



INSTITUTO BRASILEIRO DO MEIO AMBIENTE E DOS RECURSOS NATURAIS RENOVÁVEIS
COORDENAÇÃO DE LICENCIAMENTO AMBIENTAL DE PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS
SCEN Trecho 2 - Ed. Sede do IBAMA - Bloco B - Sub-Solo, - Brasília - CEP 70818-900

Parecer Técnico nº 320/2018-COPROD/CGMAC/DILIC

Número do Processo: 02001.007928/2014-44

Empreendimento:

Interessado: PETRÓLEO BRASILEIRO S.A.

Assunto/Resumo: **Análise preliminar dos pareceres técnicos nº 23/2018 e nº 171/2018-COPROD/CGMAC/DILIC-IBAMA, especificamente, do item II.2 – Caracterização da Atividade e do item II.6.2 – Modelagem da Dispersão de Óleo e da Dispersão de Efluentes.**

I – INTRODUÇÃO

A PETROBRAS, através da correspondência UO-BS 0477/2017, de 6.7.2017, protocolada na SUPES/IBAMA/RJ em 10.7.2017, em atendimento ao Termo de Referência CGPEG/DILIC/IBAMA nº 011/15 de 9.7.2015, encaminhou o Requerimento de Licença Prévia para a “Atividade de Produção e Escoamento de Petróleo e Gás Natural do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos – Etapa 3”, acompanhada do Estudo de Impacto Ambiental e respectivo Relatório de Impacto Ambiental – EIA/RIMA – elaborados pela empresa Mineral Engenharia e Meio Ambiente Ltda. para subsidiar o processo de licenciamento ambiental.

Em 27.2.2018, foi emitido o Parecer Técnico nº 23/2018-COPROD/CGMAC/DILIC (SEI nº 1791171) com a análise da equipe técnica da Coordenação de Produção sobre o Estudo de Impacto Ambiental encaminhado pela PETROBRAS.

Este parecer foi complementado pelo Parecer Técnico nº 171/2018-COPROD/CGMAC/DILIC de 19.7.2018 (SEI nº 2847996) que apresentou considerações baseadas nas manifestações realizadas e documentos recebidos durante as Audiências Públicas nos municípios de Niterói/RJ (em 27.2.2018), Santos/SP (em 6.3.2018), Angra dos Reis/RJ (em 13.3.2018) e Caraguatatuba/SP (em 20.3.2018), na Reunião Pública no município de Cananeia/SP (em 3.5.2018), bem como em documentos protocolados no IBAMA sobre o processo em questão.

A PETROBRAS, através da correspondência UO-BS 0548/2018 de 30.8.2018, protocolada na SUPES/IBAMA/RJ em 4.9.2018 (SEI nº 3287856), apresentou respostas aos pareceres técnicos nº 23/2018 e nº 171/2018-COPROD/CGMAC/DILIC-IBAMA, bem como cópias de todos os esclarecimentos encaminhados aos diferentes atores que haviam se manifestado no processo.

Uma análise preliminar desses documentos apontou a necessidade de algumas complementações e esclarecimentos relacionados a itens do EIA com informações básicas, necessárias à análise dos demais itens, a saber o item II.2 – Caracterização da Atividade e o item II.6.2 – Modelagem da Dispersão de Óleo e da Dispersão de Efluentes.

Assim, o presente parecer técnico apresenta a análise parcial dos documentos apresentados, restrita aos itens mencionados. A análise completa dos documentos, bem como as considerações decorrentes das contribuições recebidas nas novas Reuniões Públicas realizadas em Ubatuba/SP (8.11.2018) e Ilhabela/SP (10.11.2018), serão objeto de parecer técnico posterior.

II – ANÁLISE

A presente análise segue a itemização utilizada no Termo de Referência CGPEG/DILIC/IBAMA nº 011/15 e, conforme indicado na introdução, abordará somente os itens II.2 – Caracterização da Atividade e II.6.2 – Modelagem da Dispersão de Óleo e da Dispersão de Efluentes.

II.2 – Caracterização da Atividade

II.2.1 – Apresentação

Com relação ao escopo do projeto Etapa 3, a PETROBRAS, na resposta ao Parecer Técnico nº 23/2018-COPROD/CGMAC/DILIC, esclareceu que:

- Embora o contrato da Cessão Onerosa esteja em processo de revisão junto à ANP, a área Sul de Sapinhoá continua sob operação da PETROBRAS e para uma avaliação adequada da região é importante a realização de um SPA, o que justificaria a manutenção do SPA de Sul de Sapinhoá no escopo da Etapa 3.
- O SPA de Búzios 5 será realizado através do FPSO P-74, já em operação, não havendo necessidade de mantê-lo no escopo da Etapa 3.
- Apesar dos projetos de DP de Lula Sul 3, Lula Oeste, Sururu e Atapu 2 estarem na fase de "avaliação de oportunidades", a depender dos resultados obtidos, a instalação dos mesmos está prevista para iniciar entre 2020 e 2024, corroborando, portanto, a manutenção destes projetos no escopo da Etapa 3.
- Novos dados sísmicos para o alto leste de Búzios estarão disponíveis ao final de 2020 e subsidiarão um planejamento mais robusto das atividades na área do projeto de DP de Búzios 6. A partir destes novos dados, bem como da reinterpretação dos dados existentes, será possível antecipar a perfuração de poços de aquisição de dados de reservatório (ADR) nessa área. As informações adquiridas com esses poços servirão como insumo para a especificação da Unidade Estacionária de Produção (UEP) que será instalada na área. Por este motivo, a Petrobras entende ser necessária a manutenção do DP de Búzios 6 no escopo do Etapa 3.

II.2.1.1 – Descrição Sucinta do Projeto

Com a supressão do SPA de Búzios 5, a Atividade de Produção e Escoamento de Petróleo e Gás Natural do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos – Etapa 3 passa a contemplar 10 (dez) projetos de curta duração e 12 (doze) projetos de longa duração, sendo estes:

- 1 (um) Teste de Longa Duração (TLD de Sagitário);
- 8 (oito) Sistemas de Produção Antecipada (SPA de Sururu 3, SPA de Búzios Safira, SPA de Búzios Berilo, SPA de Búzios Turquesa, SPA de Búzios Turmalina, SPA do Complementar de Atapu, SPA de Sépia 2, SPA de Sul de Sapinhoá);
- 1 (hum) Piloto de Produção de Curta Duração (Piloto de Júpiter);
- 11 (onze) Projetos de Desenvolvimento da Produção (DP de Sururu, DP de Lula Sul 3, DP de Lula Oeste, DP de Itapu, DP de Búzios 5, DP de Búzios 6, DP de Atapu 1, DP de Atapu 2, DP de Sépia, DP de Libra 2 Noroeste, DP de Libra 3 Noroeste); e
- 1 (hum) Piloto de Produção de Longa Duração (Piloto de Libra).

Em relação ao limite de queima nos TLD/SPA, a PETROBRAS esclareceu que: i) “o limite de queima de gás autorizada pela Agência Natural do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) não é definido de acordo com a razão gás-óleo (RGO) do fluido da área. A vazão máxima de produção de óleo, sim, pode variar com a RGO”; e ii) “... a vazão máxima de produção (hoje em torno de 1 MM m³/d) traria os melhores resultados para o teste. Entretanto, de forma a manter o compromisso assumido junto ao IBAMA e à ANP, a Petrobras limitou o volume máximo de queima a 500 M m³/d durante os testes

licenciados em processos anteriores, salvo raras e pontuais exceções, desde que aprovadas pelo IBAMA e pela ANP, minimizando, assim, a queima de gás nas plataformas”.

Foi esclarecido que a denominação Piloto de Curta Duração foi escolhida por envolver um período de teste um pouco maior que o previsto para o TLD e os SPA.

A PETROBRAS confirmou que, no escopo da Etapa 3, os projetos na área de Libra – Piloto de Longa Duração de Libra, DP de Libra 2 NW e DP de Libra 3 NW – não preveem gasoduto para exportação do grande volume de gás produzido – até 30 MM m³/dia, considerando os 3 (três) projetos –, sendo o gás consumido ou totalmente reinjetado. A empresa esclareceu que, caso os “*estudos preliminares avaliando alternativas de exportação parcial do gás à luz das normas concebidas pela ANP (...) apresentem viabilidade técnica e econômica, poderão dar origem a outros projetos que serão objetos de novos processos de licenciamento*”.

Solicita-se que sejam apresentadas as alternativas já avaliadas pela empresa, acompanhadas de discussão sobre fatores limitantes a sua implementação já desde o início da produção desses projetos, bem como sobre as condições necessárias para sua implementação futura.

II.2.1.2 – Objetivos da Atividade

II.2.1.2.3 – Objetivos dos Gasodutos

Foi esclarecido que:

“ O gás produzido no campo de Júpiter, objeto do Piloto de Curta Duração, será totalmente reinjetado. Essa é a estratégia em pauta, dada à impossibilidade de enquadramento do gás para exportação (3% de CO₂) ou mesmo para utilização como gás combustível (menor do que 40% de CO₂). As tecnologias de membranas de remoção de CO₂ bem como de turbinas a gás não permitem o uso do gás com teores da ordem de 80%. ”

II.2.1.4 – Localização das Unidades de Produção

A PETROBRAS esclareceu que “*a unidade de produção para realização do Piloto de Júpiter possui características similares ao FPSO BW Cidade de São Vicente quanto à sua planta de processamento de óleo, geração de efluentes e resíduo. Contudo, devido ao teor de CO₂ presente no fluido do reservatório de Júpiter, a planta de processamento de gás deverá possuir sistema de compressão para reinjeção do gás excedente no reservatório*”.

A empresa informou, ainda, que, além do FPSO P-70, previsto para o DP de Atapu 1, “*foi contratado o FPSO Carioca para o DP de Sépia e está em contratação o FPSO para o DP de Búzios 5*”, sendo estas as únicas unidades definidas até o momento.

