

**Atividade de Produção
e Escoamento de Petróleo e Gás Natural do
Polo Pré-Sal
da Bacia de Santos - Etapa 2**

**Resposta ao Parecer Técnico
CGPEG/IBAMA N° 190/2014**

VOLUME 01

Revisão 00

Junho/2014



ÍNDICE GERAL

I -	INTRODUÇÃO.....	1
II -	ANÁLISE	1
	II.2 - Caracterização da Atividade	2
	II.2.2 - Histórico.....	4
	II.2.4 - Descrição das Atividades.....	29
	II.3 - Análise das Alternativas.....	108
	II.4 - Área de Estudo	109
	II.4.1 - Considerações Gerais	109
	II.4.2 - Área de Estudo dos Meios Físico e Bióticos.....	109
	II.4.3 - Área de Estudo do Meio Socioeconômico	112
	II.5 - Diagnóstico Ambiental.....	120
	II.5.1 - Meio Físico	120
	II.5.2 - Meio Biótico	178
	II.5.3 - Meio Socioeconômico.....	188
	II.5.4 - Análise Integrada e Síntese da Qualidade Ambiental	282
	II.6 - Identificação e Avaliação dos Impactos Ambientais.....	283
	II.6.1 - Diretrizes Metodológicas para Identificação e Avaliação dos Impactos Ambientais	283
	II.6.2 - Modelagem da Dispersão de Óleos e Efluentes.....	289
	II.6.3 - Análise dos Impactos Ambientais.....	293
	II.7 - MEDIDAS MITIGADORAS E COMPENSATÓRIAS.....	376
	II.7.1 - Projeto de Monitoramento Ambiental (PMA)	376
	II.7.2 - Projeto de Caracterização e Monitoramento do Nível de Ruído	385
	II.7.3 - Projeto de Monitoramento de Cetáceos	385
	II.7.4 - Projeto de Monitoramento de Praias (PMP)	386
	II.7.5 - Projeto de Monitoramento da Atividade Pesqueira (PMAP) ..	386
	II.7.6 - Projeto de Controle da Poluição (PCP)	387
	II.7.7 - Projeto de Comunicação Social.....	388
	II.7.8 - Projeto de Educação Ambiental (PEA).....	390
	II.7.9 - Projeto de Educação Ambiental dos Trabalhadores (PEAT) ..	391

II.7.10 - Projeto de Desativação	392
II.8 - Área de Influência	394
II.8.1 - Área de Influência dos Meios Físico e Biótico	394
II.8.2 - Área de Influência do Meio Socioeconômico.....	394
II.9 - Prognóstico Ambiental	395
II.10 - Análise e Gerenciamento de Risco	398
II.10.1 - Descrição das Instalações	398
II.10.2 - Análise Histórica de Acidentes Ambientais	403
II.10.3 - Identificação dos Cenários Acidentais	412
II.10.4 - Avaliação das Consequências	421
II.10.5 - Cálculo dos Riscos Ambientais	449
II.10.6 - Relação Tempo de Recuperação / Tempo de Ocorrência	451
II.10.7 - Revisão do Estudo de Análise de Riscos.....	451
II.10.8 - Plano de Gerenciamento de Riscos	452
II.11 - Plano de Emergência Individual.....	453
II.12 - Conclusão	460
II.13 - Bibliografia	461
II.14 - Glossário	461
II.15 - Anexos	461
II.16 - Equipe Técnicas.....	461

I - INTRODUÇÃO

Este documento apresenta as informações e esclarecimentos solicitados no Parecer Técnico CGPEG/IBAMA Nº 190/2014, emitido em 25 de abril de 2014, contendo a análise da Revisão 00 do Estudo de Impacto Ambiental – EIA da “Atividade de Produção e Escoamento de Petróleo e Gás Natural do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos – Etapa 2”, processo nº 02022.002141/11.

Visando facilitar a leitura do documento, buscou-se apresentar as respostas ou comentários e esclarecimentos de modo subsequente aos questionamentos e solicitações, respeitando a itemização original do referido Parecer Técnico.

II - ANÁLISE

A presente análise segue a itemização utilizada no Termo de Referência CGPEG/DILIC/IBAMA nº 002/13.

II.2 - CARACTERIZAÇÃO DA ATIVIDADE

II.2.1.5 - Características dos Poços

Foram apresentados mapas para ilustrar a localização dos poços nos blocos, campos e áreas (Figuras II.2.1.5-1 à II.2.1.5-6).

Nestes mapas, cabe notar que, na “Figura II.2.1.5-1”, existem poços interligados ao DP Lula Extremo Sul que se encontram fora dos limites do bloco.

Resposta/Esclarecimento: Em 03 de setembro de 2010, com base na Lei nº 12.276/10, foi celebrado com a União o Contrato de Cessão Onerosa, englobando os blocos de Franco, Florim, Entorno de Iara, Nordeste de Tupi, Sul de Tupi, Sul de Guará e Peroba (área contingente).

Em 2010, conforme exigido em resolução da ANP, a PETROBRAS comunicou à ANP a possibilidade de haver comunicação hidráulica entre o Campo de Lula, o Bloco Sul de Tupi e uma pequena área da União.

Com o término da perfuração do poço 4-RJS-698 (fevereiro de 2013), integrante do Programa Exploratório Obrigatório (PEO) de Sul de Tupi, foi confirmada a comunicação hidráulica entre o Campo de Lula e o Bloco Sul de Tupi. Em função disso, ainda no primeiro semestre de 2013, a PETROBRAS confirmou à ANP a necessidade de unitização entre estas áreas.

Em dezembro de 2013 foi submetida a Declaração de Comercialidade do Bloco Sul de Tupi, sendo proposto para o novo Campo o nome Sul de Lula.

O projeto de DP Lula Extremo Sul prevê o desenvolvimento da área extremo sul do Campo de Lula (Contrato BM-S-11) em conjunto com o Campo Sul de Lula (Contrato de Cessão Onerosa). O mesmo FPSO receberá a produção de ambas as áreas.

Dos 23 poços que constituem o Projeto Definitivo de Lula Extremo Sul, 13 poços estão localizados na área extremo sul do Campo de Lula (Bloco BM-S-11) e 10 poços estão no Campo Sul de Lula (Cessão Onerosa).

O Mapa revisado está apresentado no **Anexo II.2.1.5–A**.

Além disso, conforme se verificou na “Figura II.2.1.5-2”, para o DP Franco 1 e para o DP Franco Sul, assim como, na “Figura II.2.1.5-3”, para o DP Sapinhoá Norte, as unidades de produção estão localizadas distantes dos poços associados, implicando em rede mais extensa de dutos. Portanto, a empresa deve justificar adequadamente a localização de poços fora dos limites dos blocos e a distância maior ou menor destes poços para as respectivas unidades de produção.

Resposta/Esclarecimento: Uma maior aproximação entre a unidade estacionária de produção (UEP) e a malha de poços é benéfica para o projeto, tanto em redução de custo como na melhoria das condições de escoamento dos fluidos. Entretanto, aspectos construtivos dos poços (inviabilizando trajetórias direcionais) e as condições do leito marinho muitas vezes impedem ou restringem esta aproximação. No caso dos exemplos citados (DP Franco 1 e DP Sapinhoá Norte), após observadas tais restrições, o posicionamento das UEPs foi otimizado para o menor comprimento total possível das linhas submarinas.

Com relação aos poços, ainda, observa-se que para a fase 3 do SPA de Lula Oeste (Tabela II.2.1.5.2-2) e para a fase 1 do TLD NW Franco (Tabela II.2.1.5.1-1) estão previstos diâmetros internos e de revestimento idênticos, respectivamente, de 14 3/4 e 42 pol. Acredita-se que esta informação esteja equivocada, mas a empresa deve confirmar este entendimento, apresentando os valores corretos, ou esclarecer os motivos destes valores serem os mesmos.

Resposta/Esclarecimento: Para a fase 3 do SPA de Lula Oeste (Tabela II.2.1.5.2-2 do EIA/RIMA do Projeto Etapa 2) a informação correta é diâmetro de 14 ¾ pol com revestimento de 10 ¾ pol. A fase 1 do TLD NW Franco (Tabela II.2.1.5.1-1 do EIA/RIMA do Projeto Etapa 2) é de 42 pol com revestimento de 42 pol., pois neste poço a técnica utilizada para instalação deste revestimento é a de jateamento, na qual a execução do poço é simultânea com a instalação do revestimento.

II.2.1.7 - Cronograma Preliminar

Foram apresentados os cronogramas de implantação dos projetos (Tabelas II.2.1.7-1 à II.2.1.7-6). Na Etapa 2 do Pré-sal da Bacia de Santos, estão previstos:

- *7 (sete) SPA/TLDs, realizados de forma sequencial, em um prazo de cerca de 3 (três) anos (entre meados de 2014 e meados de 2017), com no máximo duas atividades simultâneas.*
- *13 DPs, estando previsto o início de operação do primeiro DP para 2014 (Sapinhoá Norte), 2 (dois) para 2015, 6 (seis) para 2016 e 4 (quatro) para 2017.*

Os cronogramas dos DPs indicaram um prazo máximo de dois meses entre o início da produção e a interligação do poço injetor de gás para início da reinjeção. Assim, cabe destacar que a CGPEG tem este compromisso como fundamental para o início da produção, como forma de minimizar as queimas de gás, principalmente considerando que em alguns DPs o prazo para instalação do gasoduto e início da exportação do gás chega a seis meses do início da produção.

Considerando o tempo decorrido desde a apresentação do EIA, solicita-se a reapresentação deste cronograma com as devidas atualizações.

Resposta/Esclarecimento:

O Cronograma está apresentado no **Anexo II.2.1.7-A**. Cronograma das Atividades do Projeto Etapa 2.

II.2.2 - Histórico

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

Foi apresentado o histórico das atividades petrolíferas realizadas anteriormente nos Blocos BM-S-9 e BM-S-11 e na área da Cessão Onerosa. Porém, não é compreensível a ausência de informações mais recentes sobre as atividades desenvolvidas nos Blocos BM-S-9 e BM-S-11, não havendo qualquer menção sobre as atividades já realizadas no âmbito da Etapa 1 do Pré-sal

(Processo IBAMA nº 02022.002287/2009). A última atividade mencionada para o Bloco BM-S-9 remonta a janeiro de 2012, enquanto que para o Bloco BM-S-11 não há qualquer registro após dezembro de 2010. Este item deve ser reapresentado apresentando um histórico atual das atividades realizadas no Polo Pré-Sal da Bacia de Santos.

Resposta/Esclarecimento: Segue o Histórico revisado como solicitado.

Bloco BM-S-9 (Campo de Sapinhoá e Área de Carioca)

As atividades exploratórias da PETROBRAS, na área do BM-S-9, se iniciaram na década de 70, com a aquisição de 572 km de sísmica 2D. Em 2001, as empresas PETROBRAS (45%), BG E&P Brasil Ltda (30%) e Repsol-Sinopec (25%) firmaram um consórcio e assinaram contrato de concessão exploratória do Bloco BM-S-9, junto a Agência Nacional de Petróleo e Biocombustíveis (ANP), ficando a PETROBRAS como operadora do consórcio.

Entre 2001 e 2002, o consórcio adquiriu 3.765 km² de dados sísmicos obtidos através de dados geofísicos especulativos realizados pela Veritas do Brasil LTDA. As análises geológicas e geofísicas da área inicial do Bloco BM-S-9 aliadas a perfuração de dois poços 1-SPS-55 e 1-SPS-50 levaram a retenção de duas áreas em separado onde foram propostos planos de avaliação detalhados a seguir:

Campo de Sapinhoá (Antiga Área de Guara: PA do SPS-55)

A Área de Guará é caracterizada por uma estrutura em horst alongada NE-SW, formada por um alto de embasamento. Litoestratigraficamente, a área está localizada no Grupo Guaratiba que é composto por cinco formações das quais três estão inseridas na fase rifte (formações Camboriú, Piçarras e Itapema) e duas na fase pós-rifte (formações Barra Velha e Ariri). O principal reservatório corresponde à Formação Barra Velha depositada durante o Aptiano.

A perfuração do poço SPS-55 que apresentou reservatórios carbonáticos em toda seção dos andares Alagoas e Jiquiá, e uma coluna de hidrocarboneto de aproximadamente 130 m, justificou a proposição para a ANP de um plano de avaliação de descoberta. Os resultados obtidos pela amostragem do fluido nessa coluna indicaram óleo com densidade entre 28°API e 30°API.

Dentro da área do plano de avaliação foi perfurado o poço 3-SPS-69, que confirmou reservatórios na porção norte da acumulação e apresentou óleo semelhante ao amostrado no poço descobridor. Mais dois poços para aquisição de dados na parte sul (área do 1-SPS-55) foram perfurados em 2011, o 9-SPS-77A e o 3-SPS-82. Um Teste de Longa Duração do 1-SPS-55 foi realizado entre dezembro de 2010 e julho de 2011, que consistiu na interligação deste poço ao FPSO Dynamic Producer.

Antiga Área de Guara: PA do SPS-55

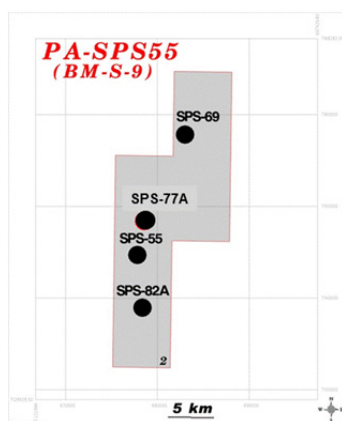


Figura II.2.2.1-1 - Poços Perfurados na Área de Guará (PA do 1-SPS-55) até a Declaração de Comercialidade

Em Dezembro de 2012 foi declarada a comercialidade da área que passou a ser denominada Campo de Sapinhoá.

Após a declaração de comercialidade foi realizado um Sistema de Produção Antecipada (SPA), como é denominado o TLD realizado após a declaração de comercialidade, no poço 3-SPS-69 entre fevereiro e junho de 2013. Mais 12 poços foram perfurados até abril de 2014, entre ADRs e de desenvolvimento. Também foi iniciada a perfuração de mais três poços de desenvolvimento.

O projeto de desenvolvimento da produção para o campo consiste na instalação de duas UEPs, a citar, o FPSO Cidade de São Paulo que já está produzindo o DP de Sapinhoá desde janeiro de 2013, no âmbito do licenciamento do Projeto Etapa 1, e o FPSO Cidade de Ilhabela que será utilizado no DP de Sapinhoá Norte, parte deste licenciamento do Projeto Etapa 2.

Piloto de Sapinhoá (FPSO Cidade de São Paulo)

O Projeto Piloto de Sapinhoá, localizado na área do poço exploratório 1-SPS-55 do BM-S-09, iniciou a produção em janeiro de 2013 através do FPSO Cidade de São Paulo, na construção de poços e na implantação dos sistemas de coleta e de exportação de óleo e gás.

Atualmente conta com três poços em produção (1-SPS-55, 9-SPS-77 e 7-SPH-4D) e um poço injetando gás (3-SPS-82) O projeto foi objeto de licenciamento do Projeto Etapa 1.

Área de Carioca

Com 1.620 km², congrega os altos estruturais delineados pela base da sequência evaporítica (Formação Ariri) de Carioca, Abaré Oeste e Complexo Iguaçu. Esta área foi avaliada pelo poço 1-SPS-50, perfurado de abril a setembro de 2007. O poço teve como principal objetivo testar a presença de hidrocarbonetos nos carbonatos do Grupo Guaratiba (Formação Barra Velha), andares Alagoas e Jiquiá e, como objetivos secundários, investigar a presença de reservatórios com hidrocarbonetos na seção inferior do Grupo Guaratiba e no embasamento.

Este poço comprovou a presença de hidrocarbonetos em uma estrutura de direção NE-SW, formada por alto estrutural delineado desde o embasamento até a base da sequência evaporítica, cuja expressiva espessura, de 2000 m em média, recobre toda a área e garante total isolamento deste sistema. O poço constatou óleo de 27° API e RGO de 140 m³/m³ em carbonatos microbiais da Formação Barra Velha (Seção Sag Superior). Para esta acumulação, foi inferido um contato óleo – água a -5320 m com base em dados de pressão coletados durante a perfilagem a cabo. Tal informação sugere que esta estrutura, denominada informalmente como Alto de Carioca estaria completamente saturada

de hidrocarbonetos, uma vez que esta profundidade é muito próxima ao fechamento estrutural mapeado. Este fato também levou à interpretação de que as demais estruturas ao sul do bloco poderiam também estar saturadas em óleo e, talvez, unidas em uma única acumulação (denominada informalmente “Sugar Loaf”).

A área deste plano congregou não apenas a acumulação do Alto de Carioca em si, mas também os vários altos estruturais isolados ao sul da área.

O segundo poço na área, o 4-SPS-60, a 24 km a sul do pioneiro, teve como objetivo investigar um destes já citados altos estruturais isolados, bem como avaliar um possível contato óleo – água, único para estas estruturas. O poço constatou que a estrutura investigada, chamada informalmente de Alto de Iguaçu, está saturada em hidrocarbonetos até seu próprio fechamento (-4890 m). Este resultado, aliado aos resultados exploratórios no bloco BMS-22, ao sul, praticamente invalidaram a hipótese de um contato óleo–água único para todas as estruturas.

Posteriormente, foi perfurado o poço 4-SPS-66C (alto de Abaré Oeste) na porção sudoeste da área em avaliação, a fim de testar outro alto estrutural isolado, em cumprimento ao compromisso assumido junto à ANP. Este poço atingiu a seção do Rifte Inferior, constatando rochas não-reservatório (ricas em talco – estivensita) da Formação Piçarras. O poço 4-SPS-66C, a exemplo dos demais, comprovou a presença de reservatórios microbiais na seção Sag Superior (Formação Barra Velha). Foi constatado um contato óleo – água a -5174 m, muito próximo ao fechamento estrutural deste alto. Contudo, uma peculiaridade foi observada: a coluna de hidrocarboneto mostrou-se rica em CO₂ e podendo ser dividida em duas fases, uma, de -5087 m a -5138 m, com 79% de CO₂ em fração molar da fase gás, 30° API e 600 m³/m³ e outra, de -5138 m a -5174 m, com 51% de CO₂ em fração molar da fase gás, óleo de 14° API e 130 m³/m³.

O poço 3-SPS-74, perfurado na área NE (Alto de Carioca), a nove quilômetros a nordeste do descobridor, foi perfurado com o intuito de testar a continuidade de boas fácies sedimentares na porção nordeste do alto estrutural avaliado pelo poço descobridor. Este poço, estruturalmente acima do poço descobridor, apresenta condições permoporosas superiores a este, segundo o

modelo geológico atual. Este poço constatou fácies reservatório em toda a Seção Sag (Superior e Inferior). Foi constatado um contato óleo-água a -5378 m, abaixo do inferido até então através da análise de dados de pressão do poço pioneiro. O teste de formação realizado neste poço indicou boa produtividade, óleo de 22,5° API, RGO de 198 m³/m³ com 42% de CO₂ em fração molar na fase gás, confirmando características similares às do óleo amostrado no poço pioneiro (1-SPS-50).

Neste poço foi realizado um Teste de Longa Duração (TLD) utilizando o FPSO Dynamic Producer, no período de outubro de 2011 a janeiro de 2012, com produção média de 25.000 bbl/d de óleo.

O quinto poço (4-SPS-81A) investigou e constatou acumulação de hidrocarbonetos no alto de Abaré. A exemplo do que foi constatado nos demais poços ao sul da área, esta acumulação estaria restrita ao seu fechamento estrutural (-4912m, após análise das amostras de fluido coletadas por testador a cabo, com o contato entre fluidos (óleo/água) da seção Rife definido a 5068,5 m, de acordo com os perfis de resistividade.

Com o intuito de avaliar a região mais baixa, denominada de Sela, existente entre os altos investigados pelos poços 1-SPS-50 e 3-SPS-74, foi perfurado o poço 3-SPS-85 (Sela Carioca). Este poço constatou piora das condições permoporosas do reservatório, o que corroborou o modelo geológico vigente. Este poço não constatou ocorrência de seção de óleo significativa.

De forma a mitigar riscos e incorporar um maior grau de certeza, um poço exploratório ao Norte (3-SPS-100) foi antecipado para início de agosto de 2012. Esse poço, próximo ao poço 3-SPS-74, teve o objetivo principal de confirmar as estimativas do VOIP (volume de óleo in place) da área NE. Em agosto de 2013, foi perfurado o poço 9-SPS-102, na região sudoeste (SW). Esse poço teve por objetivo averiguar a extensão da acumulação na área e suas qualidades permoporosas.

A Declaração de Comercialidade se deu em 31 de dezembro de 2013. A partir desta data, a área anteriormente chamada de Carioca, passou a se chamar Campo de Lapa.

Área de Carioca: PA do 1-SPS-50

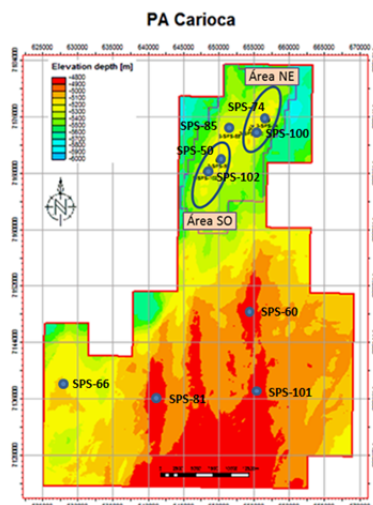


Figura II.2.2.1-2 - Poços perfurados na Área de Carioca

Bloco BM-S-11 (Campo de Lula e Área de Iracema) e (Área de Iara)

As atividades exploratórias da PETROBRAS na área do BM-S-11, localizada na porção central da Bacia de Santos entre as latitudes 24° 55' / 25° 40' S e longitudes 42° 30' / 43° 03' W, se iniciaram na década de 70, com a aquisição de 572 km de sísmica 2D. Em 2000, a PETROBRAS, a BG e a Petrogal firmaram um consórcio e assinaram contrato de concessão desse Bloco junto à ANP, com a determinação de que a PETROBRAS fosse a operadora do consórcio.

Entre os anos 2001 e 2002, o consórcio adquiriu 5.230 km² de dados sísmicos da área do Bloco BM-S-11, obtidos através de levantamentos geofísicos especulativos realizados pela empresa Veritas do Brasil Ltda.

O primeiro poço perfurado no Bloco BM-S-11 foi o RJS-628, com o objetivo de testar os carbonatos da seção SAG/Alagoas da Formação Barra Velha (BVE) (Grupo Guaratiba, idade Aptiana). Concluída a perfuração em agosto de 2006, constatou-se que a seção possuía hidrocarbonetos em reservatórios carbonáticos de origem microbiana. O poço foi testado e produziu óleo de 28°API. As amostras coletadas indicaram teores molares de CO₂ em torno de 8,1% na fase gasosa.

Outra zona de interesse nos carbonatos bioclásticos (coquinas) da seção Jequiá Superior foi constatada.

Os resultados constatados justificaram a passagem do Bloco para o segundo período exploratório.

Pelo fato de ambos os reservatórios situarem-se abaixo de uma espessa camada de sal, que ocorre regionalmente nesta porção da bacia, estes passaram a ser denominados reservatórios do Pré-Sal.

Com base nestes resultados, foi proposto um Plano de Avaliação para a área do RJS-628, onde o Consórcio se comprometeu com a perfuração e avaliação de um poço firme e um poço contingente.

Plano de Avaliação da Área de TUPI (Atual Campo de Lula): PA da Área do RJS-628

Em cumprimento ao Plano de Avaliação (PA), foi proposta a perfuração de um poço de extensão 10 km a sul do poço descobridor, com a finalidade de averiguar a continuidade do reservatório Sag Superior para sul e a existência de hidrocarbonetos nas porções do topo e da base da seção Rifte Superior. Este poço de extensão, 3-RJS-646, foi concluído em julho de 2007, confirmando a ocorrência de carbonatos microbiais saturados de óleo de 27° API, nas seções Sag Superior (Formação Barra Velha, zona BVE-100) e topo do Rifte Superior (Formação Barra Velha, zona BVE-300). Já na região basal do Rifte Superior foram observados indícios de óleo no topo, em calcários microbiais e coquinas da Formação Itapema (ITP). Foi realizado um teste de formação no reservatório superior SAG, apresentando resultados bem superiores aos obtidos no pioneiro e óleo com as características muito semelhantes às do coletado no poço pioneiro. As amostras indicaram teores molares de CO₂ em torno de 11% na fase gasosa.

O bom resultado obtido com a perfuração e teste do poço de extensão (3-RJS-646) levou o consórcio a propor a revisão do Plano de Avaliação, com a inclusão de um Teste de Longa Duração (TLD) no poço 3-RJS-646 e a alteração da proposição de um poço contingente para um poço de extensão firme no

prospecto Iracema, situado na área norte do PA 1-BRSA-369A-RJS (PA 1-RJS-628A). O Teste de Longa Duração, descrito mais adiante, consistiu na produção, iniciada em maio de 2009, do poço 3-RJS-646 para o FPSO BW Cidade de São Vicente.

O poço perfurado no prospecto Iracema denominado 4-RJS-647-A, localizado a 250 km da costa do Rio de Janeiro, em lâmina d'água de 2.213 m e a 32 km a noroeste do 1-RJS-628-A, foi o terceiro poço exploratório perfurado na área do PA 1-BRSA-369A (PA 1-RJS-628A), tendo sido concluído em agosto de 2009. Teve como principais objetivos verificar a continuidade dos reservatórios existentes nos poços 1-RJS-628A e 3-RJS-646 em uma estrutura alongada na direção NW-SE na porção noroeste do Plano de Avaliação. A perfuração deste poço confirmou a presença de hidrocarbonetos nos intervalos de reservatórios microbiais do Sag Superior, na (Zona BVE100) e do Sag inferior (Zona BVE200). O contato óleo-água foi bem definido por perfil e gradientes de pressão no poço 4-RJS 647, na profundidade de -5079 m. Este poço apresentou um contato óleo-água distinto do contato até então inferido para o reservatório SAG da área do poço descobridor (RJS-628), (e posteriormente marcado em reservatório poroso, em perfil, no poço 3-RJS-678, conhecido como Tupi Sudoeste, a -5142 m). As amostras de óleo coletadas no poço 4-RJS 647 revelaram propriedades de óleo muito parecidas nos dois intervalos: densidade do óleo de 30° API, RGO de 337 m³/m³ e teor molar de CO₂ em torno de 1% na fase gasosa (análise “flash”).

Com o objetivo de verificar a continuidade dos reservatórios da Área de Tupi, a campanha exploratória teve continuidade com o poço 3-RJS-662A, denominado Tupi NE, situado em uma região de alto estrutural, aproximadamente 16 km a nordeste do poço 3-RJS-646, sendo a perfuração concluída em novembro de 2009. O poço constatou a ocorrência de óleo em reservatórios microbiais da Formação Barra Velha (Zona BVE100), e nas coquinas da Formação Itapema (zona ITP300). O óleo coletado foi caracterizado com 28,4° API, RGO de 261 m³/m³ e teor molar de CO₂ na fase gasosa de 13,8% (análise “flash”).

O poço 9-RJS-660, situado cerca de 70 m estruturalmente mais alto que o 3-RJS-646, teve sua perfuração concluída em janeiro de 2010. Este poço constatou a presença dos reservatórios carbonáticos nas zonas BVE-100, BVE200 e BVE300, com boa comunicação hidráulica com o reservatório da zona BVE100 em produção no 3-RJS-646, conforme indicaram as pressões registradas a poço aberto. Este poço apresentou razão gás-óleo (RGO) no reservatório BVE-100 em torno de 330 m³/m³, bem mais alta que as RGOs medidas nos TFRs dos poços 1-RJS-628-A e 3-RJS-646, e teores molares de CO₂ mais elevados: (i) na zona BVE-100 teores de CO₂ no gás entre 19,6% e 20,3%; (ii) na zona BVE-200 teor de CO₂ no gás de 13,2%; (iii) na zona BVE-300 teor de CO₂ no gás de 14%; (iv) na zona ITP-300, teor de CO₂ no gás de 12%. Os pré-testes realizados ao longo de toda a seção reservatório da Formação Barra Velha do poço (9-RJS-660) mostraram que as pressões estão influenciadas pela produção do poço 3-RJS-646, indicando existir boa comunicação lateral entre os dois poços e também comunicação vertical entre os reservatórios da formação Barra Velha. Nesse mesmo contexto geológico foi perfurado o 9-RJS-665 que confirmou as expectativas.

Em paralelo à campanha exploratória, com a finalidade de melhorar a caracterização geológica dos reservatórios do Campo de Lula, foi realizada em 2008 uma nova aquisição sísmica de alta resolução abrangendo toda a área do PA-BRSA-369 (PA-RJS-628A). O levantamento, dimensionado com base em uma nova parametrização orientada para os reservatórios mais profundos do pré-sal da Bacia de Santos, permitiu melhorar a qualidade da razão sinal/ruído, a resolução do mapeamento de detalhes estratigráficos e estruturais e o imageamento sísmico (correto posicionamento das estruturas geológicas). As informações obtidas com estas novas aquisições sísmicas possibilitaram reduzir as incertezas técnicas inerentes aos reservatórios dessa envergadura e dessa complexidade geológica, nos projetos de desenvolvimento da produção a serem implantados.

Em continuidade à campanha exploratória, foi proposta a execução de uma campanha de seis poços de delimitação no Campo de Lula (quatro na Área de Tupi e dois na Área de Iracema), cujas perfurações ocorreram durante o ano de

2010, e mais um poço, cuja perfuração foi concluída no primeiro semestre de 2011. As informações obtidas com a perfuração destes poços deram subsídios importantes à declaração de comercialidade e para a proposta do Plano de Desenvolvimento. Os poços perfurados foram: Tupi O/A, 3-RJS-666, concluído em abril de 2010; Tupi Alto, 3-RJS-674, concluído em julho de 2010; Tupi Oeste, 3-RJS-677A, concluída a perfuração em dezembro de 2010; Tupi SW, 3-RJS-678, concluído em novembro de 2010; Tupi Sul, 3-RJS 680, em março de 2011; Iracema Norte, 3-RJS-675A, com a perfuração concluída em novembro de 2010; e o Iracema Sul 3-RJS 676, cuja perfuração foi concluída em abril de 2011.

Um mapa onde são mostrados os poços perfurados até então, é apresentado a seguir. A poligonal delimita a área do PA do RJS-628.

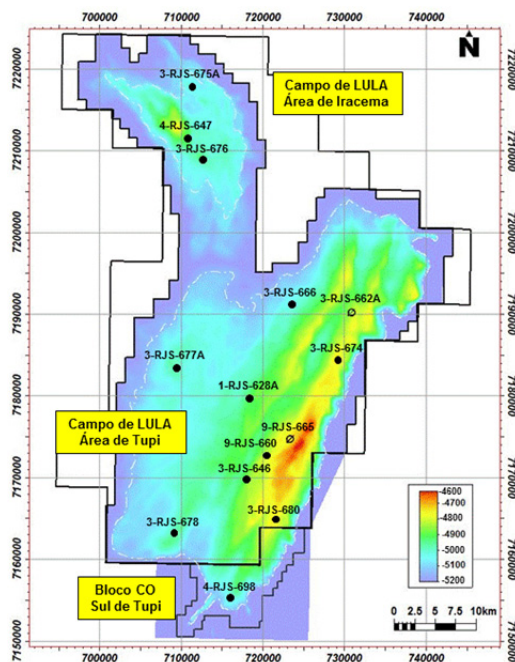


Figura II.2.2.1-3 - Poços perfurados na área do PA do RJS-628

A visão atual indica continuidade dos reservatórios do PA do RJS-628 para fora da área da concessão, na parte sul do Bloco BM-S-11, em direção à área da Cessão Onerosa denominada Sul de Tupi, e na direção leste para a área da União, conforme notificado à ANP segundo os termos do Contrato de Concessão.

A PETROBRAS, na qualidade de Cessionária na Área Sul de Tupi, e os Concessionários do BM-S-11, submeteram à aprovação da ANP um pré-acordo

para a individualização da produção, o qual foi concebido visando que as operações de E&P possam ter continuidade em ambas as áreas, de forma a não prejudicar as atividades de desenvolvimento previstas para a acumulação do Campo de Lula, bem como nas atividades relacionadas à Área Sul de Tupi.

Além dos 13 poços citados, 33 poços foram perfurados e 6 poços tiveram a perfuração iniciada até a data de abril de 2014.

Teste de Longa Duração de Tupi (Campo de Lula)

Conforme citado foi proposto no plano de avaliação a realização de um teste de longa duração (TLD), aprovado pela ANP através do ofício 662/2008/SEP.

Produção do poço 3-RJS-646 para o FPSO BW Cidade de São Vicente ocorreu entre maio de 2009 até dezembro de 2010, com um tempo de produção efetivo de 15 meses. O teste foi interrompido nos meses de julho e agosto de 2009, para substituição preventiva da ANM, por apresentar riscos de fragilização dos parafusos.

Em dezembro de 2010 foi declarada a comercialidade da Área de Tupi que passou a se chamar Campo de Lula, que também engloba a Área de Iracema ao norte.

Módulo Piloto de Lula:

O início da produção ocorreu em janeiro de 2011 a partir do poço O 9-RJS-660 através do FPSO Cidade de Angra dos Reis que está localizado em lâmina d'água de 2.140 m a noroeste do poço 3-RJS-646. Estão previstos, na fase inicial do Piloto, um total de nove poços, sendo seis produtores, um injetor de gás, um injetor de água e um poço com capacidade de realizar injeção alternada de água e gás. Atualmente, quatro poços estão produzindo no Piloto de Lula (RJS-646, RJS-660, RJS-686 e LL-2D) e três poços injetando (RJS-687, RJS-665 e LL-9).

Módulo: Piloto de Lula Nordeste:

O projeto Piloto de Lula NE iniciou a produção em maio de 2013 sendo o segundo projeto do Campo de Lula a entrar em produção.

O FPSO Cidade de Paraty, possui capacidade de processamento de 120.000 barris/dia de óleo, 150.000 bbl/dia de líquido e 5 milhões de m³/d de gás. A capacidade de injeção de água desulfatada será de 150.000 bbl/dia. A água produzida será descartada no mar, após enquadramento segundo os requisitos da legislação ambiental brasileira. O FPSO tem capacidade para receber até dez poços produtores de óleo e dez poços injetores de água e gás (WAG). A corrente separada com elevado teor de CO₂ é injetada em reservatório. O gás de hidrocarbonetos, após o tratamento e remoção do gás combustível para geração de energia requerida pelo FPSO, pode ser reinjetado no reservatório para fins de recuperação, ou escoado através de um gasoduto de 26 km de 18 polegadas de diâmetro até o gasoduto Lula-Mexilhão, e daí para a costa. O transporte do óleo é realizado por meio de navios aliviadores de posicionamento dinâmico.

Hoje dois poços estão produzindo no Piloto de Lula Nordeste (LL-11 e LL 22) e um poço injetando gás (RJS-662). O projeto foi objeto de licenciamento no Projeto Etapa 1.

Plano de Avaliação da Área de lara: PA do RJS-656

Em paralelo, as atividades no plano de avaliação da área do RJS-628 as atividades de exploração na porção restante do bloco ainda estavam em andamento. Neste contexto foi perfurado de maio a setembro de 2008 o poço 1-RJS-656, conhecido como lara, na direção do litoral do estado do Rio de Janeiro, a aproximadamente 227 km da costa, em lâmina d'água em torno de 2.223 m.

O poço RJS-656, assim como o poço RJS-628, teve como objetivo testar os carbonatos da seção SAG/Alagoas da Formação Barra Velha (Grupo Guaratiba, de idade Aptiana). A avaliação através dos perfis e testes a cabo indica a presença de zona de interesse, com óleo de aproximadamente 27°API, em rochas com porosidade média de 11% e uma espessura porosa com óleo de

335 m. Os estudos realizados apontam para uma conexão entre os reservatórios da seção Rift (BVE300) com os da seção SAG (BVE200 e BVE100).

Os resultados obtidos levaram à proposição, para a ANP, de um Plano de Avaliação para o poço 1-RJS-656, compreendendo uma área retida de 320,39 km², o que corresponde a 6,1% da área original do Bloco BM-S-11. O óleo amostrado no poço tem grau API de 27, RGO de 210 m³/m³ (RIFTE) a 250 m³/m³ (SAG) e teor molar de CO₂ no gás de 29% (RIFTE) a 32% (SAG).

Dentro desse plano de avaliação foram perfurados e avaliados além do RJS-656 mais cinco poços: RJS-683A (lara Horst) em março de 2011, RJS-697 (lara Oeste) em abril de 2012, RJS-706 em maio de 2013, RJS-715 (lara Alto Ângulo) em novembro de 2013 e RJS-726 (ADR), em avaliação.

A densidade API, RGO e teor molar de CO₂ encontrados em todos os poços, exceto o RJS-706, são semelhantes aos encontrados no RJS-656. O fluido do RJS-706 tem uma RGO de 90 m³/m³ e Teor de CO₂ de cerca de 3%.

Como acontece no Campo de Lula a visão atual indica continuidade dos reservatórios do PA do RJS-656 para fora da área da concessão, na parte sul e leste da área do plano de avaliação do bloco BM-S-11 em direção à área da Cessão Onerosa denominada Entorno de lara, conforme notificado à ANP segundo os termos do Contrato de Concessão.

Por este motivo o desenvolvimento de lara foi pensado englobando a Área de lara de modo a que venham a ser implantados projetos integrados para as duas áreas (lara e Entorno).

Como parte do Plano de Avaliação está previsto um Teste de Longa Duração que devera ser realizado no poço RJS-706, com o FPSO Dynamic Producer. O poço RJS-706 foi escopo do licenciado da Projeto Etapa 1.

Na Área da Cessão Onerosa em comunicação com o Plano de Avaliação foram perfurados dois poços (RJS-721 em março de 2013, RJS-722 em março de 2014) estando um terceiro em perfuração (RJS-728 em perfuração).

Um mapa com a localização dos poços perfurados na Área de lara e do Entorno de lara é apresentado abaixo.

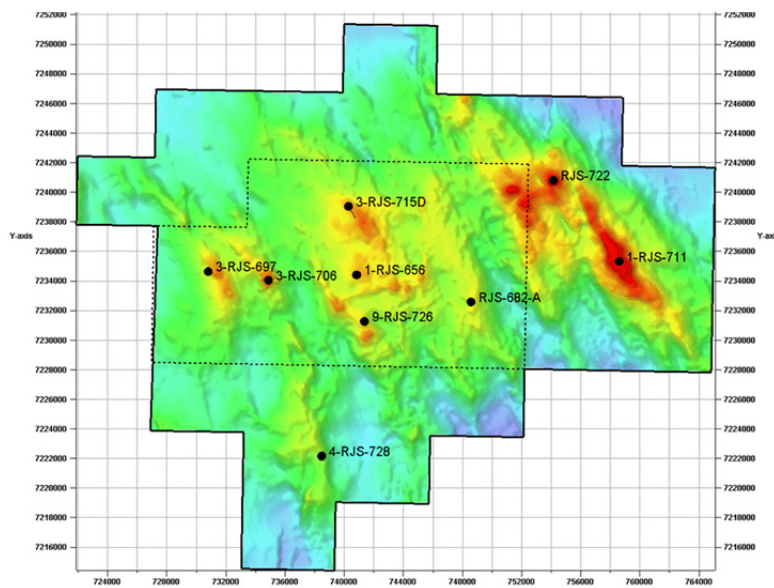


Figura II.2.2.1-4 - Poços perfurados na Área de lara e do Entorno de lara. O polígono destacado em linha pontilhada no mapa define os limites do Plano de Avaliação de lara. A declaração de comercialidade está prevista para dezembro de 2014.

Cessão Onerosa

O Projeto de Lei referente à Cessão Onerosa foi aprovado em 10 de junho de 2010 pelo Senado Federal, que autorizou a União Federal a ceder onerosamente à PETROBRAS o exercício das atividades de pesquisa, exploração e produção de petróleo e gás natural em determinadas áreas do Pré-Sal, limitada a produção a 5 bilhões de barris de óleo equivalente (“Cessão de Direitos”). Em 10 de setembro de 2010 o Conselho de Administração da PETROBRAS aprovou o contrato de Cessão Onerosa, podendo, assim, exercer as atividades de pesquisa e lavra de petróleo nas áreas cedidas, mediante pagamento à União como contraprestação pela Cessão Onerosa.

O exercício das atividades na Cessão Onerosa terá a duração máxima de 40 anos, prorrogável por 5 anos. Será dividido em duas fases: (a) Fase de Exploração, que inclui as atividades de avaliação de eventual descoberta de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos, para determinação de sua comercialidade; e (b) Fase de Produção, que incluirá as atividades de

desenvolvimento. A Fase de Exploração terá a duração máxima de 4 anos para a execução das atividades do Programa de Exploração Obrigatório e de eventuais trabalhos adicionais, prorrogável por 2 anos.

Em fevereiro de 2011 teve início a aquisição da nova sísmica 3D de alta resolução, com foco nos reservatórios do Pré-Sal.

As áreas da Cessão Onerosa são descritas a seguir.

FRANCO

Os reservatórios da Área de Franco se situam entre 5000 e 6000 m abaixo do nível do mar e são caracterizados por sedimentos biogênicos carbonáticos in situ e/ou retrabalhados, de origem microbiolítica da Formação Barra Velha e coquinas, da Formação Itapema.

Os reservatórios da Formação Barra Velha possuem boa capacidade de produção e porosidade média de 12%. Os reservatórios da Formação Itapema também possuem boa capacidade de produção e porosidade média de 8%.

O poço descobridor (2-ANP-1-RJS) foi perfurado entre dezembro de 2009 e maio de 2010, como parte do projeto de investigação da ANP e da PETROBRAS na Área de Franco. A análise dos perfis indicou uma coluna de óleo de aproximadamente 370 m (210 m nos calcários microbiais estromatolíticos/esferulíticos/laminados e retrabalhados da Formação Barra Velha e 160 m nos calcários – predominantemente Coquinas – da Formação Itapema) com porosidade média de 10,6% e contato óleoágua a 5.787 m dentro do reservatório de Coquinas da Formação Itapema. Foram realizados três testes de formação a poço revestido (TFRs), indicando boa produtividade nas Coquinas (zona ITP-200) e baixa produtividade na zona BVE-100. Em agosto de 2011 foi empreendida a reentrada no poço 2-ANP-1-RJS para realização de mais um TFR, na zona BVE-300 (Rifte Superior), apresentando um bom resultado. O óleo produzido nos testes apresentou cerca de 27º API, RGO de 255 m³/m³, teor de H₂S entre 30 e 90 ppmv e de CO₂ de cerca de 23% (molar).

Em julho de 2011 foi iniciada a perfuração do poço exploratório 3-RJS-688A, distando 7,7 km a noroeste do descobridor. Este poço confirmou a extensão dos reservatórios microbiais com boas condições permoporosas.

Entre abril e agosto de 2012 foi perfurado o poço exploratório 3-RJS-699, localizado a aproximadamente 17 km a sul do poço descobridor. O poço atingiu a profundidade final de 5.973 m, após perfurar 64 m dentro da Formação Piçarras e confirmou a extensão dos reservatórios microbiais com boas condições permoporosas.

Entre outubro de 2012 e fevereiro de 2013 foi perfurado o poço exploratório 3-RJS-700, localizado a aproximadamente 7,5 km a sul do poço descobridor. O poço também avaliou a continuidade dos reservatórios carbonáticos microbiais da Formação Barra Velha (seção SAG Superior, Inferior e Riffe), de idade Alagoas, investigou a continuidade do reservatório de coquinas da Formação Itapema e atingiu a Formação Piçarras na profundidade final de 6.015 m. Em janeiro de 2013, através do ofício nº 031/2013/ SEP foi aprovada pela ANP a perfuração de mais dois poços para a delimitação da acumulação, sendo eles os poços 9-RJS-708 e 9-RJS-709 na área localizada entre os poços 2-ANP-1 e o poço 3-RJS-723, já aprovado.

O poço 9-RJS-709, localizado a aproximadamente 3,7 km a sudeste do poço descobridor, teve sua perfuração concluída em junho de 2013. O poço 3-RJS-723, localizado a aproximadamente 7,6 km a leste do poço descobridor, teve a sua fase de perfuração finalizada em outubro de 2013.

O poço 9-RJS-708, localizado a aproximadamente 3,7 km a sul do poço descobridor, terminou de ser perfurado em novembro de 2013.

Em agosto de 2013, foram realizados dois TI's (Testes de Injetividade) no poço 9-RJS-709 nas zonas BVE e ITP, com bons resultados.

Em maio de 2013, através do ofício 537/2013 SEP, foi aprovada pela ANP a realização de um Teste de Formação Estendido de 73 horas no poço 3-RJS-700, para fins de antecipação do cumprimento do PEO, tendo como a maior

motivação o interesse em declarar comercialidade da área ainda em dezembro de 2013.

Em julho de 2013, através do ofício nº 845/2013/ SEP, foi aprovada pela ANP a perfuração do poço 9-RJS-716 na porção centro-sul do campo e do poço 3-RJS-724 na porção nordeste da área.

O poço 3-RJS-724, distando 11,7 km do poço descobridor, investigou a porção nordeste do bloco. Sua perfuração foi concluída em dezembro de 2013. Já o poço 9-RJS-716, está localizado a 13,4 km a sul do poço descobridor e teve a sua fase de perfuração finalizada em novembro de 2013.

Um mapa do bloco com os poços citados acima é mostrado abaixo:

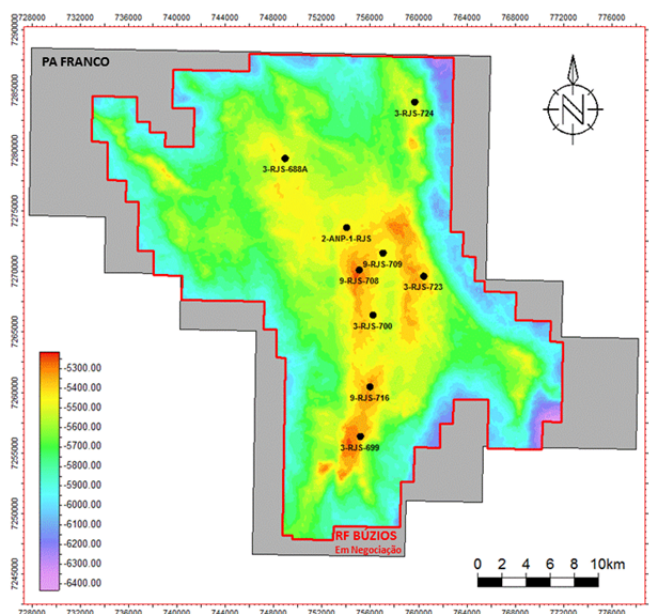


Figura II.2.2.1-5 – Poços perfurados na Área de Franco

As medidas de pressões estáticas, tomadas em todos os poços perfurados até o momento em vários pontos do reservatório, mostram um alinhamento nos valores de pressões e um contato óleo/água em torno de -5760 m, o que indica conectividade hidráulica entre os reservatórios ou, pelo menos, que foi atingido um equilíbrio hidráulico entre eles ao longo do tempo geológico.

Amostras de fluido demonstram boa qualidade do óleo, com densidade em torno de 28°API, RGO em média 250 m³/m³, teor molar de CO₂ em torno de 23% e teor de H₂S de 20 a 107 ppmv.

A Área de FRANCO teve sua Declaração de Comercialidade (DC) realizada em dezembro de 2013 quando passou a ser denominada de Campo de Búzios.

Para a produção do volume contratado está prevista a instalação de 5 plataformas de produção, sendo 4 delas objeto de licenciamento do Projeto Etapa 2.

Nordeste de TUPI

O Bloco de NE de Tupi está localizado na porção central da Bacia de Santos, no litoral do estado do Rio de Janeiro, a aproximadamente 300 km da costa, em lâmina d'água de aproximadamente 2150 m.

Geologicamente, o poço 1-RJS-691, descobridor da acumulação, está localizado sobre um alto de embasamento, em uma trapa estrutural no nível da base do sal, fechada em todas as direções, tendo atingido a profundidade final de 5271 dentro da Formação Itapema. O poço teve como objetivo principal investigar a seção pré-sal nesta região da Bacia de Santos, onde constatou a presença dos carbonatos da Formação Barra Velha a 4961, com uma coluna de óleo se estendendo até o final do poço. A perfuração foi finalizada em abril de 2012.

Um segundo poço, 3-RJS-721 foi perfurado a cerca de 2,3 Km a Sudoeste do descobridor tendo a perfuração sido finalizada em dezembro de 2013. O poço definiu o contato óleo-água na cota -5519 m. As características do fluido encontrado são semelhantes as do poço descobridor.

O óleo amostrado nos dois poços perfurados apresentaram as seguintes características: 26° API, RGO de 200 m³/m³, teor molar de CO₂ de 23% e sem H₂S.

Um mapa onde são mostrados os dois poços perfurados é mostrado abaixo:

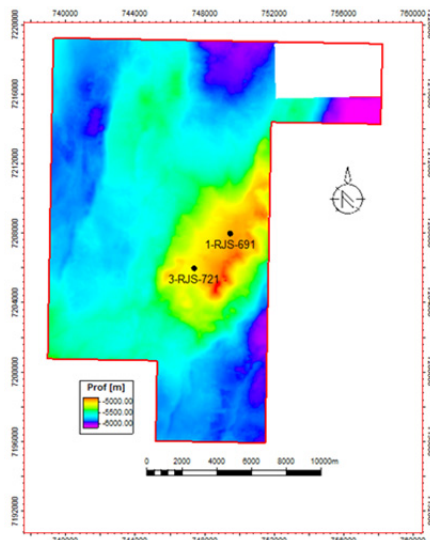


Figura II.2.2.1-6 - Poços perfurados no Bloco NE de Tupi.

Está prevista a realização de um Teste de Longa Duração (TLD), que dará suporte ao projeto de desenvolvimento da área, cujo licenciamento esta sendo solicitado neste Projeto Etapa 2.

Florim

O Bloco de Florim está localizado na porção nordeste da Bacia de Santos, em frente aos estados de São Paulo e Rio de Janeiro, a cerca de 210 km da Costa do Município do Rio de Janeiro em lâmina d'água de aproximadamente 1972 metros.

Foram perfurados no bloco dois poços: O pioneiro, 1-RJS-704, que teve a perfuração concluída em abril de 2013 e o poço de extensão, 3-RJS-725, sete km a norte do primeiro, que teve a perfuração concluída em março de 2014.

Um mapa com os poços perfurados é apresentado abaixo:

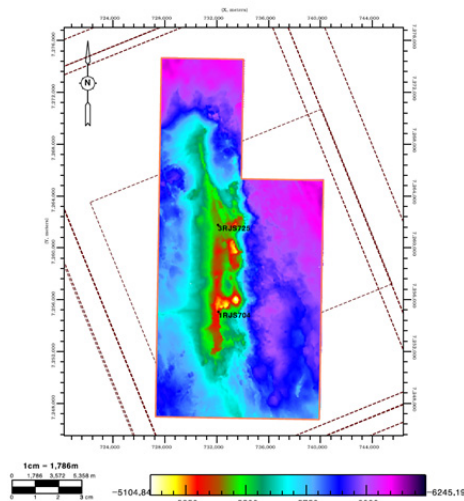


Figura II.2.2.1-7 - Poços perfurados na Área de Florim.

O fluido amostrado na área apresentou as seguintes características: óleo de densidade média de 29° API, RGO na faixa de 73 a 95 m³/m³, CO₂ entre 0 a 0,1% (molar), H₂S na faixa de 0 a 10 ppmv.

Está sendo solicitado neste processo de licenciamento do Projeto Etapa 2, a autorização para a execução de um TLD que dará suporte ao projeto de desenvolvimento da área.

Entorno de Iara e Sul de Lula

As áreas de Sul de Lula e Entorno de Iara já foram apresentadas anteriormente no PA do RJS-628 e PA do RJS-656.

Está sendo solicitado no Projeto Etapa 2, o licenciamento do TLD do Entorno de Iara, que dará suporte ao projeto de desenvolvimento da área.

Também é considerado injustificável não ter sido feita menção aos acidentes ocorridos com o FPWSO Dynamic Producer durante a realização dos TLDs de Guará e Carioca Nordeste, apesar destes TLDs terem sido mencionados (Processo IBAMA nº 02022.002619/2008). A empresa deve incluir e relatar este incidente e suas consequências no histórico que será reapresentado.

Resposta/Esclarecimento: O TLD de Guará foi realizado no poço 1-SPS-55 no período de 25 de dezembro de 2010 a 31 de julho de 2011. Em 01 de março de 2011, ocorreu a ruptura da coluna Early Production Riser (EPR) 5.000 psi a aproximadamente 500 m de profundidade, sem vazamento de óleo. Após a investigação das causas do acidente por uma comissão e implementação das recomendações do grupo de trabalho, o TLD de Guará foi reiniciado em 07 de maio de 2011 se estendendo até 31 de julho de 2011, sem nenhuma outra anormalidade.

O TLD de Carioca NE foi realizado no poço 3-SPS-74 no período de 12 de outubro de 2011 a 31 de janeiro de 2012, quando ocorreu nova ruptura da coluna Early Production Riser (EPR) 5.000 psi a aproximadamente 700 m de profundidade, onde ocorreu vazamento de óleo calculado em 114 bbl.

Foi constituída Comissão de Investigação para apurar as causas básicas dos acidentes, concluindo que, a despeito de todas as normas e procedimentos terem sido obedecidas, houve uma sequência de eventos imprevisíveis que possibilitou a ocorrência da fratura do EPR 5.000 psi. A investigação terminou em 31 de maio de 2012 com a identificação das causas básicas e de recomendações para prevenir novas ocorrências.

Cumpramos ressaltar que, em ambos os acidentes, todas as barreiras de segurança de poço (localizadas nos equipamentos de superfície, submarinos e na coluna de produção) atuaram de modo eficaz, conforme previsto nos projetos. Tal comportamento ratificou a confiabilidade da concepção de projeto do sistema FPWSO Dynamic Producer e EPR, mesmo em situações contingenciais.

Esclarecemos que foi contratado um novo sistema Early Production Riser (EPR) com classe de pressão de 10.000 psi, cujo projeto atende às recomendações emitidas pela Comissão de Investigação. O Early Production Riser (EPR) 10.000 psi foi instalado no Sistema de Produção Antecipada (SPA) no poço 9-LL-7-RJS em Lula Central (BM-S-11) iniciado em outubro de 2013 e operado com sucesso durante 6 meses, demonstrando a segurança e a versatilidade do conceito FPWSO Dynamic Producer e EPR.

II.2.2.2 - *Relato Sumário do Projeto*

Foi apresentado um relato sumário.

Com relação ao gás associado, o EIA informou que:

“O SPA e os TLDs não exportarão o gás natural; este será utilizado como combustível no FPSO e o excedente será enviado para a tocha. O volume de queima será definido pela ANP, conforme as características do poço e os estudos de Geologia e Reservatórios a serem realizados para cada TLD ou SPA.”. (EIA, II.2, p. 72/328)

Observa-se que em projetos anteriores de SPA/TLDs no Pré-sal a queima foi limitada em 500.000 m³/d. Mantém-se o entendimento de que este valor já representa uma queima expressiva e que não deverão ser autorizados quaisquer valores superiores a este limite.

Para os DPs, cuja produção média é estimada em 36 milhões m³/d, o escoamento da produção de gás será via gasoduto. Neste sentido, o EIA esclareceu que:

“Os gasodutos dos FPSOs dos DPs exportarão o gás natural para gasodutos de interligações principais, que por sua vez, serão interligados a gasodutos troncos (Gasoduto Rota 1, Rota 2 ou Rota 3), que escoarão o gás natural produzido a um terminal no continente”. (EIA, II.2, 73/328)

Observa-se que somente o Gasoduto Rota 1, que interliga o Campo de Lula à plataforma de Mexilhão e, na sequência, à Unidade de Tratamento de Gás Monteiro Lobato (UTGCA), encontra-se em operação (Processos IBAMA nº 02022.000984/08 e nº 02022.003014/05). Considerando que este gasoduto, atualmente, é responsável pelo escoamento da produção do gás associado de todos os empreendimentos em operação no Polo Pré-sal e no Polo Uruguá, bem como do gás não associado do Campo de Mexilhão, entende-se não haver capacidade disponível para o escoamento do gás associado proveniente de todos os projetos da Etapa 2 apenas por este sistema.

Cabe destacar que, para agravar esta preocupação, os gasodutos Rota 2 – que liga o Polo Pré-sal ao Terminal de Cabiúnas em Macaé/RJ (Processo IBAMA nº 02022.001184/10) – e Rota 3 – que liga o Polo Pré-sal ao COMPERJ em Itaboraí/RJ (Processo IBAMA nº 02001.008474/2011-86) – ainda encontram-se em processo de licenciamento ambiental, não devendo estar operacionais antes do final de 2015 (Rota 2) e do final de 2017 (Rota 3), conforme os últimos cronogramas encaminhados para esta Coordenação Geral.

Desta forma, solicitam-se esclarecimentos detalhados sobre as correlações entre o início de entrada em operação de cada DP e sua produção de gás associado, com a capacidade operacional do escoamento destes gasodutos nestes determinados momentos, sendo apresentadas todas as soluções que o projeto adotará para permitir a superação das limitações para o escoamento de toda a produção de gás prevista nesta Etapa 2 do Pré-sal.

Resposta/Esclarecimento: Primeiramente, cabe destacar que o volume médio estimado em 36 milhões m³/d apresentado no Item “II.2.1.6 - Contribuição da Atividade para o Setor Industrial Petrolífero” do EIA/RIMA do Projeto Etapa 2 corresponde ao volume médio de gás produzido pelos DPs e não representa o volume de gás que será escoado pelos gasodutos. Dessa forma, conforme apresentado no Item “II.2.1.1 – Descrição Sucinta do Projeto” do EIA/RIMA do Projeto Etapa 2, cabe destacar que:

- (i) parte desse volume de gás produzido nos DPs será reinjetado no reservatório;
- (ii) outra parcela desse volume produzido será utilizado como gás combustível no FPSO e;
- (iii) o excedente desse volume será efetivamente escoado através dos gasodutos .

Estima-se que cada empreendimento do Projeto Etapa 2 exportará, em média, 50% do volume de gás produzido, ou seja, o volume médio estimado de 18 milhões m³/d.

No que diz respeito a infraestrutura prevista para escoamento do gás desses DPs, o sistema integrado de escoamento do Polo Pré-Sal da Bacia de

Santos é composto por três Programas, que agregam ao sistema, respectivamente, 10 MM m³/d, 13 MM m³/d e 21 MM m³/d quando de sua capacidade plena, que permitem o escoamento e processamento de 44 MM m³/d.

Programas Rota 1, 2 e 3, são compostos por:

Programa Rota 1: (i) gasoduto Lula-PMXL-1, com capacidade de escoamento de até 10 MM m³/d de gás, que permite a interligação do Piloto de Lula à Plataforma de Mexilhão; (ii) gasoduto PMXL-1-UTGCA, com capacidade de 20 MM m³/d, que viabiliza o desenvolvimento da produção de gás da área de Mexilhão e o escoamento dos polos Uruguá/Tambaú e do Pré-Sal até a chegada na UTGCA; (iii) UTGCA, com capacidade de processamento de até 20 milhões de m³/d de gás a partir de 2014, que permite o processamento do gás rico do Pré-Sal e gás pobre do Pós-Sal. Assim, o Gasoduto Rota 1 que atualmente encontra-se em operação, será utilizado para escoar o gás do Piloto de Lula, Piloto de Lula NE, Piloto de Sapinhoá, DP de Sapinhoá Norte e DP de Lula - Área de Iracema Sul, além do gás de Mexilhão e Uruguá-Tambaú.

Programa Rota 2: O gasoduto Rota 2 do Polo Pré Sal da Bacia de Santos, (data prevista de início da operação do gasoduto em setembro de 2015 permite que a UPGN de Cabiúnas inicie sua pré-operação no mesmo mês e finalize em janeiro de 2016) agregará à malha 13 MMm³/d de capacidade de exportação de gás. Este gasoduto consiste na interligação do gasoduto Lula NE - Iracema e Iracema - Lagomar ao Terminal Cabiúnas - TECAB, que viabilizará o escoamento do gás para Cabiúnas, onde será tratado, processado e comercializado. Para isto, o TECAB está passando por adequações para implantação de novas unidades de recebimento e tratamento de gás, além da ampliação da capacidade de processamento de gás natural.

Programa Rota 3: O gasoduto Rota 3 com previsão de entrada em operação em outubro de 2017, agregará à malha aproximadamente 18 MM m³/d de capacidade de exportação de gás. Este gasoduto consiste na interligação dos projetos do Pré-Sal ao COMPERJ, contendo como trecho principal o gasoduto submarino interligando Franco Noroeste a Maricá e o gasoduto terrestre interligando Maricá

ao COMPERJ. O gás será processado em Unidades de Processamento de Gás no COMPERJ, que terão capacidade de 21 MM m³/d.

Está previsto que pelo gasoduto Rota 1, atualmente em operação, será escoado o gás excedente dos projetos do Pré-Sal, a saber : Piloto de Lula, Piloto de Sapinhoá, Piloto de Lula NE, DP Lula Área Iracema Sul, DP Sapinhoá Norte.

Com a entrada do Programa Rota 2 em janeiro de 2016 (data prevista de início da operação do gasoduto em setembro de 2015 permite que a UPGN de Cabiúnas inicie sua pré-operação no mesmo mês e finalize em janeiro de 2016) e entrada em operação do Programa Rota 3 em outubro de 2017, será permitido o escoamento do gás excedente dos demais projetos. Vale ressaltar que a capacidade total do sistema integrado de escoamento do Pré-Sal é de 44 MM m³/d. Caso o volume a ser exportado pelos DPs ultrapasse a capacidade da infraestrutura de escoamento disponível, o gás excedente será reinjetado no reservatório.

II.2.4 - Descrição das Atividades

A análise que se segue, menciona somente os subitens para os quais existem comentários/solicitações a serem feitas:

II.2.4.1 - Identificação das unidades de produção e Certificados

No EIA foram definidas as unidades responsáveis pela operação dos SPA/TLDs – FPSO BW Cidade de São Vicente e FPWSO Dynamic Producer – e a unidade do DP de Sapinhoá Norte – FPSO Cidade de Ilhabela. Para os demais DPs serão utilizados FPSOs que atualmente se encontram em construção/conversão.

Segundo o EIA, os FPSOs dos DPs serão “... semelhantes entre si quanto aos aspectos construtivos, planta de processamento, forma de ancoragem, sistema de geração de energia, sistema de tratamento de efluentes, sistemas de segurança, dentre outras características” e “... possuirão a mesma ordem de grandeza quanto à capacidade de processamento e armazenamento, capacidade

de tratamento de efluentes, geração de efluentes, resíduos e emissões atmosféricas.”. (EIA, II.2, p. 83/328).

Assim, para o Estudo, utilizou-se o FPSO Cidade de Ilhabela como representativo de todos os DPs da Etapa 2 do Pré-sal, o que implica na necessidade de uma apresentação posterior das informações detalhadas sobre cada unidade de produção, quando do requerimento das respectivas licenças de instalação e/ou operação.

Foram apresentados certificados (IOPP, ISPP, IAPP e Declaração da Marinha) dos FPSOs responsáveis pelos SPA/TLDs, que necessitarão de atualização e reapresentação por ocasião da operação das unidades de produção em cada uma destas atividades. Os certificados dos demais FPSOs também deverão ser apresentados nestas mesmas situações.

Resposta/Esclarecimento: A PETROBRAS está ciente e irá apresentar estes certificados para solicitação de LO de cada empreendimento.

II.2.4.2 - Descrição das unidades de produção

II.2.4.2.1 - FPSOs do Sistema de Produção Antecipado (SPA) e dos Testes de Longa Duração (TLDs)

Foi apresentada a descrição das unidades de produção que realizarão os SPA/TLDs – FPSO BW Cidade de São Vicente e FPWSO Dynamic Producer – e a descrição do FPSO Cidade de Ilhabela como FPSO representativo dos DPs.

O FPSO BW Cidade de São Vicente tem uma planta de processo com capacidade para processar 30.000 barris/dia de óleo e 1,0 MM m³/dia de gás e uma capacidade total de estocagem de aproximadamente 472.000 barris de óleo (75.000 m³).

O FPWSO Dynamic Producer é uma unidade com posicionamento dinâmico, planta de processo com capacidade para processar 30.000 barris/dia de óleo e 1,0 MM m³/dia de gás e uma capacidade total de estocagem de aproximadamente 482.200 barris de óleo (76.665 m³). Porém, “como o FPSO trabalha com calado

constante de 10 m, esta tancagem fica limitada a 300.000 barris (47.696 m³).” (EIA, II.2, p. 101/328)

Estas unidades de produção responsáveis pelos SPA/TLDs foram vistoriadas recentemente no âmbito da “Atividade de Produção e escoamento de Petróleo e Gás Natural do Polo Pré-sal da Bacia de Santos – Etapa 1” (Processo IBAMA nº 02022.002287/09) e atualmente se encontram em operação na Bacia de Santos. (Relatórios de Vistoria Técnica CGPEG/DILIC/IBAMA nº 062/13, de 23.10.2013 – FPWSO Dynamic Producer – e nº 064/13, de 30.10.2013 – FPSO BW Cidade de São Vicente)

Observa-se que para SPA/TLDs realizados por estas unidades não está prevista a geração de água produzida. Contudo, desde já, cabe ressaltar que caso ocorra geração de água produzida, esta só poderá ser descartada com prévia anuência desta Coordenação Geral, devendo ser apresentadas informações adicionais em conformidade com o Termo de Referência CGPEG/DILIC/IBAMA nº 02/13, tais como: caracterização qualitativa e quantitativa do efluente, modelagem do descarte do efluente e revisão do Projeto de Monitoramento Ambiental.

Resposta/Esclarecimento: A PETROBRAS está ciente do informado e reafirma que não está prevista a geração de água produzida durante a realização dos TLDs. Caso haja geração de água produzida, se compromete a solicitar a devida anuência.

II.2.4.2.2 - FPSOs dos Desenvolvidos de Produção (DPs)

II.2.4.2.2.1 - FPSO Cidade de Ilhabela

O FPSO Cidade de Ilhabela terá uma planta de processo com capacidade para processar 150.000 barris/dia de óleo e 6,0 MM m³/dia de gás e tratar 120.000 m³/dia de água produzida. A unidade terá capacidade total de estocagem de aproximadamente 2.515.000 barris (cerca de 400.000 m³). Uma vez que esta unidade de produção foi utilizada como referência para os demais FPSOs, entende-se que a capacidade de armazenamento nos demais FPSOs não deverá ultrapassar estes valores.

Resposta/Esclarecimento: A capacidade de estocagem dos demais FPSOs não ultrapassa a capacidade considerada no EIA/RIMA do Projeto Etapa 2. Entretanto a PETROBRAS esclarece que apesar de algumas vezes no texto do Item “II.2. Caracterização da Atividade” do EIA/RIMA do Projeto Etapa 2 o valor 120.000 m³/dia em relação a capacidade de tratamento de água produzida, o valor correto é de 120.000 bbl/d. Ressaltamos que o valor utilizado para elaboração das Modelagens de Descarte de Água Produzida foi o correto.

II.2.4.2.2.1.1 - Casco

Foi mencionado que o FPSO Cidade de Ilhabela possui fundo simples, não havendo referência à arquitetura do costado, especificando se é duplo ou se recebeu algum reforço estrutural no bordo onde serão concentradas as atividades de transbordo, como já aconteceu em outras unidades de produção. A empresa deve apresentar estas informações.

Resposta/Esclarecimento: O costado do FPSO é simples, entretanto foi reforçado nas regiões de operação dos barcos supridores, junto aos guindastes. A extensão dos reforços compreende 60 metros, de 30 metros a ré até 30 metros avante do pedestal do guindaste.

O FPSO possui defensas flutuantes tipo Yokohama para conferir proteção ao costado, evitando contato de barcos supridores com o costado do navio na região de operação de carga e descarga.

II.2.4.2.2.1.2 - Tanques

Foram relacionados 17 (dezessete) possíveis tanques de carga de petróleo, laterais e centrais, que totalizam sua capacidade de estocagem de óleo. Deve ser notado que no item correspondente aos tanques na Seção “II.10 – Análise e Gerenciamento de Riscos” do EIA, o texto mencionou 16 (dezesesseis) tanques dispostos no centro da embarcação, apesar da tabela com a listagem ser a mesma que aquela presente no item “II.2.4.2.2.1.2 – Tanque”. Portanto, deve ser devidamente esclarecida a quantidade, capacidade e disposição dos tanques no FPSO Cidade de Ilhabela e, se necessário, refeita e rerepresentada a análise de riscos.

Resposta/Esclarecimento: A PETROBRAS esclarece que o dado apresentado no Item “II.2 - Caracterização da Atividade” do EIA/RIMA do Projeto Etapa 2, quanto ao número de tanques de carga de petróleo está correto, sendo 17, e que no Item “II.10 – Análise e Gerenciamento de Riscos” esta informação foi revista.

II.2.4.2.2.1.6 - Sistema de Separação de Óleo, Água e Gás

O tratamento da fase gasosa inclui a separação de CO₂ por membranas e de H₂S por leito fixo a base de óxidos metálicos. A corrente rica em CO₂ seguirá para a etapa de compressão de injeção no reservatório. Essa linha também é responsável pela compressão para injeção da corrente pobre em CO₂ e corrente de bypass das membranas, para casos de necessidade de reinjeção de todo o gás produzido. Adicionalmente, foi observado que em tais situações o gás combustível será suprido pelo gasoduto. Deve ser notado que os turbogeradores são bicomustíveis e que aparentemente é previsto consumo continuado de diesel, enquanto que as caldeiras somente devem utilizar diesel durante a pré-operação/estabilização da produção ou situações emergenciais. Essas informações foram obtidas no item “II.10 – Análise e Gerenciamento de Riscos”.

Diferente da técnica usual com absorção por aminas (DEA, TEA, DIPA, MDEA, AMP etc), as membranas são barreiras físicas compostas de materiais semipermeáveis, que permitem que alguns componentes passem por elas enquanto outros permanecem retidos. O EIA não detalhou os materiais que compõem essas membranas, nem esclarece se são em espiral ou tubulares. Porém, sabe-se que as membranas mais utilizadas são de polímeros orgânicos. Futura vistoria no FPSO Cidade de Ilhabela poderá ajudar a esclarecer esta questão.

As membranas são submetidas a altas diferenças de pressão de operação para ocorrer a separação. Nada foi mencionado sobre resistência a altas temperaturas ou a atmosferas corrosivas. O método sugerido permite a troca dos feixes de fibras após a sua vida útil, sem necessidade de trocar todo o módulo e considerando o volume de CO₂ e metano previsto para o DP de Carioca, por exemplo, que deverá ser reduzido de 35% para 3% em base volumar. Permite também redução de espaço e redução no tamanho e no peso final do módulo, se

comparado a outras técnicas, vantagem importante para uma plataforma. As desvantagens que podem ser apontadas são: ocorrência de caminhos preferenciais nas fibras, necessidade de manutenção de um fluxo laminar, a resistência mecânica da membrana e o custo para troca das fibras.

O nível de comprometimento das fibras e a frequência de trocas não pode prejudicar o processo de remoção de CO₂ e metano, sob pena de interromper a produção. Por isso, o sistema deve apresentar disposição das fibras em paralelo ou em redundância. As bombas que deverão manter o fluxo em diferença de pressão também deveriam apresentar redundância ou programa de manutenção.

As informações relativas ao processo de remoção por membranas deverão ser enviadas. Essas devem conter estimativas de geração anual de resíduos sólidos e indicação de destinação final de membranas que porventura venham a ser eliminadas.

Resposta/Esclarecimento: Os empreendimentos do Projeto Etapa 2 que possuem remoção de CO₂ do gás produzido utilizam para tal finalidade a tecnologia da permeação através de membranas. Esta tecnologia é aplicável aos casos dos campos do Pré-sal devido à ampla faixa de teores de CO₂ que as membranas são capazes de manusear. Duas tecnologias estão disponíveis comercialmente para o tratamento do gás, a citar, fibra oca e espiral.

As membranas semi-permeáveis são fabricadas de acetato de celulose que, no caso da tecnologia fibra oca, apresentam o formato de capilares agrupados para a formação do cartucho e, no caso das membranas em espiral, apresentam o formato de folhas enroladas ao redor de uma estrutura tubular perfurada, para a coleta do permeado.

As membranas possuem uma vida útil média prevista de 3,5 anos. Após a perda de desempenho das membranas, a sua substituição se faz necessária. Os cartuchos removidos são encaminhados para a disposição de forma segura em aterro industrial, conforme procedimento específico e validado pelos órgãos reguladores em conformidade com a legislação vigente.

Os FPSOs do Pré-sal utilizam uma tecnologia ou outra, em cada FPSO, porém ambas as tecnologias são utilizadas nos FPSOs do Projeto Etapa 2. No

caso do FPSO Cidade de Ilhabela, utilizado como referência para a descrição genérica dos FPSOs do Projeto Etapa 2, a tecnologia fibra oca será utilizada para as membranas de remoção de CO₂. O FPSO Cidade de Ilhabela é constituído de 3 trens de separação (3x33%) contendo 13 cartuchos de membranas de 30 pol de comprimento cada, totalizando 39 cartuchos instalados na Unidade de Remoção de CO₂ do gás produzido.

Os FPSOs dos campos de Carioca e Iracema Norte não possuem remoção de CO₂. Os FPSOs para os campos de Sapinhoá Norte, Lula Alto, Lula Central, Lula Sul, Lula Norte, Lula Oeste, Lula Extremo Sul, Franco 1, Franco NW, Franco Sul e Franco SW possuem Remoção de CO₂.

A quantidade anual média prevista de cartuchos a serem dispostos por FPSO com Remoção de CO₂ é de 11 correspondente a 5,0 ton/ano destinada a aterro industrial, conforme procedimento adequado em conformidade com os requisitos legais.

O tratamento para remoção de H₂S, por outro lado, utiliza leitos de óxidos metálicos. Após sua exaustão, os sulfetos metálicos devem ser encaminhados para disposição em terra. Não foram fornecidos detalhes sobre perspectivas de volumes gerados ou sobre essa destinação – tipo de indústria ou aterro que recebe o resíduo ou sobre sua recuperação. Indicou-se que não se espera suficiente contaminação no gás produzido em Sapinhoá Norte, mas como o estudo pretende que o FPSO Cidade de Ilhabela seja modelo para todos os FPSOs do empreendimento, todas as informações aplicáveis para os outros campos são necessárias. Solicita-se, portanto, a apresentação deste conjunto de informações, fazendo-se referência à experiência em outros projetos da empresa no Polo Pré-sal da Bacia de Santos.

Resposta/Esclarecimento: A reação química das moléculas de H₂S com os óxidos metálicos resulta em sulfetos metálicos fixados ao leito na forma sólida. Após a completa exaustão do leito de cada vaso, o conteúdo do mesmo é substituído por leito novo.

A PETROBRAS possui experiência prévia com a utilização desta tecnologia em unidades terrestres de processamento de gás natural. O processo

de remoção de H₂S também está instalado no FPSO Cidade de Angra dos Reis do Campo de Lula, porém no caso deste FPSO, o teor de H₂S é muito baixo e os leitos não estão sendo consumidos, portanto não foram substituídos ainda.

Os FPSOs dos campos de Sapinhoá Norte, Lula Área de Iracema Norte, Franco 1, Franco NW, Franco Sul e Franco SW serão providos de etapa de remoção de H₂S por leitos fixos. Os FPSOs dos campos de Lula Alto, Lula Central, Lula Sul, Lula Norte, Lula Oeste e Lula Extremo Sul não serão providos de etapa de remoção de H₂S por leitos fixos.

Para os campos de Sapinhoá Norte, Carioca, Lula Alto, Lula Central, Lula Sul, Lula Norte, Lula Oeste, Lula Extremo Sul e Lula Área de Iracema Norte estão previstos teores de H₂S muito baixos no gás produzido, não havendo a necessidade da utilização de leitos fixos para a remoção de H₂S.

Nos campos de Franco 1, Franco NW, Franco Sul e Franco SW, o teor médio de H₂S previstos na produção de gás dos campos é de 50 ppmv. A quantidade média de resíduo gerado por unidade não deve ultrapassar 59 ton/mês, de acordo com as previsões. Os resíduos gerados são formados por materiais inertes como sulfetos metálicos e serão encaminhados para a disposição segura em aterro industrial, conforme procedimento adequado em conformidade com a legislação vigente.

A capacidade do compressor de injeção é de 4,0 MM m³/dia, o que, segundo o EIA, atenderia “à vazão estimada de CO₂ no projeto, com uma folga operacional na condição de pico de produção”. (EIA, II.2, p. 124/328). Nesta mesma página, ainda se afirmou que:

“No caso da interrupção da operação da unidade de remoção de CO₂, a exportação de gás será paralisada e toda a corrente de gás será injetada na rocha reservatório”. Contudo, também deve ser esclarecido qual o procedimento caso ocorra a perda de capacidade de injeção das correntes de CO₂ e gás natural, ou se o sistema é provido de redundâncias de compressores.

Resposta/Esclarecimento: Os procedimentos operacionais contingenciais são categorizados por sistema em que ocorre a falha:

- Caso ocorra a falha da remoção de CO₂ por membranas, este sistema é contornado e todo o gás reinjetado utilizando um ou dois compressores de injeção, que funcionam em paralelo;
- Caso dois compressores de injeção estejam em operação e um deles falhe, a produção será restringida até a capacidade máxima de apenas um compressor.

Ainda com relação à reinjeção e a operação de EOR com o armazenamento geológico do CO₂ previsto, solicita-se esclarecimentos sobre se o CO₂ operará de forma miscível ou imiscível (ou de ambas as formas) para estas características do campo e do reservatório. Solicita-se também um balanço de massa para o CO₂ para todo o sistema do reservatório conjuntamente com o sistema de separação e de compressão, informando-se as possíveis perdas para a atmosfera e ventilados do CO₂ previstos. Incluir no balanço as quantidades do CO₂ para exportação do gás e do óleo. Solicita-se informação sobre a taxa de reciclo prevista para o projeto, o grau de pureza do CO₂ a ser injetado em condições normais e uma avaliação sobre o fator de armazenamento (relação de injeção do CO₂/acúmulo no reservatório) do CO₂ que se prevê para até o fim do DP (20-25 anos). Tais considerações devem levar em consideração inclusive o descomissionamento do DP, com as informações disponíveis.

Resposta/Esclarecimento: É premissa de projeto manter a pressão mínima de reservatório acima da pressão de miscibilidade entre o gás injetado e o fluido do reservatório. Assim sendo, ao longo da vida produtiva do campo, o gás injetado será sempre miscível. A **Figura II.2.4.2.2.1.6-1** mostra o esquema da planta de processo.

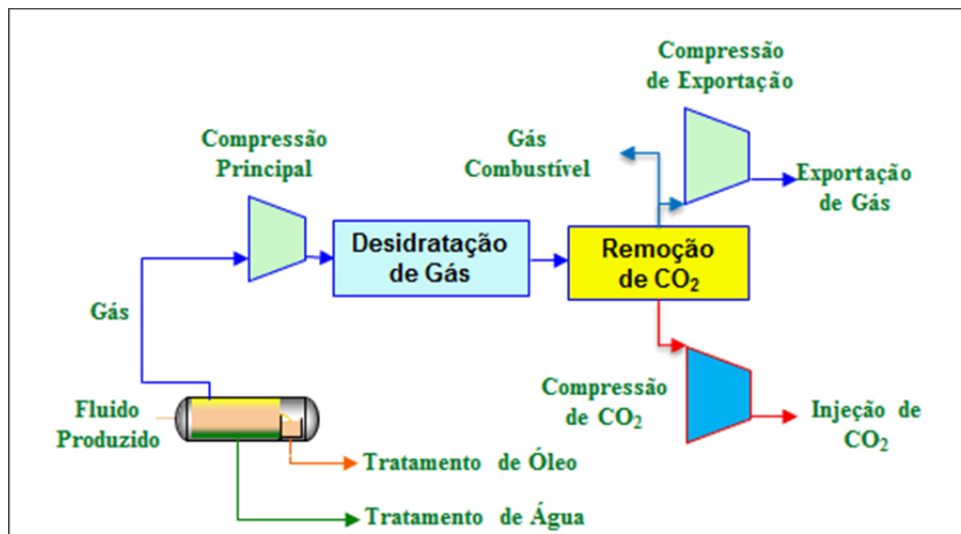


Figura II.2.4.2.2.1.6-1 - Esquemático da planta de processo.

Considerando a produção de gás contendo o valor médio de teor de CO₂ de 20%, pelos campos cujos FPSOs possuem etapa de remoção de CO₂. A separação efetuada pelas membranas de remoção de CO₂ gera duas correntes, a primeira de gás permeado contendo 52,5% molar de CO₂ e a segunda de gás tratado contendo teor máximo de CO₂ de 3%. O gás permeado deverá ser reinjetado em reservatório para fins de armazenamento geológico do CO₂. O gás tratado poderá ser exportado via gasoduto ou reinjetado em reservatório.

O nível de pureza do CO₂ na corrente reinjetada é dependente da concentração de CO₂ na alimentação, sendo que quanto maior o teor de CO₂ na alimentação, maior é a pureza do CO₂ reinjetado.

A Tabela II.2.4.2.2.1.6-1 mostra a pureza do CO₂ na corrente permeada em função do teor na alimentação.

Tabela II.2.4.2.2.1.6-1 - Pureza do CO₂ na corrente permeada em função do teor na alimentação.

Teor de CO ₂	
Teor de CO ₂ Entrada das Membranas	Permeado
10,0%	38,5%
20,0%	52,5%
30,0%	63,5%
40,0%	71,5%
50,0%	78,0%

Com base nas premissas descritas acima, o balanço de massa para o componente CO₂ resulta que 8% do CO₂ produzido é exportado, com a corrente de gás também exportado via gasoduto, 1,5% segue para alimentação dos turbogeradores com o gás combustível e 3% do CO₂ é enviado para *flare*, durante queimas esporádicas de gás dentro do limite permitido pela ANP para a queima. Assim sendo, 12,5 % de CO₂ produzido não será reinjetado em reservatório e 87,5% de CO₂ produzido será reinjetado em reservatório.

Considerando o fator de recuperação final médio de 20%, a fração de CO₂ reinjetado que fica armazenada em reservatório (fator de armazenamento), após o abandono do campo é estimada em 97,5% do CO₂ presente em reservatório antes do início da produção do campo.

A **Tabela II.2.4.2.2.1.6-2** tabela ilustrativa do balanço de massa para o CO₂:

Tabela II.2.4.2.2.1.6-2 - Balanço de massa do CO₂

Corrente	Percentual do CO ₂ Produzido
Vazão de Produção	100,0%
Vazão de Exportação	8,0%
Vazão para a Geração	1,5%
Vazão de Perdas (Flare)	3,0%
Vazão Total Total	12,5%
Vazão Reinjetada em Reservatório	87,5%
Total do Volume Armazenado em Reservatório	97,5%

A quantidade de CO₂ dissolvida no óleo morto é desprezível, ou seja, praticamente todo CO₂ produzido migra para fase gás deixando apenas traços na fase óleo.

A planta de remoção do CO₂ não apresenta reciclo parcial da corrente rica em CO₂ visando a melhoria de desempenho da separação, logo a taxa de reciclo do processo é de 0%.

Já com relação à taxa de reciclo em reservatório, ou seja, a fração de CO₂ reinjetado em reservatório que volta a ser produzido, esta foi estimada em valor entre 5 e 10%.

A planta de processo conta com uma unidade de remoção de sulfatos (URS), que recebe sequestrantes de cloro e oxigênio, inibidor de incrustação e biocida (este somente por uma hora, uma vez por semana). O volume total descartado como rejeito da unidade corresponde a 25% do fluxo de água do mar captado, totalizando cerca de 9.540 m³/dia. Foram realizadas e apresentadas modelagens para verificar a dispersão dos compostos descartados (sequestrante de cloro e inibidor de incrustação em um cenário e outro com a adição de biocida) utilizando-se concentrações obtidas em equipamento similar. O “Anexo II.6.2-2” trouxe os

relatórios dessas modelagens para todos os DPs, concluindo que as alterações consideradas significativas na qualidade da água ficariam restritas a raios de até 55 metros das unidades de produção. Porém, ainda se considera importante a realização de uma modelagem adicional para a pluma de efluentes gerada durante o procedimento de limpeza periódica da URS.

Resposta/Esclarecimento: A modelagem da pluma de dispersão do efluente gerado durante a limpeza das membranas de remoção de sulfato e descartado no mar está sendo providenciada. A PETROBRAS se compromete a encaminhar os resultados ao IBAMA.

II.2.4.2.2.2 - Sistema de Geração de Energia

O EIA não informa sobre a utilização de óleo combustível nos turbogeradores, apesar do FPSO BW Cidade de São Vicente ter tancagem para 4.855,90 m³; O FPSO Cidade de Ilhabela de 7.028 m³ e o FPWSO Dynamic Producer de 1.891 m³ (Tabela II.2.4.2.1.2.2-1). No caso de uso de óleo combustível, a concentração de enxofre pode chegar a 3,5% em massa (Resolução ANP nº 52/2010) para os tipos OCM120, OCM 180 ou OCM380. A empresa deve confirmar a possibilidade do uso de óleo combustível e a estimativa anual de consumo.

Resposta/Esclarecimento: O combustível líquido a ser utilizado é o Óleo Diesel Marítimo. O Óleo Combustível Marítimo não será utilizado.

II.2.4.2.2.3 - Sistemas Semelhantes em todos os FPSOs (SPA, TLDs e Dps)

II.2.4.2.2.3.1 - Sistema de Tocha e Vent

Para os TLDs e SPA todo o gás não utilizado na geração de energia será queimado nas tochas e, no caso dos DPs, esta queima também poderá ocorrer “durante as despressurizações do sistema de processamento, em situações de emergência ou em caso de falha de equipamentos”. (EIA, II.2, p. 137/328)

As chamas permanentes em cada FPSO queimam cerca de 3.000 m³/dia de gás. Tendo em vista a recente entrada em operação da unidade P-58 no norte da Bacia de Campos, equipada com o sistema conhecido como “flare fechado”,

solicita-se que seja aventada a possibilidade de incorporação dessa tecnologia aos FPSOs que serão construídos para o presente empreendimento. Considerando que essa abordagem poderá ser individualizada por unidade à medida que sejam projetadas, recomenda-se manter a opção em discussão ainda que não seja possível sua introdução no FPSO Cidade de Ilhabela.

Resposta/Esclarecimento: Projeto do Sistema de *Flare* Fechado encontra-se em fase de avaliação da tecnológica. Os resultados práticos e as lições aprendidas serão incorporados em projetos subsequentes, a depender da fase do empreendimento. Os FPSOs P-66, P-67, P-68, P-69, P-71, P-72, P-73, P-74, P-75, P-76 e P-77 estão sendo contruídos com o sistema de *flare* fechado. A alternativa tecnológica selecionada para suprimir a queima do piloto do *flare* no projeto do *flare* fechado é um sistema de acendimento balístico da chama.

Além disso, solicita-se que a empresa teça comentários sobre a dependência do funcionamento contínuo do sistema de geração de nitrogênio, em função da purga do flare.

Resposta/Esclarecimento: Para a operação segura, as linhas entre os vasos de *flare* e o *flare* precisam ser mantidas com pressão positiva de modo a evitar entrada de oxigênio (comburente) no interior da tubulação. A injeção do gás de purga tem por objetivo manter a pressão positiva na linha do *flare*, evitando uma atmosfera explosiva no interior da tubulação, que poderia comprometer a integridade da tubulação. O gás natural e o nitrogênio são utilizados para esta finalidade. No sistema de "*flare* fechado", o nitrogênio tem que ser utilizado como gás de purga devido à ausência de chama piloto. Desta forma, é possível considerar o gás natural como contingência somente na condição da chama piloto em operação.

II.2.4.5 - Descrição das Operações de Intervenção Durante a Produção

Foram descritas as principais intervenções que poderão ocorrer nos poços dos sistemas de produção. Entende-se que as intervenções com unidades de perfuração e fluidos autorizados no âmbito da atividade de perfuração na área

geográfica da Bacia de Santos – AGBS (LO 1006/11), poderão ocorrer enquanto durar a vigência da referida LO e desde que observadas as condições definidas no Processo IBAMA nº 02022.003032/2005, devendo ser devidamente reportadas nos relatórios previstos. Para as intervenções que não se enquadram nesta situação, deverão ser solicitadas anuências específicas durante a operação dos sistemas de produção.

Resposta/Esclarecimento: A PETROBRAS esta ciente.

II.2.4.6 - Descrição do Sistema Submarino

Pelo que foi apresentado, os sistemas de elevação dos fluidos dos poços às unidades de DP serão todos do tipo acoplado, com configurações de linhas flexíveis em catenária livre ou lazy wave ou rígidas tipo steel lazy wave riser (SLWR). Tendo em vista as alternativas tecnológicas estudadas e as justificativas apresentadas para unidades de produção da Etapa 1 – FPSOs Cidade de São Paulo, Cidade de Paraty e Cidade de Mangaratiba (Processo IBAMA nº 02022.002287/09) e para o FPSO Cidade de Angra dos Reis (Processo IBAMA nº 02022.000984/2008), onde houve menções aos diferentes níveis de contaminação por gases ácidos nos fluidos produzidos, solicita-se um maior detalhamento das alternativas consideradas para o Etapa 2, já que, diferentemente daqueles, no presente caso não foi considerado necessário o uso de sistemas híbridos de elevação.

Resposta/Esclarecimento: De acordo com o contexto associado ao Pólo Pré-Sal da Bacia de Santos (profundidade, condições meteoceanográficas, características do solo, pressão, temperatura, teores de contaminantes e demais características dos fluidos), foram consideradas alternativas de sistemas acoplados e desacoplados (híbridos de flexível + rígido) para elevação e injeção dos fluidos nas unidades de DP. Assim, considerando a evolução tecnológica das várias alternativas de dutos de escoamento, foram analisadas as diversas opções disponíveis (BSR - bóia de sustentação de risers, MHR - Multibore hybrid risers, SLWR - steel lazy wave risers e FLWR - flexible lazy wave risers), tendo sido escolhida para cada sistema de produção a melhor alternativa técnica e econômica.

A produção de gás dos DPs será escoada pela malha de dutos, à exceção do DP de Carioca, que injetará todo o gás. Segundo informado haverá um duto desde o DP de Sapinhoá que fornecerá ao DP de Carioca todo gás necessário para combustível, gas-lift e aumento da capacidade de injeção nos primeiros anos. A malha de dutos que ainda será instalada é composta por 14 (quatorze) gasodutos oriundos dos DPs e mais um tronco principal de interligação, totalizando 15 (quinze) trechos.

De acordo com o EIA, não está prevista a formação de condensado nas condições de operação desses trechos, contudo, afirmou-se que seria possível ocorrer condensação em quantidades significativas nos outros trechos do sistema de escoamento. Entretanto, o EIA também menciona que: “De acordo com a modelagem realizada pela PETROBRAS, em caso de vazamento em qualquer gasoduto do Projeto ETAPA 2, não haverá formação e vazamento de condensado”. (EIA, II.2, 188/328)

Assim, considerando a apresentação de informações que se pressupõe serem contraditórias, devem ser apresentados maiores esclarecimentos sobre a possibilidade de formação de condensado no sistema de escoamento que atenderá ao Polo Pré-sal da Bacia de Santos. O diagrama de fases da “Figura II.2.4.6.7-1”, por exemplo, apresentaria maior utilidade nesse sentido se trouxesse alguns pontos demonstrativos de condições de operação de trechos considerados representativos.

Resposta/Esclarecimento: Os gasodutos contemplados no Projeto Etapa 2, estão localizados em regiões de LDA profunda, afastados dos pontos de recebimento em terra e, portanto, com pressões de operação superiores à cricondenbárica do gás escoado no sistema. Por outro lado, nos gasodutos próximos aos pontos de recebimento, a jusante da Rota 1, Rota 2 ou Rota 3, que podem operar com pressões de recebimento baixas, haverá formação de condensado. Assim, mesmo que em outros trechos seja possível ocorrer condensação, nas regiões contempladas no Projeto Etapa 2 não haverá formação de líquido em condições normais de operação.

A **Figura II.2.4.6-1** apresenta, além do envelope de fases para as três composições de gás de projeto, as menores pressões esperadas para nove

pontos do sistema em questão e que justificam a condição de regime monofásico por estarem fora do envelope de fases. Os seguintes pontos são representados:

a) equipamentos submarinos nas extremidades finais dos gasodutos Lula Norte-Franco Noroeste, Lula Extremo Sul e Sapinhoá Norte, correspondendo aos pontos de menor pressão interna para cada um dos três gasodutos troncos principais;

b) na saída dos FPSO's de Franco 1, Franco NW, Lula Norte, Iracema Norte, Lula ES e Sapinhoá Norte, representado as diferentes regiões do Projeto Etapa 2.

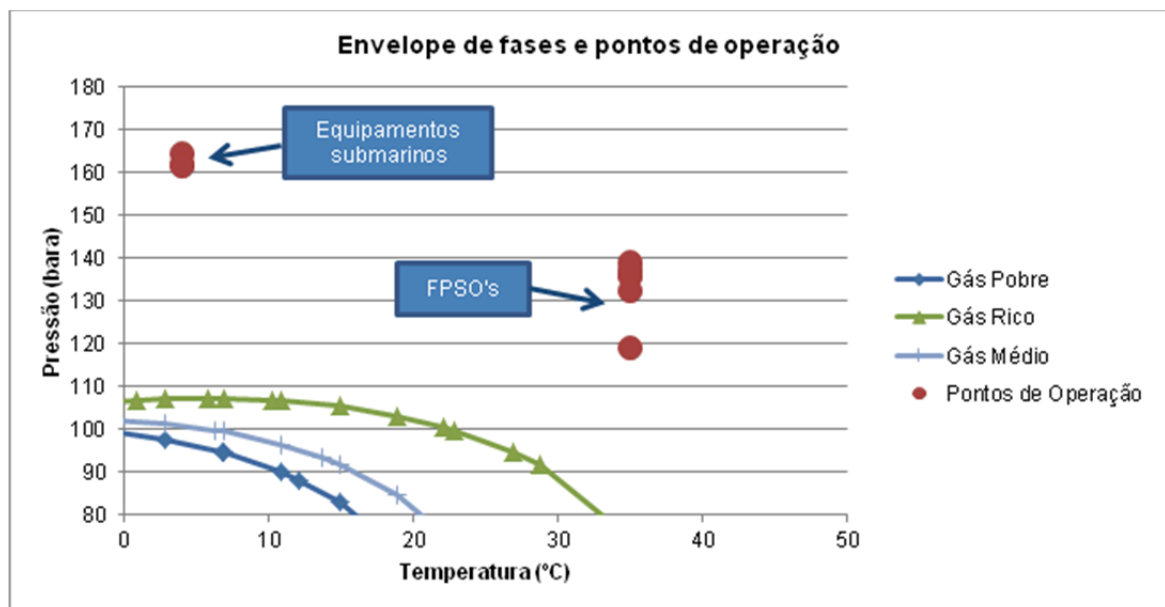


Figura II.2.4.6-1 - Mostra envelope de fases e pontos de operação.

No caso dos gasodutos, além dos sistemas acoplados estão previstos somente em 3 (três) DPs – Lula Norte, Lula Extremo Sul e Sapinhoá Norte – o uso de risers híbridos autossustentados (RHAS), que utilizam um trecho vertical de aço sustentado por tanques de flutuação. Portanto, deve ser apresentada uma discussão sobre vantagens e desvantagens dessas alternativas tecnológicas e dos fatores determinantes de suas escolhas para cada um dos DPs.

Resposta/Esclarecimento: Basicamente, há duas opções de sistema de exportação para os projetos incluídos neste processo, correspondendo a (i) riser flexível acoplado com diâmetro interno de 9.125" e (ii) riser híbrido

autossustentado, com maiores diâmetros (18"DN a 20"DN). A decisão de uso desta ou daquela tecnologia se deve unicamente à necessidade de lançamento de PIG, por parte da UEP em questão, para limpeza e inspeção do trecho rígido do sistema integrado de exportação (SIE), desde esta UEP até seu destino final. Quando há esta necessidade, o uso do RHAS (ou outra opção que viabilize este maior diâmetro interno) é imperativo. Quando não há tal necessidade, o riser flexível de 9.125" é mais atrativo economicamente e ainda permite a exportação do gás produzido nas vazões previstas.

Ainda, deve ser objetivamente informado se serão utilizadas válvulas DHSV nos poços de produção.

Resposta/Esclarecimento: Todos os poços dos projetos incluídos neste processo de licenciamento disporão do dispositivo DHSV - downhole safety valve. Não há previsão de poços sem este recurso em nenhum projeto futuro no Polo Pré-sal da Bacia de Santos.

II.2.4.7 - Caracterização do Escoamento da Produção de Óleo e Gás

O EIA esclareceu que: “O escoamento do óleo produzido e pré-tratado nos FPSOs do Projeto Etapa 2 será realizado através de operações de offloading com a utilização de navios aliviadores de posicionamento dinâmico do tipo Aframax ou Suezmax”; e que: “A capacidade típica para transporte de óleo destes navios varia de 80 a 160 mil m³ e escoará a produção para terminais no continente.”. (EIA, II.2, p. 224/328)

Com relação ao gás associado dos projetos de DP, o EIA informou que:

“O escoamento de gás dos projetos de DP licenciados pelo Projeto Etapa 2 se dará por conexão das unidades de produção aos gasodutos troncos Rota 1, Rota 2 e Rota 3, sendo estes dois últimos em processo de licenciamento.”

“O gasoduto Rota 2 do Polo Pré Sal da Bacia de Santos, com previsão de entrada em operação em 2014, agregará à malha 13 MMm³/d de capacidade de exportação de gás. Este gasoduto consiste na interligação do gasoduto Lula NE – Iracema e Iracema – Lagomar ao Terminal

Cabiúnas – TECAB, que viabilizará o escoamento do gás para Cabiúnas, onde será tratado, processado e comercializado. Para isto, o TECAB está passando por adequações para implantação de novas unidades de recebimento e tratamento de gás, além da ampliação da capacidade de processamento de gás natural.”

“O gasoduto Rota 3 com previsão de entrada em operação em 2016, agregará à malha aproximadamente 18 MM m³/d de capacidade de exportação de gás. Este gasoduto consiste na interligação dos projetos do Pré-sal ao COMPERJ, contendo como trecho principal o gasoduto submarino interligando Franco Noroeste a Maricá e o gasoduto terrestre interligando Maricá ao COMPERJ. O gás será processado em Unidades de Processamento de Gás no COMPERJ, que terão capacidade de 21 MM Sm³/d.”

“Se houver excedente de gás em Cabiúnas, o mesmo poderá ser enviado através do GASDUC II e de um futuro ramal de gás rico (Guapimirim – COMPERJ) para processamento nas UPGNs do COMPERJ”. (EIA, II.2, 224-225/328)

Os dados apresentados indicaram uma capacidade de escoamento de gás da ordem de 31 MM m³/d, porém mencionaram apenas uma capacidade de processamento no COMPERJ de 21 MM m³/d, sem indicar qual seria a capacidade instalada e planejada para o TECAB.

Além disto, quando da análise dos dados referentes à produção, apresentados no item “II.2.4.4 – Curva Prevista para a Produção de Óleo, Gás e Água”, constata-se que a produção de gás atingirá um pico de cerca de 57 MM m³/d em 2019. Portanto, fica evidente a carência de informações no EIA sobre a real capacidade de escoamento do gás produzido pelos DPs previstos para a Etapa 2, contrariando o Termo de Referência CGPEG/DILIC/IBAMA nº 002/13, que preconizava a necessidade de uma discussão a respeito das “limitações existentes para o escoamento de todo o gás” e a apresentação das “soluções para superação das limitações dos sistemas de escoamento (gasodutos, rotas, terminais, etc.)”.

Neste sentido, também observa-se a ausência de informações no EIA sobre a Rota 1, hoje responsável pelo escoamento da produção atual do Polo Pré-sal, do Polo Uruguá e de Mexilhão, bem como sobre a capacidade instalada da Unidade de Tratamento de Gás de Caraguatatuba/SP (UTGCA).

A empresa deverá atender ao solicitado no Termo de Referência CGPEG/DILIC/IBAMA nº 002/13, levando em consideração a capacidade de transporte e tratamento de gás, de acordo com: gasodutos e terminais existentes e a serem instalados/ampliados; produção de gás dos projetos em operação e que utilizam a Rota 1 e os Terminais em operação (UTGCA e TECAB); e prazos previstos para a entrada em operação das Rotas 2 e 3 e para a ampliação/operação dos terminais.

A discussão deverá ser acompanhada de mapa ou esquema indicando as capacidades de escoamento e tratamento de gás em contraste com as produções estimadas.

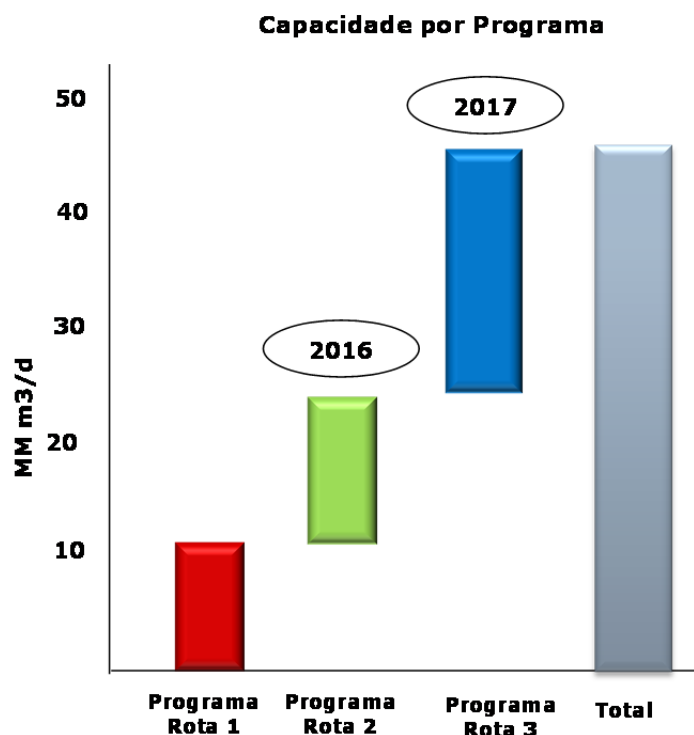
Resposta/Esclarecimento: Primeiramente, cabe destacar que, este volume de pico de cerca de 57 MM m³/d, em 2019, apresentado no Item “II.2.4.4 – Curva Prevista para a Produção de Óleo, Gás e Água” do EIA/RIMA do Projeto Etapa 2, refere-se ao volume de gás produzido pelos DPs, não se referindo ao volume que será escoado pelos gasodutos. Dessa forma, uma parte desse volume de gás produzido diz respeito à corrente reinjetada em reservatório, outra parcela desse volume de gás produzido será utilizado como gás combustível no FPSO e o excedente desse volume será escoado através dos gasodutos. Estima-se que cada projeto exportará cerca de 50% do gás produzido.

Os Programas Rota 1, 2 e 3, quando em plena capacidade, permitem o escoamento e processamento de 44 MM m³/d, sendo

- (i) 10 MM m³/d referente ao Programa Rota 1;
- (ii) 13 MM m³/d referente ao Programa Rota 2;
- (iii) 21 MM m³/d referente ao Programa Rota 3.

Ressalta-se que até a data de entrada total em operação dos Programas Rotas 2 e 3, respectivamente em janeiro de 2016 e outubro de 2017, o

escoamento do gás dos DPs será feito pelo gasoduto Rota 1, que já se encontra em operação. Caso o volume a ser exportado pelos DPs ultrapasse a capacidade da infraestrutura de escoamento disponível, o gás excedente será reinjetado no reservatório. A capacidade dos programas e a data de entrada em operação prevista é apresentada na (Figura II.2.4.7-1).



Projetos Etapa 2	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Curva de Produção (MM m ³ /d)	0,6	4,5	14,5	36,7	52,0	57,0
Volume Aprox. de Escoamento (MM m ³ /d)	0,3	2,3	7,3	18,3	26,0	28,5

Figura II.2.4.7-1 - Capacidade dos Programas Rota 1, 2 e 3 de escoamento da Bacia de Santos e data de entrada em operação prevista.

II.2.4.8 - Rotas dos Navios Aliviadores

O óleo produzido nos empreendimentos do Projeto Etapa 2 será escoado por navios aliviadores, que poderão recolher a produção de mais de um empreendimento.

De acordo com o EIA, os terminais previstos para receber o óleo do SPA, TLDs e DPs do Projeto Etapa 2 são:

- Terminal Almirante Soares Dutra (Tramandaí/RS);
- Terminal São Francisco do Sul (SC);
- Terminal Almirante Barroso (São Sebastião/SP);
- Terminal Maximiliano da Fonseca (Baía da Ilha Grande/RJ);
- Terminal Almirante Tamandaré (Baía de Guanabara/RJ);
- Terminal Madre de Deus (BA).

A PETROBRAS também apresentou a “Tabela II.2.4.8-1” com as operações de alívio realizadas entre os meses de janeiro e julho de 2013 para os empreendimentos em operação naquele período no Polo Pré-Sal da Bacia de Santos (Piloto de Lula, Piloto de Sapinhoá e TLD de Sapinhoá Norte). Os resultados indicaram que cerca de 47% das operações de alívio foram destinadas ao Terminal Almirante Barroso, 33% ao Terminal Madre de Deus e 20% exportadas diretamente.

Em recente discussão estabelecida entre a Transpetro e o IBAMA a respeito da supressão de válvulas de segurança breakaway dos mangotes do Terminal de Tramandaí, que, segundo o empreendedor, foram responsáveis por recentes derramamentos de óleo no Terminal, foi abordada a possibilidade de utilização de navios equipados com posicionamento dinâmico para a realização das operações de carga e descarga. Esta consulta foi feita pelo IBAMA à Transpetro e teve por objetivo verificar as alternativas de redução de riscos de vazamento, uma forma de amortecer os efeitos da supressão das válvulas de segurança, em caso de concessão da anuência pleiteada. Em resposta, a Transpetro informou que, tecnicamente, não é possível a operação de navios com posicionamento dinâmico neste terminal.

Ao se combinar as informações prestadas no subitem II.2.4.7 a respeito de escoamento com a utilização de navios equipados com DP para o Etapa 2 e a previsão de utilização do Terminal de Tramandaí para receber parte deste

escoamento, tem-se uma provável contradição: ao menos o Terminal de Tramandaí não poderia receber navios DP.

Assim, a PETROBRAS deve confirmar entendimento da Transpetro a respeito da impossibilidade de utilização do Terminal de Tramandaí para operar navios com DP. Em cenário mais amplo, deve apresentar informações sobre esta questão também para os outros terminais que podem receber o óleo escoado por navios DP. Caso os terminais possuam, de fato, esta restrição, alternativas logísticas deverão ser propostas.

Resposta/Esclarecimento: Cabe destacar primeiramente que os Navios DP podem atracar nos terminais sem a utilização do posicionamento dinâmico. Dessa forma, o Terminal de Tramandaí não possui nenhuma restrição para o recebimento de Navios DP haja vista a possibilidade deles atracarem sem a utilização do posicionamento dinâmico. Cabe ressaltar adicionalmente que nenhum dos demais terminais de petróleo apresenta restrição quanto ao recebimento de Navios DP

II.2.4.9 - Descrição das Operações de Instalação das Unidades de Produção e Estruturas Submarinas

Foram descritas operações de instalação, no entanto o Termo de Referência CGPEG/DILIC/IBAMA nº 002/13 não foi plenamente atendido, uma vez que não foram apresentadas informações sobre a duração e a periodicidade previstas para cada operação, nem apresentado mapa com as rotas a serem utilizadas pelas embarcações que atuarão nestas atividades. Estas informações e o mapa devem ser apresentados.

Resposta/Esclarecimento: O Mapa está apresentado no **Anexo II.2.4.9-A** e a resposta apresentada no Item “II.2.4.12 - Descrição das Embarcações das Operações de Instalação” deste parecer.

II.2.4.10 - Medidas para Minimizar os Riscos nas Operações de Instalação

Solicita-se a apresentação de Mapa Geohazards para cada setor da área em licenciamento.

Resposta/Esclarecimento: Os estudos de “Geohazard” (Avaliação Geológica) são realizados para subsidiar o posicionamento dos arranjos submarinos nas áreas dos projetos de DP ou TLD. O enfoque destes relatórios é apresentar as áreas que possam oferecer riscos para as instalações, mas que, no entanto não são impeditivas desde que suportadas por estudos específicos ou mudança no escopo do projeto.

Acreditamos que o estudo que atende de forma mais adequada a demanda deste Parecer Técnico trata-se do Mapa de Fator de Segurança apresentado no **Anexo II.2.4.10-A** com as localizações dos DPs e TLDs na área do Polo Pré-Sal.

Esse estudo considera várias características e feições da área do Projeto Etapa 2 (Avaliação geológica, faciologia, dados geotécnicos (resistência), declividades, etc) resultando na variação da escala de Fator de Segurança quanto à estabilidade nas áreas de talude marinho e sopé continental para operações de instalação.

Também deve ser apresentado um maior detalhamento da tecnologia de disposição dos gasodutos em ambiente marinho e discutido se o eventual surgimento de estruturas erosivas pode provocar danos a estes dutos e, conseqüentemente, ao meio ambiente.

A empresa deve informar todas as medidas que deverão ser adotadas para evitar que a biota bentônica local seja afetada durante a atividade de ancoragem e aquelas que deverão ser executadas com a finalidade de adaptar os dutos às diferentes coberturas sedimentares do leito onde serão instalados.

Resposta/Esclarecimento: O lançamento dos gasodutos poderá ser realizado por meio de três métodos: *S-Lay, J-Lay ou Reel-Lay.*

A característica principal do método *S-lay* refere-se à posição de lançamento do gasoduto e a trajetória que o mesmo assume ao tocar o solo marinho.

O lançamento é realizado em uma posição quase horizontal, criando duas regiões de flexão acentuada (trajetória típica em “S”): uma na rampa conhecida por “*overbend*” e outra junto ao fundo, denominada “*sagbend*”. Dependendo da profundidade, para suavizar ou minimizar a forte variação angular que o duto sofre ao deixar a embarcação, o lançamento ao mar é realizado sobre uma rampa treliçada denominada *stinger*, localizada na popa da embarcação e que tem a função de direcionar e regular o ângulo de descida do duto.

No método *S-Lay* as operações de construção do duto (biselamento, soldagem, revestimento, dentre outras) são realizadas em uma única linha de produção, semelhante ao um processo de montagem em série.

O processo típico de lançamento *S-Lay* compreende a preparação e união dos tubos a bordo da embarcação lançadora. Após a união dos segmentos de tubos, o duto assim constituído é liberado continuamente pelo *stinger* da embarcação e acomodado no leito marinho.

O método *J-Lay* é uma variação do método *S-Lay*, sendo que a rampa de lançamento encontra-se em posição quase vertical (torre de lançamento). Neste caso a região de *overbend* não existe e a configuração de lançamento se aproxima ao desenho da letra “J”. Outra característica que difere este método é o fato que as operações de construção do duto ocorrem praticamente em uma única cabine de montagem.

A depender do porte da embarcação, a fabricação do gasoduto pode ocorrer pela pré-fabricação de juntas múltiplas, normalmente entre 4 e 6 juntas, ou seja, segmentos de 48 a 72 m de duto. A pré-fabricação de juntas múltiplas poderá ser realizada em uma linha de soldagem secundária na própria embarcação ou ainda serem fabricadas em terra.

Já no método *Reel -Lay*, a linha é fabricada em terra e estocada em rolos de grande diâmetro no convés da embarcação para transporte e instalação. A instalação do duto ocorre pelo desenrolamento gradual da linha. A vantagem

deste método, em relação aos outros, é a grande velocidade de Instalação, que pode ser dez vezes mais rápida do que a velocidade dos lançamentos mais tradicionais. Contudo, este método possui limitação quanto ao diâmetro do duto. O diâmetro máximo viável para este tipo de lançamento é de 16 polegadas.

Devido às deformações impostas ao duto, durante ao processo de enrolamento e desenrolamento, normalmente a espessura de parede necessita ser maior do que a requerida para os demais métodos. Outra limitação deste método é a restrição quanto à utilização de alguns revestimentos devido à curvatura imposta.

Independentemente do método de lançamento, a instalação dos gasodutos será realizado de acordo com as etapas básicas descritas a seguir. Estas etapas podem ocorrer de forma sequencial ou concomitante.

- Lançamento do gasoduto e respectivos equipamentos;
- Interligação do gasoduto com os equipamentos submarinos;
- Calcamento e correção de vãos livres;
- Limpeza, calibração, teste hidrostático, desalagamento, secagem e inertização do gasoduto e equipamentos com nitrogênio.

Um maior detalhamento das informações sobre as tecnologias de instalação dos gasodutos em ambiente marinho, previstas para os gasodutos objeto do processo licenciamento da Atividade de Produção e Escoamento de Petróleo e Gás Natural do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos - Etapa 2 encontra-se apresentado no Item II.2 – Caracterização da Atividade, da Seção II.2.4.9.4 a I.2.4.11.2.3 (págs. 237 à 265/328) do EIA/RIMA do Projeto Etapa 2.

Em relação ao questionamento sobre o eventual surgimento de estruturas erosivas, conforme informado no EIA, as locações dos equipamentos submarinos e as rotas de lançamento das linhas e dos gasodutos foram estabelecidas a partir de critérios técnicos considerando as seguintes premissas: viabilidade técnica para o lançamento e mitigação de impactos ambientais potenciais evitando a interferências com estruturas submarinas já existentes no leito oceânico; a garantia de estabilidade e integridade dos equipamentos, linhas e gasodutos durante a instalação e ao longo de sua vida útil.

Para tanto, realizou-se a caracterização geológica e geomorfológica, com base nos dados primários coletados durante a execução dos levantamentos geológico e geofísico da Região do Projeto Etapa 2. Estes levantamentos visaram analisar a geologia do fundo e do sub-fundo marinho, buscando investigar a existência de impedimentos naturais ou restrições ao longo do trajeto planejado para as linhas e gasodutos e em áreas adjacentes ao local de instalação dos equipamentos, que pudessem representar riscos para as atividades de produção e escoamento de petróleo e gás natural nessa região.

A região do Projeto Etapa 2 foi alvo de intenso levantamento de dados geofísicos realizados através de veículo autônomo submarino AUV (*Autonomous Underwater Vehicle*), contemplando a sísmica de alta resolução (SBP - *Sub Bottom Profile* – perfilador de subfundo), sonar de varredura lateral (SSS – *Side Scan Sonar*) e batimetria multifeixe (*Multibeam*), amostragens geológicas e ensaios geotécnicos que subsidiaram diversos estudos.

Esses estudos permitiram caracterizar a declividade do terreno e verificar a existência de possíveis falhas/estruturas geológicas e formações carbonáticas, bem como auxiliaram na definição da rota dos gasodutos, para que os mesmos fossem traçados em áreas de maior favorabilidade, ou seja, distantes da presença de feições complexas que pudessem afetar a integridade dos dutos.

O conjunto das informações levantadas durante os estudos, como imagens provenientes de sonares de varredura lateral, batimetrias multifeixe, perfis sísmicos, imageamento por meio de veículo autônomo submarino (AUV) e mapas faciológicos, permitem inferir quanto à estabilidade da região na qual será feita a instalação das estruturas submersas. De acordo com os levantamentos geofísicos de alta resolução realizados nas diretrizes dos gasodutos não foram identificadas feições de fundo ativas e a presença de formações carbonáticas, em todos os blocos onde serão desenvolvidas atividades. O detalhamento sobre as informações geológicas e geomorfológicas do fundo marinho, bem como dos estudos e levantamentos realizados encontra-se apresentado no Item II.5.1.4 – Geologia e Geomorfologia, do EIA/RIMA do Projeto Etapa 2.

De forma geral, a definição das locações dos equipamentos submarinos e as rotas de lançamento das linhas e dos gasodutos priorizou áreas de maior planura e relevo de fundo o mais constante possível, buscando evitar a instalação ou passagem por feições complexas de relevo submarino como cânions, ravinas, taludes com inclinação excessiva e mesmo obstáculos artificiais, como âncoras abandonadas, por exemplo.

Em relação a medidas que poderiam ser adotadas para evitar que a biota bentônica fosse afetada, segundo SÁNCHEZ (2008), alguns impactos ambientais, não podem ser evitados. No caso da ancoragem dos FPSOs e lançamento de dutos este impacto é inerente a atividade em questão e não tem como ser evitado nem minimizado.

Já em relação, a corais de águas profundas, vale citar que caso fossem detectados bancos destes organismos, seriam avaliadas rotas alternativas visando minimizar este impacto. Contudo, cabe destacar, que não foi observada a ocorrência de bancos de corais de água profunda nos locais de ancoragem dos FPSOs e das estruturas submarinas. De acordo com o subitem II.5.1.4 – Geologia e geomorfologia do EIA/RIMA do Projeto Etapa 2 os mapas faciológicos, as imagens provenientes de sonares de varredura lateral, batimetrias multifeixe, perfis sísmicos e imageamento por meio de veículos não tripulados (ROV) mostraram que em nenhum dos blocos onde serão desenvolvidas atividades do Projeto Etapa 2 existe material refletivo e conseqüentemente a indicação da presença de bancos destes organismos.

