

Licenciamento Ambiental da Produção Marítima de Petróleo do Projeto de Ampliação do Sistema de Produção e Escoamento de Petróleo e Gás Natural nos Campos de Camorim, Dourado e Guaricema, Bacia de Sergipe/Alagoas, litoral do Estado de Sergipe

Resposta ao Parecer Técnico CGPEG/DILIC/IBAMA Nº 537/11

Abril/2012



E&P

ÍNDICE

INTRODUÇÃO	9
RESPOSTA AOS ITENS.....	9
<i>II.1 – IDENTIFICAÇÃO DA ATIVIDADE E DO EMPREENDEDOR.....</i>	<i>9</i>
<i>II.1.2 – Identificação do Empreendedor.....</i>	<i>9</i>
<i>II.2 – CARACTERIZAÇÃO DA ATIVIDADE.....</i>	<i>10</i>
<i>II.2.1 – Apresentação</i>	<i>10</i>
<i>II.2.2 – Histórico</i>	<i>31</i>
<i>II.2.3 – Justificativas</i>	<i>39</i>
<i>II.2.4 – Descrição das Atividades</i>	<i>45</i>
<i>II.2.4.A – Descrição Geral do Projeto de Ampliação e suas Etapas.....</i>	<i>45</i>
<i>II.2.4.A.1 – Ações para o Desenvolvimento Complementar da Produção.....</i>	<i>47</i>
Descrição Geral do Processo de Perfuração e suas Etapas.....	47
Etapas do processo de perfuração.....	50
Características Gerais dos projetos de poços a serem perfurados	51
Descrição das formas de tratamento e o destino que será dado ao fluido de perfuração	53
<i>II.2.4.B, C e D - Unidades de Produção e Respectivos Certificados.....</i>	<i>58</i>
<i>II.2.4.G - Sistema Submarino</i>	<i>59</i>
<i>II.2.4.H. – Operações de Instalação das Unidades de Produção e das Estruturas Submarinas.....</i>	<i>70</i>
Instalação dos Dutos Rígidos.....	73
<i>II.2.4.I - Projeto Detalhado de Lançamento e Enterramento de Dutos para Escoamento da Produção e Aqueduto para Injeção de Água.....</i>	<i>79</i>
Enterramento de dutos e rebaixamento de cotas.....	84
<i>II.2.4.M - Descrição das Embarcações a Serem Utilizadas nas Operações de Instalação.....</i>	<i>85</i>
<i>II.2.4.N - Caracterização Química, Físico-Química e Toxicológica das Substâncias Passíveis de Descarga Durante as Atividades de Instalação e Operação.....</i>	<i>86</i>
<i>II.2.4.O - Caracterização química e físico-química da água produzida</i>	<i>88</i>
<i>II.2.4.Q - Caracterização das Emissões Gasosas e Efluentes</i>	<i>91</i>

<i>II.2.4.S - Identificação e Descrição da Infra-Estrutura de Apoio</i>	96
<i>II.2.4.T - Procedimentos Previstos para Desativação das Unidades</i>	98
<i>II.3 - ANÁLISE DAS ALTERNATIVAS</i>	99
<i>II.4 - ÁREA DE INFLUÊNCIA DA ATIVIDADE</i>	102
<i>II.5.1.1 – Meteorologia</i>	104
<i>II.5.1.2 – Oceanografia</i>	123
<i>II.5.1.3 – Qualidade de água e sedimentos</i>	152
<i>II.5.1.4 – Geologia e Geomorfologia</i>	164
<i>II.5.1.4.2 - Características Estratigráficas</i>	164
<i>II.5.1.4.3 – Características Fisiográficas</i>	165
<i>A – Características Regionais</i>	165
<i>II.5.1.4.4 – Características Faciológicas</i>	167
<i>II.5.1.4.5 – Características Geotécnicas</i>	169
<i>II.5.1.4.6 – Análise das Geopressões</i>	172
<i>II.5.2 - Meio Biótico</i>	186
<i>A) Unidades de Conservação (UC's)</i>	187
<i>B) Áreas de Desovas e Alimentação de Quelônios</i>	189
<i>C) Caracterização dos Recursos Pesqueiros, Aves e Mamíferos Marinhos</i> ..	191
<i>E) Espécies Vulneráveis, Chave, Indicadoras da Qualidade Ambiental, de Interesse Econômico e/ou Científico, Raras, Endêmicas e Ameaçadas de Extinção</i>	193
<i>F) Ecossistemas Costeiros (Praias Arenosas, Costões Rochosos, Estuários, Restingas e Manguezais)</i>	193
<i>G) Caracterização dos Locais de Instalação das Estruturas Submarinas e Comunidades Biológicas Diretamente Impactada</i>	195
<i>H) Caracterização dos Locais de Instalação em Terra e Ecossistemas Diretamente Impactados</i>	197
<i>II.5.4 - Análise Integrada e Síntese da Qualidade Ambiental</i>	204
<i>II.6 - IDENTIFICAÇÃO E AVALIAÇÃO DOS IMPACTOS AMBIENTAIS</i>	207
<i>Impactos Reais das Atividades de Perfuração (Fases de Mobilização, Perfuração e Desmobilização)</i>	211
<i>Impactos Reais das Atividades de Produção (Fases de Instalação, Operação e Desativação)</i>	217
<i>Impactos Potenciais das Atividades</i>	221

Medidas Mitigadoras, Compensatórias e Projetos de Monitoramento e Controle	260
<i>II.6.1 – Modelagem da dispersão de óleo e efluentes</i>	<i>264</i>
Modelagem da dispersão de óleos e efluentes (Anexo II.6.1-1).....	264
Modelagem do descarte de cascalhos e fluidos de perfuração.....	274
II.7 - MEDIDAS MITIGADORAS E COMPENSATÓRIAS E PROJETOS DE CONTROLE E MONITORAMENTO.....	277
<i>II.7.1 - Projeto de Monitoramento Ambiental</i>	<i>280</i>
<i>II.7.1.1 - Projeto de Caracterização Regional da Bacia de Sergipe e Alagoas (PCR-SEAL).....</i>	<i>280</i>
<i>II.7.1.2 – Subprograma de Monitoramento Ambiental Específico de Produção (PMAEPRO).....</i>	<i>283</i>
<i>II.7.1.2.2 - Projeto de Monitoramento de Plataformas Representativas da Atividade de Produção (PMPR).....</i>	<i>283</i>
<i>II.7.1.3 – Subprograma Regional de Monitoramento de Praias na Área de Abrangência da Bacia de Sergipe-Alagoas – PRMEA</i>	<i>285</i>
Atendimento a avifauna marinha.....	289
Periodicidade mensal das planilhas	295
Realização de workshop	297
Concluir a estruturação das bases para apoio as atividades de monitoramento e para reabilitação de quelônios.....	298
Apresentar providências do reforço da equipe de veterinários da área de quelônios para o acompanhamento sistemático do monitoramento de praia. 302	
<i>II.7.1.4 – Projeto de Avistagem da Biota Marinha e Embarcações de Pesca. 304</i>	
<i>II.7.1.5 – Projeto de Monitoramento da Morfodinâmica Costeira da Praia de Atalaia – Aracaju</i>	<i>304</i>
<i>II.7.1.6 – Projeto de Monitoramento de Fluidos de Perfuração e Cascalhos.. 309</i>	
<i>II.7.2 - Projeto de Monitoramento do Desembarque Pesqueiro.....</i>	<i>310</i>
<i>II.7.4 - Programa de Comunicação Social Regional – PCSR.....</i>	<i>311</i>
<i>II.7.5 - Projeto de Educação Ambiental.....</i>	<i>312</i>
<i>II.7.6 - Projeto de Educação Ambiental dos Trabalhadores</i>	<i>323</i>
<i>II.7.7 - Projeto de Desativação</i>	<i>334</i>
II.8 - ANÁLISE E GERENCIAMENTO DE RISCOS	335
<i>II.8.2 - Análise Histórica de Acidentes Ambientais</i>	<i>335</i>
<i>II.8.3 - Identificação dos Cenários acidentais.....</i>	<i>336</i>
Apêndice A – Análise Preliminar de Perigos – APP	337

<i>II.8.3.1 – Avaliação das Frequências de Ocorrência dos Cenários Acidentais</i>	339
.....	
Análise do Apêndice C:	339
Análise do Apêndice D:	347
<i>II.8.4.2 – Análise de Vulnerabilidade e Identificação dos Componentes com Valor Ambiental (CVA)</i>	349
.....	
<i>II.8.5 – Cálculo dos Riscos Ambientais</i>	358
.....	
<i>II.8.6 – Tolerabilidade dos Riscos</i>	363
.....	
<i>II.8.7 – Revisão do Estudo de Análise de Risco</i>	363
.....	
<i>II.8.8 – Plano de Gerenciamento de Risco</i>	363
.....	
<i>II.9 - PLANO DE EMERGÊNCIA INDIVIDUAL – PEI</i>	381
.....	
Identificação da Instalação	382
Cenários Acidentais	383
Estrutura Operacional de Resposta – EOR.....	384
Dimensionamento, Estratégia e Tempo de Resposta	385

ANEXOS**ANEXO II.1.2 – CADASTRO TÉCNICO FEDERAL DO IBAMA****ANEXO II.2-1 – MAPA DO SISTEMA DE PRODUÇÃO FUTURO: CAMORIM****ANEXO II.2-2 – MAPA DO SISTEMA DE PRODUÇÃO FUTURO: DOURADO****ANEXO II.2-3 – MAPA DO SISTEMA DE PRODUÇÃO FUTURO: GUARICEMA****ANEXO II.2-17 – LEVANTAMENTO GEOFÍSICO: CAMORIM, GUARICEMA E DOURADO****ANEXO II.2-17a – COTAS DE ENTERRAMENTO DE DUTOS****ANEXO II.2-17b – PONTOS E INTERSEÇÕES****ANEXO II.2-18a – PLANTA DA ÁREA DE TRABALHO****ANEXO II.2-18b – PLANTA DO ACESSO DE MÁQUINAS****ANEXO II.2-22 – MAPAS DO SISTEMA SUBMARINO: CAMORIM, DOURADO E GUARICEMA****ANEXO II.2.1-1 – INFORMAÇÕES DOS DUTOS: CAMORIM, DOURADO E GUARICEMA****ANEXO II.2.1-2 – TABELAS DE VAZÕES DOS NOVOS POÇOS: CAMORIM, DOURADO E GUARICEMA****ANEXO II.2.4-1 – CERTIFICADOS DAS PLATAFORMAS****ANEXO II.2.4-2 – DESCRIÇÃO DA UNIDADE MARÍTIMA - DUM****ANEXO II.2.4.A.1-1 – VOLUMETRIA DOS FLUIDOS DE PERFURAÇÃO E CASCALHO****ANEXO II.2.4.A.1-2 – FLUIDOS, PASTAS DE CIMENTO E COLCHÕES****ANEXO II.2.4.A.1-3 – PRODUTOS DE CONTINGÊNCIA****ANEXO II.2.4.G – LAUDOS E RELATÓRIOS ANMs****ANEXO II.5.1.3 – QUALIDADE DE ÁGUA E SEDIMENTOS**

ANEXO II.5.1.4.3-1 – FIGURA II.5.1.4-47

ANEXO II.5.1.4.3-2 – FIGURA II.5.1.4-48

ANEXO II.5.2 – MEIO BIÓTICO

ANEXO II.5.4 – ANÁLISE INTEGRADA E SÍNTESE DA QUALIDADE AMBIENTAL

ANEXO II.5.4-1 – DECLIVIDADE E SENSIBILIDADES

ANEXO II.6.1-1 – FIGURAS MODELAGEM

ANEXO II.6.1-2 – RELATÓRIO DE MODELAGEM DE CASCALHO: CAMORIM, DOURADO E GUARICEMA

ANEXO II.6.1-3 – MATRIZES DE IMPACTO AMBIENTAL

ANEXO II.6.1-4 – FISPQ GÁS NATURAL

ANEXO II.7 – MEDIDAS MITIGADORAS E COMPENSATÓRIAS

ANEXO II.7 – ANEXOS DO PEVO

ANEXO II.7.5-1 – ATA DE REUNIÃO PETROBRAS - IBAMA

ANEXO II.8 – ANÁLISE QUANTITATIVA DE RISCO AMBIENTAL

Anexo II.10 - CONCLUSÃO

ANEXO II.11 – BIBLIOGRAFIA – MEIO BIÓTICO

ANEXO II.14 – EQUIPE TÉCNICA

INTRODUÇÃO

Este documento apresenta respostas ao Parecer Técnico CGPEG/DILIC/IBAMA Nº 537/11, que analisa a Rev. 01 do Estudo de Impacto Ambiental – EIA para o Projeto de Ampliação do Sistema de Produção e Escoamento de Petróleo e Gás Natural nos Campos de Camorim, Dourado e Guaricema, Bacia de Sergipe/Alagoas, e o documento “Resposta ao Parecer Técnico CGPEG/DILIC/IBAMA no 312/11”.

As respostas, quando aplicáveis, são apresentadas na seqüência da apresentação dos itens do Parecer Técnico.

RESPOSTA AOS ITENS

II.1 – IDENTIFICAÇÃO DA ATIVIDADE E DO EMPREENDEDOR

II.1.2 – Identificação do Empreendedor

Solicitação/Questionamento: *As informações apresentadas foram consideradas satisfatórias e o Cadastro Técnico Federal de Atividades Potencialmente Poluidoras e/ou Utilizadoras dos Recursos Ambientais estava válido na data de protocolo do EIA - Rev.01. Como seu vencimento estava previsto para 28.10.11, ressalta-se que este documento deve ser renovado e permanecer válido durante todas as atividades da empresa.*

(Item II.1.2, pág. 8/114).

Resposta/Comentário:

O Cadastro Técnico Federal de Atividades Potencialmente Poluidoras foi renovado, com validade até 02.04.2012, e é apresentado no **Anexo II.1.2** desta Resposta. Este documento será renovado sempre que necessário e

permanecendo válido durante todas as atividades da Empresa.

II.2 – CARACTERIZAÇÃO DA ATIVIDADE

II.2.1 – Apresentação

Solicitação/Questionamento: *A partir de sua análise tem-se o entendimento das alternativas de projeto que se inserem em seu escopo, dividindo-as em: (a) situação atual, com destaque para os poços com urgência; (b) Projeto de Revitalização – recuperação secundária por injeção de água sem perfuração de novos reservatórios; (c) Projeto de Revitalização incluindo perfuração de reservatórios com pressão original e; (d) Projeto de Revitalização incluindo perfuração de poços exploratórios. Em síntese, da análise entende-se que para cada campo haverá a situação descrita na tabela abaixo, para a qual solicita-se confirmação do entendimento, confrontando com o apresentado na Tabela C.2.2-3 e que se façam as correções necessárias.*

(Item II.2.1, pág. 8/114)

Solicitação/Questionamento: *A partir de sua análise tem-se o entendimento das alternativas de projeto que se inserem em seu escopo, dividindo-as em: (a) situação atual, com destaque para os poços com urgência; (b) Projeto de Revitalização – recuperação secundária por injeção de água sem perfuração de novos reservatórios; (c) Projeto de Revitalização incluindo perfuração de reservatórios com pressão original e; (d) Projeto de Revitalização incluindo perfuração de poços exploratórios. Em síntese, da análise entende-se que para cada campo haverá a situação descrita na tabela abaixo, para a qual solicita-se confirmação do entendimento, confrontando com o apresentado*

na Tabela C.2.2-3 e que se façam as correções necessárias.

(Item II.2.1, pág. 8/114)

Resposta/Comentário:

Confirmamos, em sua quase totalidade, o teor da tabela que consta do PT 537/2011 (páginas 8/114 e 9/114), em relação aos poços que compõem os projetos de revitalização dos campos de Camorim, Dourado e Guaricema, com os seguintes complementos, acréscimos ou retificações:

Campo de Dourado:

(1) Na coluna “Situação atual - poços com surgência” - o quantitativo está correto. A produção do poço DO 0014D não foi informada porque, embora este poço esteja completado para produção por surgência, a produção que ele está apresentando em condições de plataforma é zero (0).

O reservatório deste poço está com pressão muito baixa e não consegue elevar a produção do poço até os níveis de pressão de escoamento do oleoduto nas condições atuais;

(2) Na primeira coluna - “05 poços com surgência”, o poço DO-21D está informado como localizado na PDO-2. A localização correta para poço é a PDO-3;

(3) Na coluna “Com perfuração em reservatórios depletados”, para os 04 produtores (surgentes – BCS), o poço da PDO-6 com reservatório depletado é o DO 37D e não o DO 32. O poço DO 32 já está citado corretamente na coluna “Com perfuração em reservatórios de pressão original” como novo produtor na PDO-6;

(4) Na coluna “Com perfuração de poços exploratórios”, o poço PE 12 tem profundidade final prevista de 3600 m.

Campo de Guaricema:

(1) Na coluna Situação atual - poços com surgência, confirma-se o range de vazão dos poços entre 11 e 48 m³/dia e o quantitativo de 09 poços, ressaltando que um dos poços surgentes (o GA-35) não é produtor de óleo e sim de GNA (gás não associado). Este poço está, temporariamente, fechado;

A seguir apresenta-se a tabela revisada a partir das considerações acima descritas, como também, as alterações atuais previstas para o projeto:

Situação Atual por Campo (plataforma / poço com surgência / vazão atual)	Projeto de revitalização (Recuperação secundária por injeção de água)		
	Com perfuração em reservatórios depletados	Com perfuração em reservatórios de pressão original	Com perfuração de poços exploratórios
CAMORIM (Nenhuma perfuração nova com surgência nem para produção nem para injeção)			
03 poços com surgência: • PCM-1 / CM 0006: 06 m ³ /d • PCM-2 / CM 0010: 10 m ³ /d (será convertido para injetor) • PCM-8 / CM 0068: 08 m ³ /d	09 produtores • PCM-1 / CM 116D • PCM-1 / CM 117D • PCM-2 / CM 114D • PCM-3 / CM 103D • PCM-4 / CM 109D • PCM-5 / CM 111D • PCM-5 / CM 113D • PCM-10 / CM 115D • PCM-11 / CM 107D 08 injetores • PCM-2 (ANM) / CM 106 • PCM-3 / CM 101D • PCM-3 / CM 102D • PCM-4 / CM 108D • PCM-5 / CM 110D • PCM-5 / CM 112D • PCM-7 (ANM) / CM 104 • PCM-7 (ANM) / CM 105 40 recompletações 17 conversões*	-	-
DOURADO			
05 poços com surgência:	04 produtores (surgentes - BCS) • PDO-1 / DO 39D	02 produtores (surgentes - BCS)	01 exploratório • PE12: 3600m

Situação Atual por Campo (plataforma / poço com surgência / vazão atual)	Projeto de revitalização (Recuperação secundária por injeção de água)		
	Com perfuração em reservatórios depletados	Com perfuração em reservatórios de pressão original	Com perfuração de poços exploratórios
<ul style="list-style-type: none"> • PDO-1 / DO 0008: 17 m³/d • PDO-1 / DO 014D: 0 m³/d • PDO-2 / DO 0019: 09 m³/d • PDO-2 / DO 0016 : 17 m³/d (será convertido para injetor) • PDO-3 / DO 021D: 04 m³/d 	<ul style="list-style-type: none"> • PDO-3 / DO 34D • PDO-4 / DO 33D • PDO-5 / DO 37D 02 injetores <ul style="list-style-type: none"> • PDO-2 / DO 38D • PDO-4 (ANM) / DO 28 01 recompletação 03 conversões* <ul style="list-style-type: none"> • 12D: fechado • SES-111: fechado • DO16: surgente 	02 injetores <ul style="list-style-type: none"> • Injetor: PDO-4 / DO 36D • Produtor: PDO-4 / DO 35 <ul style="list-style-type: none"> • Injetor: PDO-5 / DO 40D • Produtor: PDO-5 / DO 32 	(K - Fm. Muribeca)
GUARICEMA			
09 poços com surgência: <ul style="list-style-type: none"> • Vazões entre 11 a 48 m³/d em PGA-1, PGA-3 e PGA-7 	04 produtores (<i>gas-lift</i>) <ul style="list-style-type: none"> • PGA-3 (ANM) / GA-75 • PGA-2 (ANM) / GA-68 • PGA-2 (ANM) / GA-78 • PGA-8 (ANM) / GA-76 02 injetores <ul style="list-style-type: none"> • PGA-8 (ANM) / GA-69 • PGA-3 (ANM) / GA-77 01 recompletação 02 conversões*	02 produtores (<i>surgentes - gas-lift</i>) <ul style="list-style-type: none"> • PGA-2 (ANM) / GA-74 • PGA-2 (ANM) / GA-79 01 injetor <ul style="list-style-type: none"> • PGA- 3 (ANM) / GA-80: surgente 	07 exploratórios <ul style="list-style-type: none"> • PE 3 • PE 4 • PE 5 • PE 6 • PE 7 • PE 10 • PE 11

*Converte poços produtores em poços injetores (ANM) Arvore de Natal Molhada

Portanto, a tabela acima já reflete alterações que foram introduzidas no Projeto de Ampliação do Sistema de Produção e Escoamento nos Campos de Camorim, Dourado e Guaricema, com destaque para a eliminação e simplificação de plataformas (quatro plataformas foram eliminadas, passando-se a fazer uso de árvores de natal molhada, e todas as remanescentes serão do tipo caisson). Uma descrição das alterações introduzidas em cada campo são apresentadas a seguir.

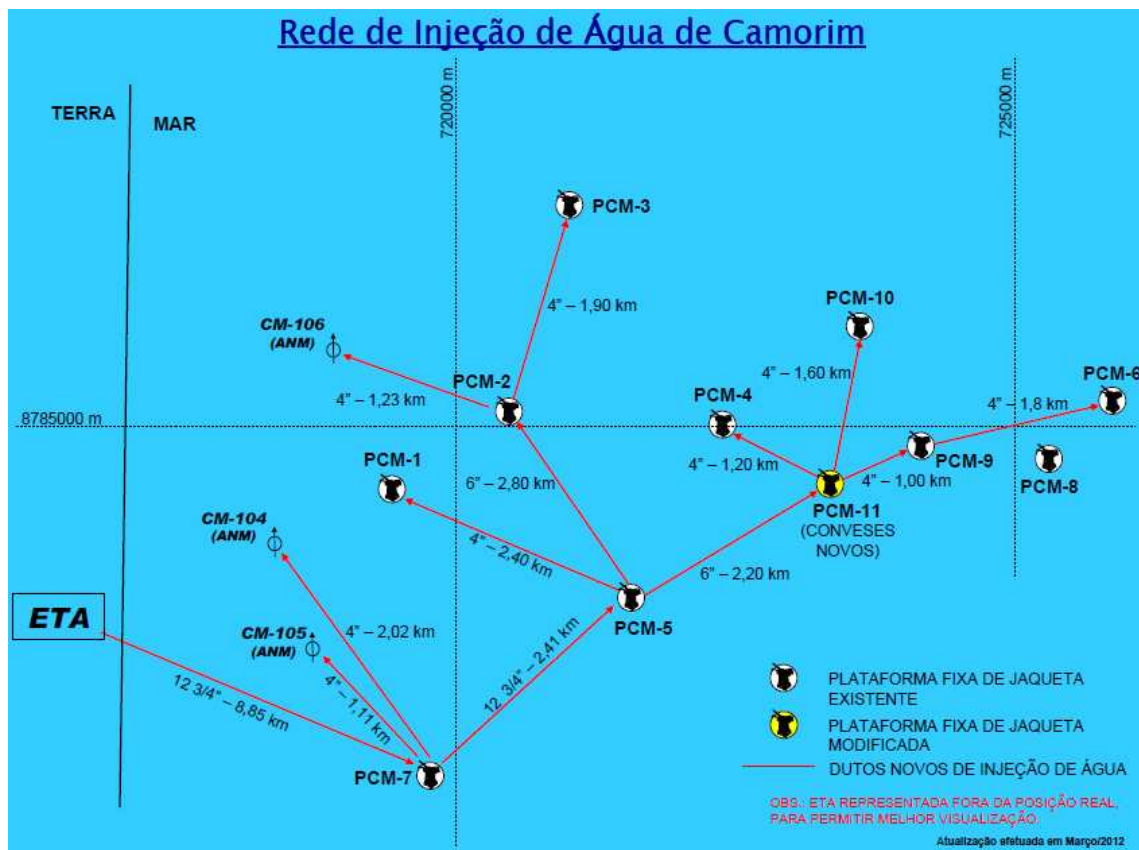
Campo de Camorim

A PCM-12 foi retirada do projeto e os poços injetores CM-104, CM-105D e CM-106D, passaram a ser verticais, completados com Árvore de Natal Molhada (ANM) e interligados à plataforma de referência, da seguinte forma:

- PCM-02: CM-106;
- PCM-07: CM-104 e CM-105.

