9e-153a904e8066?origin=2>>.

ARMANDO, S. Sistemas de produção antecipada na Petrobras. *In: ENCONTRO INTERNACIONAL SOBRE SISTEMAS DE PRODUÇÃO ANTECIPADA*, abr. 1983, Rio de Janeiro. **Anais...** Rio de Janeiro: Cenpes; Petrobras, 1983.

ARMANDO, S.; MEDEIROS J. B. Considerações de ordem técnico-econômica sobre o sistema de produção antecipada e plataformas fixas. *In: ENCONTRO INTERNACIONAL SOBRE SISTEMAS DE PRODUÇÃO ANTECIPADA*, abr. 1983, Rio de Janeiro. **Anais...** Rio de Janeiro: Cenpes; Petrobras, 1983.

ASSAYAG, M. I. O domínio das profundezas do mar. **Cadernos Petrobras**, n. 2, p. 15-17, ago. 2002.

ASSAYAG, M. I.; FORMIGLI, J.; COELHO, M. V. Águas ultraprofundas no Brasil: os próximos passos para alcançar 3.000 metros. **Revista Brasileira de Tecnologia e Negócios de Petróleo, Química Fina, Gás e Indústria do Plástico**, ano III, n. 15, p. 14-28, 2000.

AUSTIN, D. *et al.* **History of the offshore oil and gas industry in Southern Louisiana.** New Orleans: MMS, jul. 2004. (Interim Report). Disponível em: <<http://www.docstoc.com/docs/2198212/History-of-the-Offshore-Oil-and-Gas-Industry-in-Southern-Louisiana>>.

AVANÇAMOS no desenvolvimento do campo de Búzios, no pré-sal da bacia de Santos. **Fatos e Dados**, 28 jul. 2020. Disponível em: <<https://petrobras.com.br/fatos-e-dados/avancamos-no-desenvolvimento-do-campo-de-buzios-no-pre-sal-da-bacia-de-santos.htm>>.

AZEVEDO, J. **Plano de Negócios 2006-2010.** Rio de Janeiro: Brasília, 29 ago. 2005. Disponível em: <http://www.cogen.com.br/content/upload/1/documentos/workshop/2005/Pl_Neg_Petrobras_2006_2010_Fiesp.pdf>.

BACHA, E. Bonança externa e desindustrialização: uma análise do período 2005-2011. *In: BACHA, E.; BOLLE, M. B. de. (Org.). O futuro da indústria no Brasil: desindustrialização em debate.* 1. ed. Rio de Janeiro: Editora Civilização Brasileira, 2015. cap. 4.

BAFFES, J. *et al.* **The great plunge in oil prices: causes, consequences, and policy responses.** Washington: World Bank, 2015. (Policy Research Note, n. 15).

BARATA, G. História do petróleo no Brasil. **Comciência**, 2002. Disponível em: <www.comciencia.br/reportagens/petroleo.pet06.shtml>.

BARUSCO FILHO, P. J. **Plano de investimentos Petrobras.** Rio de Janeiro: Petrobras, ago. 2003. Disponível em: <<https://slidex.tips/download/plano-de-investimentos-petrobras-4>>.

BAUMGART, C. **The effects of commodity dependence on the Brazilian economy: a test of the Dutch disease hypothesis.** 2013. Dissertação (Mestrado) – Escola de Administração de Empresas de São Paulo, Fundação Getúlio Vargas, São Paulo, 2013. Disponível em: <<https://bibliotecadigital.fgv.br/dspace/bitstream/handle/10438/10795/Merged%20thesis%20including%20RESUMO%20FINAL.pdf?sequence=1&isAllowed=y>>.

BELTRÃO, R. L. C. *et al.* Challenges and new technologies for the development of the pre-salt cluster, Santos basin, Brazil. *In: OFFSHORE TECHNOLOGY CONFERENCE*, 4-7 maio 2009, Houston. **Anais...** Houston: OTC, 2009. Disponível em: <<https://onepetro.org/OTCONF/proceedings-abstract/09OTC/All-09OTC/OTC-19880-MS/35954>>.

BIELSCHOWSKY, R. **Pensamento econômico brasileiro: o ciclo ideológico do desenvolvimento.** 5. ed. Rio de Janeiro: Contraponto, 2004. [1988].

BNDES – BANCO NACIONAL DE DESENVOLVIMENTO ECONÔMICO E SOCIAL. **Gás para o desenvolvimento.** Rio de Janeiro: BNDES, 2020.

BOIA gigante ajuda a levar petróleo do pré-sal à superfície. **Portos e Navios**, 18 ago. 2014. Disponível em: <<https://www.portosenavios.com.br/noticias/industrial-e-offshore/boia-gigante-ajuda-a-levar-petroleo-do-pre-sal-a-superficie>>. Acesso em: 3 fev. 2023.

BORTOLOTTI, M. Monteiro Lobato queria negociar petróleo. **Folha de S.Paulo**, 25 out. 2010. Disponível em: <<https://www1.folha.uol.com.br/fsp/poder/po2510201007.htm>>.

BP – BRITISH PETROLEUM. **Statistical review of world energy.** 69th ed. London: BP, 2020.

_____. **Statistical review of world energy.** 70th ed. London: BP, 2021.

_____. **Statistical review of world energy.** 71st ed. London: BP, 2022. Disponível em: <<https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2022-full-report.pdf>>. Acesso em: 29 mar. 2023.

BRAGA, M. Dilma diz que política de conteúdo local não será revista em seu governo. **Estadão**, 14 maio 2015. Disponível em: <<https://bit.ly/3PLoATD>>.

BRASIL. Emenda Constitucional de 3 de setembro de 1926. Emendas à Constituição Federal de 1891. **Diário Oficial da União**, Rio de Janeiro, art. 72, 4 set. 1926. Disponível em: <https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/Constituicao/Emendas/Emc_anterior1988/emc%20de%203.9.26.htm>. Acesso em: 21 dez. 2022.

_____. Constituição da República dos Estados Unidos do Brasil, de 16 de julho de 1934. **Diário Oficial da União**, Rio de Janeiro, 16 jul. 1934. Suplemento. Disponível em: <https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/constituicao/constituicao34.htm>.

_____. Constituição dos Estados Unidos do Brasil, de 10 de novembro de 1937. **Diário Oficial da União**, Rio de Janeiro, 10 nov. 1937. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/Constituicao/Constituicao37.htm>.

_____. Decreto-Lei nº 395, de 29 de abril de 1938. Declara de utilidade pública e regula a importação, exportação, transporte, distribuição e comércio de petróleo bruto e seus derivados, no território nacional, e bem assim a indústria da refinação de petróleo importado em produzido no país, e dá outras providências. **Diário Oficial da União**, Rio de Janeiro, 28 out. 1938a. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto-lei/1937-1946/del0395.htm>.

_____. Decreto-Lei nº 961, de 17 de dezembro de 1938. Dá nova redação ao n. I do art. 3º do Decreto-Lei nº 395, de 29 de abril de 1938. **Coleção de Leis do Brasil**, Rio de Janeiro, 31 dez. 1938b. Disponível em: <https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto-lei/1937-1946/Del0961.htm>.

_____. Decreto-Lei nº 366, de 11 de abril de 1938. Incorpora ao Código de Minas, decreto nº 24.642, de 10 de julho de 1934, novo título, em que se institue o regime legal das jazidas de petróleo e gases naturais, inclusive os gases raros. **Diário Oficial da União**, Rio de Janeiro, 12 abr. 1938c. Disponível em: <<https://www2.camara.leg.br/legin/fed/declei/1930-1939/decreto-lei-366-11-abril-1938-349726-publicacaooriginal-1-pe.html>>.

_____. Decreto-Lei nº 538, de 7 de julho de 1938. Organiza o Conselho Nacional de Petróleo, define suas atribuições e dá outras providências. **Diário Oficial da União**, Rio de Janeiro, 8 jul. 1938d. Disponível em: <https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto-lei/1937-1946/del0538.htm>.

_____. Decreto-Lei nº 1.143, de 9 de março de 1939. Institue normas para aplicação dos créditos concedidos ao Conselho Nacional do Petróleo, comprovação de despesas, admissão de pessoal e dá outras providências. **Diário Oficial da União**, Rio de Janeiro, 10 mar. 1939. Disponível em: <<https://www2.camara.leg.br/legin/fed/declei/1930-1939/decreto-lei-1143-9-marco-1939-349218-publicacaooriginal-1-pe.html>>.

_____. Decreto-Lei nº 1.985, de 29 de março de 1940. Código de Minas. **Coleção de Leis do Brasil**, Rio de Janeiro, 1940. Disponível em: <https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto-lei/1937-1946/del1985.htm>.

_____. Constituição dos Estados Unidos do Brasil, de 18 de setembro de 1946. **Diário Oficial da União**, Rio de Janeiro, 19 set. 1946. Disponível em: <https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/Constituicao/Constituicao46.htm>.

_____. Projeto de Lei nº 1.516, de 11 de dezembro de 1951. Dispõe sobre a constituição da sociedade por ações Petróleo Brasileiro S/A e dá outras providências. **Diário do Congresso Nacional**, Rio de Janeiro, 12 dez. 1951.

_____. Lei nº 2.004, de 3 de outubro de 1953. Dispõe sobre a Política Nacional do Petróleo e define as atribuições do Conselho Nacional do Petróleo, institui a Sociedade Anônima, e dá outras providências. **Diário Oficial da União**, Rio de Janeiro, 3 out. 1953.

_____. **Constituição da República Federativa do Brasil de 1988**. Brasília: Presidência da República, 1988.

_____. Ministério de Minas e Energia. Conselho Nacional de Política Energética. Resolução nº 8, de 21 de julho de 2003. Estabelece a política de produção de petróleo e gás natural e define diretrizes para a realização de licitações de blocos exploratórios ou áreas com descobertas já caracterizadas, nos termos da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997. **Diário Oficial da União**, 7 ago. 2003.

_____. Projeto de Lei nº 5.500, de 2 de maio de 2013. Dispõe sobre a destinação de recursos para a educação com a finalidade de cumprimento da meta prevista no inciso VI do caput do art. 214 da Constituição, e dá outras providências. **Diário Oficial da União**, Brasília, 2 maio 2013a.

_____. Lei nº 12.858, de 9 de setembro de 2013. Dispõe sobre a destinação para as áreas de educação e saúde de parcela da participação no resultado ou da compensação financeira pela exploração de petróleo e gás natural, com a finalidade de cumprimento da meta prevista no inciso VI do *caput* do art. 214 e no art. 196 da Constituição Federal; altera a Lei nº 7.990, de 28 de dezembro de 1989; e dá outras providências. **Diário Oficial da União**, Brasília, 10 set. 2013b.

_____. Ministério de Minas e Energia. Conselho Nacional de Política Energética. Resolução CNPE nº 1, de 24 de junho de 2014. Aprovar a contratação direta da Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras para produção de petróleo, gás natural e hidrocarbonetos fluidos em áreas do pré-sal, no regime de partilha de produção, e dá outras providências. **Diário Oficial da União**, Brasília, 26 jun. 2014. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/conselhos-e-comites/cnpe/resolucoes-do-cnpe/arquivos/memorias-da-reuniao/2014/resolucao_cnpe_1_2014.pdf>. Acesso em> 2 fev. 2023.

_____. Ministério de Minas e Energia. Conselho Nacional de Política Energética. Resolução CNPE nº 17, de 8 de junho de 2017. Estabelece a política de exploração e produção de petróleo e gás natural, define suas diretrizes e orienta o planejamento e a realização de licitações, nos termos da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, e da Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010, e dá outra providência. **Diário Oficial da União**, Brasília, 6 jul. 2017. Disponível em: <<https://www.gov.br/anp/pt-br/servicos/legislacao-da-anp/rl/cnpe/resolucao-cnpe-n17-2017.pdf>>.

_____. Ministério de Minas e Energia. Conselho Nacional de Política Energética. Resolução nº 1, de 21 de março de 2018. Estabelece diretrizes para que a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP avalie a possibilidade de adotar exigências de Conteúdo Local distintas daquelas vigentes nos contratos assinados até a décima terceira rodada de concessão, da primeira e segunda rodadas de partilha de produção e da cessão onerosa. **Diário Oficial da União**, Brasília, 10 abr. 2018.

_____. Ministério de Minas e Energia. **Terminais de regaseificação de GNL no Brasil**: panorama dos principais projetos. Rio de Janeiro: EPE, ago. 2019.

_____. Lei Complementar nº 192, de 11 de março de 2022. Define os combustíveis sobre os quais incidirá uma única vez o Imposto sobre Operações Relativas à Circulação de Mercadorias e sobre Prestações de Serviços de Transporte Interestadual e Intermunicipal e de Comunicação (ICMS), ainda que as operações se iniciem no exterior; e dá outras providências. **Diário Oficial da União**, Brasília, 11 mar. 2022a.

_____. Lei Complementar nº 194, de 23 de junho de 2022. Altera a Lei nº 5.172, de 25 de outubro de 1966 (Código Tributário Nacional), e a Lei Complementar nº 87, de 13 de setembro de 1996 (Lei Kandir), para considerar bens e serviços essenciais os relativos aos combustíveis, à energia elétrica, às comunicações e ao transporte coletivo, e as Leis Complementares nºs 192, de 11 de março de 2022, e 159, de 19 de maio de 2017. **Diário Oficial da União**, Brasília, 23 jun. 2022b.

BRASIL; EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Plano decenal de expansão de energia 2030**. Brasília: MME; EPE, 2021. Disponível em: <<https://bit.ly/3YVe7cP>>.

_____. Ministério de Minas e Energia. **Plano decenal de expansão de energia 2031**. Brasília: MME; EPE, 2022a.

_____. Ministério de Minas e Energia. **Plano decenal de expansão de energia 2032**. Brasília: MME; EPE, 2022b.

BRUNI, P. B. Petrobras: estratégia e esforço tecnológico para alavancar a competitividade. **Petróleo e Gás Brasil**, mar. 2002.

BUSTAMANTE, L. A. C. Por que a Moody's rebaixou a nota de crédito da Petrobras? **Brasil, Economia e Governo**, [s.d.]. Disponível em: <<http://www.brasil-economia-governo.org.br/2015/03/03/por-que-a-moodys-rebaixou-a-nota-de-credito-da-petrobras/>>. Acesso em: 20 jun. 2022.