II.2.4.11 - Descrição dos Procedimentos para Realização dos Testes de Estanqueidade das linhas de Escoamento

O EIA destaca que não está prevista a utilização de outros aditivos químicos que não a fluoresceína (ex.: biocidas) nos testes de estanqueidade de linhas e gasodutos e que “não haverá hibernação dos gasodutos do Projeto Etapa 2”. (EIA, I.2, p. 264/328).

Resposta/Esclarecimento: Não é prevista a hibernação de gasodutos de exportação do Projeto Etapa 2. Não será usado outro produto químico que não a fluoresceína durante os testes de estanqueidade destes gasodutos de exportação do Projeto Etapa 2.

Dutos do sistema de coleta, especificamente os de injeção de gás, poderão receber aditivos químicos para preservação até que seja iniciada a injeção de gás nos respectivos poços injetores. Não será feito descarte do fluido de preservação no fundo do mar, sendo este fluido injetado no poço ou retornado à unidade de superfície para posterior recolhimento.

II.2.4.12 - Descrição das Embarcações das Operações de Instalação

O EIA informou que, em sua grande maioria, as embarcações de instalação estarão contempladas no âmbito do Processo Administrativo dos Projetos Ambientais Continuados (Processo IBAMA nº 02022.001637/11), acrescentando que: “Caso alguma embarcação venha a trabalhar nessa operação e não esteja inserida nos Projetos Ambientais de Caráter Continuado, serão apresentados os respectivos descritivos e certificados, e ela será disponibilizada para vistoria técnica do IBAMA antes de iniciar suas operações”. (EIA, II.2, p. 232/328)

Além disto, na “Tabela II.2.4.12-1”, foram apresentados os tipos de embarcações previstas para a instalação dos empreendimentos. Contudo, por mais que ainda possam não estar definidas as embarcações envolvidas com cada etapa destas instalações, a empresa deve informar quais tipos e quantas embarcações estarão simultaneamente envolvidas com cada uma destas etapas durante as instalações do SPA, TLDs, DPs e gasodutos.

Resposta/Esclarecimento: Estas questões estão respondidas na apresentação do Item II.2.4.21-1 – Operações de Apoio deste parecer.

II.2.4.13 - Efluentes Gerados durante a Operação das Unidades de Produção

Foram apresentadas informações sobre os efluentes sanitários (águas negras e cinzas), água de produção, efluentes das unidades de remoção de sulfatos, efluentes do sistema de drenagem e água de resfriamento.

O sistema de tratamento de esgoto previsto utiliza biodegradação aeróbica (lodo ativado) e desinfecção final por cloração. As águas cinzas somente são incluídas na etapa de desinfecção. Segundo informado, o lodo gerado é periodicamente removido para descarte em terra.

Com relação à água produzida, permanece a expectativa de que somente ocorra nos DPs, mas foi informado que o FPSO BW Cidade de São Vicente e o FPWSO Dynamic Producer estão preparados para o tratamento dessa fase caso ocorra em algum TLD ou SPA, o que, se for o caso, conforme já destacado no presente Parecer Técnico, dependerá de anuência prévia desta Coordenação Geral. Merece registro o compromisso assumido de que a água produzida tratada será “monitorada continuamente antes de ser descartada no mar, através de um sensor de TOG na linha de descarte. O monitor de TOG possui alarme sonoro e visual na sala de controle de processo. O mesmo sinal que acionará o alarme provocará a interrupção automática do descarte, com o retorno da água para novo tratamento nos tanques de água oleosa do FPSO.”. (EIA, II.2, p. 268/328).

A água residual da Unidade de Remoção de Sulfatos terá seu volume aferido para os períodos com e sem a adição de biocida.

Foi indicado que existem sistemas de drenagem fechada e aberta. A fechada deve abranger somente coletores de líquidos de vasos do processo, sem contato com a atmosfera, retornando o óleo para a planta. A drenagem aberta abrange todas as águas que podem carrear resíduos oleosos, incluindo águas de lavagem e águas pluviais. Toda água recolhida por bandejas e drenos é direcionada para o tanque denominado slop sujo. O tanque somente favorece a separação por gravidade, sendo a fase oleosa direcionada para a planta de processamento e a aquosa para o tanque denominado slop limpo. Segundo descrito, deste tanque a água é descartada sob monitoramento de TOG, que “deverá atender a legislação vigente.”. (EIA, II.2, p. 269/328).

Não foram fornecidos detalhes a respeito de como é feito o enquadramento desse efluente, sobre que valor está definido para o medidor de TOG e sobre o procedimento em caso de o efluente não estar enquadrado. Além destas informações, deve ser esclarecido como é verificado o resíduo oleoso que se acumula no tanque de slop limpo e qual sua destinação.

Resposta/Esclarecimento: No FPSO Cidade de Ilhabela, as águas provenientes de chuva são coletadas no tanque de descarte de águas pluviais (tanque de drenagem) e descartadas mediante medição de TOG de no máximo 15 ppm.

Água da praça de máquinas: Para o tratamento de águas oleosas provenientes da praça de máquinas o FPSO dispõe de um sistema de separação de água/ óleo (SAO). Os efluentes de manutenção e operação das máquinas, assim como os resíduos oleosos provenientes do processo de purificação de óleo diesel e óleo lubrificante são coletados regularmente e enviados para tanque específico (Bilge Tank)

A água do Bilge Tank é aspirada e tratada pelo separador de água e óleo. Assim que enquadrado o TOG que é de 15 ppm de óleo, esta água tratada é descartada no mar, enquanto o óleo vai para o Oily Bilge Tank. O óleo acumulado é transferido para o tanque de drenagem, através da bomba de esgoto oleoso ou através da bomba de borra.

A água produzida não especificada é direcionada para o tanque de slop sujo, a água e o óleo são separados por gravidade. O óleo sobrenadante é encaminhado para o processo ou para o tanque de carga. A água do slop sujo segue para o tanque Slop “limpo”, onde será descartada após a medição do TOG (29 ppm). Caso não seja atingido esse valor, a produção e o processo de tratamento será restringida ou interrompida de forma a garantir enquadramento da água produzida utilizando os hidrociclones e flotor. A água fora de especificação acumulada no tanque de slop limpo será enviada para reprocessamento ou para o tanque de slop sujo. No FPSO Cidade de Ilhabela, o tanque de slop não recebe águas pluviais e nem águas da praça de máquinas.

É importante ainda retornar à questão do tratamento de águas produzidas, pois para aquele efluente havia a informação de que “o alarme provocará a interrupção automática do descarte, com o retorno da água para novo tratamento nos tanques de água oleosa do FPSO.” (EIA, II.2, p. 268/328).

Neste sentido, é fundamental que se informe a quais tanques o texto está se referindo, pois no caso de se tratar dos tanques de slop deve ser esclarecido de que forma o procedimento pode contribuir na melhoria do nível de descontaminação do descarte. Devem constar estimativas sobre os volumes que poderiam chegar a ser desviados a esses tanques durante esses eventos, baseando-se principalmente em informações acumuladas de experiências das operações da empresa.

Resposta/Esclarecimento: Caso o valor de TOG esteja acima do limite de descarte, a água será enviada para o tanque de slop de bombordo (slop sujo) para separação final do óleo residual por decantação. A água segue para o tanque de boreste (slop limpo), onde será descartada após a medição do TOG (29 ppm). Caso não seja atingido esse valor, a produção será restringida ou interrompida de forma a garantir enquadramento da água produzida utilizando os hidrociclones e flotador. A água fora de especificação acumulada no tanque de slop será enviada para reprocessamento ou para o tanque de slop sujo. A corrente de óleo sobrenadante do tanque de slop será encaminhada para reprocessamento ou para os tanques de carga.

II.2.4.13.1 - Efluentes Sanitários

As unidades de produção contam com sistemas de tratamento de efluentes sanitários, baseados no princípio de lodo ativado. Basicamente, os sistemas são compostos de tanque de aeração, tanque de decantação e tanque de desinfecção por cloro.

As águas cinzas vão direto ao tanque de desinfecção, onde se misturam as águas negras já tratadas pelo sistema, e daí ocorre o descarte para o mar.

Foram apresentados os fabricantes e modelos dos sistemas empregados, assim como suas capacidades de tratamento, para o FPSO BW Cidade de São

Vicente, FPWSO Dynamic Producer e FPSO Cidade de Ilhabela. Informou-se que os demais FPSOs empregados nos DPs terão sistema semelhante ao FPSO Cidade de Ilhabela.

A empresa não informou como se dará o descarte (se contínuo ou intermitente), nem como medirá o volume descartado. Solicita-se a apresentação dessas informações.

Resposta/Esclarecimento: O descarte será contínuo e será medido através de medidor de vazão instalado.

II.2.4.13.2 - Água de Produção

Não está previsto o descarte de água de produção nos TLDs e no SPA. Dessa forma, não são apresentadas informações sobre a capacidade de tratamento de água produzida. Afirmou-se que caso seja necessário descartar, será solicitada anuência e informações adicionais serão oferecidas.

Para o Desenvolvimento da Produção, informou-se que o FPSO Cidade de Ilhabela tem capacidade de tratamento de 120.000 BPD. Todavia, não houve menções sob quais condições esta unidade de produção consegue alcançar essa capacidade de tratamento. Solicita-se, portanto, que sejam apresentadas sobre qual o teor de óleos e graxas (TOG) de entrada para que essa capacidade seja atingida, e, se possível, o TOG de entrada esperado.

Resposta/Esclarecimento: A água produzida pelo sistema de processamento de óleo com um TOG < 1000 ppm é enviada para os hidrociclones onde é tratada para um TOG < 100 ppm na saída. Nesse processo, inibidores de incrustação ou polieletrólidos (agentes floculantes) podem ser injetados à montante dos hidrociclones.

Após esse processo a água é enviada para os flotores que são projetados para atingir a condição de descarte, ou seja, abaixo de 29 ppm. O óleo separado nos hidrociclones e nos flotores será bombeado de volta para o tratamento de óleo no vaso de separação de pressão intermediária - IP flash vessel, pelas bombas de óleo rejeitado A/B.

II.2.4.14 - Caracterização do Aumento da Geração de Resíduos Sólidos e Rejeitos

O item não atendeu adequadamente à solicitação do Termo de referência CGPEG/DILIC/IBAMA nº 002/13, que havia solicitado a caracterização do aumento esperado na geração de resíduos sólidos e rejeitos da atividade a ser licenciada em relação às atividades já desenvolvidas na Bacia de Santos.

A empresa afirmou que os resíduos Classe I são relacionados diretamente à capacidade produtiva, contudo com base nas análises dos dados dos relatórios de implementação do Projeto de Controle a Poluição (PCP) da PETROBRAS na Região 4 (Bacia de Campos), elaboradas no Parecer Técnico CGPEG/DILIC/IBAMA nº 069/2014, no âmbito do Processo IBAMA nº 02022.905/2010-37, tal afirmação não é necessariamente precisa, uma vez que não foi encontrada correlação direta entre a produção de óleo e a geração de resíduos perigosos. É possível verificar que em determinados casos, plataformas de baixa produção de óleo são responsáveis pela geração de quantitativos elevados de resíduos, assim como plataformas com elevados valores de produção de óleo podem gerar quantitativos de resíduos menores.

Resposta/Esclarecimento: Na Bacia de Campos ocorre o fenômeno onde algumas plataformas de pequeno porte com alto nível de BSW (água associada ao óleo) e também de contaminantes que provocam uma alta complexidade no processamento de separação de fases, esta associação acaba provocando a geração de vários resíduos e em quantidades elevadas, principalmente para os de Categoria I - Perigosos. Assim realmente para a Bacia de Campos não é possível correlacionar a produção destas plataformas com os seus volumes de resíduos gerados assim como sua comparação com os outros empreendimentos.

No caso do Projeto Etapa 2 sabendo-se das capacidades produtivas dos FPSOs a serem utilizados, aliados ao conhecimento das peculiaridades dos seus respectivos volume de produção previstos, acreditamos que existirá uma forte correlação de geração de resíduos e as suas capacidades produtivas. Tal correlação já vem sendo observada na Bacia de Santos, com os FPSOs que já alcançaram a sua fase produtiva de curso. Foi em função destas observações que

traçamos a extrapolação da geração dos resíduos durante a fase de produção, obedecendo-se as curvas de produção e suas correlações com o BSW.

A ordem de grandeza dos valores apresentados para a estimativa da geração de resíduos sólidos por plataformas é compatível com o histórico de informações recebidas pelo IBAMA nos relatórios de implementação do Projeto de Controle da Poluição. Contudo, a partir da experiência de análises dos relatórios de atividades de produção e escoamento de petróleo e gás, bem como das compilações de tais informações (inclusive dados constantes da Nota Técnica CGPEG/DILIC/IBAMA nº 07/2011), fica evidenciado que os resíduos Perigosos (Classe I), via de regra, representam a maior parcela de resíduos sólidos gerados, o que contrasta com as projeções apresentadas pela empresa no EIA.

Resposta/Esclarecimento: Levantamento realizado nos últimos 03 anos nas Unidades Marítimas de Produção da UO-BS (DP, SPA/TLD) (**Quadro II.2.4.14-1**), vem demonstrando que os resíduos Classe I vem caindo em termos percentuais ano a ano (**Figura. II.2.4.14-1**). Os resíduos de Classe II-A também apresentam queda o que demonstra que as ações de segregação e gerenciamento estão gerando bons resultados, proporcionando desta forma maior % dos materiais recicláveis.

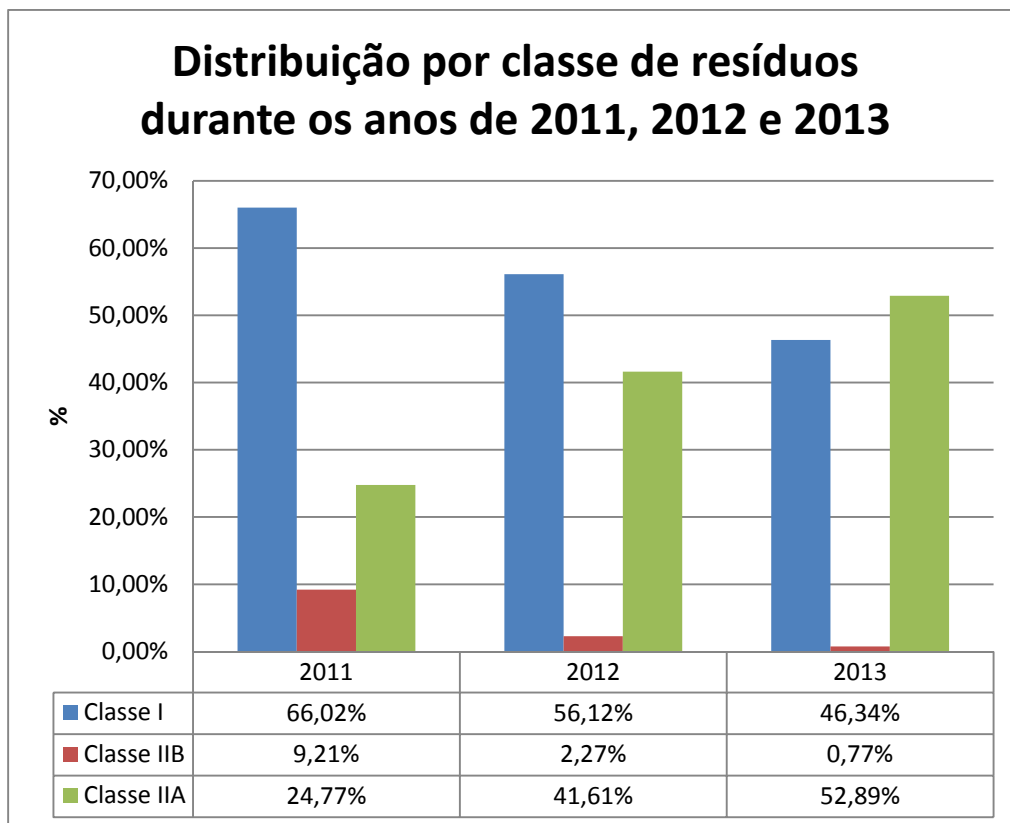


Figura. II.2.4.14-1 - Distribuição por classe de resíduos durante os anos de 2011, 2012 e 2013.

Em valores absolutos a geração de resíduos entre 2011 e 2013 subiu 8,67% nas plataformas da UO-BS, que será também a gerenciadora dos empreendimentos do Projeto Etapa 1, muito embora a capacidade produtiva tem superado em muito este percentual.

A **Figura. II.2.4.14-2** mostra a evolução na quantidade gerada de resíduos em toneladas por ano, onde neste período tivemos a introdução constante de mais unidades marítimas de maior porte e números de SPA/TLD menores em 2013 devido a paralisação do FPSO *Dynamic Producer*.

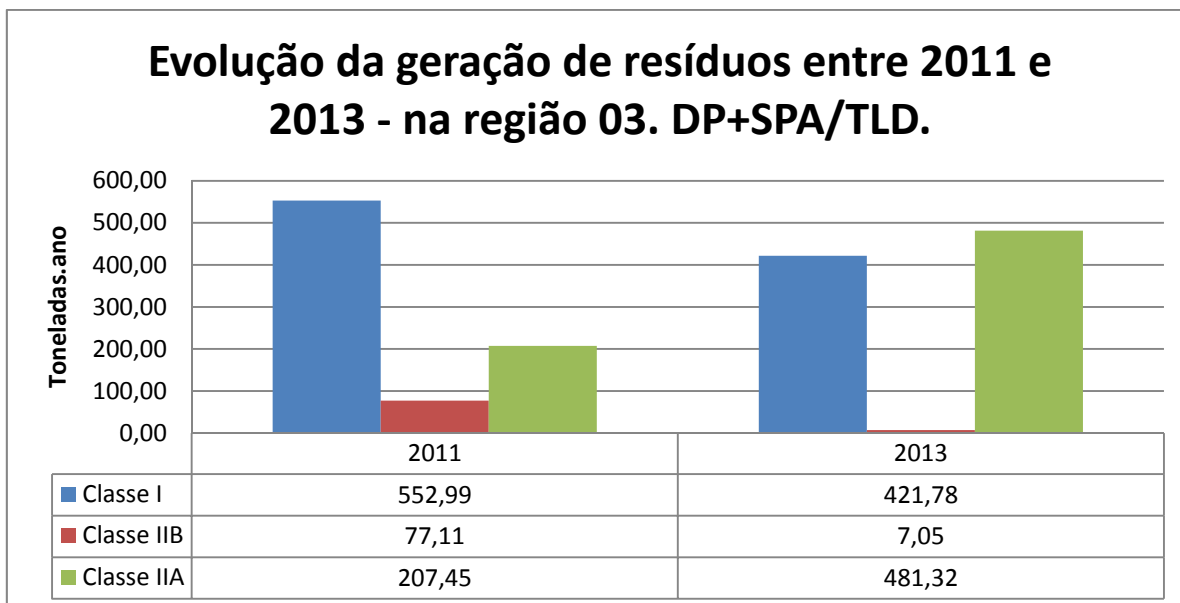


Figura. II.2.4.14-2 - Evolução da geração de resíduos entre 2011 e 2013 - na região 03. DP+ SPA/TLD.

Quadro II.2.4.14-1 Unidades Marítimas de Produção da UO-BS (DP, SPA/TLD).

UNIDADES MARÍTIMAS DE PRODUÇÃO	CAPACIDADE DE PRODUÇÃO DE ÓLEO E GÁS	Início das operações
Merluza	Só produz e processa gás	Anterior a 2009
Mexilhão	Só produz e processa gás	20/04/2011
FPSO BW Cidade de São Vicente	Capacidade de processar 30.000 bbl/d e 1MM m ³ /d de gás	Utilizado em SPA/TLD
FPSO <i>Dynamic Producer</i>	Capacidade de processar 30.000 bbl/d e 1MM m ³ /d de gás	Utilizado em SPA/TLD
FPSO Cidade de Santos	Capacidade de processar 35.000 bbl/d e 10MM m ³ /d de gás	14/07/2010
FPSO Cidade de Angra dos Reis	Capacidade de processar 100.000 bbl/d e 5 MM m ³ /d de gás	28/10/2010
FPSO Cidade de São Paulo	Capacidade de processar 120.000 bbl/d e 5 MM m ³ /d de gás	05/01/2013
FPSO Cidade de Paraty	Capacidade de processar 120.000 bbl/d e 5 MM m ³ /d de gás	06/06/2013

Também é possível afirmar que os valores de resíduos estimados para etapas de desativação dos empreendimentos estão subdimensionados. Este tipo de operação envolve o descomissionamento de muitos equipamentos flutuantes e submarinos, bem como resíduos provenientes da limpeza de tanques, motores e equipamentos. Observações realizadas a partir do histórico de dados, que incluem informações sobre unidades em descomissionamento, atestam que as

estimativas apresentadas foram bastante tímidas quanto ao potencial de geração de resíduos envolvido.

Resposta/Esclarecimento: A PETROBRAS informa que as premissas utilizadas para as estimativas desta etapa foram oriundas de dados gerados pela UO-ES, informações parciais sobre a desativação do FPSO Brasil e principalmente desativação da SS-11 e FSO NT-Avaré que foi conduzido pela UO-BS e alvo de relatório específico aprovado pelo IBAMA.

Vale ressaltar que a PETROBRAS durante os processos de desativação obedecendo as legislações aplicáveis e de boas práticas, tais quais:

- ✓ IMO - *International Maritime Organization, Convention on the Prevention of Marine Pollution by Dumping of Wastes and other Matter*, - LC-72 (que envolve auditoria de resíduos e suas opções de disposição, tais como: equipamentos elétricos, transformadores, baterias, tanque de fluidos e produtos químicos, separadores, anodos de sacrifício, tintas, equipamentos de combate a incêndio, tubulações, bombas, motores, geradores, desidratadores, válvulas, compressores, componentes e sistemas de isolamento),
- ✓ Convenção OSPAR - Convenção para a Proteção do Meio Marinho do Atlântico Nordeste,
- ✓ Resoluções ANP sobre desativação de instalações (Portaria N°. 25 de 06 de Março de 2002 da ANP; "Regulamento, que trata o abandono de poços perfurados com vista a exploração ou produção de petróleo e/ou gás",
- ✓ Condicionantes e compromissos assumidos durante o licenciamento ambiental,
- ✓ Outras legislações que possam ser aplicáveis ao longo do tempo de vida dos empreendimentos.

O projeto de desativação consiste, entre outras etapas, basicamente de: fechamento e/ou abandono de poços produtores e injetores, limpeza e inertização das linhas, desconexão e destinação dos dutos de coleta e exportação que compõem o sistema submarino de produção, despressurização, drenagem para os sistemas fechado da unidade dos líquidos (óleo, condensado e água de produção, assim como a lavagem das linhas dos equipamentos de processo (tais como: separadores de produção e testes, *slop* vesse, surge), remoção e

transporte dos produtos químicos não usados nas plantas de processo, inertização de linhas, limpeza e destinação dos equipamentos da unidade de produção, desancoragem, reboque e destinação da plataforma.

Cabe lembrar que muitos dos itens citados acima são passíveis de reaproveitamento, reciclagem, reuso, portanto não constituem necessariamente a geração "clássica de resíduos", portanto não fazendo parte do inventário de geração de resíduos.

Aliado a isto desenvolvemos e aplicamos as boas práticas seguindo a *International Association of Oil & Gas Producers* (OGP - Report 484 Nov/12), onde está destacado que a reutilização em outras locações, desde que obedecidas as condições de integridade e segurança operacional, fazem parte destes procedimentos. Estas boas práticas também são extensivas à reciclagem e disposição final em terra, durante a desmontagem no mar e transporte para o continente, responsabilidade e segurança durante a navegação.

Assim sendo segue abaixo na **Tabela II.2.4.14-1** estimativa de geração de resíduos durante a etapa de desativação para uma unidade marítima típica a ser utilizada no Projeto Etapa 2, onde foram levados em consideração os aspectos citados acima, considerando uma desativação ocorrendo em torno de 06 meses. A colocação de um marco temporal é um ponto importante devido a geração de resíduos que são diretamente ligados ao POB (tripulação a bordo) e o tempo empregado para esta desativação.

Tabela II.2.4.14-1 estimativa de geração de resíduos durante a etapa de desativação para uma unidade marítima típica a ser utilizada no Projeto Etapa 2.

Resíduo	Toneladas	%
Classe I	86-90	67
Classe II-A	5-6	4
Classe II-B	30-31	23
Alimento Triturado e Lançado ao Mar	8-9	6
TOTAL	129-136	100

Para a fase de desativação nos SPA/TLD a distribuição das classes dos resíduos é diferente devido ao tempo envolvido e principalmente as atividades empregadas.

A distribuição utilizada para estas etapas deste tipo de empreendimento foi a seguinte:

- Resíduos Classe I: 50,6% ,
- Resíduos Classe IIA: 43,4%
- Resíduos Inertes: 6,0%

Com relação aos valores apresentados como estimativas de resíduos sólidos gerados pelas embarcações de apoio, as informações tem menor grau de coerência. Os valores apresentados, quando comparados aos dados de PCP coligidos pela CGPEG, indicam uma subestimação das estimativas de resíduos a serem gerados durante o período do empreendimento. No estudo não foi apresentada uma projeção da geração de resíduos em função do aumento do número de embarcações esperado com as atividades do empreendimento. O que já tem sido observado nos relatórios de PCP da Bacia de Santos é um aumento expressivo dos quantitativos de resíduos gerados. Entre os anos de 2010 a 2012, os resíduos Classe I gerados por embarcações sofreram um aumento de 430%, enquanto que os resíduos Classe IIA, 80% e Classe IIB, 46%.

Resposta/Esclarecimento: Realmente a estimativa de resíduos oriundos das atividades de perfuração não foi considerada, porque fazem parte de outros processos de licenciamento.

A questão dos resíduos gerados pelas embarcações de apoio é bem complexa porque não existe uma metodologia que segregue por empreendimento. Os gráficos abaixo mostram a evolução dos resíduos (tonelada/ano) entre 2012 e 2013 em suas respectivas classes, para as duas unidades de serviço da PETROBRAS: US-LOG - Unidade de serviços que entre outras atividades organiza a logística das embarcações que dão apoio a operação e perfuração e US-SUB Unidade de serviço que é responsável por todas as atividades ligada a instalações submarina, **Figuras II.2.4.14-3 e 4.**

Estes perfis de geração e distribuição para os anos de 2012 e 2013 são bem diferentes quando comparados com os períodos anteriores.

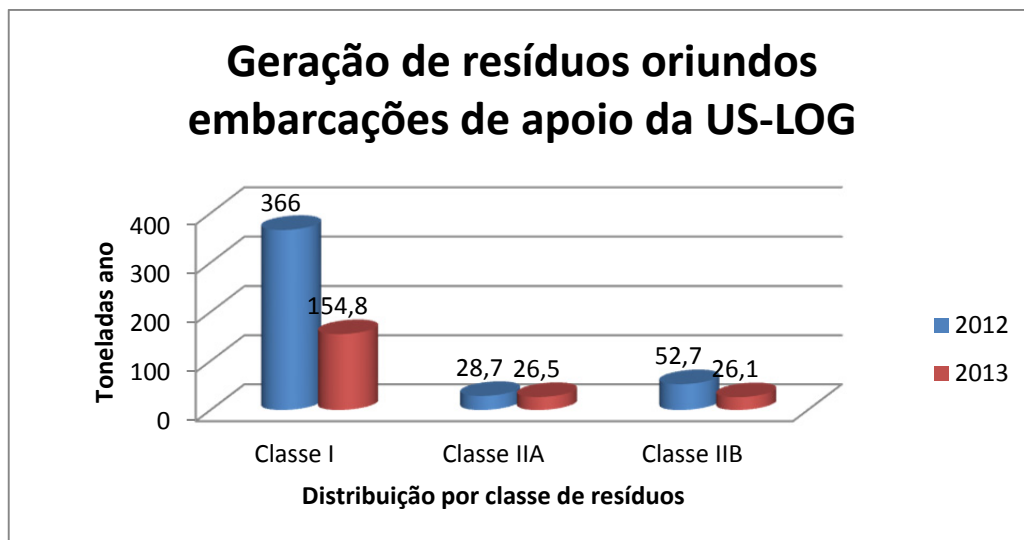


Figura II.2.4.14 – 3 - Geração de resíduos oriundos de embarcações de apoio da US-LOG.

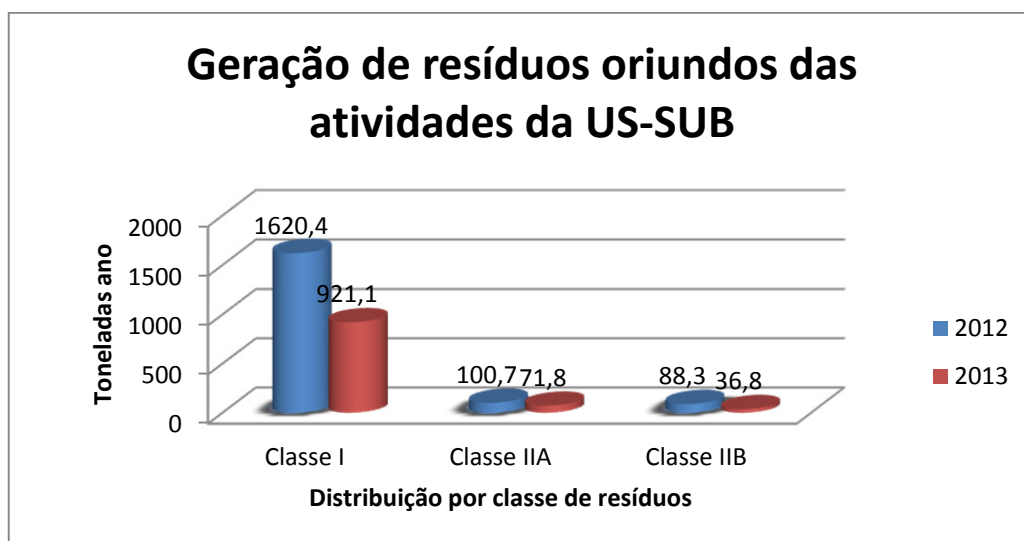


Figura II.2.4.14-4 - Geração de resíduos oriundos das atividades da US-SUB.

A empresa deve esclarecer todos os pontos descritos e, sobretudo, reapresentar este item com uma detalhada caracterização do aumento esperado na geração de resíduos sólidos e rejeitos da atividade a ser licenciada em relação às atividades já desenvolvidas na Bacia de Santos.

Resposta/Esclarecimento: Segue a reapresentação do Item II.2.4.15.- Caracterização do Aumento da Geração de Resíduos Sólidos e Rejeitos

II.2.4.15 - Caracterização Química, Físico-Química e Toxicológica das Substâncias Passíveis de Descarga Durante a Instalação e Operação

Em todos os FPSOs e embarcações de apoio à instalação e operação, haverá geração de resíduos sólidos. Estes resíduos serão armazenados em local destinado para tal finalidade e, posteriormente, serão destinados para empresas especializadas e licenciadas para o correto tratamento e disposição em terra, onde aplicável.

O **Quadro II.2.4.14-2** apresenta os principais resíduos e rejeitos gerados nos FPSOs, o local de geração e o tratamento/disposição previstos.

Quadro II.2.4.14-2 - Resíduos gerados nos FPSOs.

Resíduo/rejeitos	Local de geração a bordo	Tratamento/disposição
Restos Alimentares	Refeitório	Trituração e descarte no mar, de acordo com legislações vigentes
Resíduos Oleosos	Lavagem de convés, tanques, bombas e produção	Armazenados em tambores e destinados a indústrias de rerrefino de óleo ou aterros industriais
Resíduos Contaminados	Produção, manutenção, limpeza de linhas	Armazenados em tambores e enviados para coprocessamento ou aterros industriais
Produtos Químicos	Produção, manutenção, reparos, pinturas	Armazenados em tambores e enviados para coprocessamento, reaproveitamento ou aterros industriais
Lodo Residual do Esgoto Tratado	Estação de tratamento de efluentes sanitários	Armazenados em tambores e enviados para estações de tratamento ou aterros industriais
Resíduos Recicláveis	Atividades administrativas, manutenção	Armazenados em <i>big bags</i> ou tambores e destinados a empresas de reciclagem
Lixo Comum	Atividades administrativas	Armazenados em tambores e destinados para aterros sanitários ou industriais
Resíduos Ambulatoriais	Enfermaria	Armazenados em tambores lacrados e destinados para incineração ou descontaminação e disposição em aterros sanitários
Resíduos não passíveis de Reciclagem	Limpeza em geral, manutenção, atividades administrativas	Armazenados em tambores e destinados a coprocessamento ou aterros industriais
Demais Resíduos Perigosos (lâmpadas, baterias, pilhas)	Manutenção de equipamentos e da área operacional	Armazenados em tambores e destinados para descontaminação, acondicionamento, aterros industriais

Os resíduos orgânicos alimentares serão os únicos resíduos que não serão destinados para tratamento em terra. Estes resíduos serão triturados em partículas com tamanho inferior a 25 mm, segundo as especificações determinadas na Convenção MARPOL, sendo posteriormente descartados ao mar. O triturador é submetido à manutenção e inspeção segundo o programa de manutenção e inspeção, a fim de manter o equipamento operando dentro dos padrões estabelecidos. Um triturador reserva de mesma capacidade será mantido nas

embarcações para substituição imediata em casos de quebra ou manutenção do triturador em operação. Todos os resíduos descartados no mar serão registrados no livro de resíduos da embarcação conforme estabelecido pela MARPOL.

Para a estimativa de geração dos resíduos oriundos dos empreendimentos do Projeto Etapa 2, realizou-se a projeção por categoria (Classe I - perigoso, Classe II A – não inerte e Classe II B - inerte) e por fase da atividade (Instalação, Operação e Desativação), utilizando como base as atividades da PETROBRAS já em operação. A estimativa da geração de resíduos do Projeto Etapa 2, foi elaborada considerando as diretrizes definidas na Nota Técnica IBAMA CGPEG 01/11. A Unidade de Operações de Exploração e Produção da Bacia de Santos (UO-BS) é uma unidade nova que não possui muitos dados históricos representativos. A maior parte de suas unidades marítimas possui no máximo 3 anos de operação, excetuando-se a Plataforma de Merluza.

1) Estimativa – Geração de resíduos para as Etapas de instalação e desativação:

Adotou-se, para a determinação da estimativa de resíduos nas etapas de instalação e desativação: que as instalações geram maiores quantidades de resíduos de sucata metálica, contaminados, oleosos, produtos químicos, embalagens contaminadas e outros resíduos relacionados aos processos de manutenção. Não foram consideradas na estimativa de geração de resíduo as ações de redução para a etapa de instalação. Para cálculo da estimativa dos resíduos dos SPA/TLDs Classes II A e B, os quais estão relacionados, em sua maioria, à geração oriunda de atividades humanas, foi considerada referências conhecidas: tripulação de 100 pessoas para o FPSO *Dynamic Producer* e de 60 pessoas do FPSO BW Cidade de São Vicente.

2) Estimativa para geração de resíduos – Etapa de Operação:

Para o cálculo da estimativa, para a etapa de operação, foram considerados os dados de geração de unidades marítimas já em operação, como o FPSO Cidade de Angra dos Reis (CAR) com os

respectivos ajustes (por ser uma unidade com capacidade produtiva média abaixo dos novos empreendimentos) e dados do FPSO BW Cidade de São Vicente e FPWSO *Dynamic Producer* por já terem executado atividades de TLDs e SPAs para a PETROBRAS.

As estimativas de geração para os DP's também levaram em consideração a questão de maiores volumes nos primeiros anos de operação, devidos aos ajustes necessários, suas curvas de produção, os tempos envolvidos para sua operação e depois a aplicabilidade das ações para redução (adotados 0,25% a redução na geração anual dos resíduos). A distribuição por classe de resíduos também obedeceu aos históricos do FPSO CAR para a etapa de Operação.

A **Tabela II.2.4.14-2** apresenta a estimativa de geração de resíduos total dos empreendimentos do Projeto Etapa 2, prevista para ocorrer durante todo o período de instalação, operação e desativação dos SPA/TLDs e DPs.

Tabela II.2.4.14-2 - Geração total de resíduos nos empreendimentos prevista durante todo o período de instalação, operação e desativação.

Resíduos - Empreendimentos				
Classe	Fase do Empreendimento	SPA/TLDs (t)	DPs (t)	Total (t)
I – Perigoso	Instalação	110	10164	10274
	Operação	251	23.189	23.441
	Desativação	55	1243	1298
IIA – Não Inerte	Instalação	121	647	768
	Operação	277	33.112	33.389
	Desativação	60	74	134
IIB - Inerte	Instalação	17	657	674
	Operação	39	4.193	4.232
	Desativação	8	538	546

OBS: A distribuição dos resíduos em suas respectivas categorias/classe, para a etapa de Operação, foi baseada nos valores históricos dos FPSO CAR entre 2012-2013. Esta distribuição é diferenciada em relação aos valores globais da UO-BS, onde ações de melhor segregação e treinamento tem feito com que os resíduos Classe-IIA tenham diminuído aumentando os de resíduos IIB – inertes. Já para os cálculos da geração de resíduos foram utilizados os números de embarcações apresentados no **Item “II.2.4.21-1 – Operações de Apoio”** deste parecer. As estimativas de geração de resíduos tomou como base o cronograma apresentado no item **“II.2.1. – Cronograma Preliminar”** da resposta a este parecer.

3) Estimativa de geração de resíduos - Embarcações de apoio:

Tal estimativa abrange a geração de resíduos das embarcações que dão apoio às atividades de perfuração e operação na Bacia de Santos, pois como explicado no Item “II.2.4.21-1 – Operações de Apoio” deste parecer, como forma de otimização da utilização destas embarcações, estas atendem a Bacia de Santos como um todo, sem que haja distinção entre as atividades de perfuração e produção.

A estimativa de resíduos das embarcações que prestam apoio de logística (Tabela II.2.4.14-3) foi realizada considerando-se o número de embarcações apresentadas no Item “II.2.4.21-1 – Operações de Apoio” deste parecer e extrapoladas até a desativação do último empreendimento o que ocorrerá em 2043.

Adotamos para o cálculo a geração média anual de resíduos por embarcação que prestaram serviços para a UO-BS mais de 300 dias/ano, assim como os valores atuais por categoria de resíduos e sua evolução durante toda a vida útil do empreendimento. Também foi considerado o efeito da aplicação das metas de redução ao longo do tempo. Considerou-se que as tripulações dessas embarcações estão em torno de 12 a 15 tripulantes

Tabela II.2.4.14-3 - Geração total de resíduos nas embarcações de apoio prevista durante todo o período, operação

Resíduos – Embarcações de Apoio		
Classe	Fase do Empreendimento	Total (t)
I – Perigoso	Operação / Desativação	11961
IIA – Não Inerte	Operação / Desativação	6518
IIB - Inerte	Operação / Desativação	1866

Obs: As estimativas de geração de resíduos tomou como base o cronograma apresentado no item “II.2.1. – Cronograma Preliminar” da resposta a este parecer.

II.2.4.15.2 - Óleo Produzido

A caracterização dos óleos das respectivas áreas e campos onde ocorrerão os SPA, TLDs e DPs, foram apresentadas (Tabelas II.2.4.15.2-1 à II.2.4.15.2-10).

Os testes ecotoxicológicos específico dos poços que fazem parte do SPA, TLDs e DPs deverão ser apresentados após o início da produção de cada atividade.

A Razão Gás Óleo (RGO) caracteriza o óleo como: “blackoil” (260 a 340 sm³/sm³); óleo volátil (340 a 570 sm³/sm³); gás condensado (570 a 3000 sm³/sm³); gás úmido (3.000 a 21.000sm³/sm³); e gás seco (> 21.000 sm³/sm³). Em geral, quanto menor, menor também a contração e mais óleo.

Com relação ao reservatório, nada foi informado sobre o Fator Volume de Formação, representado pela variável B₀ que, quanto menor, menos voláteis, tendo relação com a RGO. Abaixo de 2,0 pode-se considerar “black oil” e acima disso, óleo volátil. Com o B₀, pode-se calcular a estimativa do volume recuperável de óleo e gás em um prospecto.

Resposta/Esclarecimento: Segue na **Tabela II.2.4.15.2-1** o Fator volume de formação (BO) dos óleos dos empreendimentos do Projeto Etapa 2:

Tabela II.2.4.15.2-1- Fator volume de formação (BO) dos óleos dos empreendimentos do Projeto Etapa-2

Área	Bo (m ³ / m ³ STD)
NE Tupi	1,46
Franco (Búzios)	1,60
Florim	1,30
Entorno de Iara	1,5 a 1,6
Sapinhoá Norte	1,57
Lapa (Carioca)	1,44
Lula Extremo Sul	1,6 a 1,8
Lula Alto	1,6 a 2,0
Lula Central	1,56 a 1,8
Lula Sul	1,6 a 1,8
Lula Oeste	1,57
Lula Norte	1,5 a 1,6
Iracema Norte	1,92

A análise dos gases indica que, em geral, os óleos são considerados ou “black oil” ou óleo volátil. Os “black oil” são encontrados em: Lula Extremo Sul

(238,78 sm³/sm³), NE de Tupi (261,36 sm³/sm³), Área de Franco (258,47 sm³/sm³), Florim e Entorno de Iara (232 sm³/sm³), Sapinhoá Norte (265,13 sm³/sm³), Carioca (178,73 sm³/sm³), Lula Alto, Lula Central e Lula Sul (238,02 sm³/sm³). Os óleos voláteis são encontrados em: Lula Oeste (375,72 sm³/sm³), Lula Norte (365,72 sm³/sm³) e Iracema Norte (341,10 sm³/sm³).

Não foi apresentada consideração alguma acerca da presença de H₂S, embora haja módulo de remoção de H₂S e com redundância. Com relação ao teor de enxofre, o óleo pode ser considerado doce (até 0,5% massa), meio doce (entre 0,5 e 1%) ou ácido (acima de 0,5%). O óleo do Parque das Baleias, por exemplo, tem 100 ppm de H₂S ou 0,01% de S, aproximadamente. Solicitam-se esclarecimentos sobre a presença em volume de H₂S nos reservatórios.

Os testes ecotoxicológicos específicos dos poços que fazem parte do SPA, TLDs e DPs deverão ser apresentados após o início da produção de cada atividade.

Resposta/Esclarecimento: Os teores de H₂S na fase gasosa obtidos nas amostras dos poços dos campos do Projeto Etapa 2 variam entre 0 e 100 ppmv. O teor de H₂S na fase óleo obtida através de simulação tradicionalmente apresenta um valor 100 vezes menor do que o teor de H₂S na fase gasosa. Os resultados das análises realizadas no óleo exportado nos FPSOs Cidade de Angra dos Reis, Cidade de São Paulo e Cidade de Paraty apresentaram teores não detectáveis, ou seja, abaixo de 0,1 ppmv.

Os teores de H₂S na fase gasosa esperados nos poços do Campo de Sapinhoá são: Poço 3-SPH-69 com nível de concentração menor do que 10 ppmv, poços SPS-95 (ADR-2) e o 7-SPH-008 (P11-N) com teores menores que 0,2 ppmv. Os FPSOs destinadas a Sapinhoá Norte (Ilhabela), Iracema Sul (Mangaratiba) e Iracema Norte (Itaguaí), bem como as UEPs destinadas a Franco (P-71 a P-74) serão dotadas de leitos fixos de absorção de H₂S, entretanto, com base nos teores de H₂S amostrados até o momento, nos poços das várias áreas, apenas na área de Franco está prevista a operação da Unidade de Remoção de H₂S.

Na "porção Lula" do campo de Lula os teores de enxofre na fase óleo oscilam em torno de uma média de 0,36 %m/m, e valores similares a este são observados para lara, Sapinhoá, Nordeste de Tupi e Sul de Lula. Já para a "porção Iracema" do campo de Lula, observam-se teores de enxofre em torno de 0,28% m/m, e valores similares a este são observados para o campo de Búzios e área de Florim. Quanto ao campo de Lapa, observam-se os maiores teores de enxofre já medidos para o pré-sal da Bacia de Santos, da ordem de 0,55% m/m.

Conforme a classificação em avaliação de petróleos (TISSOT, B. P.; WELTE, D. H. Petroleum Formation and Occurrence. 2nd Edition. Berlin: Springer Verlag, 1984. 699 p.), os petróleos do pré-sal são classificados como BTE - Baixo Teor de Enxofre (%S < 1%m/m), assim como quase a totalidade do petróleo brasileiro.

Os dados referem-se ao teor total de enxofre contido no petróleo (óleo morto) nos diversos tipos de moléculas sulfuradas presentes na composição do petróleo.

II.2.4.15.3 - Aditivos Químicos

Foram apresentados, no "Quadro II.2.4.15.3-1", os produtos químicos que poderão ser utilizados nas atividades, sua função, local de utilização e volume médio de armazenamento nos FPSOs. O "Anexo II.2.4-2", apresentou as fichas informação de segurança dos produtos químicos (FISPQs), com a ressalva de que são de exemplos dos possíveis produtos que poderão ser utilizados.

Sobre o "Anexo 2.2.4-2 – FISPQs":

As informações de relevância ambiental, sobre produtos químicos e tecnologias, no processo de licenciamento ambiental, são importantes para a decisão de autorizar, ou não, seu uso.

O Decreto Presidencial nº 2657, de 3.7.1998, promulga a Convenção nº 170 da Organização Internacional do Trabalho (OIT), assinada em 25.6.1990. O documento denominado Ficha com Dados de Segurança, no artigo 8º do citado decreto, é normatizado pela Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT),

pela norma ABNT-NBR 14725, chamado de Ficha de Informação de Segurança de Produtos Químicos (FISPQ).

A norma ABNT-NBR 14725-4:2012, traz em sua introdução:

“A ficha de informações de segurança de produtos químicos (FISPQ) fornece informações sobre vários aspectos da substância ou mistura quanto à proteção, à segurança, à saúde e ao meio ambiente. A FISPQ fornece, para esses aspectos, conhecimentos básicos sobre os produtos químicos, recomendações sobre medidas de proteção e ações em situação de emergência... A FISPQ é um meio de o fornecedor transferir informações essenciais sobre os perigos de uma substância ou uma mistura (incluindo informações sobre o transporte, manuseio, armazenagem e ações de emergência) ao usuário desta, possibilitando a ele tomar as medidas necessárias relativas à segurança, saúde e meio ambiente. A FISPQ também pode ser usada para transferir essas informações para trabalhadores, empregadores, profissionais da saúde e segurança, pessoal de emergência, agências governamentais, assim como membros da comunidade, instituições, serviços e outras partes envolvidas com o produto químico. Esta parte da ABNT NBR 14725 estabelece condições para criar consistência no fornecimento de informações sobre questões de segurança, saúde e meio ambiente, relacionadas à substância ou mistura.”(grifos nossos).

“Devem-se fornecer informações para avaliar o impacto ambiental da substância ou mistura quando liberada ao meio ambiente. Essas informações podem auxiliar em casos de vazamentos e derramamentos, bem como nas práticas de tratamento de resíduos. Esta seção deve indicar claramente as espécies, o meio, as unidades, as condições e a duração dos ensaios. Deve-se declarar quando as informações não estiverem disponíveis. Fornecer também um breve resumo dos subtítulos listados abaixo. Algumas propriedades ecotoxicológicas são aplicáveis somente para substâncias, como bioacumulação, persistência e degradabilidade. Portanto, a informação deve ser fornecida, quando disponível, para cada ingrediente da mistura.”(grifos nossos).

Entende-se que as FISPQs corretamente preenchidas devem constar do processo de licenciamento ambiental. Com o objetivo de melhorar a informação oferecida, pelas empresas no licenciamento ambiental, sobre os produtos químicos potencialmente impactantes ao meio ambiente, esta Coordenação Geral solicita aos empreendedores que exijam de seus fornecedores FISPQs (Fichas de Informações de Segurança de Produtos Químicos) adequadamente preenchidas, conforme a última revisão da norma ABNT NBR 14725, com destaque para as informações ambientalmente relevantes.

Como, de forma generalizada, as FISPQs apresentaram problemas quanto ao adequado preenchimento, solicita-se que sejam revisadas e reapresentadas todas as fichas. Abaixo, faz-se algumas considerações mais específicas:

- As fichas devem estar em língua portuguesa, do Brasil;*
- A ordem dos itens deve obedecer ao determinado na norma ABNT NBR 14725;*
- Os fornecedores dos produtos são responsáveis pela confecção das fichas, logo não devem ser feitas por terceiros;*
- Os fornecedores são responsáveis pelas informações presentes nas fichas, portanto, não é aceitável qualquer texto nas FISPQs na intenção de se eximir dessa responsabilidade;*
- As informações apresentadas nas fichas devem ser revisada, também no sentido de verificar incoerências entre as informações disponíveis para as substâncias e as apresentadas nas FISPQs;*
- Deve-se revisar as FISPQs para sanar falhas de coerência e clareza textual, assim como erros de tradução, que dificultam ou impedem a compreensão das informações nelas contidas.*
- As FISPQs não deverão ser encaminhadas todas juntas em um único arquivo digital, mas, cada uma em um arquivo.*

Especificamente sobre o item 12 das FISPQs (“INFORMAÇÕES ECOLÓGICAS”), considera-se razoável que ao submeter pedido de licença à autoridade ambiental, que essas informações estejam presentes.

Resposta/Esclarecimento: A lista de produtos químicos que possivelmente serão utilizados durante a produção, (Quadro II.2.4.15.3-1) para cada função, foi atualizada levando em conta a descontinuidade de comercialização de alguns produtos e a qualificação de novos produtos para a substituição, lembrando que a PETROBRAS adquire tais produtos por meio de processos licitatórios. A lista de produtos previstos para uso poderá ser revisada futuramente, devido à dinâmica característica do mercado no fornecimento de produtos químicos. As FISPQs para cada produto da lista atualizada, em conformidade com a NBR 14725 - 4:2012, foram providenciadas e encontram-se no **Anexo II.2.4.15.3-A**.

A PETROBRAS desenvolverá ações junto aos fornecedores no sentido de propor melhorias no provimento de informações nas FISPQs, além de buscar sanar falhas de coerência e clareza textual assim como erros de tradução.

Quadro II.2.4.15.3-1- Lista de produtos químicos previstos para serem utilizados durante a produção do PROJETO ETAPA 2

Nº	Função	Fabricante	Nome Comercial
1	Anti espumante	Dow Corning	DOW CORNING(R) 2-9145 PETROLEUM ANTIFOAM
2	Anti incrustante	GE	HYPERSPERSE MDC150
3	Anti incrustante	Nalco	PC-191
4	Antiincrustante	Avista	VITEC 3000
5	Biocida DBNPA	Avista	ROCIDE DB20
6	Biocida Antraquinona	Clariant	BIOTREAT 4906
7	Biocida	Baker Hughes	XC 17303 BIOCIDA
8	Biocida	Clariant	BIOTREAT 4617
9	Biocida		Hipoclorito de Sódio
10	Desemulsificante	Clariant	DISSOLVAN 040
11	Desemulsificante	Clariant	DISSOLVAN 974
12	Desemulsificante	Champion	Emulsotron X-8040
13	Desemulsificante	Lambra	SERVO CC 3737-BR
14	Desemulsificante	Clariant	HIGHSORB AL 50
15	Desemulsificante		Dissolvan 948
16	Inibidor de Parafina		COMESP 2528S
17	Inibidor de Asfaltenos		LA 3283B

Nº	Função	Fabricante	Nome Comercial
18	Inibidor de Hidratos	EMFAL	ÁLCOOL ETÍLICO HIDRATADO E COMBUSTÍVEL
19	Polieletrólito	Clariant	DISMULGAN V 3377
20	Polieletrólito		EC-1353 A
21	Sequestrante de Cloro	GE	CORTROL IS3020
22	Sequestrante de Cloro e Oxigênio	Nalco	NALCO® BDE6038
23	Sequestrante de Cloro e Oxigênio	Avista	ANTICHLOR
24	Sequestrante de Cloro e Oxigênio		Bissulfito de Sódio
25	Sequestrante de H ₂ S		BD-008-05

II.2.4.15.4 - Aditivos Químicos da Unidade de Remoção de Sulfatos (URS)

As fichas de informação de segurança dos produtos químicos (FISPQs) dos aditivos foram apresentadas no “Anexo II.2.4-2”, que já foi analisado no item “II.2.4.15.3 – Aditivos Químicos”.

Foram apresentados laudos de testes de toxicidade aguda e crônica, referentes a ensaios realizados com efluentes do FPSO Brasil, em 2007. Foram apresentados laudos dos testes de toxicidade crônica e aguda, com 21ppm de biocida e 2,3ppm de inibidor de incrustação, assim como com 21ppm de biocida e sem inibidor de incrustação. Não foram apresentados laudos de ensaios do efluente sem biocida, dessa forma, solicita-se esclarecimentos sobre como se gerou os valores apresentados na “Tabela II.2.4.15.4-1”.

Resposta/Esclarecimentos: Ratificamos que não foram apresentados laudos de ensaios do efluente sem biocida, dessa forma a PETROBRAS esclarece que a redação do texto assim como a tabela não foram elaboradas adequadamente e que alguns resultados foram invertidos. Ressaltamos também que os títulos dos laudos dos ensaios não mencionam o aditivo químico inibidor de incrustação, e citam somente COM e SEM biocida, sendo que o aditivo químico inibidor de incrustação é mencionado no item de identificação da amostra na segunda página de cada laudo.

O texto e tabelas corrigidos da página 288/328 do EIA/RIMA do Projeto Etapa 2 encontram-se na página abaixo.

Os aditivos químicos a serem utilizados na Unidade de Remoção de Sulfatos (URS) serão, inicialmente, inibidor de incrustação (exemplo: Vitec 3000), sequestrante de cloro (exemplo: Antichlor) e biocida (exemplo: RoCide DB-20), cujas FISPQs são apresentadas no **Anexo II.2.4.15.3-A** da resposta a este parecer. Ressalta-se que o biocida será utilizado somente nas operações de manutenção, sendo descartado no mar durante 1 h apenas 1 vez na semana.

Nos testes de toxicidade do efluente, o menor valor encontrado, referente à Concentração de Efeito Não Observado - CENO, foi de 1,56% da concentração inicial. A lista completa dos limiares estudados são apresentados nas **Tabelas II.2.4.15.4-1 e II.2.4.15.4-2**. Os testes de toxicidade dos aditivos químicos encontram-se no Anexo II.2.4-3 e a Modelagem do Efluente no Anexo II.6.2-2 do EIA/RIMA do PROJETO ETAPA 2.

Tabela II.2.4.15.4-1 – *Limiares de toxicidade considerados para o efluente da Unidade de Remoção de Sulfatos (URS) nos cenários 1 - COM biocida e COM inibidor incrustação, 2 - COM biocida e SEM inibidor incrustação e 3 - SEM biocida e COM inibidor incrustação. Os valores referem-se ao percentual da concentração inicial e testes realizados com *Lytechunus variegatus*.*

LIMIAR	Efluente COM biocida e COM inibidor de incrustação	Efluente COM biocida e SEM inibidor de incrustação	Efluente SEM biocida e COM inibidor de incrustação
CEO	6,25%	3,12%	25%
CENO	3,12%	1,56%	12,50%

Tabela II.2.4.15.4-2 – *Limiar de toxicidade considerado para o efluente da Unidade de Remoção de Sulfatos (URS) nos cenários 1 - COM biocida e COM inibidor incrustação, 2 - COM biocida e SEM inibidor incrustação e 3 - SEM biocida e COM inibidor incrustação. Os valores referem-se ao percentual da concentração inicial e testes realizados com *Mysidopsis juniae*.*

LIMIAR	Efluente COM biocida e COM inibidor de incrustação	Efluente COM biocida e SEM inibidor de incrustação	Efluente SEM biocida e COM inibidor de incrustação
CL50; 96h	4,22%	4,22%	46,08%

II.2.4.18 - Caracterização das Emissões Atmosféricas Durante a Operação das Unidades de Produção

Foram apresentadas estimativas de emissões de gases de efeito estufa para os SPA/TLD e DPs, fazendo a distinção entre as emissões decorrentes da geração de energia, queima no flare e turbocompressão, bem como entre diferentes fases dos projetos (instalação, comissionamento, operação, desativação), conforme verificado nas tabelas “II.2.4.18.1-1 – Estimativa média de emissões de gases de efeito estufa nas atividades de SPA/TLDs do Projeto Etapa 2” e “II.2.4.18.2-1 – Estimativa média de emissões de gases de efeito estufa nas atividades de DP do Projeto Etapa 2”. Também foram apresentadas as tabelas “II.2.4.18.3-1 – Estimativa de gases de efeito estufa reinjetados durante todo o período de operação dos DPs do Projeto Etapa 2” e “II.2.4.18.4-1 – Porcentagem em massa e volume de gases de efeito estufa nas correntes de gás”, com valores para cada DP.

Chama-se atenção para o elevado percentual de CO₂ na corrente de gás de alguns dos projetos em especial o DP de Carioca (35% v/v), os quatro DPs na Área de Franco (23,5% v/v) e o DP de Lula Alto (20,3% v/v). Exceções a este padrão são encontradas no DP de Lula Oeste (0,7% v/v) e de Iracema Norte (1,1% v/v).

A empresa afirmou que nos DPs que apresentam volumes superiores a 3% de CO₂ na corrente de gás, o que implica na necessidade de separação deste para adequar aos requisitos de exportação, haverá reinjeção de todo o gás carbônico produzido e separado, como estratégia de aumento da recuperação de óleo (EOR – Enhanced Oil Recovery). Como desta forma se evita também a ventilação para a atmosfera do CO₂ produzido, a empresa deve apresentar alternativas para mitigar esse impacto nas ocasiões em que a reinjeção não for possível por qualquer motivo.

Resposta/Esclarecimento: O projeto dos FPSOs do Pré-sal foi concebido de forma a reinjetar a corrente rica em CO₂ separada do gás produzido, durante a produção. A princípio, em caso de indisponibilidade da reinjeção de gás, a

produção será restrita para não ultrapassar os limites de queima de gás preconizados pela Agência Nacional de Petróleo (ANP).

Os FPSOs do Projeto Etapa 2 consideram a reinjeção de pelo menos a corrente com elevado teor de CO₂ separada nas membranas de remoção de CO₂, e exportação do gás excedente via gasoduto. No FPSO do Campo de Lula - Área de Iracema Norte, não há remoção de CO₂, devido ao baixo teor de CO₂ previsto, com isto o gás pode ser exportado ou reinjetado. No FPSO do Campo de Carioca, não há remoção de CO₂, porém o gás apresenta elevado teor de CO₂, neste caso todo o gás produzido será reinjetado em reservatório e haverá importação de gás combustível via gasoduto.

A CGPEG entende que as melhores práticas ambientais devem sempre ser buscadas, de modo a minimizar os impactos da indústria de óleo e gás. Por isso, com relação às queimas previstas em flare, questiona-se por que não está prevista a utilização do sistema de “flare fechado” nas unidades de produção da Etapa 2. É sabido que o FPSO Cidade de Ilhabela, utilizado como modelo no EIA, encontra-se em fase avançada de construção, o que dificulta a alteração de seu projeto atual. Entretanto, e tendo em vista que a tecnologia será utilizada nas plataformas P-58 e P-62, ambas da PETROBRAS, a empresa deve justificar a ausência do sistema nas unidades previstas no projeto.

Resposta/Esclarecimento: A PETROBRAS informa que a tecnologia de flare fechado está sendo instalada nas unidades próprias, ou seja nos seguintes projetos da Projeto Etapa 2: Lula Sul, Lula Norte, Lula Oeste, Lula Extremo Sul, Franco 1, Franco NW, Franco Sul e Franco SW.

Apesar de estar sendo instalada nos FPSOs próprios, a aplicação é recente na PETROBRAS e encontra-se em avaliação e aprendizado sobre a tecnologia.

Embora o EIA não tenha informado, é possível estimar as emissões de MP-Total, CO, NOx e SOx.

Resposta/Esclarecimento: As emissões de material particulado, CO, NOx e SOX podem ser estimadas conforme exemplificado na sessão relativa à II.6 - Avaliação de Impactos Ambientais.

Para o FPSO Cidade de Ilhabela, serão 4 turbogeradores operando ao mesmo tempo, com a geração alcançando em torno de 108 MW. Para que isto seja possível, é preciso queimar em torno de 8,4 t/h de óleo diesel marítimo ou 10,4xE3 Nm³/h de gás. Segundo a Resolução CONAMA nº 382/2006, quando a somatória total de geração elétrica por empreendimento for superior a 100 MW, os limites estabelecidos também são requeridos para cada turbina individualmente, independentemente de sua capacidade de geração. A resolução CONAMA nº 328/2006 estabelece que “para as fontes de emissão de poluentes gerados em processos de geração de calor [a partir da combustão externa de óleo combustível], situadas além do mar territorial brasileiro, cujas emissões não atingem significativamente as comunidades, deverá ser realizado somente o controle de eficiência de queima de combustível, obedecido o limite de emissão de 80 mg/Nm³ de monóxido de carbono – CO, independente da potência ou do combustível utilizado”. Entretanto, o EIA não esclarece se haverá situação em que toda a energia será convertida em calor.

Resposta/Esclarecimento: Não haverá situação em que toda a energia será convertida em calor. A Configuração dos Turbo-Geradores é 3 em operação e um reserva, nesse caso a capacidade de geração elétrica é em torno de 85 MW.

II.2.4.20 - Perspectivas e Planos de Expansão da Produção

A empresa mencionou diversas atividades que participam do contexto do Plano de Desenvolvimento do Polo Pré-sal da Bacia de Santos, inclusive a possibilidade de implantação de DPs em campos que receberão os TLDs. Essas áreas receberiam FPSOs do porte dos demais projetos previstos para este polo, mas em função das fases em que se encontra a avaliação exploratória não se pôde indicar a quantidade de poços ou detalhes sobre o escoamento da produção. O item deve ser mais bem explorado, com a apresentação do planejamento das etapas subsequentes do desenvolvimento do Polo Pré-sal da

Bacia de Santos, sendo dado especial enfoque ao cronograma de escoamento de gás natural.

Resposta/Esclarecimento: A implantação das atividades dos Sistemas de Produção Antecipadas / Testes de Longa Duração (SPA/TLDs) tem como objetivo principal testar a capacidade e avaliar o comportamento da produção nas áreas estudadas.

As informações coletadas serão utilizadas nos estudos de desenvolvimento da tecnologia de produção no Pré-Sal da Bacia de Santos. Dessa forma, procura-se maximizar as informações sobre os reservatórios existentes na área, reduzindo as incertezas de seu desenvolvimento definitivo.

As informações obtidas a partir dos SPA/TLDs serão fundamentais para a implantação do sistema definitivo de produção de óleo e gás na Área do Pré-Sal.

Os Projetos de Desenvolvimento da Produção (DP) previstos para o Projeto Projeto Etapa 2 que se caracterizam como produção comercial em longo prazo, já foram delineados a partir do resultado de diversos estudos realizados previamente na área e que mostraram a viabilidade da implantação dos DPs.

A implantação dos 13 DPs e seus respectivos gasodutos de exportação, insere-se no plano de desenvolvimento do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos, que engloba não somente a produção de óleo e gás e a criação de uma malha de escoamento do gás, mas também incentiva a expansão dos empreendimentos on-shore, tais como as refinarias de petróleo, plantas de tratamento de gás e terminais distribuidores dos produtos. Além dos empreendimentos do Projeto Etapa 2 e dos projetos já licenciados, a PETROBRAS prevê em seu Plano de Negócios e Gestão a partir 2017 a realização de DPs nas seguintes áreas:

Iara Horst; NE Tupi; Iara NW; Carcará; Entorno de Iara; Júpiter; Franco Leste; Florim.

Cada um dos projetos acima, prevê um FPSO de porte semelhante àquelas dos demais projetos do Polo Pré-sal da Bacia de Santos. Estudos de avaliação exploratória ainda estão em andamento para determinar o potencial desses

campos e, por ora, ainda não é possível indicar a quantidade de poços produtores e/ou injetores, bem como o número de linhas de escoamento de hidrocarbonetos que serão lançadas.

II.2.4.21 - Operações e Infraestrutura de Apoio

II.2.4.21.1 - Operações de Apoio

O EIA apresentou a “Tabela II.2.4.21.1-1” com o número estimado total de viagens de embarcações de apoio e alívio para os SPA/TLDs e a “Tabela II.2.4.21.1-2” com o número estimado total de viagens de embarcações de apoio e alívio para os DPs. Já no “Quadro II.2.4.21.1-1”, a empresa procurou indicar a quantidade e periodicidade das embarcações de apoio previstas durante a operação dos empreendimentos.

Contudo, as informações apresentadas não são suficientes para que se tenha uma caracterização adequada do volume das operações de apoio necessárias para a instalação e operação dos diferentes empreendimentos da Etapa 2 do Pré-sal.

A empresa deve informar os tipos de embarcações envolvidas com a instalação dos SPA/TLDs, dos DPs e dos trechos de gasodutos, indicando, para cada um destes tipos: quantidades necessárias e tempo médio na área para cumprir sua função; rotas de navegação e tempo estimado entre as prováveis bases de apoio marítimo e área de atuação; número de viagens para finalização das atividades de instalação.

Também devem ser informados os tipos de embarcações envolvidas com o apoio às atividades durante a operação dos SPA/TLDs e dos DPs, indicando, para cada um destes tipos: quantidades necessárias para atender aos empreendimentos do Polo Pré-sal da Bacia de Santos, devendo ser estimado o acréscimo de embarcações a cada ano, considerando a entrada em operação gradativa dos empreendimentos; rotas de navegação e tempo estimado entre as prováveis bases de apoio marítimo e área de atuação; e número de viagens médias por ano para que possa atender a demanda existente.

Resposta/Esclarecimento:

Instalação

As principais embarcações envolvidas nas atividades de instalação dos SPA/TLDs e DPs do PROJETO ETAPA 2 são as seguintes:

SPA/TLDs

Para a instalação dos SPA/TLDs que serão realizados pelo FPSO BW Cidade de São Vicente (CSV) são utilizados 6 embarcações do tipo AHTS (vide explicação abaixo) sendo um deles com ROV (*Remote Operated Vehicle*).

Segue abaixo **Tabela II.2.4.21.1-1** – mostrando a estimativa do número de embarcações, o número de viagens entre o porto de apoio e as embarcações durante o período das atividades, a frequência média de deslocamento entre a base de apoio e embarcações durante a atividade e o tempo médio de permanência das embarcações na área por empreendimento.

Tabela II.2.4.21.1-1 – Estimativas do número de embarcações, de viagens entre o porto de apoio, período das atividades, a frequência média de deslocamento e o tempo médio de permanência das embarcações na área da atividades de instalação dos SPA/TLDs.

SPA/TLDs	FPSO	Número de Embarcações na Atividade	Número de viagens do porto de apoio a embarcação durante o período da atividade	Frequência média de deslocamento entre a base de apoio e as embarcações durante a atividade em dias	Tempo Médio de Permanência na área (meses)
Entorno de Iara	CSV	6	6	2 a cada 10 dias	3
NE Tupi	CSV	6	6	2 a cada 10 dias	3
Lula Oeste	CSV	6	6	2 a cada 10 dias	3

Como o FPSO Dynamic Producer é provido de um sistema de posicionamento dinâmico, não é necessária a utilização de embarcações de apoio para instalação.

DPs

Para a instalação dos DPs são utilizados os seguintes tipos de embarcação de apoio:

AHTS - Anchor Handling Tugs and Support Vessel – Navios utilizados para a instalação dos pontos fixos de ancoragem, das linhas de ancoragem e do

tensionamento das mesmas. Os AHTS são basicamente navios para manuseio de equipamentos de ancoragem, dotados de acessórios que permitem o lançamento e recuperação de amarras e cabos de poliesters, utilizados nas operações de ancoragem.

O número de embarcações deste tipo envolvidas nas operações é função da atividade que as mesmas desempenham. Durante a pré-ancoragem de estacas torpedos (normalmente duas frentes de trabalho), 5 AHTS são utilizados, sendo 2 deles com ROV (Remote Operated Vehicle). Nas atividades de ancoragem (hook up, tensionamento das linhas, etc.) normalmente 6 AHTS sendo 1 deles com ROV.

PLSV- Pipe Lay Support Vessel – Navios responsáveis pela instalação de dutos flexíveis para comunicação entre poços e plataformas de produção ou outros equipamentos. Os PLSV são dotados basicamente de sistema de lançamento (podendo ser através de tensionadores horizontais ou verticais), sistema de armazenamento dos dutos (cestas ou bobinas), equipamentos de movimentação de carga (guinchos e guindastes), e sistema de intervenção e inspeção por ROV (Remote Operated Vehicle).

A quantidade de embarcações deste tipo envolvida em cada projeto depende de outros fatores, como por exemplo, a construção dos poços. Normalmente, 1 embarcação PLSV consegue atender ao cronograma de instalação.

RSV – ROV Support Vessel – Navios dotados de ROV que auxiliam nas operações de inspeção inicial e final da rota de lançamento das linhas e, através do uso de ferramentas especiais acopladas ao ROV auxiliam nas operações de manuseio de válvulas submarinas durante os procedimentos de abertura dos poços.

Para o desenvolvimento de um campo, é necessária 1 embarcação do tipo RSV.

Pipe Carrier – transportador de tubos, é utilizada no caso dos lançamentos do tipo S-Lay ou J-Lay onde são necessários a reposição de tubos para confecção dos dutos.

Segue abaixo **Tabela II.2.4.21.1-2** – mostrando o tipo de embarcação envolvida em cada atividade, a estimativa do número de embarcações em cada atividade, o número de viagens entre o porto de apoio e as embarcações durante o período das atividades, a frequência média de deslocamento entre a base de apoio e embarcações durante a atividade e o tempo médio de permanência das embarcações na área por empreendimento.

Tabela II.2.4.21.1-2 – Tipo e estimativa do número de embarcações utilizada na atividade de instalação, de viagens entre o porto de apoio e embarcação, período das atividades, a frequência média de deslocamento e o tempo médio de permanência das embarcações na área do PROJETO ETAPA 2 por empreendimento.

Atividade	Tipo de embarcação	Número de Embarcações na Atividade	Número de viagens do porto de apoio a embarcação durante o período da atividade	Frequência média de deslocamento entre a base de apoio e as embarcações durante a atividade por dia	Tempo Médio de Permanência na área (meses)
Sapinhoá Norte					
Pré-Ancoragem do FPSO	AHTS	5	16	1 viagem a cada 3,75 dias	2
Ancoragem do FPSO	AHTS	6	6	1 viagem a cada 10 dias	2
Lançamento do Gasoduto	PLSV	1	1	viagem única	6
	Pipe Carrier	1	2	2 viagens para abastecer PLSV c/ tubo	1
Interligação Gasoduto	PLSV	1	1	viagem única	1
Interligação dos Poços	PLSV	1	34	1 viagem a cada 34,4 dias	39
	RSV	1	23	1 viagem a cada partida de poço	1,5
	AHTS	1	6	1 viagem a cada 11,5 dias	2,3
Lula - Área de Iracema Norte					
Pré-Ancoragem	AHTS	5	16	1 viagem a cada 3,75 dias	2
Ancoragem	AHTS	6	6	1 viagem a cada 15 dias	3
Lançamento do Gasoduto	PLSV	1	1	viagem única	3
Interligação Gasoduto	PLSV	1	1	viagem única	1
Interligação dos Poços	PLSV	1	30	1 viagem a cada 28 dias	28
	RSV	1	20	1 viagem a cada partida de poço	1,5
	AHTS	1	8	1 viagem a cada 7,5 dias	2
Lula Alto					
Pré-Ancoragem	AHTS	5	16	1 viagem a cada 5,6 dias	3
Ancoragem	AHTS	6	6	1 viagem a cada 10 dias	2

Atividade	Tipo de embarcação	Número de Embarcações na Atividade	Número de viagens do porto de apoio a embarcação durante o período da atividade	Frequência média de deslocamento entre a base de apoio e as embarcações durante a atividade por dia	Tempo Médio de Permanência na área (meses)
Lançamento do Gasoduto	PLSV	1	2	1 viagem por fase de lançamento	3
Interligação Gasoduto	PLSV	1	1	viagem única	1
Interligação dos Poços	PLSV	1	33	1 viagem a cada 26,4 dias	29
	RSV	1	22	1 viagem a cada partida de poço	1,5
	AHTS	1	8	1 viagem a cada 8,25 dias	2,2
Lula Central					
Pré-Ancoragem	AHTS	5	16	1 viagem a cada 7,5 dias	4
Ancoragem	AHTS	6	6	1 viagem a cada 10 dias	2
Lançamento do Gasoduto	PLSV	1	1	1 viagem por fase de lançamento	4
Interligação Gasoduto	PLSV	1	1	viagem única	1
Interligação dos Poços	PLSV	1	34	1 viagem a cada 27,4 dias	31
	RSV	1	23	1 viagem a cada partida de poço	1,5
	AHTS	1	9	1 viagem a cada 7,7 dias	2,3
Lula Sul					
Pré-Ancoragem	AHTS	5	16	1 viagem a cada 7,5 dias	4
Ancoragem	AHTS	6	6	1 viagem a cada 10 dias	2
Lançamento do Gasoduto	PLSV	2	2	1 viagem por fase de lançamento	9
Interligação Gasoduto	PLSV	1	1	1 viagem a cada 30 dias	1
Interligação dos Poços	PLSV	1	39	1 viagem a cada 20 dias	26
	RSV	1	26	1 viagem a cada partida de poço	1,5
	AHTS	1	10	1 viagem a cada 7,8 dias	2,6
Franco 1					
Pré-Ancoragem	AHTS	5	16	1 viagem a cada 5,6 dias	3
Ancoragem	AHTS	6	6	1 viagem a cada 10 dias	2
Lançamento do Gasoduto	PLSV	1	1	viagem única	4
Interligação Gasoduto	PLSV	1	1	viagem única	1
Interligação dos Poços	PLSV	1	38	1 viagem a cada 38,7 dias	49
	RSV	1	25	1 viagem a cada partida de poço	1,5
	AHTS	1	10	1 viagem a cada 7,5 dias	2,5
Carioca					
Pré-Ancoragem	AHTS	5	16	1 viagem a cada 3,75 dias	2
Ancoragem	AHTS	6	6	1 viagem a cada 10 dias	2
Lançamento do Gasoduto	PLSV	1	2	1 viagem a cada 60 dias	4
Interligação Gasoduto	PLSV	1	1	viagem única	4
Interligação dos Poços	PLSV	1	16	1 viagem a cada 16 dias	8
	RSV	1	11	1 viagem a cada partida de poço	1
	AHTS	1	5	1 viagem a cada 4,1 dias	1

Atividade	Tipo de embarcação	Número de Embarcações na Atividade	Número de viagens do porto de apoio a embarcação durante o período da atividade	Frequência média de deslocamento entre a base de apoio e as embarcações durante a atividade por dia	Tempo Médio de Permanência na área (meses)
Lula Norte					
Pré-Ancoragem	AHTS	5	16	1 viagem a cada 5,6 dias	3
Ancoragem	AHTS	6	6	1 viagem a cada 10 dias	3
Lançamento do Gasoduto	PLSV	1	1	viagem única	9
	Pipe Carrier	1	2	2 viagens para abastecer PLSV c/ tubo	1
Interligação Gasoduto	PLSV	1	1	1 viagem a cada 30 dias	2
Interligação dos Poços	PLSV	1	33	1 viagem a cada 28,2 dias	31
	RSV	1	22	1 viagem a cada partida de poço	1,5
	AHTS	1	8	1 viagem a cada 8,25 dias	2,2
Franco SW					
Pré-Ancoragem	AHTS	5	16	1 viagem a cada 3,75 dias	2
Ancoragem	AHTS	6	6	1 viagem a cada 15 dias	3
Lançamento do Gasoduto	PLSV	1	1	viagem única	2
Interligação Gasoduto	PLSV	1	1	viagem única	2
Interligação dos Poços	PLSV	1	33	1 viagem a cada 30 dias	33
	RSV	1	22	1 viagem a cada partida de poço	1,5
	AHTS	1	8	1 viagem a cada 8,25 dias	2,2
Lula Extremo Sul					
Pré-Ancoragem	AHTS	5	16	1 viagem a cada 7 dias	3
Ancoragem	AHTS	6	6	1 viagem a cada 7 dias	3
Lançamento do Gasoduto	PLSV	1	1	viagem única	11
	Pipe Carrier	1	2	2 viagens para abastecer PLSV c/ tubo	1
Interligação Gasoduto	PLSV	1	1	1 viagem a cada 30 dias	1
Interligação dos Poços	PLSV	1	34	1 viagem a cada 22,9 dias	26
	RSV	1	23	1 viagem a cada partida de poço	1,5
	AHTS	1	9	1 viagem a cada 7,7 dias	2,3
Lula Oeste					
Pré-Ancoragem	AHTS	5	16	1 viagem a cada 5,6 dias	3
Ancoragem	AHTS	6	6	1 viagem a cada 15 dias	3
Lançamento do Gasoduto	PLSV	1	1	viagem única	2
Interligação Gasoduto	PLSV	1	1	viagem única	2
Interligação dos Poços	PLSV	1	27	1 viagem a cada 28,9 dias	26
	RSV	1	18	1 viagem a cada partida de poço	1,2
	AHTS	1	7	1 viagem a cada 7,7 dias	1,8
Franco S					
Pré-Ancoragem	AHTS	5	16	1 viagem a cada 3,75 dias	2
Ancoragem	AHTS	6	6	1 viagem a cada 15 dias	3
Lançamento do Gasoduto	PLSV	1	1	viagem única	2

Atividade	Tipo de embarcação	Número de Embarcações na Atividade	Número de viagens do porto de apoio a embarcação durante o período da atividade	Frequência média de deslocamento entre a base de apoio e as embarcações durante a atividade por dia	Tempo Médio de Permanência na área (meses)
Interligação Gasoduto	PLSV	1	1	viagem única	2
Interligação dos Poços	PLSV	1	39	1 viagem a cada 26,9 dias	35
	RSV	1	26	1 viagem a cada partida de poço	2,2
	AHTS	1	10	1 viagem a cada 7,8 dias	2,6
Franco NW					
Pré-Ancoragem	AHTS	5	16	1 viagem a cada 5,6 dias	3
Ancoragem	AHTS	6	6	1 viagem a cada 10 dias	2
Lançamento do Gasoduto	PLSV	1	1	viagem única	2
Interligação Gasoduto	PLSV	1	1	viagem única	1
Interligação dos Poços	PLSV	1	39	1 viagem a cada 24,6 dias	32
	RSV	1	27	1 viagem a cada partida de poço	1,5
	AHTS	1	10	1 viagem a cada 8,1 dias	2,7

Em relação às bases de apoio estão previstas as os seguintes portos: Porto do Rio de Janeiro e o Porto de Niterói – BANIT cujas as atividades serão incrementadas a partir do início das atividades de instalação dos empreendimentos do PROJETO ETAPA 2. Esporadicamente poderão também ser utilizados os portos de Itaguaí, Angra dos Reis, São Sebastião e Santos, sobretudo para instalação dos gasodutos, cuja localização será definida pelas empresas vendedoras do processo de licitação.

Tempo estimado entre as bases de apoio marítimo e a área das instalações	
Local	Tempo de Navegação
Porto do Rio de Janeiro	13h
BANIT - Niterói	14h

Operação

Descrição das embarcações de apoio utilizadas para dar apoio nas atividades de operação do Projeto Etapa 2.

UT 4000 – Embarcações rápidas, utilizadas para transporte de pequenas cargas e cargas de emergência. O seu TPB é em torno de 350 t;

LH 2500 - Embarcações utilizadas para transporte de pequenas cargas entre unidades marítimas, standby e manuseio de espias.

PSV 3000/4500 – Embarcações supridoras, utilizadas para transporte de cargas pesadas no convés (todos os tipos de carga). Os PSVs 3000 tem capacidade total em torno de 3000 t. Já os PSVs 4500 tem capacidade total em torno de 4500 t.

Em relação às embarcações de apoio utilizadas durante a operação dos empreendimentos do Projeto Etapa 2 (**Tabela II.2.4.21.1-3**), vale esclarecer que, como forma de otimização da utilização destas embarcações, estas atendem a Bacia de Santos como um todo, sem que haja distinção entre as atividades de perfuração e produção. Em relação a utilização de uma base de apoio, estas utilizam prioritariamente o Porto do Rio de Janeiro por esta ser a rota mais curta com infraestrutura mais próxima, dos empreendimentos da Bacia de Santos.

Tabela II.2.4.21.1-3– Tipo e estimativa do número de embarcações e de viagens, entre o porto de apoio e as embarcações operando nas atividades de perfuração e operação na Bacia de Santo, mostrando o aumento gradativo até 2018.

Tipo de embarcação	Número de embarcações		Número de viagens médias por ano		Número de embarcações		Número de viagens médias por ano		Número de viagens médias por ano	
	2014	2014	2015	2015	2016	2016	2017	2017	2018	2018
PSVs	24	166	29	166	34	758	37	1157	37	1140
LHs	6	12	7	12	7	35	7	60	7	86
UTs	4	113	5	113	6	400	7	558	7	604

Tabela II.2.4.21.1-4 – Quantidade e periodicidade de operações de *offloading* previstas durante a operação dos empreendimentos do Projeto Etapa 2

Atividade	Offloading	
	Número total Offloadings	Periodicidade das viagens
Todos os SPA/TLDs do Projeto Etapa 2		
<i>FPSO Dynamic Producer</i>	27	1 a cada 20 dias
FPSO BW Cidade de São Vicente	28	1 a cada 25 dias
DPs (25 anos)		
DP de Sapinhoá Norte	1.564	1 a cada 7 dias
DP de Carioca	1.564	1 a cada 7 dias
DP de Lula Alto	1.564	1 a cada 7 dias
DP de Lula Central	1.564	1 a cada 7 dias
DP de Lula Sul	1.564	1 a cada 7 dias
DP de Lula Norte	1.564	1 a cada 7 dias
DP de Lula Oeste	1.564	1 a cada 7 dias
DP de Lula Extremo Sul	1.564	1 a cada 7 dias
DP de Lula - Área de Iracema Norte	1.564	1 a cada 7 dias
DP de Franco 1	1.564	1 a cada 7 dias
DP de Franco NW	1.564	1 a cada 7 dias
DP de Franco Sul	1.564	1 a cada 7 dias
DP de Franco SW	1.564	1 a cada 7 dias

II.2.4.21.2 - Infraestrutura de Apoio

Constatou-se, mais uma vez, que a empresa ainda não compreendeu a importância de apresentar informações sobre a infraestrutura de apoio que vem sendo utilizada para o desenvolvimento atual do Polo Pré-sal da Bacia de Santos e aquela que necessariamente deverá ser implantada, ampliada ou agregada em função do incremento de atividades proporcionado pela Etapa 2.

Esta falta de compreensão leva ao equívoco recorrente de se considerar apenas como bases de apoio portos/terminais marítimos e aeroportos, desconsiderando toda uma cadeia de produtos e serviços voltada exclusivamente para a atividade de exploração e produção de petróleo e gás na Bacia de Santos.

A descrição desta infraestrutura de apoio completa é fundamental para que o licenciamento ambiental possa avaliar a possibilidade de o empreendimento induzir novos projetos em regiões com características socioeconômicas distintas,

ampliando de forma significativa sua visão sobre os impactos cumulativos e sinérgicos existentes.

Portanto, para além das bases de apoio marítimo e aéreo, a empresa deve descrever, no mínimo, as seguintes infraestruturas existentes na área de estudo, identificando aquelas que serão, que poderão ser e que não exista previsão de utilização pelas atividades desenvolvidas no Polo Pré-sal da Bacia de Santos. São elas: refinarias, terminais de recebimento, armazenamento e distribuição de óleo, unidades de recebimento, tratamento e distribuição de gás natural, estaleiros navais, locais de descarte final de resíduos, áreas de apoio logístico e sedes administrativas. A esta descrição devem ser agregadas informações sobre novos projetos em implantação/ampliação pelo poder público federal, estadual ou municipal, bem como pela iniciativa privada.

Resposta/Esclarecimento: Segue abaixo a lista de refinarias; terminais de recebimento, armazenamento e distribuição de óleo; unidades de recebimento, tratamento e distribuição de gás natural; estaleiros navais; áreas de apoio logístico e principais sedes administrativas localizados na Área de Estudo com previsão de serem utilizados pelos empreendimentos do Projeto Etapa 2 e mesmo aqueles cuja utilização não esteja prevista. Vale destacar que nos itens II.5.3.5 e II.5.3.1.8 deste parecer já estão apresentados os locais de descarte final de resíduos e o detalhamento de novos projetos em implantação/ampliação pelo poder público federal, estadual ou municipal, bem como pela iniciativa privada.

Refinarias	Localização	Previsão de processamento de óleo do Projeto Etapa 2
Refinaria Presidente Bernardes (RPBC)	Cubatão/SP	Previsto
Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro (Comperj)	Itaboraí (RJ)	Sem previsão de recebimento de óleo

Terminais de recebimento, armazenamento e distribuição de óleo	Localização	Previsão de recebimento de óleo do PROJETO ETAPA 2
Terminal Maximiliano da Fonseca - TEBIG	Angra dos Reis/RJ	Previsto
Terminal Marítimo Almirante Barroso - TEBAR	São Sebastião/SP	Previsto
Terminal Cabiúnas	Macaé/RJ	Sem previsão
Terminais Aquaviários da Baía de Guanabara (TABG) - Ilha d'Água	Ilha d'água/RJ	Sem previsão

Terminais Aquaviários da Baía de Guanabara (TABG) – Ilha redonda	Ilha Redonda/RJ	Sem previsão
Terminal Aquaviário de Santos	Santos/SP	Sem previsão
Terminal Terrestre de Cubatão	Cubatão/SP	Sem previsão

Unidades de recebimento, tratamento e distribuição de gás natural	Localização	Previsão de processamento de gás do Projeto Etapa 2
Unidade de Tratamento de Gás Monteiro Lobato -UTGCA	Caraguatatuba/SP	Previsto
Cabiúnas	Macaé/RJ	Previsto
Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro (Comperj)	Itaboraí/RJ	Previsto
Refinaria Presidente Bernardes (RPBC)	Cubatão/SP	Sem previsão

Estaleiros navais	Localização	Previsão de Utilização para o Projeto Etapa 2
Estaleiro BrasFELS	Angra dos Reis/RJ	Previsto
Estaleiro Inhaúma	Rio de Janeiro/RJ	Previsto
Estaleiro Brasa	Niterói/RJ	Previsto
Estaleiro Mauá	Niterói/RJ	Sem previsão

Áreas de apoio logístico (Portos)	Localização	Previsão de Utilização para o projeto Etapa 2
Porto do Rio de Janeiro	Rio de Janeiro/RJ	Previsto
Porto de Niterói - BANIT	Niterói/RJ	Previsto
Porto de Angra dos Reis	Angra/RJ	Utilização Esporádica
Porto de São Sebastião	São Sebastião/SP	Utilização Esporádica
Porto de Santos	Santos/Guarujá	Utilização Esporádica
Porto do Forno	Arraial do Cabo/RJ	Sem previsão
Porto de Macaé	Macaé/RJ	Sem previsão
Porto de Mangaratiba	Mangaratiba/RJ	Sem previsão
Terminal Triunfo	Rio de Janeiro/RJ	Sem previsão
Briclog	Caju/RJ	Sem previsão
Superpesa	Caju/RJ	Sem previsão
Nitshore	Niterói/RJ	Sem previsão
Brasco	Niterói/RJ	Sem previsão
Subsea 7	Niterói/RJ	Sem previsão
Porto Clariant	Niterói/RJ	Sem previsão
Porto Brasil Supply	Angra – RJ	Sem previsão
Porto de Itaguaí	Itaguaí/RJ	Sem previsão
Saipem	Guarujá -SP	Sem previsão
Wilson sons	Santos –RJ	Sem previsão

Principais Sedes Administrativas da PETROBRAS	Localização
EDISA I	Santos/SP
EDISA II	Santos/SP
EDISA III	Santos/SP
EDISE	Rio de Janeiro/RJ
EDIVEN	Rio de Janeiro/RJ

II.2.4.21.2.1 - Bases de Apoio Aérea

O EIA indicou os aeroportos de Cabo Frio (RJ), Jacarepaguá – Rio de Janeiro (RJ) e do Guarujá – Base aérea de Santos (SP) como bases de apoio aéreo para a Etapa 2 do Pré-Sal, afirmando que a “base aérea do município de Ubatuba/SP poderá ser utilizada como base de apoio em caso emergencial”. (EIA, II.2, p. 303/328)

A empresa também informou que, no caso do Aeroporto do Guarujá, ainda “tramita um processo de outorga para a construção” em uma área na Base Aérea de Santos (EIA, II.2, p. 311/328).

Esta Coordenação Geral esclarece que quaisquer bases de apoio marítimo e aéreo para as quais se tenha uma previsão de utilização, mesmo em “caso emergencial”, devem ser consideradas no EIA/RIMA, estando incluídas em todos os mapas e demais referências às bases de apoio presentes no documento. Portanto, a PETROBRAS deve considerar o município de Ubatuba (SP) como base de apoio aéreo do empreendimento.

Resposta/Esclarecimento: A PETROBRAS esclarece que conforme **Quadro II.4.3-1** apresentado na resposta a este parecer no Item II.4 – Área de Estudo, o município de Ubatuba passa a integrar a Área de Estudo pelo Critério IV “Municípios que possuem instalações que darão apoio às atividades do empreendimento e sistemas associados” como base de apoio em caso de emergência.

Em relação ao Aeroporto do Guarujá, a PETROBRAS informa que cancelou junto ao órgão regulador o processo de outorga para a construção deste aeroporto.

Assim, esta Coordenação Geral gostaria de confirmar o entendimento de que, atualmente, a PETROBRAS pretende iniciar as atividades da Etapa 2 do Pré-sal apenas com voos do Aeroporto de Cabo Frio e do Aeroporto de Jacarepaguá, sendo que, ocasionalmente, poderá ser utilizado o Aeroporto de Ubatuba. Este entendimento parte do princípio de que nenhuma outra base de apoio aéreo foi mencionada e de que o Aeroporto do Guarujá não se encontra operacional, pois aguarda a outorga para sua construção na Base Aérea de Santos. Se for isto, a empresa deve informar se existe alguma previsão para quando o Aeroporto do Guarujá estará disponível para utilização.

Neste sentido, ainda aproveita-se para questionar se não existe uma previsão de utilização do município de Itanhaém (SP) como base de apoio aéreo das atividades desenvolvidas na Etapa 2 do Polo Pré-sal, mesmo que apenas em “caso emergencial”, assim como do Aeroporto Santos Dumont – Rio de Janeiro (RJ).

Resposta/Esclarecimento: A PETROBRAS confirma que as bases de apoio aéreo previstas para utilização pelo Projeto Etapa 2 serão o Aeroporto de Cabo Frio e o Aeroporto de Jacarepaguá. Esporadicamente poderá utilizar o Aeroporto de Itanhaém e emergencialmente o Aeroporto de Ubatuba e a Base Aérea de Santos. Em relação ao Aeroporto do Guarujá como informado acima a PETROBRAS cancelou junto ao órgão regulador o processo de outorga para a construção deste aeroporto. Em relação ao Aeroporto de Santos Dumont este não está previsto para utilização nas atividades do Projeto Etapa 2.

II.2.4.21.2.2 - Bases de Apoio Marítimo

O EIA indicou os portos de Santos (SP), São Sebastião (SP), Rio de Janeiro (RJ) e Angra dos Reis (RJ), destacando que a PETROBRAS também “pretende implantar uma Base de Apoio Portuária no município de Itaguaí (RJ), cujo projeto encontra-se em fase de desenvolvimento conceitual.”. (EIA, II.2, p. 324/328)

Cabe destacar que a Base de Apoio Portuária em Itaguaí (RJ) permitirá o uso mais intensivo da Baía de Sepetiba pela empresa, proporcionando acesso direto, através do Arco Metropolitano do Rio de Janeiro, a diversas outras estruturas da

empresa que estão associadas à Cadeia Produtiva de Petróleo e Gás, como a REDUC em Duque de Caxias (RJ) e o COMPERJ em Itaboraí (RJ).

A empresa deve informar esta Coordenação Geral, prontamente, tão logo o protocolo de requerimento de Licença Prévia (LP) para a Base de Apoio Portuária em Itaguaí (RJ) seja encaminhado para o órgão ambiental responsável pelo processo de licenciamento ambiental.

Além disto, nota-se que apenas para o Porto do Rio de Janeiro foi informada a existência de uma Licença de Operação vigente. Assim, a empresa também deve informar qual a situação do licenciamento ambiental dos portos de Santos (SP), São Sebastião (SP) e Angra dos Reis (RJ), informando, também, se existem processos em tramitação na área ambiental requerendo a ampliação destes portos ou de terminais que fazem parte de sua APO (Área do Porto Organizado). Acompanhando estes esclarecimentos deve ser encaminhada a cópia da LO nº IN 016166 emitida pelo Instituto Estadual do Ambiente (INEA) para o Porto do Rio de Janeiro (RJ) e das outras licenças/autorizações existentes para garantir a adequada operação dos demais portos, bem como uma listagem com os números dos processos administrativos em tramitação que se referem ao licenciamento ambiental da ampliação de portos/terminais que serão utilizados pela empresa.

Neste sentido, cabe destacar que no subitem “II.5.3.1.8 – Distribuição espacial das atividades do Etapa 2”, a empresa afirmou que “...para os empreendimentos integrantes da Atividade de Produção e Escoamento de Petróleo e Gás Natural do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos – Etapa 2, além da utilização das bases de apoio já existentes, para as quais não são esperadas adequações e/ou ampliações, está em fase de estudo pela PETROBRAS uma Base de Apoio Portuária no município de Itaguaí...”. (EIA, II.5, 101/1202)

No item “II.2.4.21.2.1 – Bases de Apoio Aérea”, o EIA informa que o Aeroporto de Cabo Frio “possui um acordo operacional com o Porto do Forno, localizado a 7 km (no município de Arraial do Cabo) para a constituição de uma plataforma logística de apoio às atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural no sul da Bacia de Campos e no norte da Bacia de Santos.”. (EIA, II.2, p. 309/328)

Em função disto, esta Coordenação Geral gostaria que a PETROBRAS se pronunciasse sobre a possibilidade de também utilizar as instalações do Porto do Forno, em Arraial do Cabo (RJ), para apoio marítimo as suas atividades no Polo Pré-sal da Bacia de Santos. Aproveita-se para solicitar um posicionamento sobre a eventual utilização do Terminal Alfandegário de Imbetiba, em Macaé (RJ), para apoiar estas atividades, considerando que o mesmo vem sendo utilizado como base de apoio marítimo para as atividades previstas para a Etapa 1 do Polo Pré-sal (Processo IBAMA nº 02022.002287/09).

Devem ser apresentadas informações sobre o estágio de desenvolvimento dos Planos de Área dos complexos portuários que recebem o óleo produzido da Bacia de Santos, principalmente os de São Sebastião, Angra dos Reis e Madre de Deus, explicitando se já existe o estabelecimento dos procedimentos que orientarão os coordenadores das ações de resposta em caso de cenários de vazamentos de óleo envolvendo navios e operação dos terminais. Os procedimentos estabelecidos, se houver, devem constar como anexo do PEVO-BS.

Resposta/Esclarecimento: A PETROBRAS informa que em novembro de 2012 elaborou o Relatório “Rotas de Escoamento Marítimo do Polo Pré-Sal” em atendimento a condicionante específica nº 2.2 da LP nº 0439/2012 e Parecer Técnico CGPEG/DILIC/IBAMA nº 347/2012. Neste relatório é informado que o atendimento aos incidentes de vazamento de óleo gerados durante operações de carregamento, descarregamento e navegação dos navios aliviadores e operação dos terminais já está previsto no Plano de Emergência para Vazamento de Óleo da Área Geográfica da Bacia de Santos (PEVO-BS) e nos Planos de Emergência Individual (PEI) dos terminais. A resposta a vazamento de óleo nos terminais está prevista nos PEI de cada unidade. Os recursos existentes nos Centros de Resposta a Emergência (CRE) são suficientes para atender a área formada pelo somatório dos resultados das modelagens realizadas para cada terminal, que podem ser complementados com a estrutura dos Centros de Defesa Ambiental (CDA) e suas Bases Avançadas (BAV).

Os vazamentos de óleo durante o carregamento do navio aliviador respeita as mesmas premissas e tempos apresentados no PEVO-BS, já que estes estão nas proximidades das unidades marítimas. O atendimento a incidentes de vazamento de óleo gerados durante a navegação, de acordo com o determinado pela MARPOL, é composto pelo KIT SOPEP (Ship Oil Pollution Emergency Plan) e pelo P&I Club.

O KIT SOPEP destina-se à utilização em incidentes na área física do navio e tem sua composição definida pela sociedade classificadora, com base no estabelecido pela MARPOL.

Em atendimentos que extrapolem a área física da embarcação, o P&I Club é acionado para a disponibilização de equipes e equipamentos necessários de acordo com o ocorrido.

No que diz respeito ao estágio de desenvolvimento dos Planos de Área dos Complexos Portuários que recebem o óleo produzido da Bacia de Santos, principalmente os de São Sebastião, Angra dos Reis e Madre de Deus, a PETROBRAS possui representantes participando das discussões para a elaboração destes Planos de Área. De acordo com informações levantadas durante as últimas reuniões realizadas, os referidos Planos de Área encontram-se no seguinte estágio:

- Plano de Área do Porto Organizado de São Sebastião - PA/POSS (compreende o complexo portuário de São Sebastião) – Conforme ata da 38ª Reunião Extraordinária do Plano de Área do Porto Organizado de São Sebastião, **Anexo II.2.4.21.2.2-A**, o Regimento Interno e o Plano de Área assinados pelos representantes oficiais do Comitê já são considerados válidos, estando à coordenação sob a responsabilidade da Companhia Docas de São Sebastião;
- Plano de Área da Baía de Aratu (compreende o complexo portuário de Madre de Deus) – De acordo com a reunião realizada no dia 11 de junho de 2014, **Anexo II.2.4.21.2.2-B**, o Plano de Área dessa região encontra-se em estruturação. Durante a referida reunião foi informado que serão formados dois grupos de trabalho: um para elaboração do Regimento

Interno e outro para levantamento dos recursos disponíveis para combate a emergências. Esse Comitê de Área será coordenado pela Capitania dos Portos;

- Plano de Área da Baía de Ilha Grande (compreende o complexo portuário de Angra dos Reis) – Não existe até o momento nenhuma iniciativa ou registro referente à elaboração do Plano de Área desta região. Cabe ao órgão ambiental competente coordenar a elaboração deste Plano, articulando-se com as instituições públicas e privadas envolvidas.

Vale ressaltar que os PEIs desses três complexos portuários já foram aprovados pelo órgão ambiental competente, considerando o dimensionamento dos recursos de acordo com os cenários acidentais levantados.

No caso do PEI do Terminal Aquaviário de São Sebastião, como o Plano de Área já está validado pelo Comitê, o PEI informa que caso sejam necessários recursos adicionais aos já dimensionados e existentes, que o PA/POSS será acionado.

No caso dos terminais de Madre de Deus e Angra dos Reis, assim que os Planos de Área destas regiões forem aprovados, os PEIs dos Terminais serão revisados de forma a considera-los na sua estrutura de resposta.

II.2.4.21.2.3 - Operações de Barcos de Apoio na Bacia de Santos

A empresa afirmou no estudo que serão utilizadas como base de apoio marítimo os portos de Santos/SP, São Sebastião/SP, Angra dos Reis/RJ e Rio de Janeiro/RJ, além de Base de Apoio Portuário de Itaguaí/RJ que se encontra em planejamento. Contudo, destacou que existe uma imprecisão na estimativa do número de viagens de embarcações de apoio para o projeto Etapa 2, “visto que de acordo com a demanda de todos os empreendimentos PETROBRAS na região, uma mesma embarcação em uma mesma viagem pode abastecer/suprir mais de um empreendimento.”. (EIA, II.2, p. 330/328)

Esta afirmação é inequívoca no sentido de que uma mesma embarcação será utilizada para prestar apoio aos projetos em licenciamento, assim como àqueles já existentes na área.

Abaixo seguem listados os principais empreendimentos da PETROBRAS na região, a saber:

- Atividade de produção e Escoamento de Petróleo e Gás Natural do Polo Pré-sal da Bacia de Santos Etapa 1 (Processo IBAMA n. 02022.002287/2009);*
- Piloto do Sistema de Produção e escoamento de Óleo e Gás do Polo Tupi, Bloco BM-S-11, Bacia de Santos (Processo IBAMA n. 02022.000984/2008);*
- Sistema de Produção e Escoamento de Gás Natural e Petróleo nos Campos de Uruguá e Tambaú (Bloco BM-S-500), na Bacia de Santos, através do FPSO Cidade de Santos e do gasoduto Uruguá – PMXL -1 (Processo IBAMA n. 02022.004193/2006);*
- Sistema de Produção e Escoamento de Gás Natural e Condensado no Campo de Mexilhão, Bacia de Santos (Processo IBAMA n. 02022.003014/2005).*

De acordo com as informações apresentadas pela empresa nos relatórios de implementação do Projeto de Controle da Poluição na Região 3, que abrange o norte da Bacia de Santos, incluindo os campos e blocos do Polo Pré-sal, referente aos anos de 2012 e 2013, foi informado o desembarque de resíduos nos seguintes portos/bases de apoio: Rio de Janeiro (RJ) São Sebastião (SP), Itajaí (SC), Terminal Alfandegário de Imbetiba – Macaé (RJ), Porto do Forno – Arraial do Cabo (RJ), Cia Portuária de Vila Velha (ES), Brasflex tubos Flexíveis (ES); Cia Docas do Espírito Santo (ES).

Considerando a informação de que as embarcações podem abastecer/suprir mais de um empreendimento, a empresa deve se posicionar com relação à utilização, no âmbito das atividades ora licenciadas, de outras bases de apoio além das citadas no EIA. Especificamente com referência àquelas listadas acima, as quais já vem sendo utilizadas como opção logística pela empresa para empreendimentos localizados em regiões próximas ao projeto Etapa 2.

Com relação às embarcações, a estimativa apresentada no estudo afirma que haverá menos de 26 embarcações em operação durante o pico de atividades

previstas no Etapa 2. Frente aos dados já apresentados pela empresa ao longo dos últimos anos para a Bacia de Santos, tal estimativa demonstra ser bastante tímida. Segundo as informações apresentadas pela PETROBRAS nos relatórios de implementação do PCP da Região 3, do ano de 2012, foram listadas 39 embarcações inseridas em projetos ambientais de caráter continuado que operaram e desembarcaram resíduos na região. Além destas embarcações ainda somam-se mais 30 embarcações de apoio que operaram durante o ano inteiro (365 dias em 2012). Tais números atendem ao cenário atual da Bacia, com seis unidades marítimas de produção da empresa.

Cabe a ressalva de que as embarcações dos projetos ambientais de caráter continuado atuaram também em outras regiões, sendo que não é possível saber exatamente quanto tempo as mesmas operaram em cada região. Contudo, o quantitativo referido acima efetivamente desembarcou resíduos da área da Bacia de Santos. Também deve-se salientar que os relatórios de produção incluem as embarcações que atuaram em ambas atividades de produção e perfuração na região no período, contudo tais atividades devem ocorrer simultaneamente durante o desenvolvimento do empreendimento, gerando um caráter cumulativo, refletido no número de embarcações em atividade.

Mesmo tomando em consideração as ressalvas acima, o histórico de dados de embarcações envolvidas nas atividades de produção e escoamento na Bacia de Santos possibilita inferir que o número esperado para o pico de atividades do projeto Etapa 2, o qual prevê a operação simultânea de 13 (treze) unidades marítimas além daquelas já existentes, deverá ser bem mais elevado do que as estimativas apresentadas, fato que reflete diretamente na Avaliação de Impactos Ambientais do empreendimento. Desta maneira, a empresa deverá revisar a metodologia utilizada na estimação do número de embarcações de apoio de forma a aproximar os resultados aos dados reais que são encaminhados sistematicamente ao IBAMA.

Resposta/Esclarecimento: Levantamento realizado na região 03 da UO-BS apresentou o seguinte quadro nos períodos de 2012-2013 e 2013-2014 tanto para a US-LOG como para a US-SUB (US-LOG - Unidade de serviços que entre outras

atividades organiza a logística das embarcações que dão apoio a operação e perfuração e US-SUB Unidade de serviço que é responsável por todas as atividades ligada a instalações submarina), para o número de embarcações que prestaram serviços para toda a região 03 nos dois períodos e as suas respectivas horas dedicadas para tais atividades.

	Ano base: 2012-2013	Cenário 1 - N° embarcações totais durante o período	Cenário 01 - N° horas durante o período	Cenário 02 N° de embarcações que atuaram mais de 300 dias neste ano	Cenário 02 - N° de horas disponíveis neste cenário 02
US-LOG		44	12983	33	11883
US-SUB		58	12496	21	7635
	Ano base: 2013-2014	Cenário 1 - N° embarcações Totais durante o período	Cenário 01 - N°horas durante este período	Cenário 02 - N° embarcações que atuaram mais de 300 dias ano	Cenário 02 - N° horas disponíveis neste cenário
US-LOG		52	14879	32	11248
US-SUB		11	2961	8	2834

Para a US-LOG o que foi observado é que entre 2012 e 2013 embora tenham aumentado o número de embarcações que prestaram serviços para a região 03 (de 44 para 52) diminuíram o número das quais trabalharam mais de 300 dias/ano para esta região onde se insere a UO-BS.

Isto se reflete melhor quando apuramos o percentual de horas dedicadas, assim em 2012 tivemos 91,5% do tempo disponível sendo utilizado por embarcações que trabalharam mais de 300 dias/ano.

Já para o ano de 2013 este número cai para 75,6%

Já para a US-SUB o cenário entre 2012 e 2013 é bem diferente, porque o número de embarcações dedicadas para a UO-BS diminui bastante de 58 para 11, todavia o percentual de embarcações com mais de 300 dia/ano o valor sobe de 61,1 % para 95,7%.

Tais informações nos remetem a crer que com o passar do tempo os serviços da US-LOG vem sendo menos restrito à área geográfica de serviços, ao contrário que onde a US-SUB ficou com mais "caráter mais dedicado".

Quanto a distribuição por classe de resíduos, adotamos para cálculo os seguintes valores históricos;

a) US-LOG : Classe I : 59 % , Classe IIA: 32% , Classe IIB: 9%

b) US-SUB: Classe I: 89,4% , Classe IIA: 6,4 , Classe IIB: 4,2%

II.2.4.23 - Mão de Obra – Instalação e Operação das Unidades de Produção

Com relação à fase de instalação, a empresa afirmou que devem ser gerados 3.640 postos diretos de trabalho, sendo que a maior parte desses postos “será composta por técnicos provenientes da realocação de mão de obra de empreendimentos da PETROBRAS”. Também foram apresentadas as estimativas do grau de especialização (níveis superior, técnico e médio) para esses postos. (EIA, II.2, p. 210/344).

Quanto à fase de operação, a empresa estimou que serão gerados 1.769 postos de trabalho, apresentando estimativas do grau de especialização. Entretanto, a empresa não esclareceu se a maioria desses postos absorverá mão de obra já contratada para outros empreendimentos. Devem ser apresentadas informações neste sentido.

No item “II.6 – Identificação e Avaliação dos Impactos Ambientais”, para o Meio Socioeconômico, foram apresentadas estimativas sobre o número de empregos indiretos a serem gerados. Essas estimativas devem constar, de forma clara e objetiva, também no presente item.

Resposta/Esclarecimento: Esclarecemos que os 3.640 postos diretos de trabalho referem-se a todas as atividades do Projeto Etapa 2 onde dos quais 1.769 estão relacionados a fase de operação, cujo preenchimento dos postos poderá ser por concurso ou mobilização ou contratação direta no caso de UEPs afretadas.

II.3 - ANÁLISE DAS ALTERNATIVAS

Considerando as limitações ao escoamento de toda a produção de gás evidenciadas no item anterior, registra-se que ao discutir a “Hipótese de Não Execução do Projeto”, o EIA indicou que:

“a principal justificativa econômica para implantação das atividades em estudo é a favorável expectativa de sucesso na exploração de óleo e gás (...). Em relação à oferta de gás natural no Brasil, vale ainda destacar que este é um recurso disponibilizado, principalmente via importação. Logo, é preciso aumentar sua participação na matriz energética brasileira e estimular sua aderência a um programa estruturado e rentável de termoeletricidade. Nesse contexto, o país busca hoje reduzir a dependência externa em relação ao gás natural, através do aumento da oferta proveniente da produção brasileira”. (EIA, II.3, p. 7/7)

Esta afirmação deixa clara a importância de que o empreendimento tenha uma solução para o aproveitamento eficiente do gás associado, o que pelas informações apresentadas não está caracterizado.

Resposta/Esclarecimento: Este assunto foi esclarecido nos itens II.2.2.2. – Relatório Sumário e II.2.4.7 - Caracterização do Escoamento da Produção de Óleo e Gás deste parecer.

II.4 - ÁREA DE ESTUDO

II.4.1 - Considerações Gerais

O Estudo ponderou que a atribuição de grau de significância dos fatores ambientais é subjetiva e remete aos “Quadros II.4.1-1 e II.4.1-2” para apresentar “os critérios utilizados para definir o grau de significância, por fator ambiental para os meios físico-biótico e socioeconômico, respectivamente”. Entretanto, foram apresentados os critérios para definição da área de estudo, relacionando o grau de significância de cada fator ambiental. Ainda que o estabelecimento do grau de significância seja subjetivo, a empresa deve apresentar claramente os critérios utilizados nesta classificação.

Resposta/Esclarecimento: Os critérios utilizados na classificação do grau de significância dos fatores ambientais foram distribuídos equitativamente em função dos valores de somatório identificados nos quadros II.4.1-1 e II.4.1-2.

Relativamente aos meios físico e biótico, na revisão 0 do EIA do Projeto Etapa 2, o somatório variou de 0 (zero) a 2 (dois), os quais foram divididos em 3 classes de grau de significância, sendo 0 (zero) - pouco significativo; 1 (um) – significativo e 2 (dois) – muito significativo.

Para o meio socioeconômico, o somatório variou de 0 (zero) a 10 (dez), em virtude do grande número de critérios existentes. As categorias de grau de significância foram divididas de forma equitativa, resultando em 0-3 (pouco significativo), 4-6 (significativo) e 7-10 (muito significativo).

II.4.2 - Área de Estudo dos Meios Físico e Bióticos

O EIA explicitou que:

“Levando-se em consideração os critérios propostos pelo TR, as características do Projeto Etapa 2 e da região onde o projeto será inserido, bem como a continuidade e a área de abrangência dos fatores

ambientais identificados como passíveis de sofrerem impactos, foi delimitada como área de estudo para os meios físico e biótico a Bacia Sedimentar de Santos.” (EIA, II.4, p. 9/16)

Contudo, também fez questão de destacar que:

“Apesar a área de estudo para os meios biótico e físico ter sido definida como a Bacia de Santos, para a descrição e análise das Unidades de Conservação foi feito um recorte de forma a considerar apenas aquelas localizadas em um raio de 10 km no entorno das bases de apoio e rotas das embarcações de apoio que darão suporte ao empreendimento.” (EIA, II.4, p. 9/16)

Observa-se que o “Quadro II.4.1-1”, que apresentou a classificação do grau de significância dos fatores ambientais para os meios físico e biótico, com base nos critérios para a definição da área de estudo não considerou os impactos (ruídos e possibilidade de colisão) sobre a biota marinha na área onde ocorrerá o trânsito de embarcações. Apesar desta alteração não comprometer a classificação em relação à significância, solicita-se alteração.

Do mesmo modo e considerando que os critérios constantes no Termo de Referência eram “mínimos”, solicita-se considerar os impactos sobre o fator ambiental ar devido às queimas previstas.

Resposta/Esclarecimento: A PETROBRAS apresenta a revisão do Quadro II.4.1-1, no qual foram considerados os impactos de ruído, possibilidade de colisão sobre a biota marinha e queima de gás. Tal fato resultou na alteração da linha “somatório” bem como na legenda.

Quadro II.4.2-1 – Classificação do grau de significância dos fatores ambientais para os meios físico e biótico, com base nos critérios para definição de área de estudo.

Critérios	Fator ambiental - meio físico			Fator ambiental - meio biótico	
	Sedimento	Água	Ar	Biota marinha	Ecosistemas costeiros/ Unidades de Conservação
Área onde serão instalados os empreendimentos, incluindo área de segurança em torno das unidades de produção, dos equipamentos submarinos e da diretriz de cada duto que compõe o sistema de escoamento marítimo.	1	1	1 ¹	1	0
Área sujeita aos impactos decorrentes do descarte de efluentes (determinação baseada em modelagem)	0	1	0	1	0
Área onde ocorrerão atividades (rotas manobras, fundeio etc.) de todas as embarcações e aeronaves que viabilização do empreendimento.	0	0	1 ²	1 ³	1
Somatório	1	2	2	3	1
Classificação do grau de significância	Significativo	Significativo	Significativo	Muito significativo	Significativo

¹ considera ruído e queima de gás

² considera ruído de embarcações e aeronaves

³ considera possibilidade de colisão e ruídos sobre a biota marinha

Legenda:

0	Pouco Significativo
1, 2	Significativo
3	Muito Significativo

II.4.3 - Área de Estudo do Meio Socioeconômico

O “Quadro II.4.3-1” informou os critérios que foram utilizados para a definição da Área de Estudo:

- *Bases de Apoio Aéreo: Cabo Frio (RJ), Rio de Janeiro (RJ) e Guarujá (SP);*
- *Bases de Apoio Marítimo: Rio de Janeiro (RJ), Itaguaí (RJ), Angra dos Reis (RJ), São Sebastião (SP) e Santos (SP);*
- *Bases administrativas (Escritórios): Rio de Janeiro (RJ) e Santos (SP);*
- *Possíveis beneficiários de Royalties: Saquarema (RJ), Araruama (RJ), Maricá (RJ), Rio de Janeiro (RJ), Mangaratiba (RJ) e Ilhabela (SP);*
- *Interferência com a Pesca Artesanal e/ou Turismo (tráfego de embarcações): Maricá (RJ), Niterói (RJ), Baía de Guanabara (RJ), Rio de Janeiro (RJ), Itaguaí (RJ), Baía de Sepetiba (RJ), Mangaratiba (RJ), Angra dos Reis (RJ), Baía da Ilha Grande (RJ), Paraty (RJ), Ubatuba (SP), Caraguatatuba (SP), São Sebastião (SP), Ilhabela (SP), Guarujá (SP), Santos (SP), São Vicente (SP), Praia Grande (SP) e Bertioga (SP);*
- *Interferência com a Pesca Artesanal e/ou Turismo (possíveis vazamentos): Cananéia (SP), Guaraqueçaba (PR), Paranaguá (PR), Matinhos (PR), Guaratuba (PR), Itapoã (SC) e São Francisco do Sul (SC);*
- *Interdependência socioeconômica: Cabo Frio (RJ), Araruama (RJ), Saquarema (RJ), Maricá (RJ), Niterói (RJ), Itaguaí (RJ), Mangaratiba (RJ), Angra dos Reis (RJ), Paraty (RJ), Ubatuba (SP), São Sebastião (SP), Ilhabela (SP), Guarujá (SP), Santos (SP), Cubatão (SP), São Vicente (SP), Praia Grande (SP), Bertioga (SP), Peruíbe (SP), Itanhaém (SP), Mongaguá (SP).*

Resposta/Esclarecimento: A PETROBRAS informa que devido aos questionamentos relacionados à utilização dos critérios que definem a Área de

Estudo do Meio Socioeconômico, foi elaborada uma revisão do **item II.4.3 – Área de Estudo do Meio Socioeconômico**, que se encontra no **Anexo II.4.3-A**.

A empresa deve esclarecer porque Caraguatatuba (SP) não consta como base de apoio administrativa, considerando toda a estrutura que vem sendo implantada no município pela PETROBRAS nos últimos anos e a importância que a cidade tem para a consolidação da empresa no Litoral Norte do Estado de São Paulo. Sem mencionar que o município também é sede da Unidade de Tratamento de Gás de Caraguatatuba (UTGCA), uma das principais estruturas diretamente associadas às atividades do Polo Pré-Sal, o que também implica na inclusão do município como área de estudo por este critério.

Resposta/Esclarecimento: A PETROBRAS esclarece que conforme **Quadro II.4.3-1** apresentado no **Anexo II.4.3-A**, o município de Caraguatatuba está inserido na Área de Estudo com base no critério IV “Municípios que possuem instalações que darão apoio às atividades do empreendimento e sistemas associados” exclusivamente em função de contar com a UTGCA que, entre outras atividades, receberá parte do gás a ser produzido no Polo Pré-Sal da Bacia de Santos, incluindo os empreendimentos do Projeto Etapa 2. Vale destacar que o escritório existente em Caraguatatuba atua como apoio à logística interna dos funcionários da PETROBRAS, não tendo a finalidade de atender questões decorrentes das estruturas do Pré-Sal. Desse modo, reitera-se que os escritórios que servirão de apoio para as atividades do Projeto Etapa 2 serão exclusivamente aqueles localizados nos municípios do Rio de Janeiro e Santos.

