

O MEIO AMBIENTE E A EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE ÓLEO E GÁS NATURAL NA MARGEM EQUATORIAL BRASILEIRA

Yasmim de F. Santos Mateus (Engenharia de Petróleo/Labecopet/Poli/UFRJ)
Rosemarie Bröker Bone (Labecopet/Poli/UFRJ)

Resumo

A Margem Equatorial (ME) brasileira abrange desde o estado do Amapá até o Rio Grande do Norte e possui cinco bacias sedimentares: Foz do Amazonas, Pará-Maranhão, Barreirinhas, Ceará e Potiguar. No total existem trinta e quatro blocos na ME sendo nove blocos na Foz do Amazonas; cinco blocos no Pará-Maranhão; onze blocos em Barreirinhas; Ceará não possui blocos descobertos; Potiguar *offshore* possui 9 blocos, sendo 5 em produção. Os poços exploratórios nas bacias da margem equatorial somam 452. As atividades exploratórias na região iniciaram nos anos 2000, porém, o foco principal foi em águas rasas nos campos das bacias Foz do Amazonas, Pará-Maranhão, Barreirinhas, Ceará e Potiguar. Após as descobertas em Suriname e Guiana, estudos foram iniciados sobre a possibilidade de a ME brasileira conter hidrocarbonetos de magnitude suficiente para conseguir manter a autossuficiência energética do Brasil. Conjuntamente, existe um debate sobre os possíveis danos ambientais que podem ocorrer pela atividade de exploração e produção (E&P) na ME brasileira. Diante disso, o artigo tem como objetivo estudar as bacias localizadas na ME brasileira e os possíveis impactos ambientais vindos da atividade petrolífera. O artigo foi dividido em 3 seções, além da introdução e conclusão. Na segunda seção estudou-se o mapeamento da ME brasileira, com destaque as fronteiras e bacias sedimentares. Na terceira seção detalhou-se as cinco bacias, apresentando dados e seu potencial com base em estudos já realizados. A quarta seção apresentou-se o estudo do órgão ambiental WWF Brasil e da empresa Petrobras sobre os impactos da atividade de E&P na margem equatorial e os possíveis impactos e/ou planos de contingência. A metodologia utilizada é descritiva e exploratória e o período de análise abrangeu os anos de 2000 a 2025 e as principais fontes de pesquisa envolveram os entes citados e pesquisadores. Concluiu-se que as bacias participaram ativamente das Rodadas de Licitação da ANP; porém, não tiveram o sucesso exploratório esperado. A exceção são os blocos da bacia Potiguar. A bacia Potiguar se encontra na porção leste da ME brasileira, sendo a maior parte localizada no estado do Rio Grande do Norte e uma pequena parte no estado do Ceará. É produtora de petróleo *onshore* e *offshore*, com graus API de 33º e 43º, respectivamente, com a exploração de hidrocarbonetos iniciada em 1949. A E&P encontra-se principalmente *onshore*. Participou das rodadas de licitação e possui 85 campos de produção e em desenvolvimento. Especificamente com relação a ME, viu-se que as licenças prévias para a E&P em águas profundas, mais especificamente para o bloco FZA-M-059, foram expedidas pelos órgãos responsáveis em 20 de outubro de 2025. Diante da licença, as preocupações com os impactos causados por atividades de E&P ganham força. O *World Wide Fund* Brasil presentou estudo em 2022 com ênfase na região da Margem Equatorial, quando a classificou como de “grande ou média sensibilidade”. Em um mapeamento realizado pelo órgão é afirmado que no caso de um vazamento, a probabilidade de o óleo atingir o litoral da Guiana Francesa seria de 90-100% e de 80-90%, o litoral da Guiana, Suriname e até mesmo da Venezuela. A

Petrobras, principal interessada na atividade de exploração na ME brasileira, apresenta soluções e métodos de contenção de vazamentos vindos da experiência na exploração em águas profundas do pré-sal brasileiro. A empresa possui projetos socioambientais que buscam a prevenção, mitigação, recuperação ou compensação de impactos por atividades petrolíferas, como a *Iniciativa Floresta Viva* (reflorestamento para a conservação ambiental e um estímulo à economia local). A despeito dos estudos realizados por empresas e órgãos ambientais, nota-se que ainda há um desconhecimento do potencial das bacias na porção *offshore*, bem como dos impactos da E&P na área.

Palavras-chaves: Brasil, Margem Equatorial, E&P, meio ambiente, acidentes.

1. Introdução

As atividades de exploração e produção (E&P) de óleo e gás natural na margem equatorial (ME) brasileira ocorrem desde os anos 2000. Porém, as licitações na Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) com foco em águas rasas foram direcionadas majoritariamente para os campos das bacias Foz do Amazonas, Pará-Maranhão, Barreirinhas, Ceará e Potiguar.

As rodadas de licitação buscaram empresas interessadas em desenvolver a área; entretanto, muitos poços perfurados foram declarados não comerciais, em virtude da insuficiente quantidade de hidrocarbonetos.

As perspectivas brasileiras na região mudaram quando em 2015, descobertas relevantes na Guiana e Suriname despertaram interesse em intensificar a exploração das bacias em águas profundas. A partir deste momento, o Ministério do Meio Ambiente (MMA), Ministério de Minas e Energia (MME), Empresa de Pesquisa Energética (EPE), Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) e Petrobras vêm elaborando estudos sobre os impactos da E&P em águas profundas e ultra profundas na fauna, flora e população do entorno, no caso de derramamento de óleo, bem como os respectivos planos de contingência.

Diante disso, tem-se de um lado, a promissora possibilidade de encontrar quantidade de óleo e gás natural nos moldes do pré-sal brasileiro – e de outro lado, os riscos de acidentes de grandes proporções próximos as áreas ambientais sensíveis.

O presente artigo tem como objetivo apresentar as bacias localizadas na margem equatorial brasileira e os respectivos impactos ambientais no caso de vazamentos apontados pelo governo e empresas ambientais e petrolíferas. Além da introdução e conclusão, o artigo terá 3 seções. A segunda seção mostrará o mapeamento da margem equatorial brasileira, destacando as fronteiras e bacias sedimentares. A terceira seção detalhará as cinco bacias de forma a apresentar o respectivo potencial. A quarta seção contemplará o estudo da *World Wide Fund Brasil* (WWF Brasil) e da Petrobras sobre os impactos da atividade de E&P na margem equatorial e as possíveis contingências. A metodologia será descritiva e exploratória. O período de análise abrangerá de 2000 a 2025 e as principais fontes de pesquisa envolvem os entes citados e pesquisadores.

2. Mapeamento da Margem Equatorial Brasileira

A Margem Equatorial (ME) brasileira abrange do Amapá ao Rio Grande do Norte e é uma das apostas para o futuro petrolífero do país, sendo considerada o “novo pré-sal” e parte do denominado *Golden Triangle* (triângulo de ouro), composto pelo Golfo do México, costa ocidental da África e litoral brasileiro (PETROBRAS, 2024; UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ - UFPA, 2015).

A ME brasileira se estende por mais de 2.200 km ao longo da costa e contém cinco bacias sedimentares: Foz do Amazonas, Pará-Maranhão, Barreirinhas, Ceará e Potiguar (PETROBRAS, 2024) A figura 1 apresenta a localização das bacias que fazem parte da margem equatorial brasileira.

Figura 1: Bacias Sedimentares da Margem Equatorial Brasileira



Fonte: Petrobras, 2024.

No início de 2023, a Petrobras mobilizou uma sonda para a perfuração em águas profundas na costa do Amapá, ao custo de US\$ 500 mil por dia, dado que aguardava a licença de perfuração pelo Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Renováveis (IBAMA), o que não ocorreu.

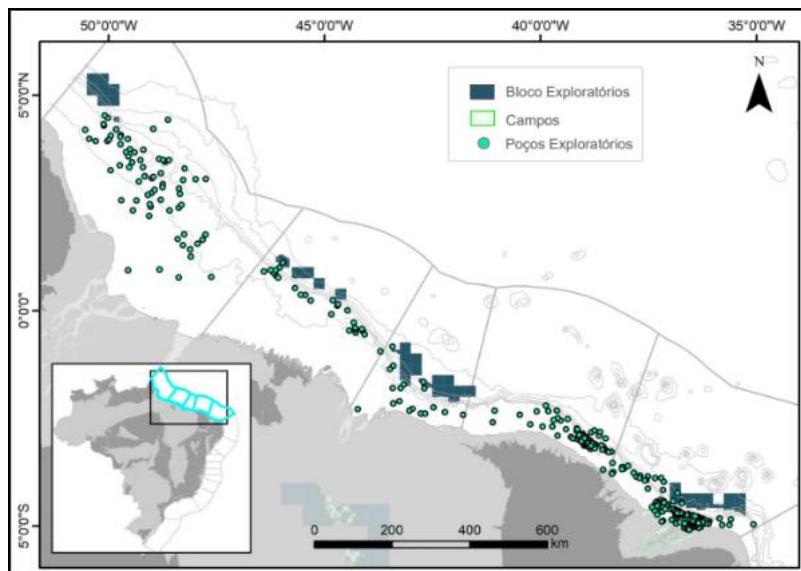
A diretoria de Licenciamento Ambiental do IBAMA rejeitou a revisão do estudo de Plano de Proteção à Fauna (PPAF), com a justificativa de que a empresa não apresentou soluções para as questões relacionadas a proteção da fauna, impacto às comunidades indígenas e Avaliação Ambiental em Área Sedimentar (AAAS) (EIXOS,2024).

O quantitativo da ME brasileira aponta que há trinta e quatro blocos, totalizando 23,5 mil km². Nove blocos estão presentes na bacia Foz do Amazonas, com 5,7 mil km²; cinco blocos no Pará-Maranhão, com 3,9 mil km² e com descoberta em avaliação; onze blocos em Barreirinhas, com 6,5 mil km², com duas descobertas em avaliação; Ceará não possui blocos descobertos; Potiguar *offshore* possui 9 blocos, sendo 5 em produção, com 7,4 mil km² e uma descoberta em avaliação (ANP, 2024).

Os poços exploratórios nas bacias da margem equatorial somam 452, mais especificamente: Foz do Amazonas tem 69 poços perfurados; Pará-Maranhão 30 poços,

Barreirinhas 18 poços, Ceará 117 e Potiguar *offshore* 218 poços (ANP, 2024). A figura 2 apresenta os respectivos blocos e poços da ME brasileira.

Figura 2: Blocos e poços exploratórios da ME brasileira



Fonte: ANP, 2024.

É possível verificar que a área é extensivamente explorada, onde a bacia Foz do Amazonas tem poços mais dispersos, enquanto as bacias Ceará e Potiguar possuem poços concentrados. Na bacia Potiguar há exploração *onshore* e *offshore*. Na seção 3 serão apresentadas as cinco bacias no detalhe.

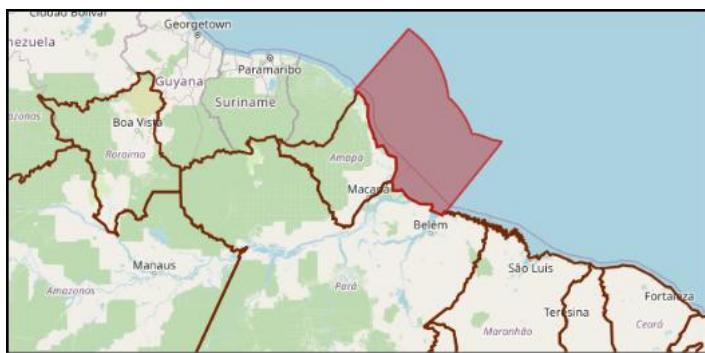
3. Bacias Sedimentares da ME brasileira

As bacias são: Foz do Amazonas, Pará-Maranhão, Barreirinhas, Ceará e Potiguar.