BYBEE, K. VASPS prototype in Marimba field: workover and restart. **Journal of Petroleum Technology**, v. 58, n. 5, 2006. Disponível em: <<http://www.spe.org/spe-site/spe/spe/jpt/2006/05/519252095039Syn.pdf>>.

CAETANO FILHO, E. O papel da pesquisa nacional na exploração e exploração petrolífera da margem continental na bacia de Campos. In: PIQUET, R. (Org.). **Petróleo, royalties e região**. Rio de Janeiro: Garamond, 2003.

CAETANO FILHO, E. *et al.* Field experience with multiphase boosting systems at Campos basin. In: OFFSHORE TECHNOLOGY CONFERENCE, 2005, Houston. **Anais...** Houston: OTC, 2005.

CALDAS, J. N. **Uma história de sucesso: 50 anos de desenvolvimento de recursos humanos**. 1. ed. Rio de Janeiro: Petrobras, 2005.

CAMPBELL, G. L. Sistema de produção antecipada com poços-satélite: de *shelf* a *slope*, 100 metros a 1.000 metros. In: ENCONTRO INTERNACIONAL SOBRE SISTEMAS DE PRODUÇÃO ANTECIPADA, abr. 1983, [s.l.]. **Anais...** [s.l.]: Cenpes; Petrobras, abr. 1983.

CAMPOS, C. W. M. Exploração de petróleo na plataforma continental brasileira. **Boletim Técnico da Petrobras**, v. 13, p. 95-114, jul./dez. 1970.

_____. **Sumário da exploração de petróleo no Brasil**. Rio de Janeiro: ABGP, nov. 2001.

CARDOSO, F. H. **A arte da política: a história que vivi**. Rio de Janeiro: Civilização Brasileira, 2006.

CASADO, J. A senha: 'SG9W'. **O Globo**, Rio de Janeiro, 6 jan. 2015. Disponível em: <<https://oglobo.globo.com/opiniao/a-senha-sg9w-14973695>>. Acesso em: 27 jan. 2023.

CASTRO FILHO, R. A.; DIAS, J. L.; LOURENÇO NETO, S. **Petrobrás**. Rio de Janeiro: CPDOC, [s.d.]. (Verbetes). Disponível em: <<https://www18.fgv.br/cpdoc/acervo/dicionarios/verbete-tematico/petrobras-1>>.

CBIE – CENTRO BRASILEIRO DE INFRAESTRUTURA. **Boletim energia em foco**. [s.l.]: CBIE, jul. 2010.

_____. Como funciona o escoamento de gás do pré-sal. **CBIE**, 20 nov. 2020. Disponível em: <<https://bit.ly/3YMYtE>>.

CEDPEN – CENTRO DE ESTUDOS E DEFESA DO PETRÓLEO E DA ECONOMIA NACIONAL. **Uma nova forma de entreguismo**: a solução Vargas para o petróleo. Rio de Janeiro: Cedpen, 1952.

CHANGING shape of North Sea production facilities. **Oilfield Review**, 1992. Disponível em: <http://www.slb.com/media/services/resources/oilfieldreview/ors92/0492/p08_17.pdf>.

CHIAPPINI, G. De cavernas no pré-sal às térmicas a carvão, as pesquisas da USP para captura de carbono no Brasil. **EPBR**, 10 fev. 2020. Disponível em: <<https://epbr.com.br/de-cavernas-no-pre-sal-as-termicas-a-carvao-as-pesquisas-usp-para-captura-de-carbono-no-brasil>>. Acesso em: 30 jan. 2023.

CHIARADIA, K. **Edição de textos fidedigna e anotada das cartas trocadas entre Monteiro Lobato e Charles Frankie (1934-1937)**: edição e estudo da correspondência entre Monteiro Lobato, Charles Frankie e alguns companheiros da Campanha Petrolífera, como Edson de Carvalho. 2016. Tese (Doutorado) – Instituto de Estudos da Linguagem, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2016. Disponível em: <https://www.monteirolobato.com/documentos/Chiaradia_Katia_D.pdf>.

_____. Em briga por petróleo, Monteiro Lobato vê burrada imensa no país. **Folha de S.Paulo**, 24 mar. 2019. Disponível em: <<https://www1.folha.uol.com.br/ilustrissima/2019/03/em-briga-por-petroleo-monteiro-lobato-ve-burrada-imensa-no-pais.shtml>>.

CLUBE MILITAR. **Estudo do problema do petróleo**. Rio de Janeiro: Clube Militar, 1952.

COHN, G. **Petróleo e nacionalismo**. São Paulo: Difusão Européia do Livro, 1968.

CONSÓRCIO de Libra conclui testes de longa duração no campo de Mero. **Fatos e Dados**, 4 out. 2018. Disponível em: <<https://petrobras.com.br/fatos-e-dados/consorcio-de-libra-conclui-testes-de-longa-duracao-no-campo-de-mero.htm>>.

CORDEIRO, A. L.; DUTRA, A. B.; PEREIRA, G. I. M., Octos-1000: foundation studies. In: INTERNATIONAL SYMPOSIUM ON OFFSHORE ENGINEERING, 7., 1987, [s.l.]. **Anais...** [s.l.]: [s.n.], 1987.

CORRÊA, O. L. S. **Petróleo**: noções sobre exploração, perfuração, produção e microbiologia. Rio de Janeiro: Interciência, 2003.

COSTA, D. F. O. **Dos antecedentes da descoberta de Candeias ao relatório Moura-Oddone**: um passeio documentado por um período importante da história da exploração de petróleo no Brasil. [s.l.]: Petrobras, jun. 2003. Disponível em: <<https://www.yumpu.com/pt/document/view/12776253/oddone-um-passeio-documentado-por-um-periodo-importante/16>>.

_____. Preços de combustíveis. *In*: MENDES, M. (Org.). **Para não esquecer**: políticas públicas que empobrecem o Brasil. Rio de Janeiro: Autografia, 2022.

CRONOLOGIA da expansão do novo coronavírus descoberto na China. **G1**, 22 jan. 2020. Disponível em: <<https://bit.ly/3WiKJeG>>. Acesso em: 8 out. 2020.

CUNHA, S. Tecnologia corta custos e dá gás novo na bacia de Campos. **Fatore**, 14 jul. 2020. Disponível em: <<https://www.fatore.com.br/2020/07/14/tecnologia-corta-custos-e-da-gas-novo-na-bacia-de-campos/>>. Acesso em: 6 fev. 2023.

DANTAS, A. T. **Capacitação tecnológica de fornecedores em redes de firmas**: o caso da indústria do petróleo offshore no Brasil. 1999. Tese (Doutorado) – Instituto de Economia, Universidade do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, jul. 1999.

DANTAS, E.; BELL, M. Latercome firms and the emergence and development of knowledge networks: the case of Petrobras in Brazil. **Research Policy**, v. 38, n. 5, p. 829-844, 2009.

DE NEGRI, J. A. de. *et al.* **Poder de compra da Petrobras**: impactos econômicos nos seus fornecedores. Brasília: Ipea; Petrobras, 2011.

DECLARAÇÃO de comercialidade da área noroeste de Libra, no pré-sal da bacia de Santos. **Fatos e Dados**, 30 nov. 2017. Disponível em: <<https://petrobras.com.br/fatos-e-dados/declaracao-de-comercialidade-da-area-noroeste-de-libra-no-pre-sal-da-bacia-de-santos.htm>>.

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

DIEGUEZ, C. O desafio do pré-sal. **Piauí**, n. 28, jan. 2009. Disponível em: <<https://piaui.folha.uol.com.br/materia/petroleo-encalacrado-no-pre-sal/>>. Acesso em: 23 jan. 2023.

DIPURA, Y. S.; ARDIYAPRANA, F. B.; PUTRA, E. M. Pressurized mud cap drilling drastically improves drilling efficiency in exploration well, South Sumatra. *In*: SPE/IADC MIDDLE EAST DRILLING TECHNOLOGY CONFERENCE AND EXHIBITION, 2018, Abu Dhabi. **Resumos...** Richardson: OnePetro, 2018. Disponível em: <<https://doi.org/10.2118/189398-MS>>.

EM DEFESA do país, Monteiro Lobato foi preso por criticar Getúlio Vargas e o Estado Novo. **Tribuna da Internet**, 24 jun. 2022. Disponível em: <<http://www.tribunadainternet.com.br/em-defesa-do-pais-monteiro-lobato-foi-preso-por-criticar-getulio-vargas-e-o-estado-novo/>>. Acesso em: 1 fev. 2023.

EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Panorama da indústria de gás natural na Bolívia**. Rio de Janeiro: EPE, 22 jun. 2017. Disponível em: <<https://tinyurl.com/EPE2017Bolivia>>. Acesso em 29 jan. 2023.

_____. **Demanda de gás natural nos mercados nacional e internacional:** horizonte 2020-2030. Rio de Janeiro: EPE, dez. 2020. (Nota Técnica).

FARIA, L. O.; RIBEIRO, M. T. F. A dinâmica da pesquisa e desenvolvimento da Petrobras e os desafios contemporâneos. *In*: CONGRESSO LATINO-IBEROAMERICANO DE GESTIÓN TECNOLÓGICA, 15., 2013, Porto. **Anais...** Porto: Altec, 2013. Disponível em: <http://www.altec2013.org/programme_pdf/249.pdf>.

FARIAS, M. N.; FRANÇA, L. C. Sistema de produção antecipada do campo de Corvina. *In*: ENCONTRO INTERNACIONAL SOBRE SISTEMAS DE PRODUÇÃO ANTECIPADA, 1983, [s.l.]. **Anais...** [s.l.]: Cenpes; Petrobras, abr. 1983.

FELIPE, E. S. **Mudanças institucionais e estratégias empresariais:** a trajetória e o crescimento da Petrobras a partir da sua atuação no novo ambiente competitivo (1997-2010). 2010. Tese (Doutorado em economia) – Instituto de Economia, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, dez. 2010. Disponível em: <<https://www.ie.ufrj.br/images/IE/PPGE/teses/2010/Edinilson%20Silva%20Felipe.pdf>>.

FERNANDES, A. C. S.; SCHEFFLER, S. M. A comissão geológica do Império e os crinoides fósseis do Museu Nacional/UFRJ, Rio de Janeiro, Brasil. **Filosofia e História da Biologia**, v. 9, n. 2, p. 121-139, 2014. Disponível em: <http://www.abfhib.org/FHB/FHB-09-2/FHB-9-2-01-Antonio-Carlos-S-Fernandes_Sandro-M-Scheffler.pdf>.

FERNÁNDEZ, E. F.; PEDROSA JUNIOR, O. A.; PINHO, A. C. **Dicionário do petróleo em língua portuguesa:** exploração e produção de petróleo e gás – uma colaboração Brasil, Portugal, Angola. Rio de Janeiro: Lexikon, 2009.

_____. **Dicionário do petróleo em língua portuguesa.** Rio de Janeiro: Lexikon, 2018.

FISCALIZAÇÃO aponta ação discriminatória da Petrobras na abertura do mercado de gás natural. **Portal TCU**, 12 ago. 2021. Disponível em: <<https://bit.ly/3UMQrWd>>.

FISHLOW, A. **O novo Brasil:** as conquistas políticas, econômicas, sociais e nas relações internacionais. São Paulo: Saint Paul, 2011.

FORMIGLI, J. M.; PINTO, A. C. C.; ALMEIDA, A. S. Santos basin's pre-salt reservoirs development: the way ahead. *In*: OFFSHORE TECHNOLOGY CONFERENCE, 2009, Houston. **Anais...** Houston: OTC, maio 2009. Disponível em: <<https://www.onepetro.org/conference-paper/OTC-19953-MS?sort=&start=0&q=&fromSearchResults=true&rows=10#>>>.

FREEMAN, C.; SOETE, L. **The economics of industrial innovation**. Massachusetts: MIT, 1997.

FREITAS, A. G. **Capacitação tecnológica em sistemas de produção para águas profundas**. 1993. Dissertação (Mestrado) – Instituto de Geociências, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, jul. 1993. Mimeografado.

FREITAS, P.; ROCHA, C. **Extinção do Fundo Social e financiamento da educação**. Brasília: Senado Federal, set. 2020. (Boletim Legislativo, n. 87). Disponível em: <<https://www2.senado.leg.br/bdsf/handle/id/589404>>.

FUNIBER – FUNDAÇÃO UNIVERSITÁRIA IBEROAMERICANA. **Tecnologia nova para elevar a produção dos poços submarinos**, 2009. Disponível em: <http://ambientes.ambientebrasil.com.br/energia/artigos_petroleo/tecnologia_nova_para_elevar_a_producao_dos_pocos_submarinos.html>. Acesso em: maio 2010.

FURTADO, A. T. A trajetória tecnológica da Petrobras na produção *offshore*. **Revista Espacios**, v. 17, n. 3, 1996. Disponível em: <<http://www.revistaespacios.com/a96v17n03/30961703.html#inicio>>.

FURTADO, A. T.; FREITAS, A. G. O novo padrão de inovação da Petrobras na década de 1990. *In*: SIMPÓSIO DE GESTÃO DA INOVAÇÃO TECNOLÓGICA, 21., 2000, São Paulo. **Anais...** São Paulo: USP, 7-10 nov. 2000.

_____. Nacionalismo e aprendizagem no programa de águas profundas da Petrobras. **Revista Brasileira de Inovação**, v. 3, n. 1, jan./jun. 2004.

FURTADO, F.; FERNANDES, T. Um jeito novo de investir em C&T. **Ciência Hoje**, v. 31, n. 184, p. 89-91, jul. 2002.

FUTURO promissor: novas descobertas renovam potencial da bacia de Campos. **Fatos e Dados**, 23 fev. 2021. Disponível em: <<https://petrobras.com.br/fatos-e-dados/futuro-promissor.htm>>.

GALL, N. O desafio industrial do pré-sal. **O Estado de S. Paulo**, 27 mar. 2011a. Disponível em: <<https://acervo.estadao.com.br/pagina/#!/20110327-42894-nac-1-pri-a1-not>>.

_____. Petróleo em águas profundas: a ascensão da Petrobras. **Braudel Papers**, n. 46, 2011b. Disponível em: <<https://acervo.estadao.com.br/pagina/#!/20120618-43343-nac-1-pri-a1-not>>.