Na concepção anterior do projeto de injeção de água do Campo de Camorim, a PCM-05 recebe a água diretamente da ETA. A concepção atual prevê que a PCM-07 passará a receber a água diretamente da ETA, de onde será distribuída para os poços CM-104 e CM-105 e para a plataforma PCM-05. A PCM-01 passará a receber a água diretamente da PCM-05 e a PCM-02 passará a distribuir a água para o poço CM-106.

As alterações acima descritas são representadas na figura a seguir.



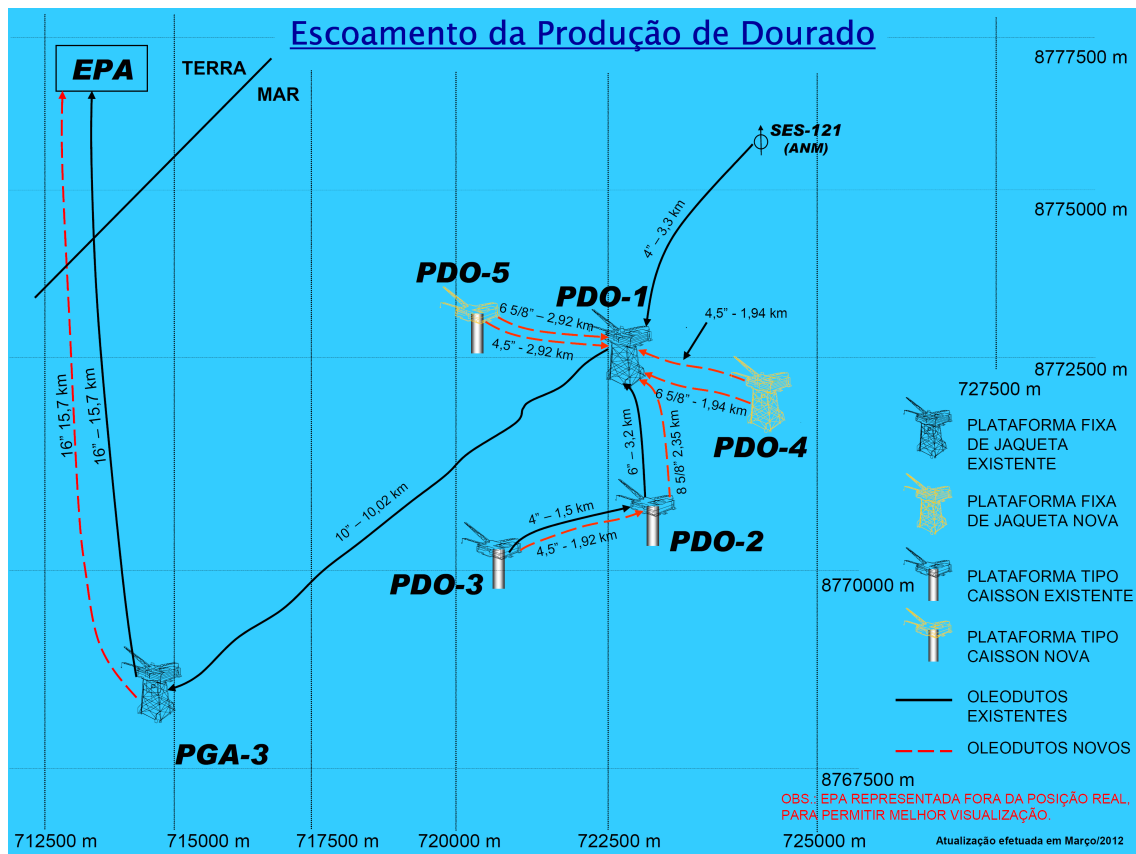
Campo de Dourado

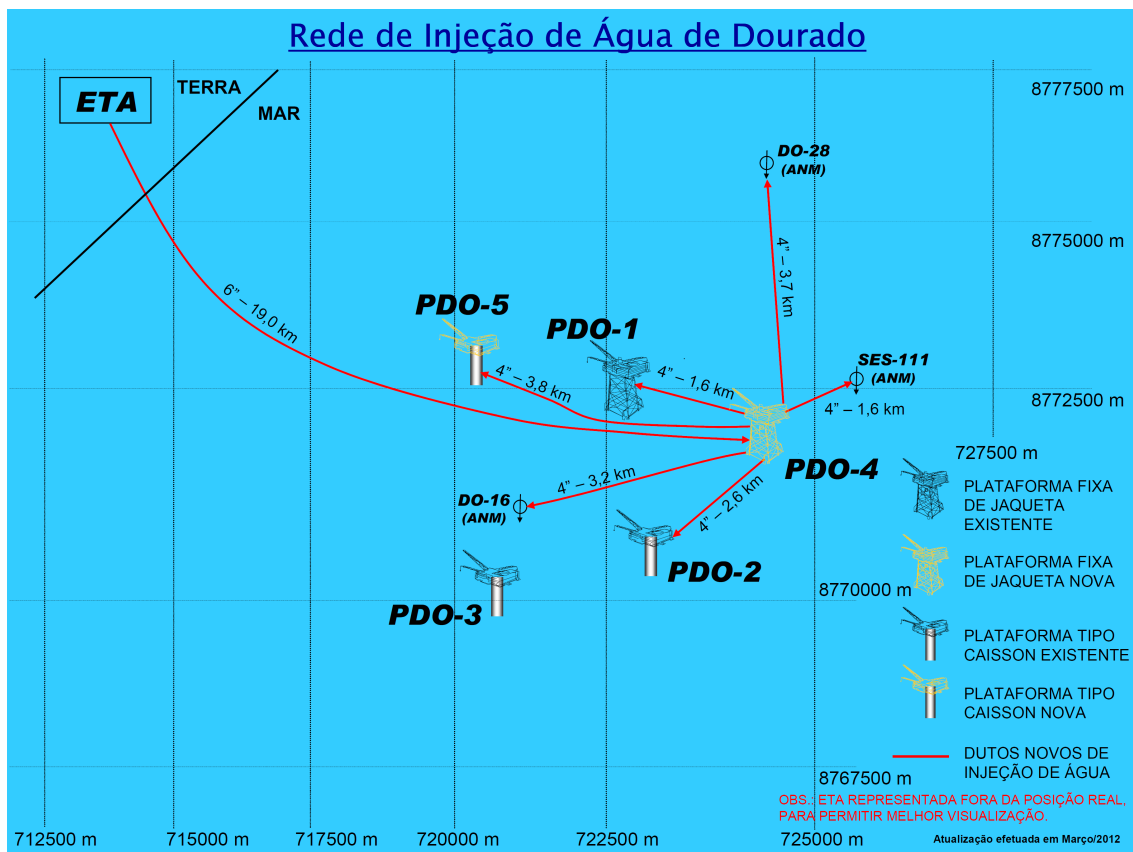
A antiga PDO-5 será retirada do projeto. Com isto, a antiga PDO-06 passará a ser denominada PDO-5.

Com a retirada da PDO-05, o poço injetor DO-28D, passará a ser vertical, completado com Árvore de Natal Molhada (ANM) e interligado à PDO-04.

Na concepção anterior do projeto de injeção de água do Campo de Dourado, a plataforma central PDO-04 distribuía água para a PDO-05. Na concepção atual, a PDO-04 passará a distribuir água diretamente para o poço DO-28 e a atual PDO-5 (antiga PDO-6) receberá a água da plataforma central PDO-04.

As alterações acima descritas são rerepresentadas nas figuras a seguir.





Campo de Guaricema

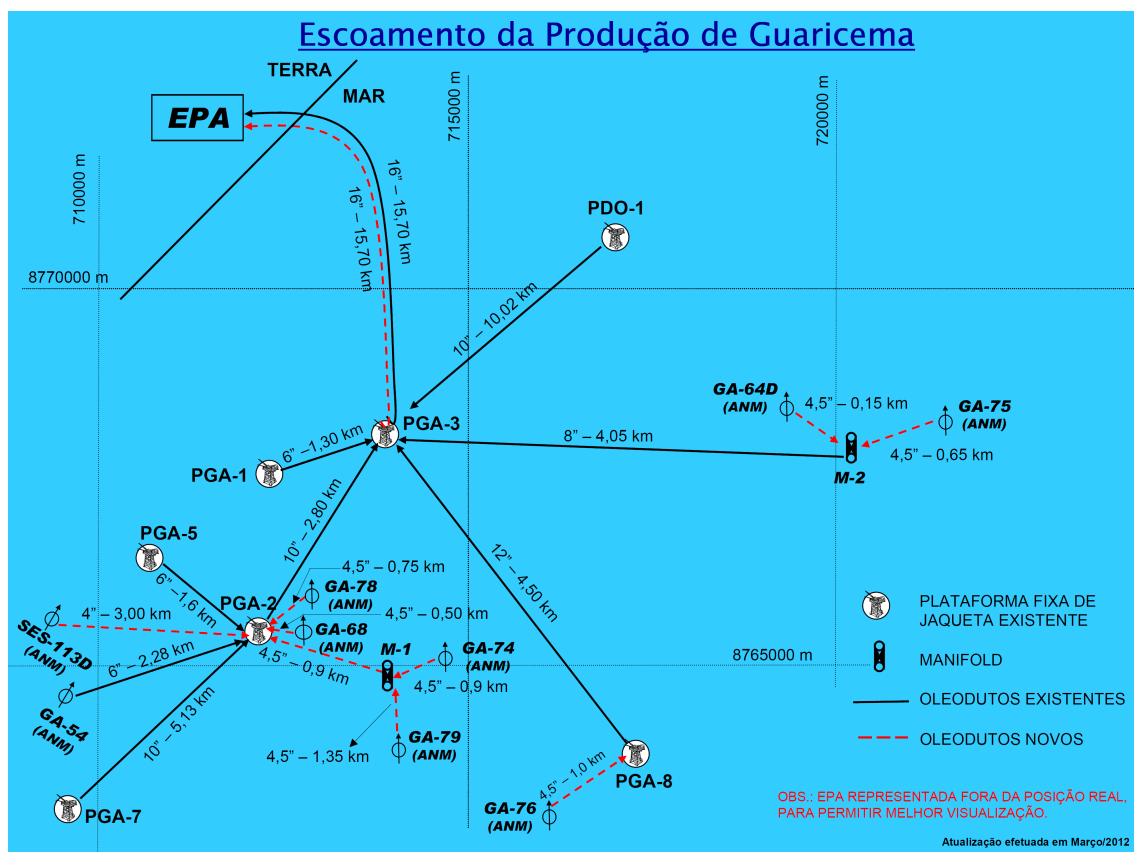
As plataformas PGA-9 e PGA-10 foram retiradas do projeto. Os poços que ficariam nestas plataformas serão completados com Árvore de Natal Molhada (ANM) e interligados a plataformas próximas.

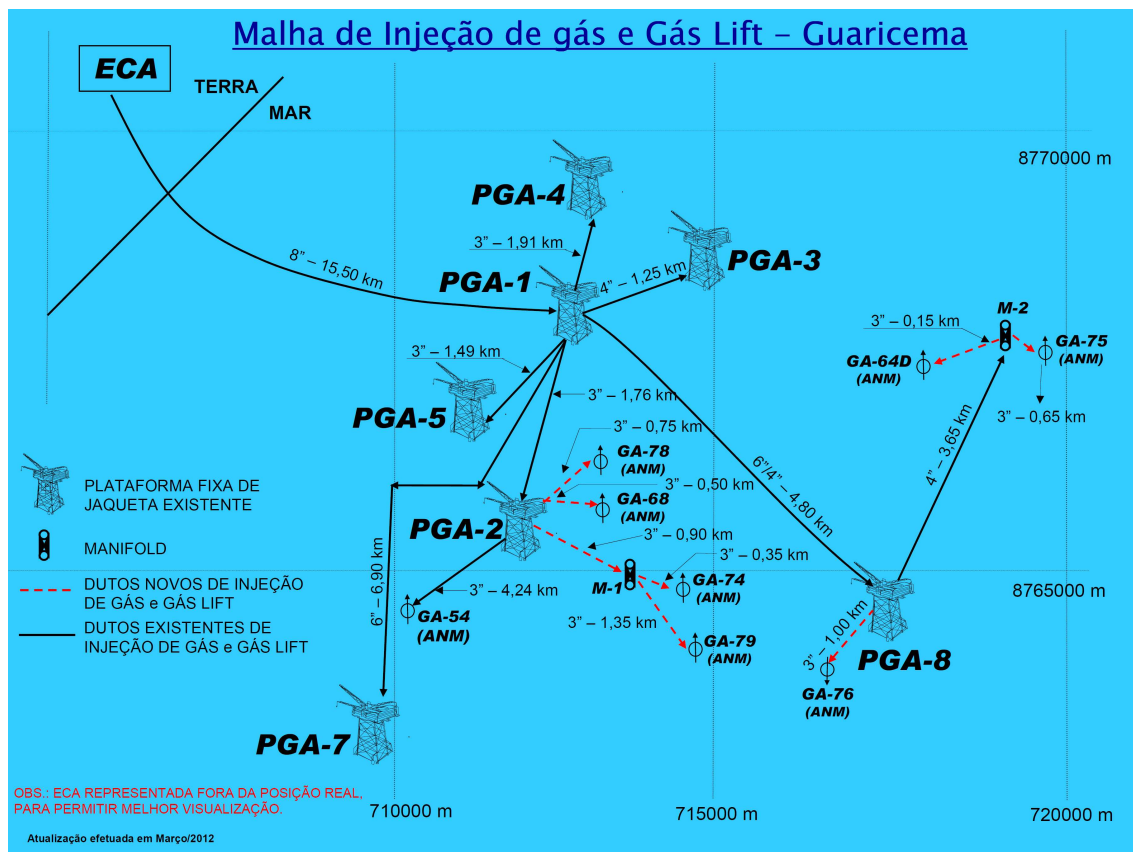
De forma mais detalhada: com a retirada da PGA-9, o poço existente GA-64D, que sofrerá intervenção, será completado com Árvore de Natal Molhada (ANM) e interligado a um *manifold* (M2), que por sua vez escoará a produção para a PGA-03 e receberá gás da PGA-08. Quanto ao poço produtor GA-75D e o poço injetor GA-77D, que também estariam interligados por esta plataforma, passarão a ser verticais, completados com Árvore de Natal Molhada (ANM), sendo que o poço GA-75 será conectado à PGA-03 (escoamento da produção) e PGA-08 (*gas-lift*) através de um *manifold* (M2); já o poço GA-77 passará a ser interligado diretamente à PGA-03. Optou-se por instalar *manifolds* visando a um melhor arranjo da malha dutoviária.

Com a retirada da PGA-10, o poço produtor GA-74 será completado com Árvore de Natal Molhada (ANM) e interligado à PGA-02 através de um *manifold* (M1). O poço produtor GA-79D e o poço injetor GA-80D também sofrerão alterações, pois passarão a ser poços verticais, completados com Árvore de Natal Molhada (ANM), sendo que o poço GA-79 será conectado à PGA-02 por intermédio de um *manifold* (M1); já o poço GA-80 passará a ser interligado diretamente à PGA-02.

Na concepção anterior do projeto de injeção de água do Campo de Guaricema, a plataforma central PGA-03 distribui água para as plataformas PGA-09 e PGA-10. Com a retirada destas duas últimas plataformas, a PGA-03 passará a distribuir água diretamente para os poços GA-77 e GA-80.

As alterações acima descritas são rerepresentadas nas figuras abaixo, que representam o escoamento da produção, a injeção de água e o sistema de *gas-lift*.





Em função das alterações previstas no projeto, são rerepresentadas no **Anexo II.2.1-1** as seguintes tabelas, contendo informações sobre os dutos que serão lançados:

- Tabela II.2.4-8 Dutos (flexíveis e rígido) de injeção de água do Campo de Camorim
- Tabela II.2.4-9 - Dutos flexíveis de injeção de água do Campo de Dourado
- Tabela II.2.4-11 - Dutos de produção e teste do Campo de Dourado
- Tabela II.2.4-10 - Dutos flexíveis de injeção de água do Campo de Guaricema
- Tabela II.2.4-12 - Novos dutos para injeção de gás-lift do Campo de Guaricema
- Tabela II.2.4-13 - Dutos de produção e teste do Campo de Guaricema

- Tabela II.2.4-14 - Duto de escoamento da produção dos Campos de Dourado e Guaricema.

Solicitação/Questionamento: A seguinte afirmação “No caso dos poços exploratórios, caso seja confirmada existência de reservatórios com hidrocarbonetos, poderão ser reservatórios com pressão original. Contudo, existe a possibilidade de encontrar reservatórios já depletados. De forma conservadora a PETROBRAS adotou como premissa neste projeto a ocorrência de pressão original nestes poços” conflita com os conceitos expostos para a empresa. Embora entenda-se que um reservatório em exploração possa ter baixa pressão, o termo depletado não deveria ser usado se este não houvesse sido explotado. Solicitam-se esclarecimentos.

(Item II.2.1, pág. 9/114)

Resposta/Comentário:

Esclarecemos que os conceitos expostos pela empresa não conflitam com a informação de que, eventualmente, poços exploratórios poderão encontrar reservatórios depletados.

Poços localizados em áreas de concessão são considerados exploratórios quando as incertezas no mapeamento geológico dos reservatórios não permitem afirmar se estes reservatórios encontram-se hidráulicamente conectados com áreas já drenadas.

Portanto, poços exploratórios situados dentro das áreas das concessões poderão atravessar reservatórios que se estendam até poços produtores que já os tenha drenado e que, por conseguinte, estariam com valor de pressão estática inferior ao original, caracterizando a condição de reservatório depletado. Porém, a PETROBRAS preferiu adotar a premissa de que o poço seria exploratório e com pressão original, por ser esta uma premissa mais

conservadora na qual o risco considerado é mais elevado.

Solicitação/Questionamento: Em relação às perfurações exploratórias nos novos reservatórios pressurizados, informa-se na resposta ao PT nº 312/11 que não foram realizadas anteriormente perfurações nesses reservatórios, exceto no reservatório do poço DO-32 onde foi perfurado o poço DO-17 e posteriormente abandonado. Embora tenha sido apresentada uma revisão detalhada da geologia dos reservatórios, não se mostrou nesse item as informações dos poços com surgência, nem a justificativa das vazões esperadas. No Anexo II.2-11 que apresenta a classificação e distribuição dos poços por plataforma dos campos, com o status atual de funcionamento, foi informada apenas a vazão dos poços surgentes em operação.

(Item II.2.1, pág. 10/114)

Resposta/Comentário:

1. Camorim

O campo de CM terá a perfuração de 9 (nove) novos poços produtores: CM-103D, CM-107D, CM-109D, CM-111D, CM-113D, CM-114D, CM-115D, CM-116D e CM-117D. As vazões previstas para estes poços estão apresentadas na **Tabela II.2.1-1 (Anexo II.2.1-2)**. Todos os reservatórios de Camorim encontram-se depletados e, por isto, nenhum dos poços novos produzirá por surgência. Esses poços serão equipados para produção com *gas-lift*. As vazões de produção destes poços foram definidas através de estudos de simulação de fluxo, com base no histórico de produção e de pressão dos reservatórios.

2. Dourado

O campo de Dourado terá a perfuração de 6 (nove) novos poços produtores:

DO-32, DO-33D, DO-34D, DO-35, DO-37D e DO-39D. Um novo poço exploratório também está previsto para esta concessão: PE-12.

Os poços DO-33D, DO-34D, DO-37D e DO-39D serão perfurados em reservatórios depletados, de modo semelhante aos poços novos de Camorim. As vazões previstas para estes poços estão apresentadas na **Tabela II.2.1-2 (Anexo II.2.1-2)**. Estes poços novos poderão produzir por surgência mas, devido a baixa pressão dos seus reservatórios, serão logo equipados para produção com a utilização de BCS (Bombeio Centrifugo Submerso). As vazões de produção destes poços foram definidas através de estudos de simulação de fluxo, com base no histórico de produção e de pressão dos reservatórios.

Os poços DO-32, DO-35 e o poço exploratório PE-12 serão perfurados em reservatórios que ainda não tiveram produção e são considerados com pressão original. As vazões previstas para estes poços também estão apresentadas na **Tabela II.2.1-2 (Anexo II.2.1-2)**. Estes poços novos deverão produzir inicialmente por surgência e, depois de um certo período de produção, serão equipados para produção com a utilização de BCS (Bombeio Centrifugo Submerso).

3. Guaricema

O campo de Guaricema terá a perfuração de 6 (seis) novos poços produtores: GA-68, GA-74, GA-75, GA-76, GA-78 e GA-79. Sete novos poços exploratórios também estão previstos para esta concessão: PE-3, PE-4, PE-5, PE-6, PE-7, PE-10 e PE-11.

Os poços GA-68, GA-75, GA-76 e GA-78 serão perfurados em reservatórios depletados. As vazões previstas para estes poços estão apresentadas na **Tabela II.2.1-3 (Anexo II.2.1-2)**. Estes poços novos, devido à baixa pressão dos seus reservatórios, serão logo equipados para produção com *gas-lift*. As vazões de produção destes poços foram definidas através de estudos de simulação de fluxo com base no histórico de produção e de pressão dos reservatórios.

Os poços GA-74 e GA-79 e os poços exploratórios PE-3, PE-4, PE-5, PE-6, PE-7, PE-10 e PE-11 serão perfurados em reservatórios que ainda não tiveram produção e são considerados com pressão original. As vazões previstas para estes poços também estão apresentadas na **Tabela II.2.1-3 (Anexo II.2.1-2)**. Estes poços novos deverão produzir inicialmente por surgência e, depois de um certo período de produção, serão equipados para produção com *gas-lift*.

Tanto no caso de Guaricema como no caso de Dourado, as vazões de produção de poços em áreas novas são definidas através do conhecimento de dados análogos dos reservatórios da concessão e dos dados conhecidos de cada área. Entre os dados utilizados para determinação da curva de produção (e das vazões iniciais) de cada área ainda não perfurada podem ser citados: (1) dados sísmicos, (2) gradiente de pressão da área, (3) modelo geológico com base nos dados sísmicos, no conhecimento regional da bacia, nos dados de rocha e perfil dos reservatórios análogos já perfurados, etc., (4) históricos de produção e de pressão dos reservatórios análogos, dados análogos de fluidos, dados análogos de interação rocha/fluido e (5) modelo de simulação de fluxo utilizando os dados dos itens (1) a (4). Os resultados de todos os itens são submetidos a grupos de especialistas da PETROBRAS que validam ou fazem recomendações para revisão dos modelos e dos resultados obtidos em cada um destes itens.

Solicitação/Questionamento: No item “II.6.1 - Modelagem da Dispersão de Óleo e Efluentes” foi exposto que o volume de pior caso de 7.500 m³/mês corresponde ao blowout de poço exploratório nos campos de Dourado e Camorim, utilizando-se como referência o poço 3-DO-4-SES, cuja vazão diária foi estimada em 250 m³/dia, com base em histórico de produção. O que se pretende é que a empresa certifique que esta vazão de fato é a mais elevada esperada para os novos poços exploratórios e de produção, considerando a elevação da

pressão devido a injeção de água nos reservatórios. É importante que se fundamente o porquê da utilização do poço 3-DO-4-SES como referência de vazão.

(Item II.2.1, pág. 10/114)

Resposta/Comentário:

A PETROBRAS confirma que a adoção do poço 3-DO-04-SES como referência na modelagem de poço surgente é bastante robusta por ter apresentado, na fase de avaliação de poços exploratórios que orientaram o desenvolvimento dos campos alvo do projeto, a mais elevada vazão em Teste de Formação, entre os intervalos investigados dos diversos poços executados à época. Não há, portanto, nenhum argumento tecnicamente sustentável no sentido de que o valor adotado de 250 m³/dia possa ser superado. O poço DO-4 foi testado, mas não foi aproveitado para produção porque não existia, para este fim, nenhuma estrutura na época. Este poço serviu para avaliação da área, mas foi abandonado na fase exploratória.

