

## CAPÍTULO III

### A EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS<sup>1</sup>

#### Sinopse

Este capítulo desenvolve o tema a partir de uma conceituação básica, explicando a origem e a formação do petróleo e descrevendo a exploração e os órgãos criados com esse propósito, além do modo como evoluiu a legislação brasileira sobre o assunto. Apresenta, também, a Petrobras em suas origens e relata as fases de desenvolvimento da empresa – desde o foco nas bacias terrestres até a exploração na margem continental –, mostrando como a descoberta do pré-sal constituiu um avanço notável na evolução das reservas petrolíferas brasileiras. O texto analisa, ainda, os sistemas e *plays* petrolíferos do pré-sal e do pós-sal, comentando tanto a participação da Petrobras e de outras empresas em atividades de exploração e produção (E&P) na área oceânica, quanto alguns aspectos da questão da definição dos limites legais da margem continental brasileira na ONU. Por fim, apresenta algumas sugestões relativas à matéria.

#### *Abstract*

*Starting from basic concepts, this chapter explains the origin and the formation of petroleum and describes the oil exploration and the institutional bodies specifically created for that purpose, along with the evolution of the Brazilian legislation on the matter. It also presents the early days of Petrobras and the company's development phases – from the focus on land oil fields to continental shelf exploration –, pointing out the noteworthy advance in the evolution of Brazilian oil reserves after the discovery of pre-salt. Moreover, the text analyzes the pre-salt and post-salt petroleum systems and exploration plays, commenting on the participation of Petrobras and other companies in exploration and production (E&P) activities in the ocean area, as well as on some aspects concerning the definition of the legal limits of the Brazilian continental margin in the United Nations. Finally, some suggestions regarding the matter are provided.*

#### 1. INTRODUÇÃO

A maior parte da energia utilizada no planeta desde o século passado é derivada dos hidrocarbonetos: em 2020, embora a participação de outras fontes venha se ampliando, o consumo energético mundial de petróleo<sup>2</sup> e gás natural ainda se manteve no patamar dos 56%, liderado pelo petróleo com 31% (BP, 2021). Para o futuro, pelo menos até meados do século XXI, previsões apontam no sentido da manutenção de uma forte dependência mundial dos hidrocarbonetos como fonte energética. Com base em estudo da renomada Agência Internacional de Energia, em 2050 a

---

<sup>1</sup> Capítulo atualizado com a colaboração do Dr. Reneu Rodrigues da Silva – geólogo, aposentado da Petrobras/E&P em 2012, consultor independente.

<sup>2</sup> Neste capítulo, petróleo refere-se tanto à mistura de hidrocarbonetos líquidos e gasosos quanto ao componente óleo.

demanda por petróleo e gás natural deve se manter em patamar acima dos 50% do total de energia a ser consumida globalmente, considerando o cenário mais conservador para as políticas de substituição energética; no cenário intermediário, esse patamar seria de 42%; e, no cenário de desenvolvimento sustentável, o consumo diminuiria para 31%, com predomínio dos recursos renováveis, principalmente solar, eólica, bioenergética e de hidrogênio (IEA, 2021).

Portanto, é grande a responsabilidade da sociedade na exploração desse recurso energético, reconhecendo que, por outro lado, quando se considera a sua finitude, as questões geopolíticas e, principalmente, os efeitos climáticos negativos decorrentes do consumo global dos recursos fósseis, organizações nacionais e internacionais que lidam com energia continuarão pesquisando e ampliando as aplicações de alternativas energéticas mais limpas e sustentáveis do que os hidrocarbonetos.

O Brasil possui características continentais, com área terrestre de cerca de 8,2 milhões de km<sup>2</sup>, um litoral de 7.491 km de extensão e uma área oceânica, na Zona Econômica Exclusiva (ZEE), de aproximadamente 3,6 milhões de km<sup>2</sup>. Com uma população de cerca de 213 milhões de habitantes, é a maior economia da América Latina e está entre as quinze maiores do mundo. O setor de óleo e gás, cujos recursos energéticos estão concentrados na margem continental, é um dos mais importantes da economia brasileira, respondendo por, pelo menos, 10% do PIB e liderando as arrecadações de impostos.

O Plano Decenal de Expansão de Energia 2031 (PDE 2031) do Ministério de Minas e Energia (MME) evidencia a relevância desse setor ao registrar que, em 2021, 46% do consumo final de energia do Brasil foi de derivados do petróleo (39%) e gás natural (7%). A previsão do PDE para 2031 mantém o alto nível de participação dos hidrocarbonetos no consumo energético nacional, embora com perspectiva de pequena redução (para 44%), mas com relativo aumento do gás natural para 9% (BRASIL, 2022). Cenários da participação dos hidrocarbonetos para o longo prazo da energia no Brasil estão estabelecidos e descritos no Plano Nacional de Energia (PNE) 2050<sup>3</sup>.

Em termos absolutos, com base em dados da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), foram produzidos diariamente no Brasil em 2021, em média, 2,9 milhões de barris de petróleo e 134 milhões de metros cúbicos (MM m<sup>3</sup>) de gás natural<sup>4</sup>. Dessa produção, 97% do petróleo e 83% do gás natural foram provenientes das bacias sedimentares marítimas localizadas nas águas territoriais brasileiras, com destacada liderança da Bacia de Santos, responsável por cerca de 70% da produção nacional de petróleo e gás (ANP, 2022a).

O setor de óleo e gás atingiu um alto nível de importância na economia nacional como resultante da trajetória de décadas de esforços liderados pela Petrobras com o objetivo estratégico estabelecido pelo Estado brasileiro de redução da dependência do petróleo importado. Na primeira década do século XXI, o Brasil se tornou autossuficiente em petróleo bruto. De acordo com o PDE 2031, em 2021 o excedente de petróleo – produção total menos demanda nacional – foi de cerca de 800 mil barris diários, em média (BRASIL, 2022). Portanto, não fossem as recentes descobertas e o aumento da produção das bacias marítimas brasileiras, possivelmente o Brasil estaria com a economia bastante fragilizada e sem condições de garantir a sua soberania energética no setor de petróleo.

---

<sup>3</sup> O Plano Nacional de Energia (PNE) 2050 está disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Plano-Nacional-de-Energia-2050>>. Acesso em: 25 jul. 2022.

<sup>4</sup> A produção diária bruta de gás natural foi de 134 MM m<sup>3</sup>/dia e a produção líquida foi de 56 MM m<sup>3</sup>/dia, depois de descontados os volumes de injeção em reservatórios, perdas, queimas e consumo próprio pela E&P.

## 2. PETRÓLEO

O petróleo é, basicamente, uma mistura natural de hidrocarbonetos originária da matéria orgânica depositada junto aos sedimentos que preenchem as bacias sedimentares, como explicado pela teoria dominante das geociências e sustentado pela indústria mundial de óleo e gás natural. À medida que novas camadas são depositadas, os sedimentos mais antigos vão sendo soterrados em profundidades cada vez maiores, nas quais as condições de pressão e temperatura propiciam a conversão da matéria orgânica em hidrocarbonetos.

Para que se forme uma acumulação de petróleo com volumes significativos, além das condições adequadas de pressão e temperatura, são necessários outros fatores, todos englobados no conceito de sistema petrolífero (MAGOON; DOW, 1994). Segundo esse conceito, são imprescindíveis para o sucesso exploratório a ocorrência e a sincronia, no tempo geológico, de quatro elementos essenciais – rochas geradoras, rochas reservatórios, rochas selantes e sobrecarga sedimentar – e dois processos geológicos – formação de trapas e geração-migração-acumulação.

A rocha geradora típica numa bacia sedimentar, primordial para a ocorrência de acumulações de petróleo, é o folhelho; secundariamente, o calcilutito. Essas rochas geradoras, constituídas de material de granulometria fina, são ricas em matéria orgânica de qualidade apropriada depositada junto aos sedimentos. No processo de geração, com a compactação provocada por depósitos de camadas sedimentares sobrejacentes e o aumento da profundidade e da temperatura das rochas geradoras durante a evolução da bacia, a matéria orgânica é transformada em petróleo. A pressão exercida pelos fluidos gerados tende a expulsá-los da rocha geradora, dando início ao processo de migração. Esse processo de expulsão do petróleo da rocha geradora no sentido da rocha reservatório pode ser facilitado pela existência de falhas ou fraturas, que são rupturas nas camadas que podem funcionar como dutos ou, então, colocar as rochas geradoras em contato direto com as rochas reservatórios.

A rocha reservatório é porosa e permeável, sendo frequentemente classificada como arenito ou calcarenito. Nela, o petróleo migrado é acumulado, substituindo os pequenos espaços vazios entre os grãos, antes ocupados por água. Para que haja essa acumulação em subsuperfície, é necessário, ainda, que ocorra um arranjo espacial adequado entre as rochas reservatórios e as rochas impermeáveis (ou selantes) que não permita o escape do petróleo para a superfície, formando o que se convencionou denominar de armadilha ou trapa. A existência da configuração geométrica dessas rochas é essencial para permitir que os fluidos migrantes sejam focalizados para locais estruturalmente mais elevados. Por último, e não menos importante, o sincronismo da ocorrência desses elementos e processos é primordial para que haja uma acumulação de petróleo, fenômeno que se desenvolve numa escala de tempo geológico expressa em milhões de anos (MILANI et al., 2000).

A evolução geológica das bacias sedimentares da margem continental brasileira foi controlada por eventos tectônicos relacionados com a separação dos continentes da América do Sul e da África, que se iniciou no Mesozoico há cerca de 132 milhões de anos e deu origem à formação do Oceano Atlântico Sul. Os estudos desses eventos são de grande importância para a avaliação da ocorrência de recursos minerais e energéticos e formaram as bases da exploração de petróleo na costa brasileira.

De acordo com a história de evolução, as rochas dessas bacias sedimentares podem ser, de um modo geral, divididas em três fases:

- *supersequência não marinha* – depositada na fase *rifte* (de ruptura e fendilhamento continental), no início da separação dos continentes, quando as fendas tectônicas foram preenchidas tanto por rochas sedimentares arenosas e argilosas quanto por rochas ígneas vulcânicas;
- *supersequência transicional* – com depósitos associados ao início da entrada esporádica do mar, quando se formaram imensos lagos nos quais as rochas arenosas e argilosas foram sendo substituídas por rochas carbonáticas; o fim da deposição das rochas carbonáticas está associado ao início da deposição dos sais (evaporitos), provenientes da água marinha que preenchia o espaço, dando início à deposição das rochas da *supersequência marinha*;
- *supersequência marinha* – desenvolvida durante a fase *drifte* (fase final da abertura), quando a margem continental já se encontrava permanentemente submersa no mar e afundava continuamente, proporcionando a formação de grandes depressões que foram preenchidas por rochas sedimentares, com sedimentos oriundos do continente.

Tal evolução tectono-sedimentar das bacias sedimentares da margem continental brasileira propiciou o desenvolvimento dos elementos e processos fundamentais para que uma determinada região fosse atrativa à prospecção de grandes campos de petróleo, maiores do que nas bacias terrestres. De fato, somente as bacias marítimas de Santos e Campos participam com cerca de 90% de todo o volume de petróleo já descoberto no Brasil, considerando as reservas provadas, prováveis e possíveis, os recursos contingentes e a produção acumulada (ANP, 2022b). Nessas bacias, vários campos gigantes de petróleo foram descobertos e muitos estão em produção em lâminas d'água (LDA) profundas (300 m a 1500 m) e ultraprofundas (acima de 1500 m); alguns se encontram em LDA acima de 2000 m, como o Campo de Tupi.

### 3. HISTÓRICO DA EXPLORAÇÃO NO BRASIL

Os primeiros documentos legais autorizando concessões de áreas para pesquisa de petróleo e outros combustíveis no território brasileiro foram lavrados no reinado de D. Pedro II. O primeiro decreto datava de 2 de outubro de 1858 e concedia permissão para a exploração de xisto betuminoso no interior da Bahia. Os decretos iniciais estabeleciam de maneira clara que o subsolo constituía propriedade do Estado, podendo, entretanto, ser explorado por particulares. A propriedade da superfície, dessa maneira, não garantia qualquer direito especial, sendo obrigatória a autorização imperial para prospecção e lavra de recursos minerais.

Essa legislação já mostrava preocupações ambientais, como no caso de extração de turfa e de petróleo, que só poderia ser iniciada depois que a autoridade local comprovasse que a lavra não acarretaria danos ambientais. Obras que alterassem o curso dos rios também estavam proibidas. A parte técnica da pesquisa mineral, porém, era bastante vaga naqueles decretos, refletindo o desconhecimento reinante nessa área à época.