GAUDARDE, G. Rodada 15: principais pontos do relatório do TCU que provocou a retirada de blocos. **EPBR**, 29 mar. 2018. Disponível em: <<https://epbr.com.br/rodada15-principais-pontos-do-relatorio-do-tcu-que-provocou-a-retira-de-blocos/>>. Acesso em: 7 fev. 2023.

GERENTE da Petrobras abre ciclo de palestras Coppe 50 anos. **Coppe 50 anos**, abr. 2013. Disponível em: <<http://www.coppe50anos.coppe.ufjf.br/pt/noticias/gerente-da-petrobras-abre-ciclo-de-palestras-coppe-50-anos>>. Acesso em: 27 jan. 2023.

GÓES, F. Petroleiras temem multa por falta de conteúdo local. **Valor Econômico**, 29 mar. 2011. Disponível em: <<https://bit.ly/3jo1jel>>.

GOVERNO admite até 1 milhão de barris/dia. **O Estado de S. Paulo**, 30 nov. 1974a. Disponível em: <<https://acervo.estadao.com.br/pagina/#!/19741130-30578-nac-0001-999-1-not>>. Acesso em: 25 out. 2020.

GOVERNO procura evitar exageros. **O Estado de S. Paulo**, 3 dez. 1974b. Disponível em: <<https://acervo.estadao.com.br/pagina/#!/19741203-30580-nac-0001-999-1-not>>. Acesso em: 25 out. 2020.

GUZZO, J. R. Paraíso perdido. **Estadão**, 7 ago. 2022.

HAMMES, D.; WILLS, D. T. Black gold: the end of Bretton Woods and the oil price shocks of the 1970s. **Independent Review**, v. 9, n. 4, p. 501-511, 2005.

IBGE – INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA. **Estatísticas históricas do Brasil**. Rio de Janeiro: IBGE, 1987. v. 3.

IEDI – INSTITUTO DE ESTUDOS PARA O DESENVOLVIMENTO INDUSTRIAL; ITB – INSTITUTO TALENTO BRASIL. **Estudos sobre o pré-sal**: experiências internacionais de organização do setor de petróleo, taxaço no Brasil e no mundo, perspectivas de receitas públicas da exploração do pré-sal e o financiamento da infra-estrutura. São Paulo: Iedi, 23 dez. 2008. Disponível em: <https://www.iedi.org.br/artigos/top/estudos_industria/estudos_sobre_o_pre_sal_experiencias_internacionais_de_organizacao_do_setor_de_petroleo_taxacao_no_brasil_e_no_mundo_perspectivas_de_receitas_publicas_da_exploracao_do_pre_sal_e_o_financiamento_da_infra_estrutura.html>.

INICIAMOS a operação da primeira plataforma definitiva no campo de Mero, no pré-sal da bacia de Santos. **Fatos e Dados**, 2 maio 2022. Disponível em: <<https://petrobras.com.br/fatos-e-dados/iniciamos-a-operacao-da-primeira-plataforma-definitiva-no-campo-de-mero-no-pre-sal-da-bacia-de-santos.htm>>.

INICIAMOS produção em novo poço no campo de Lula. **Fatos e dados**, 9 maio 2014. Disponível em: <<https://petrobras.com.br/fatos-e-dados/iniciamos-producao-em-novo-poco-no-campo-de-lula.htm>>.

IPEA – INSTITUTO DE PESQUISA ECONÔMICA APLICADA. **Base de dados (Diest)**. Brasília: Ipea, 2010.

IVANHOE, L. F.; LECKIE, G. G. Global oil, gas fields, sizes tallied, analyzed. **Oil & Gas Journal**, 16 fev. 1993. Disponível em: <<http://www.ogj.com/articles/print/volume-91/issue-7/in-this-issue/exploration/global-oil-gas-fieldssizestallied-analyzed.html>>.

IZETTI, R. G. **Avaliação econômica de projetos de inovação tecnológica através da teoria das opções reais**: uma aplicação real na área de produção de petróleo. [s.l.]: Abepro, [s.d.]. Disponível em: <http://www.abepro.org.br/biblioteca/ENEGEP2000_E0149.PDF>.

JAGER, H. 17ª rodada de leilões da ANP: não são só problemas ambientais. **Carta Capital**, 7 out. 2021. Disponível em: <<https://www.cartacapital.com.br/opiniao/17a-rodada-de-leiloes-da-anp-nao-sao-so-problemas-ambientais/>>. Acesso em: 7 fev. 2023.

KEILEN, H. **Norwegian petroleum technology**: a success story. Trondheim: Norwegian Academy of Technological Sciences, 2005.

KENNEDY, C. The real reason oil prices went negative in April. **Oil Price.com**, 24 nov. 2020. Disponível em: <<https://bit.ly/3YH5Hp0>>. Acesso em: 10 out. 2021.

KUJAWSKI, J. M.; CAETANO, E. F. Demonstration of a subsea multiphase flow pumping system. *In*: EUROPEAN CONGRESS ON FLUID MACHINERY FOR THE OIL, PETROCHEMICAL, AND RELATED INDUSTRIES – ICD 2353999, 1999, Amsterdã. **Anais...** Amsterdam: [s.n.], abr. 1999.

LAGE, A. C. V. M. *et al.* The first underbalanced multilateral well branches drilled in Brazil – a field case history. *In*: SPE/IADC DRILLING CONFERENCE, 2003, Amsterdam. **Anais...** Amsterdam: SPE; IADC, 19-21 fev. 2003.

LAGE, A. C. V. M.; SANTOS, H.; SILVA, P. R. C. Drilling with aerated drilling fluid from a floating unit part 2: drilling the well. *In*: SPE ANNUAL TECHNICAL CONFERENCE AND EXHIBITION, 2001, New Orleans. **Anais...** New Orleans, set./out. 2001.

LAMASSA, D. Gás para todos: a renegociação do acordo Brasil-Bolívia. **Cenários Gás**, 28 fev. 2020. Disponível em: <<https://bit.ly/3Ga2aqX>>.

LAND, W. L. C. Pesquisa industrial. **Boletim Técnico da Petrobras**, v. 7, p. 109-127, fev. 1964. (Número especial).

LARGEST oil fields in the world. **Prospero Events**, 28 jun. 2022. Disponível em: <<https://www.prosperevents.com/largest-oil-fields-in-the-world/>>. Acesso em: 18 jan. 2023.

LAURETTI, P. Poder, literatura e petróleo. **Jornal da Unicamp**, Campinas, n. 678, 16 dez. 2016. Disponível em: <<https://www.unicamp.br/unicamp/ju/678/poder-literatura-e-petroleo>>. Acesso em: 10 abr. 2020.

LEITÃO, D. M. Dez anos de pesquisa tecnológica sobre processos. **Boletim Técnico da Petrobras**, v. 27, n. 1, p. 50-73, jan./mar. 1984.

_____. O processo de aprendizagem tecnológico nos países em desenvolvimento: o caso da refinação de petróleo no Brasil. **Boletim Técnico da Petrobras**, v. 28, n. 3, p. 207-218, jul./set. 1985.

LEITÃO, D. M.; FONSECA, M. G. Reflexões sobre o relacionamento entre o Cenpes e a universidade. **Boletim Técnico da Petrobras**, v. 31, n. 2, p. 165-173, abr./jun. 1988.

LIMA, P. C. R. **Cartilha sobre os “royalties do petróleo” para auxiliar na formação de opinião sobre a ADIN 4917 a ser julgada pelo STF**. Brasília: [s.n.], 2013. Mimeografado.

LOBATO, M. **O escândalo do petróleo**. São Paulo: Companhia Editora Nacional, 1936.

_____. **O escândalo do petróleo e ferro**. São Paulo: Brasiliense, 1956.

LUZ, A. **A importância da descoberta de Lobato na exploração petrolífera do Brasil**. Florianópolis: AGP, 2010. Mimeografado. Disponível em: <<http://www.agp.org.br/wp-content/uploads/2011/06/AcyrAviladaLuz.pdf>>.

MACHADO, M. A. P. **Pré-sal: a saga – a história de uma das maiores descobertas mundiais de petróleo**. Porto Alegre: L&PM, 2018.

MACHADO FILHO, Z. L. Sistema de produção antecipada de Bonito I. *In*: ENCONTRO INTERNACIONAL SOBRE SISTEMAS DE PRODUÇÃO ANTECIPADA, 1983, Rio de Janeiro. **Anais...** Rio de Janeiro: Cenpes; Petrobras, abr. 1983.

MACIEL, F. Conteúdo local: buscando competitividade. **Brasil Energia**, 3 nov. 2016. Disponível em: <<https://editorabrasilenergia.com.br/buscando-competitividade/>>. Acesso em: 19 out. 2021.

_____. Licitação de Camamu-Almada e Jacuípe faz parte de uma estratégia de política energética. **EPBR**, 10 out. 2019. Disponível em: <<https://epbr.com.br/licitacao-de-camamu-almada-e-jacuipe-faz-parte-de-uma-estrategia-de-politica-energetica/>>. Acesso em: 7 fev. 2023.

_____. ANP conclui análise dos pedidos de aditamento de conteúdo local. **EPBR**, 16 abr. 2020. Disponível em: <<https://epbr.com.br/anp-conclui-analise-dos-pedidos-de-aditamento-de-conteudo-local/>>. Acesso em: 19 abr. 2023.

MAHONEY, C. N.; SUPAN, C. **2012 deepwater solutions and records for concept selection**. [s.l.]: Wood Group Mustang, maio 2012. Disponível em: <<http://www.mustangeng.com/AboutMustang/Publications/Publications/Deepwater%20Poster%20Final.pdf>>.

MAIOR plano de investimentos do mundo é tema da nova campanha da Petrobras. **Mercado em Vista**, 14 out. 2011. Disponível em: <<https://mercadoemvista.wordpress.com/tag/petrobras/>>.

MARCUSSO, J. L. **A bacia de Santos e o desenvolvimento regional**. São Paulo: Petrobras, 11 out. 2011.

MARINHO JUNIOR, I. P. **Petróleo: política e poder – um novo choque do petróleo?** Rio de Janeiro: J. Olympio, 1989.

MARTINS, L. **Pouvoir et développement économique**. Paris: Editions Anthopos, 1976.

MELO, A. V.; SERAPIÃO, A. B. S.; MENDES, J. R. P. Método da histerese por auto-ajuste para minimização de esforço de controle no separador submarino VASPS. **Sba Controle e Automação**, v. 20, n. 1, jan./mar. 2009. Disponível em: <http://www.scielo.br/scielo.php?pid=S0103-17592009000100010&script=sci_arttext>.

MENDONÇA, P.; SPADINI, A.; MILANI, E. Exploração na Petrobras: 50 anos de sucesso. **Boletim de Geociências da Petrobras**, v. 12, n. 1, 2003.

MERCADO competitivo requer profissional mais capacitado. **Comciência**, 2002. Disponível em: <<http://www.comciencia.br/reportagens/petroleo/pet11.shtml>>. Acesso em: 5 jun. 2010.

MERRILL, K. **The oil crisis of 1973-1974: a brief history with documents**. Boston: Bedford; St. Martin's, 2007.

MIERAS, A. A. Joint venture do campo de Buchan: evolução, desenvolvimento e operação inicial. *In*: ENCONTRO INTERNACIONAL SOBRE SISTEMAS DE PRODUÇÃO ANTECIPADA, 1983, [s.l.]. **Anais...** [s.l.]: Cenpes; Petrobras, abr. 1983.

MILANI, E. J. *et al.* Petróleo na margem continental brasileira: geologia, exploração, resultados e perspectivas. **Revista Brasileira de Geofísica**, v. 18, n. 3, p. 352-396, 2000. Disponível em: <<https://doi.org/10.1590/S0102-261X2000000300012>>.

MIRANDA, S.; PRIANDI, G. Inovação na construção de poços no pós-sal. **Petróleo hoje**, 11 ago. 2020. Disponível em: <<https://petroleohoje.editorabrasilenergia.com.br/inovacao-na-construcao-de-pocos-no-pos-sal/>>.

MONTEIRO, W. L. S. **Análise econômica e histórica do Instituto da Unitização**. 2010. Dissertação (Mestrado) – Escola de Pós-Graduação em Economia, Fundação Getulio Vargas, Rio de Janeiro, 2010.

MONTENEGRO, J. Petrobras quer discussão mais profunda sobre *waiver* de conteúdo local. **Revista Brasil Energia**, fev. 2017.

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

_____. **Petrobras**: uma história das explorações de petróleo em águas profundas e no pré-sal. Rio de Janeiro: Elsevier, 2015.

_____. A nova lei do gás e a desconcentração no mercado de gás natural no Brasil. **Radar**, Brasília, n. 68, p. 7-11, dez. 2021.

MOURA, P.; CARNEIRO F. **Em busca do petróleo brasileiro**. 1. ed. Ouro Preto: Fundação Gorceix, 1976.

NAKANO, C. M. F. *et al.* Pre-salt Santos basin: extended well test and production pilot in the tupi area – the planning phase. *In*: OFFSHORE TECHNOLOGY CONFERENCE, 2009, Houston. **Anais...** Houston: OTC, 2009.

NBIM – NORGES BANK INVESTMENT MANAGEMENT. **2013 Government Pension Fund Global**: annual report. Oslo: NBIM, fev. 2014. Disponível em: <<http://www.nbim.no/en/transparency/reports/2013/annual-report-2013/>>.

NEGRÃO, A. F.; LAGE, A. C. V. M.; CUNHA, J. C. An overview of air/gas/foam drilling in Brazil. **SPE Drilling and Completion**, v. 14, n. 2, June 1999.

NELSON, W. L. **Petroleum refinery engineering**. New York: McGraw-Hill, 1958.

NETO, E. A. *et al.* Pre-salt cluster long term supply strategy. *In*: OFFSHORE TECHNOLOGY CONFERENCE, 2009, Houston. **Anais...** Houston: OTC, 4-7 maio 2009.

NOIA – NATIONAL OCEAN INDUSTRIES ASSOCIATION. **History of offshore**. Washington: Noia, 2009.

NPD – NORWEGIAN PETROLEUM DIRECTORATE. **Facts**: the Norwegian petroleum sector. Stavanger: Ministry of Petroleum and Energy, 2010.

O ÓLEO tem de chegar. **Revista Brasil Energia**, Rio de Janeiro, 5 out. 2012.