O maior risco de vazamentos em reservatórios de petróleo ocorre durante a perfuração dos primeiros poços quando os reservatórios estão em condições de pressão original (ainda sem produção). Nesse momento, o volume de hidrocarbonetos contido nos reservatórios é o máximo e a energia natural dos reservatórios também é a máxima.

Nos estudos de simulação numérica do projeto de injeção de água dos campos de águas rasas de Sergipe não está previsto que os reservatórios superem e, nem mesmo, alcancem valores de pressão média iguais ao valor da pressão original dos reservatórios e, sendo assim, não existe base técnica para previsão de vazões maiores do que as vazões já observadas em condições de pressões originais. Cabe lembrar que a máxima pressão possível de injeção é um valor definido no projeto e que os equipamentos a serem adquiridos para a injeção terão suas pressões máximas plenamente compatíveis com os limites desejados.

As estimativas de vazões iniciais para os projetos de injeção de água em Camorim, Dourado e Guaricema, em reservatórios com pressão original e em reservatórios depletados que forem repressurizados, também foram apresentadas ao grupo de especialistas da empresa que validaram o projeto. Os especialistas consideraram adequados os valores estimados. Ressalta-se que, se possível, seria interessante para a PETROBRAS que as vazões fossem mais elevadas porque os parâmetros econômicos do projeto poderiam ser melhorados; portanto evita-se trabalhar com valores subestimados.

A título de ilustração, a **Tabela II.2.1-4**, a seguir, apresenta um poço de cada um dos campos de águas rasas com a vazão máxima observada no histórico de cada um deles. A vazão máxima ocorreu no início da vida produtiva dos reservatórios, com níveis de pressão próximos da pressão original. A partir da vazão máxima alcançada inicia-se o declínio da produção.

Tabela II.2.1-4 - Vazões Máximas de Alguns Poços

Poço	Data	Qo máx (m ³ /d)
CM-14D	Jul/76	214
DO-09D	Set/76	227
GA-06D	Fev/74	212

Estes poços, mesmo não sendo dos mesmos reservatórios, são bastante próximo de poços que serão perfurados no projeto (Camorim: CM-14D próximo ao poço a perfurar CM-114D em reservatório depletado; Dourado: DO-09D próximo ao poço a perfurar DO-35 em reservatório em condições originais; Guaricema: GA-06D próximo ao poço a perfurar GA-74 também em condições originais). Ressalta-se que as vazões apresentadas abaixo foram realizadas no início da produção de cada poço com pressões próximas às pressões originais.

Solicitação/Questionamento: Reitera-se a solicitação da previsão de vazão de todos os novos poços a serem perfurados.

(Item II.2.1, pág. 10/114)

Resposta/Comentário:

A previsão de vazões máximas dos novos poços a serem perfurados em cada campo é apresentada na **Tabela II.2.1-1** (Camorim), **Tabela II.2.1-2** (Dourado) e **Tabela II.2.1-3** (Guaricema), já mencionadas anteriormente (**Anexo II.2.1-2**).

Solicitação/Questionamento: A empresa informou que realizou “levantamento geotécnico na área de interesse, a fim de detectar possíveis obstáculos naturais (feições morfológicas) e antrópicos (tubulações, cabos, etc.) presentes no leito marinho. Mapas apresentando os resultados destes levantamentos, evidenciando os obstáculos naturais e antrópicos, e as diretrizes dos dutos e demais equipamentos a serem instalados, destacando-se as interseções entre os mesmos, são apresentados no Anexo II.2-17” (pág. 134/218), entretanto não há representação dessas estruturas no citado anexo. Além disto, as figuras dos arranjos submarinos dos campos de Camorim e Dourado representadas no Anexo II.2-22 não apresentam correlação com os mapas dos levantamentos geofísicos das cotas de enterramento dos dutos.

(Item II.2.1, pág. 11/114)

Resposta/Comentário:

A PETROBRAS ratifica que realizou levantamentos geotécnicos e geofísicos na área de interesse a fim de detectar obstáculos naturais (feições morfológicas) e antrópicos (tubulações, cabos e etc) presentes no leito marinho. Os mapas representando os sistemas de produção futuros foram revisados para contemplar alterações do projeto, a exemplo da eliminação de

algumas plataformas, instalação de árvores de natal molhadas (ANM) e *manifolds* e são rerepresentados nos **Anexos II.2-1, II.2-2 e II.2-3**.

Os mapas com levantamentos geofísicos dos campos de Camorim, Dourado e Guaricema também foram revisados e são rerepresentados no **Anexo II.2-17** incluindo a representação dos dutos submarinos e das instalações dos campos, conforme **Anexos II.2-1, II.2-2 e II.2-3**. No **Anexo II.2-17a** foi acrescentado um novo mapa (geotécnico e geofísico) contendo as cotas de enterramento de dutos que se interligam ao Pólo Atalaia, na zona mais próxima da costa.

Para se ter um melhor detalhamento das interseções novos mapas também foram criados e são apresentados no **Anexo II.2-17b**. A PETROBRAS esclarece que as figuras dos arranjos submarinos dos campos de Camorim, Dourado e Guaricema, representadas no **Anexo II.2-22**, são esquemáticas, tendo por objetivo a compreensão geral dos arranjos e, não, uma representação detalhada de todas as estruturas e interligações. Privilegiou-se nessas figuras a representação (fora de escala) de dutos de óleo, gás e injeção de água e suas interligações *funcionais* com plataformas e árvores de natal molhadas, em detrimento de representações físicas de maior precisão, para as quais foram construídas figuras específicas (**Anexo II.2-17b**). As figuras do **Anexo II.2-22** não devem ser usadas para fins de identificação de pontos reais de interseção (para este fim devem ser consultadas as figuras do **Anexo II.2-17b**). Entretanto, o **Anexo II.2-22** está sendo rerepresentado com algumas melhorias na forma de apresentação e com a configuração vigente do projeto (eliminação de algumas plataformas, instalação de árvores de natal molhadas (ANM) e *manifolds*).

Os mapas que apresentam cotas de enterramento de dutos que interligam o Pólo Atalaia com os Campos de Camorim e Guaricema (note-se que não existe duto interligando diretamente o Pólo Atalaia com o Campo de Dourado) estão sendo rerepresentados no **Anexo II.2-17a**, porém tais mapas apenas servirão

como referência para, quando do detalhamento para a construção e lançamento de novos dutos, possibilitar a confirmação do tipo de proteção a ser usado nos pontos de interseção (**Anexo II.2-17b**) pois, dependendo da profundidade de enterramento, poderá não ser necessário o uso de colchões de cimento ou calços.

Note-se que, nos levantamentos realizados para o lançamento de novos dutos, não foi observado nenhum condicionante geológico que possa representar risco para a estabilidade e integridade dos dutos a serem implantados.

Solicitação/Questionamento: Considerando que o “pico de produção” é previsto neste EIA-Rev.01 para ocorrer no ano de 2016, solicitamos que a empresa ajuste esta figura de forma a apresentar os comparativos entre o Projeto de Ampliação de Camorim, Dourado e Guaricema em 2016 e as expectativas de produção de Sergipe, da Região Nordeste e do Brasil para o mesmo ano, com o objetivo desta figura ter a mesma temporalidade de 2016 para a apresentação das proporções de comparação e justificativa da contribuição da atividade para o Setor Petrolífero.

(Item II.2.1, pág. 11/114)

Resposta/Comentário:

Apresenta-se a seguir (**Figura II.2.1-2a**) o gráfico de *Acréscimos Relativos da Produção de Petróleo e Gás Natural, com a implantação do projeto*, apresentando os comparativos entre o Projeto de Ampliação de Camorim, Dourado e Guaricema em 2016 e as expectativas de produção de Sergipe, da Região Nordeste e do Brasil para o mesmo ano.

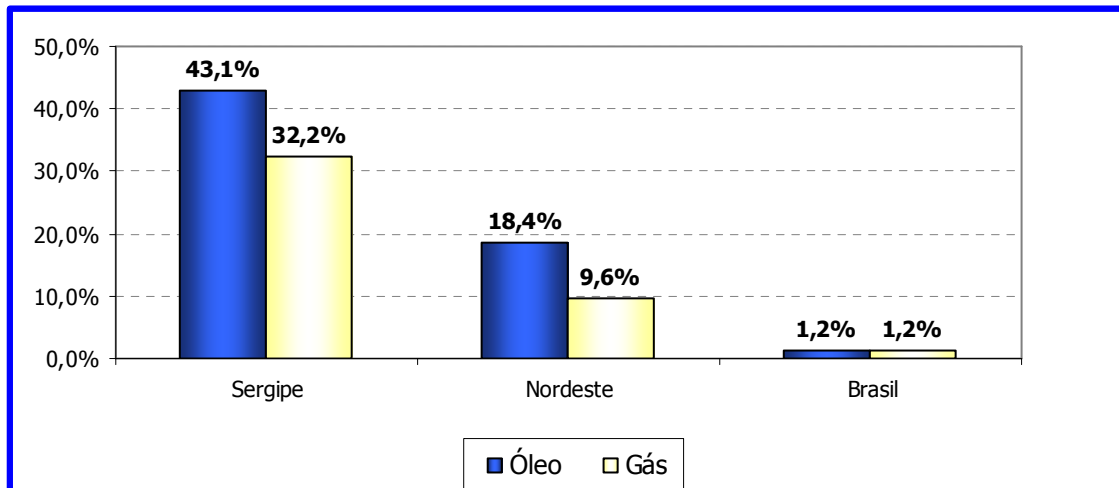


Figura II.2.1-2a - Acréscimos relativos da produção de petróleo e gás natural, com a implantação do projeto - Comparativos entre as estimativas de produção do Projeto de Ampliação de Camorim, Dourado e Guaricema em 2016 e as de Sergipe, da Região Nordeste e do Brasil para o mesmo ano.

Solicitação/Questionamento: A CGPEG entende que a PETROBRAS além de apresentar a reformulação da Figura II.2.1-2 acima descrita para o cenário de “pico de produção” dos Campos de Camorim, Dourado e Guaricema, deve também apresentar uma figura com os percentuais relativos em relação à Sergipe, à Região Nordeste e ao Brasil para a média da produção de óleo e gás, no período compreendido entre o início das atividades de injeção de água e o ano de 2025, a fim de demonstrar a contribuição média do projeto em relação à contribuição média de óleo e gás de Sergipe, da Região Nordeste e do Brasil, também no período temporal entre o início das atividades de injeção e o ano de 2025. Para tanto a empresa deverá utilizar as informações de seu planejamento estratégico de produção até o ano de 2025, assim como o planejamento estratégico do Ministério de Minas e Energia.

(Item II.2.1, pág. 11/114)

Resposta/Comentário:

Apresenta-se a seguir (**Figura II.2.1-2b**) o gráfico de *Acréscimos Relativos da Produção de Petróleo e Gás Natural*, com os percentuais em relação à Sergipe, à Região Nordeste e ao Brasil para a média da produção de óleo e gás, considerando-se em ambos os casos o período compreendido entre o início das atividades de injeção de água e o ano de 2025.

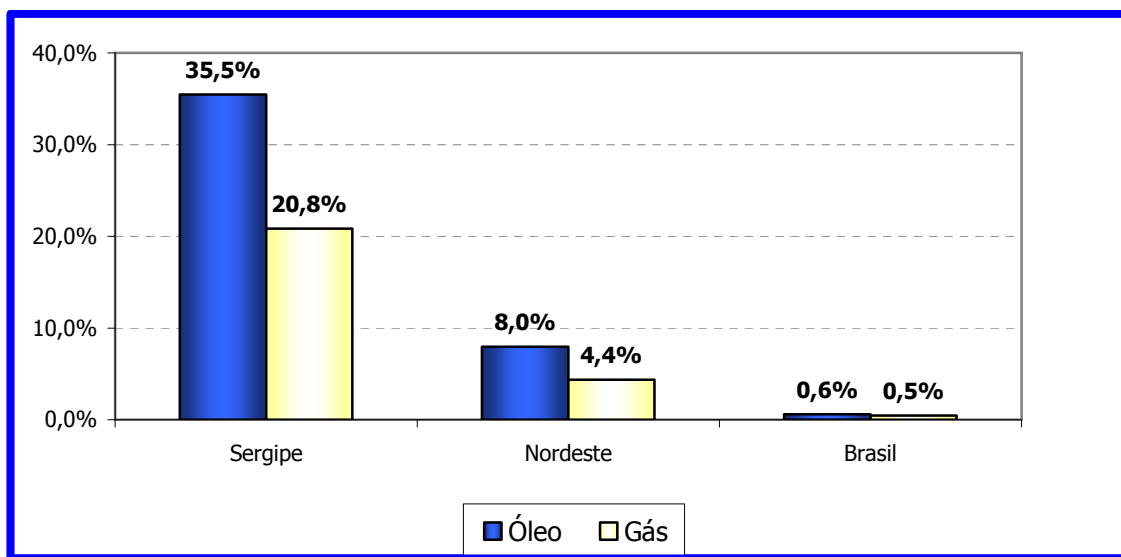


Figura II.2.1-2b - Acréscimos relativos da produção média de petróleo e gás natural no período entre o início das atividades de injeção de água e o ano de 2025, em comparação à produção média de Sergipe, da Região Nordeste e do Brasil no mesmo período.

Solicitação/Questionamento: A CGPEG também solicita que a PETROBRAS apresente uma figura semelhante às acima mencionadas, em que seja apresentado o cenário de expectativa de produção mínima deste empreendimento em 2025 (provável fim da atividade) e seu comparativo com o cenário de produção para Sergipe, Região Nordeste e Brasil, também de 2025, levando-se em consideração o planejamento estratégico da

empresa e do Ministério de Minas e Energia para as produções de óleo e gás em 2025, a fim de se apresentar uma estimativa de impacto na socioeconomia local, regional e nacional do encerramento das atividades nos Campos de Camorim, Dourado e Guaricema.

(Item II.2.1, pág. 11/114)

Resposta/Comentário:

Apresenta-se a seguir (**Figura II.2.1-2c**) o gráfico de *Acréscimos Relativos da Produção de Petróleo e Gás Natural*, apresentando o cenário de expectativa de produção mínima do empreendimento em 2025 (provável fim da atividade) e seu comparativo com o cenário de produção para Sergipe, Região Nordeste e Brasil, também de 2025.

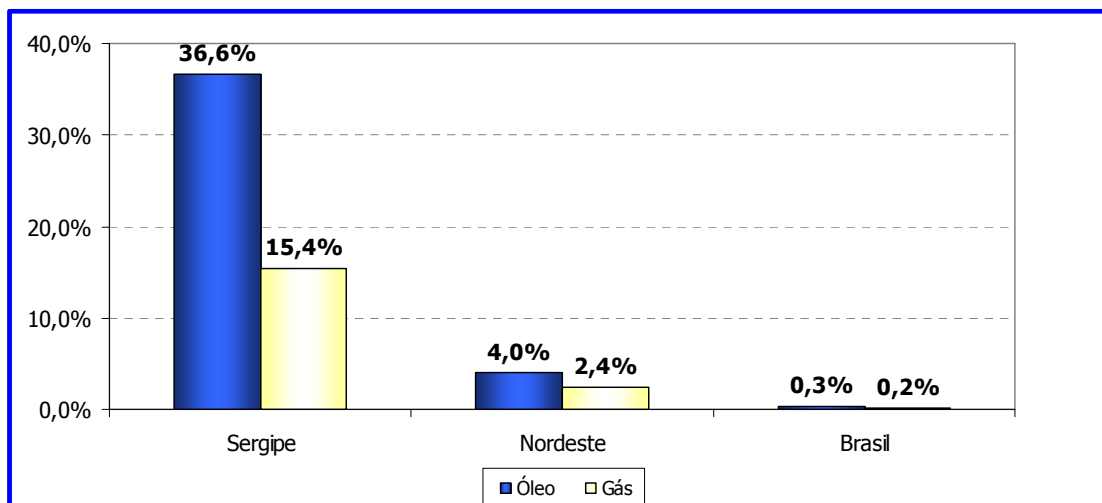


Figura II.2.1-2c - Acréscimos relativos da produção de petróleo e gás natural, apresentando a comparação entre a expectativa de produção mínima do empreendimento em 2025 e a produção de Sergipe, Região Nordeste e Brasil no mesmo ano.

II.2.2 – Histórico

Solicitação/Questionamento: *Na página 06/218, a empresa fornece as seguintes informações: “Em outubro do ano 2000, ocorreu o primeiro esforço na tentativa de reverter o declínio natural dos campos marítimos da Bacia de Sergipe/Alagoas, através da implantação do piloto de injeção de água no Campo de Camorim. Em seguida, vieram os sistemas de injeção de água dos Campos de Dourado e Salgo, em setembro de 2004 e dezembro de 2005, respectivamente. Em comum, o fato de todos terem os componentes do sistema de injeção instalados em plataformas fixas de produção. Porém, devido aos problemas de logística e operacional ocorridos durante e após a implantação desses projetos, os sistemas de injeção passaram a apresentar uma baixíssima eficiência operacional, tornando-se bastante intermitentes, o que impossibilitou o alcance das cotas de injeção previstas. Estes projetos-piloto de injeção de água implantados nos Campos de Camorim, Dourado e Salgo foram interrompidos sem resultados significativos pelos motivos citados acima.”*

Tal informação merece ser destacada na medida em que já se tentou um projeto de recuperação sem sucesso em um passado não tão distante. O que parece indicar que um novo insucesso é plausível, em que pesem possíveis avanços tecnológicos. Portanto, considerando os riscos ambientais vinculados a este projeto de ampliação solicita-se que a empresa exponha o grau de certeza com que apresenta as informações relativas às curvas de produção previstas e deixe claro o grau de incerteza associado ao projeto.

(Item II.2.2, pág. 12/114)

Resposta/Comentário:

Conforme já foi informado, ratificamos que a causa do insucesso dos projetos-pilotos de injeção implantados nos campos de Camorim, Dourado e Salgo é creditada à baixíssima eficiência dos sistemas instalados nas plataformas, cuja seqüência de falhas, principalmente de bombas que, não raro, exigiam sua remoção para oficinas em terra, terminou por determinar sua inviabilidade operacional. Ressalte-se que esses pilotos foram implantados com equipamentos em sua maioria reaproveitados, sem peças sobressalentes ou redundância de componentes críticos, o que determinava freqüentes interrupções da injeção.

Diferentemente dessa situação, os projetos propostos de injeção terão todas as instalações vitais situadas em terra, no Pólo Atalaia, sendo todos equipamentos novos, incluindo uma bateria de bombas injetoras com unidades de reserva que praticamente elimina o risco de paradas.

Por essa razão e, considerando que a injeção de água é um método de recuperação suplementar com tecnologia totalmente dominada e de sucesso comprovado em diversos campos de litologias similares, inclusive da própria UO-SEAL, o projeto é considerado de muito baixa incerteza, conforme avaliação realizada em fórum específico de *Tratamento de Riscos*, exigido pela Companhia em projetos dessa magnitude. Eventuais desvios de produção em relação à curva base são sempre considerados em face de diversos cenários, principalmente das incertezas geológicas e que, no presente projeto, não ultrapassam a 10% dos ganhos estimados, podendo ocorrer para menos ou para mais.

Solicitação/Questionamento: *Em suas justificativas para o não encerramento das atividades em águas rasas, a empresa apresenta o seguinte trecho, que não se pode deixar de comentar, à página 43/218: “Considerando os projetos nos*

campos terrestres e em águas profundas, uma alternativa para diminuir o impacto a socioeconomia local, com o encerramento das atividades em águas rasas, seria o aproveitamento dos trabalhadores envolvidos nestas atividades, através do deslocamento da mão-de-obra atual dos campos de águas rasas e do Pólo Atalaia para os novos projetos nos demais campos petrolíferos do Estado (campos terrestres e em águas profundas). Esta alternativa, no entanto, mostra-se inviável, pois:

a) Para a ampliação de produção e desenvolvimento em águas profundas (Campo de Piranema e blocos SEAL-4, 10 e 11), a mão de obra necessária exige uma qualificação diferenciada, o que não condiz com o perfil do trabalhador das concessões de águas rasas.”

Um dos principais argumentos da empresa em defesa do projeto de Ampliação dos Campos de Camorim, Dourado e Guaricema reside no aspecto social. É de se estranhar que desconsidere, pelo apresentado acima, a possibilidade de promover um amplo programa de treinamento que tenha como objetivo capacitar os funcionários que atuam em águas rasas para passarem a atuar também em águas profundas. Portanto, toda a argumentação que defende o projeto de recuperação em águas rasas é dissolvida pela contradição exposta acima, quando a preocupação social ficou represada, ao que parece, no desinteresse do empreendedor pela realização de programas de capacitação e a conseqüente manutenção dos empregos de seus funcionários.

(Item II.2.2, pág. 13/114)

Resposta/Comentário:

A PETROBRAS realiza suas atividades de exploração e produção na UO-SEAL

através de serviços realizados por funcionários próprios e por serviços contratados a empresas terceirizadas.

Para os funcionários *próprios*, temos a seguinte situação:

A PETROBRAS possui um setor de desenvolvimento de recursos humanos que desenvolve, de acordo com as necessidades estratégicas e operacionais das atividades, planos de treinamentos e capacitações para o corpo de trabalho, a fim de oferecer as condições necessárias para o apto desenvolvimento das atividades. Dessa forma, qualquer necessidade de realocação de funcionário da PETROBRAS, por qualquer motivo, será feita de forma preparatória ações de treinamento e capacitações para a nova atividade. Reforça-se ainda que, conforme registrado no EIA rev. 01 a PETROBRAS possui uma política de manutenção dos empregos dos seus funcionários, compromisso esse claramente percebido na sociedade brasileira.

Para os serviços *contratados*, temos a seguinte situação:

A PETROBRAS não contrata mão-de-obra, mas sim serviços. Logo somos obrigado a contratar o serviço já com a qualificação exigida, o que nos impede de qualificar ou treinar qualquer trabalhador terceirizado para realizar o serviço o qual a PETROBRAS celebrou um instrumento contratual com uma outra empresa, sob pena de se ter reivindicação de relação de vínculo empregatício.

Portanto, quando afirmamos que a mão-de-obra para os serviços em águas rasas exige uma qualificação diferenciada das utilizadas em águas profundas, queremos destacar que contratamos serviços diferentes e que não podem ser migrados no caso da desativação de águas rasas.

Há, no entanto, programas de qualificação para atividades da indústria do petróleo que são apoiados e/ou patrocinados pela PETROBRAS, como exemplo temos:

PROMINP – Programa de Mobilização da Indústria Nacional de Petróleo e Gás Natural, coordenado pelo Ministério de Minas e Energia, que tem por objetivo o

fortalecimento da indústria nacional de bens e serviços e está centrado na área de petróleo e gás natural. Trata-se de um Programa de geração de emprego e renda no País, ao agregar valor na cadeia produtiva local.

Para fazer frente à necessidade de pessoal qualificado para o setor de petróleo e gás natural, foi estruturado, em 2006, o Plano Nacional de Qualificação Profissional do Prominp, que prevê capacitar, por meio de cursos gratuitos, milhares de profissionais nos estados do país com empreendimentos previstos. Os cursos são de nível básico, médio, técnico e superior, em 175 categorias profissionais ligadas às atividades do setor de petróleo e gás. Estão envolvidas cerca de 80 instituições de ensino, com investimentos que já chegam à casa dos R\$ 220 milhões. Além dos cursos gratuitos, são oferecidas bolsas-auxílio mensais para os alunos desempregados, que variam entre R\$ 300 e R\$ 900, dependendo do nível do curso.

A PETROBRAS é a principal financiadora deste plano de qualificação, aportando recursos previstos para investimentos em P&D – estabelecidos nos contratos de concessão, cuja aplicação em qualificação profissional foi aprovada pela ANP (Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis).

Até o final de 2010, o PROMINP qualificou 78 mil pessoas, em 15 estados do país. Além destes profissionais, foi identificada a necessidade de qualificação de mais 212 mil pessoas até 2014, em 185 categorias profissionais e 13 estados do país, com previsão de recursos adicionais da ordem de R\$ 550 milhões.