3.1. Foz do Amazonas

A bacia Foz do Amazonas faz fronteira com a Guiana Francesa e abrange o litoral do Amapá e parte do Pará. A bacia, geologicamente limita-se com o platô de Demerara a noroeste e com a bacia do Pará-Maranhão a leste. A área abrangida pela bacia é de aproximadamente 283.000 km², incluindo a plataforma continental, talude e região de águas profundas e ultra profundas (ANP, 2021a). A figura 3 apresenta a localização da bacia Foz do Amazonas.

Figura 3: Localização da bacia Foz do Amazonas



Fonte: ANP, 2025b.

O início das atividades exploratórias na bacia foi em 1963 e ficou restrito às águas rasas até o final da década de 80 (ANP, 2021a).

Entre 1976 e 1982 foram assinados e executados os Contratos de Riscos entre a União e as empresas Shell, Elf-Agip e BP. Neste período, foram perfurados 33 poços.

Em 1976, especificamente, ocorreram duas descobertas subcomerciais de gás em Pirapema, nos poços 1-APS-10B-AP e 1-APS-51A-AP. O poço 1-APS-10B-AP apresentou volume provável *in situ*¹ de 10,1 bilhões de metros cúbicos (m³) e o poço 1-APS-51A-AP registrou volume *in place*² estimado entre 6,89 e 11,42 bilhões de m³ de gás natural (ANP, 2021a).

Em 1997, teve-se a promulgação da Lei do Petróleo - Lei 9.478/97 e a criação da ANP.

O primeiro ato após a lei foi a rodada zero, quando a Petrobras requisitou três blocos posicionados na porção Cone do Amazonas, dado que a bacia Foz do Amazonas possui 3 porções: Noroeste, Cone do Amazonas e Sudeste (AMARAL & FARIA, 2025).

A bacia foi ofertada nas 1^a, 4^a, 5^a, 6^a, 7^a e 11^a Rodadas de Licitações de blocos da ANP (detalhes no anexo). Entretanto, a bacia Foz do Amazonas não registra campos produtores até janeiro de 2026.

A Empresa de Pesquisa Energética (EPE, 2024) estimou que a bacia Foz do Amazonas tem 23,1 bilhões de barris de petróleo *in place*, sendo 10 bilhões de barris recuperados, considerando as porções noroeste (6,2 bilhões de barris de petróleo recuperados) e sudeste (3000 milhões de barris de petróleo e 11 milhões de m³ de gás recuperáveis) e o Cone do Amazonas (3,4 bilhões de m³ de barris recuperáveis). De toda forma, a bacia não tem produção de óleo e gás natural.

3.2. Bacia Pará-Maranhão

A bacia Pará-Maranhão é totalmente *offshore* com 29 poços e 45.000 km² de seção sísmica (PETROBRAS, 1994). A área total é de 92.890 km², onde a noroeste encontra-se a bacia Foz de Amazonas, a sudeste Barreirinhas, ao sul a Plataforma de Ilha de Santana e ao norte a Zona de Fratura São Paulo (ANP, 2013). A figura 4 apresenta a localização da referida bacia.

Figura 4: Localização da bacia Pará-Maranhão



Fonte: ANP, 2025b.

O início das atividades exploratórias na bacia ocorreu em 1978, quando foi perfurado o 1º. poço denominado 1MAS-0005-MA. A produção foi considerada subcomercial para o óleo.

De 1978 a 1993 foram perfurados 31 poços pioneiros, 1 de extensão em 1982 e 1 pioneiro adjacente em 1983, em um total de 33 poços (ANP, 2007).

A fase de maior investimento na bacia foi entre 1980 e 1985, com a perfuração do poço 1PAS-0011-PA que resultou em produção de óleo leve.

Em 1981, o poço 1-PAS-11 no limite entre os blocos PAMA-M-188 e PAMA-M-222 registrou a primeira produção de óleo leve e gás natural. A produção acumulada até setembro de 1984 foi de 0,42 milhões de barris de óleo/condensado e 0,31 milhões de barris de óleo equivalente de gás (ANP, 2007).

Em 1993, foi perfurado o primeiro poço (1PAS-0025-PA) em águas profundas, mas sem informações sobre o sucesso ou insucesso (ANP, 2013).

O 1º poço com a confirmação da existência de petróleo foi 1BRSA-903-PAS no bloco BM-PAMA-3. Teve o registro de 40 graus American Petroleum Institute (API), o que lhe conferiu a classificação de leve. Foi adquirido na 3ª rodada de licitação ocorrida em 2001 pela Phillips (ANP, 2013).

A bacia Pará-Maranhão participou das rodadas 3a., 9a., 11a. e 17a. Mais detalhes no anexo.

3.3. Bacia Barreirinhas

A bacia Barreirinhas se localiza no litoral do Maranhão e encontra-se entre as bacias Pará-Maranhão e Ceará. É limitada a leste pelo Alto de Tutoia, a plataforma da Ilha Santana a oeste e a plataforma de Sobradinho ao sul. Tem uma área de aproximadamente 46.000 m², onde 37.500 m² estão offshore com lâmina d'água de 3.000 metros (UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ - UFPA, 2015). A figura 5 mostra a localização geográfica da bacia.

Figura 5: Localização da bacia Barreirinhas



Fonte: ANP, 2025b.

A primeira descrição da bacia ocorreu em 1958 pela Petrobras (PAMPLONA, 1969), mas somente nas décadas de 60 e 70, a bacia recebeu maiores detalhamentos.

As primeiras acumulações de óleo e gás foram encontradas em 1966, com o poço 1-SJ-1-MA, que deu origem ao campo de São João.

O campo de São João entrou em produção em 1984 e foi fechado em 1988. Durante o período de atividade, produziu 12 mil m³ de óleo e 894 mil m³ de gás a partir de quatro poços: SJ-1, SJ-2, SJ-6, SJ-11. Os volumes originais *in situ* de óleo e gás estimados pela Petrobras foram de 562 mil m³ (cerca de 3,535 milhões de barris) e 51,549 milhões de m³, respectivamente (UFPA, 2015).

Em 1969, no poço pioneiro denominado campo de Espigão teve-se a descoberta de gás, mas considerado subcomercial.

O campo de Oeste de Canoas descoberto em 1971 a partir do poço 1-OC-001-MA foi denominado subprodutor (UFPA, 2015).

Após a 1a. fase de exploração, a bacia não despertou mais interesse e a sua inclusão nas rodadas de licitação da ANP (3^a, 4^a, 5^a, 6^a, 7^a e 11^a) possibilitou novas explorações (UFPA, 2015). Detalhes no anexo.

3.4. Bacia Ceará

A bacia Ceará está limitada a sudeste com a bacia Potiguar (pelo Alto de Fortaleza); a oeste com Barreirinhas (pelo Alto de Tutóia); ao sul pela faixa de afloramento do embasamento; ao norte pela Falha Transformante do Ceará, que está associada à Zona de Fraturas Romanche. Possui uma área total de aproximadamente de 65.000 km², sendo 50.000 km² offshore (ANP, 2021b). A figura 6 apresenta a localização da bacia.

Figura 6: Localização da bacia Ceará



Fonte: ANP, 2025b.

A exploração começou no final da década de 60, com a Petrobras realizando levantamentos sísmicos. Em 1971, foi perfurado o primeiro poço denominado 1-CES-1-CE na sub-bacia de Piauí-Camocim, mas na sub-bacia de Mundaú obteve alguns resultados promissores.

Em 1977 foi descoberta a primeira acumulação comercial de óleo no campo de Xaréu, com *American Petroleum Institute* (API) de 39°. Na sequência, em 1978, ocorreram importantes descobertas: o campo de Curimã e Espada, com grau API de 27° e 37°, respectivamente; Atum em 1979, com grau API de 32° (ANP, 2021b).

Em 2012, foram perfurados os dois primeiros poços em águas profundas denominados de 1-BRSA-1080-CES e 1-BRSA-1114-CES. Posteriormente, receberam os nomes de Pecém e Canoa Quebrada, respectivamente. Isso deu início a uma nova fase de descobertas, porque estavam restritas as águas rasas (ANP, 2021b).

A produção petrolífera na bacia provém de quatro campos descobertos em águas rasas. Os valores estimados de reservas 1P, 3P e contingentes de petróleo e gás natural constam na figura 7.

Figura 7: Reservas de petróleo e gás natural da bacia Ceará, 2021

Reservas e recursos totais da Bacia do Ceará						
	Petróleo (MMm³)			Gás natural (MMm³)		
	Reservas 1P	Reservas 3P	Reservas contingentes	Reservas 1P	Reservas 3P	Reservas contingentes
Mar	4,31	4,42	2,38	321,32	327,07	60,54

Fonte: ANP, 2021b.

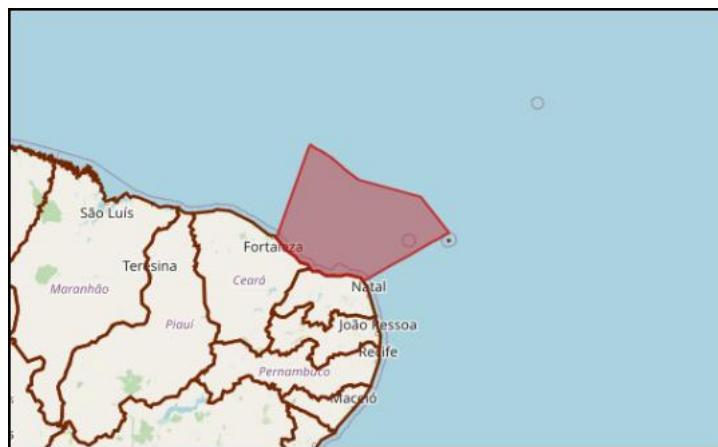
Em 2021, as reservas 3P registraram 4,42 milhões de m³ para o petróleo e 327,07 milhões de m³ para o gás natural. Isso mostra a predominância do gás na bacia Ceará. A bacia Ceará participou da 3a., 11a e 15a rodadas de licitação da ANP, com detalhes no anexo.

3.5. Bacia Potiguar

A bacia Potiguar se encontra na porção leste da ME brasileira, sendo a maior parte localizada no estado do Rio Grande do Norte e uma pequena parte no estado do Ceará. Seu limite geológico é o Alto de Fortaleza a oeste, o Alto de Touros a leste e a sul encontra o embasamento pré-cambriano da Província Borborema.

A área da bacia é de 222.144 km² e cerca de 195.425 km² (87% da bacia) que corresponde a parte submersa até o limite das águas territoriais brasileiras (ANP, 2021c). A figura 8 apresenta a localização da bacia.

Figura 8: Localização da bacia Potiguar



Fonte: ANP, 2025.

A bacia é produtora de petróleo *onshore* e *offshore*, com graus API de 33° e 43°, respectivamente (ANP, 2021c).