II.2.1.5 – Características dos Poços

Com relação aos mapas com a localização dos poços (Figuras II.2.1.5.2.13-1 a II.2.1.5.2.13-5 do EIA Rev00), a PETROBRAS esclareceu que:

- i) o poço SPS-096 havia sido equivocadamente representado fora da área de avaliação “Sul de Sapinhoá”, de modo que o mapa foi revisto e reapresentado;
- ii) “*a locação da UEP do projeto de Sépia foi definida de modo a obter-se a menor distância média possível até os poços (situados a leste da unidade), minimizando assim o comprimento total de linhas submarinas utilizadas. (...) Com a delimitação do campo de Sépia, seguindo-se os critérios definidos pelo órgão regulador e seguindo a disposição espacial do reservatório, foi excluída a região próxima à UEP e a oeste da mesma. As linhas apresentadas na figura II.2.1.5.2.13-1 do EIA e que saem pelo lado oeste da UEP referem-se às linhas de exportação de gás, seu umbilical de controle (para norte) e o cabo de comunicação por fibra ótica (para sul) ”; e*
- iii) o poço do DP de Libra 3 fora da área do bloco “*encontra-se em área objeto de um Acordo de Individualização da Produção (AIP) a ser validado junto à ANP. Tão logo este processo seja concluído, a área que extrapola o bloco (atual ring fence do Campo de Mero) será incorporada oficialmente ao Campo de Mero*”.

II.2.1.6 – Cronograma Preliminar

Considerando que os DP de Sururu e DP de Búzios 6 haviam tido sua instalação postergada de 2021/2022 para 2027, o Parecer Técnico nº 23/2018-COPROD/CGMAC/DILIC apontou que *“tal previsão, além de descaracterizar tais projetos como parte de uma mesma etapa de desenvolvimento do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos, implica incertezas tanto de projeto, como da própria avaliação ambiental”*, indicando que os projetos deveriam *“ser excluídos do escopo da Etapa 3 e incluídos, caso se confirmem, em um futuro processo de licenciamento”*. Conforme indicado no item II.2.1, a PETROBRAS informou a possibilidade de antecipação da instalação desses DP e ratificou a intenção de mantê-los no escopo da Etapa 3. Diante da argumentação da empresa, acata-se a manutenção destes DP no escopo da Etapa 3, porém ressalta-se que, caso em momento posterior se evidencie que esta antecipação não irá se concretizar, poderá ser impossibilitada a emissão de LI para estes DP no âmbito deste processo de licenciamento.

Com relação aos prazos de até 5 (cinco) meses entre o início da produção e a interligação do poço injetor e início da reinjeção de gás, a PETROBRAS indicou que;

“Os prazos de início de injeção de gás nos cronogramas gráficos de Atapu 1 e de Búzios 5 foram corrigidos, estando coerentes com a premissa de comissionamento da planta de injeção e de exportação, atendendo a premissa de 90 dias para início da injeção de gás”. (grifo nosso)

Com a exclusão do SPA de Búzios 5, o primeiro projeto de curta duração passou a ser o SPA de Sururu 3, cujo início de instalação está previsto para junho de 2019. Com exceção do SPA de Sururu 3, todos os demais projetos de curta duração foram bastante postergados e serão retomados somente em 2022, com conclusão prevista para 2025. Observa-se que, assim como mencionado para os DP, uma excessiva postergação destes projetos, considerando a data da emissão da Licença Prévia, poderá impossibilitar a emissão de LI/LO para os mesmos no âmbito deste processo de licenciamento.

O primeiro DP, DP de Atapu 1, também teve o início de sua instalação postergado, em cerca de um ano, para agosto de 2019, com previsão de início da produção somente em abril de 2020.

Assim, segundo os cronogramas revisados (Anexo II.2-1), estão previstos:

- 10 (dez) projetos de curta duração (TLD/SPA/Piloto de Curta Duração), o primeiro (SPA de Sururu 3) realizado em 2019/2020 e os demais realizados de forma sequencial, em um período de cerca de 3 (três) anos (entre meados de 2022 e meados de 2025), com até 3 (três) atividades simultâneas.
- 12 (doze) projetos de longa duração (DP/Piloto de Longa Duração), com início das atividades de instalação no segundo semestre de 2019 e da operação do primeiro DP – DP de Atapu 1 – em abril de 2020. A previsão de entrada em operação, de acordo com o cronograma apresentado, seria de mais 5 (cinco) FPSO em 2021, 2 (dois) FPSO em 2022, 2 (dois) FPSO em 2023 e 2 (dois) FPSO em 2024. A previsão de duração da produção se estende até pelo menos 2058 (DP de Sururu).

Solicita-se que eventuais alterações neste cronograma sejam informadas na resposta ao presente parecer técnico.

II.2.2 – Histórico

II.2.2.1 – Histórico das Atividades Realizadas nos Blocos / Campos

O histórico foi atualizado conforme solicitado.

II.2.2.2 – Relato Sumário do Projeto

A PETROBRAS apresentou os seguintes esclarecimentos às solicitações do Parecer Técnico nº 23/2018-COPROD/CGMAC/DILIC:

- Com relação à eventuais limitações no aproveitamento do gás como combustível devido ao elevado teor de CO₂ em alguns reservatórios, a empresa informa que *“avaliou a possibilidade de uso de gás com elevados teores de CO₂ para geração de energia elétrica nos TLD, SPAs e Piloto de curta duração. Para gás produzido com CO₂ até aproximadamente 60% (molar) existem tecnologias provadas que permitem o aproveitamento diretamente ou após tratamento. Para projetos com*

teores de CO₂ elevados, como no Bloco de Júpiter, as tecnologias de sistemas para remoção de CO₂ não são suficientes para enquadrar o teor necessário para queima nas turbinas a gás disponíveis no mercado. Com isso, a utilização de diesel para geração de energia no Piloto de Júpiter pode ser uma alternativa para a realização desse Piloto. ”

- Com relação às limitações ao escoamento do gás, cuja produção média é estimada em 16 milhões m³/d, a empresa informa que:

“A previsão de entrada em operação da UPGN do COMPERJ é em 2020. Juntos, os gasodutos tronco Rota 1, 2 e 3, quando em plena capacidade, permitem o escoamento e processamento de 44 MM m³/d de gás proveniente do Polo Pré-sal da Bacia de Santos.

Ressalta-se que até a data de entrada total em operação da UPGN do COMPERJ, o escoamento do gás dos DPs será feito pelos gasodutos Rota 1 e Rota 2, que já se encontram em operação. Caso o volume de gás produzido a ser exportado pelos Projetos de DP ultrapasse a capacidade da infraestrutura de escoamento disponível, o gás excedente será reinjetado nos reservatórios.

De forma a superar as limitações para o escoamento de toda a produção de gás do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos, foram realizados estudos com o objetivo de reduzir o impacto causado na curva de óleo. Com isto, em 26/08/2016, a Petrobras obteve Autorização de Operação (AO) da ANP para aumento do escoamento de gás no Gasoduto Rota 2 de 13 MM m³/d para 16 MM m³/d e está prevista para 2018 o aumento provisório do escoamento de gás no Gasoduto Rota 2 de 16 MM m³/d para 20 MM m³/d, com a implantação do trecho profundo do Gasoduto Rota 3 (loop do Rota 3). Esse aumento provisório depende de autorização da ANP e IBAMA.

Caso haja postergação na entrada em operação da Rota 3, este impacto será também mitigado através de reinjeção do gás produzido.

O eventual atraso do licenciamento do Gasoduto Rota 3 poderá impactar na curva de óleo. ”

Em relação a estas informações registra-se que, segundo o Despacho nº 3219568/2018-DILIC (processo 02022.001184/2010-82), o aumento da vazão do Rota 2 para 20 MM m³/d foi condicionado à aprovação de um plano de desapropriação de um corredor de 180 metros de largura a partir do eixo do gasoduto, ainda não apresentado pela PETROBRAS.

- Com relação à inexistência de gasoduto para escoamento do gás de Libra, com previsão de reinjeção de todo o gás excedente, a empresa esclarece que:

“ Todos os estudos realizados até o momento indicaram que o melhor aproveitamento para o gás produzido no campo de Libra (Mero) é sua reinjeção total, alternada com injeção de água (WAG). O método WAG, além de aumentar o fator de recuperação (FR) do campo, é uma das principais ferramentas disponíveis para o gerenciamento do reservatório, permitindo postergar e/ou minimizar a irrupção de gás e água. A reinjeção do gás produzido, portanto, não pode ser considerada como medida paliativa e sim, como método de aumento de recuperação de óleo. ”

II.2.4 – Descrição das Atividades

II.2.4.2.2 – FPSOs dos Desenvolvimentos de Produção (DP) e Pilotos de Curta e Longa Duração

Considerando que as unidades se encontram em fase de projeto ou construção, o EIA Rev00 “abordou dois FPSOs, denominados de Replicante e Teórico, que representam todas as unidades de produção que serão utilizadas em termos de características físicas e operacionais”.

II.2.4.2.2.1 – FPSO Replicante

Sistema de Separação de Óleo, Água e Gás

Na resposta ao Parecer Técnico nº 23/2018-COPROD/CGMAC/DILIC, foi esclarecido que:

“A capacidade de cada compressor de injeção é 5.200.000 Sm³/d. A reinjeção da corrente de CO₂ passa por dois sistemas de compressão, nomeados de Compressor de CO₂ e Compressor de Injeção. A planta foi concebida com diferentes modos de operação, um deles o modo de reinjeção total do gás produzido, nesse caso, retirando de operação as membranas de CO₂ e o Compressor de CO₂. Para esse modo de operação a configuração do compressor de injeção é de 2x100%. Para o modo exportação total do gás tratado, os compressores de CO₂ foram dimensionados para a condição normal de operação com a configuração 2x100%. Para mitigar riscos de aumento do teor de CO₂ associada à capacidade plena de processamento de gás, os compressores de CO₂ foram projetados para trabalharem em paralelo, ou seja, ambos em operação. Nessa condição de operação, no caso de falha em um desses compressores, duas medidas poderão ser tomadas: redução da capacidade de processamento de gás ou alterar o modo de operação para o modo de reinjeção total do gás.”

Observa-se, considerando que parte das unidades de produção ainda não foi definida e a experiência com outros projetos do Polo Pré-sal, que a PETROBRAS deverá prever redundância dos equipamentos críticos ao controle das emissões.

Tratamento de Água Produzida

Na resposta ao Parecer Técnico nº 23/2018-COPROD/CGMAC/DILIC, foi confirmado pela PETROBRAS que “não haverá descarte de água de produção na forma submersa”.

Sistema de drenagem

Na resposta ao Parecer Técnico nº 23/2018-COPROD/CGMAC/DILIC, a PETROBRAS confirmou que não há previsão de que o efluente residual gerado em drenagem aberta, classificada ou não, seja direcionado à planta do processo. Caso a empresa, há qualquer tempo, compreenda que esta manobra será necessária, é imprescindível a emissão de uma anuência prévia da Coordenação de Produção, devendo a mesma ser requerida com a devida antecedência e acompanhada das justificativas e informações técnicas relevantes para uma tomada de decisão.