Visando facilitar o recrutamento da mão-de-obra qualificada pelos cursos e promover a aproximação destes profissionais com as empresas fornecedoras do setor de petróleo e gás natural, foi criado um banco de currículos on-line, disponível para consulta no Portal de Qualificação do site do PROMINP. O banco contém os currículos de todos os alunos e ex-alunos do Plano de Qualificação do Programa, e para acessá-lo, as empresas precisam se

cadastrar no Portal. Até o momento, o banco conta com cerca de 1.500 empresas cadastradas, o que representa uma grande oportunidade para os profissionais treinados pelo PROMIMP.

Em levantamento recente feito junto ao Caged (Cadastro Geral de Empregados e Desempregados), do Ministério do Trabalho e Emprego, identificou-se que 81% dos profissionais qualificados pelo PROMINP estão empregados no mercado de trabalho formal.

A fim de ampliar as oportunidades de acesso da população de baixa renda aos cursos gratuitos do PROMINP, está sendo oferecido reforço escolar preparatório para as provas de seleção do Plano Nacional de Qualificação Profissional do Programa, nos estados do país onde haverá processo seletivo público. Para o 5º ciclo de seleção, mais de 30 mil pessoas, em 10 estados, receberão aulas de português, matemática e raciocínio lógico. Os participantes do reforço escolar são automaticamente inscritos nos processos seletivos do PROMINP, a partir do lançamento do edital, com isenção da taxa de inscrição. A ação, que é focada nos beneficiários do Programa Bolsa Família, é desenvolvida em parceria com o Ministério do Desenvolvimento Social e Combate à Fome (MDS), e os governos e prefeituras dos estados envolvidos.

Nestes programas, o público é definido através de seleção pública, não podendo haver direcionamento dos participantes. Dessa forma, não há desinteresse da PETROBRAS na capacitação, mas sim a impossibilidade da PETROBRAS promover um amplo programa de treinamento que tenha como objetivo capacitar os profissionais terceirizados que atuam em águas rasas para passarem a atuar também em águas profundas, sem que haja implicações jurídicas para a empresa.

Dados mais atualizados do PROMINP e mais específicos para o Estado de Sergipe são apresentados a seguir:

O 6º Ciclo de Qualificação Profissional do PROMINP teve inscrições iniciadas em 07.03.12, estendendo-se até 12.04.12. Serão oferecidos cursos para 85

ocupações, todas voltadas para o setor de petróleo e gás natural.

Neste ciclo de qualificação, serão oferecidas mais de 11 mil vagas em 14 estados: Amazonas, Bahia, Ceará, Espírito Santo, Maranhão, Minas Gerais, Mato Grosso do Sul, Pernambuco, Rio de Janeiro, Rio Grande do Norte, Rio Grande do Sul, Santa Catarina, Sergipe e São Paulo. Como já mencionado, a escolha das cidades que receberão os cursos do PROMINP está relacionada aos locais onde há projetos e empreendimentos do setor de petróleo e gás em execução ou previstos para os próximos anos, considerando seus respectivos cronogramas de implementação e demanda por mão de obra.

As inscrições podem ser feitas através do *site* do programa – www.prominp.com.br –, ou nos postos de inscrição credenciados, listados no edital, que tem ampla publicidade.

Especificamente para Sergipe serão 364 vagas, distribuídas nas seguintes categorias, conforme **Quadro II.2.1-1**.

Quadro II.2.1-1 Vagas Ofertadas para Sergipe - PROMINP

NÍVEL	CATEGORIA	TOTAL
BÁSICO	CM - CALDEIREIRO	80
	CM - LIXADOR	16
	CM - MECÂNICO MONTADOR	32
	CM - MONTADOR	48
	CM - SOLDADOR DE ESTRUTURA	48
BÁSICO - TOTAL		224
MÉDIO	CM - ELETRICISTA FORÇA E CONTROLE	40
	CM - ELETRICISTA MONTADOR	20
	OM - OPERADOR DE SONDA DE PERFURAÇÃO	80
MÉDIO TOTAL		140
SERGIPE TOTAL		364

OM - Operação e Manutenção

CM - Construção e Montagem

Essas vagas foram identificadas através da necessidade de mão-de-obra capacitada para atender aos projetos de ampliação de injeção de água dos campos terrestres de Carmópolis, Siririzinho e Riachuelo.

Quanto aos ciclos anteriores, encontram-se em realização os cursos do 5º Ciclo, com 144 vagas para Sergipe (de um total nacional de 27.915 ofertadas), conforme Quadro II.2.1-2.

Quadro II.2.1-2 - Vagas Ofertadas no 5º Ciclo do PROMINP

ESTADO	5º CICLO
Pernambuco	8.326
Rio de Janeiro	6.874
Maranhão	634
São Paulo	2.268
Ceará	412
Rio Grande do Sul	3.706
Bahia	1.863
Rio Grande do Norte	1.058
Espírito Santo	972
Amazonas	710
Minas Gerais	752
Paraná	196
Sergipe	144
TOTAL	27.915

Nos ciclos de 1 a 4 já foram treinadas 78.402 pessoas, sendo 158 de Sergipe, conforme **Quadro II.2.1-3**.

Quadro II.2.1-3 - Vagas Ofertadas do 1º ao 4º Ciclo do PROMINP

Ciclo	Vagas
1º	101
2º	80
3º	430
4º	240
Total	551

Vale ressaltar que somente aqueles estados que tiverem empreendimentos previstos na carteira de projetos da Petrobras são contemplados com os cursos do PROMINP. O 7º Ciclo está previsto para outubro deste ano e a coordenação do PROMINP já sinalizou que Sergipe terá mais vagas em função dos projetos de ampliação.

II.2.3 – Justificativas

Solicitação/Questionamento: *A fim de mitigar os diversos impactos socioeconômicos negativos oriundos do processo de desativação das atividades de produção em águas rasas, a*

PETROBRAS deverá apresentar à CGPEG uma proposta de Programa de Requalificação e Recolocação de sua mão-de-obra direta e terceirizada nas atividades dos Campos de Águas Rasas, para que com pelo menos 5 anos antes do fim de suas atividades, se inicie o processo de requalificação de mão-de-obra e recolocação gradual da mesma em outras atividades da indústria do petróleo ou em outras atividades preferencialmente industriais.

Na proposta do Programa de Requalificação e Recolocação de Mão-de-Obra, a PETROBRAS deverá apresentar um cronograma básico, com as possíveis atividades de requalificação por níveis de escolaridade e função, assim como os tipos de instituições que devem ser conveniadas em momento oportuno, para detalhar previamente e executar o Programa, com vista a efetiva mitigação deste significativo impacto socioeconômico da atividade. A CGPEG orienta que este cronograma básico seja elaborado com previsão do início da implementação do Programa em Janeiro de 2020, e que a empresa deverá solicitar à CGPEG, com a devida fundamentação, a antecipação e/ou adiamento do início da implementação do mesmo, caso haja alteração na sua expectativa de encerramento das atividades em águas rasas.

(Item II.2.2, pág. 14/114)

Resposta/Comentário:

Conforme explicado anteriormente, a PETROBRAS desenvolve ações continuadas de requalificação e recolocação de sua mão-de-obra direta e, por razões legais, não pode fazer o mesmo com terceirizados, cujos contratos se caracterizam pela prestação de serviços que já supõe uma qualificação adequada. Além disso, desenvolve várias ações de estímulo á qualificação

profissional do mercado de trabalho, a exemplo do PROMINP. Assim, entende não ser pertinente a proposição de um programa nos termos em que está sendo solicitado.

Solicitação/Questionamento: Tendo em vista que a produção em águas profundas gerará reduzido número de empregos, em resposta a este Parecer a PETROBRAS deverá indicar a possibilidade de novas linhas empresariais de atuação da empresa no Estado, com previsão até 2025, particularmente em energias alternativas, apontando a estimativa de geração de empregos delas decorrentes.

(Item II.2.2, pág. 15/114)

Resposta/Comentário:

No Plano de Negócios 2011 - 2015 da PETROBRAS estão previstos investimentos de R\$ 4,1 bilhões em biocombustíveis, sendo 47% em etanol, 32% em logística para etanol, 14% em biodiesel e 7% em pesquisa e desenvolvimento. Os principais investimentos em etanol estão voltados para aquisições de participações em usinas.

Na área de biodiesel, a Petrobras Biocombustível (Pbio) atua com 5 usinas de biodiesel, 1 usina de extração de óleo vegetal, além de 2 projetos de biodiesel em implantação. Para abastecer essas Unidades, a Pbio desenvolve programa de apoio à agricultura familiar, com contratos de comercialização da produção, assistência técnica, fornecimento de sementes, adubação, manejo e correção de solos.

No estado de Sergipe a Pbio atua em vários municípios, entre eles, Carira, Frei Paulo, Nossa Senhora das Dores e Simão Dias, com cerca de 6.000 produtores cadastrados para plantar girassol para a produção de biodiesel.

Na área de E&P, os principais investimentos no Estado de Sergipe dentro do Plano de Negócios 2011 - 2015 são projetos de revitalização de campos com

alto grau de exploração, sendo os principais: Carmópolis, Siririzinho, Riachuelo, Camorim, Dourado e Guaricema. Esses projetos devem gerar cerca de 9.000 empregos diretos e 10.400 indiretos.

A área de negócios do Abastecimento, através de sua fábrica de fertilizantes nitrogenados de Sergipe - FAFEN-SE, até o final de 2013 investirá em projetos de ampliação de sua planta de produção e de Tancagem no Terminal Inácio Barbosa-TMIB (Porto de Sergipe). Esses projetos deverão gerar 550 empregos diretos e 1.700 indiretos.

No campo da geração de energia eólica, a Petrobras realizou, durante cinco anos, levantamento anemométrico nos municípios de Pirambu e Aracaju. Os dados coletados serão analisados pela área de negócios de Gás e Energia para verificar a viabilidade de implantação de parque de geração de eólica no estado de Sergipe, porém ainda sem previsão de implantação.

Solicitação/Questionamento: *A fim de ampliar a participação da sociedade na gestão dos royalties e participações especiais neste processo de desenvolvimento dos municípios e do Estado de Sergipe, a empresa deverá se comprometer, em resposta ao presente parecer técnico, a apresentar um plano de trabalho para desenvolvimento desta linha de ação durante o Plano Geral de Trabalho III do PEAC. Cabe ressaltar que já está prevista para ser iniciado no primeiro semestre de 2012 um projeto de pesquisa sobre a distribuição e aplicação dos royalties nos municípios de Barra dos Coqueiros/SE, Pirambu/SE e Pacatuba/SE. Portanto, o novo plano de trabalho deverá prever a ampliação deste projeto de pesquisa neste e em outros municípios, enfatizando sua relação com a geração de empregos/ distribuição de renda, bem como comece a trabalhar o controle social em alguns municípios/comunidades.*

(Item II.2.2, pág. 15/114)

Resposta/Comentário:

O Plano de Trabalho que será executado durante o ano de 2012 nos municípios de Barra dos Coqueiros/SE, Pirambu/SE e Pacatuba/SE, prevê a realização de uma pesquisa cujo escopo é:

Pesquisar os indicadores socioeconomicos, a distribuição de recursos oriundos dos *royalties*, a aplicação destes recursos , a legislação para esta aplicação e existência de mecanismos/ferramentas de controle social dos *royalties* no município. A partir dessas informações realizar uma análise da contribuição desses tributos no desenvolvimento dos indicadores socioeconomico do município. Entende-se que este escopo é o suficiente para a compreensão da relação desenvolvimento socioeconomico/distribuição e aplicação dos *royalties* e que somente no segundo momento, a partir dos resultados das pesquisas, é que desenvolveríamos uma pesquisa sobre mecanismos/ferramentas utilizados para o controle social dos *royalties*, como construí-los e experiências aplicadas em outras localidades.

A definição dos municípios se deu pela característica presente nestas localidade de baixo IDH e significativa parcela de contribuição dos *royalties* nas receitas. Considerando ainda que a realização dessas pesquisas envolve atividades que exigem foco para acompanhamento e detalhamento, decidimos por estes 3 municípios. Dessa forma, somente após a finalização dessas pesquisas será avaliado a realização de nova pesquisa em outro município.

Solicitação/Questionamento: Tal plano de trabalho e, conseqüentemente, sua respectiva linha de ação, deverão atender às diretrizes da Nota Técnica 01/2010, de 13 de julho de 2010, e contemplar a construção e manutenção de Sítio na rede mundial de computadores, com a indicação anual da forma de utilização dos royalties pelos municípios e Estado, através da criação de um "Portal de Transparência da Aplicação dos

Royalties”. Ao invés de um sítio específico, a PETROBRAS poderá propor a inclusão destas informações no sítio do PEAC, sendo fundamental que este portal forneça os subsídios para a realização de um seminário anual sobre petróleo, gás, qualidade de vida e alternativas socioeconômicas, intitulado Seminário “Petróleo, Gás e Sustentabilidade em Sergipe”, a ser organizado logisticamente pela PETROBRAS e que também deve fazer parte do plano de trabalho.

(Item II.2.2, pág. 15/114)

Resposta/Comentário:

O site do PEAC é o instrumento que será utilizado para divulgação das informações sobre geração de *royalties* e os resultados das pesquisas, na medida que as mesmas forem sendo finalizadas. Destaca-se que estas informações serão disponibilizadas de forma esquemática e de fácil compreensão.

Ressalta-se que não caberá à PETROBRAS:

- (I) Responsabilidade sobre as informações obtidas das instituições responsáveis pelos dados;
- (II) Obter informações que não sejam públicas e/ou não disponibilizadas pela instituições detentoras dos dados;
- (III) Investigação da veracidade sobre formas de aplicação dos recursos dos *royalties* pelos municípios.

Quanto à realização do intitulado Seminário “Petróleo, Gás e Sustentabilidade em Sergipe”, a PETROBRAS informa que já apoia a realização do “Fórum dos Municípios Petrolíferos de Sergipe”, evento direcionado às lideranças políticas, aos integrantes do Fórum de Desenvolvimento Territorial, promotores públicos, lideranças educacionais e estudantis, sociedade civil organizada a exemplo de representantes dos trabalhadores e de Organizações Não Governamentais,

além de membros dos Conselhos de Desenvolvimento e representantes das instituições e empresas da Rede Petrogas de Sergipe. Neste evento há exposição de painéis com palestras, debates interativos, sobre o potencial turístico, econômico e cultural de cada município.

A PETROBRAS, como apoiadora do Fórum dos Municípios Petrolíferos de Sergipe, articulará para existir na pauta debates sobre petróleo, gás, qualidade de vida e alternativas socioeconômicas, conforme solicitado.

II.2.4 – Descrição das Atividades

II.2.4.A – Descrição Geral do Projeto de Ampliação e suas Etapas

Solicitação/Questionamento: *O Parecer Técnico CGPEG/DILIC/IBAMA Nº 536/11 fez a análise dos planos de ação propostos, aprovando-os e concluindo que devem ser implementados nos prazos estipulados em função do caráter emergencial destas salvaguardas, mas que há necessidade de uma avaliação global das estruturas das plataformas, voltada para uma atualização tecnológica condizente com os investimentos do projeto de revitalização, nos termos apresentados no item II.8 do presente parecer técnico.*

(Item II.2.4.A, pág. 16/114)

Resposta/Comentário:

A resposta ao Parecer Técnico CGPEG/DILIC/IBAMA Nº 536/11 é objeto de documento específico já encaminhado ao IBAMA, com complementações a serem feitas posteriormente.

Solicitação/Questionamento: Além disto, encontra-se em elaboração parecer técnico do IBAMA, que faz análise da resposta da empresa ao Parecer Técnico CGPEG/DILIC/IBAMA N° 172/10 (processo IBAMA nº 02022.005302/98), trazendo preocupações quanto ao estado dos 51 dutos em operação (21 gasodutos e 30 oleodutos), particularmente do oleoduto PE 16”-PCM-06/PCM-05.

Acrescenta-se a estas preocupações a denúncia apresentada pelo SINDIPETRO, que inclui considerações quanto a necessidade de troca do duto da PGA-3 à EPA, que embora não esteja documentada explicitamente no processo de regularização, vem sendo objeto de demanda pela PETROBRAS à direção do IBAMA em diversas reuniões realizadas. Contudo, surpreendentemente o EIA não faz qualquer menção a troca de dutos existentes ou à previsão de desativação de algum destes dutos pela entrada em operação de novos dutos apresentados no projeto em questão. Observe-se, por exemplo, a citação na pág 125/218: “não serão instalados dutos novos e manifolds submarinos para a malha de escoamento da produção de Camorim para os dutos de produção e gas-lift do campo de Camorim” e o “aumento de produção neste campo será absorvido pelos dutos existentes”(pág. 99/218). Esta preocupação é detalhada posteriormente neste parecer técnico no item “II.2.4.G - Arranjo Submarino”.

Estas questões deveriam ter sido adotadas como premissas ao processo de revitalização e pelo exposto não foram. É fundamental que sejam levadas em conta quando da revisão do projeto pela empresa, em consonância com as considerações tecidas ao longo deste parecer.

(Item II.2.4.A, pág. 16/114)

Resposta/Comentário:

Considerações sobre a troca de dutos e sistemas submarinos são feitas na resposta ao item “II.2.4.G - Arranjo Submarino”.

Solicitação/Questionamento: Quanto ao quadro de bóias do Pólo Atalaia e das operações a ele relacionadas a empresa apresentou as informações solicitadas. Observa-se que quanto a este ponto, ainda deve ser atendida a solicitação do item II.9 - PEI deste parecer técnico.

(Item II.2.4.A, pág. 16/114)

Resposta/Comentário:

Na resposta ao item II.9 – PEI (“Identificação da Instalação” e “Cenários Acidentais”) são apresentadas informações solicitadas relativas ao quadro de bóias.

II.2.4.A.1 – Ações para o Desenvolvimento Complementar da Produção

Descrição Geral do Processo de Perfuração e suas Etapas

Solicitação/Questionamento: A empresa informa que “após a pega do cimento, o condutor de 30” será cortado a aproximadamente 1m acima do fundo do mar e recuperado” (pág. 52/218). O IBAMA solicita que a empresa esclareça se após a conclusão da perfuração do poço, tanto para o caso de sucesso para produção/injeção quanto para sua desativação, se esse 1m de condutor que permaneceu no sedimento marinho será removido.

(Item II.2.4.A.1, pág. 16/114)

Resposta/Comentário:

A PETROBRAS informa que nos casos de abandono definitivo o revestimento condutor remanescente será cortado na altura do fundo do mar e removido, conforme determina a portaria ANP nº 25/2002. Em caso de sucesso, o poço será interligado ao sistema de produção.

Solicitação/Questionamento: Com relação ao questionamento do PT 312/2011, que infere sobre o erro verificado nas tabelas denominadas “volumetria de cascalho dos poços do campo de Dourado” relativo ao fator de alargamento, a PETROBRAS informa que corrigiu as tabelas e esclarece que o erro não teve conseqüência nos cálculos da volumetria dos poços, pois nos cálculos realizados foram usados os valores corretos e que as tabelas corrigidas seriam apresentadas no EIA consolidado. Não constatamos a correção do problema. Ainda é apresentado o valor equivocadamente de 21”, embora de fato os cálculos estejam corretos.

(Item II.2.4.A.1, pág. 17/114)

Resposta/Comentário:

A PETROBRAS informa que as planilhas revisadas são apresentadas no Anexo II.2.4.A.1-1.

Solicitação/Questionamento: Desta forma consideramos sem propriedade a afirmação da página 86 do item II.2 de que a capacidade total de armazenamento dos 8 silos do rebocador é de 114 m³, o que corresponderia a uma geração média calculada de cascalho de apenas 60 m³ – valor este que volta a não

considerar o empolamento e não condiz com a definição de cascalho: rocha triturada fora do poço. Como deve ser, a empresa ratifica que para o planejamento da logística de armazenamento e transporte, considera o volume expandido devido à desagregação.

A PETROBRAS informou na resposta ao PT 0312/11 que refez e revisou todas as tabelas de volumetria de fluidos incluindo maior detalhe na distribuição dos volumes de fluidos por fase e rerepresentou-as no EIA consolidado. Ainda é necessário a reapresentação das referidas Planilhas, uma vez que ainda não apresentam coerência no balanço volumétrico. Ressalta-se a necessidade da apresentação tanto para a opção de utilização de somente fluidos de base aquosa, como para a utilização de fluidos de base aquosa e não aquosa.

(Item II.2.4.A.1, pág. 17/114)

Resposta/Comentário:

A PETROBRAS informa que as planilhas foram revisadas, incluindo a opção de utilização de fluidos de base não aquosa, e são apresentadas no **Anexo II.2.4.A.1-1**.

***Solicitação/Questionamento:** A empresa esclarece ainda que as perdas de circulação para a formação são decorrentes de infiltração durante o processo de perfuração, não ocasionando perda de hidrostática nem risco de segurança do poço. Solicita-se a definição do termo “perda de circulação para a formação”.*

(Item II.2.4.A.1, pág. 18/114)

Resposta/Comentário:

Pode-se definir *perda de circulação* como a perda do volume de fluido de

perfuração para as formações, durante as operações de perfuração. As perdas de circulação podem ser classificadas em:

- Perda parcial no poço, quando, em condições normais de bombeio, retorna somente uma parte do fluido de perfuração injetado;
- Perda total no poço, quando, em condições normais de bombeio, não há retorno do fluido de perfuração.

As causas das perdas de circulação são:

- Presença de rochas inconsolidadas ou altamente permeáveis. Exemplo: areia grosseira inconsolidada;
- Presença de fraturas naturais. Exemplo: ocorrências de falhas;
- Existência de intervalos cavernosos ou vugulares. Exemplo: ocorrem em rochas calcárias;
- Ocorrência de fraturas induzidas. Exemplo: ocorrem em alguns casos, tais como o peso específico do fluido de perfuração sendo superior ao gradiente de fratura, encerramento da broca que permita o fechamento do espaço anular durante a perfuração, etc.

Etapas do processo de perfuração

Solicitação/Questionamento: Nos anexos II.2.4-6 é apresentado a composição de um fluido de fraturamento YF 145 de código 11.1.3. Informamos que este fluido não está autorizado e não poderá ser utilizado até a sua aprovação.

(Item II.2.4.A.1, pág. 18/114)

Resposta/Comentário:

A PETROBRAS informa que solicitará anuência ao IBAMA para inclusão do

fluido de fraturamento YF 145 no processo administrativo N° 02022.002330/08 e que não o utilizará até que o mesmo seja aprovado.

Características Gerais dos projetos de poços a serem perfurados

Solicitação/Questionamento: O grau de precisão das concentrações constantes no processo de administrativo nº 02022.002330/08 foi apresentado pelo empreendedor e foi mantido por acreditarmos ser de relevância tal informação. Assim sendo, solicita-se revisar as planilhas dos fluidos Fluido de Perfuração Deepdril (Código 2.18) e Fluido de Perfuração Polímero Catiônico (Código 60) para que as concentrações não ultrapassem os valores máximos estabelecidos no processo supracitado.

(Item II.2.4.A.1, pág. 18/114)

Resposta/Comentário:

A PETROBRAS reapresenta no **Anexo II.2.4.A.1-2** as planilhas dos fluidos Fluido de Perfuração Deepdril (Código 2.18) e Fluido de Perfuração Polímero Catiônico (Código 60) com as concentrações de componentes conforme aprovado no processo administrativo no 02022.002330/08.

Solicitação/Questionamento: O fluido apresentado com o “código 3.4.28.1” não condiz com o licenciado no processo administrativo nº 02022.002330/08. Embora contenha os mesmos componentes, não apresenta a mesma composição quantitativa - apresenta concentrações de componentes acima do limite máximo da formulação citada - e desta forma, não deve

ser considerado o mesmo fluido.

(Item II.2.4.A.1, pág. 19/114)

Resposta/Comentário:

A PETROBRAS reapresenta no **Anexo II.2.4.A.1-2** a planilha fluido apresentado com o “código 3.4.28.1” com as concentrações de componentes conforme aprovado no processo administrativo no 02022.002330/08.