A exploração de hidrocarbonetos começou em 1949, através do mapeamento da superfície conduzido pelo Conselho Nacional do Petróleo (CNP). Foram perfurados dois poços na porção emersa da bacia em 1956, que registraram indícios de acumulação de petróleo.

Durante a década de 70, a exploração se intensificou e levantamentos sísmicos *offshore* e *onshore* levaram às descobertas dos campos: Ubarana (1973) e Agulha (1975); e Mossoró (1979) (ANP, 2021c).

Na década de 80, novas descobertas ocorreram: Campos de Fazenda Belém (1980), Alto do Rodrigues (1981), Estreito, Fazenda Pocinho, Guamaré, Serraria (1982), Lorena, Upanema (1984), Canto do Amaro (1985) (ANP, 2021c).

Entre 1980 e 1990 foram perfurados 675 poços exploratórios, o equivalente a 50% do total perfurado na bacia até janeiro de 2026 (ANP, 2021c).

Após os anos 2000, a bacia teve a perfuração de 1.353 poços e conta com 85 campos em produção e em desenvolvimento (ANP, 2021c).

A figura 9 mostra as reservas 1P, 2P e 3P para o petróleo e gás natural.

Figura 9: Reservas da Bacia Potiguar, 2021

Reservas totais da bacia Potiguar								
	Petróleo (MMm ³)				Gás Natural (MMm ³)			
	Reservas 1P	Reservas 2P	Reservas 3P	Reservas contíguas	Reservas 1P	Reservas 2P	Reservas 3P	Reservas contíguas
Terra	18,7	23,54	27,96	6,07	1.634,26	1.830,31	1.858,88	83,42
Mar	9,62	13,14	14,22	0,01	1.348,94	1.899,47	2.487,59	22,03
Total	28,31	36,68	42,18	6,08	2.983,20	3.729,77	4.346,47	105,45

Fonte: Elaboração do autor com base em ANP, 2021.

As reservas em terra são maiores do que as marítimas para 1P, 2P e 3P. Para as reservas de gás natural, as reservas 1P e 3P em terra são maiores em relação as marítimas. Isso significa que a E&P encontra-se principalmente *onshore*.

Em 2015, a bacia Potiguar ocupou a quarta colocação em produção de petróleo e gás natural do Brasil, com uma produção diária em torno de 66,9 mil em barris de óleo equivalente (boe), proveniente de 86 campos de produção (ANP, 2015).

Em 17 de junho de 2025 foi realizado o 5o. Ciclo de Oferta Permanente de Concessão (OPC), onde foram ofertados 17 blocos da bacia Potiguar, sendo, 16 blocos em águas profundas e 1 em águas rasas. Não foram registradas ofertas para os blocos. Segundo o Ministério de Minas e Energia (MME), os blocos da bacia estão na fase exploratória; logo não é possível estimar o impacto potencial na produção de petróleo no estado (TRIBUNA DO NORTE, 2025).

A bacia Potiguar participou das rodadas 1a., 2a., 3a., 4a., 5a., 6a., 7a., 9a., 10a., 11a., 13a., 14a., 15a., 17a. com sucesso parcial. Detalhes em anexo.

A seção 4 mostrará os impactos da E&P de hidrocarbonetos na ME brasileira e os planos de contingência da Petrobras.

4. Impactos da Exploração & Produção na margem equatorial e os planos de contingência

4.1. Processo de concessão de blocos de petróleo e gás natural

O processo de concessão de blocos exploratórios no Brasil inicia-se com o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) determinando as bacias e respectivos campos que serão licitados pela ANP. A ANP, por sua vez, elabora um Edital e as empresas a partir das condicionantes, se candidatam. As empresas interessadas precisam estar previamente aptas para participarem.

No leilão de aquisição de blocos e nas ofertas públicas, as empresas se comprometem a seguir o Edital da ANP e as leis brasileiras. Os principais entes do setor petrolífero são (EDITORIALGE, 2025):

- CNPE (Conselho Nacional de Política Energética)
- MME (Ministério de Minas e Energia);
- ANP (Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis);
- IBAMA (Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis).

Após a aquisição de blocos pelas empresas, estas precisam de licenças de exploração, quais sejam: (a) Licença para Pesquisa Sísmica, (b) Licença de Perfuração, (c) Licença de Operação (d) Teste de Longa Duração (EDITORIALGE, 2025).

Para as atividades *offshore*, o órgão licenciador é o IBAMA e para as atividades *onshore*, o processo é conduzido pelos órgãos ambientais estaduais. Cada estado tem suas próprias regras, mas devem seguir as diretrizes nacionais estabelecidas pelo Conselho Nacional do Meio Ambiente - CONAMA (EDITORIALGE, 2025).

A empresa que solicita licença de exploração precisa preparar as documentações exigidas para análise (EDITORIALGE, 2025). A primeira é a Licença Prévia (LP) que se refere ao processo de licenciamento ambiental, visando a viabilidade ambiental do projeto. Após essa licença, a empresa necessita cumprir outras obrigatoriedades (EDITORIALGE, 2025).

Após mais de uma década, o bloco da bacia Foz do Amazonas – FZA-M-59 (concedido em 2013 e com processamento de licenciamento ambiental iniciado em 2014) recebeu aval do IBAMA para exploração pela Petrobras em águas profundas em 2025, após uma série de modificações nos planos de contingência da empresa. A fase é somente para exploração, com o intuito de comprovar a existência de petróleo em quantidade comerciável e tem expectativa de duração de 5 meses (GLOBO, 2025b).

Após a liberação para a exploração no bloco FZA-M-59, na bacia Foz do Amazonas, a Petrobras, em 04 de janeiro de 2026 notificou uma perda de fluido de perfuração em duas linhas auxiliares, que conectam a sonda de perfuração, denominada ODN II, que explora o poço Morpho. Segundo a empresa, o vazamento foi contido e isolado e as linhas estão em avaliação. A Petrobras também afirma que, sendo o fluido dentro dos limites de toxicidade permitidos e biodegradáveis, não há danos ao meio ambiente ou as pessoas (EIXOS, 2026).

4.2. Impactos ambientais da atividade de E&P

Os impactos ambientais podem ser positivos ou negativos conforme o ente que emite o parecer. Serão apresentadas duas visões sobre os impactos: a) visão pessimista da *Word Wide Fund Brasil - WWF Brasil* e b) visão otimista da Petrobras (principal interessada na exploração da área).

4.2.1 WWF Brasil

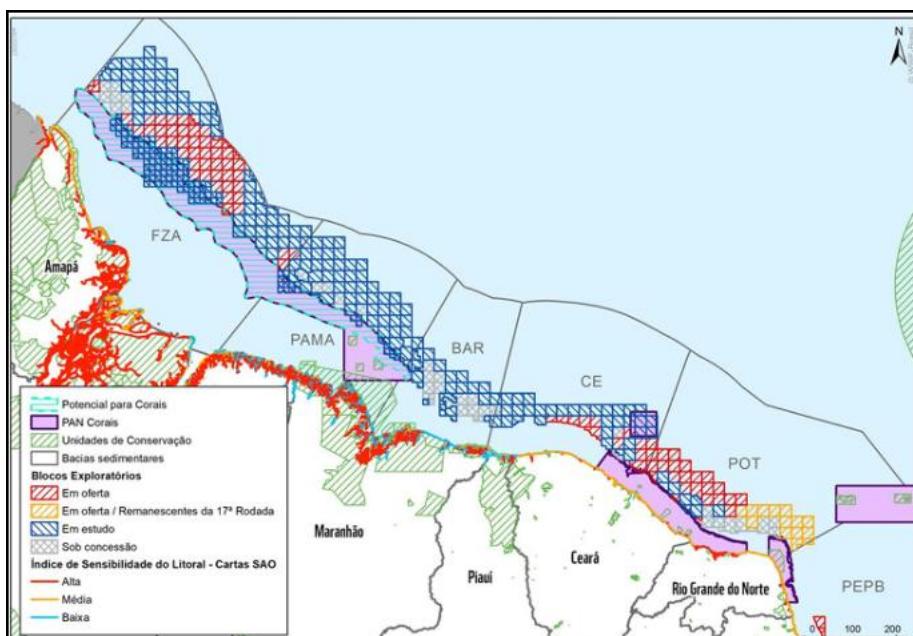
O *Word Wide Fund* é uma organização não-governamental sem fins lucrativos, com sede na Suíça. O principal objetivo é trabalhar em prol da justiça ambiental e da biodiversidade, buscando dialogar com governos, empresas, comunidades e organizações locais (WWF BRASIL, 2025).

Em 2022, a WWF Brasil apresentou documento sobre a dinâmica da exploração e produção de óleo e gás natural na ME brasileira e os impactos da atividade exploratória para o meio ambiente. Apontou três níveis de impacto ambiental: físico, biológico e socioeconômico. Os níveis se desdobram em:

- a. Qualidade da água do mar: substâncias liberadas na água pela exploração e embarcações;
- b. Qualidade do sedimento de fundo: lançamento de substâncias como metais pesados nos sedimentos do fundo marinho;
- c. Impacto em animais (tartarugas, peixes e aves): possibilidade de colisão com os barcos e alteração no comportamento devido ao ruído, luzes etc.;
- d. Impacto na atividade pesqueira artesanal e comercial: na rota das embarcações e nas proximidades da atividade de perfuração;
- e. Impacto no clima: produção de combustíveis fósseis que causam aquecimento global.

No documento são apresentadas as regiões sensíveis da ME e as possíveis rotas do óleo no caso de vazamentos. A figura 10 mostra as áreas sensíveis da margem equatorial.

Figura 10: Regiões sensíveis da margem equatorial brasileira, 2022



Fonte: WWF Brasil, 2022.

A região da ME encontra-se em estudo; porém, verifica-se forte presença de arrecifes e corais. Por isso, o litoral norte do país é classificado como de “grande ou média sensibilidade”.

O estudo da WWF Brasil (2022) mostra os impactos de vazamentos na ME a partir da E&P de óleo e gás natural. Para tanto, as figuras 11 e 12 advém de documento entregue pela Petrólio S.A. ao IBAMA nos processos de licenciamento ambiental dos blocos FZA-M-254 e FZA-M-539 na bacia Foz do Amazonas. A Petrólio havia ganho os blocos em licitação.

O sistema de modelagem usado no estudo da Petrólio S.A e, posteriormente, no estudo da WWF Brasil é conhecido como *Oil Spill Contingency and Response* (OSCAR), que objetiva definir a área potencialmente atingida por derrames de óleo.

O campo de correntes característico dos padrões de circulação na região é originário do modelo global chamado *Mercator Ocean Internacional (MERCATOR)* e o campo de ventos é proveniente do modelo meteorológico *Climate Forecast System Reanalysis (CFSR)*.

