

**Anexo I – Posicionamento da empresa sobre a recomendação nº 8/2023 do MPF**

Rio de Janeiro, 24 de agosto de 2023.

**Ilmo. Sr. Rodrigo Antonio de Agostinho Mendonça**

**Presidente do Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis – IBAMA**

SCEN- Trecho 2 – Edifício Sede do IBAMA

70.818.900 – Brasília – DF

presidência@ibama.gov.br

**Assunto:** Recomendação nº 8/2023, pela qual o MPF recomenda a manutenção da decisão de indeferimento do pedido de expedição de licença ambiental para atividade de perfuração marítima no Bloco FZA-M-59, em Amapá Águas Profundas.

**Referência:** Processo Administrativo Ibama nº 02022.000336/2014-53 e Despacho 15786950/2023-Gabin (nº 02001.012852/2023-87).

Tomando por referência a Recomendação nº 8/2023, feita pela Procuradoria da República no Amapá, da qual se tomou conhecimento em razão do seu lançamento nos autos do processo administrativo IBAMA nº 02022.000336/2014-53, a Petrobras comparece no presente processo administrativo trazendo as razões técnicas que entende necessárias para contrapor e refutar os argumentos do MPF, demonstrando, como já vem sendo feito neste processo de licenciamento, a viabilidade e segurança da exploração do Bloco FZA-M-59.

A este respeito, levando em conta cada um dos ‘considerandos’ trazidos na recomendação ministerial, é imprescindível atentar que:

*“CONSIDERANDO que em 15/05/2023, o Ministério Público Federal recomendou ao presidente do Ibama o indeferimento do pedido de licenciamento ambiental formulado pela Petrobras no Processo Administrativo nº 02022.000336/2014-53, relativo ao Bloco FZA-M-59, na Foz do Rio Amazonas por meio da Recomendação nº 7/2023;*

*CONSIDERANDO que embora o acatamento não tenha sido sinalizado formalmente pelo órgão destinatário, a autarquia tornou pública a decisão de indeferimento da licença à Petrobras em 18/05/2023 por meio da divulgação do Despacho nº 15786950/2023 - o que atende, portanto, ao objeto do ato ministerial;*

*CONSIDERANDO que ainda assim é imprescindível a continuidade de instrução do Inquérito Civil nº 1.12.000.000824/2018-41 para acompanhar os desdobramentos do processo de nº*

02022.000336/2014-53 (SEI), já que em 25/05/2023 a empresa interessada protocolou pedido de reconsideração;

*CONSIDERANDO que a petição apresentada por meio da Carta SMS 3/2023 é fundamentada em oito argumentos centrais: 1) A viabilidade ambiental do licenciamento na Margem Equatorial Brasileira em razão de regular leilão da ANP, bem como a necessidade da Nova Fronteira para a segurança energética do país; 2) A desconsideração da posição técnica do Diretor da DILIC, exarada no Despacho nº 15559921; 3) A extemporaneidade da manifestação do Ibama em relação ao oito projetos que já haviam sido aprovados em pareceres anteriores; 4) A facultatividade da Avaliação Ambiental em Área Sedimentar - AAAS; 5) A ausência de impacto direto sobre as comunidades indígenas; 6) A adequação do Plano de Proteção à Fauna (PPAF) para atendimento da fauna oleada; 7) A proposta de incrementação da estrutura de atendimento veterinário em Oiapoque, a fim de criar uma Unidade de Estabilização e Despetrolização no município e; 8) A necessidade de realização da Avaliação Pré-Operacional (APO) para comprovar sua executabilidade e, ainda, a mobilização de todos os equipamentos necessários para tanto;*

*CONSIDERANDO que o pedido da Petrobras parte de premissas equivocadas, as quais distorcem ou reduzem as manifestações do Ibama em pareceres anteriores e que, além disso, a empresa deixa de se manifestar acerca de aspectos cruciais para o indeferimento da licença de operação na Foz do Amazonas, que não podem ser desprezados”.*

#### ● POSICIONAMENTO DA PETROBRAS

A Petrobras discorda veemente da afirmação de que partiu de premissas equivocadas, razão pela qual expõe ao longo do presente documento suas considerações acerca da recomendação emitida, reafirmando o compromisso da companhia com a transparência na condução do licenciamento ambiental, bem como com a robustez das informações prestadas ao longo do processo para subsidiar o pedido de reconsideração apresentado.

*“CONSIDERANDO que a Carta SMS 3/2023 destaca a inverídica informação de que o poço se localiza em área em que, “comprovadamente”, “não há nenhum registro de existência de unidades de conservação próximas, terras indígenas ou povos indígenas isolados, tampouco está localizada em local próximo a rios, lagos, várzeas, sistema de recifes, entorno de terras tradicionalmente ocupadas ou com ação prioritária para criação de unidades de conservação de uso sustentável.”;*

*CONSIDERANDO que a insistência no argumento de que a atividade pretendida está a 560 km da Foz do Amazonas omite que a área do poço Morpho permanece sob a influência hidrodinâmica do referido rio, a qual se propaga por centenas de quilômetros;*

*CONSIDERANDO que o aludido poço dista somente 175 km da costa do Amapá - região na qual, diversamente do alegado pela Petrobras, existem unidades de conservação próximas (PARNA Cabo Orange), terras indígenas (TI Uaçá) e, ainda, a proximidade de zonas úmidas contínuas compostas também por rios, lagos, várzeas (Sucuriju), sistema de recifes e entornos de terras tradicionalmente ocupadas, dependentes da pesca e do extrativismo;*

*CONSIDERANDO que o ponto terrestre mais próximo do aludido poço corresponde ao Parque Nacional do Cabo Orange, unidade de conservação incluída em 2013 na lista de sítios Ramsar brasileiros e que o restante da costa do estado do Amapá e do Pará está inserida no estuário do Amazonas e seus manguezais, sítio incluso com status de relevância regional na referida lista em 2018[1];*

*CONSIDERANDO que os sítios Ramsar compreendem regiões reconhecidas internacionalmente como importantes para a conservação e uso sustentável das áreas úmidas e das populações humanas que dela dependem;*

*CONSIDERANDO que esse título é atribuído após indicação pelos países signatários da Convenção de Ramsar (Convenção sobre Zonas Úmidas de Importância Internacional, 1971), ratificado pelo Brasil por meio do Decreto nº 1.905/1966 e, portanto, de caráter obrigatório (hard law);*

*CONSIDERANDO que o referido tratado baseia-se na cooperação e visa a promover a conservação e o uso racional de áreas úmidas no mundo (art. 3º), a partir do reconhecimento de sua importância ecológica e do valor social, econômico, cultural, científico e recreativo que possuem;*

*CONSIDERANDO que para alcançar tais objetivos, os signatários possuem benefícios e obrigações expressas, dentre as quais destaca-se o dever de providenciar a proteção adequada dessas regiões e de compensar qualquer perda de recursos, além de incentivar a pesquisa e o intercâmbio de dados e publicações relativas às zonas úmidas e à sua flora e fauna (art. 4º)”.*

## ● POSICIONAMENTO DA PETROBRAS

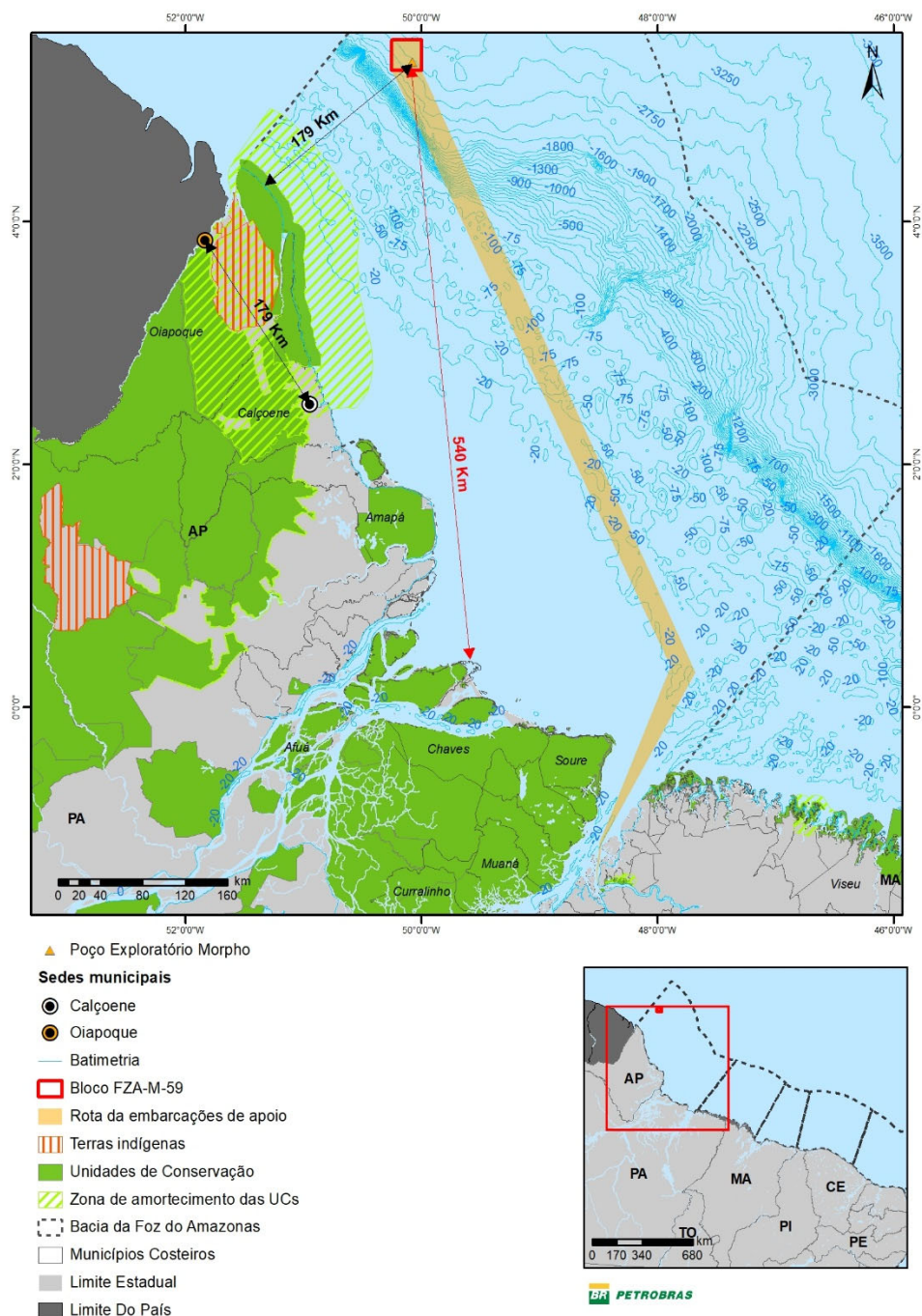
Primeiramente, a Petrobras reafirma que o poço previsto, denominado Morpho, está localizado a 175 km da costa do Amapá, considerando o município de Oiapoque/AP como referência, em lâmina d'água de 2.880 m. Ademais, constitui fato inconteste que o poço está localizado acerca de 540 km da foz do rio Amazonas. Desse modo, não se trata de argumento, mas sim de fato geográfico, objetivamente atestado por meio de ferramentas de geoprocessamento.

As considerações formuladas pelo órgão ministerial no texto da recomendação – que toma por base as considerações infundadas que suportaram a Recomendação Conjunta nº 07/2023 do MPF-PA e MPF-AP – são lastreadas em premissas inverídicas e sensacionalistas, que contrariam fatos geográficos incontestáveis e se destinam apenas a criar um clamor social a respeito do tema, calcado em senso comum e sem levar em conta os dados técnicos mais atualizados disponíveis.

Cabe ressaltar ainda que a distância de 175 km corresponde à distância em linha reta entre as sedes dos municípios de Oiapoque e Calçoene/AP, o que demonstra o considerável afastamento entre o poço e a costa amapaense. Essa distância é equivalente a poços recentemente perfurados na região sudeste, em especial na Bacia de Campos. Ou seja, trata-se de distância recorrente entre locais de poços em águas ultraprofundas e a costa brasileira.

Considerando as bases de dados oficiais do ICMBIO e da FUNAI, não há quaisquer áreas protegidas, unidades de conservação ou terras indígenas na área onde se pretende perfurar o poço Morpho. A recomendação menciona a Unidade de Conservação Parque Nacional do Cabo Orange (PNCO) e a Terra Indígena (TI) Uaçá como áreas próximas à

locação do poço. Ora, de acordo com o Plano de Manejo do PNCO<sup>1</sup>, a unidade de conservação, além de sua área terrestre, adentra 10 km no oceano, distância muito inferior aos 175 km da localização do poço previsto. Do mesmo modo, as terras indígenas situadas no município de Oiapoque/AP estão distantes pelo menos 175 km da localização, considerando como limite a linha de costa. A Figura 1, a seguir, ilustra a localização da atividade e das áreas protegidas mencionadas na Recomendação.



**Figura 1:** Mapa de localização da atividade e detalhamento das distâncias entre o poço e áreas de interesse socioambiental.

<sup>1</sup> Disponível em: <https://www.gov.br/icmbio/pt-br/assuntos/biodiversidade/unidade-de-conservacao/unidades-de-biomas/marinho/lista-de-ucs/parna-do-cabo-orange>. Acesso em 22.08.2023.

Cabe ressaltar que a Portaria Interministerial nº 60, de 24 de março de 2015, estabelece distâncias de referência entre empreendimentos e áreas protegidas para a condução de processos de licenciamento ambiental. No que tange às terras indígenas, a referida portaria estabelece a distância de 10 km como referência, ou seja, valor muito inferior à distância de 175 km entre a costa e a área do poço. Diante disso, afirmar, como o faz a recomendação, que as áreas protegidas estão próximas à área do poço parece contrariar a própria legislação vigente para o licenciamento ambiental.

Com base nesta importante consideração a respeito do contexto que deu gênese à recomendação ministerial, caem por terra os infelizes argumentos suscitados na verdadeira ameaça veiculada ao IBAMA pelo MPF, que desprestigia a competência legal exclusiva do órgão ambiental federal e o próprio princípio republicano.

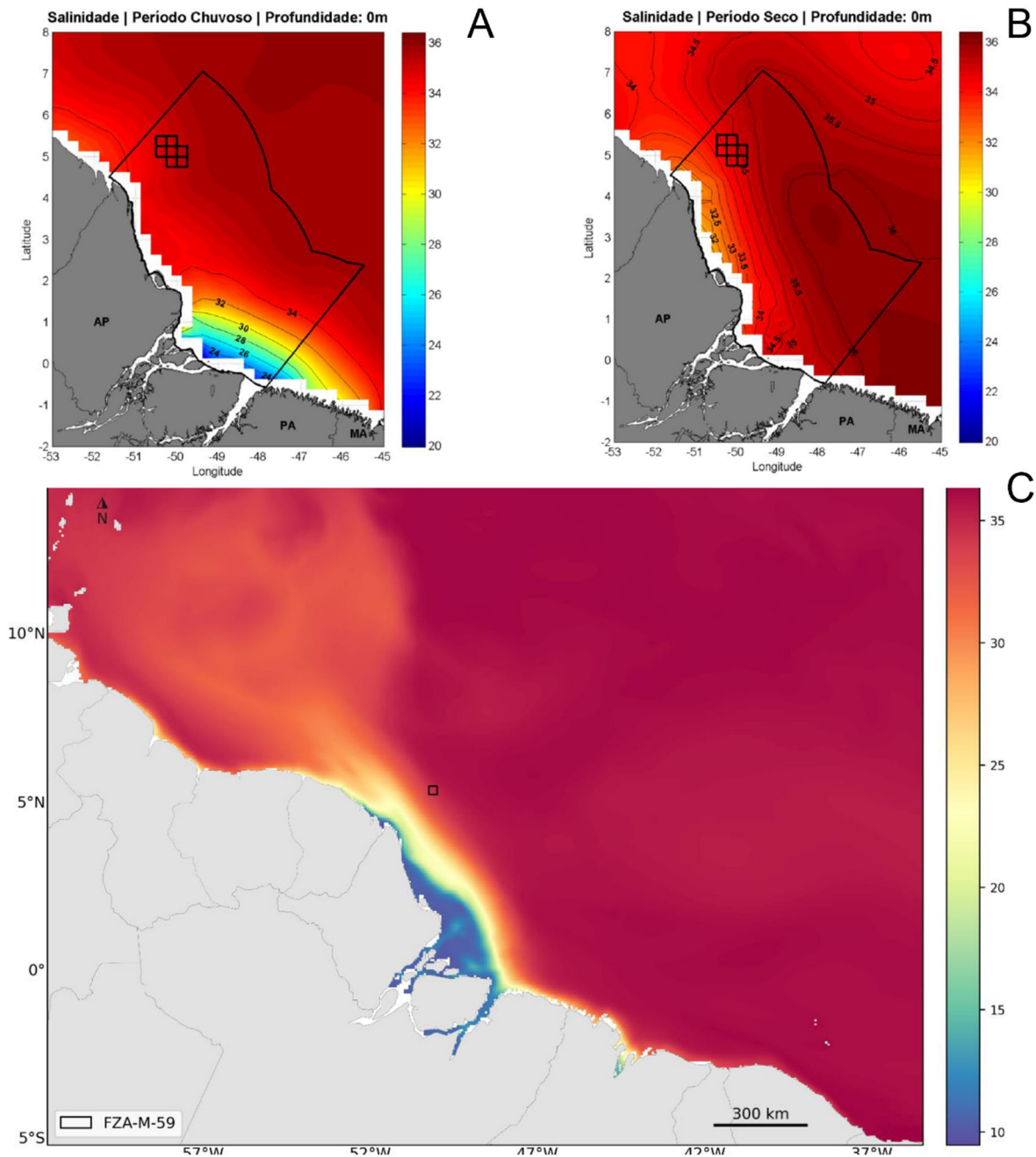
Apesar da considerável distância entre poço previsto e a costa, todas as informações relativas à região costeira foram consideradas no Estudo de Impacto Ambiental. Isso pode ser evidenciado por meio do diagnóstico ambiental disponível no Estudo Ambiental de Caráter Regional (EACR) da Bacia Foz do Amazonas, disponível no site do IBAMA<sup>2</sup> e aprovado pelo próprio órgão, a quem compete a avaliação da documentação técnica apresentada no âmbito dos processos de licenciamento ambiental. Desse modo, tanto a avaliação de impactos quanto a análise de riscos ambientais consideraram a ocorrência de áreas protegidas e ecossistemas sensíveis.

No que tange à influência da pluma do rio Amazonas na região oceânica, a Petrobras destaca que não houve em nenhum momento qualquer tentativa de omissão. Essa particularidade da hidrodinâmica costeira e oceânica da região Amazônica foi considerada tanto no EACR supracitado quanto nas modelagens hidrodinâmicas e de dispersão de óleo no mar utilizadas no estudo de impacto ambiental da atividade de perfuração no bloco FZA-M-59. Fica evidente a influência da pluma do rio Amazonas representada pela região de baixa salinidade na superfície do mar que pode ser observada nos mapas elaborados no diagnóstico ambiental e na base hidrodinâmica desenvolvida pela consultora Prooceano para esse processo de licenciamento (Figura 2).

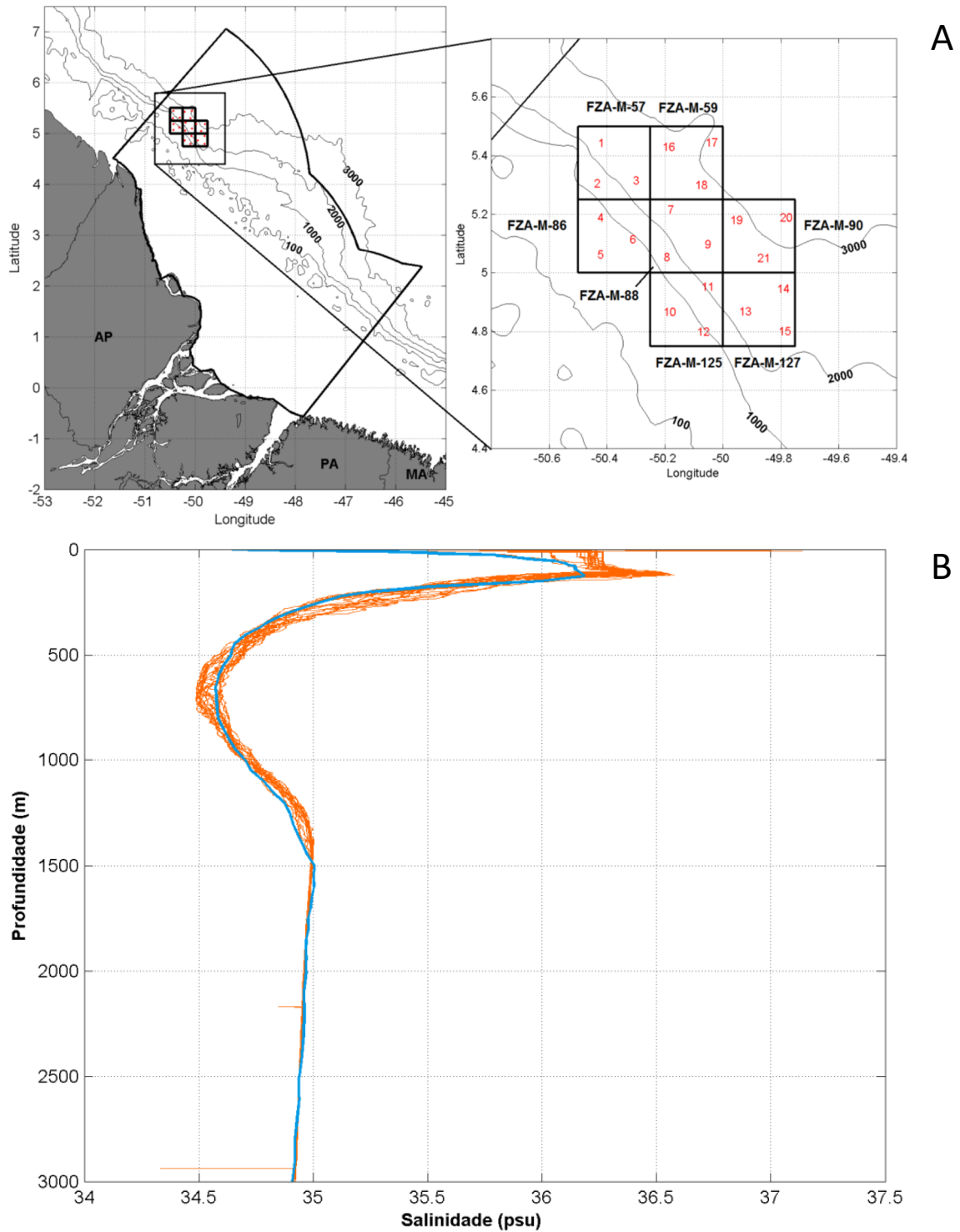
Essas informações que evidenciam o alcance da pluma do rio Amazonas são corroboradas por coletas de dados de salinidade na área dos blocos exploratórios da Petrobras na bacia da Foz do Amazonas que foram realizadas na campanha *baseline* do EACR (Figura 3). A salinidade em superfície apresenta valores acima de 36, indicando que não há influência da pluma do rio Amazonas na área dos blocos, que ocorre, de modo geral, em salinidade inferior a 33 na porção superficial da coluna d'água.

---

<sup>2</sup> [Index of /Petroleo/Perfuracao/Estudo Ambiental de Carater Regional - Bacia Foz do Amazonas - BP, Queiroz Galvao e Total \(ibama.gov.br\)](#). Acesso em 22.08.2023.



**Figura 2:** (A) Climatologia sazonal de salinidade na superfície do mar para o período chuvoso (Fonte: EACR, 2018; capítulo II.6.1.1.2. Oceanografia). (B) Climatologia sazonal de salinidade na superfície do mar para o período seco (Fonte: EACR, 2018; capítulo II.6.1.1.2. Oceanografia). (C) Campo médio de salinidade na superfície do mar no mês de maio/2013 retirado do relatório de modelagem hidrodinâmica e de derrame de óleo do FZA-M-59 entregue ao IBAMA em novembro/2022. A influência da pluma do rio Amazonas pode ser observada em águas com salinidade abaixo de 33.



**Figura 3:** (A) Estações de coleta de dados de temperatura e salinidade nos blocos exploratórios da Foz do Amazonas. (B) Perfis de salinidade em profundidade dos dados coletados na campanha baseline do EACR (laranja) e obtido da climatologia do WOA13 no ponto mais próximo aos blocos (Fonte: EACR, 2018; capítulo II.6.1.1.2. Oceanografia). A influência da pluma do rio Amazonas pode ser observada em águas com salinidade abaixo de 33.

Os estudos apresentados no processo de licenciamento ambiental, atualizados sempre que necessário, e aprovados pelo IBAMA, demonstram que não há impactos previstos em áreas úmidas, razão pela qual, mais uma vez, evidencia-se que os argumentos trazidos na recomendação ministerial são suportados por premissas falsas, que não representam as informações técnicas mais confiáveis a respeito do assunto.

*CONSIDERANDO que diversas dessas áreas foram consideradas como “extremamente sensíveis” (graus 9 e 10) pelo Atlas de Sensibilidade Ambiental ao Óleo (Cartas SAO) da Bacia Marítima da Foz do Amazonas, um estudo elaborado em 2016 pelo Ministério de Meio Ambiente;*

*CONSIDERANDO que no estado do Amapá cerca de 85% do litoral é composto por substratos lamosos vegetados, com índices de sensibilidade nível 10 (ISL 10, grau máximo) associados a margens de rio e lagoa (40,39%), manguezais (22,77%), banhados (10,12%), terraços alagadiços (8,06%) e barras de rio (3,22%);*

*CONSIDERANDO que no Pará os habitats associados às barras vegetadas (41,67%), margens de rios (21,13%) e terraços alagadiços (6,46%) totalizam cerca de 70% da ocorrência dos índices de sensibilidade (ISL 10), concentrando-se nos setores insular e continental estuarino;*

*CONSIDERANDO que dentre tais ambientes, os mangues sobressaem não apenas pela especial sensibilidade, mas também pela sua relevância ecológica, já que além de serem berçários naturais da vida marinha, esses ecossistemas realizam captura de carbono da atmosfera em número 57% maior do que outras vegetações tropicais e, assim, contribuem para desacelerar o ritmo do aquecimento global[2];*

*CONSIDERANDO que essa atividade indica o valor estratégico dos mangues para a agenda ambiental brasileira no cenário internacional, sobretudo porque o país detém a segunda maior área de manguezal do mundo e a maior área contínua de florestas de mangue no planeta, localizada precisamente na Costa Norte[3];*

*CONSIDERANDO que ciente disso, em 2015 o ICMBlo incluiu o Cabo Orange-Sucuriju (Litoral do Amapá), o Marajó (Ilha do Marajó, Estado do Pará) e o Cinturão Pará-Maranhão como áreas estratégicas do Plano de Ação Nacional de Conservação de Manguezais (PAN Manguezal), com destinação de valores para a proteção desses locais[4];*

*CONSIDERANDO que nessas regiões a grande ocorrência do ecossistema de manguezais limita os processos de limpeza em caso de derramamento de óleo e que, segundo o MMA (Cartas SAO), o acesso remoto e as variações do nível d'água devido às macromarés dificultam o acesso aos ecossistemas e impossibilitam ações imediatas de remediação”.*

## ● POSICIONAMENTO DA PETROBRAS

A caracterização da sensibilidade costeira é realizada de forma detalhada em todos os estudos ambientais, subsidiando tanto a avaliação de possíveis impactos quanto o planejamento da resposta a emergências ambientais, inclusive no processo de licenciamento em tela.

Cabe destacar que as ferramentas e mapas de sensibilidade disponíveis hoje no país para subsidiar todos os licenciamentos ambientais resultam de uma importante contribuição da Petrobras para seu desenvolvimento e aprimoramento.

Historicamente, a Petrobras atuou para o desenvolvimento metodológico e aprimoramento da avaliação da sensibilidade ambiental nas áreas de influências das suas atividades. Em 1998, foi iniciado um projeto no Centro de Pesquisa da Petrobras (Cenpes), em parceria com universidades brasileiras, para desenvolver uma metodologia para mapeamento da sensibilidade ambiental a derramamentos de óleo, com base na tecnologia da NOAA (*National Oceanic and Atmospheric Administration*). Essa tecnologia, inédita até então na indústria petrolífera brasileira, auxilia na tomada de decisões sobre prioridades de proteção e definição de estratégias de resposta, no caso de derramamentos de óleo.

O projeto teve dois produtos principais: manual para elaboração de mapas de sensibilidade ambiental e criação de um sistema de informações geográficas que permitisse a elaboração de mapas digitais e impressos. O manual, ainda em formato de minuta, foi encaminhado ao Ministério do Meio Ambiente, que o utilizou como subsídio à elaboração das “Especificações e Normas Técnicas para a Elaboração de Cartas de Sensibilidade Ambiental para Derramamentos de Óleo” do MMA para geração de Cartas SAO, conforme mencionado no próprio documento do MMA e citado na sua bibliografia.

A aplicação dessa metodologia, sob a coordenação do Cenpes e em parceria com a comunidade científica, que envolveu cerca de 150 pesquisadores, contemplou ambientes costeiros e estuarinos em quase todo Brasil e em algumas áreas fluviais. Houve a geração de mais de 23 mapas associados a uma base de dados georreferenciados com dados geomorfológicos, biológicos e socioambientais.

Essa base de dados nacionais contribuiu, posteriormente, para o desenvolvimento do [Mapeamento Ambiental para Resposta à Emergência no Mar \(MAREM\)](#), extenso banco de dados georreferenciado da costa brasileira, que permite uma análise detalhada e ações de resposta imediata em área eventualmente afetada por uma emergência ambiental, estruturado por meio de um Acordo de Cooperação Técnica (ACT) entre o Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA) e o Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás (IBP).

O MAREM também estruturou Fichas Estratégicas de Resposta (FER) para todos os trechos da costa. Nessas FER são apresentadas diversas informações de interesse tático e operacional para a resposta, tais como fotos, coordenadas, forma de acesso, fauna relevante existente, etc. Uma das informações mais importantes apresentadas nas FER é a sua indicação como “Área Prioritária para Proteção” ou “Uso a ser definido”. Esta indicação se baseia, entre outros fatores, na presença relevante de fauna, no ISL e na localização em Unidade de Conservação. Essas iniciativas conjuntas da Petrobras com a indústria de óleo e gás e o IBAMA se materializam no Projeto de Proteção e Limpeza de Costa e no Projeto de Proteção à Fauna,

que compõem o MAREM, e contribuem para tornar as avaliações mais robustas e padronizadas, com base no desenvolvimento científico e tecnológico e nas experiências em planejamento, gestão e execução de projetos ambientais, visando à capacitação e ao aprimoramento do processo de avaliação de impactos ambientais e ao aperfeiçoamento da gestão ambiental relacionados às atividades de exploração e produção de óleo e gás.

Em relação aos questionamentos específicos sobre a região, é importante esclarecer que ao longo de toda a costa brasileira se encontram trechos do litoral classificados como ISL 9 ou 10. Em específico, existem manguezais ou marismas (ISL 10) associados a todos os estuários de rios, não sendo estes ISL uma exclusividade do litoral norte brasileiro, o que não impede o desenvolvimento de atividades de óleo e gás, portos e navegação para transporte de carga ao longo da sua costa.

Desde o início da adoção da técnica de análise de sensibilidade do litoral ao óleo, a Petrobras tem utilizado estas informações como elementos para desenvolvimento das suas estratégias de gestão de risco e de planejamento de suas operações. Por exemplo, a localização de bases com recursos de resposta considera o acesso a estas regiões de maior sensibilidade, bem como são dimensionados recursos de proteção e limpeza adequados para estes ambientes. De forma similar, procedimentos específicos para ação de resposta foram desenvolvidos e são aplicados para cada um dos ambientes. Outro exemplo de uso destas informações são revisões no traçado de dutos ou posicionamento de instalações costeiras de forma a reduzir impactos em trechos sensíveis do litoral.

Além disso, cabe ressaltar que o ISL é uma representação gráfica que mede níveis de sensibilidade do litoral baseados em diversos fatores, e que não representam de forma alguma a inviabilidade de recuperação, que é apenas um dos fatores considerados. Para definir o ISL, se consideram os seguintes fatores: (1) Exposição a ação de ondas e maré; (2) Produtividade biológica; (3) Características do substrato, tais como tamanho de grão, permeabilidade e mobilidade; (4) Declividade; (5) Facilidade de limpeza; e (6) Facilidade de recuperação.