***Solicitação/Questionamento:** Na “Tabela II.2.4-3 - Produtos a serem utilizados em caso de contingências” há uma lista de produtos na qual o empreendedor apresenta como contingente para kick o produto “Carbonato de cálcio” que consta no processo administrativo como contingente para perda de circulação; única situação na qual está aprovada sua utilização como contingente. Portanto, o empreendedor deverá esclarecer se o produto possui dupla função. Caso positivo, deverá ser encaminhada solicitação de inclusão da função com justificativa. Para maior agilidade solicita-se que seja protocolado no Rio de Janeiro, onde está a carga do processo administrativo de fluidos de perfuração e complementares n°02022.002330/08.*

(Item II.2.4.A.1, pág. 19/114)

Resposta/Comentário:

A PETROBRAS reapresenta no **Anexo II.2.4.A.1-3** a **Tabela II.2.4-2** revisada e informa que o produto “Carbonato de cálcio” será usado como contingente para perda de circulação conforme aprovado no processo administrativo de fluidos de perfuração e complementares n°02022.002330/08.

***Solicitação/Questionamento:** O empreendedor informa no EIA*

que as composições das pastas de cimento e colchões lavadores dependem da companhia de serviços - Halliburton, Schlumberger e BJ Services - que irá realizar a cimentação. Conforme determinado no PT 0312/11, para permitir a análise em tempo hábil, fica o empreendedor obrigado a se manifestar a respeito da definição em trinta dias antes da emissão da Licença de Operação para perfurar. Deve nesta ocasião revisar as planilhas a serem reapresentadas para agilidade na aprovação das pastas e colchões lavadores. Em análise prévia contactamos: concentrações que excedem o valor máximo aprovado; ausência de planilhas (colchão 10.8.5); duplicidade de apresentação de planilha (colchão 10.8.7); e fluidos apresentando composição que não condiz com o fluido aprovado no processo administrativo nº02022.002330/08.

(Item II.2.4.A.1, pág. 19/114)

Resposta/Comentário:

A PETROBRAS definiu que realizará cimentação dos poços com as companhias de serviços Halliburton e Schlumberger. As planilhas revisadas são reapresentadas no **Anexo II.2.4.A.1-2**.

Descrição das formas de tratamento e o destino que será dado ao fluido de perfuração

Solicitação/Questionamento: *Sobre o questionamento da presença de corais na área de descarte, a empresa afirma “em que pese não se ter indícios de presença de corais na região objeto de descarte de cascalho, fará, antes do início da atividade de perfuração, levantamentos para caracterização biológica do*

fundo marinho e encaminhá-los-á ao IBAMA para comprovação da inexistência desses organismos nessa região. Na eventualidade de ser evidenciada a presença de corais na região em causa a PETROBRAS apresentará local alternativo para descarte”. Tendo em vista a grande extensão da área de descarte (raio de 01 km) a empresa deverá apresentar a caracterização primária do local quanto à presença de corais, banco de algas e/ou moluscos antes da emissão da LO para perfuração. Caso esta caracterização não esteja concluída até o momento em que pretende operar, a empresa não será autorizada a realizar descarte, devendo avaliar a alternativa de injeção do cascalho. Deve ser observada a recomendação do ICMBio, apresentada no item “IV- Manifestações ao processo”, sobre a localização desta área e o item II.7.

(Item II.2.4.A.1, pág. 20/114)

Resposta/Comentário:

A PETROBRAS confirma que se encontram em execução levantamentos para a caracterização biológica do fundo marinho e que encaminhá-los-á ao IBAMA, antes da data em que pretende iniciar as operações de perfuração, para comprovação da inexistência de corais, bancos de algas e/ou moluscos na região de descarte.

***Solicitação/Questionamento:** Segundo informações do empreendedor, os volumes de cascalho e fluidos foram estimados a partir da premissa de que o volume ocupado pelo cascalho desagregado pela broca durante a perfuração tem seu volume expandido, quando chega à superfície, em cerca de 59% (Barros e Melhado), pela presença de vazios e de umidade.*

O empreendedor não cita na bibliografia o material pesquisado,

tornando-se difícil a confirmação do dado apresentado. Embora Barros e Melhado, no material BARROS, M.M.S.B & MELHADO, S.B Serviços Preliminares de Construção e Locação de Obras. Revisão de texto de Júlio Y. Shimizu. São Paulo: EPUSP, 2002. 17 p , utilizem o índice de 1,59 para estimar o empolamento de argila compactada para solta - que não é o caso da perfuração de poços petrolíferos - concordamos para esse estudo a utilização deste índice, porém, deve ser aproveitado o “Projeto de Monitoramento de Fluido de Perfuração e Cascalho” para melhorar a estimativa de cascalho produzido durante a atividade de perfuração para futuros estudos.

(Item II.2.4.A.1, pág. 20/114)

Resposta/Comentário:

A PETROBRAS entende que o projeto estabelecido para o “Monitoramento de Fluido de Perfuração e Cascalho” não tem por objetivo a realização deste tipo de medição, devido aos esclarecimentos que serão apresentados a seguir.

A Empresa indica que ao longo da perfuração de poços deste projeto poderia apenas realizar o monitoramento físico da quantidade de cascalho efetivamente descartada no mar. Ressalta-se que esta medição, em águas rasas, somente é possível uma vez que a perfuração dos poços acontecerá com a utilização de sistema coletor de cascalho, conjunto de equipamentos utilizados para a coleta, condicionamento temporário e transporte de cascalhos para posterior descarte no mar em águas profundas.

Com a utilização deste sistema, é possível conhecer por medições físicas reais, o volume e a massa de material descartado. Com isto, pode-se estimar uma relação entre o volume do material perfurado ($V_{\text{perfurado}}$) da formação rochosa - proveniente do cálculo teórico do poço perfurado - e o correspondente volume de material descartado ($V_{\text{descartado}}$). Com estes dados, é possível obter um fator adimensional definido como:

$$Fator = \frac{V_{\text{perfurado}}}{V_{\text{descartado}}}$$

Ressalta-se, entretanto, que este fator, mesmo que se assemelhe matematicamente ao chamado “fator de empolamento”, não o representa na íntegra, devido a algumas limitações intrínsecas referentes à forma de geração dos dados e que estão indicados a seguir:

- Além do aumento natural associado à descompactação do cascalho na superfície, o volume real de cascalho descartado utilizado neste cálculo refere-se ao volume de cascalho úmido, ou seja, impregnado com o fluido de perfuração;
- Durante a perfuração com fluido de base aquosa, evidencia-se um significativo aumento de volume do cascalho devido à incorporação deste fluido e à ausência da etapa de secagem prévia ao transporte e lançamento no mar;
- Quando da utilização de fluido de base não aquosa, o cascalho gerado na perfuração é submetido a processo de secagem para a remoção da base orgânica aderida segundo os critérios estabelecidos. Durante este processamento, ocorre a desfragmentação das partículas de cascalhos, descaracterizando e uniformizando o tamanho das partículas descartadas. Além disto, devido à baixa umidade do cascalho processado no Sistema Secador de Cascalho, este é umidificado com água do mar para favorecer seu transporte pneumático;
- Não é possível a quantificação do volume efetivamente descartado e estratificado por formação geológica. Assim, o valor gerado não teria compromisso com as características geomorfológicas das formações perfuradas, sendo um valor aproximado por fase perfurada, ou mesmo intervalos menores, mas não necessariamente por formação geológica perfurada.

Com isto, enfatiza-se que o fator gerado seria essencialmente influenciado por questões operacionais intrínsecas e, desta maneira, afastar-se-ia fisicamente do chamado “fator de empolamento”, que é considerado em base seca de sólidos solto e natural. Não obstante, ressalta-se o completo desuso, nas operações da PETROBRAS, do parâmetro “fator de empolamento” associado a cascalho proveniente de atividades de perfuração de poços *off shore*.

Por outro lado, entende-se que o fator gerado com esta medição propõe a indicação da expansão volumétrica experimentada pelo cascalho gerado. Alega-se, entretanto, que esta informação teria exclusiva utilidade no dimensionamento logístico para o armazenamento temporário e o transporte marítimo do cascalho até o ponto georeferenciado de descarte.

A PETROBRAS entende que esta contribuição não é significativa, pois a capacidade para armazenamento temporário de cascalho nas unidades de perfuração e a disponibilidade de viagens da embarcação para o descarte são suficientes para a garantia do recolhimento de todo cascalho gerado em concomitância com a continuidade da perfuração.

Além disto, reforça-se que o conhecimento real do *volume* de cascalho descartado no mar não é considerado para os estudos de modelagem da dispersão de sua pluma, nem tampouco para a estimativa da base orgânica aderida, sendo ambas as medições normatizadas pela *massa* de cascalho envolvida.

Desta maneira, devido às diversas interferências associadas à forma de medição e à ausência de aplicação efetiva do valor gerado, a PETROBRAS posiciona-se pela não necessidade de realização da estimativa do fator.

As planilhas de volumetria estão sendo rerepresentadas no **Anexo II.2.4.A.1-1**, tanto com estimativas de volume - em atendimento às demandas do Parecer Técnico nº 537/11 - como de massa (ver planilha “Resumo”).

Solicitação/Questionamento: Para evitar descarga de material a granel para o mar e para o ar, o empreendedor informa que as plataformas de perfuração que não estiverem equipadas com filtros nos suspiros dos silos operarão com menores pressões na transferência dos granéis, reduzindo a velocidade de passagem do ar pelos vents, e não trabalharão com a capacidade máxima dos silos. As medidas apresentadas não atendem às exigências desta Coordenação, principalmente em operação de áreas sensíveis, e será verificada na vistoria da unidade de perfuração a presença de sistema de filtros instalados.

(Item II.2.4.A.1, pág. 20/114)

Resposta/Comentário:

A PETROBRAS confirma que as Sondas de Perfuração (PA's) estarão equipadas com sistema de filtros antes de iniciar a perfuração dos poços.

II.2.4.B, C e D - Unidades de Produção e Respectivos Certificados

Solicitação/Questionamento: Os certificados deverão ser mantidos sempre válidos, tanto para as unidades de produção quanto para as de perfuração, e serão solicitados para emissão das licenças nas fases em que houver a utilização das respectivas embarcações. Observa-se que foram apresentados certificados apenas para as unidades principais, quando deveriam ser apresentados para todas as unidades.

(Item II.2.4.B, C e D, pág. 21/114)

Resposta/Comentário:

A PETROBRAS informa que a declaração de conformidade da plataforma de perfuração P-V venceu em 29.03.12, no entanto foi solicitada a renovação junto à Capitania dos Portos do Rio Grande do Norte, a qual realizou a vistoria em 14.03.12. Sendo assim, por depender apenas de ação por parte da Capitania, aguarda-se a emissão da declaração.

A declaração de conformidade e os certificados MODU e IOPP da plataforma de perfuração P-VI estão vencidos, todavia esta plataforma encontra-se parada para manutenção programada e vistorias estão sendo realizadas para efeito de renovação do Certificado de Classe da unidade. Antes da plataforma retornar à operação, os certificados serão renovados e estarão disponíveis a bordo.

Atualmente, é prevista a inclusão da plataforma de perfuração P-III no projeto, desta forma, os certificados e o Descritivo de Unidade Marítima – DUM da mesma são reapresentados no **Anexo II.2.4-1** e **Anexo II.2.4-2**, respectivamente. Ressalta-se que todos os certificados da plataforma P-III estão dentro do prazo de validade.

Os certificados das novas plataformas a serem construídas ou modificadas somente poderão ser enviados após a sua obtenção e os certificados das plataformas centrais são reapresentados no **Anexo II.2.4-1**. Ressalta-se que o certificado da PCM-01 vence em 20.04.12 e, somente após a data de vencimento, é possível obter a renovação do certificado.

II.2.4.G - Sistema Submarino

Solicitação/Questionamento: Embora as informações sobre as Árvores de Natal Secas e Molhadas tenham sido apresentadas no item II.2.4.Q.1 do EIA – Rev.01 (pg.129/218) e nas tabelas II.2-4, II.2-5, II.2-6 (previstas) e II.2-11(existentes), não foram descritas a previsão de troca de equipamentos existentes nem

sua condição atual de operação. Deve ser apresentado, portanto, laudo elaborado por profissional habilitado atestando o estado de funcionamento destes equipamentos, capacidade de suportar o aumento de pressões e produção previstos pelo projeto de ampliação, previsão de substituição e rotina de inspeção atual e futura.

(Item II.2.4.G, pág. 22/114)

Resposta/Comentário:

A PETROBRAS esclarece que atualmente opera apenas com 2 poços equipados com Árvore de Natal Molhada (ANM): GA-54 e GA-64D. O estado de funcionamento das ANMs é verificado mensalmente, através de inspeção visual por mergulhadores, além de testes funcionais das válvulas hidráulicas (mestra superior, *wing* de produção e *wing* anular), no máximo, a cada 3 anos, de acordo com a Norma Petrobras N-2765. Conforme laudos técnicos e relatórios de teste de funcionalidade apresentados no **Anexo II.2.4.G**, as válvulas das ANMs estão funcionando normalmente. Quanto às árvores de natal secas (ANSs), as mesmas são inspecionadas visualmente em todas as visitas feitas a cada plataforma. Tais visitas ocorrem, no mínimo, mensalmente, salvo condições meteoceanográficas adversas.

Tanto as ANMs quanto as ANSs são projetadas para suportar pressões de trabalho de até 5.000 psi. A pressão máxima prevista no projeto de ampliação é de 3.500 psi para os poços injetores de água, de modo que a substituição das árvores não será necessária para a implantação do mesmo. A substituição de árvores só ocorre caso seja detectada alguma anomalia, durante as realizações das inspeções, que possa comprometer a sua integridade. Havendo alguma anomalia, caso o reparo ou substituição não seja possível de imediato, a PETROBRAS providencia o fechamento do poço, até que a manutenção possa ser feita.

Solicitação/Questionamento: *A empresa deve fazer uma detalhada análise da situação dos dutos que permanecerão em operação com a instalação e operação do projeto pretendido. Deverá ser esclarecido se os dutos PGA-3/EPA, PDO-3/PDO-2 e PDO-2/PDO-1 serão substituídos ou irão operar simultaneamente. Deve ser apresentado relatório assinado por engenheiro responsável atestando a condição atual de operacionalidade de todos os dutos do sistema e a vida útil prevista para cada um deles. Deve ser apresentado relatório de todas as manutenções realizadas nos últimos dois anos e o plano de inspeção previsto. O IBAMA estabelece que caso seja apontada baixa confiabilidade em dutos existentes, como já se demonstra ser o caso do oleoduto PCM-06/PCM-05 (16") e com particular relevância para o duto de escoamento de toda produção PGA-3/EPA, estes devem ser prioritariamente substituídos. Configurando-se esta situação a empresa deve avaliar a antecipação da programação de lançamento de dutos inicialmente prevista no cronograma para 2013, de forma corrigir no prazo mais reduzido possível os problemas eventualmente existentes.*

(Item II.2.4.G, pág. 23/114)

Resposta/Comentário:

Com relação aos dutos PGA-3/EPA, PDO-3/PDO-2 e PDO-2/PDO-1, a PETROBRAS esclarece que os novos dutos PDO-3/PDO-2 e PDO-2/PDO-1 operarão simultaneamente com os dutos já existentes, criando facilidades para operações de produção e de teste de poços. Já com relação ao PGA-3/EPA, após a entrada em operação do novo duto, será feita manutenção no duto existente, deixando-o apto a operar nas novas condições operacionais.

A PETROBRAS esclarece também que a confiabilidade dos dutos depende

diretamente das condições operacionais a que eles estão submetidos e que a condição de integridade estrutural é avaliada sistematicamente através de seu programa de inspeção. Sempre que detectada alguma condição que possa vir a comprometer a sua integridade, o duto somente é mantido em operação se a pressão de operação puder ser ajustada a valores que não comprometam a sua confiabilidade. Assim, a substituição de dutos (ou de trechos de dutos) não decorre da simples constatação de alguma não-conformidade estrutural, mas de uma análise contínua e de um acompanhamento ao longo de todo o período de operação do duto.

É de relevância citar que a balsa de serviço (BS-3), que será usada para o lançamento de dutos do Projeto de Ampliação de Camorim, Dourado e Guaricema, deverá permanecer na Bacia de Sergipe/Alagoas para suporte operacional às atividades marítimas, sendo um recurso de alta importância para a eventual substituição de dutos ou trechos de dutos que possa se fazer necessária, identificada a partir do programa de inspeção.

A PETROBRAS apresenta abaixo a condição atual de operacionalidade dos dutos que compõem a malha de escoamento de óleo dos campos de Camorim, Dourado e Guaricema.

A avaliação da condição atual da integridade dos dutos em questão considera que:

- Todo o procedimento utilizado é baseado nos resultados das inspeções visuais, medição de espessura pontual em locais predeterminados nos trechos emersos e submersos, inspeção com PIG instrumentado e inspeção do sistema de proteção catódica;
- Para os dutos ainda não inspecionados com PIG instrumentado, admite-se que o processo corrosivo atua de maneira uniforme;
- Todos os dutos encontram-se protegidos por válvulas de segurança (SDV), cuja pressão é sempre ajustada abaixo da Pressão Máxima de Operação

Admissível (PMOA) dos dutos. A PMOA dos dutos é limitada pela classe de pressão dos flanges das tubulações de processo, exceto nos casos onde são identificadas perdas de espessura dispostas de forma localizada. Nestes casos, admite-se, conservativamente, que a perda de espessura se distribui de modo uniforme ao longo de toda a extensão do duto, passando a PMOA a ser definida em função da resistência mecânica do ponto em que houve perda de espessura – portanto, trata-se de uma abordagem bastante conservativa.

Tais condições permitem afirmar que todos os dutos estão aptos a operar nas condições atuais de pressão, vazão, temperatura e fluido escoado, indicadas na **Tabela II.2.4.G-1** - Condições operacionais atuais de dutos submarinos – UO-SEAL, a seguir.

Na **Tabela II.2.4.G-2** - Lista de relatórios de inspeção, encontra-se a relação das últimas inspeções que atestaram as condições de operacionalidade dos dutos envolvidos neste documento.

PÁGINA INTENCIONALMENTE DEIXADA EM BRANCO

Tabela II.2.4.G-1 - Condições operacionais atuais de dutos submarinos – UO-SEAL

Duto	Extensão (m)	Diâmetro (in)	PO atual (kgf/cm ²)	PO futura(kgf/cm ²)	PMOA (kgf/cm ²)	Temperatura (°C)	Vazão		SDV Pressões configuradas (kgf/cm ²)				Pigável
							Líquido(m ³ /dia)	Gás (mil Sm ³ /dia)	HH (fechamento)	H (alarme)	L (alarme)	LL (fechamento)	
PE-03-DO16/PDO-02	700	3	nd	nd	51,0	nd	0,0	0,0	38,0	12,0	5,5	3,5	NÃO
PE-03-PDO-02/PDO-01	3200	3	nd	nd	51,0	nd	0,0	0,0	35,0	12,0	5,0	3,5	NÃO
PE-04-DO27/PDO-03	2044	4	DESATIVADO	DESATIVADO	12,0	DESATIVADO							NA
PE-04-PDO-03/PDO-02	1500	4	8,8	18,5	51,1	26,0	3,6	0,5	35,0	12,0	3,0	2,1	NÃO
PE-04-PGA-02/SES102	2340	4	FORA DE OP.	FORA DE OP.	12,0	FORA DE OPERAÇÃO							NA
PE-04-SAT.SES121/PDO-01	3315	4	FORA DE OP.	FORA DE OP.	102,0	FORA DE OPERAÇÃO							NA
PE-06-PDO-02/PDO-01	3200	6	8,6	15,6	51,0	26,0	11,6	1,2	35,0	12,0	5,0	2,3	SIM
PE-06-PGA-01/PGA-03	1304	6	7,3	14,0	102,0	26,0	22,3	56,0	35,0	12,0	5,0	3,5	SIM
PE-06-PGA-04/PGA-03	1470	6	FORA DE OP.	FORA DE OP.	12,0	FORA DE OPERAÇÃO							NA
PE-06-PGA-05/PGA-02	1580	6	nd	nd	153,0	nd	0,0	0,0	35,0	12,0	5,0	3,5	SIM
PE-06-PGA-06/PGA-02	2100	6	DESATIVADO	DESATIVADO	12,0	DESATIVADO							NA
PE-06-SAT.GA54/PGA-02	4350	6	12,7		100,0	26,0	134,0	116,0	38,0	15,0	5,5	3,5	SIM
PE-06-SAT.SES115/PGA-07	4170	6	DESATIVADO	DESATIVADO	12,0	DESATIVADO							NA
PE-08-PCM-08/PCM-06	760	8	9,5	15,1	51,0	26,0	21,0	14,0	35,0	12,0	5,0	3,5	SIM
PE-08-PCM-09/ENTR.PCM-06-PCM-05	30	16/8	8,7	14,1	51,0	26,0	18,5	29,0	35,0	12,0	5,0	3,5	NÃO
PE-08-PCM-10/PCM-09	900	8	nd	14,9	102,0	nd	0,0	0,0	35,0	12,0	5,0	3,5	SIM
PE-08-PCM-11/PCM-09	1300	8	FORA DE OP.	14,7	12,0	FORA DE OPERAÇÃO							NA
PE-08-SAT.GA64/PGA-03	4050	8	8,5		102,0	26,0	72,3	92,0	38,0	12,0	5,5	3,5	SIM
PE-08-SAT.SES111/PDO-01	2735	8	FORA DE OP.	FORA DE OP.	12,0	FORA DE OPERAÇÃO							NA
PE-10-PCM-03/PCM-02	1920	10	8,4	15,6	102,0	26,0	51,0	67,0	35,0	12,0	5,0	3,5	SIM
PE-10-PCM-07/PCM-01	2200	10	8,0	8,7	41,5	26,0	20,5	52,0	30,0	12,0	5,0	3,5	SIM
PE-10-PDO-01/PGA-03	10020	10	8,3	15,3	102,0	26,0	11,6	1,2	35,0	12,0	5,0	3,5	SIM
PE-10-PGA-07/PGA-03	7948	10	7,8	14,3	51,0	26,0	188,0	223,0	35,0	12,0	5,0	3,5	SIM
PE-12-PCM-02/PCM-01	1628	12	7,8	15,4	100,0	26,0	74,2	151,0	35,0	12,0	5,0	3,5	SIM
PE-12-PCM-04/PCM-05	1902	12	8,7	9,3	102,0	26,0	10,2	72,0	35,0	12,0	5,0	3,5	SIM
PE-12-PGA-08/PGA-03	4500	12	7,0	12,9	51,0	26,0	42,0	76,0	35,0	12,0	5,0	3,5	SIM
PE-16-PCM-01/EPA	7500	16	7,3	7,0	50,0	26,0	200,9	462,0	35,0	12,0	5,0	3,5	SIM
PE-16-PCM-05/PCM-01	2503	16	8,0	8,4	51,0	26,0	88,2	227,0	35,0	12,0	5,0	3,5	SIM
PE-16-PCM-06/PCM-05	4782	16	8,6	14,8	41,3	26,0	62,5	96,0	35,0	12,0	5,0	3,5	SIM
PE-16-PGA-03/EPA	15730	16	6,8	13,5	8,5	26,0	372,9	551,2	8,5	7,5	5,5	4,5	SIM

Legenda

HH - pressão muito alta
 H - pressão alta
 L - pressão baixa
 LL - pressão muito baixa
 PO - Pressão de Operação
 PMOA - Pressão Máxima de Operação Admissível
 Obs: PO Futura considera a máxima pressão ao longo do duto

PÁGINA INTENCIONALMENTE DEIXADA EM BRANCO

Para as novas condições operacionais previstas no projeto de ampliação dos campos de Camorim, Dourado e Guaricema serão reavaliadas as condições de operacionalidade dos dutos conforme diretrizes abaixo:

- Dutos já inspecionados com PIG instrumentado – será feita avaliação dos resultados da inspeção considerando os novos parâmetros operacionais e reavaliada a PMOA;
- Dutos ainda não inspecionados com PIG instrumentado – será feita inspeção com PIG instrumentado e avaliação posterior dos resultados com os novos parâmetros operacionais e reavaliada a PMOA;
- Dutos não-pigáveis – será realizado teste hidrostático e/ou aplicação de outra técnica de inspeção e reavaliada a PMOA;
- O duto PE-16"-PCM-06/PCM-05 será reavaliado com base nos resultados de uma nova inspeção e nas futuras condições de operação;
- O duto PE-16"-PGA-03/EPA terá sua integridade estrutural avaliada após a entrada em operação do duto novo em função das suas particularidades estruturais e operacionais, que atualmente limitam as condições de limpeza e inspeção com PIG instrumentado. Esta decisão visa, sobretudo, a minimizar a probabilidade de danos que possam trazer qualquer risco ao meio ambiente, pois tais ações serão tomadas com o duto fora de operação.