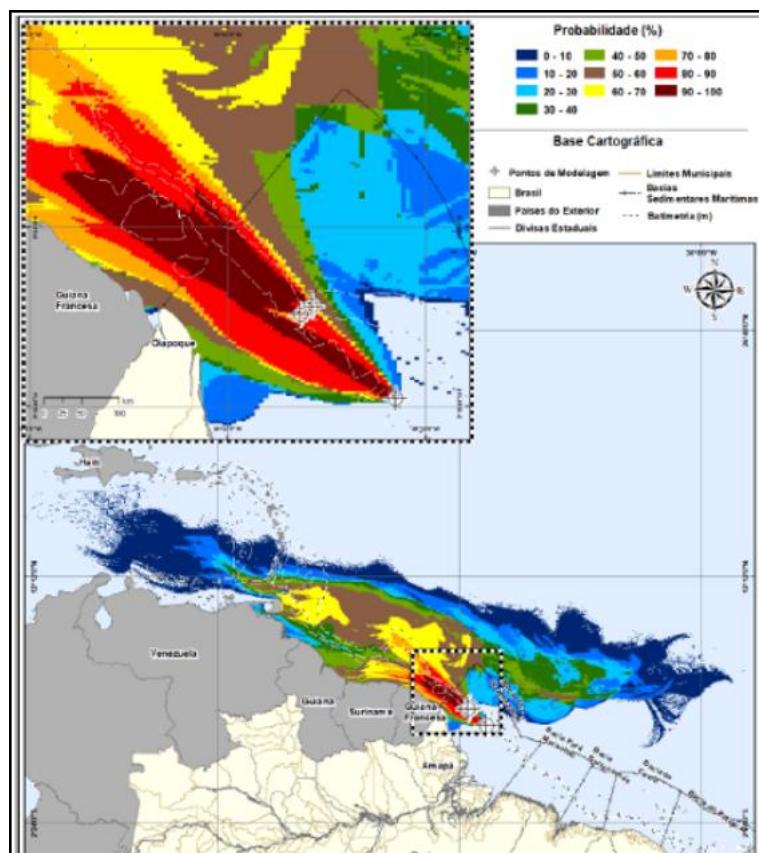
As simulações consideram o ano-base hidrodinâmico composto de dois períodos de seis meses – primavera/verão e outono/inverno. O ano-base tem o objetivo de determinar a probabilidade de presença, tempo de deslocamento e massa máxima de óleo na costa.

São consideradas três classes de derrame, como definido na resolução CONAMA número 398/2008: pequeno ($8,0 \text{ m}^3$), médio ($200,0 \text{ m}^3$) e longo/pior (46.742 m^3 derramados ao longo de 30 dias). Os cenários simulados contemplam 30 dias após o final do derramamento, considerando a espessura mínima de 300 newton-metro (nm) de óleo na superfície do mar e concentrações máximas de 20 picômetros (pm) na coluna d'água. Com isso, são quatro premissas:

- a) óleo de 27º API;
- b) três pontos de modelagem;
- c) dois períodos;
- d) três volumes de derrame.

A figura 11 apresenta as probabilidades de vazamentos na ME brasileira.

Figura 11: Probabilidades de vazamentos na ME brasileira, 2022



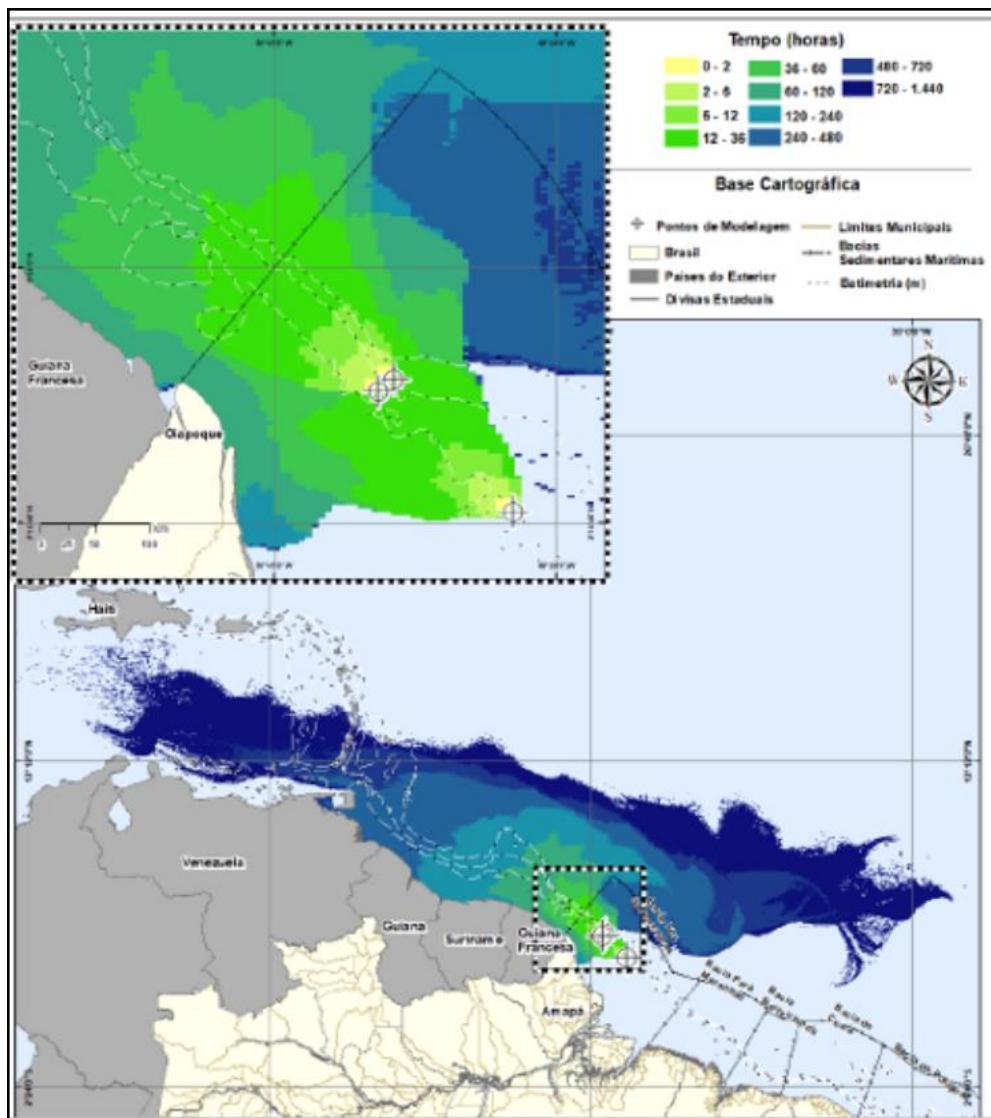
Fonte: WWF Brasil, 2022.

Percebe-se que no caso de um vazamento, a probabilidade de o óleo atingir o litoral da Guiana Francesa seria de 90-100% e de 80-90%, o litoral da Guiana, Suriname e Venezuela.

É importante salientar que o documento da WWF não oferece informações sobre a quantidade de óleo derramado e a origem exata do óleo; porém, assume-se que o local seja próximo aos blocos FZA-M-254 e FZA-M-539 da bacia Foz do Amazonas.

A figura 12 mostra o tempo de deslocamento do óleo após vazamento.

Figura 12: Tempo de deslocamento do óleo após vazamento até a ME brasileira, 2022



Fonte: WWF Brasil, 2022.

É apresentado que o vazamento poderá atingir o litoral da Guiana Francesa, Guiana e Suriname entre 120 e 240 horas (ou 5-10 dias), a Venezuela em cerca de 480 e 720 horas (ou 20-40 dias). No Brasil, mais especificamente, o estado do Amapá, entre 60 e 240 horas (ou 2,5-10 dias).

Os resultados mostram que somente os cenários da hipótese acidental de pequeno volume não apresentam toque de óleo na costa, considerando o corte de espessura de 300 nm. O menor tempo de toque de óleo na costa (72 horas) ocorre na Guiana Francesa vide cenário de pior caso para um período chuvoso e o bloco FZA-254 (próximo da costa). Somente nos cenários simulados a partir do bloco FZA-539, tanto de volume médio (período de chuva) como de pior caso (período de chuva e seca) apresentam toque de óleo no litoral brasileiro. O toque ocorre no litoral dos municípios de Oiapoque e Calçoene (Amapá, fronteira com a Guiana Francesa). O menor tempo de toque no litoral brasileiro é de 81 horas em Oiapoque, nos cenários de volume médio e de pior caso do período de chuvas.

A Petrobras, por sua vez, possui uma visão positiva sobre a E&P na ME brasileira.

4.2.2 Petrobras

A Petrobras busca uma licença prévia para a E&P de óleo e gás natural na ME brasileira desde 2020. Por outro lado, o IBAMA, órgão licenciador, vem negando sucessivamente os pedidos, dada a profunda preocupação com os danos colaterais da exploração no meio ambiente da região (PORTAL AMAZÔNIA, 2025).

A Petrobras apresenta soluções e métodos de contenção de vazamentos vindos da experiência na exploração em águas profundas do pré-sal brasileiro (PORTAL AMAZÔNIA, 2025).

Em dezembro de 2024, a Petrobras apresentou novo plano de emergências, que seguiu para análise pelo IBAMA.

Em 12 de agosto de 2025, após reunião dos técnicos da estatal e do IBAMA chegou-se a um acordo sobre a data para a *Avaliação Pré-Operacional (APO)*³ para assim, obter uma licença para a perfuração do poço exploratório do bloco FZA-M-59 na bacia do Foz do Amazonas (PORTAL AMAZÔNIA, 2025; EIXOS, 2025).

Em 20 de outubro de 2025, o IBAMA concedeu licença de perfuração do poço exploratório, chamado de FZA-M-059, em águas profundas na bacia da Foz do Amazonas, a 175 km da costa do Amapá (AGÊNCIA BRASIL, 2025).

Em janeiro de 2025, um representante da Petrobras apresentou ao governador de Amapá, um plano para eventuais acidentes que poderão ocorrer durante a E&P na região. Como parte do processo de licenciamento ambiental para exploração de petróleo na região, a Petrobras construiu em Belém (PA), o Centro de Reabilitação e Despetrolização de Fauna (CRD) na Margem Equatorial. O segundo CRD está sendo finalizado no município de Oiapoque (AP), com previsão de conclusão no primeiro trimestre de 2025 (PORTAL AMAZÔNIA, 2025).

A figura 13 mostra o referido plano (PORTAL AMAZÔNIA, 2025).

Figura 13: Plano da Petrobras para emergência e proteção da fauna brasileira, 2024



Fonte: Portal Amazônia, 2025.

Segundo a Petrobras, o plano de resposta à emergência e proteção à fauna terá seis embarcações equipadas para contenção e recolhimento de óleo e três aeronaves para monitoramento e resgates (PORTAL AMAZÔNIA, 2025). Serão utilizados algoritmos de última geração para a necessidade de uma operação remota, visando diminuir os possíveis riscos ambientais (PETROBRAS, 2025a).

Em 14 de junho de 2025 fez-se uma simulação na ME (estado do Amapá na parte submersa) chamada de Avaliação Pré-Operacional (APO). A avaliação é a etapa final frente a decisão sobre a emissão da licença ambiental para exploração de petróleo na região. Esta fase inclui simulações sobre práticas de resgate de animais em caso de vazamento de óleo (GLOBO, 2025). Na simulação foram mobilizadas mais de 1000 pessoas, quatro aeronaves, cinco ambulâncias, 70 veículos terrestres e mais de 60 embarcações, além da própria sonda de perfuração (sigla NS-42) posicionada no local da perfuração (PETROBRAS, 2025a; GLOBO, 2025).

Na sequência, o IBAMA avalia aspectos como: a) eficiência dos equipamentos; b) agilidade na resposta; c) cumprimento do tempo de atendimento a fauna previstos; d) comunicação com autoridades e partes interessadas (GLOBO, 2025).