Sistema de água oleosa da praça de máquinas

Na resposta ao Parecer Técnico nº 23/2018-COPROD/CGMAC/DILIC, a PETROBRAS confirmou que:

“A água tratada no Sistema de Água Oleosa é enquadrada de acordo com a Marpol 73/78 e é descartada no mar, não retornando para o processo. O óleo sobrenadante observado no tanque de drenagem ou no tanque de slop, bem como também no sistema de bilge, terá como destinação final o reprocessamento na planta de produção, tanque de borra ou ser direcionado para os tanques de carga.”

Sistema de Transferência de Óleo (offloading)

Na resposta ao Parecer Técnico nº 23/2018-COPROD/CGMAC/DILIC, a PETROBRAS confirmou que “os FPSOs replicantes disporão de estações de offloading na popa e na proa”.

II.2.4.2.2.1 – FPSO Teórico

O FPSO Teórico é representativo dos DP Lula Sul 3, Sururu, Búzios 5, Búzios 6, Itapu, Sépia, Piloto de Libra, Libra 2 NW e Libra 3 NW.

Na resposta ao Parecer Técnico nº 23/2018-COPROD/CGMAC/DILIC, a PETROBRAS confirmou que o “FPSO Teórico possuirá, no mínimo, camada suplementar em aço no bordo de transferência de cargas além de defensas, conforme demais projetos do Polo Pré-Sal da Baía de Santos”.

Sistema de Separação de Óleo, Água e Gás

Na resposta ao Parecer Técnico nº 23/2018-COPROD/CGMAC/DILIC, foi esclarecido que:

“A reinjeção da corrente de CO₂ passa por dois sistemas de compressão, nomeados de Compressor de CO₂ e Compressor de Injeção. A planta foi concebida com diferentes modos de operação, um deles o modo de reinjeção total do gás produzido, nesse caso, retirando de operação as membranas de CO₂ e o Compressor de CO₂. Para esse modo de operação a configuração do compressor de

injeção é de 2x100%. Para o modo exportação total do gás tratado, os compressores de CO₂ foram dimensionados para a condição normal de operação com a configuração 2x100%. Para mitigar riscos de aumento do teor de CO₂ associada à capacidade plena de processamento de gás, os compressores de CO₂ foram projetados para trabalharem em paralelo, ou seja, ambos em operação. Nessa condição de operação, no caso de falha em um desses compressores, duas medidas poderão ser tomadas: redução da capacidade de processamento de gás ou alterar o modo de operação para o modo de reinjeção total do gás.”

Contudo, não foi informada a capacidade de reinjeção. Reitera-se, portanto, a solicitação.

Observa-se que, considerando que parte das unidades de produção ainda não foi definida e considerando a experiência com outros projetos do Polo Pré-sal, a PETROBRAS deverá prever redundância dos equipamentos críticos ao controle das emissões.

Sistema de Flare e Vent

O EIA Rev00 informou que:

“Para as quatro primeiras unidades dos FPSOs Teóricos, que não serão de propriedades da PETROBRAS (projetada, construída e operada pela PETROBRAS), não estão previstas o uso de Sistema de Recuperação de Gás do Flare (FGRS), vulgo “flare Fechado”. Uma vez adquirida maturidade operacional e domínio tecnológico, uma avaliação criteriosa será efetuada caso a caso.”

O Parecer Técnico nº 23/2018-COPROD/CGMAC/DILIC ressaltou que “a utilização do sistema conhecido como “flare fechado” seria ambientalmente mais adequada”, solicitando que a PETROBRAS empreendesse “todos os esforços para passar a utilizar este sistema em seus projetos”. Na resposta ao parecer, a empresa informa que:

“A avaliação dos ganhos ambientais e o gerenciamento dos riscos desse sistema serão fundamentais para estabelecer requisitos de projeto que minimizem a queima de gás nas próximas unidades de produção da Petrobras. Dessa forma, a empresa tem empreendido esforços para avaliar essa tecnologia.”

Tratamento de Água Produzida

Na resposta ao Parecer Técnico nº 23/2018-COPROD/CGMAC/DILIC, foi confirmado pela PETROBRAS que “não haverá descarte de água de produção na forma submersa”.

Sistema de drenagem

Na resposta ao Parecer Técnico nº 23/2018-COPROD/CGMAC/DILIC, a PETROBRAS confirmou que não há previsão de que o efluente residual gerado em drenagem aberta, classificada ou não, seja direcionado à planta do processo. Caso a empresa, há qualquer tempo, compreenda que esta manobra será necessária, é imprescindível a emissão de uma anuência prévia da Coordenação de Produção, devendo a mesma ser requerida com a devida antecedência e acompanhada das justificativas e informações técnicas relevantes para uma tomada de decisão.

Sistema de água oleosa da praça de máquinas

Na resposta ao Parecer Técnico nº 23/2018-COPROD/CGMAC/DILIC, a PETROBRAS confirmou que:

“A água tratada no Sistema de Água Oleosa é enquadrada de acordo com a Marpol 73/78 e é descartada no mar, não retornando para o processo. O óleo sobrenadante observado no tanque de drenagem ou no tanque de slop, bem como também no sistema de bilge, terá como destinação final o reprocessamento na planta de produção, tanque de borra ou ser direcionado para os tanques de carga.”

Sistema de Geração de Energia

O EIA Rev00 havia informado que: “O sistema de geração principal será composto por grupos geradores acionados por turbinas do tipo bicomustível (gás ou diesel), sendo um conjunto em reserva (stand by)”; afirmando que: “A demanda elétrica máxima dos turbogeradores será para todos os FPSOs inferior a 100 MW, em atendimento à Resolução CONAMA nº 382/2006”.

O Parecer Técnico nº 23/2018-COPROD/CGMAC/DILIC ressaltou que: *“Na descrição do sistema não foram informadas a quantidade e capacidade dos geradores que compõe o conjunto. Contudo, no Quadro II.2.4.2.2-1, que apresenta as “Características Gerais do FPSO Teórico”, foi indicado que as unidades contarão com 5 (cinco) turbo-geradores de 25 MW. Esta configuração e capacidade 25% superior àquela definida para os FPSOs Replicantes sugerem que as unidades chegarão a operar muito próximo aos 100MW ou mesmo acima deste limite”; e solicitou “um detalhamento da demanda energética da unidade em condição média e de pico demonstrando que tal limite não será ultrapassado.”*

Na resposta ao parecer, a empresa informa que *“a PETROBRAS apresentará, no momento do requerimento da licença de instalação, um detalhamento de cada FPSO demonstrando que a demanda em condição média e de pico não ultrapassarão 100 MW. Por se tratar de um FPSO Teórico, não há um detalhamento específico.”*

Observa-se que Resolução CONAMA nº 382/2006 não impede que a geração de energia seja superior à 100 MW, mas estabelece condições para que esta ocorra. Assim, diante da ausência do detalhamento solicitado, reitera-se o entendimento de que a configuração proposta indica que as “unidades chegarão a operar muito próximo aos 100MW ou mesmo acima deste limite”, de modo que nesses FPSO deverá ser prevista a instalação dos equipamentos necessários ao controle e monitoramento das emissões conforme determinado pela referida Resolução, o que deverá ser devidamente comprovado por ocasião do requerimento de Licença de Instalação.

Sistema de Transferência de Óleo (offloading)

Na resposta ao Parecer Técnico nº 23/2018-COPROD/CGMAC/DILIC, a PETROBRAS informou que:

“Não está definido ainda se todos os FPSOs que foram representados pelo Teórico terão em seus projetos estações de offloading na popa e proa ou somente em uma das extremidades. Esse detalhamento será apresentado para cada empreendimento no requerimento da licença de instalação.”

II.2.4.3 – Descrição dos Sistemas de Segurança e de Proteção Ambiental

II.2.4.3.1 – Sistema de Ancoragem e de Posicionamento Dinâmico

Na resposta ao Parecer Técnico nº 23/2018-COPROD/CGMAC/DILIC, a PETROBRAS esclareceu que:

“Os FPSOs similares ao FPSO Cidade de São Vicente, e que também podem vir a ser contratados para a realização dos TLD/SPAs, poderão ser equipados com posicionamento dinâmico, single point mooring (turret)ou spread mooring.”

II.2.4.4 – Descrição do Sistema Submarino

Foram apresentados os esclarecimentos em relação à utilização de risers flexíveis e confirmada a utilização de válvulas DHSV em todos os poços de produção.

II.2.4.4.6 – Gasodutos de Escoamento

O Parecer Técnico nº 23/2018-COPROD/CGMAC/DILIC ressaltou que não deveriam ser requeridas licenças de instalação e operação específicas para estes gasodutos, com os mesmos estando no escopo dos requerimentos apresentados para os respectivos projetos de Desenvolvimento da Produção e Escoamento. Entretanto, na resposta ao parecer, a PETROBRAS argumentou que:

“Os gasodutos descritos no EIA fazem parte dos respectivos projetos de Desenvolvimento da Produção. A Petrobras corrobora o entendimento de que o ideal é requerer as licenças de instalação e de operação dos DPs, incluindo os respectivos gasodutos. Entretanto, nem sempre há consonância de cronogramas de aquisição de equipamentos e de desenvolvimento de projetos, incluindo questões contratuais e logísticas. Nessas raras ocasiões, a Petrobras solicita a avaliação do IBAMA para que eventuais Lis de gasodutos possam ser requeridas separadamente dos DPs, comprometendo-se a requerer apenas uma LO para os dois escopos.”

Considera-se plausível a argumentação da empresa.

II.2.4.5 – Infraestrutura de Apoio

II.2.4.5.1 – Infraestrutura de Apoio utilizada nos projetos de exploração, produção e escoamento de petróleo e gás na Bacia de Santos

II.2.4.5.1.1 – Bases de Apoio Marítimo

Conforme indicado no Parecer Técnico nº 23/2018-COPROD/CGMAC/DILIC, com base no 3º Relatório Anual do Projeto de Monitoramento do Tráfego de Embarcações da Bacia de Santos (PMTE-BS), em 2016 as áreas portuárias do Rio de Janeiro e Niterói (Baía de Guanabara) responderam por 92,77% das atracções de embarcações de apoio às atividades da PETROBRAS na bacia de Santos (4.257 atracções), assim como, por 93,49% dos dias de fundeio das embarcações monitoradas nos terminais portuários.