Com relação à definição das áreas mais sujeitas aos impactos decorrentes de vazamento de óleo de acordo com as modelagens realizadas, foram utilizados os seguintes critérios: probabilidade de toque maior que 30% - “critério atualmente adotado para definição das áreas para as quais são elaborados os Planos de Proteção de Áreas Vulneráveis – PPAV” – e áreas onde o toque é inferior à 60 horas – “critério atualmente adotado para o refinamento da modelagem hidrodinâmica para análise detalhada do comportamento do óleo em baías e estuários (NT N° 02/09 CGPEG/DILIC/IBAMA)”. (EIA, II.4, p. 14/16).

De acordo com estes critérios “não houve toque de óleo na costa com probabilidade igual ou superior a 30%, sendo que o menor tempo de toque foi de 129 h. Por outro lado existem áreas situadas a 20 km da costa, onde pode ocorrer atividade de pesca artesanal com probabilidade de presença de óleo superior ou igual a 30%.” (EIA, II.4, p. 14/16).

O EIA ainda ressaltou que:

“Por se tratar de um critério associado a simulações de potenciais vazamentos de óleo para o mar, as quais não indicaram toque na costa, apenas as comunidades pesqueiras e não os municípios aos quais elas pertencem foram descritas e inseridas na área de estudo. Seguindo nessa mesma linha, serão descritos os usos das Baías de Guanabara, Sepetiba e Angra dos Reis, consideradas também como parte integrante da área de estudo, pois poderão sofrer conflitos de uso do espaço marítimo em função da pesca que ocorre nessas regiões.” (EIA, II.4, p. 15/16).

Cabe destacar, sem ainda entrar no mérito dos critérios de corte adotados pela empresa, que o Termo de Referência CGPEG/DILIC/IBAMA nº 002/13 solicitava que fossem incluídos na Área de Estudo, a ser definida para elaboração do EIA/RIMA, “os **municípios** que terão a pesca e aquicultura, o turismo, demais atividades econômicas e recreativas e unidades de conservação mais sujeitos aos impactos decorrentes de vazamento de óleo de acordo com as modelagens realizadas, segundo os critérios de maior probabilidade de toque, áreas onde o toque é mais rápido e áreas onde chegam os maiores volumes.” (grifo nosso).

Portanto, de acordo com o Termo de Referência CGPEG/DILIC/IBAMA nº 002/13 e com os resultados da modelagem de transporte e dispersão de óleo no mar (Anexo II.6.2-1), a empresa deveria ter apresentado a descrição dos municípios de Cananéia (SP), Guaraqueçaba (PR), Paranaguá (PR), Matinhos (PR), Guaratuba (PR), Itapoá (SC) e São Francisco do Sul (SC), em vez de apresentar apenas uma descrição das comunidades pesqueiras atuantes nestes municípios.

Além disto, ressalta-se que não cabe a analogia apresentada pela empresa, quando esta afirmou que a abordagem acima seguiria a mesma linha adotada

para descrever apenas os diferentes usos das Baías de Guanabara, Sepetiba e Angra dos Reis, sem incluir uma descrição mais abrangente dos municípios de seus entornos. Afinal, o Termo de Referência CGPEG/DILIC/IBAMA nº 002/13 foi suficientemente claro ao permitir, nestes casos específicos, que fossem consideradas apenas “as áreas onde ocorrerão atividades (rotas, manobras, fundeio, etc) de todas as embarcações (embarcações lançadoras de âncoras e linhas, embarcações de apoio, embarcações de emergência, etc.) e aeronaves que viabilizarão a instalação, a operação e a desativação do empreendimento” (grifo nosso). Ou seja, um critério se refere à interferência decorrente de vazamentos de óleo e o outro está relacionado ao aumento do tráfego de embarcações, o que suscitou a abordagem diferenciada desta Coordenação Geral.

Neste sentido, cabe explicitar que a adoção de critérios de probabilidade de toque maior que 30% e/ou num tempo inferior à 60 horas, que vêm sendo adotados, respectivamente, para inclusão nos Planos de Proteção de Áreas Vulneráveis (PPAVs) e para exigir um refinamento da modelagem hidrodinâmica, foram considerados razoáveis para estes casos específicos, mas não se aplicam, necessária e automaticamente, para a definição da área de estudo. Num primeiro momento, esta Coordenação Geral considerou estes critérios razoáveis, pois permitiriam que os municípios mais vulneráveis aos impactos fossem incluídos na área de estudo e descritos no EIA/RIMA, permitindo que sua caracterização socioeconômica auxiliasse na determinação de sua vulnerabilidade socioambiental e, conseqüentemente na proposição de medidas locais de prevenção e mitigação de eventuais vazamentos.

Efetuados estes esclarecimentos, mas considerando que o EIA afirmou, de acordo com a modelagem, que a região costeira dos municípios, suas unidades de conservação e/ou atividades econômicas, com exceção da atividade pesqueira, não serão afetadas por vazamentos de óleo numa probabilidade maior ou igual a 30%, esta Coordenação Geral avalia não ser necessária uma revisão do diagnóstico ambiental que apresente a descrição completa destes municípios, mesmo a empresa tendo inadvertidamente descumprido o Termo de Referência CGPEG/DILIC/IBAMA nº 002/13.

Contudo, considerando a carência de informações sobre a pesca artesanal na região, ao restringir sua abordagem sobre a atividade pesqueira, a empresa deve ser mais conservativa e apresentar uma breve descrição das demais comunidades pesqueiras da Baía do Paranaguá (PR) e do litoral catarinense, entre São Francisco do Sul (SC) e Florianópolis (SC), para que se possa certificar que as mesmas não atuam nesta área com probabilidade de toque de 30% ou mais.

Resposta/Esclarecimento: A breve descrição das demais comunidades pesqueiras da Baía do Paranaguá (PR) e do litoral catarinense, entre São Francisco do Sul (SC) e Florianópolis (SC) encontra-se no **Anexo II.5.3.13-A**, que apresenta a revisão do item II.5.3.13 – Caracterização da Atividade Pesqueira Artesanal.

Cabe salientar que eventuais mudanças nos resultados da modelagem de transporte e dispersão de óleo no mar, implicam, necessariamente, numa revisão da área de estudo do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos e, se for o caso, numa complementação de informações sobre estes ou outros municípios / comunidades pesqueiras.

Resposta/Esclarecimento: A PETROBRAS está ciente.

Outro ponto de divergência sobre a interferência da atividade com a pesca artesanal, porém, desta vez, relacionado ao aumento do tráfego de embarcações, seria a ausência deste critério para justificar a inclusão do município de Cubatão (SP), que aparece na área de estudo apenas em função de uma interdependência econômica com a região da Baixada Santista. O Diagnóstico Participativo do Programa de Educação Ambiental da Bacia de Santos, no âmbito do PEA-SP – Litoral Centro permitiu a constatação de que comunidades pesqueiras deste município e que atuam no estuário de Santos são diretamente afetadas pelo aumento do número de embarcações que utilizam os diversos terminais existentes. Desta forma a empresa deve adotar, para o município de Cubatão (SP), o critério de Interferência com a Pesca Artesanal e/ou Turismo (tráfego de embarcações) aliado ao da interdependência economia para a inclusão de Cubatão (SP) na área de estudo.

Resposta/Esclarecimento: A PETROBRAS concorda e informa que, conforme **Quadro II.4.3-1** apresentado no **Anexo II.4.3-A**, o município de Cubatão passou a integrar a Área de Estudo pelo Critério VII de “Interferência com a Pesca Artesanal e/ou Turismo”.

No presente parecer técnico, a análise do item “II.2.4.21.2.1” solicitou um posicionamento da empresa sobre a utilização do Aeroporto de Itanhaém como base de apoio aéreo para as atividades da Etapa 2 do Pré-sal, enquanto no item “II.2.4.21.2.2” questionou a ausência do Porto do Forno, em Arraial do cabo (RJ) e do Terminal Alfandegário de Imbetiba, em Macaé (RJ) como bases de apoio marítimo, pelo fato destas bases constarem de recentes relatórios do Projeto de Controle da Poluição – PCP – Região 3, que inclui os campos e blocos do Polo Pré-sal.

Portanto, a PETROBRAS deve, em primeiro lugar, definir se utilizará, mesmo que ocasionalmente, o Aeroporto de Itanhaém (SP) como apoio às atividades da Etapa 2 do Pré-sal e, se for o caso, passar a adotar este critério aliado ao da interdependência econômica para inclusão do município na área de estudo.

Resposta/Esclarecimento: A PETROBRAS esclarece que conforme **Quadro II.4.3-1** apresentado no **Anexo II.4.3-A**, Itanhaém passa a integrar a Área de Estudo também pelo Critério IV “Municípios que possuem instalações que darão apoio às atividades do empreendimento e sistemas associados”, aliado ao critério da interdependência econômica. Isto porque, o Aeroporto de Itanhaém poderá ser utilizado de forma esporádica.

Por outro lado, necessariamente, deve incluir os municípios de Arraial do Cabo (RJ) e Macaé (RJ) na área de estudo como bases de apoio marítimo em função da utilização do Porto do Forno e do Terminal Alfandegário de Imbetiba, respectivamente, para descarte de resíduos gerados no Polo Pré-sal da Bacia de Santos. Paralelamente, deve ser avaliada a necessidade de inclusão de novos municípios que possam ter suas atividades de pesca artesanal e/ou turismo afetadas pelo aumento do tráfego de embarcações nas imediações destas novas bases de apoio.

Resposta/Esclarecimento: A PETROBRAS esclarece que está previsto o encaminhamento dos resíduos produzidos pelo Projeto Etapa 2 para o Porto do Rio de Janeiro (P-RIO). Desse modo, não está prevista a utilização do Porto de Forno (Arraial do Cabo) e do Terminal Alfandegário de Imbetiba (Macaé) como base apoio para recebimento dos resíduos gerados pelo projeto Etapa 2.

Esta Coordenação Geral aproveita para destacar que tem o entendimento de que Macaé, no estado do Rio de Janeiro, independentemente desta utilização do Terminal Alfandegário de Imbetiba, já deveria fazer parte da área de estudo, considerando a existência do Terminal de Cabiúnas, estrutura diretamente associada ao desenvolvimento do Polo Pré-sal da Bacia de Santos, assim como a Unidade de Tratamento de Gás de Caraguatatuba (UTGCA). Salienta-se, ainda, que apesar do Gasoduto Rota 2, que interliga o Polo Pré-sal da Bacia de Santos ao Terminal de Cabiúnas, estar sendo submetido a um processo de licenciamento ambiental específico (Processo IBAMA nº 02022.001184/10), neste não está sendo considerado o impacto dos royalties e participações especiais gerados pelas operações no Polo Pré-Sal da Bacia de Santos. E, ainda, o recorte da influência de um projeto deve obedecer a critérios ambientais e não processuais.

Resposta/Esclarecimento: A PETROBRAS esclarece que conforme **Quadro II.4.3-1** apresentado no **Anexo II.4.3-A**, o município de Macaé (RJ) passou a integrar a área de estudo do Projeto Etapa 2 com base no Critério IV “Municípios que possuem instalações que darão apoio às atividades do empreendimento e sistemas associados” exclusivamente em função de contar com o Terminal de Cabiúnas (TECAB) como receptor de gás (Rota 2) dos projetos do Polo Pré-Sal, incluindo Projeto Etapa 2 dentre outros. Tal critério foi também utilizado para a inserção de Caraguatatuba na Área de Estudo, em virtude da existência da UTGCA no município.

Esclareça-se que relativamente a impactos de *royalties*, o Projeto Etapa 2 indicou os municípios passíveis de receberem *royalties* com base no critério de “municípios confrontantes à área de produção” conforme previsto no Critério VI, estabelecido no Termo de Referência 002/13.

Efetuada estas considerações acerca da área de estudo para o meio socioeconômico, ainda cabe registrar que as alterações determinadas no presente parecer técnico devem se refletir em todos os itens do EIA para os quais forem necessárias complementações, sobretudo, na avaliação de impacto ambiental e definição da área de influência.

Resposta/Esclarecimento: A PETROBRAS está ciente e por isso apresenta, nos **Anexos II.4.3-B e II.4.3-C** o diagnóstico dos municípios de Macaé e Itaboraí, respectivamente.

II.5 - DIAGNÓSTICO AMBIENTAL

II.5.1 - Meio Físico

II.5.1.1 - Meteorologia

Ao longo deste foram observados pontos que necessitam de complementações e/ou esclarecimentos. Assim além de seguir as observações do presente Parecer Técnico a apresentação das complementações devem seguir as orientações do Termo de Referência CGPEG/DILIC/IBAMA n° 002/13. A seguir serão apresentadas as considerações mais relevantes da análise destes itens.

De forma geral a empresa apresentou longas descrições baseadas puramente em revisões bibliográficas. Estas não são necessárias uma vez que, geralmente, são de conhecimento geral e podem ser obtidos em livros publicados e amplamente conhecidos. Da mesma forma, foram feitas várias explicações desnecessárias. Tais questões poderiam ser apenas informadas, reduzindo assim o tamanho do estudo e facilitando sua análise.

Além disto, a análise dos dados foi deficiente, sendo que, de forma geral, o estudo se limitou a descrever os valores médios, maiores e menores apresentados para cada parâmetro sem fazer qualquer discussão mais aprofundada ou significativa do que foi apresentado.

Resposta/Esclarecimento: Abaixo é apresentada a discussão dos dados apresentados.

Este item tem por objetivo interpretar e analisar, em forma de síntese, o conjunto de informações apresentado nos itens anteriores. Todas as informações aqui citadas têm suas referências listadas na sessão anterior.

A meteorologia da região sudeste do Brasil, onde se encontra o empreendimento, sofre influência de sistemas tropicais e de latitudes médias. Dentro das principais variações de clima observadas no Brasil, na região de estudo é observada uma estação menos chuvosa no inverno e uma mais chuvosa

no verão. Nas proximidades do empreendimento, de acordo com a classificação climática de Koppen (1900), as predominantes são a tropical de altitude (Cwa) e subtropical (Cta).

O sistema de alta pressão do Atlântico Sul é corresponsável pelas condições de tempo na região do empreendimento, atuando na parte leste do continente sul-americano por quase todo o ano e ocasionando ventos de leste a nordeste. Além deste sistema, a meteorologia da região é influenciada por perturbações ondulatórias como as frentes frias, ciclones extratropicais e anticiclones polares.

As frentes frias são formadas em latitudes médias, deslocam-se sentido Equador e apresentam grande precipitação atmosférica em sua zona frontal. No verão é comum serem observadas frentes estacionárias sobre a região do empreendimento. Este sistema é o maior responsável por distúrbios da meteorologia sobre o Brasil.

Os ciclones extratropicais são centros de baixa pressão, com ventos girando em sentido horário, fazendo com que em sua passagem os ventos ganhem intensidade e ocorra aumento da precipitação. São mais frequentes em épocas de inverno e deslocam-se predominantemente de sul para o norte, podendo também se deslocar no sentido oeste-leste sobre o empreendimento.

Os anticiclones polares são formados por ar frio proveniente do continente Antártico e atuam mudando drasticamente a temperatura, podendo causar geadas em algumas regiões do Brasil. São mais frequentes em período de inverno.

Na região costeira da área de influência do empreendimento destacam-se algumas circulações locais de ventos, como a brisa marítima e terrestre (causada pelo aquecimento diferencial entre terra e oceano, ocasionando ventos para o continente durante o dia e para o oceano durante a noite) e a brisa do tipo vale-montanha (atuando em regiões mais interiores).

Os dados de temperatura atmosférica analisados mostraram que o mês de fevereiro é o mais quente do ano e os meses de julho/agosto os mais frios. Dentro das localidades analisadas, a amplitude térmica média entre os meses mais frios e mais quentes foi de aproximadamente 6 °C. Os locais mais ao norte apresentaram as menores amplitudes e maiores médias e os ao sul as maiores amplitudes e menores médias. Destaque para os maiores desvios padrão de

temperatura terem sido observados nas estações ao sul e nos meses de inverno, denotando a possível influência da passagem de sistemas frontais e ciclones nesta época do ano, fazendo com que a temperatura varie de forma mais frequente. Dentro das variações anuais, em nenhuma localidade foi observada tendência de resfriamento ou aquecimento.

Os dados de pressão atmosférica mostraram a grande influência do deslocamento do sistema de alta pressão do Atlântico Sul ao longo do ano: este se localiza mais próximo ao continente sul americano nos meses de inverno, fazendo com que a pressão seja maior nesta época que no período de verão, quando este centro afasta-se do continente. Especialmente não foram observadas diferenças significativas entre as localidades analisadas. As estações mais ao sul tiveram maior desvio padrão desta propriedade, denotando possível influência da passagem de frentes frias e ciclones pela região, que são caracterizadas pela passagem de centros e bandas de baixa pressão atmosférica. Não foi verificada variação interanual relevante ou tendências de aumento ou diminuição da pressão atmosférica na região de estudo.

Não foi diagnosticada variação sazonal significativa da umidade relativa para as localidades analisadas. Os pontos analisados localizados ao norte mostraram-se com menores médias que os localizadas ao sul. Na região dos blocos do Pré Sal foram observados os maiores valores desta propriedade. Ao longo dos anos também não foram observadas tendências significativas de aumento ou diminuição da umidade relativa na região.

Para o parâmetro precipitação atmosférica, as estações de inverno mostraram-se secas e as de verão mais chuvosas, com amplitudes médias de 7 mm/dia entre os dois extremos. Os maiores desvios padrão foram observados em períodos de verão, períodos onde foram observadas também as maiores precipitações absolutas, em todas as localidades analisadas. Também não foi constatada nenhuma tendência de diminuição ou aumento significativo dos valores de precipitação ao longo dos anos analisados. A evaporação teve variações semelhantes à observada para precipitação, entretanto sempre com valores inferiores, denotando maior precipitação que evaporação na região.

Os valores de radiação solar incidente foram maiores no período de verão que o de inverno, denotando a variação sazonal característica da região. Já para

a insolação, o mês com maior valor foi o de julho, contrastando o de outubro. O mês de julho pôde ser considerado o de céu preponderantemente mais limpo devido à alta penetrabilidade continental do sistema de alta pressão do Atlântico Sul, trazendo estabilidade de tempo para a região.

Na região dos blocos do Pré-Sal os ventos predominantes são de origem NE, em todos os meses do ano. Este vento também é o mais intenso nos meses de verão e primavera. Nos meses de outono e inverno os ventos de sudoeste são os que apresentam a maior intensidade média. Nas estações meteorológicas continentais analisadas, algumas discrepâncias foram observadas, das quais podem estar associadas a circulações locais, induzidas por exemplo pelas brisas marinhas e terrestres e efeitos orográficos que alteram a direção dos ventos. Entretanto, de forma geral foi possível observar que o vento predominante na região é de origem nordeste, proveniente do sistema de alta pressão do Atlântico Sul com ocorrência de ventos provenientes de passagens de frentes frias, com maior evidência nas localidades de Florianópolis e Paranaguá.

A análise de frentes frias sobre o empreendimento mostrou que ocorrem em média 45 frentes frias ao ano, com média de 4 eventos ao mês. Climatologicamente o mês que apresenta o maior número de passagem de frentes frias é o mês de maio, com 5. Em contraponto, o mês que apresenta o menor número de sistemas frontais é o mês de fevereiro, com 2 eventos.

Os eventos de intensidades máximas dos ventos, com exceção dos meses de janeiro e fevereiro, foram provocados por passagem de frentes frias e ciclones sobre a região do empreendimento.

Quando analisados os eventos extremos de ventos provenientes de todas as direções, foi observado que o mês de setembro apresenta a maior excedência de ventos com relação à média anual, mas é o mês que apresenta a menor excedência com relação à média mensal. Ou seja, o mês de setembro é caracterizado por ter ventos de grande intensidade, mas praticamente constantes. Já o mês de outubro se caracterizou pelo evento de intensidade máxima do vento não se destacou como sendo um mês com grande ocorrência de eventos extremos, tanto considerando a média anual quanto a média mensal. Os meses de maio e junho são os únicos que apresentam mais de 3% de excedência em ambas as comparações de eventos extremos.

Quando analisado os eventos extremos de ventos provenientes do sistema Alta Subtropical do Atlântico Sul, com relação a media anual os meses de outono foram os que apresentam maior excedência, tendo na sequência os meses de verão, primavera e inverno. Com relação à média mensal os meses de verão são os que apresentam maior porcentagem de eventos extremos de ventos provenientes do sistema Alta Subtropical do Atlântico Sul. Novamente o mês de setembro, quando analisado os ventos provenientes sistema Alta Subtropical do Atlântico Sul, apresenta grande excedência de valores extremos comparado aos eventos anuais, entretanto aos eventos mensais não apresenta destaque.

Para os eventos extremos de ventos provenientes de passagens de frentes frias, com relação a eventos baseados na intensidade média anual os meses de inverno são os que apresentam maior porcentagem de excedência, procedidos pelos meses de outono, primavera verão. O mês de julho é o que apresenta maior porcentagem de excedência e os de janeiro e fevereiro as menores. Já quando os eventos extremos são baseados nas médias mensais verificou-se que nos meses de outono ocorrem as maiores excedências, seguido do inverno, primavera e verão. O mês com maior quantidade de eventos extremos com relação à média mensal de ventos de frentes frias é o mês de maio. Ou seja, o mês de maio que apresenta a maior quantidade média de frentes frias é o mês em que os ventos provenientes destes fenômenos têm probabilidade de serem extremos.

B) Meteorologia na área de estudo

Para a caracterização meteorológica foram utilizadas informações de diversas fontes, e em diferentes localidades. Além de terem sido utilizadas informações provenientes de modelos para a caracterização na área oceânica e continental, também foram usados dados provenientes de estações meteorológicas em área costeira. Mesmo existindo estações meteorológicas com dados de distribuição pública da maioria dos parâmetros em todos os estados da área de estudo, para o parâmetro precipitação e insolação foram usados apenas dados medidos no litoral do estado de São Paulo; já para os parâmetros pressão atmosférica e evaporação foram usados dados de estações meteorológicas do Rio de Janeiro (RJ) e Florianópolis (SC). Destaca-se, por exemplo, que o INMET possui dados recentes

de evaporação que deveriam ter sido utilizados no estudo, e não apenas as normais climatológicas do período entre os anos de 1961 e 1990.

Esta Coordenação Geral questiona o fato de não terem sido usados dados de estações no estado do Paraná. Salientamos que a estação do INMET em Paranaguá/PR mede sistematicamente vários parâmetros usados para a caracterização.

Resposta/Esclarecimento: Para os parâmetros temperatura atmosférica, umidade relativa e pressão atmosférica foram adicionados dados horários das estações de Paranaguá (PR), Florianópolis (SC) e Rio de Janeiro (RJ) do INMET, entre 1961 e 2011. Já para os dados de precipitação, insolação e evaporação foram adicionados dados diários das mesmas estações. A apresentação de tais dados está disponível no **Anexo II.5.1.1-A**.

Ventos

A caracterização do regime de ventos deve ser refeita, visto que a análise de sistemas frontais indicou que os meses mais significativos dessas feições não estão incluídos nos meses adotados como típicos de verão e de inverno. Esta nova caracterização deve considerar o regime de ventos mensalmente. Assim para todos os gráficos, figuras e análise apresentadas no EIA devem ser confeccionados gráficos, figuras e análises considerando todos os meses do ano.

Solicita-se ainda que a caracterização seja complementada com a apresentação de tabela de ocorrência conjunta de intensidade e direção do vento, com 08 (oito) classes de direção (N, NE, E, SE, S, SO, O, NO) e de 5 (cinco) a 10 (dez) classes de intensidade, com os percentuais marginais.

Para a análise das condições extremas de vento a empresa utilizou apenas médias anuais, de inverno e de verão, como o já exposto anteriormente para o regime de ventos como um todo, a análise das condições extremas deve

considerar todos os meses do ano e não apenas os caracterizados como verão e inverno.

Resposta/Esclarecimento: A análise dos ventos sobre a região foi refeita e encontra-se disponível no **Anexo II.5.1.1-B**. Além das considerações acima, foram inseridos dados das estações meteorológicas do INMET dos municípios de Paranaguá (PR), Florianópolis (SC) e Rio de Janeiro (RJ).

Frentes Frias sobre a área de estudo

As frentes frias foram designadas na caracterização meteorológica da área de estudo como sendo as “principais perturbações ondulatórias na meteorologia da área de estudo. Estes eventos estão associados a mudanças nos campos de pressão atmosférica, ventos, temperatura atmosférica, entre outros, sobre a região do empreendimento”.(EIA, II.5, p. 87/384).

No intuito de determinar a climatologia das frentes frias sobre a região foram utilizadas informações do NCEP para realizar análise estatística sobre a passagem de frentes frias mensalmente ao longo dos anos, compreendendo o período entre os anos de 1961 e 2011.

Esta análise foi apresentada na “Tabela II.5.1.1-19”. Desta análise foi possível verificar que o mês de maio foi o que apresentou maior quantidade de passagens de frentes frias com média de 4,5. Os meses que apresentaram uma média igual ou superior a 4,0 passagens de frentes frias foram abril, maio, setembro, outubro, novembro e dezembro.

Se for considerado o intervalo médio entre as passagens das frentes verifica-se que os meses de abril, maio, setembro, outubro e novembro apresentaram intervalo médio entre as frentes inferior a 150 horas. Já no que se refere à duração média das frentes, não houve muita variabilidade entre os meses e a média anual foi 40,2 horas, com exceção do mês de dezembro cuja durabilidade média foi de 36,8 horas.

Assim, infere-se que os meses de abril, maio, setembro, outubro e novembro são os meses mais significativos quando se estuda a passagem de frentes frias na região do empreendimento, e conseqüentemente isto pode indicar que padrões climáticos significativos para região não estão claramente divididos nas estações do ano de verão e inverno.

Diante de todo o exposto, questiona-se o fato da empresa adotar a sazonalidade da região como sendo verão, meses de dezembro, janeiro e fevereiro, e inverno, meses de junho, julho e agosto. Com esta sazonalidade apresentada as passagens de frentes frias mais significativas estariam fora dos períodos considerados significativos para a região.

Na caracterização do regime de ventos, a empresa afirmou que: “As variações sazonais dos ventos estão ligadas às variações intra-anuais, que por sua vez são influenciadas por diversos fatores atmosféricos, conforme apresentado no tópico A, e as variações de alta frequência (relativas às variações sazonais) estão associadas a distúrbios atmosféricos como passagens de frentes frias e ciclones extratropicais, por exemplo. Estas variações dos ventos são importantes para operações normais e de emergência em praticamente todos os setores que envolvem a produção de óleo, podendo exigir equipamentos específicos para cada situação de transporte e contingência, por exemplo.” (EIA, II.5, p. 52/384).

Mesmo identificando que as passagens de frentes frias influenciam as variações do regime de ventos e que os meses mais significativos destas feições não foram os incluídos nos meses da sazonalidade adotada, a caracterização do regime de ventos foi feita com base nas variações anuais, de verão e de inverno. Assim as figuras com campos de velocidade do vento, as rosas de ventos, os gráficos de distribuição de ventos e a análise estatística básica do regime de ventos foram feitas com base apenas na média anual e para os períodos de inverno e verão. Como já citado anteriormente e com o intuito de tentar mensurar efetivamente o quanto as passagens de sistemas frontais interferem no regime de ventos na área do Pré-sal, é necessário que a empresa refaça a caracterização

do regime de ventos considerando todos os meses do ano, que faça uma análise mensal e busque verificar se os meses considerados no estudo como típicos de inverno e de verão realmente representam a sazonalidade do regime meteorológico da região, principalmente no que se refere ao parâmetro regime de ventos.

Resposta/Esclarecimento: A análise dos ventos sobre a região foi refeita e encontra-se disponível no **Anexo II.5.1.1-B**.

II.5.1.2 - Oceanografia

Ao longo deste foram observados pontos que necessitam de complementações e/ou esclarecimentos. Assim além de seguir as observações do presente Parecer Técnico a apresentação das complementações devem seguir as orientações do Termo de Referência CGPEG/DILIC/IBAMA nº 002/13. A seguir serão apresentadas as considerações mais relevantes da análise destes itens.

A empresa apresentou a descrição da oceanografia dividida nas feições fisiográficas da margem continental, devido ao fato dos processos que regem a oceanografia nessas feições serem distintos. Assim a empresa descreveu a hidrografia e hidrodinâmica compartimentalizadas em Plataforma e Talude Continentais, e Oceano Profundo, regime de onda, e estudo da dinâmica sedimentar. Apesar de esta ser uma forma válida para apresentação dos dados isto pode gerar confusão pelo fato do diagnóstico ser bastante abrangente.

Além disto, da mesma forma que na descrição da meteorologia, o diagnóstico foi baseado principalmente em citações bibliográficas, o que alonga desnecessariamente o estudo por descrever de forma genérica questões de conhecimento comum ou então irrelevantes ao empreendimento. É o caso das descrições da hidrografia e hidrodinâmica da Plataforma e Talude Continentais e do Oceano Profundo que utilizaram, inclusive, observações, figuras e conclusões de terceiros, tornando o texto cansativo e pouco objetivo.

De forma a facilitar a análise, as escalas dos estudos deveriam ser referentes ao empreendimento e não à macrofeição fisiográfica em que este está inserido,

uma vez que esta apresentação se mostrou confusa devido à compartimentação dos parâmetros apresentados.

Resposta/Esclarecimento: A área de estudo do projeto apresenta características oceanográficas distintas, como por exemplo o regime de correntes sobre a região da Plataforma Continental Sudeste e na região do empreendimento – Talude o Oceano Profundo da Bacia de Santos. Caso a análise ficasse focada somente ao empreendimento o entendimento das características oceanográficas sobre a Plataforma Continental, que é diretamente afetada em caso de vazamento por óleo, por exemplo, ficaria prejudicada.

Destaca-se que todas as figuras que representam mapas da área de estudo devem necessariamente conter identificação da área do Pré-sal Etapa 2.

Resposta/Esclarecimento: Todas as figuras foram revisadas.

A análise deste parecer técnico não seguirá a compartimentação em províncias fisiográficas como o proposto pela empresa, mas sim a análise dos parâmetros, unindo assim as análises dos subitens B) Hidrografia e hidrodinâmica da PC e C) Hidrografia e hidrodinâmica do TC e OP.

Hidrografia

Para a caracterização da hidrografia da Plataforma Continental da área de estudo a empresa usou fontes de informações distintas para a caracterização dos períodos sazonais de inverno e de verão. Para temperatura e salinidade no verão foi usado o estudo de Rezende (2003) e para o período de inverno foi utilizado o estudo de Castro & Miranda (1998). Destaca-se que tais fontes não foram citadas na tabela com as fontes de dados, não há informações sobre como e em quais períodos os dados foram coletados para a confecção dos mapas apresentados, nem os tratamentos aplicados a estas informações.

Como foram apresentados resultados de estudos distintos para a mesma caracterização em períodos diferentes não é possível inferir a razão as variações nos parâmetros apresentados.

Resposta/Esclarecimento: Estas fontes não foram incluídas na Tabela inicial, pois não foram utilizados os dados, somente as Figuras. Dados coletados sobre a Plataforma Continental Sudeste são escassos e estas duas fontes trabalharam somente com dados coletados. Para esta região, que é influenciada por diversos fatores costeiros, não existe uma climatologia como a World Ocean Atlas 2009, por exemplo, utilizada para o Oceano Profundo.

Nas publicações, os autores não dão maiores detalhes da abrangência temporal de cobertura dos dados, somente que foram utilizados dados provenientes de coletas científicas e da marinha do Brasil – Rezende (2003).

As Figuras “II.5.1.2.6” e “II.5.1.2.7” que apresentaram seções horizontais de temperatura e salinidade respectivamente, devem ser reapresentadas em escala adequada à visualização. Cada figura deve ter pelo menos o tamanho da “Figura II.5.1.2-2”. Além disto devem ser apresentadas figuras, nos moldes daquelas citadas no início deste parágrafo, com a distribuição das condições horizontais em diferentes profundidades de temperatura e salinidade para o período de inverno.

Resposta/Esclarecimento: Como apresentado no questionamento anterior, não existem dados climatológicos coletados para a Plataforma Continental Sudeste em sua totalidade para o período de inverno. A fonte utilizada (Castro & Miranda, 1998) apresenta somente os dados para a porção superficial. Para as demais camadas, Andrade (2013) apresentou dados para a região sul da Plataforma Continental Sudeste para o inverno de 1982. As figuras redimensionadas e as apresentadas por Andrade (2013) estão disponíveis no **Anexo II.5.1.2-A**.

Para a caracterização da hidrografia para o Talude e Oceano Profundo a empresa apresentou uma análise mais detalhada mostrando mapas, perfis, seções verticais e análise de temperatura, salinidade e densidade com dados do WOA09 para período anual, de inverno e de verão.

Destaca-se que assim como solicitado para a hidrografia da Plataforma Continental, as figuras de mapas dos parâmetros em diferentes profundidades devem ser reapresentadas em escala adequada.

Resposta/Esclarecimento: As figuras redimensionadas estão apresentadas no Anexo II.5.1.2-B.

A fim de analisar melhor os parâmetros temperatura, salinidade e densidade, é necessário que sejam apresentadas também seções verticais detalhadas para os primeiros 100 metros de profundidade. Este detalhamento dos primeiros metros de profundidade dever ser feito também para os perfis verticais dos parâmetros citados.

Solicita-se ainda que sejam confeccionadas tabelas que mostrem a variação climatológica destes parâmetros em diferentes níveis de profundidade.

Resposta/Esclarecimento: As figuras e tabelas solicitadas estão apresentadas no Anexo II.5.1.2-B.

Esta Coordenação Geral questiona ainda a não utilização de dados de campanhas oceanográficas realizadas pela PETROBRAS na área de estudo, como por exemplo a campanha oceanográfica na Bacia de Santos em outubro de 2002, para a medição da temperatura e salinidade com um CTD na faixa de 0 a 2450 metros de profundidade, e apresentado no licenciamento dos Campos de Uruguá e Tambaú – Bloco BS- 500 (Processo IBAMA nº 02022.004193/2006).

Resposta/Esclarecimento: As figuras e tabelas solicitadas estão apresentadas no Anexo II.5.1.2-B.

Correntes

Para a caracterização de correntes foram utilizados dados pontuais do WOCE e do fundeio da PETROBRAS BS500. Para o ponto BS500, aparentemente, a empresa utilizou apenas dados da profundidade de 10 metros, porém para a confecção da base hidrodinâmica (criada pela REMO) foram usados informações de medições em 20 níveis de profundidade diferentes a cada 2,5m.

Como na caracterização apresentada no EIA as informações de correntes do WOCE são mais antigas, a partir da profundidade de 230 metros e em pontos

mais ao Sul do empreendimento, solicita-se que a empresa utilize para a caracterização em questão todas as informações do BS500, e que busque complementá-la com informações de correntes superficiais provenientes de outras fontes de dados ou de resultados de modelos.

Resposta/Esclarecimento: Os dados do fundeio BS500 estão disponíveis no **Anexo II.5.1.2-C.**

Destaca-se que para a caracterização das correntes no Talude Continental e Oceano Profundo a empresa citou informações provenientes de derivadores lançados entre os anos de 1990 e 2004, porém tais dados não foram elencados na “Tabela II.5.1.2-1”.

Resposta/Esclarecimento: Foram utilizadas figuras da fonte referenciada e não os dados em questão, desta maneira os dados não aparecem na Tabela II.5.1.2-1.

O regime de corretes na Plataforma Continental foi caracterizado com base em revisões bibliográficas. Dentre os estudos utilizados foi citado o de Pereira (2009) que realizou medições pontuais na área de estudo. Solicita-se que a empresa mostre as intensidades e direções encontradas neste estudo em forma de tabelas e que rerepresente as figuras em escala adequada à visualização dos vetores de correntes.

Resposta/Esclarecimento: O autor em questão não apresenta os dados de intensidades e direções obtidos no estudo. As figuras em escala adequada estão disponíveis no **Anexo II.5.1.2-C.**

Para o Talude Continental e Oceano Profundo foram apresentadas as Figuras “II.5.1.2-51” e “II.5.1.2-52” com as correntes superficiais para os meses de janeiro e julho. Solicita-se que a empresa forneça informações destes derivadores, como por exemplo, informações de quantos derivadores foram usados, qual o período médio de permanência na área de estudos, quais as máximas, médias e mínimas

mensais para os vetores de correntes, quais as direções predominantes, etc, tudo considerando a área do Pré-sal Etapa 2.

Resposta/Esclarecimento: A fonte apresenta somente as velocidades médias mensais e a quantidade de derivadores-dia por grau². Tais informações estão apresentadas no **Anexo II.5.1.2-C**.

Para a caracterização das correntes em regiões mais profundas foi utilizado o estudo de Belo (2011) que caracterizou a variabilidade vertical de correntes a partir de dados de um fundeio localizado na profundidade de 2200 metros, em um ponto central nos blocos do Pré-sal Etapa 2. As informações desta fonte de dados deve constar na “Tabela II.5.1.2-1”.

Solicita-se que para os dados deste fundeio a empresa apresente tabela de ocorrência conjunta de intensidade e direção de correntes, com 08 (oito) classes de direção (N, NE, E, SE, S, SO, O, NO) e de 5 (cinco) a 10 (dez) classes de intensidade, com os percentuais marginais. Deve ser feita também o mesmo tipo de análise e apresentação dos dados do WOCE e do fundeio BS500.

Resposta/Esclarecimento: Sobre o estudo de Belo (2011) foram obtidas somente as figuras à partir da publicação e não se teve acesso aos dados, assim por este motivo os dados não aparecem na Tabela II.5.1.2-1, e não se é possível apresentar a tabela conjunta de intensidade e direção. No **Anexo II.5.1.2-C** são apresentadas as estatísticas básicas deste fundeio, que está disponível na fonte em questão.

Solicita-se ainda que os dados do WOCE e do BS500 também sejam apresentados em tabela de ocorrência conjunta de intensidade e direção de correntes, com 08 (oito) classes de direção (N, NE, E, SE, S, SO, O, NO) e de 5 (cinco) a 10 (dez) classes de intensidade, com os percentuais marginais.

Como a caracterização do regime de ventos mostrou que a sazonalidade adotado no estudo pode não ser a mais adequada à área, solicita-se que todas as

informações de correntes sejam apresentadas também em termos mensais e não apenas para os períodos denominados de verão e de inverno.

Resposta/Esclarecimento: Estão apresentadas no Anexo II.5.1.2-C.

Para analisar os eventos extremos de correntes na região foram utilizados apenas dados de médias anuais, média de inverno e média de verão. Solicita-se que a análise dos eventos extremos seja feita considerando também todos os meses do ano.

Destaca-se que as análises mensais devem necessariamente ser feitas, inclusive pois, por exemplo, as intensidades máximas de correntes registradas para três profundidades do fundeio BM334 ocorreram fora dos períodos sazonais analisados, informações constantes na “Tabela II.5.1.1-12”.

Outro questionamento sobre a análise de eventos extremos apresentados, é o de que a empresa não definiu quais as características consideradas extremas e não fez análise qualitativa nem quantitativa de ocorrência apenas dos extremos ao longo das séries de dados.

Salienta-se que uma possível aceção para evento extremo é a de evento raro. Numa distribuição com média e desvio padrão bem definidos se entende que eventos extremos são aqueles que estão a uma distância da média de mais de uma ou duas vezes o desvio padrão (σ).

A nova caracterização de eventos extremos a ser apresentada deve seguir as orientações anteriores e também deve conter uma tabela ou lista dos eventos extremos contendo as seguintes informações:

- identificação do evento;*
- frequência do evento;*
- região, dentro da área de estudo, onde ocorre com maior frequência;*
- intensidade mínima e máxima dos eventos; e,*
- possíveis consequências adversas dos eventos para o empreendimento.*

Resposta/Esclarecimento: Estão apresentadas no **Anexo II.5.1.2-C**.

Além de considerar os dados de correntes, deverão ser considerados também eventos extremos relacionados a ondas e maré meteorológica.

Resposta/Esclarecimento: Estão apresentadas nos Anexo II.5.1.2-D e Anexo II.5.1.2-E.

Regime de ondas

Assim como para o regime de correntes, as análises do regime de ondas deve ser complementado com informações mensais dos dados e não apenas as médias anuais, de verão e de inverno.

Esta solicitação é corroborada pelo fato da “Tabela II.5.1.2-16” apresentar a altura máxima anual fora dos meses de verão e de inverno.

Resposta/Esclarecimento: Estão apresentadas no **Anexo II.5.1.2-D**.

II.5.1.3 - Qualidade de Água e Sedimentos

Para efeito de análise e comparação dos parâmetros da qualidade da água e sedimentos solicitados no Termo de Referência nº 002/2013, a PETROBRAS utilizou seus estudos realizados nos anos de 2002 e 2003 na região oceânica da Bacia de Santos. Em tais itens, observamos que alguns parâmetros solicitados no Termo de Referência não foram apresentados no EIA.

O EIA afirmou que não possui estudos referentes a distribuição do elemento arsênio ao longo da Bacia de Santos. Assim como, não contemplou em sua análise o elemento fenol para a caracterização da água marinha. Solicita-se, portanto, a devida complementação.

Resposta/Esclarecimento: Conforme sinalizado no EIA não existem dados referentes a distribuição do elemento arsênio ao longo da Bacia de Santos,

entretanto foram localizados dados sobre a distribuição de fenóis, os quais são apresentados no **Anexo II.5.1.3-A**.

É importante que a PETROBRAS, também, apresente um quadro sintetizando os valores de cada parâmetro analisado, de acordo com a profundidade estudada, a fim de compararmos as alterações desses parâmetros ao longo das atividades de produção no local. Nesse quadro deverão, também, ser incluídos os valores de referência que constam na resolução CONAMA 357, para os elementos que forem cabíveis.

Resposta/Esclarecimento: Os quadros sintetizando os parâmetros disponíveis para a região seguem apresentados no **Anexo II.5.1.3-A**.

Apesar de o EIA informar que no projeto PETROBRAS/HABTEC (2003) foram utilizadas 20 estações amostrais e que no projeto MMA/PETROBRAS /AS/PEG (2002) foram realizadas medições por toda a área da Bacia de Santos, conforme apresentado na Figura II.5.1.3-1, não foi apresentado o georreferenciamento dessas estações. Solicita-se a apresentação.

Resposta/Esclarecimento: O quadro do questionamento anterior apresenta o georreferenciamento de todas as estações.

II.5.1.4 - Geologia e Geomorfologia

A) Caracterização Geológica e Geomorfológica Regional

A descrição regional deve ser breve. Deve-se dar ênfase em geo-risco em escala local, para cada parte do empreendimento.

Logo no início deste subitem, o texto ficou bastante confuso, sendo sua interpretação ambígua. Não fica evidente sobre qual bacia, Paraná ou Santos, se referiu a caracterização. (EIA, II.5, p. 280/384).

Resposta/Esclarecimento: O texto em questão refere-se à Bacia de Santos.

Afirma-se que magmatismos geraram rochas, segundo o EIA, exclusivamente ígneas. A influência térmica junto a rochas continentais nas etapas iniciais da atividade tectono-magmática pode ter gerado metamorfismo de contato tanto em protólitos ígneos, quanto metamórficos, quanto sedimentares, mesmo em pequena escala. Deste modo, a suposição que os magmatismos referentes às fases iniciais da abertura do Oceano Atlântico geraram apenas rochas ígneas deve ser realizada com cautela. Tudo isto pode ser irrelevante, caso a empresa ponha foco no empreendimento e nas características geológicas pertinentes, e analise exclusivamente a Bacia de Santos e particularmente as áreas dos campos de óleo e gás em questão.

Origem e Evolução

A “Figura II.5.1.4-2” não ficou clara na representação da sequência rift. Portanto, deve ser corrigida de modo que os sedimentos e sedimentos das sequências do lago e do golfo sejam melhor representados.

Resposta/Esclarecimento: Ressalta-se que, na ocasião de elaboração do capítulo, a figura citada foi retirada de um trabalho técnico que não apresentava esse detalhamento na fase rift e não permitia modificação. Na **Figura 1** apresenta-se o detalhe do aptiano (sedimentos e sedimentitos das sequências do lago e do golfo).

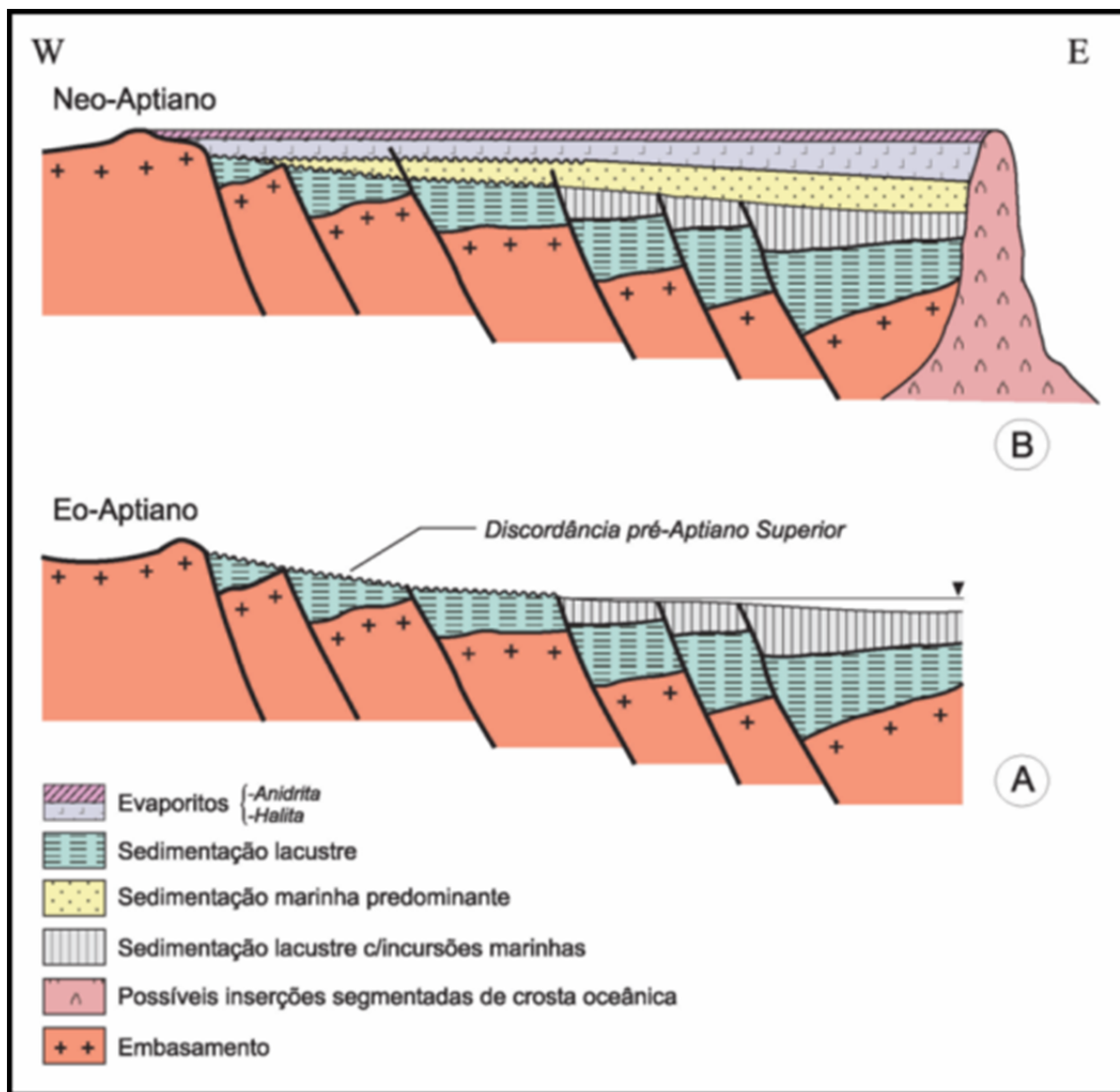


Figura 1 – Evolução tectono-magmática geral da borda continental da Bacia de Santos. Detalhe de seções esquemáticas mostrando o deslocamento para leste do processo de rifteamento e a exposição das áreas proximais durante o Eoaptiano (A); e o recobrimento da discordância pré-Aptiano Superior pela sedimentação marinha durante o Neoaptiano, em condições de quiescência tectônica (B) Fonte: Dias, 2005.

Geologia Estrutural

Solicita-se que a empresa apresente mapas estruturais regionais e locais de modo a facilitar o processo de análise.

Resposta/Esclarecimento: O mapa estrutural da base do sal com a localização dos campos e planos de avaliação da Bacia de Santos é mostrado na **Figura 2**.

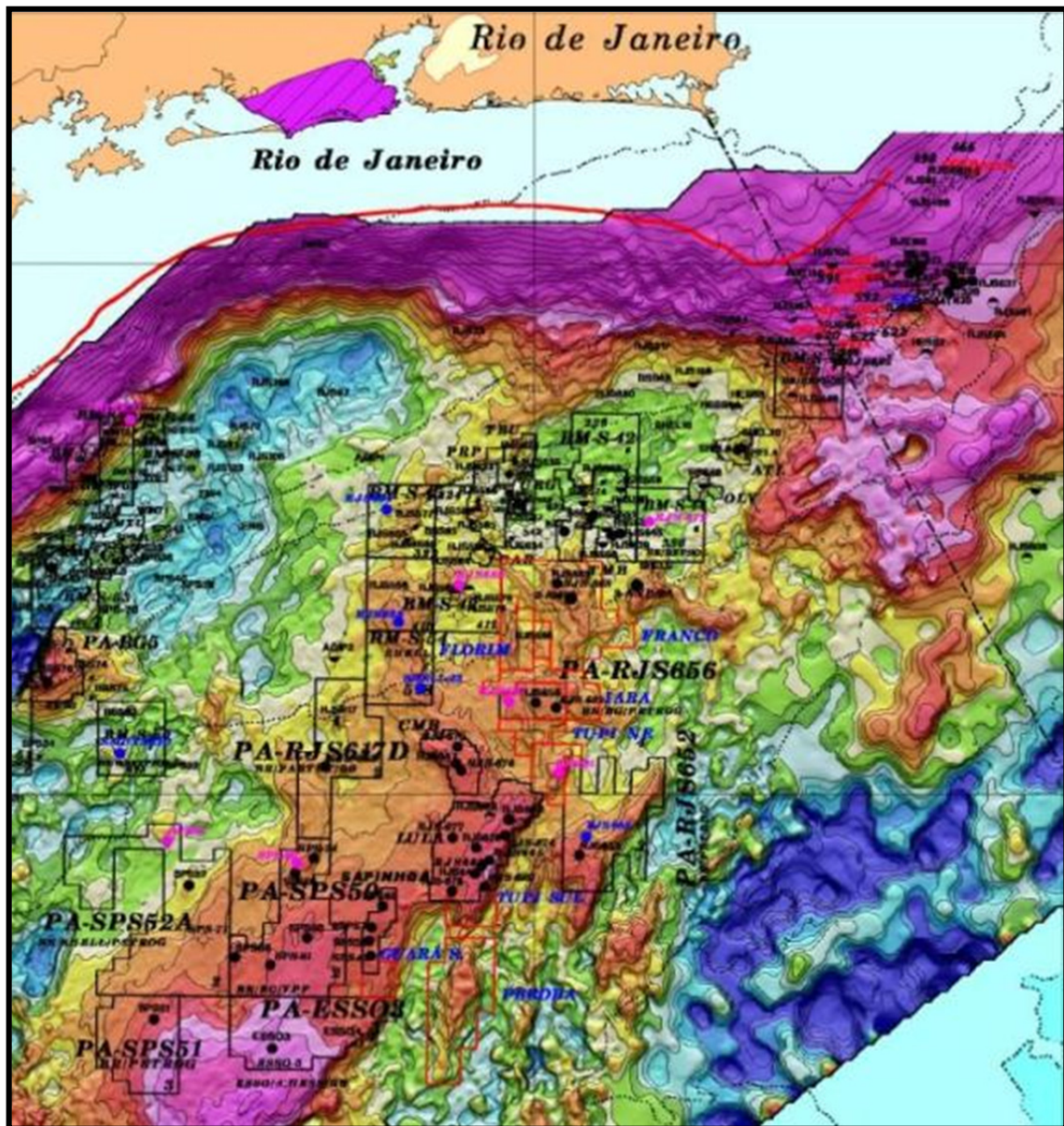


Figura 2 – Mapa estrutural da base do sal na Bacia de Santos. Fonte: PETROBRAS/SIGEO

Magmatismo

Solicita-se que seja esclarecido se há um amplo entendimento de que os magmatismos Juro-Cretáceos / Terciários influenciaram a caracterização geoquímica dos hidrocarbonetos e a estrutura das armadilhas de hidrocarbonetos do Pré-Sal.

Resposta/Esclarecimento: *A composição geoquímica dos hidrocarbonetos do Pré-Sal, bem como a estrutura das armadilhas dos seus reservatórios, não estão associadas aos eventos magmáticos Juro-Cretáceos/Terciários. Na maioria dos campos do Pré-Sal existe a ocorrência de CO₂ com percentuais variando de 0 a 80%. A origem desse gás foi atribuída como oriunda dos eventos magmáticos predecessores ao evento de migração e acumulação, sendo sua fonte mantélica, portanto anteriores aos períodos citados. A estruturação dos reservatórios do Pré-Sal não foi afetada pelos eventos magmáticos Juro/Cretáceos e Terciários e nem existe relação genética com a formação das trapas. Os reservatórios foram originados a partir de altos estruturais herdados do embasamento.*

Sistemas Petrolíferos

Na página 310/384, afirma-se que: “Os reservatórios do Pré-Sal são rochas carbonáticas pós-rift”. Considera-se a afirmativa equivocada, visto que os reservatórios do Pré-Sal são rochas carbonáticas pertencentes à sequência rift, referentes à sequência do lago, abaixo dos evaporitos da sequência transicional e, estratigraficamente e do ponto de vista de sua geologia histórica, distinta das rochas evaporíticas, carbonáticas e siliciclásticas, que, a partir do final da deposição da sequência do lago, acumularam-se sucessivamente na Bacia de Santos. É oportuno salientar que o estudo versa sobre uma margem passiva onde, geralmente, a polaridade deposicional é normal em função da tectônica quiescente, exceto em casos de movimentos de massa com enrugamento dos extratos.

Solicita-se que a afirmativa seja esclarecida, tendo em vista que após a sequência Pré-Sal, podendo ser chamada também de sequência rift é seguida pela sequência transicional e pela sequência de mar aberto inicialmente carbonáticas e posteriormente siliciclástica. Não confundir posição estratigráfica do pós-rift com o Pré-Sal.

Resposta/Esclarecimento: Os reservatórios do Pré-Sal (segundo a classificação de Moreira et al., 2007) fazem parte da Supersequência Rift (Fm. Itapema – sequência K38) e Pós- Rift (Formação Barra Velha – Sequencia K44 e K46-48). A estrutura dos campos do Pré-Sal encontram-se ao lado das grandes cozinhas geradoras do Baixo de Araruama e Baixo de Ilha Grande, cujos folhelhos e mudstones ricos em matéria orgânica das formações Piçarras e Itapema, depositados durante os andares locais Buracica e Jiquiá compõem as rochas geradoras da acumulação. As cozinhas de black oils (taxa de transformação menor que 70%) dos baixos estruturais adjacentes à área de estudo, se tornaram ativas no Albiano e apresentam baixa expansão até o tempo presente. A partir da passagem do Cretáceo para o Paleógeno (limite K-T), as cozinhas dos Baixos de Paranaguá, Ilha Grande e Araruama evoluem para cargas petrolíferas de condensado e gás (taxa de transformação maior que 86%). A origem do óleo encontrado na área é interpretado como sendo lacustre.

A migração secundária do petróleo para os sedimentos carbonáticos do Pré-Sal se torna mais efetiva a partir do Eomaastrichtiano (71 Ma), conforme atestam as frentes de saturação de petróleo nessa camada, cujos caminhos foram facilitados por falhas e rochas permeáveis (**Figura 3**). O preenchimento da carga petrolífera nas rochas-reservatório inicia-se no Albiano, com baixo suprimento. A partir de 75 Ma, a taxa de preenchimento aumenta e mantém-se elevada até 23 Ma. Complementando o sistema petrolífero, o espesso pacote evaporítico da Formação Ariri (até mais de 3000 m) que recobre quase toda a área, consiste num selo quase perfeito para as acumulações.

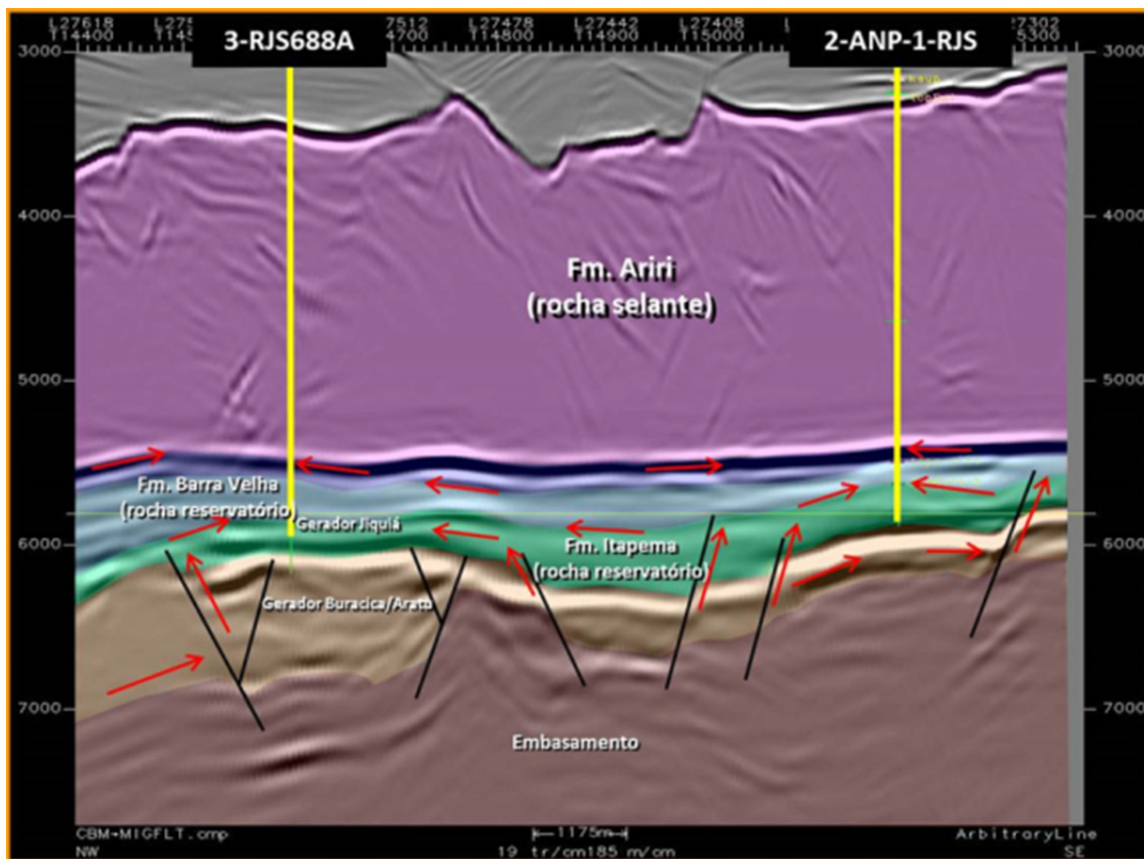


Figura 3 – Seção sísmica arbitrária NW-SE passando pelos poços 2-ANP-1-RJS e 3-BRSA-944A-RJS (3RJS688A) ilustrando o modelo de migração e acumulação da área. Fonte: E&P/PRESAL/Fevereiro, 2014.

Em âmbito local, campo a campo, solicita-se a apresentação da possibilidade de abatimentos do leito oceânico, sobre os campos, decorrentes da retirada de hidrocarbonetos dos reservatórios e conseqüentemente possíveis exsudações de óleo ou gás.

Resposta/Esclarecimento: Estudos de Geomecânica foram conduzidos para os campos de Lula e Sapinhoá, ambos do Pré-Sal da Bacia de Santos, com o objetivo de avaliar o comportamento geomecânico das formações rochosas. A análise considerou diferentes cenários de comportamento dinâmico do reservatório, incluindo aí situações de mais severa depleção. As previsões de produção e de variação da pressão média nos reservatórios foram conduzidas utilizando simulação numérica do escoamento multifásico de fluidos em meios

porosos para diferentes cenários de malha de drenagem e condições operacionais. As simulações de escoamento forneceram as previsões atuais e futuras de variação da pressão no reservatório para subsídio às análises geomecânicas.

Ensaio mecânico em laboratório do Centro de Pesquisas da Petrobras foram realizados em amostras de rochas colhidas de testemunhos de poços da seção Pré-Sal das Bacias de Santos e Espírito Santos para a zona Barra Velha (BVE) e para as rochas capeadoras (anidrita, halita). Essa campanha de ensaios permitiu a determinação de propriedades mecânicas das rochas, tais como resistência à tração, envelope de resistência ao cisalhamento, envelope de colapso do espaço poroso, além de propriedades poroelásticas.

A caracterização das tensões *in situ* se deu por meio de perfis (log) de poços e testes de campo. A tensão de sobrecarga foi estabelecida por meio de ajuste de curvas de densidade, fundamentadas nos perfis de densidade corridos no reservatório e rochas capeadoras. Foram realizados testes de absorção (leak off test – LOT) e testes de microfraturamento tanto nas rochas reservatório quanto nas rochas salinas capeadoras com o propósito de medir as tensões mínimas *in situ*. Por fim, perfis de imagem forneceram imagens da parede dos poços verticais que permitiram a inferência da magnitude e direção da tensão horizontal máxima. Portanto, o estado de tensões foi plenamente estabelecido para os primeiros estudos de Geomecânica.

Com base nestes insumos, modelos computacionais 3D foram elaborados para simulação numérica do comportamento geomecânico das formações rochosas do fundo marinho até a o embasamento, cobrindo toda a seção reservatório. A formulação matemática desses modelos numéricos é baseada na técnica do Método dos Elementos Finitos utilizando relações constitutivas elásticas e modelos não lineares viscoplásticos. A ferramenta permite avaliar como as variações de poropressão e temperatura previstas no reservatório induzem esforços nas formações e como estas se deformam como consequência desse processo de carregamento.

Os estudos realizados utilizando os dados e ferramentas descritos anteriormente nos campos de Lula e Sapinhoá predizem compactações no nível do reservatório

de no máximo 15 cm e subsidências de no máximo 6 cm, considerando os piores cenários de previsão de depleção do reservatório. Não há indicativo, nas análises realizadas, de que essa compactação comprometa a integridade das rochas capeadoras.

Os limites de pressão de injeção de água ou gás dos poços foram também definidos considerando análises geomecânicas das rochas reservatório e capeadora. Esse estudo permitiu inferir sobre a integridade das rochas e falhas geológicas ao longo do tempo de produção do reservatório. O modelo geomecânico numérico, descrito anteriormente, forneceu elementos para a avaliação da integridade mecânica das formações rochosas do reservatório ao fundo marinho. Seguem abaixo algumas imagens (**Figuras 4 e 5**) dos modelos geomecânicos criados e a previsão de subsidência, utilizando o programa GERESIM-Modulo Geomecânica.

Estudos similares estão em andamento para outros campos do Pré-Sal. Cabe ressaltar que neste campo, assim como nos demais do Pré-Sal, está prevista a injeção de água para manutenção da pressão nos reservatórios, razão pela qual não se esperam variações acentuadas de pressão ao longo da jazida (apenas localmente, perto dos poços produtores e injetores, mas mesmo neste caso dentro de limites como comentado mais acima).

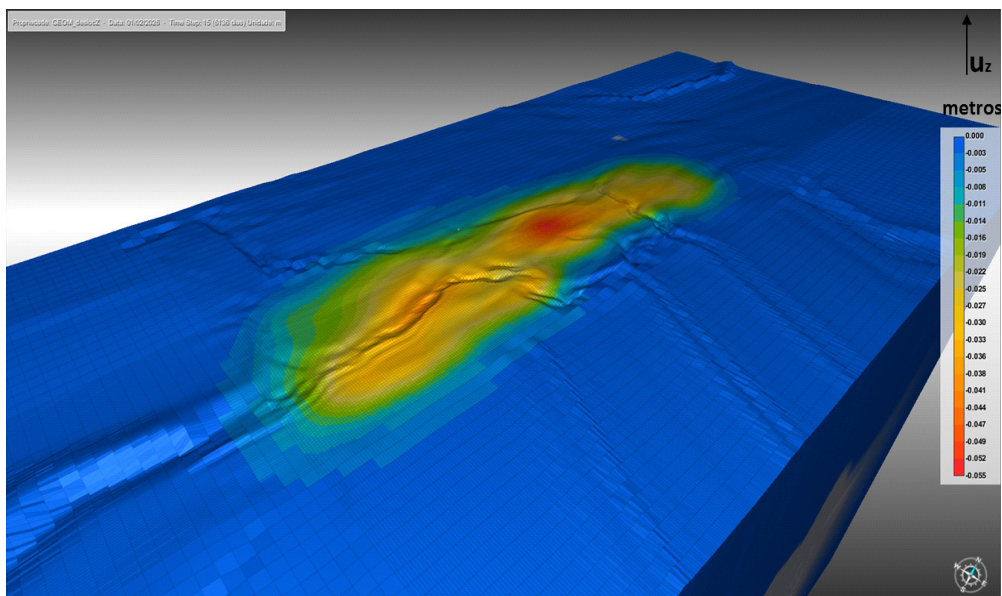


Figura 4 - Visão geral do modelo geomecânico 3D do campo de LULA mostrando a previsão de compactação no topo do reservatório (máximo de 12cm) e subsidência no fundo marinho (máximo de 6cm). Fonte: PETROBRAS, GERESIM – Módulo Geomecânica.

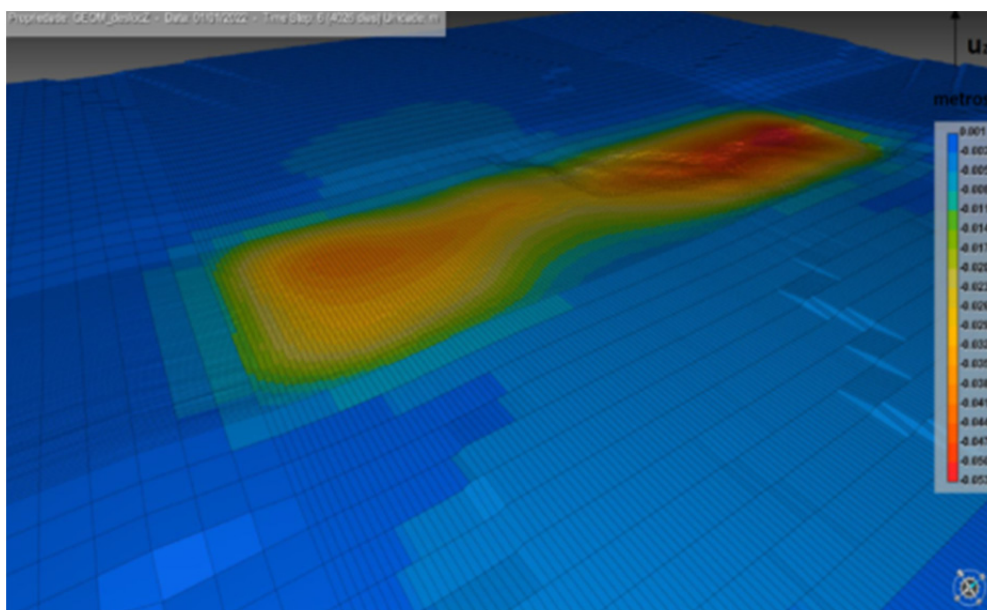


Figura 5 - Visão geral do modelo geomecânico 3D do campo de SAPINHOÁ mostrando a previsão de compactação no topo do reservatório (maximo de 15cm) e subsidência no fundo marinho (máximo de 6cm). Fonte: PETROBRAS, GERESIM – Módulo Geomecânica.

Com base no “Mapa Faciológico e Fisiográfico Regional da Bacia de Santos”, constata-se que depósitos arenosos situados na quebra da plataforma podem ser mobilizados de modo a tornar vulneráveis os pontos de interseção do leito oceânico com os dutos de produção e injeção, alvos de fluxos de alta energia em decorrência da velocidade adquirida na queda talude abaixo e da, granulometria e densidade dos sedimentos e/ou sedimentitos contidos nestes movimentos de massa potenciais.

Resposta/Esclarecimento: *Com base na interpretação de dados sísmicos de alta resolução (Imagens de Sonar, perfis SBP – Subbottom Profile e batimetria de multifeixe) e na descrição dos diversos testemunhos geológicos (rasos e profundos) obtidos na área do polo Pré-Sal (**Anexo – Mapa faciológico regional com amostras reduzido**), assegura-se que a região submetida ao licenciamento invariavelmente registra sequência estratigráfica com cobertura hemipelágica (Idade Holoceno/Pleistoceno), sendo caracterizada por deposição normal. Não se observa, nestes dados, a presença de sedimentos originados de profundidades menores (Plataforma Continental) no registro geológico recente. Não se reconhece a hipótese destes sedimentos serem mobilizados até a região de licenciamento nas condições de nível de mar atual (mar alto). Com relação aos movimentos de massa potenciais, os mesmos encontram-se com cobertura do drape hemipelágico (Holoceno/Pleistoceno). Os escassos depósitos de movimento de massa presentes apresentam idades superiores a 42.000 anos (Datação por foraminíferos – Biozona Y2).*

Na página 311/384 a empresa trata do “sistema petrolífero Itajaí Açú – Ilha Bela”. Uma rápida consulta a carta estratigráfica da Bacia de Santos mostra que o “sistema petrolífero Itajaí Açú – Ilha Bela” pertence ao Pós-Sal. Não se compreende o motivo da empresa ter tratado da “Formação Itajaí Açú”, que a própria empresa informa se tratar de unidade litoestratigráfica de origem posterior (Cenoniano / Meso-Turoniano) ao Aptiano, ou seja, fora do alvo deste processo de licenciamento, na sequência do Oceano também denominada de Mar Aberto. Portanto, a empresa deve esclarecer se deseja encontrar hidrocarbonetos no Pré-

Sal ou Pós-Sal, pois este estudo deve tratar das características geológicas do Pré-Sal da Bacia de Santos não do Pós-Sal. Solicita-se a devida adequação do texto e o posicionamento da empresa sobre este tópico.

Resposta/Esclarecimento: *Para a bacia de Santos leva-se em conta a existência, genericamente, de dois sistemas exploratórios: o sistema petrolífero Pré-Sal e o sistema petrolífero Pós-Sal. Ambos apresentam as mesmas camadas de rochas geradoras, cuja composição apresenta alta quantidade de matéria orgânica que, levadas a determinadas condições de pressão e temperatura, podem vir a ser transformadas em hidrocarbonetos.*

Segundo análise do potencial do sistema petrolífero da Bacia de Santos, foram identificados dois sistemas petrolíferos. São eles: Guaratiba – Guarujá (Pré-Sal) e Itajaí-Açu – Ilhabela (Pós-Sal), cujas rochas geradoras apresentam características de deposição em ambientes lacustres e marinhos, respectivamente, sendo a formação Guaratiba considerada sua principal fonte geradora de hidrocarbonetos, e a formação Itajaí-Açú, como a mais bem estudada, devido à passagem de praticamente todos os poços exploratórios por esse sistema.

A estrutura dos campos do Pré-Sal encontram-se ao lado das grandes cozinhas geradoras do Baixo de Araruama e Baixo de Ilha Grande, cujos folhelhos e mudstones ricos em matéria orgânica das formações Piçarras e Itapema, depositados durante os andares locais Buracica e Jiquiá compõem as rochas geradoras da acumulação. As cozinhas de black oils (taxa de transformação menor que 70%) dos baixos estruturais adjacentes à área de estudo, se tornaram ativas no Albiano e apresentam baixa expansão até o tempo presente. A partir da passagem do Cretáceo para o Paleógeno (limite K-T), as cozinhas dos Baixos de Paranaguá, Ilha Grande e Araruama evoluem para cargas petrolíferas de condensado e gás (taxa de transformação maior que 86%). A origem do óleo encontrado na área é interpretado como sendo lacustre.

*A migração secundária do petróleo para os sedimentos carbonáticos do Pré-Sal se torna mais efetiva a partir do Eomastrichtiano (71 Ma), conforme atestam as frentes de saturação de petróleo nessa camada, cujos caminhos foram facilitados por falhas e rochas permeáveis (**Figura 6**).*

O preenchimento da carga petrolífera nas rochas-reservatório inicia-se no Albiano, com baixo suprimento. A partir de 75 Ma, a taxa de preenchimento aumenta e mantém-se elevada até 23 Ma. Complementando o sistema petrolífero, o espesso pacote evaporítico da Formação Ariri (até mais de 3000 m) que recobre quase toda a área, consiste num selo quase perfeito para as acumulações.

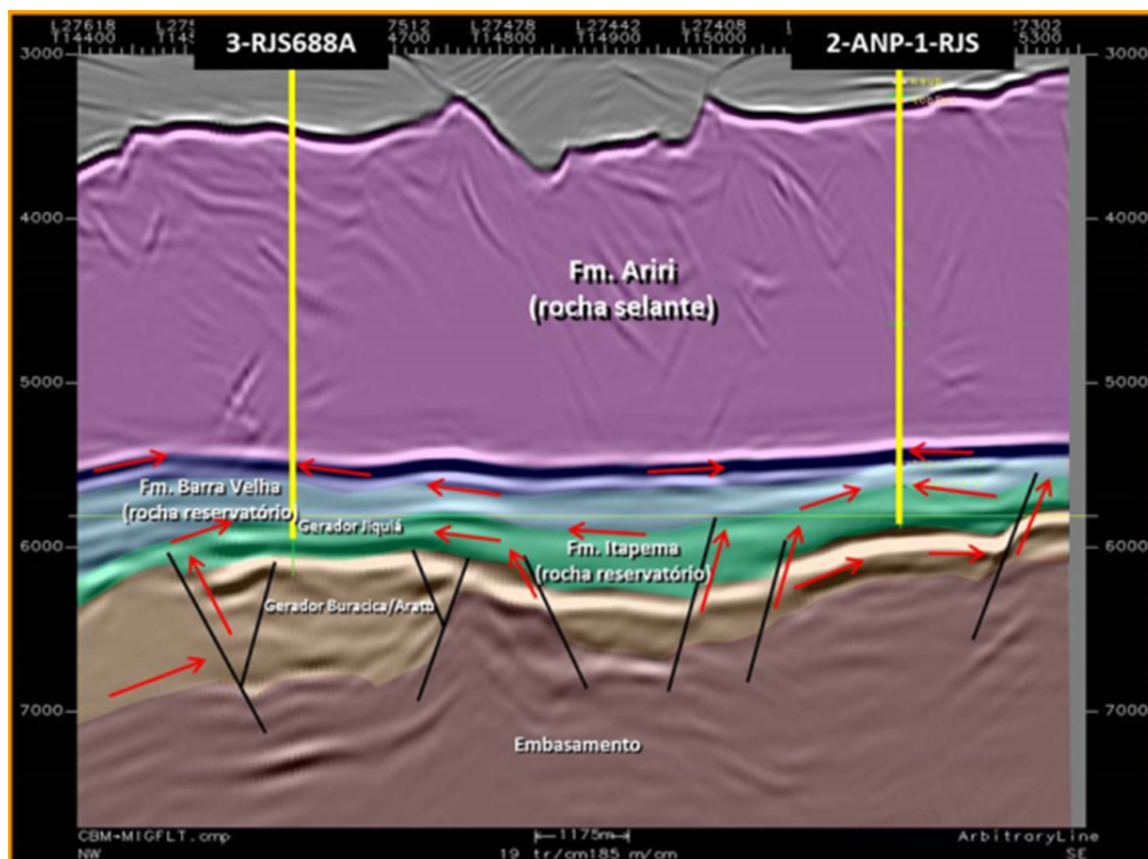


Figura 6 - Seção sísmica arbitrária NW-SE passando pelos poços 2-ANP-1-RJS e 3-BRSA-944A-RJS (3RJS688A) ilustrando o modelo de migração e acumulação da área. Fonte: E&P/PRESAL/Fevereiro, 2014.

Solicita-se também que sejam tratadas questões como: características evolutivas, variações de mineralogia, geologia estrutural, variações e caracterização textural e petrofísicas, além das condições de temperatura e pressão, num caso mais restrito, ao longo dos poços de produção e injeção.

Resposta/Esclarecimento: A seção Pré-Sal da Bacia de Santos, de idade Barremiano a Aptiano, caracteriza-se pela ocorrência de basaltos, arenitos, folhelhos, rudstones, grainstones packstones, wackestones, mudstones, laminitos e microbiólitos (estromatólitos), que integram as formações Barra Velha e Itapema. O volume mais expressivo de hidrocarbonetos ocorre nos estromatólitos da formação Barra Velha, mas em alguns campos distribui-se expressivamente também nas coquinas (rudstones e grainstones) da formação Itapema.

O modelo deposicional conceitual para os depósitos microbiais da formação Barra Velha segue o modelo proposto por Jushacks e Tonietto (2009) para o intervalo Alagoas na bacia de Santos (**Figura 7**). Este modelo considera que os carbonatos microbiais foram depositados numa plataforma carbonática desenvolvida em um horst isolado, com lâmina d'água rasa e esporádicas exposições. Já o modelo deposicional conceitual para os retrabalhados bioclásticos (coquinas) da formação Itapema está em discussão, mas até o momento segue o que foi definido pelo modelo paleogeográfico proposto por Carvalho et al. (1995) para as coquinas da formação Lagoa Feia, do Neobarremiano da Bacia de Campos (**Figura 8**). Este modelo considera que as coquinas são fácies retrabalhadas de alta energia acumuladas em um alto sindeposicional, num ambiente lacustre raso fortemente influenciado por ondas. Além disso, os depósitos de coquinas formariam praias e barras bioclásticas, havendo porém, a diferença que em alguns campos da Bacia de Santos, não foram encontrados indícios de depósitos siliciclásticos intercalados com as coquinas, o que pode remeter a hipótese de que estes altos sindeposicionais em algumas áreas devam ser isolados do continente.

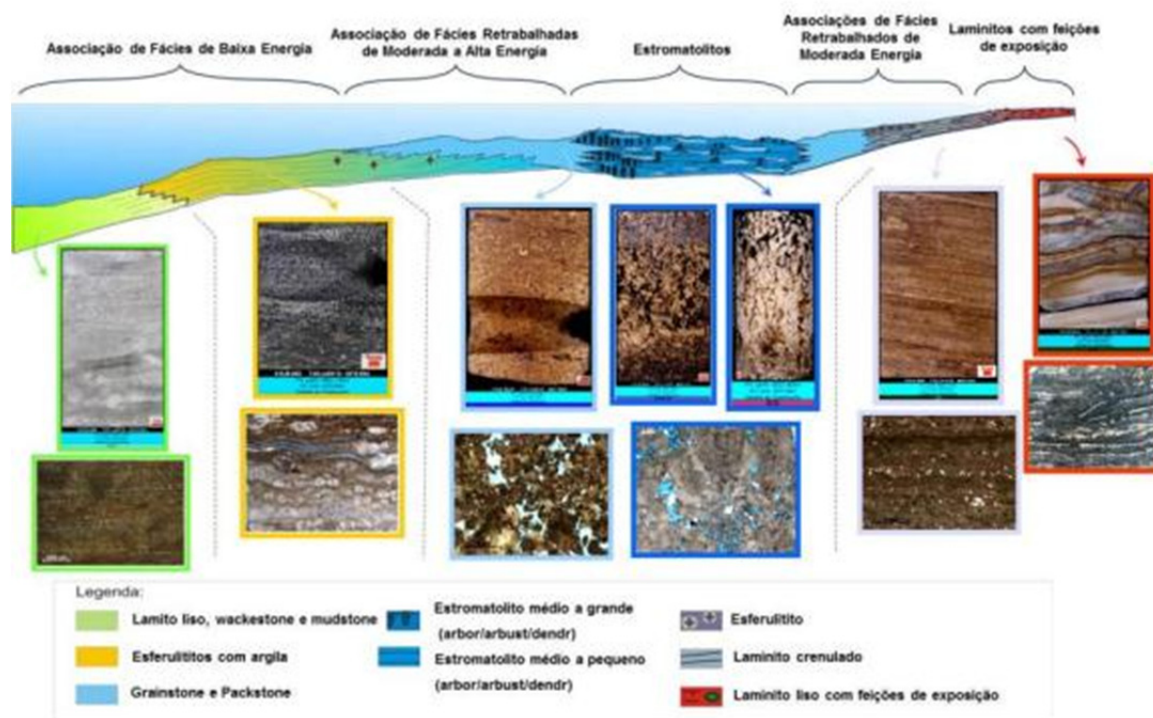


Figura 7 - Ambiente deposicional esquemático considerado para o Intervalo Alagoas (fm. Barra Velha), Bacia de Santos. Fonte: Modificado de Jushacks e Tonietto (2009).

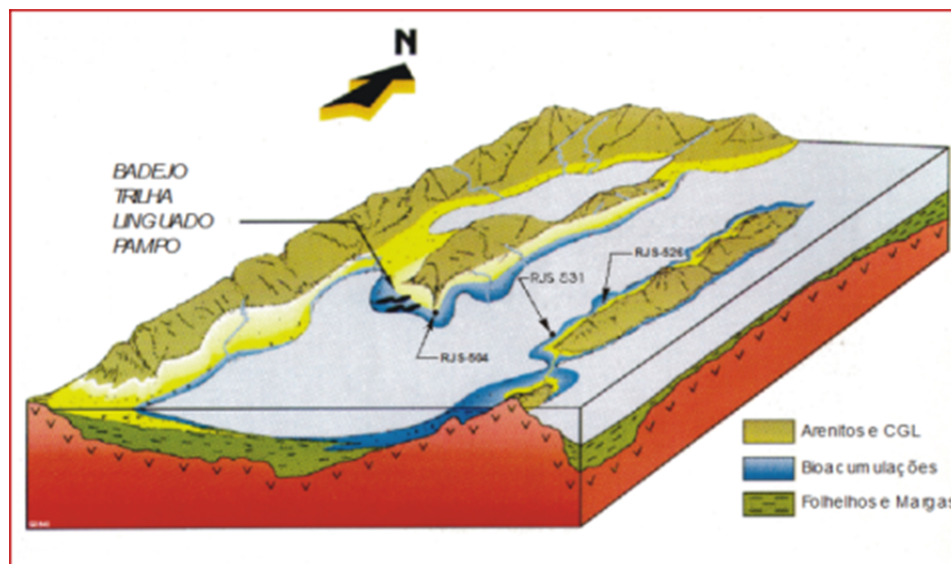


Figura 8 - Ambiente deposicional esquemático considerado para a deposição das coquinas da formação Lagoa Feia na Bacia de Campos (retirado de Carvalho et al., 1995).

Regionalmente, em todos os campos do Pré-Sal, a formação Barra Velha é dividida em três zonas: BVE-100 (Seção SAG Superior), BVE-200 (Seção SAG Inferior), e BVE-300 (Seção Rifte Superior); já a formação Itapema (Seção Rifte Inferior) é dividida em quatro zonas: ITP-100, folhelho Jiquiá, ITP-200 e ITP-300 (Figura 9).

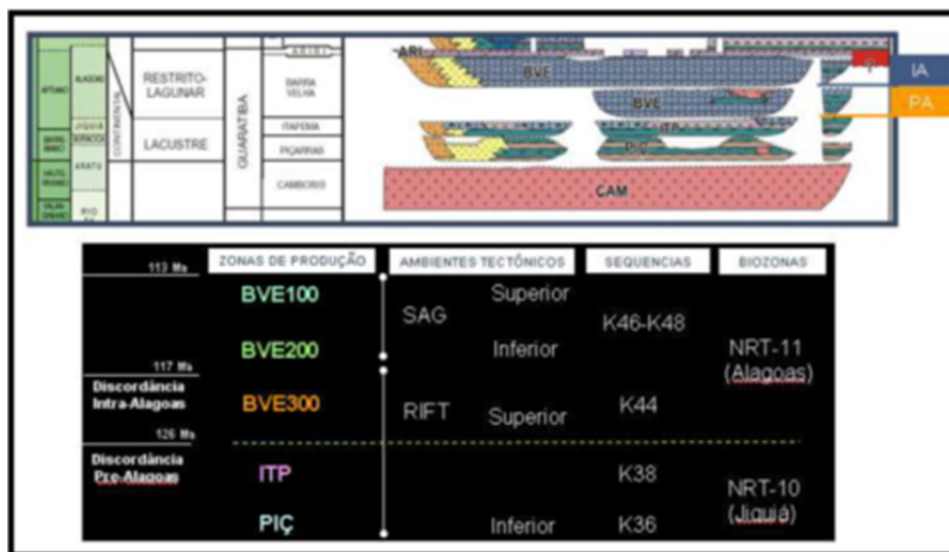


Figura 9 – Detalhe da Carta Estratigráfica da bacia de Santos na área de interesse (IA-Discordância Intra-Alagoas; PA- Discordância Pré-Alagoas) e a proposta de zoneamento de produção. Fonte: PETROBRAS/CENPES/PROLAB

As litofácies encontradas e descritas no Pré-Sal da Bacia de Santos são bastante variadas e se encontram distribuídas ao longo de toda a região, variando as proporções de cada uma conforme sua distribuição geográfica. Terra et al. (2010) desenvolveram uma classificação de rochas carbonáticas especialmente para os reservatórios do Pré-Sal, que é mostrada a seguir, na **Figura 10**.

De um modo geral, as principais litofácies identificadas nos reservatórios microbiais Alagoas são: rudstones, grainstones, packstones, wackestones, silexites, laminitos crenulados, laminitos lisos, esferulititos e estromatólitos. Já nas coquinhãs do intervalo Jiquiá foram identificados: rudstones bioclásticos,

grainstones bioclásticos, packstones e wackestones bioclásticos, mudstones, laminitos lisos, dolomitos, siltitos e conglomerados intraclásticos (Figura 11)

Os principais eventos diagenéticos observados nos intervalos dos andares Alagoas e Jiquiá foram: (1) dolomitização parcial das estruturas microbiais e coquinas; (2) compactação; (3) crescimento de cristais romboédricos de dolomita entre as estruturas microbiais; (4) dolomitização e silicificação da matriz talco-estevensítica; (5) silicificação das estruturas microbiais e coquinas; (6) dissolução; e (7) cimentação por calcita e quartzo. Pirita, caulinita, barita e dawsonita ocorrem como traços disseminados nas rochas formados em diversas etapas diagenéticas (Figuras 12 a 14).

Feições de exposição (brechação, paleossolos, gretas de ressecamentos) e silicificação associada, carstificação, micritização de grãos e compactação química (estilolitos) também foram observados nas rochas reservatório.

A caracterização da porosidade e permeabilidade das rochas é baseada no resultado da interpretação quantitativa de perfis e na correlação com os dados disponíveis de petrofísica de amostras laterais e de plugues. Considera-se a porosidade e a permeabilidade calculadas através dos perfis de ressonância magnética (CMRP, KSDR e KCARB). Os reservatórios da seção Pré-Sal têm uma grande variabilidade lateral e vertical (por vezes milimétricas) nas suas propriedades permo-porosas, conforme sugeridas pelos perfis dos poços, dados da literatura e afloramentos análogos. As porosidades variam tipicamente entre 0% e 30%, e as permeabilidades variam entre menos de 0,1 mD a 1.000-5.000 mD.

	NOMENCLATURA PRINCIPAL	TEXTURA	DEFINIÇÃO	NOMENCLATURA COMPLEMENTAR
Elementos não ligados durante a formação	MUDSTONE		Rocha suportada pela matriz com menos de 10% de grãos (tamanho areia ou maior).	COM (Caso ocorram grãos) oolitos, oncolitos, pelóides, pelóides fecais, intraclastos, bioclastos, esferulitos ou CALCULITO A BIRDSEYES = rocha suportada pela matriz com porosidade fenestral ou lentes de calcita espática
	WACKSTONE		Rocha suportada pela matriz com mais de 10% de grãos (tamanho areia ou maior).	COM (para os grãos) - oolitos, oncolitos, pelóides, pelóides fecais, intraclastos, bioclastos, esferulitos.
	PACKSTONE		Rocha suportada pelos grãos com matriz.	** (composição principal): oolítico, oncolítico, peloidal, peloidal fecal, intraclasto, bioclasto, esferulítico; com fragmentos de estromatólitos, trombolitos, laminitos, leiólito, dendrolito.
	GRAINSTONE		Rocha suportada pelos grãos, sem matriz (< 5% de matriz).	** (composição principal): oolítico, oncolítico, peloidal, peloidal fecal, intraclasto, bioclasto, esferulítico; com fragmentos de estromatólitos, trombolitos, laminitos, leiólito, dendrolito.
	FLOATSTONE		Rocha suportada pela matriz com mais de 10% dos grãos maiores que 2 mm.	COM (para os grãos) - oolitos, oncolitos, pelóides, pelóides fecais, intraclastos, bioclastos, esferulitos. Com fragmentos de estromatólitos, trombolitos, laminitos, leiólito, dendrolito.
	RUDESTONE		Rocha suportada pelos grãos com mais de 10% dos grãos maiores que 2 mm.	** (composição principal): oolítico, oncolítico, peloidal, peloidal fecal, intraclasto, bioclasto, esferulítico; com fragmentos de estromatólito, trombolito, laminito, leiólito, dendrolito, esferulítico.
	BIOACUMULADO		Rocha constituída pela dominância de um tipo de organismo sem reatrabalhamento (in situ) e granulometria areia ou maior.	** organismo formador: ex. ostracóides, bivalvos, macroforaminíferos, crinóides, etc...
	BRECHA		Rocha suportada pelos grãos com mais de 50% dos grãos angulosos maiores que 2 mm.	** (composição principal): intraclastica, com fragmentos de estromatólito, trombolito, laminito, leiólito, dendrolito, esferulítico.
Elementos ligados durante a formação - in situ	BOUNDSTONE		Rocha formada in situ, cujos componentes da trama original (lábica original) foram ligados durante a deposição.	** principais organismos formadores: ex. corais, a nudistas, a estromatopóides, etc...
	ESTROMATOLITO		ESTROMATOLITO	
			ESTROMATOLITO ARBORESCENTE - os componentes internos se organizam de forma ramificada divergente e possuem comprimento maior que a largura.	
			ESTROMATOLITO ARBUSTIFORME - os componentes internos se ramificam ou não desde a base e a razão altura/largura é aproximadamente 1-1.	
			ESTROMATOLITO DENDRIFORME - os componentes internos se organizam de forma intensamente ramificada divergente em que o comprimento é muito maior que a largura.	
	TROMBOLITO		Depósito com textura macroscópica coagulada (clotted) , maciça e dómica. Na maioria das vezes de origem microbial.	
	DENDROLITO		Depósito microbial de estrutura dendrítica formada por cianobactérias esqueléticas.	
	LEIOLITO		Carbonato microbial dómico, sem laminação ou coágulos.	
ESFERULITO		Rocha composta por partículas de formas esféricas e subesféricas de contornos lisos ou lobados (esferulitos) de tamanho geralmente inferior a 2 mm e que podem ocorrer de forma amalgamada ou isolados.	Esferulito-suportado com argila (>10%)= ESFERULITO COM ARGILA; Argila-suportado, com esferulitos= ARGILITO COM ESFERULITOS; No caso da argila ocorrer em lamelas= ARGILITO LAMELAR COM ESFERULITOS	
TRAVERTINO & (TUFA)		Rocha carbonática bandeada formada pela precipitação em superfície de soluções concentradas em CaCO ₃ ao redor de fontes (em geral quentes) devido a perda de CO ₂ por evaporação. A variedade mais espessa e menos compacta é denominada TUFA .		
Elementos ligados ou não	LAMINITO		Rocha carbonática de granulação fina (amosa e/ou peloidal) formada pela recorrência de laminações delgadas. As laminações tendem a ser plano-paralelas, com superfície lisa (origem microbial ou não) ou crenulada (origem microbial).	LISO CRENULADO
	Textura original não reconstruível			
Textura original não reconstruível	CALCÁRIO CRISTALINO		Rocha carbonática totalmente recristalizada não sendo possível identificar sua textura original (deposicional). CALCÁRIO MICROCRISTALINO: cristais entre 5 e 50 µm	
	DOLOMITO		Rocha carbonática totalmente dolomitizada não sendo possível identificar sua textura original (deposicional). MICRODOLOMITO: cristais entre 5 e 50 µm	

Figura 10 - Classificação de rochas carbonáticas aplicável às bacias sedimentares brasileiras. Fonte: simplificada de Terra et al. (201).

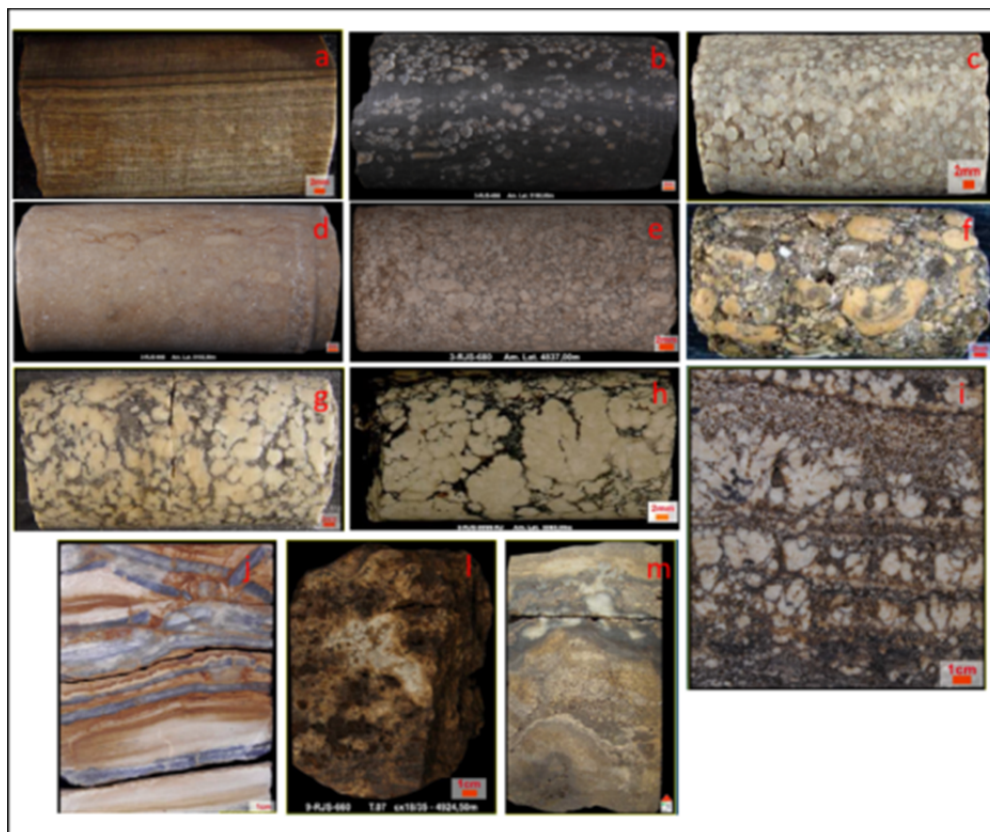


Figura 11 - Estampa com as principais litofácies da formação Barra Velha na Bacia de Santos. A) laminito crenulado; b) esferulitito; c) esferulitito; d) packstone; e) grainstone; f) rudstone; g) estromatólito; h) estromatólito; i) estromatólito; j) feições de exposição; l) karst; m) feição de exposição e silicificação. Fonte: PETROBRAS/CENPES/PROLAB

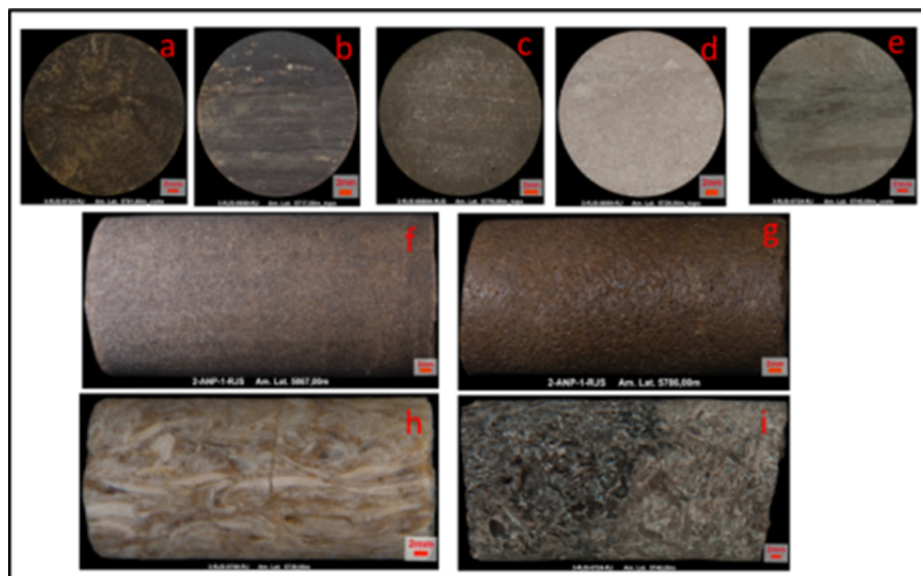


Figura 12 - Estampa com as principais litofácies da formação Itapema. A) mudstone; b) laminito; c) wackestone; d) packstone; e) dolomito; f) e g) grainstone; h) e j) rudstone. Fonte: PETROBRAS/CENPES/PROLAB

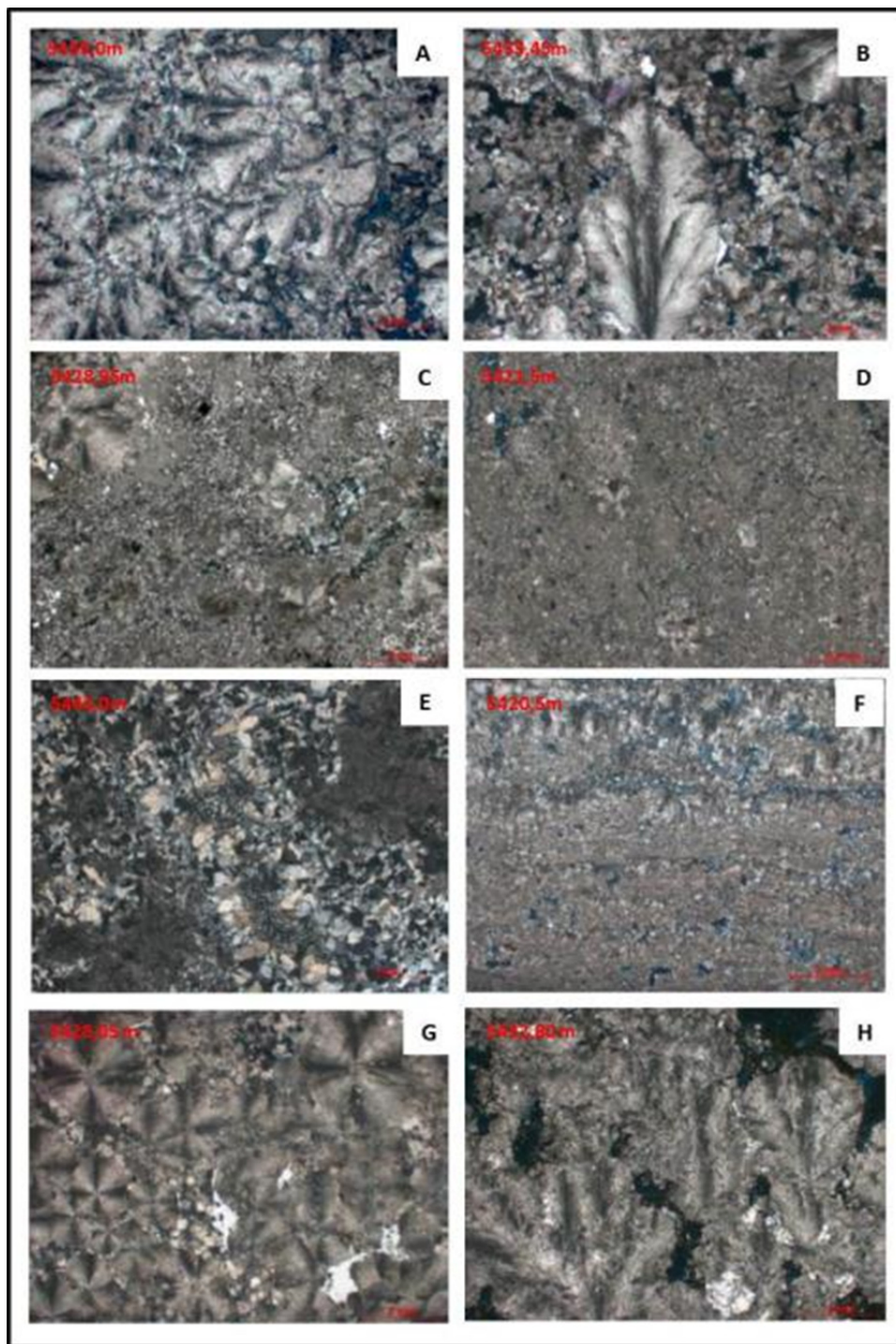


Figura 13 - Estampa de litofácies identificadas no intervalo Alagoas no poço 2-ANP-1-RJS no Campo de Búzios. Microfotografias com polarizadores cruzados. (A) Rudstone; (B) Grainstone; (C) Packstone; (D) Wackestone; (E) Silxito; (F) Laminito crenulado; (G) Esferulítico; (H) Estromatolito. Fonte: PETROBRAS/CENPES/PROLAB.

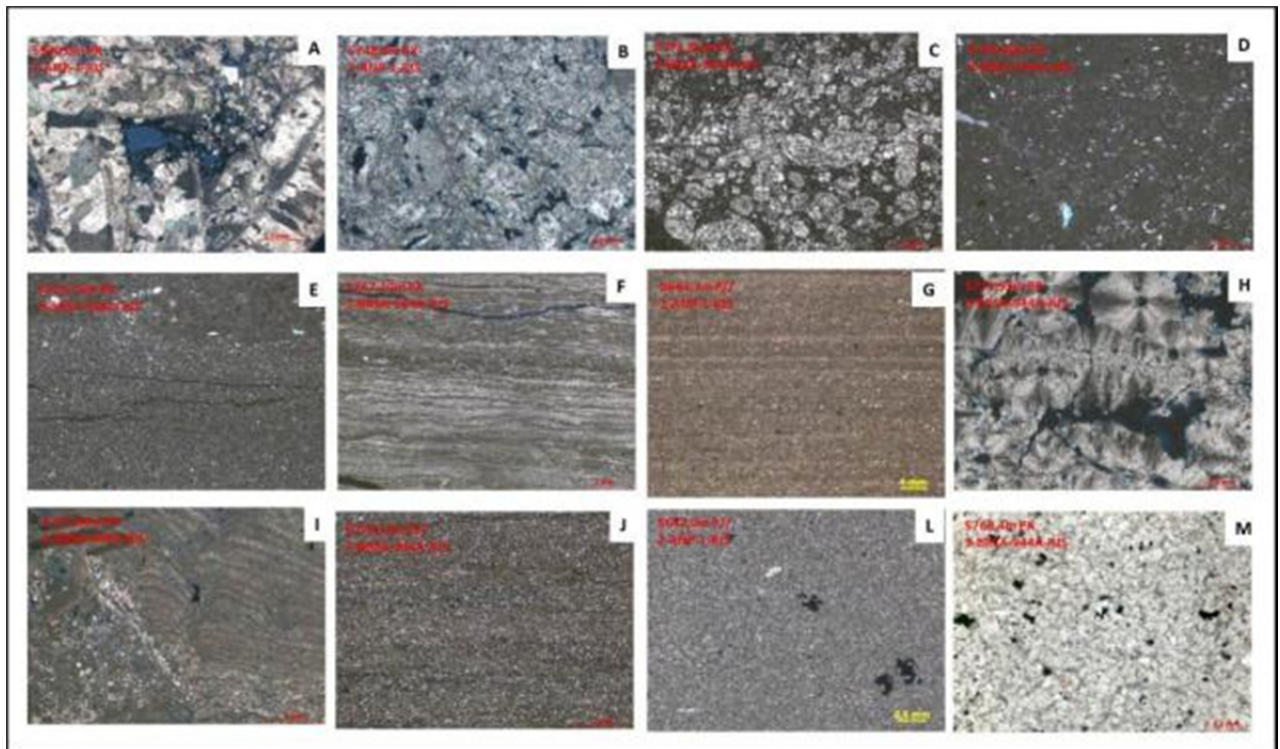


Figura 14 - Estampa das principais litofácies identificadas no intervalo Jiquiá no Campo de Búzios: (A) Rudstone bioclástico; (B) Graisnstone bioclástico; (C) Packstone bioclástico; (D) Wackestone bioclástico; (E) Mudstone; (F) Laminito Crenulado; (G) Laminito Liso; (H) Esferulítico; (I) Estromatolito; (J) Lamito; (L) Siltito; (M) Conglomerado intraclástico. PX= Polarizadores Cruzados; P//= Polarizadores Paralelos. Fonte: PETROBRAS/CENPES/PROLAB.

As características de temperatura e pressão dos reservatórios podem ser observadas na **Tabela 1**. Búzios, diferentemente dos outros campos, apresenta variação do gradiente de temperatura em função da variação de espessura da camada de sal sobreposta.

Tabela 1 - Dados de pressão e temperatura em amostras PVT.

	Poço	Temperatura (°C)	Pressão estática (kgf/cm ²)
Búzios	2-ANP-1	100,98 @ 5828 m	648,9 @ 5635 m
	3-RJS-688A	109,75 @ 5990 m	648,2 @ 5624 m
	3-RJS-699	96,75 @ 5944 m	648,3 @ 5627 m
	3-RJS-700	98,98 @ 5860 m	648,6 @ 5635 m
	9-RJS-709	95,86 @ 5822 m	648,4 @ 5639 m
	3-RJS-723	99,28 @ 5799 m	648,1 @ 5631 m
	9-RJS-708	91,55 @ 5682 m	648,4 @ 5632 m
	9-RJS-716	93,22 @ 5651 m	648,9 @ 5628 m
	3-RJS-724	117,55 @ 5779 m	648,3 @ 5633 m
NE Tupi	3-RJS-721	70@5294,9m	606,4@5294,9m
Florim	1-RJS-704	95@5295,0m	627@5295,0m
Cernambi	4-RJS-647	68@4964m	567@4964m
	9-RJS-681	55@4799,65m	554,1@4799,65m
Sapinhoá	1-SPS-055	64,5@5080,8m	569@5080,8m
	9-SPS-077A	63@5000,0m	564,77@5000,0m
Lapa	3-SPS-100	66@5277,0m	577@5277,0m
Entorno Iara	1-RJS-711	65,3@5047,7m	596,13@5047,7m
Lula	9-RJS-660	58@4630m	560@4630m
	9-RJS-686D	58,2@5075m	548,8@5075m

Considera-se que o estudo pode e deve ser robusto, ou seja, portador de informações corretas e detalhadas sobre os domínios locais e regionais do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos, e não inchado com informações equivocadas e irrelevantes.

Caracterização Geotécnica Regional

Solicita-se que a empresa se posicione acerca da vulnerabilidade dos equipamentos a serem dispostos no leito oceânico, uma vez que estes serão instalados em talude inferior e Platô de São Paulo adjacentes, regiões de by-pass e deposição de sedimentos originados de profundidades menores.

Considera-se correta a afirmativa de que as atividades de exploração e produção dificilmente provocam movimentos gravitacionais de massa. Porém o inverso é verdadeiro, ou seja, movimentos gravitacionais de massa podem originar acidentes em equipamentos dispostos no leito oceânico.

Resposta/Esclarecimento: *Previamente a qualquer atividade de exploração e produção, são realizados laudos e estudos geotécnicos com a finalidade de avaliar potenciais riscos geotécnicos para a instalação de equipamentos submarinos. Estes estudos são robustos e estão embasados em sísmica rasa, testemunhagem geotécnica, imagens de sonar, inspeções do fundo marinho com ROV e levantamentos batimétricos, tendo como finalidade a prevenção de riscos geotécnicos durante e após as atividades.*

*Com base na interpretação de dados sísmicos de alta resolução (Imagens de Sonar, perfis SBP – Subbottom Profile e batimetria de multifeixe) e na descrição dos diversos testemunhos geológicos (rasos e profundos) obtidos na área do polo Pré-Sal (**Anexo – Mapa faciológico regional com amostras reduzido**), assegura-se que a região submetida ao licenciamento invariavelmente registra sequência estratigráfica com cobertura hemipelágica (Idade Holoceno/Pleistoceno), sendo caracterizada por deposição normal. Não se observa, nestes dados, a presença de sedimentos originados de profundidades menores no registro geológico recente, portanto não se reconhece a hipótese de regiões de by-pass estarem ativas nas condições de nível de mar atual e representarem riscos aos equipamentos dispostos no leito oceânico.*

Sismicidade Regional

A empresa detêm-se em abalos sísmicos como desencadeadores de movimentos de massa. Entretanto, outros fatores além de sismos podem desencadear movimentos de massa, tais como: ondas, conforme a profundidade do leito marinho e do comprimento de ondas, pressão nos poros associados ou não à presença de matéria orgânica e acúmulo de sedimentos na borda da plataforma continental.

Resposta/Esclarecimento: *Outros fatores podem ser considerados como desencadeadores de movimentos de massa, conforme descrito na sequência.*

- *Instabilidade induzida por ondas de tempestade*

Segundo DEAN & DALRYMPLE (1991), quando a relação entre a lâmina d'água, LDA, e o comprimento de onda, L, for maior do que $\frac{1}{2}$, trata-se de uma região de águas profundas. Nesse caso, o efeito da onda só será sentido próximo à superfície do mar, devido ao decaimento exponencial da velocidade das partículas.

Considerando um período de onda T associado à altura de onda máxima, THMÁX, nota-se para o Polo Pré-Sal um valor de 18,30 s para o período de retorno de 100 anos (direção SSW) – PETROBRAS/CENPES/PDEP/TEO (2013), e o comprimento de onda L0 em águas profundas serão iguais à:

$$L0 = 1,56 \times T^2 \rightarrow L0 = 522,428 \text{ m}$$

Conforme a PETROBRAS/E&P-SERV/US-SUB/GM (2011), as profundidades de água na ring fence de Franco variam entre -1.537 (LDAmín) e -2.190 m (LDAmáx). Assim:

$$LDAmín / L0 = 1.537 \text{ m} / 522,428 \text{ m} = 2,942 > \frac{1}{2}$$

Com esse resultado, pode-se descartar a influência desse tipo de mecanismo disparador de deslizamentos na região do Polo Pré-Sal.

- *Excesso de pressão de poros*

A presença de excesso de pressão de poros nos sedimentos devido à ocorrência de gás raso é uma ameaça potencial às operações de perfuração e às estruturas submarinas, requerendo um mapeamento sistemático. Entretanto, de acordo com

a PETROBRAS/E&P-SERV/US-SUB/GM, não têm sido identificadas anomalias indicativas de gás raso nos dados sísmicos analisados do Polo Pré-Sal.

Em função disso, pode-se considerar um regime de poro-pressões hidrostático atuando na área, com uma razão de excesso de pressão de poros, ru , igual a 0,00.

- Instabilidade de taludes induzida por terremotos

A Região Sudeste apresenta um nível de atividade sísmica relativamente baixo, típico de regiões intraplaca que são mais estáveis que em suas bordas. Entretanto, esse nível de sismicidade, comparado com o de outras regiões do Brasil, é significativo (**Figura 15**). É evidente que o Catálogo Sísmico da Região Sudeste não inclui todos os sismos ocorridos na região no intervalo considerado (1767-2002). Sismos não sentidos pela população, que ocorreram antes da instalação da rede sismográfica regional, principalmente em épocas remotas, obviamente não foram, nem serão mais, recuperados.

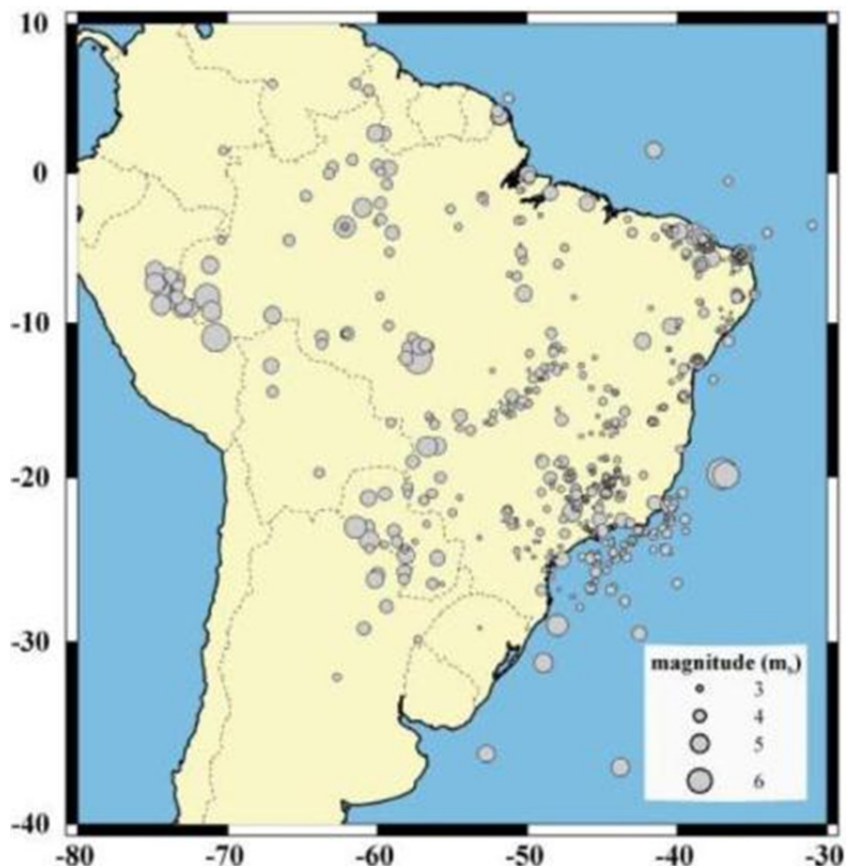


Figura 15 – Mapa de sismicidade do Brasil com os epicentros de sismos ocorridos entre 1720 e 2003. Fonte: FONTES & NASCIMENTO JÚNIOR (2007).

Entretanto, pode-se afirmar que no Catálogo Sísmico da Região Sudeste constam os eventos sísmicos mais importantes ocorridos nesta região a partir da segunda metade do século XIX, dos quais se tem alguma informação, e que a partir da década de 1970 são também incluídos pequenos sismos ($m_b < 3,0$) determinados unicamente com dados instrumentais.

Nas atuais circunstâncias, considerando a imprecisão das determinações hipocentrais da maioria dos sismos ocorridos na região, não é possível efetuar correlações seguras entre a distribuição espacial da atividade sísmica e as feições tectônicas potencialmente sísmicas, principalmente na porção oceânica da Região Sudeste. Na realidade, a distribuição epicentral da sismicidade na região, como se pode observar na **Figura 16**, pode ser qualificada como uma

atividade difusa, sem apresentar concentrações associadas a feições tectônicas conhecidas.

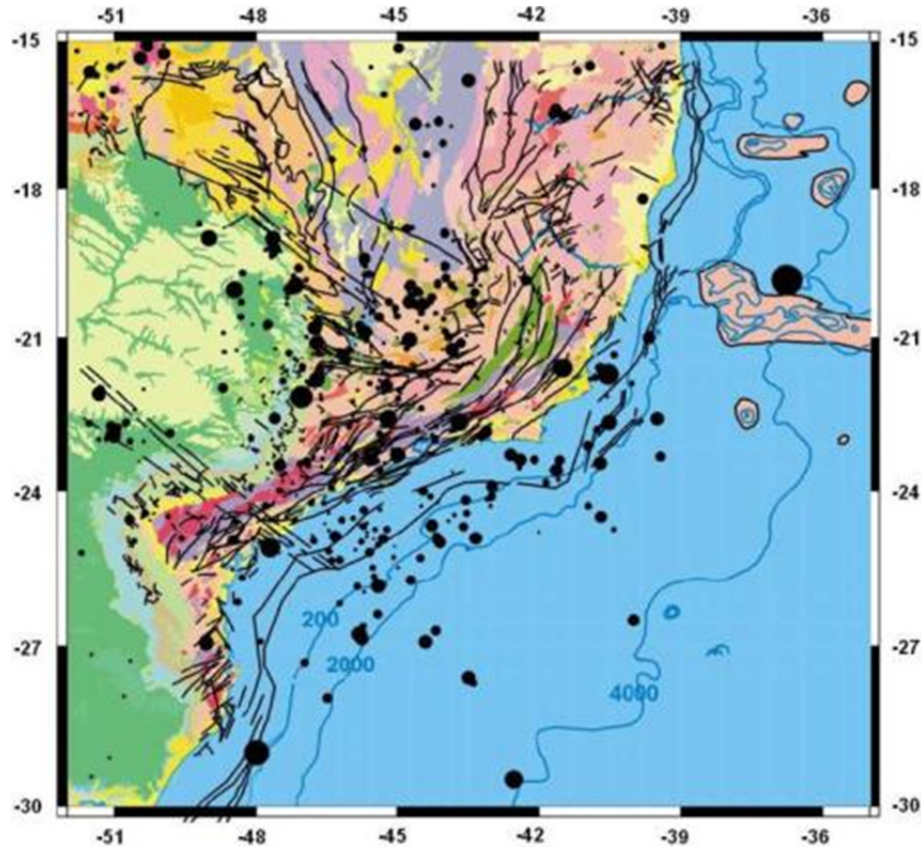


Figura 16 – Mapa sismotectônico da Região Sudeste do Brasil mostrando os epicentros de sismos ocorridos de 1767 a 2003, e as principais feições tectônicas da região. A magnitude m_b dos sismos é proporcional ao diâmetro dos círculos que representam os epicentros. Fonte: PAGANELLI et al. (2007).