Sobre a possibilidade de o óleo chegar à costa brasileira conforme apontado pela WWF Brasil, o que foi observado pela Petrobras e seus mais de 428 equipamentos que medem o comportamento das correntes marítimas (chamados de derivadores) é que, na simulação, as correntes marítimas seguiram a direção em sentido contrário a costa brasileira (PETRONOTICIAS, 2024).

Sobre a presença de corais ao longo da costa da bacia Foz do Amazonas, a pesquisa realizada pela Universidade Federal do Pará (UFPA) apontou que não são corais, mas rochas calcárias ou carbonáticas (PETRONOTICIAS, 2024).

A Petrobras já possui projetos socioambientais que buscam a prevenção, mitigação, recuperação ou compensação de impactos por atividades petrolíferas.

A Iniciativa Floresta Viva, em colaboração com o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) e com o Fundo Brasileiro para a Biodiversidade (FUNBIO) como parceiro gestor, é apontado pela Petrobras como um aliado na mitigação de danos (PETROBRAS, 2025a). Essa iniciativa tem como objetivo o reflorestamento para a conservação ambiental e um estímulo à economia local (PETROBRAS, 2025a).

Adicionalmente, a Petrobras é sócia-cooperada da *Oil Spill Response Limited (OSRL)*. É uma cooperativa que visa dar resposta às emergências relacionadas a derramamento de óleo (PETROBRAS, 2025b).

A Petrobras é alinhada com (PETROBRAS, 2025b):

- A. diretrizes da *Global Reporting Initiative (GRI Standards)*,
- B. requisitos do DJSI (*Dow Jones Sustainability Index*),
- C. CDP (*Carbon Disclosure Project*).

5. Conclusão

A Margem Equatorial (ME) brasileira abrange desde o Amapá até o Rio Grande do Norte e é uma das apostas para o futuro petrolífero do país. A região é considerada o “novo pré-sal” e faz parte do denominado *Golden Triangle* (triângulo de ouro), composto pelo Golfo do México, costa ocidental da África e litoral brasileiro. A ME brasileira possui cinco bacias sedimentares: Foz do Amazonas, Pará-Maranhão, Barreirinhas, Ceará e Potiguar. No total existem trinta e quatro blocos na margem equatorial, totalizando cerca de 23,5 mil km.

Detalhando-se tem: Nove blocos na bacia Foz do Amazonas; cinco blocos no Pará-Maranhão (possui descoberta em avaliação); onze blocos em Barreirinhas (duas descobertas em avaliação); Ceará não possui blocos descobertos; Potiguar *offshore* possui 9 blocos, sendo 5 em produção (uma descoberta em avaliação). Os poços exploratórios nas bacias da margem equatorial somam 452: Foz do Amazonas tem 69 poços perfurados; Pará-Maranhão 30 poços, Barreirinhas 18 poços, Ceará 117 e Potiguar *offshore* 218 poços.

A bacia Foz do Amazonas faz fronteira com a Guiana Francesa e abrange o litoral do Amapá e parte do Pará. A área abrangida pela bacia é de cerca de 283.000 km², incluindo também a plataforma continental, talude e região de águas profundas e ultra profundas. A bacia possui 3 porções: Noroeste, Cone do Amazonas e Sudeste. O início das atividades exploratórias na bacia foi em 1963 e ficou restrito as águas rasas até o final da década de 80. A bacia foi ofertada nas 1^a, 4^a, 5^a, 6^a, 7^a e 11^a Rodadas de Licitações de blocos da ANP. Por meio de uma pesquisa da EPE, Foz do Amazonas tem estimativa de conter 23,1 bilhões de barris de petróleo *in place*, sendo 10 bilhões de barris recuperados, considerando as porções noroeste (6,2 bilhões de barris de petróleo recuperados) e sudeste (3000 milhões de barris de petróleo e 11 milhões de m³ de gás recuperáveis) da bacia e o Cone do Amazonas (3,4 bilhões de m³ de barris recuperáveis). A bacia não tem produção de óleo/gás.

A bacia Pará-Maranhão é totalmente *offshore* com 29 poços. A área total é de 92.890 km², onde a noroeste encontra-se a bacia Foz de Amazonas, a sudeste Barreirinhas, ao sul a Plataforma de Ilha de Santana e ao norte a Zona de Fratura São Paulo. O início das

atividades exploratórias na bacia começou na década de 70 (1978), quando foi perfurado o 1o. Poço, porém a produção foi considerada subcomercial para o óleo. De 1978 a 1993 foram perfurados 31 poços pioneiros, 1 de extensão em 1982 e 1 pioneiro adjacente em 1983, em um total de 33 poços. A fase de maior investimento na bacia ocorreu entre 1980 e 1985, com a perfuração do poço 1PAS-0011-PA tendo como resultados a produção de óleo leve. Em 1981, o poço 1-PAS-11 no limite entre os blocos PAMA-M-188 e PAMA-M-222 da bacia foi a primeira produção de óleo leve e gás natural. Em 1993, foi perfurado o primeiro poço (1PAS-0025-PA) em águas profundas. A bacia Pará-Maranhão participou das rodadas de licitação 3a., 9a., 11a., 17a. da ANP. Não se tem produção de óleo ou gás na bacia. A bacia é ainda pouco explorada; porém, o óleo encontrado em perfurações anteriores é de excelente qualidade, com grau API próximo a 40o.

A bacia Barreirinhas se localiza no litoral do Maranhão e encontra-se entre as bacias Pará-Maranhão e Ceará. É limitada a leste pelo Alto de Tutoia, a plataforma da Ilha Santana a oeste e a plataforma de Sobradinho ao sul. Possui uma área de aproximadamente 46.000 m², onde em *offshore* estão 37.500 m². A primeira descrição da bacia ocorreu em 1958 pela Petrobras, mas somente nas décadas de 60 e 70, a bacia recebeu maiores detalhamentos. As primeiras acumulações de óleo e gás foram encontradas em 1966. Após a 1a. fase de exploração, a bacia não despertou mais interesse e a retomada veio com a participação nas rodadas de licitação da ANP (3^a, 4^a, 5^a, 6^a, 7^a e 11^a).

A bacia Ceará está limitada a sudeste com a bacia Potiguar (pelo Alto de Fortaleza); a oeste com Barreirinhas (pelo Alto de Tutóia); ao sul pela faixa de afloramento do embasamento; ao norte pela Falha Transformante do Ceará, que está associada à Zona de Fraturas Romanche. A bacia possui uma área total de aproximadamente de 65.000 km², sendo 50.000 km² *offshore*. A exploração começou no final da década de 60, com a Petrobras realizando levantamentos sísmicos. Em 1971, foi perfurado o primeiro poço denominado 1-CES-1-CE na sub-bacia de Piauí-Camocim. A maior parte da exploração foi concentrada na sub-bacia de Mundaú, onde se obteve resultados promissores. No final dos anos 70 e início dos 80, os esforços exploratórios aumentaram, mas a partir dos anos 80 até o fim dos anos 90 reduziram de modo considerável. Os dois primeiros poços em águas profundas foram perfurados em 2012, isso deu início a uma nova fase de descobertas, que estavam restritas as águas rasas. A bacia Ceará participou da 3a., 11a e 15a rodadas de licitação da ANP. Em 2021, as reservas 3P registravam 4,42 milhões de m³ para o petróleo e 327,07 milhões de m³ para o gás natural. Há predominância do gás na bacia Ceará.

A bacia Potiguar se encontra na porção leste da ME brasileira, sendo a maior parte localizada no estado do Rio Grande do Norte e uma pequena parte no estado do Ceará. Seu limite geológico é o Alto de Fortaleza a oeste e o Alto de Touros a leste, a sul se encontra um embasamento pré-cambriano da Província Borborema. A área da bacia é de 222.144 km² e cerca de 195.425 km² (87% da bacia) corresponde a parte submersa até o limite das águas territoriais brasileiras. A bacia é produtora de petróleo *onshore* e *offshore*, com graus API de 33o. e 43o., respectivamente. A exploração de hidrocarbonetos começou em 1949. Foram perfurados dois poços na porção emersa da bacia em 1956, que apresentaram acumulação de petróleo. Durante a década de 70, a exploração se intensificou e levantamentos sísmicos marinhos e terrestres levaram às descobertas de 3 campos: Campos de Ubarana (1973) e Campo de Agulha (1975); e Campo de Mossoró (1979). Na década de 80, novas descobertas ocorreram. O período de maior investimento exploratório ocorreu entre 1980 e 1990, quando foram perfurados 675 poços exploratórios e após os anos 2000, um esforço exploratório permitiu a perfuração de 1.353 poços. A bacia Potiguar participou das

rodadas 1a., 2a., 3a., 4a., 5a., 6a., 7a., 9a., 10a., 11a., 13a., 14a., 15a., 17a. de licitação com um nível de sucesso parcial. A bacia conta com 85 campos de produção e em desenvolvimento. A E&P encontra-se principalmente *onshore*.

Após o detalhamento das bacias parte-se para o processo de concessão de blocos exploratórios no Brasil que se inicia com o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) determinando as bacias e respectivos campos que serão licitados pela ANP. A ANP elaborará Edital e as empresas a partir das condicionantes, poderão se candidatar. Após a aquisição de blocos pelas empresas, estas precisam de licenças de exploração da bacia como: Licença para Pesquisa Sísmica, Licença de Perfuração, Licença de Operação e Teste de Longa Duração. Para atividades *offshore*, o órgão licenciador é o IBAMA e para atividades *onshore*, o processo é conduzido pelos órgãos ambientais estaduais. Cada estado tem suas próprias regras, porém seguem as diretrizes nacionais estabelecidas pelo Conselho Nacional do Meio Ambiente – CONAMA. Após a empresa demonstrar interesse por alguma licença de exploração na bacia, precisarão preparar as documentações exigidas para a análise. Após esse passo, ainda necessita-se cumprir outras obrigatoriedades. As licenças prévias para a ME brasileira não foram expedidas pelos órgãos responsáveis no que se refere a E&P em águas profundas, entretanto existe data para a Avaliação Pré-Operacional (APO), que antecede o recebimento das licenças. Os impactos causados por atividades de E&P podem ser positivos ou negativos conforme o ente que emite o parecer.

O *Word Wide Fund* Brasil é uma organização não-governamental brasileira e sem fins lucrativos, cujo principal objetivo é trabalhar em prol da justiça ambiental e da biodiversidade. Em 2022, a WWF Brasil apresentou documento sobre a dinâmica da exploração e produção de óleo e gás natural na ME brasileira e os impactos da atividade exploratória para o meio ambiente, onde apontou três níveis de impacto ambiental: físico, biológico e socioeconômico. Os níveis se desdobram em: Alteração da qualidade da água do mar; alteração da qualidade do sedimento de fundo; impacto em animais (tartarugas, peixes e aves); impacto sobre a atividade pesqueira artesanal e comercial e impacto no clima. No documento é dado ênfase que a região Margem Equatorial se encontra em estudo por isso, o litoral norte do país é classificado como de “grande ou média sensibilidade”. Além disso, em um mapeamento realizado pelo órgão é afirmado que no caso de um vazamento, a probabilidade de o óleo atingir o litoral da Guiana Francesa seria de 90-100% e de 80-90%, o litoral da Guiana, Suriname e até mesmo da Venezuela.