Em relação às complementações solicitadas pelo referido parecer, a PETROBRAS esclareceu que:

“Sobre a movimentação de cargas na área portuária do Rio de Janeiro e Niterói, a referência utilizada na época de elaboração do EIA são as estatísticas de 2014 apresentadas pela Companhia Docas do Rio de Janeiro. ”

“... em toda a Bacia de Santos, a Petrobras representou 14,93% do uso das áreas de fundeio e 15,34% das atracções contabilizadas [em 2016]. (...) a maior participação da empresa foi verificada nos portos do Rio de Janeiro e Niterói, com 30,52% dos fundeios e 34,74% das atracções. ”

“... conforme dados obtidos pelo Projeto de Monitoramento do Tráfego de Embarcações na Bacia do Espírito Santo (PMTE-ES), (...) a participação da Petrobras na utilização do Porto de Vitória [568 atracções e 1176 fundeios], em 2016, é inferior a 14,88% do número total de atracções e inferior a 16,96% do total de dias de fundeio. ”

Com relação a esta última informação, solicita-se que seja esclarecido qual percentual deste uso corresponde a atividades relacionadas ao pré-sal da bacia de Santos.

Ainda, em resposta às solicitações do Parecer Técnico nº 171/2018-COPROD/CGMAC/DILIC, a PETROBRAS ratificou que: *“O apoio logístico às atividades de produção da área do Polo Pré-sal da Bacia de Santos, da qual os empreendimentos da Etapa 3 fazem parte, está concentrado nas áreas portuárias de Rio de Janeiro e Niterói, sendo outras bases portuárias utilizadas em casos isolados”*; esclarecendo, com relação aos trajetos observados entre o Polo Pré-sal da Bacia de Santos e outros terminais (ex.: São Sebastião/SP, Angra dos Reis/RJ), que: *“não está prevista a utilização dessas áreas portuárias para apoio as atividades de produção (fases de instalação, operação e desativação) do Polo Pré-sal da Bacia de Santos, de forma que o trajeto observado pode ser justificado pelos alívios de óleo e apoio a outras atividades.”* (grifo nosso)

II.2.4.5.1.8 – Terminais recebedores de óleo escoado por navios aliviadores

“Analisando o histórico das operações de alívio realizadas pela PETROBRAS no âmbito dos empreendimentos localizados no Polo Pré-Sal da Bacia de Santos”, a resposta ao Parecer Técnico nº 23/2018-COPROD/CGMAC/DILIC confirmou o uso dos terminais: Terminal Almirante Soares Dutra – TEDUT (Tramandaí/RS, por vezes identificado como Osório/RS), Terminal São Francisco do Sul – TEFAN (São Francisco do Sul/SC), Terminal Almirante Barroso – TEBAR (São Sebastião/SP), Terminal Maximiano da Fonseca – TEBIG (Angra dos Reis/RJ), Terminal Almirante Tamandaré (Rio de Janeiro/RJ, por vezes identificado como Ilha D'Água), Terminal Madre de Deus – TEMADRE (Madre de Deus/BA) e Terminal Suape (Ipojuca/PE).

Foi apresentada tabela (Tabela 3) com dados sobre o número total de atracções nesses terminais em 2016, especificando as atracções de embarcações de apoio e alívio da própria PETROBRAS e as atracções totais de terceiros (sem especificar se de apoio ou alívio). A empresa alega que os dados do PMTE-BS não permitem a identificação dos navios aliviadores de terceiros, tampouco sua origem e empresa contratante.

Com relação ao *“grande aumento, entre 2013 e 2016, no uso dos terminais da Baía de Guanabara (2.100% em número de atracções), São Sebastião (188,64%) e Angra dos Reis (8.800%) pelas atividades de alívio do óleo produzido pela PETROBRAS na Bacia de Santos”, a resposta ao Parecer Técnico nº 171/2018-COPROD/CGMAC/DILIC esclarece que:*

“Sobre o aumento do número de navios aliviadores que atendem às unidades da Bacia de Santos utilizando os terminais em tela, em consulta aos dados da Transpetro, verifica-se que isso não reflete em aumento do número de navios operados em cada terminal. Destaca-se que os terminais não tiveram suas capacidades aumentadas no período em discussão e também não há previsão de aumento de sua capacidade. Portanto, esses terminais continuam operando com sua capacidade nominal, tendo inclusive obtido diminuição no número de operações com navios (...). Nesse sentido, trata-se claramente de aumento de navios oriundos da Bacia de Santos em detrimento da utilização dos mesmos terminais por navios oriundos de outras bacias de produção – o que dialoga com o aumento na curva de produção da Bacia de Santos – sem alteração nas rotinas das operações com navios nos terminais.” (grifo nosso).

“Na Baía de Guanabara somente o Terminal de Ilha D’água opera com navios de transporte de óleo cru. Os demais terminais da Transpetro na Baía de Guanabara operam com regaseificação de GNL, carga/descarga de GLP, Butadieno e Propeno, não fazendo parte do escopo do questionamento.”

O EIA Rev00 menciona que operações *ship to ship* poderão ocorrer nos Portos de Angra dos Reis/RJ e Vitória/ES. Na resposta ao Parecer Técnico nº 171/2018-COPROD/CGMAC/DILIC, a PETROBRAS acrescenta que:

“As operações de ship-to-ship no Terminal de Angra dos Reis, que se encontravam suspensas, estão autorizadas conforme Autorização Ambiental nº IN040106 emitida pelo INEA (...). O Ship-to-ship no Terminal de São Sebastião está autorizado conforme LO 68000263, versão 04, emitida pela CETESB em 23/03/2017. (...) Dessa forma, as operações Ship-to-ship podem ser realizadas tanto em Angra dos Reis como em São Sebastião, e a escolha do terminal depende basicamente do porte dos navios envolvidos, logística escolhida pelos armadores e donos das cargas, e disponibilidade dos píeres em cada Terminal. No Terminal de São Sebastião, de 2013 a 2017 foram realizadas somente duas operações desse tipo e uma operação em 2018 até o momento.”

“A previsão de aumento ou diminuição do número de operações STS, como também em que escala ocorrerão, dependem de decisões logísticas da Petrobras que são impactadas pelo cenário mundial de produção de petróleo das empresas produtoras de óleo e de condições e demandas dos mercados consumidores internacionais, as quais a Transpetro não possui gestão e atua na condição de prestadora de serviço.”

Estas informações não atendem plenamente às solicitações dos pareceres técnicos emitidos, não tendo sido apresentados os dados solicitados para o Terminal de São Sebastião, nem informadas as operações realizadas em outros terminais (cuja ocorrência, no entanto, é comprovada pela Figura 1).

Reitera-se, portanto, a solicitação de que sejam apresentados dados sobre as operações *ship-to-ship* ocorridas nos Terminais de São Sebastião, Angra dos Reis e Vitória – bem como outros terminais eventualmente utilizados – entre 2013 e 2018 (nº de operações, volume de óleo transferido, percentual em relação ao nº de atracções total, origem e destino do óleo transferido).

Além disso, em que pesem as incertezas reportadas, reitera-se a necessidade de uma avaliação do incremento esperado nestas operações diante do aumento da produção no polo pré-sal a partir da entrada em operação dos projetos das Etapas 2 e 3.

II.2.4.5.1.10 – Gasodutos de escoamento e unidades de tratamento de gás

Os esclarecimentos solicitados pelo Parecer Técnico nº 23/2018-COPROD/CGMAC/DILIC em relação às indefinições quanto à operacionalização do gasoduto Rota 3 e da UPGN do COMPERJ foram tratados no item II.2.2.2 do presente parecer.

II.2.4.5.2 – Projetos de ampliação ou implantação de novas infraestruturas de apoio

Com relação às bases de apoio marítimo, a PETROBRAS informou que:

“Para atendimento para toda a Bacia de Santos, incluindo a região do Pré-sal, atualmente há 6 berços no Rio de Janeiro. Consoante com o planejamento da Petrobras para essas atividades, tem-se a manutenção desse quantitativo de berços até 2022, os quais seriam suficientes para atender toda a Bacia de Santos. Não há previsões para além de 2022.”

Considerando que são previstas atividades de instalação e início da operação de novos SPA e DP até 2025, entende-se que na ausência de previsões existentes, estas possam e devam ser estimadas. **Reitera-se, portanto, a solicitação de que sejam apresentadas “estimativas anuais da demanda por novos berços de atracação considerando o cronograma preliminar apresentado no EIA (2018 a 2027) e não apenas a Etapa 3. Reitera-se que todas as atividades previstas para serem desenvolvidas nos demais projetos da empresa no Polo Pré-Sal da Bacia de Santos devem ser consideradas para definição desta estimativa anual, principalmente, quando existe a previsão de instalação e início da operação de diversos FPSOs no âmbito da Etapa 2 do Polo Pré-Sal ainda em 2018. Em seguida, deve ser destacada qual a contribuição da Etapa 3 para o aumento desta demanda por novos berços de atracação”.**

Conforme indicado no Parecer Técnico nº 171/2018-COPROD/CGMAC/DILIC, “A partir de questionamento apresentado na Audiência Pública de Niterói/RJ, solicita-se que estes valores sejam devidamente justificados através da apresentação dos cálculos que embasaram tais estimativas”.

No que concerne às bases de apoio aéreo, foi revista a previsão de abertura de novas licitações, sendo informado que:

“Não estão previstas ampliações da infraestrutura aeroportuária para atendimento à Petrobras no Pré-sal da Bacia de Santos”.

II.2.4.5.3 – Infraestruturas de apoio utilizada no Etapa 3

Bases de Apoio Marítimas

Segundo o EIA Rev00, a PETROBRAS pretende utilizar o Complexo Portuário do Rio de Janeiro/RJ, o complexo Portuário de Niterói/RJ e o Porto de Vitória/ES (BAVIT) para apoio marítimo em suas atividades de instalação no âmbito da Etapa 3 do Polo Pré-Sal. Para o apoio às atividades de produção, a empresa afirma que utilizará apenas os Complexos Portuários do Rio de Janeiro/RJ e de Niterói/RJ.

Na resposta ao Parecer Técnico nº 23/2018-COPROD/CGMAC/DILIC, foram apresentadas informações mais atualizadas acerca do planejamento logístico da PETROBRAS, com dados sobre a frota de embarcações utilizadas desde 2015 até 2017, bem como a frota planejada entre 2018 até 2021 (Tabela 4).