Contudo, os esforços exploratórios iniciais alcançaram sucesso: permitiram a implantação de uma usina para a fabricação de óleos para iluminação, parafina, ácido sulfúrico e sabão a partir do xisto betuminoso na região próxima de Maraú (Bahia), que funcionou por dois anos; e de uma usina de iluminação a gás gerado a partir de turfas em Taubaté (São Paulo), que foi inaugurada em 7 de setembro de 1882 e funcionou por cinco anos.

A legislação brasileira relativa à exploração mineral foi modificada radicalmente com a Constituição Republicana de 1891, que, inspirada claramente na legislação norte-americana sobre o assunto, estabeleceu que a propriedade do solo incluía a do subsolo e também reduziu consideravelmente a extensão das terras públicas sob a jurisdição da União. Com o passar do tempo, no entanto, as consequências efetivas dessa ampla desregulamentação mostraram-se bastante prejudiciais à atividade mineira. Porém, foi na vigência dessa legislação que ocorreu a primeira iniciativa real de exploração de petróleo no País em 1897, quando o fazendeiro Eugênio Ferreira de Camargo, de Bofete (São Paulo), perfurou, com uma sonda importada dos EUA, um poço exploratório com 488 metros de profundidade, do qual recuperou apenas dois barris de óleo. Os gastos elevados e o fraco resultado obtido determinaram o abandono das atividades (CETESB, [2013]).

A legislação mineral foi modificada novamente em 1915, com uma nova regulamentação da atividade mineira, numa tentativa governamental de fomentar a pesquisa mineral no Brasil; porém, ela pouco se referia ao petróleo. As preocupações oficiais com esse combustível só viriam a ser definitivamente despertadas pela I Guerra Mundial, juntamente com o crescimento industrial e a necessidade de provisão interna de combustíveis minerais. Nessa época, o Serviço Geológico e Mineralógico do Brasil (SGMB) assumiu a condução da pesquisa de petróleo, mas, como não possuía especialistas em geologia e geofísica de petróleo, seus resultados foram pouco efetivos.

O SGMB foi extinto em 1934, sendo criado em seu lugar o Departamento Nacional de Produção Mineral (DNPM), que, além de ter atribuições relacionadas aos bens minerais, era responsável pela pesquisa de petróleo no território nacional. Aquela foi uma década de muita controvérsia quanto à existência de petróleo no Brasil. Polêmicas acirradas eclodiram em vários segmentos da sociedade, especialmente em Alagoas e na Bahia, fomentadas por visões distintas sobre nacionalismo, economia e ciência, tendo como elemento motivador o petróleo.

Como o SGMB, o DNPM sofria com carência de equipamento e pessoal experiente em pesquisa petrolífera. A necessidade de um órgão dedicado somente ao petróleo tornava-se aguda e, após algumas tentativas empíricas e pouco estruturadas, foi criado, em 1939, o Conselho Nacional do Petróleo (CNP), que, no mesmo ano, foi responsável pela descoberta da primeira acumulação brasileira de petróleo: o Campo de Lobato, na região do Recôncavo Baiano (BA), todavia considerado não comercial. Dois anos mais tarde, em Candeias, também na Bacia do Recôncavo, foi descoberto o primeiro campo comercial de petróleo do Brasil. Objetivando maior agilidade e eficiência nas atividades da indústria do petróleo, a Lei nº 2.004, de 1953, estabeleceu o monopólio estatal de exploração, produção, refino, transporte e distribuição de petróleo e seus derivados no Brasil e criou a Petrobrás<sup>5</sup> para exercê-lo. Em 1954, em seu primeiro ano de existência, a Petrobras produzia 2,7 mil barris por dia, o equivalente a menos de 3% das necessidades nacionais (ZALÁN, 2004).

O desafio exploratório colocado diante da Petrobrás foi gigantesco, haja vista a imensa área do território nacional ocupada por bacias sedimentares (Figuras 1a e 1b). Somente cerca de 100 poços exploratórios terrestres haviam sido perfurados no território nacional até a criação da Petrobrás.

---

<sup>5</sup> Por razão histórica, preserva-se, em parte deste Capítulo, a grafia Petrobrás, em vez de Petrobras, que passou a ser utilizada somente em 1994, mais de 40 anos depois de sua criação.

Figura 1a: Bacias Sedimentares Brasileiras – terrestres (em laranja) e marítimas (cores azuladas).



Fonte: Empresa de Pesquisa Energética (EPE). Disponível em <<https://gisepeprd2.epe.gov.br/WebMapEPE/>>.

Figura 1b: Bacias Sedimentares Brasileiras onde a Petrobras produz em 2022 ou já produziu petróleo (nomes em verde).



Fonte: Petrobras. Disponível em <<https://petrobras.com.br/pt/nossas-atividades/principais-operacoes/bacias/>>.

Os trabalhos iniciais da Petrobrás foram, então, orientados para a investigação do potencial petrolífero da área sedimentar emersa brasileira. Mapeamentos geológicos de extensas áreas continentais foram realizados e cerca de 1000 poços exploratórios foram perfurados pela empresa antes de 1968, quando o primeiro poço foi perfurado em bacias sedimentares marítimas. Foi constatado que a maior parte das áreas sedimentares emersas no território brasileiro é de bacias paleozoicas e proterozoicas, todas de grande extensão. As paleozoicas são as bacias do Paraná, do Parnaíba, do Solimões e do Amazonas, formadas por rochas cujos sedimentos foram depositados em ambientes predominantemente continentais ou marinhos rasos entre 250 e 540 milhões de anos atrás. Nas bacias proterozoicas, com destaque para a Bacia do São Francisco, as rochas são ainda mais antigas, com mais de 540 milhões de anos.

Nessa fase de exclusiva exploração terrestre, o esforço também estava direcionado para as bacias costeiras emersas, menores em área e originadas durante as fases iniciais da formação do Oceano Atlântico Sul, no cretáceo, há cerca de 132 milhões de anos. Descobertas importantes foram realizadas na Bacia do Recôncavo (Estado da Bahia), que logo se tornou a principal produtora do Brasil, e também na Bacia de Sergipe-Alagoas.

A produção a partir dessas descobertas terrestres não era suficiente para suprir a demanda nacional de petróleo. Portanto, a Petrobrás enfrentou o enorme desafio marítimo e estendeu as perfurações exploratórias à margem continental brasileira, descobrindo petróleo na continuação marinha da Bacia de Sergipe-Alagoas – o Campo de Guaricema – em 1969. Assim, a nova fronteira exploratória brasileira em busca de petróleo passou a ser o ambiente oceânico.

No início dos anos 1980, depois de uma série de descobertas, a produção marítima superou a terrestre, com a liderança da Bacia de Campos, o que perdurou por muitos anos. Com a descoberta de campos gigantes no pré-sal em meados dos anos 2000, a Bacia de Santos assumiu a liderança da produção brasileira de petróleo em 2018, com o absoluto protagonismo da Petrobras como a principal operadora do Brasil.

As atividades exploratórias continuaram nas bacias terrestres brasileiras, mesmo com os muitos sucessos obtidos no mar. A Petrobrás descobriu, na Bacia do Solimões (Estado do Amazonas), em 1978, a província de gás do Juruá e, em 1985, a província de óleo e gás do Urucu. Em 1996, foi descoberta uma acumulação de gás (Barra Bonita) na Bacia do Paraná, no Estado do Paraná, que, contudo, não era comercial.

Desde 1999, em um contexto no qual mudanças na legislação passaram a permitir atividades de exploração desenvolvidas por outras empresas além da Petrobras, foram realizadas descobertas de campos de gás natural na Bacia do Parnaíba (Estado do Maranhão) que, em 2013, propiciaram o início da produção por outra operadora: a Eneva/Parnaíba Gás Natural.

A Petrobras deixou de ser a única empresa a ter o direito de explorar e produzir o petróleo brasileiro em 1997, com a promulgação da Lei do Petróleo (Lei nº 9.478), que estabeleceu o regime de concessão, segundo o qual as empresas concessionárias adquirem a propriedade do óleo e/ou do gás natural que venha a ser eventualmente produzido. Além das atividades de exploração e produção (E&P), a nova lei também estabeleceu a retirada do monopólio da Petrobras referente ao transporte, ao refino e à importação de petróleo e derivados. Criou, ainda, a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) e o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE).

A ANP foi criada para ser o órgão regulador da indústria brasileira do petróleo, uma autarquia

federal com personalidade jurídica de direito público e autonomia patrimonial, administrativa e financeira, vinculada ao Ministério de Minas e Energia (MME). A finalidade da ANP é a regulamentação, a contratação e a fiscalização das atividades econômicas da indústria do petróleo de acordo com o estabelecido na legislação e nas diretrizes emanadas do CNPE e em conformidade com os interesses do País. O CNPE, que é presidido pelo Ministro de Minas e Energia, foi criado para ser o órgão interministerial de assessoramento do Presidente da República na formulação de políticas e diretrizes de energia do Brasil visando ao aproveitamento racional dos recursos energéticos.

Logo antes de a ANP iniciar o processo de licitação das áreas dos blocos exploratórios a qualquer empresa de petróleo qualificada, em 1998 foi realizada a chamada Rodada Zero, que dava à Petrobras o direito de selecionar os blocos nos quais continuaria a desenvolver atividades exploratórias sem competição por um prazo pré-determinado de alguns anos. A Petrobras selecionou 115 blocos, sendo 78 marítimos.

Em 1999, a ANP promoveu a Primeira Rodada de licitação de blocos no regime de concessão. Desde então, até 2021, foram efetuadas 17 Rodadas de Concessão (RC ou *Bid*, de acordo com a ANP), com previsão de realização da RC-18. Entretanto, a RC-8, de 2006, foi cancelada por razões jurídicas; e a RC-12, de 2013, constava ainda como “em andamento” no início de 2022 por estar envolvida em demandas jurídicas. Portanto, 15 rodadas efetivamente resultaram em contratações e atividades exploratórias decorrentes. Ao todo, 4551 blocos foram ofertados, mas somente 22% (1021 blocos) foram arrematados por empresas estrangeiras e nacionais, incluindo a Petrobras. Entre esses, 2731 são blocos marítimos, dos quais 15% (411 blocos) foram arrematados em praticamente todas as bacias sedimentares localizadas em águas brasileiras – da Bacia de Pelotas, na margem sul, à Bacia da Foz do Amazonas, na margem equatorial.

Em 2005, na perfuração profunda (7600 metros) do prospecto Parati no bloco BM-S-10 nas águas ultraprofundas (LDA acima de 1500 metros) da Bacia de Santos, arrematado na RC-2 (em 2000), a Petrobras iniciou a mais recente e uma das mais promissoras fases de exploração e produção de petróleo no Brasil, e no mundo, ao descobrir um *superplay*<sup>6</sup> exploratório que se estende até a Bacia de Campos e ficou conhecido como “Pré-Sal”. Embora Parati não tenha se tornado um campo de produção comercial, a descoberta de acumulação de gás e condensado em reservatórios carbonáticos debaixo de espessa camada de rocha salífera (aproximadamente 2000 metros) confirmou a existência de um sistema petrolífero ativo.

Em seguida, por cerca de dois anos, várias divulgações públicas da Petrobras apontavam no sentido de que estávamos diante de um enorme potencial petrolífero, com destaque para a descoberta do campo supergigante de Tupi (6,5 bilhões de barris de óleo equivalente) em 2006 e para o sucesso na perfuração de vários prospectos exploratórios pioneiros, todos análogos no pré-sal, que possuíam altíssima chance de descoberta e expectativa de volume.

Assim, em 2008, o CNPE constituiu uma comissão interministerial para estudar e propor alterações no marco regulatório vigente, caracterizado exclusivamente pelo regime de concessão, com a finalidade de garantir melhor aproveitamento do recurso natural descoberto no pré-sal para a sociedade brasileira. As alterações propostas pela comissão interministerial evoluíram para três leis aprovadas pelo Congresso Nacional em 2010:

---

<sup>6</sup> Um *play* exploratório é a parte do sistema petrolífero definido por um conjunto de acumulações e prospectos que norteia a exploração em nível de bacia; um *superplay* é um conjunto de *plays* análogos em diferentes bacias.



- Lei nº 12.276 – estabelecimento da Cessão Onerosa para a Petrobras<sup>7</sup>;
- Lei nº 12.304 – criação da Empresa Brasileira de Administração de Petróleo e Gás Natural S.A. (PPSA); e
- Lei nº 12.351 – instituição do Regime de Partilha de Produção e Fundo Social.