Ainda não é possível calcular a profundidade focal da maioria dos sismos determinados com dados instrumentais na Bacia de Santos. Pode-se considerar de forma qualitativa, que os focos sísmicos na Região Sudeste estão distribuídos desde focos muito superficiais, da ordem da fração do quilômetro até poucos quilômetros, conforme é indicado pelos levantamentos de detalhe efetuados pelo Instituto de Astronomia, Geofísica e Ciências Atmosféricas da Universidade de São Paulo com redes sismográficas locais, até focos superficiais entre uma e

duas dezenas de quilômetros. Ou seja, a atividade sísmica na Região Sudeste está localizada na crosta superior.

Tal escassez de dados de epicentros registrados se deve ao pequeno número de estações sismográficas próximas à costa, e pelo fato de que as estações existentes mais próximas à Bacia de Santos estão muito distantes uma da outra, o que resulta em uma pobre detecção de sismos de magnitude menor do que mb 3,0, com epicentros longe da costa nesta bacia oceânica. Essa faixa de baixas magnitudes (mb < 3,0), além de ser a mais frequente, é bastante útil para mostrar a localização e o contorno das fontes sismogênicas, fazendo com que seja possível identificar as fontes sismogênicas e variações da frequência normalizada por unidade de área através de uma província sísmica, e através da própria região da Bacia de Santos. Registros sismográficos de eventos de maiores magnitudes são úteis para obter o espectro de projeto apropriado, mas estes necessitam de monitoramento de longo prazo para que se consiga capturar o registro de um terremoto com características próximas ao acelerograma de projeto (ou sismograma).

A norma ISO 19901-2 (INTERNATIONAL ORGANIZATION FOR STANDARDIZATION, 2004) apresenta mapas de aceleração sísmica aproximada para regiões offshore de todo o mundo, com um período de retorno de 1.000 anos, que podem ser usados para estimar a aceleração sísmica de pico do piso, PGA. Usando essa norma, um PGA de aproximadamente $0,4 \times 0,05 \text{ g} = 0,02 \text{ g}$ é obtido para a área do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos.

A PETROBRAS/CENPES/PDEP/TEO já emitiu vários trabalhos para blocos específicos da Bacia de Santos, apresentando os resultados de análises de verificação de estabilidade de taludes sob a ação de cargas sísmicas. Nessas análises foi empregado o método do equilíbrio limite pseudo-estático, considerando valores de aceleração de pico estimados com base probabilística e corrigidos por coeficientes sísmicos para obtenção da aceleração que representasse o efeito líquido da série temporal do registro de aceleração, para levar em consideração a curta duração dos picos nesse registro e também os efeitos da ductilidade do material, que impactam favoravelmente a capacidade sísmica de resistência do material geológico. Foram consideradas diferentes

hipóteses, sendo que os resultados apesar de divergirem um pouco, sempre resultaram com um nível de risco de deslizamentos aceitável, com períodos de retorno de alguns milhares de anos.

- Disparo de movimentos de massa por acúmulo de sedimentos na borda da Plataforma Continental

BORGES et al. (2013) descreveram análises de estabilidade de taludes determinísticas realizadas em caráter regional para a área do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos, englobando a zona de quebra da Plataforma Continental. A abordagem se baseou na combinação de dados batimétricos, sismológicos e parâmetros geotécnicos provenientes de ensaios de campo e de laboratório de bordo executados em amostras indeformadas de solos, de modo a aplicar o modelo de talude infinito para uma avaliação de estabilidade do fundo do mar utilizando um Sistema de Informações Geográficas, tendo-se verificado um nível de risco de deslizamentos baixo na Plataforma e Talude Continentais, podendo ser considerado aceitável.

As avaliações determinísticas de estabilidade de taludes renderam mapas temáticos georreferenciados de fatores de segurança contra escorregamentos do tipo translacionais rasos, definidos como a razão entre a resistência ao cisalhamento média e a tensão cisalhante atuante ao longo de uma superfície de ruptura assumida como paralela ao fundo do mar.

Foram calculados fatores de segurança estáticos e pseudo-estáticos (considerando a ação de sismos).

Para o caso estático, foram realizadas análises tanto para condições drenada quanto não-drenada para o comportamento do solo sob a atuação de carga gravitacional. O que se observou através dos mapas de fatores de segurança estáticos, tanto para as condições drenada quanto não-drenada, foi que toda área se apresentou com fatores de segurança acima do valor de 1,50. Assim, mediante a aplicação exclusiva do carregamento gravitacional, a área pode ser vista como não propensa à ocorrência de escorregamentos translacionais rasos, na ausência de mecanismos de disparo identificados e de anormalidades localizadas.

E quanto ao mapa de fatores de segurança pseudo-estáticos (calculado para uma aceleração de período de retorno de 475 anos), é que se for considerado um talude infinito submerso com a aceleração de pico do piso (PGA) obtida com a lei de atenuação de TORO et al. (1997) sem incertezas epistêmicas e aleatórias, e que efeitos dinâmicos devidos à resistência viscosa e aumento de adensamento acrescentem resistência ao solo em relação à sua capacidade estática, por um fator assumido de pelo menos 1,5 nas análises pseudo-estáticas, o fator de segurança pseudo-estático resultante é maior do que o mínimo de 1,0 para praticamente toda a área. Entretanto, o método pseudo-estático indicou algumas poucas áreas muito localizadas de potencial instabilidade, sugerindo que a hipótese de um aumento de 50% no valor da resistência não-drenada do solo deve ser examinada em laboratório por ensaios dinâmicos mais aprofundados. De qualquer forma, tais áreas foram muito pequenas, com volumes de materiais passíveis de deslizar também muito pequenos, gerando distâncias de corrida provavelmente muito curtas, além de se localizarem em pontos que não influem em rotas de dutos, poços, fundações e demais infraestruturas submarinas.

B) Caracterização Geológica e Geomorfológica da Área do Empreendimento

Considerações Gerais

Solicita-se esclarecimentos sobre a afirmativa de que a região do empreendimento situa-se na porção centro-norte do Platô de São Paulo.

A empresa, em contradição com o anteriormente afirmado, informou que a região onde localizam-se os empreendimentos em licenciamento situa-se na parte sul do Platô de São Paulo. Novamente, solicita-se que esta defina se o polo Pré-Sal localiza-se na região central ou centro-norte do Platô de São Paulo ou na região sul desta feição fisiográfica.

Resposta/Esclarecimento: A região do empreendimento está localizada na porção Central do Platô de São Paulo, próximo ao limite com o talude continental, conforme **Figura 17**.

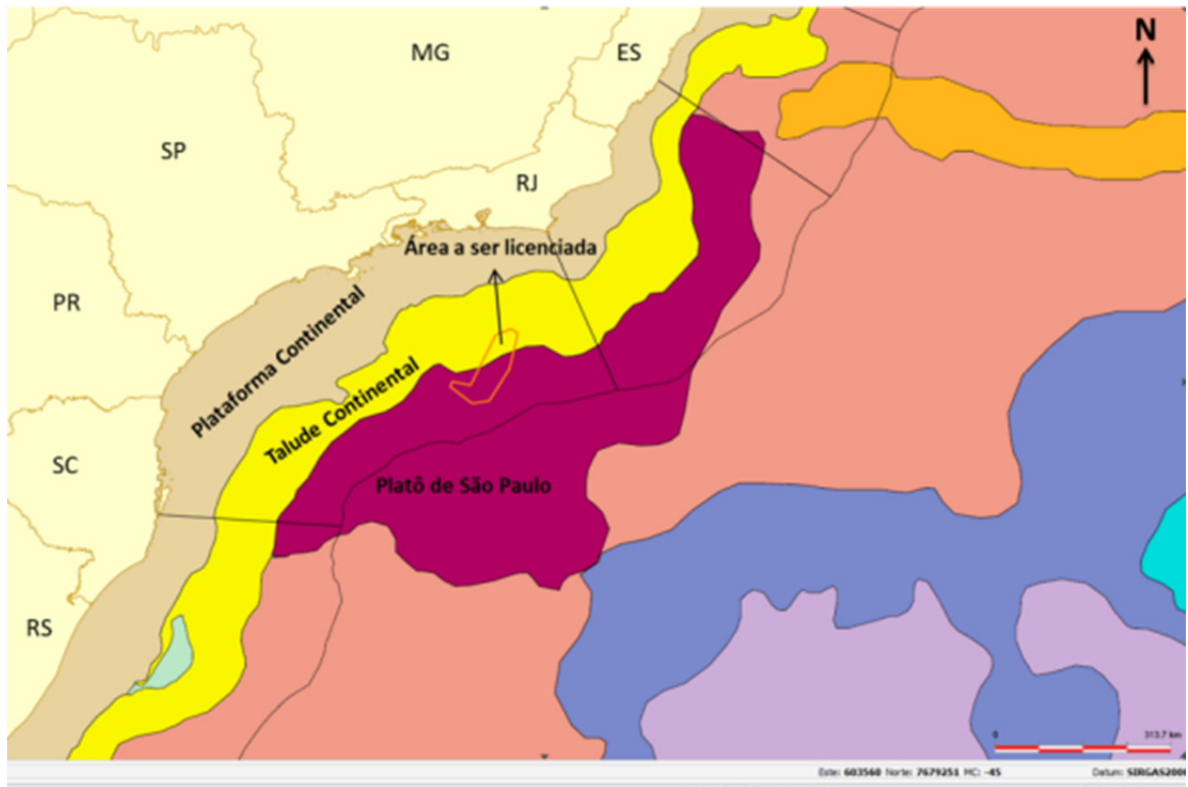


Figura 17 – Mapa Geomorfológico da Bacia de Santos. Fonte: Adaptado de Zembruscki, (1979).

Descrição dos Sedimentos de Fundo da Área do Empreendimento

Criou-se a proposição denominada “Drape Holocênico”, que por vezes é muito anterior ao Holoceno, para afirmar que as bacias de Santos, Campos e Espírito Santo, não sofreram movimentos de massa algum, durante este intervalo de tempo tão longo. Solicita-se que a empresa se posicione acerca deste tema.

Resposta/Esclarecimento: Com base na interpretação de dados sísmicos de alta resolução (Imagens de Sonar, perfis SBP – Subbottom Profile e batimetria de multifeixe) e na descrição dos diversos testemunhos geológicos (rasos e profundos) obtidos na área do polo Pré-Sal, não foi detectada a presença de

depósitos de movimentos de massa recentes. Esses depósitos encontram-se com cobertura do drape hemipelágico (Holoceno/Pleistoceno).

A **Figura 18** ilustra esses depósitos, o fundo marinho mimetiza a morfologia do movimento de massa do subfundo marinho (Lama heterogênea). Observa-se ainda que os escassos depósitos de movimento de massa presentes apresentam idades superiores a 42.000 anos (Datação por foraminíferos – Biozona Y2).

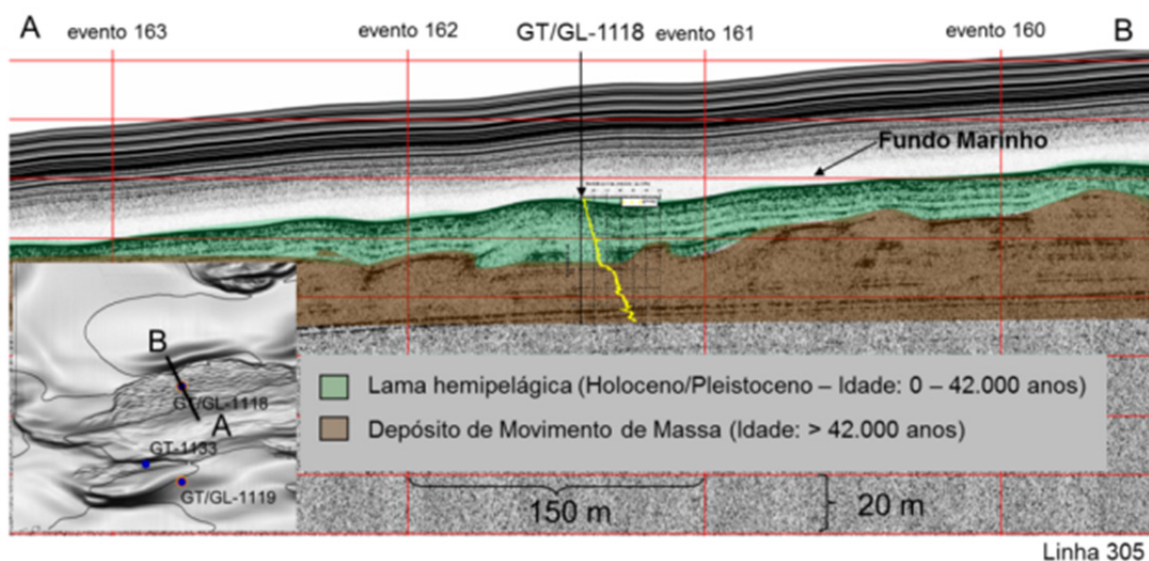


Figura 18 – Perfil SBP mostrando depósitos de sedimentos soterrados. Fonte: PETROBRAS (2013).

Em relação à parte do estudo que trata dos temas “Geologia e Geomorfologia”, é importante frisar que apesar da abundância de figuras, mapas e fotografias, o conteúdo foi empobrecido pela argumentação escassa e ausência de análises de outros fatores de geo-risco como zonas de gás ou água rasa sobrepressurizadas e consequentemente pockmarks; hidratos de gás, ambos aplicáveis no caso de instalação de equipamentos no leito marinho ou perfuração de poços durante a fase de produção, além da influência de tempestades na dinâmica sedimentar plataformar e, por consequência, do talude e do sopé continental na origem de movimentos de massa. A empresa insiste na ausência de movimentos de sedimentos incoerentes nesta vasta parte da margem continental brasileira, não admitindo nem mesmo movimentos motivados de correntes marinhas.

Resposta/Esclarecimento: Destaca-se que durante a elaboração dos Estudos de “Geohazard” (Avaliação Geológica) são consideradas a existência de fatores de georisco (zona de gás ou água rasa sobrepressurizadas, pockmarks e hidratos de gás), no entanto analisando os dados sísmicos de alta resolução (Imagens de Sonar, perfis SBP – Subbottom Profile e batimetria de multifeixe) e sísmica 3D disponíveis na área dos TLDs e DPs, não foram observadas a presença destes fatores. Os movimentos de massa no talude foram avaliados na última questão do Item A) deste capítulo.

Em relação aos perfis SBP é necessário um aumento de escala vertical e horizontal em, no mínimo 5 vezes, além de aumento da definição das imagens.

Resposta/Esclarecimento: Seguem abaixo os perfis SBP (**Figuras 19 e 38**) com melhor definição e aumento de escala vertical e horizontal (2X). Porém, por limitação do software utilizado, não foi possível aumentar em 5 vezes conforme solicitado. (O aumento de 5X, só seria possível se reduzisse o tamanho da seção).

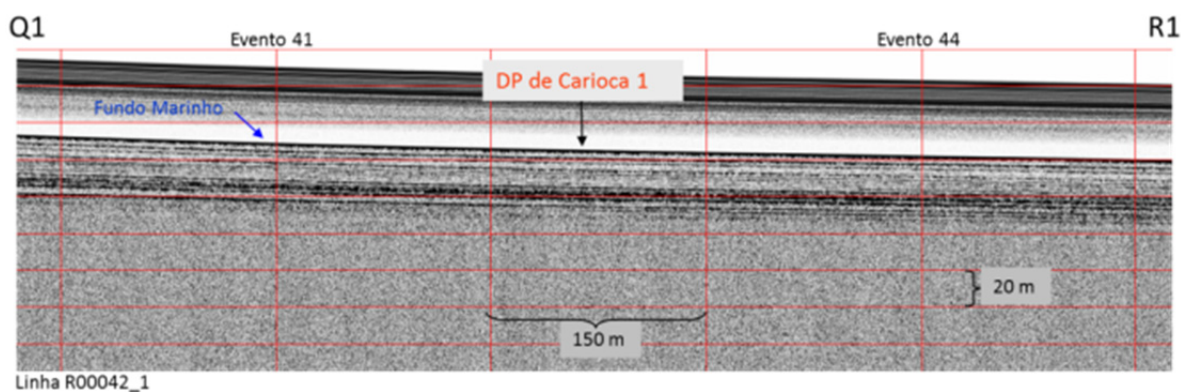


Figura 19 – Perfil SBP da área do DP de Carioca 1. Fonte: PETROBRAS, 2013

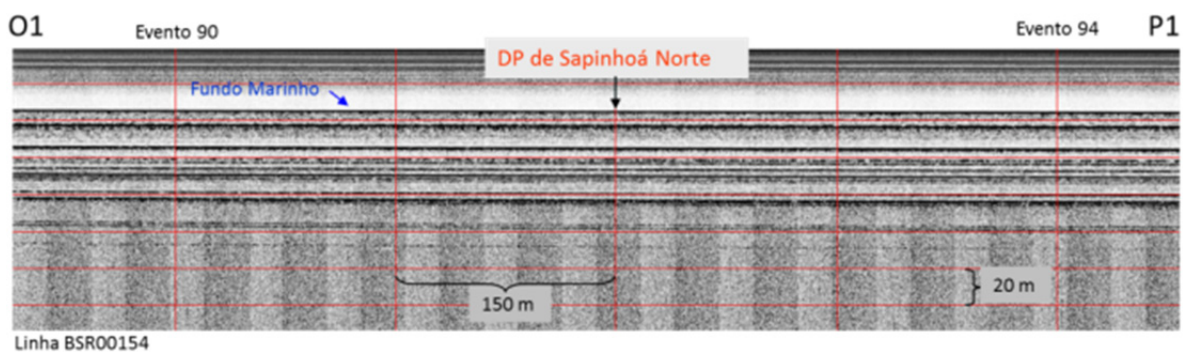


Figura 20 – Perfil SBP da área do DP de Sapinhoá Norte. Fonte: PETROBRAS, 2013

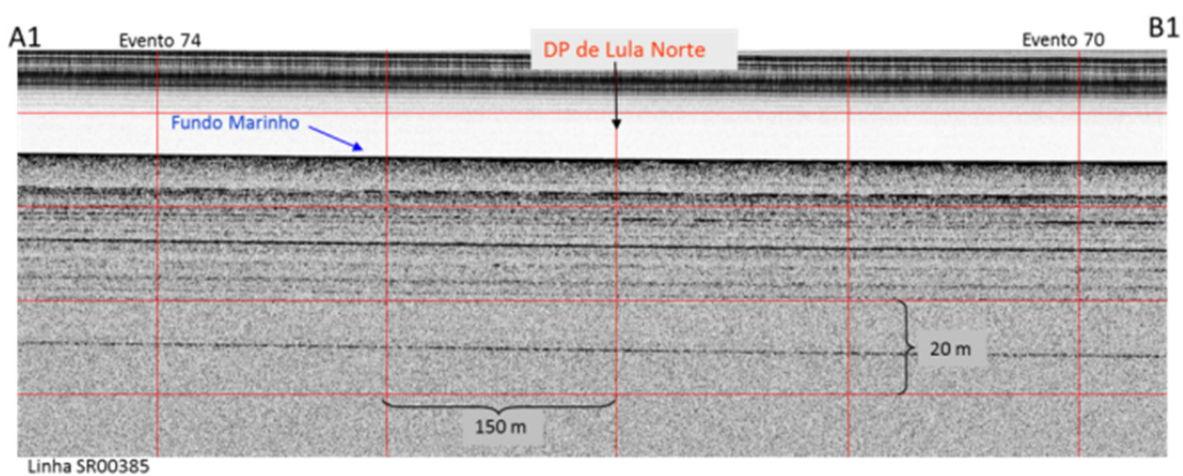


Figura 21 – Perfil SBP da área do DP de Lula Norte. Fonte: PETROBRAS, 2013

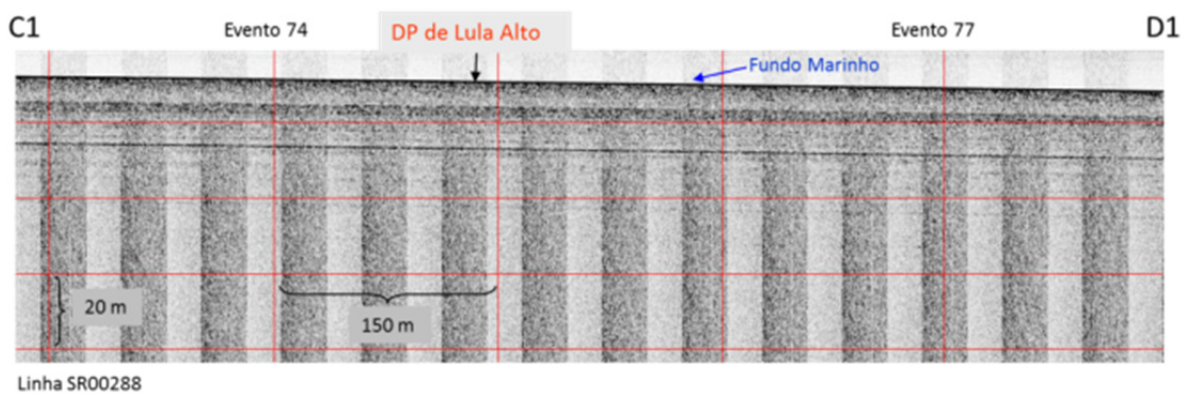


Figura 22 – Perfil SBP da área do DP de Lula Alto. Fonte: PETROBRAS, 2013

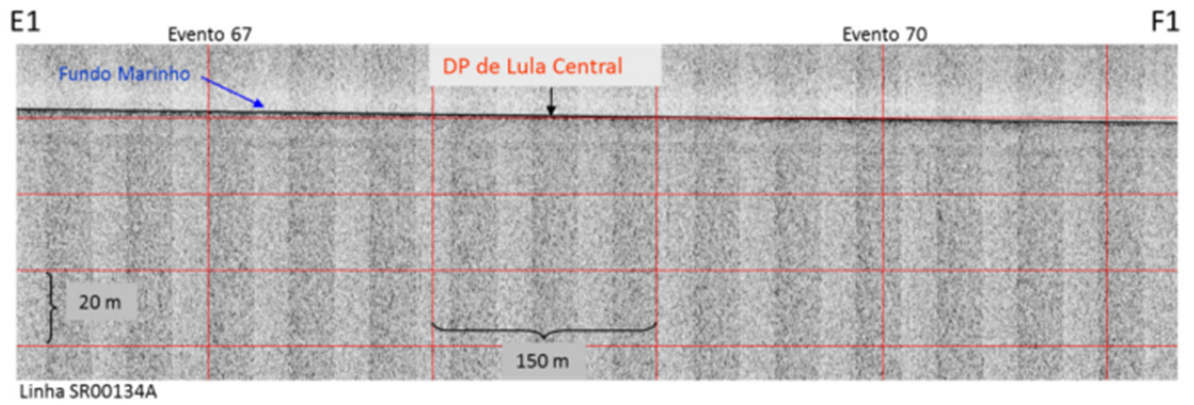


Figura 23 – Perfil SBP da área do DP de Lula Central. Fonte: PETROBRAS, 2013

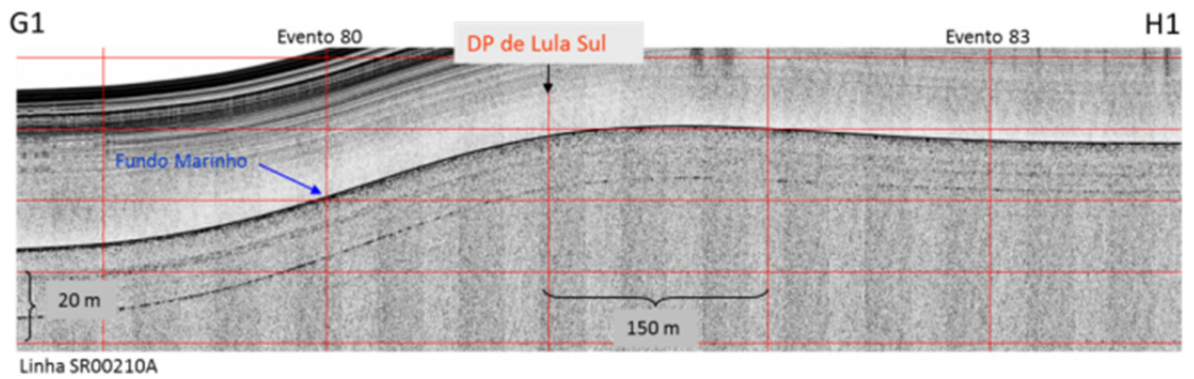


Figura 24 – Perfil SBP da área do DP de Lula Sul. Fonte: PETROBRAS, 2013

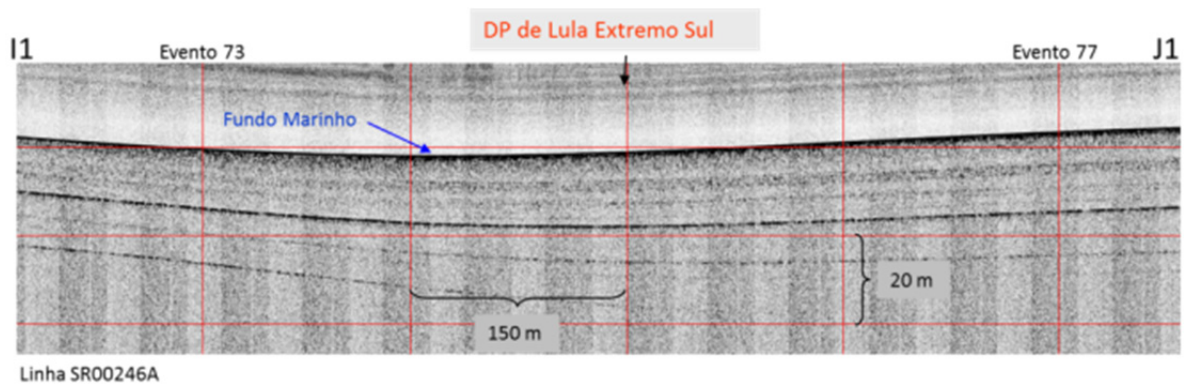


Figura 25 – Perfil SBP da área do DP de Lula Extremo Sul. Fonte: PETROBRAS, 2013

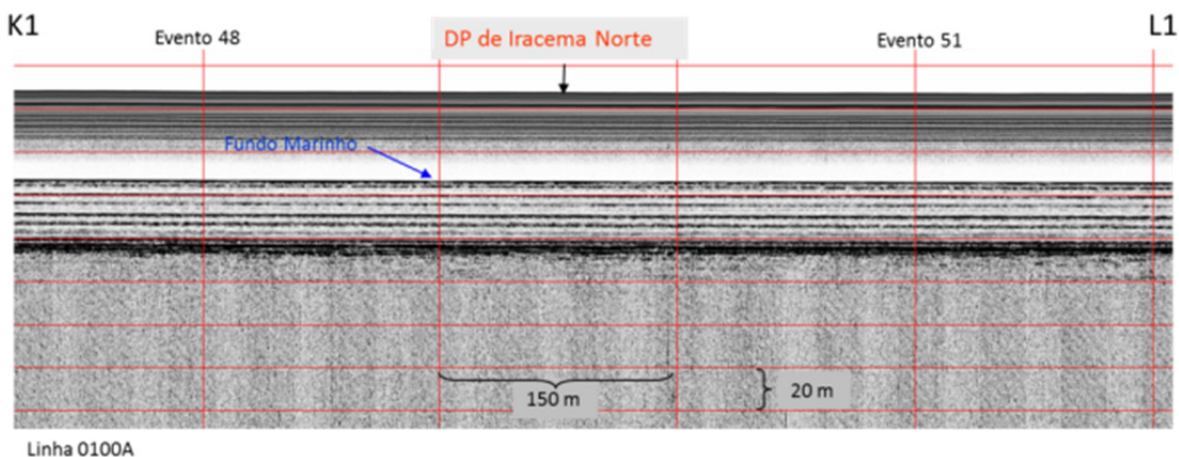


Figura 26 – Perfil SBP da área do DP de Iracema Norte. Fonte: PETROBRAS, 2013

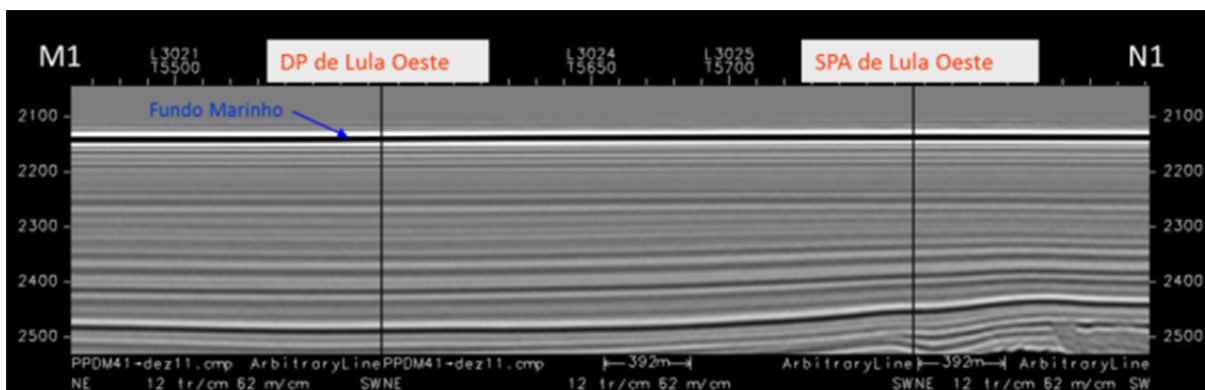


Figura 27 – Perfil SBP da área do DP e SPA de Lula Oeste. Fonte: PETROBRAS, 2013

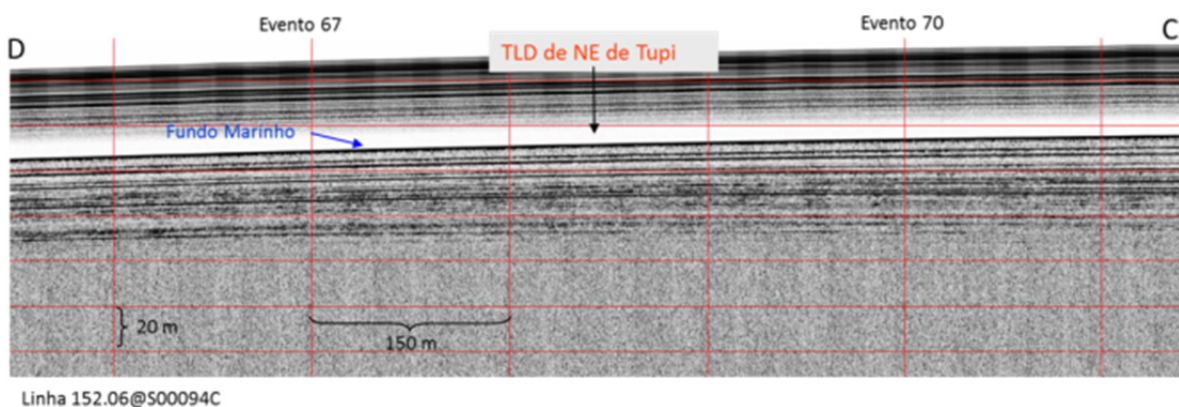


Figura 28 – Perfil SBP da área do TLD de NE de Tupi. Fonte: PETROBRAS, 2013

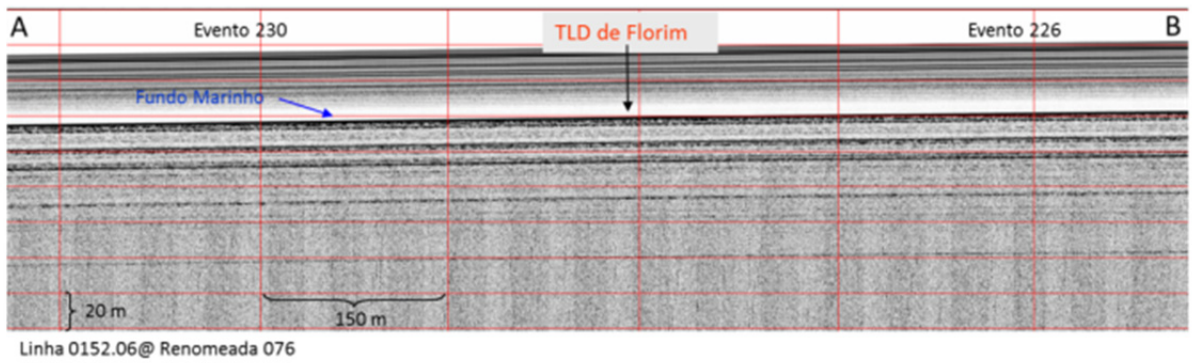


Figura 29 – Perfil SBP da área do TLD de Florim. Fonte: PETROBRAS, 2013

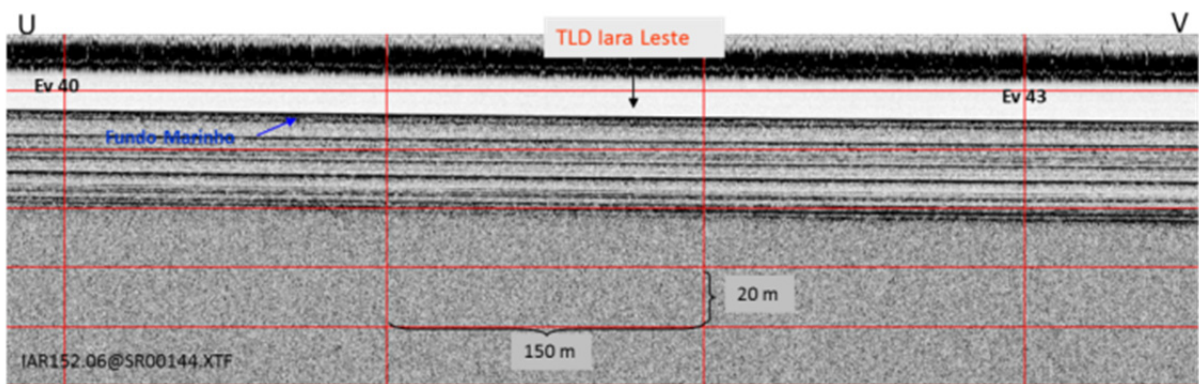


Figura 30 – Perfil SBP da área do TLD lara Leste. Fonte: PETROBRAS, 2013

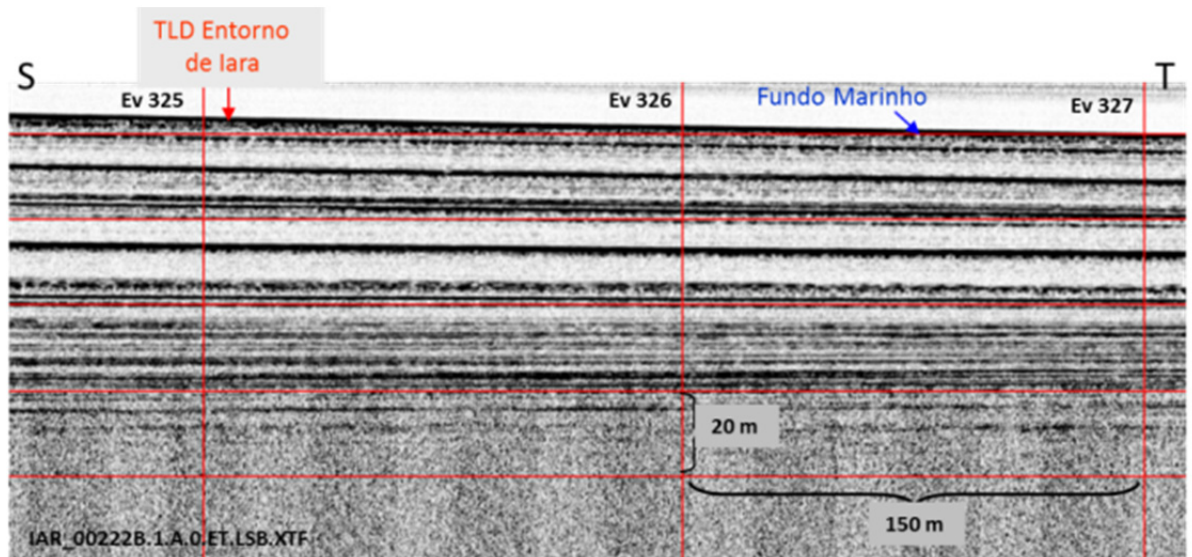


Figura 31 – Perfil SBP da área do TLD Entorno de lara. Fonte: PETROBRAS, 2013

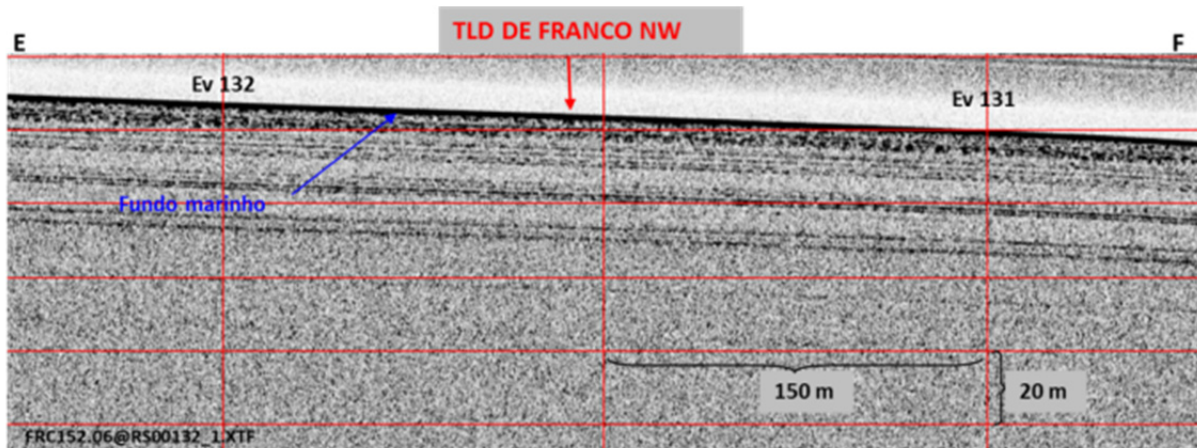


Figura 32 – Perfil SBP da área do TLD de Franco NW. Fonte: PETROBRAS, 2013

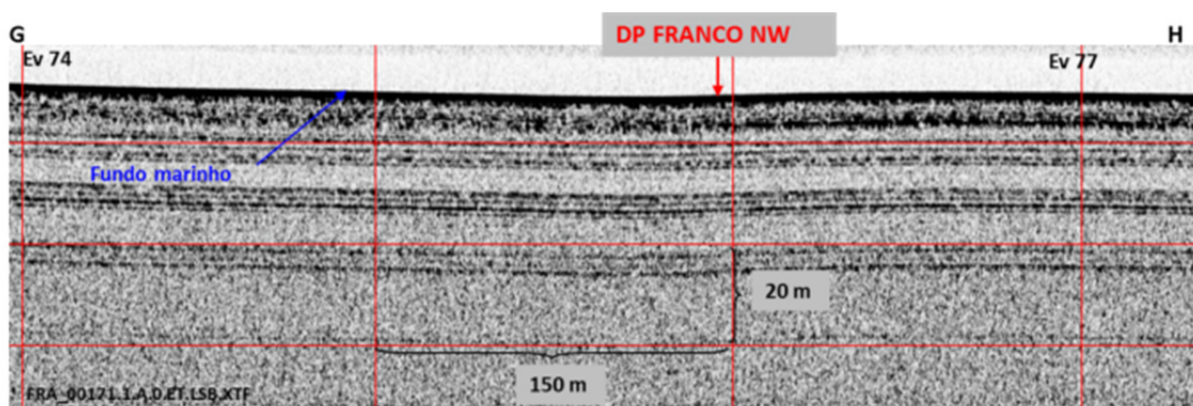


Figura 33 – Perfil SBP da área do DP de Franco NW. Fonte: PETROBRAS, 2013

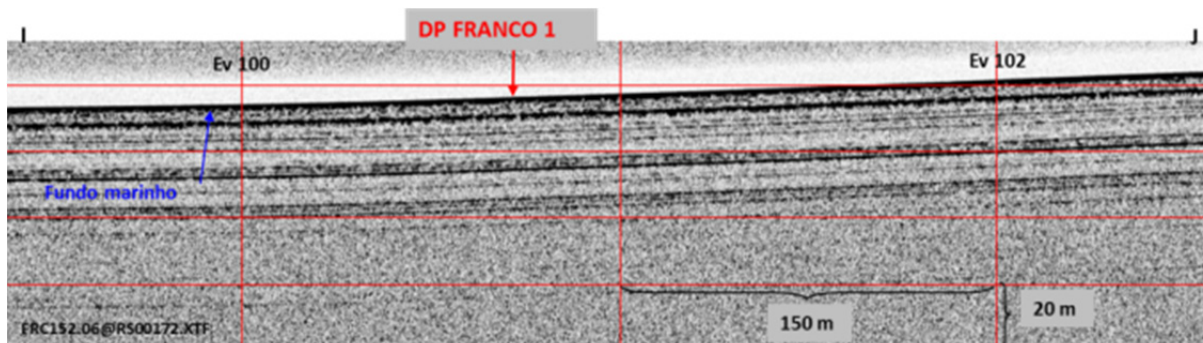


Figura 34 – Perfil SBP da área do DP de Franco 1. Fonte: PETROBRAS, 2013

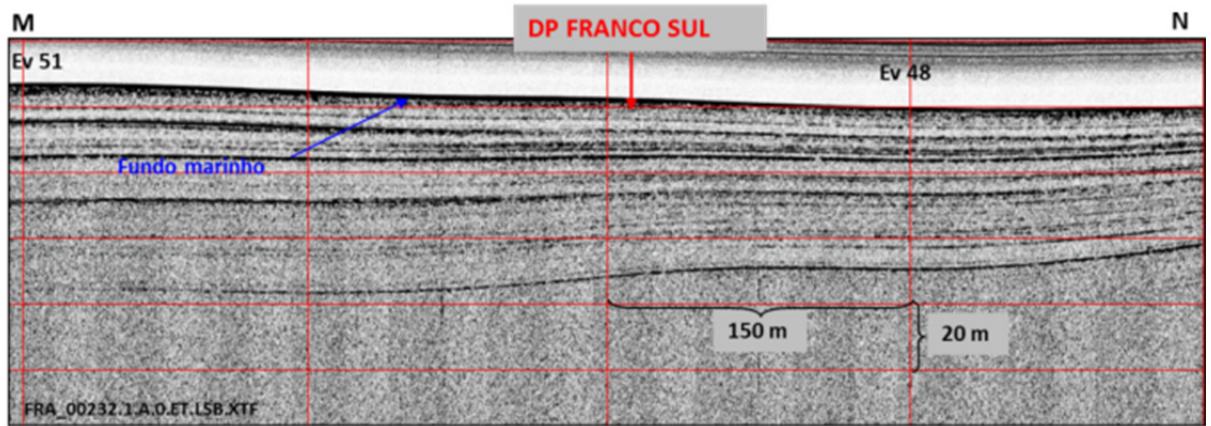


Figura 35 – Perfil SBP da área do DP de Franco Sul. Fonte: PETROBRAS, 2013

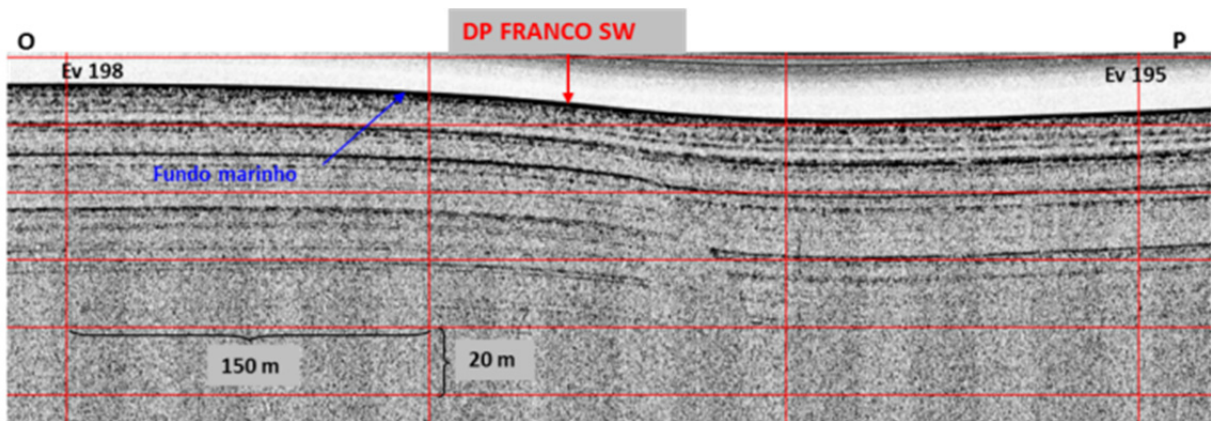


Figura 36 – Perfil SBP da área do DP de Franco SW. Fonte: PETROBRAS, 2013

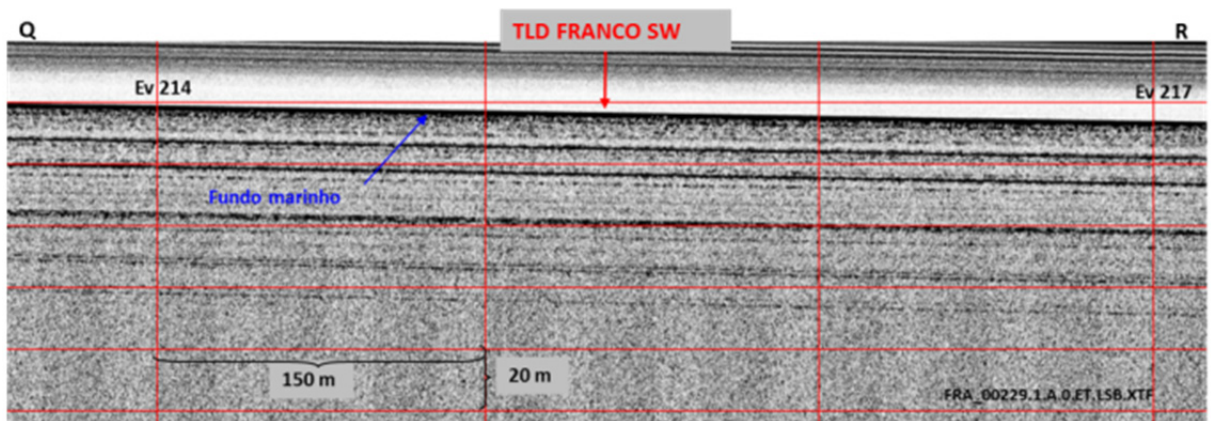


Figura 37 – Perfil SBP da área do TLD de Franco SW. Fonte: PETROBRAS, 2013

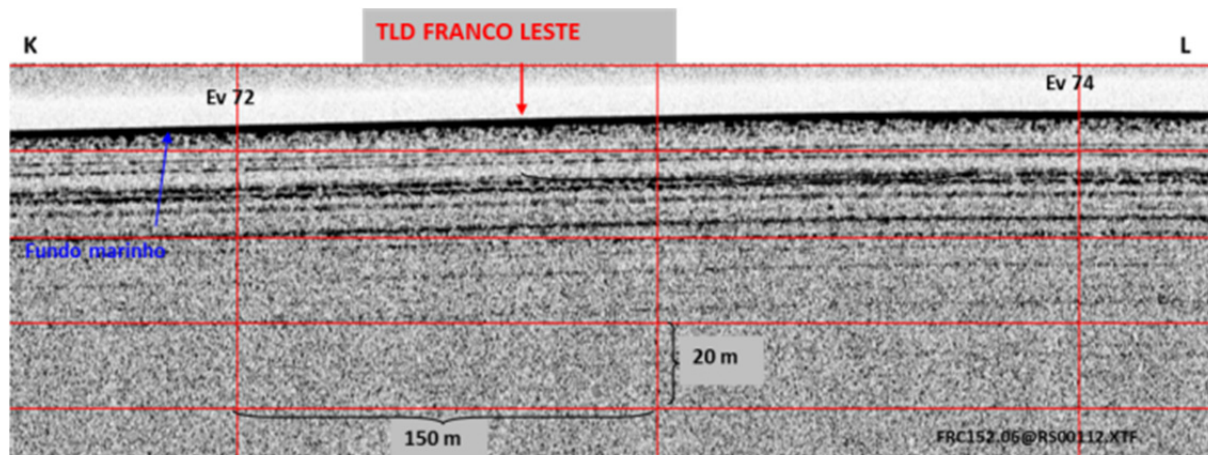


Figura 38 – Perfil SBP da área do TLD de Franco Leste. Fonte: PETROBRAS, 2013

Na “Figura II.5.1.4.38”, a imagem superior esquerda mostra feições de leito que representam “ripples marks”. A presença de “ripples marks” desmente a proposição de ausência de uma dinâmica sedimentar, mesmo que moderada, em grandes profundidades. O mesmo se observa na “Figura II.5.1.4.48”. Por sua vez, a “Figura II.5.1.4.61” mostra feições indicativas de movimentos gravitacionais de massa no domínio do Polo Pré-Sal, o que coloca em dúvida o modelo de “Drape Holocênico”.

Resposta/Esclarecimento: Caso as figuras citadas (Figura II.5.1.4.38 e II.5.1.4.48) sejam indicativas da presença de “ripples marks”, provavelmente as mesmas sejam resultantes da atuação pretérita de correntes de baixa velocidade capazes de remobilizar apenas sedimentos com equivalência hidráulica de tamanho silte e argila (sedimentos lamosos), conforme encontrados nos diversos testemunhos geológicos da região. Vale ressaltar, nas figuras mencionadas, a presença de uma superfície bastante bioturbada, evidenciando uma feição relíquia, formada provavelmente durante um evento um pouco mais ativo no passado.

C) Estudo de Dinâmica Sedimentar Local

Seria bem mais fácil para o processo de licenciamento em curso se a empresa admitisse a presença de uma dinâmica sedimentar no leito marinho nas

feições fisiográficas abarcadas pela margem continental. Entretanto, como a empresa demonstra em imagens de ROV, o leito marinho, em profundidade não especificada, é sujeito a dinâmica sedimentar moderada com prováveis movimentos de maior energia e densidade de fluxos de sedimentos.

Resposta/Esclarecimento: O leito marinho da área onde serão implantados os projetos do da Etapa 2, é afetado por correntes de baixa velocidade capazes de remobilizar apenas sedimentos com equivalência hidráulica de tamanho silte e argila(sedimentos lamosos),conforme encontrados nos diversos testemunhos geológicos da região. Sendo assim, não se espera movimentos de maior energia e densidade de fluxos de sedimentos atuando na região.

II.5.2 - Meio Biótico

A análise que se segue, menciona somente os subitens para os quais existem comentários/solicitações a serem feitas:

II.5.2.1 - Unidades de Conservação

De acordo com o estudo apresentado foram identificadas 163 UCs (59 APAs, 4 Estações Ecológicas, 11 Monumentos Naturais, 2 Parques Nacionais, 14 Parques Estaduais, 34 Parques Municipais, 1 Reserva Extrativista; 24 Reservas Particulares do Patrimônio Natural, 6 Reservas Biológicas, 7 Áreas de Interesse especial e 1 Refúgio da Vida Silvestre). Em relação à representatividade dos ecossistemas nas UCs, o ambiente Mata Atlântico é o mais representativo (56,93%), seguido pelos ecossistemas Marinhos e Costeiros (14,35%), Restinga (12,87%), Manguezal e Costão Rochoso (6,43%), Laguna (1,99%) e Dunas (1%).

Apesar de terem sido identificadas 163 Unidades de Conservação, nem todas tiveram sua localização, objetivos de criação, histórico, usos permitidos de acordo com a categoria correspondente e com o Plano de Manejo descritos no EIA apresentado. Foram detalhadas as informações sobre as UCs costeiras e oceânicas; aquelas categorizadas no SNUC, exceto as RPPNs; e as que estão incluídas nos raios de 10 km delimitados no entorno das bases de apoio (aéreas e marítimas) e rotas marítimas.

No entanto, algumas unidades que se enquadram nestes critérios não foram caracterizadas, como, por exemplo, a APA da Baía de Paraty/Paraty-Mirim/Saco do Mamanguá, a ARIE Ilhas Queimada Grande e Queimada Pequena e as ESECs de Tupiniquins e Tupinambás. Solicita-se, portanto, a revisão das unidades a serem caracterizadas e a devida complementação.

Resposta/Esclarecimento: De acordo com o descrito na página 22/425 do diagnóstico do meio biótico, item II.5.2.1 da Rev0 do EIA, “Em função da intervenção do empreendimento ser no mar e contar com bases de apoio

marítimas localizadas nos estados do Rio de Janeiro e São Paulo, foram considerados os seguintes critérios para descrição das UCs listadas acima:

1º) UCs costeiras e oceânicas;

2º) UCs categorizadas no SNUC, exceto as RPPNs;

3º) UCs que estão incluídas nos raios de 10 km delimitados no entorno das bases de apoio (aéreas e marítimas) e rotas marítimas. Vale destacar que nas bases portuárias levou-se em consideração a área do porto organizado (porto, retroporto e área de fundeio).”

Vale ressaltar que apenas as UCs que se enquadram, simultaneamente, nos três critérios supracitados foram descritas no diagnóstico no meio biótico.

Apesar das UCs listadas (APA da Baía de Paraty/Paraty-Mirim/Saco do Mamanguá, a ARIE Ilhas Queimada Grande e Queimada Pequena e as ESECs de Tupiniquins e Tupinambás) serem costeiras e/ou oceânicas, não estão incluídas no raio de 10 km do entorno das bases de apoio do Projeto Etapa 2.

Sendo assim, a APA da Baía de Paraty/Paraty-Mirim/Saco do Mamanguá dista aproximadamente 8 km do raio de 10 km, a ARIE Ilhas Queimada Grande e Queimada Pequena dista 35 km do raio de 10 km e as ESECs de Tupiniquins e Tupinambás distam 35 km e 10 km, respectivamente do raio de 10 km.

Portanto, essas UCs foram listadas nos **Quadros II.5.2.1-2 e II.5.2.1-3**, mas não foram caracterizadas.

Relativamente à UC PNM de São Gonçalo, esta foi integrada à este estudo de impacto ambiental, em virtude da revisão da área de estudo do meio socioeconômico, que inseriu Niterói como base de apoio marítima às atividades do Projeto Etapa 2. Uma vez que essa UC é terrestre e, portanto, não se encaixa nos três critérios supracitados, seguem abaixo listadas as principais características dessa unidade, conforme foi apresentado para as demais UCs que apresentaram essas mesmas características (conforme indicaram os **Quadros II.5.2.1-2 e II.5.2.1-3**, da revisão 0 do EIA do Projeto Etapa 2).

Nº no Mapa	Nome	Ato de Criação	Esfera	Localização	Área (ha)	Principais Ambientes	Plano de Manejo	Categoria	Pertence ao CNUC	Costeira/Oceânica
79	Parque Natural Municipal de São Gonçalo	Decreto Municipal 038/2001	Municipal	São Gonçalo/RJ	-	Mata Atlântica	Não Possui	Uso Sustentável	Não	Não

Ressalta-se que as demais Unidades de Conservação que estão inseridas dentro do raio dos 10 km do porto de Niterói já haviam sido listadas nos **Quadros II.5.2.1-2** e **II.5.2.1-3**, da revisão 0 do EIA do Projeto Etapa 2, em função de também já estarem contempladas no raio designado para o Porto do Rio de Janeiro. O **Anexo II.5.2.1-A** traz o mapa de Unidades de Conservação do Estado do Rio de Janeiro atualizado, indicando a base de apoio de Niterói.

O Termo de Referência nº 002/2013 solicitou além das informações apresentadas que os mapas de unidades de conservação representassem as estruturas a serem instaladas além das rotas, devidamente identificadas, de todas as embarcações engajadas no empreendimento (durante todas as suas fases). Solicitam-se as devidas alterações com base nesta solicitação.

Resposta/Esclarecimento: Os mapas de Unidades de Conservação (UCs) apresentados na rev0 do EIA do Projeto Etapa 2 indicaram as rotas das embarcações que prestarão apoio em todas as fases desse projeto. Relativamente à indicação, em mapa, das estruturas a serem instaladas (FPSOs e gasodutos) estas não constam dos mapas das UCs já que a implantação destas estruturas ocorrerá a uma distância superior a 200 km da Costa. Nessa região não foram identificadas UCs. Destaca-se que a UC mais próxima dista aproximadamente 160 km das estruturas que serão instaladas para o Projeto Etapa 2, como pode ser observado no **Anexo II.5.2.1-B**.

II.5.2.2 - Identificação e Caracterização de Áreas de Uso de Quelônios Marinhos

*O EIA apresentou o litoral de São Paulo como uma importante área de alimentação e repouso de juvenis da espécie *Caretta caretta* apesar de haver ocorrências das outras quatro espécies. A Bacia de Santos também é rota de migração entre as áreas de desova.*

Solicita-se a apresentação de mapas como o representado pela figura II.5.2.2-11 para refletir a distribuição espacial das outras espécies de quelônios em suas áreas de uso.

Resposta/Esclarecimento: Conforme apresentado no item II.5.2.2 - Identificação e Caracterização de Áreas de Uso de Quelônios Marinhos, principalmente na página 114/425, da revisão 0 do EIA do Projeto Etapa 2, “Para todas as espécies há registros esporádicos e não-reprodutivos, ou seja, os registros não estão relacionados à temporadas de nidificação e sim à presença das espécies devido à importância da região como área de alimentação e escala durante seus deslocamentos migratórios (DOMINGO et al., 2006; SOTO & BEHEREGARAY,

1997).” As Figuras 1, 2 e 3 apresentadas no **Anexo II.5.2.2-A** desta resposta ilustram que as demais espécies não possuem ocorrência direta na área de estudo, ou seja, elas transitam na área mas não se utilizam dela para nidificar.

II.5.2.3 - Recursos Pesqueiros, aves Marinhas, Mamíferos Marinhos

II.5.2.3.2 - Aves Marinhas

Inicialmente, observou-se que não foram consultadas referências bibliográficas recentes, sendo a maioria citada de cerca de 10 (dez) anos atrás. Diversas referências importantes para aves marinhas no Brasil não foram consultadas, tais como BARBIERI et al. 2013, SILVA-COSTA e BUGONI 2013, QUILLFELDT et al. 2013, MANCINI et al. 2013, IUCN 2013, DIAS et al. 2012, KLEIN et al. 2012, BUGONI et al. 2011, BROWN et al. 2010, BUGONI e FURNESS 2009, BUGONI 2008, entre outras. Além disso, várias das referências citadas ao longo do texto não constavam do item “II.13 – Bibliografia”, como por exemplo Marini & Garcia (2005), SICK (1997), CBRO (2010), Nunes & Tomas (2008), Neves et al. (2006), dentre outras.

Resposta/Esclarecimento: Frente a tantos esclarecimentos e revisões deste item do diagnóstico, optou-se por revisar e rerepresentar o item II.5.2.3.2 – Aves Marinhas, conforme **Anexo II.5.2.3.2-A**.

A consultora informa que foram consultadas e inseridas ao longo do documento diversas referências bibliográficas atuais, tais como: BARBIERI et al. (2013), SILVA-COSTA e BUGONI (2013), MANCINI (2013), IUCN (2013), DIAS et al. (2012), BUGONI et al. 2011, BUGONI e FURNESS (2000), dentre outras, como pode ser observado no **Anexo II.5.2.3.2-A**.

Ressalta-se que a bibliografia referente a este item foi revisada e atualizada, considerando-se as referências ausentes, bem como as novas incluídas para elaboração da presente resposta ao Parecer Técnico. Esta bibliografia está apresentada ao final do **Anexo II.5.2.3.2-A**.

De forma geral, o texto apresentado ficou confuso, não deixando claro, sequer a quantidade de aves que o Brasil possui. No primeiro parágrafo é informado que o Brasil possui entre 1696 e 1731 espécies de aves e cita uma referência de 2005 (Marini & Garcia, 2005). No parágrafo seguinte afirma que o país tem 168 aves marinhas e 1825 espécies de aves (CBRO, 2010). O item “Interação com atividade pesqueira das espécies visitantes” (EIA, II.5, pág. 202/425) apresentou 148 aves marinhas. Vale salientar que, atualmente, o Comitê Brasileiro de Registros Ornitológicos (CBRO, 2014) reconhece 1.901 espécies de aves no país.

Resposta/Esclarecimento: Conforme apresentado no **Anexo II.5.2.3.2-A**, o número de aves registradas no Brasil foi atualizado, em consonância com o Comitê Brasileiro de Registros Ornitológicos (CBRO, 2014). Quanto às espécies marinhas, é sabido que o número dessas espécies varia de acordo com a proposta taxonômica adotada. De maneira geral, diversos autores (e.g. HARRISSON, 1983, ENTICOTT, 1997; SICK, 1997) concordam que esse grupo seja composto pelas Ordens Sphenisciformes (pinguins), Procellariiformes (albatrozes e petréis), Pelecaniformes (rabos-de-palha, atobás, pelicanos, fragatas, biguás) e Charadriiformes (maçaricos, batuíras, gaivotas, trinta-réis e afins).

Novas propostas taxonômicas, como a de CHRISTIDIS & BOLES (2008), porém, têm dividido as aves marinhas em seis Ordens: Sphenisciformes (pinguins), Procellariiformes (albatrozes e petréis), Pelecaniformes (pelicanos), Suliformes (atobás, fragatas e biguás), Phaethontiformes (rabos-de-palha) e Charadriiformes (maçaricos, batuíras, gaivotas, trinta-réis e afins). Tal arranjo é o atualmente adotado pelo CBRO (2014) e, conseqüentemente, na revisão deste estudo.

A abordagem sobre as aves marinhas foi igualmente confusa. Inicialmente foi adotada a definição de Nunes & Tomas (2008), que considera como aves marinhas aquelas que se alimentam das praias até as áreas oceânicas. Nos parágrafos seguintes foi considerado como aves marinhas apenas parte do grupo, geralmente da Ordem Procellariiformes. Posteriormente, na leitura e análise do texto do EIA/RIMA, foi possível concluir que boa parte da “confusão” e

informações contraditórias decorreu da citação integral de partes dos artigos e bibliografia compilada. Assim, área de estudo ou área considerada refere-se às diferentes áreas originais dos estudos referidos nos artigos e não à área do empreendimento. Da mesma forma, os termos “aves marinhas” e “aves migratórias” utilizados ao longo do texto se referiam ao grupo objeto do estudo original e não ao conjunto da área do empreendimento, por isso ora assume uma conotação ou representa um grupo, ora outro. Nesse sentido ao trabalho de compilação bibliográfica faltou a sintetização e contextualização das informações para o EIA.

Resposta/Esclarecimento: Ressalta-se que, conforme apresentado no **Anexo II.5.2.3.2-A**, foi adotada a seguinte classificação para as aves marinhas (SICK, 1997):

Costeiras ou praianas: aves marinhas que ocorrem em áreas costeiras e praias. Seus principais representantes são as espécies das ordens Phaethontiformes, Suliformes e Charadriiformes que nidificam em ilhas litorâneas.

Pelágicas ou oceânicas: aves marinhas que vivem nos oceanos, no mar aberto. Seus principais representantes são as espécies das ordens Sphenisciformes e Procellariiformes, aparecendo na costa brasileira apenas ocasionalmente durante extensas migrações, vindos, na sua maioria, de regiões subantárticas.

Considerando que a atividade do Projeto Etapa 2 será realizada em área oceânica, distante 200 a 300 km da linha de costa e a 2.000 m de profundidade, houve inicialmente um maior destaque às espécies pelágicas pertencentes ao grupo dos albatrozes e petréis, principalmente as representantes da Ordem Procellariiformes (albatrozes e petréis). Contudo, informações sobre outras espécies de aves marinhas, como as representantes das Ordens Suliformes (atobás, fragatas e biguás), Pelecaniformes (garças e socós) e Charadriiformes (maçaricos, batuíras, gaivotas, trinta-réis e afins) foram acrescentadas no **Anexo II.5.2.3.2-A**.

O “Quadro II-5.2.3.2-1 – Ocorrência e habitat das aves costeiras e marinhas da área de estudo”, está incompleto. Faltaram diversas espécies costeiras e

marinhas com ocorrência para a área, inclusive algumas citadas no restante do texto e em tabelas apresentadas na sequência.

Resposta/Esclarecimento: O Quadro II.5.2.3.2-1 foi revisado e rerepresentado no **Anexo II.5.2.3.2-A**. Foram incluídas aproximadamente 60 espécies no Quadro, atualizadas a partir das adequações efetuadas no texto e das seguintes referências: CBRO (2014); TAVARES *et al.* (2013); DIAS *et al.* (2012); BARBIERI *et al.* (2010); CREMER *et al.* (2011); CREMER & GROSE (2010); KRUL *et al.* (2011); SANTOS & ALVES (2011); SCHERER-NETO *et al.* (2011); SILVEIRA & UEZU (2011); ABREU *et al.* (2010); BARBIERI & PAES (2008); MMA (2008); PELANDA (2007); NEVES *et al.* (2006); ALVES *et al.* (2004); BARNETT *et al.* (2004); BRANCO (2004); KRUL (2004); SICK (1997).

*O texto identificou espécies registradas em praias oceânicas e ilhas de SC (Quadro II.5.2.3.2-1), no entanto afirmou que “Como essas espécies são registradas principalmente, para o ambiente costeiro, não são esperadas interações com o presente empreendimento, uma vez que o litoral catarinense não é rota de navegação de embarcações de apoio à atividade”. Tal afirmação desconsidera que se tratam de espécies residentes com ampla capacidade de deslocamento e que parte delas são espécies cuja rota migratória inclui a área marinha e oceânica da Bacia de Santos (vide Evegang *et al.*, 2010, para *Sterna paradisea*; Efe *et al.* 2006, para deslocamentos de *Sula leucogaster*, e os registros para espécies de aves limícolas migratórias para as ilhas oceânicas de Fernando de Noronha e Atol das Rocas por Schulz, 2004, e outros. Além dos registros no litoral propriamente dito, corroborando a ideia que a rota atlântica não se limita às praias). A afirmação desconsidera também todas as outras atividades potencialmente geradoras de impacto, relacionadas ao empreendimento que não a navegação de apoio. De uma forma geral, o levantamento dos fatores bióticos com relação à avifauna marinha deu menor destaque aos dados relacionados à costa de Santa Catarina, embora compreenda a área marinha costeira com maiores probabilidades de toque em casos de vazamento de óleo.*

Resposta/Esclarecimento: Considerando que as aves marinhas são os animais mais vulneráveis à poluição do mar por petróleo e seus derivados (CLARCK,

1984; PIATT *et al.*, 1990 *apud* PELANDA, 2007), um eventual vazamento de petróleo, por exemplo, pode afetar não somente as espécies pelágicas, mas também as costeiras, apesar da maioria de suas representantes ocorrer distante da área do empreendimento.

Com base nesta vulnerabilidade, a revisão do item, conforme apresentado no **Anexo II.5.2.3.2-A**, contempla informações adicionais sobre as espécies costeiras, incluindo a região sul (Santa Catarina e Paraná), uma vez que muitas delas utilizam as praias e ilhas do litoral da área de estudo para alimentação e reprodução (e.g. BRANCO, 2004; KRUL, 2004; CARNIEL & KRUL, 2010; CREMER & GROSE, 2010; HOGAN *et al.*, 2010; dentre outros).

Ao abordar as aves marinhas migratórias, foram misturadas informações sobre as espécies e rotas migratórias dos Procellariiformes e Charadriiformes. No entanto, há poucas informações sobre os últimos. Solicita-se a devida complementação.

Resposta/Esclarecimento: Dentre os representantes da Ordem Charadriiformes, destacam-se na área de estudo as espécies das famílias Charadriidae (batuínas), Scolopacidae (maçaricos), Stercorariidae (mandriões), Laridae (gaivotas) e Sternidae (trinta-réis). De maneira geral, várias espécies que compõem essa ordem são migrantes tanto do Hemisfério Sul quanto do Hemisfério Norte, e foram abordados no item específico no **Anexo II.5.2.3.2-A**. Muitas espécies, porém, como *Larus dominicanus* (gaivotão) e *Thalasseus maximus* (trinta-réis-real), são residentes e se reproduzem em ilhas no litoral do sul e sudeste do Brasil (ALVES *et al.*, 2004; BRANCO, 2004; CAMPOS *et al.*, 2004; KRUL, 2004).

Solicita-se a revisão e complementação da lista das aves com ocorrência registrada para a área de estudo (Quadro II.5.2.3.2-1), que deverá levar em consideração as demais observações apresentadas no presente parecer técnico. Neste sentido, recomenda-se a utilização a nomenclatura proposta pelo Comitê Brasileiro de Registros Ornitológicos (2014), a fim de evitar inconsistências com o uso de nomes comuns.

Resposta/Esclarecimento: O Quadro II.5.2.3.2-1 foi revisado e reapresentado no **Anexo II.5.2.3.2-A**. Conforme solicitado, a taxonomia e nomenclatura utilizadas no quadro seguiram a proposta do CBRO (2014).

A Figura II.5.2.3.2-13 mostra a espacialização dos sítios de nidificação de aves marinhas presentes na área de estudo, no entanto não discrimina quais espécies predominam em cada área. Solicita-se que o mapa seja revisto de modo a incluir esta informação.

Resposta/Esclarecimento:

O **Anexo II.5.2.3.2-A** traz a Figura II.5.2.3.2-13 - Espacialização dos Sítios de Nidificação de Aves Marinhas presentes na Área de Estudo revisada. Para a revisão dessa figura, todos os dados referentes aos locais de nidificação das espécies apresentados no **Anexo II.5.2.3.2-A** foram utilizados. A Figura revisada traz um quadro indicando quais espécies predominam em cada área.

II.5.3 - Meio Socioeconômico

Uma série de citações de referências bibliográficas contidas neste item não foram mencionadas no item “II.13 – Bibliografia”.

Resposta/Esclarecimento: A Bibliografia revisada do item II.5.3, da revisão 0 do EIA do Etapa 2 é apresentada no **Anexo II.5.3-A**.

A análise que se segue menciona somente exemplos das principais deficiências verificadas, pois optou-se por concentrar a análise na avaliação de impactos, que deveria ter sido produzida a partir das principais informações deste diagnóstico. Neste sentido destacamos a ausência total no diagnóstico das questões de padrões de uso e ocupação do solo relativas à disposição de resíduos e uso das principais vias de acesso.

II.5.3.1 - Uso e Ocupação do Solo

II.5.3.1.3 - Evolução dos padrões de ocupação

O item apresentou informações muito gerais sobre o histórico do padrão de desenvolvimento de atividades socioeconômicas e das porcentagens de uso do solo dos municípios da área de estudo, citando algumas das principais atividades socioeconômicas no presente. No entanto, não são apresentadas as características espaciais desses padrões.

Com relação à Região Metropolitana do Rio de Janeiro, o EIA afirmou que “outras áreas dessa região que poderão sofrer mudanças socioeconômicas e espaciais nos próximos anos são as que abrangem o município de Itaboraí e seus vizinhos, diante da implantação do Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro – COMPERJ, e Itaguaí e vizinhanças, com a implantação da Companhia Siderúrgica do Atlântico — CSA.” (EIA, II.5, p. 16/1202)

O estudo, no entanto, deveria detalhar que mudanças seriam essas, podendo, inclusive, se basear em informações recentes levantadas pela própria empresa durante o diagnóstico participativo do Projeto de Educação Ambiental –

PEA Sul Fluminense, quando se abordou, por diversas vezes, conflitos existentes entre comunidades da Baía de Sepetiba e as indústrias que vêm se instalando na região, sobretudo aqueles conflitos relativos a TKCSA. Observa-se o mesmo para a região do COMPERJ, que vem sofrendo com bruscas mudanças socioespaciais desde o início da implantação do empreendimento. Ou seja, esta Coordenação Geral entende que estas “mudanças socioeconômicas e espaciais” já estão em curso na Região Metropolitana do Rio de Janeiro, conforme indicou o EIA e pode ser confirmado pelos diagnósticos do PEA Sul Fluminense. Contudo, a empresa deve aprofundar este debate sobre os conflitos socioespaciais existentes na área de estudo, sobretudo nas regiões onde estes conflitos se expressam sobre atividades costeiras e que a ampliação das atividades da empresa possa vir a acirrá-los, como: Baixada Santista, Litoral Norte de São Paulo, Baía da Ilha Grande, Baía de Sepetiba e Baía de Guanabara.

No que diz respeito a ocupação do solo por atividades agrícolas, as informações referentes aos municípios do Litoral Norte de São Paulo apresentadas no texto são incoerentes com aquelas apresentadas na “Tabela II.5.3.1.3-2”. Deve ser realizada uma revisão e realinhadas estas informações.

Resposta/Esclarecimento: A Petrobras apresenta no **Anexo II.5.3.1.3-A** a complementação do item II.5.3.1.3 - Evolução dos padrões de ocupação da revisão 0 do EIA do Projeto Etapa 2.

II.5.3.1.4 - Crescimento da população em áreas costeiras

O EIA apresentou dados brutos sobre a evolução demográfica dos municípios da área de estudo, sem entretanto analisar os fatores que geraram essa evolução. Destaca-se ainda que os mapas referentes à localização espacial dos municípios da área de estudo e dos seus respectivos setores censitários, apresentados nas páginas 40-44/1202, não agregaram nenhuma informação extra.

Também foram apresentados dados sobre a evolução da proporção de domicílios de uso ocasional nos municípios da área de estudo. Entretanto, também não houve qualquer análise sobre esta evolução.

Além disto, os mapas apresentados nas figuras “II.5.3.1.4-8” e “II.5.3.1.4-9” contavam com a mesma descrição, apesar de representarem informações distintas, o que impede a análise das informações espaciais apresentadas. Observou-se situação idêntica para as figuras “II.5.3.1.4-10”, “II.5.3.1.4-11”, “II.5.3.1.4-14” e “II.5.3.1.4-15”. Por sua vez, a descrição da “Figura II.5.3.1.4-17” pareceu estar equivocada, pois mencionou residências de domicílios de “uso ocupacional”.

Portanto, a empresa deve rerepresentar este subitem com uma análise dos fatores que geraram a evolução demográfica e da proporção de domicílios de uso ocasional apresentadas para os municípios da área de estudo. Também deve ser realizada uma ampla revisão das figuras mencionadas, conferindo-se as informações apresentadas e sua correlação com os respectivos mapas, gráficos, tabelas, legendas e descrições.

Resposta/Esclarecimento: A Petrobras apresenta no **Anexo II.5.3.1.4-A** a revisão do item II.5.3.1.4 - Crescimento da população em áreas costeiras da revisão 0 do EIA do projeto Etapa 2.

II.5.3.1.5 - Incremento de áreas de ocupação desordenada

A evolução numérica e a espacialização da presença de aglomerados subnormais nos municípios da área de estudo foi apresentada, porém, sem uma análise dos dados. No que diz respeito a esta ocorrência e distribuição de aglomerados subnormais, o EIA ainda afirma que “a presença de Unidades de Conservação – UCs tende a coibir o avanço do processo de ocupação dessas áreas.”. Entretanto, não apresenta informações sobre a ocorrência e localização dessas aglomerações subnormais em áreas protegidas. (EIA, II.5, p. 61/1202)

Destaca-se que no Termo de Referência CGPEG/DILIC/IBAMA nº 002/13 foi demandado que fossem consideradas na análise de questões relativas ao uso e ocupação do solo informações sobre as unidades de conservação. Assim, considerando ser esta uma das preocupações desta Coordenação Geral, em função da possibilidade de aumentar a pressão sobre as Unidades de Conservação em decorrência da formação ou consolidação de aglomerados

subnormais associados ao processo de desenvolvimento capitaneado pela PETROBRAS em regiões da área de estudo, a empresa deve buscar maiores informações sobre esta questão e apresentá-las adequadamente.

Resposta/Esclarecimento: A Petrobras apresenta no **Anexo II.5.3.1.5-A** a complementação do item II.5.3.1.5 – Incremento de áreas de ocupação desordenada da revisão 0 do EIA do projeto Etapa 2.

II.5.3.1.6 - Políticas Públicas: instrumentos para gestão do uso e ocupação do solo

O EIA apresentou um compilado de planos e programas relativos ao uso e ocupação do solo criados no contexto da área de estudo. Entretanto, não foram apresentadas informações sobre o status de implementação dessas políticas, nem houve qualquer cruzamento entre a existência (mesmo que apenas formal) dessas políticas e demais informações apresentadas. Assim, este subitem acabou sendo apenas uma compilação genérica de políticas formalmente criadas, sem qualquer abordagem analítica, agregando praticamente nenhuma informação relevante ao estudo.

Desta forma, a empresa deve envidar esforços para atualizar qualitativamente as informações apresentadas, esclarecendo a internalização destas políticas públicas na área de estudo e avaliando a existência/inexistência de uma relação da implementação destas, em cada município/região, com a caracterização do uso e ocupação do solo descrita no EIA.

Resposta/Esclarecimento: Abaixo seguem as atualizações qualitativas a respeito das políticas públicas para gestão do uso e ocupação do solo na área de estudo. Tais atualizações são apresentadas por nível de governo - federal, estadual e municipal -, de modo a correlacionar, quando possível, a relação de sua implementação com a caracterização do uso e ocupação do solo descrita na Rev. 0 do EIA/RIMA do Etapa 2. Sublinhe-se que as atualizações foram obtidas mediante a consulta a dados secundários dos sites do Ministério do Meio Ambiente (MMA) e das Secretarias Estaduais do Meio Ambiente de São Paulo e Rio de Janeiro. Além disso, foram realizados contatos telefônicos com gestores

dessas secretarias, além de consultas aos sites das prefeituras de Saquarema, Maricá, Mangaratiba, no Rio de Janeiro e Praia Grande, em São Paulo, quanto a atualização dos Planos Diretores e dos Planos Municipais de Saneamento Básico.

Políticas de âmbito federal

Plano Nacional de Gerenciamento Costeiro (PNGC)

Conforme informado no texto da Rev. 0 do EIA/RIMA do Etapa 2, o Plano Nacional de Gerenciamento Costeiro (PNGC) foi instituído pela Lei Federal nº 7.661, de 16 de maio de 1988. De acordo com informações atuais obtidas no site do Ministério do Meio Ambiente (MMA), este marco legal original teve a sua segunda edição aprovada em 1997 (PNGC II). Conforme o "Anexo 'B' - Relação dos municípios abrangidos pela faixa terrestre costeira" do PNGC, disponível no site do MMA, o PNGC encontra-se ativo em todos os municípios que compõem a área de estudo:

a) No estado de São Paulo: Bertioga, Caraguatatuba, Cubatão, Guarujá, Ilhabela, Itanhaém, Mongaguá, Peruíbe, Praia Grande, Santos, São Sebastião, São Vicente e Ubatuba.

b) No estado do Rio de Janeiro: Angra dos Reis, Araruama, Cabo Frio, Macaé, Itaguaí, Itaboraí, Mangaratiba, Maricá, Niterói, Paraty, Rio de Janeiro e Saquarema.

O Decreto nº 5.300, de 7 de dezembro de 2004, regulamentou o PNGC, estabeleceu os critérios para a gestão da orla marítima e definiu regras para de uso e ocupação da zona costeira. Segundo o texto desse decreto, os instrumentos utilizados para a gestão da zona costeira brasileira, a serem empregados de forma articulada e integrada, são: PNGC, o Plano de Ação Federal da Zona Costeira (PAF-ZC), os Planos Estaduais de Gerenciamento Costeiro (PEGC), os Planos Municipais de Gerenciamento Costeiro (PMGC), o Sistema de Informações do Gerenciamento Costeiro (SIGERCO), o Sistema de Monitoramento Ambiental da Zona Costeira (SMA), o Relatório de Qualidade Ambiental da Zona Costeira (RQA-ZC) e o Zoneamento Ecológico-Econômico Costeiro (ZEEC).

O PNGC, como política e o PAF-ZC, como plano federal, compartilham um diagnóstico estruturado em quatro aspectos: a. ausência de políticas devotadas ao ordenamento do uso e ocupação do solo e para o uso sustentável de recursos naturais da zona costeira; b. falta de articulação entre as ações de planejamento econômico e de proteção ambiental desenvolvidas nas zonas costeiras; c, existência de conflitos entre os planejamentos setoriais de órgãos e instância governamentais de atuação e; d. necessidade de adoção de compatibilidade entre as ações dos níveis municipal, estadual e federal.

Assim, o que anima a política pública em foco é seu caráter federativo e participativo, definindo os instrumentos a serem manejados por cada nível de governo, de forma a originar uma gestão integrada do território costeiro.

No nível federal, o PAF-ZC, criado pela resolução CIRM nº 5/98, foi revisado pela CIRM nº 7/05. Esta revisão considerou como os principais vetores de pressão antrópica capazes de gerar impactos:

- "A expansão urbana para segunda residência, ao longo da linha de costa, com intensidade variável em função da distância aos principais centros urbanos e metropolitanos;
- Implantação de equipamentos turísticos, considerando a crescente demanda em função da intensificação dos fluxos;
- Intensificação da exploração de petróleo, que implicam em busca de novas áreas de suporte logístico às operações offshore;
- Adensamento das redes logísticas, principalmente nas áreas vizinhas aos principais portos nordestinos, processo que está associado à concentração industrial e de serviços de apoio à produção nessas áreas;
- Expansão da aquicultura, em função da disponibilidade de condições propícias;
- A sobreposição das frotas artesanal e industrial na zona costeira" (GI-GERCO, 2005: 12).

Pretendendo respeitar e incentivar a ampliação das capacidades institucionais já instaladas em cada um dos níveis de governo, o PAF-ZC estabelece apenas as linhas de ação e projetos correlatos para a esfera federal. Foi construído sob três eixos: 1. Ordenamento territorial ambiental, com o projeto "Instrumentalização dos três níveis de governo para o ordenamento ambiental territorial da zona costeira"; 2. Conservação e proteção do patrimônio natural e cultural, com o projeto "Estratégia para Reserva de Áreas para a Proteção Ambiental Sustentável da Zona Costeira e Marinha" e; 3. Controle e Monitoramento, com três projetos: "Sistema Nacional de Monitoramento da Zona Costeira", "Agenda Ambiental Portuária" e "Fiscalização Integrada da Zona Costeira". É o Grupo de Integração do Gerenciamento Costeiro - Gi-Gerco, que tem como função promover a articulação dessas ações federais incidentes na zona costeira (GI-GERCO, 2005).

Quanto aos demais instrumentos, o site do MMA informa que a estrutura do SIGERCO encontra-se atualmente "em recuperação para ser disponibilizada". O SMA não se encontra ainda implantado, enquanto que o RQA-ZC foi elaborado como um dos capítulos do Relatório de Qualidade do Meio Ambiente de 2011 - RQMA Brasil 2011. Conforme esclarece o "Relatório de Gestão da Gerência Costeira 2010-2012", disponibilizado em 2013, "o relatório está concluído e em processo de revisão final no Ministério do Meio Ambiente, para ser disponibilizado" (MMA, 2013: 23). O Zoneamento Ecológico-Econômico Costeiro (ZEEC), que orienta o processo de ordenamento territorial nas zonas costeiras, terá sua atualização discutida logo abaixo. Os PEGC e PMGC são de responsabilidade, respectivamente, dos estados e dos municípios.

Do exposto, é preciso assinalar, em primeiro lugar, que o PAF-ZC identificou cinco principais vetores de pressão antrópica comuns a toda zona costeira brasileira. Alguns desses vetores foram também identificados não somente ao longo da Rev. 0 do EIA/RIMA do Etapa 2, mas também nas respostas já apresentadas ao PT 190, mormente aquelas relacionadas aos itens II.5.3.1.3. "Evolução dos padrões de ocupação", II.5.3.1.4. "Crescimento da população em áreas costeiras" e II.5.3.1.5. "Incremento das áreas de ocupação desordenada". Com base nesses itens e nesses estudos complementares, é possível afirmar que

a "expansão urbana para segunda residência" e "implantação de equipamentos turísticos", segundo nomenclatura supracitada, são os vetores que conferem maior pressão antrópica nas orlas das seguintes regiões costeiras da área de estudo: em todos os municípios selecionados da Microrregião dos Lagos, em todos os municípios selecionados da Região da Costa Verde, em todos os municípios do Litoral Norte de São Paulo e em alguns municípios da Região Metropolitana da Baixada Santista (Bertioga, Guarujá, Praia Grande, Mongaguá, Itanhaém e Peruíbe). Nos municípios da Região Metropolitana do Rio de Janeiro (Maricá, Niterói, Rio de Janeiro e Itaguaí) e nos municípios da zona central da Região Metropolitana da Baixada Santista (Cubatão, Santos e São Vicente) as pressões têm se dado em função da expansão da atividade industrial. Quanto a esse último ponto, como ficou patente ao longo da Rev. 0 do EIA/RIMA do Etapa 2 e nos estudos complementares apresentados que, na área de estudos, há um conjunto de atividades industriais e portuárias que não se reduz ao vetor exclusivo "intensificação da exploração de petróleo", apesar deste também estar presente de maneira significativa. O vetor "sobreposição das frotas artesanal e industrial" pôde ser observado, com diferentes graus de intensidade, em todas as regiões estudadas.

Além desses vetores, a Rev. 0 do EIA/RIMA do Etapa 2 e os estudos complementares produzidos em resposta ao PT 190 também identificaram outras formas de pressão antrópica capazes de gerar impactos na zona costeira, como alguns pontos de pressão de aglomerados subnormais e de assentamentos precários sobre Unidades de Conservação. Tal como explicitado na resposta aos itens II.5.3.1.5. "Incremento das áreas de ocupação desordenada" e II.5.3.1.7. "Mapas temáticos georreferenciados da ocupação desordenada", a maior parte de pontos de pressão sobre Unidades de Conservação situa-se nas regiões do Litoral Norte de São Paulo (28 pontos localizados) e Costa Verde (com 24 pontos identificados), ficando a RMBS com 18 pontos de pressão, a RMRJ com nove e a Microrregião dos Lagos com 6 pontos, sempre considerando somente os municípios que fazem parte da área de estudo em cada uma das regiões.

Políticas de âmbito estadual

Em relação às políticas de âmbito estadual ou sob responsabilidade dessa esfera da federação cumpre notar que a Rev. 0 do EIA/RIMA do Etapa 2 já apresentou as principais atualizações disponíveis a respeito dos ZEEC nos estados de São Paulo e Rio de Janeiro.

De maneira reiterativa, esclareça-se que o PEGC foi instituído pela Lei nº 10.019, de 3 de julho de 1998. De acordo com dados mais atualizados da Secretaria Estadual do Meio Ambiente (2014), o ZEEC do Litoral Norte, regulamentado pelo Decreto Estadual nº 49.215/04, encontra-se atualmente em revisão pelo Grupo Setorial de Coordenação do Gerenciamento Costeiro – Biênio 2013-2015, um órgão colegiado composto por representantes do Estado, Prefeituras e Sociedade Civil. Em adição ao exposto para esse item na Rev. 0 do EIA/RIMA Etapa 2, informa-se que, de acordo com dados da SMA, o ZEEC da Baixada Santista foi regulamentado recentemente, pelo Decreto Estadual nº 58.996, de 25 de março de 2013.

Não obstante, cumpre recordar que para o caso do Litoral Norte do estado de São Paulo, a Rev. 0 do EIA/RIMA Etapa 2 já indicou que "o zoneamento da região destacou as discussões em torno da especificidade do processo de ocupação do Litoral Norte, caracterizado pela presença de condomínios de alto padrão com baixa densidade demográfica, além do potencial turístico da região. Outro tema dominante foi a questão da pesca artesanal e da agricultura de subsistência, visando proteger a atividade agrícola e a pesca artesanal da crescente expansão urbana e das ações predatórias" (pg 74/1202 da Rev. 0 do EIA do Projeto Etapa 2). Como se observa, a discussão do ZEEC do Litoral Norte baseia-se em diagnóstico semelhante àquele encontrado nos itens já citados da Rev. 0 do EIA/RIMA Etapa 2 e nos estudos complementares que compõem as respostas ao PT 190 a respeito desses mesmos itens. A implementação dessas diretrizes, assim que concretizada, parece estar positivamente relacionada com as características próprias da região e com a tentativa de ordenamento do crescimento dos municípios da área, de modo a preservar os diferentes tipos de uso e ocupação da zona costeira já presentes e atuantes.

No caso do ZEEC da Baixada Santista, acrescente-se que o Artigo 7º do Decreto Estadual nº 58.996/13 estabelece como tipologia de zonas sujeitas a disciplinamento especial:

I - Z-1 - zona que mantém os ecossistemas primitivos em pleno equilíbrio ambiental, ocorrendo uma diversificada composição de espécies e uma organização funcional capazes de manter, de forma sustentada, uma comunidade de organismos balanceada, integrada e adaptada, podendo ocorrer atividades humanas de baixos efeitos impactantes;

II - Z-2 - zona que apresenta alterações na organização funcional dos ecossistemas primitivos, mas é capacitada para manter em equilíbrio uma comunidade de organismos em graus variados de diversidade, mesmo com a ocorrência de atividades humanas intermitentes ou de baixos impactos, podendo apresentar, em áreas terrestres, assentamentos humanos dispersos e pouco populosos, com pouca integração entre si;

III - Z-3 - zona que apresenta os ecossistemas primitivos parcialmente modificados, com dificuldades de regeneração natural, pela exploração, supressão ou substituição de algum de seus componentes, em razão da ocorrência de áreas de assentamentos humanos com maior integração entre si;

IV - Z-4 - zona que apresenta os ecossistemas primitivos significativamente modificados pela supressão de componentes, descaracterização dos substratos terrestres e marinhos, alteração das drenagens ou da hidrodinâmica, bem como pela ocorrência, em áreas terrestres, de assentamentos rurais ou periurbanos descontínuos interligados, necessitando de intervenções para sua regeneração parcial;

V - Z-5 - zona que apresenta a maior parte dos componentes dos ecossistemas primitivos degradada ou suprimida, com organização funcional eliminada" (Decreto Estadual nº 58.996/13).

A gestão e os planos a serem definidos para cada uma dessas zonas deverão obedecer a metas específicas, de modo a fomentar a regularização fundiária, o manejo sustentável de recursos naturais, os incentivos à recuperação e manutenção de APPs ou a otimização da infraestrutura urbana existente, entre

outros. Em suma, devem ser implantadas normatizando os diferentes usos de diferentes porções do território, dada a configuração atual decorrente do histórico de ocupação da região.

No caso do estado do Rio de Janeiro, o ZEEC encontra-se em fase de elaboração pelo Consórcio Cobrape-Oikos. Segundo as "Diretrizes Metodológicas para o Zoneamento Ecológico Econômico do Brasil", publicadas pelo Ministério do Meio Ambiente em 2006, o ZEEC deve ser elaborado em quatro fases: planejamento, diagnóstico, prognóstico e subsídios à implementação. "As duas primeiras já foram concluídas, cabendo ao consórcio desenvolver as outras duas" (Cobrape – Companhia Brasileira de Projetos e Empreendimentos, 2014).

As dez bacias hidrográficas do Rio de Janeiro, estabelecidas pelo Conselho Estadual de Recursos Hídricos por meio da Resolução nº 18, de 2006, foram definidas como unidades de planejamento ambiental e serão utilizadas inicialmente como zonas ecológico-econômicas. O trabalho efetuado pelo consórcio envolverá a análise de cada zona, considerando-se suas características ambientais, sociais, econômicas e culturais, e com atenção especial aos impactos resultantes da ação humana e à capacidade de suporte ao meio ambiente. O objetivo disso é, com base nesse estudo, propor diretrizes específicas para cada zona, estabelecendo, inclusive, ações de mitigação de efeitos indesejados. Outro objetivo do ZEEC é fornecer subsídios técnicos para a proteção e conservação da biodiversidade e para o desenvolvimento segundo os critérios de sustentabilidade econômica, ecológica e ambiental (Cobrape – Companhia Brasileira de Projetos e Empreendimentos, 2014).

Ainda cabe fornecer informações atualizadas a respeito das Políticas Estaduais de Recursos Hídricos e dos Comitês de Bacias Hidrográficas.

No Rio de Janeiro, no âmbito da Política Estadual de Recursos Hídricos existem os seguintes projetos com status em andamento (INEA, 2014):

- Projeto "Esgotamento sanitário de Maricá": o projeto de implantação de esgoto sanitário em Maricá, realizado pelo INEA, está em fase final de contratação e beneficiará 15 bairros do município.

- Projeto “Obras do cinturão de drenagem e esgotamento sanitário da Praia de Sepetiba”: objetiva garantir melhores condições de saúde à população e a preservação do meio ambiente e já se encontra em execução.
- Projeto “Prolongamento do canal Ari Chagas - Praia de Sepetiba”: Visa a sustentabilidade das obras já implantadas na praia de Sepetiba. Em São Paulo, estão ativos, para os municípios da área de estudo, os seguintes programas e projetos relacionados à Política Estadual de Recursos Hídricos (Secretaria de Saneamento e Recursos Hídricos do estado de São Paulo, 2014):

Em São Paulo, estão ativos, para os municípios da área de estudo, os seguintes programas e projetos relacionados à Política Estadual de Recursos Hídricos:

- Programa "Onda Limpa": Programa de recuperação ambiental do litoral brasileiro. O objetivo é despoluir praias e universalizar os serviços de atendimento com sistemas de coleta e tratamento de esgotos em todos os municípios da Baixada Santista. As obras complementares do Programa, estimadas em R\$ 700 milhões, incluem a instalação de 260 quilômetros de redes coletoras, coletores tronco e linhas de recalque, além de 29 estações elevatórias, duas estações de condicionamento de esgotos, 7 km de emissário terrestre e ampliação de 1,3 km de emissário submarino, possibilitando 37 mil novas ligações domiciliares ao sistema de esgotamento. A segunda etapa do Programa está prevista e deve ter início em 2015;
- Projeto "Água Limpa": o objetivo do Programa é dar maior agilidade no atendimento aos municípios de pequeno porte com o tratamento e disposição adequada dos esgotos, integrando e articulando o conjunto de medidas de iniciativa do Governo do Estado, consubstanciadas na celebração de convênios entre a Secretaria de Saneamento e energia, a Secretaria da Saúde e o DAEE com o Município.

Observa-se, portanto, diferentes estágios de institucionalização e de integração das políticas de competência da esfera estadual no Rio de Janeiro e

em São Paulo. Nesse último estado, o ZEEC encontra-se em fase de implementação, ao passo que no estado do Rio de Janeiro ainda está em fase de elaboração de prognóstico.

Quanto aos comitês de bacias hidrográficas, para o Rio de Janeiro, conforme consulta ao site do CBH, com informações atualizadas em 06/03/2014, os Comitês do Rio Guandu, Lagos São João, Rio Macaé, Baía de Guanabara, e Baía de Ilha Grande encontram -se ativos. (Comitê de Bacias Hidrográficas, 2014).

Em relação ao estado de São Paulo, tem-se que:

- Plano de Bacia Hidrográfica da Baixada Santista: Conforme consulta ao site do SigRH - Sistema de Informações para o Gerenciamento de Recursos Hídricos do Estado de São Paulo, o plano encontra-se ativo.
- Plano de Bacias Hidrográficas do Litoral Norte: Conforme consulta ao site do CBHLN - Comitê de Bacias Hidrográficas do Litoral Norte, 2014, o plano encontra-se ativo.

Políticas de âmbito municipal

Não existem alterações nos dados a respeito dos Planos Diretores apresentados na Tabela II.5.3.1.6 1 da Rev. 0 do EIA/RIMA do Etapa 2, já que todos os municípios declararam possuir tais instrumentos. Porém, existem atualizações em relação ao status dos Planos Municipais de Saneamento Básico. Três municípios do estado do Rio de Janeiro que não possuíam o instrumento - Saquarema, Maricá e Mangaratiba - estão com a elaboração dos respectivos planos em andamento. No município de Praia Grande, estado de São Paulo, o Plano Municipal de Saneamento Básico, que estava em andamento, encontra-se aprovado pela Lei Municipal nº 1.697/13.

No conjunto, observa-se que a aderência ao PNGC é desigual entre os estados sob análise e que é praticamente inexistente ou encontra barreiras de efetivação na esfera local. Por sua vez, a estruturação de ordenamentos territoriais fundamentados no Estatuto das Cidades encontra-se em estágio mais maduro. No entanto, em nível local e regional os instrumentos manejados pelo

poder público para o ordenamento territorial ainda não encontraram solução de diálogo e de continuidade.

Esse quadro é indicativo do fato de que o campo dessas políticas públicas encontra-se ainda em processo de institucionalização. Em alguns casos, Planos Diretores, embora formulados, não estão implementados efetivamente como política ordinária. A análise da situação torna-se ainda mais complexa caso se tenha em vista que as propostas elaboradas por algumas prefeituras para os Planos Diretores, assim como propostas de ZEEC, encontram-se sob contestação, como no caso do Litoral Norte do estado de São Paulo ou dos Planos Diretores de Paraty, Maricá e São Sebastião, conforme apontado no item II.5.3.1.6 "Políticas Públicas: instrumentos para gestão do uso e ocupação do solo" da Rev. 0 do EIA/RIMA do Etapa 2, na resposta ao item II.5.3.1.3 "Evolução dos padrões de ocupação" e no "Relatório regional do Diagnóstico Urbano Socioambiental do litoral de São Paulo" elaborado pelo Instituto Pólis (INSTITUTO PÓLIS, 2013).

Adicionalmente, pode-se argumentar, como regra geral, que a integração das políticas territoriais de uso e ocupação do solo na zona costeira ainda encontra-se em estágio embrionário, já que diversos instrumentos previstos formalmente ainda sequer foram elaborados, conforme já apontado.

É evidente que as propostas de zoneamento elaboradas pelos instrumentos em foco fundamentam-se nas características atuais de uso e ocupação do solo nos municípios e nas regiões da área de estudo. Todas são pautadas por objetivos gerais tais como a tentativa de conciliação entre desenvolvimento econômico, uso sustentável e conservação dos recursos naturais. Os instrumentos estão baseados em diagnósticos que convalidam a evolução dos padrões tal como apontada ao longo da Rev. 0 do EIA/RIMA do Etapa 2 ou nos estudos complementares ofertados por ocasião da resposta aos itens de referência.

Porém, essas propostas também estabelecem diretrizes para o crescimento e desenvolvimento futuro, local e regional. Esse segundo aspecto, prognóstico, reflete efetivamente não as características e padrões de uso e ocupação do solo, mas a correlação de forças existente na esfera institucionalizada da luta política,

na qual cada ator busca influenciar a configuração da política pública. Ainda que as características de uso e ocupação do solo auxiliem na compreensão dos interesses dos atores em disputa, elas não podem ser consideradas de maneira imediata como o condicionante da implementação de políticas públicas.

Dessa forma, qualquer análise da implementação das políticas não deveria se relacionar com as características territoriais na qual convivem, de maneira desigual, formas de uso e ocupação diferenciadas tais como conservação de recursos naturais, ocupações residenciais e atividades econômicas com vocações conflitantes, mas com o processo político que a circunscreve e molda suas feições. Em princípio, as políticas de ordenamento territorial opõem ou contemporizam interesses de atores politicamente mobilizados - grupos ambientalistas, associações populares, instituições conservacionistas, associações empresariais, representantes da indústria etc., denotando uma situação que se refere ao nível político-institucional, e não ao sociodemográfico.

Nesse sentido, processos de institucionalização e de implementação de políticas públicas devem ser analisados à luz de teorias do processo político, e não mediante seu elo com características intrínsecas do território. Até porque as dificuldades na implantação da gestão integrada são resultantes apenas em parte do saldo do passivo histórico das lutas pelos usos dos territórios em cada uma das regiões/municípios considerados. Podem ser também originadas de diversas outras fontes, tais como a capacidade institucional para a implantação, o capital político do governo em exercício, a permeabilidade das esferas local e regional aos interesses de tal ou qual ator, a existência de canais de facilitação e de integração interinstitucional e intersetorial entre as diversas agências que compõem o campo, entre outros.

A complexidade analítica envolvida no exame e na avaliação da implementação e da integração das políticas de ordenamento territorial possui relação direta com os obstáculos reais que elas encontram para sua efetivação. No atual estágio de implantação e de integração, qualquer avaliação institucional apenas pode apontar alguns focos de tensão. A título de exemplo, os Planos Municipais de Gerenciamento Costeiro não poderão prever ações e normatizações formalmente contraditórias àquelas já estabelecidas pelos Planos

Diretores Municipais ou pelos ZEEC, sob pena de inviabilizar a integração das políticas. Isso pode vir a implicar a reiteração de modelos de crescimento e desenvolvimento econômico definidos em Planos Diretores sob contestação de alguns setores sociais. Além disso, dada a competência de ordenamento territorial concedida constitucionalmente para os municípios, deve-se avaliar o grau de efetividade e o tipo de ação que um instrumento como o ZEEC pode de fato efetuar, seja como instrumento de orientação para o planejamento dos municípios, seja como um condicionante que poderia vir a provocar ingerências no ordenamento proposto pelos Planos Diretores (INSTITUTO PÓLIS, 2013).

II.5.3.1.7 - Mapas Temáticos Georreferenciados de Ocupação Desordenada

O estudo apresentou um subitem específico referente a mapas de ocupação desordenada na área de estudo, em vez de tratar dessa espacialização junto ao subitem “II.5.3.1.5 – Incremento de áreas de ocupação desordenada”. Neste sentido, chama atenção que o texto introdutório apresentado neste subitem seja mais detalhado do que aquele apresentado no subitem “II.5.3.1.5 – Incremento de áreas de ocupação desordenada”.

Apesar disto, conforme justificado na página 81/1202, limita-se a apresentar informações sobre “a distribuição espacial das áreas com ocupação desordenada, naqueles municípios da área de estudo que forneceram informações via ofício, bem como de informações disponíveis.”. Ainda, de maneira geral, não apresenta qualquer cruzamento com as informações apresentadas no subitem “II.5.3.1.5 – Incremento de áreas de ocupação desordenada” ou com qualquer outro item do estudo, sendo basicamente uma compilação de informações sem qualquer abordagem analítica.

Para o município de Ubatuba (SP), o estudo não apresentou qualquer mapa espacializando as ocupações desordenadas, limitando-se a apresentar, no “Quadro II.5.3.1.7-1”, uma tabela que cita locais do município onde ocorrem estas áreas.

Com relação ao município de São Sebastião (SP), a empresa afirmou que no mapa do “Desenho II.5.3.1.7-2” foram apresentadas informações sobre as áreas

de ocupação desordenada neste município. Entretanto, o mapa apresentou apenas a relação entre áreas de risco e unidades de conservação.

Chama atenção ainda que se no subitem “II.5.3.1.5 – Incremento de áreas de ocupação desordenada”, conforme já mencionado no presente parecer técnico, a empresa afirmou que “a presença de Unidades de Conservação – UCs tende a coibir o avanço do processo de ocupação dessas áreas [de aglomerados subnormais].”, neste item mencionou, p. ex., áreas de “ocupações irregulares no município [de Bertioga], concentrados no Parque Estadual Restinga de Bertioga” (EIA, II.5, p. 89/1202) – apresentando inclusive espacialização das mesmas na “Figura II.5.3.1.7-1”. Este exemplo, claramente, explicitou a falta de conexão entre as informações apresentadas nesses dois itens e a ausência de uma abordagem analítica ampla.

Desta forma, conforme já destacado, a empresa deve avançar na discussão acerca da pressão de áreas de desocupação desordenada sobre áreas protegidas, unificando todas estas informações e analisando-as com a importância que esta questão deve ter numa avaliação de impactos socioambientais, sobretudo, para aqueles empreendimentos que possuem a grandeza e a complexidade verificadas para os projetos de desenvolvimento do Polo Pré-sal da Bacia de Santos.

Resposta/Esclarecimento: A complementação do item II.5.3.1.7 – Mapas temáticos georreferenciados de ocupação desordenada da revisão 0 do EIA do projeto Etapa 2 encontra-se inserida no **Anexo II.5.3.1.5-A**.

II.5.3.1.8 - Distribuição espacial das atividades do Etapa 2

Neste subitem não foi apresentada qualquer informação, nem qualquer correlação analítica com o restante do estudo, especialmente no que diz respeito ao uso e ocupação do solo, restringindo-se a mencionar que na seção II do EIA, referente à caracterização da atividade, houve a menção de que “não são esperadas adequações e/ou ampliações” e que “está em fase de estudo pela PETROBRAS uma Base de Apoio Portuária no município de Itaguaí”. Desta forma, aparentemente, a empresa desconsiderou o Termo de Referência

CGPEG/DILIC/IBAMA nº 002/13, talvez, por falta de clareza daquilo que estava sendo solicitado.

O Termo de Referência CGPEG/DILIC/IBAMA nº 002/13 solicitava que fosse apresentada "a distribuição espacial de empreendimentos (implantação ou ampliação) de bases de apoio (portos, aeroportos, terminais de carga e de abastecimento, locais de descarte final de resíduos, áreas de apoio logístico, sedes administrativas) sobre o território dos municípios da Área de Estudo, indicando: (i) localização e características de novas bases de apoio a serem implantadas, a partir de planos e projetos existentes ou previstos nas esferas federal, estadual e municipal; (ii) localização e características de bases de apoio existentes a ampliar, a partir de planos e projetos existentes ou previstos nas esferas federal, estadual e municipal; (iii) localização e características de bases de apoio novas ou existentes a ampliar, a partir de planos e projetos elaborados no âmbito da empresa na Bacia. Apresentar mapas temáticos georreferenciados e texto sintetizado que apresente os planos e projetos de instalações de apoio."

Em momento algum foi mencionado que seriam bases de apoio voltadas especificamente para atender as atividades da Etapa 2 do Pré-sal, mas que a empresa deveria levantar as informações sobre a existência de estudos, projetos e processos de implantação ou ampliação destas estruturas na área de estudo. Esta Coordenação Geral entende que este mapeamento é fundamental para que se possa caracterizar como o poder público municipal, estadual e federal, assim como a iniciativa privada, vem se preparando para apoiar o desenvolvimento das atividades de Petróleo e Gás no Polo Pré-sal da Bacia de Santos e qual a expectativa gerada.

Assim, aguarda-se a devida apresentação deste subitem.

Resposta/Esclarecimento: Para complementar as informações relativas ao item II.5.3.1.8, seguem abaixo dados referentes às bases de apoio previstas ou em implantação nas esferas Federal, Estadual, Municipal, incluindo aquelas relativas à Iniciativa Privada. Esses dados foram obtidos a partir do Plano de Aceleração do Crescimento – PAC 2, informações internas da PETROBRAS e sítios da rede mundial de computadores.

Vale ressaltar que não se tratam de iniciativas previstas para atender necessariamente ao Projeto Etapa 2 do Pré-Sal, conforme legenda da **Figura 1**, apresentada no **Anexo II.5.3.1.8-A**. Essa figura demonstra a espacialização dos empreendimentos sobre o território dos municípios da Área de Estudo, os quais são relacionados a seguir:

a) Bases de apoio a serem implantadas nas esferas federal, estadual e municipal

a.1) Esferas Federal e Estadual

Não foram identificadas novas bases de apoio a serem implantadas, a partir de planos e projetos existentes ou previstos nas esferas federal e estaduais na Área de Estudo.

a.2) Esfera Municipal

Aterro Sanitário de Macaé

Empreendedor: Prefeitura do Município de Macaé, por meio das secretarias municipais de Obras Públicas e de Serviços Públicos, e acompanhamento da Secretaria Municipal de Habitação e da Secretária Municipal de Meio Ambiente.

Localização: Localizado em uma área a 25 km do centro da cidade, próximo à BR-101.

Estágio atual: Em implantação.

Escopo: O novo aterro sanitário terá capacidade para receber os resíduos da cidade por mais de 40 anos. O aterro terá uma central de tratamento de resíduos, um centro de triagem, áreas para tratamento de lixo hospitalar, de resíduos sólidos da construção civil e para despejo de caminhões limpa-fossa e resíduos das estações de tratamento de esgoto.

Fonte de dados: <http://www.macaee.rj.gov.br/servicospublicos/conteudo/titulo/novo-aterro-sanitario>. Acessado em 16/06/14.

a.3) Esfera Privada

Terminal Portuário de Macaé

Empreendedor: TEPOR - Terminal Portuário de Macaé Ltda.

Localização: O Terminal Portuário de Macaé será localizado no bairro do São José do Barreto, na Praia da Barra, litoral norte do município de Macaé, no estado do Rio de Janeiro, conforme pode ser visto na **Figura II.5.3.1.8-1**.

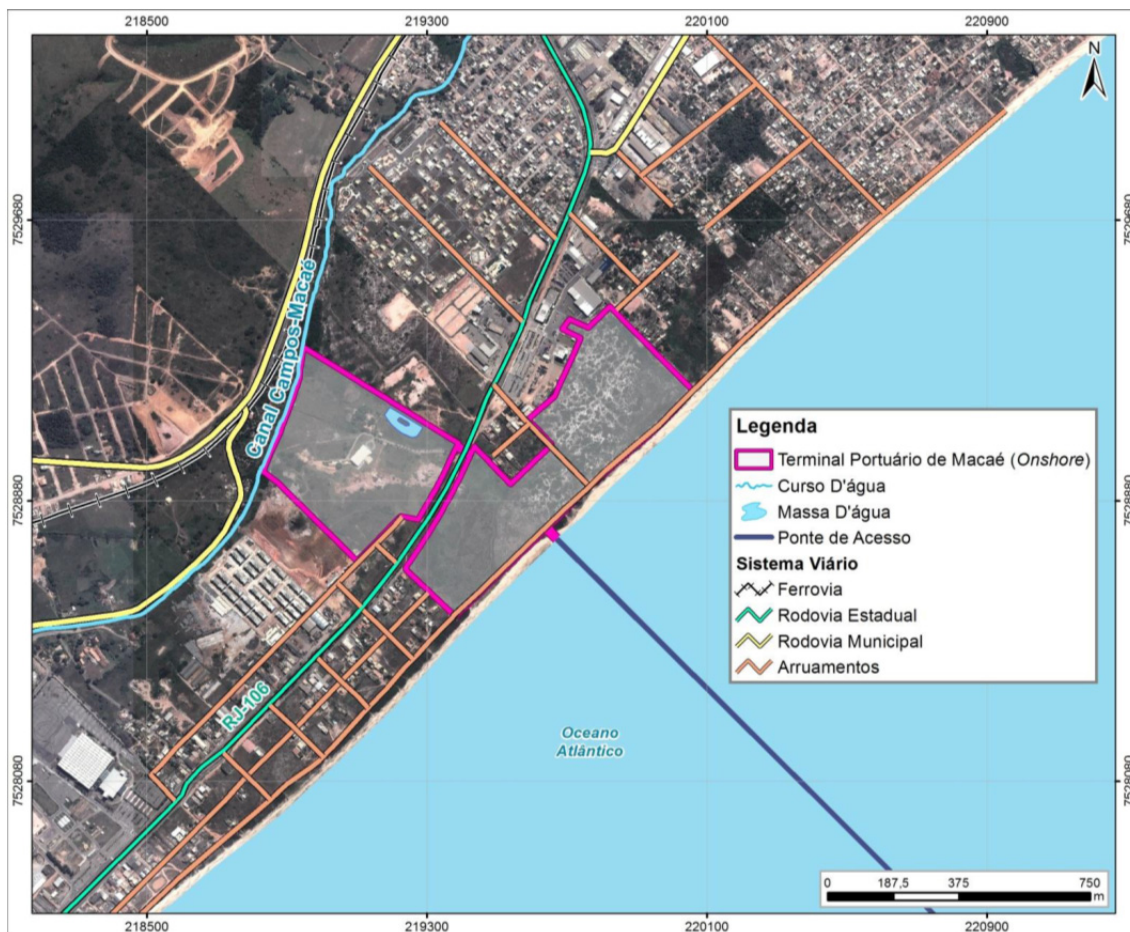


Figura II.5.3.1.8-1- Localização do terminal no bairro São José do Barreto e respectivo sistema viário

Estágio atual: Em fase de licenciamento ambiental no Instituto Estadual do Meio Ambiente – INEA.

Escopo: De acordo com o apresentado no Relatório de Impacto Ambiental elaborado pela consultoria Masterplan, o Terminal Portuário de Macaé será um terminal logístico com o objetivo de atender demandas de suprimentos de toda a cadeia de Petróleo e Gás.

O projeto do Terminal é composto por uma retroárea *onshore* (estrutura terrestre) e uma área *offshore* (estrutura no mar), ligadas através de uma ponte de acesso com aproximadamente 1.680 m de extensão, conforme pode ser visto na **Figura II.5.3.1.8-2**, a seguir.



Figura II.5.3.1.8-2 - Projeto do Terminal Portuário e suas áreas terrestre (*onshore*) e marinha (*offshore*)

Fonte de dados: Relatório de Impacto Ambiental – RIMA, Revisão 1, Maio/2014, elaborado pela consultoria Masterplan.

TPN – Terminais Ponta Negra

Empreendedor: DTA Engenharia Ltda.

Localização: O TPN será instalado na praia do Jaconé, localizada no Município de Maricá, Estado do Rio de Janeiro.

Estágio atual: Em fase de licenciamento ambiental no Instituto Estadual do Meio Ambiente – INEA, tendo sido emitida a Licença Prévia em abril de 2014.

Escopo: De acordo com o apresentado no Relatório de Impacto Ambiental elaborado pela consultoria Arcadis, o principal objetivo do TPN é o fornecimento e a manutenção da infraestrutura necessária para a implantação de terminais marítimos especializados em granéis líquidos e outras instalações, que consistirão em uma alternativa eficiente à atual oferta para a indústria de exploração e produção de petróleo e gás, referentes aos locais para armazenar e movimentar cargas, manutenção e reparo de embarcações.

O empreendimento contará com infraestrutura portuária e de serviços terrestres e aquaviários que suportarão a construção e operação futura de terminais portuários de uso privativo, os quais farão uso compartilhado da infraestrutura do TPN.

O TPN contará, também, com área destinada à implantação de estaleiro de construção e reparos navais.

Pode-se considerar que o empreendimento será dividido em duas estruturas: infraestrutura terrestre e infraestrutura marítima:

- Infraestrutura terrestre: Na porção terrestre serão construídos pátio para instalação futura dos terminais, centro administrativo e infraestrutura de serviços e saneamento ambiental (drenagem, água, esgoto, luz, telefonia entre outros);

- Infraestrutura marinha: As estruturas marítimas compreendem os dois quebra-mares, canal de acesso e bacia de evolução e atracação dos navios, aterro hidráulico sobre lamina d'água e equipamentos de sinalização e segurança para a navegação (Vessel Traffic Management Operation System – VTMOs, boias de sinalização e sistema de confinamento por barreira flutuante de vazamentos – stop oil).

A visão geral do empreendimento pode ser vista na **Figura II.5.3.1.8-3**, a seguir.



Figura II.5.3.1.8-3 – Visão geral do empreendimento

Fonte de dados: Relatório de Impacto Ambiental – RIMA, Março/2014, elaborado pela consultoria Arcadis Logos.

b) Bases de apoio existentes a ampliar nas esferas federal, estadual e municipal

b.1) Esfera Federal

Ampliação do Porto de Santos

Empreendedor: Companhia Docas do Estado de São Paulo – CODESP.

Localização: O Porto de Santos está localizado no município de Santos, estado de São Paulo.

Estágio atual: Em discussão.

Escopo: O plano de expansão do complexo marítimo – o *masterplan* (plano-mestre, em inglês), elaborado em 2010 pelo Consórcio Louis Berger- Internave – identifica seis áreas para a implantação de novos terminais portuários e o atendimento das demandas futuras do complexo.

Entre os terrenos apontados no estudo, estão aqueles hoje ocupados pelas favelas de Prainha e Conceiçãozinha, ambas na Margem Esquerda (Guarujá). O levantamento considera que, nesses locais, é viável a operação de granéis sólidos vegetais ou minerais e até contêineres.

O *masterplan* também indicou a implantação de um terminal na região do Itapema, em Guarujá. As opções de cargas para operação na área são granéis sólidos vegetais ou minerais.

De acordo com o plano, investidores também terão disponibilidade de áreas na Alemoa. Nessa região do estuário, será possível ter um terminal para movimentar anualmente 1 milhão de TEUs (unidade equivalente a um contêiner de 20 pés).

Além da expansão do porto, estão previstas diversas ações de melhoria de acesso viário, infraestrutura de cais, construção de um novo píer para mais dois berços no Terminal de Granéis Líquidos da Alemoa (TEGLA).

Fonte de dados: Revista Portos e Navios: <http://www.portosenavios.com.br/portos-e-logistica/23346-porto-de-santos-conta-com-seis-areas-de-expansao>.

Acessado em 16/06/14.

Porto de Santos: <http://www.portodesantos.com.br/imprensa.php?pagina=art1>.

Acessado em 16/06/14.

b.2) Esfera Estadual

Ampliação do Porto de São Sebastião

Empreendedor: Companhia Docas de São Sebastião

Localização: O Porto de São Sebastião está localizado no município de São Sebastião, Estado de São Paulo.

Estágio atual: Em fase de licenciamento ambiental no Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis – IBAMA, tendo sido emitida a Licença Prévia em dezembro/2013.