OLIVEIRA, M. Novos desafios marinhos. **Pesquisa Fapesp**, n. 152, out. 2008. Disponível em: <<https://revistapesquisa.fapesp.br/novos-desafios-marinhos>>. Acesso em: 27 jan. 2023.

OLIVEIRA, M. F. D. **Análise da aplicação de um sistema de bombeamento multifásico submarino na produção de petróleo**. 2003. Dissertação (Mestrado) – Departamento de Engenharia Mecânica, Centro Técnico Científico, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, ago. 2003. Disponível em: <http://www2.dbd.puc-rio.br/pergamum/tesesabertas/0015607_03_cap_03.pdf>.

ORTIZ NETO, J. B. **O processo de aprendizado tecnológico na trajetória do sistema de produção flutuante empreendido pela Petrobras em seu programa de capacitação tecnológica em águas profundas (Procap)**. 2006. Dissertação (Mestrado) – Departamento de Pós-Graduação em Desenvolvimento Econômico, Universidade Federal do Paraná, Curitiba, 2006.

ORTIZ NETO, J. B.; SHIMA, W. T. Trajetórias tecnológicas no segmento offshore: ambiente e oportunidades. **Revista Economia Contemporânea**, v. 12, n. 2, p. 301-332, maio/ago. 2008.

PADGETT, T. Brazil's Car Wash scandal reveals a country soaked in corruption. **Bloomberg**, 25 maio 2017.

PAMPLONA, N.; AGOSTINI, R. Petroleiras ameaçam ir à justiça caso ANP se recuse a negociar perdão. **Folha de S.Paulo**, 4 dez. 2015. Disponível em: <<https://bit.ly/3BReKdv>>. Acesso em: 16 abr. 2020.

PANDOLFI, D. **Entre dois governos: 1945-1950 – a cassação do Partido Comunista no cenário da Guerra Fria**. Rio de Janeiro: CPDOC/FGV, 2017. (Dossiê A Era Vargas 2).

PASSARELLI, F. *et al.* Hisep: a game changer to boost the oil production of high GOR and high CO2 content reservoirs. *In*: OFFSHORE TECHNOLOGY CONFERENCE BRASIL, 2019, Rio de Janeiro. **Anais...** Rio de Janeiro: OnePetro, 2019. Disponível em: <<https://doi.org/10.4043/29762-MS>>.

PAULO FILHO, P. A prisão de Monteiro Lobato. **OAB São Paulo**, [s.d.]. Disponível em: <<https://www.oabsp.org.br/sobre-oabsp/grandes-causas/a-prisao-de-monteiro-lobato>>. Acesso em: 1 fev. 2023.

PERFURAMOS com sucesso poço mais profundo da história do Brasil. **Fatos e Dados**, 10 dez. 2021. Disponível em: <<https://petrobras.com.br/fatos-e-dados/perfuramos-com-sucesso-poco-mais-profundo-da-historia-do-brasil.htm>>. Acesso em: 23 jan. 2023.

PERISSÉ, J. B.; PAREDES, M. L. L.; FARAH, M. A. Da destilaria riograndense de Petróleo aos dias atuais: 75 anos de refino no Brasil. **Boletim Técnico da Petrobras**, Rio de Janeiro, v. 50, n. 1/3, p. 11-41, abr./ago./dez. 2007.

PERSILY, L. Norway's different approach to oil and gas development. **Alaska Natural Gas Transportation Project**, 7 set. 2011. Disponível em: <<http://www.arcticgas.gov/norway's-different-approach-to-oil-and-gas-development>>.

PETKOVIC, M. A. Vitória régia: plataforma de produção de baixo custo para águas profundas. **Boletim Técnico da Petrobras**, jul./dez. 1991.

PETROBRAS. **Encontro internacional sobre sistemas de produção antecipada**. Rio de Janeiro: Petrobras, 8-10 set. 1983.

_____. **30 years of offshore technology**. [s.l.]: [s.n.], 2004. Rio de Janeiro: Petrobras/International Communications, nov. 2004.

_____. **30 years of deep water technology**. Rio de Janeiro: Petrobras/International Communications, jun. 2005.

_____. **Plano estratégico Petrobras 2020 e plano de negócios 2008-2012**. Rio de Janeiro: ago. 2007. Disponível em: <<https://bit.ly/3V0hfCx>>.

_____. **Biocombustíveis**. 2. ed. Rio de Janeiro: Petrobras, 2008. (Cartilha).

_____. **Relatório anual e formulário 20-F 2009**. Rio de Janeiro: Petrobras, 2009.

_____. **Petrobras magazine**, nº 59. Rio de Janeiro: Petrobras, 2010a.

_____. **Petrobras Magazine**: edição especial de negócios. Rio de Janeiro: Petrobras, 2010b.

_____. **Relatório de sustentabilidade 2010**. Rio de Janeiro: Petrobras, jun. 2011a.

_____. **Histórico de investimentos real 2011**. Rio de Janeiro: Petrobras, 2011b. Disponível em: <<http://www.investidorpetrobras.com.br/pt/destaques-operacionais/investimentos>>.

_____. **Petrobras at a glance**. Rio de Janeiro: out. 2011c. Disponível em: <<http://www.slideshare.net/petrobrasri/petrobras-at-aglanceoctober2011>>.

_____. **Tecnologia Petrobras 2011**. Rio de Janeiro: Petrobras, jun. 2012a.

_____. **Plano de negócios e gestão 2012-2016**: Plano Estratégico Petrobras 2020. Rio de Janeiro: Petrobras, 25 jun. 2012b.

_____. **Relatório anual e formulário 20-F 2012**. Rio de Janeiro: Petrobras, 2012c.

_____. **Plano de negócios e gestão 2013-2017**. Rio de Janeiro: Petrobras, mar. 2013a.

_____. **Relatório anual e formulário 20-F 2013**. Rio de Janeiro: Petrobras, 2013b.

_____. **Relatório anual e formulário 20-F 2014**. Rio de Janeiro: Petrobras, 2014.

_____. **Plano de negócios e gestão 2015-2019**. Rio de Janeiro: Petrobras, jun. 2015a. Disponível em: <<https://bit.ly/3NcbJL6>>.

_____. **Relatório de Tecnologia 2014**. Rio de Janeiro: Petrobras, 2015b. Disponível em: <https://issuu.com/estantepetrobras/docs/relatorio_tecnologia_petrobras_2014/11>.

_____. **Relatório anual e formulário 20-F 2015**. Rio de Janeiro: Petrobras, 2015c.

_____. **Relatório anual e formulário 20-F 2016**. Rio de Janeiro: Petrobras, 2016a.

_____. **Plano estratégico e plano de negócios e gestão 2017-2021**. Rio de Janeiro: Petrobras, set. 2016b.

_____. **Relatório anual e formulário 20-F 2017**. Rio de Janeiro: Petrobras, 2017. Disponível em: <<https://www.investidorpetrobras.com.br/apresentacoes-relatorios-e-eventos/relatorios-anuais/>>. Acesso em: 1 fev. 2023.

_____. **Relatório anual e formulário 20-F 2018**. Rio de Janeiro: Petrobras, 2018. Disponível em: <<https://bit.ly/40lcNiQ/>>. Acesso em: 1 fev. 2023.

_____. **Relatório anual e formulário 20-F 2019**. Rio de Janeiro: Petrobras, 2019. Disponível em: <<https://www.investidorpetrobras.com.br/apresentacoes-relatorios-e-eventos/relatorios-anuais/>>. Acesso em: 1 fev. 2023.

_____. **Relatório anual e formulário 20-F 2020**. Rio de Janeiro: Petrobras, 2020a. Disponível em: <<https://www.investidorpetrobras.com.br/apresentacoes-relatorios-e-eventos/relatorios-anuais/>>. Acesso em: 1 fev. 2023.

_____. **20 anos de Tupi**: uma jornada de superação. Rio de Janeiro: Petrobras, 28 set. 2020b. (Apresentação de *slides*). Disponível em: <<https://tinyurl.com/tupi20anos>>.

_____. **Petrobras**: desempenho financeiro. Rio de Janeiro: Petrobras, 2020c.

_____. **Relatório anual e formulário 20-F 2021**. Rio de Janeiro: Petrobras, 2021a. Disponível em: <<https://www.investidorpetrobras.com.br/apresentacoes-relatorios-e-eventos/relatorios-anuais/>>. Acesso em: 1 fev. 2023.

_____. **Relatório de produção e vendas**: 4º trimestre de 2021. Rio de Janeiro: Petrobras, 2021b. Disponível em: <<https://bit.ly/3Lb8q4a>>.

_____. **Relatório anual e formulário 20-F 2022**. Rio de Janeiro: Petrobras, 2022. Disponível em: <tinyurl.com/20-F-2022>. Acesso em: 1 fev. 2023.

PETROBRAS confirma jazida de Campos. **O Estado de S. Paulo**, p. 27, 26 nov. 1974a. Disponível em: <<https://acervo.estadao.com.br/pagina/#!/19741126-30574-nac-0001-999-1-not>>. Acesso em: 25 out. 2020.

PETROBRAS decide adiar o relatório. **O Estado de S. Paulo**, 5 dez. 1974b. Disponível em: <<https://acervo.estadao.com.br/pagina/#!/19741205-30582-nac-0001-999-1-not>>. Acesso em: 25 out. 2020.

PETROBRAS Biocombustível produzirá mais biodiesel a partir de óleo de cozinha usado. **Fatos e Dados**, 7 fev. 2014. Disponível em: <<https://bit.ly/3GdyARi>>.

PETROBRAS Biocombustível finaliza incorporação da Nova Fronteira à São Martinho. **Fatos e Dados**, 23 fev. 2017. Disponível em: <<https://bit.ly/3Z2rKXw>>.

PETROBRAS é autorizada substituir nome do campo de Lula. **R7**, 14 set. 2020a. Disponível em: <<https://noticias.r7.com/economia/petrobras-e-autorizada-substituir-nome-do-campo-de-lula-29062022>>. Acesso em: 20 abr. 2023.

PETROBRAS sobre campo Tupi. **Comunicados ao mercado**, 14 set. 2020b. Disponível em: <<https://tinyurl.com/comun140920>>. Acesso em: 20 abr. 2023.

PETROBRAS se prepara para futuro do mercado de refino e gás natural. **Fatos e Dados**, 23 set. 2020c.

PETROBRAS está de olho em hidrogênio, nuclear, eólica e solar como opções de energias para o futuro. **Click Macaé**, 1 dez. 2021. Disponível em: <<https://bit.ly/3jP6UuM>>.

PETROBRAS aumenta diesel em 14,25% e gasolina em 5,2% nas refinarias. **EPBR**, 17 jun. 2022a. Disponível em: <<https://epbr.com.br/petrobras-aumenta-diesel-em-1425-e-gasolina-em-52-nas-refinarias/>>.

PETROBRAS avança no desenvolvimento do campo de Búzios e assina com Keppel contrato para construção da P-80. **Agência Petrobras**, Rio de Janeiro, 15 ago. 2022b. Disponível em: <<https://agencia.petrobras.com.br/pt/negocio/petrobras-avanca-no-desenvolvimento-do-campo-de-buzios-e-assina-com-keppel-contrato-para-construcao-da-p-80-15-08-2022/>>.

PINHEIRO, A. C.; FUKASAKU, K. (Ed.). **A privatização no Brasil: o caso dos serviços de utilidade pública**. Rio de Janeiro: BNDES, 2000. Disponível em: <<https://web.bndes.gov.br/bib/jspui/handle/1408/2222>>.

PINTO, A. C. C. Desafios tecnológicos e de engenharia associados ao desenvolvimento do *offshore* profundo: o caso do pré-sal brasileiro. *In*: CONGRESSO DE ENGENHEIROS DE LÍNGUA PORTUGUESA, 1., 18 out. 2012, Lisboa. **Resumos...** Lisboa: Ordem dos Engenheiros, 2012. Disponível em: <https://www.ordemengenheiros.pt/fotos/dossier_artigo/sessaoabertura_antoniocapeleirpinto_78344466950ab50bc50b58.pdf>. Acesso em: 27 jan. 2023.

PINTO JUNIOR, H. Q. (Org.). **Economia da energia: fundamentos econômicos, evolução histórica e organização industrial**. Rio de Janeiro: Campus, 2007.

PIRES, A.; SCHECHTMAN, R. Os resultados da reforma: uma estratégia vencedora. *In*: LUCAS, L. P. V.; GIAMBIAGI, F. (Org.). **Petróleo: reforma e contrarreforma do setor petrolífero brasileiro**. Rio de Janeiro: Elsevier, 2013.

PITA, A. Cresce número de multas da ANP por descumprimento de conteúdo local. **Estadão**, 15 jun. 2015. Disponível em: <<https://bit.ly/3FMPBl4>>.

PLANO de negócios e gestão: PNG 2014-2018 – investimentos de US\$ 220,6 bilhões. **Fatos e Dados**, 11 mar. 2014b. Disponível em: <<https://bit.ly/3HBr6JF>>.

PLANO Estratégico 2030 e Plano de Negócios e Gestão 2014-2018. **Fatos e Dados**, 25 fev. 2014a. Disponível em: <<https://goo.gl/ytmonh>>.

PLATONOW, V. Petrobras atinge profundidade recorde em perfuração de poço. **Agência Brasil**, 10 dez. 2021. Disponível em: <<https://agenciabrasil.ebc.com.br/geral/noticia/2021-12/petrobras-atinge-profundidade-recorde-em-perfuracao-de-poco>>. Acesso em: 20 abr. 2023.

PLUMER, B. Why oil prices keep falling: and throwing the world into turmoil. **Vox**, 23 jan. 2015. Disponível em: <<https://bit.ly/3PIWfxz>>. Acesso em: 9 ago. 2021.

PORTINHO, S. O. M. Engenharia básica nas áreas de refinação de petróleo e petroquímica. **Boletim Técnico da Petrobras**, jan./mar. 1984.

PPSA – PRÉ-SAL PETRÓLEO S.A. **Relato Integrado**, 2021. Rio de Janeiro: PPSA, 2022. Disponível em: <https://www.presalpetroleo.gov.br/wp-content/uploads/2022/05/RelatoIntegrado_final_PPSA2021.pdf>.

PRODUÇÃO de Anchova irá a 10 mil barris. **O Estado de S. Paulo**, 7 set. 1977. Disponível em: <<https://acervo.estadao.com.br/pagina/#!/19770907-31433-nac-0028-999-28-not>>. Acesso em: 25 out. 2021.