Desde então, na área do Pré-Sal das Bacias de Santos e Campos, as novas licitações passaram a ser feitas sob o regime de partilha da produção, no qual a propriedade do óleo e do gás natural produzido é da União que, sob a administração da PPSA, ressarce o custo e transfere parte do lucro às empresas produtoras. Contudo, o regime de concessão continuou vigente em todas as demais áreas exploratórias do Brasil fora do pré-sal<sup>8</sup>.

A primeira licitação no regime de partilha de produção foi realizada em 2013 na Bacia de Santos, na área de Libra, com expectativa, à época, de 25 a 40 bilhões de barris de petróleo *in situ*, confirmada posteriormente, em parte, no Campo de Mero. O consórcio vencedor, que ofereceu 41,65% de excedente em óleo para a União, foi liderado pela Petrobras (40%) e seguido pela Shell (20%), pela Total (20%) e pelas chinesas *China National Petroleum Corporation* (CNPC), com 10%, e *China National Offshore Oil Corporation* (CNOOC), também com 10%. Outras cinco rodadas foram realizadas: duas em 2017, duas em 2018 e uma em 2019, com oferta de 22 blocos, dos quais 68% (15 blocos) foram arrematados, a maioria na Bacia de Santos. Ainda há mais duas rodadas de partilha (RP) previstas: a RP-7 e a RP-8.

O modelo regulatório brasileiro (misto, concessão e partilha) tem atraído empresas nacionais e estrangeiras, de diversas nacionalidades, para desenvolverem atividades de exploração e produção no Brasil que, até 1998, eram de exclusividade da Petrobras. Como evidência dessa mudança de cenário, considerando o ambiente das bacias marítimas onde a expectativa de produção de petróleo é muito maior em relação à das bacias emersas do território brasileiro, 131 blocos em fase exploratória estavam em operação até fins de 2021, da Bacia de Santos à Bacia da Foz do Amazonas. Desses, 59% (77 blocos) não eram operados pela Petrobras, mas por outras 16 empresas, sendo a maioria estrangeira (12 empresas); entre as 13 empresas sócias, não operadoras, todas eram estrangeiras, a maioria de origem asiática. Do total de 480 blocos em fase de produção, 124 estavam nas Bacias de Santos e de Campos, de onde vem a maior parte da produção do petróleo brasileiro, sendo apenas 38% (48 blocos) operados pela Petrobras, embora estes estejam em campos de alta produtividade (Figuras 2a e 2b).

---

<sup>7</sup> Pela Lei 12.1276, a Petrobras recebeu, em 2010, exclusividade para exploração e produção de um volume limitado de petróleo em área pré-determinada do pré-sal da Bacia de Santos. Com o avanço das atividades, foi identificado um volume superior ao previamente estabelecido, o que gerou um tipo de licitação específica conhecida como “Excedente da Cessão Onerosa”. Em 2019, o excedente de Búzios, na área originalmente designada de Franco, foi arrematado pelo consórcio liderado pela Petrobras (90%) com as empresas chinesas CNOOC (5%) e CNODC (5%); o excedente de Itapu foi integralmente arrematado pela própria Petrobras. Em 2021, embora os excedentes ofertados nos campos de Atapu e Sépia tenham sido arrematados por consórcios cuja operadora é a Petrobras, a participação das empresas estrangeiras foi mais expressiva: em Atapu, a Shell ficou com 25 % e a Total com 22,5%; em Sépia, a Petrobras ficou com apenas 30%, junto com a Total (da França – 28%), a Petronas (da Malásia – 21%) e a QPI (do Catar – 21%).

<sup>8</sup> A história dos marcos regulatórios na indústria do petróleo mundial e brasileira é ampla e profundamente abordada no livro organizado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) em 2011, como um dos resultados dos estudos que deram suporte à Comissão Interministerial do Pré-sal (TOLMASQUIM; PINTO JUNIOR, 2011).

Figura 2a: Histórico dos blocos ofertados no Brasil desde 1998 em diversas rodadas (representadas por diversas cores).



Fonte: EPE. Disponível em: <<https://gisepeprd2.epe.gov.br/WebMapEPE/>>. Acesso em: 21 jul. 2022.

**Figura 2b: Blocos em fase de exploração (diversas rodadas em cores) e produção (em verde) sob contrato no Brasil.**



Fonte: ANP. Disponível em: <<http://geo.anp.gov.br/mapview>>. Acesso em: 21 jul. 2022.

Em dezembro de 2021, o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), por meio da Resolução CNPE nº 27/2021, publicada no Diário Oficial da União (DOU), estabeleceu a Oferta Permanente<sup>9</sup> como o sistema preferencial para ofertas de áreas para exploração e produção de petróleo e gás natural no Brasil, tanto no regime de concessão quanto no de partilha<sup>10</sup>.

Com toda a magnífica história de exploração e produção brasileira, aonde chegamos? Além da autossuficiência em petróleo bruto, o Brasil dispõe, ainda, de reservas provadas na ordem de 15,6 bilhões de barris de óleo equivalente (petróleo e gás natural somados), das quais cerca de 90% encontram-se em campos descobertos na plataforma continental, de acordo com o Boletim de Recursos e Reservas de Petróleo e Gás Natural 2021, publicado pela ANP (2022b).

Em estudo do MME/EPE, no contexto do PDE 2031, pode-se verificar que o nível de reservas provadas de petróleo no Brasil tem permanecido relativamente estável nos últimos anos, num patamar

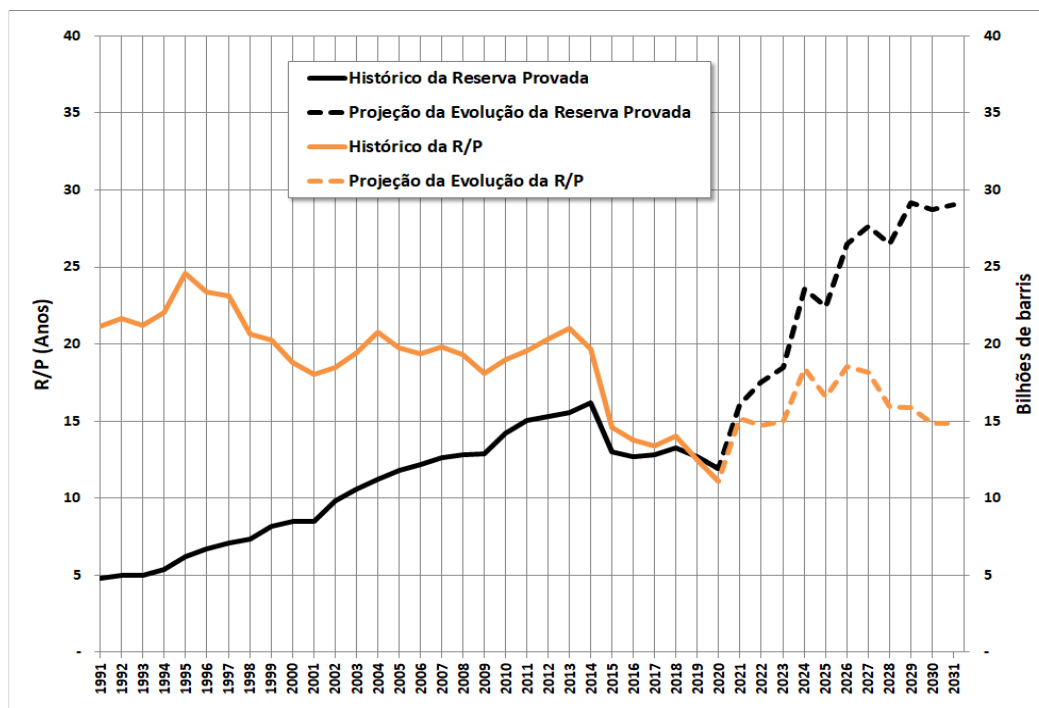
<sup>9</sup> A oferta permanente é um mecanismo de licitação por demanda: a ANP oferece ao mercado um cardápio de ativos que ficam permanentemente disponíveis para que as petroleiras manifestem interesse a qualquer momento. Disponível em: <<https://epbr.com.br/anp-negocia-59-blocos-exploratorios-na-oferta-permanente>>. Acesso em: 31 jul. 2022. (Nota do revisor).

<sup>10</sup> O CNPE autorizou, em 2021, a licitação de 11 blocos sob o regime de partilha de produção no sistema de Oferta Permanente na Bacia de Campos (Água Marinha, Norte de Brava, Itaimbezinho e Turmalina) e na Bacia de Santos (Esmeralda, Ágata, Bumerangue, Cruzeiro do Sul, Sudoeste de Sagitário, Jade e Tupinambá). Disponível em: <<https://www.gov.br/anp/pt-br/rodadas-anp/oferta-permanente/opp/blocos-oferta>>. Acesso em: 22 jul. 2022.

próximo de 13 bilhões de barris desde 2015. Esse estudo projeta para os próximos anos, além do aumento da produção, um significativo aumento das reservas provadas do petróleo brasileiro, em grande parte devido às atividades marítimas de exploração e produção (E&P) previstas (BRASIL, 2022).

A Figura 3 mostra, além do nível das reservas nacionais, a evolução da razão Reserva/Produção (R/P), que indica como sobrevida para as nossas reservas provadas de petróleo algo entre 10 e 20 anos, tendo como referência o ano de 2014.

**Figura 3: Histórico e projeção da reserva provada brasileira e da razão R/P.**



Fonte: PDE 2031 (BRASIL, 2022).

#### 4. EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO (E&P) DE PETRÓLEO NA MARGEM CONTINENTAL BRASILEIRA

Nos primeiros anos de exploração das bacias marítimas já foi revelada a grande riqueza petrolífera da margem continental brasileira, do Nordeste ao Sudeste, com descobertas de campos de petróleo nas bacias de Sergipe-Alagoas (Guaricema, 1969), Potiguar (Ubarana, 1973) e Campos (Garoupa, 1974; Namorado, 1975). O sonho da autossuficiência na produção de petróleo tornava-se algo viável a ser perseguido a fim de alavancar o desenvolvimento nacional.

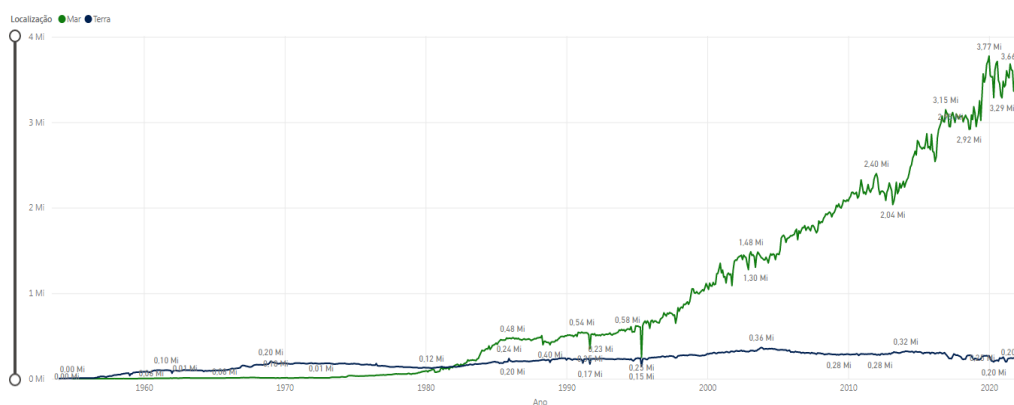
Entretanto, quase concomitantemente às primeiras descobertas na plataforma continental, a crise mundial nos mercados de combustíveis, ocasionada por guerras no Oriente Médio (1973/1974), elevou o preço do barril de petróleo a níveis nunca antes atingidos. Numa estratégia de atender às demandas cada vez maiores de petróleo, o governo brasileiro autorizou, em 1975, a seleção e a abertura de áreas do território nacional para a exploração por companhias estrangeiras por meio de contratos de serviço com cláusula de

risco<sup>11</sup>. Os então chamados “contratos de risco” não resultaram em incremento significativo das atividades de E&P no Brasil, embora várias companhias tenham atuado naquele período, de 1975 a 1988, inclusive gigantes multinacionais do setor. De fato, um único campo foi descoberto em 1979 pela Shell/Pecten na Bacia de Santos: o Merluza, relativamente pequeno e principalmente de gás natural.