Escopo: De acordo com o Relatório de Impacto Ambiental – RIMA, elaborado pela consultoria CPEA – Consultoria, Planejamento e Estudos Ambientais, o Plano Integrado Porto Cidade – PIPC compreenderá obras de ampliação da capacidade portuária, áreas de apoio e sua integração com a cidade, cujas características são listadas a seguir:

- Berços:

Tipo	Quantidade	Extensão (m)	Profundidade (m)
Granéis Líquidos	4 berços	1.400	25
Contêineres e Veículos	4 berços	1.475	18 - Externo 16 - Interno
Uso múltiplo	4 berços	1.194	12 de projeto
Offshore	8 para pequenas embarcações	1.160	8

- Tancagens: 8 tanques totalizando um volume aproximado de 300 mil toneladas (capacidade unitária: 47.500 m³)
- Armazéns: Previsão de construção de dois armazéns com capacidade total de 90 mil toneladas.
- Áreas:
 - Terminal de contêineres e veículos 660 mil m²
 - Terminal de granéis líquidos 95 mil m²
 - Terminal de granéis sólidos 90 mil m²
 - Terminal Turístico de Passageiros 5 mil m²
 - Área para serviços logísticos 83 mil m²
 - Setor de autoridades 2 mil m²
 - Área operacional pública e expansão 55 mil m²
 - Supply bases* 116 mil m²
 - Área para serviços operacionais 43 mil m²
 - Cais de múltiplo uso 47 mil m²
 - Área total de ocupação ~1,2 milhão de m²



Figura II.5.3.1.8-4 – Visão geral do empreendimento

Fonte de dados: Relatório de Impacto Ambiental – RIMA do Plano Integrado Porto Cidade – PIPC, Outubro/2011, elaborado pela consultoria CPEA.

b.3) Esfera Privada

CTCO – Centro de Tecnologia e Construção Offshore

Empreendedor: Saipem do Brasil

Localização: O CTCO será localizado no Guarujá, Estado de São Paulo, conforme pode ser visto na **Figura II.5.3.1.8-5**.

Estágio atual: Em implantação.

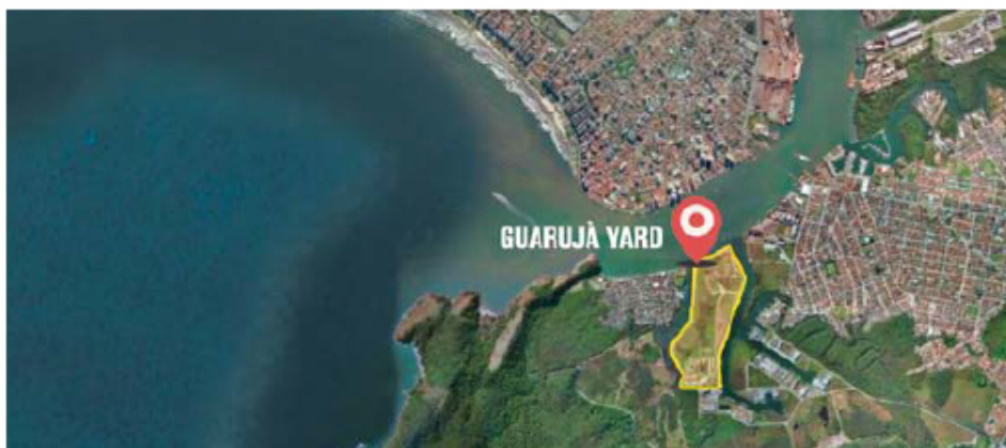


Figura II.5.3.1.8-5 – Localização do empreendimento

Escopo: Segundo a Saipem, o CTCO será voltado às atividades imprescindíveis à instalação de gasodutos e equipamentos submarinos. A primeira fase do CTCO é uma base logística de suporte à construção de dutos submarinos de gás. A segunda etapa tem foco na fabricação de equipamentos *Subsea* usados na operação dos dutos.

Fonte de dados: Saipem do Brasil. www.saipem.com/site/download.jsp?idDocument=2638&instance=2. Acessado em 09/06/14.

c) Iniciativas do Sistema PETROBRAS

Edifício sede da Unidade de Operações de Exploração e Produção da Bacia de Santos – UO-BS

Empreendedor: PETROBRAS

Localização: A sede da UO-BS será localizada no bairro do Valongo, em Santos, Estado de São Paulo, como pode ser visto na **Figura II.5.3.1.8-6**.

Estágio atual: Em implantação da 1ª torre.

Escopo: O projeto da nova sede prevê a construção de três torres, com capacidade para cerca de duas mil pessoas cada uma. As obras foram iniciadas no primeiro semestre de 2011.

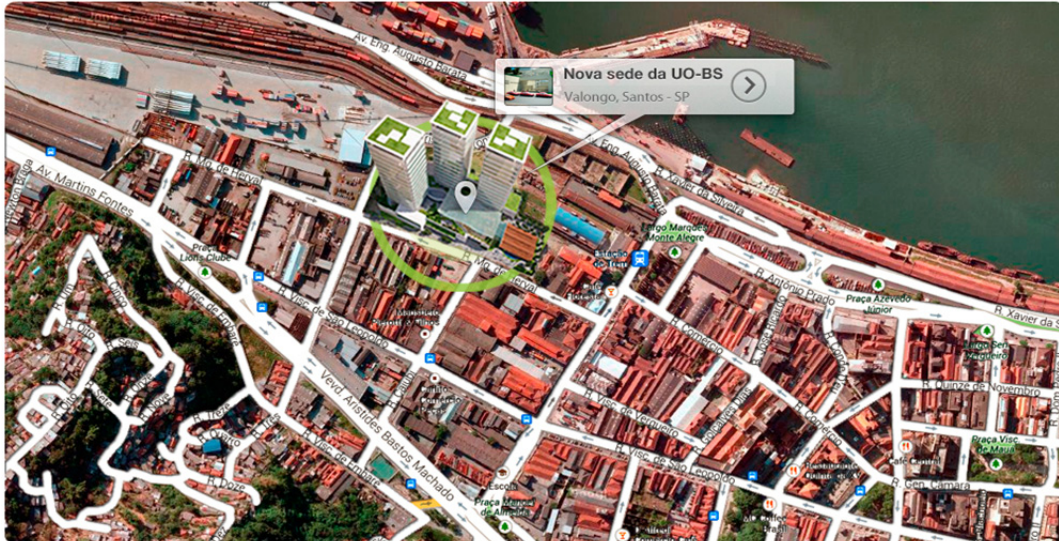


Figura II.5.3.1.8-6 – Localização do empreendimento

Adequações da UTGCA

Empreendedor: Petrobras

Localização: As adequações ocorrerão na Unidade de Tratamento de Gás Monteiro Lobato (UTGCA), localizada no município de Caraguatatuba, Estado de São Paulo.

Estágio atual: Em implantação.

Escopo:

- UTC - Unidade de Tratamento Cáustico:

A instalação da Unidade de Tratamento Cáustico (UTC) tem a finalidade de tratar o de Gás Liquefeito de Petróleo (GLP) produzido na UTGCA, de modo a remover os principais compostos corrosivos presentes no GLP (H₂S, CO₂, mercaptanas e enxofre elementar), visando enquadrar o produto para venda, de acordo com a Resolução nº 18/2004 da ANP, no quesito corrosividade à lâmina de cobre.

O empreendimento é composto por duas UTCs, sendo cada uma composta por 2 vasos de tratamento cáustico de GLP, 1 vaso de lavagem aquosa de GLP, 1 vaso coalescedor, 1 tanque de soda concentrado, 1 tanque de soda diluída, 1 tanque de soda gasta e 1 tanque de H₂O. Cada UTC terá a capacidade nominal de tratamento de 2000 m³/d de GLP.

- Adequação ao PPEOB - Programa de Prevenção da Exposição Ocupacional ao Benzeno:

O objetivo do projeto é adequar a UTGCA para propiciar o atendimento ao PPEOB (Programa de Prevenção da Exposição Ocupacional ao Benzeno) e é composto de três sistemas de tratamento térmico:

- 1 sistema de tratamento térmico para atender as torres de regeneração de glicol das Unidades de Ajuste de Ponto de Orvalho - UAPOs 1 e 2;
- 1 sistema de tratamento térmico para atender a torre de regeneração de Glicol da Unidade de Ajuste de Ponto de Orvalho - UAPO 3;

- 1 sistema de tratamento térmico para atender o carregamento de caminhões tanque de C5+ e de SLOP.

- Projeto Remoção de Oxigenados:

O objetivo do projeto é enquadrar o C5+ em teores de oxigenados abaixo de 100 ppm (mássico).

O projeto consiste de uma Unidade de Lavagem Aquosa de C5+, composta por 1 Estação de Tratamento de Água, 1 tanque de armazenamento de água, 2 vasos, 1 Estação de Tratamento de Despejos Industriais - ETDI e 1 tanque de água residual.

Novo Píer do Terminal Marítimo Almirante Barroso – TEBAR

Empreendedor: TRANSPETRO

Localização: O novo píer será localizado no TEBAR, no município de São Sebastião, Estado de São Paulo.

Estágio atual: Em fase de licenciamento ambiental na CETESB – Companhia Ambiental do Estado de São Paulo.

Escopo: As instalações físicas deste empreendimento serão constituídas das seguintes partes principais e associadas:

- Píeres Petroleiros (Berços de Atracação) (P5 e P6): Dolphins de Atracação e Dolphins de Amarração; Plataforma de Operações; Passarelas; Casa de Apoio
- Píer de Rebocadores
- Ponte de Acesso: Tubovia; Plataformas e Loops das tubulações; Subestação
- Estrutura de Transição entre Píer Existente e Ampliação; Casa de Operação (controle)
- Subestação

A estrutura dos novos píeres interligar-se-á à antiga estrutura por uma Estrutura de Transição, a ser localizada na área do segundo loop do Berço Norte do píer existente. A partir deste ponto, no sentido do TEBAR, a infraestrutura para o escoamento de petróleo até os tanques será a mesma tubovia existente.

Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro – COMPERJ

Empreendedor: PETROBRAS

Localização: O COMPERJ está sendo construído no município de Itaboraí, Estado do Rio de Janeiro.

Estágio atual: Em implantação.

Escopo: O empreendimento caracteriza-se como um complexo industrial, onde serão produzidos, numa mesma área industrial, derivados de petróleo e produtos petroquímicos de primeira e segunda geração.

A estrutura logística externa inclui vias de acesso, emissário de efluentes, adutora, infraestrutura dutoviária, linhas de transmissão etc.

A vista geral do empreendimento pode ser vista na **Figura II.5.3.1.8-7**.



Figura II.5.3.1.8-7 – Vista geral do empreendimento

Ampliação do Terminal de Cabiúnas - TECAB

Empreendedor: PETROBRAS

Localização: O TECAB está localizado no município de Cabiúnas, Estado do Rio de Janeiro.

Estágio atual: Em implantação.

Escopo: A Ampliação do TECAB tem como objetivo adequar o terminal para implantação de novas unidades de recebimento e tratamento de gás, além de ampliar a capacidade de processamento de gás natural. O empreendimento vai ampliar a capacidade de processamento de gás do TECAB em 5,4 milhões m³/d e permitir o recebimento, pelo terminal, de até 13 milhões m³/d de gás efluente do Pólo Pré-Sal da Bacia de Santos.

A ampliação do TECAB contempla a implantação das seguintes unidades: coletor de gás e condensado com capacidade de 13 milhões m³/dia para gás natural e 4.700 m³/dia para condensado de gás natural (U-302); Unidade de Remoção de Mercúrio (URHG / U-306) e Unidade de Remoção de CO₂ (URCO₂ I e II / U-303 e U-304), ambas com capacidade de 13 milhões m³/dia para gás natural; Unidade de Processamento de Gás Natural (UPGN II / U-211), do tipo refrigeração simples, com capacidade de 5,4 milhões m³/dia; Unidade de Processamento de Condensado de Gás Natural (UPCGN IV / U-301), com capacidade de 1.500 m³/dia e; Unidade de Tratamento Cáustico de GLP (UTC II / U-305), com capacidade de 1.600 m³/dia.

Berços de atracação para apoio a operações da Bacia de Santos

Empreendedor: PETROBRAS

Localização: Os berços de atracação estão localizados no Porto de Santos, município de Santos, Estado de São Paulo.

Estágio atual: Em licitação.

Escopo: Está em licitação a contratação de dois berços para suporte a operações logísticas da Bacia de Santos.

Base de Apoio Portuária de Itaguaí

Empreendedor: PETROBRAS

Localização: A Base de Apoio Portuária será localizada no município de Itaguaí, Estado do Rio de Janeiro.

Estágio atual: Em estudo.

Escopo: A PETROBRAS estuda implantar uma Base de Apoio Portuária no município de Itaguaí (RJ), cujo projeto encontra-se em fase de desenvolvimento conceitual. A região estudada possui área disponível para a instalação de fornecedores da PETROBRAS.

Caso a Base de Apoio seja construída, o acesso rodoviário será o Arco Metropolitano do Rio de Janeiro, que vai de Itaboraí a Itaguaí, com extensão de 145 km, conectando as cinco principais rodovias de acesso ao Rio de Janeiro.

Carteira de Diesel da Refinaria Presidente Bernardes – RPBC

Empreendedor: PETROBRAS

Localização: A Carteira de Diesel da RPBC está localizada no município de Cubatão, Estado de São Paulo.

Estágio atual: Em implantação.

Escopo: A Unidade de Tratamento de Diesel da Carteira de Diesel é composta pelos seguintes sistemas:

- Hidrotratamento de Instáveis;
- Geração de Hidrogênio;
- Tratamento de Gás de DEA (Dietanolamina);
- Tratamento de Águas Ácidas;
- Recuperação de Enxofre;
- Conversor de Amônia.

Fonte de dados: Os dados referentes aos empreendimentos do Sistema PETROBRAS são provenientes de informações internas.

II.5.3.2 - Grupos de Interesse

Na tabela de instituições governamentais da esfera federal apresentada no “Quadro II.5.3.2-1” foram mencionadas coordenações e um centro de pesquisa de forma isolada, que na realidade estão ligados a autarquias.

Além disso, ressalta-se que não existe mais, no âmbito do IBAMA, a Coordenação Geral de Gestão de Recursos Pesqueiros, que passou a ser denominada Coordenação Geral de Autorização de Uso e Gestão de Fauna e Recursos Pesqueiros – CGFAP, assim como a Base Avançada de Cabo Frio.

Também se faz necessário atualizar as informações do quadro síntese das entidades componentes dos Grupos de Interesse no âmbito federal e nos demais quando necessário.

No que se refere aos Comitês de Bacia Hidrográfica, percebeu-se a ausência do Comitê de Bacia Hidrográfica da Baixada Santista.

Na relação de entidades civis ambientalistas, ficaria coerente adicionar o Observatório do Pré-sal e da Indústria Extrativa Mineral e o ReaLNorte – Colegiado das Entidades Ambientalistas do Litoral Norte Paulista, uma vez que essas entidades receberam o EIA/RIMA para análise. Da mesma forma, inserir, na categoria de sindicatos e federações, o Sindicato dos Petroleiros do Estado do Rio de Janeiro – SINDIPETRO-RJ e o Sindicato dos Petroleiros do Litoral Paulista – SINDIPETRO-LP.

Nos grupos de interesse não constou nenhum órgão governamental dos estados do Paraná e Santa Catarina, apesar de estar claro no início do tópico, página 102/1202, que: “A abrangência dessas informações corresponde aos municípios integrantes da área de estudo dos estados do Rio de Janeiro e São Paulo e às áreas de pesca potencialmente ameaçadas, de acordo com os resultados das simulações feitas nos estudos de modelagem de dispersão de óleo (Cananéia/SP, Guaraqueçaba/PR, Paranaguá/PR, Matinhos/PR, Guaratuba/PR, Itapoá/SC e São Francisco do Sul/SC).” (grifo nosso).

Também não existe sentido algum em não incluir as secretarias e os órgãos de meio ambiente e de pesca dos estados do Paraná e Santa Catarina e dos municípios de Cananéia (SP), Guaraqueçaba (PR), Paranaguá (PR), Matinhos (PR), Guaratuba (PR), Itapoá (SC) e São Francisco do Sul (SC).

No grupo de entidades representativas do setor pesqueiro existentes no Estado de São Paulo constam algumas entidades dos municípios paranaenses e catarinenses que possuem áreas de pesca potencialmente ameaçadas. A separação desses municípios das listagens de outros estados é importante para destacar que as entidades pesqueiras dos estados do Paraná e Santa Catarina também foram levantadas no estudo.

Nos quadros “II.5.3.2-5” e “II.5.3.2-6” foram relacionadas as entidades do setor pesqueiro nos estados do Rio de Janeiro e São Paulo, porém, nota-se que a lista apresentadas encontra-se bem desatualizada, apresentando a ausência de importantes entidades. Além disto, não foram listadas as entidades do setor pesqueiro do Paraná e de Santa Catarina.

Resposta/Esclarecimento: O Anexo II.5.3.2-A apresenta o os quadros atualizados com relação às observações desta CGPEG.

II.5.3.3 - Organização Social

A empresa afirmou que as informações sobre aspectos da organização de instituições sociais (formais e informais) foram levantadas apenas a partir da bibliografia disponível, em base de dados secundários oficiais e de material referente às avaliações e debate sobre outros empreendimentos, tais como a

“Atividade de Produção e Escoamento de Petróleo e Gás Natural do Polo Pré-sal da Bacia de Santos – Etapa 1”. No entanto, chama atenção, o fato de que o estudo não utiliza informações geradas pelos próprios projetos de mitigação presentes na área de estudo sob responsabilidade da própria empresa, como os Programas de Educação Ambiental.

Resposta/Esclarecimento: O subitem II.5.3.3 - *Organização Social*, foi atualizado a partir dos dados secundários do Relatório do Diagnóstico Participativo do Programa de Educação Ambiental de São Paulo, região do Litoral Norte (PEA SP; Petrobras/Walm Ambiental – 2012), Programa de Educação Ambiental do Rio de Janeiro, Região do Litoral Sul Fluminense (PEA RJ LS; Petrobras/Mineral – 2013) e o Relatório do Diagnóstico Participativo do Programa de Educação Ambiental da Bacia de Campos (PEA BC; Petrobras/SOMA _ 2012). Segue abaixo a lista atualizada das organizações sociais:

- AMESP - Associação dos Maricultores do Estado de São Paulo;
- Associação dos Produtores Rurais do Litoral Norte de São Paulo;
- Sindicato dos Trabalhadores e Trabalhadoras Rurais do Litoral Norte de São Paulo;
- Associação de moradores de Guaratuba;
- Oscip Boraceia Viva de Bertioga/SP;
- Instituto Brasil Júnior;
- Associação dos Moradores do Sítio Conceiçãozinha;
- Capatazia da Colônia de Pesca Z3 (Santa Cruz dos Navegantes);
- Associação dos Pescadores da Vila Ligya (Rio do Meio);
- Associação dos Pescadores do Guarujá;
- Associação de Pesca e Cultura Caiçara do Guaiúba – APCCG, do município de Guarujá/SP;

- Associação Educativa da Vila dos Pescadores;
- Capatazia da Colônia de Pescadores Z1 de Cubatão/SP;
- Assoc. Melhoramentos do Bairro Caruara (Santos Continental) de Santos/SP;
- Associação dos Pescadores de Mongaguá;
- Associação Bairro Água Branca de Mongaguá/SP;
- Colônia de Pesca Z-5;
- União de Moradores da Juréia (UMJ);
- Associação de Mulheres da Pesca de Peruíbe/SP;
- Associação dos Moradores do Bairro Acaraú;
- Associação Caiçara e Amigos do Ariri (ACARI);
- Colônia de Pesca Z-09;
- Associação do Quilombo Mandira de Cananéia/SP;
- Associação dos Pescadores do Camaroeiro;
- Associação dos Pescadores da Tabatinga;
- Associação dos Maricultores e Pescadores da Cocanha;
- Associação de Moradores de Castelhanos- AMOR;
- Associação dos Moradores do Bonete de Ilhabela/SP;
- Associação Amigos da Praia do Estaleiro (AAPRE);
- Associação Cultural e Esportiva dos Caiçaras da Praia do Estaleiro (ACECAPRE);
- Associação dos Moradores da Almada;

- Associação Moradores do Sertão do Ubatumirim (ASU),
- Associação Moradores de Picinguaba;
- Associação dos Maricultores de Picinguaba;
- Associação dos Pescadores e Maricultores da Barra da Maranduba e Região Sul;
- Associação Catifó da Praia Grande do Bonete;
- Associação dos Remanescentes da Comunidade Quilombola da Caçandoca (ARCQC);
- Associação Remanescente do Quilombo Caçandoquinha, Raposa, Simão e Frade de Ubatuba/SP;
- Associação de Moradores do Bananal (AMB);
- Associação de Moradores da Vila de Dois Rios;
- Associação de Moradores de Matariz;
- Associação de Moradores da Praia Vermelha (AMPV);
- Associação de Moradores de Araçatiba (AMA);
- Associação de Moradores de Provetá (AMP);
- Associação de Moradores de Aventureiro (AMA);
- Associação dos Remanescentes de Quilombolas de Santa Rita de Bracuí;
- Associação dos Produtores Rurais do Bairro Mambucada;
- Associação de Pescadores Profissionais e Amadores do 4ª Distrito de Angra dos Reis (APEPAD);
- Associação dos Moradores de Monsuaba;

- Associação dos Moradores da Vila Nova Japuíba;
- Associação dos Moradores da Vila Velha e Organização para a Sustentabilidade da Ilha Grande (OSIG) de Angra dos Reis/RJ;
- Associação de Maricultura de Mangaratiba (AMAR);
- Associação dos Pescadores e Marisqueiras de Muriqui (APEMAM);
- Associação dos Maricultores do Litoral Sul do Rio de Janeiro (AMALIS);
- Associação de Remanescentes de Quilombos da Ilha da Marambaia (ARQIMAR);
- Associação dos Pescadores Maricultores e Lazer do Sahy (ASSOPESCA);
- União das Associações Cooperativas de Mangaratiba/RJ;
- Associação de Moradores da Vila de Trindade;
- Associação de Barqueiros de Trindade;
- Associação de Moradores de São Gonçalo;
- Associação de Moradores do Saco do Mamanguá;
- Associação de Moradores da Praia do Sono;
- Associação de Moradores do Quilombo do Cabral;
- Quilombo Campinho da Independência;
- Associação de Moradores e Pescadores da Praia Grande;
- Associação de Moradores do Pouso da Cajaíba (ASMAPOCA);
- Associação de Moradores de Ponta Grossa;
- Associação de Moradores da Ilha do Araújo;
- Associação de Moradores de Tarituba (AMOT);

- Associação Caiçuru e Associação de Moradores da Barra do Corumbê (AMAPBC) de Paraty/RJ;
- Colônia de Pescadores de Itaguaí;
- Associação dos Maricultores da Costa Verde de Itaguaí (AMCOVERI);
- Associação dos Pescadores Artesanais da Ilha da Madeira (APAIM);
- Associação de Pescadores de Itaguaí (APEITA) de Itaguaí/RJ;
- Colônia de Pescadores Z-14 de Pedra de Guaratiba;
- Colônia de Pescadores Z-15 de Sepetiba;
- Associação de Maricultores do Litoral Sul (AMALIS);
- Associação de Pescadores artesanais de Sepetiba (APAS);
- Associação de Pescadores Artesanais de Pedra de Guaratiba (APAPG);
- Associação de Pescadores Artesanais do Rio São Francisco (APASF);
- Associação de Pescadores Artesanais do Canto do Rio (APESCARI) do Rio de Janeiro/RJ;
- Colônia de Pescadores Z-4;
- Associação de Pescadores e Amigos da Gamboa de Cabo Frio/RJ;
- Colônia de Pescadores Z 24;
- Cooperativa de Beneficiamento do Pescado e Pescadores;
- Associação de Moradores de Castelinho e Gravatá;
- Associação de Pescadores Artesanais;
- Amigos da Praia de Itaúna de Saquarema/RJ;
- Colônia de Pescadores de Maricá e Associação Livre de Aquicultura;

- Pesca de Itaipuaçu de Maricá/RJ;
- Associação Livre dos Pescadores e Amigos da Praia de Itaipu (ALPAPI);
- Associação dos Pescadores e Amigos da Praia Grande de Niterói/RJ.

Pontualmente, ressalta-se que o Centro de Pesquisa e Gestão de Recursos Pesqueiros do Litoral Sudeste e Sul (CEPSUL) não é vinculado ao IBAMA, como afirmado no estudo, mas sim ao ICMBio.

Resposta/Esclarecimento: A PETROBRAS está ciente de que o Centro de Pesquisa e Gestão de Recursos Pesqueiros do Litoral Sudeste e Sul (CEPSUL) não é vinculado ao IBAMA e sim ao ICMBio.

II.5.3.5 - Infraestrutura

Este tópico aborda as questões de infraestrutura de serviços essenciais de saúde, saneamento, transporte, comunicações, energia elétrica e segurança pública. Destaca-se que, além da consulta a dados secundários, a empresa informou que foi feita consulta às prefeituras municipais via ofício, solicitando informações sobre o manejo de águas pluviais, controle de pragas e gerenciamento de resíduos. Entretanto, destacou que nenhuma secretaria respondeu aos ofícios, e “portanto essas informações não foram apresentadas”. (EIA, II.5, p. 295/1202)

Esta Coordenação Geral não vê justificativas para não serem apresentadas essas informações requeridas pelo Termo de Referência CGPEG/DILIC/IBAMA nº 002/13, sobretudo, por existirem diversas fontes bibliográficas sobre esses temas, mas, também, pela empresa não ter cogitado outras formas de abordagem, mais diretas e menos passivas, para obter estes dados com as prefeituras municipais.

Manejo pluvial

Foram localizados junto aos registros do IBGE, serviços de Manejo de Águas Pluviais dos municípios integrantes da área de estudo. Seguem abaixo quadros indicando a relação dos municípios e o tipo de manejo realizado.

Rio de Janeiro:

	Macaé	Cabo Frio	Araruama	Saquarema	Maricá	Itaboraí	Niterói	Rio de Janeiro	Itaguaí	Mangaratiba	Angra dos Reis	Paraty
Serviços Disponíveis												
Serviço de drenagem urbana subterrâneo - Unitária ou mista	X	X		X		X				X	X	
Serviço de drenagem urbana subterrâneo - Separadora	X		X		X		X	X	X			X
Pontos de lançamento do efluente - Mar							X	X	X		X	X
Pontos de lançamento do efluente - Lagoas		X	X	X	X		X	X				
Pontos de lançamento do efluente - Cursos d'água permanentes	X		X	X	X	X	X		X	X	X	
Pontos de lançamento do efluente - Cursos d'água intermitentes	X						X		X	X	X	
Pontos de lançamento do efluente - Outros												
Dispositivo coletivo de retenção ou amortecimento de vazão de águas pluviais urbanas - Nos corpos receptores	X							X				
Dispositivo coletivo de retenção ou amortecimento de vazão de águas pluviais urbanas - Fora dos corpos receptores	X	X						X	X			
Áreas de Risco												
Áreas sem infraestrutura de drenagem			X	X	X	X	X		X	X	X	X

	Macaé	Cabo Frio	Araruama	Saquarema	Maricá	Itaboraí	Niterói	Rio de Janeiro	Itaguaí	Mangaratiba	Angra dos Reis	Paraty
Áreas em taludes e encostas sujeitas a deslizamento	x	x	x		x	x	x	x	x	x	x	
Áreas de risco no perímetro urbano que demandam drenagem especial	x	x	x	x	x		x	x	x	x	x	x
Áreas de baixio sujeitas a inundações e/ou proliferação de vetores	x			x	x	x		x	x			

Fonte: IBGE - Pesquisa Nacional de Saneamento Básico, 2008.

São Paulo:

	Ubatuba	Caraguatatuba	Ilhabela	São Sebastião	Bertioga	Guarujá	Santos	Cubatão	São Vicente	Praia Grande	Monguaguá	Itanhaém	Peruíbe
Serviços Disponíveis													
Serviço de drenagem urbana subterrâneo - Unitária ou mista			x	x									
Serviço de drenagem urbana subterrâneo - Separadora	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x
Pontos de lançamento do efluente - Mar	x		x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x
Pontos de lançamento do efluente - Lagoas				x									
Pontos de lançamento do efluente - Cursos d'água permanentes	x	x	x	x	x	x		x	x	x	x	x	x
Pontos de lançamento do efluente - Cursos d'água intermitentes	x	x	x		x	x			x		x		x

	Ubatuba	Caraguatatuba	Ilhabela	São Sebastião	Bertioga	Guarujá	Santos	Cubatão	São Vicente	Praia Grande	Monguaguá	Itanhaém	Peruíbe
Pontos de lançamento do efluente - Outros			x	x	x	x							
Dispositivo coletivo de retenção ou amortecimento de vazão de águas pluviais urbanas - Nos corpos receptores													
Dispositivo coletivo de retenção ou amortecimento de vazão de águas pluviais urbanas - Fora dos corpos receptores													
Áreas de Risco													
Áreas sem infraestrutura de drenagem	x	x	x	x		x					x	x	x
Áreas em taludes e encostas sujeitas a deslizamento	x	x	x	x		x		x			x		
Áreas de risco no perímetro urbano que demandam drenagem especial	x	x	x	x		x		x	x		x	x	x
Áreas de baixo sujeitas a inundações e/ou proliferação de vetores	x	x	x	x				x	x		x	x	x

Fonte: IBGE - Pesquisa Nacional de Saneamento Básico, 2008.

Controle de pragas:

Seguem abaixo as informações adquiridas junto as secretarias municipais integrantes da área de estudo do Projeto Etapa 2, a exceção dos municípios de Araruama, Itaguaí, Mangaratiba, Caraguatatuba, São Sebastião e Peruíbe sobre os quais as buscas restaram infrutíferas.

- Cabo Frio:

A partir das informações advindas da Divisão de Vigilância Sanitária de Cabo Frio, foi constatado que o município conta com programas de combate à dengue e a outras pragas. Entre os serviços, destaca-se o serviço de combate a roedores e o controle sobre infestações de pulgas. Para o serviço de combate a dengue é utilizado o serviço de “fumacê”.

- Saquarema:

Segundo informações obtidas do “Diagnostico e Plano de Ação: Tema Comunidade” da Agenda 21 COMPERJ do município de Saquarema, hoje, existem 02 tipos de vetores que necessitam de ações de controle: o mosquito da dengue e o caramujo africano.

Em relação ao mosquito da dengue, tal diagnóstico aponta dois problemas principais: uma total ausência do controle de vetores e muitas casas de veraneio e de moradores fechadas durante a semana, dificultando a ação dos agentes de saúde.

Dentro deste cenário, a Agenda 21 apresenta propostas de ações de visita regular dos agentes de saúde, com objetivo de orientar e fiscalizar casas que não estejam contribuindo para o combate à Dengue, por meio da Secretaria Municipal de Saúde, tendo como parceiros o Governo Estadual, o Governo Federal, os Agentes de Saúde e a própria Comunidade. Aliado a estas ações, propõe também a criação de um disque-denúncia para que a comunidade tenha a oportunidade de denunciar proprietários que não mantêm um controle periódico de seus imóveis. Para o disque-denúncia, os parceiros apontados são a Comunidade, a Defesa Civil e a Prefeitura, por meio da Secretaria de Saúde, e da Divisão de Vigilância Sanitária.

Já para a questão dos caramujos africanos, a Agenda 21 propõe um mutirão de combate ao vetor, com ações de conscientização da população na identificação do caramujo e respectivas técnicas de combate, como água salina, cal, etc, tendo a educação ambiental como base da proposta. Os principais parceiros levantados foram: Vigilância Sanitária, Federação das Associações de Moradores, OAB, EMATER, Secretaria de Agricultura, Instituições de Ensino, Secretaria de Meio Ambiente, IBAMA, FIOCRUZ, Secretaria de Educação, e Instituto Vital Brasil.

Vale ressaltar que, segundo o Ministério da Saúde, este município é reconhecido como município com alto índice de infestação de caramujos.

- Maricá:

Por meio de contato com o Departamento de Vigilância Sanitária e Controle de Zoonoses de Maricá, foram relatadas, para o item em estudo, atividades e ações contra a dengue, através do Programa Municipal de Combate à Dengue (PMCD), focando na educação preventiva. As atividades incluem palestras para alunos, capacitação dos profissionais de saúde e trabalho educativo em visitas domiciliares, além da aplicação do “fumacê”.

- Niterói:

De acordo com o departamento de Controle de Vetores de Niterói, o município possui ações de combate à roedores com medidas preventivas e aplicação de raticida, quando necessário. No caso da dengue, a prefeitura estabeleceu uma parceria com o Ministério da Saúde, onde os agentes de saúde fazem visitas às residências a cada 2 meses, disseminando a campanha de combate ao mosquito e agindo na erradicação dos focos. Neste município, existe também o serviço do Disque Dengue (21) 2621-0100.

- Rio de Janeiro:

Em relação ao combate do mosquito vetor da dengue, o Município do Rio de Janeiro trabalha com uma metodologia advinda do Ministério da Saúde chamada “Levantamento de Índice Rápido para *Aedes Aegypti*”, também conhecida como LIRA.

A metodologia permite saber, em curto espaço de tempo, quais áreas têm alta infestação e, com isso, proporciona um direcionamento mais eficiente nas ações contra a dengue desenvolvidas por parte da Secretaria Municipal de Saúde. Além disso, é possível identificar quais os tipos de criadouros preferenciais em cada estrato, visando focar atividades específicas e alertar a população através de mobilizações sociais.

O Rio de Janeiro também possui o Centro de Controle de Zoonoses (CCZ) Paulo Darcoso Filho que trabalha com ações em relação a: criação, comércio e eventos relacionados com animais; fiscalização e controle de vetores de reservatório; atuação sobre emergências relacionadas a animais; e educação em saúde.

No Rio, o CCZ está subordinado a Superintendência de Controle de Zoonoses e Fiscalização Sanitária, além de atuar em algumas ações em parceria com a Secretaria Especial de Proteção e Defesa de Animais (SEPDA). Existem, ainda, ações de Controle de Pragas e Vetores em Penitenciárias, por meio da Secretaria de Estado de Administração Penitenciária (SEAP).

- Angra dos Reis:

Conforme informações obtidas na FuSAR (Fundação de Saúde de Angra dos Reis), o município apresenta programas para as suas principais pragas: controle da dengue e desratização. São emitidos boletins epidemiológicos e de desratização periódicos, além da utilização da metodologia de “Levantamento de Índice Rápido para *Aedes Aegypti*” (LIRA).

- Paraty:

A Vigilância Sanitária do município de Paraty apresenta programas de combate às endemias e pragas (ratos, principalmente), orientados pela SUCEN (Superintendência de Controle de Endemias).

As principais ações da Vigilância Ambiental no Combate à Dengue incluem: visitas domiciliares em todos os bairros da zona urbana e suburbana da cidade; visita semanal a pontos estratégicos (Estaleiros Ferros Velhos...); aplicação de “fumacê”; equipe de bloqueio (Controle Químico) nos casos suspeitos de dengue;

equipe de vedação de caixas d'água e monitoramento de calhas; equipe de Notificação de casos suspeitos; e armadilha Larvitrapa na zona rural para monitoramento do Aedes Aegypti.

No intuito de educar o público em geral, são realizadas, ainda, peças de teatro e palestras nas escolas, em associações de moradores e nas igrejas, além do serviço de reclamações e denúncias de Dengue na Vigilância Ambiental ou via telefone (24) 3371. 3052.

- Ubatuba:

Dados obtidos na Vigilância Sanitária do município de Ubatuba demonstram ações regulares de controle de endemias e pragas no município, com foco nos vetores principais: mosquito da dengue, ratos e borrachudos.

- Ilhabela:

O município possui programa de combate à dengue por meio de equipes treinadas que fazem a prevenção e o combate (utilizando nebulização - aplicação de inseticida). São realizados também “arrastões contra a dengue” por meio da equipe de Agentes Comunitários de Saúde (ACS) e da equipe de Agentes de Campo de Endemias do PIACD (Plano de Intensificação de Ações de Controle da Dengue), e da Secretaria de Serviços Públicos, com a equipe de Limpeza Pública. As ações são orientadas pela SUCEN (Superintendência de Controle de Endemias). Há, ainda, casos de doenças relatadas devido a barbeiros e a caramujos, ambos sem programas de combate definidos.

- Bertioga:

O Centro de Controle de Zoonoses do município de Bertioga desenvolve ações de campo de combate a animais sinantrópicos. O Centro realiza também ações de desratização e aplica produtos para afastamento de pombos e morcegos, além de atuar nas escolas por meio de ações educativas de prevenção.

- Guarujá:

O município do Guarujá desenvolve, por meio da Secretaria de Saúde - setor "Controle de Dengue", um trabalho de combate à dengue em parceria com a SUCEN (Superintendência de Controle de Endemias) e o Ministério da Saúde. A equipe atua com 66 agentes municipais, 12 do ministério da saúde e 6 supervisores da prefeitura. São realizadas vistorias nos domicílios e existe o disque denúncia (13 – 3341-6569). Além disso, é feito um trabalho nas escolas e palestras em empresas. A equipe realiza nebulização em casos confirmados, e quando há crises recebem o apoio da SUCEN (Superintendência de Controle de Endemias) para utilização do "fumacê". Existem equipes de PE (pontos estratégicos) atuando na erradicação de criadouros, e realizando visitas quinzenais ou mensais no período de calmaria.

O Departamento de Zoonoses, por meio de contato telefônico, esclareceu que há ações de ordem operacional e de orientação no combate as pragas, apresentando, basicamente, ações para combate de ratos, carrapatos e morcegos.

- Santos:

O setor de Vigilância Sanitária informou que o município possui ações de desratização, pois há grandes problemas com ratos, além de pombos. Segundo informações do funcionário, os problemas com os caramujos tiveram uma redução significativa, resultado da aplicação de ações educativas.

Em relação ao mosquito da dengue, apresenta ações conjuntas com a Secretaria de Saúde (Secove – Seção de Controle de Vetores) e outras secretarias a partir do programa de combate à dengue, sendo este seu principal problema. Há também o serviço do disque Dengue (13) 3225-8680.

- Cubatão:

O Centro de Zoonoses de Cubatão desenvolve ações de controle e combate a vetores e pragas, sendo que, no caso de desinsetização e desratização, as ações obedecem a um calendário pré-estabelecido para controle, principalmente, de

ratos e baratas. A atuação nas escolas são reforçadas nos períodos de recesso escolar e férias. Os principais locais assistidos são os prédios públicos.

Há também ações no caso de solicitações do município. Além de ratos e baratas, existem problemas no município com caramujos africanos. Nesse caso, o programa possui ações educativas que aconselha a coletá-los manualmente com proteção, matando-os com cal ou sal, e para depois incinerar, enterrar ou descartá-los no lixo em seguida. Raramente surgem casos de morcegos – que após solicitação registrada, são coletados e enviados para o laboratório Pasteur, para análise de raiva.

O programa municipal de controle da dengue segue norma da SUCEN (Superintendência de Controle de Endemias).

- São Vicente:

O departamento de zoonoses conta com um programa de controle de pragas urbanas, sendo os roedores a principal praga a ser combatida. Para esses casos, é feito bloqueio na região afetada, evitando a leptospirose. Há muitas solicitações para combate do caramujo africano e morcego (controle de vigilância da raiva). Nas escolas e unidades básicas de saúde é realizada desinsetização. No ano de 2013, foi feita uma grande campanha de desratização no município. São realizadas também ações periódicas de combate à dengue.

- Praia Grande:

O setor de zoonoses de Praia Grande tem como procedimento padrão para o controle de pragas orientar a população, coibindo, por exemplo, a produção de sujeira e acúmulo de lixo. Há ações de desratização em focos constatados ou através de solicitações. Nesses casos, é realizado o bloqueio dos focos e a aplicação de raticidas. A dengue também é combatida conforme orientações e apoio da SUCEN (Superintendência de Controle de Endemias).

- Mongaguá:

O Setor de Zoonoses de Mongaguá realiza ações periódicas de desratização, dedetização de carrapatos, formigas, baratas e insetos em geral (ambos em estabelecimentos públicos e privados). Há muitas solicitações da população para o combate ao caramujo africano, com aplicações de moloscidas. No caso da dengue, são realizados bloqueios de combate por meio de visitas em domicílios e utilização de “fumacê”, seguindo as orientações da SUCEN (Superintendência de Controle de Endemias).

- Itanhaém:

A Vigilância Sanitária do município possui um programa de combate à dengue, fazendo acompanhamento com agentes comunitários que atuam juntamente ao Programa de Saúde da Família. Também é utilizado o “fumacê” em áreas de foco comprovado, conforme orientações e apoio da SUCEN (Superintendência de Controle de Endemias).

Em observação ao “Quadro II.5.3.5-28”, que contém a listagem das empresas licenciadas e que podem ser utilizadas para a disposição dos resíduos a serem gerados pelas atividades do empreendimento, destaca-se que não foi indicada nenhuma unidade em São Paulo, apesar de existirem bases de apoio nesse Estado. Neste sentido, durante a complementação destas informações, esta Coordenação Geral avalia que seria extremamente pertinente a apresentação de um mapa com a localização das unidades de tratamento, reciclagem e de disposição final de resíduos existentes e apresentadas no decorrer do tópico.

Resposta/Esclarecimento: No Quadro II.5.3.5-28 apresentado na revisão 0 do EIA do Projeto Etapa 2 constavam as empresas contratadas pela PETROBRAS para o gerenciamento e a destinação de resíduos à época da compilação das informações. A revisão desta lista foi elaborada a partir do cadastro de empresas que prestam serviço para a PETROBRAS de modo geral e que constam no SIGRE – Sistema de Gerenciamento de Resíduos da Exploração e Produção da PETROBRAS, incluindo empresas localizadas em São Paulo. A listagem revisada é apresentada no Quadro 1 do **Anexo II.5.3.5-A**, sendo importante destacar que

para a contratação das empresas de coleta e tratamento de resíduos é necessário fazer licitação e que, desta forma, a relação apresentada poderá sofrer alterações.

A partir das informações relacionadas no Quadro 1, foi elaborado Mapa apresentado no **Anexo II.5.3.5-A**, que indica as localizações das empresas relacionadas na listagem e seu percurso terrestre a partir do Porto do Rio de Janeiro (P-RIO), por ser o principal porto de apoio às atividades do Projeto Etapa 2.

Os resíduos gerados nas atividades do Projeto Etapa 2 serão transportados em caçambas, contêineres, tambores ou *big bags* devidamente identificados e, ao serem desembarcados pelas embarcações de apoio no P-RIO, serão tratados de acordo com o Manual de Gerenciamento de Resíduos da PETROBRAS (MGR).

Ainda, cabe destacar que não foi caracterizada a disponibilidade atual de serviços voltados ao gerenciamento de resíduos, em termos da capacidade existente relativa a tratamento de resíduos, reciclagem e disposição final. Da mesma forma, não foram apresentadas considerações a respeito das distâncias as quais os resíduos gerados pelos empreendimentos serão transportados desde os locais de desembarque até as instalações de gerenciamento e nem qualquer expectativa sobre a tendência futura de utilização da capacidade dessas infraestruturas. Assim, aguarda-se que a PETROBRAS apresente estas informações para as devidas análises. Cabe ressaltar que a PETROBRAS detém informações sobre a infraestrutura de destinação de resíduos sólidos na Bacia de Santos, a qual é utilizada no atendimento das exigências do Projeto de Controle da Poluição, sendo relatada por meio dos relatórios do PCP. A complementação deve ser realizada em atendimento ao solicitado, no sentido de avaliar a disponibilidade da estrutura atual com relação a projeção do aumento de geração de resíduos por conta da atividade em licenciamento.

Resposta/Esclarecimento: A listagem de empresas prestadoras de serviço de gerenciamento e destinação de resíduos apresenta as capacidades que estavam descritas nas suas respectivas licenças de operação. Porém, as informações que constam nas licenças de operação nem sempre são uniformes e o universo que traz a capacidade de tratamento, reciclagem e disposição de resíduos é pequeno quando comparado com toda a listagem. Assim sendo não é possível correlacionarmos o "quanto" a Petrobras utiliza das capacidades de processamento de cada tipo de resíduo.

Nossas estimativas nos remetem que durante toda a vida do Etapa 2, teremos uma geração de aproximadamente 95 mil toneladas de resíduos distribuídos nas 3 classes.

De acordo com a Associação Brasileira de *Facilities* (2014), um brasileiro está gerando em torno de 0,383 toneladas/ano. Tomando-se como base este dado, para uma população superior a 201 milhões (final de agosto/13), podemos inferir que o impacto durante todo o ciclo de vida do Projeto Etapa 2 é equivalente a aproximadamente 248 mil brasileiros, ou seja, 0,12% da população brasileira.

Se correlacionarmos com informações do IPEA-2012 (Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada), que no Brasil são geradas 3,786 milhões de toneladas/ano de resíduos perigosos e 93,87 milhões de toneladas/ano de resíduos não-perigosos, podemos inferir que o impacto de todo o ciclo de vida do Etapa 2 é equivalente a 0,0513% do valor anual de geração de resíduos não perigosos e de 1,24% do valor anual da geração de resíduos de Classe I no Brasil.

Quanto às distâncias que poderão ser percorridas desde o desembarque até os locais de destinação final dos resíduos gerados pelos empreendimentos, estas podem ser observadas no Quadro 1 e na Figura 1 apresentados no **Anexo II.5.3.5-A**.

II.5.3.7 - Lazer, Turismo e Cultural

Novamente, o EIA destacou que as informações apresentadas foram obtidas através de “dados secundários e de consulta via ofícios, às Prefeituras dos municípios integrantes da área de estudo.” (EIA, II.5, p. 572/1202).

De imediato, causa estranheza o fato de que em nenhum momento o estudo menciona dados gerados sobre este tema nos próprios processos de diagnóstico dos projetos de mitigação sob responsabilidade da empresa nos municípios da área de estudo. Destaca-se que no Termo de Referência CGPEG/DILIC/IBAMA nº 002/13 esta coordenação demandou expressamente que deveriam ser utilizados “os dados gerados pela própria empresa em projetos de monitoramento, caracterização ambiental, avaliação de impactos, etc. associados a outros empreendimentos já licenciados ou em licenciamento na mesma bacia sedimentar.”.

O Diagnóstico Participativo do Programa de Educação Ambiental de São Paulo (PEA SP) – Litoral Norte, por exemplo, apresentou uma série de informações sobre a dinâmica das atividades turísticas nos municípios de Ubatuba, Caraguatatuba, São Sebastião e Ilhabela (todos estes integrantes da área de estudo do empreendimento em questão). Este diagnóstico apresentou informações sobre impactos do turismo sobre comunidades de maior vulnerabilidade socioambiental (como as comunidades tradicionais), conflitos socioambientais decorrentes da atividade turística, além das potencialidades socioeconômicas para as comunidades envolvidas no estudo. E o Diagnóstico Participativo do Programa de Educação Ambiental de São Paulo (PEA SP) – Litoral Centro apresentou informações sobre as atividades turísticas nos municípios de Praia Grande, São Vicente, Cubatão, Santos, Guarujá, Bertioga, Mongaguá, Itanhaém e Peruíbe (todos estes integrantes da área de estudo do empreendimento em questão), destacando impactos, conflitos e potencialidade relacionadas a grupos sociais envolvidos no diagnóstico, incluindo aqueles de maior vulnerabilidade socioambiental. Entretanto, o EIA ora analisado ignorou ambos os documentos, produzidos pela própria empresa no âmbito do licenciamento de petróleo e gás na Bacia de Santos.

Independentemente ou justamente em função das fontes de pesquisa, de maneira geral, o subitem não atendeu ao demandado no Termo de Referência CGPEG/DILIC/IBAMA nº 002/13, pois não trouxe informações relevantes sobre as dinâmicas socioambientais relativas às atividades turísticas na área de estudo, confundindo-se muitas vezes com um material de divulgação e de incentivo ao turismo na região, e não um diagnóstico socioeconômico para subsidiar a tomada de decisão num processo de licenciamento desta envergadura.

Foram considerados todos os municípios da área de estudo do empreendimento no presente item. Entretanto, as Baías de Guanabara, Ilha Grande e Sepetiba foram desconsideradas parcial ou completamente na caracterização apresentada. Ressalta-se a relevância da atividade turística nestas baías, assim como os conflitos decorrentes e correlacionados a esta atividade.

Inicialmente, o estudo apresentou uma breve caracterização do contexto mais amplo do turismo no Brasil, incluindo menções ao ecoturismo e ao turismo de negócios. Esta caracterização mencionou apenas alguns impactos socioeconômicos positivos gerados pela atividade turística, sem citar os aspectos negativos, como os diversos conflitos socioambientais gerados direta ou indiretamente pela expansão do turismo, amplamente registrados na bibliografia acadêmica.

No subitem “O Turismo e suas formas de expansão”, a empresa apresentou uma caracterização geral do turismo na área de estudo em questão. O estudo tipificou o turismo presente na área de estudo em: Ecoturismo, Turismo Esportivo, Turismo Cultural e Veraneio (segunda residência). Chama atenção o fato de que nesta tipificação a empresa não mencionou a presença do Turismo de Negócios, apesar de afirmar anteriormente a presença desse tipo de turismo em alguns dos municípios tanto do estado do Rio de Janeiro quanto do estado de São Paulo que fazem parte da área de estudo. Esses tipos de turismo foram brevemente caracterizados de maneira estanque, não apontando que se tratam de modalidades de turismo que se entrecruzam na prática de diversas formas. (EIA, II.5, p. 576-578/1202)

Especificamente na caracterização do Turismo de Veraneio (segunda residência), a empresa afirmou que esta atividade “tende a provocar impactos

diversos sobre o modo de vida de sociedades locais, alterando funções tradicionais e até os 'tempos' culturais em que aí se desenvolvem as atividades – o 'tempo de verão' passa a ter significados especiais, pois modifica práticas e relações sociais cotidianas.”. (EIA, II.5, p. 577/1202)

Em seguida, o estudo apresentou informações sobre planos e programas governamentais relacionados ao turismo e cultura para a área de estudo, a partir de “pesquisa realizada nos sites oficiais do Ministério do Turismo, dos governos estaduais do Rio de Janeiro e São Paulo, e das Secretarias de Turismo dos municípios inseridos na área de estudo [...] [e de] envio de ofício para municípios da área de estudo se obtendo resposta dos municípios fluminenses de Cabo Frio, Niterói e Paraty; e, dos municípios paulistas de Bertioga, Caraguatatuba, Cubatão, Guarujá, Itanhaém, Mongaguá, Santos, São Sebastião e São Vicente.”. A empresa reiterou que “a resposta aos ofícios enviados limitaram-se ao histórico do município e inventário dos principais pontos turísticos visitados. [...] Nesses termos destaca-se que não se obteve informações que possibilitem a avaliação de potencialidades, pressões e conflitos decorrentes da atividade turística no município, informações estas solicitadas também no ofício.” (grifo nosso). (EIA, II.5, p. 578-579/1202)

Reitera-se que os documentos referentes ao Litoral Norte (Ubatuba, Caraguatatuba, São Sebastião e Ilhabela) e Litoral Centro (Praia Grande, São Vicente, Cubatão, Santos, Guarujá, Bertioga, Mongaguá, Itanhaém e Peruíbe) do Diagnóstico Participativo do Programa de Educação Ambiental de São Paulo (PEA SP), produzidos pela própria PETROBRAS no âmbito de processos de licenciamento de petróleo e gás na Bacia de Santos conduzidos pela CGPEG, trazem diversas informações sobre “potencialidades, pressões e conflitos decorrentes da atividade turística” nesses municípios. Mesmo assim, apesar de possuir fácil acesso a diversas destas informações, a empresa não conseguiu apresentar o conteúdo mínimo exigido pelo Termo de Referência CGPEG/DILIC/IBAMA nº 002/13, no item II.5.3-G.

Retomando a análise, constatou-se que são citados diversos planos e programas governamentais federais relacionados ao turismo (EIA, II.5, p. 580-586/1202), entretanto, não houve qualquer informação qualificada sobre a

implementação dessas ações governamentais nos municípios da área de estudo, sendo assim uma mera compilação de nomes e descrições gerais de políticas públicas que nada agregou ao estudo. Foi citado, por exemplo, o Programa Pontos de Cultura, do Ministério da Cultura – MinC, pela sua interface com o turismo. Neste caso, seria relevante a informação de que a comunidade quilombola do Campinho, em Paraty/RJ, foi beneficiada com um Ponto de Cultura, e que esta comunidade está envolvida no processo do Diagnóstico Participativo do PEA Sul Fluminense, conduzido pela empresa na Bacia de Santos. Assim, mais uma vez, fica explícito que o EIA desconsiderou as informações geradas neste diagnóstico participativo, conduzido pela própria PETROBRAS no âmbito dos processos de licenciamento de petróleo e gás sob responsabilidade da CGPEG.

Em seguida foram mencionadas políticas voltadas ao turismo de âmbito estadual, tanto no Rio de Janeiro quanto em São Paulo. Novamente, foram apresentadas descrições genéricas das políticas públicas criadas, não havendo qualquer qualificação da implementação das mesmas nos municípios da área de estudo. Destaca-se que o EIA não mencionou o “Projeto Onda Limpa”, mencionado no Diagnóstico Participativo do PEA SP para o Litoral Centro como diretamente relacionado à atividade turística, sendo nesta mais uma demonstração de que foram ignoradas informações geradas no âmbito de projetos relacionados a empreendimentos da própria empresa.

O estudo também buscou apresentar o padrão das atividades turísticas presentes na área de estudo, incluindo suas potencialidades. De maneira geral o estudo sugeriu que:

“o turismo de negócios e o turismo cultural, provavelmente sofrem retração nos momentos em que o turismo de veraneio se expande, da mesma forma o turismo esportivo tende a ocorrer de forma mais intensa durante o verão, enquanto que o ecoturismo tende a privilegiar os períodos de estiagem (ausência de chuvas).” (EIA, II.5, p. 590/1202)

A empresa destacou ainda que as informações para este subitem, no que diz respeito aos municípios localizados no estado do Rio de Janeiro, foram “coletadas no site oficial da Empresa de Turismo do Município do Rio de Janeiro – RIOTUR,

e da Companhia de Turismo do Estado do Rio de Janeiro – TURISRIO.” (EIA, II.5, p. 591/1202). Também foram apresentadas informações obtidas em sites de órgãos públicos na internet, ou através de ofícios encaminhados por algumas prefeituras.

Sobre o padrão de atividades turísticas nos municípios da área de estudo (EIA, II.5, p. 590-718/1202), o EIA não apresentou praticamente nenhuma informação, quase se limitando a uma mera listagem (incluindo fotografias) de alguns dos “atrativos turísticos” presentes nesses municípios. Novamente, foram ignoradas informações presentes no Diagnóstico Participativo do PEA SP e no Diagnóstico Participativo do Programa de Educação Ambiental da Bacia de Campos (PEA BC), realizados pela própria empresa, como por exemplo:

“A sobreposição de processos urbano-industriais desencadeados pelas indústrias do turismo e do petróleo impõe algumas variáveis que precisam ser aprofundadas, em especial na escala da zona limítrofe entre o segundo distrito de Cabo Frio a Rio das Ostras, considerando ainda as recentes operações do aeroporto internacional de Cabo Frio e do Porto do Forno em Arraial do Cabo.” (Diagnóstico Participativo PEA BC, p. 21/552).

“Especulação imobiliária: Apesar de tentar impor a dinâmica do crescimento à indústria do petróleo, ficou claro para o grupo que na região dos Lagos e nas suas periferias, o turismo e a migração para o trabalho no campo (sobretudo o corte da cana-de-açúcar) são os principais fatores de influência da dinâmica e expansão demográfica.” (Diagnóstico Participativo PEA BC, p. 113/552).

“Os grupos do Quilombo da Caçandoca² vivem atualmente das atividades relacionadas à cadeia do turismo, das tradições culturais com as festas onde predominam o artesanato, a religiosidade e a culinária de origem africana.” (Diagnóstico Participativo PEA SP – Litoral Norte, p. 13/97).

“[São Sebastião] O aumento do turismo e a instalação do Terminal Almirante Barroso TEBAR da TRANSPETRO9 (década de 1960) impactaram diretamente os serviços de saúde, educação, emprego,

moradia, ocupação do espaço, com loteamentos e condomínios em áreas inadequadas.” (Diagnóstico Participativo PEA SP – Litoral Norte, p. 36/97).

“O interessante é que para todos os grupos tradicionais o turismo aparece como potencial sempre associado à cultura, pois entendem que o conhecimento da mata, do mar, e do lugar pode ser aproveitado para guiarem os turistas nas trilhas, cachoeiras, ilhas e lajes. Além da culinária caiçara, farinha e artesanato que acreditam ter um grande potencial de venda aos turistas se retomarem as festas ou fortalecê-las no caso das comunidades que já a praticam.” (Diagnóstico Participativo PEA SP – Litoral Norte, p. 72/97).

“[Mongaguá] As potencialidades levantadas durante as reuniões de DP estão relacionadas às duas principais atividades econômicas do município: a pesca artesanal, associada ao modo de vida, cultura local e a recente Colônia de Pescadores de Mongaguá e o turismo, em função da plataforma de pesca, as praias, os rios e cachoeiras, o ecoturismo e as aldeias indígenas.” (Diagnóstico Participativo PEA SP – Litoral Centro, p. 79/95).

“[Itanhaém] Com relação ao aumento do turismo foi citada a falta de infraestrutura e segurança para turistas e problemas ocasionados pelo turismo.” (Diagnóstico Participativo PEA SP – Litoral Centro, p. 81/95).

Além disso, também ficou explícito que na análise padrão de atividades turísticas nos municípios da área de estudo, a empresa ignorou as informações geradas ao longo do Diagnóstico Participativo do Projeto de Educação Ambiental para os municípios do sul fluminense – PEA Rio Sul Fluminense (Processo IBAMA Nº 02022.001467/2010). O Quilombo do Campinho, em Paraty (RJ), por exemplo, que vem se transformando numa referência em turismo envolvendo comunidades tradicionais, sequer foi mencionado no presente item.

No caso do município de Angra dos Reis o estudo caracteriza a atividade turística como sendo marcada por um turismo de alto poder aquisitivo, afirmando que o processo de expansão do turismo “foi conseqüentemente expulsando a população que vivia da pesca artesanal e da agricultura, restringindo o livre

acesso às praias e privatizando o litoral do município.” (EIA, II.5, p. 639/1202). Comparando o turismo em Angra dos Reis e em Paraty, a empresa afirma que “ambos representam processos distintos de expansão das atividades turísticas: enquanto em Angra prevalecem os complexos turístico-imobiliários, em Paraty o turismo se vincula fortemente ao seu patrimônio histórico-arquitetônico e aos eventos realizados como a Feira Literária Internacional e o Festival de Cachaça de Paraty.” (EIA, II.5, p. 649/1202). Assim, o estudo desconsidera o já exposto no Parecer Técnico CGPEG/DILIC/IBAMA nº 284/12, que analisou a revisão 02 do EIA da Etapa 1 do Pré-sal (Processo IBAMA nº 02022.002287/09), onde esta CGPEG destacou que:

“Diversos estudos acadêmicos apontam para os conflitos e as desigualdades sociais relacionados ao desenvolvimento do turismo em Paraty, que envolve o receio da população local, especialmente caiçaras, com as transformações geradas pela atividade, e mesmo processos de especulação imobiliária com expulsão destas populações de seus territórios tradicionais. Por mais que o turismo em Paraty seja menos elitizado, do ponto de vista econômico, do que em Angra dos Reis, trata-se ainda sim de um turismo baseado em profundas disparidades socioeconômicas.”

(Parecer Técnico CGPEG/DILIC/IBAMA nº 284/12, p. 23-24/70).

Com relação aos municípios de São Paulo, o estudo afirmou que:

“A prática esportiva, nos termos da pesca e do turismo náutico, é praticada em todo o litoral, contudo a partir das informações coletadas o destaque é para o Litoral Norte, que tende a concentrar o maior número de atrativos naturais. Na Baixada Santista tende a prevalecer a atividade de veraneio (segunda residência) e nos municípios de Santos, Praia Grande, Guarujá e São Vicente se observa a emergência e consolidação do turismo de negócios.” (EIA, II.5, p. 715/1202).

No caso do município de Cubatão, a empresa afirmou que:

“Embora seja um município marcadamente industrial sua recuperação ambiental é significativa, após um histórico de acidentes. Cubatão é,

atualmente, um símbolo da recuperação ecológica mundial. Seu potencial turístico é crescente, tendo em vista os diferentes atrativos: históricos, artísticos, religiosos, de recursos naturais e paisagísticos.” (EIA, II.5, p. 694/1202).

Chama atenção que no subitem “II.5.3.11 – Qualidade da Paisagem Natural” do mesmo EIA a empresa praticamente afirme o contrário, ao apontar que:

“O Relatório de Qualidade Ambiental do Estado de São Paulo (2011) registra que a poluição atmosférica, em termos do nível de concentração de material particulado – MP, destaca para Cubatão, parâmetros acima dos padrões anuais. A poluição do ar no município atinge níveis elevados em função da existência de, aproximadamente, 260 fontes poluidoras, como indústrias químicas e petroquímicas, fábricas de fertilizantes, gesso, cimento, papel, e uma siderúrgica. Segundo o referido documento, um fator que dificulta a dispersão dos poluentes atmosféricos emitidos pelos complexos industriais é a proximidade da Serra do Mar.” (EIA, II.5, p. 800/1202).

O estudo destacou o que chama de turismo cultural no município de Ilhabela (SP), “devido à presença de seu Centro Histórico e pelo grande número de comunidades caiçaras que ali vivem.” (EIA, II.5, p. 717/1202). Entretanto, o estudo não esclareceu qual a relação entre o “grande número de comunidades caiçaras” e o turismo cultural em Ilhabela. Destaca-se que no Relatório Municipal de Ilhabela do Diagnóstico Participativo PEA SP – Litoral Norte, apresentado pela própria empresa no âmbito dos processos de licenciamento da Bacia de Santos, foram apresentadas diversas informações sobre a relação entre comunidades caiçaras e o turismo; informações essas ignoradas no presente estudo.

Afirmou-se ainda que “a avaliação das principais potencialidades relacionadas a incrementos nas áreas já utilizadas e a utilização de novas áreas, a partir das informações aqui apresentadas permitem elaborar a hipótese de que o incremento das áreas, hoje apropriadas para uso das atividades turísticas, tenderá a ocorrer mediante investimentos na expansão da infraestrutura de suporte ao setor.” (EIA, II.5, p. 717/1202).

Entretanto, a empresa não deixou claro com base em que dados ou estudos considerou a suposta tendência de “investimentos na expansão da infraestrutura de suporte ao setor” como pressuposto do “incremento nas áreas” voltadas ao turismo, considerando que historicamente no país, e na própria região, as atividades turísticas costumam expandir-se quase sem qualquer melhoria na infraestrutura de suporte, como timidamente aponta o próprio EIA ao afirmar que “Especialmente considerando a flutuação demográfica nos períodos de alta temporada, tem-se a ocorrência de pressão sobre os serviços essenciais, notadamente os de saneamento dimensionados para atender a população fixa e que em alguns municípios ainda é insuficiente.” (EIA, II.5, p. 717/1202).

Em seguida, o estudo apresentou informações sobre “Conflitos relacionados às atividades turísticas e de lazer”. Inicialmente a empresa afirmou que “A base de dados secundários consultada não permite identificar de forma precisa os conflitos decorrentes da pressão das atividades de turismo e lazer sobre o território e os recursos naturais ali disponíveis.” (EIA, II.5, p. 718/1202). Esta impossibilidade de encontrar informações sobre conflitos socioambientais relacionados ao turismo nos municípios da área de estudo causa bastante estranheza, considerando que existem diversos trabalhos acadêmicos que tratam justamente desses conflitos ao longo de todo o litoral brasileiro, incluindo uma série de estudos de caso na região considerada no EIA. A própria empresa produziu, no âmbito de processos de licenciamento sob responsabilidade desta Coordenação Geral, uma série de informações sobre conflitos relativos ao turismo, como podemos observar a seguir:

“[Saquarema] No entanto, na percepção dos pescadores ouvidos, o potencial turístico tem também sua parcela negativa, pois incentiva a alta de preços nos comércios e serviços, prejudicando os pescadores locais e a comunidade em geral, pois não tem aumento de renda proporcional. A Prefeitura Municipal é entendida como ator nesse processo, já que para alguns deveria fomentar ações voltadas à geração de renda. Ainda, na visão de alguns pescadores, a atividade turística beneficia apenas um segmento minoritário de serviços e comércio.” (Diagnóstico Participativo PEA BC, p. 86/552).

“[Araruama] Disputa no uso da lagoa e do mar entre pescadores e turismo. Esta questão se relaciona com a sobreposição de diferentes atividades no mesmo espaço do mar e, principalmente, da Lagoa, como foi destacado anteriormente. * Na oficina, esse problema também foi relacionado à organização social, pois há o entendimento de que a unidade comunitária poderia minimizá-lo.” (Diagnóstico Participativo PEA BC, p. 99/552).*

*“[Cabo Frio] Especulação imobiliária (Monte Alegre, Tamoios e Botafogo): *Gerado pela pressão turística, esta dinâmica influenciou o preço dos terrenos, impulsionando o crescimento desordenado nas periferias da cidade, pois os moradores mais pobres iniciaram dinâmicas de ocupações ilegais e construções irregulares para manter-se em regiões próxima aos centros de riqueza turística na costa. Porém, a pressão sobre o centro de Cabo Frio gerou migração para regiões mais distantes deste polo turístico. Hoje, a região de Tamoios começa a ser valorizada como local de moradia e comércio. Portanto, existe uma pressão afetando também a zona rural que se localiza no entorno de Tamoios.” (Diagnóstico Participativo PEA BC, p. 106/552).*

“[Litoral Norte de SP] Pescadores e quilombolas manifestaram-se sobre a invasão dos turistas em Ubatuba. A mais recorrente das falas refere-se à perda dos espaços nas praias e faixa de areia, ficando sem local para guardar barcos e petrechos de pesca, proibidos de puxar a rede, pois atrapalha o lazer do turista. O mesmo ocorre em todos os demais municípios da região.” (Diagnóstico Participativo PEA SP – Litoral Norte p. 35/97).

“[Litoral Norte de SP] A perda dos espaços necessários para a realização da atividade econômica, principalmente a pesca, impacta diretamente a economia dos caixaras e assim se identifica o conflito entre eles e os turistas, condomínios, marinas, ecoresorts e empreendimentos turísticos em geral. Conforme Diegues e Arruda (2001:43): ‘Uma das ameaças a essas comunidades e ao exercício de suas atividades tradicionais provém do avanço da especulação

imobiliária, iniciada nas décadas de 1950 e 1960, sobretudo com a construção de residências secundárias ao longo do litoral. A especulação imobiliária privou grande parte dos caiçaras de suas posses nas praias, obrigando-os tanto a trabalhar como caseiros e pedreiros, quanto a se mudar para longe do local de trabalho, dificultando as atividades pesqueiras. Além disso, o turismo de massa, sobretudo no litoral norte do Estado de São Paulo, contribui para a desorganização das atividades tradicionais, criando uma nova estação ou safra nos meses do verão, quando muitos caiçaras se transformam em prestadores de serviços.” (Diagnóstico Participativo PEA SP – Litoral Norte, p. 37-38/97).

“[Litoral Norte de SP] as populações tradicionais da região tiveram seu modo de vida alterado substancialmente pela abertura de acessos e pelo processo de industrialização (Porto de São Sebastião, TEBAR, rodovia B R-101), pela criação de unidades de conservação (Parque Estadual da Serra do Mar Parque Estadual de Ilhabela) e pela chegada do vetor do turismo à região.” (Diagnóstico Participativo PEA SP – Litoral Norte, p. 42/97).

“[Litoral Norte de SP] O processo de urbanização decorrente da atividade turística contribuiu para a desorganização das atividades caiçaras e foi um dos responsáveis por grandes transformações na cultura nessas populações, levando a perda ou limitação do território e de algumas atividades típicas. Entretanto, o desejo manifesto dos participantes do DP de retomada de aspectos fundamentais da cultura tem na atividade turística um motor poderoso.” (Diagnóstico Participativo PEA SP – Litoral Norte, p. 72/97).

“[Litoral Norte de SP] É explícita a complexidade da gestão ambiental no litoral norte em razão da presença simultânea de diversos fatores, como o turismo, a conservação da natureza, as atividades portuárias e da indústria petrolífera e a atuação da pesca industrial. Os problemas socioambientais identificados junto às comunidades na maioria dos

casos estão associados a conflitos.” (Diagnóstico Participativo PEA SP – Litoral Norte, p. 55/97).

“[Litoral Norte de SP] Os conflitos identificados entre os participantes e a atividade turística decorrem da disputa pelos espaços e dos impactos causados à natureza e à população local, como a poluição de rios e do mar por esgotos de condomínios, casas de veraneio e outros empreendimentos ligados ao turismo.” (Diagnóstico Participativo PEA SP – Litoral Norte, p. 57/97).

“[Peruíbe] Os problemas socioambientais não relacionados ao petróleo e gás foram preponderantes e estão principalmente relacionados à gestão ambiental e ao processo histórico de uso e ocupação do solo no município, com a valorização da orla em decorrência do turismo e a aplicação das leis ambientais decorrentes da criação de unidades de conservação. Nesse contexto, os problemas podem ser sintetizados em perda de área de pesca, de exploração pelo turismo e de moradia, além de outros impactos decorrentes de restrições ambientais, que refletem no saneamento básico, acessos e infraestrutura para a pesca. [...] E apesar do conflito com o turismo e pelas áreas protegidas, o turismo, juntamente com as aldeias indígenas, ESEC Juréia-Itatins e as áreas de APP (do rio Preto) e mangue, foram citados também como potencialidades.” (Diagnóstico Participativo PEA SP – Litoral Centro, p. 83/95).

Resposta/Esclarecimento: Considerando os apontamentos feitos pela CGPEC segue o **Anexo II.5.3.7-A** com a respectiva complementação.

II.5.3.8 - Controle e Fiscalização Ambiental

As informações apresentadas pela empresa neste tópico resultaram de pesquisa realizada em sites institucionais, privilegiando-se a identificação de instrumentos de controle e fiscalização direcionados para o território costeiro. Ressalta-se que as informações deste tópico A possuem interfaces com o item

“II.5-A Planos e Programas Governamentais” e item “II.5.3.9 Instrumentos de Gestão Ambiental”.

Destaca-se que a Agência Metropolitana da Baixada Santista – AGEM não se refere a uma instituição com finalidade ambiental, pois esta é voltada para políticas metropolitanas, vinculada à Secretaria de Desenvolvimento Metropolitano. A Agência Ambiental da região é a Agência Ambiental de Santos – CETESB. Da mesma forma, deve ser incluída a Agência Ambiental de São Sebastião. Também ficou ausente a citação da Coordenação Regional do ICMBio – CR-8, que tem atuação na área de estudo.

Resposta/Esclarecimento: A PETROBRAS está ciente de que a AGEM – Agência Metropolitana da Baixada Santista não é um órgão com atribuições ambientais, por estar vinculada a Secretaria de Desenvolvimento Metropolitano. Quem supre tal função é a Agência Ambiental de Santos (CETESB).

A Petrobras retifica a informação relativa às agências ambientais do Estado de São Paulo e enfatiza a informação de que os municípios de São Sebastião e Santos contam com suas respectivas agências ambientais – CETESB.

Da mesma forma, retifica a informação relativa ao ICMBio e enfatiza que a Coordenação Regional do ICMBio – CR-8 conta com as seguintes atribuições (ICMBio, 2014):

- realizar julgamentos de autos de infração;
- emitir pareceres e autorizações para licenciamento;
- apoiar a agenda socioambiental das UC;
- realizar a análise dos processos de licenciamento após manifestação das UC e emite, quando for o caso, as respectivas autorizações.
- realizar vistorias nos empreendimentos solicitados;

- também controla e compila informações sobre autorizações para licenciamento concedidas dentro de sua área de abrangência e produz informações com base nas análises dos processos sob demanda;
- prestar apoio técnico nos processos de formação e modificação de conselhos gestores, e,
- atua em reuniões de diagnóstico e planejamento participativo, bem como, na elaboração e na execução de programas e projetos.

Também, da mesma forma que no Item “II.5.3.2 – Grupos de Interesse”, é necessário incluir as secretarias e órgãos de meio ambiente dos estados de Santa Catarina e Paraná.

Resposta/Esclarecimento: Segue abaixo listagem de secretárias e órgãos de meio ambiente dos estados de Paraná e Santa Catarina.

Estado	Entidade	Endereço
Paraná	Secretaria do Meio Ambiente e Recursos Hídricos do Estado do Paraná	Rua Desembargador Motta, 3384, Mercês, Curitiba/PR CEP: 80430-200 Telefone: (41) 3304-7852 Secretário Antonio Caetano Paula Junior
	Instituto Ambiental do Paraná	Rua Engenheiros Rebouças, 1206, Curitiba/PR CEP: 80215-100 Telefone: (41) 3213-3700 Presidente Luiz Narcísio Mossato Pinto
	Ambiental Paraná Florestas	Rua Maximo João Kopp 274, Bloco 5, Santa Cândida, Curitiba/PR CEP: 82630-900 Telefone: (41) 3351-6441 Luiz Malucelli Neto

Estado	Entidade	Endereço
	Conselho Estadual do Meio Ambiente (CEMA) – Paraná	Rua Desembargador Motta, 3384, Curitiba/PR CEP: 80430-200 Telefone: (41) 3304-7771 Secretário Antonio Caetano de Paula Filho
	Secretaria Municipal de Meio Ambiente – Guaraqueçaba – PR	Major Domingos do Nascimento, 46 Guaraqueçaba/PR CEP: 83390-000 Telefone: (41) 3482-1607 Vanilda Dias
	Secretaria Municipal de Pesca e Aqüicultura – Guaraqueçaba - PR	Major Domingos do Nascimento, 46 Guaraqueçaba/PR CEP: 83390-000 Telefone: (41) 8482-1485 Adriano José Costa
	Secretaria Municipal de Agricultura, Pesca e Abastecimento – Paranaguá PR	Rua Dr. Leocádio, 307 Paranaguá/PR CEP: 83203-270 Telefone: (41) 3420- 2930 Secretária Cíntia Maria L. dos Santos
	Secretaria Municipal de Meio Ambiente – Paranaguá – PR	Rua Bento Munhoz da Rocha Neto, s/nº, Aeroparque, Paranaguá/PR CEP: 83.209-000 Telefone: (41) 3420-2967 - Secretário Antonio Ricardo dos Santos
	Secretaria Municipal de Meio Ambiente, Habitação, Assuntos Fundiários, Agricultura e Pesca – Matinhos – PR	Endereço: Rua Pastor Elias Abrahão, 22, Matinhos CEP: 83260-000 Telefone: (41) 3971-6000 / 6006
	Secretaria Municipal de Obras, Viação e Serviços, Urbanismo, Turismo e Meio Ambiente – Guaratuba – PR	Rua Dr. João Cândido, 380, Centro, Guaratuba/PR CEP: 83280-971 - Telefone: 41- 3472- 8660 Secretário Roberto Hishida

Estado	Entidade	Endereço
Santa Catarina	Secretaria Municipal de Agricultura e Pesca de Itapoá – SC	Avenida Brasil,1771, Balneário Itapoá, Itapoá/SC CEP: 89249-000 Telefone: (47) 3443-6662 \ 6462 Joarez Antônio Santini
	Secretaria Municipal de Agricultura e Pesca de São Francisco do Sul – SC	Rua Barão do Rio Branco, 217, Centro, São Francisco do Sul/SC CEP: 89240-000 - Telefone: (47) 3444-4521 Fábio Alexandre Travassos
	Secretaria Municipal de Meio Ambiente de São Francisco do Sul – Sc	Rua Barão do Rio Branco, 217, Centro, São Francisco do Sul/SC CEP: 89240-000 - Telefone: (47) 3444-4521 Eni Voltolini
	Secretaria de Estado de Agricultura e da Pesca – SC	Rodovia Admar Gonzaga, 1486, Itacorubi, Florianópolis/SC CEP: 88034-000 Telefone: (48) 3239-4000 Secretário Ayrton Spies
	Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico e Sustentável - SC	Rodovia SC 401, KM 5, nº 4600, Centro Administrativo, bl. 3, 1º andar, Saco Grande II, Florianópolis/SC CEP 88032-000 - Telefone: (48) 3665-2266 Coordenador Cristiano Lopes de Oliveira
	Fundação do Meio Ambiente (FATMA) – SC	Rua Felipe Schmidt, 485, Centro, Florianópolis/SC CEP: 88010-001 Telefone: (48) 3216-1700 Diretor Alexandre Waltrick Rates

No trecho que abordou as interações institucionais com o empreendimento, é necessário retificar o significado da sigla LP, de Licença Provisória para Licença

Prévia. No mesmo quadro, faltou contemplar as anuências emitidas pelo IBAMA como documentos intervenientes no processo. Além disso, ressalta-se que os órgãos ambientais estaduais e municipais participam no processo como órgãos intervenientes no licenciamento, onde dão seu parecer sobre o empreendimento e os impactos em sua área de atuação.

Resposta/Esclarecimento: Segue abaixo o **Quadro II.5.3.8.1-1** - Interação Institucional com as atividades do empreendimento bem como as devidas adequações, conforme solicitado por essa CGPEG.

Quadro II.5.3.8.1-1 - Interação Institucional com as atividades do empreendimento.

Instituições	Motivo de interação direta ou indireta com os empreendimentos	Desenvolvimento de suas atividades no empreendimento	Sistemas associados/ documentos (autorizações, licenças, anuências, etc.) necessários.
Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis – IBAMA	Interação Direta - Avaliação de impactos	Tempo integral - Concessão de licenças e anuências ambientais	Licenças: Licença Prévia (LP) Licença de Instalação (LI) Licença de Operação (LO)
Instituto Chico Mendes de Conservação da Biodiversidade – ICMBio	Interação Direta - Avaliação de Impactos nas Unidades de Conservação (pareceres e manifestações técnicas)	Probabilidade de interação na definição de compensações e de medidas mitigadoras	Anuência/ compartilhamento em programas ambientais
Instituto Estadual do Ambiente – INEA	Interação Indireta (pareceres e manifestações técnicas) Avaliação de impactos Acompanhamento do Processo de Licenciamento	Acompanhamento do Processo de Licenciamento e manifestações técnicas	Acompanhamento de Programas Ambientais e Medidas Mitigadoras
Comissão Estadual de Controle Ambiental – CECA	Interação Indireta (pareceres e manifestações técnicas) Avaliação de impactos Acompanhamento do Processo de Licenciamento	Acompanhamento do Processo de Licenciamento	Acompanhamento de Programas Ambientais e Medidas Mitigadoras
Secretaria de Meio Ambiente do Estado de São Paulo – SMA	Interação Indireta (pareceres e manifestações técnicas) Avaliação de impactos Acompanhamento do Processo de Licenciamento	Acompanhamento do Processo de Licenciamento	Acompanhamento de Programas Ambientais e Medidas Mitigadoras

Instituições	Motivo de interação direta ou indireta com os empreendimentos	Desenvolvimento de suas atividades no empreendimento	Sistemas associados/ documentos (autorizações, licenças, anuências, etc.) necessários.
CONSEMA - Conselho de Meio Ambiente	Interação Indireta (pareceres e manifestações técnicas) Acompanhamento do Processo de Licenciamento	Acompanhamento do Processo de Licenciamento	Acompanhamento do Processo de Licenciamento
Coordenadoria de Fiscalização Ambiental (CFA)	Interação Indireta (pareceres e manifestações técnicas) Avaliação de impactos Acompanhamento do Processo de Licenciamento	Acompanhamento do Processo de Licenciamento	Acompanhamento de Programas Ambientais e Medidas Mitigadoras
Companhia Ambiental do Estado de São Paulo - CETESB	Interação Indireta (pareceres e manifestações técnicas) Acompanhamento do Processo de Licenciamento	Acompanhamento do Processo de Licenciamento	Acompanhamento do Processo de Licenciamento
Conselhos Municipais de Meio Ambiente	Interação Indireta (pareceres e manifestações técnicas) Acompanhamento do Processo de Licenciamento	Acompanhamento do Processo de Licenciamento	Acompanhamento do Processo de Licenciamento
Secretarias Municipais de Meio Ambiente	Interação Indireta (pareceres e manifestações técnicas) Acompanhamento do Processo de Licenciamento	Acompanhamento do Processo de Licenciamento	Acompanhamento do Processo de Licenciamento
Secretaria do Meio Ambiente e Recursos Hídricos do Estado do Paraná	Interação Indireta (pareceres e manifestações técnicas) Avaliação de impactos Acompanhamento do Processo de Licenciamento	Acompanhamento do Processo de Licenciamento	Acompanhamento do Processo de Licenciamento
Instituto Ambiental do Paraná (IAP)	Interação Indireta (pareceres e manifestações técnicas) Acompanhamento do Processo de Licenciamento	Acompanhamento do Processo de Licenciamento	Acompanhamento do Processo de Licenciamento
Conselho Estadual do Meio Ambiente (CEMA)	Interação Indireta (pareceres e	Acompanhamento do Processo de	Acompanhamento do Processo de

Instituições	Motivo de interação direta ou indireta com os empreendimentos	Desenvolvimento de suas atividades no empreendimento	Sistemas associados/ documentos (autorizações, licenças, anuências, etc.) necessários.
	manifestações técnicas) Acompanhamento do Processo de Licenciamento	Licenciamento	Licenciamento
Secretaria do Estado de Desenvolvimento Econômico e Sustentável de Santa Catarina	Interação Indireta (pareceres e manifestações técnicas) Avaliação de impactos Acompanhamento do Processo de Licenciamento	Acompanhamento do Processo de Licenciamento	Acompanhamento do Processo de Licenciamento
Fundação do Meio Ambiente de Santa Catarina (FATMA)	Interação Indireta (pareceres e manifestações técnicas) Avaliação de impactos Acompanhamento do Processo de Licenciamento	Acompanhamento do Processo de Licenciamento	Acompanhamento do Processo de Licenciamento

Pontualmente, registra-se que na descrição da Secretaria de Meio Ambiente do Estado de São Paulo não era necessário especificar cada coordenadoria. Por outro lado, era necessário identificar o órgão gestor das Unidades de Conservação estaduais de São Paulo, qual seja, a Fundação Florestal.

Resposta/Esclarecimento: A Petrobras informa que o órgão gestor das Unidades de Conservação do Estado de São Paulo é a Fundação Florestal - Fundação para a Conservação e a Produção Florestal do Estado de São Paulo, instituída pela Lei Estadual nº 5.208, de 1º de julho de 1.986, e seu estatuto aprovado pelo Decreto Estadual nº 25.952, de 29 de setembro de 1.986. Vinculado à Secretaria de Meio Ambiente, tem o objetivo de apoiar, promover e executar ações de conservação ambiental, a proteção da biodiversidade, o desenvolvimento sustentável, a recuperação de áreas degradadas e o reflorestamento de locais ambientalmente vulneráveis.

Atualmente, esta Fundação é responsável pela gestão de 94 (noventa e quatro) Unidades de Conservação de Proteção Integral e de Uso Sustentável (FUNDAÇÃO FLORESTAL, 2014).

Escritório	Endereço
Fundação Florestal - Fundação para a Conservação e a Produção Florestal do Estado de São Paulo	Rua do Horto, 931 São Paulo – SP CEP: 02377-000 (11) 2997-5000 fflorestal@fflorestal.sp.gov.br

II.5.3.9 - Instrumentos de Gestão Ambiental

Primeiramente, a itemização deste tópico está errada, de forma que inicia seus subitens pelo tópico “C) Plano Nacional de Gerenciamento Costeiro”.

Todo o tópico se ateve a indicar os instrumentos de gestão ambiental existentes na área de estudo, mas não entrou na análise do conteúdo dos mesmos para identificar possíveis interfaces com o empreendimento proposto. Ressalta-se que o principal objetivo deste tópico era justamente ajudar a identificar possíveis concordâncias ou discordâncias entre o empreendimento e os ordenamentos existentes na área de estudo.

As passagens que se referiram aos zoneamentos ecológico-econômicos costeiros do Estado de São Paulo estão desatualizadas e necessitam de revisão. O ZZE do Litoral Norte publicado em 2004, por exemplo, encontra-se em fase de atualização. Da mesma forma, o ZEE da Baixada Santista foi aprovado em 2013 e não é apresentado no texto.

Destaca-se ainda que o estudo não aborda as iniciativas de educação ambiental realizadas como condicionantes nos licenciamentos das atividades de exploração e produção de petróleo e gás, questão já amplamente discutida neste Parecer Técnico, se atendo a citar iniciativas promovidas por organizações sociais e no âmbito da educação formal. Novamente, chama a atenção que vários Projetos de Educação Ambiental – PEAs são desenvolvidos na área de estudo, inclusive sob responsabilidade da própria PETROBRAS.

Resposta/Esclarecimento: A Revisão 0 do EIA do Projeto Etapa 2 apresentou sete instrumentos de gestão ambiental distintos. Seguem abaixo os esclarecimentos solicitados pela CGPEG, para cada um desses instrumentos:

A) Plano Nacional de Gerenciamento Costeiro – PNGC

O Zoneamento Ecológico Costeiro (ZEE) do setor Litoral Norte regulamentado pelo Decreto Estadual nº 49.215/04 está em processo de revisão pelo Grupo Setorial de Coordenação do Gerenciamento Costeiro – Biênio 2013-2015. Além disso, no dia 25 de março de 2013 o ZEE do setor Baixada Santista foi regulamentado pelo Decreto Estadual nº 58.996.

O PNGC tem como principais objetivos a proteção, preservação e recuperação dos recursos naturais e ecossistemas costeiros. Em que pese a maioria das atividades do empreendimento se realizar em local muito afastado da costa, as embarcações de apoio navegarão em águas costeiras, devendo o empreendedor atentar para as normas e regulamentos presentes nesse plano.

B) Plano Nacional de Recursos Hídricos

O Plano Nacional de Recursos Hídricos objetiva assegurar disponibilização de água de qualidade à atual e futuras gerações, estimular a racionalização do uso e prevenir eventos hidrológicos críticos. A água a ser utilizada no processo de exploração de petróleo e gás offshore é retirada do mar e tratada nas plataformas de exploração, de modo que o empreendimento não fará uso direto dos recursos hídricos do continente, a exceção da água para consumo dos trabalhadores responsáveis pela operação do empreendimento.

C) Plano Estadual de Recursos Hídricos – PERHI

A relação deste Plano com o empreendimento é semelhante à mencionada no Plano Nacional de Recursos Hídricos, uma vez que o PERHI se baseia em diretrizes estabelecidas Plano Nacional.

D) Plano Diretor

O Plano Diretor é o instrumento básico da política de desenvolvimento e expansão urbana dos municípios. Em que pese o empreendimento se desenvolver a mais 200 quilômetros da costa, serão demandas bases de apoio (escritório, portos, aeroportos) localizadas nos municípios da área de influência. Para que o empreendimento esteja em consonância com os planos diretores

municipais, este deve se atentar para que as bases de apoio estejam de acordo com os padrões de uso e ocupação definidos pelos zoneamentos municipais.

E) Planos de Manejo de Unidades de Conservação

Conforme dito no EIA:

“A Lei nº 9.985/2000 define o Plano de Manejo como um documento técnico que estabelece o zoneamento da UC, bem como as normas que devem definir o uso da área e o manejo dos seus recursos naturais. O Plano de Manejo deve incluir a área da UC, sua zona de amortecimento e os corredores ecológicos, assim como medidas para promover sua integração à vida econômica e social das comunidades vizinhas.”

O empreendedor deve considerar as restrições constantes de Planos de Manejo de UCs, caso haja intervenção das atividades do empreendimento (transito de embarcações de apoio) nelas e nas suas respectivas zonas de amortecimento.

F) Ordenamento Pesqueiro

A Lei Nº 11.959, de 29 de junho de 2009 que dispõe sobre a Política Nacional de Desenvolvimento Sustentável da Aquicultura e da Pesca e regula as atividades pesqueiras, estabelece no seu item de definições o que efetivamente entende-se por ordenamento pesqueiro:

“o conjunto de normas e ações que permitem administrar a atividade pesqueira, com base no conhecimento atualizado dos seus componentes biológico-pesqueiros, ecossistêmico, econômicos e sociais” (Art. 2º, inciso XII).

Vale destacar que a relação da atividade pesqueira artesanal com o empreendimento limita-se à existência de embarcações de apoio que circularão durante a implantação e operação do Projeto Etapa 2.

G) Iniciativas de Educação Ambiental

Os Programas de Educação Ambiental desenvolvidos pela PETROBRAS no âmbito dos processos de licenciamento das atividades de exploração de petróleo

e gás, seguem, principalmente o documento “Orientações Pedagógicas do IBAMA para Elaboração e Implementação de Programas de Educação Ambiental no Licenciamento de Atividades de Produção e Escoamento de Petróleo e Gás Natural”.

A PETROBRAS, por intermédio do UO-BS, desenvolve três Programas Regionais de Educação Ambiental condicionantes de licença dos empreendimentos marítimos de P&, demandados e geridos pelo IBAMA/CGPEG.

Para o litoral fluminense, do município de Maricá a Parati, a PETROBRAS desenvolve ações no âmbito do Programa de Educação Ambiental do Rio de Janeiro – PEA RIO, que concluiu o Diagnóstico Participativo e está em fase de apresentação de resultados e proposição de projetos de Educação Ambiental para a CGPEG para os municípios da Baía de Ilha Grande, Baía de Sepetiba e Maricá. Para a Baía de Guanabara o PEA se encontra na fase inicial de diagnóstico.

Para todo o litoral paulista, a PETROBRAS já finalizou o Diagnóstico Participativo do Programa de Educação Ambiental de São Paulo – PEA SP e apresentou proposta de projeto de Educação Ambiental e o IBAMA analisa estes documentos.

Para o litoral catarinense, nos municípios de Itajaí e Navegantes, a PETROBRAS desenvolve ações no âmbito do Programa de Educação Ambiental da Região Sul – PEA SUL, que concluiu o Diagnóstico Participativo e está em fase de apresentação de resultados e proposição de projetos de Educação Ambiental para a CGPEG.

II.5.3.10 - Principais Recursos Naturais Utilizados e suas Importâncias no Contexto Socioeconômico

O presente subitem apresenta “análises [...] decorrem da leitura das informações disponíveis nos demais subitens integrantes deste estudo, em especial aqueles que tratam das atividades de lazer, turismo e cultura, da pesca artesanal e industrial, e da qualidade da paisagem natural.” (EIA, II.5, p.

779/1202). Considerando que os dados apresentados no subitem do EIA referente ao lazer, turismo e cultura são bastante inconsistentes, a análise apresentada no presente subitem fica consideravelmente comprometida.

Neste item, o estudo praticamente limitou-se a mencionar quais são as atividades que utilizam recursos naturais nos municípios da área de estudo, abordando superficialmente o status de conservação de recursos naturais genéricos (como pescado) para essas atividades. Não houve qualquer descrição consistente dos recursos naturais utilizados nem de incentivos governamentais, e praticamente inexistem informações sobre “tendências futuras para o uso destes recursos, para o prazo de duração dos empreendimentos”, conforme demandado no Termo de Referência CGPEG/DILIC/IBAMA nº 002/13. Em muitos trechos, o texto apresentado no item confundiu-se com o demandado para os itens “D) Dinâmica demográfica e estrutura produtiva” e “G) Lazer, turismo e cultura” do termo de referência supracitado.

Destaca-se ainda que como a Baía de Guanabara não foi caracterizada no item “II.5.3.7 – Lazer, turismo e cultura”, a análise dos recursos naturais utilizados e sua importância no contexto socioeconômico ficou totalmente comprometida para esta baía.

Sobre a Baía de Sepetiba, único setor da área de estudo para o qual foi apresentado alguma projeção quanto ao seu contexto futuro no que diz respeito ao uso dos recursos naturais, destaca-se a afirmação de que:

“A Baía de Sepetiba hoje é de alta vulnerabilidade, pois, além do histórico de poluição e acidentes ambientais, em decorrência do conjunto de empreendimentos ali instalados e com previsão de instalação futura, esta baía poderá a médio prazo assemelhar-se a Baía de Guanabara, aqui mencionada, o que repercutirá de forma negativa sobre a pesca e o turismo ali praticados.” (EIA, II.5, p. 787/1202).

Com relação à Baía de Ilha Grande, o estudo afirmou que a “grande importância do turismo e da pesca na economia desta região tem estimulado iniciativas no sentido da conservação desta baía, o que sugere uma forte tendência de que essas atividades encontrem cada vez mais condições para sua

expansão.” (EIA, II.5, p. 787/1202). Entretanto, não ficou claro com base em quais informações a empresa chegou a esta previsão de cenário, considerando que: i) uma série de empreendimentos industriais previstos e em processo de implementação para a região podem mudar radicalmente o cenário socioeconômico a médio e longos prazos; ii) o contexto de “declínio da atividade pesqueira” para a Ilha Grande, apontado pela empresa neste próprio EIA (EIA, II.5, p. 640/1202). A contradição fica ainda mais explícita se considerarmos o item “II.5.3.11 – Qualidade da Paisagem Natural”, no qual a empresa afirma que “Empreendimentos de grande porte, portuários e industriais, são fatores de risco à conservação da baía, juntamente com a degradação dos sistemas costeiros, decorrente dos aterros e ocupações irregulares de encostas e rios, e do crescimento desordenado do turismo.” (EIA, II.5, p. 798/1202).

Esta previsão de cenário também desconsiderou os intensos conflitos socioambientais, incluindo aqueles relacionados ao turismo e aos processos de especulação imobiliária, amplamente descritos na literatura acadêmica e explicitados ao longo do processo do Diagnóstico Participativo do PEA Rio Sul Fluminense, mencionado anteriormente, e em fase de finalização. Além disso, destaca-se que a Baía de Ilha Grande não foi caracterizada no item “I.5.3.7 – Lazer, turismo e cultura”, o que explica, em parte, a fragilidade da análise sobre os recursos naturais utilizados e sua importância no contexto socioeconômico para esta baía. Esta Coordenação Geral destaca ainda que as dinâmicas socioeconômicas relativas às Baías de Ilha Grande não podem ser pensadas de forma completamente isolada daquelas da Baía de Sepetiba, como se observa ao longo de todo o estudo.

Sobre o Litoral Norte de São Paulo (municípios de Ubatuba, Caraguatatuba, Ilhabela e São Sebastião), o estudo afirmou que:

“As principais praias utilizadas no turismo recebem uma carga de turistas, principalmente no verão, maior do que o planejado pela estrutura dos municípios, e esta carga aumenta ano a ano. Com isso, cria-se a tendência de utilizar em demasia os recursos naturais, podendo acarretar em degradações ambientais futuras. Contudo, a grande quantidade de Unidades de Conservação, garante que pelo

menos parte deste patrimônio natural seja conservado.” (EIA, II.5, p. 789/1202).

Ao indicar que as unidades de conservação garantem que parte do “patrimônio natural” seja preservado, o estudo ignora os intensos conflitos socioambientais presentes em muitas das áreas protegidas dessa região.

Resposta/Esclarecimento: As reformulações dos itens II.5.3.7 – "Lazer, Turismo e Cultura", II.5.3.13 - "Caracterização da atividade pesqueira artesanal", II.5.3.1.3 – "Evolução dos Padrões de Ocupação", II.5.3.1.4 – "Crescimento da População em Áreas Costeiras" atendem parte das considerações críticas formuladas, já que a Baía de Guanabara e a Baía de Ilha Grande foram devidamente caracterizadas e os conflitos em torno da disputas pelo acesso aos recursos naturais no espaço marítimo, especialmente aqueles relatados nos Diagnósticos Participativos do PEA-Rio foram incorporados. Por outro lado, as informações e análises apresentadas na Rev. 0 do EIA Etapa 2, nos itens II.5.3.1.6 - "Políticas Públicas: instrumentos para gestão do uso e ocupação do solo" e II.5.3.12 - "Identificação de Povos e Comunidades Tradicionais" já apresentaram a descrição dos incentivos e programas governamentais para o uso sustentável dos recursos naturais na área de estudo.

Especificamente em relação à Baía de Guanabara, cabe salientar que as intervenções humanas ali ocorridas correspondem a impactos ambientais que podem ser enunciados nos seguintes termos: a degradação de seus manguezais (dos 260 km² originais restam menos de 82 km²); a construção de cais e rodovias (Aterro do Flamengo, Avenida Brasil, Linha Vermelha, Niterói-Maninha), a poluição industrial (são cerca de 14.000 indústrias localizadas na região da Baía) e os acidentes ambientais. A baía vem sofrendo pressões decorrentes da ocupação desordenada de seu entorno, da presença maciça de atividades industriais e, principalmente, da ausência de saneamento básico, condições que repercutem diretamente sobre sua qualidade ambiental. Nesse contexto destaca-se a importância do bioma Mata Atlântica, nos termos da Reserva da Biosfera da Mata Atlântica (RBMA), que na região sob influência da Baía de Guanabara corresponde à Unidade de Conservação de Proteção Integral da Serra do Mar. Aqui observa-se grande conectividade física entre a maior parte das unidades de

conservação do estado, sobretudo nas áreas serranas, além da conectividade ecossistêmica com a baixada, através das APAs de Guapi- Guapiaçu e de Macacu, que se unem à APA Guapimirim e a ESEC Guanabara. Embora a saúde ambiental da Baía de Guanabara venha se deteriorando ao longo das décadas, em decorrência de vários fatores, o manguezal de Guapimirim aparentemente tem sido responsável pela redução dos efeitos da eutrofização na porção nordeste da baía. Quanto às atividades próprias do turismo, é possível dizer que esbarram na convivência com a diluição de despejos, seja de esgotos domésticos, despejos industriais ou águas pluviais contaminadas. Aqui o lixo é a mais visível forma de poluição de um corpo d'água. O lixo acumulado nas margens da baía e o lixo flutuante que navega no espelho d'água poluem suas águas e causam prejuízos e danos aos diversos usos associados ao turismo.

Com relação a um possível contradição no exposto sobre a Ilha Grande, cabe esclarecer que as diversas organizações e iniciativas de preservação ambiental atuantes na região e descritas no item II.5.3.2 - "Grupos de Interesse", da Rev. 0 do EIA Etapa 2, podem contribuir efetivamente para a manutenção de atividades tradicionais como a pesca artesanal e para a contenção da escalada de interferências nocivas no estoque de recursos naturais gerada pelos grandes empreendimentos. Não obstante, o êxito dessas iniciativas depende da capacidade de mobilização e da correlação de forças políticas.

Mesmo as Unidades de Conservação representam a possibilidade de salvaguarda dos recursos naturais mas, de fato, não a garantem. E ao concentrar a tutela da conservação destes recursos, as unidades de conservação tornam-se foco de conflitos com sujeitos diversos. De acordo com os resultados obtidos no Diagnóstico Participativo do PEA-SP, por exemplo, os conflitos entre comunidades e gestores de unidades de conservação ou áreas tombadas, nomeadamente a Fundação Florestal, o CONDEPHAAT, secretarias municipais e estadual do meio ambiente, polícia ambiental, CETESB e IBAMA, ocorrem de maneira mais intensa nos municípios do Litoral Norte e estruturam-se em torno de dois eixos. O primeiro se refere à restrição de áreas de uso, impedindo o acesso propriamente dito a recursos naturais, como a terra, canais de navegação e áreas de pesca, e a realização de atividades como plantio e extrativismo vegetal. Tais

restrições derivam da sobreposição de áreas de conservação aos territórios de comunidades preteritamente estabelecidas. Essas restrições criam um risco para a manutenção dos modos de vida tradicionais, não somente pelo impedimento ao uso do solo ou de espaços marítimos, mas também por interditem a aquisição de matérias-primas (madeira e fibras), necessárias para atividades como o artesanato ou o fabrico de embarcações e petrechos de pesca. O segundo eixo de conflito é mais dinâmico: não envolve propriamente as restrições, mas a forma de interação entre Unidades de Conservação e comunidades tradicionais. Nesse caso, as comunidades tradicionais se ressentem da forma como são exercidas as atividades de fiscalização, que se associam à ausência de divulgação de informações sobre as restrições de uso dos recursos naturais (WALM/PETROBRAS, 2012a; 2012b).

II.5.3.11 - Qualidade da Paisagem Natural

Inicialmente, o estudo apresentou informações genéricas e pouco qualificadas sobre a área de estudo como um todo, no que diz respeito a algumas características das paisagens naturais da área de estudo, e seus usos.

Em seguida, buscou apresentar informações sobre o estado do Rio de Janeiro e sobre o estado de São Paulo. O estudo afirmou que nos “municípios da área de estudo é possível identificar a presença de áreas de paisagem modificada em decorrência das pressões acima citadas. Contudo, alguns espaços podem ser considerados emblemáticos dessa situação: no estado do Rio de Janeiro, as regiões das baías de Guanabara e de Sepetiba” (EIA, II.5, p. 794/1202). Porém, não especificou que parte dessas mudanças são geradas pelo grande fluxo de embarcações industriais e mesmo turísticas na Baía de Guanabara, sendo que boa parte dessas embarcações estão ligadas direta ou indiretamente à cadeia produtiva do petróleo e gás. Chaves (2011) demonstrou que até 44% do espelho d’água da Baía de Guanabara é utilizado pela indústria petrolífera.

De maneira geral, afirmou-se para toda a área de estudo que:

“De um lado é evidente que os fluxos que se criaram em busca de um lazer ocasional, da segunda residência e do turismo dinamizaram

mercados locais e geraram mais postos de trabalho; de outro, os mesmos fluxos acentuaram as contradições entre vantagens e desvantagens da intensificação das relações de mercado e dos processos de desorganização e reorganização territorial. Soma-se a isso a expansão industrial, que contribui para acentuar a pressão demográfica, exercida de forma crescente e contínua sobre essas áreas costeiras, produzindo o colapso de formatos urbanos cuja infraestrutura de serviços (principalmente os que se relacionam a saneamento básico) é insuficiente para acompanhar o conjunto de mudanças.” (EIA, II.5, p. 801/1202).

De forma conclusiva, a empresa afirmou que para a área de estudo como um todo:

“as paisagens que motivaram o processo inicial de ocupação são transformadas, evidenciando as contradições do processo de desenvolvimento; situação que tende a se modificar (em médio prazo) em termos de qualidade e ritmo, tendo em vista os instrumentos de proteção da Mata Atlântica (Lei nº 11.428/06), que impõem o planejamento e ordenamento territorial adequado aos ecossistemas locais e regionais.” (EIA, II.5, p. 801/1202).

Não ficou claro quais elementos indicaram que essa “situação que tende a se modificar (em médio prazo) em termos de qualidade e ritmo, tendo em vista os instrumentos de proteção da Mata Atlântica”, já que mesmo a criação de instrumentos de proteção ambiental (como a criação de unidades de conservação), não tem impedido a expansão de processos como a especulação imobiliária e o turismo sem planejamento, como o próprio estudo indica.

Quanto à relação entre crescimento econômico e qualidade cênica, o subitem apresentado (EIA, II.5, p. 802/1202) não acrescentou qualquer informação ao estudo. Chama atenção a menção ao “turismo cultural” (EIA, II.5, p. 802/1202) relacionado aos povos e comunidades tradicionais presentes na área de estudo, considerando que o item “1.5.3.7 – Lazer, turismo e cultura” não faz qualquer menção a este tipo de “turismo cultural”, conforme já indicado anteriormente no presente parecer.

Resposta/Esclarecimento: A empresa reitera a proposição do estudo realizado, qual seja, a de que as mudanças na qualidade das paisagens naturais das baías de Sepetiba e de Guanabara são resultado da cumulatividade e da sinergia instauradas pelo processo histórico de ocupação desses territórios, envolvendo diversos atores e usos. CHAVES (2011) assinala que as transformações ambientais e territoriais da Baía de Guanabara são frutos tanto de processos desordenados de ocupação como também de processos ordenados. Baseando-se em estudo histórico realizado por Elmo Amador da Silva Amador, "Baía de Guanabara e Ecossistemas Periféricos: Homem e Natureza", publicado em 1997, a autora situa o início do processo de degradação da Baía, entendendo por degradação uma redução de sua área e de seus recursos naturais, no início do século XIX. Essa degradação obedeceu a inúmeros fatores, tais como a criação de aterros, os assoreamentos naturais e artificiais, a ampliação de áreas para ocupações agrícolas e a instalação de obras de infraestrutura urbana e de saneamento básico na cidade do Rio de Janeiro (CHAVES, 2011). A propósito, ao estabelecer um paralelismo entre degradação da Baía de Guanabara e impactos sobre a pesca artesanal, CHAVES (2011) assevera que as operações da indústria de petróleo e gás não são as únicas responsáveis por esses impactos: "esta atividade não é a única que contribui com a degradação ambiental e com a redução da atividade pesqueira. A presença da Marinha e do Exército, da Empresa Brasileira de Infraestrutura Aeroportuária (INFRAERO), da Companhia Estadual de Águas e Esgotos (CEDAE), das Barcas S.A., dos aterros sanitários de Gramacho (Duque de Caxias) e Itaóca (São Gonçalo), e do Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Renováveis (IBAMA), na APA Guapimirim e no ESEC Guanabara, são os principais usuários citados pelos pescadores, que interferem direta ou indiretamente na pesca da Baía de Guanabara" (CHAVES, 2011: 97).

Considerando-se, portanto, que as alterações na qualidade da paisagem natural têm origem difusa e se efetivam mediante a cumulatividade e a sinergia das diferentes formas de ocupação da Baía por diferentes atores em conflito, fica evidente a impossibilidade de destacar exatamente a "parte", quantitativamente estabelecida, que cabe a cada ator. Mudanças nos predicados de paisagens

naturais são efeitos qualitativos que se exercem sobre determinados espaços construídos socialmente como cenários. Dizem respeito a qualquer tipo de bloqueio visual que comprometa a ambiência cênica classificada como esteticamente positiva por determinados sujeitos que se apropriam ou que vivenciam esses espaços. Ou, também, que sejam assim classificadas por determinadas atividades que as mobilizam como um ativo, tal como o turismo. Com efeito, "A imagem (induzida na paisagem) é um recurso para a economia do turismo porque é previamente definida por um valor social, podendo aí ser acrescido um valor cultural e mesmo histórico, onde o turismo utiliza destes valores" (POCIDONIO & SILVA, 2011: 424). Dito de outra forma, a noção de "paisagem" como valor que remete a um tipo de consumo estético, ao mesmo tempo em que coloca em xeque as formas de apropriação e uso dos recursos naturais pelo desenvolvimento econômico, evidencia a contradição entre a necessidade de preservação do patrimônio paisagístico e sua exploração pela ocupação/pressão de espaços. Conforme sugere OLIVEIRA (2004), o conceito de paisagem exprime uma leitura do mundo tomada a partir de um sujeito coletivo: o território é apropriado por um grupo que lhe atribui valor simbólico, de alguma forma, expressivo, de ideais socialmente compartilhados. Nesses termos, a paisagem litorânea remete a formas de uso frequentemente associadas ao lazer, ao descanso e à visitação turística e enquanto tal é apropriada e se torna um produto. Uma vez comprometida a beleza cênica, se compromete um conjunto de relações de mercado que dela dependem. Portanto, alterações na qualidade da paisagem não podem ser classificadas aprioristicamente, pois são fruto da ação social que atribui sentidos e valores a determinados espaços geográficos.

Não obstante, independente da não identificação da porção de responsabilidade direta que cabe a cada ator, é forçoso concluir que o aumento de tráfego de navios e de grandes embarcações, entre elas aquelas ligadas à cadeia de petróleo e gás, pode comprometer a valorização estética e paisagística positiva das baías de Guanabara e Sepetiba. Mangaratiba, Itaguaí e os bairros da zona oeste do município do Rio de Janeiro, inseridos na microrregião da Baía de Sepetiba, já se encontram intensamente ocupados por empreendimentos como o Porto de Itaguaí, TKCSA e o Porto Sudeste. Evidências nesse sentido foram

coletadas no Diagnóstico Participativo do PEA-Rio, no qual as comunidades de pesca artesanal e de grupos urbanos vulneráveis instaladas na Baía de Sepetiba manifestaram sua preocupação tanto com a saturação de empreendimentos industriais como com a intensidade de tráfego de grandes embarcações na região. Para esses atores, situados em Itaguaí e na zona oeste do município do Rio de Janeiro, a beleza natural e paisagística é tida como um ativo econômico tanto como um valor para a fruição pessoal. O aumento na circulação de embarcações, entre elas rebocadores e demais embarcações de apoio ligadas à indústria do petróleo, contribuiria para o aumento da poluição visual, prejudicando a dinâmica da atividade de turismo na região (MINERAL/PETROBRAS, 2014b).

Esclareça-se que a referência à tendência de modificação das atuais contradições existentes no processo de desenvolvimento econômico da área de estudo fundamenta-se no reconhecimento de que as novas balizas institucionais implementadas ou em processo de implantação podem vir a reorientar a efetivação de sistemas de monitoramento e de gestão ambiental integrados na área de estudo. Evidentemente que, para além da criação de decretos e de instituição de conselhos gestores, o sucesso desse tipo de iniciativa depende do processo político e do compromisso, da responsabilidade e da presença ativa dos atores envolvidos. A menção a elementos que possam vir a contrarrestar as tendências históricas do tipo de desenvolvimento econômico que orientou a ocupação da área de estudo deve ser compreendida como uma expectativa positiva em relação ao processo político em curso e à atuação contemporânea do conjunto de atores envolvidos em projetos tais como o Zoneamento Ecológico-Econômico do Litoral Norte ou o Plano Diretor de Recursos Hídricos da Baía de Guanabara (PDRHBG).

Finalmente, cumpre destacar que as potencialidades e demandas das comunidades tradicionais por atividades de turismo - especificamente as comunidades quilombolas e caiçaras - foram incorporadas na representação do item 5.3.7, "Atividades de lazer, turismo e cultura".

II.5.3.12 - Identificação de Povos e Comunidades Tradicionais

Inicialmente, ressalta-se que no âmbito do “Pré-sal Etapa 1” (Processo IBAMA Nº 02022.002287/09), foi demandado por esta coordenação, enquanto condicionante da Licença Prévia IBAMA nº 0439/2012, a implementação de um Projeto de Caracterização de Populações Indígenas e de Comunidades Quilombolas, visando analisar a situação de vulnerabilidade socioambiental desses grupos sociais em função “da implantação deste empreendimento [Pré-sal Etapa 1], em particular, e, principalmente, da intensificação das atividades relacionadas à cadeia produtiva do petróleo associada à exploração e produção do Pré-sal na Bacia de Santos de forma geral.” (Parecer Técnico CGPEG/DILIC/IBAMA Nº 284/12, p. 30/70).

O presente subitem tem como base “fonte de dados secundários, notadamente os registros presentes em estudos bibliográficos (artigos, teses e monografias) identificados nas principais universidades e instituições de pesquisa do país e em sites que tratam da temática.” (EIA, II.5, p. 804/1202). No caso dos povos ciganos e comunidades de terreiro a empresa afirmou que existem poucos dados secundários disponíveis.

Inicialmente foram apresentadas informações sobre os aspectos legais de garantias de direitos para os povos e comunidades tradicionais, com destaque para os marcos legais que garantem direitos culturais e territoriais aos povos indígenas e comunidades quilombolas, e também aspectos conceituais do termo “populações tradicionais”.

Em seguida foram apresentadas informações gerais sobre as comunidades quilombolas presentes nos municípios da área de estudo, incluindo localização (Figuras II.5.3.12.3-1 e II.5.3.12.3-2), situação de reconhecimento pela Fundação Cultural Palmares – FCP e a situação fundiária.

No estudo, o “Quadro II.5.3.12.3-2”apresentou “as comunidades quilombolas nos municípios da área de estudo que possuem processo de aquisição de terras em andamento de acordo com o Relatório Técnico de Identificação e Delimitação publicada no Diário Oficial da União” (EIA, II.5, p. 826/1202), enquanto o “Quadro II.5.3.12.3-3”apresentou “as comunidades quilombolas com processos em aberto,

quanto a sua regularização” (EIA, II.5, p. 832/1202). Entretanto, não ficou claro por que essas informações foram apresentadas separadamente.

Resposta/Esclarecimento: O diagnóstico socioeconômico apresentou as comunidades quilombolas subdividindo-as conforme o estágio de regularização destas.

As comunidades que possuem processo de aquisição de terras em andamento de acordo com o Relatório Técnico de Identificação e Delimitação publicada no Diário Oficial da União já são legalmente reconhecidas como comunidade quilombola, porém ainda não têm suas terras devidamente demarcadas e as comunidades quilombolas com processos em aberto, quanto a sua regularização, ainda estão buscando seu reconhecimento legal, quanto a sua condição de quilombola.

Em posse dessas informações a consultora entendeu que estas comunidades estão em estágios distintos de regularização.

Quanto à caracterização dos povos indígenas presentes na área de estudo, foi apresentada uma listagem e a localização dos aldeamentos indígenas (Figuras II.5.3.12.3-3 e II.5.3.12.3-4), assim como informações gerais sobre alguns desses aldeamentos.

A empresa citou como fonte de informação o estudo elaborado pela Comissão Pró-Índio de São Paulo – CPI/SP, sobre as pressões e ameaças sobre terras indígenas na Mata Atlântica. Entretanto, não mencionou as ameaças geradas pelos diversos empreendimentos instalados ou previstos para a região sobre os territórios indígenas, incluindo a própria cadeia do petróleo e gás.

Resposta/Esclarecimento: Empreendimento de petróleo e gás, ferrovias, rodovias, linhas de transmissão, atividade portuária, entre outros, são atividades que geram vetores de pressão e potenciais impactos sobre as terras indígenas (TI). Assim com o a intensa atividade turística que gera vetores de pressão sobre as TI, com a urbanização litorânea e a especulação imobiliária. No entanto, apenas nos casos de empreendimentos que passam no interior das TI pode-se dimensionar e caracterizar os impactos, ainda assim, na maioria dos casos não se tem estudos de tais impactos. Para os demais empreendimentos desenvolvidos

na região onde estão inseridas as TI não se tem estudos sobre os impactos e ameaças reais sobre as terras indígenas (CPISP, 2013).

Segundo CPISP (2013), nas terras indígenas localizadas na região de influência do Pré-Sal não foram identificados impactos diretos, mas se prevê que a atividade se torne mais um fator de pressão sobre essas áreas.

Neste contexto, o Projeto Piloto de Caracterização dos Territórios Indígenas, Quilombolas e Caiçaras – Paraty (RJ), Angra dos Reis (RJ) e Ubatuba (SP), a ser desenvolvido pela Empresa como condicionante de licença do empreendimento Atividade de Produção e Escoamento de Petróleo e Gás Natural do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos – Etapa 1, caracterizará, junto às comunidades e atores envolvidos, os principais conflitos e ameaças reais e potenciais, de ordem socioambiental, econômica e cultural, incluindo os riscos iminentes associados ao empreendimento. Além de registrar a vulnerabilidade das comunidades frente ao desenvolvimento regional.

Dessa forma, entende-se que o projeto descrito acima nos trará as informações acerca das ameaças geradas a essas comunidades, pelos diversos empreendimentos instalados ou previstos para a região.

Na sequência o estudo tratou das “demais comunidades tradicionais”, apresentando a localização (Figura II.5.3.12.3-5) de parte das comunidades caiçaras, de pescadores artesanais e outros grupos “extrativistas” presentes na área de estudo. Não ficou claro quais comunidades mapeadas correspondem em qual dessas três categorias de populações tradicionais. Também foram apresentadas algumas informações gerais (basicamente número de famílias ou moradores) de algumas dessas comunidades.

Resposta/Esclarecimento: Como as demais comunidades tradicionais não possuem uma fundação específica para trata-las separadamente, como por exemplo a FUNAI no caso dos índios e a Fundação Palmares no caso dos quilombolas, a distinção destas comunidades se tornam mais difíceis de ser realizadas.

Outra questão que dificulta tal distinção é o fato de que na mesma comunidade podem existir pescadores artesanais e extrativistas e ainda ser uma comunidade caiçara, sendo que as vezes a mesma pessoa exerce as duas funções inclusive. Visto que os caiçaras, segundo Berta Gleizer Ribeiro, são “Os primeiros brasileiros surgiram da miscigenação genética e cultural do colonizador português com o indígena do litoral, ocorrida nas quatro primeiras décadas, a qual formou uma população de mamelucos que rapidamente se multiplicou (...) moldada, principalmente, pelo patrimônio milenar de adaptação à floresta tropical dos Tupi-Guarani (...)”, sendo que as praticas extrativista e de pesca artesanal são formas de adaptação à floresta tropical dos Tupi-Guarani.

O estudo também apresentou algumas informações gerais sobre povos ciganos, basicamente algumas características socioculturais genéricas desses grupos, e também registros de ocorrência nos municípios da área de influência. O mesmo foi apresentado no caso de povos e comunidades de terreiro.

Finalizando, foram apresentadas algumas políticas públicas voltadas aos povos e comunidades tradicionais.

Ressalta-se que foram mencionados diversos aspectos dos povos e comunidades tradicionais presentes na área de estudo que estão relacionados à atividade turística (seja o envolvimento desses grupos nesta cadeia produtiva, seja os impactos gerados pelo turismo sobre essas comunidades) que não foram sequer mencionados no subitem “1.5.3.7 – Lazer, turismo e cultura”, reforçando a fragilidade da análise apresentada sobre o turismo neste EIA, conforme já indicado no presente parecer.

Resposta/Esclarecimento: A complementação do item II.5.3.7 – Lazer, turismo e cultura, apresentada no **Anexo II.5.3.7-A**, descreve aspectos relacionados ao turismo nas comunidades tradicionais, especialmente caiçaras e quilombolas, bem como os conflitos socioambientais identificados nessas comunidades, decorrentes da atividade turística.