A Petrobras tem buscado a licença prévia para a E&P de óleo e gás natural na ME brasileira desde 2020 e, finalmente, é obtida em outubro de 2025. O IBAMA, órgão licenciador, vinha negando os pedidos, dada a profunda preocupação com os danos colaterais da exploração no meio ambiente da região. A Petrobras, então apresenta soluções e métodos de contenção de vazamentos vindos da experiência na exploração em águas profundas do pré-sal brasileiro. Segundo a Petrobras, o plano de resposta à emergência e proteção à fauna terá seis embarcações equipadas para contenção e recolhimento de óleo e três aeronaves para monitoramento e resgates. Outra variável importante, criticada pela WWF Brasil, seria a possibilidade de que o óleo chegasse à costa de um país. O que foi estudado pela Petrobras e seus mais de 428 equipamentos que medem o comportamento das correntes marítimas é que as correntes marítimas seguiram direção em sentido contrário a costa brasileira. Outro fator criticado por ambientalistas, é a presença de corais na bacia Foz do Amazonas, que são apontadas pela UFPA como rochas carbonáticas ou calcárias.

A Petrobras já possui projetos socioambientais que buscam a prevenção, mitigação, recuperação ou compensação de impactos por atividades petrolíferas, como a *Iniciativa*

Floresta Viva, que tem como objetivo o reflorestamento para a conservação ambiental e um estímulo à economia local. Adicionalmente, a Petrobras é sócia-cooperada da *Oil Spill Response Limited (OSRL)*, que é uma cooperativa que visa dar resposta às emergências relacionadas a derramamento de óleo.

Após mais de uma década, o bloco da bacia Foz do Amazonas – FZA-M-59 (concedido em 2013 e com processamento de licenciamento ambiental iniciado em 2014) recebeu aval do IBAMA para exploração pela Petrobras em águas profundas em 2025, após uma série de modificações nos planos de contingência da empresa. A fase é para exploração, com o intuito de comprovar a existência de petróleo em quantidade comerciável e tem expectativa de duração de 5 meses.

Diante de todas as prerrogativas e estudos das empresas e órgãos ambientais, nota-se que ainda há um desconhecimento do potencial das bacias na porção *offshore*. Junto a isso, tem-se uma preocupação crescente sobre as ações de empresas petrolíferas no meio ambiente.

6. Agradecimentos

Este estudo recebeu apoio financeiro do Programa de Formação de Recursos Humanos para o Setor de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (PRH-ANP 15.1) com recursos para Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação, em conformidade com a Resolução ANP nº 50/2015. Os autores agradecem ao PRH-ANP 15.1 e ao Laboratório de Economia do Petróleo - Labecopet da Escola Politécnica da UFRJ.

7. Bibliografia

AGÊNCIA BRASIL (2025). Petrobras recebe licença do Ibama para perfurar Margem Equatorial. Disponível em: <https://agenciabrasil.ebc.com.br/geral/noticia/2025-10/petrobras-recebe-licenca-do-ibama-para-perfurara-margem-equatorial>. Acessado em: 22/10/2025.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (2013). Pará-Maranhão. Disponível em: https://www.gov.br/anp/pt-br/rodadas-anp/rodadas-concluidas/concessao-de-blocos-exploratorios/11a-rodada-licitacoes-blocos/arquivos/seminarios/bacia_do_para-maranhao.pdf Acessado em: 17/02/2025.

ANP (2007). 9a. Rodada de licitações de blocos: bacia Pará-Maranhão. Disponível em: https://www.gov.br/anp/pt-br/rodadas-anp/rodadas-concluidas/concessao-de-blocos-exploratorios/9a-rodada-licitacoes-blocos/arquivos/seminarios/para-maranhao_portugues.pdf. Acessado em: 19/08/2024.

ANP (2020). 17a. Rodada de licitações de blocos: diretrizes ambientais para a bacia Pará Maranhão. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/rodadas-anp/rodadas-concluidas/concessao-de-blocos-exploratorios/17a-rodada-licitacoes-blocos/arquivos/diretrizes-ambientais-1/manIFESTACAO-COnjunta-mme-anp-mma-ibama.pdf>. Acessado em: 31/07/2024.

- ANP (2021a). Foz do Amazonas. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/rodadas-anp/oferta-permanente/opc/arquivos/sg/foz-amazonas.pdf> Acessado em: 14/02/2025.
- ANP (2021b). Ceará. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/rodadas-anp/oferta-permanente/opc/arquivos/sg/ceara.pdf> Acessado em: 18/02/2025.
- ANP (2021c). Potiguar. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/rodadas-anp/oferta-permanente/opc/arquivos/sg/potiguar.pdf/@@download/file> Acessado em: 07/03/2025.
- ANP (2023a). Simeg Marina Abelha. Disponível em: www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/apresentacoes-palestras/2023/arquivos/2023-07-13-simeg-marina-abelha.pdf Acessado em: 12/02/2025.
- ANP (2024). Marina Abelha – Margem Equatorial. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/apresentacoes-palestras/2024/arquivos/2024-11-27-marina-abelha-ap-margem-equatorial.pdf> Acessado em: 12/02/2025.
- ANP (2025a). Concessão de Blocos Exploratórios. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/rodadas-anp/rodadas-concluidas/concessao-de-blocos-exploratorios>. Acessado em: 18/05/2025.
- ANP (2025b). GEOMAPS. Disponível em: <https://geomaps.anp.gov.br/geoanp/> Acessado em: 14/02/2025.
- AMARAL, R.P; FARIA, A.M.S. (2025). Margem Equatorial Brasileira: uma proposta de infraestrutura integrada. Disponível em: <https://monografias.poli.ufrj.br/reps-download.php?farquivo=projpoli10047457.pdf&fcodigo=7048> Acessado em: 27/05/2025.
- BRANDÃO, José A. S. L.; FEIJÓ, Flávio J. Bacia do Pará - Maranhão. Boletim de Geociências da Petrobras, Rio de Janeiro, v. 8, n. 1, p. 101–102, 1994. Disponível em: <https://bgp.petrobras.com.br/bgp/article/view/616>. Acesso em: 17 fev. 2025.
- DICIONÁRIO DE PETRÓLEO E GÁS (2025). Disponível em: <https://dicionariopetroleoegas.com.br/dictionary/oleo-in-place/> Acessado em: 22/08/2025.
- EDITORIALGE (2025). Licença de petróleo no Brasil. Disponível em: <https://pt.editorialge.com/licenca-de-petroleo-no-brasil/> Acessado em: 01/06/2025.
- EIXOS (2023). TGS e os projetos de sísmica para conhecimento da margem equatorial. Disponível em: <https://eixos.com.br/energia/tgs-planeja-sismica-para-aumentar-conhecimento-sobre-a-margem-equatorial/> Acessado em: 24/08/2024.
- EIXOS (2024). Área técnica do IBAMA recomenda rejeição de licença para poço na Foz do Amazonas. Disponível em: <https://eixos.com.br/petroleo-e-gas/mercado-offshore/area-tecnica-do-ibama-recomenda-rejeicao-de-licenca-para-poco-na-foz-do-amazonas/>. Acessado em: 19/06/2025.
- EIXOS (2025). Petrobras e Ibama chegam a consenso sobre avaliação pré-operacional na bacia foz do amazonas. Disponível em: <https://eixos.com.br/petroleo-e-gas/mercado-offshore/petrobras-e-ibama-chegam-a-consenso-sobre-avaliacao-pre-operacional-na-bacia-da-foz-do->

[amazonas/?utm_source=newsletters+eixos&utm_campaign=c44d80d8af-EMAIL_CAMPAIGN_2024_09_07_12_00_COPY_01&utm_medium=email&utm_term=0_-b0af36c390-186142973](https://eixos.com.br/petroleo-e-gas/petrobras-informa-sobre-problemas-em-linhas-da-sonda-no-campo-de-morpho-na-margem-equatorial/?utm_source=newsletters+eixos&utm_campaign=c44d80d8af-EMAIL_CAMPAIGN_2024_09_07_12_00_COPY_01&utm_medium=email&utm_term=0_-b0af36c390-186142973) Acessado em: 22/08/2025.

EIXOS (2026). Petrobras informa sobre problemas em linhas de sonda no campo de morpho na margem equatorial. Disponível em: https://eixos.com.br/petroleo-e-gas/petrobras-informa-sobre-problemas-em-linhas-da-sonda-no-campo-de-morpho-na-margem-equatorial/?utm_source=newsletters+eixos&utm_campaign=fd3fb59bdf-EMAIL_CAMPAIGN_2024_09_07_12_00_COPY_01&utm_medium=email&utm_term=0_-b0af36c390-186142973. Acessado em: 16/01/2026

EPE (2024). Caderno - Estimativas Volumétricas da Bacia da Foz do Amazonas – Play Limoeiro. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/caderno-estimativas-volumetricas-da-bacia-da-foz-do-amazonas-play-limoeiro>. Acessado em: 14/8/2025.

EPBR (2021). Nota técnica sobre a margem equatorial brasileira. Disponível em: https://storage.epbr.com.br/2021/11/NOTA-TECNICA-SOBRE-A-MARGEM-EQUATORIAL-BRASILEIRA-Port_VF.pdf Acessado em: 19/08/2024.

EXAME (2020). Francesa Total desiste de explorar petróleo na Foz do Amazonas. Disponível em: <https://exame.com/negocios/francesa-total-desiste-de-explorar-petroleo-na-foz-do-amazonas/>. Acessado em: 01/10/2024

GLOBO (2025a). Sonda parte do Rio de Janeiro para avaliação pré-operacional da Petrobras no Amapá. Disponível em: <https://g1.globo.com/ap/amapa/noticia/2025/06/15/sonda-parte-do-rj-para-avaliacao-pre-operacional-da-petrobras-no-amapa.ghhtml> Acessado em: 20/06/2025.

GLOBO (2025b). Meio ambiente e Petrobras. Disponível em: <https://g1.globo.com/meio-ambiente/noticia/2025/10/20/petrobras.ghhtml>. Acessado em: 16/01/2026.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (2019). CNPE aprova blocos para leilão da 17ª rodada de licitação. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/noticias/cnpe-aprova-blocos-para-leilao-da-17-rodada-de-licitacoes-prevista-para-ocorrer-em-20201> Acessado em: 31/07/2024.

PETROBRAS (2024). Classificação API. Disponível em: www.investidorpetrobras.com.br. Acessado em: 17/08/2024.

PETROBRAS (2025a). Margem equatorial: o que é, onde fica e qual sua importância. Disponível em: <https://www.nossaenergia.petrobras.com.br/w/nossas-atividades/margem-equatorial> Acessado em: 12/02/2025.

PETROBRAS (2025b). Meio Ambiente, Social e Governança. Disponível em: <https://www.investidorpetrobras.com.br/esg-meio-ambiente-social-e-governanca/meio-ambiente/>. Acessado em: 09/06/2025.

PETROBRAS (2025c). Prevenção e gestão de acidentes. Disponível em: <https://sustentabilidade.petrobras.com.br/w/prevencao-e-gestao-de-acidentes> Acessado em: 28/06/2025.

PETRONOTICIAS (2024). Disponível em: <https://petronoticias.com.br/estudos-na-margem-equatorial-apontam-que-oleo-nao-volta-para-a-costa-e-petrobras-realiza-nova-expedicao-cientifica/> Acessado em: 21/07/2025.