A expectativa de aumento significativo da produção brasileira de petróleo nas bacias terrestres ainda estava muito aquém do que o País demandava. Em 1970, a produção de petróleo no ambiente terrestre era de 200 mil barris/dia e, no máximo, alcançou 360 mil barris/dia apenas nos anos 2000. Portanto, diante do contínuo aumento da demanda nacional por combustíveis e dos frequentes períodos de altos preços para a importação de petróleo, a estratégia que se revelou mais eficaz para promover o incremento da nossa produção foi a de o Brasil investir fortemente nas atividades marítimas de E&P por meio da Petrobrás, como demonstrado pelos ótimos resultados exploratórios e pela sucessiva superação dos desafios de engenharia na produção petrolífera. Mesmo depois da Lei do Petróleo, de 1997, que permitiu a participação de outras empresas petrolíferas, ainda assim a Petrobrás respondeu positivamente, consagrando-se como a principal exploradora e produtora no ambiente marítimo brasileiro.

A excelente resposta ao nível de investimentos em E&P pela Petrobrás nas bacias marítimas pôde ser comprovada em várias oportunidades. Em 1985, a então audaciosa meta de produção de petróleo de 500 mil barris/dia foi superada, com 564 mil barris/dia; em 1998, foi atingida a marca do primeiro milhão de barris/dia (58% da demanda nacional); em 2002, 1,5 milhão de barris/dia (85% da demanda); em 2008, 2 milhões de barris/dia (100% da demanda, autossuficiência em petróleo bruto). Em 2021, a produção brasileira, com a notória dominância dos campos marítimos (Figura 4), alcançou 3,7 milhões boe/dia (ANP, 2022a), sendo 73% (2,7 milhões boe/dia) pela Petrobrás (PETROBRAS, [s.d.]) e 27% por outras empresas.

**Figura 4: Histórico da produção brasileira de petróleo (boe) em terra e mar.**



Fonte: ANP (2022a)

Em termos mais específicos, alguns campos de petróleo foram fundamentais no atingimento dessas relevantes marcas da produção marítima brasileira. É o caso dos primeiros campos gigantes – Albacora e Marlim, na Bacia de Campos, descobertos em 1984 –, que abriram uma nova fronteira exploratória e desafiaram a tecnologia de engenharia de exploração em águas profundas com lâmina

<sup>11</sup> Nos contratos de prestação de serviços exploratórios com cláusula de risco, as empresas contratadas realizavam os serviços de levantamentos geofísicos, perfurações exploratórias, análises e relatórios. Em contrapartida, a Petrobrás pagaria por esses serviços no caso de descobertas consideradas comerciais. O hidrocarboneto produzido seria propriedade da União.

d'água maior que 700 metros. Seguiram-se as descobertas de outros gigantes na Bacia de Campos: Marlim Sul, Marlim Leste, Albacora Leste, Barracuda-Caratinga e, em 1996, o campo de Roncador. A estratégia de explorar nas águas profundas de outras bacias e nas porções norte e sul da Bacia de Campos resultou em várias novas descobertas que contribuíram para que, em 2006, a produção atingisse o nível da demanda brasileira de petróleo bruto. Em fins de 2008, além dos campos já citados, registram-se as contribuições dos campos de Jubarte (no Parque das Baleias, norte da Bacia de Campos, no sul do Estado do Espírito Santo), Golfinho (na Bacia do Espírito Santo) e Piranema (na Bacia de Sergipe-Alagoas). O avanço da exploração marítima, além de visar objetivos em águas cada vez mais profundas, tem como meta horizontes geológicos também mais profundos, onde têm sido realizadas descobertas em reservatórios do Cretáceo Inferior, com óleo (pesado e leve) e gás natural (ZALÁN, 2004).

A impressionante sequência de sucessos na exploração marítima com o protagonismo da Petrobras impulsionou magníficos avanços no desenvolvimento da produção diante dos imensos volumes de petróleo dos campos descobertos e dos desafios tecnológicos e riscos ambientais. A produção desses campos requer sofisticado conhecimento das condições ambientais (ventos, ondas e correntes) e de estabilidade do subsolo marinho para o seguro e eficaz assentamento dos equipamentos e instalações para a extração do óleo e do gás.

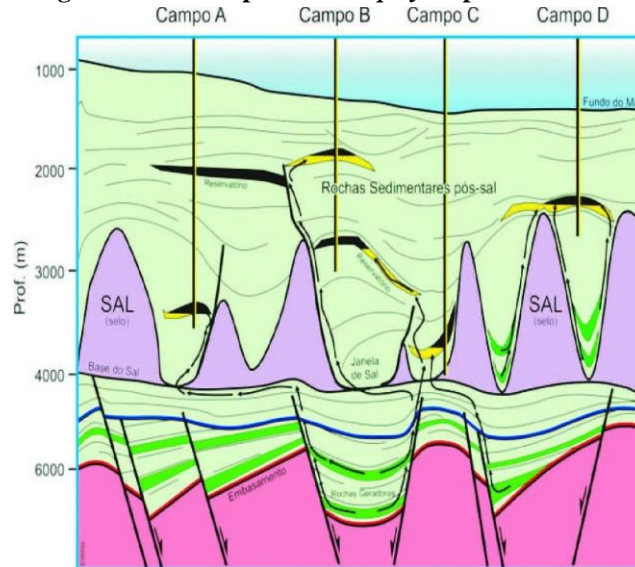
A Petrobras, em quatro vezes, foi reconhecida com o principal prêmio da indústria mundial de óleo e gás – o *Distinguished Achievement Award* da *Offshore Technology Conference* (OTC) – por suas atividades de exploração nas bacias marítimas brasileiras. Em 1992, o primeiro prêmio reconheceu o pioneirismo tecnológico no campo de Marlim (Bacia de Campos, em águas de 781 metros de profundidade). Depois, mais três prêmios: em 2001, 2015 e 2021, respectivamente, pelas inovações desenvolvidas nos campos de Roncador (Bacia de Campos, em águas de 1877 metros), Tupi e Búzios (Bacia de Santos, em águas em torno de 2000 metros). A liderança mundial em tecnologia de produção em águas profundas e ultraprofundas foi consolidada de modo incontestado.

#### **4.1. Geologia e Exploração Marítima do Pós-Sal**

Na fase inicial da exploração da margem continental brasileira, dos anos 1970 até meados dos anos 1980, o foco estava nas águas rasas da plataforma continental, onde os objetivos geológicos se concentravam em sequências deltaicas e nos reservatórios turbidíticos, com várias acumulações de petróleo descobertas na Bacia de Campos. As rochas geradoras dessas descobertas foram depositadas no início da separação continental, na fase *rifte*; os reservatórios turbidíticos foram depositados na fase *drifte*, no Cretáceo Superior e no Cenozoico, mais novos, portanto, que os depósitos salíferos. Assim se caracterizam os *plays* exploratórios do pós-sal (Figura 5).



**Figura 5 - Sistema petrolífero e *plays* exploratórios do Pós-sal.**



Fonte: Imagem cedida pela Petrobras.

A interpretação geológica de que tanto a instabilidade gravitacional de grande parte da área externa da plataforma e do talude continental como o grande aporte sedimentar proveniente do continente (fator fundamental para a movimentação salífera) poderiam causar correntes de turbidez geradoras de depósitos areníticos conduziu a exploração para as águas profundas e ultraprofundas (PETROBRAS, 1989).

O sistema petrolífero atuante em águas rasas foi, então, confirmado em águas profundas. Assim, a partir de 1984, campos gigantes foram descobertos em arenitos terciários turbidíticos e inconsolidados de alta permeabilidade na Bacia de Campos, mas com significativa participação de óleo pesado. Contudo, o grande volume descoberto propiciou o desenvolvimento de novas tecnologias para a produção dessas acumulações e para a continuidade da exploração em águas profundas. Novos equipamentos e sistemas foram pesquisados e aplicados para aquisição e processamento sísmico, perfuração e produção com poços horizontais, completação submarina, etc. Em consequência, a Petrobras tornou-se empresa líder e referência mundial na exploração e na produção petrolífera em águas profundas e ultraprofundas.

Com o avanço da tecnologia e do conhecimento adquirido com as perfurações e os levantamentos sísmicos realizados, novos conceitos geológicos foram aplicados ao acervo de dados geológicos e geofísicos, definindo novas estratégias para a exploração em águas profundas e ultraprofundas das bacias marítimas. Na Bacia de Santos, novos conceitos foram desenvolvidos pelos técnicos da Petrobras, com procedimentos inovadores e adaptados às características intrínsecas da região com lâminas d'água ultraprofundas entre 2.000 m e 3.000 m, espessuras de camadas salíferas acima de 2.000 m e reservatórios carbonáticos não convencionais sotopostos ao sal em profundidades entre 5.000 m e 7.000 m.

Nesse contexto, a região do Platô de São Paulo da Bacia de Santos tornou-se prioritária como uma nova fronteira, onde a seção pós-sal não possuía atratividade exploratória por ser pouco espessa e estar sobreposta a uma contrastante sequência evaporítica (sal) espessa, na qual a seção pré-sal poderia conter grandes acumulações de petróleo nos reservatórios profundos sotopostos ao sal. Em

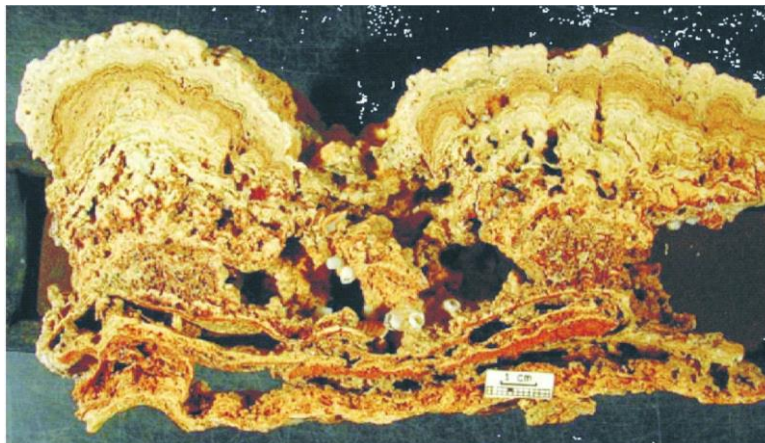
consequência, os blocos exploratórios nas águas ultraprofundas da Bacia de Santos que foram adquiridos pela Petrobras, sozinha ou com parceiras (BG, Petrogal, Shell, Chevron, Repsol, Statoil, Enterprise e YPF), nas rodadas de concessão RC-2 (2000) e RC-3 (2001) da ANP passaram a ser alvos de audaciosa campanha exploratória pioneira para avaliar o potencial petrolífero do pré-sal a mais de 300 km da costa brasileira. Audaciosa porque os desafios tecnológicos eram enormes, com características geológicas diferentes daquelas encontradas até então na exploração marítima global. Como resultado, foi alcançado o maior sucesso geológico na exploração da margem continental brasileira, em termos de volumes descobertos, e um dos maiores do mundo (MARINHO, 1989).

#### 4.2. Geologia e Exploração Marítima do Pré-Sal

O modelo geológico para a exploração do pré-sal mudou fundamentalmente no que se refere aos fatores reservatório e trapa com relação ao pós-sal. Foi mantida a concepção de geração do petróleo segundo a qual as rochas geradoras foram formadas a partir de depósitos de sedimentos ricos em matéria orgânica em ambientes anóxicos (pobres em oxigênio) de lagos confinados na fase *rifte*, no início da separação entre a América do Sul e a África.

Os reservatórios visados passaram para as rochas carbonáticas, cuja gênese está na atividade de colônias de organismos microbiais, típicos de ambientes restritos com água de alta salinidade e baixa energia, ainda na fase *rifte* da separação continental. A proliferação desses organismos acarretou a construção de estruturas biossedimentares litificadas, que crescem pelo acréscimo de lâminas de sedimentos aprisionados pela precipitação de carbonato, dando origem às rochas carbonáticas denominadas microbiólitos (Figura 6).

**Figura 6: Amostra de rocha reservatório do pré-sal.**

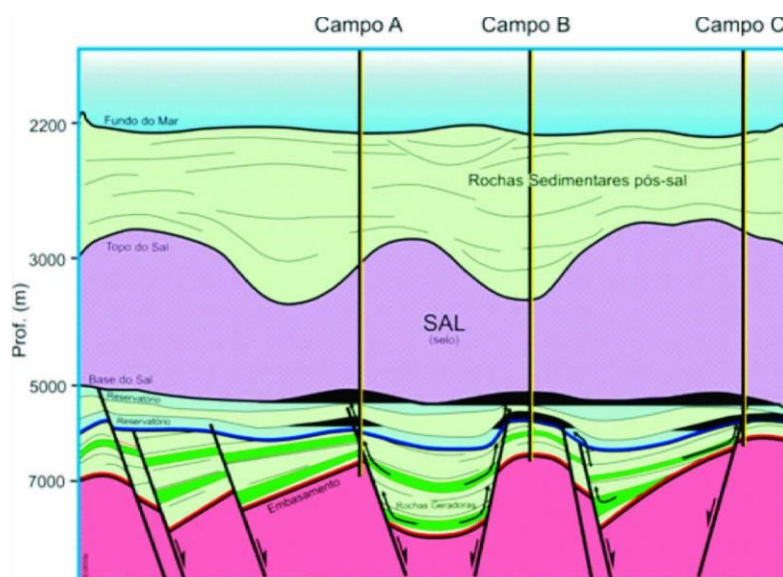


Fonte: Imagem cedida pela Petrobras.