PROGRAMA de CCUS da Petrobras no pré-sal é o maior do mundo em volume de gás carbônico (CO₂) reinjetado. **Fatos e Dados**, 14 jan. 2022.

RAMALHO, A. Que poder, de fato, Bolsonaro tem para mudar preços da Petrobras? **EPBR**, 24 maio 2022. Disponível em: <<https://epbr.com.br/que-poder-de-fato-bolsonaro-tem-para-mudar-precos-da-petrobras/>>.

RAMOS, A. C. S. **Asfaltenos em petróleos brasileiros**: agregação em solventes aromáticos, desenvolvimento de aditivos e estabilização de emulsões. 2001. Tese (Doutorado em engenharia química) – Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2001. Disponível em: <<https://hdl.handle.net/20.500.12733/1589601>>. Acesso em: 20 abr. 2023.

REDUZIMOS custos em operações de transferência de óleo por meio de nova ferramenta tecnológica. **Fatos e Dados**, 6 ago. 2021. Disponível em: <<https://petrobras.com.br/fatos-e-dados/reduzimos-custos-em-operacoes-de-transferencia-de-oleo-por-meio-de-nova-ferramenta-tecnologica.htm>>.

REICH, B. **Securing the covenant**: United States-Israel relations after the Cold War. Westport: Greenwood Publishing Group, 1995.

REMERY, E. F. M.; QUINTELA, F. Desenvolvimento de sistemas de produção flutuantes utilizando navios-cisterna. *In*: ENCONTRO INTERNACIONAL SOBRE SISTEMAS DE PRODUÇÃO ANTECIPADA, 1983, Rio de Janeiro. **Anais...** Rio de Janeiro: Cenpes; Petrobras, abr. 1983.

RIBEIRO, O. M. S. **Desenvolvimento de um modelo cinético para a reforma catalítica do n-octano sobre o catalisador Pt/L**. 2005. Monografia – Universidade Federal de Campina Grande, Campina Grande, 2005. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/CapitalHumano/Arquivos/PRH25/Otavia-Montinidos-Santos-Ribeiro_PRH25_UFPB_G.pdf>.

ROCHA, L. Relatório da Eletrobras sugere térmicas a gás e obriga pequenas hidrelétricas. **Poder 360**, 11 maio 2021. Disponível em: <<https://bit.ly/3hMgFJn>>.

RODRIGUES, A. P.; CAMPOS FILHO, L. A abertura do setor petróleo e gás natural: retrospectiva e desafios futuros. *In*: GIAMBIAGI, F.; REIS, J. G. ; URANI, A. (Org.). **Reformas no Brasil: balanço e agenda**. Rio de Janeiro: Nova Fronteira, 2004.

RUAS, J. A. G. Transformações na concorrência, estratégias da Petrobras e desempenho dos grandes fornecedores de equipamentos subsea no Brasil. *In*: DE NEGRI, J. A. *et al.* **Poder de compra da Petrobras: impactos econômicos nos seus fornecedores**. Rio de Janeiro: Ipea; Petrobras, 2011.

RUSSO JUNIOR, C. “O petróleo é nosso”, as derradeiras palavras de Monteiro Lobato. **Jornal Opção**, 22 nov. 2014. Disponível em: <<https://www.jornalopcao.com.br/opcao-cultural/o-petroleo-e-nosso-derradeiras-palavras-de-monteiro-lobato-21532/>>.

RYGGVIK, H. **Construindo uma indústria nacional de petróleo offshore: a experiência da Noruega**. Rio de Janeiro: Elsevier, 2014.

SALERNO, M. S.; FREITAS, S. L. T. U. A influência da Petrobras no desenvolvimento tecnológico: o caso dos institutos de ciência e tecnologia na região Sudeste. *In*: TURCHI, L.; DE NEGRI, F.; DE NEGRI, J. A. (Org.). **Impactos tecnológicos das parcerias da Petrobras com universidades, centros de pesquisa e firmas brasileiras**. Brasília: Ipea; Petrobras, 2013.

SALIÉS, J. B. **Águas profundas**. [s.l.]: [s.n.], 2004a. Disponível em: <www.coopetroleo.com.br/pagua01.htm>.

_____. **Depoimento ao Museu da Pessoa**. São Paulo: Museu da Pessoa, 2004b. Disponível em: <http://www.museudapessoa.net/MuseuVirtual/hmdepoente/depoimentoDepoente.do?action=ver&idDepoenteHome=16301&key=9751&forward=HOME_DEPOIMENTO_VER_GERAL&tipo=&pager.offset=0>.

SANTOS, J. C. **Candeias: história da terra do petróleo**. Candeias: Salesiana, 2008.

SAULNIERS, A. H. The state companies: a public policy perspective. *In*: WORTH, J. D. **Latin American oil companies and the politics of energy**. Lincoln: University of Nebraska Press, 1985.

SAUNDERS, D. How oil-rich Norway avoids the resource curse. **Spaceperson**, 2008. Disponível em: <<http://dougsaunders.tumblr.com/post/28552419189/how-oil-rich-norway-avoids-the-resource-curse>>.

SCHWARCZ, L. M.; STARLING, H. M. **Brasil: uma biografia**. São Paulo: Companhia das Letras, 2015.

SENNÁ, J. P. F. *et al.* Novo Mercado de gás e o mercado de GNL no Brasil. **EPBR**, 8 abr. 2021. Disponível em: <<https://bit.ly/3PSPn0G>>.

SETE Brasil ganha sondas da Petrobras dando desconto. **Exame**, 14 mar. 2012. Disponível em: <<https://exame.com/negocios/sete-brasil-ganha-sondas-da-petrobras-dando-desconto/>>.

SILVA, J. E. M.; MATTOS, C. H. S.; RITTERSHAUSSEN, J. H. Primeira instalação de uma bomba centrífuga submersa em águas profundas: RJS-477a, bacia de Campos, Brasil. **Boletim Técnico Petrobras**, v. 43, n. 1, jan./mar. 2000.

SILVA, R. C. L. Avanços na abertura do mercado brasileiro de gás natural. **Brasil Energia**, 23 maio 2020. Disponível em: <<https://bit.ly/3VkcO3Z>>.

SIMÃO, N. B. **A reestruturação do setor petrolífero no Brasil**: a questão da tributação. 2001. Dissertação (Mestrado) – Programa de Pós-Graduação de Engenharia, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2001.

SIMÕES, J. Petrobras deixou de investir R\$ 736 milhões em pesquisa e desenvolvimento. **Inovação Unicamp**, [s.d.]. Disponível em: <www.inovacao.unicamp.br/notas/petrobras-deixou-de-investir-r-736-milhoes-em-pesquisa-e-desenvolvimento>.

SINGH, R. Secret meetings and cartels in world oil: what happened at Ahnacarry castle. **Ranvir Singh**, 18 set. 2020. Disponível em: <<https://ranvirsingh-33204.medium.com/secret-meetings-and-cartels-in-world-oil-f97b2b795f78>>. Acesso em 16 jan. 2023.

SIQUEIRA, A. O que aconteceu com a Petrobras. *In*: LUCAS, L. P. V.; GIAMBIAGI, F. (Org.). **Petróleo**: reforma e contrarreforma do setor petrolífero brasileiro. Rio de Janeiro: Elsevier, 2013.

SMIL, V. **Oil**: a beginner's guide. London: Oneworld Oxford, 2008.

SMITH, P. S. **Petróleo e a política no Brasil moderno**. Rio de Janeiro: Artenova, 1978.

SOARES, P. Tecnologia desenvolvida para o campo de Roncador conquista prêmio OTC 2001. **Revista Power**, 2001.

SOMOS a empresa que opera o maior número de plataformas flutuantes de produção no mundo. **Fatos e Dados**, 15 jan. 2015. Disponível em: <<https://tinyurl.com/yds9na2w>>.

SOUSA, F. J. R. **A cessão onerosa de áreas do pré-sal e a capitalização da Petrobrás**. Brasília: Câmara dos Deputados, 2011.

SOUZA, A. A. de; ROSS, E. S.; SBRAGIA, R. Procap: um vitorioso programa brasileiro de P&D para produção em águas profundas. *In*: SEMINÁRIOS EM ADMINISTRAÇÃO, 2., 1997, São Paulo. **Anais...** São Paulo: USP/FEA/EAD, 1997. Acesso em: 24 mar. 2023.

STUCKENBRUCK, S.; FONTOURA, S. A. B. **Simulação dinâmica de perfuração sub-balanceada**. Rio de Janeiro: PUC-Rio; CIV; GTEP, 2010. Disponível em: <<http://www.enahpe.com.br/programa/p27-underbalance.pdf>>.

SZMRECSÁNYI, T.; SÁ, A. C. **Instituto do Açúcar e do Alcool (IAA)**. Rio de Janeiro: CPDOC, [s.d.]. (Verbete). Disponível em: <<https://www18.fgv.br/cpdoc/acervo/dicionarios/verbete-tematico/instituto-do-acucar-e-do-alcool-iaa>>.

TAMER, A. **Petróleo: o preço da dependência**. Rio de Janeiro: Nova Fronteira, 1980.

TCU – TRIBUNAL DE CONTAS DA UNIÃO. Acórdão nº 3.087, de 12 de novembro de 2014. Acompanhamento do processo de desestatização para outorga de blocos para exploração e produção de petróleo e gás natural, em áreas do pré-sal, concluindo por determinar que o Ministério de Minas e Energia (MME) aprimore os estudos de viabilidade técnica e econômica para contratação dos volumes excedentes ao contrato de cessão onerosa. **Tribunal de Contas da União**, 12 nov. 2014.

_____. Acórdão nº 3.072, de 30 de novembro de 2016. Auditoria operacional. Avaliação da sistemática vigente da política de conteúdo local. Análise das implicações e dos impactos da ausência de regulamentação do instrumento de waiver. Determinações e recomendações. **Tribunal de Contas da União**, 30 nov. 2016a.

_____. Acórdão nº 449/2016, de 2 de março de 2016. **Tribunal de Contas da União**, 2 mar. 2016b. Disponível em: <<https://pesquisa.apps.tcu.gov.br/#/redireciona/acordao-completo/%22ACORDAO-COMPLETO-1651232%22>>. Acesso em: 2 fev. 2023.

_____. Acórdão nº 1.937/2019, de 21 de agosto de 2019. **Tribunal de Contas da União**, 21 ago. 2019. Disponível em: <<https://bit.ly/3V7TXuj>>.

_____. **Cessão onerosa: as soluções criadas para uma outorga atípica**. Brasília: TCU, 2020. Disponível em: <https://portal.tcu.gov.br/data/files/B9/E3/4E/F6/9FA0671053455957F18818A8/Sumario_executivo_cessao_onerosa_solucoes_criadas_outorga_atipica.pdf>.

THOMAS, J. E. (Org.). **Fundamentos de engenharia de petróleo**. 2. ed. Rio de Janeiro: Interciência, 2004.

TOLMASQUIM, M.; PINTO JUNIOR, H. **Marcos regulatórios da indústria mundial do petróleo**. Rio de Janeiro: Synergia, 2011.

TORDO, S.; TRACY, B. S.; ARFAA, N. **National oils companies and value creation**. Washington: World Bank, 2011. (World Bank Working Paper, n. 218).

TUDO o que você precisa saber sobre cessão onerosa. **Fatos e Dados**, 8 nov. 2019. Disponível em: <<https://petrobras.com.br/fatos-e-dados/tudo-o-que-voce-precisa-saber-sobre-cessao-onerosa.htm>>.

TURCHI, L.; DE NEGRI, F.; DE NEGRI, J. A. (Org.). **Impactos tecnológicos das parcerias da Petrobras com universidades, centros de pesquisa e firmas brasileiras**. Brasília: Ipea; Petrobras, 2013.

UEKI estima que reserva dobrará. **O Estado de S. Paulo**, 4 dez. 1974. Disponível em: <<https://acervo.estadao.com.br/pagina/#!/19741204-30581-nac-0001-999-1-not>>. Acesso em: 25 out. 2020.

UM NACIONALISTA preso por delito contra a Segurança Nacional. **Migalhas**, jul. 2009. Disponível em: <<https://www.migalhas.com.br/quentes/88683/um-nacionalista-preso-por-delito-contr-a-seguranca-nacional>>. Acesso em: 1 fev. 2023.

UNDERWOOD, A. Largest oil fields in the world. **Stacker**, 16 jan. 2020. Disponível em: <<https://stacker.com/business-economy/largest-oil-fields-world>>. Acesso em: 18 jan. 2023.

UNICAMP – UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS. Petrobras na vanguarda. **Boletim**, 2002. Disponível em: <http://www.dep.fem.unicamp.br/boletim/be10/Artigo_Petrobras_navanguardia.htm>.

UNITED STATES DEPARTMENT OF THE INTERIOR. **Final environmental statement**. Washington: Bureau of Land Management, 1979. V. 1, n. 48. Disponível em: <<https://bit.ly/3BFFoWy>>.

VALENÇA, A. Águas profundas: a realidade e o mito. **Petro e Gás**, p. 26-31, out. 1989.

VALENÇA, A. M.; JARDIM, R. G. Operações de sistemas de produção antecipada. *In*: ENCONTRO INTERNACIONAL SOBRE SISTEMAS DE PRODUÇÃO ANTECIPADA, abr. 1983, Rio de Janeiro. **Anais...** Rio de Janeiro: Cenpes; Petrobras, abr. 1983.

VASCONCELOS, P. Plataformas fixas no mar. **Boletim Técnico da Petrobras**, v. 16, n. 4, out./dez. 1973.

VENÂNCIO FILHO, A. **Código de Minas**. Rio de Janeiro: CPDOC, [s.d]. (Verbetes). Disponível em: <<https://www18.fgv.br/cpdoc/acervo/dicionarios/verbetes-tematico/codigo-de-minas>>.

VICTOR, M. **A batalha do petróleo brasileiro**. Rio de Janeiro: Civilização Brasileira, Rio de Janeiro, 1993.

VIGLIANO, R. O desafio de nacionalizar. **Revista Brasil Energia**, abr. 2013. <<https://editorabrasilenergia.com.br/o-desafio-de-nacionalizar>>.

WATKINS, S. Why U.S. shale is too importante to fail. **Oil Price.com**, 19 maio 2020a. Disponível em: <<https://bit.ly/3BTcjqH>>.