A empresa ressalta que *“em relação aos anos anteriores, não está mais previsto o incremento do número de embarcações que atendem à Bacia de Santos”* (grifo nosso) e que *“Para além de 2021, apesar de não terem sido promovidas projeções específicas de frota ou atracações e, uma vez que a Petrobras tem buscado incessantemente otimizar suas operações de apoio, acredita-se que as flutuações esperadas serão pontuais e refletirão a concorrência das atividades no ambiente marinho”.*

Conforme indicado no item anterior, considerando que são previstas atividades de instalação e início da operação de novos SPA e DP até 2025, entende-se que na ausência de projeções existentes, estas possam e devam ser estimadas. **Reitera-se, portanto, a solicitação de que sejam apresentadas “estimativas anuais de incrementos nas frotas e nas atracações que considerem o cronograma preliminar apresentado no EIA (2018 a 2027) e não apenas a Etapa 3. Reitera-se que todas as atividades previstas para serem desenvolvidas nos demais projetos da empresa no Polo Pré-Sal da Bacia de Santos devem ser consideradas para definição desta estimativa anual, principalmente, quando existe a previsão de instalação e início da operação de diversos FPSOs no âmbito da Etapa 2 do Polo Pré-Sal ainda em 2018. Em seguida, deve ser destacada qual a contribuição da Etapa 3 para estes incrementos”.**

Conforme indicado no Parecer Técnico nº 171/2018-COPROD/CGMAC/DILIC, “A partir de questionamento apresentado na Audiência Pública de Niterói/RJ, solicita-se que estes valores sejam devidamente justificados através da apresentação dos cálculos que embasaram tais estimativas”.

Em relação ao questionamento do Monumento Natural do Arquipélago das Ilhas Cagarras em documento protocolado na Audiência Pública de Niterói, a resposta ao Parecer Técnico nº 171/2018-COPROD/CGMAC/DILIC apresentou mapa no qual é indicado o afastamento de 230 metros da rota das embarcações de apoio em relação à Ilha Redonda.

Bases de Apoio Aéreo

Segundo o EIA Rev00, a PETROBRAS pretende utilizar os Aeroportos de Jacarepaguá – Rio de Janeiro/RJ, Cabo Frio/RJ e Itanhaém/SP para apoio aéreo em suas atividades de instalação e produção no âmbito da Etapa 3 do Polo Pré-Sal.

Na resposta ao Parecer Técnico nº 23/2018-COPROD/CGMAC/DILIC, foi apresentada tabela com dados sobre o número de passageiros e de voos de 2015 a 2017, bem como estimativas de 2018 até 2022, para atendimento às atividades de Exploração e Produção na Bacia de Santos como um todo (Tabela 6). Os dados confirmam o incremento anteriormente reportado: de 274.801 passageiros / 12.995 voos em 2017 para o pico de 351.508 / 15.627 em 2021 (aumento de 28% e 20%, respectivamente).

A PETROBRAS informa, ainda, que *“para além de 2022, apesar de não terem sido elaboradas projeções específicas de passageiros e voos que atenderão a Bacia de Santos, acredita-se que as flutuações esperadas serão proporcionais ao número de unidades de produção que entrarão em operação por ano”*.

Conforme indicado nos itens anteriores, considerando que são previstas atividades de instalação e início da operação de novos SPA e DP até 2025, entende-se que na ausência de projeções existentes, estas possam e devam ser estimadas. Reitera-se, portanto, a solicitação de que sejam apresentadas “estimativas anuais para o crescimento no número de passageiros e de voos necessários considerando o cronograma preliminar apresentado no EIA (2018 a 2027) e não apenas a Etapa 3. Lembrando-se, mais uma vez, que todas as atividades previstas para serem desenvolvidas nos demais projetos da empresa no Polo Pré-Sal da Bacia de Santos devem ser consideradas para definição desta estimativa anual, principalmente, quando existe a previsão de instalação e início da operação de diversos FPSOs no âmbito da Etapa 2 do Polo Pré-Sal ainda em 2018. Em seguida, deve ser destacada qual a contribuição da Etapa 3 para o aumento estimado”.

Na resposta ao Parecer Técnico nº 171/2018-COPROD/CGMAC/DILIC, foi informado ainda que:

“Atualmente ocorrem em média 40 movimentos diários de pouso de decolagem (20 decolagem + 20 pousos) no aeroporto de Jacarepaguá durante as cerca de 12 horas de operação diárias (entre 6h30 e 18h30), e em média 36 movimentos diários de pouso de decolagem (18 decolagem + 18 pousos) no aeroporto de Cabo Frio durante as cerca de 12 horas de operação diárias (entre 6h30 e 18h30).”

Para ilustrar as rotas realizadas pelas aeronaves quando próximas aos aeroportos mencionados, foram apresentadas no Anexo II as Cartas de Aproximação Visual de Jacarepaguá/RJ e de Cabo Frio/RJ.

II.2.4.6.3 – Instalação do Sistema de Coleta (Produção, Serviço e Umbilical) e Escoamento de Gás

A PETROBRAS confirmou que, assim como os TLD, SPA e DP, as interligações dos Pilotos de Produção também serão através de dutos e umbilicais submarinos lançados por embarcações PLSV dotadas de ROV e seguindo 3 (três) tipos de estratégias de lançamento: *S-Lay*, *J-Lay* e *Reel Lay*.

II.2.4.6.4 – Equipamentos Submarinos

Conforme solicitado, a PETROBRAS apresentou informações sobre os MSIAG, *manifold* que interliga poços para injeção alternada de água e gás.

II.2.4.6.5 – Rotas das Embarcações de Apoio Durante a Instalação

Conforme solicitado, foram apresentados mapas (Anexos II.2-3 e II.2-4) com a área de navegação entre a Baía de Guanabara e o Polo Pré-Sal da Bacia de Santos baseada em dados do PMTE-BS dos anos de 2015 e 2016 e incluindo a indicação do Porto de Vitória – BAVIT/ES como base de apoio.

II.2.4.6.6 – Duração e Periodicidade das operações de instalação

A PETROBRAS esclareceu que a estimativa apresentada na tabela *“II.2.4.6.6-1 – Estimativa da utilização de embarcações na instalação de cada TLD, SPAs e Piloto de Produção de Curta Duração com o FPSO Cidade de São Vicente”* (EIA Rev00) *“foi feita baseada no número de linhas necessárias para ancorar o FPSO BW Cidade de São Vicente. Se for adotado outro FPSO, na ocasião do requerimento da licença de instalação, serão apresentadas as informações específicas”*.

II.2.4.8 – Descrição das Operações de Apoio Naval durante a Operação

As complementações relacionadas a este item foram consideradas no item II.2.4.5.3 do presente parecer técnico.

II.2.4.11 – Efluentes Gerados durante a Operação das Unidades de Produção

II.2.4.11.5 – Efluentes da Unidade de Remoção de Sulfatos (URSO)

O volume total descartado como rejeito da unidade corresponde a 25% do fluxo de água do mar captada. Na resposta ao Parecer Técnico nº 23/2018-COPROD/CGMAC/DILIC a PETROBRAS confirmou os valores indicados na Tabela II.2.4.11.5-1 do EIA Rev00, ou seja: 10.487 m³/dia, para o caso do FPSO Replicante, e 13.990 m³/dia, para o caso do FPSO Teórico, na vazão de descarte do rejeito da URS.

II.2.4.14 – Caracterização das Emissões Atmosféricas Durante a Operação das Unidades de Produção

Conforme solicitado, foram apresentadas estimativas das principais emissões previstas (Tabela 7), com a ressalva de que:

“Devido às incertezas intrínsecas ao atual grau de maturidade dos projetos em questão e considerando que esta caracterização é preliminar visando subsidiar análise da viabilidade ambiental deste conjunto de projetos, (...) tais estimativas serão reavaliadas e submetidas ao longo deste processo de licenciamento, quando do requerimento das licenças de instalação de cada projeto específico, considerando as informações mais atualizadas.”

Com relação à elevada emissão de gases de efeito estufa devido à turbocompressão nos FPSO de Libra – cerca de 20 vezes maior que a prevista para os outros FPSO –, a PETROBRAS esclareceu que:

“O bloco de Libra (cuja porção noroeste é agora o Campo de Mero, após a declaração de comercialidade), apresenta RGO e teores de CO₂ no gás produzido mais elevados quando comparado a outras áreas do Pré-sal da Bacia de Santos. Como consequência, a vazão de gás produzido que é tratado e comprimido no FPSO são maiores - 12 milhões de m³ por dia, contra aproximadamente 6 milhões de m³ por dia dos demais projetos sendo licenciados no presente processo. Para lidar com essa maior vazão de compressão, a saída encontrada que apresenta maior eficiência energética e melhor aproveitamento de espaço no FPSO foi utilizar turbocompressores em maior número e porte no FPSO.

(...) O uso de turbocompressores em plantas de grande capacidade de compressão de gás pode ser favorável ao otimizar o uso de espaço no FPSO e a eficiência energética, ao eliminar perdas de transferência de energia elétrica. As estimativas apresentadas consideram diferentes opções de configuração de geração elétrica e turbocompressão. A confirmação desses valores será possível após detalhamento do projeto, o que se dará nas fases seguintes.”

Consideram-se os esclarecimentos insuficientes para justificar as diferenças observadas, de modo que, solicita-se maior detalhamento das informações para demonstrar mais claramente as causas destas diferenças e justificar os valores informados.

II.2.4.15 – Plano de Comissionamento

Especificamente com relação aos valores de queima extremamente elevados nos projetos de Libra, foi solicitado pelo Parecer Técnico nº 23/2018-COPROD/CGMAC/DILIC um detalhamento das estimativas, “bem como a revisão dos projetos de modo a reduzi-las”. A resposta ao parecer esclareceu que:

“As características do Reservatório de Libra (...) requerem que as unidades de produção de óleo e gás natural tenham projetos diferentes quando comparados às unidades já em operação na Bacia de Santos.

Os FPSOs Teóricos previstos para operar os Projetos Piloto de Libra, DP de Libra 2NW e DP de Libra 3NW (atualmente denominados de Mero 1, Mero 2 e Mero 3) possuirão capacidade de compressão de gás de 12.000.000 m³/dia de gás, duas vezes maior que a capacidade de compressão de gás do FPSO Replicante (...). Entretanto, a capacidade de processamento de óleo não segue essa mesma proporção, sendo que as vazões dos FPSOs de Libra possuirão capacidade de 180.000 bpd, apenas 20% maior do que a capacidade de processamento de óleo do FPSO Replicante.