Acima dos reservatórios carbonáticos, a precipitação de grande quantidade de sal marinho foi propiciada pelo clima quente, com forte evaporação, e pelo ambiente marinho restrito de baixa energia. Assim, com relação ao fator trapa, especificamente à rocha selante, as espessas e praticamente impermeáveis camadas evaporíticas passaram a exercer papel crucial no sistema petrolífero para as acumulações de petróleo do pré-sal (Figura 7).



**Figura 7: Sistema petrolífero e *plays* exploratórios do pré-sal.**



Fonte: Imagem cedida pela Petrobras.

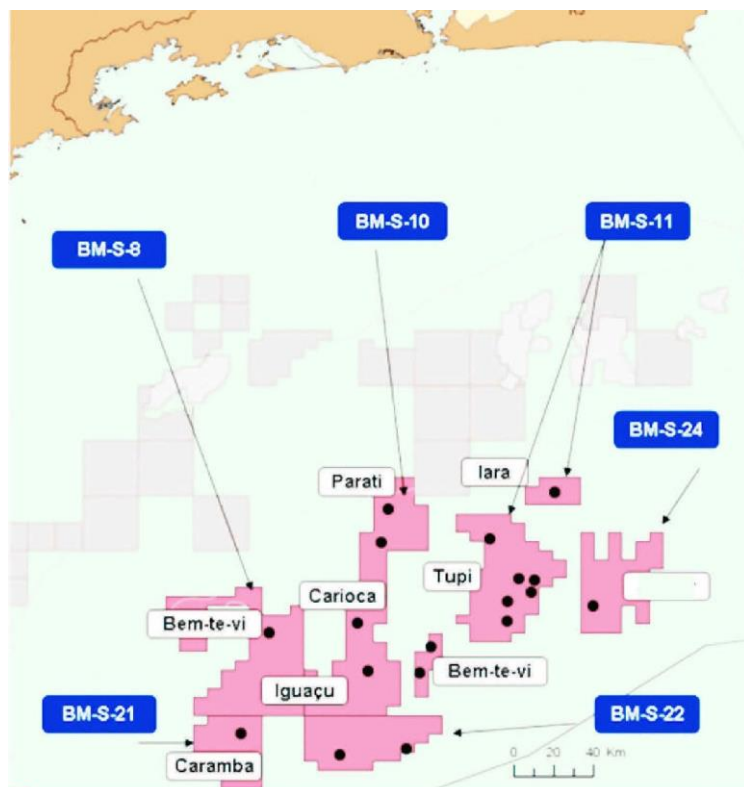
Em 2005, com base nessa concepção dos geocientistas da Petrobras, foi perfurado o primeiro poço no pré-sal brasileiro, na estrutura dômica do prospecto Parati. Assim, foi descoberta uma acumulação de petróleo com gás e condensado que, embora não fosse comercial, confirmou a existência de um sistema petrolífero ativo na região e de um novo *play* exploratório na Bacia de Santos, onde outros prospectos já estavam identificados.

Logo depois, em 2006, na perfuração do prospecto Tupi em lâmina d'água de 2.140 m, foi descoberta uma acumulação supergigante de óleo leve (30° API<sup>12</sup>) de boa qualidade, uma das maiores do mundo. Em 2021, essa acumulação alcançou a posição de segundo maior campo brasileiro de toda a história, com volume *in place* em torno de 24 bilhões de boe (barris de óleo equivalente por dia), muito próximo do maior de todos – Búzios.

A continuidade da exploração conforme esse novo modelo geológico trouxe resultados positivos também na Bacia de Campos, revelando a existência de um *superplay* de pré-sal em bacias marítimas do sudeste brasileiro, uma nova província petrolífera. No norte da Bacia de Campos, no Parque das Baleias, foi descoberta uma jazida de petróleo mais profunda no Campo de Jubarte pelo poço 1-ESS-103A, de onde se iniciou a produção de petróleo do pré-sal brasileiro em 2008, aproveitando a infraestrutura de produção dos reservatórios mais rasos no pós-sal. Todavia, foi mesmo na Bacia de Santos onde se concentraram as primeiras e maiores descobertas, numa área que ficou conhecida como *cluster* (Figura 8).

<sup>12</sup> Grau API do *American Petroleum Institute* (API): expressa a densidade relativa de um óleo ou derivado. A escala API, medida em graus, varia inversamente com a densidade relativa, isto é, quanto maior a densidade relativa, menor o grau API. O grau API é maior quando o petróleo é mais leve. Quanto maior o grau API, maior o valor do petróleo no mercado. Disponível em: <[https://www.mzweb.com.br/lead-fin/web/arquivos/LEAD\\_Glossario\\_Petro.pdf](https://www.mzweb.com.br/lead-fin/web/arquivos/LEAD_Glossario_Petro.pdf)>. Acesso em: 3 ago. 2022. (Nota do revisor).

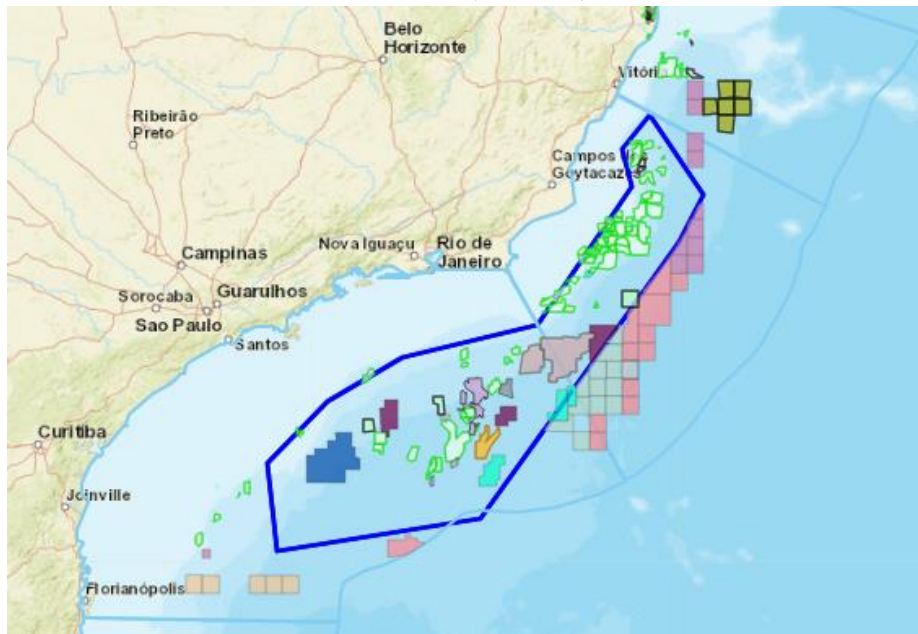
Figura 8: Blocos exploratórios com o *cluster* das primeiras descobertas no pré-sal da Bacia de Santos.



Fonte: Imagem cedida pela Petrobras.

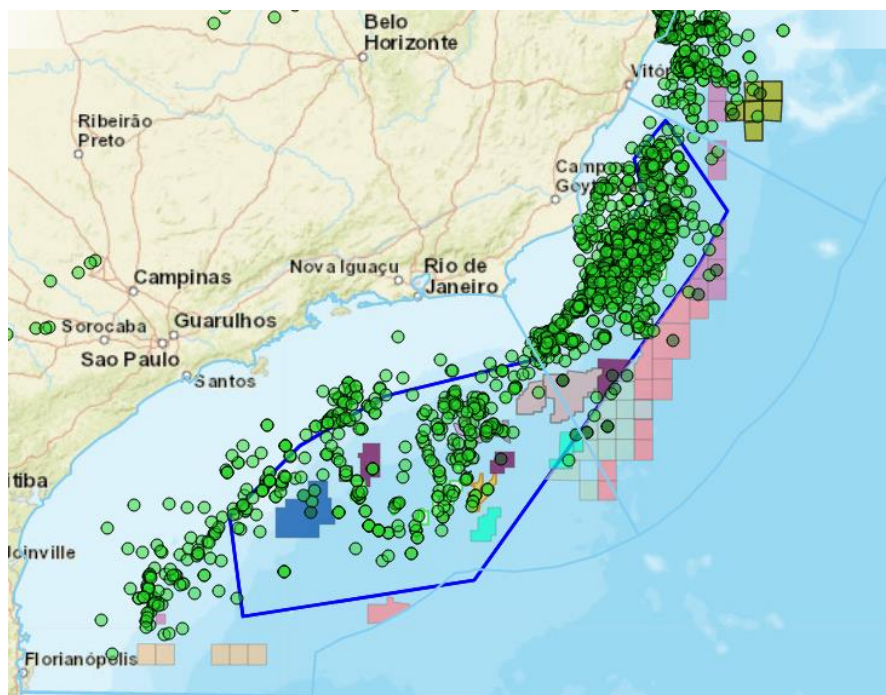
A organização das atividades de E&P no pré-sal sob o regime de partilha de produção passou a ser regulada pela Lei nº 12.351, de 2010, que definiu um polígono de 149.000 km<sup>2</sup> circunscrevendo aproximadamente o pré-sal geológico, das águas do Estado de Santa Catarina até as do Estado do Espírito Santo (PPSA, [s.d.]). Nesse polígono, há várias áreas já exploradas, blocos em fase de exploração e campos em produção, mas ainda há áreas por explorar (Figuras 9a e 9b). Contudo, pode-se dizer que os principais desafios para o desenvolvimento econômico das atividades de E&P no pré-sal foram enfrentados e vencidos com a liderança da Petrobras, que obteve, num prazo relativamente curto, informações fundamentais sobre o comportamento dos reservatórios e estabeleceu os melhores sistemas de produção, realizando uma série de testes de longa duração e pilotos de produção (TRANSPETRO, [s.d.]).

**Figura 9a: Polígono do pré-sal legal com blocos em fase de exploração (diversas rodadas em cores) e produção (em verde).**



Fonte: ANP. Disponível em: <<http://geo.anp.gov.br/mapview>>. Acesso em: 21 jul. 2022.

**Figura 9b: Polígono do pré-sal legal, com destaque para os poços exploratórios perfurados (círculos em verde).**



Fonte: ANP. Disponível em: <<http://geo.anp.gov.br/mapview>>. Acesso em: 21 jul. 2022.

Ainda que exista incerteza sobre o volume total dos recursos descobertos e não descobertos dessa nova província, somente em termos das reservas provadas já se pode verificar a pujança alcançada pelo pré-sal na história do petróleo brasileiro. De acordo com o Boletim de Reservas da ANP de 2021, com 11.152 milhões de barris de óleo equivalente, o pré-sal responde por 71% das reservas provadas brasileiras (terra e mar) e 76% das reservas marítimas (ANP, 2022b). Conforme

informado pela ANP, em maio de 2022 “a produção no pré-sal registrou um volume de 2,835 MM boe/d (milhões de barris de óleo equivalente por dia), sendo 2,239 MM boe/d de petróleo e 94,7 MM m<sup>3</sup>/d de gás natural, o que correspondeu a 76,5% da produção nacional. A produção teve origem em 128 poços”<sup>13</sup>. Para tanto, na Bacia de Santos, destacam-se os campos de Búzios, Tupi, Mero, Sururu, Atapu e Sépia, entre vários outros. Na Bacia de Campos, com volumes bem menos expressivos, destaca-se o campo de Jubarte, no Parque das Baleias, ao sul do Estado do Espírito Santo (MOURA e CARNEIRO, 1976; IEA, 2021; BRASIL, 2022).

As atividades de E&P em outras bacias marítimas brasileiras não foram paralisadas nos anos que sucederam a descoberta e o desenvolvimento do *superplay* pré-sal nas bacias de Santos e Campos. Conforme os registros das concessões da ANP, em junho de 2022, cerca de 30 blocos exploratórios estavam ativos e sendo operados por várias empresas, inclusive gigantes internacionais como a ExxonMobil e a Shell. A maioria desses blocos é da rodada de concessões RC-11 (ou *Bid* 11, de 2013): bacias da margem equatorial (Foz do Amazonas, Barreirinhas e Potiguar) e da margem leste (Sergipe-Alagoas e Espírito Santo).