Para os dutos ainda não inspecionados com PIG instrumentado, o atendimento desta demanda será feito de acordo com o cronograma de inspeção a seguir **(Tabela II.2.4.G-3)**.

Tabela II.2.4.G-3 – Cronograma de inspeção com pig instrumentado

Cronograma para inspeção com PIG Instrumentado - ATP-SM	
Atividade	Até
Elaboração do MD	31/05/2012
Contratação	01/10/2012
Inspeção dos dutos	28/02/2015
Avaliação dos resultados	30/05/2015
Parecer Técnico	20/06/2015
Descrição das atividades:	
Elaboração do MD	Busca das tecnologias aplicáveis, seleção e descrição da mais adequada
Contratação	Processo de contratação dos serviços
Inspeção dos dutos	Envolve a execução das adequações necessárias para a inspeção e a inspeção dos dutos com PIG instrumentado
Avaliação dos resultados	Avaliação da integridade dos dutos baseada nos resultados das inspeções
Parecer Técnico	Consolidação da situação de cada duto baseado na avaliação dos resultados e nas demais informações acerca de cada duto

Solicitação/Questionamento: *Sobre os pontos de interseção, aparentemente existem mais pontos evidenciados no Anexo II.2-22 do que os descritos no texto do EIA - Rev.01. A empresa deve demonstrar conclusivamente que avaliou o melhor traçado para os dutos evitando ao máximo a interferência com obstáculos naturais e antrópicos, utilizando as informações que possui relativas ao Sistema de Gerenciamento de Obstáculos e aos levantamentos geofísicos realizados – como expõe o EIA que pretendia ter apresentado no Anexo II.2-17, mas não o fez satisfatoriamente.*

Entende-se que a escala deste levantamento será de caráter regional para avaliação da diretriz do duto que implique em menor necessidade de adoção de medidas corretivas e preventivas adicionais.

Caso seja necessário, devem ser atualizadas as informações dos mapas dos Anexos II.2-1 a II.2-3.

(Item II.2.4.G, pág. 23/114)

Resposta/Comentário:

A PETROBRAS esclarece que a determinação da diretriz de um duto se faz com base em diversos fatores, tais como: raio mínimo de curvatura aceitável para a garantia da integridade do duto, a otimização da trajetória a fim de evitar obstáculos antrópicos existentes e a segurança durante o lançamento no que se refere a manobra e locação final do duto. Estas medidas se refletem no projeto da diretriz e objetivam dar segurança operacional e ambiental às futuras instalações. As diretrizes apresentadas no **Anexo II.2-17a** representam o melhor traçado identificado pela PETROBRAS para os dutos, evitando ao máximo a interferência com obstáculos naturais e antrópicos e também levando em consideração os demais fatores indicados acima.

Conforme esclarecido anteriormente, as figuras dos arranjos submarinos dos campos de Camorim, Dourado e Guaricema, revisadas e representadas no **Anexo II.2-22**, são esquemáticas, tendo por objetivo a compreensão geral dos arranjos e, não, uma representação detalhada de todas as estruturas e interligações. Tais figuras não devem ser usadas para fins de identificação de pontos reais de interseção (para este fim devem ser consultadas as figuras do **Anexo II.2-17a**).

Conforme já indicado, os mapas dos **Anexos II.2-1, II.2-2 e II.2-3** foram revisados e são rerepresentados contemplando alterações do projeto, a exemplo da eliminação de algumas plataformas, instalação de árvores de natal molhadas (ANM) e *manifolds*.

II.2.4.H. – Operações de Instalação das Unidades de Produção e das Estruturas Submarinas

Solicitação/Questionamento: Apesar de prever o lançamento do duto submarino rígido em “meia-água”, ou seja, não será rebocado flutuando na superfície nem será arrastado no leito marinho, a empresa na Figura II.2.4-54 (pág. 151/218) e no

Anexo II.2-18 aponta que haverá elos de amarra (correntes) que se estendem até o leito marinho. Solicita-se que a empresa esclareça quantos elos estão previstos e seu sistema de fixação, esclarecendo se os mesmos serão arrastados no leito marinho durante o percurso.

(Item II.2.4.H, pág. 23/114)

Resposta/Comentário:

A PETROBRAS apresenta, através do desenho a seguir (**Figura II.2.4.H-1**), a metodologia de fixação das bóias e a instalação dos elos de amarra (correntes) no duto. Entretanto, ressalta-se que o comprimento das amarras apoiado no leito marinho apresentará variações em função da ação das ondas sobre o duto. Desta forma, não há como precisar a quantidade exata de elos em contato com o leito marinho durante a operação, em virtude da variação de corrente e maré: ora os elos estarão tocando o fundo, ora estarão suspensos sem atrito no solo marinho. As amarras a serem utilizadas serão compostas de elos conforme a **Figura II.2.4.H-2**, a seguir. Se adotado este modelo como exemplo (outros modelos poderão vir a ser adotados quando da efetiva aquisição), a cada 1Km de duto serão utilizados 125 metros de amarras espaçadas e distribuídas conforme o arranjo das bóias e com a estimativa de que até 266 (duzentos e sessenta e seis) elos por km podem tocar no fundo do leito marinho.

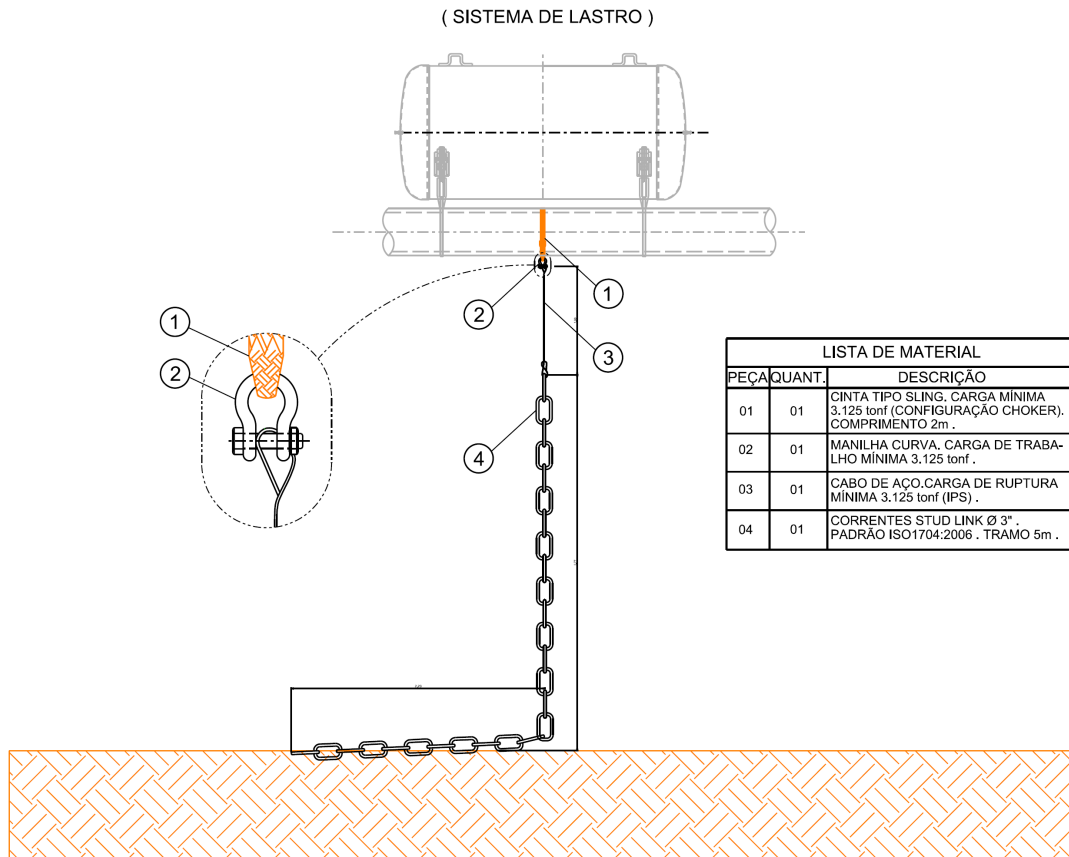


Figura II.2.4.H-1 - Fixação das bóias e instalação dos elos de amarra (correntes) no duto.

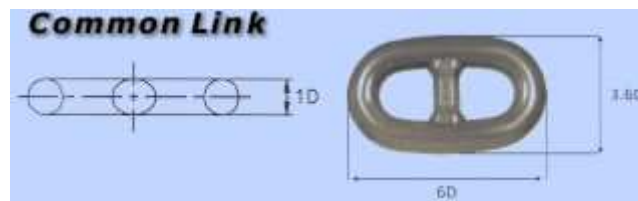


Figura II.2.4.H-2 – Modelo de elo que pode ser usado no arraste de dutos.

Solicitação/Questionamento: A empresa deverá confirmar se as bóias de alívio, presas aos cabos de aço para que não arrastem no leito marinho, estão previstas em todos os lançamentos, independente do tamanho do duto a ser puxado.

(Item II.2.4.H, pág. 23/114)

Resposta/Comentário:

A PETROBRAS confirma que haverá a instalação de bóias de alívio em todos os cabos de aço de reboque dos dutos.

Instalação dos Dutos Rígidos

Solicitação/Questionamento: São citados pontos de cruzamento entre alguns dutos e a instalação de “apoios a montante e a jusante do ponto de cruzamento na rota dos novos dutos” (pág. 135 e 182/218), entretanto tal informação não pôde ser adequadamente visualizada nos mapas apresentados. Solicita-se uma representação clara dos pontos de cruzamento em mapa e uma breve descrição dessas estruturas de apoio.

(Item II.2.4.H, pág. 24/114)

Resposta/Comentário:

Os mapas contendo os pontos de cruzamento previstos para cada campo são apresentados no **Anexo II.2-17a**.

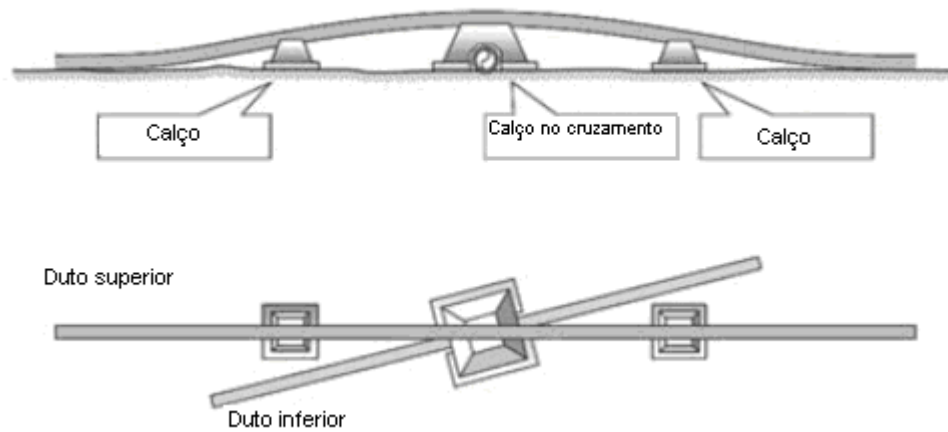
Com relação às estruturas de apoio, é prevista no projeto a utilização de uma proteção com colchão de argamassa de cimento, de forma a evitar contato entre dois dutos e garantir, assim, a sua integridade.

A utilização de apoios a montante e a jusante não é obrigatória, sendo esta necessidade definida por estudos que levam em consideração o diâmetro dos dois dutos que estão em cruzamento, o vão máximo admissível do duto superior e o perfil de assoreamento do duto inferior.

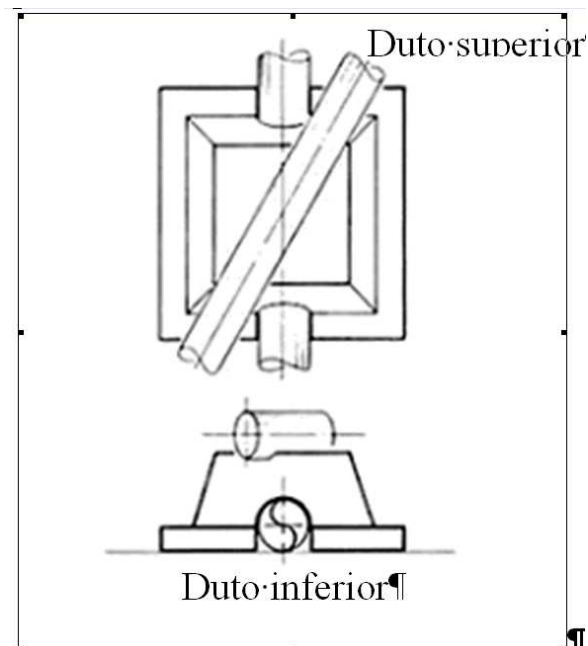
Apresenta-se a seguir o croqui esquemático de como poderá ser realizada a acomodação dos dutos em todos os pontos de cruzamento evitando o contato

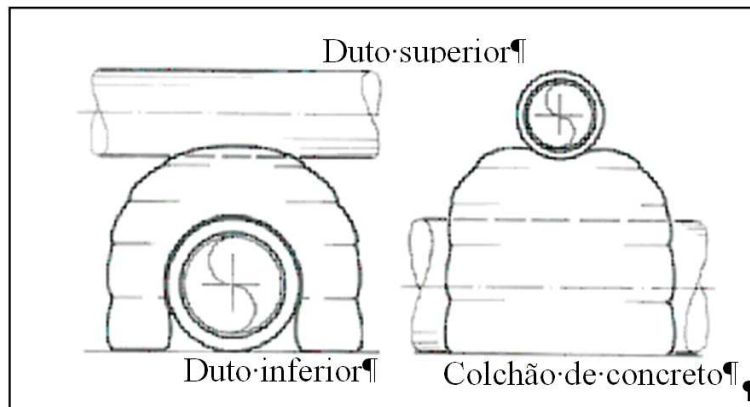
entre os mesmos, com alternativas de esquemas de calçamento.

1 - Cruzamento utilizando calços a montante e a jusante



2 - Cruzamento utilizando calço somente no ponto do cruzamento





Solicitação/Questionamento: A análise dos levantamentos geofísicos apresentados no Anexo II.2-17 revela as seguintes inconformidades relacionadas às solicitações expressas no Parecer Técnico CGPEG/DILIC/IBAMA Nº 312/11 para esse item, a saber:

- O mapa do levantamento geofísico do campo de Camorim apresenta extensões consideráveis das diretrizes dos dutos, notadamente próximas à costa, sem a informação da cota de enterramento ou se é área de exposição dos dutos. Considerando que essa é uma região de intensa movimentação hidrodinâmica, ressalta-se mais uma vez, a importância dessas informações. Espera-se que a mencionada implantação do Projeto de Monitoramento da Morfodinâmica Costeira da Praia de Atalaia, iniciado em 19/07/2011 (segundo o documento Resposta ao Parecer Técnico CGPEG/DILIC/IBAMA Nº 312/11 - Pág. 37/275 – Versão Digital), com os serviços tomográficos para determinação das cotas de enterramento dos dutos nessa região, disponibilize essas informações para a fase seguinte do licenciamento;

(Item II.2.4.H, pág. 24/114)

Resposta/Comentário:

No **Anexo II.2-17** é apresentado um novo mapa (geotécnico e geofísico) contendo as cotas de enterramento de dutos que se interligam ao Pólo Atalaia, na zona mais próxima da costa. Ressalta-se que as cotas apresentadas resultam de levantamento tomográfico realizado como parte do Projeto de Monitoramento da Morfodinâmica Costeira da Praia de Atalaia.

- *Alguns dutos, por exemplo, os assinalados como “Óleo Diesel 6” e Aqueduto 8” mostram apenas suas diretrizes por um curto trecho próximo à costa, sem as informações das cotas de enterramento; não consta se estão desativados.*

(Item II.2.4.H, pág. 24/114)

Resposta/Comentário:

A PETROBRAS confirma que os dutos assinalados como “Óleo Diesel 6” e Aqueduto 8” estão desativados e que não haverá cruzamentos destes com os novos dutos, conforme pode ser observado no **Anexo II.2-17a**.

- *Considerando que o levantamento geofísico evidencia a disposição espacial do enterramento dos dutos rígidos, não se observa nenhuma correspondência entre o arranjo destes com os apresentados no sistema submarino para o mesmo campo. Espera-se que o sistema submarino represente, mesmo que esquematicamente, as interações das instalações realmente existentes, portanto, deveria estar acoplada a infraestrutura instalada na superfície do leito marinho com a subjacente (dutos enterrados). Se assim fosse feito, possivelmente o arranjo do campo de Camorim apresentado superposto às diretrizes dos dutos do*

levantamento geofísico, poderia evidenciar outras interações que não as apresentadas no atual esquema do sistema submarino deste campo.

(Item II.2.4.H, pág. 24/114)

Resposta/Comentário:

Conforme esclarecido anteriormente, as figuras dos arranjos submarinos dos campos de Camorim, Dourado e Guaricema, revisadas e reapresentadas no **Anexo II.2-22**, são esquemáticas, tendo por objetivo a compreensão geral dos arranjos e, não, uma representação detalhada de todas as estruturas e interligações. Privilegiou-se nessas figuras a representação (fora de escala) de dutos de óleo, gás e injeção de água e suas interligações funcionais com plataformas e árvores de natal molhadas, em detrimento de representações físicas de maior precisão, para as quais foram construídas figuras específicas (**Anexo II.2-17a**).

- Para o campo de Dourado são apresentadas as diretrizes dos dutos sobrepostas a detalhes da faciologia local. Não há informação de cotas de enterramento, embora existam diversos oleodutos, conforme Figura II.2.4-31 – que apresenta o esquema de escoamento da produção desse Campo. Não há correlação entre as diretrizes dos dutos e o arranjo do sistema submarino.*

(Item II.2.4.H, pág. 24/114)

Resposta/Comentário:

A PETROBRAS esclarece que somente nos trechos mais próximos da costa é que se pode efetivamente falar de cota de enterramento, considerando a intencionalidade de assegurar o enterramento do duto em áreas mais vulneráveis, a exemplo do que é apresentado no **Anexo II.2-17a**. Para além

dos trechos mais próximos à costa, todos os dutos, quando do seu lançamento, foram lançados sobre o leito marinho sem enterramento. As informações já disponibilizadas na Rev. 01 do EIA para os campos de Camorim e Guaricema evidenciam situações atuais de enterramento que refletem a deposição de sedimentos ao longo do tempo ou à acomodação dos dutos sobre o tipo de leito, que é lamoso em grandes extensões dos campos. A PETROBRAS confirma que de fato não há informações disponíveis sobre cotas de enterramento dos dutos do campo de Dourado, cujo escoamento da produção é feito através do Campo de Guaricema. No que se refere ao lançamento de novos dutos, é previsto que, tanto em Dourado como em Camorim e Guaricema, sejam feitas proteções para os dutos sempre que houver algum cruzamento, independentemente da cota de enterramento atual. Confirma também que os levantamentos complementares que se fizerem necessários serão providenciados em tempo hábil quando do detalhamento do projeto de lançamento de cada duto.

Conforme explicado anteriormente, não há uma correlação precisa entre as diretrizes dos dutos (representadas em um desenho técnico, em escala) e os arranjos dos sistemas submarinos (**Anexo II.2-22**) (que são representações esquemáticas).

***Solicitação/Questionamento:** No item II.2.4.G deste parecer técnico foi reiterada a solicitação de levantamento de caráter regional para avaliação da diretriz do duto que evite obstáculos e identifique os pontos de cruzamento, implicando em menor necessidade de adoção de medidas corretivas e preventivas adicionais. Neste sentido, entende-se que durante o lançamento uma série de tomadas de decisão de caráter prático serão feitas no próprio momento da operação e para isto o EIA - Rev.01 expõe que “medidas mitigatórias foram estudadas para desvio*

dos dutos próximos aos obstáculos, como, por exemplo, a adoção de proteção mecânica em formato grout bag (colchão de concreto). Desta forma, entende-se que os dutos, bem como o entorno onde se encontram os obstáculos, permanecerão protegidos”. Solicita-se um maior detalhamento das medidas mitigadoras previstas para superação de obstáculos, seja na transposição de dutos, de cabeças de poços ou de qualquer outra estrutura artificial ou natural existente no leito submarino.

(Item II.2.4.H, pág. 25/114)

Resposta/Comentário:

A PETROBRAS reitera que as medidas mitigadoras previstas para a superação de obstáculos são:

- escolha de diretrizes de lançamento de dutos que minimizem as interferências com obstáculos naturais ou antrópicos, conforme indicado no **Anexo II.2-17b**;
- uso de calçamentos e colchões para os pontos de cruzamento de dutos, conforme já apresentado neste documento.

II.2.4.1 - Projeto Detalhado de Lançamento e Enterramento de Dutos para Escoamento da Produção e Aqueduto para Injeção de Água

Solicitação/Questionamento: *Informa-se no EIA – Rev.01 que não haverá “canteiro” na face da Praia de Atalaia. É previsto para essa área apenas atividades de passagem e enterramento dos dutos dentro de uma “área de trabalho”, delimitada por tapumes na faixa de praia, sem instalações de contêineres e banheiros*

químicos. Entretanto, a própria empresa se contradiz ao usar os termos “canteiro” e “área de trabalho”, conforme exposto na pág. 149/218, ao avaliar as interferências na integridade da cobertura vegetal. Desse modo, independente da terminologia adotada, o empreendedor não esclarece como será o acesso das máquinas, que serão utilizadas para abertura das valas e qual o impacto na vegetação.

(Item II.2.4.1, pág. 25/114)

Resposta/Comentário:

A PETROBRAS ratifica que a área isolada na praia para a realização de serviços é denominada "área de trabalho" delimitada por tapumes na faixa de praia e sem instalações de contêineres e banheiros químicos. Numa área dentro do Pólo Atalaia denominada "canteiro" serão realizados os demais serviços de auxílio ao reboque do duto. No **Anexo II.2-18a** é apresentada planta com indicação da área de trabalho e outros detalhes de interesse e no **Anexo II.2-18b** é apresentada planta indicando o trajeto a ser utilizado por máquinas que serão utilizadas para abertura de valas. As máquinas se deslocarão do Pólo Atalaia para a área de trabalho aproveitando um acesso à praia que já é normalmente usado pela Prefeitura de Aracaju para caminhões envolvidos com limpeza e eventos de lazer. O percurso entre esse acesso e a área de trabalho será feito por um trecho de praia sem vegetação.

***Solicitação/Questionamento:** Embora se afirme que seria apresentado no EIA consolidado a planta da faixa da Praia de Atalaia georreferenciada com os detalhes solicitados (Pág. 36/275 – Resposta ao Parecer Técnico CGPEG/DILIC/IBAMA Nº 312/1), não foram apresentadas no Anexo II.2-18 “Planta do Canteiro Pólo de Atalaia B”, as informações solicitadas. O referido Anexo mostra apenas detalhes da montagem dos*

flutuadores e amarras (1ª fase) e detalhes da confecção da vala para rebaixamento de cotas na área da praia (2ª fase) através de fotos e diagramas.

(Item II.2.4.I, pág. 25/114)

Resposta/Comentário:

O Anexo II.2-18 está sendo reapresentado como se segue:

- **Anexo II.2-18a:** Planta com indicação da área de trabalho, contendo área de abertura da vala para entrincheiramento de dutos, passarelas e área operacional de instalação de bóias e flutuadores para o reboque dos dutos. Nesta planta também foram acrescentadas informações relativas ao desfile de cabos, que se faz necessário como etapa inicial do arraste de cada duto. Conforme indicado, o desfile de cabos será feito em área de praia sem vegetação;
- **Anexo II.2-18b:** Planta com indicação dos acessos de máquinas para a área de trabalho.