A necessidade de uma maior capacidade de compressão advém de características do Reservatório específicas a Libra, notadamente a maior RGO (Razão Gás-Óleo). Assim, para produzir e disponibilizar ao país uma mesma quantidade de óleo, em Libra é necessário produzir e comprimir

uma maior quantidade de gás. A maior vazão das unidades de compressão e processamento de gás requerem naturalmente maiores volumes de gás para a estabilização e o ajuste de parâmetros, antes que se possa considerá-las estáveis e comissionadas.

Além disso, outra característica de Libra também a difere das demais áreas e campos: a concentração de CO₂ no gás produzido, que é superior às concentrações de CO₂ nas correntes de gás das FPSOs atualmente em operação. Os valores de porcentagem em massa de gases de efeito estufa nas correntes de gás que constam na Tabela II.2.4.14.3-1 do EIA para o Piloto de Libra, DP de Libra 2 NW e DP de Libra 3 NW, devem ser retificados para 61,1% de CO₂ e 21,6% de CH₄. (...) Essas elevadas concentrações não permitem adotar uma medida de otimização comumente adotada em outros projetos nos FPSOs de Libra conforme informado na seção II.2.4.15.1 do EIA:

'De modo a reduzir o tempo requerido para o início da injeção de gás, está sendo considerado para o Projeto Etapa 3 que as etapas referentes à remoção de CO₂ do gás produzido, onde aplicável, somente serão comissionadas a posteriori, antes da exportação do gás.'

Exige-se algumas alterações na sequência típica de comissionamento conforme também apresentado na seção II.2.4.15.1, e aqui reproduzida:

'No caso do Piloto de Libra e dos DPs de Libra 2 NW e Libra 3 NW, a concentração de CO₂ no gás produzido, de acordo com dados de reservatórios preliminares, não permite o consumo como gás combustível diretamente. É necessário comissionar o sistema de remoção de CO₂ para tornar o gás produzido em gás capaz de ser consumido pelos diversos consumidores no FPSO. Assim, a sequência prevista de comissionamento para os FPSOs de Libra é:

- Sistema de separação*
- Sistema de tratamento e armazenamento do óleo*
- Sistema de compressão principal*
- Sistema de remoção de H₂S do gás, onde aplicável*
- Sistema de desidratação*
- Sistema de ajuste do ponto de orvalho de hidrocarbonetos*
- Sistema de remoção de CO₂*
- Sistema de compressão de CO₂*
- Sistema de gás combustível*
- Sistema de compressão de gás para injeção*
- Sistema de recuperação de vapores.'*

(...) A necessidade de gás para comissionamento de cada unidade de compressão ou processamento é definida a partir da capacidade nominal dessa mesma unidade. Conforme citado acima, as capacidades de compressão e processamento de gás produzido dos FPSOs de Libra são duas vezes maiores do que as demais unidades. Juntando-se ao fato da maior limitação em otimização de sequência de comissionamento, as estimativas preliminares para queima de gás durante a fase inicial de produção resultam em 382 milhões de metros cúbicos.

A Petrobras entende que com o detalhamento do projeto do FPSO será possível otimizações no planejamento das atividades de comissionamento, bem como estimativas mais precisas para a necessidade de queima de gás e da emissão de gases de efeito estufa. "

Conforme observado, a resposta buscou explicar o porquê das elevadas emissões nos projetos de Libra, mas não explorou possibilidades de reduzi-las, conforme solicitado. Solicitam-se, portanto:

- Avaliação de alternativas de projeto que permitam a redução das queimas, como, por exemplo, a redução da capacidade de produção dos FPSO ou a alteração no número e capacidade dos compressores;

- Comparação das emissões estimadas para os projetos de Libra considerando a sequência de comissionamento proposta pela PETROBRAS com as emissões caso o comissionamento priorizasse a reinjeção, conforme previsto para outros DP; e

- Avaliação de medidas que possibilitem antecipação da reinjeção de gás.

Com relação a este último ponto, observa-se que os comissionamentos realizados em outras unidades do pré-sal indicam a possibilidade de algumas ações serem realizadas ainda antes do início da produção, conferindo maior rapidez ao comissionamento. Solicita-se que sejam informadas quais ações poderiam ser desta forma antecipadas e as consequências desta antecipação para os planos de comissionamento (de todos os projetos e não apenas dos projetos de Libra), com foco na redução das emissões.

Considerando que os DP de Búzios 5 e Atapu 2 apresentam concentrações mássicas similares às informadas para Libra, solicita-se que seja informado se estes e, eventualmente, outros DP também seguirão a sequência de comissionamento que prioriza os sistemas de separação do CO₂ em detrimento dos sistemas de reinjeção.

II.2.4.17 – Operações de Alívio e Rotas dos Navios Aliviadores

A Tabela II.2.4.17-1 do EIA foi complementada com os dados das operações de alívio realizadas no Polo Pré-Sal da Bacia de Santos no período de janeiro/2016 a dezembro/2017.

Na resposta ao Parecer Técnico nº 171/2018-COPROD/CGMAC/DILIC, a PETROBRAS ratificou o compromisso de acionar os recursos do PEVO-BS no caso de incidentes de vazamento de óleo gerados durante a navegação dos navios aliviadores, indicando que *“o atendimento será através do P&I Club, que poderá dispor dos recursos dos Centros de Defesa Ambiental (CDA) e suas Bases Avançadas (BAV), em casos de cenários com impactos costeiros, quando acionados de forma complementar”*.

II.2.4.18 – Perspectivas e Planos de Expansão da Produção

Em relação às expectativas voltadas para o planejamento e implementação de uma nova etapa de desenvolvimento do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos nos próximos anos, a PETROBRAS informou que:

“Com os resultados obtidos pela Petrobras sobre as 2ª e 3ª rodadas de partilha, somados aos resultados da 15ª rodada de licitações de blocos de concessão, com os possíveis resultados favoráveis da 4ª rodada de partilha marcada para junho/2018, abrem-se novas frentes de trabalhos exploratórios, cujos resultados poderão requerer, nos próximos anos, necessidade de novo processo de licenciamento ambiental no Polo Pré-sal da Bacia de Santos.”

II.2.4.20 – Estimativa da criação de novos postos de trabalho

O EIA Rev00 informou que nas etapas de planejamento e instalação não haverá a criação de novos postos de trabalho. Por sua vez, na etapa de operação, a expectativa seria da criação de cerca de 4.000 novos postos de trabalho nas unidades afretadas e que *“outros 1.500 profissionais próprios serão remanejados de outros projetos da PETROBRAS”*.

Na resposta ao Parecer Técnico nº 23/2018-COPROD/CGMAC/DILIC, a PETROBRAS apresentou informações de modo a justificar os números apresentados.

II.6.2 – Modelagem da Dispersão de Óleo e da Dispersão de Efluentes

Anexo II.6.2-1 – Modelagem de Dispersão de Óleo

A presente análise se refere às informações entregues no Relatório de Modelagem de Dispersão de Óleo para a Atividade de Produção e Escoamento de Óleo e Gás do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos – Etapa 3, Revisão 01, julho 2018, encaminhado pela carta UO-BS 0642/18 (SEI nº 3632006). O relatório foi elaborado seguindo o preconizado no Termo de Referência CGPEG/DILIC/IBAMA nº 011/2015, no Parecer Técnico nº 23/2018 COPROD/CGMAC/DILIC e em pareceres técnicos anteriores referentes as análises das modelagens das unidades da atividade de produção e escoamento de óleo e gás do polo pré-sal da Bacia de Santos – Etapa 2.

A análise foi realizada a partir das informações prestadas nos relatórios apresentados pela empresa, uma vez que a CGMAC/DILIC/IBAMA não possui os programas e as ferramentas necessárias para executar a modelagem.

Este parecer segue a itemização dos documentos Relatório de Modelagem de Dispersão de Óleo para a Atividade de Produção e Escoamento de Óleo e Gás do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos – Etapa 3, Revisão 01, julho 2018.

I- Introdução

Foi informado que arquivos *shapefile* das simulações probabilísticas e determinísticas, ilustrações em *.PDF*, arquivos de saída do modelo de óleo, bem como animações das simulações determinísticas mais críticas foram apresentadas em arquivo digital. Entretanto não foram apresentados os arquivos de saída e só constam as animações para dois dos cenários determinísticos. Solicita-se a apresentação dos arquivos de saída contendo informações de balanço de massa e a complementação das animações das simulações determinísticas críticas.

As simulações de derrame de óleo foram conduzidas utilizando o modelo OSCAR. Foram simulados vazamentos na superfície em 7 (sete) pontos de risco. Os pontos foram determinados considerando os limites dos blocos de exploração e campos de produção dos projetos licenciados no Etapa 3. Solicita-se que a empresa justifique a escolha dos pontos de risco, considerando a representatividade dos projetos dos empreendimentos do Etapa 3, e que esta informação conste no estudo revisado.

II– Dados de Entrada

A tabela II-1 apresentou os parâmetros numéricos utilizados como entrada na modelagem de óleo. Para o parâmetro número de partículas foi informado que para os derrames de pequeno, médio e pior caso foram utilizadas 1000/6000 e 30000 partículas em superfície e em coluna d'água. O valor de deriva do vento utilizado foi de 3,5 (%).

II-1 Pontos de Modelagem e Volumes de Derrame

Nesta seção foram apresentadas, em forma de tabela, as posições dos pontos de risco utilizados na modelagem com informação da proveniência dos óleos considerados de cada projeto da Etapa 3 e a profundidade local dos pontos considerados. Na figura I-1 foi apresentada a localização dos pontos considerados na modelagem. Solicita-se que o mapa mostre também a localização das Unidades Marítimas (UM) dos empreendimentos do Etapa 3 (TLD, SPAs, Pilotos, DPs e sistemas de escoamento), e o *shapefile* de localização das UM e dos pontos de risco, de forma a facilitar a interpretação da representatividade dos pontos de risco utilizados na modelagem.

Os volumes utilizados nas simulações foram definidos segundo a Resolução do CONAMA nº 398/08, a saber:

- Pequeno: 8,0 m³;
- Médio: 200,0 m³; e
- Pior caso: 450.000 m³, considerando o afundamento da unidade e vazamento total de sua capacidade de estocagem.