A Petrobras tem operação exploratória de blocos nas bacias da Foz do Amazonas, Potiguar e Espírito Santo, mas atualmente não opera em Barreirinhas e Sergipe-Alagoas. Em 2010, com o poço 1-SES-158, a Petrobras realizou a primeira descoberta de petróleo nas águas ultraprofundas da Bacia de Sergipe-Alagoas, acumulação de Barra com óleo leve e gás, que, embora não comercial, indicou a existência de uma nova fronteira a ser explorada no pós-sal da região. No início de 2022, a ExxonMobil estava com vários blocos em operação nas águas profundas e ultraprofundas da Bacia de Sergipe-Alagoas (ANP, 2022a).

Depois do inequívoco pioneirismo e da liderança na exploração e na produção do magnífico pré-sal brasileiro, com destaque no cenário mundial da indústria do petróleo, a Petrobras pode perder a condição de única operadora a produzir petróleo na província do pré-sal. O bloco BM-S-8 (cf. Figura 8), na Bacia de Santos, foi vendido para a norueguesa Equinor<sup>14</sup> após a descoberta de Carcará pela Petrobras em 2016. O novo campo de Bacalhau tem previsão de, em breve, se tornar o primeiro a entrar em produção no pré-sal sem a participação da Petrobras<sup>15</sup>.

## 5. ATIVIDADES OPERACIONAIS NA MARGEM CONTINENTAL BRASILEIRA

A exploração e a produção de óleo e gás natural das bacias sedimentares marítimas dependem do desenvolvimento científico e tecnológico de diversas áreas, especialmente da Engenharia, para ser viabilizada operacionalmente e com segurança. O valor econômico dos produtos consumidos tem estimulado a indústria do petróleo a superar desafios em praticamente todos os ambientes do planeta e a buscar contínua melhoria nos processos envolvidos.

Quanto à segurança operacional, se nos primórdios das atividades, no Brasil e mundo afora, não havia tanta preocupação, atualmente trata-se de fator cada vez mais fundamental minimizar ao

---

<sup>13</sup> Disponível em: <[https://www.gov.br/anp/pt-br/canais\\_atendimento/imprensa/noticias-comunicados/anp-divulgados-consolidados-da-producao-de-petroleo-e-gas-em-maio](https://www.gov.br/anp/pt-br/canais_atendimento/imprensa/noticias-comunicados/anp-divulgados-consolidados-da-producao-de-petroleo-e-gas-em-maio)>. Acesso em: 25 jul. 2022.

<sup>14</sup> No início de 2022, de acordo com a ANP (2022a), o Campo de Bacalhau tinha a participação da ExxonMobil (40%) e da Petrogal (20%), além da operadora Equinor (40%).

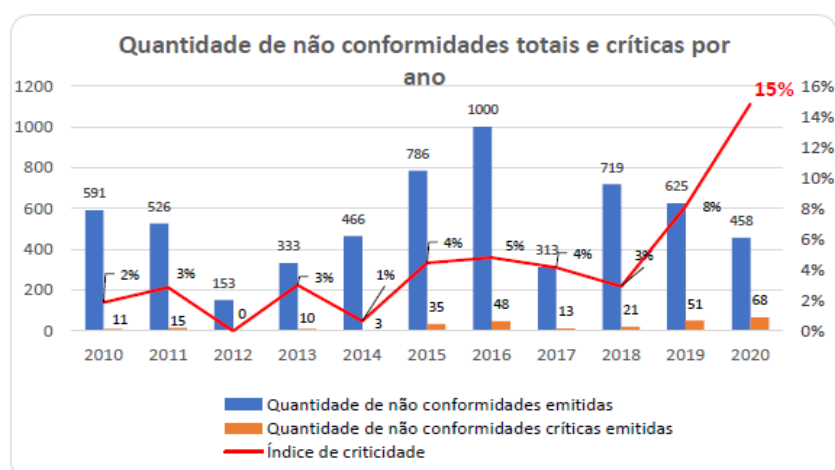
<sup>15</sup> Fonte: Portal EPBR. Disponível em: <<https://epbr.com.br/investimento-total-no-campo-de-bacalhau-e-estimado-em-us-8-bilhoes/>>. Acesso em: 25 jul. 2022.

extremo os níveis de risco de acidentes e suas graves consequências em termos de danos pessoais e ambientais.

No caso brasileiro, órgãos públicos como a ANP, a Marinha e o Ministério Público desempenham papel indispensável na fiscalização das operações marítimas, desde a fase inicial da exploração – nos levantamentos sísmicos e na perfuração dos primeiros poços – até a fase final do transporte do óleo e do gás natural. Embora sejam pouco frequentes, não conformidades, interdições de equipamentos e acidentes ocorrem. Em recente relatório da ANP sobre segurança operacional na E&P (COELHO, 2021), foram apontadas sete interdições<sup>16</sup> de plataformas em operação na Bacia de Campos, sendo três da Petrobras (P-20, PGP-1 e PNA-2) e quatro da Trident Energy<sup>17</sup> (P-8, PCE-1, PPM-1 e P-65). Em 2021, a plataforma P-65 causou um grave acidente ambiental, com vazamento e queima de óleo e gás no mar.

A Figura 10 indica aumento no índice de criticidade em 2019 e 2020 com relação à série histórica; embora essa figura se refira às atividades no Brasil, considera-se indicação válida para o ambiente marítimo.

**Figura 10: Histórico de não conformidades da E&P.**



Fonte: ANP – Coelho (2021).

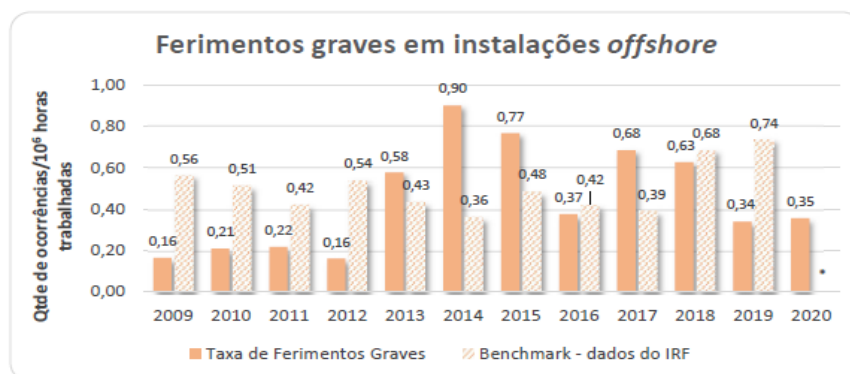
A Figura 11 evidencia que a taxa de ferimentos graves nas operações marítimas é menor do que o *benchmark* (referência) utilizado pela ANP na maior parte dos anos da série histórica desde 2009. Pontos observados que requerem atenção para a melhoria da segurança nas operações marítimas de E&P (*offshore*) são: o aumento da descarga de diesel no mar em testes de longa duração (TLD), a não incorporação de lições aprendidas com incidentes, o aumento da quantidade de não conformidades críticas, os princípios de incêndio, o abandono de poços e as consequências da transferência de ativos (COELHO, 2021).

<sup>16</sup> As interdições da ANP nas plataformas da Trident e da Petrobras foram noticiadas pela publicação *Petróleo Hoje* em 18 dez. 2020. Disponível em: <<https://petroleohoje.editorabrasilenergia.com.br/plataformas-da-trident-energy-interditadas/>>. Acesso em: 13 jul. 2022.

<sup>17</sup> Em 2019, a Petrobras vendeu os campos dos Polos Pampo e Enchova, na Bacia de Campos, para a Trident Energy, juntamente com as plataformas P-8, PCE-1, PPM-1 e P-65. Fonte: Portal EPBR. Disponível em: <<https://epbr.com.br/>>. Acesso em: 20 jul. 2022.



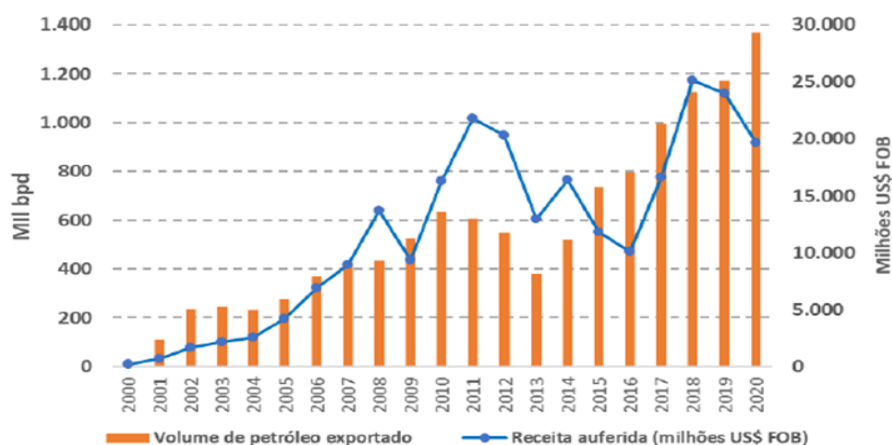
**Figura 11: Histórico de acidentes pessoais na E&P marítima.**



Fonte: ANP – Coelho (2021).

Desde meados do século XX, o Brasil participa do comércio internacional de petróleo e derivados como importador para o abastecimento nacional e, desde o início deste século, também como país exportador de petróleo. A Figura 12 mostra um aumento das exportações (em torno de 10 vezes) entre os anos 2000 e 2020, alcançando 1,37 milhão de barris de petróleo por dia (bpd). A participação do Brasil no mercado mundial de exportação de petróleo duplicou em uma década, entre 2011 e 2020 (de 1,6% para 3,2%), em grande parte devido ao aumento nas atividades de E&P no mar (EPE, 2021).

**Figura 12: Histórico do volume (e da receita) da exportação brasileira de petróleo bruto.**



Fonte: EPE (2021).

Para o transporte marítimo do petróleo nesse comércio internacional, a Petrobras exerceu e ainda exerce papel fundamental. A origem está na Frota Nacional de Petroleiros (Fronape), criada por lei, em 1950, quando o Brasil precisava de navios para importar gasolina, óleo diesel, óleo combustível e querosene. Em 1953, a Fronape passou a fazer parte da recém-criada Petrobras e, em 1998, a subsidiária Transpetro incorporou as embarcações e a estrutura administrativa da frota de navios.

A frota petroleira da Petrobras foi a primeira do mundo a obter, em 1998, o certificado ambiental ISO 14001, concedido pelo *Bureau Veritas Quality International* em reconhecimento ao excelente nível de segurança das operações<sup>18</sup>. Em 2020, foi alcançado o melhor resultado na série histórica da Taxa de Acidentados Registráveis (TAR), principal índice de segurança. Em 2021, de um total de 37 navios, a Transpetro registrava 19 navios petroleiros para transporte de óleo cru, nas categorias Suezmax, Aframax e Panamax, com 12, 4 e 3 navios, respectivamente; desses, 13 foram fabricados no Brasil entre 2012 e 2018 (CETESB, [2013]; TRANSPETRO, [s.d.], 2021).

## 5.1 Reconhecimento da Margem Continental Brasileira

No início dos anos 1970, quando as atividades de E&P nas bacias terrestres brasileiras já não alimentavam grande expectativa de abastecimento das necessidades de petróleo do Brasil, foi iniciado o Projeto Remac (Reconhecimento da Margem Continental Brasileira), pioneiro e de grande importância, em parceria entre o Ministério da Marinha (Diretoria de Hidrografia e Navegação), o Ministério de Minas e Energia (Petrobrás, CPRM e DNPM) e o CNPQ.

Nos anos 1980, o Remac foi substituído pelo Leplac (Plano de Levantamento da Plataforma Continental Brasileira), que continua em ação sob a coordenação da Marinha (Secirm) com o propósito de “estabelecer o limite exterior da nossa Plataforma Continental no seu enfoque jurídico, ou seja, determinar a área marítima, além das 200 milhas, na qual o Brasil exercerá direitos de soberania para a exploração e o aproveitamento dos recursos naturais do leito e do subsolo marinho”<sup>19</sup>. “A margem continental compreende o prolongamento submerso da massa terrestre do Estado costeiro e é constituída pelo prolongamento submerso da massa terrestre do Estado costeiro e é constituída pelo leito e subsolo da plataforma continental, pelo talude e pela elevação continental” (BRASIL, [s.d.]), conforme mostra a Figura 13.

**Figura 13: Definições que envolvem a Margem Continental Brasileira.**



Fonte: Leplac (BRASIL, [s.d.]).