Por fim, reiteramos que o Plano de Emergência Individual apresentado pela Petrobras para este processo e para os demais empreendimentos em que ela atua reconhece e considera as informações da Análise de Vulnerabilidade no estabelecimento das suas estratégias e táticas de resposta.

Nesta medida, cabe refutar com veemência todas as injustas acusações contra a Petrobras, formuladas pelo MPF na recomendação, sem nenhuma prova e com base em afirmações de mero senso comum, as quais evidenciam o viés político-ideológico da atuação ministerial no presente caso, afastando-se do enfrentamento calcado na técnica jurídica, que pressupõe a atuação da instituição do Ministério Público.

Até onde se pode observar, grande parte das afirmações lançadas na recomendação representam um mero 'desejo' do MPF, que não tem lastro em nenhum elemento de prova que conste do processo de licenciamento ambiental. Verifica-se neste ponto, que o MPF pretende atuar como substituto do órgão ambiental licenciador, impondo à Petrobras, e, por conseguinte, ao órgão licenciador, obrigações que não estão amparadas pela legalidade e não se justificam tecnicamente.

*“CONSIDERANDO que há, ainda, a ocorrência de inúmeras espécies exclusivas, não catalogadas e/ou ameaçadas de extinção na área de influência do empreendimento e que essa característica contribuiu para que o Ministério do Meio Ambiente categorizasse toda a costa do Estado do Amapá e do delta do Rio Amazonas (Pará) como de importância biológica extremamente alta, com prioridade de conservação muito alta;*

*CONSIDERANDO que tais dados integram o Mapa de Áreas Prioritárias para a Conservação, Uso Sustentável e Repartição dos Benefícios da Biodiversidade Brasileira da Zona Costeira e Marinha desde 2004 e são utilizados para orientação de políticas públicas, licenciamento de empreendimentos, levantamentos de informações e estudos sobre a biodiversidade, assim como para a criação de novas unidades de conservação;*

*CONSIDERANDO que tamanha riqueza biológica deve ser especialmente protegida, seja por previsão constitucional (art. 225, caput da CRFB/88), seja pela ratificação da Convenção Sobre Diversidade Biológica pelo Brasil por meio do Decreto nº 2.519/98, cujo art. 14 obriga os países signatários a "estabelecer procedimentos adequados que exijam a avaliação de impacto ambiental de seus projetos propostos que possam ter efeitos negativos na diversidade biológica, a fim de evitar ou minimizar tais efeitos e, conforme o caso, permitir a participação pública nesses procedimentos".*

*CONSIDERANDO que nesse panorama, a tentativa de tratar o Poço Morpho como um ponto isolado e distante do continente em pleno Oceano Atlântico, cuja perfuração e exploração são inertes no contexto ambiental brasileiro e global, deve ser rejeitada”.*

## ● POSICIONAMENTO PETROBRAS

De modo algum o contexto socioambiental é desconsiderado quando a Petrobras planeja a atividade de perfuração. O conhecimento de determinada região se dá ao longo do tempo, por meio de diversas iniciativas, o que vem ocorrendo com a região norte no país. O próprio IBAMA atua de modo ativo nesse sentido, estabelecendo critérios para elaboração de estudos e projetos ambientais a serem executados pelas operadoras. Assim, mais diretamente vinculados à atividade de óleo e gás, diversos estudos já foram realizados para o licenciamento em tela, como o Estudo Ambiental de Caráter Regional (EACR) da Bacia Foz do Amazonas, mencionado anteriormente, e o Estudo de Baseline, com coleta de dados primários de água e sedimento.

Além disso, na Bacia Foz do Amazonas, a Petrobras vem executando, em atendimento aos requisitos do processo de licenciamento da atividade de perfuração do poço Morpho, três projetos ambientais de maior abrangência espaço-temporal, com o objetivo de contribuir para o aprofundamento do conhecimento ambiental regional. Tais projetos foram

iniciados mediante autorização do IBAMA e compreendem ações de monitoramento de desovas de tartarugas marinhas em praias do Pará e do Amapá, de censo espaço-temporal de aves migratórias nas unidades de conservação de proteção integral do estado do Amapá, incluindo o PNCO, e de monitoramento de fauna e ruídos marinhos por meio de cruzeiros dedicados ao longo da bacia.

Para desenvolvimento dos projetos, a Petrobras buscou atuar em parceria com pesquisadores locais, de modo a fortalecer a pesquisa na região. Os dados obtidos com esses projetos serão oportunamente publicizados e estarão disponíveis para consulta e análise de todos os interessados. Reafirma-se, desse modo, a robustez dos processos de licenciamento ambiental, que, ao considerar as especificidades da área de abrangência das atividades em licenciamento, demandam projetos específicos e condizentes com a realidade local. Todos os dados gerados são considerados nas avaliações de impactos e riscos ambientais, de modo enrobustecer as análises.

Cabe ressaltar, ainda, que a perfuração exploratória é uma etapa de investigação, em que se pretende confirmar a ocorrência ou não de hidrocarbonetos em uma determinada área. Trata-se, portanto, de uma atividade pontual e de curta duração, como tantas outras perfurações exploratórias já realizadas no país. Apenas na chamada Margem Equatorial, a Petrobras já realizou aproximadamente 700 perfurações, sendo 448 delas exploratórias. Na Bacia Foz do Amazonas, foram perfurados 67 poços pela companhia, a maior parte em águas rasas, sem qualquer ocorrência de dano ambiental.

Por fim, em uma visão estratégica e de longo prazo, cabe destacar que a Petrobras está estruturando internamente um programa de Pesquisa & Desenvolvimento (P&D) em articulação com instituições de pesquisa da região, reconhecendo e reafirmando a produção técnico-científica já existente, bem como a multiplicidade de porta-vozes.

*“CONSIDERANDO que ao afirmar que o empreendimento possui viabilidade ambiental e ao requerer que seja deferida a realização de Avaliação Prévia Operacional (APO) mesmo sem a aprovação conceitual do Plano de Emergência Individual (PEI), a Petrobras repete, por via transversa, o pedido já negado de separação do licenciamento em duas fases: de licença prévia (LP) e de licença de operação (LO);*

*CONSIDERANDO que o referido pedido fora formulado em 2020 e tinha por objetivo obter o ateste da viabilidade ambiental e locacional da atividade por meio de LP, na qual constariam as condicionantes a serem observadas nas etapas posteriores e, somente após a expedição desse documento, a APO (isto é, a avaliação prática do plano de gerenciamento de riscos em caso de acidentes) seria avaliada em fase de LO;*

*CONSIDERANDO que, inicialmente, a solicitação obteve parecer favorável da área técnica do Ibama em razão das "características especiais da região em que se localiza a atividade e nas solicitações técnicas relativas à sua estratégia de resposta a emergências, incluindo a realização de uma Avaliação Pré-Operacional, que demanda significativo tempo de planejamento anterior à entrada em operação", com ressalvas acerca da excepcionalidade da medida;*

*CONSIDERANDO que tal posicionamento foi questionado por OSCs ao MPF por contrariar as disposições legais sobre a perfuração marítima de poços e, ainda, o posicionamento da própria autarquia na Nota Técnica nº 3/2013 e em outros feitos similares - a exemplo do processo de licenciamento da Total E&P do Brasil Ltda. (nº 02022.000327/2014-62), que foi indeferido.*

*CONSIDERANDO que apesar da manifestação do Ibama o requerimento foi submetido à análise da Procuradoria Federal especializada, a qual manifestou-se acertadamente pelo indeferimento do pedido por existência de impedimento jurídico para tanto, já que o licenciamento ambiental em casos como este é monofásico por força da Resolução CONAMA nº 398/2008 e da Portaria MMA nº 422/2011;*

*CONSIDERANDO, em síntese, que isso ocorre porque não há como atestar a viabilidade ambiental (LP) de um empreendimento do gênero antes de avaliar a sua capacidade de gerenciamento de riscos (LO), de modo que o pedido da Petrobras não poderia ser deferido devido à indissociabilidade dessas etapas;*

*CONSIDERANDO que em razão disso o parecer da PFE foi acatado pelo Ibama e o processo administrativo seguiu os parâmetros legais, de modo que o pedido da Petrobras de que a Procuradoria Federal seja consultada acerca do requerimento também já foi atendido há mais de três anos”.*

#### ● POSICIONAMENTO PETROBRAS

A Petrobras considera relevante destacar que o próprio IBAMA, por meio do documento *Informação Técnica nº 2/2021-CGMAC/DILIC*, emitido em 27/07/2021 pela Coordenação Geral de Licenciamento Ambiental de Empreendimento Marinhos e Costeiros (CGMAC), em resposta ao ofício nº 3012/2021 do MPF, apresentou esclarecimentos quanto às questões acima. No referido documento, o órgão ambiental manifestou que sua **equipe técnica** concordou com a empresa e considerou que as particularidades do processo de licenciamento da atividade de perfuração no bloco FZA-M-59 justificariam a proposta de segregação em duas etapas e, portanto, a emissão de uma licença prévia. Ademais, no item de conclusão, a Coordenação reafirmou que o pleito solicitado pela empresa não causaria qualquer prejuízo à avaliação técnica do órgão, muito menos eximiria a empresa de realizar a APO, previamente à emissão da Licença de Operação.

Seguem abaixo trechos extraídos do documento supracitado:

*“11. Em março de 2021, a Petrobras através da Carta EXP/AEXP 0014/2021 (SEI n.º 9622512) e anexos (SEI n.º 9622513 e 9622514) solicitou que o processo de licenciamento ambiental do Bloco FZA-59 fosse segmentado em duas etapas, sendo a primeira concluída a partir da emissão de uma Licença Prévia (LP) com base nas informações disponíveis e aprovadas no processo até o momento. O escopo dessa LP, por sua vez, estabeleceria condições para emissão da Licença de Operação (LO) que autorizaria a realização da atividade de perfuração. A proposta da Petrobras foi apresentada ao Ibama em reunião realizada em 02/04/2021, registrada na Memória de Reunião 5 (SEI nº 9593672).*

*12. Naquela ocasião, a Petrobras argumentou que a partir da conclusão do processo de transferência da operação do Bloco pela ANP, a mesma necessita de um prazo médio de um ano e seis meses para a contratação da estrutura logística necessária para operacionalização do PEI e, conseqüentemente, para a realização da APO, sem os quais não é possível a emissão de LO. O mesmo ocorre com contratações necessárias à implementação de projetos ambientais exigidos*

*previamente ao início da perfuração (cerca de um ano antes), que igualmente demandam tempo significativo ainda na etapa de planejamento da atividade.*

*13. A empresa ressalta ainda que as questões relacionadas à estruturação da logística necessária para operacionalização da APO, como base portuária, embarcações de apoio e emergência, helicóptero, materiais, insumos e equipamentos para a perfuração, assim como, as informações das instituições/empresas responsáveis pela execução dos projetos ambientais permanecem pendentes, uma vez que as mesmas encontram-se em fase de contratação. Na visão da empresa, o rito por ela proposto se coaduna a requisitos legais como a Resolução CONAMA nº 237/2007.*

*14. Na análise do pleito da Petrobras, a equipe técnica do Ibama emitiu o Parecer Técnico 159 (SEI nº 10089607), de 02/06/2021, concluindo que as particularidades do processo de licenciamento ambiental da atividade de perfuração marítima no Bloco FZA-M-59, na Bacia da Foz do Amazonas, são aptas a justificar, em tese, a proposta de segregação do processo em duas etapas e emissão de uma Licença Prévia.*

*15. Tal justificativa se baseia nas características especiais da região em que se localiza a atividade e nas solicitações técnicas relativas à sua estratégia de resposta a emergências, incluindo a realização de uma Avaliação Pré-Operacional, que demanda significativo tempo de planejamento anterior à entrada em operação. Por fim, a equipe técnica recomendou consulta à Procuradoria Federal Especializada da Advocacia Geral da União junto ao Ibama (PFE/Ibama) acerca da proposta, a fim de se verificar (i) a juridicidade de eventual mudança de rito de licenciamento ambiental no atual estágio avançado em que se encontra o processo e, (ii) a depender da resposta, a definição dos procedimentos a serem adotados após eventual emissão de LP.*

*16. O referido Parecer técnico foi convalidado pelo Despacho CGMAC (SEI nº 10167523), que o encaminhou o Parecer Técnico 159 (SEI nº 10089607) em 14/06/2021 para a apreciação da Diretoria de Licenciamento Ambiental do Ibama (DILIC). Neste sentido, com base na solicitação da Petrobras e na avaliação da equipe técnica, a DILIC realizou uma consulta à PFE/Ibama via Ofício 66 (SEI nº 10167587), de 15/06/2021, para que fosse avaliado se há eventual impedimento legal para emissão da Licença Prévia em momento anterior à Licença de Operação para Atividade de Perfuração Marítima no Bloco FZA-M-59. Não houve manifestação da PFE/Ibama até o momento.*

#### **Conclusão**

*Importante salientar que o pleito da Petrobras em análise no Ibama não interfere na demanda por realização da APO antes da emissão da licença de operação do empreendimento, o que permanece independentemente da avaliação a ser feita acerca do rito solicitado pela empresa. Tampouco o rito proposto pela empresa traz prejuízo a qualquer avaliação técnica que seria feita pelo Ibama no caso de manutenção de procedimento de licenciamento em uma só etapa.”*

Diante do exposto, a Petrobras entende que esclarecimentos sobre questões que não foram implementadas e encontram-se superadas no âmbito do processo de licenciamento, há alguns anos, não agregam na análise vigente, que se refere ao pedido de reconsideração do indeferimento do pedido de licença baseado no esclarecimento das questões apresentadas no Despacho 157869-50-Gabin, da Presidência do Ibama.

*“CONSIDERANDO que não há razão fática ou jurídica para reapreciação de um mesmo pedido que foi apenas reescrito com palavras diversas pela requerente - assim como o que foi feito com a modelagem de dispersão de óleo apresentada ao Ibama, que é uma mera reapresentação do que foi trazido pela antecessora B&P Energy no referido processo administrativo”.*

## ● POSICIONAMENTO DA PETROBRAS

Cabe esclarecer que os argumentos apresentados através do Despacho 157869-50-Gabin, da Presidência do Ibama, que indeferiu o requerimento de Licença de Operação para a Atividade de Perfuração Marítima no Bloco FZA-M-59 na Margem Equatorial Brasileira, motivaram a Petrobras, respeitosamente, nos termos do art. 5º, XXXIV, "a", da CRFB/88 e arts. 56 e 59 da Lei 9.784/99, e demais normas pertinentes, a solicitar o pedido de reconsideração da decisão contida no referido despacho, uma vez que a empresa entende ter cumprido com todos os requisitos estabelecidos nas leis e regulamentos, assim como, nos compromissos assumidos no âmbito do processo de licenciamento em questão.

**O pedido de reconsideração previsto na legislação buscou, portanto, evidenciar o atendimento da empresa às solicitações e demandas apresentadas no processo de licenciamento, ainda que muitas destas tenham ocorrido extemporaneamente, fato que o próprio órgão licenciador confirma no Despacho nº 15098704/2023-COEXP/CGMAC/DILIC.** Ademais, o esclarecimento de informações divergentes e/ou descontextualizadas, que subsidiaram a tomada de decisão, motivou a empresa a apresentar suas considerações baseada nas informações apresentadas e discutidas no âmbito do processo de licenciamento.

O documento que subsidia pedido de reconsideração apresenta ampliação de recursos de resposta à fauna e propostas para questões sinalizadas pela equipe técnica somente através do Parecer Técnico nº 128/2023-COEXP/CGMAC/DILIC, que subsidiou o indeferimento, razão pela qual a Petrobras discorda da afirmação acima.

Ressaltamos, ainda, que o relatório de Modelagem de Derrame de Óleo no Mar, protocolada no IBAMA, em outubro de 2022, não é uma mera reapresentação do estudo de modelagem de dispersão de óleo de 2015. **Primeiramente, cabe destacar que o relatório de 2015 já havia sido considerado satisfatório para a continuidade do processo de licenciamento ambiental pelo IBAMA, tanto é que, no Parecer Técnico nº 176/2018-COEXP/CGMAC/DILIC, o órgão considera todas as solicitações atendidas, e no Parecer Técnico subsequente, de nº 11/2019-COEXP/CGMAC/DILIC, não há indicação de qualquer pendência relativa à modelagem.**

Nesse cenário, o novo relatório, elaborado em 2022, garantiu a incorporação, no processo de licenciamento conduzido pela Petrobras, dos avanços computacionais ocorridos nos últimos anos, como a atualização de softwares de simulação, atualização das condições de contorno e análise dos resultados com novos dados, não disponíveis em 2015.

Como apresentado no relatório técnico elaborado pela Prooceano, por meio do Anexo J da Carta SMS/LCA/LIE&P-FC 0236/2022 enviada ao IBAMA, as análises do modelo hidrodinâmico e de dispersão de óleo apresentado em 2015, quando comparado com novos dados obtidos na região, evidenciam claramente que os processos oceanográficos relevantes desde a plataforma interna até a região oceânica encontram-se satisfatoriamente representados. **Ressalta-se que o IBAMA, no Parecer Técnico nº 128/2023-COEXP/CGMAC/DILIC, afirma que a PETROBRAS “respondeu satisfatoriamente todos os questionamentos feitos, com referências bibliográficas e demonstrações de gráficos, dados e imagens para comparação.”**

*“CONSIDERANDO que essa afirmação é corroborada por Nils Edvin Asp, oceanógrafo professor da Universidade Federal do Pará (UFPA) que possui pós-doutorado em geomorfologia costeira pela Universidade de Washington e desenvolve pesquisas focadas na foz do Amazonas;*

*CONSIDERANDO que dentre estas, Nils integrou estudo de 2017 acerca do Grande Sistema Recifal do Amazonas, cujo artigo resultante ("The Great Amazon Reef System: A fact") foi publicado em 2018 na renomada revista científica *Frontiers In Marine Science*[5] (*Fronteiras em Ciência Marinha*) e já foi apresentado ao Ibama nos autos do processo nº 02022.000336/2014-53;*

*CONSIDERANDO que segundo o pesquisador um novo estudo de qualidade para a modelagem de dispersão de óleo exige o período mínimo de dois anos para ser concluído[6];*

*CONSIDERANDO que é evidente que o novo pedido de licenciamento para perfuração do poço Morpho, formulado pela Petrobras em menos de dez dias após a negativa do Ibama, não apresenta inovações nesse quesito de suma importância para a regular emissão de uma licença ambiental do gênero;*

*CONSIDERANDO que o Ibama, em 2018, considerou insuficiente a modelagem apresentada pela B&P Energy para o bloco FZA-M-59 e por isso a apresentação de um novo estudo foi indicada como condição de procedibilidade do processo, que estava prestes a ser arquivado à época da transferência de titularidade para a Petrobras - que optou por apresentar um modelo atualizado a partir da mesma base anterior;*

*CONSIDERANDO que segundo Nils, este modelo possui baixa qualidade e é insuficiente por ser impreciso em relação à realidade, o que não permite o detalhamento da costa - já que cada célula possui o tamanho de 7km;*

*CONSIDERANDO, além disso, que a calibração e a validação do estudo, isto é, a comparação entre o dado modelado e o observado em campo, apresenta lacunas, o que reduz a confiabilidade do modelo e o torna recusável do ponto de vista científico;*

*CONSIDERANDO que o estudo utiliza artifícios de modelagem numérica hidrodinâmica que matematicamente impedem que o óleo seja empurrado em direção à costa, o que ocorre também porque o modelo não simula a propagação de ondas na superfície, somente de correntes”.*

#### ● POSICIONAMENTO DA PETROBRAS

Os estudos ambientais elaborados ou contratados pela Petrobras são baseados em metodologias científicas consagradas e reconhecidas internacionalmente, além de corpo técnico especializado nas diferentes temáticas. As menções ao estudo de Modelagem de

Derrame de Óleo no Mar referente ao licenciamento ambiental do bloco FZA-M-59, citadas no site [6], deveriam ser avaliadas com ponderação, uma vez que a referida matéria não pode ser considerada um artigo científico, não sendo, portanto, uma análise oficial do referido processo de licenciamento ambiental, como são os pareceres técnicos do IBAMA. No artigo opinativo, há afirmações equivocadas, acusações sem comprovação e generalizações sobre os relatórios apresentados pela Petrobras.

Sobre este tema em específico, todos os argumentos suscitados pelo MPF que possuem algum viés técnico têm suporte nas manifestações de um único pesquisador, que após ter um pedido de patrocínio de sua pesquisa negado pela Petrobras, passou a manifestar publicamente sua opinião contrária ao projeto de exploração do Bloco FZA-M-59, sem apresentar qualquer respaldo técnico que efetivamente justifique sua posição.

Muitos outros pesquisadores, com formação semelhante, alguns atuantes no mesmo meio acadêmico, chegaram a conclusões diversas produzindo estudos cientificamente validados, os quais apontam para a razoabilidade das conclusões técnicas a que chegaram os estudos apresentados pela Petrobras no procedimento de licenciamento ambiental do projeto exploratório.

A seguir, são apresentadas análises elaboradas com o propósito de elucidar considerações destacadas na Recomendação Conjunta nº 17/2022, emitida pelo Ministério Público Federal em 02/09/2022, sobre o estudo de modelagem de dispersão de óleo, feito pela Prooceano, como parte do processo de licenciamento ambiental da atividade de perfuração marítima no bloco FZA-M-59. As análises a seguir apresentam diversas comparações que esclarecem pontos levantados na presente recomendação.

#### → MODELAGEM NUMÉRICA COMO FERRAMENTA PARA O LICENCIAMENTO AMBIENTAL

A técnica de modelagem numérica tem sido utilizada globalmente como uma das ferramentas de auxílio na definição de impactos potenciais de empreendimento de O&G no mar. Por ser, em essência, uma aproximação da realidade, não deve ser tomada como verdade absoluta, mas sim, interpretada à luz do seu propósito específico. Um bom estudo de modelagem passa por uma boa escolha dos processos e escalas que afetam os fenômenos que se deseja representar.

A metodologia usada em nossos estudos de dispersão de óleo vem sendo aperfeiçoada ao longo dos anos em diversos fóruns nacionais e internacionais. No âmbito de processos de licenciamento ambiental de atividades da indústria de óleo e gás no Brasil, o tema vem sendo discutido e aperfeiçoado com o IBAMA através de workshops e reuniões, assim como através de respostas aos pareceres técnicos como parte integrante do processo de licenciamento ambiental.

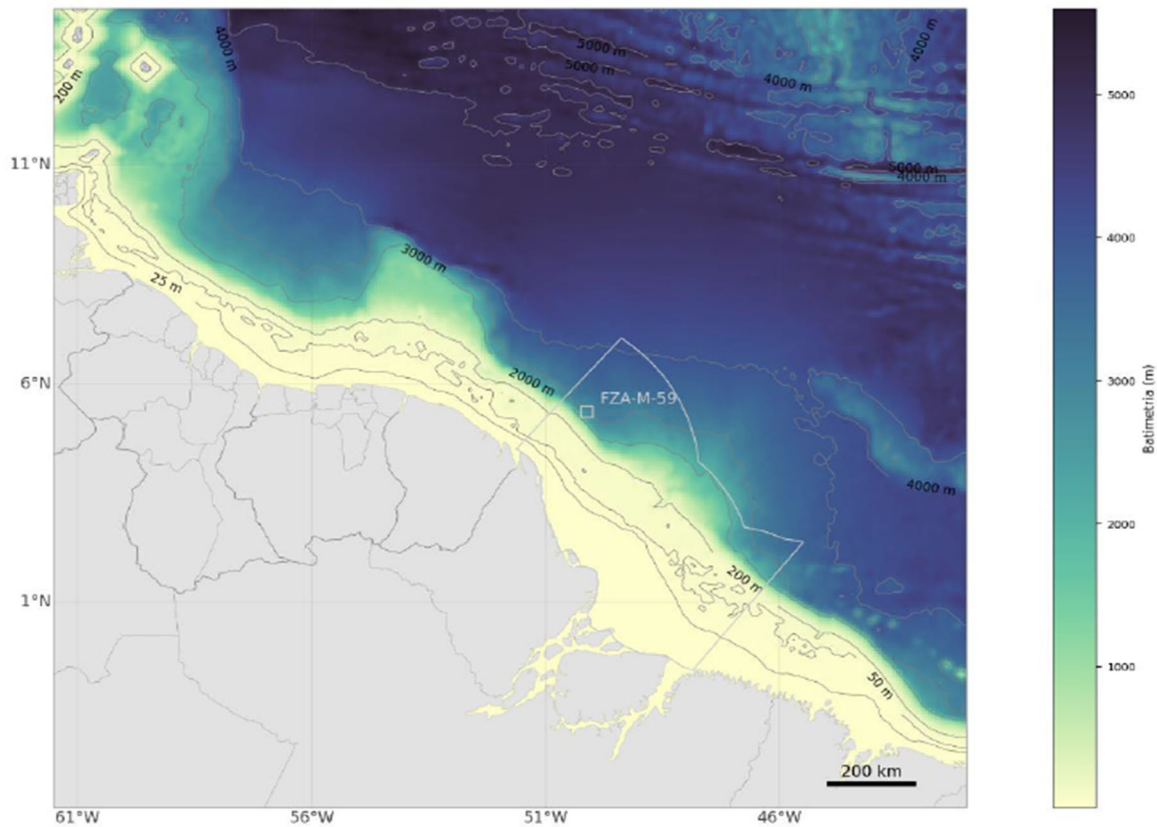
O modelo hidrodinâmico utilizado (ROMS) para o estudo de modelagem de dispersão em questão considera as características da plataforma continental e da região costeira, abrangendo os processos relevantes da plataforma continental interna até a bacia oceânica.

Destaca-se que o objetivo principal de se utilizar estudos de modelagem numérica, não é a resolução de todos e quaisquer fenômenos ambientais, mas sobretudo aqueles que exercem influência determinante na resolução da questão que se busca responder.

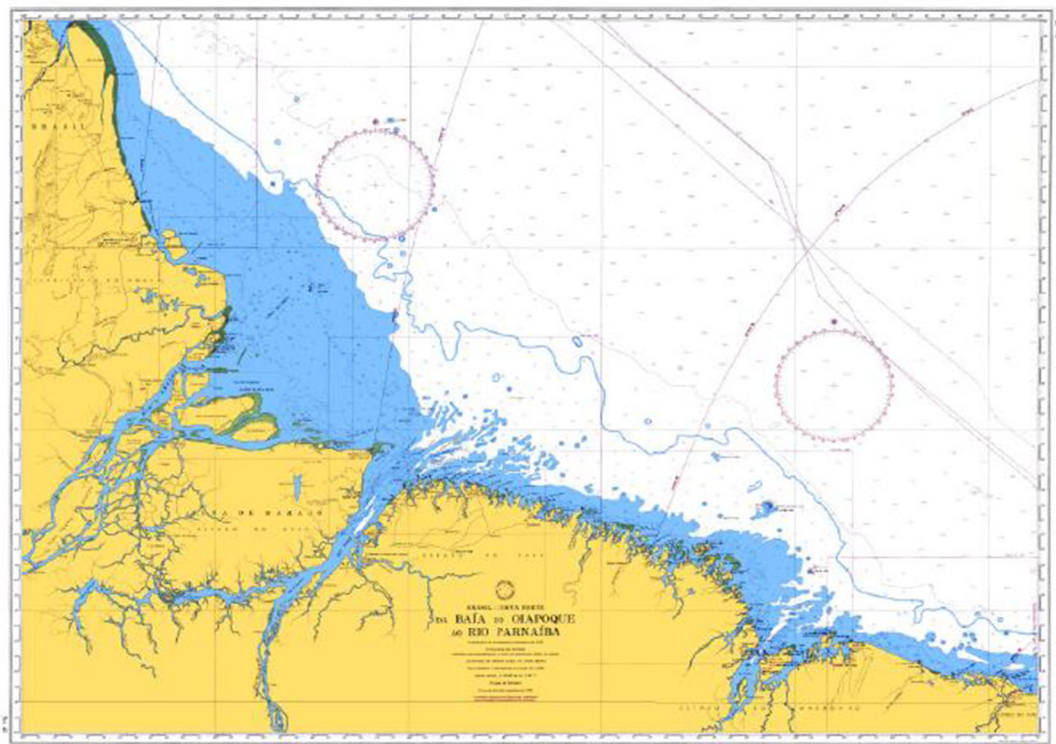
A seguir, são destacadas características do modelo hidrodinâmico que evidenciam a qualidade do modelo para a devida representação da dinâmica da dinâmica responsável pelo comportamento da deriva do óleo observada a partir do ponto de vazamento no bloco FZA-M-59.

O modelo desenvolvido abrange os processos relevantes da plataforma continental interna até a bacia oceânica.

Como pode ser observado no relatório de modelagem hidrodinâmica e dispersão de óleo, o domínio do modelo (Figura 4) compreende a plataforma Amazônica da linha de costa às águas profundas com aproximadamente 6,5 km de resolução. O modelo de elevação digital (Figura 4) foi feito com informações da base de dados batimétricos ETOPO1 e foi cuidadosamente comparada com cartas náuticas (Figura 5) especificamente para avaliar a representação das características morfológicas da plataforma continental e da região próxima à costa.