***Solicitação/Questionamento:** Reitera-se, portanto a solicitação do PT nº 312/11 para apresentar planta georreferenciada da área da Praia de Atalaia que sofrerá intervenção, discriminando: (i) área de trabalho, mostrando todas as valas que serão implantadas, com as distâncias entre as mesmas, discriminando os dutos que cada uma receberá; (ii) perfis com as dimensões: largura, profundidade e estimativa de volumes de sedimentos a serem mobilizados com os respectivos locais de disposição; (iii) deverão ser mostrados também os acessos, passarelas, área operacional de instalação de bóias e flutuadores para o reboque dos dutos e outras se houverem; (iv) deverá também ser identificadas as distâncias das valas e área de trabalho para os*

duetos existentes. As medidas de proteção ambiental devem ser descritas e no item II.7 apresentadas aquelas que visem ao retorno das condições paisagísticas anteriores à intervenção.

(Item II.2.4.I, pág. 26/114)

Resposta/Comentário:

No **Anexo II.2-18a** é apresentada a planta georreferenciada da área da Praia de Atalaia atendendo aos itens constantes nesta solicitação, à exceção de informações sobre acessos de máquinas, apresentadas no **Anexo II.2-18b**. Informações sobre volume de sedimentos são apresentadas adiante.

São detalhadas a seguir, para uma melhor compreensão das atividades, informações sobre a execução de valas na Praia de Atalaia e instalação de flutuadores (bóias) no cabo de arraste e tramos de tubulação.

EXECUÇÃO DE VALAS NA PRAIA DE ATALAIA

Para o enterramento dos dutos na Praia de Atalaia, serão utilizadas escavadeiras tipo 320 D da Caterpillar, para abertura de duas valas, separadas entre si por cerca de 5m. Uma das valas abrigará os dutos rígidos 12" EPA/PCM-7 e 16" PGA-3/EPA e a outra, os aquedutos 6" EPA/PDO-4 e EPA/PGA-3. Cada vala terá profundidade estimada de 1,7 a 2 m. A vala que abrigará os dutos de maior diâmetro terá largura média de 10 m e a vala que abrigará os dutos de menor diâmetro, de 8 m.

Cada vala poderá ser aberta uma única vez ou em duas vezes, a depender do andamento do lançamento dos dutos que chegam ao Pólo Atalaia. Caso seja aberta uma única vez, o volume de areia movimentado, no caso da vala maior, será de 3.050 m³, considerando-se um empolamento de 10%. Caso seja feita em duas etapas, o volume total será o mesmo, tendo cada etapa um volume estimado de 1.525 m³. O volume de área movimentado na vala menor será de 2.750 m³, se aberta uma única vez, ou de 1.375 m³ em cada etapa, se aberta em duas etapas.

Para qualquer dessas situações, a areia escavada será disposta na lateral sul da vala, formando um monte longitudinalmente. A disposição da areia escavada ao sul da vala é necessária, para facilitar o arraste lateral do duto, para inserção do mesmo na vala. Após o posicionamento definitivo do duto na vala, será executado o seu reaterro e um aterro hidráulico da área afetada; a areia restante será espalhada uniformemente pela área de trabalho.

INSTALAÇÃO DE FLUTUADORES (BÓIAS) NO CABO DE ARRASTE E TRAMOS DE TUBULAÇÃO

Os flutuadores a serem instalados nos cabos e nos tramos de tubulação a serem lançados, serão infláveis, de forma a facilitar seu armazenamento, transporte, instalação e retirada ao término das operações, diminuindo, desta forma, o impacto na praia. Cada um destes flutuadores, quando vazio, assemelha-se a uma mala de mão, podendo ser transportado facilmente por uma pessoa.

Instalação de flutuadores nos cabos de arraste

Após o “desfile” dos cabos na praia, os flutuadores serão transportados por um veículo do canteiro para a área de trabalho e dispostos ao longo do cabo, aonde serão instalados, respeitando-se a distancia de projeto entre os mesmos.

Antes do início do arraste do cabo, os flutuadores serão inflados. A remoção dos flutuadores dos cabos será feita a bordo da balsa que fará o arraste.

Instalação de flutuadores nos tramos de tubulação

Quando os tramos de tubulação forem arrastados do interior do canteiro, através do tubo camisa para a praia, e antes do tramo entrar na zona de arrebenção, haverá um posto de instalação de flutuadores, onde os mesmos serão inflados após sua instalação no tramo a ser arrastado. Após o arraste e disposição do tramo de tubulação em seu local definitivo no mar, os flutuadores serão removidos do tramo pela equipe de mergulho e

encaminhados para o barco de apoio, para posterior traslado dos mesmos para terra.

Enterramento de dutos e rebaixamento de cotas

Solicitação/Questionamento: Apesar do estudo ter se baseado em dados da reconstituição do clima de ondas local no período 1997-2005, onde simulou-se “a movimentação de sedimento, ao longo do perfil central, a partir de condições usuais, sazonais e extremas de níveis d’água e ondas”, cujos resultados foram apresentados em forma de gráficos na (Figura II.2.4-68), a DHI utilizou dados de 3 perfis na Praia de Atalaia coletados em apenas 1 (um) ano (2004/2005), dos quais 3 meses de coletas foram descartados por inconsistências. Com isto, entende-se que o estudo não assegura que tenham sido captadas as variações morfodinâmicas mais significativas que os perfis desta praia possam apresentar ao longo da vida útil do empreendimento. Além disso, existem fortes indícios do início de um período erosivo que pode afetar essa área, detectado nos estudos de Bittencourt et al. (2006) e Rodrigues (2008).

Tendo em vista as considerações expostas e a ausência de dados no período 2006-2011 que não nos garante avaliar com segurança os processos costeiros que regem a morfodinâmica da Praia de Atalaia, bem como o comportamento do perfil na linha de praia, entende-se que a empresa deverá apresentar anteriormente a emissão da LI dados do Projeto de Monitoramento da Morfodinâmica da Praia de Atalaia coletados de 2011 a 2013 que corroborem o entendimento de que o trecho onde haverá o enterramento na Praia de Atalaia encontra-se em

Equilíbrio Dinâmico, sem reflexos do evento erosivo em desenvolvimento pouco a Norte. Na impossibilidade desta comprovação ou do acréscimo de dados mais robustos, o IBAMA determina que seja apresentada uma cota de enterramento mais conservativa, capaz de garantir maior segurança a longo prazo face aos possíveis eventos erosivos na região.

(Item II.2.4.I, pág. 27/114)

Resposta/Comentário:

Encontram-se em desenvolvimento ações do Projeto de Monitoramento da Morfodinâmica da Praia de Atalaia e até a próxima fase do licenciamento a PETROBRAS pretende apresentar resultados que permitirão definir com maior embasamento as cotas de enterramento, embora considere que a avaliação realizada pela empresa DHI, que utilizou dados de 3 perfis na Praia de Atalaia, tenha sido tecnicamente satisfatória. Como parte do Projeto, foi providenciada recentemente a aquisição de imagens de satélite dos últimos 9 (nove) anos, com o registro da variação da linha de costa na Praia de Atalaia. No momento, os dados estão sendo compilados para adequação às coordenadas da área solicitada e espera-se que, com a análise das informações, se possa avaliar a influência do processo erosivo observado na foz do Rio Sergipe sobre a região de enterramento dos dutos na Praia de Atalaia. A revisão do Projeto de Monitoramento da Morfodinâmica da Praia de Atalaia é apresentada no **Anexo II.7.**

II.2.4.M - Descrição das Embarcações a Serem Utilizadas nas Operações de Instalação

Solicitação/Questionamento: *Foram previstas as embarcações: Balsa Guindaste e Lançamento – 1 (BGL-1), Balsa de Serviço – 3 (BS-3) e ainda não está definida a embarcação*

lançadora de dutos flexíveis. A empresa informa ainda que poderá substituí-las, em função da disponibilidade no mercado à época da realização do projeto, deste modo se compromete a enviar a descrição completa e os certificados, assim que definida a embarcação a ser utilizada e em tempo para vistoria técnica do IBAMA antes do início das atividades.

(Item II.2.4.M, pág. 28/114)

Resposta/Comentário:

A PETROBRAS confirma que enviará a descrição completa e os certificados, assim que definida a embarcação a ser utilizada para o lançamento de dutos flexíveis e em tempo para vistoria técnica do IBAMA antes do início das atividades.

II.2.4.N - Caracterização Química, Físico-Química e Toxicológica das Substâncias Passíveis de Descarga Durante as Atividades de Instalação e Operação

Solicitação/Questionamento: O empreendedor deve informar se os procedimentos para tratamento do fluido apenas com fluoresceína são os mesmos para fluido contendo biocida e sequestrante de oxigênio além de fluoresceína, bem como as estimativas de volumes destes agentes que serão utilizados para dutos rígidos de interligação entre poços e plataformas e do sistema de gas-lift.

(Item II.2.4.M, pág. 28/114)

Resposta/Comentário:

A PETROBRAS esclarece que somente utiliza sequestrante de oxigênio e

biocida nos casos em que o duto permanece por mais de 3 (três) meses alagado. No Projeto de Ampliação de Camorim, Dourado e Guaricema, é previsto que os dutos somente sejam alagados por ocasião da montagem dos spools de interligação. Como o comissionamento ocorrerá num prazo inferior a 3 (três) meses a partir do seu alagamento, e ao término do comissionamento os dutos serão desalagados, não haverá necessidade de uso de biocida e sequestrante de oxigênio nesses dutos. Após a montagem dos spools, será feito o teste hidrostático, ao final do qual se procederá ao desalagamento. Se necessário para uma visualização de possíveis vazamentos nas conexões flangeadas, durante o teste hidrostático dos dutos de maior diâmetro (dutos de interligação entre o Pólo Atalaia e os Campos), será utilizada fluoresceína diluída na água do teste, na concentração e volume já indicados na Revisão 01 do EIA, considerando a segmentação com pig espuma dos volumes dos dutos de 16" x 15,7 km (PGA-3 / Pólo Atalaia) e de 12" x 11 km (PCM-5 / Pólo Atalaia) de forma a minimizar o trecho com fluoresceína (ou seja, o uso de fluoresceína somente nos trechos em que há necessidade de inspeção). A água de teste com fluoresceína será desalagada para uma plataforma e desta para um rebocador, sendo então encaminhada para disposição em terra, conforme também já indicado na Revisão 01 do EIA. Para os demais dutos rígidos de menor diâmetro, que farão a interligação entre poços e plataformas e do sistema de gas-lift, não será utilizada qualquer aditivo durante o teste hidrostático. O mesmo se aplica aos dutos flexíveis, que já vêm pré-testados de fábrica e nos quais não será usado biocida nem sequestrante de oxigênio, pois, por serem de injeção de água, terão revestimento interno anticorrosivo.

Solicitação/Questionamento: Além disso, destaque-se que esta coordenação não indica a utilização de biocida como agente de hibernação em gasodutos em hipótese alguma, e no caso de oleodutos também recomenda sua não utilização. Desta forma, o empreendedor deverá apresentar cronograma com estimativa de

hibernação para cada um dos dutos, avaliando os casos em que considere imprescindível sua utilização. Ainda que o empreendedor se comprometa a injetar o efluente que o contenha sua utilização deverá ser evitada.

(Item II.2.4.N, pág. 29/114)

Resposta/Comentário:

A PETROBRAS esclarece que cada duto será mantido desalagado desde o seu lançamento até o início do comissionamento quando então será alagado, comissionado e seco em um breve período de tempo evitando, assim, a necessidade de utilização de biocida e sequestrante de oxigênio.

II.2.4.O - Caracterização química e físico-química da água produzida

Solicitação/Questionamento: *Solicita-se que a empresa esclareça quais fatores fazem com que a amostra apresente toxicidade elevada.*

(Item II.2.4.O, pág. 29/114)

Resposta/Comentário:

Os componentes da água produzida, geralmente, incluem minerais dissolvidos oriundos da formação produtora, constituintes oleosos dissolvidos e dispersos, produtos químicos empregados durante o processo de produção, sólidos e gases dissolvidos. Além dos compostos naturais presentes nas águas produzidas, uma variedade de produtos químicos é adicionada durante o processo de produção. Esses aditivos são empregados para resolver ou prevenir problemas operacionais, sendo os principais deles os inibidores de incrustação, inibidores de corrosão, biocidas, desemulsificantes, aditivos para o

tratamento da água (coagulantes e floculantes), inibidores de deposição de parafinas/asfaltenos e antiespumantes. (Oliveira e Oliveira, 2000)¹.

Compostos orgânicos encontram-se normalmente dispersos ou dissolvidos na água produzida e incluem óleos e graxas e uma variedade de compostos dissolvidos. O óleo pode criar efeitos potencialmente tóxicos no ponto de descarte. Óleo disperso consiste de pequenas gotas suspensas na fase aquosa que, se chegarem ao leito marinho, podem ter efeitos de contaminação ou acumulação nos sedimentos, causando distúrbios para a comunidade bentônica. Outros compostos que contribuem para a toxicidade da água produzida são ácidos orgânicos, hidrocarbonetos aromáticos policíclicos (PAHs), fenóis e voláteis. Apesar de individualmente a toxicidade de alguns desses compostos poder ser baixa, quando combinados podem ter um efeito tóxico de interesse (Veil *et al.*, 2004)².

Os metais tipicamente encontrados em água produzida incluem zinco, chumbo, manganês, ferro e bário, em concentrações frequentemente maiores do que as encontradas na água do mar. Os metais são uma importante fonte de toxicidade para a vida marinha, mas essa toxicidade tende a ser atenuada por efeito da diluição da concentração e porque a forma dos metais absorvidos nos sedimentos é menos biodisponível para a vida marinha do que íons metálicos em solução (Stephenson 1992 *apud* Veil *et al.*)

Entre os aditivos que podem estar presentes na água produzida os que têm maior potencial de toxicidade são os biocidas, os desemulsificantes e os inibidores de corrosão. Essas substâncias também tendem a ter sua toxicidade reduzida em função de reações com outras que podem ocorrer antes do seu descarte ou injeção (Veil *et al.*, 2004).

Portanto, há uma variedade de substâncias, com predomínio daquelas oriundas da própria formação, que contribuem para a alta toxicidade da água

¹ Oliveira, M. e Oliveria, R. Remoção de contaminantes tóxicos dos efluentes líquidos oriundos da atividade de produção de petróleo no mar. Boletim Técnico da PETROBRAS, Rio de Janeiro, 43 (2): 129-136, abr./jun. 2000.

² Veil *et al.* A White Paper Describing Produced Water from Production of Crude Oil, Natural Gas, and Coal Bed Methane. Argonne National Laboratory. USA, 2004.

produzida.

De acordo com Gabardo (2007)³, “a literatura cita que vários autores já buscaram identificar os componentes determinantes da toxicidade da água produzida, sem muito sucesso (E&P FORUM, 1994). Observa-se que a toxicidade não parece estar diretamente relacionada a apenas um fator, como o teor de óleo ou hidrocarbonetos. Isto se deve às interações entre os diversos componentes presentes na amostra, que em conjunto podem atuar de forma sinérgica, aditiva e/ou antagônica sobre a toxicidade da mesma. Este comportamento ficou evidente quando do estudo de variabilidade temporal (amostragem seqüencial em 24h, coletas de 3 em 3 h) versus variabilidade anual realizado na plataforma PCR-1, onde não foram observadas diferenças relevantes na composição química da água produzida e, no entanto a toxicidade respondeu de forma diferenciada, e apresentando diferenças significativas entre as duas situações estudadas.” Gabardo (2007) ressalta ainda que no caso de plataformas marítimas (com condições de descarte que podem ser comparadas à do emissário PAP-1), a dinâmica do ecossistema proporciona condições para uma rápida dispersão no ambiente, de forma que ocorre a diluição do efluente no campo próximo da ordem de centenas de vezes, portanto não são esperados efeitos tóxicos fora desta zona. (NEFF,2002).

Solicitação/Questionamento: O IBAMA solicita esclarecimentos sobre as ações tomadas pela PETROBRAS para enquadrar a água descartada dentro dos limites legais, já que desde 2009 o descarte está fora dos padrões e persiste na amostragem de 2011.

Esclarece-se que o IBAMA encaminhou à ADEMA o Ofício nº

³ Gabardo, Irene Terezinha. Caracterização química e toxicológica da água produzida descartada em plataformas de óleo e gás na costa brasileira e seu comportamento dispersivo no mar / Irene Terezinha Gabardo. Natal, 2007.

0040/09 - CGPEG/DILIC/IBAMA, de 16.1.2009, reiterado pelo OFÍCIO N° 73/09 – DILIC/IBAMA de 23.1.2009, solicitando informações quanto às providências tomadas diante de inconformidades indicadas nos relatórios de Auditoria Ambiental relativas ao descarte de efluentes pela Estação de Produção de Atalaia. Até o momento esta resposta não foi encaminhada.

Aguarda-se a apresentação das informações solicitadas.

(Item II.2.4.O, pág. 29/114)

Resposta/Comentário:

A PETROBRAS reitera que a ação prevista para uma efetiva solução do problema do descarte de água produzida é a sua injeção nos reservatórios, conforme concebido no Projeto de Ampliação de Camorim, Dourado e Guaricema, mas também reafirma seu compromisso de não mais descartar água fora dos padrões estabelecidos pela legislação através do emissário PAP-1 a partir da implementação e início de operação do projeto de injeção de água.

II.2.4.Q - Caracterização das Emissões Gasosas e Efluentes

Solicitação/Questionamento: Cabe reforçar que, nesse quesito, deverão ser seguidas as proposições da Nota Técnica CGPEG/DILIC/IBAMA n° 01/11, principalmente em seus itens “III.1.4 – Emissões atmosféricas” e “V.4 – Documentação que comprova a rastreabilidade e as informações sobre descarte no mar e emissões atmosféricas”, observando ainda as demais legislações cabíveis.

(Item II.2.4.Q, pág. 30/114)

Resposta/Comentário:

A PETROBRAS confirma que seguirá atendendo as proposições dos itens “III.1.4 – Emissões Atmosféricas” e “V.4 - Documentação que comprova a rastreabilidade e as informações sobre descarte no mar e emissões atmosféricas” da Nota Técnica CGPEG/DILIC/IBAMA nº01/ 11.

Solicitação/Questionamento: A empresa esclarece em resposta ao PT nº 312/11 - sem entretanto inserir essas informações no EIA – Rev.01 - que não prevê uso de flare nas plataformas e que os TEG's não serão desativados, informando que atualmente são queimados cerca de 720 m³/d de gás natural. Não foi informado o acréscimo previsto pelas novas plataformas do projeto de Ampliação.

(Item II.2.4.Q, pág. 30/114)

Resposta/Comentário:

A PETROBRAS confirma que não é prevista a utilização de *flare* nas plataformas na fase de operação. No entanto é possível a utilização de *flares* nas sondas de perfuração durante as atividades de teste de formação em poços exploratórios; por este motivo, foi mantida no item “II.2.4.AA.1 – Emissões Gasosas” do EIA-Rev.01, a caracterização qualitativa dos principais poluentes relacionados a esta fonte de emissão.

A PETROBRAS informa ainda que os TEG serão desativados e substituídos por aerogeradores de energia movidos através de fonte eólica.

Solicitação/Questionamento: Entretanto, salienta-se que deve ser providenciada uma solução para os resíduos sólidos triturados e descartados na plataforma PCM-9, pois esta encontra-se abaixo do limite mínimo de distância da costa, que é

de 12 milhas náuticas para procedimento de descarte de resíduos sólidos proveniente de Unidades de Produção e Escoamento.

(Item II.2.4.Q, pág. 30/114)

Resposta/Comentário:

A PETROBRAS informa que os resíduos orgânicos gerados na plataforma PCM-9, que atualmente são triturados e descartados no mar, serão desembarcados e dispostos de forma adequada e de acordo com a legislação vigente, seguindo as proposições da Nota Técnica CGPEG/DILIC/IBAMA nº 01/11.

***Solicitação/Questionamento:** Solicita-se confirmação sobre os volumes de efluentes sanitários para as fases de perfuração, instalação e operação, que não parecem seguir a uma proporção. Por exemplo: na perfuração para 120 pessoas há estimativa de 560 m³/mês, enquanto que na operação para 100 pessoas há estimativa de 1000 m³/mês.*

(Item II.2.4.Q, pág. 30/114)

Resposta/Comentário:

A PETROBRAS revisou as informações de geração de efluentes sanitários considerando dados mais recentes de medição das unidades que serão utilizadas no Projeto de Ampliação ou unidades similares, incluindo resultados do Projeto Piloto para Medição de Volume de Efluentes Sanitários e Águas Servidas Descartados por Unidades Marítimas e Embarcações de E&P da PETROBRAS, aprovado pelo IBAMA, conforme Ofício CGPEG/DILIC/IBAMA Nº 0651/2009.

Estima-se que para um número médio de tripulantes de aproximadamente 110 pessoas, haverá uma geração mensal média de efluente sanitário de 470 m³/mês por plataforma na atividade de perfuração. Para a fase de instalação,

são estimados 400 tripulantes com geração média de efluente sanitário de 1800 m³/mês. Já para a atividade de operação foi considerado um número médio de tripulantes de 100 pessoas e uma geração mensal média de efluente sanitário de 274 m³/mês. A geração relativamente menor de efluentes no caso das atividades de operação deve-se ao fato de que parte considerável dos tripulantes não permanece embarcado nas plataformas (ocorrem embarques e desembarques diários).

Solicitação/Questionamento: *No estudo está descrito que “na atividade de operação da produção, os efluentes oleosos gerados nas plataformas durante as atividades de manutenção e inspeção de linhas, vasos e bombas de transferência, serão admitidos pelo sistema de coleta das bandejas dos equipamentos. Os efluentes serão encaminhados por um sistema fechado até o tubo de drenagem, e desse, através de bombas que os injetam no sistema de escoamento, seguirão para tratamento no Pólo Atalaia. Os equipamentos que poderão ter dreno de óleo para as bandejas e para o sistema de dreno fechado interligado ao tubo de drenagem em cada plataforma são os seguintes: lançador de pigs; vaso retentor de líquidos; vaso depurador de gás; bomba de transferência de produto químico; bombas de injeção de inibidor de corrosão; bombas pneumáticas do tubo de coleta de drenagem.”*

Esta informação é conflitante com os relatórios de vistoria que identificaram sistemas de drenagem com falhas em diversas plataformas dos campos de Camorim, Dourado e Guaricema. Foram identificadas ainda a falta de bandejas de contenção em equipamentos e/ou falha em tricanizes, além dos tanque sump apresentarem-se inapropriados. Dessa forma, torna-se

necessária a apresentação de uma reestruturação dos sistemas de drenagem, conforme solicitado no item II.8 deste no Parecer Técnico CGPEG/DILIC/IBAMA nº 536/11.

(Item II.2.4.Q, pág. 31/114)

Resposta/Comentário:

O plano de melhorias para os sistemas de drenagem – entre outras medidas de mitigação de riscos nas plataformas de águas rasas – foi objeto de apresentação feita pela PETROBRAS para o IBAMA em reunião realizada na UALAE em 27.01.2012.

Melhorias operacionais estão sendo implantadas para corrigir deficiências nos sistemas de contenção e drenagem, conforme se segue:

- **Sistema de drenagem**

Procedimentos destinados à garantia de integridade dos drenos das plataformas vêm sendo implantados visando a assegurar que todo e qualquer vazamento de óleo seja conduzido para o tanque *sump*. Tais procedimentos incluem vistoria e teste periódico dos drenos, seguidos de medidas corretivas em caso de se constatar alguma anomalia.

- **Sistema de contenção**

A contenção de óleo depende da existência e do bom estado de conservação de tricanizes e da capacidade de retenção de tanques *sump* compatível com o volume estimado de óleo passível de vazar. Tricanizes estão sendo instaladas nas chapas móveis da área dos poços para evitar o derrame de óleo no mar pelas aberturas existentes. A Foto II.2.4.Q a seguir ilustra a implantação dessa medida já realizada em algumas plataformas.

A capacidade dos tanques *sump* também tem sido avaliada visando ampliá-la, nos casos em que a capacidade de retenção seja inferior ao volume de óleo vazado decorrente da ruptura de linhas e vasos.