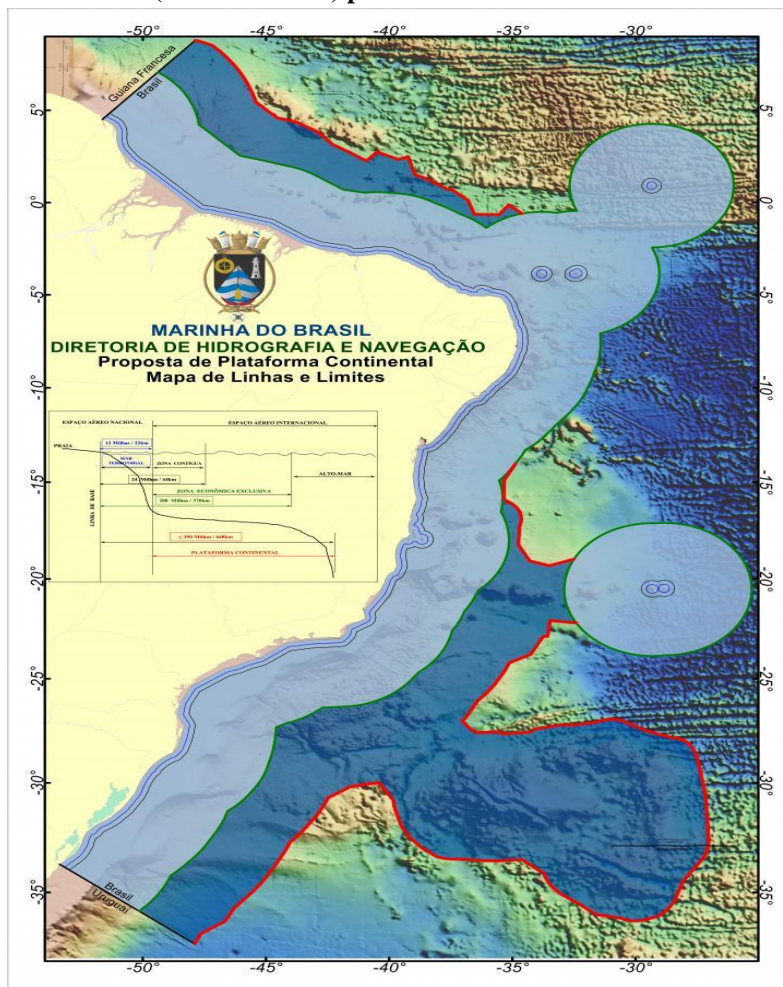
<sup>18</sup> O acidente de vazamento de óleo cru ocorrido na costa nordeste brasileira em 2019 foi amplamente repercutido nas mídias. A Petrobras, altamente capacitada na identificação de tipos e origens dos óleos, especialmente no Laboratório de Geoquímica do Cenpes, ajudou a elucidar o caso, que teria sido causado, segundo a Polícia Federal, por um navio petroleiro que navegava a partir da Venezuela. Disponível em: <[https://pt.wikipedia.org/wiki/Vazamento\\_de\\_óleo\\_no\\_Brasil\\_em\\_2019](https://pt.wikipedia.org/wiki/Vazamento_de_óleo_no_Brasil_em_2019)>. Acesso em: 14 jul. 2022.

<sup>19</sup> Esse assunto é tratado em detalhes no Capítulo I – Direito do Mar. (Nota do revisor).

Como expressivo resultado de esforço recente<sup>20</sup>, em 2019 a Comissão de Limites da Plataforma Continental da ONU (CLPC) aprovou a proposta brasileira da margem da Região Sul, estendendo em 170.000 km<sup>2</sup> a Plataforma Continental Jurídica (PCJ) na costa do Rio Grande do Sul, além da Bacia de Pelotas. Nessa extensão, há indicações de recursos minerais em nódulos polimetálicos (BRASIL, 2021). Essa foi a mais uma vitória relativa às submissões complementares para o aumento da chamada Amazônia Azul, área marítima de aproximadamente 4,3 milhões de km<sup>2</sup> (em 2021) na qual há o direito de exploração econômica exclusiva do Brasil.

Outras duas regiões estão sendo pleiteadas na ONU: a Margem Equatorial e a Margem Oriental/Meridional. Caso sejam aprovadas, a Amazônia Azul alcançaria cerca de 5,7 milhões de km<sup>2</sup>. As Figuras 14a e 14b mostram essas três regiões marítimas.

**Figura 14a: Propostas do Brasil (em azul escuro) para a extensão da Plataforma Continental Jurídica (PCJ).**



Fonte: Secirm – Leplac (BRASIL, [s.d.])

<sup>20</sup> A proposta inicial do Brasil foi apresentada em 2004, solicitando a extensão de 965.000 km<sup>2</sup>; em 2007, a CLPC aprovou uma extensão de 765.000 km<sup>2</sup>. Para mais detalhes, ver Capítulo I. (Nota do revisor).



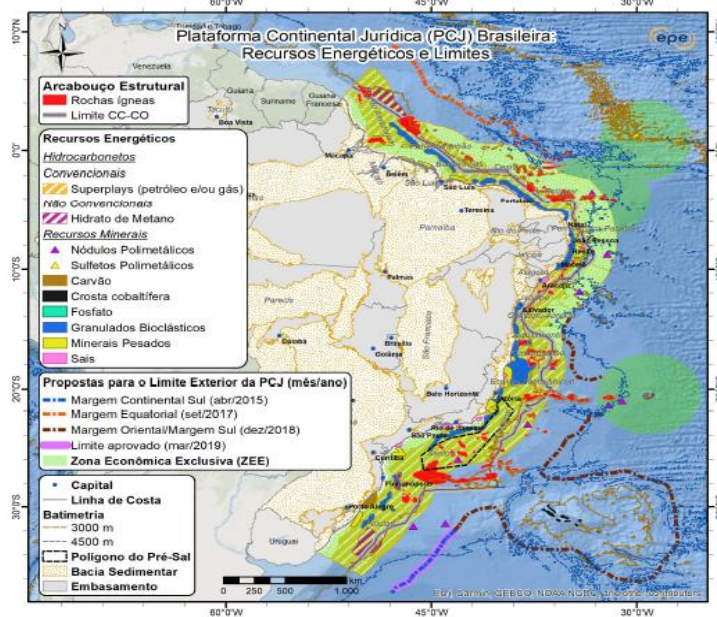
**Figura 14b: Cronologia das propostas do Brasil para a extensão da Plataforma Continental Jurídica (PCJ).**



Fonte: MME/EPE (BRASIL, 2019)

A proposta da Margem Equatorial foi encaminhada à ONU em 2017, mas sua análise foi paralisada em 2020 por causa da pandemia do Covid-19. A proposta da Margem Oriental/Meridional, que inclui a Elevação do Rio Grande (ERG), foi encaminhada à ONU em fins de 2018. Porém, com a paralisação da análise da Margem Equatorial, a previsão é que seja analisada a partir de 2024 (BRASIL, [s.d.]). A Figura 15, a seguir, mostra os limites e os recursos energéticos da PCJ atual e estendida.

**Figura 15: Propostas do Brasil para a extensão da Plataforma Continental Jurídica (PCJ) e recursos energéticos.**



Fonte: MME/EPE (BRASIL, 2021)

A ERG tem despertado interesse científico desde os anos 1960, quando foram realizadas expedições com levantamentos sísmicos e perfurações de poços pelo *Deep Sea Drilling Project* (DSDP). Leyden et al. (1971) registram os primeiros estudos fazendo referência à ERG e, ao longo dos anos, a região continuou sendo alvo de diversas pesquisas. Em 2021, foi divulgado um trabalho inédito no 50º Congresso Brasileiro de Geologia sobre a natureza crustal da ERG, no qual é registrada a interpretação de que possa existir um fragmento continental no embasamento da Bacia do Platô de Rio Grande (BPRG), podendo ser parte de um “microcontinente”, e que “parte da provável crosta continental da BPRG” pode conter sequências sedimentares gondwânicas correlatas às da Bacia do Paraná (SILVA et al., 2021). A região tem despertado interesse devido ao potencial de recursos minerais (crostas cobaltíferas) e de hidrocarbonetos, sinal indicativo de que as atividades oceânicas na costa brasileira deverão ser palco de muitas atividades nos próximos anos.

## 6. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este capítulo aborda, de modo sucinto, aspectos fundamentais de cerca de meio século de história de atividades de E&P nas bacias marítimas brasileiras, com ênfase na exploração, que é o início da cadeia produtiva da indústria do petróleo. A primeira parte dessa história foi marcada pela exclusividade e pelo pioneirismo da Petrobras, que explorou e produziu, com excelência, nas bacias sedimentares das margens leste e equatorial brasileira (PETROBRAS, [s.d.]; BP, 2021).

Na segunda parte da história, iniciada no final dos anos 1990 com a Lei do Petróleo, outras empresas, principalmente estrangeiras, passaram a operar em E&P, com crescente aumento de relevância dentro do setor de petróleo no mar. Contudo, a Petrobras continuou a ser a empresa mais importante de E&P nas bacias marítimas brasileiras, tendo em vista a descoberta e o início da produção do pré-sal.

Na esfera do Ministério de Minas e Energia (MME), além da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) fundada em 1998, duas novas empresas estatais foram criadas com atribuições no segmento de E&P: a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), em 2004, para o planejamento energético nacional; e a Pré-Sal Petróleo S.A. (Empresa Brasileira de Petróleo e Gás Natural S.A. – PPSA), em 2013, para administrar os interesses da União no pré-sal.

Considerando que o último Plano Plurianual de Geologia e Geofísica – PPGG (PPA 2015-2018) coordenado pela ANP não enfatizou as bacias marítimas, pois teve o foco nas bacias terrestres<sup>21</sup>, e que a Margem Oriental/Meridional pleiteada na ONU para extensão da Zona Econômica Exclusiva precisa ser geologicamente mais conhecida, especialmente na região da Elevação do Rio Grande, pode-se dizer que uma eficaz parceria estratégica de agentes com interesses e atribuições institucionais em comum – Secirm (Leplac), Petrobras, SGB<sup>22</sup>, ANP e EPE – poderá viabilizar ações com valiosas implicações no longo prazo para o Estado brasileiro. A perfuração de

---

<sup>21</sup> Fonte: ANP (atualização de 24 nov. 2021). Disponível em: <[https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/estudos-geologicos-e-geofisicos/copy\\_of\\_apresentacao](https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/estudos-geologicos-e-geofisicos/copy_of_apresentacao)>. Acesso em: 19 jul. 2022.

<sup>22</sup> O Serviço Geológico do Brasil / Companhia de Pesquisa de Recursos Minerais (SGB/CPRM), por meio de sua Divisão de Geologia Marinha, tem sido fundamental na evolução do conhecimento oceanográfico, econômico, mineral e geológico da margem continental brasileira, inclusive no que tange às áreas internacionais adjacentes.

um poço estratigráfico na provável Bacia do Platô de Rio Grande poderá trazer informações fundamentais quanto ao potencial econômico da região. Tomando como referência as indicações de recente estudo da EPE sobre a importância petrolífera de áreas sedimentares, feitas com base em diversos argumentos, entre os quais o da necessidade de conhecimento, especialmente em águas ultraprofundas, devem fazer parte desse plano as seguintes bacias: Foz do Amazonas, Pará-Maranhão, Sergipe-Alagoas, Jacuípe, Camamu-Almada, Campos e Santos, no sentido da extensão da Plataforma Continental Jurídica Brasileira (BRASIL, 2021).

Nos últimos anos, a sociedade industrializada, principalmente nos países mais desenvolvidos, tem se tornado mais reticente ao padrão de consumo de produtos cuja fonte energética é fortemente dependente de combustíveis fósseis, como carvão, óleo e gás, por razões ambientais, climáticas, geopolíticas e de sustentabilidade. É uma transição energética que tem visado alternativas ao petróleo. Por outro lado, os investimentos para E&P no mar são, em geral, de alto valor e com retorno em longo prazo. Portanto, as decisões estratégicas dos principais agentes de E&P no Brasil devem considerar, cada vez mais significativamente, o processo de planejamento energético nacional de longo prazo, no qual a EPE exerce papel institucional fundamental.

Espera-se que os sucessos alcançados e a alcançar pela exploração e produção de petróleo nas bacias marítimas brasileiras sejam bem administrados pelos agentes responsáveis de maneira a cooperar significativamente com o desenvolvimento social, econômico e ambiental do País.

## 7. SUGESTÕES

Quanto ao futuro, seguem pontos de sugestão para reflexão e possível encaminhamento de decisões por parte dos brasileiros responsáveis pela condução desse assunto de interesse público, diante do histórico de meio século de atividades de E&P nas bacias marítimas brasileiras e com vistas ao longo prazo do setor de petróleo e gás.