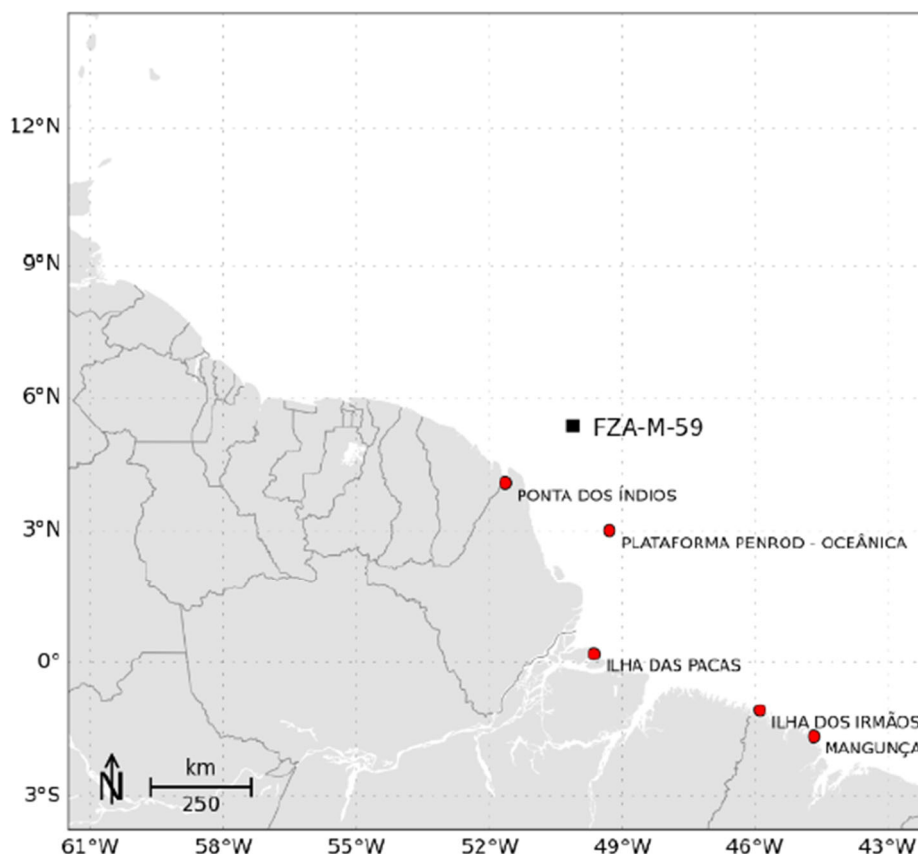


**Figura 4:** Modelo de elevação digital da modelagem hidrodinâmica. A escala de cor representa a batimetria em metros.



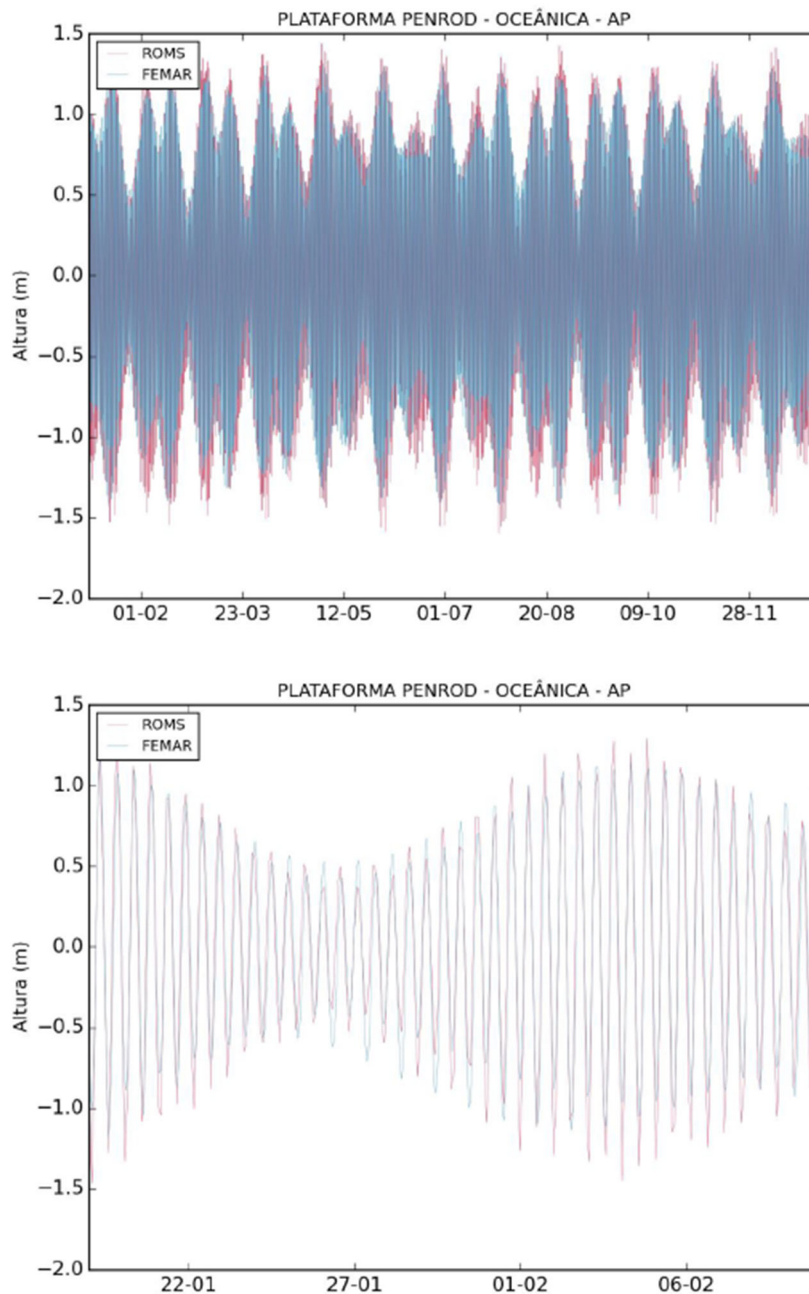
**Figura 5:** Carta náutica n. 040, eixo X é a Latitude e o eixo Y é Longitude. Fonte: DHN (Diretoria de Hidrografia e Navegação).

Para comparar a elevação de maré calculada pelo modelo numérico com dados da região modelada foram escolhidas cinco estações maregráficas (Ponta dos Índios – AP, Plataforma Penrod – AP, Ilha das Pacas – PA, Ilha dos Irmãos – MA e Mangunça - MA) da FEMAR (Figura 6) situadas ao longo do domínio de modelagem. Estas estações foram escolhidas por estarem em regiões bem distintas entre si no interior do domínio de modelagem, tanto em regiões oceânicas, quanto em regiões costeiras e compreendendo os diferentes estados do Brasil.

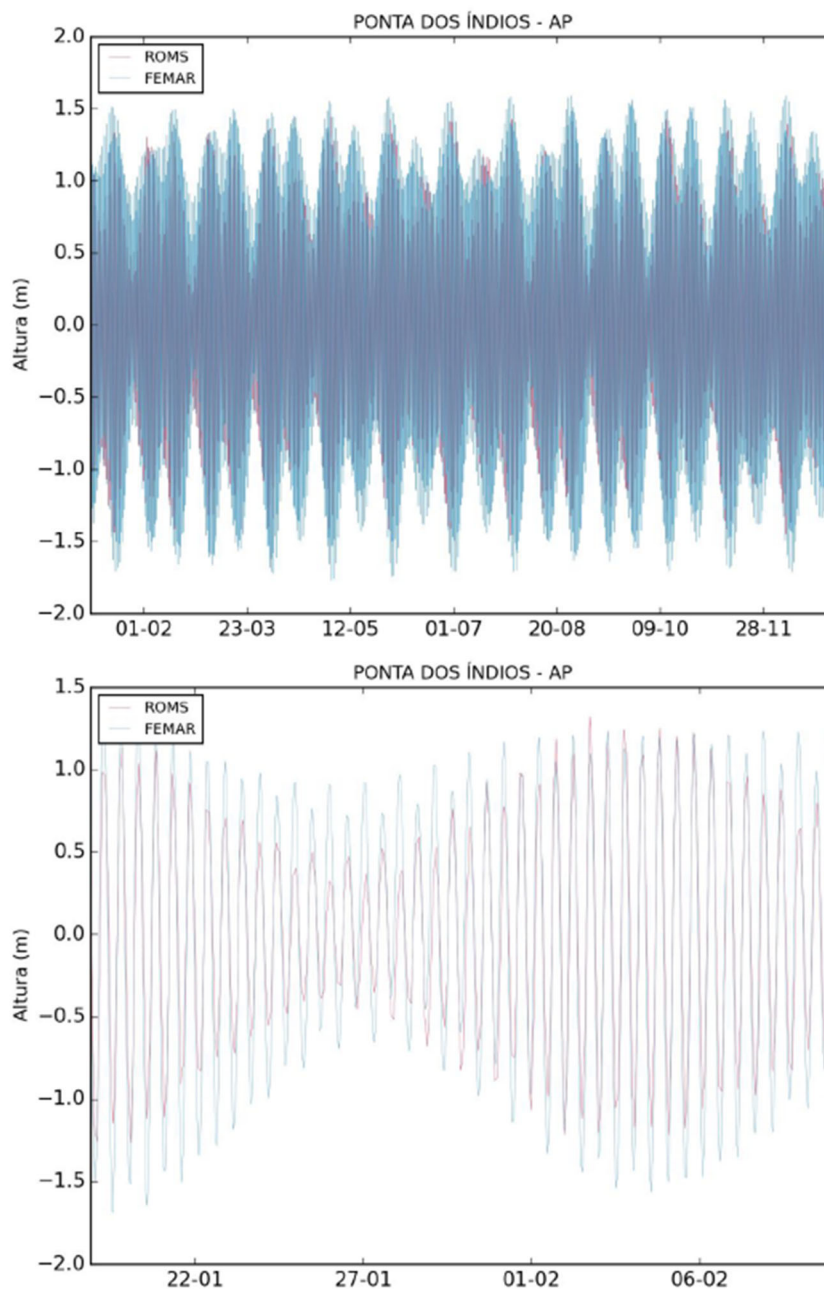


**Figura 6:** Localização das estações maregráficas da FEMAR, utilizadas na avaliação da representação da maré no modelo hidrodinâmico bloco FZA-M-59.

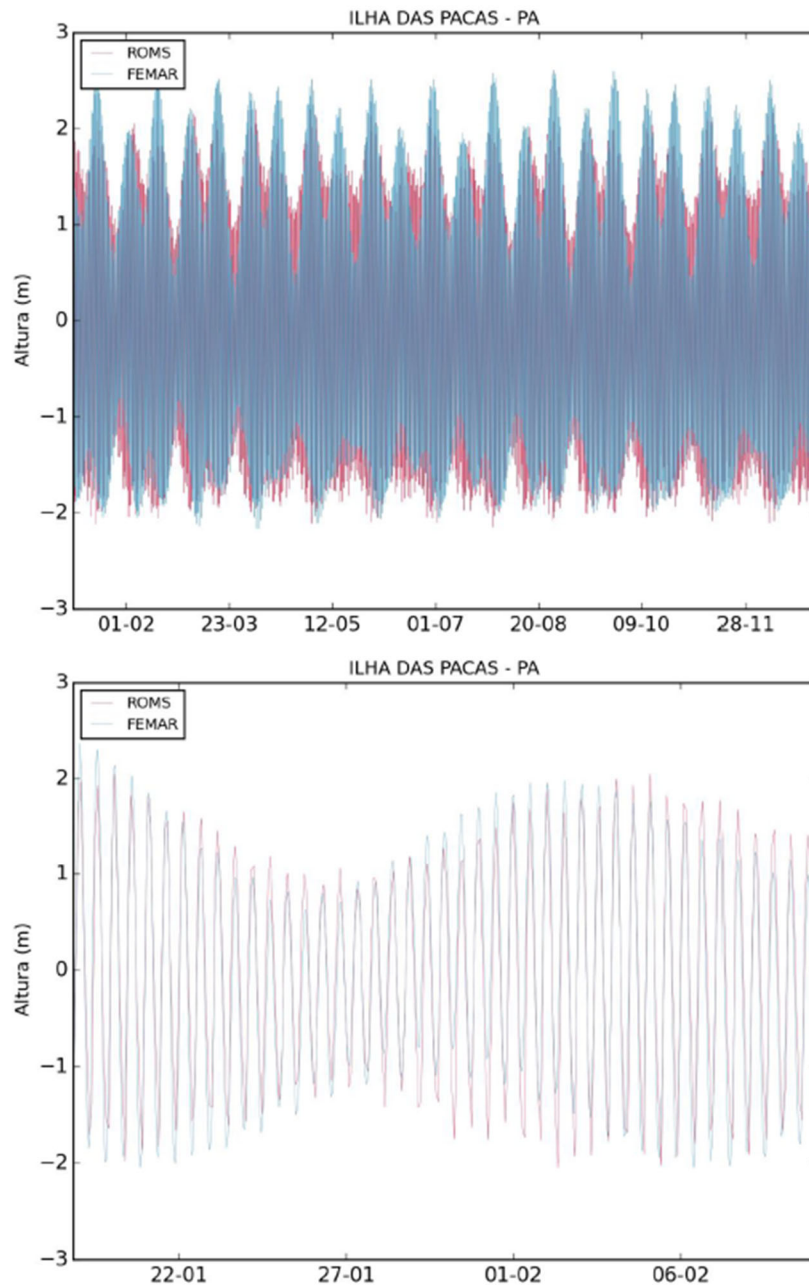
Com os dados das constantes harmônicas dessas estações foram realizadas previsões da elevação de maré para o período de simulação (janeiro de 2013 a dezembro de 2013). Esses dados foram comparados com os valores de elevação do nível do mar calculados pelo modelo nos pontos de grade mais próximos das estações (Figura 7 a Figura 11). As comparações são apresentadas para todo o período de modelagem e em detalhamento para um período de aproximadamente 30 dias. A comparação em ~30 dias é feita para que as diferenças e semelhanças em amplitude e fase possam ser mais bem observadas, não tendo sido escolhidos períodos em que haja maior aproximação, ou divergência entre as séries modeladas e observadas.



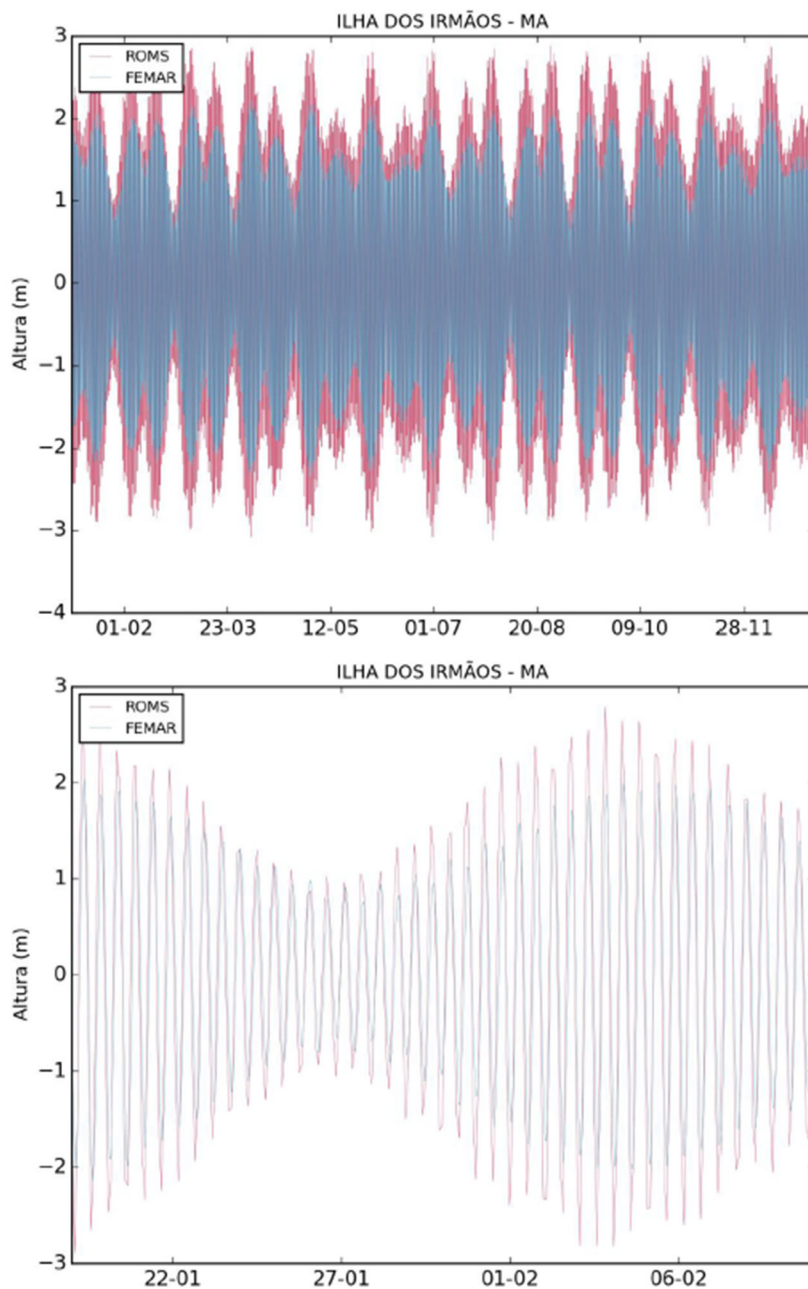
**Figura 7:** Comparação entre a série maregráfica da estação da Plataforma Penrod (azul) e a série de elevação do nível do mar calculada pelo modelo ROMS (vermelha), para o ponto mais próximo, para todo o período (acima) e em detalhe (abaixo).



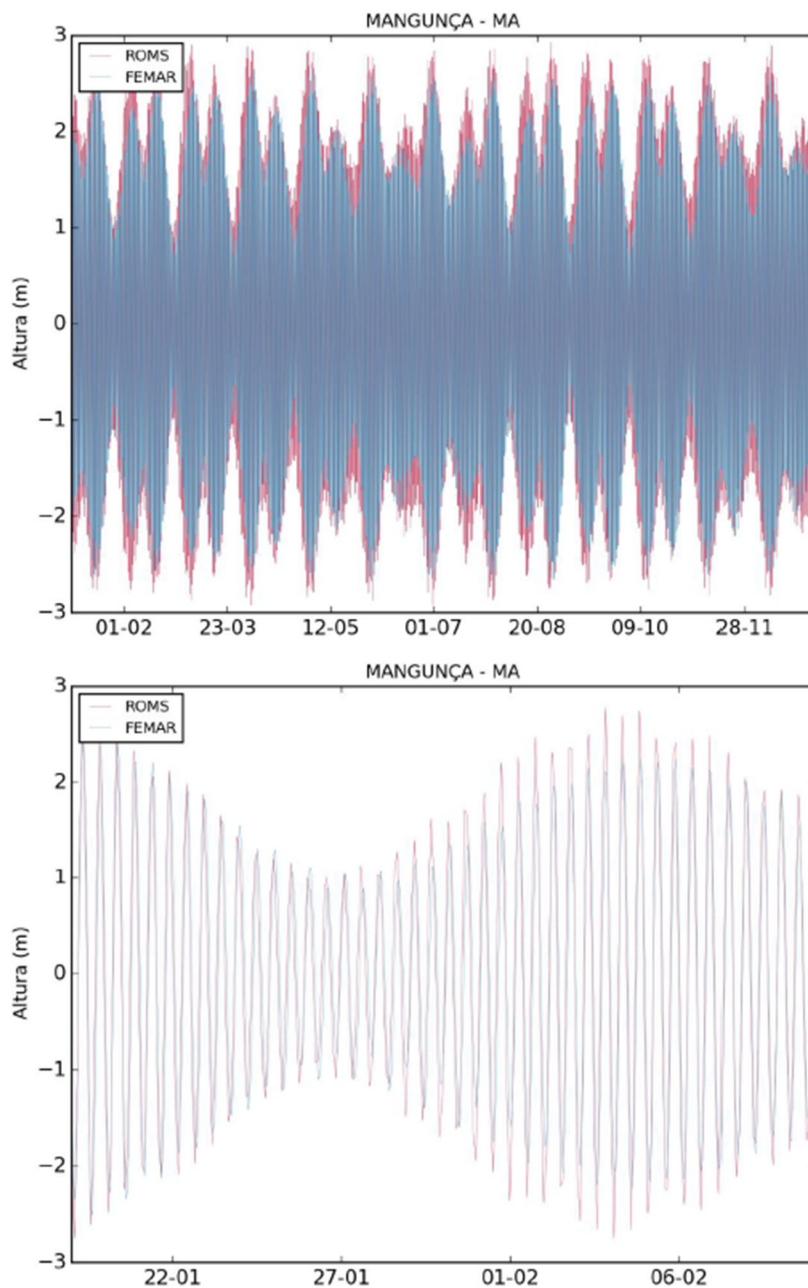
**Figura 8:** Comparação entre a série maregráfica da estação de Ponta dos Índios (azul) e a série de elevação do nível do mar calculada pelo modelo ROMS (vermelha), para o ponto mais próximo, para todo o período (acima) e em detalhe (abaixo).



**Figura 9:** Comparação entre a série maregráfica da estação da Ilha das Pacas (azul) e a série de elevação do nível do mar calculada pelo modelo ROMS (vermelha), para o ponto mais próximo, para todo o período (acima) e em detalhe (abaixo).



**Figura 10:** Comparação entre a série maregráfica da estação da Ilha dos Irmãos (azul) e a série de elevação do nível do mar calculada pelo modelo ROMS (vermelha), para o ponto mais próximo, para todo o período (acima) e em detalhe (abaixo).



**Figura 11:** Comparação entre a série maregráfica da estação de Mangunça (azul) e a série de elevação do nível do mar calculada pelo modelo ROMS (vermelha), para o ponto mais próximo, para todo o período (acima) e em detalhe (abaixo).

O método estatístico utilizado para a comparação foi o índice de concordância proposto por Willmott (1981), que pode ser expresso por:

$$d = 1 - \left[ \frac{\sum_{i=1}^N (P_i - O_i)^2}{\sum_{i=1}^N (|P_i| + |O_i|)^2} \right], 0 \leq d \leq 1,$$

Onde  $N$  é o número de observações,  $P$  é o resultado da simulação,  $O$  os dados observados, e  $P'$  representa a diferença entre os dados previstos e a média dos dados observados, e  $O'$  a diferença entre os dados observados e a sua média.

Esse índice estatístico reflete o quão acuradamente o parâmetro observado está sendo estimado pela variável simulada. O índice de concordância não é uma medida da correlação ou associação no sentido formal, mas uma medida do grau que o modelo é livre de erros. Ao mesmo tempo  $d$  é uma medida padronizada de modo que: (1) pode ser facilmente interpretada e (2) comparações cruzadas de suas magnitudes podem ser realizadas independentemente das unidades e variáveis. Varia de 0 a 1 e quando este índice é igual a 1 significa que a concordância entre as séries é máxima e 0 indica completa discordância (WILLMOTT, 1981).

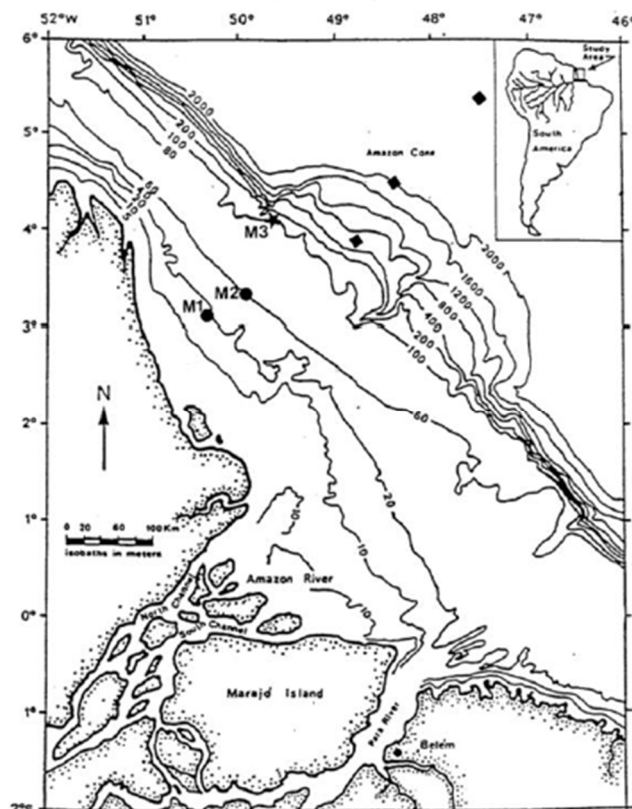
Os índices de concordância calculados para cada local são apresentados na Tabela 1. O melhor índice de concordância foi obtido para a estação de Plataforma Penrod (0,99), e o menor valor na estação da Ilha dos Irmãos (0,91).

**Tabela 1:** Comparação estatística entre os dados de elevação do ROMS e os dados medidos.

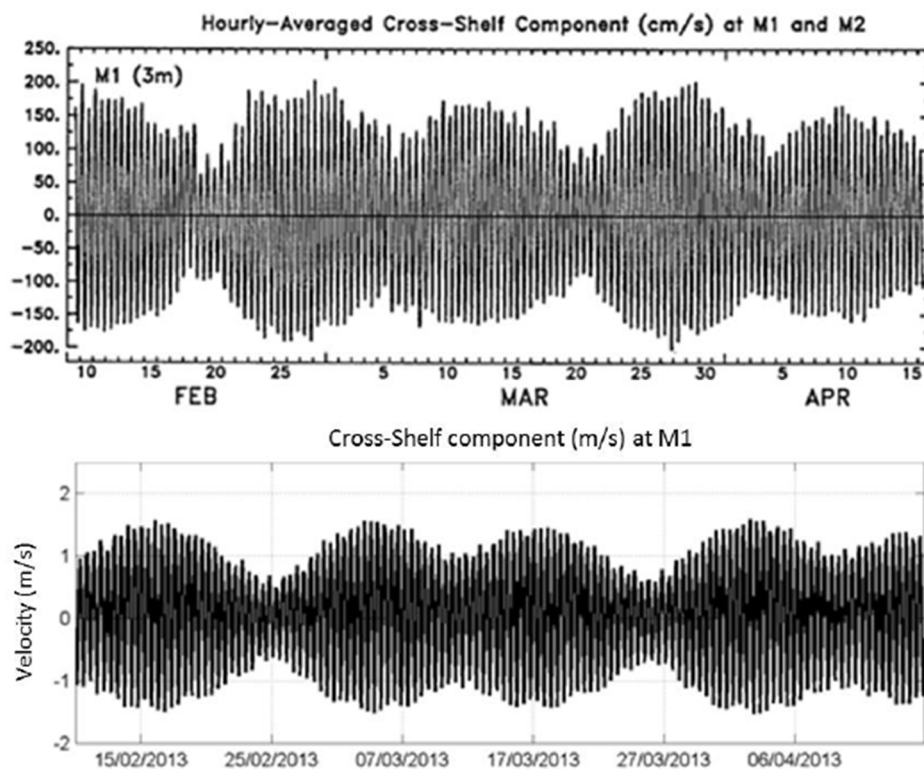
Local	D
Ponta dos Índios	0,93
Penrod	0,99
Ilha das Pacas	0,93
Ilha dos Irmãos	0,91
Mangunça	0,95

Considerando que foram avaliadas diferentes estações ao longo do domínio, incluindo regiões oceânicas e costeiras, obtendo-se bons resultados na maioria dos casos, pode-se concluir que a maré foi bem representada pelo ROMS.

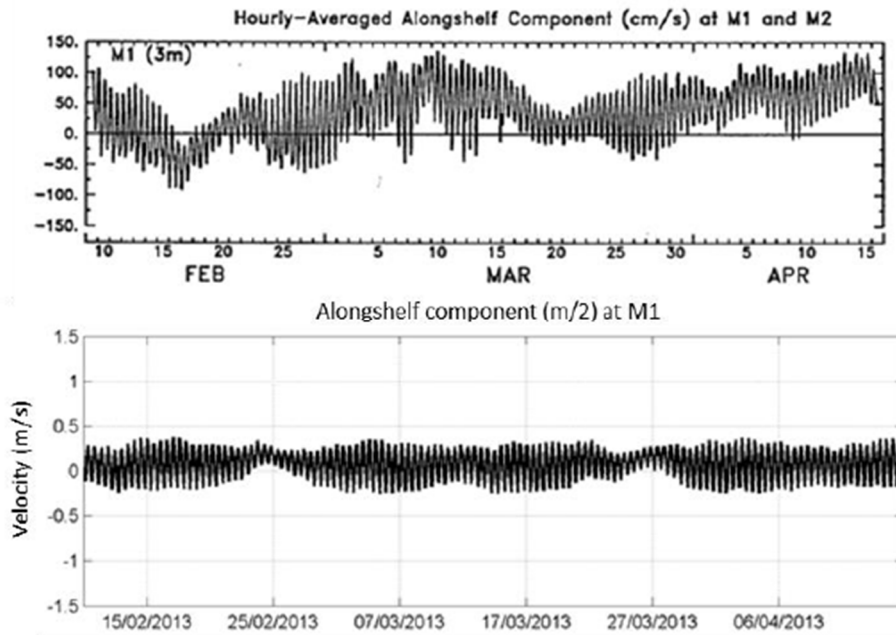
Comparações entre os resultados do modelo e correntes observadas por três correntômetros (Figura 12) do programa AmasSeds (ALESSI *et al.*, 1992) mostraram que os resultados representam os padrões observados e explicados na literatura específica e observados nos dados de corrente de AmasSeds. Ressalta-se que as comparações apresentadas são entre séries temporais com diferentes períodos – os dados do AmasSeds são de 1992 e o dado do modelo é de 2013 – logo, as comparações devem ser analisadas com cautela. Neste tipo de comparação é interessante observar a amplitude e o comportamento geral da série.



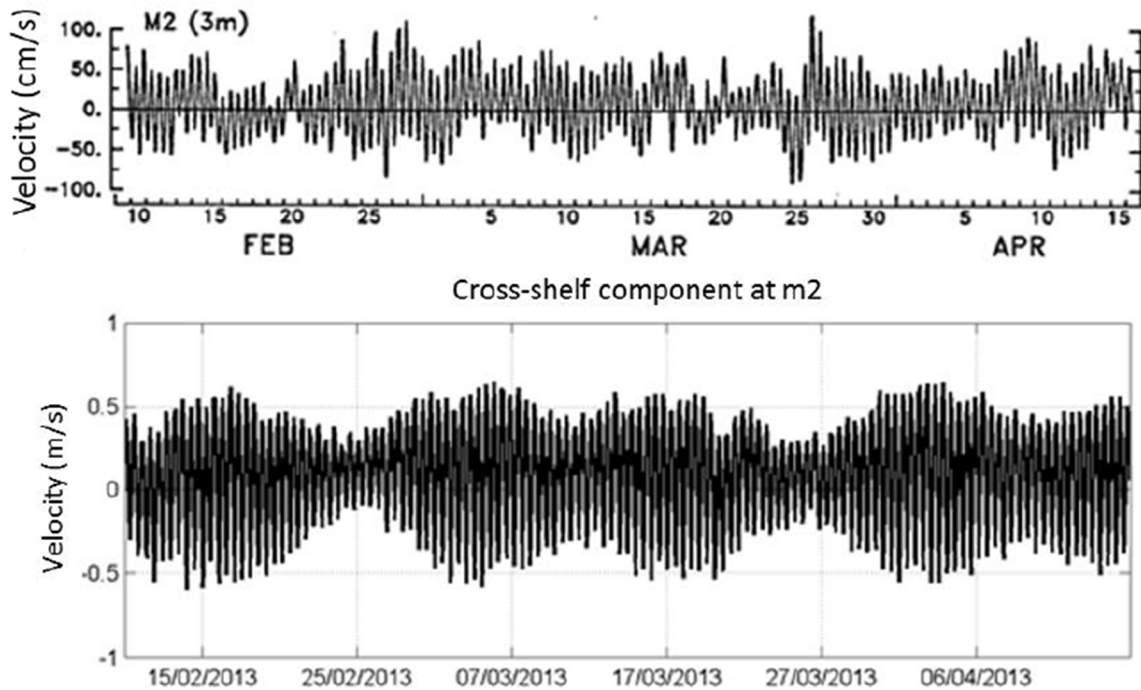
**Figura 12:** Localização dos pontos M1, M2 e M3 com observação de dados de corrente. Fonte: Alessi et al., 1992.



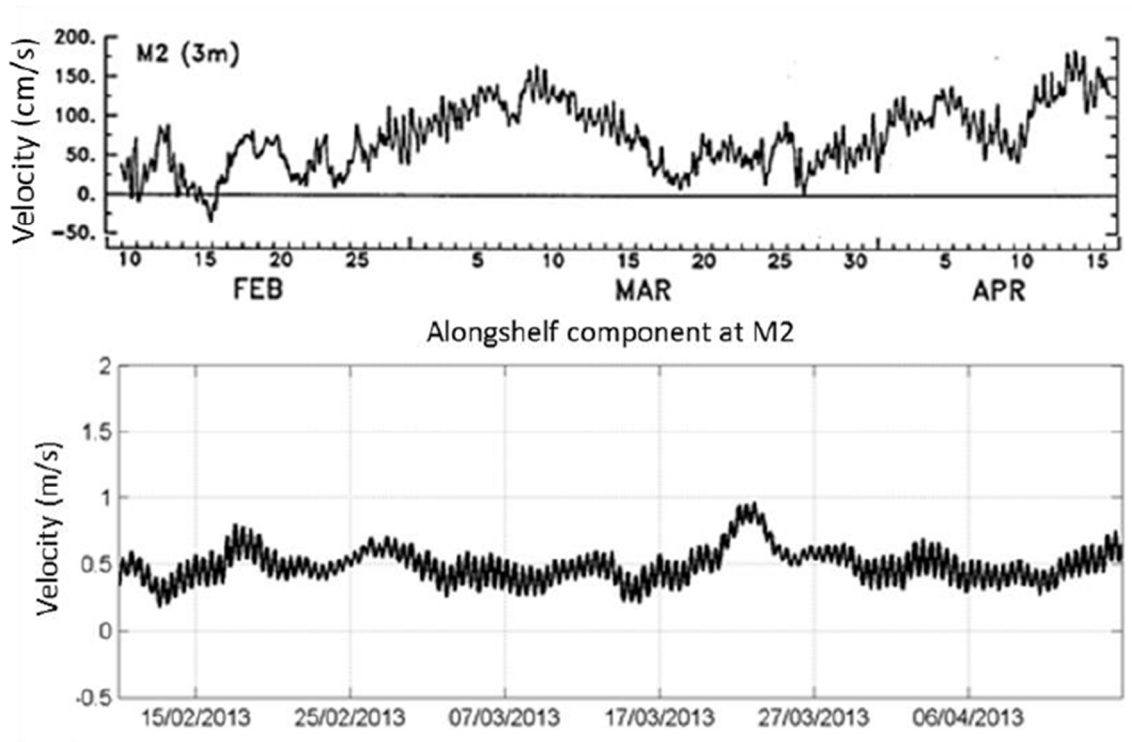
**Figura 13:** Série temporal da componente de corrente transversal à plataforma no ponto M1 (painel superior retirada de Alessi et al., 1992) e obtida pelo modelo no ponto de grade mais próximo (painel inferior).