Para os vazamentos de 8 m³ e 200 m³ se considerou vazamento instantâneo, já para as simulações de pior caso se considerou vazamento contínuo no período de 24 h, sendo que se considerou que todos os vazamentos se deram na superfície.

II.2 – Campo de Corrente

Para a modelagem de dispersão de óleo foram utilizados os campos de correntes gerados a partir da base hidrodinâmica elaborada no âmbito da Rede Temática de Modelagem e Observação Oceânica (REMO), que se estende de 12°S a 34°S e 54°O a 32°O, com uma grade numérica de resolução horizontal nominal de 1/24°, correspondendo a um espaçamento de, aproximadamente, 4,0 a 4,5 km, e no eixo vertical foi discretizado em 21 camadas de densidade *sigma theta*. Esta base hidrodinâmica foi confeccionada utilizando o modelo HYCOM para os anos de 2004 a 2010 (7 anos). Por não possuir uma análise detalhada dos campos de subsuperfície considera-se que a base reproduz os padrões de correntes superficiais e as de fundo com incertezas. No estudo em questão o ano de 2004 foi o selecionado para representar os campos de correntes da Bacia de Santos por ter proporcionado o menor tempo para a chegada do óleo na costa no período de inverno e no período de verão. A profundidade mínima

informada adotada na modelagem hidrodinâmica foi de 5m. O ano de 2004 foi dividido em dois períodos de seis meses cada, um de janeiro a junho e outro de julho a dezembro de 2004.

II.3 – Campo de Ventos

Como campo de ventos foi utilizada a Reanálise-II do NCEP/NCAR, que é um conjunto de assimilação de dados de escala global, que apresenta escala espacial de 2,5° e temporal de 6 horas. A empresa informou que não realizou qualquer tipo de pós-tratamento sobre os dados, como interpolações, filtros ou médias. Foram apresentados nas Figuras II-2 e II-3, respectivamente, um instante típico de verão e um instante de chegada de um sistema frontal, mais frequente, na região. Foi informado que o campo de vento se estendeu aproximadamente de 18°S a 34°04'00"S e 54°O a 35°O, conforme solicitado no parecer anterior.

II.4 Perfil de Salinidade e Temperatura

Os dados de temperatura e salinidade utilizados na modelagem de óleo foram extraídos do Atlas Eletrônico de dados WOA135, que compila dados do NODC e da NOAA e interpola com uma resolução horizontal de 1/4°. A partir dos dados interpolados foram utilizados os perfis verticais de temperatura e salinidade médias para cada período de seis meses modelados, em cada ponto de vazamento considerado.

II.5 – Domínio Modelado e Batimetria

Foi informado que a linha de costa foi obtida do Projeto Marem (IBP, 2016) e que foi definida uma *grade habitat* com resolução de aproximadamente 1,4 a 1,7 km no eixo horizontal, e no eixo horizontal foi discretizada em 13 camadas sendo a primeira de 2m e as demais a cada 29 m, sendo as demais dimensões descritas na Tabela II-4. A Empresa informou, conforme solicitado no parecer anterior, que os campos de corrente e vento possuem diferentes resoluções, mas foram interpolados linearmente no Oscar.

II.6 – Tipos de Costa

A definição dos tipos de costa para a região foi feita com base nos mapas de sensibilidade elaborados para o PEVO-BS. Informou-se que foi realizado um balizamento entre os citados tipos de costa e os tipos de costa disponíveis no modelo OSCAR, com isto a empresa informa que atribuiu às células representativas de linha de costa os seguintes tipos de costa: costões rochosos, praias de seixos, praias arenosas, planícies de lama e ambientes vegetados de inundação. Foi apresentado no anexo digital, mapa em .PDF com o detalhamento da linha de costa.

II.7 Características do Produto Utilizado

Segundo descrito no estudo, as informações de óleo foram obtidas através de testes já realizados na fase de perfuração, TLD ou DP de projetos das áreas de Sagitário (P1), Itapu (P2), Búzios (P3), Atapu (P4), Bracuhy (P5), Lula (P6) e Lapa (P7), que estão localizados próximos da área do Etapa 3 e possuem reservatórios semelhantes. No item II.2.4.13.1 – Óleo Produzido, na Caracterização da Atividade do Estudo de Impacto Ambiental, são descritos os óleos característicos esperados para os diferentes projetos da Etapa 3, porém os óleos diferem dos apresentados neste relatório para os pontos 1 (Sagitário) e 7 (Lapa). Solicitam-se esclarecimentos sobre os óleos utilizados para as modelagens nos pontos P1 e P7 e que seja apresentada uma figura e o *shapefile* com a localização dos poços dos óleos que serviram de referência em conjunto com a localização dos pontos de risco.

Para cada óleo, foi apresentado pela PETROBRAS o nome, ponto a que se refere, grau API, densidade, viscosidade dinâmica, ponto de fluidez máximo e curva de destilação PVE. Segundo informado estes dados foram adicionados ao modelo que buscou um óleo com características similares em seu banco de dados. Além das informações acima também foi apresentada tabela com a composição final do óleo, após incorporação das informações da curva PEV no banco de dados do Oscar.

O óleo proveniente do ponto 1 (32,3°API) representa o óleo mais leve seguido do óleo do ponto 2 (29,3°API), enquanto que o óleo mais pesado é o proveniente do ponto 5 (17,7°API) seguido do ponto 7 (23,6°API).

II.8 – Critérios de Parada Adotados nas Simulações

Em todos os casos se adotou como critério de parada do modelo o período de 30 dias após o término do vazamento, desta forma os vazamentos de 8 m³ e 200 m³ foram simulados por 30 dias e os de pior caso por 31 dias. Como critério de existência de óleo na superfície se adotou a espessura de 0,0003 mm, a partir do qual o óleo não mais era considerado nas saídas gráficas do modelo.

II.9 – Resumo dos Cenários Simulados

Foi informado que foram conduzidas uma série de 1000 simulações para incorporar a variabilidade das forçantes meteorológicas e oceanográficas, correspondendo a uma simulação determinística a cada 4 horas. A análise do número de simulações foi apresentada no Anexo C do relatório.

O primeiro período simulado foi o de janeiro a junho, e o segundo de julho a dezembro utilizando todo o período anual de 2004 para a inicialização das simulações, conforme solicitado por esta coordenação no parecer anterior.

Os cenários considerados nas simulações probabilísticas e determinísticas foram apresentados nas tabelas II-21 a II-25.

III – Resultados da Modelagem de Derrame de Óleo

Foi informado que todos os resultados são apresentados considerando o corte de espessura de 0,0003 mm na superfície da água, mas que não ocorre corte de espessura na coluna d'água. Os resultados para o óleo na superfície e na coluna d'água foram calculados de forma segregada, sendo o óleo transferido entre os compartimentos independente da sua espessura. O toque de óleo foi registrado somente quando o óleo da superfície atingiu a célula de costa.

III.1 Simulações Probabilísticas

Como foram 7 pontos de risco, os resultados foram apresentados individualmente para cada ponto, volume e período e, também de forma integrada considerando os respectivos cenários. Solicita-se esclarecimento sobre como foi realizada a integração dos resultados considerando que só foi informado que ocorreu a partir da sobreposição dos contornos com probabilidade de ocorrência de óleo.

Os resultados das simulações probabilísticas foram disponibilizados para cada cenário individual na forma de tabelas dos resultados críticos, representações gráficas com os intervalos de probabilidade da ocorrência de óleo na superfície e na coluna d'água integrado e da tabela diagrama *boxplot* com o resumo dos balanços de massa. As tabelas de resultados por ponto foram apresentadas em arquivo digital. Solicita-se a complementação dos resultados com as representações gráficas contendo o tempo de deslocamento do óleo, massa máxima de óleo na costa e tempo mínimo para a chegada de óleo na costa.

Os resultados das simulações probabilísticas para os cenários integrados foram disponibilizados em forma de tabelas e representações gráficas, apresentando os intervalos de probabilidade da ocorrência de óleo na superfície, na coluna d'água para diferentes profundidades e na costa, além de contornos de tempo de deslocamento, tempo mínimo de toque de óleo na costa e massa máxima de óleo na costa, separados pelo volume de óleo derramado e período modelado.

Para os vazamentos de 8 m³ não ocorreu toque de óleo na costa em nenhum dos 7 pontos modelados.

Para vazamentos de 200 m³ ocorreu toque de óleo na costa nos pontos P1, P2, P3 e P7, sendo que destes o cenário que apresentou o menor tempo ocorreu no ponto P3, com chegada do óleo na costa em 124 horas no município de Maricá, RJ, para o período de Julho a Dezembro (JASOND).

Dentre todos os cenários modelados o que apresentou o menor tempo de toque de óleo na costa ocorreu para o pior caso, no período de julho a dezembro, também para o ponto P3, com chegada de óleo na costa em 118 horas, no município de Saquarema, RJ. A maior probabilidade ocorreu no período de janeiro a julho, para o ponto P2, com probabilidade 29,4 % e chegada do óleo também no município de Saquarema, RJ.

Os maiores volumes de óleo na costa ocorreram nos cenários de pior caso, sendo o maior volume de 32.587,1524 ton/Km ocorrendo no período de janeiro a julho para o ponto P3, chegando em Cabo Frio, RJ.

A maior extensão de toque na costa, considerando os 7 pontos modelados, ocorreu para o pior caso no período de julho a dezembro, para vazamento proveniente do ponto P3, atingindo 2.517,5 Km de costa entre Armação de Búzios - RJ e Palmares do Sul – RS.

Para os cenários integrados, os menores tempos para a chegada do óleo na costa assim como as maiores probabilidades são referentes aos mesmos cenários já descritos acima. Já a maior extensão de toque considerando os cenários integrados é de 3.379,0 Km de costa entre Ilha Feia em Armação de Buzios - RJ e São José do Norte– RS para o período de janeiro a junho.

Na tabela 1, abaixo, está o resumo com os menores tempos para a chegada do óleo na costa e as maiores probabilidades para todos os pontos nos cenários de pior caso.