_____. How Saudi Arabia put OPEC's future at stake. **Oil Price.com**, 23 set. 2020b. Disponível em: <<https://bit.ly/3Wc7jWe>>.

WATTS, J. Operation Car Wash: is this the biggest corruption scandal in history? **The Guardian**, 1 jun. 2017. Disponível em: <<https://www.theguardian.com/world/2017/jun/01/brazil-operation-car-wash-is-this-the-biggest-corruption-scandal-in-history>>.

WILLIAMS, I. Z. Pesquisa tecnológica na Petrobras: a conquista de um objetivo. **Boletim Técnico da Petrobras**, v. 10, p. 85-98, jan./mar. 1967.

WIRTH, J. D. **A política do desenvolvimento na era de Vargas**. Rio de Janeiro: FGV, 1973.

_____. **Latin American oil companies and the politics of energy**. Lincoln: University of Nebraska Press, 1985.

WORLD BANK. **Global economic prospects 2009: commodities at the crossroads**. Washington: World Bank, 2009.

YERGIN, D. **O petróleo: uma história mundial de conquistas, poder e dinheiro**. São Paulo: Paz e Terra, 2010.

ZALAN, P. O sucesso da 15ª rodada e o preocupante sinal para onshore. **EPBR**, 30 mar. 2018. Disponível em: <<https://epbr.com.br/o-sucesso-da-15a-rodada-e-o-preocupante-sinal-para-onshore-por-pedro-zalan/>>. Acesso em: 7 fev. 2023.

ZHANG, G. *et al.* Giant discoveries of oil and gas fields in global deepwaters in the past 40 years and the prospect of exploration. **Journal of Natural Gas Geoscience**, v. 4, n. 1, p. 1-28, fev. 2019. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2468256X19300033>>.

ZYLBERSZTAJN, D.; AGEL, S. A reforma do setor de petróleo de 1997: racionalidade, concepção e implementação. *In*: GIAMBIAGI, F.; LUCAS, L. P. V. (Org.). **Petróleo: reforma e contrarreforma do setor petrolífero**. Rio de Janeiro: Elsevier, 2013.

BIBLIOGRAFIA COMPLEMENTAR

2018 DEEPWATER solutions & records for concept selection. **Offshore Magazine**, May 2018. Disponível em: <<https://www.offshore-mag.com/resources/maps-posters/whitepaper/14034382/wood-2018-deepwater-solutions-records-for-concept-selection>>.

AGUIAR, G. A. **Bacia do Maranhão: geologia e possibilidade de petróleo**. Salvador: Petrobras, 1969. (Relatório interno).

ALMEIDA, A. S. Petróleo e gás: recuperação secundária em campos de produção. *In*: SEMINÁRIO RECURSOS ENERGÉTICOS DO BRASIL: PETRÓLEO, GÁS, URÂNIO E CARVÃO, 30 set. 2004, Rio de Janeiro. **Anais...** Rio de Janeiro: Petrobras, 30 set. 2004.

ANP – AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. Resolução ANP nº 27, de 18 de outubro de 2006. Aprova o regulamento técnico que define os procedimentos a serem adotados na desativação de instalações e especifica condições para devolução de áreas de concessão na fase de produção. **Diário Oficial da União**, Brasília, 2006. Disponível em: <www.anp.gov.br>.

_____. **Anuário estatístico brasileiro do petróleo, gás natural e biocombustíveis**: 2011. Rio de Janeiro: ANP, 2011. Disponível em: <www.anp.gov.br>.

_____. **Anuário estatístico brasileiro do petróleo, gás natural e biocombustíveis**: 2012. Rio de Janeiro: ANP, 2012. Disponível em: <www.anp.gov.br>.

_____. **Dom João Mar**. Rio de Janeiro: ANP, 2016. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/gestao-de-contratos-de-e-p/fase-de-producao/pd/dom_joao_mar.pdf>.

_____. **Contrato de partilha de produção do volume excedente da Cessão Onerosa**. Rio de Janeiro: ANP, 2019.

_____. Encarte de consolidação da produção 2021. **Boletim da Produção de Petróleo e Gás Natural**, nº 136, dez. 2021.

_____. **Rodada de licitações do excedente da Cessão Onerosa**. Rio de Janeiro: ANP, 2022.

_____. Resolução ANP nº 874, de 18 de abril de 2022. Estabelece os critérios para fixação do preço de referência do petróleo produzido mensalmente em cada campo. **Diário Oficial da União**, Brasília, v. 74, p. 172, 19 abr. 2022.

ANPAD – ASSOCIAÇÃO NACIONAL DE PÓS-GRADUAÇÃO E PESQUISA EM ADMINISTRAÇÃO. **Procap**: um vitorioso programa brasileiro de P&D para produção em águas profundas. Maringá: Anpad, [s.d.]. Disponível em: <<http://www.anpad.org.br/enanpad/1997/dwn/enanpad1997-ct-04.pdf>>.

ARAÚJO, F. R.; SILVEIRA, J. P. **Capacitação tecnológica para produção de petróleo em águas profundas**. Rio de Janeiro: Macroplan, 23 nov. 2006.

AS NOTÁVEIS virtudes do petróleo. **Veja**, 11 dez. 1974.

ASSAYAG, M. I. *et al.* **A atividade offshore no Brasil**: histórico. Rio de Janeiro: Petrobras, 1991. Mimeografado.

ATIVIDADE *offshore* no Brasil. **Fiesc**, [s.d.]. Disponível em: <<http://www2.fiescnet.com.br/web/pt/site/infra/info/atividade-offshore-no-brasil>>.

BACIA sedimentar do Amazonas é a terceira em produção de petróleo. **Comciência**, 2002. Disponível em: <<http://www.comciencia.br/reportagens/petroleo/pet12.shtml>>. Acesso em: 12 jun. 2010.

BAPTISTA, C. A.; OLIVEIRA, S. L.; SILVA, S. C. O desafio da integração refino-bio-refino: uma visão do futuro. *In*: RIO OIL & GÁS EXPO AND CONFERENCE, 2008, Rio de Janeiro. **Anais...** Rio de Janeiro: IBP, 2008.

BENSIMON, L. F. Semi-subversível de produção para águas profundas: um estudo paramétrico de movimentos. **Boletim Técnico da Petrobras**, v. 30, abr./set. 1987.

BOSCO, F. Valorização dos brasileiros. **Petro e Química**, v. 252, set. 2003. Disponível em: <bit.ly/3Wb2V9R>.

_____. 55 anos em 5. **Petro e Química**, v. 308, ago. 2008.

BP – BRITISH PETROLEUM. **Statistical review of world energy 2012**. London: BP, 2012. Disponível em: <<http://www.bp.com/sectionbodycopy.do?categoryId=7500&contentId=7068481>>.

_____. **Statistical review of world energy**. London: BP, jun. 2018. Disponível em: <<http://www.bp.com/statisticalreview>>.

BRANCO, E. C. A. Árvore de natal molhada: instalações. *In*: ENCONTRO INTERNACIONAL SOBRE SISTEMAS DE PRODUÇÃO ANTECIPADA, abr. 1983, [s.l.]. **Anais...** [s.l.]: Cenpes; Petrobras, abr. 1983.

BRASIL. Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997. Dispõe sobre a política energética nacional, as atividades relativas ao monopólio do petróleo, institui o Conselho Nacional de Política Energética e a Agência Nacional do Petróleo e dá outras providências. **Diário Oficial da União**, Brasília, 7 ago. 1997.

_____. Decreto nº 2.705, de 3 de agosto de 1998. Define critérios para cálculo e cobrança das participações governamentais de que trata a Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, aplicáveis às atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural, e dá outras providências. **Diário Oficial da União**, Brasília, p. 2, 4 ago. 1998.

_____. Ministério de Minas e Energia. **Boletim de exploração e produção de petróleo e gás natural**. Brasília, n. 4, jan./fev. 2011. Disponível em: <<https://tinyurl.com/538f3v2r>>. Acesso em: 7 fev. 2023.

_____. **Apuração dos compromissos de conteúdo local por rodada**. Rio de Janeiro: ANP, set. 2015. (Nota Técnica CCL, no 19/2015).

_____. Decreto nº 11.175, de 17 de agosto de 2022. Altera o Decreto nº 2.705, de 3 de agosto de 1998, que define critérios para cálculo e cobrança das participações governamentais de que trata a Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, aplicáveis às atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural. **Diário Oficial da União**, Brasília, v. 157, p. 2, 18 ago. 2022.

BRASIL ENERGIA. **Revista Brasil Energia**, nº 382. Rio de Janeiro: Brasil Energia, set. 2012.

CAETANO FILHO, E.; SHOHAM, O.; BRILL, J. P. Upward vertical two phase flow through an annulus: part I – single-phase friction factor, Taylor bubble rise velocity, and flow pattern prediction. **Journal of Energy Resources Technology**, v. 114, p. 1-13, 1992.

_____. Upward vertical two phase flow through an annulus: part II – modeling bubble, slug, and annular flow. **Journal of Energy Resources Technology**, v. 114, p. 14-30, 1992.

CARDOSO, L. C. **Petróleo: do poço ao posto**. Rio de Janeiro: Qualitymark, 2008.

CARMINATTI, M.; DIAS, J. L.; WOLFF, B. From turbidites to carbonates: breaking paradigms in deep waters. *In*: OFFSHORE TECHNOLOGY CONFERENCE, 2009, Texas. **Anais...** Texas: OTC, 2009.

CASTRO, A. S.; HOLTZ, M. A tectônica de sal e a deposição de sedimentos em águas profundas na região sul da bacia de Santos. *In*: CONGRESSO BRASILEIRO DE P&D EM PETRÓLEO E GÁS, 3., 2004, Salvador. **Anais...** Salvador: IBP, 2004.

CASTRO, F. What is the typical cost per day of an offshore rig? **Quora**, 16 abr. 2018. Disponível em: <<https://www.quora.com/What-is-the-typical-cost-per-day-of-an-offshore-rig>>.

CDES – CONSELHO DE DESENVOLVIMENTO ECONÔMICO E SOCIAL. **Novo marco regulatório: pré-sal e áreas estratégicas**. Brasília: CDES, 2009. Disponível em: <http://www.cdes.gov.br/exec/evento/exibe_evento.php?p=f01200e46c4157d65ec6f93ae241ed652ad500b6bbf3>.

CHRISTIE, A. *et al.* Subsea solutions. **Oilfield Review**, 2000. Disponível em: <http://www.slb.com/media/services/resources/oilfieldreview/ors99/win99/pages2_19.pdf>.

COOPETROLEO – COOPERATIVA DE PROFISSIONAIS DA INDÚSTRIA DO PETRÓLEO. **Programa de desenvolvimento tecnológico em águas profundas: Procap 3000 – a próxima fronteira**. Rio de Janeiro: Coopetroleo, 2004. Disponível em: <www.coopetroleo.com.br/pagua03.htm>.

_____. **Procap 2000: águas profundas**. Rio de Janeiro: Coopetroleo, [s.d.]. Disponível em: <<http://www.coopetroleo.com.br/pagua02.htm>>.

CORBETT, M. Oil shock of 1973-74. **Federal Reserve History**, 2013. Disponível em: <https://www.federalreservehistory.org/essays/oil_shock_of_1973_74>.

COSTA, D. F. O. Marco regulatório do petróleo. In: MENDES, M. (Org.). **Para não esquecer: políticas públicas que empobrecem o Brasil**. Rio de Janeiro: Autografia, 2022.

D'ÁVILA, M. Z. Leilão da ANP arrecada R\$ 11,14 bilhões em volumes excedentes da cessão onerosa. **InfoMoney**, 17 dez. 2021. Disponível em: <<https://www.infomoney.com.br/mercados/leilao-da-anp-arrecada-r-1114-bilhoes-em-volumes-excedentes-da-cessao-onerosa/>>. Acesso em: 2 fev. 2023.

DANTAS, D. O que foi a UDN, o partido conservador que pode ser revivido e abrigar o clã Bolsonaro. **Época**, fev. 2019.

DEEPEST production platform independence hub set world record. **World Record Academy**, [s.d.]. Disponível em: <http://www.worldrecordsacademy.org/technology/deepest_production_platform_Independence_Hub_set_world_record_70661.htm>.

DIEGUEZ, C. O petróleo depois da festa. **Piauí**, n. 72, set. 2012. Disponível em: <<https://piaui.folha.uol.com.br/materia/o-petroleo-depois-da-festa/>>. Acesso em: 23 jan. 2023.

EIA – ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. Offshore development and production. In: _____. **Natural gas 1998: issues and trends**. Washington: EIA, 1999. Disponível em: <http://www.eia.doe.gov/pub/oil_gas/natural_gas/analysis_publications/natural_gas_1998_issues_trends/pdf/chapter4.pdf>.

EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Monetização de gás natural offshore no Brasil**. Brasília: MME; EPE, set. 2020. (Nota Técnica). Disponível em: <<https://bit.ly/3WC9KRP>>.

ESCOBAR, H. Rede de pesquisa tentará simular, e solucionar, desafios do pré-sal. **O Estado de S. Paulo**, 3 maio 2009.

FARIAS, K. V.; AMORIM, L. V.; LIRA, H. L. Desenvolvimento de fluidos aquosos para aplicação em perfuração de poços de petróleo: parte I. **Revista Eletrônica de Materiais e Processos**, v. 4, n. 1, p. 14-25, 2009. Disponível em: <<http://www.dema.ufcg.edu.br/revista/index.php/REMAP/article/viewFile/90/109>>.

FCC – FÁBRICA CARIOCA DE CATALISADORES. **FCC em Revista: 25 anos**. Rio de Janeiro: FCC, 2010.

FERNÁNDEZ, E. F., ALVARENGA M. **Indústria nacional de bens e serviços**. [s.l.]: Onip, [s.d.]. Disponível em: <www.onip.org.br>.

FERREIRA, A. Problemas e inconsistências jurídicas do novo marco regulatório: a ótica dos princípios constitucionais da livre iniciativa, da economia de mercado e do direito comercial. In: LUCAS, L. P. V.; GIAMBIAGI, F. (Org.). **Petróleo: reforma e contrarreforma do setor petrolífero brasileiro**. Rio de Janeiro: Elsevier, 2013.

FERRO, F.; TEIXEIRA, P. **Os desafios do pré-sal**. Brasília: Câmara dos Deputados, 2009. (Cadernos de Altos Estudos).