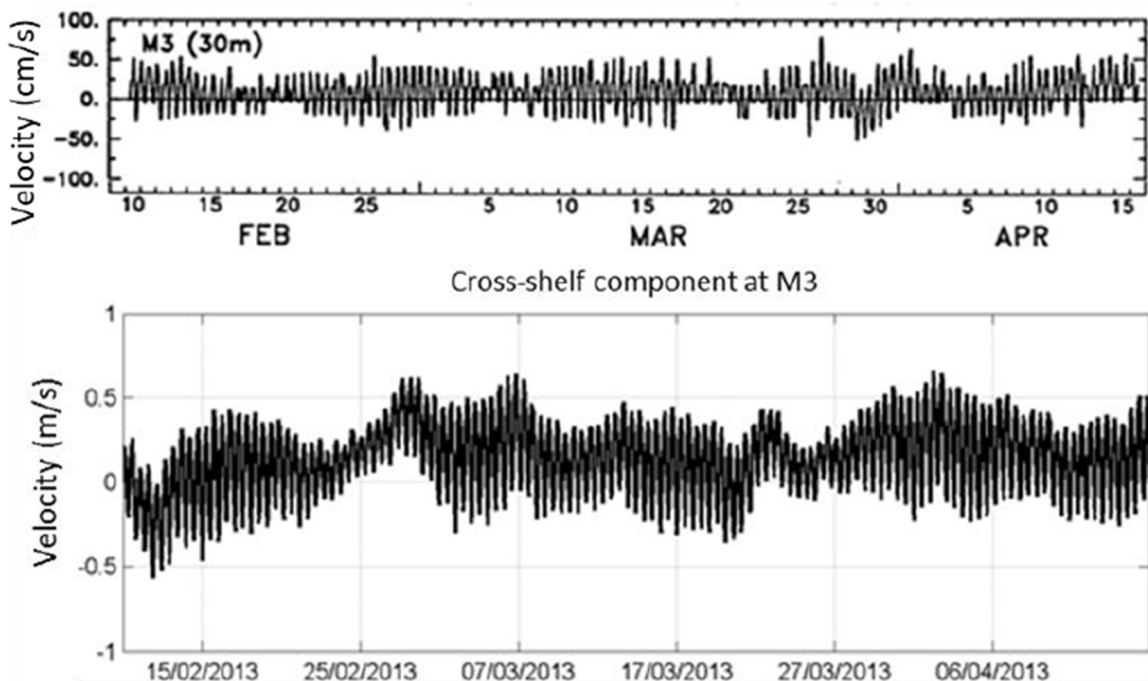
**Figura 14:** Série temporal da componente de corrente paralela à costa medida no ponto M1 (painel superior retirada de Alessi *et al.*, 1992) e obtida pelo modelo no ponto de grade mais próximo (painel inferior).



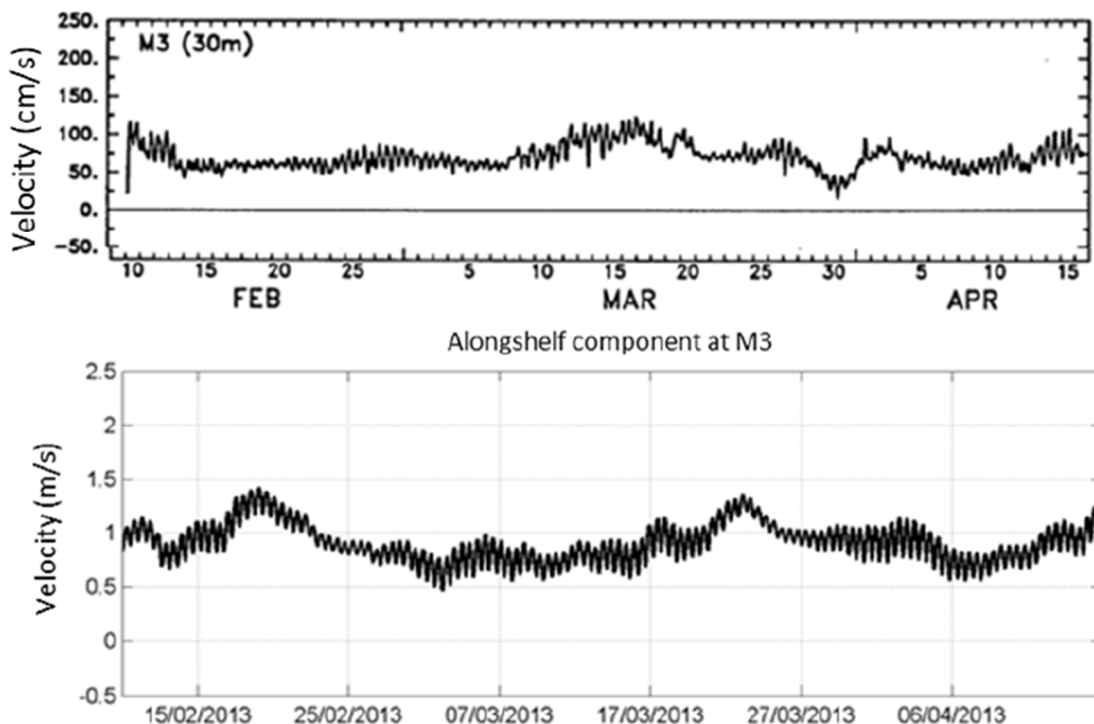
**Figura 15:** Série temporal da componente de corrente transversal à costa (cm/s) medida no ponto M2 (painel superior) e obtida pelo modelo no ponto de grade mais próximo (painel inferior).



**Figura 16:** Série temporal da componente de corrente paralela à costa (cm/s) medida no ponto M2 (painel superior) e a obtida pelo modelo no ponto de grade mais próximo (painel inferior).



**Figura 17:** Série temporal da componente de corrente transversal à costa (cm/s) medida no ponto M3 (painel superior) e a obtida pelo modelo no ponto de grade mais próximo (painel inferior).



**Figura 18:** Série temporal da componente de corrente paralela à costa (cm/s) medida no ponto M3 (painel superior) e a obtida pelo modelo no ponto de grade mais próximo (painel inferior).

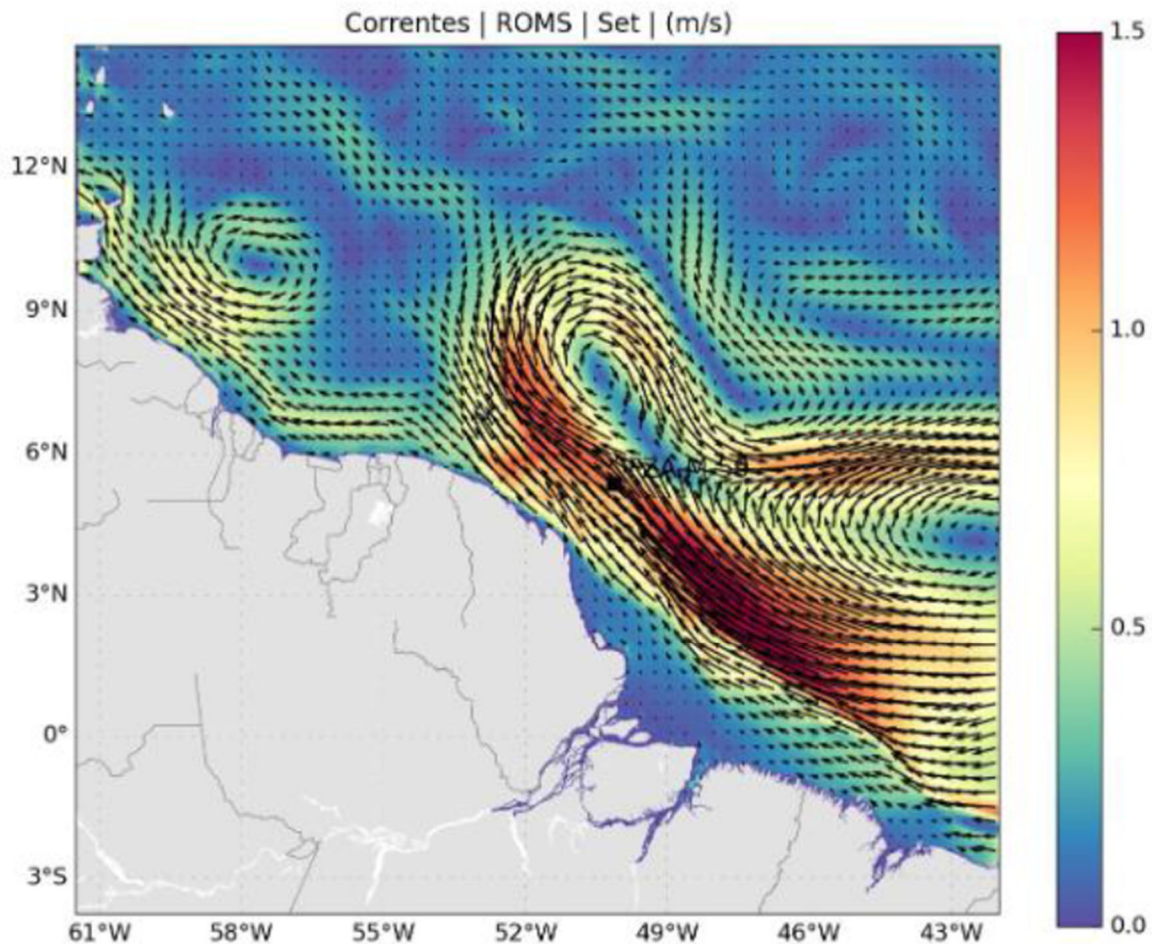
Na plataforma continental interna (ponto M1), a maré é a força que domina a componente de velocidade transversal à costa, com valores entre 1,5 e 2 m/s durante a maré de sizígia (Figura 13). Na componente de velocidade paralela à costa (Figura 14), embora a influência da maré seja observada, é muito menor, com correntes sendo forçadas por outros aspectos da circulação da plataforma como o vento e a influência da Corrente Norte do Brasil (CNB).

No ponto M2 (Figura 15 e Figura 16), há uma diminuição na magnitude da componente da corrente transversal à costa devido à diminuição da influência de maré. A velocidade da corrente de maré na região da plataforma média atinge pouco mais que 0,5 m/s no ponto analisado.

No ponto M3 (Figura 17 e Figura 18), próximo à quebra da plataforma, além da redução da importância da maré nas correntes (incluindo a componente transversal à costa), há uma contribuição de oscilações de baixa frequência, associadas à influência da CNB e sua atividade de mesoescala na plataforma continental.

Além da boa representação das correntes de plataforma, processos de meso e larga escala que influenciam diretamente a região dos blocos podem ser observados nos resultados do modelo – como, por exemplo, no campo médio mensal de corrente de setembro (Figura 19). Este campo, junto com os outros 11 apresentados em PROCEANO (2015),

demonstra que a região do bloco é diretamente influenciada pela CNB, que flui para NO ao longo do ano com velocidades entre 1 e 1,5 m/s. Há pouca variabilidade sazonal na direção das correntes na região do bloco, entretanto, como apresentado na literatura, a retroflexão da CNB se torna mais intensa na segunda metade do ano. Vórtices gerados no processo de retroflexão também podem ser observados nos resultados do modelo.



**Figura 19:** Campo mensal de corrente média para setembro, extraída dos resultados do modelo ROMS. Escala de cor representa a magnitude da corrente, eixo x representa a Longitude e o eixo y representa a Latitude.

#### → CORRENTES SUPERFICIAIS

A representação adequada das correntes superficiais pode ser considerada o aspecto mais importante para a avaliação da modelagem hidrodinâmica em questão, tendo em vista que a menor densidade do óleo em relação a água fará com que sua deriva ocorra, em sua maior parte, na superfície do mar.

Para comparação das correntes, foram utilizados dados de 428 derivadores do *Global Drifters Program* (GDP) e dos derivadores do tipo SVP do Projeto Costa Norte (PCN). O

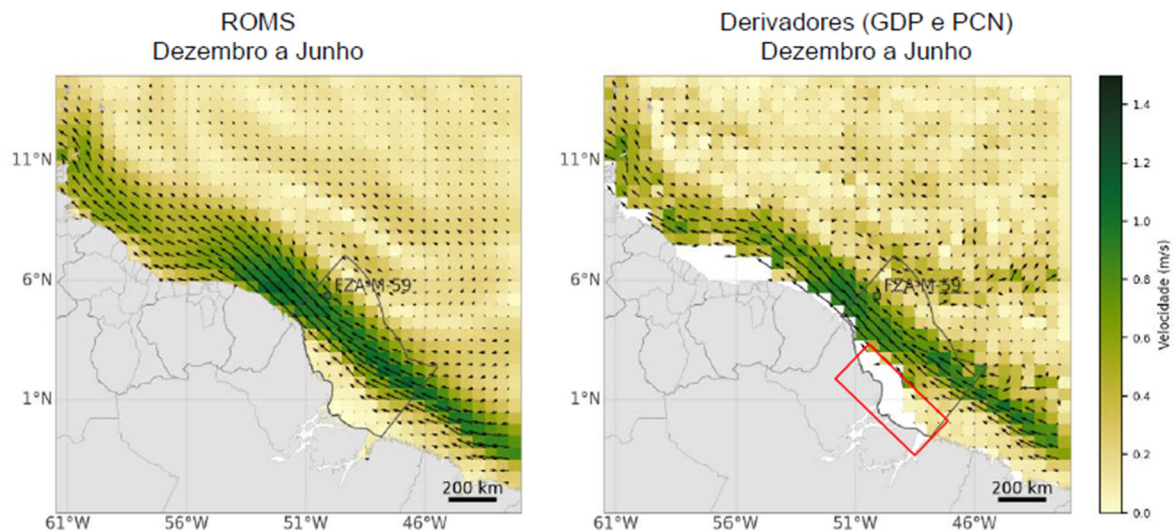
GDP é uma iniciativa internacional para monitorar correntes marinhas ao longo do globo, de modo a contribuir para a validação dos modelos de circulação global. Já o Projeto Costa Norte (PCN) é um projeto de Pesquisa & Desenvolvimento, coordenado pela Prooceano e financiado com verbas de Participação Especial da Agência Nacional de Petróleo – ANP.

O projeto contou com a participação de pesquisadores de universidades e instituições públicas e teve como objetivo principal o desenvolvimento de metodologia para avaliação da vulnerabilidade dos manguezais a vazamentos de óleo ocorridos na região da Margem Equatorial, considerando aspectos de suscetibilidade, sensibilidade e resiliência.

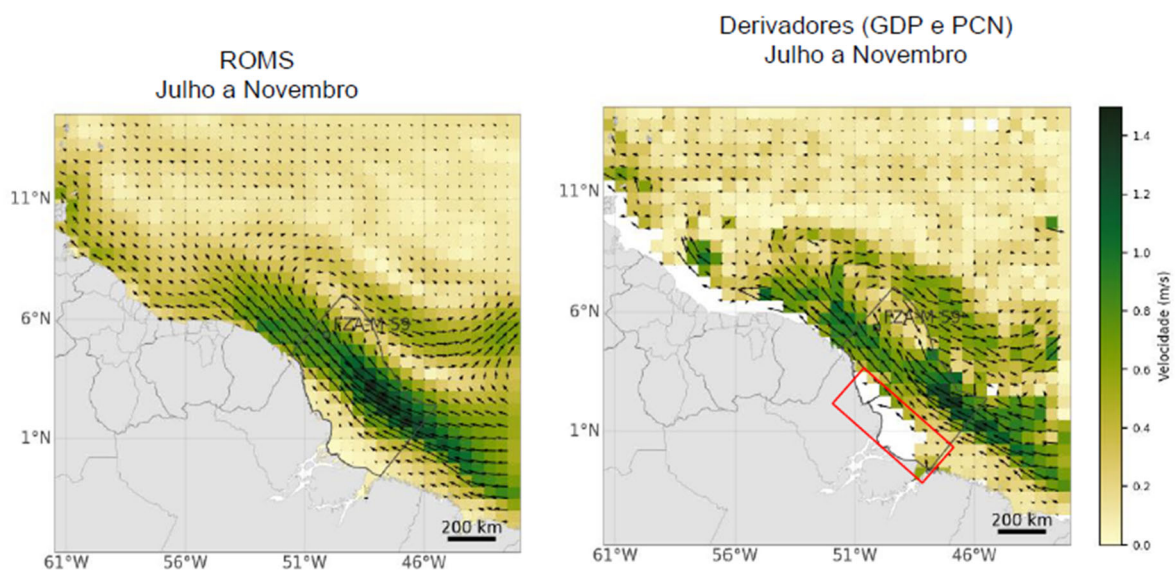
Informações detalhadas podem ser encontradas na página de internet [www.projetcostanorte.eco.br](http://www.projetcostanorte.eco.br). Dentre as atividades realizadas no projeto, ocorreram campanhas mensais de lançamento de três derivadores do tipo SVP na Bacia do Pará-Maranhão, entre fevereiro de 2018 e fevereiro de 2019. Como o período da coleta de dados de corrente superficial no PCN difere do período da simulação hidrodinâmica do presente estudo, foi realizada uma análise estatística, a partir da comparação de mapas médios de corrente nos dois períodos sazonais identificados para a modelagem de dispersão de óleo.

A partir do conjunto de dados dos derivadores SVP do PCN e do GDP foi calculada a corrente média (magnitude e direção) em caixas de 1°, compondo mapas médios da corrente superficial nos dois períodos sazonais identificados neste estudo. Em seguida, foram utilizados os resultados do modelo hidrodinâmico para se obter a corrente média nas mesmas caixas. Os mapas comparativos podem ser vistos nas figuras a seguir para o período de verão (dezembro a junho, Figura 20) e período de inverno (julho a novembro, Figura 21).

É possível observar a capacidade do modelo hidrodinâmico em representar as principais feições médias das correntes superficiais na região de estudo em direção e intensidade – retratadas a partir dos mapas de corrente obtidos com dados coletados *in situ* pelos derivadores utilizados. Nota-se a Corrente Norte do Brasil (CNB) fluindo para NW com intensidade média de até 1,5 m/s em seu núcleo – passando pelo bloco FZA-M-59. Após cruzar a fronteira entre o Brasil e a Guiana-Francesa, nota-se que parte da CNB segue com sentido NW até a região do Caribe, e parte alimenta a retroflexão da CNB, com um giro para E. Como descrito na literatura e evidenciado pelos dados coletados pelos derivadores, a retroflexão da CNB ocorre com maior intensidade no período entre julho e novembro – padrão bem representado nos resultados da modelagem hidrodinâmica.



**Figura 20:** Correntes superficiais médias (caixas de 1°) para o período de verão (dezembro a junho). À esquerda, mapa obtido a partir dos resultados da modelagem hidrodinâmica e a direita, a partir dos dados de derivadores. O retângulo vermelho no painel direito indica a região costeira amazônica onde verifica-se a ausência de passagem de derivadores (áreas brancas).



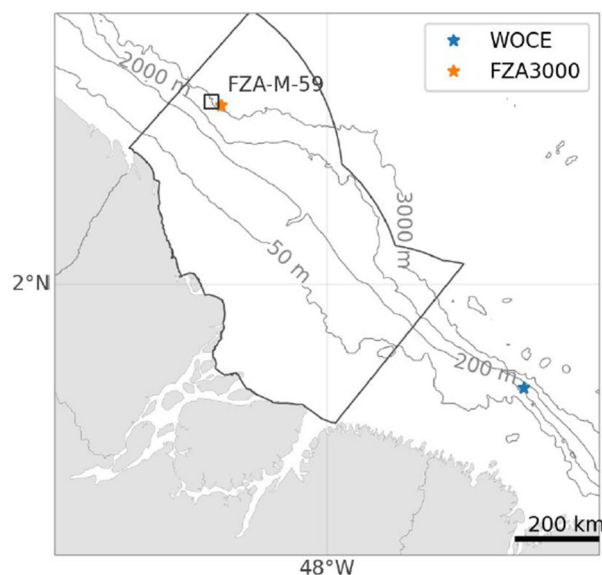
**Figura 21:** Correntes superficiais médias (caixas de 1°) para o período de inverno (julho a novembro). À esquerda, mapa obtido a partir dos resultados da modelagem hidrodinâmica e a direita, a partir dos dados de derivadores. O retângulo vermelho no painel direito indica a região costeira amazônica onde verifica-se a ausência de passagem de derivadores (áreas brancas).

Um aspecto importante a ser destacado na Figura 20 e na Figura 21 é a ausência de passagem de derivadores na “região branca”, destacada pelos retângulos vermelhos, em função da dinâmica da região costeira amazônica. A oceanografia desta região é dominada pela enorme descarga de cerca de  $1,8 \times 10^5 \text{ m}^3/\text{s}$  do rio Amazonas (20% da água doce do mundo, HAAS et al, 2002).

Para avaliar o comportamento das correntes ao longo da coluna d'água, foram utilizados dados de corrente de dois fundeios (Figura 22):

→ Fundeio FZA3000: fundeios instalados próximos ao bloco FZA-M-59, em lâmina d'água de 3.000 metros, aproximadamente. Estes fundeios contemplam o período de 1 ano, de 20 de setembro de 2016 a 21 de setembro de 2017 e mediram a corrente a partir de dois equipamentos do tipo ADCP para os primeiros 500 metros e correntômetros para o restante da coluna d'água;

→ Fundeio WOCE: obtido pelo Programa *Current Meter Data do World Ocean Circulation Experiment (WOCE)*, da *Oregon State University*. A base de dados do WOCE contempla um arranjo de linhas de fundeios na bacia norte do Brasil, o arranjo ACM7, contemplando a região do fluxo principal da CNB. Foram utilizados os fundeios K327 e K339, localizados na latitude  $0,087^{\circ}$  N e longitude  $44,390^{\circ}$  W. Destaca-se que estes fundeios foram efetuados em épocas diferentes: K327, de setembro de 1989 a outubro de 1990; K339, de outubro de 1990 a setembro de 1991. Para avaliação da estrutura vertical de correntes, foram retiradas médias de velocidade de corrente nas profundidades nas quais foram realizadas as medições.



**Figura 22:** Localização dos fundeios utilizados para comparação. O fundeio do WOCE é representado pela estrela azul enquanto o fundeio FZA3000 é representado pela estrela laranja.

Devido ao fato de que o período de aquisição de dados de corrente dos fundeios utilizados é diferente do período simulado no modelo hidrodinâmico, as comparações realizadas possuem caráter qualitativo.

Buscou-se avaliar a representatividade estatística da intensidade e direção das correntes do modelo ao longo da coluna d'água e avaliar padrões mais gerais como, por exemplo, as direções e intensidades médias da corrente, e as profundidades nas quais ocorrem inversões de fluxo.

Desta forma, são apresentados histogramas direcionais (rosas) das correntes observadas nos fundeios e simuladas pelo modelo hidrodinâmico ROMS ao longo da coluna d'água para o fundeio FZA3000 (Figura 23 a Figura 27).

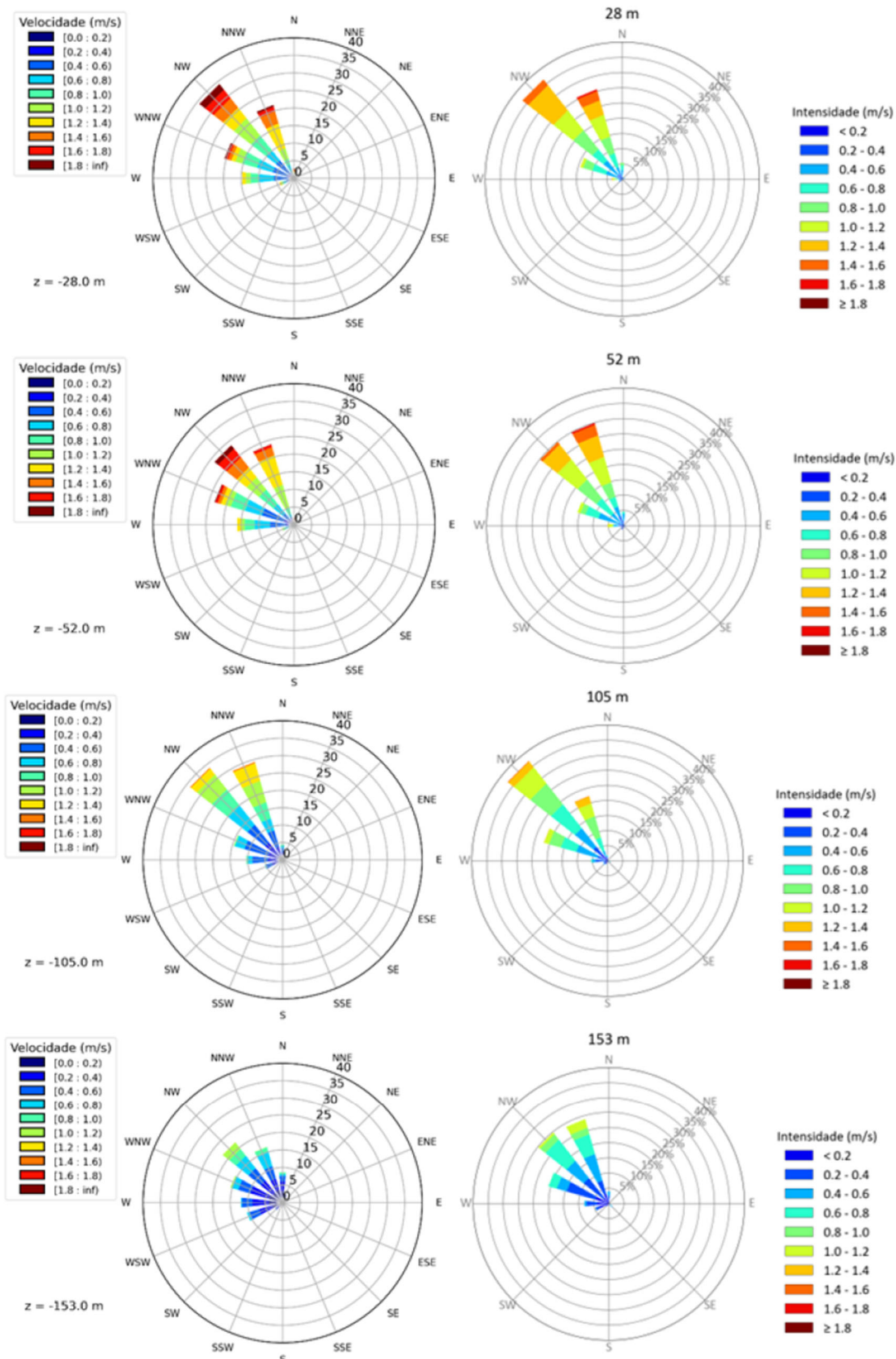
Observa-se um padrão de dois núcleos de corrente com sentido invertido: o primeiro representado pela CNB, com núcleo em superfície, direção predominante para NW e com intensidade alta (podendo chegar a mais de 1,8 m/s); e o segundo com núcleo em 1.500 metros, direção para SE e intensidade de até 0,5 m/s. A inversão das correntes ocorre gradualmente entre 200 e 1.200 metros, aproximadamente. O modelo hidrodinâmico representa esse padrão satisfatoriamente.

A partir da análise comparativa das rosas de corrente obtidas com os dados do fundeio FZA3000 e com os resultados do modelo hidrodinâmico nota-se que:

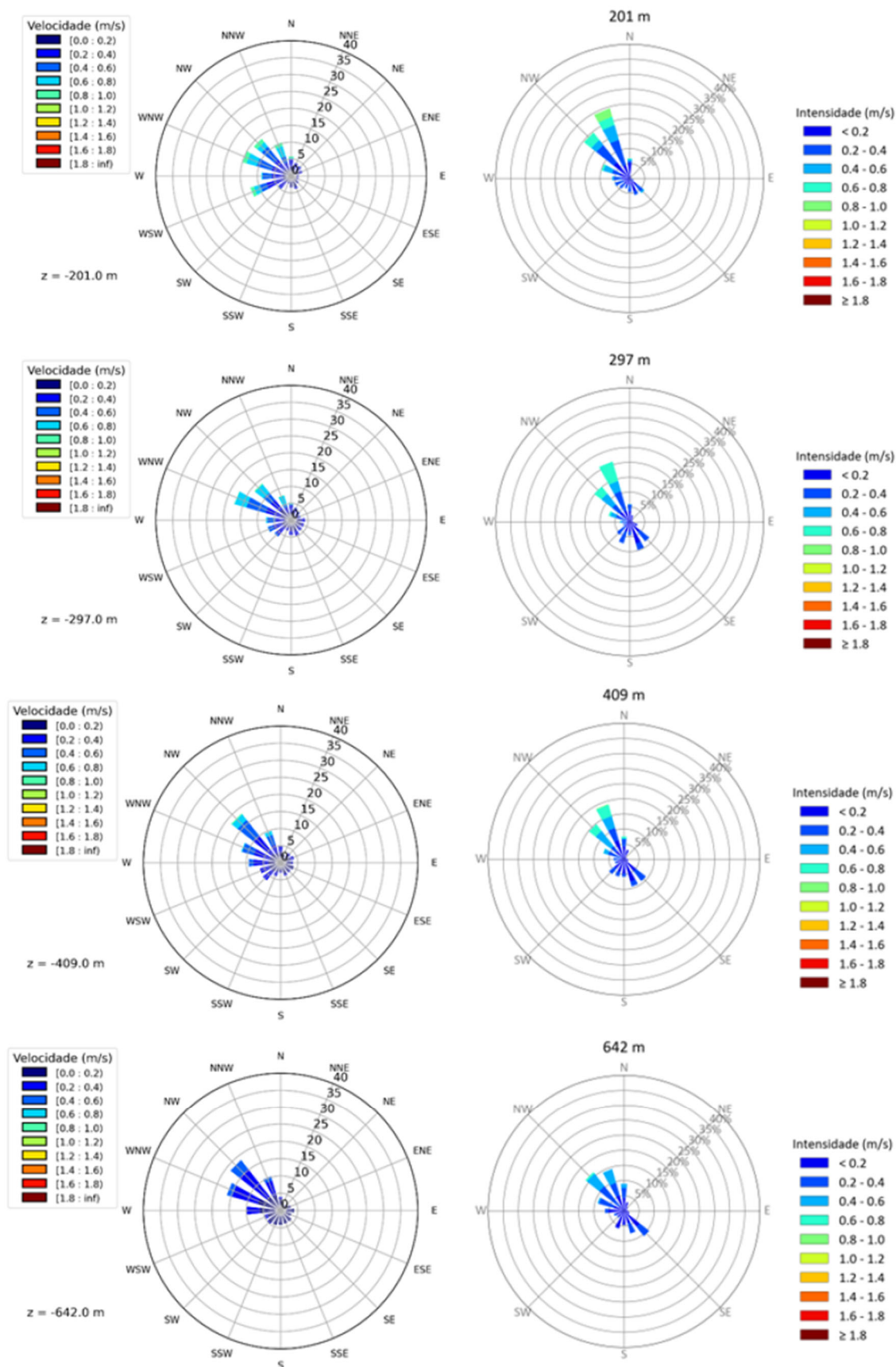
→ As correntes mais intensas se encontram entre a superfície e 100 metros, com intensidades excedendo 1,6 m/s. O padrão direcional na camada entre 0 e 50 m permanece para o quadrante NW (270-360°) ao longo de todo o período evidenciando a influência da CNB, bem representada pelo modelo;

→ No fundeio FZA3000 nota-se que o padrão de inversão direcional se inicia de 200 m a 1.200 m, faixas de profundidade onde é possível observar ocorrência de direções para NW e SE. O modelo hidrodinâmico representa bem essa faixa de inversão das correntes, apesar de apresentar um espalhamento direcional menor;

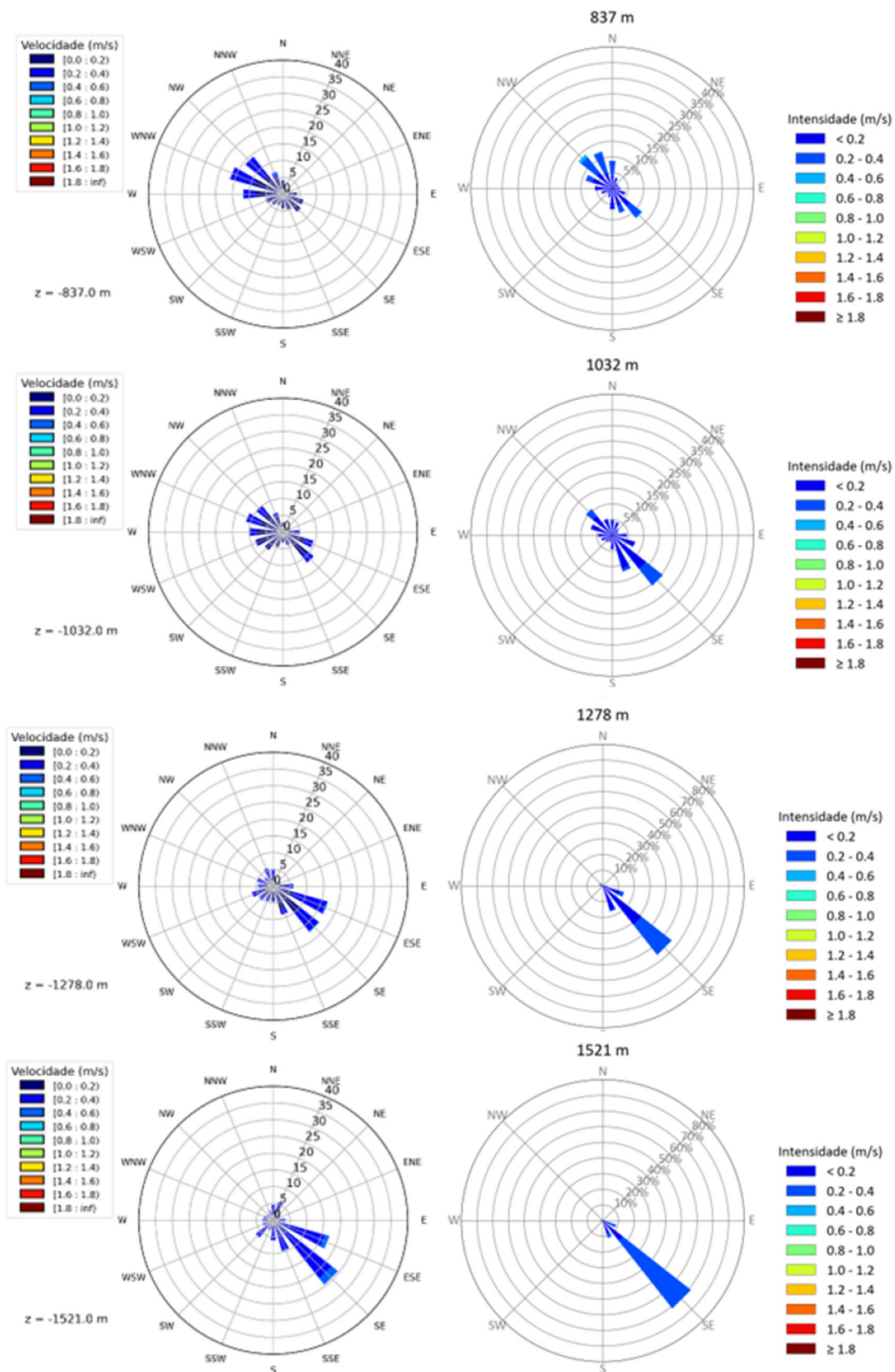
→ A partir de 1278 m, os dados mostram uma maior definição no padrão direcional para SE, com correntes de até 0,4 a 0,6 m/s. Desta camada até o fundo, a corrente permanece para SE com gradual redução em intensidade. Este padrão é bem representado pelo modelo hidrodinâmico, porém com menor espalhamento direcional.