Tabela 1: Resumo com o menor tempo para toque de óleo na costa e maior probabilidade para cada ponto modelado para o cenário de pior caso:					
Ponto	Toque na Costa	Período	Tempo (h)	Probabilidade (%)	Município
P1	Menor tempo	JFMAMJ	314	1,8	Ilhabela/Ilha de Búzios – SP
P1	Maior probabilidade	JFMAMJ	353	18,3	Florianópolis / Ilhas Moleques do Sul
P1	Menor tempo	JASOND	333	3,6	Arraial do Cabo
P1	Maior probabilidade	JASOND	436	20,4	Florianópolis / Ilhas Moleques do Sul
P2	Menor tempo	JFMAMJ	216	29,3	Arraial do Cabo / Ilha Cabo Frio
P2	Maior probabilidade	JFMAMJ	280	29,4	Saquarema
P2	Menor tempo	JASOND	198	8,3	Arraial do Cabo / Ilha Cabo Frio
P2	Maior probabilidade	JASOND	553	29,3	Florianópolis / Ilhas Moleques do Sul
P3	Menor tempo	JFMAMJ	215	7,7	Maricá / Ilhas Maricás
P3	Maior probabilidade	JFMAMJ	309	17,8	Arraial do Cabo / Ilha Cabo Frio
P3	Menor tempo	JASOND	118	21,0	Saquarema
P3	Maior probabilidade	JASOND	448	21,4	Peruibe / Ilha Queimada Grande
P4	Menor tempo	JFMAMJ	360	15,3	Saquarema
P4	Maior probabilidade	JFMAMJ	386	20,4	Arraial do Cabo / Ilha Cabo Frio
P4	Menor tempo	JASOND	244	11,7	Ilhabela
P4	Maior probabilidade	JASOND	358	12,0	Saquarema
P5	Menor tempo	JFMAMJ	565	2,8	Arraial do Cabo / Ilha Cabo Frio
P5	Maior probabilidade	JFMAMJ	589	2,9	Angra dos Reis / Ilha de Jorge Grego
P5	Menor tempo	JASOND	488	5,4	Arraial do Cabo / Ilha Cabo Frio
P5	Maior probabilidade	JASOND	616	8,6	Imbituba / Ilha Tacami
P6	Menor tempo	JFMAMJ	502	6,1	Arraial do Cabo / Ilha Cabo Frio
P6	Maior probabilidade	JFMAMJ	502	6,1	Arraial do Cabo / Ilha Cabo Frio
P6	Menor tempo	JASOND	433	1,0	Araruama
P6	Maior probabilidade	JASOND	464	14,2	Florianópolis / Ilhas Moleques do Sul
P7	Menor tempo	JFMAMJ	503	12,1	Florianópolis / Ilhas Moleques do Norte
P7	Maior probabilidade	JFMAMJ	532	14,6	Florianópolis / Ilha das Aranhas
P7	Menor tempo	JASOND	380	20,2	Florianópolis / Ilhas Moleques do Norte
P7	Maior probabilidade	JASOND	396	22,3	Florianópolis / Ilhas Moleques do Sul

No Item III.1.2 solicita-se a substituição do texto “Para atendimento do Termo de Referência 9 (...) com tempo de toque acima de 60 horas” para tempo de toque abaixo de 60 horas.

A Empresa informou que não foi possível atender a solicitação constante no Termo de Referência CGPEG/DILIC/IBAMA nº 011/15 e que não considerou os resultados das células adjacentes a costa como toque uma vez que não existe uma saída direta no Oscar ou uma rotina para coletar estas informações. **Mesmo considerando que a obtenção manual dos dados das células adjacentes possa incorrer em erros, a não utilização desta informação pode subestimar o óleo que atinge a costa.**

Pelas Figuras apresentadas com os resultados da modelagem de derrame de óleo para a coluna d’água foi possível verificar que o óleo está presente normalmente em uma área maior na coluna d’água do que na superfície. Este fato pode ser devido ao modelo Oscar, conforme informado, não considerar uma espessura mínima de corte para o óleo na coluna d’água, como ocorre em superfície. As tabelas integradas dos resultados das simulações probabilísticas para os municípios com probabilidade de toque do óleo são apresentadas somente para o óleo presente na superfície uma vez que é informado que o modelo não gera estas informações considerando o óleo presente na coluna d’água. No caso da modelagem em questão, em que uma fração significativa do óleo está presente na coluna d’água, e que esta fração não está sendo considerada uma vez que o modelo não contabiliza o toque na costa do óleo presente na coluna d’água, pode ocorrer uma avaliação subestimada do óleo que chega na costa. A partir

da análise dos arquivos tipo “*shapefile*” para os cenários de pior caso, foi possível verificar que a probabilidade de óleo da coluna d’água que atinge a célula imediatamente abaixo da célula de superfície de costa, ultrapassa os 30% em alguns casos. **Desta forma deve-se considerar o óleo presente na coluna d’água nestas células até a profundidade de 31 m e nas células de superfície adjacentes a costa, para o cálculo das probabilidades de toque na costa. Estes resultados devem estar presentes em tabelas e figuras e, caso resultem em alterações significativas, devem ser considerados para a definição da área de estudo, diagnóstico, análise de vulnerabilidade e identificação dos componentes com valor ambiental e análise de risco. Os estudos que sofrerem alterações significativas, em decorrência da alteração na apresentação dos resultados da modelagem, deverão ser revistos e reapresentados. Para os próximos estudos de modelagem de óleo estas considerações deverão ser seguidas.**

III.2 Simulações Determinísticas Críticas

Foram apresentadas as simulações determinísticas que indicaram os menores tempos para toque de óleo na costa e também aquelas que apresentaram maiores massas de óleo na costa. Estas simulações determinísticas foram realizadas considerando todos os pontos de risco, volumes de derrame e período do campo de correntes.

Dentre os cenários determinísticos críticos, para vazamentos de volume médio no período de janeiro a junho, o que apresentou o menor tempo de toque na costa foi o que teve início em 28.5.2004 atingindo a Ilha Cabo Frio (Arraial do cabo, RJ) em 265 horas, e foi proveniente do ponto 2. Para o período de julho a dezembro o que apresentou o menor tempo de toque na costa foi o que teve início em 8.8.2004 atingindo o município de Maricá (Rio de Janeiro, RJ) em 124 horas, sendo proveniente do ponto 3. Já o cenário que representou a maior área de deslocamento do óleo foi proveniente do ponto 7, percorrendo 16.572,0 Km² e ocorreu no período de julho a dezembro. Os resultados para os cenários determinísticos críticos com vazamento de pior caso foram reproduzidos na Tabela 1.

Nos gráficos de balanço de massa não foi apresentada a fração biodegradada do óleo. A empresa informou que as taxas de biodegradação do óleo no OSCAR foram zeradas, não considerando este processo, conforme solicitação desta Coordenação em pareceres anteriores.

Pelos gráficos de balanço de massa foi possível verificar que os maiores percentuais de evaporação (em torno de 40%) se apresentam para os óleos mais leves, conforme esperado, provenientes dos pontos P1 e P2, que também representam os pontos mais próximos a costa. Já os óleos mais pesados, provenientes do ponto P5 seguido do ponto P7, apresentaram as menores taxas de evaporação (em torno de 13 a 25%) e a maior quantidade de óleo na superfície e na coluna d’água ao final da simulação, variando de 45,8 % a 63% de óleo na superfície ao final da simulação nos cenários de pior caso. Para a maior parte dos cenários modelados, o óleo presente na coluna d’água ao final das simulações foi o que apresentou os maiores percentuais. Como o modelo OSCAR considera/calcula que apenas o óleo em superfície pode atingir a costa, e observando o padrão de alto percentual de óleo em coluna d’água pode-se considerar que um dos motivos para que as simulações apresentem baixas probabilidades de toque de óleo na costa é a tendência geral de entranhamento deste óleo em coluna d’água.

Diante dos resultados das simulações probabilísticas que mostraram a tendência do óleo em entranhar em coluna d’água, recomenda-se que a Petrobras considere estas características de deriva e intemperismo do óleo para a confecção de suas estratégias de atendimentos à emergência de derrame de óleo no mar.

Foi informado que a profundidade máxima alcançada pelo óleo para os volumes modelados foi de 118m, 147m e 235m respectivamente.

Foram apresentadas figuras para demonstrar as condições meteorológicas e oceanográficas para as simulações determinísticas críticas, porém a resolução destas não está adequada para a visualização. Solicita-se a reapresentação das figuras em escala maior com resolução apropriada.

IV. Conclusão

Das informações apresentadas no Relatório de Modelagem de Dispersão de Óleo para a Atividade de Produção e Escoamento de Óleo e Gás do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos – Etapa 3, Revisão 01, julho

2018, solicita-se a apresentação do estudo revisado, com as complementações e esclarecimentos requeridos ao longo do parecer, para dar prosseguimento a análise do relatório de modelagem.

III – CONSIDERAÇÕES GERAIS

O Parecer Técnico nº 23/2018-COPROD/CGMAC/DILIC havia solicitado a apresentação do estudo realizado pelo Centro de Pesquisas Leopoldo A. Miguez de Mello da PETROBRAS (CENPES) que constata a ausência de registros de coral-sol em 20 estações investigadas na Baía de Guanabara, incluindo ambientes naturais e artificiais. A resposta informa que o referido estudo consta do Anexo II.6.1.2.1-1, que, no entanto, não foi encontrado no documento apresentado. Reitera-se a necessidade de apresentação.

IV – CONCLUSÃO

O presente parecer técnico apresenta a análise dos itens II.2 – Caracterização da Atividade e II.6.2 – Modelagem da Dispersão de Óleo e da Dispersão de Efluentes, que contém informações básicas, necessárias à análise dos demais itens das respostas apresentadas pela PETROBRAS aos Pareceres Técnicos nº 23/2018 e 171/2018-COPROD/CGMAC/DILIC-IBAMA.

Assim, as solicitações constantes deste presente parecer técnico deverão ser atendidas para a continuidade da análise dos documentos apresentados pela PETROBRAS para subsidiar o processo de licenciamento ambiental da “Atividade de Produção e Escoamento de Óleo do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos – Etapa 3”.

Atenciosamente,



Documento assinado eletronicamente por **CARLOS EDUARDO MARTINS SILVA, Analista Ambiental**, em 05/12/2018, às 11:41, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



Documento assinado eletronicamente por **GUILHERME AUGUSTO DOS SANTOS CARVALHO, Analista Ambiental**, em 05/12/2018, às 12:22, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



Documento assinado eletronicamente por **ANA PAULA PINTO FERNANDEZ, Analista Ambiental**, em 05/12/2018, às 13:07, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site <https://sei.ibama.gov.br/autenticidade>, informando o código verificador **3924256** e o código CRC **1BB510AC**.