FIGUEIRÔA, S. F. M. **Ciência na busca do Eldorado**: a institucionalização das ciências geológicas no Brasil, 1808-1907. 1992. Tese (Doutorado) – Faculdade de Filosofia, Letras e Ciências Humanas, Universidade de São Paulo, São Paulo, 1992.

FLOATING production: why drilling space comes at least cost on floating production vessels. **Offshore**, maio 2001. Disponível em: <<http://qa.pennenergy.com/index/petroleum/display/100519/articles/offshore/volume-61/issue-5/news/floating-production-why-drilling-space-comes-at-least-cost-on-floating-production-vessels.html>>.

FMC CONSTRÓI unidade no Parque Tecnológico do Rio. **Valor Econômico**, 5 jul. 2010.

FONSECA, M. G.; GONÇALVES, W. Experiência da Petrobras na adequação do seu esquema de refino à estrutura do mercado consumidor. *In*: CONGRESSO BRASILEIRO DE PETRÓLEO, 4., [s.d.], [s.l.]. **Anais...** [s.l.]: [s.n.], [s.d.].

FOREST, D. The deepest exploration well ever signals a return for offshore oil. **OilPrice.com**, 29 jun. 2017. Disponível em: <<https://oilprice.com/Energy/Crude-Oil/The-Deepest-Exploration-Well-Ever-Signals-A-Return-For-Offshore-Oil.html>>.

FORMIGLI, J. M. Gasoduto de 250 km vai ligar Tupi. **Valor Econômico**, 23 maio 2008. Disponível em: <<http://www.investidorinformado.com/2008/05/gasoduto-de-250-km-vai-ligar-tupi.html>>.

FOSTER, M. G. **Associação Brasileira de Geólogos de Petróleo**. Rio de Janeiro: Petrobras; ABGP, 29 maio 2012.

_____. A curva de produção da Petrobras 2012-2020 e a indústria naval e offshore do Brasil. *In*: RIO OIL & GAS, 2012, Rio de Janeiro. **Anais...** Rio de Janeiro: Petrobras, 20 set. 2012.

FRAGA, C. T. Estratégia de inovação e tecnologia da Petrobras. *In*: SEMINÁRIO APIMEC RIO DE INOVAÇÃO E TECNOLOGIA, 2012, Rio de Janeiro. **Anais...** Rio de Janeiro: Petrobras, 20 abr. 2012.

_____. Pré-sal: panorama e oportunidades. *In*: RIO OIL & GAS, 2012, Rio de Janeiro. **Anais...** Rio de Janeiro: Petrobras, 20 set. 2012.

FRAGA, O. A parceria empresa-universidade em alto-mar: o caso das plataformas da Petrobras. **Revista Politécnica On Line**, 2002.

FRAGOMENI, A. S. **A pesquisa cooperativa como solução para o desenvolvimento tecnológico**. [s.l.]: [s.n.], [s.d.]. Disponível em: <<http://www.engenheiro2001.org.br/programas/980215a1.htm>>.

- FREUDENRICH, C. C. **Como funciona o refino de petróleo**. [s.l.]: [s.n.], [s.d.]. Disponível em: <<http://ciencia.hsw.uol.com.br/refino-de-petroleo5.htm>>.
- GALL, N. Tecnologia e logística em águas profundas. **O Estado de S. Paulo**, 27 fev. 2011. Disponível em: <<https://acervo.estadao.com.br/pagina/#!/20110227-42866-nac-1-pri-a-1-not>>.
- GASPAR, M. **A organização**: a Odebrecht e o esquema de corrupção que chocou o mundo. São Paulo: Companhia das Letras, 2020.
- GIAMBIAGI, F.; LUCAS, L. P. V. (Org.). **Petróleo**: reforma e contrarreforma do setor petrolífero. Rio de Janeiro: Campus, 2013. p. 22.
- GLESER, R. A ilusão da Lava Jato. **Piauí**. ed. 162, mar. 2020. Disponível em: <<https://piaui.folha.uol.com.br/materia/ilusao-da-lava-jato/>>.
- GUEDES, F. P. *et al.* Pre-salt: the Brazilian opportunity to take local industry to the next level. *In*: OFFSHORE TECHNOLOGY CONFERENCE, 2009, Houston. **Anais...** Houston: OTC, maio 2009.
- HAQ, A. Pioneering production from the deep sea. **GeoExpro**, 2008. Disponível em: <www.geoexpro.com/geoexpro/history_of_oil/pioneering>.
- HENRIQUES, C. C. D. Cenário tecnológico nacional: setor de petróleo e gás. *In*: ENCONTRO DE LIDERANÇAS, 2011, [s.l.]. **Anais...** [s.l.]: Confea, 22 fev. 2011. Disponível em: <http://www.confea.org.br/publique/media/apresentacao_carlos_cunha.pdf>.
- IEA – INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **World energy outlook 2012**. Paris: IEA, 2012. Disponível em: <www.iea.org>.
- JAGUARIBE, H. **O nacionalismo na atualidade brasileira**. Rio de Janeiro: Iseb, 1958.
- JORRÍN, M. **Governments of Latin America**. New York: D. Van Nostrand, 1953.
- LAPPEGAARD, O. T.; SOLHEIM, B. J.; PLUMMER, F. B. Snorre project strategies and status. *In*: OFFSHORE TECHNOLOGY CONFERENCE, 23., 1991, Houston. **Anais...** Houston: OTC, maio 1991. (Paper OTC, n. 6626).
- LIMA, P. C. R. **Um novo marco legal para pesquisa e lavra das jazidas brasileiras de petróleo e gás natural**. Brasília: Câmara dos Deputados, jul. 2008.
- _____. **Os desafios, os impactos e a gestão da exploração do pré-sal**. Brasília: Câmara dos Deputados, nov. 2008.
- _____. **Pré-sal**: o novo marco legal e a capitalização da Petrobras. Rio de Janeiro: Synergia Editora, 2011.

MANSANO, R. B. **Engenharia de perfuração e completção em poços de petróleo**. Florianópolis: UFSC, 5 ago. 2004. Disponível em: <http://www.petroleo.ufsc.br/palestras/2004_08_05.pdf>.

MAR à vista. **ISTOÉ**, 10 maio 2006. Disponível em: <http://www.terra.com.br/istoe-temp/especiais/petrobras3/mar_a_vista.htm>.

MARTIN, J. M. **A economia mundial da energia**. São Paulo: Unesp, 1992.

MARTINS, R. M. L. **Suprimento de bens e serviços para a Petrobras**. Rio de Janeiro: Rio Oil & Gas, 2012.

MATTOS, W. R. de. *et al.* **Uma luz na noite do Brasil**: 50 anos de história da refinaria Landulpho Alves, 1950-2000. Salvador: Solisluna, 2000.

MINADEO, R. **Petróleo**: a maior indústria do mundo? Rio de Janeiro: Thex, 2002.

MOTA, P. *et al.* Avaliação por análise térmica de resíduo de destilação de petróleo e catalisador usados na unidade de craqueamento catalítico em leito fluidizado. *In*: CONGRESSO BRASILEIRO DE P&D EM PETRÓLEO E GÁS, 3., 2005, Salvador. **Anais...** Salvador: ABPG, 2005.

MURPHY, J. Astana lures consortium to Eurasia Project. **Newsbase**, 29 jun. 2017.

NAKASHIMA, C. Y.; OLIVEIRA JUNIOR, S.; CAETANO FILHO, E. Heat transfer in a twin-screw multiphase pump: thermal modeling and one application in the petroleum industry. **Energy** **31**, 2006. Disponível em: <www.sciencedirect.com>.

NOVA tecnologia de bombeamento submarino poderá dobrar produção de poços. **Clube de Engenharia**, 2008. Disponível em: <http://www.clubedeengenharia.org.br/08mar_bombeamento_submarino.html>.

NOVAS tecnologias vão tornar a produção da Petrobras mais sustentável. **Fatos e Dados**, 11 jan. 2022. Disponível em: <<https://petrobras.com.br/fatos-e-dados/novas-tecnologias-vaio-tornar-a-producao-da-petrobras-mais-sustentavel.htm>>.

O FUTURO da produção. **Revista Petrobras**, n. 150, ago. 2009.

O NOVO milagre brasileiro? **Veja**, 4 dez. 1974.

O TRANSPORTE já preocupa. **O Estado de S. Paulo**, 5 dez. 1974. Disponível em: <www.estadao.com.br/acervo>.

OECD – ORGANIZAÇÃO PARA COOPERAÇÃO E DESENVOLVIMENTO ECONÔMICO. **Manual de Oslo**: diretrizes para coleta e interpretação de dados sobre inovação. 3. ed. Paris: OECD, 1997.

OFFSHORE oil production in deepwater and ultra-deepwater is increasing. **U.S. Energy Information Administration**, 28 out. 2016. Disponível em: <<https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=28552>>.

ORTIZ NETO, J. B.; COSTA, A. J. D. A Petrobras e a exploração de petróleo offshore no Brasil: um *approach* evolucionário. **Revista Brasileira de Economia**, jan./mar. 2007.

PALAGI, C. **Development of Cascade and Chinook fields in ultra deep waters in the Gulf of Mexico**. Houston: PF&C, 2009. Disponível em: <http://www.lovie.org/pdf/SPE20Jan09_PalagiCascadeChinook.pdf>.

PAPPAS, J.; PATRICK-MAXWELL, J.; GUILLORY, R. **Tree types and installation methods**. Houston: SPE, [s.d.]. Disponível em: <<http://www.spe.org/attachments/studygroups/9/Tree%20Types%20&%20Installation%20Methods.pdf>>.

PARSHALL, J. Technology drives deepwater GOM winning streak. **Journal of Petroleum Technology**, 2015. Disponível em: <www.spe.org/spe-app/spe/jpt/2007/06/GulfofMexico.htm>.

PAULINYI, E. I. Os estágios de capacitação tecnológica nas empresas. **Revista de Administração**, v. 20, n. 2, abr./jun. 1985.

PESQUISA petrolífera no Brasil na fronteira do conhecimento. **Comciência**, 2002. Disponível em: <www.comciencia.br/reportagens/petroleo.pet07.shtml>. Acesso em: 16 jul. 2010.

PETROBRAS. **O petróleo no Brasil**. Rio de Janeiro: Serpub, 1954.

_____. **Boletim Técnico da Petrobras**. Rio de Janeiro: Petrobras, jan./mar. 1967.

_____. **Procap 3000**. [s.l.]: [s.n.], maio 2001.

_____. **Almanaque memória dos trabalhadores da Petrobras**. Rio de Janeiro: Museu da Pessoa, 2003.

_____. **Relatório de atividades 2010**. Rio de Janeiro: Petrobras, 2010.

_____. **Panorama 2010**. Rio de Janeiro: Petrobras, 2010. Disponível em: <www.petrobras.com.br/RI>.

_____. **Relatório anual e formulário 20-F 2010**. Rio de Janeiro: Petrobras, 2010.

_____. **Plano Estratégico Petrobras 2020**. Rio de Janeiro: Petrobras, 25 jul. 2011.

_____. **Pre-salt oil: developing the frontier**. Rio de Janeiro: Petrobras, nov. 2011.

_____. **Os desafios para o desenvolvimento do pré-sal da bacia de Santos: a cadeia de fornecedores**. Rio de Janeiro: Petrobras, 22 ago. 2011. Disponível em: <http://www.valor.com.br/sites/default/files/apresentacao_jose_luiz_marcusso.pdf>.

_____. **Oportunidades?** Muitas. Desafios? Diversos. Rio de Janeiro: Petrobras, 17 abr. 2012.

_____. **Petrobras:** oportunidades e desafios. Rio de Janeiro: Petrobras, 25 abr. 2012.

_____. **Visão geral da Petrobras.** Rio de Janeiro: Petrobras, jan. 2012. Disponível em: <<http://www.slideshare.net/petrobrasri/viso-geral-da-petrobras>>.

_____. **Apresentação para a Comissão de Minas e Energia (CME):** licitação realizada pela Petrobras para contratar a construção, operação e afretamento de 28 sondas de perfuração destinadas ao pré-sal. Rio de Janeiro: 18 set. 2013. Disponível em: <<https://bit.ly/3WyAmmy>>.

_____. **Relatório de Impacto Ambiental (RIMA):** atividade de produção e escoamento de petróleo e gás natural do polo pré-sal da bacia de Santos – etapa 3. Rio de Janeiro: Petrobras, out. 2017. Disponível em: <https://www.comunicabaciadesantos.com.br/sites/default/files/RIMA_Etapa_3.pdf>.

_____. **Produção em águas profundas.** [s.l.]: [s.n.], [s.d.]. Disponível em: <http://www2.petrobras.com.br/tecnologia2/port/areadeatuacao_exploracaoaguas.asp>.

PETROBRAS; CENPES – CENTRO DE PESQUISAS, DESENVOLVIMENTO E INOVAÇÃO LEOPOLDO AMÉRICO MIGUEZ DE MELLO. Encontro Internacional sobre Sistemas de Produção Antecipada, 1983, Rio de Janeiro. **Anais...** Rio de Janeiro: Petrobras; Cenpes, abr. 1983.

PETROBRAS comemora primeiro óleo produzido pelo FPSO Cidade de Angra dos Reis na área de Tupi. **Fatos e Dados**, 28 out. 2010.

PETROBRAS cria plataforma submarina. **Estado de S. Paulo**, [s.d.]. Disponível em: <http://www.dep.fem.unicamp.br/boletim/BE42/out_08_4.htm>.

PLANET-ENERGIES. **Exploration by seismology.** [s.l.]: [s.n.], 2009. Disponível em: <planet-energies.com/content/oil-gas/exploration/substratum/seismology.html>.

PRÉ-SAL: notas e informações. **Revista Brasil Energia**, jun. 2009. Disponível em: <http://www.cogensp.com.br/workshop/2009/Pre_Sal_Notas_Informacoes.pdf>.

PRÉ-SAL: notas e informações – entrevista com José Formigli. **Revista Brasil Energia**, jul. 2010.

PRYSMIAN CLUB. **Revista Pirelli Club**, nº 11, 2. trim. 2000. Disponível em: <http://www.prysmianclub.com.br/revista/PClub_11>.

REDETEC – REDE DE TECNOLOGIA E INFORMAÇÃO. **Sistemas de produção flutuante.** Rio de Janeiro: Redetec, 2002. Disponível em: <<http://www.redetec.org.br/inventabrasil/spfpet.htm>>.