PORTAL AMAZÔNIA (2025). Petróleo: Margem Equatorial. Disponível em: <https://portalamazonia.com/meio-ambiente/petroleo-margem-equatorial-amazon/> Acessado em: 08/06/2025.

TRIBUNA DO NORTE (2025). Leilão de petróleo da bacia Potiguar. Disponível em: <https://tribunadonorte.com.br/economia/anp-realiza-hoje-leilao-de-petroleo-da-bacia-potiguar/> Acessado em: 20/06/2025.

TULLOW OIL (2022). Tullow Oil shares tumble despite cut in losses and debt levels. Disponível em: <https://www.irishexaminer.com/business/companies/arid-40825040.html> Acessado em: 05/9/2024

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ - UFPA (2015). Estudo sobre a bacia Barreirinhas. Disponível em: <https://bdm.ufpa.br/server/api/core/bitstreams/150f0197-e452-4dd2-ab92-2e4b0b49d60f/content> Acessado em: 17/02/2025.

WWF-Brasil (2022). Estudo da WWF-Brasil sobre vazamentos. Disponível em: https://www2.camara.leg.br/atividade-legislativa/comissoes/comissoes-permanentes/cindra/arquivos/copy_of_WWFBrasil_RicardoFuji.pdf Acessado em: 07/06/2025.

WWF Brasil (2025). Institucional. Disponível em: <https://www.wwf.org.br/sobre/nos/institucional/> Acessado em: 07/06/2025.

8. Anexo

8.1 - Bacia Foz do Amazonas – Rodadas de licitação

Na 1a. rodada ocorrida em 1999, o bloco BM-FZA-1 foi ofertado e arrematado pelas empresas BP (operadora), Esso, Petrobras, Shell e British Borneo (ANP, 2025a).

Os blocos exploratórios ofertados da 4a. rodada ocorrida em 2002 foram BM-FZA-3 e BM-FZA-2 e não tiveram interesse de potenciais compradores (ANP, 2025a).

Na 5a. rodada de 2003, os setores SFZA-AR1 e SFZA-AR2 foram ofertados com um total de 156 blocos. A Petrobras comprou 11 blocos do setor SAFZA-AR1, sendo estes: FZA-M-183, FZA-M-216, FZA-M-217, FZA-M-251, FZA-M-252, FZA-M-253, FZA-M-254, FZA-M-286, FZA-M-287, FZA-M-288 e FZA-M-320; e o bloco FZA-M-321, do setor SFZA-AR2. Os outros blocos não tiveram empresas interessadas (ANP, 2025a).

Na 6a. rodada de 2004, 55 blocos do setor SFZA-AR1 e 89 blocos do setor SFZA-AR2 foram ofertados, onde 9 blocos do setor SFZA-AR2 foram comprados pela Petrobras, sendo eles: FZA-M-533, FZA-M-534, FZA-M-569, FZA-M-570, FZA-M-571, FZA-M-605, FZA-M-606, FZA-M-607 e FZA-M-608. O restante não foi arrematado (ANP, 2025a).

Na 7a. rodada de 2005 foram ofertados 55 blocos do setor SFZA-AR1 e 80 blocos do setor SFZA-AR2 e nenhum foi arrematado (ANP, 2025a).

Na 11a. rodada em 2013 foram ofertados 56 blocos no setor SFZA-AR1, 26 blocos no setor SFZA-AR2, 9 blocos no setor SFZA-AP1 e 6 blocos no setor SFZA-AP2 sendo que somente 14 blocos foram comprados, 2 blocos do setor SFZA-AR1, 3 do setor SFZA-AR2, 8 blocos do setor SFZA-AP1 e 1 um bloco do setor SFZA-AP2. O setor com pior interesse foi o SFZA-AR1 e o setor de melhor resultado foi SFZA-AP1 (ANP, 2025a).

No setor SFZA-AR1, o bloco FZA-M-254 foi comprado pela Brasoil Manati e o bloco FZA-M-320 pela Ecopetrol. Do setor SFZA-AR2 foram comprados 3 blocos, sendo o bloco FZA-M-324 pela BHP Billiton e os blocos FZA-M-467 e FZA-M-539 pela Brasoil Manati. No setor SFZA-AP1, os blocos FZA-M-125, FZA-M-127, FZA-M-57, FZA-M-86 e FZA-M-88 foram comprados conjuntamente pela Total E&P do Brasil (40%), Petrobras (30%) e BP EOC (30%); o bloco FZA-M-184 foi comprado pela OGX, o bloco FZA-M-59 comprado conjuntamente com BP EOC (70%) e Petrobras (30%) e o bloco FZA-M-90 comprado pela Queiroz Galvão (35%), Pacific Brasil (30%) e Premier Oil (35%). Por último, no setor SFZA-AP2 foi comprado o bloco FZA-M-257 pela BHP Billiton.

Na 11ª rodada da ANP, o foco exploratório foi nos turbiditos em águas profundas (ANP, 2025a).

8.2 - Bacia Pará-Maranhão - Rodadas de licitação

Na 3a rodada, o bloco BP-PAMA-1 foi arrematado pelo consórcio Coastal (operadora) e PanCanadian; o bloco BM-PAMA-2 foi comprado pela PanCanadian e o bloco BP-PAMA-3 pela Phillips. O setor (conjunto de vários blocos exploratórios) SPAMA-AP1 teve a Petrobras como vencedora (ANP, 2025a).

Na 9a rodada, 40 blocos do setor SPAMA-AR1 foram ofertados, com destaque para os 5 blocos vendidos: PAMA-M-187, PAMA-M-188, PAMA-M-222, PAMA-M-223, com a Petrobras como operadora e a CVRD e Ecopetrol como consorciadas, e a OGX como a única compradora do bloco PAMA-M-407. Os 10 blocos do setor SPAMA-AR2 foram ofertados, mas somente os blocos PAMA-M-408, PAMA-M-443, PAMA-M-591 e PAMA-M-624 foram comprados pela OGX (ANP, 2023; 2025a).

Na 11a rodada, os blocos PAMA-M-265 e PAMA-M-337 foram arrematados pelas consorciadas Queiroz Galvão e Pacific Brasil (ANP, 2025a).

8.3 - Bacia Barreirinhas – Rodadas de licitação

Na 3a rodada, em 2001, foi ofertada um bloco na bacia de Barreirinhas em águas profundas (BR-BAR-1) da formação Travosas e vendido para a Petrobras (UFPA, 2015).

Na 4a rodada, em 2002, foram ofertados dois blocos (BM-BAR-2 e BM-BAR-3), totalizando 7.304 km². Somente o bloco BM-BAR-3 foi arrematado pela empresa Devon Energy Corporation. Em março de 2009, um poço pioneiro (1DEV14MAS) do bloco BM-BAR-3 revelou indícios de gás, mas o achado não era animador. Com a saída da empresa Devon Energy Corporation, as áreas em seu poder foram repassadas para a Petrobras (UFPA, 2015).

Em 2005, na 5a rodada foi ofertada o setor SBAR-AR2 em águas rasas, contendo 62 blocos. Foi arrematado cinco blocos do setor (BAR-M-377, BAR-M-378, BAR-M-399, BAR-M-355, BAR-M-376). Foram devolvidos quatro desses blocos por falta de licenciamento ambiental e só restou o bloco BAR-M-377 com a Petrobras. (UFPA, 2015).

Na 6a rodada em 2004, foram ofertados 29 blocos do setor SBAR-AR2 em águas rasas e 20 blocos em águas profundas, onde 9 eram do setor SBAR-AP1 e 11 do setor SBAR-AP2. O bloco BAR-M-175 localizado no setor SBAR-AP1 foi o único adquirido, com a empresa Petrobras como vencedora (UFPA, 2015).

Em 2005, na 7a rodada foram ofertados 28 blocos do setor SBAR-AR2, sendo 10 blocos do setor SBAR-AP1 e 11 blocos do setor SBAR-AP2, com uma área de 21.533 km². Nenhum bloco foi arrematado (UFPA, 2015).

A 8a. rodada foi cancelada a mando do governo para cumprir decisões legais, os setores da bacia de Barreirinhas não foram ofertados, porém, a segunda rodada de licitações de áreas inativas contendo acumulações marginais ocorreu normalmente, onde foram ofertados: (UFPA, 2015).

- A. Campos de Espigão - arrematado pela *Panergy Consultoria e Participações em Negócios com Energia Ltda.*;
- B. Oeste de Canoas – arrematado pela *ENGEPET Empresa de Engenharia de Petróleo Ltda.* (50%) e *Perícia Engenharia e Construção Ltda.* (50%); e
- C. São João - arrematado pela *Rio Proerg Engenharia Ltda.* (UFPA, 2015).

No fim de 2013, o consórcio Engepet/Perícia iniciou a produção no poço 1-OC-MA no campo Oeste de Canoas (UFPA, 2015).

Na 11a rodada, em 2013, foram ofertados 26 blocos divididos entre os setores SBAR-AP1 com 6 blocos; e SBAR-AP2 com 8 blocos (águas profundas); e SBAR-AR2 com 13 blocos (águas rasas) (UFPA, 2015).

Foram arrematados cinco blocos do setor SBAR-AP1 (BAR-M-213, BAR-M-215, BAR-M-217, BAR-M-252, BAR-M-254). O bloco BAR-M-213 foi arrematado pela empresa OGX Petróleo e Gás S.A. e os outros quatros blocos (BAR-M-215, BAR-M-217, BAR-M-252 e BAR-M-254) arrematados pela BG Energy Holdings Limited. (UFPA, 2015).

Seis blocos do setor SBAR-AP2 (BAR-M-298, BAR-M-300, BAR-M-340, BAR-M-342, BAR-M-344, BAR-M-346). Onde BAR-M-298 e BAR-M-340 foram arrematados pela BG Energy Holdings Limited e BAR-M-300, BAR-M-342 e BAR-M-344 foram arrematados pelo consórcio BG Energy Holdings Limited (50%), Petrobras (40%) e Petrogal S.A. (10%); e o bloco BAR-M-346 foi arrematado pelo consórcio BP Exploration Operating Company Limited (50%) e Total E&P do Brasil Ltda. (50%) (UFPA, 2015).

E sete blocos do setor SBAR-AR2 (BAR-M-292, BAR-M-293, BAR-M-313, BAR-M-314, BAR-M-387, BAR-M-388 e BAR-M-389). Os blocos BAR-M-251 e BAR-M-389 foram adquiridos pela OGX Petróleo e Gás S.A.; os blocos BAR-M-292, BAR-M-293, BAR-M-313 e BAR-M-314 foram arrematados pela empresa Chariot Oil & Gas Limited; o bloco BAR-M-387 foi arrematado pela Ouro Preto Óleo e Gás S.A.; e o bloco BAR-M-388 foi arrematado pelo consórcio BG Energy Holdings limited (50%), Petrobras (40%) e Petrogal S.A. (10%) (UFPA, 2015).

8.4 - Bacia Ceará - Rodadas de licitação

Na 3a. rodada de licitação foram ofertados os blocos BM-CE-1 e BM-CE-2, sendo ambos arrematados pela Petrobras (ANP, 2025a).

Na 11a. rodada foi ofertado o setor SCE-AP3, com 11 blocos, onde 6 foram arrematados.