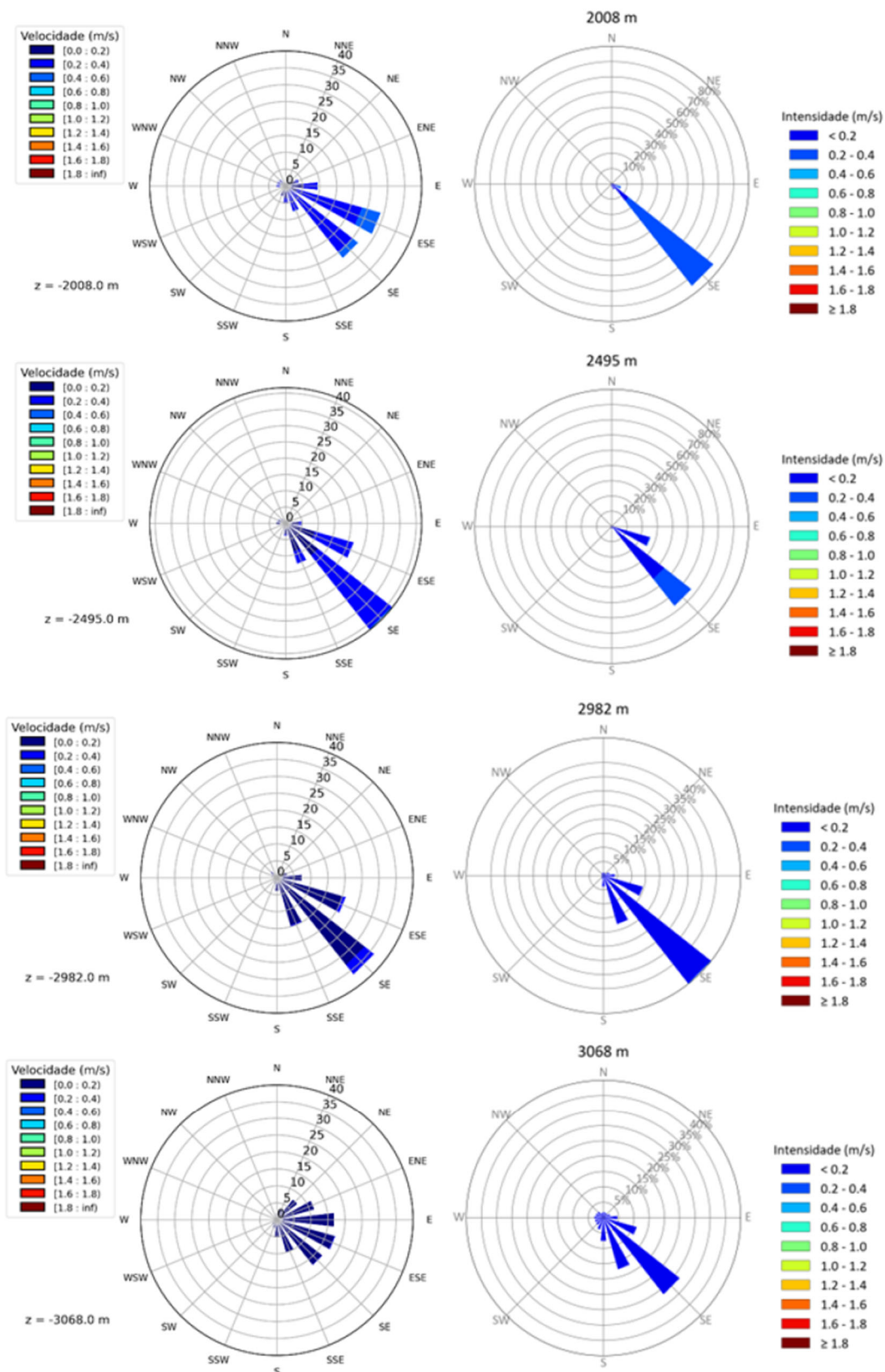
**Figura 23:** Rosas de corrente nos níveis de 28, 52, 105 e 153 metros obtidas a partir dos dados do fundeio FZA3000 (à esquerda) e dos resultados do modelo hidrodinâmico (ROMS) interpolados para as profundidades do fundeio (à direita).



**Figura 24:** Rosas de corrente nos níveis de 201, 297, 409 e 642 metros obtidas a partir dos dados do fundeio FZA3000 (à esquerda) e dos resultados do modelo hidrodinâmico (ROMS) interpolados para as profundidades do fundeio (à direita).

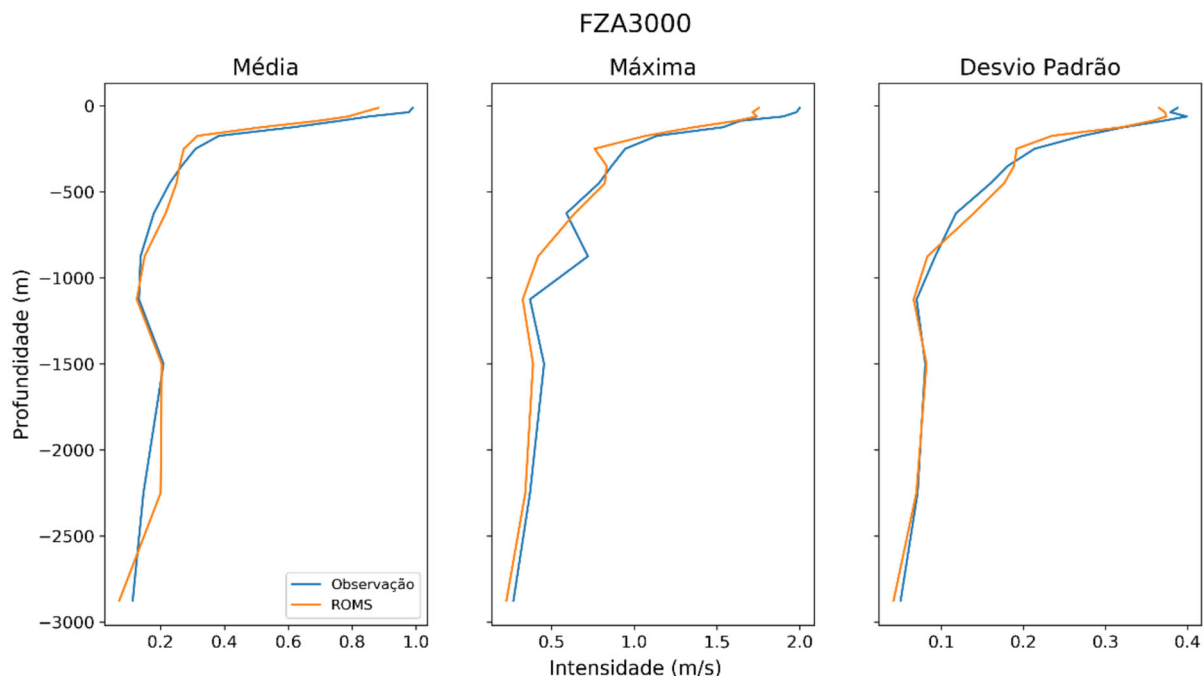


**Figura 25:** Rosas de corrente nos níveis de 837, 1032, 1278 e 1521 metros obtidas a partir dos dados do fundo FZA3000 (à esquerda) e dos resultados do modelo hidrodinâmico (ROMS) interpolados para as profundidades do fundo (à direita). Ressalta-se ao leitor que o eixo percentual das rosas de 1278 e 1521 do modelo hidrodinâmico apresenta-se diferente das demais rosas.



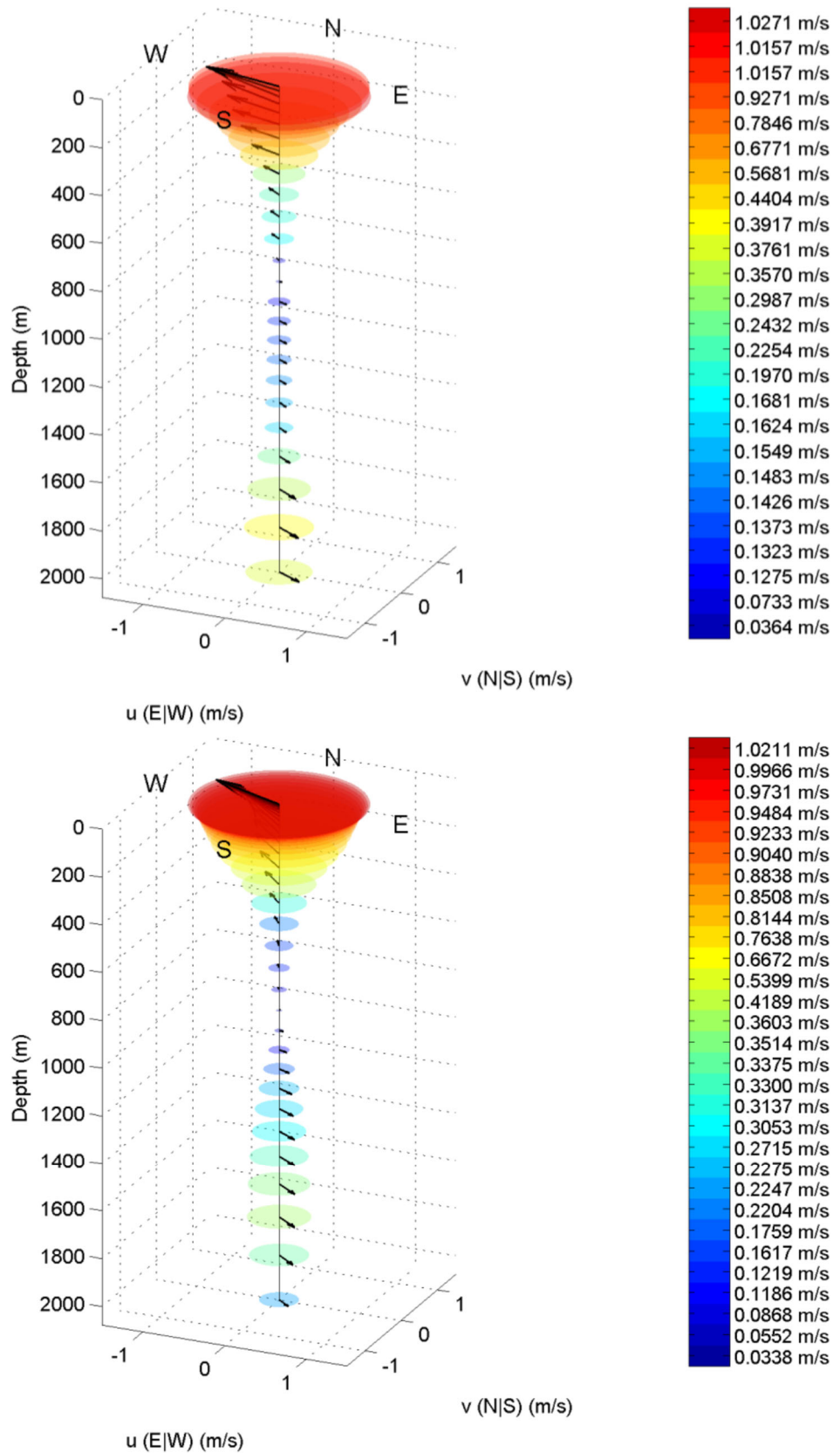
**Figura 26:** Rosas de corrente nos níveis de 2008, 2495, 2982 e 3068 metros obtidas a partir dos dados do fundo FZA3000 (à esquerda) e dos resultados do modelo hidrodinâmico (ROMS) interpolados para as profundidades do fundo (à direita). Ressalta-se ao leitor que o eixo percentual das rosas de 2008 e 2495 do modelo hidrodinâmico apresenta-se diferente das demais rosas.

A seguir apresentam-se gráficos com a estatística básica da velocidade (média, máxima e desvio padrão) ao longo da coluna d'água a partir dos dados do fundeio FZA3000 e dos resultados do modelo hidrodinâmico ROMS (Figura 27). Nota-se a concordância entre o padrão evidenciado pelo fundeio e os resultados do modelo.



**Figura 27:** Média, máximo e desvio padrão da intensidade das correntes ao longo da coluna d'água. Em laranja, estatística calculada a partir dos dados observados no fundeio FZA3000 e em azul, a partir dos resultados do modelo hidrodinâmico.

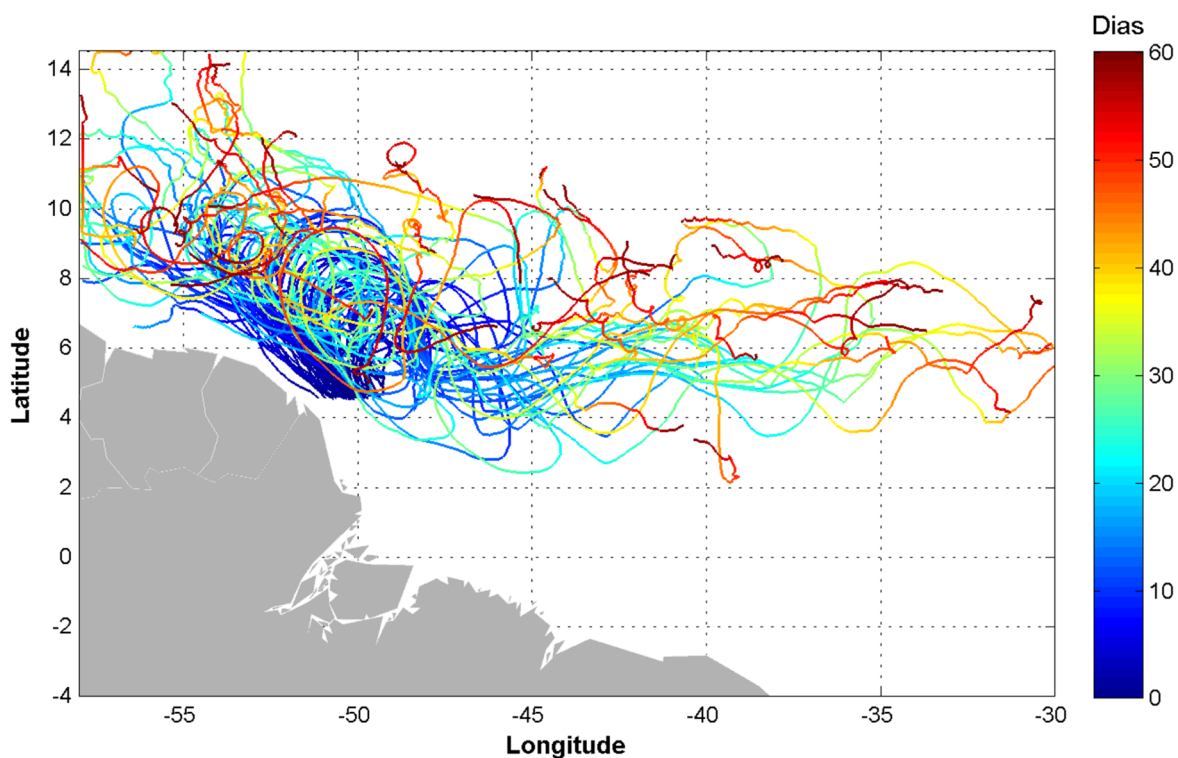
Na Figura 28 são apresentados os perfis verticais médios, retirados dos dados do WOCE e dos resultados do ROMS para o ponto mais próximo aos fundeios WOCE. Ressalta-se que as comparações realizadas têm um caráter qualitativo, uma vez que os dados do WOCE e as simulações do ROMS são referentes a períodos diferentes. O perfil vertical médio obtido do ROMS apresenta o mesmo padrão verificado no WOCE: correntes superficiais para WNW, com intensidades médias próximas a 1 m/s. Entre a superfície e 600 m de profundidade há uma diminuição gradativa das intensidades. De 800 a 2000 m de profundidade há uma inversão do fluxo para ESSE, com intensidades médias da ordem de 0,3 m/s.



**Figura 28:** Perfil vertical de correntes retirado do WOCE (acima) e do ROMS (abaixo).

O ponto de vazamento de óleo representativo para o bloco FZA-M-59 localiza-se a uma distância de 159 km da costa e 62 km da fronteira do mar territorial do Brasil com o mar territorial da Guiana Francesa, em região de águas ultraprofundas e sob a influência da Corrente Norte do Brasil (CNB). A CNB é uma corrente muito intensa e que apresenta baixa variabilidade direcional ao longo do ano. Esta característica faz com que ela represente uma barreira dinâmica natural, não só à deriva de óleo como a qualquer fluxo transversal a ela.

A Figura 29, apresentada no relatório de modelagem de dispersão de óleo de 2015 e que mostra as trajetórias dos derivadores do GDP (84 derivadores), a partir da vizinhança do ponto de vazamento, exemplifica a barreira dinâmica descrita pela ausência de derivadores na região costeira amazônica.



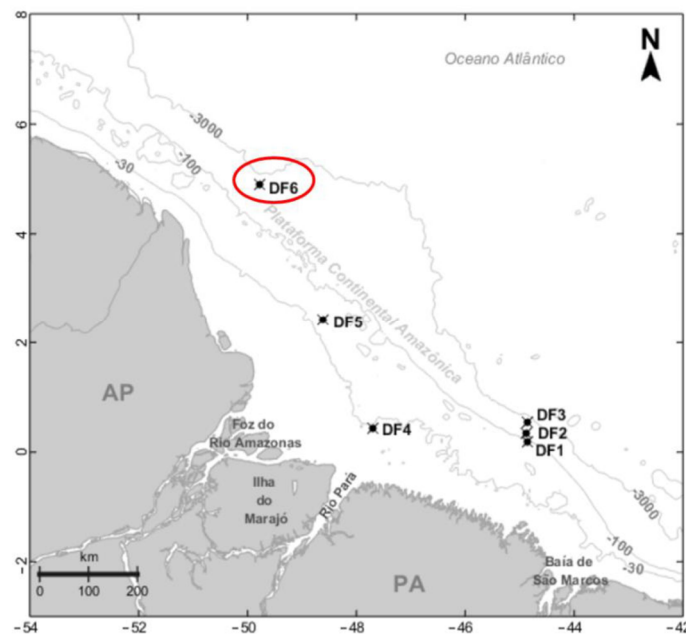
**Figura 29:** Trajetórias dos derivadores do GDP (84 derivadores) a partir da vizinhança do ponto de vazamento. A escala de cor está relacionada à duração da trajetória

Os mapas de probabilidade apresentados no estudo de 2015 refletem os padrões das correntes e dos ventos, considerando o ponto de vazamento e o intemperismo do óleo. Os ventos predominantes de Leste e Nordeste (alísios), no entanto, são insuficientes para romper a barreira dinâmica da CNB e, portanto, para impor uma deriva em direção à costa.

Desta forma, a maior parte do óleo é advectada para noroeste, e uma parcela entra na retroflexão da CNB sendo advectada para leste pela Contra Corrente Norte Equatorial.

A seguir, para reforçar a validade dos resultados dos modelos, é apresentada uma análise conjunta das campanhas de monitoramento da deriva oceânica de superfície realizada no contexto do Projeto Costa Norte e dos resultados da modelagem de óleo apresentados no presente estudo.

No contexto deste projeto, campanhas de aquisição de dados oceanográficos foram realizadas ao longo de um ano. Na Plataforma Continental Amazônica (PCA) a aquisição ocorreu por meio dos lançamentos de derivadores de superfície ao longo de doze campanhas oceanográficas em seis pontos, sendo três localizados na Bacia Pará-Maranhão e os outros três na Bacia Foz do Amazonas. As informações dos derivadores lançados a partir do ponto DF6 foram as consideradas nesta análise comparativa por estar localizado na região do ponto de vazamento da modelagem de óleo (Figura 30).



**Figura 30:** Representação dos pontos de lançamento de derivadores na Plataforma Costeira Amazônica do Projeto Costa Norte. Em destaque, em vermelho, o ponto DF6, considerado para a presente análise comparativa com os resultados da modelagem de óleo. Fonte: Adaptado de ROLLNIC *et al*, 2020.

A partir do ponto DF6, localizado na coordenada  $4^{\circ}53,96'N$  e  $49^{\circ}46,45'W$ , em frente ao estado do Amapá, na isóbata de  $\sim 2500$  m, foram lançados derivadores do modelo NOMAD *Offshore* (Figura 31).

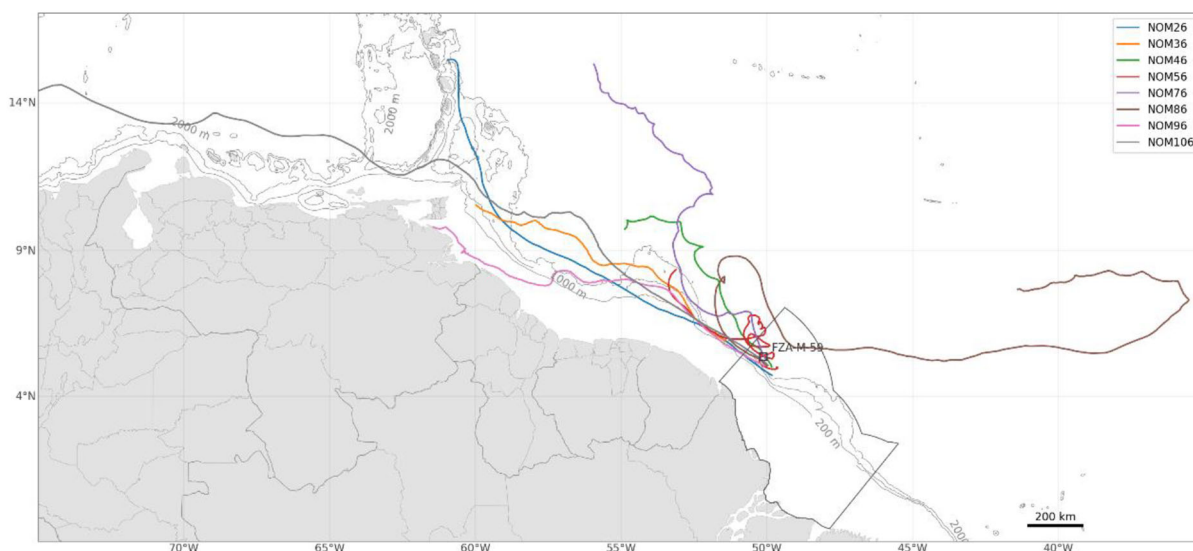
Este derivador de superfície é fabricado pela empresa SouthTek, desenvolvido para representar correntes de superfície com influência do regime de ventos. Ele apresenta seu sistema de comunicação por telemetria de satélites Iridium e posicionamento por *Global Position System* (GPS), e a frequência de transmissão de dados utilizada foi de 30 minutos. Este equipamento possui formato cilíndrico submerso, com 72 cm de comprimento total e massa de aproximadamente 3,0 kg. Ele não apresenta qualquer tipo de vela, e por estar diretamente exposto ao atrito do vento na superfície do oceano, este equipamento também sofre forte influência das ondas de gravidade superficiais e podem ser utilizados na comparação da trajetória de óleo em superfície.



**Figura 31:** Imagens do modelo de derivador superficial (NOMAD) lançado e considerado na análise comparativa. A direita o equipamento na água após o lançamento. Fonte: ROLLNIC *et al*, 2020.

O principal objetivo desta comparação é avaliar o comportamento dos resultados da modelagem com as trajetórias dos derivadores e, conseqüentemente, a avaliação do risco de chegada de óleo, sobretudo na costa brasileira.

As campanhas de lançamento no ponto DF6 ocorreram de março de 2018 a dezembro de 2018. Ao todo, trajetórias de 8 derivadores foram avaliadas e comparadas com os resultados da modelagem de dispersão de óleo (Figura 32).



**Figura 32:** Mapa com as trajetórias de todos os derivadores lançados no ponto DF6.

Para as análises e comparações, a área considerada da trajetória dos derivadores será limitada à área da grade da modelagem de óleo, considerando a separação

sazonal adotada: verão, compreendendo os meses de dezembro a junho, e inverno, os meses de julho a novembro.

Na Tabela 2 são apresentadas as informações referentes ao lançamento de cada derivador analisado. Nesta tabela, a data final é referente ao período no qual os dados foram analisados.

Quatro derivadores foram analisados representando o período de verão e outros quatro representando o período de inverno. A separação dos derivadores ocorreu com base na data de lançamento do derivador, exceto pelo NOM96 que foi avaliado dentro do verão por iniciar próximo a transição dos períodos e ter maior tempo de trajetória neste período específico.

**Tabela 2:** Informações sobre o lançamento dos derivadores analisados.

Período	Derivador	Data Inicial	Data Final	Dias ativos considerados	Distância Alcançada (km)
Verão	NOM26	17/03/2018 11:50	04/04/2018 21:50	18	1610
	NOM36	20/04/2018 20:30	13/05/2018 10:00	23	1093
	NOM96	23/11/2018 10:00	25/12/2018 13:30	32	1387
	NOM106	12/12/2018 02:30	12/01/2019 12:30	31	1501
Inverno	NOM46	28/06/2018 00:00	19/07/2018 10:30	21	774
	NOM56	02/08/2018 11:00	31/08/2018 03:00	28	533
	NOM76	26/09/2018 20:30	04/11/2018 11:30	38	1230
	NOM86	20/10/2018 23:00	14/11/2018 06:00	24	863

Sobrepostas aos resultados de probabilidade em superfície são apresentadas, juntas, as trajetórias dos quatro derivadores representativos de cada período sazonal (Figura 33 e Figura 34).

De maneira geral, o intenso fluxo noroeste da CNB e a atividade de mesoescala associada (retroflexão e vórtices da CNB) geram, respectivamente, uma barreira natural à fluxos transversais já mencionada anteriormente, e uma grande dispersão espacial dos derivadores (equivalente à deriva do óleo na superfície do mar), que ocorre preferencialmente a noroeste do ponto de vazamento.

No período de verão, os quatro derivadores apresentaram suas trajetórias para noroeste em direção ao mar do Caribe, seguindo o fluxo principal da CNB. Todas as trajetórias estiveram dentro da área de probabilidade de chegada de óleo, passando inclusive pela área de maior probabilidade (entre 80% e 100%). Apenas o derivador NOM96, que a partir de uma

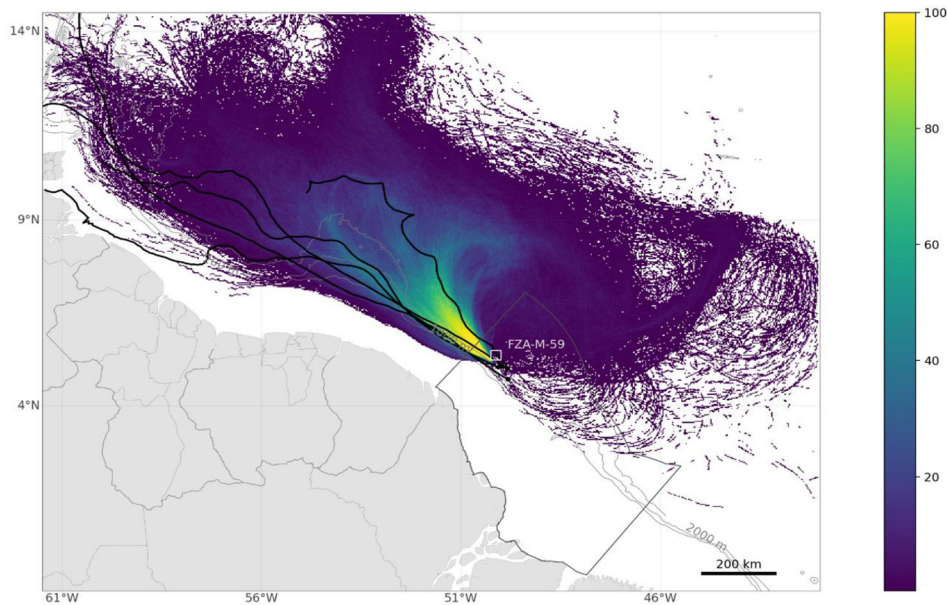
distância maior que 1.000 km do ponto de lançamento e após 20 dias de trajetória, apresentou parte da deriva para oeste em direção à costa.

Em relação aos derivadores no período de inverno, todas as trajetórias também estiveram dentro da área de probabilidade de chegada de óleo mapeada pela modelagem, passando inclusive pela área de maior probabilidade (entre 80% e 100%). A retroflexão da CNB - mais evidente neste período e bem demarcada nos resultados de modelagem - é evidenciada pela trajetória dos derivadores, sendo estas mais afastadas da costa e com mudança de direções. A trajetória do NOM86 é a mais representativa da influência da retroflexão dentre os derivadores analisados.