- **FORTALECER** a Petrobras como a empresa de referência técnica do Estado e da sociedade brasileira para as atividades de E&P nas bacias marítimas.
- **APOIAR** as ações da ANP que visem aos investimentos em inovações e aprimoramentos de tecnologias de exploração e produção de petróleo, com ênfase nas áreas pouco exploradas e de alto risco, bem como em formação e capacitação de pessoal técnico para as atividades decorrentes desses investimentos.
- **ESTIMULAR** os programas, projetos e iniciativas que possam viabilizar a Plataforma Continental Estendida<sup>23</sup> brasileira, a exploração e a produção de óleo e gás natural e de recursos naturais associados no leito e no subsolo marinho, com plena segurança e defesa do direito de soberania nacional.
- **ACENTUAR** a necessidade de vigilância para prevenção e responsabilização de acidentes ecológicos no ambiente marinho, nas atividades de exploração, produção e transporte de óleo e gás natural.

---

<sup>23</sup> Embora a Convenção das Nações Unidas Sobre o Direito do Mar (CNUDM) registre apenas o termo plataforma continental, sem qualquer adjetivação, para distingui-lo do mesmo termo, na sua acepção geológica, costuma-se atribuir ao termo plataforma continental da Convenção as adjetivações “Estendida, Externa, Jurídica ou Legal”. Por Jairo Marcondes de Souza, Jul. 2019. Disponível em: <<https://epbr.com.br/revisitando-a-plataforma-continental-estendida-externa-juridica-ou-legal-do-brasil/>>. Acesso em: 31 jul. 2022. (Nota do revisor).

- **DESENVOLVER** um novo Plano Plurianual de Geologia e Geofísica para as bacias marítimas, com prioridade para as áreas de maior necessidade de conhecimento.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. CAMPOS, C.W.M. 1997. Sumário da História da Exploração de Petróleo no Brasil. **Boletim da Associação Brasileira de Geólogos de Petróleo**, nº 1.1, 1997.
2. CARMINATTI, M.; DIAS, J. L.; WOLFF, B. From turbidites to carbonates: breaking paradigms in deep waters. In: **Proceedings. Annual Offshore Technology Conference**, v.3, p. 1807-1813. Texas, 2009.
3. DIAS, J. L. M.; QUAGLINO, M. A. **A questão do petróleo no Brasil: uma história da Petrobrás**. Rio de Janeiro: Ed. Fundação Getúlio Vargas, 1993. 253 p. il.
4. GABRIELLI, J. S. **Pré-sal e o Desenvolvimento Sustentável**. Palestra proferida no Instituto Ethos – São Paulo, 11 maio 2010. Disponível em: <<https://pt.slideshare.net/petrobrasri/pre-sal-desenvolvimentosustentavelethos>>. Acesso em: 25 jul. 2022.
5. HELMS, T.M. 2010. **Exciting New Discoveries Offshore Brazil**. Apresentação no Money Show – Orlando (Flórida), fev. 2010. <<https://www.slideshare.net/petrobrasri/060210-exciting-new-discoveries-offshore-brazil>> . Acesso em: 25 jul. 2022.
6. MAGOON, L. B.; DOW, W.G. The Petroleum System. In: MAGOON, L.B.; DOW, W. G. (eds.). **The petroleum system: from source to trap**. American Association of Petroleum Geologists Memoir 60, p. 3-24, 1994.
7. MARINHO JR., I. P. **Petróleo: Política e Poder**. Rio de Janeiro: Ed. José Olympio, 1989.
8. MILANI, E. J.; BRANDÃO, J. A. S. L.; ZALÁN, P.V.; GAMBOA, L. A. P. Petróleo na Margem Continental Brasileira: geologia, exploração, resultados e perspectivas. **Brazilian Journal of Geophysics**, v. 18(3), p. 351-396, 2000.
9. BRASIL. Ministério de Minas e Energia. **Novo marco regulatório – pré-sal e áreas estratégicas**. [2010]. Disponível em: <<http://antigo.mme.gov.br/documents/36212/447336/marcoregulatorio.pdf/5e894898-1eec-ef09-36ef-79b52b841d38>>. Acesso em: 25 jul. 2022.
10. MOHRIAK, W. U. Recursos energéticos associados à ativação tectônica mesozóico-cenozóica da América do Sul. In: MANTESSO-NETO, V.; BARTORELLI, A.; CARNEIRO, C. D. R.; BRITO-NEVES, B. B. (Org.). **Geologia do Continente Sul-Americano: Evolução da Obra de Fernando Flávio Marques de Almeida**. São Paulo: Beca Produções Culturais Ltda. 2004. p. 293-319. Disponível em: <<https://geologia.ufc.br/wp-content/uploads/2016/02/geologia-do-continent.pdf>>. Acesso em: 25 jul. 2022.
11. MOURA, P.; CARNEIRO, F. **Em busca do Petróleo Brasileiro**. Ouro Preto: Fundação Gorceix, 1976.
12. PETROBRAS. **Exploração e Produção de Petróleo e Gás – Pré-Sal**. 2009. Disponível em: <<https://petrobras.com.br/pt/nossas-atividades/areas-de-atuacao/exploracao-e-producao-de-petroleo-e-gas/pre-sal/>>. Acesso em: 25 jul. 2022.

13. História da Petrobras. Disponível em: [www.petrobras.com.br](http://www.petrobras.com.br). Acesso em: 11 maio 2010.14. PETROBRAS. Modelo Regulatório de Exploração e Produção – pré-sal e áreas estratégicas. Palestra de José Sergio Gabrielli de Azevedo [s.d.]. Disponível em: <http://sinaval.org.br/wp-content/uploads/Sinaval-Marco-PreSal.pdf>>. Acesso em: 25 jul. 2022.
15. Atuação no pré-sal. Disponível em: <http://www.petrobras.com.br/pt/energia-e-tecnologia/fontes-de-energia/petroleo/presal>>. Acesso em: 10 fev. 2013, 2012
16. Volume recuperável do pré-sal supera produção acumulada nos 58 anos da Petrobras. Disponível em: <http://fatosedados.blogspot.com.br/2012/09/20/volume-recuperavel-do-pre-sal-supera-producao-acumulada-nos-58-anos-da-petrobras>, 2012.
17. PETROBRÁS. Serviço de Comunicação Social (Sercom). **50 Anos de Petróleo no Brasil**. 1989.
18. SOUZA, R.G. **Petróleo: história das descobertas e o potencial brasileiro**. Niterói: Ed. Muiraquitã, 1997.
19. TRANSPETRO. **Transporte Marítimo**. Disponível em <https://www.transpetro.com.br/transpetro-institucional/nossas-atividades/transporte-maritimo.htm>>. Acesso em: 25 jul. 2022.
20. ZALÁN, P.V. Evolução fanerozóica das bacias sedimentares brasileiras. In: V. MANTESSONETO, V.; A. BARTORELLI, A.; CARNEIRO C. D. R.; BRITO-NEVES B. B. (Org.). **Geologia do Continente Sul-Americano: Evolução da Obra de Fernando Flávio Marques de Almeida**. São Paulo: Beca Produções Culturais Ltda., 2004. p. 595-612. Disponível em: <https://geologia.ufc.br/wp-content/uploads/2016/02/geologia-do-continente.pdf>>. Acesso em: 25 jul. 2022.
21. BP. **Statistical Review of World Energy**, 2021. 70<sup>th</sup> edition. Disponível em: <https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html>>. Acesso em: 25 jul. 2022.
22. INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA). **World Energy Outlook**, 2021. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2021>>. Acesso em: 25 jul. 2022.
23. BRASIL. Ministério de Minas e Energia (MME). Empresa de Pesquisa Energética (EPE). **Plano Decenal de Expansão de Energia 2031**. Brasília: MME/EPE, 2022. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2031>>. Acesso em: 25 jul. 2022.
24. AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (ANP). **Exploração e Produção de Óleo e Gás**. Jul. 2022a. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas>>. Acesso em: 16 abr. 2022.
25. AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (ANP). Superintendência de Desenvolvimento e Produção. **Boletim de Recursos e Reservas de Petróleo e Gás Natural 2021**. Mar. 2022b. Disponível em: [https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/dados-estatisticos/arquivos-reservas-nacionais-de-petroleo-e-gas-natural/boletim\\_reservas\\_2021.pdf](https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/dados-estatisticos/arquivos-reservas-nacionais-de-petroleo-e-gas-natural/boletim_reservas_2021.pdf)>. Acesso em: 6 maio 2022.

26. COMPANHIA AMBIENTAL DO ESTADO DE SÃO PAULO (CETESB). **Breve história do petróleo no Brasil e em São Paulo e principais acidentes**. [2013]. Disponível em: <<https://cetesb.sp.gov.br/emergencias-quimicas/wp-content/uploads/sites/22/2013/12/Principais-Acidentes-Brasil-.pdf>>. Acesso em: 9 maio 2022.
27. TOLMASQUIM, M. T.; PINTO JUNIOR, H. Q. (Org.). **Marcos Regulatórios da Indústria Mundial do Petróleo**. Empresa de Pesquisa Energética (EPE). 1. ed. Rio de Janeiro: Synergia Editora, 2011. 322 p.
28. PETROBRAS. Portal do Investidor. **Dados de exploração e produção**. Disponível em: <<https://www.investidorpetrobras.com.br/>>. Acesso em: 16 jul. 2022.
29. PRÉ-SAL PETRÓLEO (PPSA). **O Pré-Sal – Características**. Disponível em: <<https://www.presalpetroleo.gov.br/ppsa/o-pre-sal/caracteristicas>>. Acesso em: 16 jul. 2022.
30. COELHO, D. G. **Desempenho em Segurança Operacional na E&P e Desafios para melhoria contínua**. ANP. Palestra no IX Workshop de Segurança Operacional e Meio Ambiente (IX SOMA). Out. 2021. Disponível em: <<https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-contenido/apresentacoes-palestras/2021/arquivos/arquivos-ix-soma-2021/desempenho-seguranca-operacional-desafios-melhoria-continua.pdf>>. Acesso em 12 jul. 2022.
31. EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Indicadores de Monitoramento da Política de E&P**. Informe DPG nº 01/21. Nov. 2021. Disponível em: <[https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-636/Informe%20Indicadores%20Monitoramento%20Política%20EP\\_V3.pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-636/Informe%20Indicadores%20Monitoramento%20Política%20EP_V3.pdf)>. Acesso em: 12 jul. 2022.
32. TRANSPETRO. **Precursora da Petrobras e da Transpetro, Fronape completa 71 anos**. Ago. 2021. Disponível em: <<https://transpetro.com.br/transpetro-institucional/noticias/precursora-da-petrobras-e-da-transpetro-fronape-completa-71-anos.htm>>. Acesso em: 14 jul. 2022.
33. BRASIL. Marinha do Brasil. Secretaria da Comissão Interministerial para os Recursos do Mar (Secirm). **Plano de Levantamento da Plataforma Continental Brasileira (Leplac)**. [s.d.]. Disponível em: <<https://www.marinha.mil.br/secirm/pt-br/leplac>>. Acesso em: 14 jul. 2022.
34. BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. **Zoneamento Nacional dos Recursos de Óleo e Gás 2019**. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/zoneamento-nacional-de-recursos-de-oleo-e-gas-2017-2019>>. Acesso em: 25 jul. 2022.
35. BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. **Zoneamento Nacional dos Recursos de Óleo e Gás 2021**. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/zoneamento-nacional-de-recursos-de-oleo-e-gas-2019-2021>>. Acesso em: 25 jul. 2022.
36. LEYDEN, R.; LUDWIG, W. J.; EWING, M. Structure of Continental Margin off Punta del Este, Uruguay, and Rio de Janeiro, Brazil. **AAPG Bulletin**, v. 55, n. 12, December 1971, p. 2161-2173.
37. SILVA, R. R.; DEHLER, N. M.; RIGOTI, C. A.; et al. A natureza crustal da Elevação do Rio Grande à luz dos dados geológicos, geofísicos e de análogos em margens vulcânicas. 50º

Congresso Brasileiro de Geologia – Geologia e Sociedade: Construindo pontes para um planeta sustentável. 2021. **Anais...**, v. 2, p. 526. Disponível em: <[https://50cbg.com/wp-content/uploads/2021/07/50°CBG\\_Anais-Volume-2.pdf](https://50cbg.com/wp-content/uploads/2021/07/50°CBG_Anais-Volume-2.pdf)>. Acesso em: 25 jul. 2022.