O bloco CE-M-603 foi arrematado pela ExxonMobil (50%) e OGX (50%); o bloco CE-M-661, foi arrematado pela Total E&P do Brasil (45%), Queiroz Galvão (25%) e OGX (30%); o bloco CE-M-663 foi arrematado pela OGX; o CE-M-665 foi arrematado pela Premier Oil (50%) e CEPSA (50%); o bloco CE-M-715 foi arrematado pela Chevron Brazil (50%) e Ecopetrol (50%) e o bloco CE-M-717 foi arrematado pela Premier Oil (50%) e CEPSA (50%) (ANP, 2025a).

Na 15a. rodada foram ofertados dois setores: SCE-AP2 com 7 blocos e SCE-AP3 com 5 blocos. Somente o bloco CE-M-601 (SCE-AP2) foi arrematado pela empresa Wintershall Holding (ANP, 2025a).

8.5 - Bacia Potiguar – Rodadas de licitação

Na 1a. rodada de licitação foram ofertados os blocos BM-POT-1 e BT-POT-2, onde somente o bloco BM-POT-1 foi arrematado pela empresa Agip (ANP, 2025a).

Na 2a. rodada foram ofertados os blocos BT-POT-3 e BT-POT-4. Os dois foram arrematados, o bloco BT-POT-3 foi comprado pela empresa Rainier e o bloco BT-POT-4 pela Petrobras (ANP, 2025a).

Na 3a. rodada foram ofertados os blocos BT-POT-5, BT-POT-6 e BT-POT-7. O bloco BT-POT-5 foi arrematado pela Rainier e os blocos BT-POT-6 e BT-POT-7 pela Koch (ANP, 2025a).

Na 4a. rodada foram ofertados os blocos BT-POT-8, BT-POT-9 e BT-POT-10 (em terra) e os blocos BT-POT-11, BT-POT-12, BM-POT-13, BT-POT-14 E BT-POT-15 (em mar). Foram arrematados os blocos BM-POT-11 pela Petróleo Brasileiro S.A (60%) e El Paso CGP Company (40%); BM-POT-13 pela Petróleo Brasileiro S.A (40%), Unocal Corporation (30%) e El Paso CGP Company (30%); BT-POT-8 pela Petróleo Brasileiro S.A; BT-POT-9 pela Partex Oil and Gas (Holdings) Corporation e BT-POT-10 pela Dover Investments Limited (ANP, 2025a).

Na 5a. rodada foram ofertados os setores SPOT-T2, SPOT-T3, SPOT-T4 E SPOT-T5 com 153 blocos onde, foram arrematados 4 blocos do setor SPOT-T2, SPOT-T3 e SPOT-T4 e 3 blocos do setor SPOT-T5. Do setor SPOT-T2: POT-T-302 e POT-T-432 pela Aurizonia; POT-T-352 pela Synerg e POT-T-391 pela Petrobras; Do setor SPOT-T3: POT-T-353 e POT-T-354 pela Synergy, POT-T-401 e POT-T-402 pela Aurizonia; Do setor SPOT-T4: POT-T-837 pela Petróleo Brasileiro S.A., POT-T-512 e POT-T-558 pela Partex (50%) e Petrobras (50%) e POT-T-696 pela Synergy; Do setor SPOT-T5: POT-T-655 Petróleo Brasileiro S.A, POT-T-569 e POT-T-614 pela Aurizonia (ANP, 2025a).

Na 6a. rodada foram ofertados 27 blocos no setor SPOT-T2, 30 blocos no setor SPOT-T3, 61 blocos no setor SPOT-T4 e 23 blocos no setor SPOT-T5. Do setor SPOT-T2 foram arrematados 13 blocos, sendo: POT-T-197, POT-T-321 e POT-T-392 pela Aurizonia;

POT-T-210, POT-T-211 e POT-T-257 pela Petrobras; POT-T-433, POT-T-434, POT-T-476, POT-T-477 e POT-T-366 pela Quantra; POT-T-478 e POT-T-355 pela Petrogal (50%) e Petrobras (50%); do setor SPOT-T3 foram arrematados 11 blocos: POT-T-393, POT-T-403 e POT-T-404 pela Aurizonia; POT-T-485 pela Quantra; POT-T-394, POT-T-395, POT-T-435, POT-T-436, POT-T-479 e POT-T-480 pela Petrobras (50%) e Petrogal (50%); POT-T-437 pela Synergy (65%); PortSea (35%); do setor SPOT-T4 foram arrematados 19 blocos: POT-T-513, POT-T-514, POT-T-557 e POT-T-559 pela Partex (50%) e Petrobras (50%); POT-T-521, POT-T-556, POT-T-601, POT-T-602 pela Petrogal (50%) e Petrobras (50%); POT-T-520, POT-T-563, POT-T-700, POT-T-791 pela Petrobras; POT-T-701, POT-T-790, POT-T-881 e POT-T-883 pela Aurizonia; POT-T-562 e POT-T-607 pela Quantra; POT-T-699 pela Synergy (65%) e PortSea (35%); Do SPOT-T5 foram arrematados 10 blocos: POT-T-523, POT-T-524, POT-T-527 e POT-T-528 pela Synergy (65%) e PortSea (35%); POT-T-568 e POT-T-613 pela Aurizonia; POT-T-575 e POT-T-661 pela Petrobras; POT-T-704 e POT-T-750 pela Quantra (ANP, 2025a).

Na 7a. rodada foram ofertados 16 blocos no setor SPOT-T2, 22 blocos no setor SPOT-T3, 43 blocos no setor SPOT-T4, 13 blocos no setor SPOT-T5 (setores terrestre) e 29 blocos do setor SPOT-API (setor marítimo).

Cinco blocos foram comprados do setor SPOT-API: POT-M-665, POT-M-853 e POT-M-855 pela Petrobras (80%) e Petrogal (20%); POT-M-663 e POT-M-760 pela Petrobras (60%), EnCana (20%) e Petrogal (20%) (ANP, 2025a).

Nove blocos do setor SPOT-T2: POT-T-225, POT-T-239, POT-T-240, POT-T-241, POT-T-255 e POT-T-256 pela Petrobras (50%) e Petrogal (50%); POT-T-186 e POT-T-298 pela Aurizônia Petróleo (47%) e Phoenix (53%); e POT-T-196 pela Petrobras.

Treze blocos no setor SPOT-T3: POT-T-354, POT-T-440, POT-T-447, POT-T-484 pela Petrogal (50%) e Petrobras (50%); POT-T-367 e POT-T-407 pela Quantra (70%) e Phoenix (30%); POT-T-441, POT-T-442, POT-T-445 e POT-T-488 pela Petrobras; POT-T-481 pela Synergy; POT-T-439 pela Central Resources; POT-T-406 pela Aurizônia Petróleo (70%) e Phoenix (30%) (ANP, 2025a).

No setor SPOT-T4 foram vendidos 19 blocos: POT-T-564, POT-T-565, POT-T-792, POT-T-882 para Quantra (47%) e Phoenix (53%); POT-T-605, POT-T-606, POT-T-650, POT-T-651, POT-T-696, POT-T-697 para a Petrobras (50%) e Petrogal (50%); POT-T-748, POT-T-749 E POT-T-794 para a SHB (30%) e Petrobras (70%); POT-T-612 e POT-T-656 para Central Resources; POT-T-744 e POT-T-745 para Petrobras; POT-T-698 para Aurizônia Petróleo (47%) e Phoenix (53%); POT-T-747 para Synergy.

No setor SPOT-T5 foram comprados 8 blocos: POT-T-531, POT-T-662, POT-T-705 e POT-T-706 pela Petrobras; POT-T-573, POT-T-576 e POT-T-619 pela Aurizônia Petróleo (47%) e Phoenix (53%); POT-T-525 pela Quantra (47%) e Phoenix (53%) (ANP, 2025a).

Na 9a. Rodada foram ofertados 20 blocos no setor SPOT-T1B, onde 6 blocos foram arrematados: POT-T-191, POT-T-192 pela Rich; POT-T-194 e POT-T-195 pela SHB; POT-T-207 e POT-T-208 pela SHB (70%) e Eaglestar (30%) (ANP, 2025a).

Na 10a. rodada foram ofertados 35 blocos no setor SPOT-T4, onde 14 blocos foram arrematados: POT-T-515, POT-T-560, POT-T-600, POT-T-602, POT-T-609, POT-T-610 pela Petrobras; POT-T-556, POT-T-601 pela Partex Brasil (50%) e Petrobras (50%); POT-T-563, POT-T-564, POT-T-608, POT-T-699 e POT-T-743 pela Petrobras (50%) e

Petrogal (50%); POT-T-603 pela Sipet (30%), Imetame (10%), Orteng (11%), CEMIG (24.5%) e Codemig (24.5%) (ANP, 2025a).

Na 11a. rodada foram ofertados 3 blocos no setor SPOT-T3, 17 blocos no setor SPOT-T5 e 10 blocos no setor SPOT-AP1, onde foram arrematados ao todo 18 blocos com: 4 blocos no setor SPOT-AP1: POT-M-475 pela OGX; POT-M-567 pela Ecopetrol; POT-M-762 pela ExxonMobil (50%) e OGX (50%); POT-M-764 pela Petrobras (40%), Petrogal (20%) e BP EOC (40%); 3 blocos no setor SPOT-T3: POT-T-442 e POT-T-443 pela Irati; POT-T-485 pela Imetame; 11 blocos no SPOT-T5: POT-T-569 pela Imetame; POT-T-575, POT-T-617 e POT-T-618 pela UTC EP; POT-T-613 e POT-T-614 pela Petrobras; POT-T-619, POT-T-620, POT-T-663, POT-T-664 e POT-T-665 pela Geopark (ANP, 2025a).

Na 13a. rodada foram ofertados 12 blocos no setor SPOT-T2, 9 blocos no setor SPOT-T3, 47 blocos no setor SPOT-T4 e 3 blocos no setor SPOT-T5, e foram arrematados somente 6 blocos do setor SPOT-T4: POT-T-699 pela Imetame; POT-T-741 pela UTC EP; POT-T-743 e POT-T-744 pela UTC EP (50%) e Phoenix (50%); POT-T-747 e POT-T-882 pela Geopark Brasil (ANP, 2025a).

Na 14a. rodada, foram ofertados 5 blocos no setor SPOT-T1B, 2 blocos no setor SPOT-T2, 54 blocos no setor SPOT-T4 e 1 bloco no setor SPOT-T5, e só foi arrematado o bloco POT-T-785 pela Geopark Brasil do setor SPOT-T4 (ANP, 2025a).

Na 15a. rodada, foram ofertados 5 blocos no setor SPOT-AP1, 6 blocos no setor SPOT-AP2 e 2 no setor SPOT-AR1. Foram arrematados 7 blocos, sendo: 1 bloco do SPOT-AP1 (POT-M-762) pela Petrobras e 6 blocos do setor SPOT-AP2, com Wintershall Holding obtendo os blocos POT-M-857, POT-M-863 e POT-M-865; Petrobras (60%) e Shell Brasil (40%) obtendo os blocos POT-M-859 e POT-M-952; e Shell Brasil o bloco POT-M-948 (ANP, 2025a).

Na 17a rodada foram ofertados 11 blocos no setor SPOT-AP2 e 3 blocos no setor SPOT-AUP2 e nenhum bloco foi arrematado (ANP, 2025a).