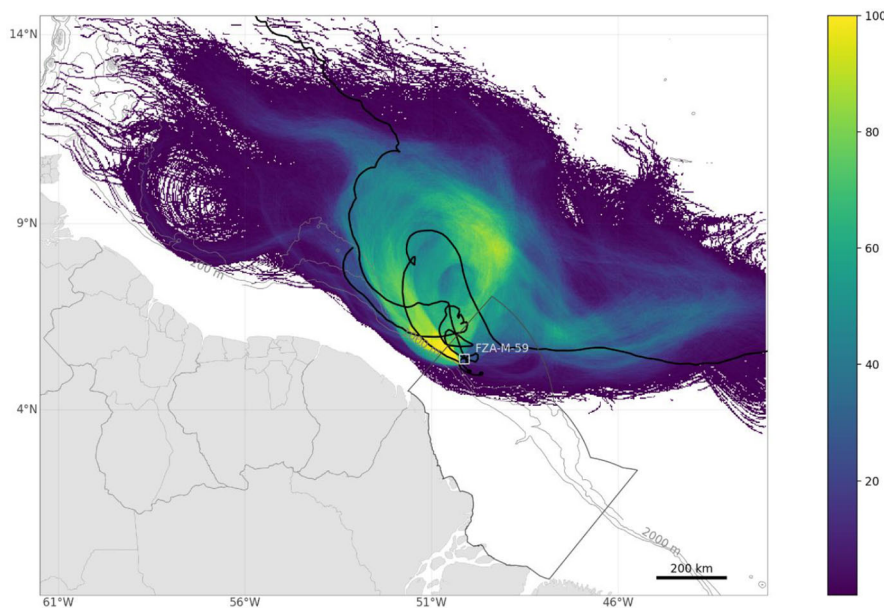
Deve ser ressaltado que embora em algum momento as trajetórias dos oito derivadores analisados tenham chegado a áreas com probabilidade de presença de óleo inferior a 5%, as manchas de óleo têm menor probabilidade de chegar nestes pontos devido às perdas por intemperismo (evaporação, entranhamento na coluna etc.), processos que não são observados nos derivadores (inerte no ambiente).

Em que pesem as diferenças entre o comportamento dos derivadores do tipo NOMAD e do óleo, onde estes apresentam/utilizam coeficientes de arrasto pelo vento diferentes (ROLLNIC *et al*, 2020), as comparações indicam uma boa correlação com os resultados de probabilidades de presença de óleo do modelo. A análise conjunta das campanhas permite observar parte da variabilidade possível que uma mancha de óleo pode apresentar dentro de um mesmo período sazonal, além de demonstrar a variabilidade espaço-temporal dos processos hidrodinâmicos em regiões além da Plataforma Continental Amazônica, indicando uma grande influência do padrão médio da CNB no verão e da retroflexão desta corrente no inverno.

O lançamento de derivadores nos permite avaliar e estimar a deriva do óleo em determinadas condições ambientais, e ao mesmo tempo avaliar os resultados das modelagens de deriva do óleo. A utilização conjugada dessas ferramentas auxilia a tomada de decisão em situações emergenciais, sendo um bom indicativo das características (direções preferenciais e tempo de deslocamento do óleo) da dispersão de poluentes no ambiente marinho.



**Figura 33:** Trajetória dos derivadores lançados no período de verão sobrepostas ao campo de probabilidade de presença de óleo (em %) em superfície para o período de verão.



**Figura 34:** Trajetória dos derivadores lançados no período de inverno sobrepostas ao campo de probabilidade de presença de óleo em superfície (em %) para o período de inverno.

Com base nos elementos aqui apresentados, gostaríamos de destacar, objetivamente, que:

→ A complexidade da morfologia costeira amazônica e da hidrodinâmica local poderiam ser mais bem representadas através de uma modelagem hidrodinâmica de mais alta resolução, como por exemplo, nos trabalhos de Molinas (2014) e Molinas *et al.* (2014) e nos modelos

hidrodinâmicos de alta resolução do projeto Costa Norte (TOSTE *et al.*, 2020). **Porém, face a localização do empreendimento e a barreira natural que o fluxo da CNB impõe à deriva do óleo, quaisquer refinamentos da região costeira amazônica seriam irrelevantes aos resultados apresentados.**

→ O refinamento de modelagem hidrodinâmica em regiões costeiras e estuarinas no âmbito do licenciamento ambiental de atividade de O&G é prática corrente referenciada nos termos de referência do IBAMA, que solicita modelagens de alta resolução, com detalhamento das regiões estuarinas que possam ser atingidas com tempos de toque inferiores a 60 horas e/ou probabilidades superiores a 70%. Tais condições não se aplicam ao caso em questão.

→ Os estudos elaborados pela Prooceano são conduzidos seguindo melhores práticas internacionais, premissas ambientalmente conservadoras, princípios éticos e acima de tudo, responsabilidade técnica com experiência acumulada em 18 anos de atuação em estudos semelhantes, ao longo da costa brasileira e no exterior. Neste sentido, refutamos a afirmativa de que o estudo elaborado pela Prooceano impede artificialmente que o óleo chegue à costa.

#### BIBLIOGRAFIA

ALESSI, C.A., LENTZ, S.J., BEARDSLEY, R.C., CASTRO, B.M. e GEYER, W.R., 1992, “A multidisciplinary Amazon Shelf SEDiment Study (AmasSeds): physical oceanography moored array component”, WHOI Technical Reports, Physical Oceanography, WHOI-92-36.

HAAS, H., WEERING, T. C.E. van, STIGTER H., 2002. Organic carbon in shelf seas: sinks or sources, processes and products. *Continental Shelf Research* 22 (2002) 691–717.

MOLINAS, E. 2014. Dinâmica da Frente Salina e Residuais de Velocidade na Plataforma Continental Interna Amazônica. Dissertação de Mestrado – UFRJ/ COPPE/ Programa de Engenharia Oceânica, 2014. 107 p.

MOLINAS, E. VINZON, S. B., VILELA, C. P. X., GALLO, M. N. 2014. Structure and position of the bottom salinity front in the Amazon Estuary. *Ocean Dynamics* 64: 1583-1599. doi 10.1007/s10236-014- 0763-0.

PROOCEANO, 2015. Modelagem Hidrodinâmica e Dispersão de Óleo. Bloco FZA-M-59.

ROLLNIC, M., MONTEIRO, S.M., ROSÁRIO, R.P., COSTA, M.S., PRESTES, Y.O., SILVA, I.O., AQUINO, R.F.O., CARNEIRO, A.G., MASCARENHAS, A.C.C., SANTANA, L.S. “Aquisição de Dados Oceanográficos”, Capítulo 4. Em: Projeto Costa Norte, – Desenvolvimento de Metodologias para o entendimento de processos costeiros e estuarinos e da vulnerabilidade de florestas de mangue na Margem Equatorial Brasileira. v.2. Rio de Janeiro (BR), 2020.

TOSTE, R., BÖCK, C.S., NEHME, D.M., SOARES, A.E., SANCHO, L., ASSAD., L.P.F., LANDAU, L., BORBA, T.A.C., PEREIRA, D.R., ROLLNIC, M. “Modelagem Hidrodinâmica”, Capítulo 7. Em: Projeto Costa Norte – Desenvolvimento de Metodologias para o entendimento de processos costeiros e estuarinos e da vulnerabilidade de florestas de mangue na Margem Equatorial Brasileira. v.2. Rio de Janeiro (BR), 2020.

VINZON, S. e MEHTA, A., 2001, Boundary layer effects due to suspended sediment in the Amazon River estuary, In: Coastal and Estuarine Fine Sediment Processes, Marine Science Series (3), Elsevier, pp. 359-372.

*“CONSIDERANDO que a partir de tal compreensão equivocada a Petrobras não elaborou um plano de ação para minimizar os impactos nos manguezais e estuários - mesmo depois de o Ibama expressamente requerer complementações nesse sentido no Parecer Técnico nº 222/2023 - COEXP/CGMAC/DILIC;*

*CONSIDERANDO ser inequívoca a possibilidade de elaboração de um estudo mais profundo, tal como aquele empreendido pelo Projeto Costa Norte (PCN), surgido a partir de uma cooperação entre a ENAUTA, o Núcleo de Estudos em Geoquímica e Ecologia Marinha e Costeira (NEGEMC) da UERJ, o Laboratório de Métodos Computacionais em Engenharia (LAMCE) da COPPE/UFRJ, o Laboratório de Pesquisa em Monitoramento Ambiental Marinho (LAPMAR) da UFPA e a PROOCEANO;*

*CONSIDERANDO que o referido projeto foi destinado a desenvolver uma metodologia para o entendimento dos processos costeiros e a definição de vulnerabilidade das florestas de mangue das bacias Pará-Maranhão e Foz do Amazonas (AP e PA) ao vazamento de óleo na Margem Equatorial Brasileira;*

*CONSIDERANDO que o PCN detalha, dentre as regiões mais sensíveis das Cartas de Sensibilidade ao Óleo (SAO, nível ISL 10), quais dessas áreas são prioritárias para atendimento em caso de emergência de vazamento de petróleo a partir da combinação dos critérios de sensibilidade e resiliência;*

*CONSIDERANDO que a eleição de prioridades viabiliza o planejamento de contingência e a implementação de ações de resposta a incidentes de poluição por óleo, possibilitando o correto direcionamento dos recursos disponíveis e a mobilização adequada das equipes de contenção e limpeza a fim de reduzir ao máximo o impacto ambiental, tendo em vista que este será negativo independentemente da resposta que seja empregada;*

*CONSIDERANDO que o PCN pormenoriza as condições de infraestrutura, acesso e navegabilidade em cada ponto dos sistemas costeiros estudados, correspondentes ao Sucuriju (AP), ao estuário de São Caetano de Odivelas (PA), ao de Soure (PA) e ao da baía de Turiaçu (MA), que são subdivisões do Litoral Amazônico ou Equatorial;*

*CONSIDERANDO, conforme asseverado por Nils, que os relatórios do PCN[7] são mais precisos do que os apresentados pela Petrobras, já que, a título comparativo, o PCN utiliza uma modelagem de dispersão de óleo com grade de 1km de resolução - isto é, 7 vezes mais definida do que a constante no Processo Administrativo nº 02022.000336/2014-53;*

*CONSIDERANDO que a aludida modelagem considera, dentre suas fontes, as correntes superficiais da base hidrodinâmica regional e os ventos, principais responsáveis pela propagação de ondas - as quais são desconsideradas nos estudos da Petrobras;*

*CONSIDERANDO que tal nível de especificidade é necessário para o entendimento do desenvolvimento estrutural dos manguezais, tendo em vista que as condições ambientais nas unidades menores escolhidas pelo PCN (clima, aporte de água doce e aporte de nutrientes, por exemplo) não são homogêneas;*

*CONSIDERANDO que o planejamento das equipes em prontidão do PCN não impediu que as condições atmosféricas encontradas dificultassem o próprio levantamento de dados em diversas ocasiões em decorrência do mau tempo, que impossibilitou a atividade por até 15 dias devido à ocorrência de alta nebulosidade e pluviosidade mesmo em período seco;*

*CONSIDERANDO que esses estudos indicam que na região de influência do B-FZA-M-59 existem áreas com vulnerabilidade média (oeste do Estuário de São Caetano de Odivelas e sistema costeiro de Soure, ambos no Pará) e alta (norte do sistema costeiro de Soure no período seco);*

*CONSIDERANDO que há considerações específicas sobre a altíssima vulnerabilidade da região do Sucuriju, no extremo leste do Amapá - estado cujos manguezais são os mais desenvolvidos de toda a costa brasileira, adaptados às condições impostas pela grande descarga fluvial e ao regime de macromarés;*

*CONSIDERANDO que segundo o PCN, a metodologia adotada apresenta limitações para a coleta de dados no Sucuriju, onde ocorre o fenômeno da pororoca[8];*

*CONSIDERANDO que a região possui uma dinâmica sedimentar própria que gera florestas de mangue com características particulares, a exemplo da existência de áreas permanentemente inundadas por água doce, como o entorno do lago Piratuba;*

*CONSIDERANDO que o regime de hipermaré impõe ao referido estuário condições complexas e alta demanda logística, em um local sem condições mínimas de infraestrutura, cuja navegabilidade é limitada a condições de maré muito específicas;*

*CONSIDERANDO que mesmo com restrições práticas, o PCN pôde identificar que a probabilidade de toque de óleo na costa no sistema costeiro de Sucuriju (AP) é alta nos dois cenários sazonais analisados, e a exposição é ainda maior no período seco (>80%) em comparação com o período chuvoso (50 a 70%), quando considerados poços na Bacia da Foz do Amazonas, índices que reduzem para 40 a 25%, respectivamente, para perfurações na Bacia Pará-Maranhão;*

*CONSIDERANDO que quanto ao tempo mínimo de toque na Bacia da Foz do Amazonas, identificou-se o período de 120 horas (5 dias) no tempo seco e de 180 horas (7,5 dias) no período chuvoso;*

*CONSIDERANDO que os pontos de especial atenção são a porção mais ao leste, no cabo mais ao norte da foz do Rio Sucuriju, e a proteção ao microcanais, tendo em vista que ambos podem servir de porta de entrada da água do mar com óleo para o interior do sistema costeiro;*

*CONSIDERANDO que quanto aos microcanais do Sucuriju, o PCN indicou que mesmo a alta resolução da grade do modelo hidrodinâmico (10m) não foi suficiente para representar o maior detalhamento da topografia obtida durante o levantamento de dados, razão pela qual sugere que estudos posteriores adotem elementos menores que 5 metros para análise da região;*

*CONSIDERANDO-SE diversos pontos de vazamento na Bacia da Foz do Amazonas, o PCN identificou a probabilidade de toque de óleo na costa do Amapá e do Pará tanto no período seco quanto no chuvoso;*

*CONSIDERANDO que diante de tais circunstâncias tem-se no Amapá a probabilidade de toque de óleo na costa de 30 a 90% no período chuvoso e 60 a 90% no período seco, com chegada entre 0 e 72h, com ponto de maior vulnerabilidade correspondente ao Sucuriju;*

*CONSIDERANDO que no Pará a probabilidade de toque de óleo na costa é de 30 a 50% no período chuvoso e 50 a 72% no período seco, com chegada entre 24 e 720h, com ponto de maior vulnerabilidade correspondente ao sistema costeiro de Soure;*

*CONSIDERANDO que esse cenário parte de uma análise muito mais detalhada que aquela apresentada pela Petrobras, a afastar a confiança esperada na afirmação feita pela empreendedora segundo a qual tais probabilidades para o bloco FZA-M-59 são de 0% em qualquer cenário meteorológico;*

*CONSIDERANDO que metodologia utilizada pelo PCN identificou ainda a probabilidade máxima de toque em São Caetano de Odivelas (PA) entre 10 e 40% no período seco (este último caso com entrada no estuário do Rio Pará) e 7.5 a 20% no período chuvoso;*

*CONSIDERANDO que tais conclusões reforçam o fato científico de que o toque de óleo no litoral não pode ser descartado como tem sido feito pela Petrobras, que o nega por completo, a ponto de deixar*

*de apresentar medidas de contingência minimamente efetivas para enfrentar eventual derramamento de óleo sobre regiões tão valiosas e sensíveis como o PARNA do Cabo Orange e os sistemas costeiros de Sucuriju, Soure e Santo Antônio de Ordivelas, seja no tempo seco, seja no tempo chuvoso – mesmo quando houve expressa solicitação do Ibama em sentido contrário;*

*CONSIDERANDO que embora o Projeto Costa Norte tenha abrangência e objetivos mais amplos do que o licenciamento ambiental para a perfuração do poço Morpho no bloco FZA-M-59, certo que o primeiro deve ser utilizado pela Petrobras como parâmetro mínimo de profundidade e especificidade técnica”.*

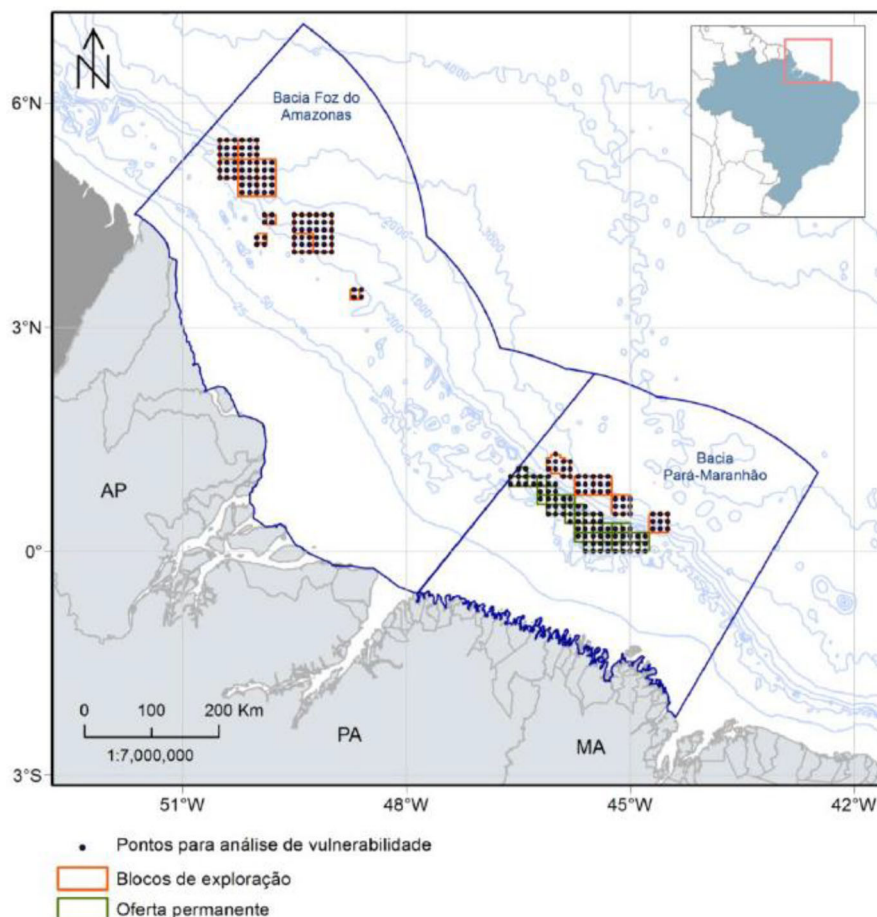
## ● POSICIONAMENTO PETROBRAS

Cabe esclarecer que o estudo de impacto ambiental das atividades de perfuração no bloco FZA-M-59, incluindo o Plano de Emergência Individual (PEI), seguiu todas as recomendações dos termos de referência, notas técnicas, pareceres técnicos e demais documentos orientativos emitidos pelo IBAMA, órgão competente e responsável pela análise e concessão de licenças ambientais para atividades de óleo e gás. Nesse contexto, o estudo de impacto ambiental que foi apresentado ao IBAMA para subsidiar a emissão da licença de operação do poço Morpho está ancorado nas principais metodologias e práticas de avaliação de impactos ambientais e análise de riscos ambientais dessa atividade no licenciamento ambiental das atividades de óleo e gás.

No âmbito do licenciamento dos blocos exploratórios na bacia da Foz do Amazonas, foi elaborado o Estudo Ambiental de Carácter Regional (EACR) já mencionado nesse documento, que resultou em um diagnóstico ambiental amplo de diversos aspectos físicos, biológicos e socioeconômicos, tais como os ecossistemas costeiros, fundo marinho e principais atividades de pesca e aquicultura. O EACR foi concebido por empresas de consultoria em temas diversos e instituições de pesquisa do estado do Amapá (Instituto de Pesquisas Científicas e Tecnológicas do Estado do Amapá – IEPA e Universidade Estadual do Amapá – UEAP).

A interpretação dessa recomendação de que o estudo desenvolvido pelo PCN é mais profundo e, portanto, mais adequado do que o estudo de impacto ambiental que foi apresentado para o licenciamento da atividade de perfuração do bloco FZA-M-59 é equivocada, pois são estudos com objetivos e metodologias distintas. É importante ressaltar ainda que os estudos de modelagem hidrodinâmica e de dispersão de óleo do licenciamento da atividade de perfuração no bloco FZA-M-59 e do PCN foram elaborados pela mesma empresa de consultoria especializada, a PROOCEANO, e com os mesmos modelos hidrodinâmico (ROMS - Regional Ocean Modelling System) e de dispersão de óleo (OSCAR), reconhecidos e aplicados mundialmente pela comunidade científica e indústria de O&G. **A Petrobras reforça novamente que os resultados das modelagens realizadas para o FZA-M-59 pela empresa PROOCEANO em 2015 e 2022 foram aprovados pela equipe técnica do IBAMA.**

Ainda, no que diz respeito aos resultados de modelagem hidrodinâmica e de óleo, é necessário esclarecer que o estudo apresentado no PCN teve como objetivo principal identificar as áreas costeiras da região Norte mais vulneráveis ao vazamento de óleo a partir de um modelo de múltiplas fontes potenciais, ou seja, a partir da análise de resultados obtidos com a composição de cenários de dispersão de óleo simulados em uma malha de 222 pontos de vazamento distribuídos por toda a área dos blocos adquiridos pelas operadoras nas bacias de Foz do Amazonas e Pará-Maranhão (Figura 35).



**Figura 35:** Mapa com os blocos em fase de exploração e em oferta permanente nas bacias da Foz do Amazonas e Pará-Maranhão (polígonos laranja e verde) e os pontos de simulação para rodada de múltiplos pontos usando uma resolução de 1/10° (pontos pretos). Fonte: Retirada de Projeto Costa Norte, Volume 2, Capítulo 8 – Modelagem de Dispersão de Óleo, figura 8-21.

É inequívoco que essa metodologia adotada no PCN resultou em informações relevantes para as atividades de óleo e gás na região Norte, tanto que os dados gerados pelo PCN foram considerados no contexto do licenciamento do bloco FZA-M-59, a exemplo dos dados de derivadores do PCN, que foram utilizados para avaliar a modelagem de dispersão de óleo do FZA-M-59, conforme já citado nesse documento.

Entretanto, é preciso observar que essa metodologia de modelagem de múltiplas fontes potenciais não é adequada para os objetivos de avaliação de potenciais

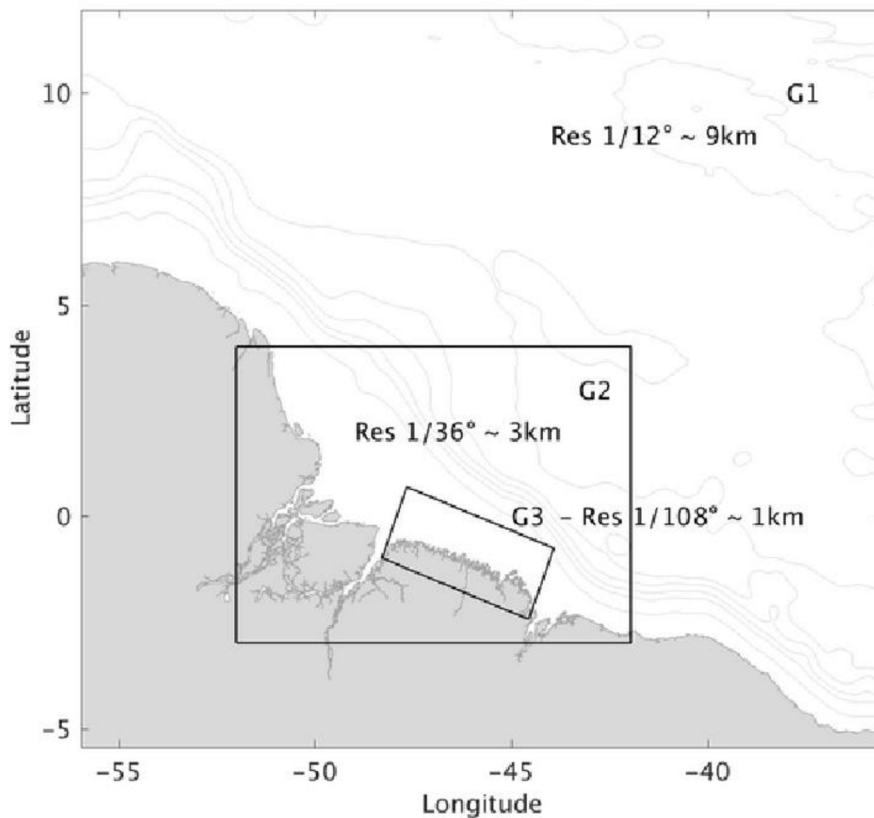
impactos da atividade de perfuração no poço Morpho, justamente por considerar pontos de vazamentos em outras localidades que não a área do bloco FZA-M-59, no qual a Petrobras pretende perfurar o poço. Pelo contrário, para que se tenha uma análise de riscos ambientais e um plano de emergência efetivos, é preciso que o cenário da modelagem e a escolha dos pontos de vazamento estejam alinhados com a localização da atividade, de modo a viabilizar a eleição de áreas prioritárias para o planejamento da contingência e a implementação das ações de resposta compatíveis com o cenário de vazamento de óleo esperado em possíveis acidentes durante a atividade que é objeto do licenciamento ambiental.

Portanto, no contexto do licenciamento ambiental de uma atividade de perfuração específica e localizada, não faz sentido considerar os resultados de pontos de vazamento de óleo que não estejam relacionados ao local da atividade. Sendo assim, prioriza-se a escolha de pontos de vazamento na área dos blocos que sejam mais próximos à costa e mais rasos, que, de modo geral, trazem os resultados mais críticos para a região costeira.

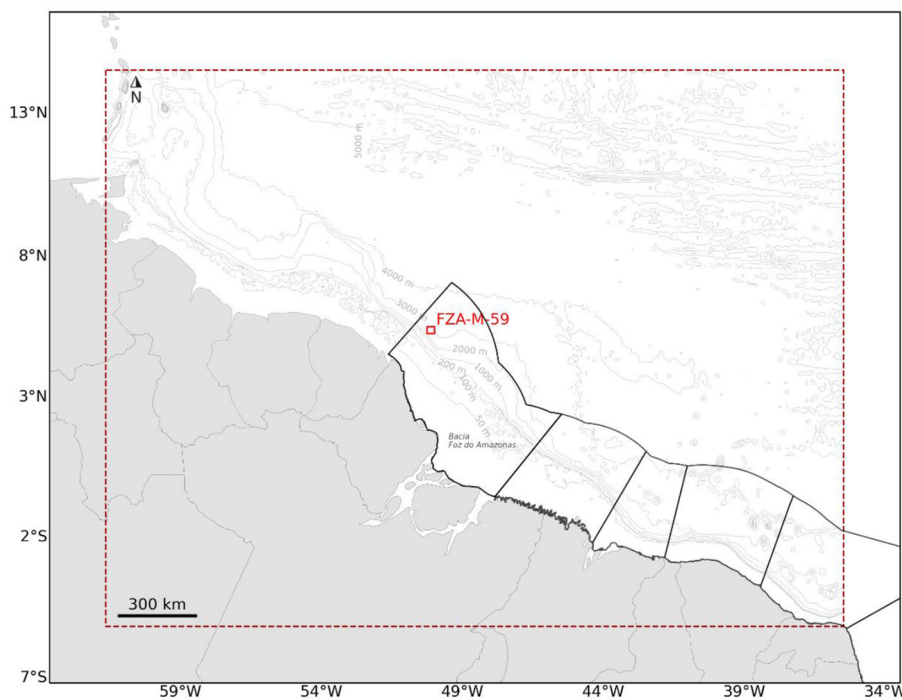
Quanto às comparações feitas entre as modelagens do PCN e do licenciamento do FZA-M-59, foram apresentadas diversas informações equivocadas e imprecisas que merecem explanação técnica.

É dado destaque a uma afirmação do prof. Nils de que a grade do modelo hidrodinâmico do PCN teria resolução de 1 km e que seria 7 vezes maior que a modelagem apresentada no processo do FZA-M-59 e que foi aprovada pelo IBAMA. Essa informação é inverídica, pois no PCN foram adotadas grades com diferentes resoluções e domínios, no intuito de se ter maior detalhamento de processos oceanográficos mais relevantes em escala regional, na plataforma continental e região costeira (Figura 36). A grade maior G1 do modelo regional do PCN possui  $1/12^\circ$  ( $\approx 9$  km) de resolução horizontal e, portanto, é compatível com a resolução da grade adota na modelagem do FZA-M-59 que é de  $1/16^\circ$  ( $\approx 6,5$  km) de resolução.

As grades G2 e G3 do modelo hidrodinâmico do PCN fazem um recorte de maior resolução para os processos de plataforma e costeiros nas áreas que podem ser mais suscetíveis às modelagens de óleo a partir dos pontos de vazamento a leste da foz do Amazonas, localizados em áreas da bacia Pará-Maranhão, o que não se aplica no caso do bloco FZA-M-59, em que se observa uma dominância das correntes superficiais na deriva do óleo para oeste em direção a áreas internacionais. Por esse motivo, nota-se que a grade do modelo hidrodinâmico do FZA-M-59 se estende em uma área muito maior do que no caso do PCN para que se possa avaliar a deriva do óleo no mar nos demais países da Margem Equatorial e Caribe (Figura 37).



**Figura 36:** Mapa com os blocos em fase de exploração e em oferta permanente nas bacias da Foz do Amazonas e Pará-Maranhão (polígonos laranja e verde) e os pontos de simulação para rodada de múltiplos pontos usando uma resolução de 1/10° (pontos pretos). Fonte: Retirada de Projeto Costa Norte, Volume 2, Capítulo 8 – Modelagem de Dispersão de Óleo, figura 8-21.



**Figura 17:** Delimitação geográfica das grades numéricas ROMS-G1, ROMS-G2 e ROMS-G3, com resolução espacial horizontal de aproximadamente 9, 3 e 1 km, respectivamente. Fonte: Retirada de Projeto Costa Norte, Volume 2, Capítulo 7 – Modelagem Hidrodinâmica, figura 7-37.

Ainda sobre a resolução do modelo hidrodinâmico, a Petrobras reforça as considerações da empresa consultora PROOCEANO em resposta à Recomendação Conjunta nº 17/2022, de que face a localização do empreendimento e a barreira natural que o fluxo da CNB impõe à deriva do óleo, quaisquer refinamentos da região costeira amazônica seriam irrelevantes aos resultados apresentados; e que o refinamento de modelagem hidrodinâmica em regiões costeiras e estuarina no âmbito do licenciamento das atividades de O&G é exigido nos casos em que há indicação de toque na costa com menos de 60 horas e/ou probabilidades superiores a 70%, o que não se aplica na modelagem do FZA-M-59.

No que diz respeito às condições meteo-oceanográficas características da região amazônica, é inverídica a afirmação de que a Petrobras não considerou dentre as fontes de seus estudos de modelagem as correntes superficiais e os ventos. A modelagem hidrodinâmica elaborada pela empresa PROOCEANO para o FZA-M-59 considerou todas as forçantes que influenciam no comportamento das correntes em superfície e em profundidade, e todos os resultados da modelagem hidrodinâmica foram validados com dados disponíveis.

Foram considerados os dados de temperatura, salinidade, altura da superfície do mar e de correntes da análise global do Mercator, distribuído pelo Copernicus Marine Environment Monitoring Service (CMEMS), e os dados atmosféricos do ERA5 (ventos, temperatura do ar, pressão atmosférica, umidade relativa do ar, taxa de precipitação, radiação de onda curta e radiação de onda longa), sendo a última geração da Reanálise do ECMWF (European Centre for Medium-Range Weather Forecasts) e que assimila dados meteorológicos e oceanográficos de diversas fontes. Importante destacar que essas bases de dados utilizadas no modelo hidrodinâmico são amplamente utilizadas pela comunidade científica e frequentemente utilizadas em atividades de pesquisa dos padrões de circulação oceânica e atmosférica.