II.5.3.13 - Caracterização da Atividade Pesqueira Artesanal

Este item tem como principal objetivo caracterizar a atividade pesqueira artesanal na área de estudo.

A empresa esclareceu que neste item tinha a intenção de caracterizar as comunidades que pescam no entorno das bases de apoio portuárias localizadas nos municípios de Santos/SP, São Sebastião/SP, Itaguaí/RJ, Angra dos Reis/RJ e Rio de Janeiro/RJ, além daquelas que atuam em áreas de pesca que poderiam ser afetadas pela presença de óleo em caso de potencial vazamento, como nos casos de Cananéia/SP, Guaraqueçaba/PR, Paranaguá/PR, Matinhos/PR, Guaratuba/PR, Itapoá/SC e São Francisco do Sul/SC.

Esta Coordenação Geral entende que este tipo de abordagem não atende ao Termo de Referência CGPEG//DILIC/IBAMA nº 002/13, pois este havia solicitado, claramente, a identificação de todas as comunidades pesqueiras que atuam na área de estudo. Somente a partir da caracterização deste conjunto de comunidades se teria condições de chegar a um recorte daquelas que possuem suas atividades sobrepostas às atividades desenvolvidas pela PETROBRAS e/ou que estariam suscetíveis a serem afetadas no caso de vazamentos de óleo. Cabe frisar, ainda, que o Termo de Referência CGPEG//DILIC/IBAMA nº 002/13 deixou esta necessidade evidenciada quando pediu para que, além das informações solicitadas para a caracterização da atividade pesqueira da área de estudo, fosse “aprofundada a discussão sobre as características próprias das comunidades tradicionais atuantes e da atividade pesqueira artesanal exercida em ambientes costeiros bem delimitados e sujeitos aos impactos das atividades de instalação e operação, sobretudo, aqueles associados às bases de apoio e terminais marítimos que serão utilizados” (grifo nosso). Ou seja: a empresa partiu desta necessidade de aprofundamento, explicitada no Termo de Referência; agregou as áreas suscetíveis a vazamentos, de acordo com a modelagem apresentada; e, aparentemente, partindo de uma pré-concepção própria, definiu aquelas áreas que deveriam ser caracterizadas.

Assim, esta Coordenação Geral solicita que seja cumprido o Termo de Referência CGPEG//DILIC/IBAMA nº 002/13, com a empresa apresentando uma

revisão completa deste item, com a caracterização das demais frotas pesqueiras que atuam na área de estudo, independentemente se seus municípios de origem encontram-se inseridos nesta área, se suas atividades são realizadas em sobreposição às atividades da PETROBRAS ou em áreas suscetíveis ao risco de vazamentos, para, a partir daí, detalhar melhor aquelas que se encontram nestas situações. Além disto, devem ser observadas as considerações a seguir:

De acordo com o EIA, a “Figura II.5.3.13-1” inserida nas páginas 909-910/1202 e que busca apresentar as áreas de pesca artesanal existentes na área em estudo, foi construída através de dados extraídos dos monitoramentos de desembarque pesqueiro já realizados para a PETROBRAS pelo Instituto de Pesca do Estado de São Paulo. Na figura verifica-se que estes dados indicariam uma atividade pesqueira artesanal predominantemente desenvolvida nos litorais norte do Estado do Paraná, do Estado de São Paulo e sul do Estado do Rio de Janeiro, até uma isóbata de 100 metros, sendo que nas demais regiões da área de estudo se apresentariam em alguns poucos pontos, o que provoca estranheza, especialmente, pela inexistência de áreas de pesca no litoral de Santa Catarina, no interior da Baía de Guanabara e nas proximidades de Cabo Frio/RJ, o que deve ser esclarecido em resposta ao presente parecer técnico.

Neste sentido, considerando que esta Coordenação Geral tem conhecimento de monitoramentos de desembarques pesqueiros realizados para a PETROBRAS pelo Instituto de Pesca apenas para os municípios do Estado de São Paulo e para os municípios de Angra dos Reis e Paraty no Estado do Rio de Janeiro, acredita-se que a empresa possa ter subdimensionado as áreas de pesca artesanal apresentadas ou que não tenha informado adequadamente a fonte dos dados adotados para a construção da “Figura II.5.3.13-1”. Assim, a empresa ainda deve esclarecer qual fonte de dados utilizou para definir as áreas de pesca existentes no litoral norte de Santa Catarina, no litoral do Paraná, na Baía de Sepetiba, na Baía de Guanabara e no restante do litoral do estado do Rio de Janeiro. Independentemente destes esclarecimentos, esta Coordenação Geral reitera que sem a apresentação de informações concretas que possam delimitar as áreas de pesca artesanal e a atuação das frotas pesqueiras dos diferentes municípios na área de estudo, o EIA não poderia prescindir de apresentar dados que indiquem

objetivamente que as comunidades dos municípios de Cabo frio, Saquarema, Araruama e Maricá não atuam em áreas de pesca sobrepostas àquelas utilizadas pelas embarcações de apoio às atividades da empresa.

As informações apresentadas para caracterizar a atividade pesqueira no Brasil são desconstruídas, porém, esta Coordenação Geral compreende ser este apenas um reflexo da ausência de informações consolidadas e unificadas em um único banco de dados. Ainda assim, pode-se constatar a importância econômica e social da atividade pesqueira no Brasil, sobretudo, quando se verifica que 45% da produção vem da pesca artesanal e que quase 99% dos trabalhadores da pesca registrados são pescadoras e pescadores artesanais. Ainda, através das estatísticas MPA, IBAMA e IBGE 2003-2009, verifica-se que a produção pesqueira marinha vem crescendo no Brasil, mas, num movimento contrário, a região sudeste enfrenta um permanente e gradativo declínio.

No caso do Estado do Rio de Janeiro, o Estudo indica uma intensa atividade pesqueira artesanal se desenvolvendo no interior das baías da Ilha Grande, de Sepetiba e de Guanabara, novamente, com forte dependência social e econômica para diversas comunidades. Contudo, ao não detalhar as comunidades pesqueiras destas baías e, assim, não abordar mais detalhadamente os conflitos existentes com outras atividades econômicas ou com Unidades de Conservação existentes, que disputam o uso deste território com a pesca artesanal, com o mínimo de aprofundamento necessário, o Estudo impede uma avaliação das pressões já existentes sobre estas comunidades e que podem vir a aumentar com o incremento das atividades da PETROBRAS nestas regiões.

Para o Estado de São Paulo, as informações são muito mais qualificadas, detalhadas e homogêneas, pois se baseiam, basicamente, em informações produzidas pelo Instituto de Pesca de São Paulo para a própria empresa, como condicionante de outros licenciamentos da região. Contudo, o Estudo ainda peca pela falta de informações relativas às comunidades pesqueiras sofrem influências das atividades desenvolvidas no Canal de São Sebastião e áreas adjacentes, bem como no estuário de Santos. Além disto, A empresa deve buscar informações sobre a atuação de das comunidades pesqueiras do município de Cubatão, não sendo razoável a mera informação de que: "... não se dispõe de

informações sobre o município de Cubatão, o que provavelmente se deve ao fato de que a atividade pesqueira é pouco significativa no município” (EIA, II.5, pág. 1086/1202). Certamente, o Instituto de Pesca de São Paulo pode trazer informações sobre como se desenvolve a atuação das comunidades Vila Nova, Vila dos Pescadores e da Ilha Caraguatá no interior do Estuário de Santos e como estas comunidades vêm sendo pressionadas pela intensificação de outras atividades econômicas na região.

A caracterização da pesca artesanal realizada por comunidades localizadas nos de Guaraqueçaba (PR), Paranaguá (PR), Matinhos (PR), Guaratuba (PR), Itapoá (SC) e São Francisco do Sul (SC) mostra-se bastante insuficiente, frente à quantidade de bibliografias que abordam a atividade pesqueira artesanal nestas regiões, sobretudo, no Complexo Estuarino-Lagunar do Paraná. Em função disto, a empresa não atendeu, minimamente, ao solicitado pelo Termo de Referência CGPEG//DILIC/IBAMA nº 002/13, devendo buscar maiores informações sobre a pesca artesanal desenvolvida por comunidades destes municípios, mas, também, conforme já solicitado no presente parecer técnico, pelas demais comunidades pesqueiras da Baía do Paranaguá (PR) e do litoral catarinense, entre São Francisco do Sul (SC) e Florianópolis (SC), para que se possa certificar que as mesmas não atuam nesta área com probabilidade de toque de 30% ou mais.

Por fim, independentemente destas solicitações consideradas fundamentais para a avaliação de impacto da Etapa 2 do Pré-Sal sobre a pesca artesanal, cabe salientar que, esta Coordenação Geral avalia como prioritárias para as próximas etapas de desenvolvimento do Polo Pré-Sal, a conclusão e, caso necessário, o aprofundamento da “ Caracterização Socioeconômica da Atividade de Pesca e Aquicultura na Bacia de Santos” e a continuidade e, caso necessária, a ampliação do “Projeto de Monitoramento da Atividade Pesqueira no Estado de São Paulo e Sul Fluminense”, conduzidos no âmbito do Processo IBAMA nº 02022.001735/2013-51), como condicionantes específicas da Etapa 1 do Pré-Sal.

Resposta/Esclarecimento: Considerando os apontamentos feitos pela CGPEC segue o **Anexo II.5.3.13-A** com a respectiva complementação.

II.5.3.14 - Caracterização da Atividade Pesqueira Industrial

A caracterização da atividade pesqueira industrial foi apresentada apenas para o Estado do Rio de Janeiro e para o Estado de São Paulo, considerando a sobreposição com áreas influenciadas pelo tráfego de embarcações, e para aquelas desenvolvidas em faixa litorânea potencialmente ameaçada por derramamentos de óleo. Além disto, a empresa destacou que a caracterização se baseou em dados secundários, não sendo encontradas “informações precisas sobre as variações sazonais existentes, principalmente, aquelas associadas aos períodos de safar e defeso dos principais recursos explorados” (EIA, II.5, 1146/1202).

As informações foram consideradas extremamente insuficientes para uma adequada avaliação de impacto da atividade sobre a pesca industrial em função do conteúdo apresentado, mas, também, pela aparente falta de entendimento do que deveria ser alvo da caracterização.

A empresa deve apresentar a revisão deste subitem com a caracterização daquelas frotas pesqueiras industriais que atuam na Bacia de Santos, notadamente, nas áreas e campos nos quais serão desenvolvidos os SPA/TLDs e os DPs, assim como instalados os gasodutos; nas áreas de intensa movimentação de embarcações (rotas); e nas áreas costeiras e marítimas suscetíveis ao derramamento de óleo. Ou seja: devem ser incluídas todas as frotas atuantes, independentemente de seus estados e/ou municípios de origem e desembarque estarem na área de estudo do meio socioeconômico, mas que atuem na área de estudo definida para o meio físico/biótico.

Além disto, esta Coordenação Geral não acha razoável que a empresa não tenha obtido informações. Mesmo que se atendo apenas a dados secundários, sobre a variação sazonal nas áreas de atuação destas frotas, principalmente, se restringir esta variação aos aspectos relacionados à safra e ao defeso de determinados recursos pesqueiros. Portanto, para a reapresentação deste item, deve ser realizado um novo levantamento bibliográfico e, se for o caso, consultadas fontes primárias como sindicatos da categoria e as próprias instituições contratadas pela PETROBRAS para desenvolver o projeto de “Caracterização Socioeconômica da Atividade de Pesca e Aquicultura na Bacia de Santos”.

Resposta/Esclarecimento: Considerando os apontamentos feitos pela CGPEC segue o **Anexo II.5.3.14-A** com a respectiva complementação.

II.5.3.15 - Identificação e Caracterização de Tombamentos

O levantamento foi feito com base em dados secundários, obtidos principalmente nos sites institucionais dos órgãos responsáveis pelo tema. Foram identificados os tombamentos instituídos pela Unesco, pelo IPHAN e pelos órgãos estaduais do Rio de Janeiro e São Paulo, INEPAC e CONDEPHAAT, respectivamente.

Ao final, foi afirmado que em função da localização do empreendimento em águas profundas, a cerca de 300 km da costa, e o número de trabalhadores não ser expressivo ao ponto de exercer pressão nas áreas legalmente protegidas e bens tombados existentes nos municípios que integram a área de estudo do meio socioeconômico, os mesmos não apresentam vulnerabilidade aos impactos decorrentes das atividades previstas no empreendimento em questão.

II.5.4 - Análise Integrada e Síntese da Qualidade Ambiental

O item deverá ser revisto a partir das considerações/solicitações apresentadas na análise do diagnóstico ambiental.

Resposta/Esclarecimento: O item revisto é reapresentado no **Anexo II.5.4-A**.

II.6 - IDENTIFICAÇÃO E AVALIAÇÃO DOS IMPACTOS AMBIENTAIS

II.6.1 - Diretrizes Metodológicas para Identificação e Avaliação dos Impactos Ambientais

A forma de apresentação do item não seguiu exatamente as orientações do Termo de Referência, a saber: 1) as diferentes etapas do empreendimento foram abordadas de forma conjunta – o que se reflete nas tabelas apresentadas –, e não separadamente como indicado no TR; e 2) por vezes um mesmo impacto fez referência a mais de uma etapa, mais de um aspecto ambiental (ação geradora) ou a mais de um fator ambiental, de modo que a numeração dos impactos não cria a pretendida referência inequívoca etapa / aspecto ambiental / fator ambiental.

Além disso, as tabelas para cada etapa do empreendimento (instalação, operação e desativação), na qual constassem os aspectos ambientais do empreendimento na respectiva fase, os fatores ambientais afetados por cada um destes e uma descrição sintética de cada impacto ambiental, não foram apresentadas no início de cada capítulo (subitem II.6.1.3 – C do TR). Cabe esclarecer que as tabelas apresentadas a título de “síntese da ação geradora de impacto” não equivalem ao estabelecido no citado subitem, uma vez que o objetivo destas tabelas é permitir a rápida visualização de todos impactos associados a cada fase do empreendimento e estabelecer a numeração exclusiva para cada impacto identificado em cada fase do empreendimento.

Ressalta-se que estas orientações visavam otimizar os procedimentos de análise. No entanto, entende-se que as diferenças em relação ao formato solicitado não são impeditivas a análise das informações apresentadas.

Também com relação aos atributos as orientações do Termo de Referência não foram plenamente atendidas:

Nas definições dos critérios de avaliação dos impactos ambientais (quadro II.6.1.3-1) é indicado, quanto à “classe”, que um impacto é efetivo “quando a ocorrência do impacto é esperada associado a condições normais de operação”, o que está de acordo com o indicado no Termo de Referência. No entanto, é indicado que um impacto é potencial “quando se trata de um impacto incerto quanto a sua ocorrência ao longo da atividade/ empreendimento”.

Além de ser incongruente com a definição de impacto efetivo apresentada, tal definição de impacto potencial não está de acordo com aquela solicitada no Termo de Referência, que indica que um impacto deve ser considerado potencial “quando se trata de um impacto associado a condições anormais do empreendimento”.

A definição utilizada no EIA faz com que alguns impactos associados a condições normais de operação (efetivos ou operacionais segundo o Termo de Referência) fossem classificados como potenciais, a saber: Alteração na biota marinha por introdução de espécies exóticas (impacto 14), Perturbação da avifauna marinha (15) e Colisão das embarcações com mamíferos marinhos e quelônios (16).

Neste sentido, ressalta-se que o Termo de Referência abordou explicitamente a questão, esclarecendo que “impactos associados a condições normais de operação, cuja probabilidade de ocorrência seja inferior a 100% (ex: impactos associados ao abalroamento de organismos marinhos ou petrechos de pesca por embarcações) devem ser avaliados como “efetivo/operacional”.

Desta forma a classificação dos impactos 14, 15 e 16 quanto à “Classe” deve ser revista, de modo a atender ao Termo de Referência.

Resposta/Esclarecimento: Os referidos impactos foram originalmente classificados no EIA como “potenciais” quanto ao atributo classe considerando que tais alterações são notoriamente caracterizadas por uma probabilidade de ocorrência (bem) inferior a 100% e, portanto, distinta dos demais impactos classificados usualmente como “efetivos”. O termo “efetivo” pode induzir o leitor a interpretar tais impactos, assim caracterizados, como algo “certo de ocorrer” ou “com efeito real”, o que não necessariamente é razoável. De fato, a prática

internacional mostra que a AIA aplicada em estudos ambientais não faz tal distinção, referindo-se a quaisquer impactos como “potenciais” e indicando a incerteza/probabilidade de ocorrência para cada análise, considerando que são possibilidades/hipóteses (mais ou menos incertas) identificadas de maneira preditiva e passíveis de serem observadas (ou não) quando da implantação e execução de uma atividade antrópica.

Os impactos em questão foram reavaliados de forma a atender a solicitação deste parecer, ou seja, foram reclassificados de “potenciais” para “operacionais” (ao invés da categoria “efetivo/operacional”, estabelecida segundo o Termo de Referência – TR), considerando as colocações aqui expostas. Os critérios estabelecidos pelo TR para cada categoria, contudo, foram rigorosamente mantidos e devidamente aplicados na análise de cada impacto. Quando pertinente e possível, ponderações a cerca da probabilidade de ocorrência foram devidamente discutidas na análise de cada impacto ambiental.

Apesar de solicitado no Termo de Referência que os impactos fossem classificados quanto à “cumulatividade”; o EIA não incluiu este atributo, indicando que a cumulatividade foi analisada no item II.9 – Prognóstico Ambiental. Independentemente da análise apresentada no item II.9, entende-se que este atributo deva ser considerado na Avaliação de Impactos conforme indicado no Termo de Referência. Solicita-se, portanto, a devida complementação.

Resposta/Esclarecimento: Na revisão do **item II.6 – Identificação e Avaliação de Impactos**, apresentada no **Anexo II.6-A**, o atributo cumulatividade foi analisado para todos os impactos.

Ainda com relação aos atributos, mais especificamente com relação ao critério de magnitude, o estudo classificou os impactos de acordo com a intensidade de transformação (alta, média baixa). Solicitam-se esclarecimentos que tornem mais objetiva a mensuração desta intensidade de transformação. À luz destes esclarecimentos a classificação da magnitude dos impactos deverá ser revista.

Resposta/Esclarecimento: Na revisão do **item II.6 – Identificação e Avaliação de Impactos**, apresentado no **Anexo II.6-A**, foi inserido um conjunto de critérios para cada meio, de forma a tornar a aplicação do atributo magnitude o menos subjetivo possível. Tais critérios são apresentados a seguir:

Para o Meio Físico o conceito de magnitude abrange as possíveis modificações sobre as características dos parâmetros físicos ou químicos e/ou sobre a sua qualidade da água, ar e sedimento.

- Magnitude Baixa: quando a qualidade do fator ambiental apresenta uma alteração pouco perceptível através de medições tradicionais.
- Magnitude Média: quando a qualidade do fator ambiental é afetada sem, no entanto, comprometer sua função.
- Magnitude Alta: quando a qualidade do fator ambiental é afetada e há comprometimento de sua função.

Para o Meio Biótico o conceito de magnitude abrange alterações em diversos níveis ecológicos. Considera-se as modificações comportamentais, morte de indivíduos, alteração da estrutura da comunidade e/ou o comprometimento das áreas de reprodução e alimentação.

Utilizou-se os conceitos de níveis ecológicos apresentados por Begon (2006). Segundo esse autor, o meio ambiente pode ser agrupado ecologicamente nos seguintes níveis hierárquicos: o próprio indivíduo ou organismo; a população, que é constituída de organismos da mesma espécie; e a comunidade, composta por certo número de populações de diferentes espécies. A partir dessas definições, a magnitude de um impacto no Meio Biótico pode ser classificada como:

- Magnitude Baixa - quando a alteração compromete organismos individualmente (distúrbios metabólicos e fisiológicos, anomalias morfológicas, inibição de mitose, entre outros), sem afetar a população de forma relevante.
- Magnitude Média - quando a alteração compromete a população (distúrbios comportamentais, de crescimento, reprodução, abundância, entre outros).
- Magnitude Alta - quando a alteração ocorre em estrutura e funções, comprometendo comunidades.

No Meio Socioeconômico o conceito utilizado para classificar a magnitude abrange as modificações que podem ocorrer sobre as populações afetadas (comunidades locais, sociedade civil organizada, órgãos públicos, dentre outros).

Considerou-se possíveis alterações na dinâmica das atividades econômicas por setores de serviços, no uso e ocupação do solo e geração de conflitos de interesse sobre o espaço e econômicos.

Verifica-se foco nas possíveis alterações decorrentes da implantação, operação e desativação do empreendimento sobre a atividade pesqueira, o turismo e a geração de empregos e renda. Por tratar-se de relação subjetiva e com o intuito de nortear as análises atribuem-se os seguintes critérios à avaliação da magnitude dos impactos sobre este meio.

- Magnitude Baixa - quando o impacto momentaneamente afeta a vida de pessoas, de um dado grupo social ou instituições específicas, sem, contudo, haver modificação da estrutura ou da dinâmica socioambiental e econômica diagnosticadas. Como por exemplo: uma pequena oferta de empregos diretos, pressão pouco significativa sobre as infraestruturas existentes, a interferência sobre a atividade pesqueira artesanal ou industrial é insignificante, o aumento na oferta de petróleo/gás é pequena e abastecerá somente a economia local, poucas modificações no uso e ocupação da área de influência, dentre outros.
- Magnitude Média - quando o impacto altera parcialmente a vida de pessoas, de grupos sociais ou diversas instituições, modificando, mesmo que temporariamente a estrutura ou a dinâmica socioambiental e econômica diagnosticadas. Como exemplo: criação de um número proporcionalmente relevante de empregos, sobrecarga na infraestrutura existente mesmo que por tempo determinado, interferência moderada sobre a atividade pesqueira artesanal ou industrial, aumento moderado na oferta de petróleo/gás, modificações significativas no uso e ocupação da área de influência, dentre outros.
- Magnitude Alta - quando o impacto afeta profundamente a estrutura ou dinâmica da vida de pessoas, de vários grupos sociais ou diversas instituições representativas modificando, permanentemente, a estrutura e/ou a dinâmica

socioambiental e econômica diagnosticadas. Exemplo: São atingidas muitas comunidades, criação de grande número de empregos, demanda eminente por nova infraestrutura, grande interferência sobre a atividade pesqueira artesanal ou industrial, grande oferta de petróleo/gás, modificações estruturantes no uso e ocupação da área de influência, dentre outros.

Além disto, cabe destacar que os pareceres técnicos referentes à Etapa 1 do Pré-sal (Processo IBAMA nº 02022.002287/09) apresentaram análises dos principais impactos produzidos e induzidos pela indústria de petróleo e gás, indicando que a avaliação dos impactos negativos e positivos relativos àqueles empreendimentos propostos deveria ser feita com base nos dados dos diagnósticos constantes do respectivo EIA, considerando todas as interações entre as atividades que compõem os projetos em sua integralidade, os fatores concorrentes para impactos cumulativos e a geração de expectativas.

Esta Coordenação Geral reitera que a Avaliação dos Impactos Ambientais – AIA, principal objetivo do EIA, precisa utilizar e referenciar os dados dos diagnósticos (que devem ser capazes de fornecer as informações necessárias para a identificação e previsão dos impactos), da caracterização da atividade, da análise e gerenciamento de riscos ambientais e apresentar uma análise integrada. De modo geral, a versão da Avaliação de Impactos apresentada para a Etapa 2 do Pré-sal continua dialogando pouco com as informações objetivas do diagnóstico e opta por fazer amostragens com as principais informações ali apresentadas. Ao mesmo tempo, alguns itens do diagnóstico ambiental apresentado problematizam questões que deveriam ter lugar na AIA sem, contudo, como é natural, poder antecipar a sistematização da matriz de impactos e estabelecer as causalidades, sinergias e demais aspectos das dinâmicas dos sistemas e das interações entre fatores.

Resposta/Esclarecimento: Os impactos foram revisados de forma a trazer mais informações do diagnóstico que subsidiem a análise e classificação dos mesmos.

II.6.2 - Modelagem da Dispersão de Óleos e Efluentes

Modelagem do Transporte e Dispersão de Óleo no Mar para a Atividade de Produção e Escoamento de Óleo e Gás do Polo Pré-sal da Bacia de Santos – Etapa 2 (Anexo II.6.2-1)

II.1 - Dados de Entrada

Esta Coordenação Geral reitera as orientações do Termo de Referência CGPEG/DILIC/IBAMA n° 002/13, referentes aos dados de entrada, no qual solicita que devem ser apresentadas as premissas, parâmetros e valores empregados na modelagem de transporte e dispersão de óleo. Incluindo minimamente:

- *Tabela contendo 1) nome; 2) valor; 3) unidade no SI; e 4) breve descrição; para todas as constantes e parâmetros físicos e numéricos utilizados no modelo, e também aqueles utilizados nos procedimentos de interpolação e extrapolação. É necessário que seja especificado quais os dados inseridos pelo usuário, quais calculados internamente pelo modelo e quais, caso haja, não foram utilizados por opção do usuário;*
- *Tabela com referências à forma de obtenção (fonte, localização, equipamentos, referência bibliográfica e validação de dados globais) e tratamento (filtros, médias, interpolações) destes dados;*

Resposta/Esclarecimento: Considerando que a modelagem de óleo utiliza dados de vento e corrente, e que os dados de corrente são provenientes da Base Hidrodinâmica SSE¹, foram fornecidas na resposta parcial (questão 7) ao PT N°190/14 (protocolada em 06/06/14) apenas as informações solicitadas referentes aos dados de vento. Complementarmente, são apresentadas a seguir as informações solicitadas sobre a configuração da modelagem que deu

¹ Desenvolvida no âmbito da Rede de Modelagem e Observação Oceanográfica (REMO). O relatório que descreve a Base Hidrodinâmica SSE foi encaminhado para a CGPEG em 20 de dezembro de 2012, através da carta UO-BS/SMS/MA 0625/2012 e se encontra em meio digital no EIA do Projeto Etapa 2 como anexo do Relatório de Modelagem de Óleo.

origem à base hidrodinâmica REMO. Optamos por apresentar na forma itemizada, ao invés de tabela, devido à extensão do texto.

- A grade horizontal foi gerada em projeção Mercator centrada no equador, sendo o tamanho da grade, em graus, constante na direção longitudinal e variável na direção latitudinal (com o cosseno da latitude). O domínio de simulação se estendeu de 12°S a 35°S e 54°W a 35°W (Figura 1c) e foi verticalmente discretizado em 21 camadas de densidade sigma theta, conforme descrito na tabela **Tabela 1**.

Tabela 1 - Discretização vertical em camadas σ_θ adotada. Na coluna 3 apresentam-se as massas de água representadas por essas camadas (Água Tropical -AT-, Água Central do Atlântico Sul -ACAS-, Água Intermediária Antártica -AIA-, Água profunda do Atlântico Norte Superior -APANS-, Água profunda do Atlântico Norte Média -APANM). Os índices termohalinos dessas massas de água correspondem à sua área de geração segundo a literatura.

Camada	σ_θ	Massas de água	Circulação termohalina		Índices termohalinos
1	19,50	Camadas utilizadas para melhor discretizar a camada de mistura	Camada Superior	Ramo Quente	
2	20,25				
3	21,00				
4	21,75				
5	22,50				
6	23,25				
7	24,00				
8	24,70				
9	25,28	AT ou Agua de Máxima Salinidade (MAS)			T > 20°C S > 36,40
10	25,70	ACAS			6°C < T < 20°C 34,60 < S < 36,40
11	26,18				
12	26,52				
13	26,80				
14	27,03	AIA	Camada Intermediária		3°C < T < 6°C 34,20 < S < 34,60
15	27,22				
16	27,38				
17	27,52	APANS	Camada Profunda	Ramo Frio	3°C < T < 4°C 34,6 < S < 35
18	27,64				
19	27,74	APANM	Camada de fundo		
20	27,82				
21	27,88				

- A batimetria foi interpolada para o domínio de modelagem a partir da base Etopo 2² (sendo posteriormente ajustada com informação de uma base batimétrica desenvolvida pelo CHM (Centro de Hidrografia da Marinha) a partir de folhas de bordo pertencentes à Marinha do Brasil.
- O cálculo dos termos de mistura horizontal de velocidade e espessura da camada foi realizado utilizando uma combinação de parametrizações biharmônica e laplaciana.
- Nos contornos laterais a simulação foi forçada com campos diários de velocidade (u – componente zonal e v – componente meridional), temperatura, salinidade e espessura de camada interpolados a partir dos resultados da simulação do modelo HYCOM no domínio da METAREA V (<http://weather.gmdss.org/metareas.html>) em 1/12°. Considerou-se nos contornos N, S e L, zonas “buffer” de 12 pontos de grade, cuja largura total foi de 35 km no contorno sul, 48,5 km no contorno norte e 50,9 km no contorno leste. O objetivo destas zonas é permitir uma transição suave entre as informações simuladas e aquelas impostas no contorno a partir do aninhamento.
- Para o cálculo das forçantes na interface ar-mar utilizaram-se campos atmosféricos sinóticos (6hs em 6hs) da reanálise 2 do NCEP (Kanamitsu et al., 2002).
- Os fluxos radiativos de calor foram impostos a partir dos dados do NCEP. Os fluxos turbulentos de calor foram calculados internamente pelo modelo a partir de “bulk formulas”, utilizando as informações do NCEP e a TSM do modelo. A estes fluxos foi adicionado um relaxamento newtoniano da TSM para valores climatológicos, com um tempo de restauração equivalente a 90 dias, de forma a minimizar bias do modelo.
- O fluxo de massa foi implementado como um fluxo virtual de sal, calculado a partir de evaporação menos precipitação mais um termo de relaxamento newtoniano para climatologia de salinidade mensal da base WOA, com tempo

²ETOPO2v2 Global Gridded 2-minute Database, National Geophysical Data Center, National Oceanic and Atmospheric Administration, U.S. Dept. of Commerce, <http://www.ngdc.noaa.gov/mgg/global/etopo2.html>.

de restauração de 30 dias. Neste caso a precipitação é dada e a evaporação é calculada internamente pelo modelo com “bulk formulas”. Foram também consideradas as vazões dos principais rios que deságuam no Atlântico.

- A maré foi prescrita nos contornos levando em consideração as oito principais constantes harmônicas (M2, S2, N2, K2, O1, P1, Q1, K1), interpoladas a partir dos resultados do modelo TPXO7.2 para o nível e a velocidade (<http://volkov.oce.orst.edu/tides/global.html>). No HYCOM esta informação deve ser prescrita na forma de Euler e com a mesma é reconstruído o nível e a velocidade da maré para cada instante de simulação, sendo este valor somado ao nível e velocidade impostos no contorno (informação interpolada da simulação na METAREA V). Após testes foi selecionado, para o cálculo da condição de velocidade no contorno, o método de Clamped, no qual a velocidade é prescrita.
- A simulação foi inicializada em 31/12/2003 a partir de um campo instantâneo de uma simulação preliminar de 1/24.
- Dados de anomalia de SSH foram incorporados à simulação utilizando o método de Cooper e Haines, referido a partir de agora como C&H. A cada 3 dias, o campo de SSH do modelo foi substituído por um novo campo de SSH constituído pelo somatório do campo de anomalia de SSH da AVISO mais a condição de maré correspondente ao instante de reinicialização (calculado a partir de uma maré prevista), mais um campo médio de SSH proveniente de uma integração prévia do modelo. A cada ano de simulação o campo médio foi recalculado incluindo os resultados mais recentes. O C&H, por sua vez, redistribui a espessura das camadas isopícnais em função das anomalias de SSH impostas.

A PETROBRAS esclarece que os demais questionamentos feitos pela CGPEG, referentes ao item II.6.2 do parecer técnico 190/2014 foram respondidos pela PETROBRAS e protocolados junto ao IBAMA em 06/junho/2014, através da carta: E&P-PRE-SAL 0062/2014.

II.6.3 - Análise dos Impactos Ambientais

II.6.3.1 - Meio Físico e Biótico

O EIA apontou 13 (treze) tipos de ações geradoras que podem resultar em algum tipo de impacto ambiental sobre os meios físico e biótico. As ações geradoras identificadas foram:

- Ancoragem das FP(W)SOs;
- Instalação e Desativação das estruturas Submarinas/ Assentamento de Gasodutos;
- Geração de Ruídos;
- Trânsito de Embarcações de apoio;
- Descarte do Efluente do Teste de Estanqueidade;
- Geração de Luminosidade;
- Descarte de Efluentes Sanitários e Resíduos Alimentares;
- Descarte de Água Produzida;
- Descarte do Efluente da Unidade de Remoção de Sulfato;
- Presença de FPSO e Equipamentos Submarinos
- Emissões atmosféricas;
- Vazamento Acidental de Produtos Químicos no Mar;
- Vazamento Acidental de Combustível e Óleo no Mar.

Foi apresentada uma breve descrição de cada ação geradora citada acima. Apesar de não ter sido uma determinação do Termo de Referência, considerou-se pertinente a inclusão desta breve descrição.

Após a descrição das ações geradoras, o EIA apresentou os impactos efetivos ou potenciais que tais ações geradoras podem desencadear. A análise que se segue menciona apenas aqueles impactos para os quais há observações/solicitações a serem feitas:

A) Impactos Efetivos

Impacto 1 – Alteração da morfologia de fundo pela presença de equipamentos submarinos

Tal impacto está relacionado com a presença do FPSO e equipamentos submarinos. Apesar de o impacto se manifestar na operação do empreendimento – presença dos FPSO e equipamentos – os Quadros II.6.3.1-18 e II.6.3.1-65b classificam-no na fase de instalação. Entende-se que a alteração terá continuidade ao longo de toda a duração da produção (operação) e, ao menos para parte das estruturas, será irreversível.

Resposta/Esclarecimento: Nesta nova revisão, apresentada no **Anexo II.6-A**, este impacto foi identificado e avaliado nas fases de operação e desativação do Projeto Etapa 2.

A discussão sobre o impacto indica que “devido as grandes áreas modificadas no caso da instalação dos equipamentos submarinos dos DPs, este impacto pode ser classificado como sendo de média magnitude”, sem apresentar considerações adicionais que justifiquem tal classificação. No entanto, diante dos esclarecimentos solicitados quanto ao critério para a classificação da magnitude e considerando a extensa área a ser ocupada pelas instalações submarinas dos 13 DPs – que totalizam 746,7 km² – entende-se que esta discussão deva ser aprofundada para justificar a classificação proposta ou sua reavaliação.

Resposta/Esclarecimento: Em função da definição da magnitude, apresentada na revisão 1 (**Anexo II.6-A**), a classificação do atributo magnitude foi alterada de média para baixa visto que alteração na qualidade do fator ambiental sedimento será pouco perceptível através de medições tradicionais. Além disso, a área a ser afetada equivale a 0,3% da área total da Bacia de Santos (área de estudo).

Ainda, o Termo de Referência havia solicitado que para cada impacto fossem identificados “parâmetros ou indicadores que possam ser utilizados para o monitoramento do impacto”, dando orientações neste sentido e ressaltando que “a não identificação de parâmetros ou indicadores deve ser devidamente contextualizada e justificada”. O EIA, no entanto, se limitou a indicar que “não há parâmetros ou indicadores – o que é improcedente –, sem qualquer

contextualização ou justificativa. Solicita-se, portanto, a devida complementação, para este impacto, bem como para todos os outros impactos em que o mesmo acontece.

Resposta/Esclarecimento: Sempre que possível, foram apontadas medidas preventivas/mitigadoras/compensatórias e parâmetros/indicadores de monitoramento para os impactos ambientais previstos pela presente revisão do item II.6.

Quando não pertinente, procurou-se justificar e contextualizar seguindo os princípios da boa prática da avaliação de impactos conforme critérios tais como:

- relevância e proporcionalidade do impacto previsto;
- exequibilidade, custo-eficácia e verificação; e
- articulação com outros instrumentos e iniciativas de monitoramento evitando sobreposição de ações e otimização de recursos.

Impacto 2 – Alteração da qualidade da água por ressuspensão de sedimento

Este é um dos impactos que, ao contrário do solicitado no Termo de Referência, faz referência a mais de uma ação geradora (ancoragem dos FPSOs e instalação das estruturas submarinas).

Resposta/Esclarecimento: Nesta nova revisão, apresentada no **Anexo II.6-A**, este impacto foi desmembrado nos impactos listados abaixo:

- 2) Alteração da qualidade da água por ressuspensão de sedimento pela ancoragem dos FP(W)SOs.
- 3) Alteração da qualidade da água por ressuspensão de sedimento pela instalação das estruturas submarinas/ assentamento de gasodutos;

A discussão afirmou que “a pluma tende a se dispersar e rapidamente ocorre a sedimentação”, (EIA, II.6, pág. 51/344) fazendo referência ao Diagrama de Hjulstrom (Fig. II.6.3.1-9) que indicou a relação entre velocidade da corrente (eixo vertical) e granulometria (eixo horizontal) para erosão ou deposição dos sedimentos (sedimentação).

Entretanto, de acordo com o EIA, subitem “II.5.1.4 – Geologia e Geomorfologia”, na região do talude continental da Bacia de Santos, o sedimento é composto principalmente por silte e argila, que são partículas finas, com diâmetro variando de 0,005 a 0,06 mm. Ainda, de acordo com o subitem “II.5.1.2 – Oceanografia”, as correntes marinhas mais próximas ao fundo na área de estudo apresentam velocidades na ordem de unidades de cm/s. Portanto, ao contrário do que foi concluído no EIA, a partir das informações supracitadas, é possível inferir, com base no Diagrama de Hjulstrom, que em casos de suspensão de sedimentos constituídos por partículas muito finas em regiões com correntes não muito lentas no fundo, a sedimentação tende a ser dificultada. Solicita-se, portanto a reavaliação do impacto, a partir da extensão e permanência das plumas formadas.

Resposta/Esclarecimento: Conforme destacado no EIA, as características dos sedimentos e da hidrodinâmica na região do empreendimento são extremamente importantes para classificar este impacto, visto que se trata de uma região de águas profundas e distante da costa, o que faz com que o transporte de sedimentos seja muito reduzido, comparado com regiões costeiras. Assim, embora se tenha apresentado o diagrama de transporte de Hjulstrom (1939), este foi elaborado para águas rasas, e foi utilizado como referência para a região do empreendimento. Aplicando neste diagrama as características de sedimento e correntes da região, observa-se que no caso de ressuspensão dos sedimentos, estes estarão entre a zona de transporte, decantação e sedimentação.

O diagrama indica que após a ressuspensão, o sedimento será transportado. Contudo, devido as características das correntes e sedimentos, este material será transportado por pequenas distâncias. Quando ressuspensão, o sedimento por força do empuxo, tende a retornar ao assoalho marinho, não tendo como ficar ressuspensão *ad eternum*. Supondo que este sedimento fique ressuspensão por 1 h (conservativo), e as correntes estejam com 5 cm/s, o deslocamento total será de 180 m. Como o impacto no solo das ancoragens e equipamentos é pontual, não se espera que o movimento vertical das partículas seja grande, tornando este exemplo de 1 h de ressuspensão extremamente conservativo.

Frente ao exposto, nesta nova revisão, apresentada no **Anexo II.6-A**, não houve modificação na classificação deste impacto.

Além disso, a partir da avaliação do impacto sobre a qualidade da água, deverá ser avaliado, separadamente, o impacto da pluma formada pela ressuspensão dos sedimentos sobre as comunidades bentônicas.

Resposta/Esclarecimento: Conforme solicitação do Parecer Técnico, na revisão apresentada no **Anexo II.6-A**, foi criado o impacto número **10) Alteração da Comunidade Bentônica pela ressuspensão de sedimento**.

O impacto 10 agrupou duas ações geradoras (ancoragem e assentamento de estruturas submarinas e gasodutos), visto que este impacto é terciário, ou seja, ele é causado por outro impacto e não diretamente das ações geradoras.

Impacto 3 – Alteração da qualidade da água por efluentes sanitários e resíduos alimentares

Registra-se que, considerando a presença de Unidades de Conservação marinhas (APAs Marinhas do Litoral Centro e Norte e Parque Estadual Marinho da Laje de Santos), cujas “áreas se estendem até aproximadamente 15 milhas náuticas da costa” a PETROBRAS indicou como medida mitigadora que “as embarcações de apoio que utilizam o porto de Santos façam o lançamento de seus efluentes sanitários e resíduos alimentares somente a partir de 15 milhas náuticas da costa”, ou seja, indo além do que determina a MARPOL que permite que estes lançamentos ocorram já a partir das 12 milhas náuticas.

Resposta/Esclarecimento: Na revisão do **item II.6 – Identificação e Avaliação de Impactos**, apresentado no **Anexo II.6-A**, a numeração desse impacto foi alterado para número **4) Alteração da qualidade da água por efluentes sanitários e resíduos alimentares**.

Impacto 5 – Alteração da qualidade da água por descarte de efluentes líquidos

Este impacto, ao contrário do solicitado no Termo de Referência, também faz referência a mais de uma ação geradora (descarte de água produzida; descarte

de efluente da unidade de remoção de sulfato). Tendo em vista que o impacto ambiental relacionado à “alteração da qualidade da água” ocorre de forma diferenciada de acordo com o tipo de efluente a ser descartado nas duas ações geradoras – “VIII) Descarte de água produzida” e “IX) Descarte de efluente de unidade de remoção de sulfato” – solicita-se que esses impactos sejam descritos separadamente, para o que deverão ser consideradas as respectivas caracterizações (volume a ser descartado, características químicas, físico-químicas e ecotoxicológicas do efluente, modelagem de dispersão).

Resposta/Esclarecimento: Na revisão do **item II.6** – Identificação e Avaliação de Impactos, apresentado no **Anexo II.6-A**, conforme solicitação do Parecer Técnico, este impacto foi dissociado, relacionando um único aspecto ambiental a um único fator ambiental, a saber:

- 6) Alteração da qualidade da água por descartes de água produzida;
- 7) Alteração da qualidade da água por descartes de efluentes da unidade de remoção de sulfatos

Na avaliação em separado dos impactos decorrentes das duas ações geradoras, deverão ser consideradas as seguintes observações/solicitações:

- *Observa-se que o impacto foi classificado como de baixa magnitude “devido à pequena extensão das plumas modeladas, à grande capacidade de diluição do meio e à reversibilidade deste impacto”. No entanto, diante dos esclarecimentos solicitados quanto ao critério para a classificação da magnitude e considerando a vazão máxima desses efluentes – que podem atingir cerca de 150.000 m³/d no caso da água produzida, o que corresponde a um acréscimo de mais de 50% na vazão total de água produzida descartada atualmente pela produção offshore – solicita-se a reavaliação dessa magnitude.*
- *Considerando que o teor de óleos e graxas médio diário permitido pela Resolução CONAMA 393/2007 para descarte da água produzida é de 29 mg/L, os volumes lançados legalmente no oceano podem atingir 4,36 toneladas de óleos e graxas por dia.*

- *É possível inferir que haverá efeito sinérgico do lançamento dos efluentes de todos os FPSO do Projeto Etapa 2 associado ao lançamento dos FPSO do Etapa 1 e de outros projetos na Bacia de Santos.*

Resposta/Esclarecimento: Conforme apresentado na metodologia, o atributo magnitude refere-se a intensidade da alteração provocada pelo aspecto ambiental sobre o fator ambiental afetado. Para o Meio Físico, o conceito de magnitude abrange as possíveis modificações sobre as características dos parâmetros físicos ou químicos, podendo ser:

- • Magnitude Baixa: quando a qualidade do fator ambiental apresenta uma alteração pouco perceptível através de medições tradicionais;
- • Magnitude Média: quando a qualidade do fator ambiental é afetada sem, no entanto, comprometer sua função;
- • Magnitude Alta: quando a qualidade do fator ambiental é afetada e há comprometimento de sua função.

Portanto, a classificação do atributo magnitude ponderou que não se espera uma alteração perceptível no fator ambiental água, uma vez que, considerou o resultado das modelagens que demonstram que a diluição ocorre no campo próximo.

Impacto 6 – Alteração da qualidade do ar e contribuição para o efeito estufa

São diversas as fontes de emissões atmosféricas apresentadas no item “II.2.4.18 – Caracterização das Emissões Atmosféricas durante a Operação das Unidades de Produção” (EIA, II.2, pág. 290/328).

De acordo com o EIA, as principais substâncias emitidas nestas atividades são os óxidos de nitrogênio (NOx) e de enxofre (SOx), monóxido de carbono (CO), material particulado (MP), hidrocarbonetos totais (HCT) e os seguintes

gases de efeito estufa: dióxido de carbono (CO₂), metano (CH₄) e óxido nitroso (N₂O).

Parte das substâncias tem potencial poluidor dependendo da pluma de dispersão e região de concentração desses poluentes e outra parte são os gases de efeito estufa. Tratam-se, desta forma, de impactos distintos – alteração da qualidade do ar e contribuição para o efeito estufa – devendo, portanto, ser considerados separadamente, ou seja, deverão ser avaliados em impactos distintos.

Para melhor caracterizar esses impactos ambientais associados às emissões atmosféricas, solicita-se a apresentação dos cálculos utilizados para obtenção das estimativas médias de emissões de gases de efeito estufa tanto nas atividades de SPA/TLDs quanto para as atividades do DP (Tabela II.2.4.18.1-1 e Tabela II.2.4.18.2-1 – EIA, II.2, 292/328). Solicita-se, também que seja informado em quais dados de proporção de CO₂, CH₄ e N₂O se basearam as estimativas apresentadas nas tabelas em toneladas de CO₂ equivalente. Nas tabelas II.2.4.18.3-1 e II.2.4.18.4-1 devem ser acrescentados os dados referentes ao N₂O.

Na avaliação em separado dos dois impactos distintos deverão ser consideradas as seguintes observações/solicitações:

- Este impacto perdura por toda a vida útil das atividades de DPs, de modo que sua duração na fase de operação destes não deveria ser classificada como imediata.
- A magnitude do impacto conjunto foi classificada como baixa ou média (no caso da contribuição para o efeito estufa durante a operação dos 13 DPs) sem que tenha sido apresentada uma discussão que embasasse tal classificação. Observa-se, neste sentido, que no licenciamento da etapa 1 do pré-sal, mesmo se tratando de somente 3 DPs, este mesmo impacto foi classificado como de alta magnitude. Solicita-se, portanto, que a classificação seja reavaliada e devidamente justificada, à luz dos esclarecimentos que tornem mais objetiva a mensuração desta intensidade de transformação.

- *Considerando os efeitos cumulativos das instalações atuais na mesma bacia e a previsão de instalações futuras, a soma das emissões das várias instalações em uma dada região e os efeitos sinérgicos tem relação, por exemplo, com a formação de chuva ácida (NOx, SO2 ou SO3 e vapor d'água) ou da combinação de Material Particulado em Suspensão e SO2.*
- *Chama-se atenção para o fato de que os impactos distintos demandam medidas mitigadoras distintas; assim como as diferentes atividades consideradas (instalação, SPA/TLD, comissionamento, operação dos DP, desativação).*
- *Como “medidas associadas” o EIA informou que “Os DPs que apresentarem gás com teor de CO2 superior a 3% v/v terão tratamento de remoção de CO2, através de membranas e reinjeção do CO2 no reservatório”; porém “Esta atividade não é realizada nos SPA/TLDs, pois não haverá poços de reinjeção nestas atividades”. Neste sentido, a matriz de impactos deverá ser retificada, pois não há medidas mitigadoras para esse impacto nos SPA/TLD.*
- *Considerando que podem ocorrer imprevistos ao longo do período de produção de petróleo referentes à quebra do compressor de CO2, salienta-se que equipamentos em redundância devem ser planejados na construção dos FPSO.*
- *De acordo com o descritivo das atividades de SPA/TLDs, o gás produzido e não utilizado como combustível será enviado para queima na tocha, o que causará a emissão de alta quantidade de gases de efeito estufa. Assim, apesar dos TLD/SPA serem atividades de teste de curta duração (4 – 6 meses), ressalta-se que a emissão de gases é significativa, com impactos de caráter permanente pelo acúmulo de forma irreversível na atmosfera.*
- *Conforme proposto pela própria PETROBRAS no licenciamento da Etapa 1 do Pré-sal, as expressivas emissões decorrentes da queima de gás nos SPA/TLDs – estimadas em cerca de 45 mil tCO2eq/mês para cada SPA/TLD – devem ser mitigadas através da compensação*

da emissão dos Gases de Efeito Estufa, para o que a empresa deverá apresentar projeto específico.

Resposta/Esclarecimento: Na revisão do **item II.6** – Identificação e Avaliação de Impactos, apresentado no **Anexo II.6-A**, este impacto foi revisado e desmembrado nos impactos 8 e 9.

Impacto 7 – Perda de Habitat Bentônico

O impacto fez referência a mais de uma ação geradora (ancoragem dos FPSOs e instalação das estruturas submarinas).

Resposta/Esclarecimento: Na revisão do **item II.6** – Identificação e Avaliação de Impactos, apresentado no **Anexo II.6-A**, este impacto foi desmembrado em 2 impactos:

- 11) Perda de habitat bentônico pela ancoragem dos FPSOs, e;
- 12) Perda de habitat bentônico pela instalação/ e desativação das estruturas submarinas/ assentamento de gasodutos.

Com relação à frequência, há confusão entre a causa e o efeito. A causa é interpretada no EIA como pontual, correspondendo à instalação das estruturas; mas o efeito é contínuo durante toda a operação dos sistemas de produção. A própria discussão indica que “apesar das ações geradoras desse impacto ocorrerem apenas na fase de instalação e desativação das atividades, esse impacto perdura por toda a vida útil das atividades de DPs e gasoduto”. Portanto, de acordo com as definições utilizadas, deveria ser classificado como de longa duração e permanente, e não como de curta duração e temporário. Além disso, pelo menos no caso dos gasodutos, este impacto seria irreversível.

Resposta/Esclarecimento: Na revisão do **item II.6** – Identificação e Avaliação de Impactos, apresentado no **Anexo II.6-A**, para o impacto 11, a classificação do atributo frequência foi alterada de pontual para contínuo, assim como a classificação de duração para os DPs, entendendo que o efeito no fator ambiental bentos não ultrapassará 30 anos, foi alterado de curta para média.

Para o impacto 12, no que tange os gasodutos, este impacto foi classificado como sendo de longa duração, permanente e irreversível.

Com relação à magnitude, o EIA indicou que: “A área de recobrimento pelas estruturas submarinas dos SPA/TLDs é pequena comparativamente aos DPs. Assim, para os SPA/TLDs a magnitude deste impacto pode ser classificada como sendo baixa. Já para os DPs e gasodutos, onde grandes áreas serão recobertas, este impacto pode ser classificado como de média magnitude”. Segundo a definição utilizada, a magnitude depende da intensidade de transformação, não devendo ser classificada de forma comparativa como o texto dá a entender. Além disso, assim como para o impacto 1, considerando a extensa área a ser ocupada pelas instalações submarinas dos 13 DPs – que totalizam 746,7 km² – entende-se que esta discussão deva ser aprofundada para justificar a classificação proposta ou sua reavaliação, à luz dos esclarecimentos que tornem mais objetiva a mensuração desta intensidade de transformação.

Resposta/Esclarecimento: Na revisão do **item II.6** – Identificação e Avaliação de Impactos, apresentado no **Anexo II.6-A**, a magnitude foi reavaliada e alterada para média, pois entendeu-se que a alteração compromete a população, mesmo que temporariamente.

Impacto 8 – Perturbação dos Quelônios e Cetáceos (pela geração de ruídos)

Este é um dos impactos que, ao contrário do solicitado no Termo de Referência, faz referência a mais de um fator ambiental (quelônio e cetáceos).

Resposta/Esclarecimento: Na revisão do **item II.6** – Identificação e Avaliação de Impactos, apresentado no **Anexo II.6-A**, este impacto foi alterado para **13) Perturbação do nécton pela geração de ruídos**.

Assim como o impacto 7, este impacto perdura por toda a vida útil das atividades de DPs, de modo que sua duração não deveria ser classificada como imediata.

Resposta/Esclarecimento: De fato a duração não foi classificada como imediata para a fase de operação, uma vez que está previsto cerca de 25 anos de atividades. Já para as fases de instalação e desativação, considerando a duração de poucos meses, tal atributo foi classificado como de duração imediata.

Embora as fontes sonoras sejam “locais”, entende-se que a abrangência do impacto é regional, sobretudo considerando a sobreposição das diversas fontes sonoras associadas ao empreendimento que se manifestarão simultaneamente (13 DPs + todas as embarcações de apoio).

Resposta/Esclarecimento: Na revisão do **item II.6** – Identificação e Avaliação de Impactos, apresentado no **Anexo II.6-A**, conforme solicitação do Parecer Técnico, a abrangência desse impacto foi alterada para regional.

A magnitude deste impacto foi classificada como baixa sem que tenha sido apresentada uma discussão que embasasse tal classificação. Observa-se, neste sentido, que no licenciamento da etapa 1 do pré-sal, mesmo se tratando de somente 3 DPs, este mesmo impacto foi classificado como de média magnitude. Solicita-se, portanto, que a classificação seja reavaliada e devidamente justificada, considerando as estimativas apresentadas de trânsito de embarcações e aeronaves e à luz dos esclarecimentos que tornem mais objetiva a mensuração desta intensidade de transformação.

Neste sentido ressalta-se que, segundo o próprio EIA, comparando-se com a propagação no ar, o som é transmitido de forma mais eficiente na água e, por conseguinte, pode ser detectado a uma grande distância da fonte sonora. Além disso, tendo em vista as diversas fontes de ruídos gerados pelos FPSO durante a fase de operação provenientes das hélices, compressores, geradores e maquinário da unidade marítima, bem como de todos os tipos de embarcações de apoio além dos helicópteros, serão gerados sons com diferentes frequências considerando-se, de forma concomitante, o espaço aéreo e o meio aquático. As Tabelas II.6.3.1-3 e II.6.3.1-4 (fls. 22/344) apresentam estimativas de que serão realizadas 528 viagens pelas embarcações de apoio para atendimento às unidades SPA/TLD e 93.328 viagens para atendimento às unidades do

Desenvolvimento da Produção (DP) ao longo das fases de instalação, operação (25 anos) e desativação.

Em consequência, os ruídos que serão ocasionados em função do empreendimento atuarão de forma diferenciada de acordo com a frequência, gerando impactos sinérgicos e constantes, afetando espécies ameaçadas de extinção tanto no espaço aéreo (avifauna) quanto no meio aquático (quelônios e cetáceos).

Resposta/Esclarecimento: Na revisão do **item II.6** – Identificação e Avaliação de Impactos, apresentado no **Anexo II.6-A**, a magnitude deste impacto foi classificada como média.

Impacto 9 – Alteração da Ictiofauna devido ao lançamento do efluente de teste de estanqueidade

De acordo com o EIA, “todos os descartes serão realizados junto ao fundo, em lâmina d’água superior a 1.600 m, sendo que o volume máximo será de 27.735 m³ (Lula Norte-Franco Noroeste). Exceção é feita para o RHAS de Sapinhoá Norte onde o descarte de 257 m³ será realizado na superfície do mar.” Neste caso, o plâncton também será afetado nos testes a serem feitos nesse RHAS de Sapinhoá Norte. Observa-se, neste sentido, que, no quadro II.6.3.1-61, o impacto foi citado como sendo “Alteração da ictiofauna e da comunidade planctônica devido ao lançamento de teste de estanqueidade”.

Resposta/Esclarecimento: Na revisão do **item II.6** – Identificação e Avaliação de Impactos, apresentado no **Anexo II.6-A**, este impacto foi alterado para **19) Alteração da comunidade planctônica devido ao lançamento de teste de estanqueidade**.

O impacto foi classificado como indireto. No entanto, diante da discussão apresentada, baseada na toxicidade do efluente, entende-se que o mesmo deveria ser classificado como direto (assim como no EIA da Etapa 1 do pré-sal) uma vez que trata do efeito da ação geradora diretamente sobre as comunidades bióticas.

Resposta/Esclarecimento: Na revisão do **item II.6** – Identificação e Avaliação de Impactos, apresentado no **Anexo II.6-A**, a classificação do atributo forma de incidência foi alterado de indireto para direto.

Impacto 10 – Alteração da Ictiofauna e da Comunidade Planctônica devido ao lançamento de efluentes líquidos

O impacto agrupou duas ações geradoras (descarte de água produzida; descarte de efluente da unidade de remoção de sulfato) e dois fatores ambientais (ictiofauna e comunidade planctônica). Assim como discutido para o “Impacto 5 – Alteração da qualidade da água por descarte de efluentes líquidos”, entende-se que os efeitos das duas ações geradoras – “VIII) Descarte de água produzida” e “IX) Descarte de efluente de unidade de remoção de sulfato” – sobre a biota podem ser distintos, devendo ser, portanto, descritos separadamente, para o que deverão ser consideradas as respectivas caracterizações (volume a ser descartado, características químicas, físico-químicas e ecotoxicológicas do efluente, modelagem de dispersão).

Resposta/Esclarecimento: Na revisão do **item II.6** – Identificação e Avaliação de Impactos, apresentado no **Anexo II.6-A**, este impacto foi desmembrado em 2 impactos, a saber:

- 16) Alteração na Comunidade Planctônica pelo descarte de água produzida;
- 18) Alteração na Comunidade Planctônica devido ao lançamento do efluente da unidade de remoção de sulfatos.

A magnitude deste impacto foi classificada como baixa sem que tenha sido apresentada uma discussão que embasasse tal classificação. Solicita-se, portanto, que a classificação seja reavaliada e devidamente justificada, considerando os expressivos volumes desses efluentes e à luz dos esclarecimentos que tornem mais objetiva a mensuração desta intensidade de transformação.

Resposta/Esclarecimento: A magnitude do impacto está relacionada ao grau de interferência do fator ambiental em relação à ação geradora. No caso do efluente, seja o de água produzida ou da unidade de remoção de sulfatos, o que pode causar interferência na comunidade planctônica está relacionado à sua característica e não ao seu volume. Desde que os efluentes sejam tratados e lançados ao mar (corpo receptor), enquadrados de acordo com a legislação vigente, não se prevê grandes modificações na comunidade planctônica. Frente ao exposto, a magnitude deste impacto foi considerada como sendo baixa.

Considerando que estes impactos perdurarão por toda a vida útil das atividades de DP e haverá um efeito sinérgico do lançamento de efluentes de todos os FPSO, também deverão ser reavaliados os demais atributos, especialmente a duração e a abrangência espacial.

Resposta/Esclarecimento: A duração dos descartes desses efluentes, conforme apresentado na caracterização do empreendimento, não ultrapassará 30 anos, portanto, a duração é média. Quanto a abrangência espacial, esta foi considerada local pois, de acordo com a modelagem, não há intersecção das plumas, a diluição ocorre muito rápido e a pluma fica restrita ao entorno do FPSO.

O impacto foi classificado como indireto, no entanto, diante da discussão apresentada, baseada na toxicidade do efluente, entende-se que o mesmo deveria ser classificado como direto (assim como no EIA da Etapa 1 do pré-sal); o que não significa que não devam ser considerados possíveis efeitos indiretos adversos como, por exemplo, a predação de organismos contaminados por óleo devido ao efeito atrator das plataformas e a bioacumulação de componentes ao longo da cadeia trófica. Neste sentido, transcrevem-se a seguir algumas das informações apresentadas no EIA:

“...Trata-se de um descarte de uma água que possui hidrocarbonetos, metais e outros compostos orgânicos que, apesar de estarem enquadrados na Legislação, podem afetar o plâncton e ictiofauna no campo próximo da pluma de dispersão desse efluente (...).”

“Mesmo em baixas concentrações, as frações hidrossolúveis dos hidrocarbonetos associada a outros elementos, especialmente metais,

poderão afetar componentes mais sensíveis da comunidade biológica na área de influência da pluma. Animais do plâncton e da ictiofauna contaminados a partir do contato com a pluma de efluente podem transferir contaminantes aos seus predadores. Podem também se deslocar ou ser transportados para outras áreas, além da pluma de lançamento, disponibilizando estes contaminantes na teia trófica. (...)

“Ressalta-se que este impacto é potencializado pelo fato do FPSO ser um atrator de fauna, a qual passa a entrar em contato, mesmo que em uma área bastante restrita, com todos os contaminantes descartados pelos FP(W)SOs”. (EIA, II.6, pág. 90-93/344).

Resposta/Esclarecimento: Na revisão do **item II.6** – Identificação e Avaliação de Impactos, apresentado no **Anexo II.6-A**, a classificação do atributo incidência foi alterado de indireto para direto.

Por fim, solicita-se que além dos impactos sobre a ictiofauna e a comunidade planctônica sejam também considerados os impactos do descarte da água produzida sobre os demais componentes do nécton (quelônios, cetáceos, avifauna). Neste sentido, registra-se que em vistorias a plataformas tem-se verificado a formação de mancha de óleo no ponto de descarte da água produzida, que pode ter efeitos adversos consideráveis, especialmente no caso da avifauna que é mais vulnerável aos efeitos de contaminação por óleo.

Resposta/ Esclarecimento: Na revisão do **item II.6** – Identificação e Avaliação de Impactos, apresentado no **Anexo II.6-A**, foi inserido o impacto número **17) Interferência no nécton devido ao descarte de água produzida.**

Impacto 11 – Alteração na Ictiofauna e na Comunidade Planctônica pelo descarte de efluentes sanitários e resíduos alimentares

Esse impacto ambiental acarreta impactos induzidos conforme sua descrição: “O plâncton é a base da cadeia alimentar e serve de alimento para diversos organismos, desde larvas de peixes (ictioplâncton) até organismos nectônicos adultos. Dessa forma, a disponibilização de alimento no ambiente poderá gerar um adensamento de organismos pelágicos, como peixes, aves, tartarugas e

mamíferos marinhos, alterando a densidade e diversidade da comunidade local, principalmente no entorno dos FP(W)SOs”(EIA, II.6. pág. 96/344).

Resposta/Esclarecimento: Na revisão do **item II.6** – Identificação e Avaliação de Impactos, apresentado no **Anexo II.6-A**, este impacto foi alterado para **19) Alteração na comunidade planctônica pelo descarte de efluentes sanitários e resíduos alimentares.**

Estes impactos induzidos sobre a comunidade nectônica deverão ser avaliados.

Resposta/Esclarecimento: Na revisão do **item II.6** – Identificação e Avaliação de Impactos, apresentado no **Anexo II.6-A**, foi criado o impacto número **20) Interferência no nécton devido ao descarte de efluentes sanitários e resíduos alimentares.**

Impacto 12 – Perturbação do Nécton e do Plâncton pela luminosidade

O impacto se referiu a dois fatores ambientais (nécton e plâncton). Observa-se, no entanto, que a discussão apresentada trata somente do nécton (peixes e lulas).

Resposta/Esclarecimento: Na revisão do **item II.6** – Identificação e Avaliação de Impactos, apresentado no **Anexo II.6-A**, este impacto foi alterado para **21) Perturbação do nécton pela luminosidade.**

O título do impacto mencionou perturbação da fauna pela luminosidade, o que remete a um efeito direto; porém o impacto foi classificado como indireto. Solicita-se, portanto, que a discussão do impacto seja revista de forma a esclarecer a classificação do impacto.

Resposta/Esclarecimento: Na revisão do **item II.6** – Identificação e Avaliação de Impactos, apresentado no **Anexo II.6-A**, a classificação do atributo incidência foi alterada de indireto para direto.

Impacto 13 – Alteração na estrutura da comunidade bentônica (pela presença do FPSO e equipamentos submarinos)

Conforme indicado para o “Impacto 1 – Alteração da morfologia de fundo pela presença de equipamentos submarinos”, a ação geradora foi definida como a presença do FPSO e equipamentos submarinos e, portanto, trata-se de um impacto que se manifesta na operação do empreendimento.

Resposta/Esclarecimento: Na revisão do **item II.6** – Identificação e Avaliação de Impactos, apresentado no **Anexo II.6-A**, este impacto foi alterado para **22) Alteração na estrutura da comunidade bentônica pela presença do FPSO e equipamentos submarinos**. Na presente revisão, este impacto foi avaliado também para as fases de operação e desativação.

Apesar de o impacto ser classificado como direto, os “Quadros II.6.3.1-44 e II.6.3.1-45” indicaram o impacto como indireto. Além disso, de acordo com o EIA, “para os 15 trechos de gasodutos, cabe destacar que, este impacto perdura ao longo da vida útil, visto que ele não será removido após o término da operação. Portanto para os gasodutos este impacto foi classificado sendo de longa duração, permanente e irreversível.” Essa afirmação do EIA diferiu do que consta no “Quadro II.6.3.1-45”, que deverá ser retificado de acordo com os atributos citados acima.

Resposta/Esclarecimento: Na revisão do **item II.6** – Identificação e Avaliação de Impactos, apresentado no **Anexo II.6-A**, essas correções foram realizadas de acordo com o sugerido pelo Parecer Técnico. No caso dos 15 trechos de gasodutos, o impacto é a perda de habitat e este impacto já foi avaliado anteriormente.

Adicionalmente, entende-se que também deve ser avaliado o impacto dessa ação geradora presença do FPSO e equipamentos submarinos – sobre o nécton.

Resposta/Esclarecimento: Na revisão do **item II.6** – Identificação e Avaliação de Impactos, apresentado no **Anexo II.6-A**, foi criado o impacto número **23) Alteração no nécton pela presença do FPSO e equipamentos submarinos**.

Impacto 14 – Alteração na Estrutura da Comunidade Biótica Marinha por Introdução de Espécies Exóticas

Conforme indicado anteriormente, este impacto – classificado como de grande magnitude e importância – deveria ter sido classificado como efetivo, uma vez que decorre de condições normais de operação. Portanto, em conformidade com o Termo de Referência, deveria ter sido também classificado quanto à frequência.

O único aspecto ambiental gerador de impacto considerado no EIA para esse impacto foi “Trânsito de embarcações de apoio”. Deverá ser incluído o aspecto ambiental principal gerador de impacto “Presença do FPSO e equipamentos submarinos”, conforme informações que constam na descrição do impacto ambiental: “Na etapa de comissionamento de um FPSO, quando construído no exterior, o processo de traslado da unidade para a costa brasileira, dependendo de onde a embarcação esteja vindo, pode acarretar a introdução de espécies exóticas no ambiente local, através da água de lastro e/ou da bioincrustação (FERREIRA et al., 2004).

Foi indicado que “a sensibilidade do fator ambiental bentos a essa ação geradora foi considerada de alta sensibilidade ...” (grifo nosso). No entanto, conforme definição apresentada no EIA “a sensibilidade é intrínseca ao fator ambiental. Ou seja, não é relativa a um impacto que incide sobre o fator ambiental”. Solicita-se, portanto, a devida reavaliação da classificação da sensibilidade para este impacto, bem como para outros impactos em que o mesmo acontece.

O EIA apresentou algumas medidas associadas a este impacto:

- i) Apoio à atuação do Brasil nas discussões da Organização Marítima Internacional (IMO), no âmbito da qual encontra-se em avaliação um documento normativo de caráter recomendatório sobre bioincrustação (“Diretrizes para o Controle e Gestão de Bioincrustação de Navios para minimizar a introdução de espécies exóticas invasoras”);
- ii) Desenvolvimento pelo Centro de Pesquisa da PETROBRAS – CENPES de um Projeto de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) intitulado “Redução de Impactos Diretos aos Ecossistemas Marinhos – RIMAR” que tem um subprojeto dedicado a questão da bioinvasão por bioincrustação marinha, no qual “vem sendo negociada a celebração

de um termo de cooperação científica-tecnológica para condução de pesquisas específicas sobre alguns aspectos da bioincrustação com o Instituto de Estudos do Mar Almirante Paulo Moreira (IEAPM) da Marinha do Brasil”, com início previsto para agosto/setembro de 2013, cujo objetivo geral “será a sistematização de informações em um banco de dados (...), além do monitoramento, condução de experimentos visando o controle do crescimento da bioincrustação, avaliação de riscos e dos aspectos legais nacionais e internacionais dos órgãos ambientais para controle das incrustações e espécies invasoras”;

iii) Implantação, em atendimento à manifestação da REBIO Arvoredo (SC) no âmbito do processo de licenciamento ambiental de empreendimentos da PETROBRAS na área de Tiro e Sidon (posteriormente campo de Baúna) na Bacia de Santos, de ações de gestão no sentido de ordenar a logística das embarcações sediadas no Porto de Itajaí de modo a eliminar o trânsito e a ancoragem das embarcações nas proximidades da unidade de conservação e, portanto, minimizar os riscos de introdução de espécies exóticas;

iv) Estabelecimento na PETROBRAS em outubro de 2012 de um Grupo de Trabalho – GT de Prevenção de Bioinvasão visando “dentre outras atividades, analisar a viabilidade de implementação prática das orientações emitidas pela IMO e IPIECA, bem como das propostas/sugestões originadas na Oficina de Trabalho [realizada conjuntamente com o IBAMA em abril de 2012], e orientar mudanças ou adaptações de procedimentos operacionais para incorporações das orientações ou propostas viáveis”, com previsão de emissão de Relatório Final em outubro de 2013;

v) Desenvolvimento de uma proposta de JIP (Joint Industry Project) específico para encapsulamento de estruturas marítimas que será liderada pela PETROBRAS, cuja ideia provém de sessão específica para tratar de “estratégias para Prevenir Bioinvasão” no 87º Encontro Técnico do Petroleum Environmental Research Forum (PERF); e

vi) A PETROBRAS indicou que “Para todos os FP(W)SOs, inclusive os novos, vindos de fora do Brasil, para os navios de offloading, bem como embarcações de apoio, serão implementadas as medidas regidas internacionalmente pela IMO e MARPOL, e adotados os regramentos legais vigentes no Brasil (NORMAM 20)”.

Considerando que parte das medidas encontravam-se em andamento por ocasião da elaboração do EIA, solicita-se a atualização das informações, principalmente com relação ao termo de cooperação com o IEAPM, ao JIP e aos resultados do Grupo de Trabalho, com encaminhamento do respectivo relatório final. Além disso, considerando que as normativas da IMO não são ainda mandatórias, mas recomendatórias, solicita-se que a PETROBRAS esclareça as medidas que efetivamente pretende implementar.

Por fim, observa-se que, apesar dessas medidas terem sido consideradas no EIA como “preventivas” (Quadro II.6.3.1-47), sua eficácia – indicada no quadro como média – é questionável, uma vez que, por se tratarem principalmente da discussão e de projetos de pesquisa a longo prazo, não evitariam prontamente a introdução de espécies exóticas cujos impactos já são presenciados há décadas. A única medida que envolve aspectos práticos e mudanças nas atividades dos empreendimentos com fins de mitigação é relacionada à proteção à REBIO Arvoredo.

Resposta/Esclarecimento: Na revisão do **item II.6** – Identificação e Avaliação de Impactos, apresentado no **Anexo II.6-A**, este impacto foi alterado, tendo sido desmembrado nos impactos 24 e 25. Esse impacto ambiental foi reavaliado considerando as solicitações acima e as considerações feitas no início do item II.6 deste parecer a cerca da classificação da classe.

Com relação às medidas mitigadoras propostas, entende-se que não sejam todas de longo prazo, mesmo aquelas que envolvem P&D. Algumas são medidas preventivas efetivas e práticas a serem implantadas durante a execução dos projetos. Outras são medidas que serão testadas ainda em curto prazo.

Como medidas preventivas efetivamente a serem implementadas nos novos projetos, destacam-se:

- pintura com tinta anti-incrustante dos cascos das FPSOs em construção;
- limpeza dos cascos dos FPSOs recém-construídos, que necessitem de deslocamento entre biorregiões da costa brasileira;
- exigência de que os cascos dos FPSOs oriundos do exterior cheguem apenas com microincrustação (casco limpo) ao Brasil.

Esse conjunto de medidas irá reduzir significativamente o risco dos cascos dos FPSOs servirem como vetores de introdução de espécies exóticas por bioincrustação sendo, portanto, uma medida preventiva de alta eficácia.

Ainda, como proposta de medida para curto prazo, destaca-se a avaliação de técnica de encapsulamento de flutuador de plataforma semi-submersível, em área abrigada que passa, no momento, por desenvolvimento de conceito com previsão de realização de teste de protótipo.

Com relação à atualização das informações prestadas no EIA sobre as medidas preventivas/mitigadoras propostas, o termo de cooperação científica-tecnológica com o Instituto de Estudos do Mar Almirante Paulo Moreira (IEAPM), da Marinha do Brasil, foi assinado em dezembro de 2013, iniciado efetivamente em janeiro de 2014 e, atualmente, em fase de contratação de equipe de banco de dados e montagem de logística e infraestrutura necessárias. Já o desenvolvimento da proposta de JIP é uma ação de médio prazo e, portanto, ainda não se concretizou. Sobre o Grupo de Trabalho de Prevenção de Bioinvasão, suas tarefas foram encerradas e a emissão do Relatório Final aguarda a conclusão de avaliação em nível gerencial, a qual envolve diversos setores internos da Petrobras.

Impacto 15 – Perturbação da Avifauna

O impacto agrupou duas ações geradoras (geração de luminosidade e presença do FPSO e equipamentos submarinos).

A presença do FPSO e a geração de luminosidade se constituem efetivamente em um atrativo para a avifauna presente na área do empreendimento, tanto pela opção de pouso e abrigo, quanto pela presença de cardumes e invertebrados em decorrência de outros impactos como o descarte de

efluentes orgânicos. Desta forma, conforme indicado anteriormente, este impacto também deve ser classificado como efetivo, uma vez que decorre de condições normais de operação, e ter sua “frequência” avaliada.

Foi indicado que “A sensibilidade do fator ambiental aves a este impacto foi classificada como média” (grifo nosso). No entanto, conforme indicado anteriormente, “a sensibilidade é intrínseca ao fator ambiental. Ou seja, não é relativa a um impacto que incide sobre o fator ambiental”. Neste sentido, observa-se que, conforme indicado no diagnóstico ambiental, entre as aves presentes na área do empreendimento existem espécies ameaçadas (albatrozes, petréis e outros), o que faz com que a sensibilidade do fator ambiental afetado seja alta.

Apesar das incertezas indicadas quanto aos efeitos das ações geradoras sobre as aves marinhas – na discussão do impacto é mencionado que “os efeitos negativos decorrentes da atração das plataformas de petróleo sobre as aves marinhas ainda precisam ser mais bem compreendidos, pois as informações disponíveis se baseiam apenas em registros descritivos, sem análises quantitativas” (EIA, II.6, pág. 120/344) – o impacto foi classificado como local, reversível e de baixa magnitude “por promover efeitos sem afetar a estrutura da comunidade das aves e por se tratar de um impacto localizado, causador de mudanças pontuais no meio biótico”. Entende-se que é necessária uma discussão mais aprofundada sobre estes possíveis efeitos para justificar a classificação proposta. Observa-se ainda que esta avaliação deverá considerar o efeito sinérgico do conjunto de plataformas a ser instalado.

Apesar das incertezas relatadas, o EIA se limitou a indicar que “não há” proposta de medidas associadas ou de indicadores que permitam uma avaliação desse impacto. Conforme indicado anteriormente, o Termo de Referência determina que “a não identificação de parâmetros ou indicadores deve ser devidamente contextualizada e justificada”, sendo, portanto, necessária a devida complementação.

Ao informar que “não há” planos governamentais relacionados, o EIA contradiz a informação apresentada na própria discussão do impacto que menciona o Plano Nacional para Conservação de Albatrozes e Petréis –

PLANACAP. Solicita-se, portanto, a verificação da existência de outros planos ou programas governamentais relacionados e a devida complementação.

O “Quadro II.6.3.1-49” indicou que a duração do impacto para a fase de operação dos DPs é longa. Desta forma, com relação ao atributo permanência, o impacto deveria ser classificado como permanente.

Resposta/Esclarecimento: Na revisão do **item II.6** – Identificação e Avaliação de Impactos, apresentado no **Anexo II.6-A**, este impacto foi removido visto que avifauna faz parte do nécton e está inserido nos impactos:

21) Perturbação do Nécton pela luminosidade

23) Alteração na estrutura da comunidade nectônica pela presença do FPSO e equipamentos submarinos.

Impacto 16 – Colisão das embarcações com cetáceos e quelônios marinhos

Conforme indicado anteriormente, este impacto também deveria ser classificado como efetivo, uma vez que decorre de condições normais de operação, e ter sua “frequência” avaliada. O impacto faz referência a mais de um fator ambiental (quelônio e cetáceos).

Resposta/Esclarecimento: Na revisão do **item II.6** – Identificação e Avaliação de Impactos, apresentado no **Anexo II.6-A**, este impacto foi alterado para número **24) Colisão das embarcações com o nécton**. Como este impacto foi classificado como efetivo, o atributo frequência foi incluído.

Como o impacto perdura por toda a vida útil das atividades de DPs, sua duração não deveria ser classificada como imediata.

Resposta/Esclarecimento: Na revisão do **item II.6** – Identificação e Avaliação de Impactos, apresentado no **Anexo II.6-A**, a classificação do atributo duração para este impacto foi alterado para média, visto que as atividades de DPs não perduram por mais de 30 anos.

A magnitude deste impacto foi classificada como baixa. Solicita-se que a classificação seja reavaliada, considerando as estimativas apresentadas de trânsito de embarcações – cerca de 90 mil viagens de embarcações de apoio em 25 anos – e à luz dos esclarecimentos que tornem mais objetiva a mensuração desta intensidade de transformação.

Resposta/Esclarecimento: Na revisão do **item II.6** – Identificação e Avaliação de Impactos, apresentada no **Anexo II.6-A**, a classificação do atributo magnitude está relacionada a intensidade da alteração provocada pelo aspecto ambiental sobre o fator ambiental afetado. Apesar desse impacto ser classificado como operacional, espera-se que ele não ocorra. Caso ele ocorra, espera-se que afete o organismo e não sua população. Sendo assim a magnitude deste impacto foi classificada como sendo baixa.

Apesar da alta sensibilidade do fator ambiental, o impacto foi classificado como de pequena importância, o que não está de acordo com a definição apresentada. Desta forma, a classificação da importância deverá ser revista, o que, por sua vez, deverá considerar a reavaliação da magnitude.

Resposta/Esclarecimento: Na revisão do **item II.6** – Identificação e Avaliação de Impactos, apresentado no **Anexo II.6-A**, a classificação do atributo foi reavaliada em função da sensibilidade do nécton e da magnitude do impacto, tornando este impacto de média importância.

Assim como para outros impactos, o EIA se limitou a indicar que “não há” indicadores. Reforça-se, também para este impacto que o Termo de Referência determina que “a não identificação de parâmetros ou indicadores deve ser devidamente contextualizada e justificada”, sendo, portanto, necessária a devida complementação.

Resposta/Esclarecimento: Na revisão do **item II.6** – Identificação e Avaliação de Impactos, apresentado no **Anexo II.6-A**, foi justificada a ausência de medidas associadas e conseqüentemente a identificação de parâmetros.

Ao informar que “não há” planos governamentais relacionados, o EIA contradiz a informação apresentada na própria discussão do impacto que menciona os Planos Nacionais para Conservação da Toninha, de Grandes Cetáceos e de Pequenos Cetáceos. Solicita-se, portanto, a verificação da existência de outros planos ou programas governamentais relacionados e a devida complementação.

Resposta/Esclarecimento: Este item foi revisado conforme apresentado na revisão do **item II.6 – Identificação e Avaliação de Impactos**, apresentada no **Anexo II.6-A**.

B) Impactos Potenciais

Impacto 17 – Alteração da qualidade da água devido a vazamento de produtos químicos

Apesar de indicar que o impacto “é consequência da ação geradora”, a discussão classificou o impacto como indireto. Nota-se que o “Quadro II.6.3.1-51”, contrariamente à discussão apresentada, já registrou este impacto como direto.

Resposta/Esclarecimento: Na revisão do **item II.6 – Identificação e Avaliação de Impactos**, apresentado no **Anexo II.6-A**, este impacto foi alterado para número 26. A classificação do atributo duração foi corrigida para direto.

Ressalta-se ainda que, diferentemente do que consta da discussão apresentada no EIA, os efeitos sobre a qualidade da água podem não ficar confinados ao redor da embarcação, pois isso depende das características dos produtos químicos, no caso de incidentes (vazamentos) e da localização de um possível vazamento. No caso de ocorrer em regiões próximas ao litoral em ambientes sensíveis fora ou dentro unidades de conservação, os impactos podem ser de alta magnitude.

Os atributos deverão ser reclassificados incluindo sua variação mínima a máxima, pois os impactos ambientais dependerão das características dos produtos químicos e do local do acidente, portanto, os atributos deverão ser

reclassificados de acordo com a possível variação: abrangência espacial, duração, permanência, reversibilidade, magnitude, importância.

Resposta/Esclarecimento: Conforme apresentado na descrição da ação geradora e da própria avaliação de impactos, o volume de produtos químicos transportados pelas embarcações que prestarão apoio às atividades do Projeto Etapa 2, são inferiores aos volumes simulados. Desta maneira, a utilização de tais simulações como referência para se prever o comportamento dos produtos químicos em caso de possíveis acidentes é extremamente conservadora e, portanto, as plumas ficariam mais restritas ainda ao redor das embarcações. Para este impacto foi avaliado o pior cenário, ou seja, o produto químico com o maior potencial tóxico que seria o biocida, conforme descrito na ação geradora. Frente ao exposto, os atributos abrangência espacial, duração, permanência, reversibilidade, magnitude e importância, se mantêm.

Impacto 18 – Alteração da estrutura das comunidades biológicas devido ao vazamento de produtos químicos

O impacto agrupou vários fatores ambientais, sendo mencionados plâncton, ictioplâncton, nécton, peixes, tartarugas, mamíferos marinhos e aves marinhas. Isto traz incoerência à classificação da sensibilidade, que é considerada baixa, mas faz referência somente ao plâncton e ictioplâncton. Solicita-se, portanto, sua reavaliação, assim como da importância do impacto.

Resposta/Esclarecimento: Na revisão do **item II.6 – Identificação e Avaliação de Impactos**, apresentado no **Anexo II.6-A**, o impacto foi alterado para **27) Alteração da estrutura da comunidade planctônica devido ao vazamento de produtos químicos**. Além disso, foi criado o impacto **28) Alteração no nécton devido ao vazamento de produtos químicos**.

O impacto foi classificado como indireto. No entanto, a discussão apresentada mencionou efeitos diretos dos produtos eventualmente vazados sobre a biota; de modo que o mesmo deveria ser classificado como direto (assim

como no EIA da Etapa 1 do pré-sal). Neste sentido, nota-se que o “Quadro II.6.3.1-52” já registrou este impacto como direto.

Resposta/Esclarecimento: Na revisão do item II.6 – Identificação e Avaliação de Impactos, apresentado no Anexo II.6-A, o atributo forma de incidência foi corrigido para direto.

Assim como para o impacto anterior, os atributos deverão ser reclassificados incluindo sua variação mínima a máxima, pois os impactos ambientais dependerão das características dos produtos químicos e do local do acidente, portanto, os atributos deverão ser reclassificados de acordo com a possível variação: abrangência espacial, duração, permanência, reversibilidade, magnitude, importância.

Resposta/Esclarecimento: Para este impacto foi avaliado o pior cenário, ou seja, o produto químico com o maior potencial tóxico que seria o biocida, conforme descrito na ação geradora. Frente ao exposto, os atributos abrangência espacial, duração, permanência, reversibilidade, magnitude e importância, se mantém.

Impacto 19 a 25 – alterações em diferentes fatores ambientais devido ao vazamento de combustível e óleo no mar

Os vazamentos de combustíveis e de petróleo foram considerados uma única ação geradora. Na avaliação da magnitude dos impactos desta ação geradora, o EIA considerou, corretamente, que os volumes passíveis de serem vazados durante as fases de instalação e desativação são menores que os da fase de operação. No entanto, não apresentou qualquer argumento para definir como média a magnitude do impacto de vazamentos na fase de operação sobre vários componentes do meio biótico: manguezais (20), costões rochosos (21), praias arenosas (22), comunidades planctônicas (23), comunidades nectônicas (24) e avifauna (25). Considerando os impactos conhecidos de grandes vazamentos de óleo, entende-se que vários desses impactos devem ser classificados como de até alta magnitude (assim como o foram no EIA da Etapa 1 do pré-sal). Solicita-

se, portanto, reavaliação à luz dos esclarecimentos que tornem mais objetiva a mensuração desta intensidade de transformação.

Resposta/Esclarecimento: Na revisão do **item II.6** – Identificação e Avaliação de Impactos, apresentado no **Anexo II.6-A**, para todos os impactos potenciais, a definição de sensibilidade do fator ambiental, assim como a magnitude do impacto foram revisados de forma a deixar mais claro e objetivo sua classificação.

Neste sentido, chama-se atenção para a indicação do próprio EIA de que “as duas vias principais nas quais o óleo causa impactos nos organismos marinhos são o efeito físico, resultante do recobrimento, e o efeito químico, associado à toxicidade dos compostos presentes (USCG, 1999; ITOFF, 2002). Todos os impactos observados são resultantes de um e/ou de outro efeito sobre os componentes do meio biótico. É importante ressaltar que os efeitos não são excludentes, mas podem ocorrer simultaneamente em um vazamento de óleo. A diferença está centrada na combinação entre densidade/viscosidade e toxicidade do óleo vazado e sua variação com o tempo” (EIA, II.6. pág. 140-146/344).

Observa-se, ainda, que o impacto do vazamento de óleo sobre as comunidades planctônicas (23) foi classificado como indireto. No entanto, entende-se que o mesmo deva ser classificados como direto (assim como no EIA da Etapa 1 do pré-sal) uma vez que trata do efeito da ação geradora diretamente sobre o fator ambiental. Neste sentido, nota-se que os Quadros II.6.3.1-51 e II.6.3.1-52, contrariamente à discussão apresentada, já registram este impacto como direto.

Resposta/Esclarecimento: Na revisão do **item II.6** – Identificação e Avaliação de Impactos, apresentado no **Anexo II.6-A**, a classificação do atributo forma de incidência foi corrigido para direto.

Resumo dos Impactos Efetivos e potenciais nos meios físicos e bióticos

O resumo não atendeu ao solicitado no Termo de Referência (subitem H), uma vez que para a maior parte dos fatores ambientais não foram apresentadas as informações solicitadas: “seu estado de qualidade atual, as possíveis

interações entre os diferentes impactos (incidindo sobre o mesmo fator ambiental) e as tendências, com relação à qualidade do fator, em decorrência da efetivação do empreendimento e comparando-as com as tendências em um cenário de não efetivação do empreendimento”, sendo que para os impactos potenciais estes fatores não foram sequer discutidos separadamente. Solicita-se, portanto, a revisão e a rerepresentação da síntese em conformidade com o solicitado no Termo de Referência.

Considerando as complementações solicitadas, as matrizes de impacto deverão ser revistas e rerepresentadas.

Resposta/Esclarecimento: Na revisão do **item II.6** – Identificação e Avaliação de Impactos, apresentado no **Anexo II.6-A**, o resumo mencionado acima e as matrizes foram revistas e rerepresentadas no referido anexo. Como essas correlações nada mais são do que o prognóstico ambiental (item II.9 do EIA) este será rerepresentado oportunamente à CGPEG.

II.6.3.2 - Meio Socioeconômico

Com relação aos fatores ambientais relativos ao meio socioeconômico, destaca-se que o fator “Uso e Ocupação do Solo” não foi descrito (EIA, II.6, p. 206/344). Além disso, na descrição do fator “Organização da Sociedade Civil” não ficou claro o que seria a “mobilização [...] para expressão de conflitos” (EIA, II.6, p. 206/344). E na descrição do fator “Atividade Turística” deveriam ser considerados, também, aspectos da dinâmica da atividade, incluindo aí os conflitos socioambientais correlacionados (EIA, II.6, p. 207/344). Destaca-se que a fragilidade da descrição dos fatores ambientais prejudica, sobremaneira, a análise dos respectivos impactos.

Portanto, a descrição dos fatores ambientais deve ser revista considerando estas observações.

Resposta/Esclarecimento: Na revisão do **item II.6 – Identificação e Avaliação de Impactos**, apresentado no **Anexo II.6-A**, os fatores ambientais do meio socioeconômico foram revistos de acordo com o sugerido pelo Parecer Técnico e descritos dentro de cada impacto. Cabe mencionar aqui, que para a avaliação de impactos relacionados à socioeconomia, privilegiou-se a manutenção do agrupamento de duas ou mais ações geradoras interferindo em mais do que um fator ambiental, pois diferentemente dos meios físico e biótico, as relações humanas e a inter-relação dos impactos dificulta essa dissociação. A avaliação de impactos para o meio socioeconômico, caso fosse dissociada em uma única ação geradora incidindo em um único fator ambiental, como sugere o Parecer Técnico, perderia a relação que existe entre os impactos.

Descrição das Ações Geradoras (Aspectos Ambientais)

Todas as alterações, correções e complementações neste item devem estar refletidas no item subsequente, que é a Avaliação de Impactos propriamente dita.

I) Divulgação Institucional do empreendimento: *considerar dentre os fatores ambientais mencionados os custos das terras e questões afetas ao uso e*

ocupação do solo e dinâmica econômica, pois atrelada à divulgação institucional está um dos impactos mais característicos de grandes empreendimentos que é a geração de expectativas, que tem grande potencial de movimentação de uma localidade com possibilidade de indução de processos especulativos, fluxos migratórios e atração de empresas, que podem resultar em pressão sobre o uso e ocupação do solo, a infraestrutura e serviços essenciais, percepção de riscos, entre outros.

Como observação de caráter geral é importante ressaltar que o aspecto Divulgação Institucional dos empreendimentos não considerou verdadeiramente na AIA a magnitude do impacto que a propaganda em horários nobres na televisão aberta causa no imaginário da população. A recente campanha institucional dos 60 anos da empresa, em suas várias inserções televisivas, enaltece a oportunidade de emprego e o desenvolvimento da indústria, agregando a informação do volume de negócios gerados pelo Pré-sal no impulsionamento do desenvolvimento de toda a cadeia de bens e serviços, com tecnologia e capacitação profissional. A política de conteúdo local é mencionada para atendimento à demanda de navios, plataformas, sondas e demais necessidades da exploração e produção na área do Pré-sal, onde então é afirmado o compromisso em aproveitar ao máximo a capacidade competitiva da indústria nacional de bens e serviços.

Por outro lado, o Estudo em diversas ocasiões ressaltou que há muita desinformação em torno das reais oportunidades do Projeto, citando inclusive a mídia como fonte desta desinformação em passagens como: “as notícias divulgadas pela mídia ou pelo poder público sobre todos os empreendimentos relacionados à exploração e produção da camada Pré-Sal, não necessariamente baseadas em informações precisas, ou mesmo fornecidas pela PETROBRAS, bem como o debate sobre as possíveis mudanças decorrentes de sua instalação acabam por contribuir para a geração de expectativas podendo também interferir diretamente no cotidiano das populações” (EIA, II.6, p. 216/344).

Entretanto, é avassalador o potencial de geração de expectativas de uma propaganda institucional que informa valores milionários de investimentos, frente às informações de um Estudo de Impacto de Ambiental de projeto. Além disso o

desenvolvimento de projetos desta envergadura e as limitações do licenciamento ambiental não são aspectos tangíveis para a maioria da população e este fator deve ser compreendido e assimilado na Avaliação de Impactos para que se busque estratégias mais eficientes para minimizar os impactos fomentados pela geração de expectativas ocasionada pela própria empresa e políticas de governo associadas.

Outra questão importante que se relaciona primeiramente com a Divulgação Institucional e vai impactar todos os aspectos ambientais relevantes à avaliação é a redução do conjunto de bases de apoio que atenderão os empreendimentos a portos e aeroportos. Poucas seções do EIA ampliaram este entendimento, acrescentando escritórios, entretanto, o Termo de Referência CGPEG/DILIC/IBAMA nº 002/13 indicou que estas bases, ou estruturas que atendem diretamente as atividades, seriam portos, aeroportos, terminais de carga e de abastecimento, estaleiros, primeiras unidades receptoras do gás escoado, locais de descarte final de resíduos, áreas de apoio logístico e sedes administrativas.

Resposta/Esclarecimento: Pelas Diretrizes definidas pela PETROBRAS, a comunicação relacionada ao licenciamento ambiental é apenas o Comunitário. A publicidade Corporativa da PETROBRAS em âmbito nacional ou internacional, tem regramento próprio e é prerrogativa da PETROBRAS, com aprovação pela Diretoria Executiva da Empresa.

II) Pagamento de tributos, taxas e compensação financeira (royalties): *considerar dentre os fatores ambientais mencionados a dinâmica econômica, a organização da sociedade civil e questões afetas à infraestrutura de serviços essenciais, tanto em função da geração de expectativas como pela potencialidade de indução de processos especulativos, alteração nos fluxos migratórios, pressão sobre infraestrutura, entre outros.*

III) Demanda por mão de obra: *considerar dentre os fatores ambientais mencionados a dinâmica econômica, custos e uso e ocupação das terras, além de questões afetas à infraestrutura de serviços essenciais, pois a demanda por mão de obra está associada a geração de expectativas, atendimento à aquisição*

de bens e serviços, indução de processos especulativos (custo de terras e serviços), fluxos migratórios, pressão sobre infraestrutura, entre outros.

IV) Demanda/Aquisição de bens e serviços: considerar dentre os fatores ambientais mencionados os custos, uso e ocupação das terras, questões afetas à infraestrutura e à população economicamente ativa. Sinalizar as contingências impostas pela exigência de conteúdo nacional, esclarecendo seus limites e a abrangência desta política e apontar as consequências ambientais correspondentes na área de estudo.

V) Trânsito de embarcações de apoio: a descrição desta ação para o meio socioeconômico foi diferente da apresentada para os meios físico e biótico, o que não é aceitável. Devem ser explicitadas as operações de offloading e ajustados todos os números referentes a viagens/mês. Considerar dentre os fatores ambientais mencionados a gestão pública, população economicamente ativa, uso e ocupação do solo, Unidades de Conservação, infraestrutura de transporte, qualidade cênica, dinâmica econômica e Comunidades/Povos Tradicionais, além de questões afetas à percepção de riscos.

VI) Vazamento Acidental de combustível e óleo no mar: apresentar síntese da ação geradora com explicitação de todos os fatores ambientais correspondentes no meio socioeconômico.

Resposta/Esclarecimento: Na revisão do **item II.6** – Identificação e Avaliação de Impactos, apresentado no **Anexo II.6-A**, as ações geradoras foram revisadas.

A) Impactos Efetivos

1) Geração de expectativas:

a) Ações geradoras (Aspectos ambientais): divulgação institucional do empreendimento e pagamento de tributos, taxas e compensação financeira (royalties).

Atualizar as ações geradoras e fatores ambientais afetados conforme demandas do item anterior.

Resposta/Esclarecimento: Na revisão do **item II.6** – Identificação e Avaliação de Impactos, apresentado no **Anexo II.6-A**, este impacto foi revisado.

b) Sensibilidade dos fatores ambientais afetados:

Gestão pública: No capítulo do Diagnóstico Ambiental (II.5.3) que tratou das questões afetas à gestão pública foi informado que as atividades integrantes da indústria de petróleo e gás tendem a modificar de forma acentuada a estrutura produtiva dos locais onde se instalam, deflagrando dois tipos de impactos nos territórios em que se localiza: os diretamente ligados à atividade industrial e os que decorrem do recebimento das compensações financeiras. Apesar deste entendimento, somente questões relativas a receitas e tributos foram apresentadas na AIA, sendo desconsiderados os impactos sobre o uso e ocupação do solo, como geração de resíduos e mobilidade (infraestrutura de transportes e emissões atmosféricas associadas), pressão sobre áreas protegidas, entre outros.

Em relação às compensações financeiras, a “Figura II.5.3.4.1-46” presente no Diagnóstico Ambiental trouxe a evolução da participação do setor petrolífero no PIB brasileiro, sendo demonstrado que na área de estudo é possível observar (2010/2012) o crescimento da arrecadação de royalties e participações especiais para a maioria dos municípios (Tabela II.5.3.4.1-35), com destaque, em 2012, para os municípios de São Sebastião e Caraguatatuba, no estado de São Paulo, e Cabo Frio, Itaguaí e Maricá, no estado do Rio de Janeiro (EIA, II.5.3, p.273-294/1202).

O Estudo, no capítulo de Avaliação de Impactos – AIA, considerou o fator de alta sensibilidade para os municípios onde há ou pode haver forte dependência econômica dos recursos provenientes do pagamento de royalties, afirmando que “quanto maior o percentual de arrecadação municipal proveniente de royalties maior será a sensibilidade do fator ambiental gestão pública em relação à geração de expectativa, pois maior é a relevância deste recurso para a receita do município” (EIA, II.6, p. 214/344).

Entretanto, neste capítulo da AIA somente foram destacados os municípios de Ilhabela (SP) com 30% de receita líquida (RCL) advinda de recursos de royalties e participações especiais; e Mangaratiba (RJ), com 20% (Macroplan, 2012). Não foram apresentados os demais municípios e não há a qualificação das fontes utilizadas por esta empresa Macroplan para a consolidação destes percentuais. Ressaltamos a necessidade de basear informações a partir de fontes oficiais (IBGE, ANP, MME, PNUD, etc), explicitando-as sempre que necessário. No caso de coletas primárias deve ser detalhada a metodologia utilizada com seu sistema de validação.

Os municípios que são prováveis beneficiários do recebimento de royalties somente pelo critério de município confrontante são Rio de Janeiro, Niterói, Maricá, Saquarema, Araruama e Mangaratiba no estado do Rio de Janeiro; e Ilhabela, no estado de São Paulo. Neste sentido, para avaliação do impacto que estas receitas geram ou podem gerar nestes municípios é necessário minimamente que as informações pertinentes presentes no diagnóstico integrem e sejam problematizadas neste item da AIA, para todos os municípios em questão. É oportuno esclarecer que tais informações foram apresentadas em subitem do “Diagnóstico Ambiental (II.5.3)” denominado “Municípios da área de estudo que recebem renda petrolífera (ANP/PNUD/IBGE).A “Tabela II.5.3.4.1-37” apresentou a distribuição espacial do pagamento de rendas petrolíferas e distribuições de rendas petrolíferas acumuladas por ano, para cada município. A “Figura II.5.3.4.1-48” indicou todos os municípios da área de estudo da Etapa 2, apresentando os valores de rendas petrolíferas per capita e IDH por município, para o ano de 2010. A “Tabela II.5.3.4.1-38” indicou os valores utilizados para elaboração da figura (EIA, II.5.3, p. 273-294/1202).

Neste sentido, destaca-se que para os fatores ambientais que mais contribuem para a geração de expectativas, foi um capítulo do “Diagnóstico Ambiental (II.5.3)” e não o referente à “Avaliação de Impactos (II.6)”, que apresentou a problematização das informações mais importantes para a qualificação deste conjunto de impactos (relativos a rendas e tributos) sem, compreensivelmente, associar a matriz de impactos e diversas outras interações, cabíveis na AIA. Desta forma o Estudo perdeu clareza, pois na parte do

diagnóstico os dados objetivos foram associados a tendências; e a Avaliação de Impactos – a parte mais importante de um EIA – manteve caráter generalista.

Outra questão relevante foi a ausência da identificação, ainda que preliminar, dos municípios que compõem as zonas de produção. No Diagnóstico Ambiental foi informado que cabe ao Conselho Nacional do Petróleo – CNP e ao Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística – IBGE definir os municípios que compõem a zona de produção principal, os distritos municipais da zona de produção secundária e os municípios que fazem parte da zona limítrofe àquela de produção principal, não sendo possível, no momento da elaboração do EIA, apresentar mapa indicando tais municípios. O texto não esclareceu, entretanto, se estes órgãos já fizeram definições (e quais seriam) a partir do licenciamento da Etapa 1 e outros do Polo Pré-sal da Bacia de Santos, em que já há declaração de comercialidade de alguns campos, para que estivesse visível para aqueles municípios presentes nas duas Etapas informações sobre o pagamento de rendas petrolíferas do Polo Pré-sal até o momento. A relevância destes dados se dá, dentre outros fatores, em função de o critério principal de divisão dos royalties e participações especiais do petróleo ser o da confrontação com os campos e poços, que não necessariamente tem coerência socioambiental e fomenta, além de grandes expectativas, muita desinformação.

A AIA também não mencionou o impacto dos royalties recebidos pelos municípios que abrigam instalações e infraestruturas de suporte ao desenvolvimento das atividades dos empreendimentos e seus sistemas associados, como é o caso, por exemplo, do município de Caraguatatuba, onde está instalada a Unidade de Tratamento de Gás (UTGCA) Monteiro Lobato, que recebe parte do gás do Pré-sal e por isso tem sua receita proveniente de royalties aumentada pela chegada deste gás. Seguindo esta linha, a ausência do município de Macaé na área de estudo surgiu como uma grave não conformidade neste EIA, já que este município receberá grande parte do gás proveniente desta Etapa 2 do Pré-sal e, entre outros fatores, também terá sua renda de royalties e participações especiais aumentada.

Resposta/ Esclarecimento: Cabe destacar que a maioria dos impactos identificados para o meio socioeconômico são induzidos pela geração de

expectativas que se dá pela desinformação criada e perpetuada pela sociedade em geral.

Dentre os vários motivos que causam a expectativa relacionada ao licenciamento do Projeto Etapa 2 está o desdobramento do impacto decorrente da geração de novos postos de trabalho. Quando se pensa que haverá uma grande geração de empregos, espera-se que as consequências deste impacto provoquem pressões em questões sensíveis como, por exemplo, infraestrutura de serviços essenciais e ocupação desordenada, entre outros, ou até mesmo intensifiquem processos já existentes na área de estudo.

Os impactos induzidos diretamente pela geração de expectativas só ocorrerão se a expectativa em si não for minimizada.

Em relação aos *royalties*, de acordo com o boletim mensal da Agência Nacional de Petróleo e Biocombustíveis – ANP, não há como identificar se o valor pago ao município é somente da PETROBRAS e quais são os empreendimentos relacionados. Porém, conforme indicado na figura abaixo, é possível notar que após o início das atividades do Projeto Etapa 1 (dez/12) houve um incremento nos valores mensais depositados aos municípios do Litoral Norte do estado de São Paulo (+ 12%) e em relação aos municípios do Litoral Sul Fluminense do Rio de Janeiro há uma queda nos depósitos (- 22%).

Municípios do Litoral Norte de São Paulo

Antes do Etapa 1 (Pré-Sal)

Dezembro/12
Início do Etapa 1 (Pré-Sal)

	2011	2012	2013
Caraguatatuba	R\$ 55.237.424,75	R\$ 76.186.671,91	R\$ 76.021.946,14
Ilhabela	R\$ 36.538.128,69	R\$ 42.836.731,94	R\$ 69.404.557,50
São Sebastião	R\$ 84.163.966,65	R\$ 92.316.736,62	R\$ 90.969.949,61
Ubatuba	R\$ 284.909,65	R\$ 446.268,12	R\$ 873.664,00
Total	R\$ 176.224.429,74	R\$ 211.786.408,59	R\$ 237.270.117,25

↑ 20% ↑ 12%

Municípios do Litoral Sul Fluminense do Rio de Janeiro

Antes do Etapa 1 (Pré-Sal)

Dezembro/12
Início do Etapa 1 (Pré-Sal)

	2011	2012	2013
Angra dos Reis	R\$ 87.526.992,46	R\$ 97.310.335,37	R\$ 68.956.697,69
Itaguaí	R\$ 8.399.787,37	R\$ 47.491.073,74	R\$ 37.516.805,29
Mangaratiba	R\$ 22.457.258,01	R\$ 26.080.688,15	R\$ 14.697.332,23
Parati	R\$ 64.142.930,41	R\$ 81.472.671,48	R\$ 75.530.057,48
Total	R\$ 182.526.968,25	R\$ 252.354.768,74	R\$ 196.700.892,69

↑ 39% ↓ 22%

População economicamente ativa (PEA): o Estudo afirmou que para a avaliação da sensibilidade do fator ambiental população economicamente ativa sobre o impacto geração de expectativa, foi estimada sua ocorrência de forma mais relevante nos municípios que possuem bases de apoio ao empreendimento, já que a PEA “tende a fazer pressuposições a cerca da geração direta de empregos ou da abertura de novos postos de trabalho em função da dinamização da economia local” (EIA, II.6, p. 217/344). Os municípios que abrigam bases de apoio (aérea e terrestre) são Cabo Frio, Rio de Janeiro, Guarujá, Itaguaí, Angra dos Reis, São Sebastião e Santos. O Estudo também considerou Cubatão, São Vicente e Praia Grande, municípios limítrofes pertencentes à área de estudo e com histórico de forte fluxo de migração pendular em função do distanciamento emprego-moradia. Não houve informações advindas do Diagnóstico Ambiental para qualificar estas informações nem justificativas para não consideração de outros municípios limítrofes que podem cumprir a mesma função, estando ou não na área de estudo destacada pela empresa, como Arraial do Cabo em relação a Cabo Frio ou Ubatuba para Caraguatatuba e Caraguatatuba para São Sebastião,

conforme pode ser visualizado no mapa de “Mobilidade Pendular da RM do Vale do Paraíba e Litoral Norte” do Censo Demográfico do IBGE – 2010.

O recebimento de royalties não foi considerado neste fator, o que também fragiliza o recorte, já que a expectativa da população que migra em busca de colocação no mercado de trabalho considera a afluência de royalties como um grande vetor da dinamização da economia local.

Em seguida a AIA concluiu que a PEA dos municípios de Cabo Frio, Rio de Janeiro, Guarujá, Itaguaí, Angra dos Reis, São Sebastião, Santos, Cubatão, São Vicente e Praia Grande é de alta sensibilidade, uma vez eles possuem mais de 5% de sua população economicamente ativa desocupada, que favorece a geração de expectativas em relação a criação de novos postos de trabalho. Mais uma vez não houve a qualificação na AIA, a partir dos dados do diagnóstico, da apresentação deste percentual. Também não foram apresentados dados referentes às ofertas de capacitações na área de petróleo e gás focadas no Pré-sal em diversos municípios da área de estudo, que favorecem a geração de expectativas, principalmente em localidades mais satélites, como é o caso de Itanhaém e Peruíbe, onde é grande a oferta destes cursos, pelas mais variadas instituições.

Ressalta-se que em Itanhaém e também em Ubatuba, mesmo com a explicitação no EIA da não utilização de suas instalações para atendimento aos empreendimentos, permanece a perspectiva de franca utilização de seus aeroportos para atendimento aos empreendimentos, o que também pode fomentar as expectativas de emprego e renda pela PEA e induzir a atração de população. O Estudo considerou estas possibilidades maiores nos locais que abrigam bases de apoio aérea: “De todo modo, destaca-se que, em caso de novas contratações, a PETROBRAS tem como diretriz orientar as empresas terceirizadas a utilizar, preferencialmente, a mão de obra dos municípios que terão aeroportos como base de apoio e municípios no entorno” (EIA, II.6, p. 211/344).

Resposta/Esclarecimento: Na revisão do **item II.6** – Identificação e Avaliação de Impactos, apresentado no **Anexo II.6-A**, este item foi revisado.

c) Como o aspecto interfere nos fatores ambientais e d) descrição do Impacto Ambiental:

Estes itens apresentaram o entendimento de que a divulgação institucional dos empreendimentos e o pagamento de royalties e participações especiais aliados à desinformação (mídia, poderes públicos, sociedade civil), têm grande influência na geração de expectativas e potencial para interferência direta no cotidiano das populações. Segundo o Estudo: “É esperado que com a divulgação do empreendimento seja gerada expectativa de empregabilidade direta, indireta ou por efeito renda na população economicamente ativa dos municípios da área de estudo. Porém essa interferência se dará de forma heterogênea gerando diferentes expectativas nos municípios da área de estudo. Como recorte analítico considerou-se os municípios que possuem base de apoio e municípios limítrofes onde haja intenso fluxo de migração pendular, anteriormente citados como sendo aqueles em que este impacto ocorrerá de forma efetiva, uma vez que estas bases servirão ao trânsito da mão de obra que atuará no empreendimento” (EIA II.6, p. 216/344).

Em relação ao pagamento de royalties o estudo afirmou que as expectativas por parte da gestão pública estão relacionadas ao incremento de recursos financeiros em seus municípios, mas “os impactos e os reflexos do pagamento dos royalties aos municípios não têm como ser avaliados de maneira precisa no momento do licenciamento, uma vez que, conforme mencionado, ainda não se têm determinados, com exatidão, os valores e os municípios a serem beneficiados. E também porque a aplicação dos valores recebidos pelos municípios é responsabilidade de cada municipalidade, definida por lei, bem como a participação ou não dos munícipes, no processo decisório quanto a aplicação do benefício” (Idem, p. 217/344).

Então, apesar de o diagnóstico apresentar informações sobre estas rendas, conforme exposto no item anterior, o que ajudaria inclusive a esclarecer os interessados nos momentos participativos e minimizar as expectativas, na Avaliação de Impactos a opção do estudo foi não apresentar os dados e se apoiar na incerteza e generalidade.

Resposta/Esclarecimento: Na revisão do **item II.6** – Identificação e Avaliação de Impactos, apresentado no **Anexo II.6-A**, este item foi revisado.

Outro ponto de destaque e que não havia sido objeto de análise de sensibilidade até então é a geração de expectativas relacionadas aos riscos ambientais decorrentes de acidentes. Segundo o Estudo:

"Vale ressaltar que também são geradas expectativas quanto a impactos negativos em função da condição de risco ambiental decorrente de possíveis acidentes, como por exemplo, um possível vazamento de óleo. A sociedade civil organizada, em alguns casos, fomentada pela mídia, passa a questionar a capacidade de resposta das empresas frente a situações emergenciais. No caso deste Projeto Etapa 2, a avaliação levou em consideração as experiências adquiridas com o licenciamento ambiental do Projeto Etapa 1 que ocorreu em região similar. Através de questionamentos e falas de populares em reuniões preparatórias e durante a audiência pública, foi possível identificar expectativas geradas pelo Projeto Etapa 1. Essas expectativas apresentaram uma tendência a se orientar pelas questões do risco de vazamento e possíveis interferências com as atividades pesqueiras." (Idem, ibidem)

Então o estudo não considera a quantidade de simulados realizados e seus resultados, em sua maioria com mais pontos negativos que positivos; além de recorrentes casos de pequenos vazamentos. Tampouco o estudo apresenta quais as ações que a empresa planejou e executou para minimizar as expectativas geradas pelo Projeto Etapa 1 em relação às questões do risco de vazamentos e possíveis interferências com as atividades pesqueiras. A seguir temos uma amostra dos pequenos vazamentos na tabela de ocorrências de incidentes com óleo e volume total derramado no mar nas bacias de Campos e Santos no ano de 2013:

Bacia	Produto Derramado	Número de Ocorrência	Volume Total Derramado (L)
Campos	Água Oleosa	8	371,00
	Fluido de Perfuração	8	30553,67
	Mancha Órfã	7	2133,00
	Óleo Cru	10	1152,00
	Óleo Diesel	13	146,50
	Óleo		
	Lubrificante/Hidráulico/Preenchimento	7	1594,83
	Outros	3	1591,13
Campos Total		56	37542,13
Santos	Água Oleosa	1	50,00
	Fluido de Perfuração	12	7032,55
	Óleo Cru	4	13,50
	Óleo Diesel	4	958,07
	Óleo		
	Lubrificante/Hidráulico/Preenchimento	3	32,50
	Outros	3	4299,60
	Soda Cáustica	1	0,00
Santos Total		28	12386,22
Total geral		112	71286,89

CPROD – CGPEG – DILIC – IBAMA (2013)

Resposta/Esclarecimento: A PETROBRAS conta com a divulgação de informações, por meio do plano de comunicação regional (PCSR-BS), dos processos e procedimentos de segurança operacional; da matriz de capacitação e treinamento de seus operadores e da utilização de equipamentos de melhor tecnologia disponível internacionalmente. Adicionalmente, a PETROBRAS participa de diversos fóruns e organizações internacionais que discutem as práticas operacionais de segurança e propõe a implantação de melhoria contínua dos processos e procedimentos de exploração e produção de petróleo e gás.

Antes da classificação do impacto o estudo apresentou em lista o seu potencial de indução de outros impactos, quais sejam: desencadeamento de alterações no padrão político organizacional da população gerando mobilização da sociedade civil; atração de população; pressão sobre serviços essenciais; especulação imobiliária; aumento na ocupação desordenada do espaço; aumento no custo de vida, “dentre outros muitos impactos indiretos que estão relacionados a aumento de circulação de pessoas e dinheiro” (Idem, p. 218/344). Não há maiores considerações sobre estes impactos nem medidas associadas.

A classificação do impacto geração de expectativas também não considera as fases de operação e desativação dos empreendimentos e não há justificativas correspondentes apesar de: (i) todo o seu potencial indutor de outros impactos, conforme exposto pelo próprio estudo e ressaltado acima; (ii) da execução dos programas ambientais condicionantes de licença, que têm como objetivo monitorar, mitigar e/ou compensar impactos também mantêm ou renovam expectativas; e (iii) após exemplos da situação de vários municípios brasileiros que tiveram suas rendas comprometidas tanto pela queda na produção de alguns campos como por demais fatores econômicos e regulatórios, todos capazes de impactar negativamente as receitas.

Considerando que o item não apresenta os dados que corroboram os entendimentos registrados, não é recomendável concordar que o recorte (ou ocorrência com maior intensidade conforme expõe o texto) da influência do impacto Geração de Expectativas esteja focado neste conjunto de municípios:

Cabo Frio, Rio de Janeiro, Guarujá, Itaguaí, Angra dos Reis, São Sebastião, Santos, Cubatão, São Vicente e Praia Grande; além de Maricá, Saquarema, Araruama, Mangaratiba e Ilhabela, que são os municípios que recebem royalties pelo critério da confrontação. Além disso, conforme registrado no início desta análise, o item Descrição das ações geradoras deverá ser complementado e esta complementação deverá refletir em todo o capítulo Avaliação de Impactos Ambientais.

Em relação às medidas associadas apresentadas deve ser considerada a abrangência e magnitude da divulgação institucional da empresa e a magnitude dos empreendimentos deste Projeto e sua sinergia entre as variadas Etapas e os outros empreendimentos da mesma tipologia na Bacia de Santos, considerando ainda seus sistemas associados, como os gasodutos para escoamento do gás produzido, que agrega também a Bacia de Campos. Neste sentido, uma estratégia de comunicação mais ampla e relevante deve ser pensada, visando agregar valor ambiental aos anunciados benefícios sociais e econômicos. Isto será possível, por exemplo, mediante campanhas que divulguem os benefícios da melhoria da qualidade ambiental por meio do saneamento e da proteção de áreas de importância ecológica para a manutenção da saúde, que tem reflexo decisivo na educação, área que será beneficiada com a aplicação de royalties.

Resposta/Esclarecimento: Na revisão do **item II.6** – Identificação e Avaliação de Impactos, apresentado no **Anexo II.6-A**, este impacto foi revisado.

2) Mobilização da sociedade civil

a) Ações geradoras (Aspectos ambientais): divulgação institucional do empreendimento.

Atualizar as ações geradoras e fatores ambientais afetados conforme já demandado.

b) Sensibilidade do fator ambiental afetado:

A AIA apresentou o município de Itaguaí (RJ) como de alta sensibilidade em função da construção do porto, que induz alterações importantes na dinâmica local, o que “favorece a ampliação das expectativas que passam a ser geradas de forma conjunta e de difícil dissociação pelos dois empreendimentos (Etapa-2 e porto)” (EIA II.6, p. 221/344). Os municípios de Cabo Frio, Rio de Janeiro, Angra dos Reis, São Sebastião, Guarujá e Santos foram classificados como de média sensibilidade, pois já convivem com bases de apoio nos seus territórios e “historicamente já possuem organizações sociais” (idem, p. 222/344). Para os demais municípios da área de estudo o fator ambiental organização da sociedade foi considerado de baixa sensibilidade. Não foi considerada a existência de demais instalações e infraestruturas de suporte/logística ao desenvolvimento das atividades dos empreendimentos e seus sistemas associados como estaleiros, escritórios, unidades de processamento de gás, etc.

Resposta/Esclarecimento: Não foi considerada a existência de outras instalações que poderão prestar apoio ao Projeto Etapa 2 por não ser escopo desse licenciamento. O anexo II.9 que será encaminhado oportunamente a esta Coordenação Geral, abordará os efeitos cumulativos e sinérgicos dos empreendimentos “Petrobras”, assim como trará considerações sobre outros empreendimentos.

c) Como o aspecto interfere nos fatores ambientais e d) descrição do Impacto Ambiental:

No geral para este impacto a AIA apresentou grande simplificação em suas premissas, que foram existência de bases de apoio e de organizações sociais, pois além de restringir as bases a portos e aeroportos (desconsiderando escritórios, estaleiros e demais estruturas agregadoras), não foram consideradas as vulnerabilidades das regiões em aspectos mais estruturantes como índices de saneamento e acesso à saúde, educação/capacitação, mobilidade, população ocupada, comunidades tradicionais, recebimento de rendas petrolíferas, segurança e percepção de riscos. Este último aspecto, capaz de mobilizar

fortemente a sociedade, foi rapidamente mencionado na descrição do impacto porque sobressaiu durante o processo de licenciamento do Projeto Etapa 1, o que segundo o estudo revelou a capacidade de mobilização dos sujeitos sociais que atuam nos municípios do Litoral Norte Paulista e da Costa Verde. E foi justamente centrado nesses municípios que o estudo finaliza a descrição do impacto, indicando que “deverá ocorrer um fomento a organização político social notadamente nos municípios do Litoral Norte Paulista (Ubatuba, Caraguatatuba, Ilhabela e São Sebastião) e da Costa Verde (Mangaratiba, Angra dos Reis e Paraty) que já atuaram de forma significativa no licenciamento do Projeto Etapa 1” (idem, p. 223/344).