RITTERSHAUSSEN, J. H. **Procurement policy and critical equipment supply.** Rio de Janeiro: Petrobras, maio 2010.

RODRIGUES, M. L.; MATOS, V. L. F.; DIAS, C. A. N. Análise estrutural de âncora de carga vertical. *In*: CONGRESO PANAMERICANO DE INGENIERIA NAVAL, TRANSPORTE MARÍTIMO E INGENIERIA PORTUÁRIA, 1999, Cartagena de Indias. **Anais...** Cartagena de Indias: IPIN, 1999.

RODRIGUES, P. Qual será o futuro dos ROVs na indústria de petróleo? **TecPetro**, 3 ago. 2017. Disponível em: <<https://tecpetro.com/2017/08/03/qual-sera-o-futuro-dos-rovs/>>.

SAFATLE, C. O dia em que o Brasil quebrou. **Valor Econômico**, 12 ago. 2012.

SANT'ANNA, A. A.; MEDEIROS, J. L.; ARAÚJO, O. Q. F. Simulação de processamento de gás natural em plataforma *off-shore*. *In*: CONGRESSO BRASILEIRO DE P&D EM PETRÓLEO E GÁS, 3., 2004, Salvador. **Anais...** Rio de Janeiro: IBP, 2005. Disponível em: <http://www.portalabpg.org.br/PDPetro/3/trabalhos/IBP0403_05.pdf>.

SARTORI, F. J.; SOARES, S. D. Sistema tecnológico da Petrobras: do poço ao posto. *In*: CONFERÊNCIA PANAMERICANA DE END, 4., 2007, Buenos Aires. **Anais...** Buenos Aires: AAENDE, out. 2007.

SHELL GLOBAL. **Shell starts production of Perdido**: people, technology and deep-sea stories. London: Shell Global, [s.d.]. Disponível em: <http://www.shell.com/home/content/aboutshell/our_strategy/major_projects_2/perdido/overview/>.

SILVA, C. G. R. S. **Compras governamentais e aprendizagem tecnológica**: uma análise da política de compras da Petrobras para seus empreendimentos *offshore*. 2009. Tese (Doutorado em Política Científica e Tecnológica) – Instituto de Geociências, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, ago. 2009.

SILVA, J. P. *et al.* Caracterização de adsorventes cerâmicos comerciais e sua aplicação na remoção de ácidos naftênicos de destilados de petróleo. *In*: CONGRESSO BRASILEIRO DE ENGENHARIA E CIÊNCIA DOS MATERIAIS, 17., 2006, Foz do Iguaçu. **Anais...** Foz do Iguaçu: CBECiMat, 15-19 nov. 2006.

SILVA, M. V. C. ROV na indústria do petróleo. **Petróleo Infonet**, 3 fev. 2012. Disponível em: <<http://petroleoinfonet.blogspot.com/2012/02/rov-na-industria-do-petroleo.html>>.

SILVA, R.; DAGNINO, R. Universidade inova mais que empresa. **Valor Econômico**, 12 jun. 2009.

SIMMONS, M. R. **Twilight in the desert**: the coming Saudi oil shock and the world economy. Hoboken: John Wiley & Sons, 2005.

SIMÕES, S. Q. *et al.* Pré-separação de areia em plataformas de produção: resultados preliminares. *In*: CONGRESSO BRASILEIRO DE P&D EM PETRÓLEO E GÁS, 2., 2003, Rio de Janeiro. **Anais...** Rio de Janeiro: ABPG, 2003. Disponível em: <<http://www.portalabpg.org.br/PDPetro/2/2033.pdf>>.

SOBRAL, M. M. X. **Aplicação de controle ótimo de nível em vasos separadores**. 1996. Dissertação (Mestrado) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Produção, Universidade Federal de Santa Catarina, Santa Catarina, 1996. Disponível em: <<http://www.eps.ufsc.br/disserta96/sobral/index/index.htm#sum>>.

SODRÉ, N, W. **História militar do Brasil**. Rio de Janeiro: Civilização Brasileira, 1965.

SOLBERG, C. E. YPF: the formative years. *In*: WORTH, J. D. **Latin American oil companies and the politics of energy**. Lincoln: University of Nebraska Press, 1985.

SOTOMAYOR, G. **Nanotecnologia e engenharia de poço**. São Paulo: Petrobras, dez. 2011.

SOUZA, K. G.; MARTINS, L. R. Novas tecnologias aplicadas no estudo de recursos minerais de mar profundo. **Gravel**, n. 5, 2007. Disponível em: <http://www.ufrgs.br/ceco/gravel/5/CD/docs/Gravel_5_03.pdf>.

TAYLOR, M. M. In the New York Times. *In*: LAGUNES, J. S. P.; ODILLA, F.; SVEJNAR, J. (Org.). **Corrupção e o escândalo da Lava Jato na América Latina**. Rio de Janeiro: FGV, 2021. p. 45.

TECNOLOGIA nova para elevar a produção dos poços submarinos. **Ambiente Brasil**, [s.d.]. Disponível em: <http://ambientes.ambientebrasil.com.br/energia/artigos_petroleo/tecnologia_nova_para_elevar_a_producao_dos_pocos_submarinos.html>.

TOLEDO, E. C. V.; MEYER, J.; MACIEL FILHO, R. Modelagem dinâmica de um reator de hidrotreatamento. *In*: CONGRESSO BRASILEIRO DE P&D EM PETRÓLEO E GÁS, 3., 2005, Salvador. **Anais...** Salvador: IBP, 2005. Disponível em: <http://www.portalabpg.org.br/PDPetro/3/trabalhos/IBP0186_05.pdf>.

UNICAMP – UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS. **O desafio dos óleos pesados**. Campinas: FEM, 2005. Disponível em: <www.dep.fem.unicamp.br>.

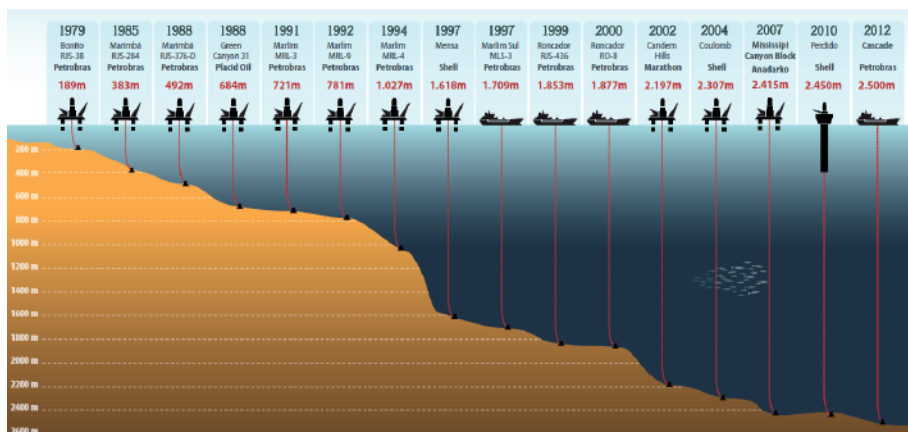
VRIES, A. de. Oil majors stuck between a rock and a hard place. **OilPrice.com**, 18 out. 2020. Disponível em; <https://oilprice.com/Energy/Energy-General/Oil-Majors-Stuck-Between-A-Rock-And-A-Hard-Place.html?utm_source=browser&utm_medium=push_notification&utm_campaign=vwo_notification_1603135480&p_c=1>.

WENGER, E. C.; MCDERMOTT, R.; SNYDER, W. **Cultivating communities of practice: a guide to managing knowledge**. Cambridge, United States: Harvard Business School Press, 2002.

WERNECK, M. Os desafios da Petrobras para produção na região pré sal, diz Maurício Werneck. **Fator Brasil**, 2008. Disponível em: <http://www.revistafator.com.br/ver_noticia.php?not=38763>.

APÊNDICE

RECORDES MUNDIAIS NA PRODUÇÃO DE PETRÓLEO EM ÁGUAS PROFUNDAS E ULTRAPROFUNDAS

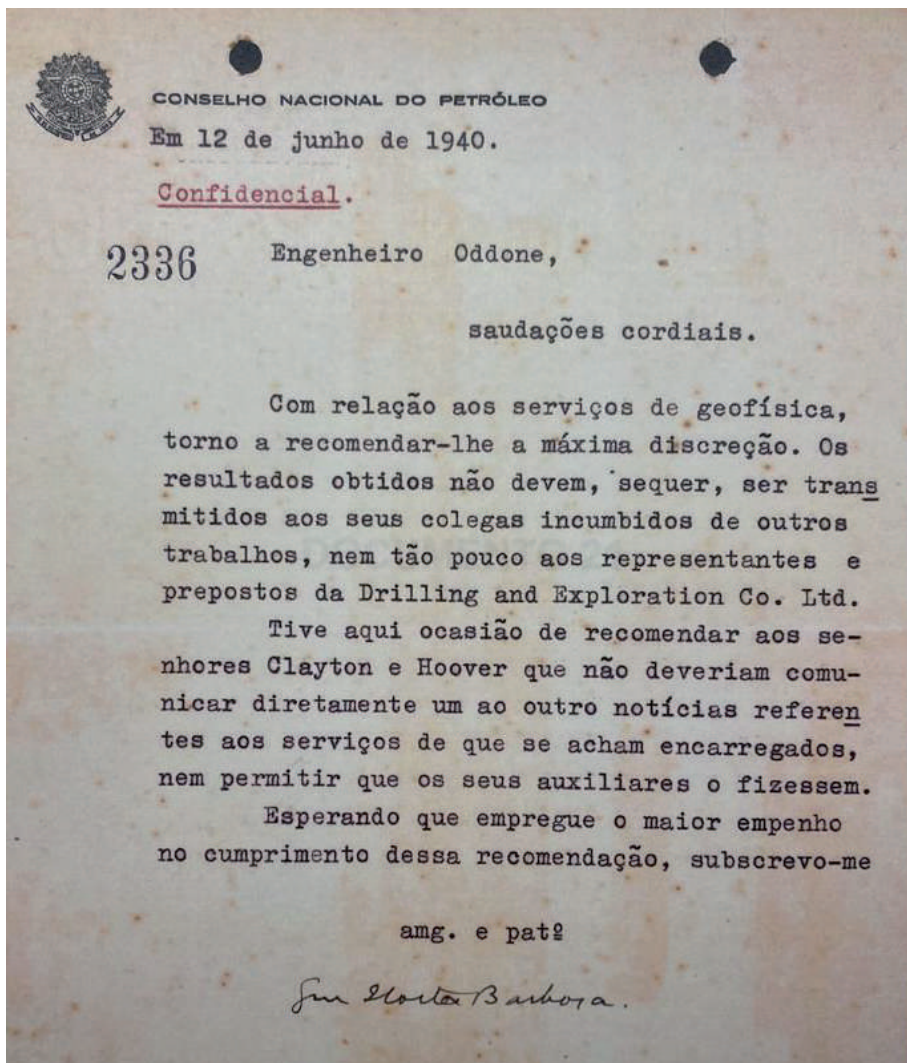


Fonte: Petrobras; Shell; SPE/Devon/FMC; WoodGroup Mustang.

Obs.: Figura cujos leiaute e textos não puderam ser padronizados e revisados em virtude das condições técnicas dos originais (nota do Editorial).

ANEXO

**CARTA DO GENERAL JÚLIO CAETANO HORTA BARBOSA
AO ENGENHEIRO DÉCIO SAVÉRIO ODDONE, ENVIADA EM
12 DE JUNHO DE 1940**



Fonte: Acervo pessoal de Décio Oddone da Costa, ex-engenheiro da Petrobras e ex-diretor geral da ANP, neto de Décio Savério Oddone.

Obs.: Figura cujos leiaute e textos não puderam ser padronizados e revisados em virtude das condições técnicas dos originais (nota do Editorial).

Ipea – Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada

EDITORIAL

Coordenação

Aeromilson Trajano de Mesquita

Assistentes da Coordenação

Rafael Augusto Ferreira Cardoso

Samuel Elias de Souza

Supervisão

Aline Cristine Torres da Silva Martins

Revisão

Bruna Neves de Souza da Cruz

Bruna Oliveira Ranquine da Rocha

Carlos Eduardo Gonçalves de Melo

Elaine Oliveira Couto

Laize Santos de Oliveira

Luciana Bastos Dias

Rebeca Raimundo Cardoso dos Santos

Vivian Barros Volotão Santos

Deborah Baldino Marte (estagiária)

Maria Eduarda Mendes Laguardia (estagiária)

Editoração

Aline Cristine Torres da Silva Martins

Mayana Mendes de Mattos

Mayara Barros da Mota

Capa

Mayara Barros da Mota

Imagem da capa

Depositphotos

The manuscripts in languages other than Portuguese published herein have not been proofread.

Missão do Ipea

Aprimorar as políticas públicas essenciais ao desenvolvimento brasileiro por meio da produção e disseminação de conhecimentos e da assessoria ao Estado nas suas decisões estratégicas.

“As diretrizes da Petrobras para a capacitação de recursos humanos caracterizaram-se por alguns elementos de importância fundamental para o desafio de desenvolver tecnologias próprias. A realização dos cursos em caráter permanente, a seleção de candidatos, o rigor técnico dos conteúdos programáticos e a execução rigorosa do treinamento proporcionaram um fluxo contínuo de pessoas capacitadas e de novos conhecimentos para os quadros técnicos da empresa. Constituiu-se, progressivamente, uma cultura técnica referenciada na excelência, elemento indispensável para a futura capacidade inovadora da companhia.”

José Paulo Silveira – Superintendente do Cenpes/Petrobras (1985-1989)

“Em 1984, a Petrobras estava à frente na curva de avanço em profundidades, com domínio inequívoco da tecnologia de projetos de até 400 m de lâmina d’água; porém, com a descoberta dos campos de Albacora e Marlim, acima de 500 m, tornou-se necessário dispor de tecnologia própria para vencer as águas profundas, em face da inexistência de equipamentos para se produzir petróleo àquelas profundidades. A maior parte da P&D requerida, cerca de 70%, iria se constituir de extensão tecnológica, e 30% de inovações, isto é, soluções tecnológicas novas.”

João Carlos de Luca – Diretor de Exploração e Produção da Petrobras (1990-1995)