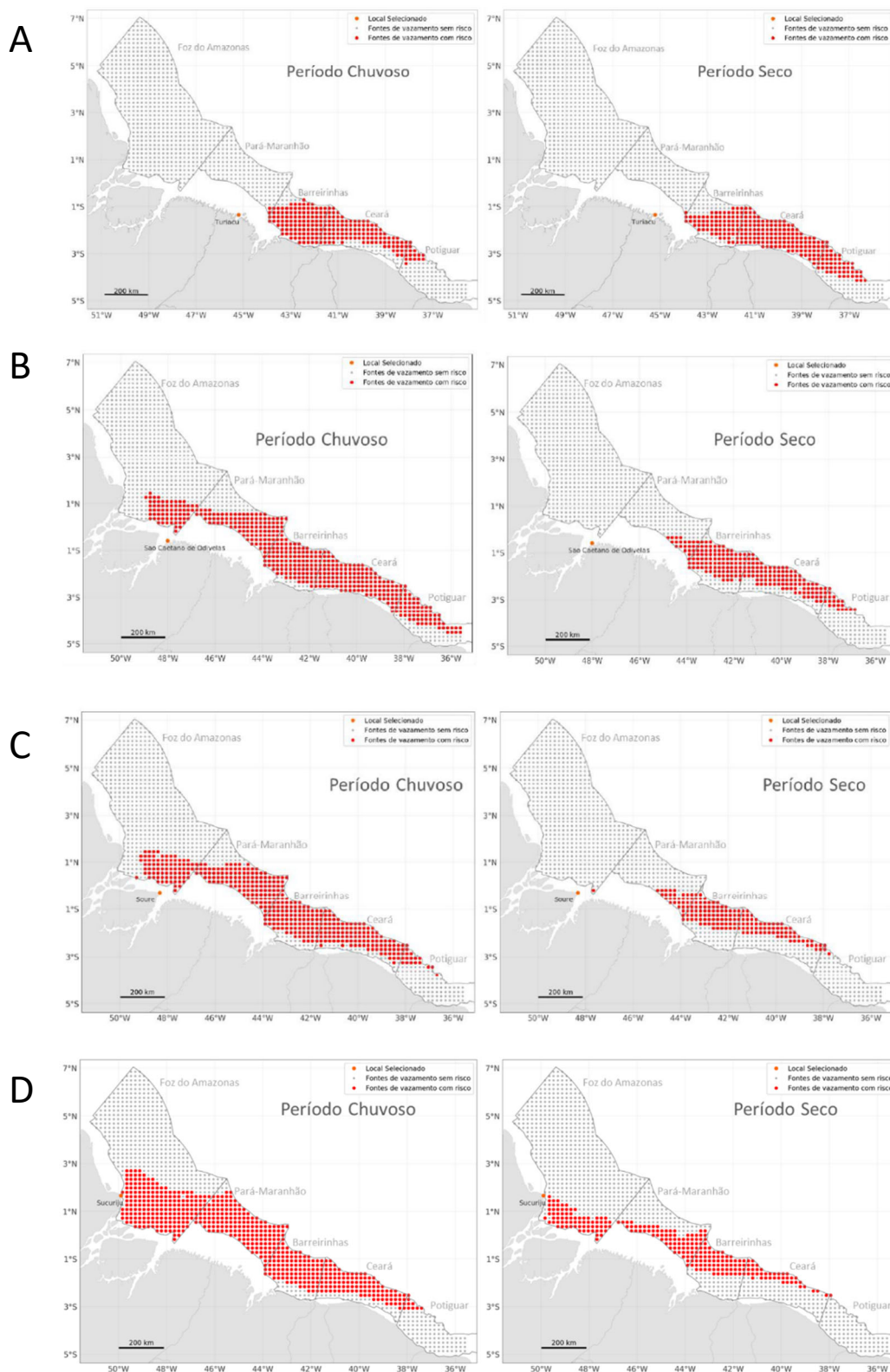
Essa recomendação destaca as áreas de manguezal descritas no PCN, especificamente as regiões de média e alta vulnerabilidade – o Estuário de São Caetano de Odivelas e sistema costeiro de Soure – como áreas de influência da atividade de perfuração do FZA-M-59, porém, é necessário apontar que isso se dá por questões operacionais da atividade, como o tráfego de embarcações de apoio à atividade e a interseção da rota dessas embarcações com áreas de pesca desses municípios. Logo, não há qualquer relação dessa influência do FZA-M-59 com possíveis impactos de vazamento de óleo durante a atividade, visto que na modelagem aprovada pelo IBAMA não há probabilidade de chegada do óleo na costa brasileira. Por fim, é preciso informar que as rotas utilizadas pelas embarcações de apoio já são conhecidas e utilizadas rotineiramente por outras embarcações na região.

Sobre o relato de condições ambientais adversas enfrentadas durante as atividades de campo do PCN, a Petrobras entende que são questões inerentes a atividades realizadas no mar para as quais a empresa possui experiência e excelência reconhecida em atividades de exploração e produção em ambiente offshore, que também incluem

levantamento de dados costeiros e oceânicos e todas as operações logísticas marítimas e áreas de apoio à atividade de O&G. A Petrobras reforça que a segurança é um valor da empresa e, portanto, realiza o monitoramento em tempo real das condições de vento e correntes no navio-sonda durante a atividade de perfuração para apoio à segurança operacional, além de possuir corpo técnico qualificado e de prontidão, que monitora e faz previsão das condições atmosféricas e oceanográficas adversas que possam afetar suas operações.

Sobre os resultados da modelagem de dispersão de óleo obtidas pelo PCN, reforça-se a necessidade de se considerar o local de origem do vazamento, que, como pode ser observado no próprio estudo de modelagem do PCN, resulta em tempos e probabilidades de chegada do óleo distintos. De modo geral, são pontos de vazamento localizados mais próximos à costa e nas regiões a leste da bacia.

Sobre as considerações feitas nessa recomendação quanto à suscetibilidade das áreas de manguezais selecionadas pelo PCN ao toque de óleo na costa – Baía de Truriçu (MA), Estuário de São Caetano de Odivelas (PA), Sistema Costeiro de Soure (PA) e Sistema Costeiro de Sucuriju (AP) – a Petrobras destaca que nenhuma das fontes potenciais de vazamento identificadas com probabilidade de toque de óleo na costa dessas áreas de manguezais estão localizadas próximo ao bloco FZA-M-59, corroborando os resultados da modelagem apresentada no processo de licenciamento do FZA-M-59, que não indicam toque na costa brasileira (Figura 38).



**Figura 38:** Fontes de vazamento (em vermelho) com probabilidade de toque nas áreas de manguezal selecionadas pelo PCN. (A) Baía de Truriçu (MA); (B) Estuário de São Caetano de Odivelas (PA); (C) Sistema Costeiro de Soure (PA); e (D) Sistema Costeiro de Sucuriju (AP). Fonte: Retirado de Projeto Costa Norte, Volume 1, Capítulo 4 – Análise de Vulnerabilidade dos Manguezais – Aplicações na Área de Estudo e Capítulo 5 - Primeiros esforços para análise de vulnerabilidade das florestas de mangue do sistema costeiro de Sucuriju (AP), figuras 4-2, 4-31, 4-62 e 5-6.

*“CONSIDERANDO que há no discurso uma redução intencional dos verdadeiros impactos do empreendimento, pois a perfuração exploratória tem como objetivo principal a futura atividade de produção de petróleo, uma vez que não se mobilizam vastos recursos operacionais e financeiros sem fundados indícios da existência da substância na região pretendida, em quantidade suficiente para viabilizar a sua produção;*

*CONSIDERANDO que o licenciamento do primeiro facilita, por consequência lógica, o do segundo, de modo que não há como considerar que a perfuração do poço Morpho seja isolada e temporária;*

*CONSIDERANDO que tanto é verdade que já foram perfurados 94 poços nas águas rasas da bacia da Foz do Amazonas, dos quais apenas 2% notificaram descoberta de petróleo, mas a baixa quantidade encontrada tornou a produção economicamente inviável”.*

## ● POSICIONAMENTO PETROBRAS

A Petrobras rejeita a afirmação de que há no discurso redução intencional dos verdadeiros impactos da atividade. Ora, a atividade de perfuração é detalhadamente conhecida tanto pela Petrobras quanto pelo próprio IBAMA, havendo inclusive nota técnica do órgão<sup>3</sup>, estabelecendo as diretrizes para a avaliação dos impactos relativos à atividade. Como em toda a operação de perfuração, os impactos operacionais são localizados, sendo mais relevantes no entorno da unidade de perfuração, como demonstram as avaliações de impactos sistematicamente elaboradas.

Denota-se que o MPF omite intencionalmente se tratar de licenciamento voltado à perfuração de um único poço para pesquisa, e que, a etapa de produção, em caso de sucesso na campanha exploratória no Bloco FZA-M-59, deverá ser objeto de um novo licenciamento ambiental perante o IBAMA, com novos estudos que enfrentem toda a complexidade e impactos ambientais que dizem respeito à atividade de produção de petróleo e gás.

Além disso, existem mais de 2500 poços marítimos exploratórios perfurados pela Petrobras em todo o Brasil, em diversos momentos, localidades, profundidades e distâncias da costa. Nunca houve, na história da empresa, ocorrência de vazamentos de grandes proporções durante a perfuração, o que demonstra o compromisso com operações seguras.

É inerente à indústria de óleo e gás o risco geológico, no que diz respeito ao sucesso exploratório das perfurações. Por vezes, os resultados das perfurações não comprovam a ocorrência de óleo e/ou gás. No entanto, os investimentos realizados visam à comprovação de reservas, em alinhamento com as políticas energéticas do país, implementadas por meio das licitações de blocos realizadas pela Agência Nacional do

---

<sup>3</sup> NOTA TÉCNICA CGPEG/IBAMA Nº 05/2009, que tem como objetivo apresentar os impactos ambientais decorrentes das atividades de perfuração marítima em águas oceânicas (considerando-se, no licenciamento da atividade de perfuração marítima, o limite acima de 50 km de distância da costa ou profundidade maior que 1000 m).

Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). Desse modo, certamente a perfuração exploratória não se dá como caso fortuito, mas visa ao atendimento dos compromissos estabelecidos pelo próprio órgão federal competente.

A perfuração exploratória em si está sujeita a licenciamento específico, como estabelece o regramento aplicável, em especial a Portaria nº 422/2011. Tratando-se de objeto específico de licenciamento, não há que se falar da cadeia de óleo e gás como um todo. Tal escopo foge radicalmente ao objetivo do instrumento do licenciamento ambiental. Cada etapa da cadeia está sujeita a procedimento específico e assim deve ser conduzindo, atendendo ao que estabelece a legislação ambiental aplicável.

O projeto exploratório previsto para a região contempla a perfuração de um poço, com o objetivo de confirmar a presença de hidrocarbonetos e avaliar a viabilidade da sua produção comercial. A abrangência espacial e temporal das atividades dessa fase é relativamente pequena no ciclo de vida dos empreendimentos de Exploração e Produção (E&P) e a continuidade dos investimentos depende dos resultados obtidos. Da mesma forma que as atividades de perfuração geram informações para a tomada de decisão e planejamento das etapas seguintes, os projetos socioambientais implementados nessa fase ampliam o conhecimento sobre a região para suportar os estudos de avaliação de impactos para operações futuras, com maior magnitude e duração, além do gerenciamento de riscos e impactos relacionados especificamente à perfuração.

Sendo assim, de fato, o objeto ora em licenciamento corresponde à perfuração de um poço firme, denominado Morpho, no bloco FZA-M-59. E é sobre isso que deve decidir o órgão ambiental. Somente em caso de sucesso geológico e declaração de comercialidade, passe-se a um projeto de produção, que estará sujeito a procedimento de licenciamento trifásico específico.

Nesse sentido, causa estranheza a afirmação de que um licenciamento de produção seria facilitado, uma vez que existem regramentos, critérios e exigências específicos, estabelecidos pelo próprio órgão ambiental competente, a serem atendidos para que se possa decidir pela viabilidade ambiental do empreendimento de produção. O procedimento inclusive é trifásico, justamente para que cada etapa seja devidamente avaliada pelo órgão licenciador.

Por fim, considerar a perfuração do poço Morpho como isolada e temporária é coerente com o fato de que se trata efetivamente de um poço pontualmente localizado e com duração estimada de 05 meses, não sendo, portanto, plausível que se indefira o pedido de licença ambiental, em função de uma discussão que extrapola em muito a atividade ora em licenciamento. Afinal, os instrumentos de gestão ambiental definidos na legislação ambiental devem guardar suas respectivas abrangências.

*“CONSIDERANDO que a insistência no argumento de que a atividade pretendida está a 560 km da Foz do Amazonas omite que a área permanece sob a influência hidrodinâmica do referido rio, a qual se propaga por centenas de quilômetros;*

*CONSIDERANDO que o aludido poço dista somente 175 km da costa do Amapá - região na qual, diversamente do alegado pela Petrobras, existem unidades de conservação próximas, terras indígenas e encontra-se próximas de zonas úmidas também compostas por rios, lagos, várzeas, sistema de recifes e entornos de terras tradicionalmente ocupadas;*

*CONSIDERANDO que diversas dessas áreas foram consideradas como "extremamente sensíveis" (grau 9 de 10) pelo Atlas de Sensibilidade Ambiental ao Óleo da Bacia Marítima da Foz do Amazonas, elaborado em 2016 pelo MMA”.*

#### ● POSICIONAMENTO DA PETROBRAS

Constitui fato geográfico incontestado que o poço previsto está localizado a 175 km da costa do Amapá e a cerca de 540 km da foz do rio Amazonas. Desse modo, não se trata de argumento, mas sim de fato, objetivamente atestado por meio de ferramentas de geoprocessamento. Além disso, como já muitas vezes esclarecido, todas as áreas sensíveis foram consideradas no Estudo de Impacto Ambiental e no planejamento das atividades.

*“CONSIDERANDO que as diversas menções da Petrobras à segurança de suas operações em outras localidades do país desconsideram, convenientemente, um insucesso anterior ocorrido na Margem Equatorial Brasileira, à semelhança do bloco de interesse;*

*CONSIDERANDO que um incidente ocorreu em dezembro de 2011, a 126 km da costa do Amapá, no chamado Poço Oiapoque (bloco FZA-M-252, FZA-4) e que, na ocasião, a Petrobras teve que abandonar o poço perfurado devido às fortes correntes na região, que causaram a perda de posição e danos a partes da sonda SS-52, especificamente no riser e no blowout preventer (BOP);*

*CONSIDERANDO que o BOP só pôde ser recolhido quatro dias depois em razão de fortes correntezas que impediram o trabalho da equipe, em um cenário que houve pequeno vazamento de óleo hidráulico;*

*CONSIDERANDO que esse fato foi objeto do Inquérito Civil nº 1.12.000.000250/2013-04 e gerou a obrigação de pagamento do valor de R\$170.758,00 a título de compensação ambiental ao ICMBio do Parque Nacional do Cabo Orange;*

*CONSIDERANDO que à época o Ibama não aplicou multas pelo incidente porque não ocorreu poluição marítima ou descumprimento do Plano de Emergência Individual aprovado;*

*CONSIDERANDO que isto permite concluir que o PEI apresentado à época ao Ibama foi considerado satisfatório, embora não previsse, de forma adequada, a força das correntes na região - o que autorizou a perfuração do poço Oiapoque pela Petrobras, a qual sequer foi possível em razão do incidente em comento”.*

#### ● POSICIONAMENTO DA PETROBRAS

Inicialmente, cabe ressaltar que o Plano de Emergência Individual (PEI) é um plano para resposta a emergências. Na concepção do PEI, são consideradas as características

ambientais da região, de modo que não há que se afirmar que a força das correntes na região não foi prevista de forma adequada.

Prosseguindo em seu discurso alarmista, a recomendação ministerial faz referência que a Petrobras já teria causado acidente em perfuração exploratória realizada nos Blocos FZA-M-252 e FZA-4, o qual teria gerado danos ambientais e o pagamento de compensação, conforme apurado no Inquérito Civil nº 1.12.000.000250/2013-04.

No entanto, cabe desmentir neste momento a alegação trazida na Recomendação nº 08/2023, ora rebatida, já que o Inquérito Civil nº 1.12.000.000250/2013-04 foi arquivado pela 4ª Câmara de Coordenação e Revisão do próprio MPF - 4ªCCR (decisão em anexo), sob o fundamento de que *“segundo o IBAMA, do acidente operacional registrado no curso das operações no Poço Oiapoque não decorreu poluição marítima ou descumprimento do Plano de Emergência Individual previamente aprovado”*.

Além disso, a decisão da 4ª CCR menciona que o pagamento compensatório realizado em razão da exploração nos Blocos FZA-M-252 e FZA-4 decorre do art. 36, da Lei nº 9.985/00 (SNUC), decorrente da mera implantação do empreendimento, e não de compensação por danos ambientais, da forma como arditosamente foi afirmado na recomendação ministerial.

Ademais, a Petrobras, como empresa de expertise internacionalmente reconhecida na perfuração de poços em águas profundas e ultraprofundas, está constantemente aprimorando seus processos de gestão, para garantir a segurança de suas operações. Incidentes são prontamente investigadas, sendo realizadas análises de abrangência e definição de ações de melhoria. Sendo assim, para a atividade de perfuração do poço Morpho foi prevista a utilização de navio-sonda de última geração, com sistema de posicionamento dinâmico adequado às condições meteo-oceanográficas da região.

*“CONSIDERANDO que a Administração Pública deve agir com especial cautela e observância a casos análogos anteriores em decorrência do princípio ambiental da precaução;*

*CONSIDERANDO que a Corte Interamericana de Direitos Humanos (Corte IDH), ao manifestar-se na Opinião Consultiva nº 23/2017, já afirmou que “em virtude do dever de prevenção em direito ambiental, os Estados estão obrigados a usar todos os meios a seu alcance com o fim de evitar que as atividades que se levem a cabo baixo sua jurisdição, causem danos significativos ao meio ambiente (parágrafo supracitado 127 a 140)”;*

*CONSIDERANDO que tal “obrigação deve ser cumprida sob um standard de devida diligência, o qual deve ser o apropriado e proporcional ao grau de risco de dano ambiental”, de forma que “as medidas que um Estado deva adotar para a conservação de ecossistemas frágeis serão maiores e diferentes às que corresponda adotar em frente ao risco de dano ambiental de outros componentes do meio ambiente” (Opinião Consultiva nº 23/2017);*

*CONSIDERANDO que tal compreensão consubstancia res interpretata e deve ser levado em conta pelo Estado brasileiro;*

*CONSIDERANDO que os elementos acima narrados estão a demonstrar inequivocamente que o local de pesquisa e futura exploração é um ecossistema frágil e demanda medidas “maiores e diferentes” para a conservação e prevenção ao risco de dano ambiental”.*

## ● POSICIONAMENTO PETROBRAS

**A Petrobras reafirma o compromisso em atender tempestivamente a todas as exigências feitas pelo órgão ambiental no âmbito do processo de licenciamento, por mais extemporâneas que sejam, como vem fazendo desde que assumiu a operação do bloco.**

O MPF invoca o princípio da precaução como fundamento para o indeferimento da licença ambiental pleiteada pela Petrobras no processo de licenciamento ambiental nº 02022.000336/2014-53, que tramita perante o IBAMA.

A este respeito, cabe aduzir que ‘precaução’ não significa paralisia pura e simples das atividades utilizadoras de recursos naturais. Ao contrário, o princípio da precaução é aplicável nos casos em que haja razoável incerteza científica a respeito do impacto ambiental de um determinado empreendimento, o que não se vislumbra no presente caso, pois todos os estudos ambientais necessários à caracterização da atividade e seus impactos foram realizados pela Petrobras no processo de licenciamento ambiental e aprovados pelo IBAMA.

Todos os estudos ambientais exigidos pela legislação de regência, necessários à concessão e ao licenciamento do bloco exploratório, foram elaborados e atualizados pela Petrobras ao longo do procedimento de licenciamento ambiental, sempre que isto foi solicitado pelo órgão ambiental licenciador. Tudo o que foi afirmado pelo MPF em sentido contrário refere-se a mera especulação que não possui fundamento em nenhum elemento concreto de prova.

Atente-se que o próprio MPF reconhece o licenciamento ambiental como importante instrumento de gestão ambiental, contudo, por outro lado, quando lhe convém (não se sabe em defesa de qual interesse), tenta desqualificar sem qualquer elemento técnico concreto o robusto conhecimento científico produzido ao longo do licenciamento do projeto exploratório.

Aliás, mais uma vez ao contrário do que foi afirmado na recomendação ministerial ora rebatida, a atividade de exploração no projeto Amapá Águas Profundas não acarreta impacto a nenhum dos deveres de proteção ao meio ambiente ao qual aderiu o estado brasileiro. Ao contrário, projeta-se que a extração do petróleo existente na Margem Equatorial Brasileira servirá como fonte de financiamento da transição energética justa para um modelo de energias renováveis.

Não basta uma ‘virada de chave’ para que a transição energética se consuma, restando necessária a estruturação de toda uma cadeia de geração e distribuição de energia que demanda aplicação intensiva de recursos, os quais em grande parte podem ser disponibilizados a partir da extração do potencial petrolífero da Margem Equatorial Brasileira, como já vem sendo promovido pelos países vizinhos.

*“CONSIDERANDO que um levantamento realizado pelo Instituto Latino-Americano de Estudos Socioeconômicos (Ilaese) para o Observatório Social da Petrobras (OSP) identificou o registro de 23 vazamentos de óleo e derivados pela empresa entre 2019 e 2020, cujo montante de 631,8 m<sup>3</sup> superou a soma dos seis anos anteriores (434,81 m<sup>3</sup>) [9];*

*CONSIDERANDO que 17 desses acidentes ocorreram apenas em 2019, o que representou o pior desempenho da Petrobras nesse critério em 10 anos;*

*CONSIDERANDO que o maior deles aconteceu em Arraial do Cabo, Búzios e Cabo Frio, na região dos lagos do Rio de Janeiro e que, por conta desse vazamento de centenas de quilômetros, que só foi combatido três dias depois [10], a Petrobras precisou pagar aproximadamente R\$ 9,2 milhões e indenizar cerca de 2 mil pescadores;*

*CONSIDERANDO que o caso aconteceu na Bacia de Campos, cujas características hidrodinâmicas e oceanográficas são menos desafiadoras do que aquelas encontradas na Margem Equatorial;*

*CONSIDERANDO que a título de exemplo, conforme destacado no Parecer Técnico nº 128/2023-Coexp/CGMac/Dilic, a Corrente Norte do Brasil apresenta velocidade média (3 a 5 nós, com ocorrência de ventos alísios de 12 a 32 nós) três vezes maior que a Corrente do Brasil (sudeste, com cerca de 1 nó);*

*CONSIDERANDO que na mesma linha, as correntes de subsuperfície a partir de 201m de profundidade começam a apresentar velocidade de 0,39 a 0,77 nós, em fluxo contrário às correntes de superfície, de modo que a velocidade dos fluxos de subsuperfície no Norte é comparável à de superfície no sudeste;*

*CONSIDERANDO que isto significa dizer que, considerando exclusivamente o fato de que as correntes marítimas são muito mais rápidas e intensas do que aquelas encontradas no Sudeste, um vazamento semelhante ao ocorrido no Rio de Janeiro poderia ter proporções e consequências ainda maiores no Amapá;*

*CONSIDERANDO que o cenário se torna ainda mais grave quando se consideram todas as características reais da Foz do Amazonas: a grande amplitude das marés, que influencia a variação do nível do mar ao longo do dia em até 4,3m e afeta a rotina de entrada e saída das grandes embarcações do Porto de Belém; os altos índices pluviométricos médios, de 250 a 300 mm; a influência das marés que, de fato, adentram os rios em períodos secos (influxo) e atingem grandes distâncias da costa em períodos chuvosos e; a absoluta ausência de infraestrutura para a atividade petrolífera no Estado do Amapá, sobretudo para enfrentamento de emergências;*

*CONSIDERANDO que essas considerações são técnica e cientificamente embasadas, tal qual explanado pela Coordenação de Licenciamento Ambiental de Exploração de Petróleo e Gás Offshore do Ibama, de modo que o argumento apresentado pela Petrobras de que “antes da realização do PEI, qualquer menção a respeito da inadequação do PEI será mera especulação e suposição baseada em senso comum, que não merece validação do ponto de vista técnico-científico” é integralmente descabido”.*

**• POSICIONAMENTO PETROBRAS**

A prevenção e a gestão de acidentes correspondem ao conjunto de estratégias, planos e práticas de gestão adotadas pela empresa para promover operação segura dos ativos e manutenção da prontidão dos sistemas de resposta a emergências para mitigação dos impactos sobre a vida humana, meio ambiente, infraestrutura e reputação. Inclui capacidade de executar trabalho integrado com poder público, parceiros, comunidade e outros atores em situações de emergência como, por exemplo, ações de resposta para vazamentos no mar para prevenir o toque na costa e em áreas sensíveis.

Com isso, buscamos constantemente o aprimoramento da integridade e confiabilidade das nossas instalações e a melhoria dos nossos processos, sendo nossa ambição atingir Zero Vazamento, conforme divulgado em nosso Plano Estratégico 2023-2027 (PE 2023-27).

Em atendimento à Lei 9966/2000, todas as ocorrências de vazamento de óleo no mar são comunicadas tempestivamente via sistema interno de Cadastro de Incidentes da Petrobras (CADINC, atual CAEME INCIDENTE), que encaminha os registros de forma automática para Marinha, IBAMA e ANP. De maneira complementar, visando atender à Resolução ANP nº 44/2009, posteriormente substituída pela Resolução ANP nº 882/2022 da ANP, e à Instrução Normativa nº 14/2015 do IBAMA, todas as ocorrências também são registradas nos sistemas desses órgãos, SISO e SIEMA respectivamente.

Os eventos de 2019, incluindo o incidente na Região dos Lagos (RJ), constituem ocorrências atípicas na série histórica, como destacado nas considerações do MPF, e deflagraram uma série de ações de gestão na companhia, de caráter preventivo, como a adequação de procedimentos operacionais e substituição de instrumentos visando a maior confiabilidade. Além disso, estão em curso duas iniciativas de ampla abrangência para a prevenção de acidentes:

- Programa Mar Azul: criado em 2019, em resposta aos eventos ocorridos no período, com o objetivo de dar ampla abrangência a medidas de prevenção a perdas de contenção e vazamentos nas operações *offshore* de E&P, incorporando lições aprendidas de eventos ocorridos;

- Projeto Gestão Dinâmica de Barreiras de Segurança de Processo: solução tecnológica que visa o monitoramento de forma integrada, dinâmica e em tempo real da situação das barreiras de segurança de processo, auxiliando na tomada de decisão com base em análise de risco.

Adicione-se a isto que as situações reportadas pelo MPF não dizem respeito necessariamente a vazamentos, mas compreendem também descartes e outras situações, nenhuma delas ocorridas na fase exploratória, que é o objetivo deste processo de

licenciamento. Vale destacar que, todos estes fatos foram tratados e se encontram em discussão em processos administrativos conduzidos pelas respectivas agências ambientais.

Adicionalmente, deve-se observar que é inverídica a interpretação de que as condições hidrodinâmicas e oceanográficas são menos desafiadoras na Bacia de Campos do que na Margem Equatorial. Cada região apresenta particularidades que devem ser consideradas no planejamento e na execução das atividades no mar.

Embora estejam em evidência as velocidades mais altas da Corrente Norte do Brasil e os ventos alísios típicos do ambiente offshore na Margem Equatorial, é preciso destacar que esses fenômenos tendem a apresentar menor variabilidade espaço-temporal quando comparados aos fenômenos que podem ser observados nas bacias de Campos e Santos, por exemplo, com maior variação da intensidade e direção dos ventos e altura das ondas devido à passagem de frentes frias, e da variação na velocidade e direção das correntes associadas à formação de meandros e vórtices da corrente do Brasil.

Com isso, é um mito ecoado pelo senso comum de que as condições meteo-oceanográficas na Margem Equatorial são mais desafiadoras que na região Sudeste e a Petrobras reforça a sua excelência em atividades de O&G em ambiente offshore, sendo reconhecida internacionalmente pela sua expertise na perfuração em águas profundas.

*“CONSIDERANDO que a menção à política energética do país é argumento complementar às inúmeras razões técnicas apresentadas no Parecer nº 128/2023-COEXP/CGMAC/DILIC, que conclui pela insuficiência do Estudo de Impacto Ambiental - EIA da Petrobras para o bloco FZA-M-59;*

*CONSIDERANDO que a própria empresa reconhece que muitos dos dados científicos disponíveis sobre a região possuem natureza primária, o que corrobora a necessidade de aprofundamento;*

*CONSIDERANDO que a desconsideração do Despacho nº 15559921 da Dilic - segundo o qual não seria o caso de arquivar o processo de imediato, mas oportunizar à empresa a apresentação de melhorias - é acertada e foi expressamente recomendada pelo Ministério Público Federal, pois recai em um inadequado reducionismo da análise técnica dos analistas do Ibama e ainda, da nota técnica das 81 organizações da sociedade civil afetas à matéria ambiental;*

*CONSIDERANDO que a postura do Diretor de Licenciamento Substituto está a diminuir em demasia a importância do PPAF, como se fosse um elemento secundário e não basilar para a aprovação do Plano de Emergência Individual e para a realização de Avaliação Prévia Operacional;*

*CONSIDERANDO que a afirmação é, inclusive, contraditória, pois a um só tempo torna acessório o PPAF e assevera a inviabilidade de expedição de uma licença sem a aprovação de um plano conceitualmente robusto para a recuperação da fauna acidentada;*

*CONSIDERANDO que o Despacho nº 15559921/2023-Dilic ignora as dificuldades práticas de logística e infraestrutura nos Estados do Amapá e Pará que, segundo o órgão técnico do próprio Ibama, impossibilitam a Petrobras ou outro empreendimento a apresentação de soluções complementares efetivamente viáveis para a região;*

*CONSIDERANDO que tal despacho sugere a possibilidade de realização de Avaliação Prévia Operacional sem a aprovação conceitual do Plano de Proteção e Atendimento à Fauna, em flagrante equívoco técnico e procedimental - já que o PPAF é parte integrante do Plano de Emergência Individual, necessário para a realização da APO;*

*CONSIDERANDO que o diversas vezes mencionado despacho sequer enfrenta todos os fundamentos técnicos adotados pelo Parecer nº 128/2023-Coexp/CGMac/Dilic e superestima o elemento político em detrimento da análise da Coordenação de Licenciamento Ambiental de Exploração de Petróleo e Gás Offshore do Ibama;*

*CONSIDERANDO que muitos dos projetos apresentados pela Petrobras foram aprovados com expressas ressalvas acerca da necessidade de complementação ou, ainda, com considerações acerca de sua insuficiência, como consta na conclusão dos seguintes pareceres:*

- a) Parecer Técnico nº 222/2022-COEXP/CGMAC/DILIC: necessidade de atualização / complementação de documentos e implementação de procedimentos para o prosseguimento do processo de licenciamento ambiental. Dentre esses, citam-se:*
- a metodologia das atividades de avistagem e de ações de prevenção ao abalroamento, que afetam a executabilidade do projeto de Observação e Monitoramento a partir da Unidade Marítima de Perfuração (PMUMP) e do Projeto de Observação e Monitoramento a partir do Barco de Apoio (POMBA);*
  - a ausência de detalhamento do Projeto de Monitoramento Integrado Dedicado (PMID);*
  - a necessidade de atualização de informações contratuais quanto ao Projeto de Monitoramento de Impactos de Plataformas e Embarcações SOBI Avifauna (PMAVE) e do Projeto de Comunicação Social (PSC);*
  - A necessidade de maior empenho para garantir o pleno acesso à informação nas populações da Área de Influência no PSC;*
  - A exigência de reapresentação do Plano de Gerenciamento de Resíduos da Atividade de perfuração (PGRAP), em razão de diversas pontos técnicos pendentes de correção, complementação ou atualização, conforme identificado pelo Ibama no respectivo texto;*
  - A aprovação do Projeto de Monitoramento de Fluidos de Perfuração e Cascachos (PMFC), com duas condições: a apresentação de relatório parcial de implementação após a finalização do primeiro poço, bem como a de apresentação de uma proposta de acompanhamento da perfuração da fase reservatório;*
  - A não aprovação do PEI pelos seguintes fatos:*
    - 1. Ausência de especificação quanto ao atendimento de emergência em até 60 horas;*
    - 2. Ausência de clareza quanto ao tempo necessário para que o óleo derive para fora da jurisdição brasileira;*
    - 3. Incorrecção no destino das correntes, visto que fora utilizado para o tempo de contagem a movimentação do óleo até o bloco FZA-M-59, não à Guiana Francesa - o que seria o adequado e;*
    - 4. Previsão de uso de apenas uma embarcação dedicada para a resposta, com três menores de apoio, baseada em Belém/PA;*
    - 5. Necessidade de melhoria na comunicação com países potencialmente atingidos e;*

#### 6. Desatualização da modelagem de dispersão de óleo.

- b) *Parecer Técnico nº 31/2023-COEXP/CGMAC/DILIC: necessidade de informações complementares e providências adicionais para o prosseguimento do processo de licenciamento ambiental, em especial a apresentação de estudos complementares com anos representativos mais recentes (a comparação foi realizada entre os anos de 2013 e 2015). No ponto, avalia os riscos da atividade a partir da nova modelagem de dispersão de óleo, aprovada com diversas ressalvas técnicas. Analisa outros projetos que necessitam de complementação, tais como o Projeto de Monitoramento Integrado Dedicado (PMID). Aprova a revisão do PGRAP e do PFMC. Aborda os desafios e consequências do licenciamento do bloco FZA-M-59 na ausência de uma AAAS prévia, destacando que tal fato dificulta “expressivamente a tomada de decisão a respeito da viabilidade ambiental da atividade, inserida em uma área de notória sensibilidade socioambiental e de nova fronteira para a indústria do petróleo.”*
- c) *Parecer Técnico nº 53/2023 - COEXP/CGMAC/DILIC: Necessidade de informações para aprovação do Plano de Emergência Individual Conceitual da atividade;*
- d) *Parecer Técnico nº 73/2023 - COEXP/CGMAC/DILIC: Necessidade de informações para o prosseguimento de processo de licenciamento ambiental, sobretudo:*
- *a revisão do item relativo à avifauna no EIA, não prevista na Avaliação de Impacto Ambiental - AIA, quanto ao aeródromo de Oiapoque/AP;*
  - *o atendimento à fauna em caso de emergência, item posteriormente atendido pelo Centro de Reabilitação e Despetrolização (CRD). Apesar da aprovação, foram suscitadas dúvidas pelo Ibama quanto a aspectos operacionais da estratégia de atendimento à fauna sobre equipe, estruturas e equipamentos, tempos de mobilização e resposta, pontos de monitoramento e atendimento, transporte, entre outros.”*

#### ● POSICIONAMENTO PETROBRAS

Inicialmente, a regulamentação pertinente dispõe caber que ao diretor de licenciamento do IBAMA compete tomar decisões acerca dos processos de licenciamento, levando em consideração os pareceres técnicos emitidos pela equipe técnica. Levar em consideração não significa acatar necessariamente todas as considerações feitas, cabendo ao diretor analisar as informações disponíveis e decidir, dando encaminhamento às instâncias superiores. O que resta questionável é que o Presidente do IBAMA sequer considerou o despacho emitido pelo diretor, nem ao menos para emitir discordância, o que parece desconsiderar a sistemática própria de tomada de decisão.