Na AIA a descrição e classificação deste impacto não utilizou as informações do Diagnóstico sobre as percepções colhidas durante as oportunidades de consulta pública. O Diagnóstico citou argumentações sobre riscos associados a perigos de origem tecnológica e capacitação/informação de recursos humanos, quais sejam: incêndio em terminal petroquímico, incêndio em navio atracado nos portos, vazamento dos dutos e vazamento de óleo e gás em geral; a fragilidade dos recursos disponíveis para as situações de emergência; desconhecimento sobre o que fazer; o receio de vazamento de óleo no mar que prejudique a fauna marinha principalmente a fauna associada à atividade pesqueira; o que pode ocorrer mediante a limpeza de tanques de barcos; a poluição industrial por metais pesados ou o derramamento de petróleo, vinculados ao transporte ou armazenamento; a percepção do meio ambiente como suporte fundamental na vida das populações costeiras, o que torna a hipótese de um derramamento de petróleo, um acidente de grande porte para esses grupos, significando o comprometimento de suas condições de sobrevivência; o entendimento de que os benefícios dos royalties não repercutem de forma suficiente na melhoria das condições de vida das populações vulneráveis e a possibilidade de ocorrência de acidentes; a percepção equivocada de que a distribuição dos royalties está vinculada ao processo de licenciamento ambiental; e a demanda sistemática por capacitação profissional e postos de trabalho.

Dissociada destas informações, a AIA apresentou um entendimento parcial sobre sensibilidade ambiental – como o caso de Itaguaí – sem chegar a qualquer

conclusão objetiva e não agrega dados relevantes que possam orientar os programas nas medidas de controle e/ou potencializadoras correspondentes, como por exemplo iniciativas/estratégias para responder e/ou atender às questões e demandas colocadas acima.

Considerando que o item não apresenta os dados que corroboram os entendimentos registrados, não é recomendável concordar com a classificação da sensibilidade nem que o recorte (ou ocorrência com maior intensidade conforme expõe o texto) da influência do impacto Mobilização da Sociedade Civil esteja focado neste conjunto de municípios: Itaguaí, Cabo Frio, Rio de Janeiro, Guarujá, Angra dos Reis, São Sebastião e Santos. Além disso, conforme registrado no início desta análise, o item Descrição das ações geradoras deverá ser complementado e esta complementação deverá refletir em todo o capítulo Avaliação de Impactos Ambientais.

Resposta/Esclarecimento: Na revisão do **item II.6** – Identificação e Avaliação de Impactos, apresentado no **Anexo II.6-A**, este impacto foi revisado.

3) Manutenção e geração de emprego e renda

a) Ações geradoras (Aspectos ambientais): demanda por mão de obra e demanda/aquisição de bens e serviços.

Atualizar as ações geradoras e fatores ambientais afetados conforme já demandado.

Resposta/Esclarecimento: Na revisão do **item II.6** – Identificação e Avaliação de Impactos, apresentado no **Anexo II.6-A**, para facilitar o entendimento, este impacto foi desmembrado em três impactos:

- 3) Manutenção de Empregos e Geração de empregos diretos;
- 4) Geração de empregos indiretos e de empregos por fator renda

b) Sensibilidade do fator ambiental afetado

Foi considerado o fator ambiental população economicamente ativa (PEA) para este impacto, classificado como de alta sensibilidade porque grande parte dos municípios da área de estudo apresentou em 2010 “taxa de atividades menores que 60%, (percentagem das pessoas economicamente ativas em relação às pessoas de 10 ou mais anos de idade). Destaque dado ao município de Mongaguá com 50,6% de taxa de atividades” (EIA II.6 p. 226/344). Não ficou claro como esta informação converge com a informação registrada para classificar a sensibilidade deste mesmo fator em relação ao impacto geração de expectativa, que afirmou que Cabo Frio, Rio de Janeiro, Guarujá, Itaguaí, Angra dos Reis, São Sebastião, Santos, Cubatão, São Vicente e Praia Grande possuem mais de 5% de sua população economicamente ativa desocupada, o que favorece a geração de expectativas em relação a criação de novos postos de trabalho. Entretanto para os dois impactos o fator ambiental PEA foi corretamente classificado como de alta sensibilidade.

c) Como o aspecto interfere nos fatores ambientais e d) descrição do Impacto Ambiental:

Não foram informados nestes itens os quantitativos de manutenção e geração de empregos necessários à análise. É informado que o Projeto Etapa 2 não deverá absorver diretamente e de forma relevante mão de obra local, pois haverá relocação de mão de obra já especializada de outras unidades da empresa. Entretanto, este item apresentou um cálculo do BNDES que indica que “para cada emprego gerado pela indústria do petróleo e gás, mesmo que fruto de realocação, 9,3 outros empregos indiretos são abertos. Além dessa estimativa, a mesma metodologia aponta que aproximadamente 36,5 novos postos para cada emprego direto serão proporcionados em decorrência de um efeito renda. Esses novos postos de serviços indiretos abertos poderão incrementar a dinamização da economia local especialmente no setor de serviços” (idem, ibidem).

Causou surpresa a apresentação desta metodologia do BNDES pela magnitude dos números dissociada da falta de qualificação dos dados, pois não

foram apresentadas as especificidades locais e a caracterização da força de trabalho absorvida, ou seja, informações como temporalidade dos empregos; grau de qualificação necessária; se há nas localidades pessoas com os perfis demandados (considerando escolaridade, capacitação, mobilidade, entre outros); índices de empregabilidade/renda/informalidade das localidades; entre outras informações importantes que possam minimizar a geração de expectativas (fomentada por propagandas institucionais televisivas de grande impacto e larga abrangência) e orientar os programas nas medidas de controle e/ou potencializadoras correspondentes.

No Diagnóstico (EIA II.5.3 p. 262/1202) e na apresentação dos critérios da AIA foi informado que a estimativa de relocação de mão de obra é de 3.640 profissionais envolvidos na fase de instalação e 1.769 profissionais na fase de operação (5% nível superior, 20% nível técnico e 65% ensino médio). E foi destacado que “a realização da atividade poderá promover a abertura de novos postos de serviços indiretos em setores como: alimentação, habitação, hospedagem, transporte e aquisição de bens e serviços, sendo difícil estimar, nesta fase dos estudos, essa quantidade a ser gerada pela atividade. Em caso de novas contratações, a PETROBRAS tem como diretriz orientar as empresas contratadas para utilizar os serviços de mão de obra, sempre que possível e preferencialmente, dos municípios que serão utilizados como base de apoio ao empreendimento” (idem, ibidem), ou seja: Cabo Frio, Rio de Janeiro, Itaguaí, Angra dos Reis, São Sebastião, Guarujá e Santos. Na parte inicial da AIA a informação consignada foi que em caso de novas contratações a empresa tem como diretriz orientar as terceirizadas a utilizar, preferencialmente, a mão de obra dos municípios que terão aeroportos como base de apoio e municípios no entorno, neste caso, Guarujá, Cabo Frio e Rio de Janeiro. Houve então uma confusão em relação à abrangência da diretriz de contratações: a mobilização preferencial de mão de obra inclui as localidades que abrigam bases de apoio, no geral, ou aeroportos, em particular.

Não houve informações sobre a real mobilização de mão de obra efetivada até o momento para a execução da Etapa 1, utilizando as projeções divulgadas no EIA correspondente e os relatórios pertinentes do desenvolvimento da Etapa 1

para referência. Os dados sobre a existência, na área de estudo (e considerando frequência e assimilação pela indústria), de cursos de capacitação/qualificação na área de petróleo e gás também não foram apresentados neste item da AIA e esta ausência compromete uma avaliação embasada. E sobre a relocação de mão de obra, é preciso que o estudo esclareça de onde são relocados os profissionais envolvidos, pois o próprio Diagnóstico aborda as questões afetas a migrações (efetivas e pendulares) e nos diagnósticos de programas de educação ambiental e compensação da atividade pesqueira são recorrentes as informações sobre grande afluência de mão de obra de pessoas de fora das localidades, mais qualificadas.

Resposta/Esclarecimento: As informações detalhadas sobre a efetiva mobilização de profissionais para atendimento ao Etapa 1, está detalhada no **item II.2.4.23 – Mão de Obra – Instalação e Operação das Unidades de Produção.**

As demais informações registradas na avaliação deste impacto não contribuíram para orientar os programas nas medidas de controle e/ou potencializadoras correspondentes. Na realidade, quando se afirmou que empreendimentos desta magnitude não absorverão mão de obra local, ficou evidenciado o seletismo da atividade, principalmente no que se refere à exigência de qualificação profissional. Ao mesmo tempo, como indicou o próprio estudo, a expectativa da PEA pela criação de novas oportunidades de trabalho é geralmente maior do que a real oferta e efetivação de vagas pelos empreendimentos. Esta aliás é uma das contradições hoje verificáveis em municípios petro-rentistas, onde há uma movimentação significativa de pessoas (locais e migrantes) que, não tendo qualificação, são submetidos ao subemprego ou informalidade e acabam residindo em áreas mais periféricas e favelizadas, com agravamento do quadro de segregação espacial e de pobreza (SERRA, 2006), com forte repercussão no uso e ocupação do solo, que pressiona áreas ambientalmente sensíveis ou protegidas e os recursos hídricos.

Considerando que o item não apresentou os dados que corroboram os entendimentos registrados, não é recomendável concordar que o recorte (ou ocorrência com maior intensidade conforme expõe o texto) da influência do impacto Manutenção e Geração de Emprego e Renda esteja focado neste

conjunto de municípios: Itaguaí, Cabo Frio, Rio de Janeiro, Guarujá, Angra dos Reis, São Sebastião, Santos. Além disso, conforme registrado no início desta análise, o item Descrição das ações geradoras deverá ser complementado e esta complementação deverá refletir em todo o capítulo Avaliação de Impactos Ambientais.

Em relação às medidas associadas devem ser considerados na premissa de contratação de mão de obra local o planejamento e a execução de todos os Programas Ambientais condicionantes de licença, já que todos eles pressupõem contratações, considerando ainda a rede associada de bens e serviços inerentes a estes programas e as capacitações locais pertinentes.

Resposta/Esclarecimento: Na revisão do item II.6 – Identificação e Avaliação de Impactos, apresentado no Anexo II.6-A, este impacto foi revisado.

4) Expansão das áreas de ocupação desordenada

a) Ações geradoras (Aspectos ambientais): Divulgação Institucional do empreendimento e demanda por mão de obra

Atualizar as ações geradoras e fatores ambientais afetados conforme já demandado.

b) Sensibilidade do fator ambiental afetado

Foi considerado para este impacto questões referentes ao uso e ocupação do solo e sua sensibilidade foi classificada como baixa pois, de acordo com o texto, “os municípios da área de estudo já possuem áreas ocupadas de forma desordenada e a expansão dessas áreas em decorrência específica do Projeto Etapa 2 só deve ocorrer caso um número elevado de pessoas seja atraído para os municípios da área de estudo” (EIA II.6, p. 231/344).

Apesar de os aspectos ambientais considerados serem os de maior apelo popular, seja pela magnitude midiática da Divulgação Institucional, seja pelo apelo popular da demanda por mão de obra; e considerando que outros aspectos que

induzem grande geração de expectativa, como recebimento de royalties e atração de indústrias, não foram sequer mencionados, é precária a suposição de que o projeto não vai induzir atração de população. Além disso, se os municípios já possuem áreas ocupadas de forma desordenada e considerando ser a região área de elevado valor ecológico em função dos remanescentes naturais no domínio da Mata Atlântica, a sensibilidade deste fator não poderia, por princípio, ser baixa.

Vale ressaltar ainda que em nenhuma das Ações Geradoras relacionadas ao meio socioeconômico foi considerada de maneira explícita a instalação de estruturas em terra de empresas subsidiárias e terceirizadas, um dos principais aspectos geradores de impactos por empreendimentos de grande magnitude como o presente. Entretanto, o estudo contemplou o desenvolvimento e expansão de serviços desempenhados por empresas prestadoras somente para a situação de geração de impactos positivos, conforme pôde ser observado na seguinte transcrição: “As empresas prestadoras de serviços também terão aumento de sua carga tributária em função do aumento de atividades e serviços prestados. Elas pagam o imposto sobre serviço (ISS) nos municípios em que atuam. Isso pode ser considerado, de forma indireta, uma contribuição do empreendimento” (EIA II.6, p. 209/344). Disto resulta que a expansão de empresas prestadoras de serviços e de outras ligadas à cadeia de petróleo e gás na área de estudo não é considerada quanto aos seus impactos ambientais negativos (com potencial para exercer processos de especulação imobiliária; grande pressão sobre os padrões de uso e ocupação do solo e sobre os serviços essenciais; demandas por novas áreas para disposição de resíduos; impacto nos sistemas de mobilidade urbana; além do aumento das emissões atmosféricas e maior demanda por recursos hídricos e energia) mas é considerada quanto aos seus impactos positivos.

Resposta/Esclarecimento: A PETROBRAS entende que a consideração de empresas prestadoras de serviços terceirizadas na avaliação de impactos socioeconômicos poderão ser respondidos por meio do Projeto “Plataforma da Sustentabilidade”. Este projeto pretende desenvolver um estudo de Avaliação de Impactos Ambientais Cumulativos e Sinérgicos dos grandes empreendimentos

previstos, anunciados e em licenciamento nas seguintes regiões: Litoral Norte de SP; Baixada Santista do Estado de São Paulo e Litoral Sul do Rio de Janeiro.

Tal estudo avaliará tecnicamente os impactos dos novos empreendimentos e os planos de expansão existentes na região, relacionando-os com os impactos sociais, econômicos e ambientais identificados nos estudos de órgãos federais, estaduais, bem como com as Políticas Públicas incidentes nas regiões supracitadas, destacando-os no contexto da vocação da região, que aponta fortemente para conservação e turismo.

A PETROBRAS, atualmente, elabora especificação técnica para contratação de empresa que fará o estudo avaliação dos impactos cumulativos e sinérgicos.

Além disso, o projeto de Monitoramento Socioeconômico fundamentado por um sistema de indicadores permitirá “monitorar as mudanças sociais e econômicas promovidas pelo desenvolvimento das atividades relacionadas à indústria de petróleo e gás na Bacia”. Este projeto encontra-se em análise por esta Coordenação.

Ao mesmo tempo o Diagnóstico (EIA II.5, p. 58/1202), após informar os elevados percentuais de população que vivem em aglomerados subnormais em Cubatão (41,5%), Guarujá (32,9%), São Vicente (26,2%), Angra dos Reis (35,5%), Mangaratiba (24,1%), Rio de Janeiro (22,2%) e Cabo Frio (22,6%), acrescenta:

"A expansão da indústria de petróleo e gás e suas consequências na organização socioespacial do território brasileiro têm sido alvo de preocupação. Dentre os temas recorrentes, situa-se a ocupação desordenada nos municípios, motivada, muitas vezes, pela crescente urbanização, especulação imobiliária e, no contexto da expansão da indústria petrolífera, o surgimento de novas áreas de atração de população."

"Este tipo de ocupação pode ocorrer em forma de favelas (ocupações informais e espontâneas), loteamentos populares (caracterizados a princípio como ocupações planejadas e regularizadas, mas que muitas

vezes não são implementados adequadamente). Dentre os diversos agravantes encontrados nesses locais se destacam: a) retirada indiscriminada da vegetação; b) movimentações de terra para cortes e aterros; c) alteração do regime natural de escoamento e de infiltração de águas pluviais; e d) lançamento de águas servidas e de lixo nas vertentes e drenagens (IG-CEDEC, 2005)." (EIA, II.5, p. 81/1202)

C) Como o aspecto interfere nos fatores ambientais e d) descrição do Impacto Ambiental:

Segundo o Estudo o Projeto Etapa 2, apesar de seu grande porte, não proporcionar o mesmo grau de atração de população de outros empreendimentos também de grande porte, pois os postos de serviços diretos gerados requerem um alto grau de especialização. Então a AIA foi formulada sob a premissa de que a Etapa 2 do Pré-sal possui baixo grau de atração de população. Entretanto, houve a ressalva de que a partir da divulgação do empreendimento pode ocorrer na região a chegada de população trabalhadora, em busca de oportunidades, mesmo com baixo grau de qualificação:

"Todavia, caso ocorra migração em decorrência deste empreendimento esse deslocamento de pessoas será pequeno e poderá vir a contribuir com a expansão da ocupação desordenada". (EIA, II.6, p. 231/344)

A AIA então observou que "se porventura ocorrer um aumento na ocupação desordenada essa se dará principalmente nos municípios onde se localizam as bases de apoio terrestre, (Cabo Frio, Rio de Janeiro, Itaguaí, Angra dos Reis, São Sebastião, Guarujá e Santos). Isso, pois, em decorrência do empreendimento serão esses os que possuíram algum poder de atração de população por demanda mão de obra, serviços e aquisição de equipamentos." (Idem, ibidem)

Em seguida, na descrição do impacto, o texto informou que se ocorrer uma intensificação da ocupação do espaço de forma desordenada essa alteração poderá ser verificada principalmente nos municípios paulistas de Santos, Guarujá, São Vicente, Praia Grande, Caraguatatuba, São Sebastião e nos municípios

fluminenses de Mangaratiba, Angra dos Reis, Itaguaí pois nesses locais já é observado tal tipo de ocupação e esses municípios abrigarão os escritórios e bases de apoio do projeto, considerados como atrativos de mão de obra e fluxo de pessoas. Não foram apontados nesta conclusão os municípios de Cabo Frio e Rio de Janeiro, que também abrigam bases de apoio. Em relação ao Rio de Janeiro, o texto apontou que o padrão de metropolização da cidade absorveria o impacto. O mesmo foi dito de Santos, apesar de ele ter sido citado como local passível de incremento da ocupação desordenada. Não houve informações pertinentes para Cabo Frio, que por abrigar base aérea está na diretriz de mobilização de mão de obra da empresa, de onde se conclui que a avaliação do impacto Expansão das áreas de ocupação desordenada é parcial e muito confusa.

Resposta/Esclarecimento: Na revisão do **item II.6** – Identificação e Avaliação de Impactos, apresentado no **Anexo II.6-A**, este impacto foi revisado.

5) Pressão sobre os serviços essenciais

a) Ações geradoras (aspectos ambientais): divulgação institucional do empreendimento e demanda por mão de obra.

Atualizar as ações geradoras e fatores ambientais afetados conforme já demandado. Destaca-se que a inexistência da ação geradora “geração de resíduos” acarretou problemas graves na avaliação do impacto sobre a infraestrutura de serviços essenciais, uma vez que esse fator ambiental foi descrito no próprio estudo como o “conjunto de equipamentos e serviços necessários ao desenvolvimento e manutenção da qualidade de vida da população. Englobam a infraestrutura de saúde, saneamento (disposição final de resíduos, distribuição de água tratada, coleta, tratamento e destinação de efluentes), educação, lazer e segurança pública” (EIA II.6.3.2, p. 205/344).

Para esta avaliação devem ser consideradas todas as atividades geradoras de resíduos de distintas classes (perigosos, não inertes e inertes), cuja maior

parte necessita ser encaminhada para o continente, onde eles são tratados, reciclados ou recebem sua disposição final.

Considerando ser a geração de resíduos e rejeitos pelos empreendimentos nas suas diversas fases um impacto direto; negativo; cumulativo em relação às demais atividades no setor de petróleo e gás natural (da mesma empresa e das demais que compartilham a mesma infraestrutura) e também em relação a todas as outras atividades geradoras de resíduos que necessitem ser dispostos em aterros; indutor da demanda por áreas para tratamento e disposição (que pode significar perda de áreas produtivas, pressão em áreas de relevante interesse ambiental ou piora da qualidade do ar e da água em razão do volume de incinerações e contaminação dos corpos hídricos, entre outros), considerando ainda o grau de sensibilidade do segmento de áreas para destinação de resíduos, especialmente para resíduos industriais e perigosos, este item deve apresentar as alternativas e respectiva localização de aterros sanitários e industriais que podem ser utilizados pelos empreendimentos e sistemas associados nas suas diversas fases, informando o trajeto a ser percorrido pelos resíduos sólidos, oleosos e rejeitos dos empreendimentos e sistemas associados, enquadrados por periculosidade, até os destinos finais; e considerar na análise os dados dos diagnósticos, da caracterização da atividade, da análise integrada, da análise de outros impactos e da verificação dos efeitos cumulativos e sinérgicos, apresentando e considerando a frequência na utilização e sensibilidade dos sistemas.

Resposta/Esclarecimento: Na revisão do **item II.6** – Identificação e Avaliação de Impactos, apresentado no **Anexo II.6-A**, foi criado um impacto relacionado a geração de resíduos (impacto 7 – Pressão sobre a infraestrutura de disposição final de resíduos).

b) Sensibilidade do fator ambiental afetado:

O estudo afirmou que o fator ambiental infraestrutura de serviços essenciais foi classificado como de baixa sensibilidade com a argumentação de que o número de trabalhadores atraídos pelo empreendimento é muito pequeno e

apesar de os empreendimentos induzirem o afluxo de muitas empresas esta informação não foi considerada. Ressalta-se ainda que a sensibilidade é um fator intrínseco ao fator ambiental e não é relativa ao aspecto ambiental que nele incide. De forma diferente do apresentado, a avaliação de sensibilidade da infraestrutura de serviços essenciais na área de estudo deve resgatar elementos do diagnóstico para analisar quais as condições da infraestrutura disponível, subsidiando a avaliação de sensibilidade deste fator e posteriormente a avaliação do impacto sobre ele.

Ainda sobre a análise de sensibilidade deste fator ambiental, no estudo foi afirmado que “os municípios da área de estudo já possuem infraestrutura de serviços essenciais que atendem de forma razoável a atual demanda, ainda mais se comparada à realidade nacional” (EIA, II.6, p. 236/344). E também que os “municípios que receberam trabalhadores realocados e que exercerão atração para a mão de obra. possuem infraestrutura razoável para que não haja uma mudança significativa em relação a qualidade de vida local” (Idem, p. 237/344).

Entretanto, destaca-se as seguintes passagens do diagnóstico que apontaram para um quadro oposto, demonstrando a falta de articulação entre o diagnóstico e a avaliação de impactos ambientais:

“Segundo o Cadastro Nacional de Estabelecimentos de Saúde – CNES (2012), o estado do Rio de Janeiro possuía 15.647 estabelecimentos de saúde, o que representa um estabelecimento para cada 1021,92 pessoas, apresentando assim um número deficitário”. (EIA, II.5.3, p. 300/1202)

"Segundo o DATASUS, em 2010, o estado do Rio de Janeiro contava com 46.827 leitos, sendo que destes, 28.816 estavam vinculados ao SUS. Do ponto de vista de uma análise tradicional da suficiência de leitos disponíveis, o estado se encontra abaixo do estabelecido pela OMS (5 leitos/1000 hab.), uma vez que segundo o DATASUS existem 3,1 leitos/1.000 hab e, quando analisados os leitos vinculados ao SUS, este número é de 2,1 leitos/1.000 hab." (Idem, p. 305/1202)

Com relação à coleta de esgoto, destaca-se o baixo percentual de atendimento em municípios na área de estudo, principalmente na Região dos

Lagos, Litoral Norte e Microrregião de Itanhaém. Inclusive alguns municípios que possuem base de apoio apresentam um quadro precário nesse tema, como em São Sebastião (52% de atendimento), Angra dos Reis (67%) e Itaguaí (69%), segundo dados apresentados na “Figura II.5.3.5-11 – Percentual de domicílios com rede geral de esgoto nos municípios selecionados 2000/2010”.

Por fim, destaca-se a passagem final no diagnóstico sobre o saneamento básico na área de estudo, que informou:

"Conforme observado nas informações apresentadas, as condições de saneamento básico na área de estudo são insuficientes, principalmente no que se refere à disponibilidade de sistema de esgotamento sanitário capaz de atender de forma adequada a demanda local. Esta situação tende a se evidenciar de forma mais intensa nas áreas receptoras de fluxos sazonais motivados pelas atividades de turismo e lazer. Nesse contexto se pode estimar que qualquer tipo de mudança que ocorra nessa região e que tenha como centralidade o aumento do fluxo demográfico deverá considerar a insuficiência desses serviços e, por conseguinte, os prováveis rebatimentos dessa situação sobre as condições de saúde da população." (EIA, II.5.3, p. 372/1202)

Diante do exposto, pelos exemplos trazidos na AIA e pelas colocações do Diagnóstico torna-se precária a análise de sensibilidade do fator ambiental “infraestrutura de serviços essenciais” apresentada e o recorte da área de influência deste impacto.

Resposta/Esclarecimento: Na revisão do **item II.6** – Identificação e Avaliação de Impactos, apresentado no **Anexo II.6-A**, a sensibilidade do fator ambiental infraestrutura de serviços essenciais foi revisado e alterado de baixo para alta sensibilidade.

Além disso, como as consequências ambientais resultantes, como modificação dos padrões de uso e ocupação do solo, aumento de áreas de ocupação desordenada, pressão sobre áreas de conservação e sobre recursos hídricos são monitoráveis e para alguns há medidas de mitigação específicas, além dos programas de comunicação social e de educação ambiental, é

precipitada a colocação do estudo de que não há medida associada nem identificação de parâmetros e indicadores possíveis.

Resposta/Esclarecimento: Na revisão do **item II.6** – Identificação e Avaliação de Impactos, apresentado no **Anexo II.6-A**, este impacto foi revisado.

6) Aumento da especulação imobiliária

a) Ações geradoras (aspectos ambientais): divulgação institucional do empreendimento

Atualizar as ações geradoras e fatores ambientais afetados conforme já demandado.

b) Sensibilidade do fator ambiental afetado

A AIA indicou que um possível fluxo de pessoas atraídas por demandas específicas do empreendimento será pequeno e associado aos locais que abrigam bases de apoio e escritórios, apontando Cabo Frio, Rio de Janeiro, Itaguaí, Angra dos Reis, São Sebastião, Guarujá e Santos como os destinos onde haveria um possível aumento na demanda por moradia. Neste sentido, “a expectativa de valorização do custo da terra e de aquecimento da economia local intensificará a especulação imobiliária. Dessa forma o fator ambiental Custo da Terra (urbano e rural) para esse impacto, foi classificado como de média sensibilidade”. (EIA, II.6, p. 240/344)

Em seguida, na descrição do impacto, o estudo apresentou o documento “Diagnóstico Urbano Socioambiental e Programa de Desenvolvimento Sustentável em Municípios da Baixada Santista e Litoral Norte do Estado de São Paulo” (PETROBRAS/Instituto Pólis, 2012), que informou que a ampliação do Porto de Santos repercutiu diretamente no Guarujá, em Santos e também em São Vicente, este com menor intensidade. Entretanto, os impactos decorrentes foram sentidos mais em Santos e São Vicente, locais onde a especulação no mercado imobiliário elevou mais o valor dos imóveis, o que gerou aumento do custo de vida, afetando

mais significativamente a população de baixa e média renda. Em seguida o documento mencionou o Pré-sal e destacou:

"...as atividades relacionadas ao Pré sal, ao gerar expectativas em relação aos empregos e renda, mediante as atividades e serviços relacionados às atividades da PETROBRAS vem produzindo, "de forma particularmente intensa em Santos, a efervescência no mercado imobiliário, aumentando muito a especulação, o valor dos imóveis e "expulsando" a população (Santos e São Vicente). Nesse contexto, Santos é vista como a cidade onde o Pré sal já está acontecendo, uma vez que sedia a sede operacional da PETROBRAS". (EIA, II.6, p. 241/344)

Então, no recorte de municípios apresentado no início (Cabo Frio, Rio de Janeiro, Itaguaí, Angra dos Reis, São Sebastião, Guarujá e Santos), já deveria, por esta referência, estar relacionado São Vicente, onde o processo de especulação já é sentido. Além disso, os dados solicitados no Termo de Referência sobre os locais que abrigam estruturas de apoio ao empreendimento não foram trazidos para a avaliação. Também não houve menção sobre a pressão sobre áreas protegidas e outras alterações nos padrões de uso e ocupação do solo e sistemas de mobilidade advindas da especulação, apesar de ser citado que a população de baixa e média renda foi a mais impactada – e "expulsa" - de Santos e São Vicente pelo aumento do custo de vida. Mas a maior deficiência da avaliação do impacto "Aumento da Especulação Imobiliária" é sua desconexão com o referente à "Expansão das Áreas de Ocupação Desordenada", já que um impacto tem grande potencial indutor do outro.

Outra fraqueza verificada foi a ausência das informações pertinentes relacionadas ao turismo de forma geral e ao turismo de negócios voltados à cadeia de petróleo e gás em particular, um vetor importante nos processos especulativos das cidades que abrigam eventos desta natureza. Mesmo considerando ocorrerem tais eventos nos municípios já citados, este diagnóstico possivelmente trará alterações na classificação do impacto, cuja magnitude foi considerada baixa.

É importante ressaltar sempre que a presença das bases de apoio induz o aumento da circulação de pessoas e em períodos de temporada de turismo convencional e de negócios (e todos os municípios da área de estudo caracterizam-se como de grande importância para os dois tipos de turismo), o aumento do custo de vida e os processos especulativos ficam mais evidentes.

Considerando que o item não apresentou os dados que corroboram os entendimentos registrados, não é recomendável concordar que o recorte (ou ocorrência com maior intensidade conforme expõe o texto) da influência do impacto Aumento da especulação imobiliária esteja focado neste conjunto de municípios: Cabo Frio, Rio de Janeiro, Itaguaí, Angra dos Reis, São Sebastião, Guarujá e Santos. Além disso, como as consequências ambientais resultantes, como modificação dos padrões de uso e ocupação do solo, aumento de áreas de ocupação desordenada, pressão sobre recursos hídricos e recursos pesqueiros e sobre áreas de conservação são monitoráveis e para alguns há medidas de mitigação específicas, além dos programas de comunicação social e de educação ambiental, foi precipitada a colocação do estudo de que não há medida associada nem identificação de parâmetros e indicadores possíveis.

Resposta/Esclarecimento: Na revisão do **item II.6** – Identificação e Avaliação de Impactos, apresentado no **Anexo II.6-A**, este impacto foi revisado.

7) Aumento do custo de vida

a) Ações geradoras (aspectos ambientais): divulgação institucional do empreendimento. Demanda/aquisição de bens e serviços

Atualizar as ações geradoras e fatores ambientais afetados conforme já demandado.

b) Sensibilidade do fator ambiental afetado

O texto informou que o aumento da circulação de pessoas, principalmente nas bases de apoio e escritórios (Rio de Janeiro, Angra dos Reis, Itaguaí, São Sebastião, Santos, Cabo Frio e Guarujá), associado à geração de expectativas e

à especulação imobiliária podem induzir o aumento das demandas sobre o comércio e serviços e esses fatores contribuiriam para o aumento do custo de vida. Os setores mais demandados e que teriam seus custos aumentados seriam os de hotelaria, alimentação, lazer e transportes, principalmente.

Para os municípios de Santos, São Vicente, São Sebastião, Guarujá, Ilhabela, Ubatuba, Caraguatatuba, Angra dos Reis, Paraty, Mangaratiba e Cabo Frio, o estudo ressalva que eles já experimentam custo de vida mais alto em decorrência da presença de atividades de turismo e lazer, especialmente nos períodos de alta temporada. Neste sentido “o aumento do custo de vida decorrente da presença do empreendimento deverá ser mais evidente sobre os preços de hospedagem, alimentação e moradia e deverá ocorrer de forma mais evidente nos municípios de Santos, São Sebastião, Guarujá, São Vicente, Caraguatatuba, Angra dos Reis e Itaguaí” (EIA, II.6, p. 244).

Como o aumento do custo de vida associado à presença dos empreendimentos é uma consequência da interação de múltiplos impactos, é precária a análise de sensibilidade média do fator ambiental “Dinâmica Econômica” apresentada, como também é precário o recorte da área de influência do impacto. Além disso, como as consequências ambientais resultantes, como modificação dos padrões de uso e ocupação do solo, aumento de áreas de ocupação desordenada, pressão sobre recursos pesqueiros e sobre áreas de conservação são monitoráveis e para alguns há medidas de mitigação específicas, além dos programas de comunicação social e de educação ambiental, é precipitada a colocação do estudo de que não há medida associada nem identificação de parâmetros e indicadores possíveis.

Resposta/Esclarecimento: Na revisão do **item II.6** – Identificação e Avaliação de Impactos, apresentado no **Anexo II.6-A**, este impacto foi revisado.

8) Interferência com a atividade pesqueira

a) Ações geradoras (aspectos ambientais): divulgação institucional do empreendimento. Demanda/aquisição de bens e serviços

Atualizar as ações geradoras e fatores ambientais afetados conforme já demandado.

b) Sensibilidade do fator ambiental afetado

Foi indicado que a atividade pesqueira sofrerá interferência do aumento no tráfego de embarcações de apoio, sendo esta “classificada como de média sensibilidade, uma vez que esta atividade tem sofrido interferências oriundas de outros fatores” (EIA, II.6, pág. 247/344). No entanto, conforme já mencionado no presente parecer técnico, a sensibilidade é intrínseca ao fator ambiental, não sendo esta relativa a determinado impacto que incide sobre este. Na atividade pesqueira, a relação direta desta atividade com a disponibilidade e qualidade dos recursos naturais e, no caso da pesca artesanal, seu caráter territorial/local/costeiro em áreas onde se espera um aumento no tráfego de embarcações, faz com que a sensibilidade do fator ambiental afetado seja alta.

Resposta/Esclarecimento: Na revisão do **item II.6** – Identificação e Avaliação de Impactos, apresentado no **Anexo II.6-A**, a sensibilidade do fator ambiental pesca artesanal foi alterada de baixa para alta sensibilidade.

c) Como o aspecto interfere nos fatores ambientais e d) descrição do Impacto Ambiental:

A empresa afirmou não ser possível tratar de forma diferenciada os impactos sobre a pesca artesanal e industrial por entender que “grande parte dos dados disponíveis sobre a atividade pesqueira foi gerado de forma agrupada não sendo possível agrupá-los.” (EIA, II.6, pág.247/344). Esta Coordenação Geral discorda desta afirmação por entender que as características destas são suficientemente

distintas para serem tratadas separadamente, como solicitado para o diagnóstico ambiental, incidindo sobre as mesmas, impactos também distintos. Assim, a PETROBRAS deve reapresentar estas atividades, separadamente, em dois fatores ambientais.

Resposta/Esclarecimento: Na revisão do **item II.6** – Identificação e Avaliação de Impactos, apresentado no **Anexo II.6-A**, este impacto foi desmembrado em:

- 10) Interferência com a atividade de pesca artesanal;
- 11) Interferência com a atividade pesqueira industrial pelo trânsito das embarcações de apoio;
- 12) Interferência com a atividade pesqueira industrial pela presença dos FPSOs.

Como o impacto perdura por toda a vida útil das atividades de DPs, sua duração não deveria ser classificada como imediata.

Resposta/Esclarecimento: Na revisão do **item II.6** – Identificação e Avaliação de Impactos, apresentado no **Anexo II.6-A**, este impacto foi revisado.

A magnitude deste impacto foi classificada como de média à baixa. Solicita-se que a classificação para todas as etapas seja reavaliada, considerando as estimativas apresentadas de trânsito de embarcações – cerca de 90 mil viagens de embarcações de apoio em 25 anos – e à luz dos esclarecimentos que tornem mais objetiva a mensuração desta intensidade de transformação.

Resposta/Esclarecimento: Na revisão do **item II.6** – Identificação e Avaliação de Impactos, apresentado no **Anexo II.6-A**, este impacto foi revisado.

Apesar da alta sensibilidade do fator ambiental, o impacto foi classificado como de média importância, o que não está de acordo com a definição apresentada. Desta forma, a classificação da importância deverá ser revista, o que, por sua vez, deverá considerar a reavaliação da magnitude.

Resposta/Esclarecimento: Na revisão do **item II.6** – Identificação e Avaliação de Impactos, apresentado no **Anexo II.6-A**, este impacto foi revisado.

Acredita-se que ao complementar o diagnóstico ambiental das atividades pesqueiras, conforme solicitado no presente parecer técnico, a empresa terá condições de repensar a descrição do impacto ambiental considerando estes pontos elencados por esta Coordenação Geral, assim como dividir de forma satisfatória as atividades pesqueiras artesanal e industrial.

Resposta/Esclarecimento: Resposta/Esclarecimento: Na revisão do **item II.6** – Identificação e Avaliação de Impactos, apresentado no **Anexo II.6-A**, este impacto foi revisado à luz das alterações identificadas no diagnóstico de pesca artesanal e industrial.

8) Interferência nas atividades de turismo e lazer

a) Ações geradoras (aspectos ambientais): trânsito de embarcações de apoio.

Atualizar as ações geradoras e fatores ambientais afetados conforme já demandado.

b) Sensibilidade do fator afetado:

Novamente levou-se em consideração a incidência do aspecto sobre o fator ambiental para análise de sensibilidade do fator, o que é um equívoco. Foi afirmado no estudo que apesar das regiões constantes da área de estudo possuírem forte vocação turística, o trânsito de embarcações ocorre prioritariamente nas áreas próximas aos portos que serão utilizados como bases de apoio, o que justificaria a definição de sensibilidade média para os municípios onde estão esses portos e sensibilidade baixa para os outros que não possuem portos utilizados pelo empreendimento. Como já foi ressaltado no presente

parecer técnico, a sensibilidade é um fator intrínseco ao fator ambiental e não é relativa ao aspecto ambiental que nele incide.

Além disso, as interferências nas atividades de turismo e lazer não se dão exclusivamente pelo tráfego de embarcações. Assumir isso seria ignorar outros impactos nessas atividades ocasionados pelo desenvolvimento em terra de toda a cadeia de bens e serviços relacionados à indústria do petróleo e gás e as sinergias e cumulatividades dos impactos gerados a partir de mudanças nos padrões de uso e ocupação do solo, na qualidade da paisagem, na dinâmica econômica da região, entre outros.

Resposta/Esclarecimento: Conforme mencionado anteriormente, os desdobramentos relacionados ao Projeto Etapa 2, como por exemplo desenvolvimento em terra de toda a cadeia de bens e serviços relacionados à indústria do petróleo e gás será avaliado por meio do Projeto “Plataforma da Sustentabilidade”. Este projeto pretende desenvolver um estudo de Avaliação de Impactos Ambientais Cumulativos e Sinérgicos dos grandes empreendimentos previstos, anunciados e em licenciamento nas seguintes regiões: Litoral Norte de SP; Baixada Santista do Estado de São Paulo e Litoral Sul do Rio de Janeiro.

c) Como o aspecto interfere nos fatores ambientais e d) descrição do Impacto Ambiental:

Na avaliação deste impacto ambiental foi dado foco quase que exclusivo ao aumento do tráfego de embarcações nas regiões portuárias e os potenciais riscos de acidentes com embarcações utilizadas para turismo e lazer. Ou seja, as informações contidas na AIA não foram qualificadas com dados apresentados no âmbito do Diagnóstico. Mas foi importante o resgate, apesar de desatualizado, de uma informação incorporada por esta Coordenação Geral nos pareceres técnicos da Etapa 1 do Pré-sal, qual seja:

"De acordo com a Companhia Docas, em março de 2012 foi registrado o aumento em 146% do movimento de navio no Porto do Rio de Janeiro. Aproximadamente 25 navios atracam diariamente no Porto do

Rio e a tendência é de aumento. Em 2009, a empresa registrou 1.568 atracções no Porto; em 2010, 2.374; e, em 2011, 3.861. Para 2012, a estimativa da empresa é chegar ao fim do ano com registro de passagem de 10.000 navios."

"Na referida matéria de O Globo, o vice-presidente do Sindicato de Transportes de Carga (Sindcarga), cita informações da empresa Companhia Docas que comprovam que a maior parte das embarcações que chegam ao Rio de Janeiro está ligada ao setor petrolero: 45% são barcos de apoio a plataformas (supply boats) e 14%, petroleiros. Do restante, 28% carregam contêineres; 5% são de passageiros; 3%, cargueiros; e outros 5% são tanqueiros, graneleiros e porta-automóveis (roll-on, roll-off)." (EIA, II.6., 245/344)

Esta informação ratifica a magnitude do tráfego de embarcações de apoio às atividades relacionadas à cadeia de petróleo e gás, que teve reflexos diretos na qualidade dos recursos naturais e paisagem natural, pois incrementou os processos de degradação da Baía da Guanabara, com impacto direto nos demais usos ali praticados. E este cenário permanece e pode ser incrementado na Baía da Guanabara, o que fomenta impactos da mesma natureza nas outras baías, da Ilha Grande e de Sepetiba, pois a expansão desta indústria demanda a utilização cada vez maior de novas áreas.

Igualmente importante, por outro lado, é a necessidade da abordagem de como os diferentes aspectos ambientais interagem com as diferentes atividades de turismo de negócios, em primeiro lugar – pois é esperado que os empreendimentos propostos e todo o desenvolvimento da cadeia de petróleo e gás na região fomentem esta modalidade – e adicionalmente com os turismos cultural, esportivo e ecoturismo que podem ser incrementados com a afluência da população, e não somente os conflitos com atividades náuticas. Como sinalizou o Diagnóstico: "Em contrapartida, dada a expansão das atividades da indústria de petróleo e gás, pode-se também supor que os atuais polos de turismo de negócios tenderão a se consolidar e expandir junto com a demanda a referida indústria" (EIA, II.5.3, p. 718/1202).

Da mesma maneira, o processo de crescimento populacional e desenvolvimento de atividades industriais deve provocar um aumento no turismo de lazer na região, baseado em casas de veraneio e segunda residência. Nesse sentido, é preciso avaliar os impactos indiretos induzidos por esses processos, como aumento de processos especulativos e conflitos territoriais que induzem a pressões sobre recursos hídricos e recursos pesqueiros, sobre áreas sensíveis e unidades de conservação. O Diagnóstico chega a problematizar um pouco essa questão, que deveria ser mais detalhada e encaminhada na AIA:

"Na última década, (outra atividade ou tipo de turismo) veio se expandindo: o turismo de negócio. Considerando a área de estudo, no território fluminense, essa modalidade de turismo é desenvolvida na capital e, em menor escala, nas cidades de Cabo Frio, Itaguaí e Niterói, onde há a presença de industriais e atividades da cadeia produtiva do petróleo. No estado de São Paulo, este segmento turístico está focado no centro econômico da Baixada Santista, com destaque para Santos, Guarujá e São Vicente, É importante destacar que nas cidades mencionadas o turismo de negócio decorre também das atividades econômicas desenvolvidas nos municípios vizinhos; na Baixada Santista, por exemplo, a cidade de Cubatão, importante polo industrial regional, contribui para a expansão dessa modalidade de turismo nas cidades próximas." (EIA, II.5.3, p. 575/1202)

"Nesses termos, se pode sugerir como hipótese que a indústria do turismo, a despeito de suas contribuições para as economias municipais e para a geração de emprego e renda da população local, tem sido um dos setores responsáveis pela ocorrência de alguns danos ao ambiente costeiro nos termos da descaracterização da faixa litorânea, mediante a expansão imobiliária, especialmente pela execução dos aterros necessários a implantação de grandes empreendimentos hoteleiros, que progressivamente tem propiciado o comprometimento dos corpos d'água e do potencial paisagístico e turístico local." (EIA, II.5.3, p. 578/1202)

Dessa forma, para uma adequada avaliação da interferência dos empreendimentos nas atividades de turismo e lazer, é preciso relacionar os principais impactos ambientais dessas atividades com aspectos de flutuação demográfica, ocorrência de pressão sobre serviços essenciais, especulação imobiliária, ocupação de áreas protegidas, conflitos de uso do espaço com comunidades tradicionais, entre outros.

Outra fragilidade foi não avaliar a compatibilidade da instalação da atividade e seus impactos correlacionados com os planos e programas governamentais atinentes ao turismo e lazer existentes para a região.

Também chama a atenção a superficialidade ou ausência com que foi tratado o aprofundamento dos conflitos socioambientais relacionados ao turismo como impacto dos empreendimentos propostos. Esta fraqueza na etapa de AIA é claramente um reflexo da fragilidade do diagnóstico sobre esses aspectos, apesar de a própria empresa ter produzido, no âmbito de processos de licenciamento sob responsabilidade desta Coordenação Geral, uma série de informações sobre conflitos relativos às interações com o turismo, mas que não foram utilizados na compreensão do contexto atual da região no que se refere a esta temática.

Considerando que o item apresentou enfoque parcial do impacto, centrado no conflito náutico, e mesmo para este não são apresentados dados suficientes que corroboram os entendimentos registrados, não é recomendável concordar que o recorte da influência do impacto Interferência nas atividades de turismo e lazer esteja focado nas Baías da Guanabara, Sepetiba e Ilha Grande, além dos municípios do Rio de Janeiro, Itaguaí, Angra dos Reis, São Sebastião e Santos. Além disso, como as consequências ambientais resultantes, como modificação dos padrões de uso e ocupação do solo, aumento de áreas de ocupação desordenada, pressão sobre demanda de energia e de serviço essenciais, sobre recursos hídricos e recursos pesqueiros e sobre áreas de conservação são monitoráveis e para alguns há medidas de mitigação específicas, além dos programas de comunicação social e de educação ambiental, é precipitada a colocação do estudo de que não há medida associada nem identificação de parâmetros e indicadores possíveis.

Resposta/Esclarecimento: Na revisão do **item II.6** – Identificação e Avaliação de Impactos, apresentado no **Anexo II.6-A**, este impacto foi revisado.

10) Alteração na paisagem

a) Ações geradoras (aspectos ambientais): trânsito de embarcações de apoio.

Atualizar as ações geradoras e fatores ambientais afetados conforme já demandado.

b) Sensibilidade do fator afetado:

O estudo classificou o fator ambiental qualidade cênica como de alta sensibilidade, em razão da grande parte dos municípios da área de estudo possuírem vocação turística. A análise foi centrada no aumento no trânsito de embarcações de apoio nos municípios que possuem portos a serem utilizados pelo Projeto Etapa 2, o que, segundo o estudo “pode vir a tornar a visão das praias menos atraente, diminuindo a qualidade cênica dos mirantes, prédios, morros, e outros locais que possuam visão dos portos” (EIA, II.6, pág. 258/344). Os portos mencionados pelo Projeto Etapa 2 são: Porto do Rio de Janeiro, abrangendo os municípios do Rio de Janeiro e Niterói; Porto de Angra dos Reis, os municípios de Angra dos Reis e Paraty; Porto de São Sebastião, os municípios de São Sebastião e Ilhabela; e Porto de Santos, os municípios de Bertioga, Guarujá, Santos, São Vicente e Praia Grande. Estes seriam, portanto, os municípios que sofreriam interferência direta em sua qualidade cênica, também possivelmente impactada caso haja “um possível aumento populacional dos municípios que serão utilizados como base de apoio terrestre para o empreendimento, poderá ser observado incremento no número de residências construídas próximas as praias e serras, afetando, também, a qualidade cênica dessas paisagens naturais” (Idem, ibidem). Ressalta-se que estes municípios não são os mesmos citados na descrição do impacto sobre interferência com

atividades turísticas, apesar da relação estabelecida entre qualidade da paisagem, vocação turística e aumento do tráfego de embarcações.

Resposta/Esclarecimento: Cabe destacar aqui que os municípios que possivelmente sentirão interferências no turismo não necessariamente são os mesmos que poderão ter a sua qualidade cênica alterada.

Foi registrado ainda o aumento na emissão de ruídos como fator contribuinte para este impacto e citada recente medida adotada pela Prefeitura do Rio de Janeiro (01/2013, em vigor a partir de junho de 2013) para reduzir o número de navios fundeados no mar em frente às praias da Zona Sul da cidade (passando de 11 para cinco) com o objetivo de minimizar a poluição visual e o risco de vazamento de óleo nas praias cariocas. Não foi relatado o procedimento a ser adotado para a convivência com esta medida, apesar do aumento vertiginoso do tráfego de embarcações ligado ao setor petrolífero no Rio de Janeiro, conforme mencionado no impacto Interferência nas atividades de turismo e lazer.

Para a qualificação deste impacto, inclusive a correção de sua classificação, o estudo precisa explicitar neste item todos os terminais, rotas – inclusive terminais e rotas utilizados pelos navios aliviadores - e a quantidade de embarcações e aeronaves envolvidas nos deslocamentos entre a área das atividades do Projeto Etapa 2 e seus sistemas associados e as bases de apoio marítimas e aéreas (mesmo quando estas informações forem apresentadas em outros itens). Os dados deverão refletir as cumulatividades existentes entre esta Etapa e a Etapa 1, além dos demais empreendimentos da empresa na Bacia de Santos.

A movimentação de insumos, materiais, equipamentos, pessoal e demais produtos a serem transportados por via rodoviária até os portos e dos resíduos gerados para sua disposição final em terra; a movimentação das embarcações atuantes nas atividades necessárias à instalação dos empreendimentos e sistemas associados e posteriormente na sua manutenção e para o escoamento do óleo produzido; além da demanda dos serviços de operação e da manutenção das embarcações de apoio, levarão ao aumento do número de veículos de

passageiros e de veículos de carga nas vias públicas, aumento da circulação de embarcações, incremento da utilização de estaleiros, bases portuárias e aeroportuárias e ampliação de áreas restritas - e criação de novas áreas de restrições - à circulação e áreas para fundeio.

Em relação às bases aeroportuárias considerar a emissão de ruídos; o aumento do fluxo migratório, mesmo que pendular; e a demanda por aquisição de bens e serviços. Também devem ser relacionadas as interações pertinentes com as consequências ambientais motivadas pelos impactos que incidem sobre os padrões de uso e ocupação do solo, enfocando as questões relacionadas a resíduos; aumento de áreas de ocupação desordenada; pressão sobre demanda de energia e de serviço essenciais; sobre recursos hídricos e recursos pesqueiros e sobre áreas de conservação. Ou seja, o tratamento do impacto sobre a alteração da paisagem deve ser, juntamente com os relacionados ao uso e ocupação do solo, os mais sinérgicos no estudo.

Resposta/Esclarecimento: Na revisão do **item II.6** – Identificação e Avaliação de Impactos, apresentado no **Anexo II.6-A**, este impacto foi revisado.

11) Dinamização da economia local e regional

a) Ações geradoras (Aspectos Ambientais): Pagamento tributos, taxas e compensação financeira (Royalties); Demanda por mão de obra; Demanda/Aquisição de bens e serviços.

A readequação dos demais impactos deverá repercutir neste item, pois impactos que afetam a socioeconomia de uma região se relacionam necessariamente à dinamização da economia local e regional. Entretanto deve ser incorporada na análise que a dinamização econômica incide de formas diferentes nos diferentes grupos sociais e econômicos, ou seja, as consequências socioambientais da dinamização econômica não são necessariamente positivas para o meio ambiente como induz a percepção apresentada no estudo, o que pode ser facilmente verificável na realidade dos municípios petro-rentistas, onde há

um nítido contraste de dinâmicas econômicas e, conseqüentemente, contrastantes quadros sócio-espaciais e degradação ambiental, principalmente em relação às condições sanitárias, aos padrões de uso e ocupação do solo e pressão sobre áreas protegidas.

Como ilustração pertinente, cabe reproduzir o que a empresa, em outro estudo apresentado a esta Coordenação Geral, diagnosticou em relação a Itaguaí, município que passa por intensa dinamização de sua economia:

“Em Itaguaí a indústria de material pesado e os complexos portuários dão a tônica na modelagem econômica do município. Contudo os empreendimentos que lá se instalaram não motivaram a inserção da mão de obra local, e ao manter a comunidade local à margem da modernização da economia, desestimulou a capacitação profissional local.”

“O baixo nível de escolaridade em Itaguaí é conflitante com a tecnologia ali instalada, NUCLEP, Complexos Portuários, são alguns exemplos. O saneamento, educação, saúde, mercado de trabalho e segurança, são os principais problemas e desafios a serem enfrentados pelo município, quando da implantação de mais um empreendimento de impacto na organização da vida municipal.”

“Questões como: inserção dos jovens no mercado de trabalho; preservação de atividades tradicionais; investimentos em infraestrutura urbana, em saúde e educação, devem ser adicionados aos problemas que afetam hoje a área e que, direta ou indiretamente afetarão também o desempenho do empreendimento e a qualidade de vida daqueles que passarão a conviver com questões como:

- Frágil infraestrutura urbana: ao longo de toda a análise foi sinalizado a inadequação dos serviços de consumo coletivo na área em estudo;*
- Segurança: esta é uma preocupação em face do crescimento da criminalidade. Os registros do Instituto de Segurança Pública do Rio de Janeiro corroboram com esta preocupação;*

- *Falta de absorção de mão de obra da região, para trabalhar nas empresas instaladas no município: a falta de investimentos na economia local e o consequente estrangulamento do mercado de trabalho geram expectativas de emprego para a população local, quando da implantação de novos empreendimentos;*
- *O fluxo de veículos pesados é o mais grave impacto gerado pelos empreendimentos localizados nesta área;*
- *O fluxo de navios que interfere na atividade pesqueira;*
- *A poluição das águas em face da presença de navios”.*

“Coordenar o progresso com a vida local, preservar o que ainda resta dos manguezais, reduzir a poluição das águas, evitando a extinção da pesca e o prejuízo às atividades de turismo é uma resposta que os empreendedores e gestores públicos deverão encontrar”.

(Sistema de Indicadores Socioambientais no Âmbito da Unidade de Operação, Exploração e Produção de Petróleo e Gás da Bacia de Santos, pág. 16/180).

Ressalta-se aqui, ainda, a pertinência da inserção apresentada do município de Caraguatatuba, que até então vinha sendo desconsiderado no recorte de influência das demais análises, em flagrante desatenção à estrutura de escoamento e tratamento de gás ali existente e ao aumento da arrecadação de royalties correspondente. Neste sentido, a chegada dos gasodutos de exportação do gás da Etapa 2 e as unidades de tratamento correspondentes, (Complexo Petroquímico do Estado do Rio de Janeiro - COMPERJ e Terminal de Cabiúnas - TECAB) devem ser consideradas em relação aos municípios de Macaé e Itaboraí.

Resposta/Esclarecimento: Na revisão do **item II.6** – Identificação e Avaliação de Impactos, apresentado no **Anexo II.6-A**, este impacto foi revisado.

12) Fortalecimento da indústria petrolífera e naval.

a) Ações geradoras (Aspectos Ambientais): Demanda/Aquisição de bens e serviços

O estudo considerou o fator dinâmica econômica para este impacto de alta sensibilidade, pois os projetos associados ao Pré-Sal fomentaram o aquecimento da indústria naval no Brasil, registrando que para a instalação e operação dos empreendimentos “serão necessárias, de forma expressiva, a construção e manutenção de embarcações e equipamentos marítimos. Isso poderá fortalecer atividades significativas para a economia de alguns municípios, como é o caso de Angra dos Reis, Rio de Janeiro e Niterói. A contribuição deste empreendimento para o setor é de tamanha relevância, que justifica o destaque dado a setor nesta avaliação de impacto e, também, como no fator de dinamização das economias local e regional”.

O estudo informa ainda que apesar de a construção e montagem dos FPSOs que atuarão nos DPs do Projeto Etapa 2 não ocorrer no Brasil, a instalação de sistemas de produção, que envolvem instalação dos sistemas de escoamento (operações de offloading e instalação de gasodutos de exportação):

“... está associada a vultoso recurso financeiro, o que por si só já representa um grande estímulo para o fortalecimento da indústria petrolífera.”

“Vale destacar que todos os FPSOs, mesmo não sendo construídos no país, são adaptados em estaleiros brasileiros o que reflete em fortalecimento da indústria petrolífera e naval.”

“Com a expansão da indústria de petróleo e gás no âmbito do Pré Sal a indústria naval brasileira expandiu sua carteira de projetos: são cerca de 300 embarcações, entre navios de carga de distintos portes, petroleiros, gaseiros, graneleiros, porta-contêineres, de apoio marítimo, rebocadores portuários e comboios fluviais, além de mais de 100

plataformas e navios-sondas (Petróleo & Energia, Ano 1, No. 3 fevereiro/março 2011)."

"Esses projetos estão a cargo de, aproximadamente, quatro dezenas de estaleiros localizados em municípios de norte a sul do país. Isso vem atraindo a atenção de investidores estrangeiros interessados no aquecimento desse setor. A estimativa é de que a capacidade atual de processamento de aço dos 37 estaleiros associados ao Sinaval, estimada em 560 mil t/a, aumente para cerca de 1 milhão t/ano. "Nesses valores estão incluídos os projetos de expansão e implantação de 13 novos estaleiros", segundo o presidente do Sindicato Nacional da Indústria da Construção e Reparação Naval e Offshore (SINAVAL), Ariovaldo Rocha."

"Além das encomendas da PETROBRAS e dos projetos previstos para o desenvolvimento do Pré-Sal, existe, também, a expansão da produção de 110 navios em 2014. Atualmente, o Brasil possui a quarta maior carteira de encomendas de navios-petroleiros do mundo e ao longo dos próximos anos, a expectativa é de que sejam gerados, apenas com a construção de navios para a estatal petroleira, 40 mil empregos diretos e 160 mil indiretos." (EIA, II.6, pág. 266 e 267)"

Após esta exposição o estudo classificou o fator dinâmica econômica para este impacto como de alta sensibilidade, positivo e efetivo, pois decorre das ações normais do empreendimentos. Entretanto não são consideradas, em nenhum momento da análise, apesar do fortalecimento da indústria naval ser uma ação normal dos empreendimentos, pois sem navios não há petróleo, as consequências socioambientais deste vertiginoso crescimento da indústria naval nas questões ambientais mais relevantes, como: alteração nos padrões de uso e ocupação do solo e pressão sobre áreas protegidas, principalmente as áreas de restingas, manguezais e remanescentes da mata atlântica, que são também as áreas prioritárias para a construção dos estaleiros e bases navais; as consequências do afluxo da mão de obra especializada associada à construção dos navios nas regiões, o que reflete também no alijamento da mão de obra local,

pressiona aluguéis e serviços essenciais, facilitando a ocupação desordenada de áreas sensíveis e propiciando ainda conflitos com comunidades tradicionais; além da demanda por áreas para disposição de resíduos e grande quantidade água e energia, necessários aos processos industriais. Um cenário de degradação ambiental já é visível hoje em Rio Grande/RS, que abriga estaleiros que atendem grande parte da demanda do Pré-sal, além de Rio de Janeiro e Niterói.

Como se vê, o estudo, de forma geral, apresenta impactos econômicos positivos, que não são necessariamente positivos para todos os grupos sociais e econômicos e deixa de refletir sobre os impactos socioambientais associados, o que é o objetivo da Avaliação de Impactos Ambientais.

Resposta/Esclarecimento: Como mencionado anteriormente, os desdobramentos relacionados ao Projeto Etapa 2, como por exemplo desenvolvimento em terra de toda a cadeia de bens e serviços relacionados à indústria do petróleo e gás será avaliado por meio do Projeto “Plataforma da Sustentabilidade”. Este projeto pretende desenvolver um estudo de Avaliação de Impactos Ambientais Cumulativos e Sinérgicos dos grandes empreendimentos previstos, anunciados e em licenciamento nas seguintes regiões: Litoral Norte de SP; Baixada Santista do Estado de São Paulo e Litoral Sul do Rio de Janeiro.

13) Aumento da demanda de uso da infraestrutura Aérea, Rodoviária e Portuária.

a) Ações geradoras (Aspectos Ambientais): Demanda por mão de obra; Demanda/Aquisição de bens e serviços

Para a qualificação deste impacto, inclusive a correção de sua classificação, o estudo precisa explicitar neste item todos os terminais, rotas – inclusive terminais e rotas utilizados pelos navios aliviadores - e a quantidade de embarcações e aeronaves envolvidas nos deslocamentos entre a área das atividades do Projeto Etapa 2 e seus sistemas associados e as bases de apoio marítimas e aéreas (mesmo quando estas informações forem apresentadas em

outros itens). Os dados deverão refletir as cumulatividades existentes entre esta Etapa e a Etapa 1, além dos empreendimentos da empresa na Bacia de Santos. A utilização das vias rodoviárias também deve ser apresentada, com cuidado especial para o transporte de cargas pesadas e com produtos perigosos.

A movimentação de insumos, materiais, equipamentos, pessoal e demais produtos a serem transportados por via rodoviária até os portos/aeroportos e dos resíduos gerados para sua disposição final em terra; a movimentação das embarcações atuantes nas atividades necessárias à instalação dos empreendimentos e sistemas associados e posteriormente na sua manutenção e para o escoamento do óleo produzido; além da demanda dos serviços de operação e da manutenção das embarcações de apoio, levarão ao aumento do número de veículos de passageiros e de veículos de carga nas vias públicas, aumento da circulação de embarcações, incremento da utilização de estaleiros, bases portuárias e aeroportuárias e ampliação de áreas restritas - e criação de novas áreas de restrições - à circulação e áreas para fundeio.

Em relação aos terminais e rotas utilizados pelos navios aliviadores, como igualmente demandado nos pareceres referentes à Etapa 1, a AIA deve identificar os principais terminais e portos utilizados até então para a quase totalidade da produção dos TLD's, SPA's e pilotos em operação na bacia.

Resposta/Esclarecimento: Na revisão do **item II.6** – Identificação e Avaliação de Impactos, apresentado no **Anexo II.6-A**, este impacto foi revisado.

B) Impactos Potenciais

Os impactos potenciais relativos ao meio socioeconômico deverão ser revistos a partir da readequação dos impactos efetivos a ser realizada.

Resposta/Esclarecimento: Na revisão do **item II.6** – Identificação e Avaliação de Impactos, apresentado no **Anexo II.6-A**, estes impactos foram revisados.

II.6.3.3 Impactos Previstos sobre as Unidades de Conservação

O EIA indicou que 5 (cinco) dos impactos efetivos sobre os meios físico e biótico – incluindo dois daqueles erradamente classificados como potenciais – podem afetar unidades de conservação, mais especificamente aqueles cuja ação geradora é o trânsito de embarcações (“Impacto 3 – Alteração da qualidade da água por efluentes sanitários e resíduos alimentares”, “Impacto 8 – Perturbação dos Quelônios e Cetáceos” (pela geração de ruídos, “Impacto 11 – Alteração na Ictiofauna e na Comunidade Planctônica” pelo descarte de efluentes sanitários e resíduos alimentares, “14 – Alteração na estrutura da comunidade biótica marinha pela introdução de espécies exóticas” e “Impacto 16 – Colisão das embarcações com cetáceos e quelônios marinhos”).

Conforme indicado anteriormente, em relação aos “Impactos 3 e 11”, foi proposto que as embarcações de apoio que utilizam o Porto de Santos façam o lançamento de seus

efluentes sanitários e resíduos alimentares somente em distâncias superiores a 15 milhas náuticas da costa, em vez das 12 milhas estabelecidas pela MARPOL para este tipo de descarte. Pretende-se assim que sejam evitados esses impactos nas UCs marinhas que possuem áreas que se estendem até aproximadamente 15 milhas náuticas da costa (APAs Marinhas do Litoral Centro e Norte e Parque Estadual Marinho da Laje de Santos).

O “Impacto 8 – Perturbação dos quelônios e cetáceos” está associado à alteração de comportamento desta fauna devido aos ruídos das embarcações de apoio. O EIA afirmou que apesar da possível ocorrência, este impacto pode ser considerado de baixa magnitude para as UCs, uma vez que as embarcações não ficarão fundeadas próximas a estas. No entanto, esta argumentação ignorou o trânsito das embarcações propriamente dito. Entende-se, desta forma, que esta discussão deva ser aprofundada para justificar a classificação proposta ou sua reavaliação. Independentemente de ser considerado como de baixa magnitude, deverão ser indicadas as UCs passíveis de serem afetadas por este impacto.

Com relação ao “Impacto 14”, considerou-se que podem ser afetadas UCs localizadas num raio de até 10 km das rotas das embarcações de apoio, sendo indicadas 16 UCs marinho-costeiras passíveis de serem afetadas. Apesar da grande importância atribuída à classificação deste impacto, entende-se, conforme indicado na análise deste impacto, que as medidas propostas não evitariam prontamente a introdução de espécies exóticas pela bioincrustação, sendo a única medida de caráter efetivo aquela relacionada à proteção à REBIO Arvoredo que, no entanto, não está incluída entre as UCs passíveis de serem afetadas.

Assim como para o impacto 8, para o impacto “16 – Colisão das embarcações com cetáceos e quelônios”, não foram indicadas as UCs passíveis de serem afetadas; o que deve ser feito. Foram indicadas duas medidas para mitigação deste impacto:

- Redução da velocidade das embarcações de apoio, nas áreas próximas aos FPSOs, e especialmente quando avistados ou identificados cetáceos, quelônios (através de sondas e outros equipamentos eletrônicos).
- Desvio de rota de embarcações quando constatada presença de grandes animais com possibilidade de colisão.

A primeira medida não se aplica aos impactos sobre UCs, uma vez que dá a entender que a redução de velocidade se daria somente nas áreas próximas aos FPSOs e, portanto, distante das UCs. Com relação à segunda medida deverá ser esclarecido em que esta medida difere dos procedimentos normais de condução das embarcações.

Com relação aos impactos efetivos sobre o meio socioeconômico, 2 (dois) foram considerados no EIA como passíveis de afetarem UCs, sendo um deles – “Impacto 2 – Mobilização da sociedade civil” – com “conotação positiva em relação a Unidades de

Conservação” e o outro – “Impacto 4 – Expansão das áreas de ocupação desordenada” – negativo.

O EIA apontou como UCs “que estão em áreas onde já se observa este tipo ocupação e, portanto, podem ser pressionadas por este impacto”: o P.E. da Serra do Mar, o P.E. Cunhambebe; o PARNA Bocaina e a APA de Mangaratiba. Entende-se, no entanto, que outras UCs da área de estudo também poderão sofrer este impacto, de modo que a discussão deverá ser aprofundada e a lista de UCs passíveis de serem afetadas revista.

O “Quadro II.6.3.3-3”, que sintetizou os impactos efetivos sobre UCs, indica somente 7 (sete) Unidades de Conservação passíveis de sofrerem algum tipo de impacto efetivo (PARNA Bocaina, PE Cunhambebe, PE da Serra do Mar, PE Marinho da Laje de Santos, APA Marinha do Litoral Centro, APA Marinha do Litoral Norte e APA de Mangaratiba). O quadro deverá ser revisto a luz das considerações e solicitações elencadas na análise do item.

Os impactos potenciais que podem vir a afetar UCs, tanto para os meios físico-biótico, quanto para o meio socioeconômico, estão ligados a duas ações geradoras distintas: “XII) Vazamento acidental de produtos químicos no mar” e “XIII) Vazamento acidental de combustível e óleo no mar”.

Foram apresentadas as Tabelas II.6.3.3-1 e II.6.3.3-2, elaboradas a partir dos resultados das modelagens de vazamento de óleo a partir dos FPSO, que indicam que 35 (trinta e cinco) UCs apresentam possibilidade de serem atingidas. As probabilidades de toque em UCs são maiores no inverno, atingindo 34 (trinta e quatro) UCs. No verão a modelagem mostrou 19 (dezenove) UCs com probabilidade de toque.

Apesar do número de UCs vulneráveis aos potenciais vazamentos de óleo, as modelagens indicaram que as probabilidades são muito baixas (1% a 2%), em todos os cenários avaliados. Os tempos de deriva destas manchas, entre o ponto de vazamento e as UCs, variaram consideravelmente, tanto no verão como no inverno, em um intervalo entre 117 h e 724 h. As UCs que seriam mais rapidamente atingidas por eventuais vazamentos a partir dos FPWSOs, conforme as modelagens são: PE da Costa do Sol (129 h), APA de Massambaba (164 h),

RESEX Marinha Arraial do Cabo (129 h) e MN do Arquipélago das Ilhas Cagarras (117 h).

Também foram apresentadas as Tabelas II.6.3.3-3 e II.6.3.3-4, elaboradas a partir dos resultados das modelagens de vazamento de óleo a partir de cenários de acidente com navios aliviadores nas rotas entre os FPSO e os terminais na costa. Observa-se, no entanto, que esses resultados são decorrentes dos cenários escolhidos, que representam apenas algumas das possibilidades de acidente envolvendo navios aliviadores na área de estudo.

Estes resultados deverão ser reavaliados a partir da revisão da modelagem solicitada no presente parecer técnico.

Resposta/Esclarecimento: Na revisão do **item II.6** – Identificação e Avaliação de Impactos, apresentado no **Anexo II.6-A**, este item foi revisado.

II.7 - MEDIDAS MITIGADORAS E COMPENSATÓRIAS

II.7.1 - Projeto de Monitoramento Ambiental (PMA)

O EIA propôs a integração do Projeto de Monitoramento Ambiental (PMA) ao Programa de Monitoramento Ambiental Integrado da Bacia de Santos – PROMABI-BS, ainda em fase de estruturação. Desta forma, o monitoramento da qualidade do corpo receptor se daria em uma única unidade de produção – DP de Franco – considerada como “representativa”.

No entanto, até que o escopo deste PROMABI-BS tenha sido aprovado pelo IBAMA e encontre-se em execução, considera-se que esta abordagem – monitoramento do entorno de uma única plataforma em apenas 9 (nove) estações e com periodicidade anual – é insuficiente. Deste modo, entende-se que, assim como proposta para a Etapa 1 do pré-sal, o monitoramento deva ocorrer também em uma abordagem local para cada uma das unidades que descartam efluentes de processo (água produzida e efluente da planta de dessulfatação). Solicita-se, portanto, sua revisão e reapresentação.

Na revisão a ser apresentada deverá ser considerado o monitoramento da comunidade planctônica e de todos os parâmetros de qualidade da água utilizados no monitoramento das unidades da Etapa 1, para os quais deverão ser indicados os limites de detecção das metodologias a serem utilizadas.

Resposta/Esclarecimento: Para fins de esclarecimento e nivelamento é necessário iniciar a reposta a este parecer apresentando mais detalhadamente o Programa de Monitoramento Ambiental Integrado da Bacia de Santos – PROMABI-BS, haja vista a importância que os conceitos técnicos inerentes ao mesmo tem para justificar o projeto que está sendo submetido no **Anexo II.7.1-A**.

O PROMABI-BS caracteriza-se como um modelo de gestão e de gerenciamento dos PMAs (Projetos de Monitoramento Ambiental) exigidos nos processos de licenciamento ambiental dos empreendimentos de E&P da PETROBRAS na Bacia de Santos. Atualmente, o PROMABI-BS se formaliza apenas como uma prática de gestão interna à PETROBRAS, mas de amplo

conhecimento do órgão ambiental por meio das frequentes referências a este modelo nos processos de licenciamento onde o PMA foi exigido. A expectativa é que esta abordagem resulte no efetivo atendimento aos requisitos e metas de implantação dos projetos e que gerem os resultados esperados para gestão ambiental por parte do empreendedor, órgão licenciador e da sociedade.

O PROMABI-BS está em pleno desenvolvimento e vem sendo executado para atendimento às necessidades da gestão ambiental dos projetos e das operações da PETROBRAS, ambos devidamente norteados e alinhados às exigências do processo de Licenciamento Ambiental. E, obviamente, está em constante processo de adequação para a incorporação de novas demandas, como é o caso do PMA do Etapa 2.

O PROMABI-BS se apropria do conceito da Integração como o principal direcionador estratégico para a proposição e desenvolvimento dos projetos de monitoramento ambiental comprometidos nos processos de licenciamento ambiental da PETROBRAS na Bacia de Santos. E este conceito da Integração é aplicável desde aos requisitos técnicos e legais do licenciamento ambiental, quanto aos aspectos técnicos dos projetos de monitoramento e, sobretudo, aos aspectos ambientais naturais do ambiente estudado. O conceito de Integração permeia ainda todos os aspectos dos negócios de E&P da PETROBRAS na Bacia de Santos, o que inclui desde as características dos empreendimentos até o Planejamento Estratégico 2030 e o Plano de Negócios e Gestão 2014-2018 (<http://www.PNG2014-2018.htm>) para o desenvolvimento da produção de petróleo e gás natural na Bacia de Santos.

O PNG 2014-2018 evidencia onde e quando a PETROBRAS investirá na exploração e no desenvolvimento da produção de petróleo e gás natural na Bacia de Santos, por meio de atividades de perfuração, produção e transporte dutoviário, atividades estas atualmente licenciadas ou em fase de licenciamento. Os Estudos de Impacto Ambiental (EIAs), fundamentados por um amplo espectro de dados e informações, consolidam as Avaliações de Impactos Ambientais (AIA) de cada empreendimento. O monitoramento ambiental se apropria dos aspectos e impactos que demandam medidas de controle e monitoramento e propõe tais medidas, individualmente, para cada empreendimento, dentro de seu respectivo EIA.

O PROMABI-BS visa à integração destes diversos projetos de monitoramento ambiental, primeiramente, através do estabelecimento de práticas integradas de gestão destes projetos, possibilitando, assim, otimizar recursos e padronizar esforços e qualidade dos resultados, e, num segundo momento, através da proposição de um projeto formal, que integre todas as matrizes de impactos e suas respectivas medidas de monitoramento e controle ambiental. Para tal, serão consideradas ainda as características ambientais da bacia nas diferentes escalas de espaço e de tempo em que os empreendimentos e os impactos ocorrem, consolidando todos estes aspectos numa análise integrada.

Com base no exposto acima, ratifica-se que, apesar de ainda não oficialmente proposto e aprovado pelo IBAMA, o PROMABI-BS já constitui, hoje, a prática de gestão utilizada pela UO-BS para o desenvolvimento de seus PMAs, sendo, portanto, uma realidade onde o conceito de regionalização está intrinsicamente vinculado à sua concepção. Isto, obviamente, se reflete não apenas no desenvolvimento dos projetos de monitoramento ambiental atualmente vigentes, mas também na elaboração e proposição de novos projetos, como a proposta apresentada no âmbito do Etapa 2.

Assim, como resultado desta abordagem, o Monitoramento Ambiental na Bacia de Santos se organizou por meio dos Polos de Desenvolvimento da Produção, com foco no monitoramento de impactos sobre a qualidade do meio físico (água e sedimentos) e biótico, em consonância com os requisitos técnicos e legais dos processos de licenciamento ambiental e aderente ainda aos conceitos de monitoramentos específicos e monitoramentos regionalizados vigentes também nas atividades de monitoramento ambiental das Bacias de Campos e Espírito Santo.

A **Figura II.7.1-1** apresenta a estrutura organizacional de mais alto nível do PROMABI-BS. Os grandes programas de monitoramento que integram o atual conjunto de obrigações legais da PETROBRAS foram organizados em conformidade com os requisitos técnicos definidos para os objetivos das caracterizações e monitoramentos, nas escalas da Bacia (extrarregional), dos Polos (regional) e do entorno dos empreendimentos (local).

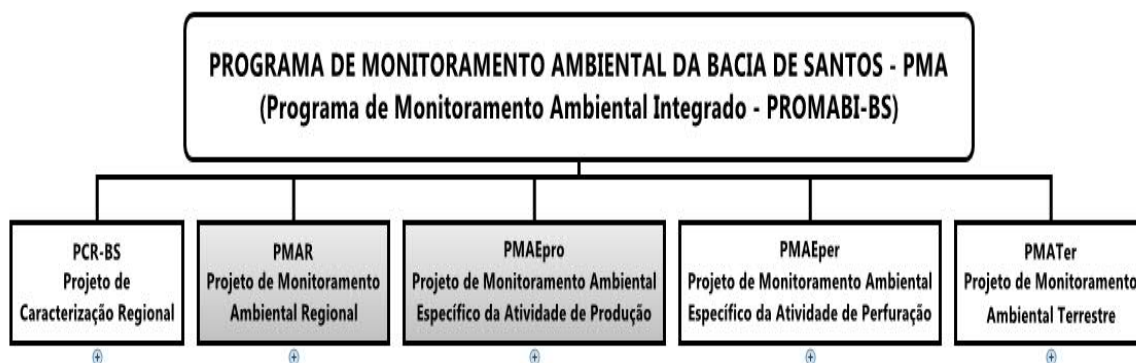


Figura II.7.1-1 – Estrutura organizacional de mais alto nível do PROMABI-BS.

A Figura II.7.1-2 apresenta a decomposição da estrutura organizacional do PROMABI-BS com foco específico no Pólo Pré-Sal até o nível tático, onde é possível observar o conjunto de projetos de monitoramento que estão vinculados aos sucessivos processos de licenciamento ambiental conduzidos para o polo, com atividades atualmente vigentes, a saber:

- **Piloto de Tupi (Lula)** - Piloto do Sistema de Produção e Escoamento de Óleo e Gás da Área de Tupi, Bloco BM-S-11, Bacia de Santos.
Processo IBAMA nº 02022.000984/2008
- **Etapa 1** - Atividade de Produção e Escoamento de Petróleo e Gás Natural do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos - Etapa 1.
Processo IBAMA nº 02022.002287/09
- **Etapa 2** - Projetos de Produção e Escoamento de Petróleo e Gás Natural no Pólo Pré-Sal da Bacia de Santos - Etapa 2.
Processo IBAMA nº 02022.002141/2011

Esta estrutura organizacional evidencia os projetos de caráter regional e aqueles de caráter local que estão propostos nos licenciamentos dos empreendimentos supracitados.

O nível de decomposição apresentado, contextualizado por toda a exposição feita anteriormente, também permite fazer considerações e corroborar as justificativas para elaboração da proposta do PMA para o Etapa 2.

Considerando o modelo de desenvolvimento da produção do Polo Pré-Sal, bem como o modelo de licenciamento ambiental adotado (licenciamento por área e em etapas) e os projetos de monitoramento atualmente aprovados neste polo, fica evidente que a adoção do conceito de Plataformas Representativas (PR) se adequa perfeitamente ao conceito do PROMABI-BS e às necessidades e obrigações da PETROBRAS para uma adequada gestão ambiental de suas atividades.

Atualmente, o Polo Pré-Sal conta com 100% das unidades estacionárias de produção já licenciadas ou em licenciamento, e cuja operação gerará descarte de água produzida, contempladas pelo Projeto de Monitoramento de Plataformas Representativas (PMPR): (1) Piloto de Lula – FPSO CAR; (2) Etapa 1 - Piloto de Sapinhoá – FPSO CSP; (3) Etapa 1 - Piloto de Lula Nordeste – FPSO CPY, e; (4) Etapa 1 - Desenvolvimento da Produção de Iracema Sul – FPSO CMG.

Para o Etapa 2, selecionou-se mais uma PR, que operará na área de Franco, no Desenvolvimento da Produção de Franco 1. A seleção desta unidade considerou os seguintes critérios: (I) localização da unidade de produção; (II) profundidade do local de instalação da unidade; (III) volumes de descarte, e; (IV) tempo de duração das atividades. Em relação aos critérios III e IV, a unidade de produção selecionada é a que apresenta os valores máximos em relação aos demais Desenvolvimentos de Produção (DPs) do Etapa 2, sendo, portanto, aquela com maior vazão de efluentes e a que operará por maior período. Além disso, a unidade atende perfeitamente aos critérios I e II, tendo em conta que se encontra em área e lâmina d'água diferentes das 4 unidades já monitoradas atualmente, nos empreendimentos Piloto de Lula e Etapa 1.

A disposição de todas as unidades de produção a operar em DPs no Polo Pré-Sal quando do total desenvolvimento do Etapa 2 encontra-se representado na **Figura II.7.1-3**, onde também se pode verificar a localização das 5 unidades de produção contempladas no PMPR.

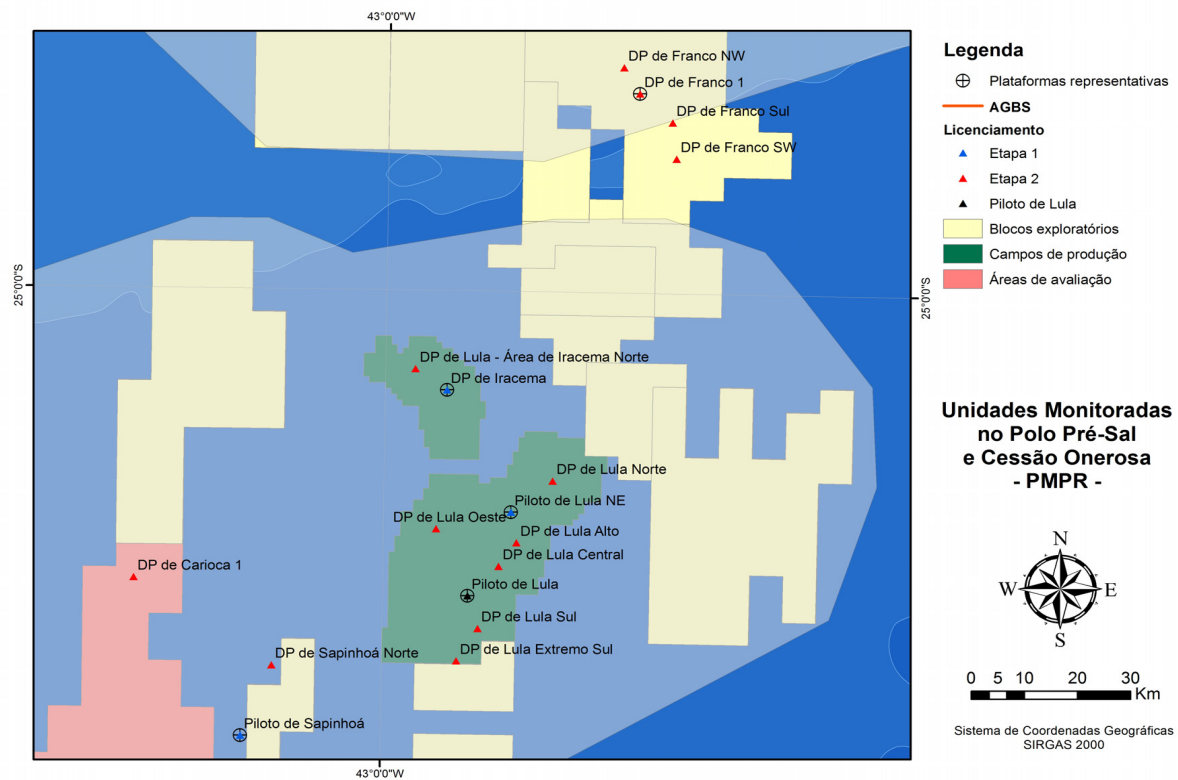


Figura II.7.1-3 – Empreendimentos do polo Pré-Sal e unidades de produção a serem monitoradas pelo Projeto de Monitoramento de Plataformas Representativas da Bacia de Santos – PMPR-BS.

Assim, a PETROBRAS mantém a proposta apresentada anteriormente, com referência ao PROMABI-BS, mas com as seguintes modificações:

- A PETROBRAS acatará a solicitação desta coordenação no que diz respeito aos parâmetros a serem monitorados na água, uniformizando o conjunto de parâmetros aos já contemplados atualmente no Piloto de Lula e Etapa 1, e incorporando ainda amostragens da comunidade planctônica;

- O FPSO Cidade de Mangaratiba que operará no DP de Iracema, empreendimento pertencente ao processo de licenciamento do Etapa 1, também passará a integrar o monitoramento de plataformas representativas, totalizando assim, 5 unidades de produção compromissadas neste escopo de monitoramento. No projeto originalmente proposto no âmbito do Etapa 2, esta unidade não havia sido comprometida. Com isso, o total de PR no Pólo Pré-Sal atingirá o número de 5 unidades produtoras, o que significa que cerca de 30% das unidades com previsão de geração de água produzida a operar no polo serão contempladas com um monitoramento com periodicidade anual e malha amostral composta por 9 pontos amostrais, cada um com 4 profundidades de coleta. Este percentual é suficiente para se realizar as devidas inferências estatísticas sobre o comportamento da área e resultados encontrados, e;

- Considerando a manifestação desta coordenação apresentada no Parecer Técnico 000190/2014 CGPEG/IBAMA, a qual informa a necessidade de se monitorar todas as plataformas que descartarão água de produção e efluentes das plantas de dessulfatação, e considerando ainda a necessidade de atendimento a Resolução CONAMA nº 393/2007 quanto ao enquadramento das águas até o limite da zona de mistura de 500 m ao redor do ponto de descarte de efluentes como Águas Salinas Classe 1, a PETROBRAS propõe a incorporação de um projeto de monitoramento específico para verificação da qualidade das águas a 500 m das demais unidades de produção a operar no Etapa 2 e que descartarão água de produção, a semelhança do que vem sendo praticado na Bacia de Campos, no projeto denominado PM-500 (projeto formalizado através do Processo IBAMA nº 02022.000490/10).

Assim, para verificar o enquadramento das águas ao redor das unidades de produção que descartarão água produzida, a PETROBRAS propõe a realização de um monitoramento do corpo receptor com 3 estações amostrais, todas a 500

m a jusante das unidades produtoras, dispostas em ângulo de 20° entre si, com coletas em 3 níveis de profundidade, a serem definidos individualmente para cada estação de acordo com a profundidade da termoclina verificada através de perfilagem com CTD, sendo uma estação superficial, uma sobre a termoclina, e outra em meia profundidade entre superfície e termoclina. Este escopo de monitoramento ocorrerá anualmente em cada uma das 12 unidades de produção do Polo Pré-Sal não consideradas como plataformas representativas, conforme **Figura II.7.1-3**, após a entrada em operação e início da geração e descarte de água produzida ou efluente da planta de dessulfatação por cada uma das unidades. Dentre os parâmetros a serem analisados, figurarão, prioritariamente, parâmetros contemplados na Resolução CONAMA nº 357/05, para classificação dos corpos d'água. A seleção dos parâmetros foi realizada considerando ainda a uniformidade com o escopo e resultados que vem sendo obtidos pelo PM500 da Bacia de Campos (Processo IBAMA nº 02022.000490/10). Desta maneira, serão considerados os seguintes parâmetros: Salinidade; Temperatura; pH; Oxigênio Dissolvido (OD); Carbono Orgânico Total (COT); Material Particulado em suspensão (MPS); Nitrogênio amoniacal; Hidrocarbonetos Poliaromáticos (HPA's) – análise dos 16 HPA's prioritários com comparações com a CONAMA para Benzo(a)antraceno, Benzo(a)pireno, Benzo(b)fluoranteno, Benzo(k)fluoranteno, Criseno e Dibenzo(a,h)antraceno; Benzeno, Tolueno e Etil-Benzeno (BTE); Fenóis; Metais totais (As, Ba, Cd, Pb, Cr, Cu, Fe, Mn, Ni e Zn) e metais dissolvidos (Fe e Cu), e; Ecotoxicidade aguda e crônica.

Assim, a PETROBRAS informa que o Projeto de Monitoramento Ambiental foi inteiramente revisado considerando as solicitações do Parecer Técnico 0190/2014 CGPEG/DILIC/IBAMA, bem como as respostas apresentadas no presente documento. A Revisão 01 do Projeto de Monitoramento Ambiental é apresentada no **Anexo II.7.1-A**. Nesta revisão constam ainda as especificações sobre as metodologias analíticas a serem utilizadas no processamento das amostras e seus respectivos limites de detecção.

Adicionalmente, a empresa informa que, complementarmente as ações de monitoramento previstas no Projeto de Monitoramento Ambiental do Etapa 2 e, conforme evidenciado na **Figura II.7.1-2**, são realizados atualmente os Projetos de Monitoramento Oceanográfico e Meteorológico por Meio de Sensoriamento

Remoto na Bacia de Santos (PMSR) e o Monitoramento Meteo-oceanográfico Operacional (OCEANOP). Estes projetos são desenvolvidos para toda a Bacia e com foco específico em cada um dos seus 5 polos de produção. No caso do Polo Pré-Sal, o desenvolvimento dos projetos estão vinculados aos processos de licenciamento do Piloto de Lula e do Etapa 1. Apesar de não previsto dentro do Projeto de Monitoramento Ambiental do Etapa 2, a cobertura espacial destes escopos de monitoramento abrangem a área de implantação deste empreendimento. Assim, ambos os projetos estão contemplados no PROMABI-BS e seus resultados continuarão a ser aportados para as análises integradas com os resultados dos projetos aqui propostos.

II.7.2 - Projeto de Caracterização e Monitoramento do Nível de Ruído

O projeto apresentado foi analisado pelo Parecer Técnico CGPEG/DILIC/IBAMA nº 122/14, de 19.03.2014, tendo sido solicitados ajustes e a reapresentação do projeto.

Resposta/Esclarecimento: Este Projeto será abordado na Resposta ao Parecer Técnico CGPEG/DILIC/IBAMA Nº122/14, de 19/03/2014.

II.7.3 - Projeto de Monitoramento de Cetáceos

O projeto apresentado foi analisado pelo Parecer Técnico CGPEG/DILIC/IBAMA nº 122/14, de 19.03.2014, tendo sido solicitados ajustes e a reapresentação do projeto.

Resposta/Esclarecimento: Este Projeto será abordado na Resposta ao Parecer Técnico CGPEG/DILIC/IBAMA Nº122/14, de 19/03/2014.

II.7.4 - Projeto de Monitoramento de Praias (PMP)

O projeto apresentado foi analisado pelo Parecer Técnico 000122/2014 CGPEG/IBAMA de 19.3.2014, tendo sido solicitados ajustes e a reapresentação do projeto.

Resposta/Esclarecimento: Este Projeto será abordado na Resposta ao Parecer Técnico CGPEG/DILIC/IBAMA Nº122/14, de 19/03/2014.

II.7.5 - Projeto de Monitoramento da Atividade Pesqueira (PMAP)

O Projeto de Monitoramento da Atividade Pesqueira vem sendo desenvolvido pelo Instituto de Pesca do Estado de São Paulo como condicionante específica de diversos empreendimentos da PETROBRAS na Bacia de Santos, sendo conduzido administrativamente através do Processo IBAMA nº 02022.001735/2013-51. Contudo, este projeto se restringe ao monitoramento do desembarque pesqueiro artesanal no litoral de São Paulo e nos municípios de Angra dos Reis e Paraty, no estado do Rio de Janeiro.

Paralelamente, considerando a ausência de informações e de um banco de dados uniformizado que permitisse uma ampla caracterização da pesca artesanal, da pesca industrial e da aquicultura desenvolvidas na área de abrangência da Bacia de Santos, esta Coordenação Geral solicitou que o desenvolvimento de um “Projeto de Caracterização Socioeconômica da Atividade Pesqueira na Bacia de Santos”, também conduzido no âmbito do Processo IBAMA nº 02022.001735/2013-51. Este projeto tem como um de seus objetivos específicos, conforme destacado no EIA, fornecer subsídios para a proposição do monitoramento do desembarque pesqueiro se estender para determinadas regiões de Santa Catarina, Paraná e Rio de Janeiro.

Assim, a PETROBRAS deve garantir a continuidade do PMAP nos municípios onde atualmente vem sendo desenvolvido, enquanto aguarda os resultados do “Projeto de Caracterização Socioeconômica da Atividade Pesqueira na Bacia de Santos” para determinar um novo recorte geográfico para o projeto que,

necessariamente, considere os impactos do desenvolvimento do Polo Pré-Sal com o início da Etapa 2 e o levantamento de informações necessárias para o licenciamento ambiental de etapas subsequentes.

Resposta/Esclarecimento: A Petrobras confirma a implantação e o desenvolvimento dos projetos e compromissos assumidos com o Projeto de Monitoramento da Atividade Pesqueira (PMAP) que, com a abertura do processo IBAMA 02022.001735/2013-51, passou a ser constituído pelos esforços do Monitoramento do Desembarque Pesqueiro (PMDP) e da Caracterização Socioeconômica da Pesca e Aquicultura (PCSPA). A Petrobras também ratifica o seu compromisso de garantir a continuidade do PMAP nos municípios aonde atualmente vem sendo desenvolvido (litoral paulista e em Angra dos Reis e Paraty no sul fluminense), enquanto aguarda os resultados do PCSPA para a definição e proposição de um novo recorte geográfico.

II.7.6 - Projeto de Controle da Poluição (PCP)

Com relação à implementação do Projeto de Controle da Poluição, as informações apresentadas no estudo basicamente afirmam que a empresa seguirá as diretrizes da Nota Técnica CGPEG/DILIC/IBAMA nº 01/11. Neste contexto, os aspectos fundamentais a serem buscados pela empresa dizem respeito à internalização de fato das metas de diminuição de geração de resíduos e de disposição final dos mesmos. Deve haver comprometimento por parte da Unidade de Operações da Bacia de Santos, desde os níveis gerenciais até os trabalhadores e tripulantes envolvidos diretamente nas operações, para a definição de metas realísticas e da busca pelo seu atendimento.

As Metas devem, a um só tempo, sintetizar e balizar a gestão de resíduos, que por sua vez, deve ser atendida pelas prestadoras de serviços ao empreendedor. Ou seja, as Metas não consistem em simples intenções e menos ainda em meras formalidades, mas devem ter o caráter de parâmetros para um firme esforço de melhoria, alicerçado de forma realista, na prática diária que o empreendedor deve conhecer.

Outro aspecto diz respeito aos efluentes líquidos, nos quais a empresa afirma que seguirá as diretrizes constantes na Nota Técnica CGPEG/DILIC/IBAMA nº 01/11. Desta maneira, tendo em vista que a grande maioria dos FPSOs ainda se encontra em fase de projeto e/ou construção, devem ser incorporados aos mesmos os equipamentos e instalações necessárias para a medição dos volumes descartados, especialmente de efluentes sanitários, mas incluindo também os demais efluentes, como água oleosa, águas servidas e efluente proveniente das Unidades de Remoção de Sulfatos. Ainda com relação aos efluentes sanitários, deve ser prevista a existência de tomadas de amostras dos efluentes antes e após as estações de tratamento.

Resposta/Esclarecimento: A Petrobras está ciente das orientações, que foram incorporadas na revisão do Projeto de Controle da Poluição (PCP) apresentada no **Anexo II.7.6-A**.

II.7.7 - Projeto de Comunicação Social

A PETROBRAS esclareceu que, buscando evitar a sobreposição de ações de comunicação social na Bacia de Santos havia apresentado uma proposta de “Projeto de Comunicação Social Regional para a Bacia de Santos (PCRS-BS)”, reiterada no “Anexo II.7.7.1” do EIA, que aguardava aprovação desta Coordenação Geral.

A CGPEG reitera a importância de se evitar estas sobreposições e a relevância, especialmente com o desenvolvimento do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos, da empresa implementar um Programa de Comunicação Social Regional. Contudo, atualmente, a realidade na Bacia de Santos é completamente distinta daquela existente quando da apresentação do PCSR-BS, sendo necessária uma revisão completa daquele projeto.

Desta forma, a empresa deve apresentar uma nova proposta para este projeto, a partir de uma avaliação crítica das atividades dos Projetos de Comunicação Social (PCSs) que vem sendo desenvolvidos e considerando a atual distribuição dos empreendimentos da empresa na Bacia de Santos e suas respectivas áreas de influência.

Resposta/Esclarecimento: A Petrobras elaborou uma proposta técnica e conceitual revisada do Programa de Comunicação Social Regional da Bacia de Santos (PCSR-BS), que segue anexa à resposta a este parecer (**Anexo II.7.7-A**), considerando a realidade atual das suas atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural na Bacia de Santos.

Também convém incluir regiões que, apesar de não terem sido incluídas nas áreas de influência de empreendimentos específicos, apresentam uma elevada percepção de estarem sujeitas aos riscos de um eventual vazamento de óleo.

Resposta/Esclarecimento: Para incluir no programa as regiões que, apesar de não terem sido incluídas nas áreas de influência de empreendimentos específicos, apresentam uma elevada percepção de estarem sujeitas aos riscos de um eventual vazamento de óleo, é necessária uma análise conjunta entre a PETROBRAS e o órgão licenciador de quais ações de comunicação são mais adequadas nessas áreas. Desta forma, solicitamos uma reunião específica para que esta análise possa ser realizada e acordada.

As estratégias de comunicação devem incluir, necessariamente, atividades presenciais, produção de material gráfico informativo, central de atendimento telefônico, interlocução direta com instituições responsáveis pela divulgação de determinadas atividades (imprensa, aviso aos navegantes, órgãos públicos, etc.) e, sobretudo, a elaboração e manutenção de um sítio na internet para divulgação de todas as atividades e projetos desenvolvidos pela empresa no âmbito do licenciamentos ambiental da Bacia de Santos, bem como para a disponibilização de estudos e relatórios de projetos.

Resposta/Esclarecimento: A proposta de PCSR-BS revisada contempla as estratégias de comunicação listadas acima. Para o maior detalhamento da proposta de site na internet, solicitamos uma reunião específica entre a Petrobras e o órgão licenciador ambiental.

Além disso uma estratégia de comunicação mais ampla e relevante deve ser pensada, visando agregar valor ambiental às anunciadas vantagens econômicas dos projetos, mediante campanhas de alcance nacional que mobilizem benefícios para a melhoria da qualidade ambiental por meio do saneamento e da proteção

de áreas de importância ecológica, que impactam diretamente a manutenção da saúde, com reflexos decisivos na educação, área que deverá ser beneficiada com a aplicação de royalties. Esta campanha deve ser pensada em consonância com a Política Nacional de Resíduos Sólidos.

Cabe frisar que estas estratégias podem e devem ser pensadas para grupos distintos, com uma pauta diversificada para cada um e terem caráter tanto regional quanto local.

Resposta/Esclarecimento: Solicitamos esclarecimentos sobre a campanha de alcance nacional mencionada acima, de modo a subsidiar nossa análise e compreensão do papel do PCSR-BS neste processo.

II.7.8 - Projeto de Educação Ambiental (PEA)

O Programa de Educação Ambiental da Bacia de Santos (PEA-BS) vem sendo conduzido por 3 (três) processos específicos: Projetos de Educação Ambiental da Região Sul (PEA-Sul), abrangendo comunidades pesqueiras localizadas na Foz do Rio Itajaí-Açu, em Itajaí (SC) – Processo IBAMA nº 020252.001358/2012); Projetos de Educação Ambiental de São Paulo (PEA-SP), abrangendo comunidades pesqueiras, quilombolas e de agricultores familiares no litoral do Estado de São Paulo – Processo IBAMA nº 02022.002921/2009); e Projetos de Educação Ambiental do Rio de Janeiro (PEA-Rio), abrangendo comunidades pesqueiras e quilombolas das baías da Ilha Grande, de Sepetiba e da Guanabara – Processo IBAMA nº 02022.001467/2010).

Cabe destacar que os projetos de educação ambiental estão em fase de finalização de seus Diagnósticos Participativos, devendo ser elaborados e iniciados ainda no decorrer do 2º semestre do corrente ano.

Resposta/Esclarecimento: A Petrobras está ciente da sua obrigação de dar continuidade à execução dos projetos de educação ambiental para os processos do PEA-SUL, PEA-RIO e PEA-SP.

Após aprovação dos documentos de Proposta de Projetos para cada um dos programas, a Petrobras iniciará as tratativas para a contratação da empresa/instituição responsável por conduzir cada um dos referidos projetos.

II.7.9 - Projeto de Educação Ambiental dos Trabalhadores (PEAT)

O Projeto de Educação Ambiental dos Trabalhadores (PEAT) a ser aplicado nas embarcações de apoio da “Atividade de Produção e Escoamento de Petróleo e Gás Natural do Polo Pré-sal da Bacia de Santos – Etapa 2” propõe, em seu “Módulo I”, palestras participativas envolvendo os temas: Política de SMS da PETROBRAS, Política de SMS da empresa contratada e o Empreendimento e o Meio Ambiente, sendo este o módulo de maior duração (2h30min).

Os projetos de responsabilidade social das empresas não devem ser abordados no âmbito das reuniões educativas do PEAT, pois são distintos das medidas mitigadoras exigidas pelo IBAMA, já que usualmente adotam referenciais metodológicos e diretrizes diferenciadas, assim como os Sistemas de Gestão Ambiental (SGA) com metodologias de adestramento e treinamento dos trabalhadores, sendo divergentes das diretrizes de educação ambiental preconizadas por esta Coordenação Geral.

Sendo assim, orienta-se a revisão dos conteúdos com a inclusão de temas como: Caracterização dos Ecossistemas Locais, Caracterização do Meio Socioeconômico, Aspectos e Impactos Socioambientais e Unidades de Conservação e Áreas Sensíveis da Região.

Resposta/Esclarecimento: A Petrobras irá revisar o conteúdo a ser aplicado nas Ações educativas do ciclo básico, durante o primeiro ano de operação das atividades do projeto Etapa 2, incluindo no Módulo I os temas Caracterização dos Ecossistemas Locais, Caracterização do Meio Socioeconômico, Aspectos e Impactos Socioambientais e Unidades de Conservação e Áreas Sensíveis da Região. Por ocasião da apresentação do Projeto de Controle Ambiental (PCA) esta alteração estará refletida no Projeto de Educação Ambiental dos Trabalhadores (PEAT).

II.7.10 - Projeto de Desativação

A “Atividade de Produção e Escoamento de Petróleo e Gás Natural do Polo Pré-sal da Bacia de Santos – Etapa 2” reúne 6 TLDs, 1 SPA e 13DPs. Os respectivos projetos foram apresentados no “Anexo II.7.10-1”. Nesse anexo são apresentados:

- Um projeto geral de desativação referente aos TLDs associados ao FPSO BW Cidade de São Vicente;
- Um projeto geral de desativação referente aos TLDs associados ao FPWSO Dynamic Producer; e
- O projeto de desativação do DP de Sapinhoá Norte, realizado pelo FPSO Cidade de Ilhabela.

Os projetos de desativação referentes aos demais DPs devem ser apresentados na ocasião das solicitações das Licenças de Instalação (LIs) individuais.

Os projetos de desativação referentes aos demais DPs devem ser apresentados na ocasião das solicitações das Licenças de Instalação (LIs) individuais.

Considerando o caráter geral dos projetos apresentados, o que é coerente com esta etapa do licenciamento ambiental, alguns poucos comentários serão feitos a seguir.

Solicita-se que seja citado nos projetos de desativação, qual o sistema de ancoragem das unidades, na locação, seu destino (dos sistemas de ancoragem) após a desativação, o porquê da opção por essa destinação e as consequências ambientais dessa opção.

Solicita-se que os projetos sejam revisados quanto à concordância e coerência textual, assim como em relação à padronização tipográfica.

Especificamente sobre o projeto de desativação do DP de Sapinhoá Norte, ao longo do texto, ora se refere à atividade, ora apenas como DP, ora como Piloto do Sistema de Produção, e ainda, ora como TLD. Solicita-se revisão.

Resposta/Esclarecimento: As solicitações descritas neste Parecer constam revisadas nos Projetos de Desativação dos FPSOs BW Cidade de São Vicente, *Dynamic Producer* e Cidade de Ilhabela, que se encontram nos **Anexos II.7.10-A, Anexo II.7.10-B e Anexo II.7.10-C**, respectivamente.

Os Projetos de Desativação dos demais DPs serão apresentados nas solicitações das respectivas Licenças de Instalação (LIs), conforme orientado no Parecer Técnico CGPEG/IBAMA nº 190/14.

II.8 - ÁREA DE INFLUÊNCIA

II.8.1 - Área de Influência dos Meios Físico e Biótico

O “Quadro II.8.1-1” informou as Áreas de Influência dos Meios Físico e Biótico, considerando a presença, instalação e operação dos FPSOs, embarcações de apoio e gasodutos envolvidos no projeto:

- Área onde serão realizadas instalações: 84 km² (raio 5 km) de cada FPSO e 500 metros para cada lado da diretriz dos dutos.
- Área sujeita aos impactos decorrentes dos descartes de efluentes: raio de 100 m de cada FPSO, 100 m para cada lado das rotas de navegação e 100 m de raio nos pontos de desalagamento de cada duto.
- Áreas onde ocorrerão atividades (rotas, manobras, fundeio, etc.) de todas as embarcações e aeronaves: rotas, Área do Porto Organizado e área de fundeio.

Devem ser apresentadas quaisquer alterações nas áreas de influência dos meios físico e biótico em decorrência das solicitações presentes no presente parecer técnico, sobretudo, aquelas que alterem a área de estudo e a avaliação de impactos.

II.8.2 - Área de Influência do Meio Socioeconômico

O “Quadro II.8.2-1” informou os critérios que foram utilizados para a definição da Área de Influência:

- Municípios que possuem instalações que darão apoio ao desenvolvimento de todas as atividades do empreendimento: Cabo Frio (RJ), Rio de Janeiro (RJ), Itaguaí (RJ), Angra dos Reis (RJ), Guarujá (SP), Santos (SP) e São Vicente (SP).

- *Municípios cuja infraestrutura, serviços e equipamentos urbanos sejam diretamente demandados: Cabo Frio (RJ), Niterói (RJ), Rio de Janeiro (RJ), Itaguaí (RJ), Angra dos Reis (RJ), Caraguatatuba (SP), São Sebastião (SP), Guarujá (SP) e Santos (SP).*
- *Municípios beneficiários de royalties pelo critério de municípios confrontantes à área de produção: Araruama (RJ), Saquarema (RJ), Maricá (RJ), Niterói (RJ), Rio de Janeiro (RJ), Mangaratiba (RJ) e Ilhabela (SP).*
- *Municípios que terão a pesca e aquicultura, o turismo, demais atividades econômicas e recreativas e unidades de conservação sujeitos a interferências: Niterói (RJ), Baía de Guanabara (RJ), Rio de Janeiro (RJ), Baía de Sepetiba (RJ), Itaguaí (RJ), Angra dos Reis (RJ), Baía da Ilha Grande (RJ), Paraty (RJ), Ubatuba (SP), Caraguatatuba (SP), Ilhabela (SP), Bertioga (SP), Guarujá (SP), Santos (SP), São Vicente (SP), Cubatão (SP) e Praia Grande (SP).*

Devem ser apresentadas quaisquer alterações na área de influência do meio socioeconômico em decorrência das solicitações presentes no presente parecer técnico, sobretudo, aquelas que alterem a área de estudo e a avaliação de impactos.

Resposta/Esclarecimento: Frente às alterações solicitadas no presente parecer técnico, o **Anexo II.8-A** apresenta a revisão da área de influência dos meios físico, biótico e socioeconômico do Projeto Etapa 2.

II.9 - PROGNÓSTICO AMBIENTAL

Esta Coordenação Geral realizará uma análise definitiva do prognóstico ambiental após o atendimento de todas as solicitações existentes no presente parecer técnico. Contudo, não pode deixar de destacar alguns pontos que, desde já, chamaram bastante atenção:

- *O “Cenário 1” apresentado ressalta que os meios biótico e físico não seriam alterados, uma vez que as intervenções e impactos previstos*

pela atividade não ocorreriam, o que é satisfatório. Entretanto, em relação ao meio socioeconômico, a análise não pondera a influência do Projeto Etapa 2 no planejamento urbano previsto para os municípios da área de influência, afirmando apenas que “a pressão sobre a infraestrutura de serviços essenciais e a existência de espaços com ocupação desordenada (...) continuariam a existir”. Considerando a dimensão dos projetos do Pré-sal na Bacia de Santos e sua influência na dinâmica e na economia dos municípios costeiros, se faz necessário aprofundar a avaliação apresentada no item, reavaliando a ausência do projeto do Pré-sal no desenvolvimento da região, incluindo a atividade pesqueira.

- *Ao avaliar o cenário 2 – ambiente com a implantação do projeto Etapa 2 – o EIA afirma que: “Além da geração de expectativa, um incremento na demanda por insumos e serviços pode gerar um aumento de preços e conseqüente acréscimo no custo de vida. Porém essas expectativas podem ser minimizadas através de medidas contidas nos programas ambientais propostos” (EIA, II.9, págs. 4-5/9). Esta avaliação dever ser mais aprofundada, principalmente considerando a experiência da região de Macaé/RJ. Além disso, solicita-se que seja esclarecido como os programas ambientais propostos contribuirão para minimizar as expectativas de aumento de preços e acréscimo no custo de vida.*

Resposta/Esclarecimento: A revisão do item II.9 – Prognóstico Ambiental será oportunamente apresentada à CGPEG.

Anexo II.9.1 – Avaliação de Impactos Cumulativos e Sinérgicos

Os mapas apresentados neste anexo não tiveram suas respectivas informações encaminhadas em formato shapefile, de acordo com a solicitação do Termo de Referência. As informações devem ser apresentadas.

Além disto, como a Avaliação dos Impactos Ambientais apresentada no item II.6 deverá ser reapresentada de acordo com a análise do presente parecer, esta

terá como consequência a reavaliação dos impactos cumulativos apresentada no Anexo II.9-1.

Em relação à análise da frequência das ações geradoras (AGs), ressalta-se que as AG de impactos incidem de forma diferenciada nos Fatores Ambientais Relevantes (FAR). Portanto, solicita-se esclarecer como foram definidos os intervalos do Quadro 11 para classificação da frequência das Ações Geradoras (AG) na AIC. Solicita-se apresentar algumas AG como exemplos dos intervalos de frequência de ocorrência das AG: descarte de água produzida; emissões atmosféricas; geração de ruídos; presença do FPSO e equipamentos submarinos; destinação de resíduos sólidos e oleosos e trânsito de embarcações de apoio.

Resposta/Esclarecimento: O Anexo II.9.1-A apresenta os arquivos em formato *shapefile* dos mapas apresentados no Anexo II.9.1 da revisão 0 do EIA do projeto Etapa 2. A revisão do Anexo II.9.1 – Avaliação dos Impactos Cumulativos e Sinérgicos será oportunamente apresentado à CGPEG.

II.10 - ANÁLISE E GERENCIAMENTO DE RISCO

II.10.1 - Descrição das Instalações

No subitem II.10.1.1 foram apresentadas as características construtivas do FPSO Cidade de Ilhabela. Na página 2/403, a tabela “II.10.1.1-1 – Relação dos tanques do FPSO Cidade de Ilhabela”, está com a legenda errada. Esta tabela corresponde às informações quanto às principais características construtivas desta unidade de produção, não trazendo informações sobre os tanques.

Resposta/Esclarecimento: A Tabela II.10.1.1-1 é reapresentada abaixo com a legenda corrigida:

Tabela II.10.1.1-1 - Informações quanto às principais características construtivas do FPSO Cidade de Ilhabela.

Características	Descrição
Nome	FPSO Cidade de Ilhabela
Ancoragem	Spread Mooring System
Comprimento Total	331,00 m
Boca moldada	58,00 m
Pontal (Altura até convés principal)	31.8 m
Borda livre	8,590 m
Peso leve	68,488 t
Calado médio	13,7 m
Altura do Flare (a partir do deck)	107,0 m acima do deck principal
Capacidade total dos tanques de óleo	2.514.651 barris (399.794 m³)
Guindastes	1 guindaste de proa com capacidades de 25 t 1 guindaste a meia nau com capacidade de 15 t.

Características	Descrição
Sistema de geração de energia	4 turbo-geradores de 27,2 MW a gás e/ou diesel cada 2 geradores existentes auxiliares a diesel 1,2 MW cada 1 moto gerador a diesel de emergência de 1,8 MW.
Unidade de Tratamento de Esgotos	Tipo: Hamworthy ST13 Princípio de tratamento: Lodo ativado com sistema de aeração suspensa Capacidade total de: 20,83 m³/d
Capacidade de produção	Capacidade de processar 150.000 bpd de óleo e 6,0 MM m³/d de gás e de tratar 120.000 m³/dia de água produzida
Capacidade de alojamento	140 pessoas
Heliponto	Formato: Circular Dispõe de equipamentos para reabastecimento
Salvatagem	4 Baleeiras com capacidade para 70 pessoas cada 8 Balsas salva-vidas com capacidade para 25 pessoas cada 1 Barco resgate com capacidade para 6 pessoas

Algumas características apresentadas para o FPSO Cidade de Ilhabela que merecem destaque: ancoragem por spread mooring; capacidade de armazenamento de aproximadamente 400 mil m³ ou 2,5 milhões de barris; Unidade de Tratamento de Esgotos com capacidade de tratamento de 20,83 m³/dia; capacidade produtiva de 150 mil barris por dia; capacidade de tratamento de água de produção de 120.000 m³/dia; alojamentos para 140 tripulantes; e heliponto com reabastecimento.

De acordo com as informações apresentadas, o casco do FPSO Cidade de Ilhabela possui fundo singelo. Solicita-se que a empresa preste informações quanto às defensas, bem como quanto ao reforço de casco (por exemplo, utilizando chapeamento secundário de aço) no bordo de aproximação de embarcações de

apoio e nos moldes dos FPSOs Cidade de São Paulo e Cidade de Paraty, já licenciados por esta Coordenação Geral. Como não há informações sobre a utilização de BSRs similares àquelas previstas nos projetos do Etapa 1, que impedem a aproximação de embarcações por um dos bordos, a empresa deve informar se há possibilidade de aproximação pelo bordo oposto. Em caso afirmativo, deve prestar as mesmas informações a respeito de defensas e reforço de casco.

Resposta/Esclarecimento: Ressalta-se que, conforme retificado na resposta ao subitem II.2.4.2.2.1 (Descrição das Unidades de Produção - FPSO Cidade de Ilhabela) do item II.2 de Caracterização da Atividade, a capacidade de tratamento de água de produção do FPSO Cidade de Ilhabela é de 120.000 bbl/dia (19.200 m³/dia).

Em relação às defensas, esclarecesse que o FPSO possui defensas flutuantes tipo Yokohama para conferir proteção ao costado, evitando contato de barcos supridores com o costado do navio, na região de operação de carga e descarga. Além disto, o costado do FPSO foi devidamente reforçado na região de operação dos barcos supridores. A região de operação de carga e descarga é localizada somente em um lado do FPSO, o de estibordo, que é preparada com guindastes e área de manuseio de cargas. A aproximação de barcos supridores não ocorre pelo lado oposto do FPSO, denominado bombordo, onde são acoplados os risers ao FPSO.

*Também são apresentadas informações sobre os tanques. A capacidade total de armazenamento de óleo é de cerca de 2,5 milhões de barris, equivalente a aproximadamente 400 mil metros cúbicos. Segundo o empreendedor, são 16 (dezesseis) tanques de armazenamento de óleo dispostos no centro da embarcação. Essa informação, conforme já mencionado no presente parecer técnico, contrasta com aquela prestada no item “II.2.4.2.2.1.2 - Tanques”, na página 117/328, que afirma: “A estocagem de petróleo no FPSO Cidade de Ilhabela pode ser realizada em até 17 tanques de carga, dispostos no casco como **tanques centrais e laterais** da embarcação, que juntos perfazem uma capacidade total de estocagem de aproximadamente 2.515.000 barris (cerca de 400.000 m³)”. (grifo nosso). Assim, reitera-se que deve ser devidamente esclarecida a quantidade,*

capacidade e disposição dos tanques no FPSO Ilhabela e, se necessário, refeita e reapresentada a análise de riscos.

Resposta/Esclarecimento: A PETROBRAS esclarece que a Tabela II.10.1.1-2 - Relação dos tanques do FPSO Cidade de Ilhabela lista os 17 tanques, tal qual indicado na caracterização do empreendimento. Assim, cabe reafirmar que são 17 tanques de carga.

Novamente, conforme destacado anteriormente no presente parecer técnico, foi mencionado que o FPSO Cidade de Ilhabela possui fundo simples, não havendo referência à arquitetura do costado, especificando se é duplo ou se recebeu algum reforço estrutural no bordo onde serão concentradas as atividades de transbordo, como já aconteceu em outras unidades de produção. Estas informações devem ser apresentadas pela empresa.

Resposta/Esclarecimento: A PETROBRAS esclarece que o costado do FPSO é simples, entretanto foi reforçado nas regiões de operação dos barcos supridores, junto aos guindastes. A extensão dos reforços compreende 60 metros, de 30 metros a ré até 30 metros avante do pedestal do guindaste.

Em seguida foram descritos diversos sistemas existentes nas unidades de produção, tais como gás inerte, lastro, separação e tratamento de óleo, gás e água, tratamento de água de injeção, fornecimento de água industrial, geração de energia, guindastes e offloading.

Em relação ao sistema de separação de água, óleo e gás, este possui a capacidade de processar 150 mil barris de óleo por dia, tratar 28.600 metros cúbicos por dia de água produzida e processar 6 milhões de metros cúbicos de gás por dia. Não há informação quanto ao número de “trens” de produção, o que leva a crer que há apenas um “trem” de produção. Porém, este entendimento deve ser confirmado.

Resposta/Esclarecimento: A PETROBRAS confirma a existência de apenas um trem da planta de processamento de óleo. Retifica-se mais uma vez que a capacidade de tratamento da água produzida é de 19.200 m³/dia (120.000 bbl/dia),

sendo a vazão de 28.600 m³/dia correspondente à capacidade de injeção de água do mar dessulfatada.

Cabe destacar que, para o dimensionamento da planta de processo, a empresa afirma ter considerado uma a previsão de interligação de 15 poços produtores. Além disto, é importante mencionar que, nas informações apresentadas a respeito desta planta de processo nas páginas 9-10/403, o EIA frisa que: “O CO2 presente na corrente gasosa no DP de Sapinhoá será removido através da unidade de remoção de CO2 instalada no FPSO e todo ele será encaminhado para injeção na rocha reservatório. A corrente de gás resultante será exportada através de gasoduto. No caso da interrupção da operação da unidade de remoção de CO2, a exportação de gás para a UTGCA será paralisada e toda a corrente de gás será injetada na rocha reservatório”. Entretanto, a empresa ainda deve informar sobre a existência de compressores redundantes para a realização de injeção do CO2.