Quanto ao histórico de pareceres técnicos emitidos, à parte os destaques inconsistentes apresentados na recomendação, cabe ressaltar que o Parecer Técnico nº 222/2022 foi emitido apenas em setembro de 2022, mais de 1,5 ano após o protocolo dos documentos técnicos pela Petrobras, após a passagem da operação do bloco. A Petrobras,

atendendo à exigência do IBAMA<sup>4</sup>, manteve os compromissos assumidos no processo de licenciamento. Apesar disso, a cada novo parecer emitido pelo órgão, eram feitas novas solicitações, que foram prontamente atendidas pela Petrobras, inclusive com aporte de novos recursos, como embarcações de prontidão. Apesar do pronto atendimento, à Petrobras não foi concedida sequer a oportunidade de realizar a Avaliação Pré-Operacional (APO), por meio da qual seria possível averiguar a eficácia do PEI.

Cabe ressaltar ainda que, em atendimento à solicitação do IBAMA no Parecer Técnico nº 222/2022, a Petrobras atualizou o Projeto de Comunicação Social (PCS), de modo a garantir o pleno acesso à informação nas populações da Área de Influência da atividade e protocolou, em 16/09/2022, por meio da Carta SMS/LCA/LIE&P-FC 0213/2022, Plano de Trabalho para a realização de reuniões informativas nos 18 municípios da Área de Influência. Ressalta-se que o assunto não foi esgotado nesse Parecer Técnico e, após reajustes realizados no Plano de Trabalho e no cronograma, as reuniões informativas foram realizadas conforme previstas. Salienta-se, que as duas reuniões ampliadas, que ocorreram nos municípios de Oiapoque/AP e Belém/PA, foram acompanhadas por técnicos do IBAMA. Mais de 1000 pessoas foram alcançadas pelas reuniões informativas realizadas.

Em outra frente, afirma o documento emitido pelo MPF que haveria fragilidade nos estudos da Petrobras, haja vista que em grande parte se baseiam em dados primários.

Com o devido respeito, a informação acima referenciada demonstra o absoluto desconhecimento do MPF em relação à produção do conhecimento científico, na medida em que os dados primários são aqueles obtidos diretamente em campo, sendo as informações mais confiáveis das quais um cientista pode dispor. Nesse sentido, o maior grau de assertividade na produção científica decorre justamente da utilização de dados primários, do que da utilização de dados secundários.

Aparentemente falta ao MPF a sensibilidade da visão prática a respeito do tema enfrentado, já que as afirmações proferidas ao longo da peça de recomendação demonstram que a atuação do Parquet, neste caso, é restrita aos seus gabinetes institucionais. Parece óbvio, ao menos para aqueles que militam no dia a dia do licenciamento ambiental, que a aplicação prática dos planos, programas e projetos somente pode ser vislumbrada e confirmada em campo, exatamente o que se pretende com a realização da Avaliação Pré-Operacional (APO).

---

<sup>4</sup> Conforme memória de reunião nº 31/2020: “A equipe do Ibama, de forma geral, entende e concorda com os operadores que a manutenção do processo é a melhor alternativa, entretanto, ponderaram que o estudo não deve ser rediscutido, quanto aos itens cuja as análises já foram concluídas para evitar retrocessos no mesmo. Ainda que seja necessário detalhamento do estudo com informações da Companhia, inclusive de itens que já estejam analisados, para alinhamentos referentes ao PEI, projetos ambientais e realização da Avaliação Pré-Operacional (APO).”

Reitera-se que grande parte das afirmações proferidas pelo MPF a respeito do imenso trabalho técnico realizado pela Petrobras ao longo do processo de licenciamento ambiental do Bloco FZA-M-59 não condiz, com os fatos e dados constatantes do processo de licenciamento ambiental e deveriam, no mínimo, ser objeto de retratação. Neste aspecto, vale destacar que a análise técnica realizada pelo IBAMA, neste e nos demais processos de licenciamento ambiental em curso perante essa autarquia, não pode desconsiderar os fatos e dados apresentados pelo empreendedor, sob pena de incorrer em avaliação viciada, passível de responsabilização.

No que alude à alegada manifestação de organizações da sociedade civil, veiculada por abaixo-assinado firmado por 81 ONGs, todos os seus itens foram rebatidos pela Petrobras, em resposta que inclusive foi apresentada ao MPF. As alegações das aludidas organizações da sociedade civil se basearam em premissas falsas e informações inverídicas, o que foi devidamente esclarecido a partir das informações técnicas mais atualizadas, na forma do documento anexo.

Apesar da insistência da recomendação em repetir informações inverídicas, os estudos apresentados pela Petrobras foram aprovados pelo IBAMA e, aqueles que demandaram aperfeiçoamento, foram todos complementados, de acordo com as determinações da agência ambiental federal.

*“CONSIDERANDO que diante disso, a decisão pelo indeferimento da licença não surpreende, em especial porque o processo tramita desde 2014 e já foram concedidas inúmeras oportunidades à B&P e à Petrobras para apresentação de um EIA tecnicamente satisfatório;*

*CONSIDERANDO que quanto à Avaliação Ambiental de Área Sedimentar- AAAS, crucial esclarecer que a Suprema Corte não dispensou a necessidade da ferramenta na Arguição de Descumprimento de Preceito Fundamental (ADPF) nº 825;*

*CONSIDERANDO que houve, a bem da verdade, decisão no sentido de conferir deferência à manifestação dos órgãos técnicos - o que significa dizer que estes últimos dirão, caso a caso, se a AAAS é facultativa ou indispensável;*

*CONSIDERANDO que a ementa do julgado destaca, inclusive, que no processo de licenciamento ambiental devem ser aferidos, "de forma específica aprofundada e minuciosa (...) os impactos e riscos ambientais da atividade a ser desenvolvida".*

*CONSIDERANDO que essa análise foi realizada pelo setor técnico da DILIC, que considerou insuficientes os estudos apresentados;*

*CONSIDERANDO que é inadmissível que a facultatividade de AAAS por si só seja utilizada pela Petrobras como subterfúgio para compelir o Ibama a conceder a licença de operação na Foz do Amazonas, tendo em vista que: I) o instrumento é apenas uma das diversas insuficiências técnicas no processo administrativo de interesse da empresa; II) a aquisição dos direitos exploratórios sobre o bloco FZA-M-59 não gera direito subjetivo ao licenciamento do empreendimento; III) o órgão técnico manifestou-se no sentido de que nesse caso em específico, na região de interesse, a AAAS é indispensável para a compreensão macro dos impactos do licenciamento e; IV) a existência do Grande Sistema Recifal*

*Amazônico tornou-se de conhecimento mais amplo em 2016 e, portanto, era desconhecida do poder público à época da 11ª Rodada de Leilões da ANP;*

*CONSIDERANDO que esse cenário permanece inalterado mesmo após a recente decisão do e. STF na ADPF nº 887, cujos fundamentos fazem menção ao entendimento deste tribunal na ADPF nº 825, anteriormente mencionada, e à necessidade de observância aos critérios definidos pelos órgãos técnicos ["Vale ressaltar que não se está aqui a dispensar definitivamente as AAAS – levadas a efeito em momento estratégico oportuno e definido pelos órgãos técnicos – (...)]."*

*CONSIDERANDO que o órgão técnico do Ibama também assentou a necessidade da elaboração da AAAS, perspectiva pela qual há de se ter deferência (ADPF 825 e 887) e que leva em conta a fragilidade dos biomas impactados (Convenção RAMSAR c/c Opinião Consultiva nº 23/2017 da Corte IDH), circunstâncias que não podem ser ignoradas pelo Estado brasileiro e tornam imperiosa a realização da AAAS como medida tendente à concretização do dever de devida diligência;*

*CONSIDERANDO também que a região a ser pesquisada e explorada é notoriamente frágil e que a elaboração da AAAS foi expressamente indicada pelo órgão técnico do Ibama como medida necessária ao licenciamento ambiental em questão, considerando as peculiaridades ambientais, culturais, sociais, econômicas e infraestruturais da área;*

*CONSIDERANDO que tal entendimento corresponde ao dever de o Estado brasileiro adotar a devida diligência naqueles ecossistemas frágeis, diligências essas consistentes em medidas "maiores e diferentes" àquelas que correspondam a outros componentes do meio ambiente que não apresentem tais fragilidades (Opinião Consultiva nº 23/2017 da Corte IDH);*

*CONSIDERANDO que o reconhecimento do direito à vida e à integridade pela Convenção Americana sobre Direitos Humanos (CADH), internalizada pelo Brasil por meio do Decreto nº 678, de 6 de novembro de 1992, resulta também no reconhecimento do direito ao meio ambiente saudável, extraído diretamente do art. 26 da CADH;*

*CONSIDERANDO que o direito ao meio ambiente sadio está expressamente previsto no Protocolo de San Salvador, incorporado ao ordenamento jurídico pátrio por meio do Decreto nº 3.321, de 30 de dezembro de 1999;*

*CONSIDERANDO que tal direito ao meio ambiente saudável resulta em uma obrigação estatal de devida diligência, cujo standard reconhecido pela Corte IDH é aquele "apropriado e proporcional ao grau de risco de dano ambiental", de forma que "as medidas que um Estado deva adotar para a conservação de ecossistemas frágeis serão maiores e diferentes às que corresponda adotar em frente ao risco de dano ambiental de outros componentes do meio ambiente" (Opinião Consultiva nº 23/2017 da Corte IDH);*

*CONSIDERANDO, noutra banda, que a estratégia apresentada para o Plano de Proteção à Fauna - PPAF, para ser considerada minimamente viável, deve ser mais robusta do que aquelas apresentadas pela Petrobras para outras regiões do país em razão da complexidade e desconhecimento científico acerca da bacia da Foz do Amazonas - de modo que o argumento de ausência de paralelo para a proposta apresentada é frágil e, ao contrário do que defendido pela empresa, reforça o dever de elaboração de exaustivos estudos e planos de contingências ainda mais efetivos do que os usualmente elaborados;*

*CONSIDERANDO que na já mencionada Opinião Consultiva nº 23/2017 da Corte IDH assentou a obrigação de os Estados possuírem "um plano de contingência para responder a emergências ou desastres ambientais" apto a "minimizar a possibilidade de grandes acidentes ambientais", o que não pode ser visto como uma mera formalidade mas como a existência da obrigação de o Estado utilizar-se de um instrumento adequado à mitigação de eventual dano ambiental;*

*CONSIDERANDO que no presente caso a unidade técnica do Ibama reconheceu a insuficiência do plano apresentado e tal manifestação deve receber especial deferência de todos os agentes intervenientes no processo de licenciamento;*

*CONSIDERANDO que de mais a mais, assim como o indicado para a modelagem de dispersão de óleo, é inacreditável que a Petrobras defenda ter apresentado, nos oito dias transcorridos entre a decisão de indeferimento da licença (17/05/2023) e o pedido de reconsideração (25/05/2023), um novo, adequado e suficiente aprofundamento do Plano de Proteção à Fauna - PPAF e para a Unidade de Estabilização e Despetrolização de Oiapoque (UED-Oiapoque), tantas foram as inconsistências identificadas pelo órgão técnico do Ibama;*

*CONSIDERANDO que a ausência de inovação nos estudos é reforçada pelo fato de a empresa repetir o falso argumento de que inexistem recifes de corais na região a ser explorada, assim como já identificado no RIMA do empreendimento;*

*CONSIDERANDO que a Petrobras reitera a afirmativa a técnica de que antes da realização da Avaliação Prévia Operacional não é possível afirmar que não há atendimento adequado pela Petrobras ao Plano de Emergência Individual;*

*CONSIDERANDO que o pedido de reconsideração busca inverter a ordem natural dos eventos ao suprimir a etapa de aprovação conceitual do Plano de Emergência Individual - PEI, que integra a APO, cuja reprovação por insuficiência da proposta é medida adequada;*

*CONSIDERANDO que admitir o contrário seria menosprezar a própria existência de um processo de licenciamento ambiental apropriado e proporcional (necessidade de "devida diligência"), tratando-o como mero entrave burocrático, o que poderia ser tachado de inconveniente se confrontado com o entendimento assentado pela Corte IDH na Opinião Consultiva nº 23/2017;*

*CONSIDERANDO ser manifesto que os argumentos apresentados pela empresa ao Ibama em 25/05/2023 são insuficientes para a reconsideração da decisão da presidência da entidade;*

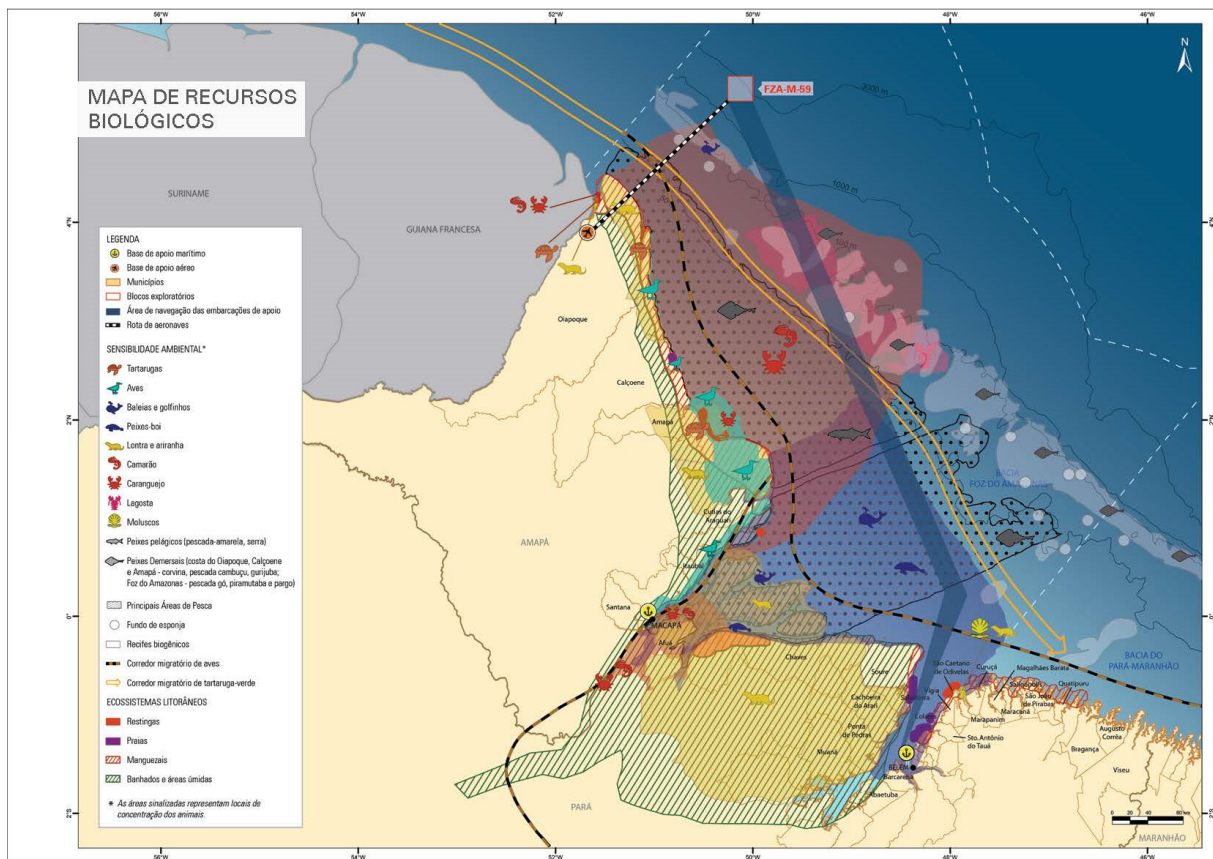
*CONSIDERANDO que a liberação desse empreendimento nas atuais circunstâncias pode ensejar a destruição em larga escala do meio ambiente, conduta essa que se amolda a um 'crime contra a Humanidade', sujeitando seus autores à jurisdição do Tribunal Penal Internacional, o ecocídio, reconhecido por ocasião da edição do "Policy Paper on Case Selection and Prioritisation" no final de 2016;*

*CONSIDERANDO que tal postura cautelosa encontra consonância ao já referido princípio da precaução, albergado no Princípio 15 da Declaração da ECO 92 e que torna impositivo o dever de agir antecipadamente diante do risco, do perigo e da incerteza científica a justificar a adoção de tutela preventiva e acautelatória contra a degradação ambiental".*

## ● POSICIONAMENTO PETROBRAS

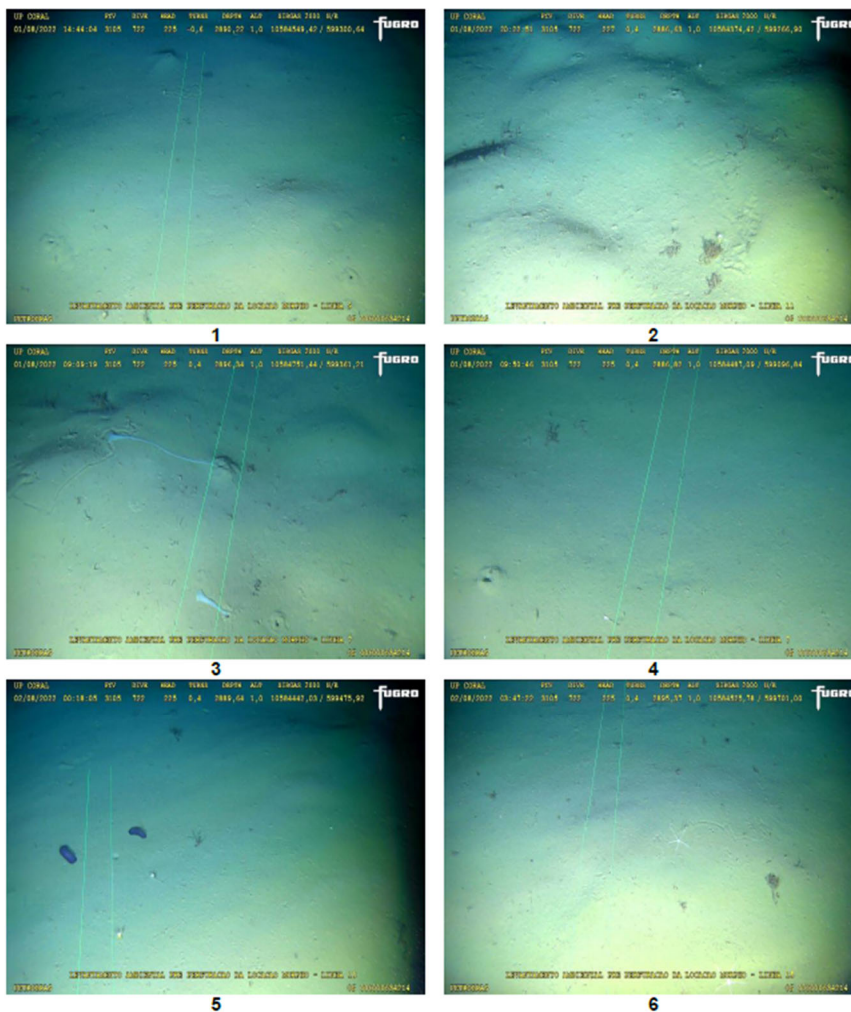
Inicialmente, a Petrobras reafirma que as características socioambientais da região onde pretende perfurar o poço Morpho foram plenamente consideradas na elaboração dos estudos ambientais e no planejamento da atividade de perfuração.

Sendo assim, é inverídica a afirmação de que a Petrobras nega a ocorrência de formações biogênicas na região. Tanto que todas as estruturas até então mapeadas foram consideradas nas análises de impactos e riscos ambientais elaboradas pela companhia. Quanto ao RIMA, originalmente apresentado pela BP e aprovado pelo IBAMA, é inegável a presença da informação relativa às formações biogênicas, como pode ser visto na Figura 39 abaixo.



**Figura 39:** Mapa de Recursos Biológicos, disponível na página 20 do RIMA. Disponível em: [RIMA-BP-FZA\\_Rev02.pdf \(ibama.gov.br\)](#). Acesso em 22.08.2023.

Cabe ressaltar ainda que, em atendimento à exigência estabelecida pelo próprio IBAMA no âmbito do processo de licenciamento, foi realizado imageamento do fundo marinho em um raio de 400 m no entorno da locação prevista para o poço Morpho e resta evidente que não há formações biogênicas de fundo, como pode ser observado na Figura 40 abaixo.



**Figura 40:** Resultados do imageamento do fundo marinho no entorno da locação Morpho – fundo composto por sedimento.

Por fim, o Plano de Emergência Individual apresentado pela Petrobras ao IBAMA atende aos requisitos estabelecidos para atendimento a emergências, tendo incorporado diferentes estratégias e técnicas de resposta, as quais foram reconhecidas pelo próprio IBAMA, **conforme disposto no Parecer Técnico nº 53/2023-COEXP/CGMAC/DILIC: “O plano de emergência conceitual para a atividade de perfuração do Bloco FZA-M-59 apresenta se alinhado com as solicitações da equipe técnica. Demonstra ter opções de ferramentas, comunicação/articulação prévia com países potencialmente afetados e opções de técnicas de resposta adequadas aos cenários acidentais previstos”.**

**A Petrobras reafirma o compromisso em atender tempestivamente a todas as exigências feitas pelo órgão ambiental no âmbito do processo de licenciamento, por mais extemporâneas que sejam, como vem fazendo desde que assumiu a operação do bloco.**

Avançando, no que diz respeito ao argumento de que seria indispensável a realização de Avaliação Ambiental de Área Sedimentar - AAAS como premissa para o licenciamento ambiental do Bloco FZA-M-59, este argumento foi completamente expurgado com a publicação do acórdão do Supremo Tribunal Federal proferido na ADPF 887-DF, publicado em 21/08/2023 (em anexo) e corroborado no âmbito da Administração Pública Federal, através do Parecer nº 00014/2023/CGPP/DECOR/CGU/AGU (em anexo), emitido em 22/08/2023.

Em razão do minucioso debate ocorrido quando do julgamento da ADPF 825, e conforme novamente consignado no julgamento da ADPF 887-DF, “a AAAS não constitui instrumento apto a atestar a viabilidade ambiental de empreendimento. Essa tarefa será atribuída com exclusividade ao procedimento de licenciamento ambiental, em cujo bojo se implementa análise específica e minuciosa das atividades a ser desenvolvidas”.

Importa ressaltar que o Ministro Nunes Marques, em seu voto condutor do julgamento da ADPF887-DF, fez questão de destacar que “eventual conclusão da AAAS pela aptidão de determinada área não vincula o licenciamento ambiental”, a ponto de eliminar qualquer dúvida de que a elaboração da AAAS, enquanto instrumento de política pública governamental, pode ocorrer concomitantemente com os processos de licenciamento ambientais em curso.

Em vista da decisão proferida pelo STF na ADPF 887-DF, publicada em 21/08/2023, restou consolidado em âmbito nacional o posicionamento jurídico vinculante no sentido de que a Avaliação Ambiental de Área Sedimentar-AAAS não é condição indispensável para que sejam leiloados blocos exploratórios nem para o exercício das atividades de E&P em áreas que não tenham sido objeto de AAAS, bastando que as condições específicas para a instalação e operação dos empreendimentos de exploração e produção de hidrocarbonetos sejam estabelecidas em procedimento de licenciamento ambiental. Verifica-se assim que, sob o ponto de vista jurídico, a AAAS não é requisito indispensável para a continuidade do licenciamento ambiental da atividade.

Vale lembrar que, nos termos do art. 10, parágrafo 1º, da Lei nº 9882/1999, as decisões proferidas em sede de ADPF terão eficácia contra todos e efeito vinculante relativamente aos demais órgãos do Poder Público.

Já o Parecer nº 00014/2023/CGPP/DECOR/CGU/AGU (em anexo), emitido em 22/08/2023, e cuja aplicação é obrigatória pelos órgãos envolvidos em sua consulta, foi incisivo ao consignar que “40. A AAAS é acima de tudo um instrumento de auxílio, de apoio ao licenciamento ambiental, e não um fim em si mesma, o que fica claro da leitura do inciso V do art. 3º. Da Portaria Interministerial (é objetivo da AAAS “possibilitar maior racionalidade e sinergia necessárias ao desenvolvimento de estudos ambientais nos processos de licenciamento ambiental”), e do inciso IV do art., 5º (“proposição de recomendações ao licenciamento ambiental”).”

A Advocacia Geral da União, ao analisar especificamente o caso do presente licenciamento ambiental, concluiu que “o IBAMA atua no presente caso em contrariedade ao disposto nos arts. 26 e 27 da Portaria Interministerial MME-MMA n.º 198/2012, bem como infringe o princípio do venire contra factum proprium, na medida em que pretende exigir a AAAS depois de 10 anos da outorga conferida, praticando “comportamento surpreendente de quem pretende voltar atrás ao que antes se estabeleceu, com prejuízo a quem confiou no procedimento institucionalmente estabelecido” (PARECER N. 00193/2023/CONJUR-MME/CGU/AGU – sequencial 3)”.

Ou seja, a inexigibilidade da AAAS para fins de licenciamento ambiental do Bloco FZA-M-59 foi pacificada no âmbito do Poder Judiciário e da Administração Pública Federal (Poder Executivo), o que sepulta definitivamente qualquer pretensão neste sentido, veiculada por quem quer que seja.

Por fim, não se pode deixar de considerar que, ao longo do trâmite do inquérito civil instaurado pelo MPF, a Petrobras manteve o MPF-PA e o MPF-AP informados a respeito do andamento do procedimento de licenciamento ambiental da atividade pretendida e sempre se colocou à disposição para fazê-lo, além de apresentar justificativas técnicas que eliminaram as incertezas levantadas.

O que se denota, em grande parte, é que o MPF continua se reportando aos mesmos argumentos noticiados na Recomendação Conjunta nº 17/2022, na Recomendação Conjunta nº 07/2023 e nos Ofícios nº PRPA 2620/2022; PRPA 4944/2022 e PRAP 2710/2022 para justificar a tentativa de inviabilizar licenciamento ambiental da atividade, sem levar em conta que ao longo do andamento do procedimento as informações a este respeito foram sendo atualizadas e a Petrobras endereçou todas as questões técnicas levantadas pelo Ibama.

Inclusive, a Petrobras convidou o MPF para participar de reuniões públicas e demais atos do processo de licenciamento realizados em 2022 e 2023, contudo, nenhum representante ministerial se dignou a acompanhar as diligências.

Com o devido respeito, as finalidades pretendidas com a recomendação ministerial já estão sendo atendidas pelas iniciativas adotadas pela Petrobras ao longo de todo o processo de licenciamento ambiental, em cumprimento às determinações do órgão ambiental licenciador.

Em nenhum momento o MPF especifica quais seriam as ‘lacunas’ que alega existentes nos estudos ambientais apresentados pela Petrobras, o que remonta mais uma vez que a atuação ministerial neste caso está desvinculada da técnica-jurídica e voltada para um viés puramente ideológico.

Não há no Brasil um projeto exploratório tão bem fundamentado como o que está sendo licenciado para o Bloco FZA-M-59, que marca o início de uma nova geração de tecnologias para projetos de exploração de petróleo.

Outro ponto que merece ser ressaltado diz respeito ao pedido de reapresentação da licença ambiental formulado pela Petrobras, ao qual foram incorporados novos elementos técnicos, especialmente em relação à proteção da fauna, assim como à modelagem de dispersão de óleo, que tomou por base dados atualizados. O fato de os resultados dos estudos apontarem para as mesmas conclusões já obtidas anteriormente não significa que os documentos foram meramente reescritos ou reapresentados, mas sim que as premissas técnicas que vinham sendo utilizadas pela Petrobras foram confirmadas e permanecem híidas.

Aliás, a reapresentação do pedido de licença, apenas 8 dias após o indeferimento pelo IBAMA, demonstra a capacidade técnica da Petrobras em atender prontamente as exigências técnicas complementares formuladas pelo órgão licenciador. A este respeito, cabe reiterar que não cabe ao MPF o papel de revisor técnico do órgão ambiental, já que sua competência constitucional e legal não é dirigida para esta finalidade.

#### ● REQUERIMENTO

Sendo o que cabia para o momento, a Petrobras espera ter esclarecido todos os pontos que o MPF, inadvertidamente, traz em sua manifestação, pugnando pelo não acolhimento por Vossa Senhoria da Recomendação nº 8/2023.

Acolher os argumentos do MPF pode induzir o IBAMA a tomar uma decisão com base em premissas e informações organizadas de forma parcial e extemporânea pelo MPF, que não representam os fatos em sua essência. Sob o ponto de vista jurídico isto pode acarretar responsabilidades ao órgão ambiental, já que do acolhimento da recomendação ministerial decorreriam severos danos para a Petrobras e para toda a atividade de exploração e produção de petróleo no Brasil, trazendo insegurança jurídica e causando prejuízos inestimáveis para a sociedade brasileira como um todo

Outrossim, a Petrobras espera que, diante do farto arcabouço documental trazido a este processo de licenciamento, que comprova tecnicamente a viabilidade da APO, e, por conseguinte, do licenciamento pretendido, reitera o pedido de que seja reconsiderada a decisão de indeferimento ora em vigor.

Pede deferimento.

Rio de Janeiro, 24 de agosto de 2023.

#### EQUIPE TÉCNICA

Profissional	André Dias de Oliveira
Registro no Conselho de Classe	CREA-RS 113790
CTF/AIDA	5224582
Responsabilidade	Coordenação Geral
Assinatura	

Profissional	Michelle Nunes de Lima
Registro no Conselho de Classe	(CPF 089.151.357-41)
CTF/AIDA	5285388
Responsabilidade	Revisão Geral
Assinatura	

Profissional	Nãashaira Medeiros Siqueira
CTF/AIDA	(CPF: 116.187.467-40)
Responsabilidade	Oceanografia
Assinatura	

Profissional	Francisco de Oliveira Borges Neto
CTF/AIDA	Não Aplicável (CPF: 123.105.197-31)
Responsabilidade	Oceanografia
Assinatura	

**Anexos:**

1. Resposta ao abaixo-assinado das organizações sociais;
2. Decisão de arquivamento do IC nº 1.12.000.000250/2013-04;
3. Acórdão proferido pelo STF na ADPF 887-DF, publicado em 21/08/2023;
4. Parecer nº 00014/2023/CGPP/DECOR/CGU/AGU.
5. Recomendação MPF nº 8/2023