Resposta/Esclarecimento: A PETROBRAS esclarece que os compressores de CO² apresentam redundâncias, para a condição normal de projeto.

O sistema de offloading do FPSO Cidade de Ilhabela contará com mangotes flutuantes para a realização da transferência de óleo para navios aliviadores. Segundo a empresa, a vazão de transferência oscila entre 3000 e 7000 m³/h, intervalo que pode ser considerado extenso, a depender do que a empresa quis informar. A falta de informações a respeito traz dúvidas quanto àquilo que o empreendedor desejou expor, inclusive quanto ao diâmetro do mangote projetado.

O EIA apresenta uma estimativa de 15 a 20 horas para cada operação de transferência. Com relação aos mangotes, afirma que suas extremidades são equipadas com válvula automática que só é aberta após conexão correta no flange fixo do navio aliviador. Esta válvula é de desengate rápido em caso de emergências que exijam o seu rápido desacoplamento.

Não foram apresentadas informações básicas importantes, como a localização exata das estações de offloading, ou seja, se haverá uma na popa e outra na proa ou em apenas uma delas.

Solicitamos, portanto um maior detalhamento sobre o procedimento de offloading, sobretudo, com maiores informações e esclarecimentos para este intervalo de vazão, aparentemente, bastante discrepante, e sobre a localização das estações.

O projeto Etapa 2 também prevê a instalação de uma malha de gasodutos de exportação. Esta malha interligará os diversos campos da região, com conexão final no gasoduto Rota 2 para escoamento para o continente.

Resposta/Esclarecimento: A PETROBRAS esclarece que o sistema de offloading do FPSO está dimensionado para transferir até 159.000 m³ para o aliviador em 24 horas, sendo que existem duas estações de offloading, uma na proa e outra na popa do FPSO. O diâmetro do mangote projetado é de 20 polegadas.

II.10.2 - Análise Histórica de Acidentes Ambientais

O empreendedor utilizou dados de quatro fontes:

- WOAD – Wordwilde Offshore Accident Databank, publicado pela DNV Technica;
- PARLOC – The Update of Loss Containment Data for Offshore Pipelines, publicado pelo HSE (Health & Safety Executive) e Institute of Petroleum – IP;
- OGP (International Association of Oil & Gas Producers) – Risk Assessment Data Directory;
- HSE – Offshore Hydrocarbon Releases Statistics.

Quanto ao WOAD, foram levantados dados entre os anos de 1970 e 2007. Tem-se como relevante que os derrames/liberações de óleo contribuem com cerca de 60% dos acidentes com graus de danos informados. Dos acidentes correspondentes a derrames/liberação que tiveram o volume de derramamento informados (179 eventos), aproximadamente 44% correspondem a volumes acima de 8 m³. Tem-se, também, que a maior parte destes derramamentos ocorre na fase de produção e nas transferências de óleo, também características da fase de produção, especialmente em FPSOs. Neste viés, também é importante registrar

que aproximadamente 60% dos eventos ocorridos em transferências são críticos ou catastróficos.

Relativamente aos gasodutos, a PETROBRAS ressalta que os dados extraídos do WOAD estão “relacionados a dutos que transportam óleo ou óleo com gás associado”, mas que “foi realizado o levantamento por se tratar de instalação semelhante à abordada no presente estudo (gasoduto submarino) e proporcionar noções de dimensão dos eventos registrados.”.

Dados significativos mostram que 89% dos 56 eventos com volumes informados variam de classificação média à catastrófica, prevalecendo a classificação catastrófica.

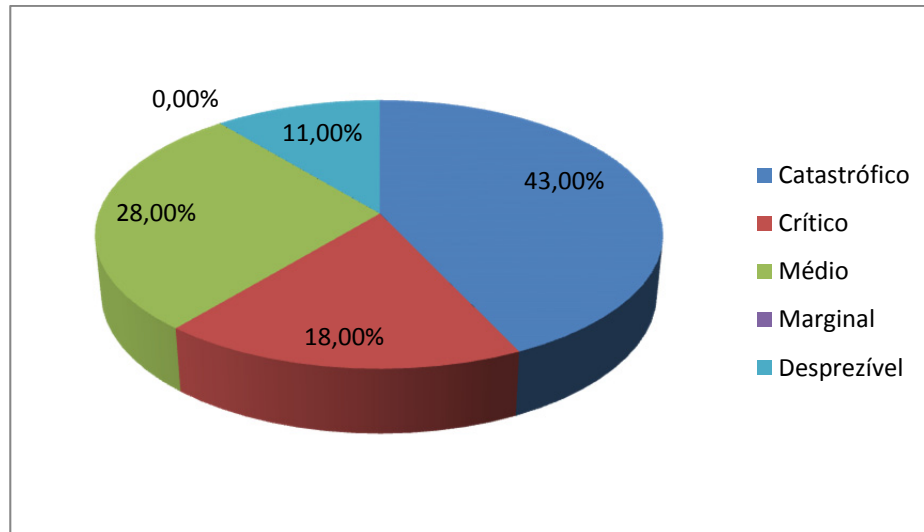
Na página 40/403, a “Figura II.10.2.1-1 - Distribuição percentual do total de eventos registrados para dutos” apresenta um gráfico distorcido quanto à representação da “Tabela II.10.2.1-6 - Número de acidentes em dutos com liberação de produto para o mar.”. Os acidentes informados estão representados no gráfico como se integrassem o rol de classificações de acidentes. Solicita-se a sua reapresentação apenas com as classificações, tendo como conjunto universo o total de eventos informados.

Resposta/Esclarecimento: Seguem abaixo a Tabela II.10.2.1-6 e a Figura II.10.2.1-1 com as alterações solicitadas:

Tabela II.10.2.1-6 – Número de acidentes em dutos com liberação de produto para o mar.

Grau de Dano		Número de Registros	Percentual total de Eventos	Percentual do Total de Eventos Informados
Informados	Catastrófico	24	21,4%	43,0%
	Crítico	10	8,9%	18,0%
	Médio	16	14,3%	28,0%
	Marginal	0	0,0%	0,0%
	Desprezível	6	5,4%	11,0%
Não Informados		56	50,0%	-
Total		112	100,0%	-

Fonte: WOAD



Fonte: WOAD

Figura II.10.2.1-1 – Distribuição percentual do total de eventos acidentais com danos informados, em dutos com liberação de produto para o mar

As informações provenientes do PARLOC, em dados colhidos entre 1996 e 2000, demonstram que os acidentes ocorridos com dutos se dão especialmente no corpo da instalação, tendo corrosão como causa em sua maioria.

De acordo com a PETROBRAS, relativamente aos dados extraídos do banco OGP, considera-se que: “Para seções offshore, as frequências são dadas para risers e tubulações de aço e flexíveis. A análise inclui risers de FPSO, TLPs e semi-submersíveis, mas não incluem as tecnologias de águas profundas.”

Em relação ao HSE, o empreendedor cita que este “apresenta dados refinados, ou seja, por dimensões dos equipamentos e com distribuição da frequência para diferentes tamanhos de furos em instalações offshore, relacionando diversos equipamentos distintos.”

Em seguida, há uma discreta discussão a respeito de acidentes recentes (entre 2009 e o primeiro semestre de 2011) ocorridos nas unidades da PETROBRAS. Esta Coordenação Geral considera o que o período estudado é restrito e que o EIA deveria se estender ao menos pelos anos antecedentes em que a empresa opera com FPSOs.

Resposta/Esclarecimento: Foi elaborada uma revisão do item “Incidentes de Poluição por Óleo nas Atividades de E&P da Petrobras”, estendendo o período de análise entre os anos de 2004 e 2014 (até maio), a qual é apresentada a seguir.

Incidentes de Poluição por óleo nas atividades de E&P da Petrobras

A **Tabela II.10.2-A** apresenta um resumo dos dados históricos de incidentes de poluição por óleo ocorridos nas atividades de marítimas de E&P nos anos de 2004 a 2014 (até maio), ao longo da costa brasileira.

Tabela II.10.2-A – Resumo dos dados históricos de incidentes de poluição por óleo ocorridos entre 2004 e maio de 2014 nas atividades de E&P na costa brasileira.

	Número de ocorrências	Volumes (m ³)
2003	36	18,58
2004	34	8,29
2005	25	38,64
2006	32	27,70
2007	29	30,72
2008	25	2,46
2009	42	4,42
2010	63	26,12
2011	67	6,82
2012	94	28,21
2013	71	9,79
2014 (até maio)	22	0,83

Ressalta-se que, como incidentes ocorridos nas atividades de exploração e produção, estão incluídos também os ocorridos nas atividades de perfuração e de apoio, tais como os incidentes durante operações de transferências de produtos para as plataformas e operações de embarcações em píeres.

Verifica-se que esse volume foi em grande parte influenciado por ocorrências isoladas, em diferentes instalações e operadas por diferentes equipes,

evidenciando que não se tratam de incidentes sistêmicos, ainda que mereçam toda atenção.

Embora os volumes de ocorrências entre 2008 e 2012 pareçam sugerir aumento relativo dos volumes médios dos incidentes, verifica-se que o volume total derramado no período 2003 a maio 2014 foi em grande parte influenciado por ocorrências isoladas, em diferentes instalações e operadas por diferentes equipes, evidenciando que não se tratam de incidentes sistêmicos, ainda que mereçam toda atenção:

- Descontrole em processo de tratamento de água produzida na P-48 em março/2010 (20 m³);
- Desconexão de mangote de transferência na P-47 em junho/2010 (1,58 m³);
- Descontrole em processo de tratamento de água produzida na P-43 em outubro/2010 (1,80 m³);
- Vazamento decorrente da quebra do EPR (*Early Production Riser*) do FPSO Dynamic Producer no BMS-9 em jan/2012 (18,18 m³);
- Vazamento na linha de interligação da saída de óleo com a saída de água do separador de produção do Trem A da P-43 em fev/2012 (5,0 m³);
- Vazamento durante teste de formação no NS-32, no campo de Lula, na Bacia de Santos em fev/2012 (2,2 m³);
- Vazamento pelo mangote de transferência durante a operação com o navio aliviador Cartola junto à P-37 em mar/2013 (2,05 m³).

Os demais incidentes foram de pequena monta e correspondem a uma média de aproximadamente 28,5 litros por incidente no período considerado (2004 até maio/2014). Se forem consideradas as ocorrências destacadas, a média por ocorrência é de 37,5 litros no período 2003 a maio/2014.

No ano de 2011, embora se observe um pequeno aumento do número de ocorrências em relação ao ano anterior, verifica-se uma redução nos volumes derramados, mostrando que os incidentes foram, como em 2010, de pequena monta.

No ano de 2012 apenas três ocorrências (FPSO *Dynamic Producer*, P-43 e NS-32), foram responsáveis por 25,38 m³ (89,9%) do total de óleo derramado no mar na atividade de E&P.

Esses incidentes confirmam a constatação histórica de que poucas ocorrências concentram grande parte do volume derramado, ao passo que a maioria das ocorrências resulta em baixos volumes.

Ao se analisar a evolução do número de ocorrências, é importante considerar o aumento da atividade de E&P em termos de produção e do número de Unidades Marítimas e embarcações em operação.

Em que pese este aumento da atividade, verifica-se tendência de queda no volume absoluto, assim como no volume médio de óleo derramado por ocorrência. Excluídos os volumes das ocorrências citadas anteriormente, que podem ser consideradas “pontos fora da curva”, verifica-se estabilidade em valores baixos nos anos 2008 a maio/2014.

Analisando-se a distribuição das ocorrências no período 2012-maio/2014, verifica-se que 166 em 187 ocorrências (88,7%) são ocorrências menores que um barril, ao passo que apenas cinco (2,67%) são superiores a 10 barris.

Considerada a classificação utilizada no Brasil para definição de volumes pequenos, médios e grandes, neste mesmo período, 186 em 187 ocorrências (99,5%) são consideradas descargas pequenas ao passo que apenas uma (*Dynamic Producer*, 2012) é considerada descarga média, correspondendo a 0,53% do número de ocorrências e 0,47% do volume derramado no mar, no período de 2012 a maio/2014.

Confirmando informação anterior, o volume correspondente às 186 ocorrências pequenas corresponde 53,2% ao passo que o volume correspondente à única descarga média corresponde a 46,8% do volume derramado no período 2012 a maio/2014.

No período considerado, a atividade de produção responde por 58,1% do número de ocorrências e 24,1% do volume derramado, embora este número deva ser visto com cautela em razão da aparente ausência de registros observados nos anos iniciais da série, especialmente no que diz respeito à atividade de perfuração.

Os Gráficos II.10.2-A a II.10.2-D e as Tabelas II.10.2-B e C, apresentados abaixo, ilustram o acima exposto.

Tabela II.10.2-B – Vazamentos de óleo no mar (2012 a maio/2014).

2012-maio/2014		Vazamentos de óleo no mar	
Volume	Ocorrências	Volumes	
Até 1 m ³	181	7,1	
Entre 1 e 8 m ³	5	13,6	
Entre 8 e 200 m ³	1	18,2	
Maior que 200 m ³	0	0,0	
Total	187	38,84	

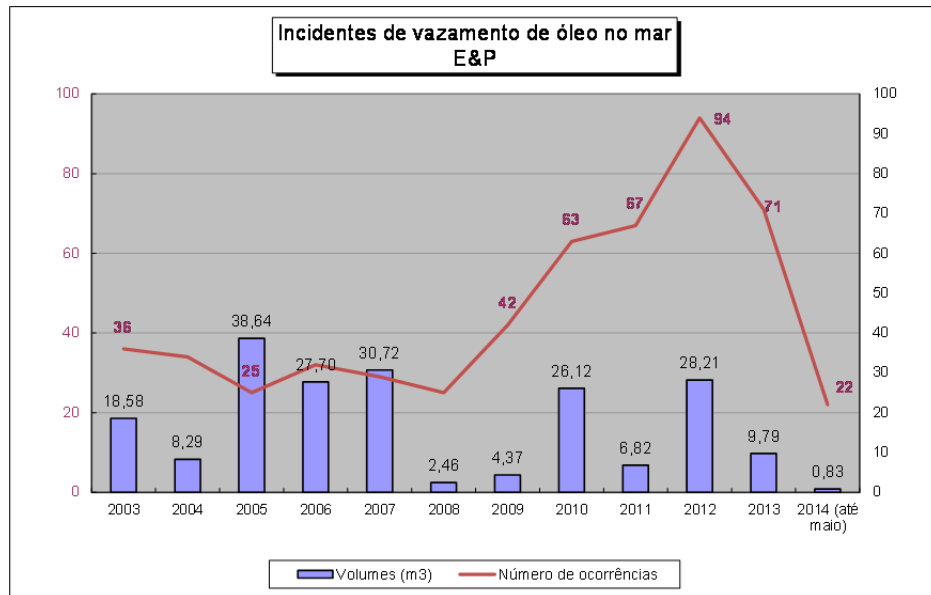


Gráfico II.10.2-A – Incidentes de vazamento de óleo no mar – E&P.

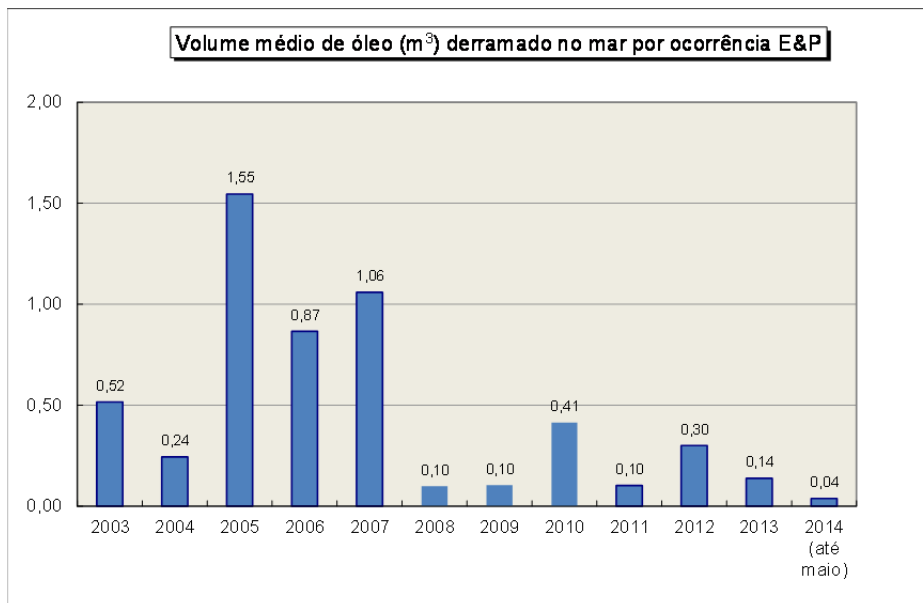


Gráfico II.10.2-B – Volume médio de óleo (m³) derramado no mar por ocorrência E&P.

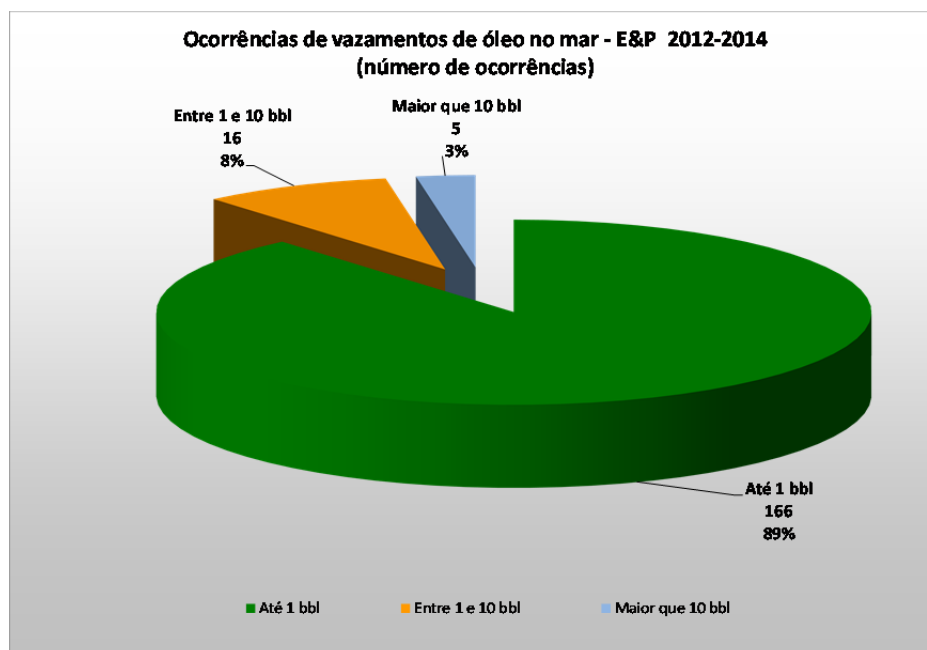


Gráfico II.10.2-C – Ocorrências de vazamentos de óleo no mar – E&P 2012-2014 (em bbl).

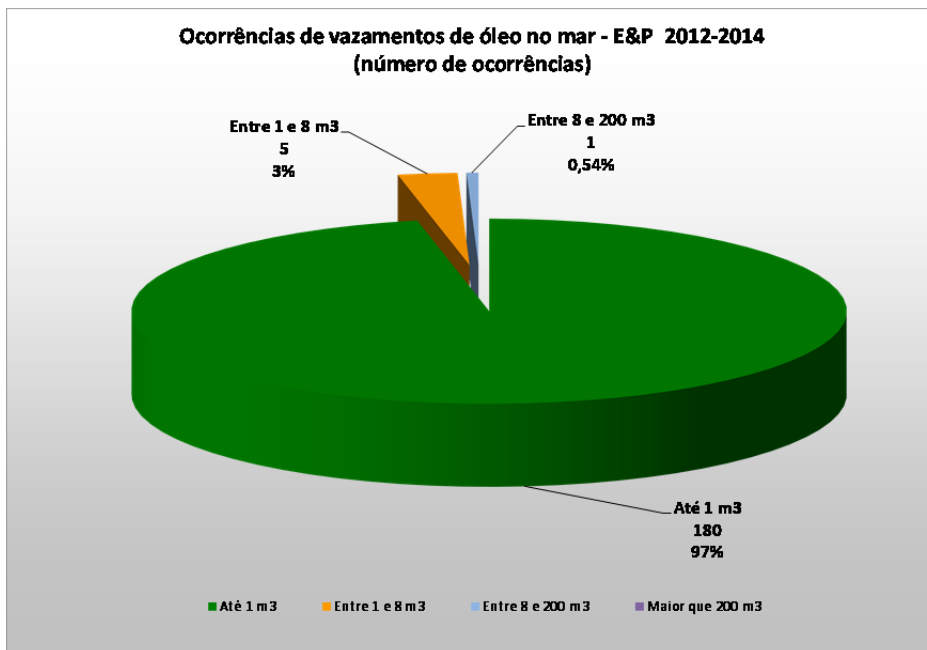


Gráfico II.10.2-D – Ocorrências de vazamentos de óleo no mar – E&P 2012-2014 (em m³).

Tabela II.10.2-C – Número de ocorrências e volumes (m³) - 2003 a 2014.

	Número de ocorrências			Volumes (m3)		
	Perfuração	Produção	Outras	perfuração	Produção	Outras
2003	0	30	6	0,00	18,48	0,09
2004	0	30	4	0,00	6,59	1,70
2005	1	23	1	0,12	8,52	30,00
2006	3	29	0	1,39	26,31	0,00
2007	4	17	8	2,01	6,46	22,25
2008	5	12	8	0,38	1,05	1,03
2009	9	23	10	0,29	3,64	0,49
2010	11	44	8	0,21	25,60	0,30
2011	18	38	11	3,24	3,55	0,14
2012	40	36	18	3,46	23,89	0,86
2013	25	24	22	0,22	5,74	3,84
2014	7	8	7	0,18	0,47	0,18
2003-2014	123	314	103	11,49	130,32	60,88
Distribuição	22,8%	58,1%	19,1%	2,1%	24,1%	11,3%

Análise:

Em relação a risers e dutos, não há registros significativos de ocorrências na atividade marítima da PETROBRAS, o que não permite comparação com os dados do PARLOC ou análise individualizada.

Em relação às ocorrências de vazamento de óleo em instalações de produção marítimas da petrobras, a distribuição apresenta consistência com os registros obtidos do WOAD, que também maior concentração entre vazamentos considerados pequenos (até 8 m³), como se vê na **Tabela II.10.2.1** apresenta na revisão 0 do EIA do Projeto Etapa 2.

Considerando-se a tabela de categoria de severidade adotada pela PETROBRAS (Norma N-2782, 12/2010) tem-se que a maioria das ocorrências no período considerado pode ser classificada como Desprezível ou Marginal, dado que ocorreram em regiões oceânicas (**Tabela II.10.2-D**).

Tabela II.10.2-D – Categorias de severidade.

Tipo de ambiente (água)	Categoria de severidade	Volume vazado (V) em m ³ , conforme grau API			
		API ≥ 45	35 ≤ API < 45	17,5 ≤ API < 35	API < 17,5
1 Regiões oceânicas	V Catastrófica	≥ 1 000	≥ 700	≥ 400	≥ 200
	IV Crítica	100 ≤ V < 1 000	80 ≤ V < 700	40 ≤ V < 400	20 ≤ V < 200
	III Média	5 ≤ V < 100	4 ≤ V < 80	2 ≤ V < 40	1 ≤ V < 20
	II Marginal	0,5 ≤ V < 5	0,4 ≤ V < 4	0,2 ≤ V < 2	0,1 ≤ V < 1
	I Desprezível	V < 0,5	V < 0,4	V < 0,2	V < 0,1

Os dados coletados indicam tendência de queda no volume absoluto, assim como no volume médio de óleo derramado por ocorrência, na atividade marítima da PETROBRAS.

II.10.3 - Identificação dos Cenários Acidentais

Não foi apresentada a matriz de riscos preenchida, com a distribuição das hipóteses acidentais por classificações a elas atribuídas. A empresa deve apresentá-la para que se possa realizar discussões mais profundas a respeito da análise qualitativa.

Resposta/Esclarecimento: Com base nas planilhas de APP apresentadas, foram elaboradas as matrizes de risco para as fases de instalação e operação dos

gasodutos, e operação do FPSO Cidade de Ilhabela, as quais seguem apresentadas abaixo (**Quadro II.10.3-A a Quadro II.10.3-P**).

Quadro II.10.3-A – Matriz de risco para a fase de instalação dos gasodutos.

Matriz de risco		Frequência					Total
		A Extremamente Remota	B Remota	C Pouco Provável	D Provável	E Frequente	
Severidade	V - Catastrófica	1	1	1	1	1	1 - 50%
	IV - Crítica	1	1	1	1	1	0 - 0%
	III – Média	1	1	1	1	1	0 - 0%
	II - Marginal	1	1	1	1	1	1 - 50%
	I - Desprezível	1	1	1	1	1	0 - 0%
Total		0 - 0%	1 - 50%	1 - 50%	0 - 0%	0 - 0%	

Para a fase de instalação de gasodutos, as duas hipóteses acidentais estão associadas a acidentes com embarcações de apoio e, aquela que possui maior frequência relativa (pouco provável), que está associada a acidentes durante abastecimento de embarcações, possui severidade marginal. Já a hipótese acidental que possui severidade catastrófica, associada ao rompimento de tanques de carga, tem frequência remota de ocorrência. Ou seja, a análise qualitativa mostra que dos dois cenários acidentais identificados o que possui maior frequência relativa tem menor severidade (risco tolerável), e o que tem maior severidade possui menor frequência relativa (moderado risco).

Quadro II.10.3-B – Matriz de risco para a fase de operação do gasoduto rígido Lula Norte Franco Noroeste.

Matriz de risco		Frequência					Total
		A Extremamente Remota	B Remota	C Pouco Provável	D Provável	E Frequente	
Severidade	V - Catastrófica						0 - 0%
	IV - Crítica						0 - 0%
	III – Média						0 - 0%
	II - Marginal		1				1 – 5,3%
	I - Desprezível		18				18 – 94,7%
Total		0 - 0%	19 - 100%	0 - 0%	0 - 0%	0 - 0%	

Quadro II.10.3-C – Matriz de risco para a fase de operação do gasoduto rígido Sapinhoá Norte.

Matriz de risco		Frequência					Total
		A Extremamente Remota	B Remota	C Pouco Provável	D Provável	E Frequente	
Severidade	V - Catastrófica						0 - 0%
	IV - Crítica						0 - 0%
	III – Média						0 - 0%
	II - Marginal	1	4				5 – 62,5%
	I - Desprezível		3				3 – 37,5%
Total		1- 12,5 %	7 - 87,5 %	0 - 0%	0 - 0%	0 - 0%	

Quadro II.10.3-D – Matriz de risco para a fase de operação do gasoduto rígido Lula Extremo Sul.

Matriz de risco		Frequência					Total
		A Extremamente Remota	B Remota	C Pouco Provável	D Provável	E Frequente	
Severidade	V - Catastrófica						0 - 50%
	IV - Crítica						0 - 0%
	III – Média						0 - 0%
	II - Marginal	1	4				5 – 71,4%
	I - Desprezível		2				2 – 28,6%
Total		1 - 14,3%	6 - 85,7 %	0 - 0%	0 - 0%	0 - 0%	

Quadro II.10.3-E – Matriz de risco para a fase de operação do gasoduto rígido Lula Norte.

Matriz de risco		Frequência					Total
		A Extremamente Remota	B Remota	C Pouco Provável	D Provável	E Frequente	
Severidade	V - Catastrófica						1 - 50%
	IV - Crítica						0 - 0%
	III – Média						0 - 0%
	II - Marginal	1	4				5 – 71,4%
	I - Desprezível		2				2 – 28,6%
Total		1 -14,3 %	6 - 85,7%	0 - 0%	0 - 0%	0 - 0%	

Quadro II.10.3-F – Matriz de risco para a fase de operação do gasoduto flexível/rígido Lula Sul.

Matriz de risco		Frequência					Total
		A Extremamente Remota	B Remota	C Pouco Provável	D Provável	E Frequente	
Severidade	V - Catastrófica						0 - 0%
	IV - Crítica						0 - 0%
	III – Média						0 - 0%
	II - Marginal		1				1 - 20%
	I - Desprezível		4				4 - 80%
Total		0 - 0%	5 - 100%	0 - 0%	0 - 0%	0 - 0%	

Quadro II.10.3-G – Matriz de risco para a fase de operação do gasoduto flexível Carioca 1.

Matriz de risco		Frequência					Total
		A Extremamente Remota	B Remota	C Pouco Provável	D Provável	E Frequente	
Severidade	V - Catastrófica						0 - 0%
	IV - Crítica						0 - 0%
	III – Média						0 - 0%
	II - Marginal		1				1 - 25%
	I - Desprezível		3				3 - 75%
Total		0 - 0%	4 - 100%	0 - 0%	0 - 0%	0 - 0%	

Quadro II.10.3-H – Matriz de risco para a fase de operação do gasoduto flexível Lula Central.

Matriz de risco		Frequência					Total
		A Extremamente Remota	B Remota	C Pouco Provável	D Provável	E Frequente	
Severidade	V - Catastrófica						0 - 0%
	IV - Crítica						0 - 0%
	III – Média						0 - 0%
	II - Marginal		1				1 - 25%
	I - Desprezível		3				3 - 75%
Total		0 - 0%	4 - 100%	0 - 0%	0 - 0%	0 - 0%	0 - 0%

Quadro II.10.3-I – Matriz de risco para a fase de operação do gasoduto flexível Lula Alto.

Matriz de risco		Frequência					Total
		A Extremamente Remota	B Remota	C Pouco Provável	D Provável	E Frequente	
Severidade	V - Catastrófica						0 - 0%
	IV - Crítica						0 - 0%
	III – Média						0 - 0%
	II - Marginal		1				1 - 25%
	I - Desprezível		3				3 - 75%
Total		0 - 0%	4 - 100%	0 - 0%	0 - 0%	0 - 0%	0 - 0%

Quadro II.10.3-J – Matriz de risco para a fase de operação do gasoduto flexível Lula Área Iracema Norte.

Matriz de risco		Frequência					Total
		A Extremamente Remota	B Remota	C Pouco Provável	D Provável	E Frequente	
Severidade	V - Catastrófica						0 - 0%
	IV - Crítica						0 - 0%
	III – Média						0 - 0%
	II - Marginal		1				1 - 25%
	I - Desprezível		3				3 - 75%
Total		0 - 0%	4 - 100%	0 - 0%	0 - 0%	0 - 0%	0 - 0%

Quadro II.10.3-K – Matriz de risco para a fase de operação do gasoduto flexível Lula Oeste.

Matriz de risco		Frequência					Total
		A Extremamente Remota	B Remota	C Pouco Provável	D Provável	E Frequente	
Severidade	V - Catastrófica						0 - 0%
	IV - Crítica						0 - 0%
	III – Média						0 - 0%
	II - Marginal		1				1 – 33,3%
	I - Desprezível		2				2 – 66,6%
Total		0 - 0%	3 - 100%	0 - 0%	0 - 0%	0 - 0%	

Quadro II.10.3-L – Matriz de risco para a fase de operação do gasoduto flexível Franco 1.

Matriz de risco		Frequência					Total
		A Extremamente Remota	B Remota	C Pouco Provável	D Provável	E Frequente	
Severidade	V - Catastrófica						0 - 0%
	IV - Crítica						0 - 0%
	III – Média						0 - 0%
	II - Marginal		1				1 - 25%
	I - Desprezível		3				3 - 75%
Total		0 - 0%	4 - 100%	0 - 0%	0 - 0%	0 - 0%	

Quadro II.10.3-M – Matriz de risco para a fase de operação do gasoduto flexível Franco NW.

Matriz de risco		Frequência					Total
		A Extremamente Remota	B Remota	C Pouco Provável	D Provável	E Frequente	
Severidade	V - Catastrófica						1 - 50%
	IV - Crítica						0 - 0%
	III – Média						0 - 0%
	II - Marginal		1				1 – 16,6%
	I - Desprezível		5				5 – 83,3%
Total		0 - 0%	6 - 100%	0 - 0%	0 - 0%	0 - 0%	

Quadro II.10.3-N – Matriz de risco para a fase de operação do gasoduto flexível Franco Sul.

Matriz de risco		Frequência					Total
		A Extremamente Remota	B Remota	C Pouco Provável	D Provável	E Frequente	
Severidade	V - Catastrófica						0 - 0%
	IV - Crítica						0 - 0%
	III - Média						0 - 0%
	II - Marginal		1				1 - 25%
	I - Desprezível		3				3 - 75%
Total		0 - 0%	4 - 100%	0 - 0%	0 - 0%	0 - 0%	0 - 0%

Quadro II.10.3-O – Matriz de risco para a fase de operação do gasoduto flexível Franco SW.

Matriz de risco		Frequência					Total
		A Extremamente Remota	B Remota	C Pouco Provável	D Provável	E Frequente	
Severidade	V - Catastrófica						0 - 0%
	IV - Crítica						0 - 0%
	III - Média						0 - 0%
	II - Marginal		1				1 - 25%
	I - Desprezível		3				3 - 75%
Total		0 - 0%	4 - 100%	0 - 0%	0 - 0%	0 - 0%	0 - 0%

Para a fase de operação de todos os gasodutos, todos os riscos foram classificados como toleráveis, sendo que todos os cenários foram classificados com frequência de ocorrência extremamente remota ou remota. Para os gasodutos flexíveis no mínimo 66% das hipóteses acidentais apresentaram severidade classificada como desprezível, enquanto que nos rígidos, com exceção do Lula Norte Franco Noroeste, a maioria dos cenários teve classificação de severidade marginal. Para o gasoduto rígido Lula Norte Franco Noroeste 94,7% das hipóteses acidentais têm severidade desprezível. Ou seja, a análise qualitativa das hipóteses acidentais identificadas para a operação dos gasodutos mostram riscos toleráveis, com baixas frequências de ocorrências e severidades.

Quadro II.10.3-P – Matriz de risco para a fase de operação do FPSO Cidade de Ilhabela.

Matriz de risco		Frequência					Total
		A Extremamente Remota	B Remota	C Pouco Provável	D Provável	E Frequente	
Severidade	V - Catastrófica	2	2				4 – 18,2%
	IV - Crítica		1				1 – 4,5%
	III – Média		3	1			4 – 18,2%
	II - Marginal			2			2 - 9,1%
	I - Desprezível		3	1	7		11 – 50,0%
Total		2 – 9,1%	9 – 40,9%	4 – 18,2%	7 – 31,8%	0 - 0%	

A análise qualitativa dos cenários acidentais do FPSO Cidade de Ilhabela indica que a maioria (cerca de 73%) das hipóteses acidentais levantadas são classificadas com risco tolerável, sendo que as demais hipóteses têm risco classificado como moderado.

Dos riscos com classificação moderada, 33% estão associados a eventos de severidade catastrófica, entretanto com frequência de ocorrência extremamente remota, como o rompimento dos tanques de carga ou o afundamento / adernamento do FPSO Cidade de Ilhabela. Destes eventos de risco moderado, o evento com frequência de ocorrência pouco provável (maior frequência relativa para esta faixa de risco) está associado a acidente em momento de *offloading* do FPSO Cidade de Ilhabela, com média severidade. Destaca-se que entre todos os cenários acidentais, 59% possui severidade marginal ou desprezível e, 50% dos cenários acidentais possui frequência de ocorrência remota ou extremamente remota.

São identificadas 22 hipóteses acidentais para a operação do FPSO Cidade de Ilhabela. São fornecidas, a partir da página 80/403, tabelas com os perigos identificados para os gasodutos rígidos a serem instalados. Estão assim subdivididos:

- 1) Gasoduto Rígido Lula Norte Franco Noroeste: 21 perigos identificados.*
- 2) Gasoduto Rígido Sapinhoá Norte: 10 perigos identificados.*
- 3) Gasoduto Rígido Lula Norte: 9 perigos identificados.*

4) *Gasoduto Rígido Lula Extremo Sul: 9 perigos identificados.*

No entanto, no anexo II.10.3-1, que traz as planilhas APP, tem-se:

- 1) *Gasoduto Rígido Lula Norte Franco Noroeste: 21 perigos identificados.*
- 2) *Gasoduto Rígido Lula Sul: 7 perigos identificados.*
- 3) *Gasoduto Rígido Lula Norte: 9 perigos identificados.*
- 4) *Gasoduto Rígido Lula Extremo Sul: 9 perigos identificados.*

Como é possível constatar, há divergência de número de hipóteses e nomenclatura entre o apresentado para o item 2 no corpo do estudo, nas tabelas de cálculos de frequências e no anexo. Tal divergência deverá ser esclarecida.

Quanto aos gasodutos flexíveis, são apresentadas as tabelas com as seguintes distribuições, a partir da página 82/403:

- 1) *Gasoduto Flexível Carioca 1: 6 perigos identificados.*
- 2) *Gasoduto Flexível Franco NW: 8 perigos identificados.*
- 3) *Gasoduto Flexível Franco Sul: 6 perigos identificados.*
- 4) *Gasoduto Flexível Franco SW: 6 perigos identificados.*
- 5) *Gasoduto Flexível Lula Alto: 6 perigos identificados.*
- 6) *Gasoduto Flexível Iracema Norte: 6 perigos identificados.*
- 7) *Gasoduto Flexível Lula Central: 6 perigos identificados.*
- 8) *Gasoduto Flexível Lula Oeste: 5 perigos identificados.*
- 9) *Gasoduto Flexível Lula Sul: 7 perigos identificados.*

No entanto, no anexo II.10.3-1, que traz as planilhas APP, tem-se:

- 1) *Gasoduto Flexível Carioca 1: 6 perigos identificados.*
- 2) *Gasoduto Flexível Franco 1: 6 perigos identificados.*
- 3) *Gasoduto Flexível Franco NW: 8 perigos identificados.*
- 4) *Gasoduto Flexível Franco Sul: 6 perigos identificados.*
- 5) *Gasoduto Flexível Franco SW: 6 perigos identificados.*

- 6) *Gasoduto Flexível Lula Alto: 6 perigos identificados.*
- 7) *Gasoduto Flexível Iracema Norte: 6 perigos identificados.*
- 8) *Gasoduto Flexível Lula Central: 6 perigos identificados.*
- 9) *Gasoduto Flexível Lula Oeste: 5 perigos identificados.*
- 5) *Gasoduto Flexível Sapinhoá Norte: 10 perigos identificados.*

Como é possível constatar, há divergência de número de hipóteses e nomenclatura entre o apresentado no corpo do estudo, nas tabelas de cálculos de frequências e no anexo. Tal divergência deverá ser esclarecida.

Resposta/Esclarecimento: Houve um equívoco na hora da confecção dos anexos que continham as Planilhas APP dos gasodutos rígidos e flexíveis. O gasoduto Lula Sul apresenta uma porção flexível e outra rígida, contudo foi enquadrado como flexível (maior extensão) e deveria estar contido no anexo dos gasodutos flexíveis. Já o gasoduto Sapinhoá Norte é rígido, e deveria estar contido neste conjunto de gasodutos. Portanto, todas as tabelas do documento estão corretas sendo necessária somente a inserção da planilha de APP do Sapinhoá Norte nos gasodutos rígidos e do Lula Sul na dos gasodutos flexíveis. Com este ajuste, verifica-se que não ocorre divergência de número de hipóteses acidentais.

II.10.4 - Avaliação das Consequências

Para o período relativo à operação dos gasodutos, o empreendedor informa que os cenários ficam restritos a vazamentos de gás, sem a formação de condensado no ponto de rompimento. Para chegar a tal conclusão, baseou-se no maior gasoduto rígido a ser instalado, correspondente ao trecho Lula Norte – Franco Nordeste.

De acordo com o EIA, na página 133/403, o estudo realizado indica que: “...na profundidade determinada para o rompimento, 1628 m, a pressão no fundo do mar é de aproximadamente 164 bar. Essa pressão é superior a cricondenbárica do gás, ou seja, não é possível a formação de líquido independente da temperatura. Portanto, não será observada vazão de líquido no ponto de rompimento.”. Essa afirmação deve ser revista pois, ao contrário, em pressões acima da curva

cricondenbárica de uma mistura de hidrocarbonetos somente deve haver a fase líquida.

Resposta/Esclarecimento: Conforme diagrama de fases (Figura II.10.4-A), referente ao gás mais rico de projeto, nas condições de pressão e temperaturas externas o gás se encontrará acima da cricondenbárica e à direita do ponto crítico. Nesta condição não há distinção entre as fases líquida e gasosa, pois somente uma fase, denominada supercrítica está presente. Esta fase apresenta massa específica próxima a de uma fase líquida e viscosidade próxima à de uma fase gás. A fase supercrítica nos simuladores de escoamento (OLGA 7.2) e de caracterização de fluidos (PVTsim 21.0) é identificada como gás, porém como já descrito, esta fase é denominada supercrítica.

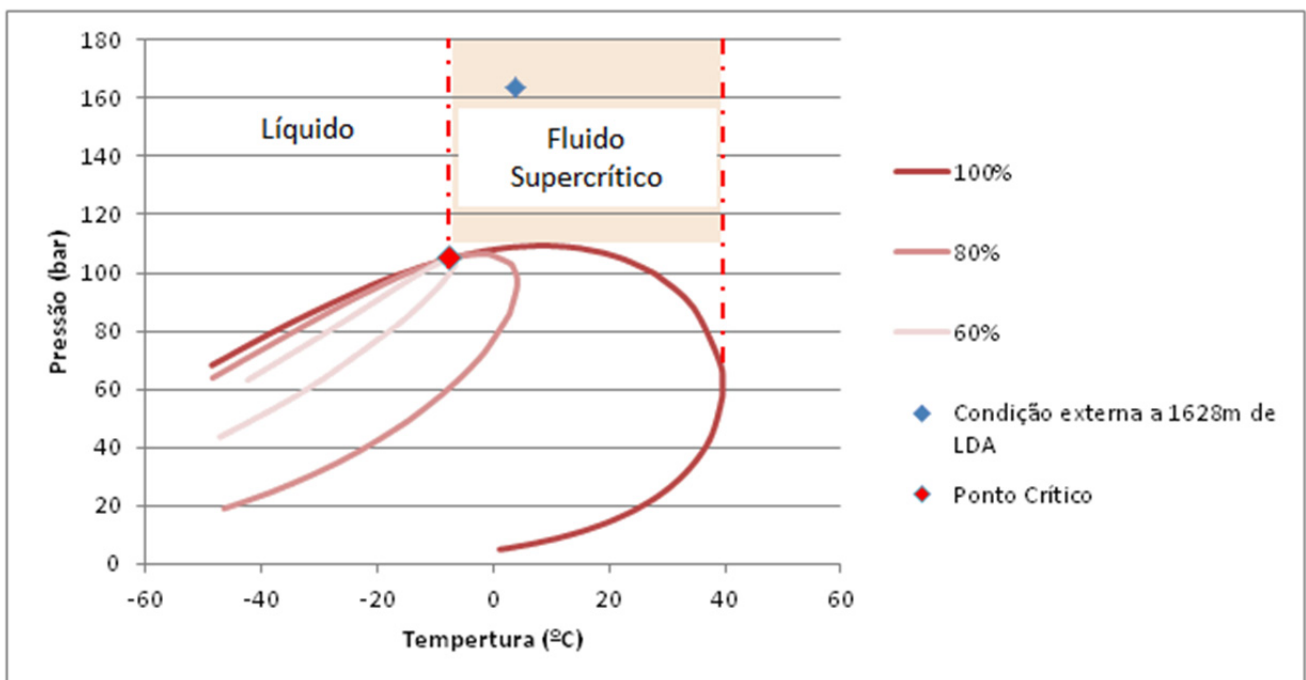


Figura II.10.4-A – Diagrama de fases.

E ainda faz as seguintes considerações:

“O gás liberado durante o rompimento percorrerá toda a lâmina d’água até a superfície. Ao longo desse trajeto, parte do gás condensará caso as condições de temperatura e pressão estejam dentro do envelope do gás. Para um dado instante de tempo qualquer, a depender da pressão e temperatura, poderá formar um condensado com uma composição específica e restará gás com outra composição específica. Após um tempo infinitesimal, esse gás cuja composição é diferente do gás inicial, poderá condensar formando outro tipo de condensado e restando outro tipo de gás. O mesmo acontece com o condensado formado no instante de tempo anterior. Esse processo é contínuo, resultando em variações ao longo do tempo, do volume e da composição do líquido e do gás até atingirem a superfície.

Evoluindo na análise, a metodologia de cálculo foi alterada e a partir do perfil de pressão e temperatura no fundo do mar, foi realizado um flash para cada ponto apresentado, mostrando a fase líquida obtida do ponto anterior. A partir da fração molar de cada fase, foi calculada a fração molar de líquido no último ponto (1,01 bar e 18°C). O valor obtido foi de 0,75% da quantidade de mols original.

A partir da massa de gás total vazada de 741.728 kg (relativa ao inventário do trecho em análise do gasoduto Lula Norte Franco Nordeste), o volume de líquido na superfície correspondente a 0,75% da quantidade de mols do total de gás vazado, é de 30 m³. Fica claro então, que no ponto de vazamento, só é possível verificar gás. Portanto, este cenário não foi considerado na análise de consequências.”

Pelo exposto, parece razoável aceitar como dispensável o desenvolvimento da análise de riscos / consequências relacionada ao vazamento de condensado, principalmente em função da distância da costa. Por outro lado, para isso é imprescindível que seja revista ou justificada a premissa original de que no ponto de vazamento não há formação de condensado, garantindo-se que a sequência de flashes foi modelada adequadamente.

Resposta/Esclarecimento: A sequência de *flashes* apresentada foi modelada utilizando apenas como dados de entrada no simulador as composições, temperaturas e pressões desejadas. Na modelagem, a definição da fase do fluido em questão, independe totalmente da classificação que possamos dar. Assim, seja ela gás ou líquida, é o simulador que a classifica. Um fluido na região supercrítica pode ser classificado ou como gás, ou como líquido ou mesmo como supercrítico. Portanto, qualquer que seja a classificação dada ao fluido, os resultados serão os mesmos, ou seja, independe totalmente da classificação dada ao fluido no ponto de vazamento.

Complementando, a modelagem, inicia-se no ponto de vazamento, a partir da composição do gás no gasoduto e pressão e temperatura externas referentes à LDA de 1628 m. O flash para o primeiro ponto de pressão e temperatura considerado é simulado e a composição resultante da fase (classificada como líquida pelo simulador) é utilizada para o próximo ponto, e assim por diante. Portanto consideramos desnecessário refazer a modelagem, já que a mesma independe da classificação da fase do fluido no ponto de vazamento.

II.10.4.2 - Análise de Vulnerabilidade e Identificação dos Componentes com Valor Ambiental

b) Identificação dos Componentes com Valor Ambiental a partir dos recursos ambientais vulneráveis

São mencionados a seguir, somente os CVAs para os quais existem observações/solicitações a serem feitas.

Resposta/Esclarecimento: Embora não tenham sido feitas considerações sobre todos os Componentes de Valor Ambiental (CVAs) identificados, uma vez que as observações e solicitações feitas para os CVAs aves e cetáceos levaram à divisão destes em mais de um CVA, apresenta-se a seguir o novo conjunto de CVAs para os quais foram avaliados os riscos decorrentes de potenciais vazamentos de óleo no mar. Conforme descrito no item II.10.4.2 da Revisão 0 do EIA do Projeto Etapa 2, as áreas identificadas como passíveis de serem atingidas por vazamento de óleo, tanto em porção oceânica quanto costeira, foram avaliadas de acordo com a seção 3 do Anexo II da Resolução CONAMA nº 398/08 (Análise de Vulnerabilidade – **Anexo II.10.4.2-1** da revisão 0 do EIA do Projeto Etapa 2) e, a partir daí, foram identificados e definidos os CVAs, compreendendo recursos ambientais com presença significativa numa área vulnerável à poluição por óleo.

Para a área potencialmente afetada num cenário acidental de vazamento, considerada no presente estudo, foram identificados 15 CVAs passíveis de serem atingidos por acidente com óleo, conforme listagem abaixo:

- 1) Plâncton;
- 2) Quelônios;
- 3) Cetáceos – Baleias franca
- 4) Cetáceos – Baleia jubarte
- 5) Cetáceos - Cachalote;
- 6) Cetáceos – Baleia-de-Bryde;
- 7) Cetáceos – Boto-cinza
- 8) Cetáceos - Toninhas
- 9) Aves marinhas costeiras

- 10) Aves marinhas oceânicas
- 11) Peixes;
- 12) Praias;
- 13) Costões rochosos;
- 14) Manguezais;
- 15) Marismas.

Estes CVAs foram agrupados a partir das características que os definem como:

- **CVAs Difusos:** que ocorrem **especialmente** dispersos ao longo da área potencialmente afetada, não sendo possível definir áreas de concentração. Para estes CVAs a probabilidade de toque de óleo é calculada a partir da média ponderada de tais probabilidades calculada na região de intersecção entre as manchas de óleo e a área de ocorrência difusa, a saber:
 - 1) Plâncton
 - 2) Quelônios
 - 4) Cetáceos - Jubarte
 - 5) Cetáceos - Cachalote
 - 6) Cetáceos - baleia-de-Bryde
 - 7) Cetáceos - boto-cinza
 - 10) Aves marinhas oceânicas
 - 11) Peixes
- **CVAs Fixos:** ocorrem de forma pontual e concentrada na área de estudo, com ocorrência **especialmente** delimitada em polígonos, faixas ou zonas. Para estes CVAs a probabilidade de toque é adotada como sendo a maior probabilidade modelada para a área, faixa ou zona delimitada, a saber:
 - 3) Cetáceos – Baleia Franca
 - 8) Cetáceos – Toninha
 - 9) Aves marinhas costeiras
 - 12) Praias

- 13) Costões rochosos
- 14) Manguezais
- 15) Marismas

2) QUELÔNIOS

Este CVA foi considerado como difuso, uma vez que as espécies estão dispersas por toda a área considerada, o que é satisfatório. O Tempo de Recuperação adotado foi de 3 anos, baseado em premissas apresentadas na página 172/403. Em suma, a empresa argumenta que não há sítios de desova na área potencialmente atingida por derrame de óleo; os impactos e a probabilidade de mortalidade no caso de vazamento são maiores para filhotes recém-eclodidos; redução da toxicidade do óleo por intemperismo até atingir a região costeira; manutenção e promoção de esforços de conservação das espécies; ações a serem tomadas para minimizar os efeitos de um vazamento.

Embora a Bacia de Santos não apresente áreas de nidificação, é uma importante área de alimentação e repouso e rota migratória de tartarugas marinhas, sendo encontradas na região as cinco espécies com ocorrência no litoral brasileiro. Neste cenário, o próprio EIA reconhece que “as populações de quelônios marinhos podem sofrer danos consideráveis em contato direto ou indireto com o óleo proveniente de derrames”, uma vez que “as tartarugas não evitam a região afetada por óleo, (...) podem ingerir o óleo acidentalmente ou por confundirem-no com alimento, (...) inalar compostos voláteis do óleo, (...) ter contato direto com o óleo (pele e mucosa), o que pode afetar a saúde dos animais”.

Acrescenta-se que o fato do óleo chegar intemperizado às regiões costeiras não evita o impacto sobre as tartarugas que, também conforme indicado no EIA, “se distribuem pela área potencialmente atingida por um derrame de óleo como um todo”, o que inclui, preponderantemente, as regiões oceânicas, que têm maior probabilidade de serem atingidas.

Esforços de conservação das espécies já vêm sendo implementados há décadas com resultados positivos em muitas regiões. Entretanto, as cinco espécies de tartarugas marinhas que ocorrem no litoral do país continuam

ameaçadas de extinção, segundo critérios da lista brasileira e mundial de espécies ameaçadas. Certamente os impactos adicionais de um vazamento de óleo não serão desprezíveis, de modo que as ações de proteção não podem ser usadas como argumento para sua minimização. Por outro lado, ações de resposta ao vazamento podem minimizar o impacto sobre o grupo, ainda que não haja garantia prévia de sucesso.

É importante ressaltar que, embora a vulnerabilidade individual ao óleo seja maior nos estágios iniciais, diminuindo ao longo da vida (do embrião ao adulto), o impacto sobre a população como um todo é mais significativo quando indivíduos em idade reprodutiva são atingidos pelos efeitos diretos ou indiretos de um vazamento. Nesse caso, potencialmente ocorre uma redução drástica e imediata nas taxas de reprodução, comprometendo a viabilidade das populações atingidas no longo prazo. Ao contrário, a contaminação de ninhos ou filhotes impacta o recrutamento de apenas uma temporada, ou parte dela, a depender da extensão do vazamento, representando menor dano às populações atingidas.

Assim, na ausência de referências bibliográficas que suportem a inferência de que “o impacto na renovação da população seja menor que em regiões mais ao norte do litoral brasileiro”, considera-se o tempo de recuperação adotado pouco conservativo, devendo ser revisto. Neste sentido, alguns trabalhos considerados como referência para a questão sugerem que os efeitos de um grande vazamento de óleo podem perdurar por longos períodos, e que o tempo de recuperação de populações impactadas é igualmente longo.

*Leung et al. (2012), baseados em modelagens, concluem que, de maneira geral, um único vazamento não acelera o declínio populacional da espécie *Caretta caretta*, mas mesmo após 20 anos, os efeitos do vazamento ainda são perceptíveis, ainda que menores frente aos demais impactos.*

Resposta/Esclarecimento: *Na tentativa de definir um tempo de para o CVA Quelônios, foram consultados estudos como aquele desenvolvido por LEUNG et al. (2012) com base em modelagens, que concluiu, de maneira geral, que um único vazamento de óleo localizado, mesmo em regiões de nidificação, não seria capaz de acelerar intensamente o declínio de três populações da espécie *Caretta caretta*, presentes no Golfo do México, na porção oeste do Oceano Atlântico*

Norte e na península da Flórida.

Apesar dos resultados terem mostrado alterações pequenas provocadas por um derrame de óleo na taxa de declínio das populações durante o período de simulação de 20 anos, os autores ressaltam que, por conta do declínio populacional de espécies ameaçadas ser rápido, mesmo sem se considerar a ameaça de vazamentos, cada indivíduo de tartaruga marinha é bastante valioso para a manutenção da população.

Entende-se que um eventual derrame das atividades no polo Pré-Sal da Bacia de Santos não atingiria, necessariamente, o mesmo percentual da população proposto na modelagem do estudo de LEUNG et al. (2012), de 25 a 100% de mortalidade, por não afetar sítios de desova de tartarugas marinhas.

Uma vez que o objetivo do estudo foi saber quanto um derrame de óleo aceleraria o declínio de populações de uma espécie ameaçada, e as alterações ao longo do período de simulação (20 anos) em geral não se mostraram intensas, variando entre as populações, seria arbitrário utilizar esse período como medida do tempo de recuperação de quelônios marinhos a um derrame de óleo.

Crowder & Heppell (2011) mostraram que mesmo após 30 anos de esforço concentrado, a população de *Lepidochelys kempii* ainda se encontrava no nível mais baixo desde o início dos levantamentos padronizados estabelecidos na década de 80 do século passado. O estudo de Balazs & Chaloupka (2004) corrobora com este tempo de recuperação, já que empreenderam o esforço de pesquisar uma população de *Chelonia mydas* por 30 anos e apenas ao final deste tempo foi possível observar sinais de recuperação populacional.

Resposta/Esclarecimento: Analisando-se trabalhos de acompanhamento de populações de tartarugas marinhas sem o uso de modelagem, o de CROWDER & HEPPELL (2011) mostrou um caso de sucesso no esforço de recuperação de uma espécie ameaçada de extinção, *Lepidochelys kempii*, baseado na estratégia de minimização dos impactos antrópicos crônicos sobre a população. No entanto, esses mesmos autores citam outro estudo, de WITHERINGTON et al. (2009), que comprovou a dificuldade de recuperação de outra espécie. Mesmo após 30 anos de esforço concentrado para minimizar os impactos antrópicos, uma população de *Caretta caretta* que nidifica na região sudeste dos Estados Unidos ainda se

encontrava no nível mais baixo de abundância desde o início dos levantamentos padronizados estabelecidos na década de 80.

Já no estudo de BALAZS & CHALOUPIKA (2004) pesquisou-se uma população de *Chelonia mydas* por 30 anos e verificou-se que houve um aumento substancial de longo prazo na abundância de seu estoque, que antes se encontrava gravemente diminuído, a partir do término da exploração (extrativismo) na década de 70. Esse aumento populacional ocorreu dentro de um intervalo bem menor do que o previsto, levando à proposição de revisão de seu grau de ameaça.

É preciso, portanto, diferenciar os resultados de pesquisas cujo foco é a recuperação de populações de tartarugas marinhas sujeitas a impactos antrópicos crônicos (como as de CROWDER & HEPPELL, 2011; WITHERINGTON et al., 2009; e BALAZS & CHALOUPIKA, 2004) dos resultados de pesquisas que avaliam a recuperação de populações de tartarugas marinhas após eventos agudos de contaminação por óleo (como a de LEUNG et al., 2012). Há claramente uma distinção entre esses dois tipos de estudos, porém, o que dificulta sua separação é que, muitas vezes, populações de quelônios marinhos atingidas por derrames de óleo já vêm sendo (ou foram) cronicamente impactadas pela atividade pesqueira, pela poluição marinha ou até mesmo por doenças cuja origem ainda não foi determinada.

Pelo exposto, solicita-se que o tempo de recuperação seja revisto e adequadamente justificado.

Resposta/Esclarecimento: Em atendimento a solicitação do parecer técnico, na revisão do item II.10.6 (Relação Tempo de Recuperação/Tempo de Ocorrência) o tempo de recuperação do CVA Quelônios foi alterado para **20 anos**, embora considerando este tempo muito conservador em função das considerações acima apresentadas.

3 a 5) CETÁCEOS

Os cetáceos foram considerados em três CVAs distintos “de acordo com sua presença permanente ou sazonal na área potencialmente afetada, bem como

pelas suas áreas de ocorrência” (p. 174/403): CVA Cetáceos – Baleia Franca, Baleia-Jubarte e Cachalote; CVA Cetáceos – Baleia-de-Bryde e CVA Cetáceos – boto-cinza e toninha. Tais agrupamentos devem ser revistos, conforme argumentação nos parágrafos seguintes, ainda que, para os objetivos desta análise de riscos ambientais, as espécies selecionadas sejam consideradas representativas do grupo como um todo.

Resposta/Esclarecimento: *A Petrobras concorda com as observações sobre a distribuição dos CVAs Cetáceos. Entretanto, vale destacar que, tanto no caso da Baleia Franca como no das Toninhas, ainda que as áreas de ocorrência sejam conhecidas, a distribuição dos indivíduos é difusa. Visando atender ao solicitado os cetáceos foram subdivididos em 6 CVAs (Baleia Franca, Baleia-Jubarte, Cachalote, Baleia-de-Bryde, Boto-Cinza e Toninha) para a revisão do cálculo dos riscos, conforme descrito nas respostas seguintes..*

3) BALEIA FRANCA, BALEIA-JUBARTE E CACHALOTE

Este CVA foi considerado como difuso, assumindo que a área de ocorrência das três espécies dentro da região de estudo se estende desde a costa até a isóbata de 3.000 m, com presença apenas nos meses de inverno. Porém, entende-se que o agrupamento e as premissas utilizadas não encontram suporte no diagnóstico apresentado.

Sobre a Baleia-franca, o diagnóstico indica, nas páginas 237-238/325, que: “A espécie ocorre no Brasil durante os meses de maio a dezembro, com pico de avistagens ocorrendo de agosto a outubro. Durante esse período, os indivíduos procuram águas calmas e quentes para acasalamento, parto e cuidados com os filhotes, permanecendo próximos à arrebentação”; e que: “As principais avistagens são registradas ao longo da Área de Proteção Ambiental da Baleia Franca, localizada no litoral sul de Santa Catarina, entre os municípios de Florianópolis e Içara”. Nota-se que não foram apresentadas referências que justifiquem considerar que a Baleia-franca se distribui com igual concentração desde a costa até a isóbata de 3000 m.

Já com relação à Cachalote, não foram apresentadas referências que

justifiquem sua presença na área de estudo somente nos meses de inverno. Ao contrário, o diagnóstico indica, na página 243/425, que: “Em geral, as fêmeas e machos jovens permanecem em águas tropicais e temperadas e apenas os machos adultos se deslocam para águas polares”. Adicionalmente, o PAN Grandes Cetáceos indica “maiores ocorrências (...) em áreas sobre ou além do talude continental (500-3000 m), sendo mais frequentes a partir da isóbata de 1500 m (70%)”.

Considera-se, assim, que as premissas utilizadas são válidas somente para Baleia-Jubarte. Para a Baleia-franca, entende-se que uma abordagem mais adequada é considerá-la como um CVA fixo, para o que os limites da APA da Baleia Franca podem ser considerados como referência geográfica, com presença somente nos meses de inverno.

O Cachalote pode ser considerado como um CVA difuso, mas sua área de ocorrência deve ser revista (500-3000 m) e devem ser considerados períodos de verão e inverno.

Resposta/Esclarecimento: Os referidos CVAs foram assim redefinidos:

- *Baleia Franca: Distribuição fixa, com ocorrência limitada a área da APA da Baleia Franca, nos meses de inverno;*
- *Baleia-Jubarte: Distribuição difusa, com área de ocorrência entre a linha de costa até a isóbata de 3.000 metros, nos meses de inverno;*
- *Cachalote: Distribuição difusa, com área de ocorrência entre as isóbatas de 500 e 3.000 metros, nos meses de verão e inverno.*

No Anexo II.10.4.2-A, são apresentados os mapas que ilustram as áreas de ocorrência para esses CVAs e a interseção dessas com a área potencialmente afetada por óleo.

5) CETÁCEOS – BOTO-CINZA E TONINHA

*Este CVA foi considerado como difuso, com limite batimétrico definido em 50 m de profundidade, o que é aceitável apenas para o “boto-cinza” (*Sotalia guianensis*).*

A área de ocorrência de Toninha (*Pontoporia blainvillei*) na região de interesse poderia ser refinada, considerando a existência de um hiato entre Macaé/RJ e Ubatuba/SP, onde a espécie não é encontrada.

Reeves et al. (2014), com base em diversos trabalhos, apontam a existência de uma subpopulação de *P. blainvillei* na região costeira de São Paulo e Paraná geneticamente distinta das demais populações descritas a norte, no Rio de Janeiro e Espírito Santo, e a sul, do Rio Grande do Sul até o norte da Argentina, consistente com diferenças encontradas em dados morfológicos.

Isso, aliado a seu conhecido hábito estritamente costeiro, justifica a consideração da espécie como um CVA único, fixo, com áreas de ocorrência definidas.

Resposta/Esclarecimento: Os referidos CVAs foram assim redefinidos:

- *Boto-Cinza*: Distribuição difusa, com ocorrência entre a linha de costa e a isóbata de 50 metros;
- *Toninha*: Distribuição fixa, com área de ocorrência definida a partir dos seguintes critérios: i) Limite batimétrico de 50 m; ii) Hiato (não ocorrência) entre Macaé/RJ e Ubatuba/SP; iii) Subpopulação na região costeira de SP e PR; iv) Região da Baía da Babitonga (SC) e de Albardão (RS), onde há propostas de delimitação de UCs para proteger a espécie.

No **Anexo II.10.4.2-A**, são apresentados os mapas que ilustram as áreas de ocorrência para esses CVAs e a interseção dessas com a área potencialmente afetada por óleo.

Para os três CVAs propostos para cetáceos foi utilizado o tempo de recuperação de 10 anos, conforme consta da página 178/403, “de forma conservativa, frente às informações levantadas e à carência de estudos mais específicos”.

Os argumentos apresentados no EIA não suportam a afirmação de que o tempo de recuperação de 10 anos é conservativo. Neste sentido, registra-se que existem referências indicando que, em determinadas situações, o tempo de recuperação pode ser maior que o utilizado. Matkin et al. (2008), por exemplo,

demonstraram que orcas não são capazes de detectar ou evitar petróleo na superfície da água provavelmente pela ausência de um sistema olfativo e são, portanto, suscetíveis a inalação de vapores e / ou óleo, contato com a pele. Ainda neste estudo, os autores afirmam que mesmo sob condições ideais, a recuperação destas populações pode levar décadas ou para populações residentes, levar à extinção. No acidente com o navio Exxon Valdez, foram observadas baleias nadando nas manchas de óleo e quase todas morreram logo após o vazamento ou no inverno seguinte provavelmente por ingestão direta ou indireta ou por inalação de vapores. Espera-se que a recuperação total ocorra após décadas caso o recrutamento continue positivo e mortes inesperadas não ocorram (disponível em <http://www.evostc.state.ak.us/index.cfm?FA=status.orca>. Acessado em dezembro de 2013).

Solicita-se, portanto, que o tempo de recuperação seja reavaliado e adequadamente justificado para cada um dos CVAs que tratam de cetáceos.

Resposta/Esclarecimento: *No que diz respeito aos tempos de recuperação, para os cetáceos de grande porte, pode-se supor que apenas alguns indivíduos seriam afetados pelo derrame (por conta dos grupos serem menores e perfazerem grandes deslocamentos). Porém, devido a características reprodutivas, de crescimento, entre outras, o tempo de recuperação de suas populações seria grande. Para os cetáceos de menor porte, pelo hábito costeiro e maior agrupamento, um número maior de indivíduos poderia ser afetado (o comportamento de evitar a mancha foi verificado em cativeiro, mas há evidências de nem sempre ocorrer no ambiente natural – SMULTEA & WURSIG, 1995). Então, apesar das características reprodutivas e de crescimento favorecerem uma recuperação individual mais rápida (sobretudo para as toninhas), as populações de pequenos cetáceos sofreriam maiores perdas e portanto poderiam demorar mais do que o esperado para se recompor.*

Outros aspectos a serem considerados na estimativa do tempo de recuperação de cetáceos a derrames de óleo seriam: 1) o tempo para as fêmeas atingirem a maturidade sexual e gerarem filhotes (variando de 3 anos para toninhas até 13 anos para cachalotes e baleias-de-Bryde); 2) o período de gestação (de 11 meses para a maioria dos cetáceos até 16 meses para

cachalotes); e 3) os intervalos entre nascimentos (de 1 ano para toninhas a 6 anos para cachalotes). Esses tempos são variáveis relevantes para o cálculo da taxa de renovação das populações, podendo fornecer pistas em relação ao tempo mínimo necessário para a população iniciar o processo de recuperação após o evento acidental, se outros estressores não entrarem em cena.

A partir dos argumentos elencados acima, foram reavaliados e adotados tempos de recuperação específicos em função do porte e hábitos de cada CVA de cetáceos, a saber:

- Baleias Franca, Jubarte, Cachalote e Bryde: **20 anos**;
- Boto-Cinza: **10 anos**;
- Toninha: **15 anos**.

6) AVES MARINHAS

Apesar da discussão apresentada salientar as diferenças entre os grupos de aves oceânicas (Procellariiformes, Sphenisciformes) e costeiras (Pelecaniformes, Charadriiformes), ambos foram considerados conjuntamente no CVA Aves Marinhas e definidos como difusos, na página 249/403, “uma vez que as populações destas espécies ocorrem em toda a área de interesse. Mesmo com locais conhecidos e próprios de ninhais, pelas peculiaridades deste empreendimento offshore, as aves que estão difusas por toda a área da mancha, seja para repouso ou alimentação, estão mais vulneráveis a serem atingidas em caso de possíveis acidentes, com maiores probabilidades na área oceânica que na costeira”.

Entretanto, com base nas informações apresentadas no próprio estudo, ficam evidentes as diferenças entre os grupos oceânicos e costeiros, tanto com relação à área de ocorrência e uso do habitat, quanto no que se refere aos ciclos de vida. Assim, a melhor abordagem é separar o CVA Aves Marinhas em dois, agrupando as espécies oceânicas e as espécies costeiras em CVA distintos.

Da mesma forma, é pertinente considerar o CVA Aves Marinhas Costeiras como fixo, visto que as espécies incluídas no grupo estão basicamente restritas às ilhas costeiras do litoral Sul/Sudeste do país, não havendo razão para considerar toda a área da Bacia de Santos como de ocorrência destas espécies.

Resposta/Esclarecimento: Na revisão dos cálculos dos riscos ambientais o CVA Aves Marinhas foi subdividido em dois grupos, Aves Oceânicas e Aves Costeiras, sendo este último considerado como CVA fixo. O mesmo foi representado no **Anexo II.10.4.2-A**, em 14 mapas onde as áreas de ocorrência das aves marinhas costeiras estão inseridas nos 7 cenários de vazamentos avaliados, cada um deles no verão e inverno. As áreas de ocorrência e maior concentração foram associadas às ilhas costeiras de toda a área potencialmente afetada pelo óleo.

Com relação ao tempo de recuperação, na página 247/403, é proposto “de forma conservadora” o tempo de 10 anos. No entanto, a própria discussão apresentada para embasar o tempo de recuperação utilizado menciona estudos – Kingston (2002) e Wiens (2004) – que relatam tempo de recuperação de até 12 anos.

Pelo exposto, solicita-se que o tempo de recuperação seja reavaliado e adequadamente justificado, de forma separada para os dois CVA.

Resposta/Esclarecimento: Na revisão dos cálculos dos riscos ambientais os CVAs foram separados e os tempos de recuperação reavaliados.

A Petrobras esclarece que a menção a tempos de recuperação maiores foi baseada na citação de um trabalho de Piatt et al.(1990), onde é feita uma suposição sobre as população de airo ou arau-comum (*Uria aalge*), e no entanto, cita também, que a abundância dessas aves foi observada em níveis semelhantes as anteriores ao derrame do Exxon Valdez (estimativas históricas) segundo outros estudos (Wiens, 1995). Portanto, é uma suposição contraditória com dados reais publicados na literatura especializada.

Sabe-se que considerando o levantamento das informações disponíveis na literatura, é muito difícil estabelecer um tempo de recuperação para as aves marinhas como um todo, diante da enorme variedade de cenários possíveis. No entanto, considerando os relatos de Irons et al. (2000), Kingston, 2002; Carter et al., 2003, Peterson et al. (2003), Barros et al (2014), Moreno et al. (2013) e Wiens (2004), observa-se que **10 anos** é um tempo de recuperação justificável para aves marinhas costeiras contaminadas por vazamentos de óleo, e portanto adotado para o presente estudo.

Visando atender a solicitação do parecer técnico, uma vez que as Aves Marinhas Oceânicas podem ser consideradas mais sensíveis em relação às aves costeiras, especialmente se afetadas por vazamentos de óleo em épocas de maior adensamento das populações (períodos reprodutivos e migratórios), adotou-se o tempo de recuperação de **12 anos** para este CVA.

7) PEIXES

Este CVA foi considerado como difuso, uma vez que as populações estão dispersas por toda a área considerada, o que é satisfatório. Ressalta-se que, alternativamente, este CVA poderia ser dividido entre peixes costeiros e oceânicos, abordagem já apresentada em outros estudos da empresa, visto que diversas espécies de interesse habitam exclusivamente uma ou outra área, apresentando diferenças significativas em diversos aspectos biológicos. Na página 253/403, indica-se o tempo de recuperação de 1 ano, ao partir do pressuposto que: “o estágio de vida mais vulnerável desse CVA é o de ovos e larvas,(e que) a recuperação dos estoques pesqueiros após um vazamento dependerá da renovação do ictioplâncton”.

No entanto, a própria discussão apresentada para embasar o tempo de recuperação utilizado menciona estudos – e.g.: IPIECA (2000) e Peterson et al. (2003) – que relatam tempo de recuperação superior a 1 ano. Assim, solicita-se que o tempo de recuperação seja classificado, de forma conservadora, como 3 anos.

Resposta/Esclarecimento: *A Petrobras esclarece que a referência Peterson et al. (2003) cita efeitos subletais (biomarcadores), além de citar o estudo de Bue et al.(1998) no qual foi verificada uma maior mortalidade em ovos de salmão oriundos de riachos contaminados com óleo até 4 anos depois. Entretanto, este não parece ser um caso provável de acontecer, tendo em vista a distância da costa do empreendimento, diferentemente do caso do Exxon Valdez. No estudo não foi discutido se houve efeitos populacionais, sendo relatadas observações de laboratório relativas à mortalidade dos ovos coletados nesses riachos. Além disso, várias outras citações bibliográficas corroboram o tempo de recuperação de até 1 ano (Straughan, 1971; Grainger et al, 1984; Moldan et al, 1985; Lancaster et al.,*

1985; Sánchez et al., 2006; Fodrie & Heck-Jr, 2011). Entretanto, a fim de atender a solicitação do órgão ambiental, na revisão do item II.10.6 (Relação Tempo de Recuperação/Tempo de Ocorrência), apresentada no **Anexo II.10.5-A**, o tempo de recuperação do CVA Peixes foi redefinido para **3 anos**.

8) PRAIAS ARENOSAS

Considera-se a abordagem apresentada adequada. No entanto, a empresa deve esclarecer se foram consideradas as praias existentes em todas as ilhas passíveis de serem atingidas. Tais praias devem ser incluídas na análise, pois podem apresentar maior probabilidade de toque de óleo.

Resposta/Esclarecimento: Destaca-se que na área ocorrem várias dezenas de ilhas costeiras. Apesar da grande maioria das praias estarem no continente, também ocorrem em diversas destas ilhas na área potencialmente afetada. Considerando que a maioria das ilhas se concentra mais fortemente entre Rio de Janeiro e Santa Catarina, este é o trecho mais representativo de praias insulares. Dentre as ilhas com presença do ambiente praial mais relevante pode-se citar:

- Ilha de Paquetá RJ
- Ilha do Governador RJ
- Ilha de Jurubaiba RJ
- Ilha de Itacuruçá RJ
- Ilha de Jaguanum RJ
- Ilha da Marambaia RJ
- Ilha da Jipoia RJ
- Ilha Grande RJ
- Ilhabela SP
- Ilha do Guarujá SP
- Ilha de Cananéia SP
- Ilha do Cardoso SP
- Ilha do Mel PR
- Ilha de Florianópolis SC

A principal base de dados utilizada para a identificação das praias foram as cartas táticas e operacionais do Atlas de Sensibilidade da Bacia de Santos (MMA, 2007). Todas as praias insulares registradas no referido Atlas foram incorporadas no presente estudo. Pequenas feições praias não foram representadas no mapa por limitações de escala (maior escala = 1:50.000).

O tempo de recuperação adotado foi de 3 anos. Este tempo de recuperação, no entanto, não está de acordo com as informações apresentadas, que abordam não apenas praias com elevado hidrodinamismo, mas também praias semiabrigadas, abrigadas e lamosas de baixo declive “nas dezenas de enseadas e baías ao longo da costa”, inclusive “nas áreas com as maiores probabilidades de toque”.

Resposta/Esclarecimento: O CVA “praias” está sendo apresentado aqui de forma mais restrita como “praias arenosas”, de modo a excluir da proposição de tempo os registros de praias de seixos e matacões, que não são comuns no Brasil. Adicionalmente, foi considerada também apenas a porção entre marés. Esclarecemos que o tempo proposto considera análise de literatura com casos de acidentes para praias abrigadas ou expostas. O indicador estabelecido para estimar o tempo de recuperação foi seu grupo biológico residente mais conspícuo e componente chave: a comunidade bentônica (macro e meiofauna).

Nos estudos consultados, o intervalo de tempo de recuperação teve como tempo mínimo a condição de não ter havido impacto significativo, sendo aqui considerado como o período de um mês (Matuella, 2007), e o máximo igual ao período de cinco anos (Bodin, 1988).

O tempo máximo proposto de três anos levou em conta que metade dos estudos indicou tempos de no máximo um ano e mais de 85% dos casos válidos considerados tiveram um tempo de recuperação de até dois anos. Assim, o tempo de três anos seria somente para cenários bastante críticos.

Tampouco a discussão apresentada suporta a afirmação de que “procedimentos eficientes de limpeza minimizam danos adicionais e aceleram a recuperação”. Ao contrário, conforme afirmado na própria discussão do CVA: “os procedimentos de limpeza de praias podem agravar os danos ambientais do

acidente (CETESB, 2002 e 2013, LOPES et al., 2007, CANTAGALO et al., 2007). (...) Portanto, segundo os autores acima citados, as medidas de limpeza adotadas podem contribuir para a elevação do tempo de recuperação de praias afetadas por vazamentos de óleo”.

Resposta/Esclarecimento: *A Petrobras esclarece que a análise da literatura aponta que procedimentos de limpeza inadequados podem impactar a recuperação de um dado ambiente, assim como medidas adequadas podem auxiliar na redução do tempo. Devido à disponibilidade de água, alimento e oxigênio, é na camada superficial (ou seja, nos primeiros 10 cm de areia) que se concentra a maior densidade de organismos. Assim, a retirada desta camada tem impacto sobre os organismos, mas sem ações de limpeza, a persistência do óleo em substrato com granulometria mais grossa é maior e pode se tornar uma fonte de contaminação. Assim para remoção deste substrato contaminado, há métodos menos impactantes que outros. O comentário foi genérico, indicando a importância de conhecer métodos mais adequados para cada ambiente.*

Concluindo que “Basicamente o tempo de recuperação de praias afetadas por vazamentos está associado principalmente com o hidrodinamismo. Praias batidas pelas ondas tendem a ter recuperação mais rápida do que praias abrigadas, quando o tempo de recuperação pode ser de vários anos (MICHEL et al., 1992; IPIECA, 2000)”.

Assim, uma vez que não houve a diferenciação entre as praias atingidas, uma abordagem conservadora deve considerar os tempos de recuperação para as praias abrigadas.

Referências apresentadas na própria caracterização do CVA – e.g.: Michel et al. (1992) – indicam tempos de recuperação superiores a 10 anos. Solicita-se, portanto, que o tempo de recuperação adotado para este CVA seja 10 anos.

Resposta/Esclarecimento: *O hidrodinamismo é um fator importante para permanência do óleo quando comparadas praias exposta e abrigadas, mas o indicador usado é a fauna do substrato (bentos). Esclarecemos que o tempo proposto considerou a análise de literatura com estudos referentes tanto a praias abrigadas como expostas.*

O indicador estabelecido para estimar o tempo de recuperação foi seu grupo biológico residente mais conspícuo e componente chave: a comunidade bentônica (macro e meiofauna). Em geral, tanto a macrofauna quanto a meiofauna apresentam elevada capacidade reprodutiva, ciclo de vida curto e recrutamento larval pelágico, apresentando, portanto, potencial para uma rápida colonização do substrato após distúrbios. Os componentes da meiofauna, que apresentam ciclo de vida bastante curto, em geral, apresentam rápida recuperação após impactos agudos por óleo, na escala de semanas ou meses. A macrofauna, por sua vez, apresenta um ciclo de vida um pouco mais longo, em geral de um ano ou pouco mais, o que resulta em um tempo de recuperação maior que o da meiofauna.

A análise de vários estudos sobre praias indica que período de quatro a 12 meses engloba a maioria dos casos (Fricke et al., 1981; McLachlan & Harty, 1982; Moore et al., 1997; Ansari & Ingle, 2002; Jones, 2003). Blaylock & Houghton (1989) que apresentou o tempo máximo de três anos considerando a macrofauna, baseou-se em observações de campo. Apesar de, em termos gerais, a meiofauna apresentar uma recuperação mais rápida, comparativamente à macrofauna, esta última apresentou também o menor tempo registrado (Matuella, 2007).

Importante ressaltar que os tempos máximos, superiores a 3 anos estão associados a acidentes onde resíduos asfálticos foram observados após o acidente onde não houve nenhum tipo de resposta ou limpeza (Michel et al, 1992), o que não significa necessariamente que as comunidades deste ambiente não tenham se recuperado em termos de riqueza e diversidade. O tempo proposto de 10 anos, é um tempo muito maior que os encontrados em estudos até de longo prazo, que indicam recuperação em até 5 anos considerando o grupo faunístico e não a falta de retirada do óleo, em acidentes sem limpeza.

Em atendimento ao solicitado no parecer adotou-se na revisão do item II.10.6 (Relação Tempo de Recuperação/Tempo de Ocorrência), apresentada no **Anexo II.10.5-A**, de forma conservativa, o tempo de recuperação de **10 anos** para as praias em caso de contaminação com óleo.

9) COSTÕES ROCHOSOS

As informações apresentadas na caracterização do CVA são satisfatórias. Por outro lado, o tempo de recuperação adotado – 3 anos – foi baseado em apenas uma referência. Ainda que o referido trabalho seja “uma ampla pesquisa bibliográfica”, diversos outros trabalhos citados neste tópico apontam tempos de recuperação superiores. Mesmo considerando costões rochosos expostos, que apresentam recuperação mais rápida, “a recuperação às condições normais de equilíbrio, demora de 1 a 5 anos, mas a completa recuperação pode demorar muitos anos em situações extremas, onde grandes áreas são afetadas”, conforme trabalho de Dicks (1999), citado no Estudo.

Assim, por não ser feita distinção entre costões expostos e abrigados no CVA considerado, solicita-se que seja considerado um tempo de recuperação de 10 anos, compatível com ambientes abrigados.

Resposta/Esclarecimento: O CVA “costões rochosos” (zona entre marés) tem como indicador para estimar o tempo de recuperação do seu grupo biológico residente mais conspicuo e estruturante: a comunidade bentônica composta pelas macroalgas e o macrobentos. A recuperação do ambiente de costão rochoso após um acidente é facilitada pelo fato de a maioria das suas espécies terem fases larvais planctônicas, trazidas por correntes e marés, favorecendo a recolonização do ambiente e a recuperação desses ecossistemas (BAKER et al., 1990).

O atlas de Sensibilidade para a Bacia de Santos (2007), indica que a maior parte dos costões rochosos do litoral dos estados do RJ, SP, PR e SC são predominante de costões expostos (64,4%) e apenas cerca de 3,7% são de costões abrigados, sendo que no Paraná representam menos de 1% das feições costeira do estado. Costões expostos têm tempos de recuperação muito menores (geralmente menos de 1 ano), já que as ondas, efetivas na limpeza natural, protegem os organismos do recobrimento físico além de reduzirem o tempo de permanência do contaminante no ambiente. Sell et al. (1995) realizaram uma ampla pesquisa bibliográfica e concluíram que 3 anos seria o tempo máximo de recuperação para qualquer costão rochoso em um caso típico de derrame. Na análise de literatura considerou-se tanto costões exposto como abrigados. Alguns

poucos casos extremos foram excluídos da estimativa de tempo de recuperação proposta por estes autores, pois, segundo os mesmos não são representativos, assumindo que alguns meses deveriam ser somados a esses 3 anos para áreas mais abrigadas.

A grande maioria dos casos avaliados apresentou um intervalo de tempo de um a três anos de recuperação. Skalski et al. (2001) fizeram um estudo muito consistente a partir de nove anos de dados de monitoramento da zona entremarés afetada pelo derrame do Exxon Valdez e também verificaram que o período de 2 a 3 anos seria o tempo necessário para a recuperação da biota dos costões rochosos, quando comparada às áreas de referência.

*Conforme exposto acima, o tempo de recuperação de 3 anos foi adotado considerando também áreas abrigadas e de acordo com a literatura disponível. Entretanto, apenas em atendimento à solicitação do órgão ambiental, na revisão do item II.10.6 (Relação Tempo de Recuperação/Tempo de Ocorrência), apresentada no **Anexo II.10.5-A**, foi adotado o tempo de recuperação de 10 anos.*

10) MANGUEZAIS

As informações apresentadas na caracterização do CVA são satisfatórias. Foi adotado o tempo de recuperação de 20 anos “considerando a possibilidade de adoção de procedimentos adequados de limpeza, que não gerem danos adicionais. Outro aspecto relevante é o tempo de mais de 72 h de deriva até o toque do óleo na costa, resultando na efetiva redução do potencial tóxico do óleo pelo intemperismo (SNEDAKER et al., 1997)”, conforme indicado na página 311/403.

Resposta/Esclarecimento: O componente ambiental do ecossistema manguezal considerado aqui para avaliação da recuperação a um derrame de óleo foi a vegetação, devido ao seu aspecto estruturante e por ser o componente biológico com o maior tempo de recuperação no sistema, já que os invertebrados se recuperam bem mais rápido (NOAA, 2002; Getter & Lewis, 2003). O tempo estimado foi baseado nos estudos que consideram este indicador.

No entanto, não há suporte na discussão apresentada para se considerar a adoção de procedimentos de limpeza adequados ou o intemperismo do óleo

como fatores que reduzam o tempo de recuperação.

Ao contrário, é indicado, na página 309/403, que estes “são ambientes com fortes restrições aos processos de limpeza, os quais podem resultar em danos adicionais severos (API, 1985; LOPES et al., 2006; DEVIDS, 2007)”.

Resposta/Esclarecimento: O comentário sobre procedimentos de limpeza, teve como objetivo demonstrar a importância deste no processo de recuperação e a escolha por aqueles de menor impacto. O tempo estimado considerou a análise de literatura que inclui casos distintos, não sendo premissa a adoção de procedimentos de limpeza adequados ou intemperismo do óleo para estimar, mas apenas ressaltar que pode ser menor o tempo de recuperação estimado.

São ainda apresentadas diversas referências – Michel et al., 1992; IPIECA, 1993; Burns et al. 1993; Burns et al., 1994; Dicks, 1999; Streever, 2000; API, 2001; Kathiresan et al., 2001; Lopes et al., 2006, entre outros – que indicam que esta recuperação pode durar décadas.

Solicita-se, portanto, que o tempo de recuperação seja revisto para, pelo menos, maior que 30 anos, e adequadamente justificado.

Resposta/Esclarecimento: Dados presentes na literatura científica sobre recuperação de manguezais após terem sido atingidos por diversos tipos de óleo (pesados a leves), em vários locais do mundo, revelam um tempo de recuperação longo, mas muito variável (NADEAU & BERGQUIST, 1977; GILFILLAN et al. 1981; LEWIS, 1983, 1979; BALLOU & LEWIS 1989; TEAS et al. 1989; BURNS et al., 1993; GARRITY et al. 1994; LEVINGS et al. 1995, 1997; DUKE et al. 1997; LAMPARELLI et al. 1997; MUNOZ et al. 1997; WARDROP et al., 1997; BURNS & CODI, 1998; ELLISON et al., 1999; MICHEL, 2001; WILKINSON et al. 2001; HOFF, 2002; NOAA, 2002; SOARES, 2006).

A grande maioria das avaliações indica períodos de no máximo 25 anos para uma efetiva recuperação dos manguezais após terem sido atingidos por óleo (MICHEL & HAYES, 1992; ODUM et al., 1975; DUKE et al., 1999; KATHIRESAN et al., 2001; LOPES et al., 2006, DICKS, 1999).

Burns et al. (1993; 1994), defendem que pelo menos 20 anos são necessários para a recuperação de manguezais afetados pelos impactos tóxicos de vazamentos catastróficos. Streever (2000) afirma que o bosque de mangue

pode se autorreparar na faixa entre 15 a 30 anos, se os fluxos hidrodinâmicos não forem interrompidos e as vias de dispersão dos propágulos não sejam bloqueadas. Getter & Lewis (2003) indicaram um período de tempo de recuperação com intervalo entre 6 a 25 anos. Esses autores mencionam que o tempo mais longo (29 anos) estaria associado a múltiplos eventos (repetição do impacto), inclusive considerando impactos de furacões posteriormente aos acidentes.

Kathiresan et al. (2001) apud (Lopes, 2006) citam vazamentos em manguezais no Panamá, onde se espera que sejam necessários pelo menos vinte anos para a sua recuperação, o que também é defendido por Burns et al. (1993), Santos et al. (2012) e Snedacker et al. (1997), que associam o longo tempo de recuperação à longa persistência do óleo nos sedimentos anóxicos do manguezal.

Santos et al. (2012) e Kathiresan et al. (2001) indicam no entanto, que tanto a severidade dos impactos como os processos de recuperação não são homogêneos, variando entre a franja externa e as áreas mais internas do bosque. Essa variação está associada principalmente ao tempo de permanência do óleo, capacidade de renovação das águas e transporte do sedimento para o mar, que diferem nestas zonas. Assim, dentro de um manguezal, as taxas de recuperação ocorrem em tempos distintos.

De acordo com Duke et al. (1999), Brito et al. (2009) e Santos et al. (2012), considerando o cenário mais agressivo, nas zonas intermareais internas do bosque (low and mid-intertidal zones), a recuperação pode ser significativamente longa, sendo o resultado mais bem fundamentado chegando a 36 anos para manguezais da Austrália e do Panamá. Jackson et al. (2000) reportam o grande range temporal no processo de recuperação dos manguezais, o que, segundo os autores, está relacionado com os vários parâmetros que determinam a severidade dos eventos acidentais (tipo, volume do óleo, condições do vazamento e características do manguezal atingido).

Nesse contexto, ressalta-se que um dos principais fatores determinantes do processo de recuperação é a redução das concentrações dos hidrocarbonetos no ambiente, especialmente no sedimento, para que a efetiva recuperação estrutural e funcional da comunidade possa ocorrer.

No presente cenário, um aspecto relevante é o longo tempo de deriva previsto (mais de 72 h) até o toque do óleo na costa, resultando na efetiva redução do potencial tóxico do óleo pelo intemperismo (SNEDAKER et al., 1997). No entanto, este intemperismo acaba elevando a densidade e viscosidade do óleo que chega ao manguezal, potencializando seu efeito físico (recobrimento). Diante de todo este cenário avaliado na literatura científica, foi adotado de forma conservadora na revisão do item II.10.6 (Relação Tempo de Recuperação/Tempo de Ocorrência), apresentada no **Anexo II.10.5-A**, o tempo de **35 anos** para a recuperação do CVA Manguezais, considerando inclusive as limitações existentes quanto aos procedimentos de limpeza, que não gerem danos adicionais, neste ambiente.

11) MARISMAS

As informações apresentadas na caracterização do CVA são satisfatórias. Entretanto, o tempo de recuperação adotado, de 7 anos, utiliza premissas contraditórias com algumas das informações apresentadas na discussão.

Principalmente, quando é argumentado, na página 321/403, que a definição deste tempo de recuperação “pressupõe-se também a utilização de técnicas de limpeza adequadas e de recuperação de marismas”, ainda que reconhecidamente a limpeza possa ser contraproducente, conforme destacado pela própria empresa na página 319/403, “uma vez que diversas técnicas são prejudiciais ao ecossistema causando danos adicionais”. Portanto não há garantias de que as técnicas utilizadas, que não foram detalhadas, terão efeito positivo na recuperação do ambiente afetado.

A empresa também faz referência à redução da toxicidade do óleo, que chegaria intemperizado a esses ambientes, dado o tempo estimado de toque. Entretanto, conforme também apresentado no Estudo, na página 319/403, o recobrimento de folhas e outras estruturas das plantas pelo óleo com maior viscosidade pode ser considerado um impacto mais deletério, pois causa “severos danos no bosque de marisma (...) interrompendo suas trocas gasosas e processos fotossintéticos”.

Além disso, várias referências apresentadas – Krebs & Burns (1978); Burns & Teal (1979); NRC (2003); Lopes et al (2006) – indicam tempos de recuperação bastante superiores ao proposto, até “mais de 20 anos”.

Entende-se assim que o tempo de recuperação de 7 anos é pouco conservativo, devendo ser revisto, para, pelo menos, maior que 20 anos, e adequadamente justificado.

Resposta/Esclarecimento: *Primeiramente, deve-se esclarecer que o intemperismo reduz a toxicidade, mas aumenta a viscosidade e densidade, potencializando o efeito físico de recobrimento sobre o bosque e, ainda, que as técnicas de limpeza de marismas são extremamente restritas. Portanto, o tempo de recuperação adotado considerou os cenários críticos encontrados na literatura, que por sua vez considera os diferentes procedimentos de limpeza.*

Em relação ao tempo de recuperação das marismas afetadas pelo óleo, sabe-se que esse tende a ser menor do que em manguezais (SNEDAKER et al., 1996), devido a sua estrutura sistêmica ser proporcionalmente menos complexa e também pelo fato das gramíneas do bosque de marisma terem uma taxa de crescimento e recuperação mais rápidos, devido ao crescimento vegetativo por estolão.

Conforme relatório do IPIECA (1994), em cenários de contaminação leve a moderada, apesar dos impactos serem perceptíveis em curto prazo, em 1 ou 2 anos observa-se efetiva recuperação do habitat, desde que grandes volumes de óleo não sejam incorporados no sedimento.

O relatório do NRC (2003), descreve estudos em vários bosques de marisma afetados por óleo, com tempos de recuperação acima de 5 anos, com casos como o do acidente com o navio Metula, no Chile, onde os bosques demoraram mais de 20 anos para se recuperar.

Hester & Mendelssohn (2000) realizaram um estudo de longo prazo para verificação da recuperação de marismas na região de Louisiana (Estados Unidos da América) e constataram um tempo de recuperação de 4 anos para a vegetação.

Sell et al. (1995) num estudo de revisão de literatura verificaram a partir da comparação de dados de áreas com e sem limpeza, que o tempo de recuperação era de 36 a 60 meses (média de 48 meses) para os que não foram limpos e de 60 a 84 meses (média de 72 meses) para os que sofreram algum tipo de limpeza. Estes autores concluíram que 5 anos seria o tempo máximo de recuperação para marismas em um caso típico de derrame, correspondendo a 75% dos casos avaliados.

*Wolinski et al. (2011) estudaram os efeitos e o tempo de recuperação da vegetação de *Spartina alterniflora* em simulações de derrame de óleo (Bunker MF-180) no campo em marismas na baía de Paranaguá (Brasil) aplicando técnicas de corte de vegetação e mantendo uma área como controle. Esses autores verificaram que, independente do tratamento (corte ou não), as áreas impactadas se recuperaram completamente em 6 a 8 meses.*

Com relação às consequências dos métodos de limpeza, estes em geral exacerbam os danos (BAKER,1971 apud FREEDMAN,1995; LIN et al., 1999). O uso de maquinário pesado e de técnicas agressivas de remoção de vegetação e sedimento podem causar problemas sérios, sendo muitas vezes, a limpeza natural a melhor opção (IPIECA, 1994).

Procedimentos adequados de limpeza, considerando inclusive a limpeza natural, podem por outro lado favorecer o bosque, reduzindo o tempo de recuperação (IPIECA, 1994, LOPES et al., 2006, DEVIDS, 2007). Além disso, diversas técnicas têm sido desenvolvidas e aplicadas com sucesso na recuperação de bosques de marismas (fertilização, fitorremediação, biorremediação, plantio, etc.), o que deve ser considerado como alternativa para acelerar a recuperação destes ecossistemas (KREBS & TANNER 1981, IPIECA, 1991, LIN et al., 1998, PROFFITT, 1998, JACKSON et al., 1999) entre outros. Hoff (1995) aponta ainda que os tempos mais curtos, por sua vez, estão associados a climas mais quentes, grau de contaminação de leve a moderado, óleos crus leves ou médios, além de limpeza menos agressiva ou até mesmo nenhuma.

Considerando a análise da literatura, com vários casos de acidentes e diversos procedimentos de limpeza, o tipo de vegetação predominante (gramínea)

e o clima do Brasil mais quente foi adotado o tempo de recuperação de 7 anos. Entretanto, em atendimento à solicitação do órgão ambiental de adoção de tempo superior a 20 anos, na revisão do item II.10.6 (Relação Tempo de Recuperação/Tempo de Ocorrência) apresentada no **Anexo II.10.5-A**, foi considerado o tempo de recuperação de 25 anos, extremamente conservador face aos registros da literatura, mesmo considerando as limitações intrínsecas ao ambiente quanto às possibilidades de limpeza.

II.10.5 - Cálculo dos Riscos Ambientais

A análise das modelagens se encontram na análise do Capítulo II.6 (Avaliação de Impacto Ambiental) itemizados de acordo com o apresentado no EIA. As revisões da análise de risco são dependentes das solicitações da modelagem que devem ser consideradas.

Resposta/Esclarecimentos: A PETROBRAS esclarece que protocolou em 06/06/2014 resposta parcial ao PT Nº190/14, onde respondeu aos questionamentos sobre a modelagem apresentada e prestou os esclarecimentos solicitados, não sendo necessária a revisão dos resultados apresentados na Revisão 0 do EIA do Projeto Etapa 2 quanto à modelagem.

O cálculo de riscos ambientais desenvolvido pelo empreendedor considera:

- Cenários de vazamento de diesel das embarcações responsáveis pela instalação dos gasodutos, tomando por origem da modelagem o ponto central do gasoduto Lula N – Franco NE;*
- 13 Desenvolvimentos da Produção operando simultaneamente;*
- 11 Componentes com Valor Ambiental;*
- Condições de verão e inverno;*
- Faixas de volumes para óleo cru de 8 m³, 200 m³ e Pior Caso (400.000m³) e para óleo diesel de 8 m³, 200 m³ e 1500 m³.*

Foram destacados como CVAs difusos Plâncton, Quelônios, Cetáceos de grande e pequeno porte, aves marinhas e peixes. Como CVAs fixos foram identificados praias, costões rochosos, manguezais e marismas.

De uma forma geral, a metodologia sugerida pelo IBAMA no Termo de Referência foi desenvolvida pelo empreendedor de forma pertinente. No entanto, os resultados apresentam distorções e, assim sendo, os cálculos dos Riscos Ambientais deverão ser reapresentados considerando:

- No que diz respeito à sazonalidade, os cálculos para o período de inverno devem ser efetuados em separado dos cálculos para o período de verão, produzindo dois resultados distintos: um valor de risco para o inverno e um valor de risco para o verão. Tal recomendação se propagou por vários estudos anteriores do mesmo empreendedor.*
- As observações desta Coordenação Geral quanto aos tempos de recuperação dos CVAs e modelagem devem ser incorporadas. Também por ser discussão recorrente, estudos anteriores já indicam quais as posições da CGPEG quanto aos tempos de recuperação de determinados CVAs. Frente a este posicionamento já conhecido, apresentar algo que destoe acaba por se tornar um debate de teses em hora inapropriada, contribuindo para o atraso da conclusão quanto à viabilidade do empreendimento.*

Resposta/Esclarecimento: *A Petrobras esclarece que apesar de não ter identificado distorções nos cálculos apresentados, os mesmos foram revisados visando não apenas considerar a sazonalidade separando os valores de risco para inverno e verão (aspecto não explícito no TR), como também pela alteração das áreas de ocorrência e desagrupamento de grandes grupos dos CVAs (Aves e Cetáceos), conforme indicado em respostas ao item II.10.4. A revisão dos Cálculos dos Riscos Ambientais é apresentada no **Anexo II.10.5-A** desta resposta.*

Uma vez que a CGPEG tem posições claras sobre os tempos de recuperação a serem adotados nos estudos, seria mais efetivo se o Termo de Referência (ou uma Nota Técnica) indicasse objetivamente estes tempos, ao menos para os principais CVAs, o que evitaria o debate supra citado.

II.10.6 - Relação Tempo de Recuperação / Tempo de Ocorrência

O “Quadro II.10.6.2-1 – Índice de Tolerabilidade (%) para os CVAs, por fase do empreendimento e faixa de volume”, na página 364/403, apresenta a síntese dos Índices de Tolerabilidade (IT)s por fase do empreendimento (instalação de gasodutos e operação dos DPs), e por faixa de volume.

Esta relação é função dos tempos de recuperação determinados para os CVAs e dos próprios resultados dos cálculos do risco ambiental. Portanto, sua análise fica prejudicada até que se façam os ajustes sinalizados neste Parecer Técnico.

Resposta/Esclarecimento: Da mesma maneira que apresentado para os cálculos dos riscos ambientais, o **Anexo II.10.5-A** também apresenta a revisão dos cálculos do item II.10.6 em função da atualização dos tempo de recuperação, conforme indicado nas respostas acima apresentadas para o item II.10.4.2.

II.10.7 - Revisão do Estudo de Análise de Riscos

Em razão das divergências em relação aos tempos de recuperação, critérios de modelagem, que influenciam nos valores das probabilidades de toque e do próprio risco calculado, sabe-se de antemão que os riscos relativos a alguns CVAs poderão atingir até mesmo a região de intolerabilidade.

Tais resultados, embora não indiquem a inviabilidade do empreendimento e nem mesmo alterações significativas do projeto, sugerem que medidas mitigadoras e de proteção extraordinária aos CVAs que sofrem estas condições de intolerabilidade devem ser previstas.

Assim, sugere-se que o empreendedor, após promover as correções nos cálculos acima solicitadas, proponha medidas que reduzam significativamente os efeitos sobre os CVAs nos cenários que apontam para a região de Alarp ou de intolerabilidade no seu mapeamento do critério de tolerabilidade do Risco Ambiental.

Resposta/Esclarecimento: *Com a atualização dos cálculos de risco e tempos de recuperação, o Anexo II.10.5-A também apresenta a revisão deste item (II.10.7).*

II.10.8 - Plano de Gerenciamento de Riscos

O Plano de Gerenciamento de Riscos deverá ser ajustado e reapresentado em consonância com as alterações solicitadas pelo presente parecer técnico.

Resposta/Esclarecimento: *Não houve necessidade de revisão do Plano de Gerenciamento de Risco por hora apresentado.*

II.11 - PLANO DE EMERGÊNCIA INDIVIDUAL

O Plano de Emergência Individual (PEI) do Projeto Etapa 2 seguiu o modelo já adotado para outros empreendimentos da empresa na Bacia, com a apresentação de planos por Unidade Marítima que tratam somente de incidentes de poluição por óleo cujas consequências fiquem restritas à plataforma e um plano complementar abrangente de compartilhamento de recursos, o Plano de Emergência para Vazamento de Óleo na Área Geográfica da Bacia de Santos (PEVO-BS, processo administrativo 02022.000645/2009). O PEVO-BS apresenta as ações e procedimentos de resposta a incidentes de poluição por óleo que ultrapassem os limites das Unidades Marítimas, no mar ou em terra.

A maioria das atividades da empresa na área geográfica já têm cobertura pelo PEVO-BS, e o EIA trouxe a revisão 06 do documento, de junho de 2013. Foi informado que para este empreendimento os PEIs das unidades serão entregues por ocasião das solicitações de suas licenças de operação.

Conforme ressaltado no EIA, o PEVO-BS define, dentre outras informações, a Estrutura Organizacional de Resposta que deve ser acionada para atendimento a emergência, com respectivas responsabilidades, os procedimentos e recursos operacionais de resposta, dimensionamento e estratégias de resposta utilizadas nos incidentes de poluição por óleo". A experiência decorrente dos diversos exercícios simulados realizados anualmente e do acompanhamento da distribuição dos recursos tem permitido contínuas alterações nesse plano de resposta, mas algumas abordagens se mostraram particularmente deficientes, demandando adaptações mais significativas. Podem ser citados como mais relevantes os problemas de adequação da estrutura organizacional e a definição objetiva de planos de proteção a áreas vulneráveis e fauna.

A realização de um simulado de grande porte no ano de 2013 demonstrou algo que já vinha sendo debatido entre esta Coordenação e a empresa. Os problemas detectados evidenciaram ser imperativo que a empresa adote o Incident Command System (ICS, sigla em inglês para sistema de comando de incidentes), que além de ser um modelo adotado e consagrado

internacionalmente, é o modelo a ser adotado pelo Brasil no seu Plano Nacional de Contingência (PNC). A PETROBRAS havia iniciado um processo de implantação do ICS em 2012, que seria adaptado e chamado de Sistema de Gestão de Emergência – SGE. Como já declarado em reuniões técnicas, sugere-se que a empresa seja cuidadosa nas adaptações pretendidas, evitando-se descaracterizar o sistema. Ressalta-se também que o Termo “ICS” já está consagrado, inclusive no decreto do PNC, logo adotar outra nomenclatura pode gerar problemas.

Os procedimentos para proteção a fauna exigidos pela Resolução CONAMA nº 398/08 estão sendo detalhados pela Empresa no Plano de Emergência a Vazamentos de Óleo da Bacia de Santos (PEVO-BS) – Processo IBAMA nº 02022.000645/09. Atualmente, vários documentos sobre o Plano de Proteção à Fauna encontram-se em análise na CGPEG.

Considerando a complexidade do Plano de Proteção à Fauna e a extensão da área de risco decorrente da Atividade de Produção do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos, planos específicos para diferentes porções da costa/grupos prioritários deveriam ser apresentados de forma escalonada, priorizando as áreas mais vulneráveis. Esta construção se mostrou mais complexa que o esperado, deficiências no estado de conhecimento e fragilidades nas estruturas de atendimento à fauna no Brasil foram identificadas. Na tentativa de uniformizar e nivelar o conhecimento entre os diversos atores envolvidos sobre ações relacionadas à proteção, resgate e reabilitação de fauna impactada por vazamento de óleo, foi solicitado a PETROBRAS uma capacitação regional (Sul e Sudeste do Brasil) a fim de uniformizar o conhecimento e discutir estratégias de proteção à fauna oleada. A capacitação ocorreu em dezembro/2013, envolvendo cerca de 350 pessoas, dentre reguladores, reabilitadores de fauna silvestre, pesquisadores, empresas e gestores de Unidades de Conservação vulneráveis.

Dando continuidade a este processo construtivo, solicitamos que a empresa apresente as seguintes informações sobre Proteção de Fauna durante vazamentos de óleo:

- *Identificação, mapeamento e diagnóstico atual das instituições e equipes existentes na região que lidam com atendimento à fauna silvestre;*

Resposta/Esclarecimento: O **Anexo II.11-A** apresenta o Relatório de Visita relativo ao mapeamento e diagnóstico das instituições que realizam reabilitação da fauna marinha nos Estados de São Paulo, Paraná, Santa Catarina e Rio Grande do Sul.

- *Proposta de estruturação de uma rede de atendimento à fauna oleada, incluindo o detalhamento da adequação das estruturas de atendimento à fauna e capacitação das equipes;*

Resposta/Esclarecimento: A proposta da PETROBRAS para estruturação da rede de atendimento à fauna oleada é utilizar os 4 centros de reabilitação e 4 unidades de estabilização do Projeto de Monitoramento de Praia da Bacia de Santos (PMP-BS), além de outros 2 centros de reabilitação e de 5 Unidades Móveis de Despetrolização de Fauna. O PMP-BS se estenderá de Praia Grande/SP a Laguna/SC. Como esta extensão é menor que a área de atendimento do PPAF-BS, além das estruturas de reabilitação do PMP-BS fará parte da rede de atendimento à fauna oleada, o CRETA/Argonauta (Ubatuba/SP) e o CRAM/FURG (Rio Grande/RS).

A maior parte dessas estruturas foi visitada, vistoriada e avaliada considerando a necessidade de sua adequação para atendimento aos requisitos definidos pelo IBAMA, podendo as informações ser consultadas no Relatório de Visita em anexo. Esclarece-se que o CRAM/FURG e o CRETA/Argonauta já possuem contrato vigente com a PETROBRAS para atendimento à fauna. A Tabela 1 sintetiza as informações sobre as estruturas que foram visitadas, quais serão construídas, sua localização e sua função no PMP-BS e no PPAF-BS.

Tabela 1 – Instituições de atendimento à fauna

Tipo de Instalação	Instituição	Localização	Instituição Visitada	PPAF-BS	PMP-BS
Centro de Reabilitação e Despetrolização	FURG	Rio Grande/RS	X	X	-----
Centro de Reabilitação	UFRGS	Imbé/RS	X	-----	-----
Unidade de Estabilização	UDESC	Laguna/SC	a ser construída	X	X
Centro de Reabilitação e Despetrolização	Polícia Ambiental SC / R3 Animal	Florianópolis/SC	X	X	X
Unidade Móvel de Despetrolização	PETROBRAS	Itajaí/SC	-----	X	----
Unidade de Estabilização	UNIVALI	Penha/SC	X	X	X
Unidade de Estabilização	UNIVILLE	Joinville/SC	a ser construída	X	X
Centro de Reabilitação e Despetrolização	CEM/UFPR	Pontal do Paraná/PR	X	X	X
Unidade Móvel de Despetrolização	PETROBRAS	Paranaguá/PR	a ser adquirida	X	-----
Centro de Reabilitação e Despetrolização	A ser definido	Ilha Comprida/SP	a ser construído	X	X
Unidade de Estabilização	A ser definido	Litoral Centro SP*	a ser construída	X	X
Centro de Reabilitação e Triagem	CETAS/UNIMONTE	Cubatão/SP	X	-----	-----
Centro de Reabilitação e Despetrolização**	CPTRAS/USP	Cubatão/SP	X	X**	-----
Unidade Móvel de Despetrolização	PETROBRAS	Guarulhos/SP	----	X	-----
Centro de Reabilitação e Despetrolização	CRAM/GREMAR	Guarujá/SP	X	X	X
Unidade Móvel de Despetrolização	PETROBRAS	Guarujá/SP	a ser adquirida	X	-----
Centro de Reabilitação e Triagem	CETAS/Fundação Animalia	São Sebastião/SP	X	-----	-----
Unidade Móvel de Despetrolização	PETROBRAS	São Sebastião/SP	a ser adquirida	X	-----
Centro de Reabilitação e Despetrolização	CRETA/Argonauta	Ubatuba/SP	X	X	-----

* A Unidade de Estabilização do litoral centro de São Paulo poderá ser localizada em um dos seguintes municípios: Praia Grande, Mongaguá, Itanhaém.

** Caso necessário, este centro poderá ser utilizado para reabilitação de animais estuarinos.

Está em andamento a elaboração do Projeto Executivo do PMP-BS visando o seu detalhamento para contratação, com previsão de assinatura do contrato até maio de 2015. Após celebração do contrato serão necessários cerca de seis meses para adequação de 3 Centros de Reabilitação e Despetrolização de Fauna (Florianópolis/SC, Pontal do Paraná/PR e Guarujá/SP) e de 1 Unidade de Estabilização de Fauna (Penha/SC). Também serão necessários cerca de 12 meses para a construção de 1 Centro de Reabilitação e Despetrolização de Fauna no litoral sul de SP (Ilha Comprida/SP) e de seis meses para a construção

de 3 Unidades de Estabilização de Fauna (Laguna/SC, Joinville/SC e litoral centro de SP). A Unidade de Estabilização do litoral centro de São Paulo poderá ser localizada em um dos seguintes municípios: Praia Grande, Mongaguá, Itanhaém. Destaca-se que enquanto o Centro de Reabilitação e Despetrolização de Fauna do litoral sul de SP estiver em construção, será montado um centro provisório para atendimento a fauna resgatada durante o PMP-BS.

Também está prevista a aquisição de 3 Unidades Móveis de Despetrolização de Fauna (UDF) para ficar de prontidão em 3 portos: Paranaguá/PR, Guarujá/SP e São Sebastião/SP. O detalhamento da adequação das estruturas e da capacitação da equipe será encaminhado para essa Coordenação até 30/10/2014, quando se pretende ter concluído o Projeto Executivo do Monitoramento de Praias da Bacia de Santos (PMP-BS).

A rede de atendimento a fauna oleada atuará apenas em nível de atendimento local, ou seja, Fauna Tier 1. Para emergências considerando cenários Fauna Tier 2 ou 3, a PETROBRAS lançará mão de recursos humanos e materiais provisionados por contratos específicos com consultorias especializadas em emergência com fauna, conforme previsto nos Planos de Proteção à Fauna (PPAF), parte II, protocolados nessa coordenação através das cartas UO-BS 696/2013 (protocolada em 02/01/2014), UO-BS 0146/2014 (protocolada em 11/03/2014), UO-BS 0214/2014 (protocolada em 07/04/2014), UO-BS 0329/2014 (protocolada em 05/06/2014).

Em relação à capacitação da equipe, os profissionais deverão ser capacitados para trabalharem com animais oleados, desde a estabilização à reabilitação (incluindo as práticas de lavagem e secagem). Esses profissionais também assistirão a uma palestra referente ao PEI e PEVO, abordando no que consiste e como funcionam esses planos, e as estratégias de respostas primária, secundária e terciária no contexto das atividades da PETROBRAS na Bacia de Santos, para pleno entendimento da importância do trabalho. Importante destacar que os profissionais envolvidos no atendimento a fauna oleada já tenham experiência prévia em manejo e reabilitação de fauna marinha.

- *Plano de Ação, incluindo cronograma, da execução da proposta de estruturação da rede de atendimento à fauna oleada.*

Resposta/Esclarecimento: O plano de ação contendo o detalhamento da adequação das estruturas e da capacitação da equipe será encaminhado para essa Coordenação até 30/10/2014. A Tabela 2 apresenta o cronograma preliminar da estruturação da rede de atendimento à fauna oleada considerando a adequação dos 3 Centros de Reabilitação e Despetrolização, de uma Unidade de Estabilização do PMP-BS, da construção do Centro de Reabilitação de Ilha Comprida/SP e de 3 Unidades de Estabilização (Laguna/SC, Joinville/SC e litoral centro de SP). Também foi incluída a aquisição de 3 Unidades Móveis de Despetrolização de Fauna.

Tabela 2 - Cronograma preliminar de estruturação da rede de atendimento à fauna oleada.

	Descrição da Ação	2015								2016			
		Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Jan	Fev	Mar	Abr
1	Assinatura do Contrato para execução do PMP-BS	X											
2.1	Execução das obras de adequação dos 3 Centros de Reabilitação e de uma Unidade de Estabilização do PMP-BS		X	X	X	X	X	X					
2.2	Início do funcionamento das 4 instalações adequadas								X				
2.3.	Construção das 3 Unidades de Estabilização do PMP-BS		X	X	X	X	X	X					
2.4	Início do funcionamento das 3 Unidades de Estabilização do PMP-BS								X				
2.5	Construção do Centro de Reabilitação e Despetrolização de Ilha Comprida/SP		X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	
2.6	Início do funcionamento do Centro de Reabilitação e Despetrolização de Ilha Comprida/SP												X
3	Instalação provisória para funcionamento de Centro de Reabilitação em Ilha Comprida/SP		X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	

4.1	Aquisição das 3 Unidades Móveis de Despetrolização de Fauna							X						
4.2	Funcionamento das 3 Unidades Móveis de Despetrolização de Fauna												X	

- *Adicionalmente, como comentário geral a respeito dos planos de emergência, adverte-se que o PEVO-BS deve considerar a previsão de incorporação de novas tecnologias de resposta, citando-se como exemplo o sistema de capeamento de poços em erupção descontrolada (blowout), que pode demandar métodos auxiliares de ação, como a injeção de dispersantes químicos submarinos.*

Resposta/Esclarecimento: A PETROBRAS possui um Plano de Atendimento a *blow out* no mar que será acionado caso haja um incidente de poluição por óleo oriundo desta hipótese acidental. O PEVO-BS encontra-se em revisão e será entregue no requerimento da LO do FPSO Cidade de Ilhabela, contemplando a incorporação desta estratégia de resposta.

II.12 - CONCLUSÃO

Em consonância com as solicitações apresentadas neste parecer técnico, este item deverá ser revisto e reapresentado.

Resposta/Esclarecimento: Embora os itens solicitados no presente parecer tenham sido revisados ou complementados, destaca-se que não há alterações significativas quanto à conclusão apresentada na Revisão 0 do EIA do Projeto Etapa 2. No entanto, destaca-se que a maioria dos impactos negativos operacionais foi considerada de média importância. Foram apresentadas proposições de medidas associadas aos impactos e projetos ambientais, como por exemplo, Projeto indicadores do Meio Socioeconômico, Projeto de Comunicação Social, Projeto de Educação Ambiental, Projetos de Monitoramento. Essas medidas, quando devidamente aplicadas, visam reduzir a importância dos impactos negativos que possam incidir sobre os meios físico, biótico e socioeconômico.

Os impactos positivos que incidem sobre a socioeconomia tendem a potencializar os aspectos positivos existentes nos municípios. Dentre os impactos identificados, citam-se: Mobilização da sociedade civil, Fortalecimento da indústria petrolífera e Manutenção/geração de empregos diretos e indiretos.

Quanto aos impactos potenciais, esses foram, em sua maioria, classificados como de grande importância. Ressalta-se que esses impactos são aqueles relacionados à cenários acidentais de vazamento de óleo no mar, assim como aqueles que não estão associados às condições normais do empreendimento, possuindo grande incerteza de ocorrência.

Desse modo, acredita-se que o estudo de impacto ambiental e os presentes esclarecimentos e complementações subsidiem o CGPEG/IBAMA na avaliação da viabilidade ambiental do empreendimento em questão.

II.13 - BIBLIOGRAFIA

Em consonância com as solicitações apresentadas neste parecer técnico, este item deverá ser revisto e reapresentado.

Resposta/Esclarecimento: A bibliografia complementar a que foi utilizada na Revisão 0 do EIA do Projeto Etapa 2, empregada para responder a esse parecer técnico está apresentada no **Anexo II.13-A**.

II.14 - GLOSSÁRIO

Em consonância com as solicitações apresentadas neste parecer técnico, este item deverá ser revisto e reapresentado.

Resposta/Esclarecimento: Não houve alteração no item.

II.15 - ANEXOS

Em consonância com as solicitações apresentadas neste parecer técnico, este item deverá ser revisto e reapresentado.

Resposta/Esclarecimento: Os Anexos da Revisão 0 do EIA do Projeto Etapa 2 que foram revistos à luz das solicitações dessa CGPEG foram citados dentro de cada item específico da presente resposta ao parecer.

II.16 - EQUIPE TÉCNICAS

Deverão ser apresentados os registros no Cadastro Técnico Federal das Atividades Potencialmente Poluidoras e/ou Utilizadores de Recursos Ambientais atualizados, para os responsáveis pela elaboração da revisão do estudo.

Resposta/Esclarecimento: O **Anexo II.16-A** indica os profissionais da empresa consultora Mineral Engenharia e Meio Ambiente envolvidos na elaboração da

resposta a esse parecer. O **Anexo II.16-B** traz as cópias atualizadas do Cadastro Técnico Federal de Atividades e Instrumentos de Defesa Ambiental da referida equipe.