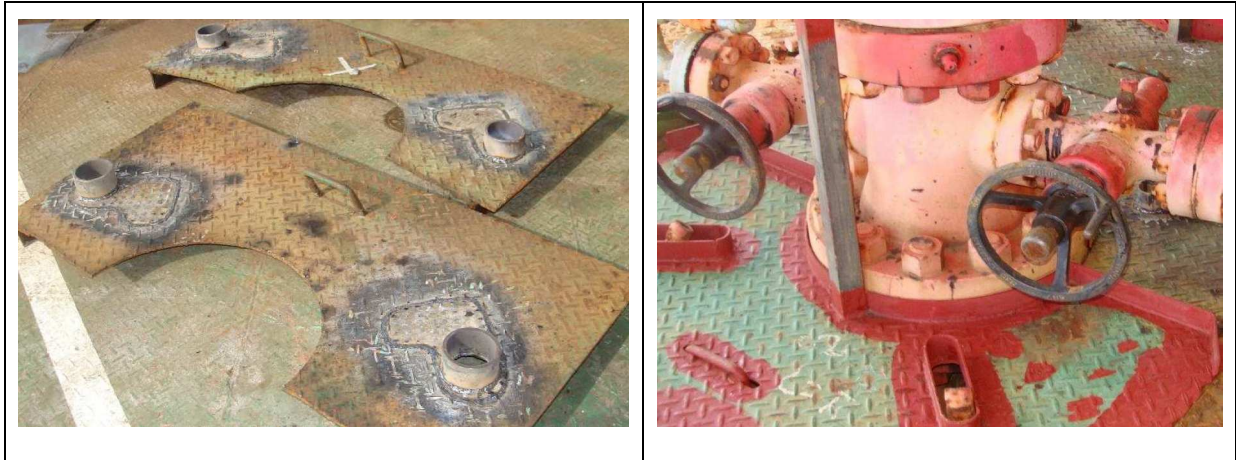


Foto II.2.4.Q - Instalação de tricanizes nas chapas da área dos poços

- **Sistema de detecção**

Pequenos vazamentos não acionam os sistemas de bloqueio da plataforma, de modo que podem perdurar durante horas ou mesmo dias, sem detecção automática. A detecção do vazamento, neste caso, dependeria da visita de operadores ou detecção de óleo no mar após o extravasamento do tanque *sump*. Por esta razão, está sendo prevista a instalação de detectores de óleo nos tanques *sump* com alarme na sala de controle, possibilitando ação imediata para identificar a fonte de vazamento, com o envio de equipe à plataforma ou o fechamento remoto dos poços, caso não seja possível o envio imediato de operadores à plataforma, por condições meteoceanográficas inseguras ou à noite.

Informações complementares sobre medidas para contenção de vazamentos são apresentadas nas respostas aos Itens II.8.6, II.8.7 e II.8.8, ao final deste documento.

II.2.4.S - Identificação e Descrição da Infra-Estrutura de Apoio

Solicitação/Questionamento: As licenças de operação foram reapresentadas, sendo a do Terminal Marítimo Inácio Barbosa (TMIB) válida até 12/05/2014 e do aeroporto de Aracaju vencida em 31/08/2011, em processo de renovação.

(Item II.2.4.S, pág. 31/114)

Resposta/Comentário:

A PETROBRAS ratifica que a licença de operação do aeroporto de Aracaju encontra-se vencida, entretanto, segundo a Infraero, o pedido de renovação foi solicitado junto ao Órgão Ambiental Estadual – ADEMA, dentro do prazo vigente, sendo ainda aguardada vistoria do mesmo para dar seqüência ao processo. Sendo assim, por depender apenas de ação por parte da ADEMA, esta licença continua válida até a emissão da renovação.

Solicitação/Questionamento: Foram apresentadas informações sobre destinação dos resíduos bem como áreas de armazenamento de matérias primas e equipamentos. Com relação ao destino dos resíduos contaminados por óleo e/ou produtos químicos, resíduos oleosos, resíduos não passíveis de reciclagem, resíduos infecto-contagioso e pilhas, a empresa informa que “serão encaminhados para destinos apropriados” (pág. 214/218). Reitera-se a necessidade desses destinos possuírem licenças ambientais e operarem atendendo a legislação vigente.

(Item II.2.4.S, pág. 31/114)

Resposta/Comentário:

A PETROBRAS reafirma que destinará seus resíduos citados acima para destinos que possuam licença ambiental e que operem de acordo com a legislação vigente.

Solicitação/Questionamento: A empresa confirma a utilização das embarcações de apoio: *Lilen, Ocean Supporter, Lars Grael, Bremona, Atrek e Maersk Clipper*:

(Item II.2.4.S, pág. 31/114)

Resposta/Comentário:

A PETROBRAS esclarece que as embarcações *Lilen, Lars Grael e Maersk Clipper* não estão mais operando na Bacia de Sergipe/Alagoas.

A relação das principais embarcações de apoio (AHTS) previstas no projeto e suas respectivas características são reapresentadas na **Tabela II.2.4-27**.

Tabela II.2.4-27 - Características das embarcações de apoio (AHTS) na Bacia de Sergipe/Alagoas

Embarcações	Proprietário	Comprimento (m)	Boca (m)	Calado (m)
<i>Atrek</i>	Fortrans Shipping Co Ltd.	67,58	13,80	5,00
<i>Bremona</i>	DUH Boats B.V.	64,35	15,00	5,17
<i>Majestic Tide</i>	Tidewater Hulls Limited	64,40	13,80	5,90
<i>Maridive 208</i>	Maridive & Oil Services	61,00	15,60	5,50
<i>Nor Sun</i>	Nor Supply Pte Ltd	70,10	15,00	5,50
<i>Ocean Supporter</i>	Oceanlink Offshore Ltd.	71,50	16,00	6,00
<i>Tag 5</i>	Tag Offshore Limited	63,40	15,80	5,50

II.2.4.T - Procedimentos Previstos para Desativação das Unidades

Solicitação/Questionamento: As informações apresentadas pela empresa foram consideradas satisfatórias, sendo

necessário à época da desativação deste empreendimento, realizar um estudo específico a fim de subsidiar a tomada de decisão para escolha da alternativa que será executada.

A questão da desativação das plataformas PCB-3, que fornecerá o convés para a PCM-11, e PGA-6 que será transformada em PDO-4, é objeto de parecer técnico em elaboração no âmbito do projeto 02022.005302/98.

(Item II.2.4.T, pág. 31/114)

Resposta/Comentário:

A PETROBRAS esclarece que o projeto foi revisto, optando-se por modelos mais simples de plataformas. Assim, o convés da PCB-3 não mais será usado na PCM-11, que terá estrutura similar à de uma caisson, assim como a PDO-4. Ou seja, o projeto prevê atualmente o uso de apenas três novas plataformas, todas do tipo caisson.

II.3 - ANÁLISE DAS ALTERNATIVAS

Solicitação/Questionamento: *A empresa reformulou este item, respondendo aos questionamentos do IBAMA expressos no PT nº 312/11. A análise dos demais itens deste parecer técnico levaram estas informações em consideração. Observa-se, no entanto, que em relação às alternativas de otimização das plataformas instaladas a empresa limitou-se informar as premissas para escolha do projeto, sem de fato apresentar alternativas de otimização das plataformas existentes, prevendo por exemplo reformas e ampliação. Essas informações deveriam ter sido apresentadas na Rev. 01 do EIA e são reiteradas.*

(Item II.3, pág. 32/114)

Resposta/Comentário:

Apesar de não estar destacado na Rev. 01 do EIA um tópico específico abordando a otimização das plataformas instaladas, descrito no, Item II.3.2.1 *Escolha locacional para perfuração dos poços*. Este tópico tinha como objetivo apresentar alternativas que foram estudadas para viabilizar o projeto com o menor número possível de novas instalações e aproveitamento das existentes.

Conforme solicitado, apresenta-se a seguir tópico específico:

Análises para aproveitamento das plataformas existentes

Objetivando-se atingir um arranjo de instalações que permitisse um melhor aproveitamento do sistema de produção existente nos Campos foram analisadas as seguintes situações:

- Uso das instalações existentes para produção e escoamento dos novos poços

Em função do tamanho reduzido das instalações existentes e do número limitado de “bocas” para ligação dos poços ao deck de produção da plataforma, a possibilidade de uso dessas instalações fica restrita. Tem-se como exemplo a Plataforma PCM-1, cujo número de “bocas” disponíveis são 2 e o número de locações do projeto que, devido a localização, poderiam ser ligadas a esta plataforma são 4, logo superior a capacidade desta de receber novos poços.

- Uso das instalações existentes distantes dos alvos dos novos poços

A profundidade dos reservatórios e a distância das locações às plataformas existentes podem limitar a perfuração de poços a partir destas instalações devido à trajetória necessária para execução destes poços direcionais.

Logo, a produção ou injeção deste poço somente poderá ser realizada por ANM e escoada para uma plataforma ou por uma nova plataforma próxima ao novo poço.

A partir da identificação da impossibilidade técnica, em alguns casos, de uso das instalações existentes, a escolha do arranjo das instalações do projeto que minimize a quantidade de novas plataformas e o comprimento de linhas no fundo do mar interligando as diversas unidades foi concebida com as seguintes premissas:

- Aproveitamento das instalações existentes, sem novos poços;
- Aproveitamento de dutos existentes, sem a necessidade de lançar novos dutos;
- Aproveitamento de “bocas” disponíveis ou extras, quando possível nas plataformas existentes;
- Utilização de completação submarina (ANM) nos novos poços, escoando para uma plataforma existente, quando a distância e profundidade do alvo no reservatório forem impeditivos para execução do poço direcional;
- Instalação de nova plataforma, considerando o posicionamento que propicie otimização do arranjo do sistema de produção quando não for possível a utilização de completação submarina devido a exigências do sistema de elevação artificial.

Dessa forma, inicialmente foi definido o escopo do projeto conforme apresentado no EIA Rev. 01, contemplando apenas seis novas plataformas de produção, evidenciando assim o esforço para a otimização no número de novas instalações tendo em vista o significativo número de perfurações e intervenções do projeto.

Seguindo a linha da melhoria contínua a PETROBRAS buscou alternativas tecnológicas, de produção e de escoamento nos Campos de Camorim, Dourado e Guaricema, para diminuir ,ainda mais, a necessidade de acréscimo de novas plataformas, como também, a redução dos riscos de derrame de

óleo. Assim, foi elaborada uma nova concepção de arranjo com apenas duas novas plataformas, conforme apresentado no início deste documento resposta.

II.4 - ÁREA DE INFLUÊNCIA DA ATIVIDADE

Solicitação/Questionamento: Primeiramente, solicita-se a correção, na página 01/21, onde se entende que se quis fazer referência à Nota Técnica CGPEG/DILIC/IBAMA nº 03/09, que trata dos critérios para definição de área de influência, e não da Nota Técnica CGPEG/DILIC/IBAMA nº 08/08, que trata dos projetos de controle da poluição.

(Item II.4, pág. 32/114)

Resposta/Comentário:

Representa-se a seguir o texto da página 01/21, com a correção solicitada.

A legislação de licenciamento ambiental vigente, representada pela Nota Técnica CGPEG/DILIC/IBAMA Nº 03/09 e as definições do Termo de Referência nº 029/08, emitido pela CGPEG/DILIC/IBAMA em 03.10.2008, estabelecem os critérios para definição da Área de Influência da Atividade do Projeto da Ampliação do Sistema de Produção e Escoamento de Petróleo e Gás Natural nos Campos de Camorim, Dourado e Guaricema, que contempla as atividades de produção a serem executada nesses campos. Por orientação posterior do IBAMA, as atividades de perfuração, que antes estavam sendo licenciadas conforme o Processo IBAMA nº 02022.007195/03, foram inseridas no Projeto de Ampliação. Assim, para a definição da Área de Influência do projeto estão sendo consideradas também diretrizes da CGPEG específicas para a atividade de perfuração.

Solicitação/Questionamento: No segundo parágrafo da página 12/21, A CGPEG não concorda com a informação de que os dados levantados em 2010 “confirmam” que somente as frotas dos municípios de Santa Luzia do Itanhy, Barra dos Coqueiros, Aracaju e Pirambu sofreriam efetivamente interferências devido à exclusão de áreas de pesca relacionadas com o Projeto de Ampliação. Solicita-se a substituição do termo “confirmam” pela expressão “fornecem indícios”, uma vez que em nenhum momento os relatórios do PMPDP, abordaram a abrangência das áreas de pesca das diferentes frotas atuantes na área de estudo.

(Item II.4, pág. 32/114)

Resposta/Comentário:

Representa-se, a seguir, o segundo parágrafo da página 12/21, com a substituição solicitada.

A delimitação de áreas de pesca leva em consideração as características das embarcações e artes de pesca de cada município e o levantamento de informações junto aos pescadores e suas Colônias. Para a definição dos municípios que serão afetados pela interferência sobre a atividade de pesca artesanal, levou-se em consideração o mapa de áreas de pesca apresentado no **Mapa II.4-3**, que foi elaborado com base em um levantamento realizado em 2004 para o Relatório de Avaliação Ambiental elaborado para o TAC-SEAL. Atualmente, dispõem-se também de dados levantados através do Projeto de Monitoramento Participativo do Desembarque Pesqueiro – PMPDP. Os dados levantados em 2010 fornecem indícios de que somente as frotas dos municípios de Santa Luzia do Itanhy, Barra dos Coqueiros, Aracaju e Pirambu sofreriam efetivamente interferências devido à exclusão de áreas de pesca relacionadas com o Projeto de Ampliação. Como o processo de licenciamento desse Projeto está ligado também à

regularização do licenciamento dos campos existentes através do TAC-SEAL, e em função das incertezas existentes na forma de se determinar as áreas de pesca, de uma forma conservadora estão também sendo considerados na Área de Influência os municípios de Brejo Grande, Pacatuba, São Cristóvão, Itaporanga d'Ajuda, Estância e Indiaroba.

II.5.1.1 – Meteorologia

Solicitação/Questionamento: O subitem II.5.1.1.3, referente à precipitação na região estudada, restringiu-se a apresentação dos dados num determinado período, de modo que não consta nesse subitem qualquer discussão sobre as variações observadas entre os dados do INMET (Instituto Nacional de Meteorologia) e do GPCP (Global Precipitation Climatology Project), sendo apenas informado que a resolução entre eles é distinta. Solicita-se que tais dados sejam mais bem discutidos, visando melhorar a compreensão das variações para o referido parâmetro na região estudada. Solicita-se revisão.

(Item II.5.1.1, pág. 33/114)

Resposta/Comentário:

Parte do subitem II.5.1.1.3 foi complementado, como descrito a seguir:

II.5.1.1.3 Precipitação

A **Figura II.5.1.1-8** apresenta a climatologia da precipitação mensal de acordo com dados medidos na estação do INMET em Aracaju, no período de 1961 a 1990.

Observa-se que abril, maio e junho são os meses mais chuvosos (com médias

acima de 200 mm/mês), enquanto que o período de outubro a dezembro é o mais seco (com médias inferiores 75 mm/mês).

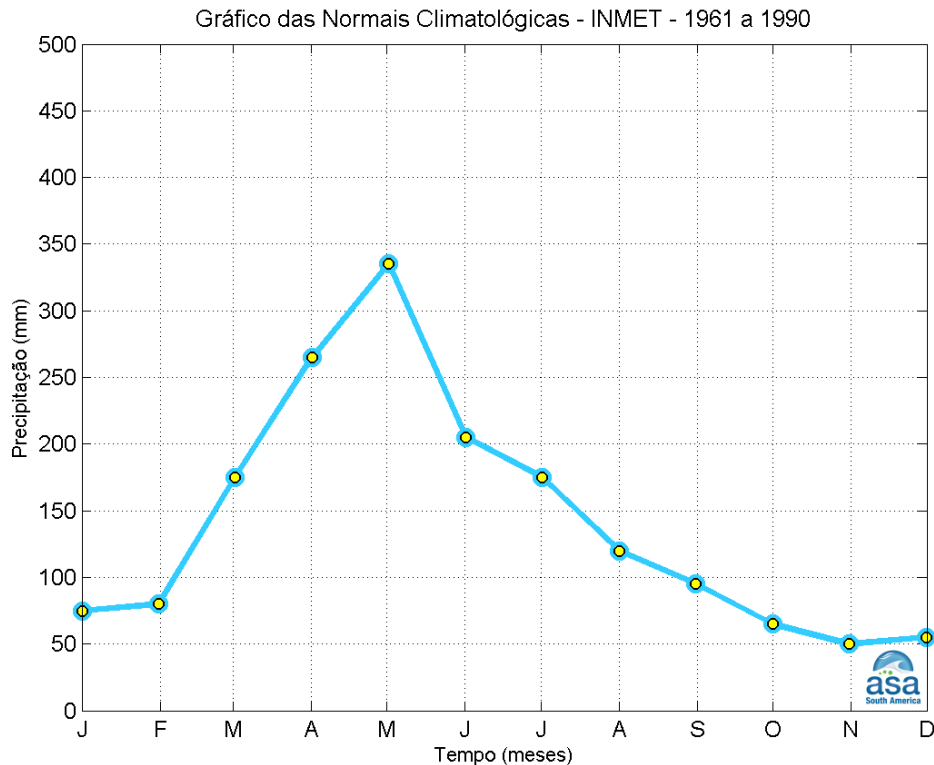


Figura II.5.1.1-8 - Climatologia da precipitação média mensal (1961 a 1990) para Aracaju, de acordo com dados do INMET.

A **Figura II.5.1.1-9** apresenta a climatologia mensal para o período de 1979 a 2007 da precipitação média, máxima e mínima, de acordo com dados do GPCP. O comportamento observado é semelhante à climatologia do INMET, com os maiores volumes de precipitação observados entre abril e julho, porém com menor amplitude. Essa diferença pode ser justificada pela resolução dos dados de precipitação do GPCP, que representam a média de uma área de $2,5^{\circ} \times 2,5^{\circ}$. Devido à baixa resolução, os dados do GPCP são importantes para analisar fenômenos de escala sinótica e climática, mas não capturam importantes características locais da região, pois estas são muito suavizadas na grade/área considerada.

Os dados do INMET capturam bem as características locais da região e fenômenos de mesoescala, como chuvas associadas à circulação da brisa. Portanto, uma vez que os dados do INMET capturam os eventos de precipitação de diversas escalas, os valores da precipitação dos dados do INMET são muito mais elevados do que os valores do GPCP.

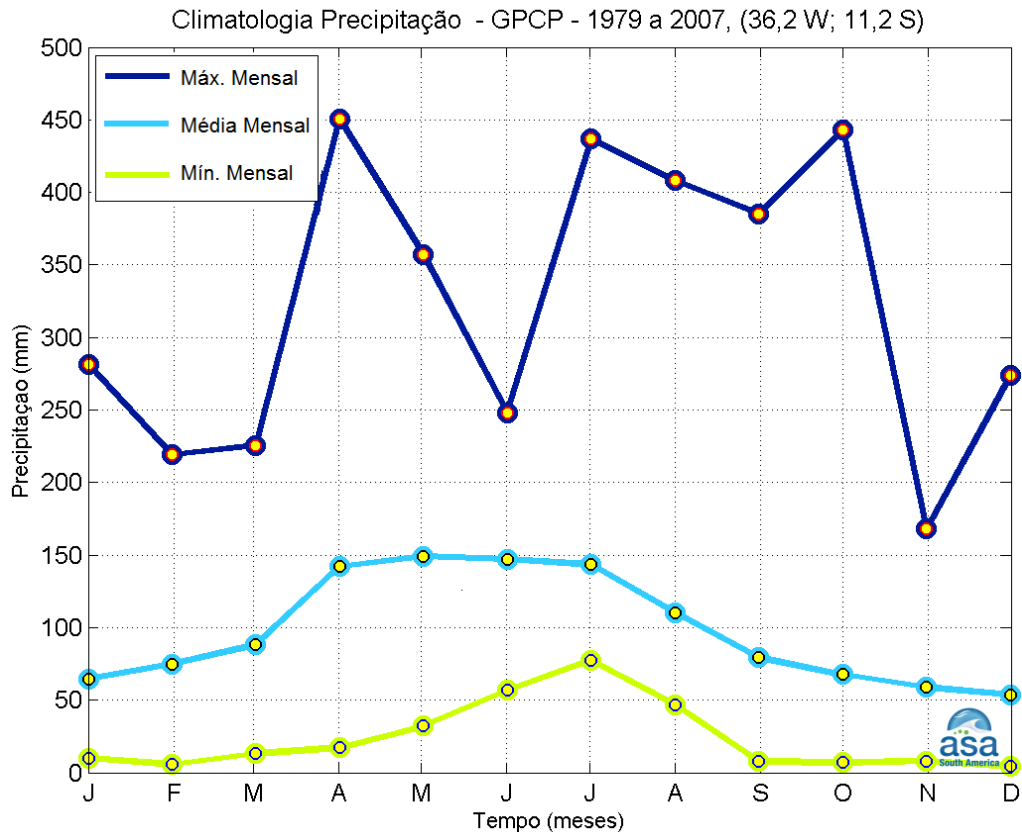


Figura II.5.1.1-9 - Climatologia da precipitação média, mínima e máxima mensal (1979 a 2007) para os dados do GPCP.

As análises mostram o máximo de precipitação entre o outono e o início do inverno. Esse máximo pode ser justificado por perturbações costeiras associadas à brisa marítima e pela propagação de distúrbios de leste (Molion & Bernardo, 2002). Os distúrbios de leste que ocorrem neste período podem estar associados a Complexos Convectivos originários na África, ao posicionamento da ZCIT mais ao sul (no outono) e ao descolamento de sistemas frontais no Atlântico Sul (principalmente no inverno). Segundo

Cavalcanti et al. (2009), na costa leste do Nordeste o escoamento médio e a brisa terra-mar ocasionam um máximo noturno ao longo da costa e um máximo diurno até 300 km para o interior do continente. As máximas precipitações anuais (superiores a 1.500 mm), verificadas no setor leste do NE do Brasil, concentram-se na região litorânea, em consequência de brisas que advectam nebulosidade, provocando concentração de chuvas nessa área. A importância das chuvas associadas à circulação da brisa na região de interesse pode justificar a significativa diferença entre os dados do INMET e do GPCP, uma vez que apenas o primeiro conjunto de dados é capaz de capturar realisticamente esse tipo de evento de precipitação.

Referências Bibliográficas:

CAVALCANTI, I.F.A.; FERREIRA, N.J.; DIAS, M.A.F.S. & SILVA, M.G.AJ., 2009. Tempo e Clima no Brasil. 463p. **Oficina de Textos**, São Paulo-SP.

MOLION, L.C.B.; BERNARDO,S.O., 2002. Uma revisão da dinâmica das chuvas no Nordeste brasileiro. **Rev.Bras.Meteor.**,v.17,n.1, p1-10,2002.

Solicitação/Questionamento: No subitem II.5.1.1.5 – Evaporação, a partir da climatologia da evaporação média mensal para Aracaju, foi possível observar que o mês janeiro é o que apresenta maior valor. Não foi observada discussão sobre o fato de os valores da insolação nos meses outubro, novembro e dezembro serem próximos do mês janeiro e a evaporação não. Solicita-se que seja feita a discussão.

(Item II.5.1.1, pág. 33/114)

Resposta/Comentário:

O texto do subitem II.5.1.1.5 foi complementado, como descrito a seguir:

II.5.1.1.5 Evaporação

A **Figura II.5.1.1-11** apresenta a climatologia da evaporação média mensal de acordo com dados medidos na estação do INMET em Aracaju no período de 1961 a 1990. Observa-se que janeiro é o mês em que ocorre maior evaporação (com médias acima de 170 mm/mês), enquanto nos meses de abril, maio e junho verificam-se os menores valores de evaporação (com médias em torno de 100 mm/mês). A variação da evaporação depende não só da disponibilidade hídrica, mas de diversos fatores atmosféricos, como radiação solar (maior radiação solar – maior evaporação), temperatura (maior temperatura – maior evaporação), velocidade do vento (ventos mais intensos – maior evaporação) e umidade (menor umidade – maior evaporação). A evaporação é elevada durante todo ano, devido à proximidade do oceano (disponibilidade de água), elevadas temperaturas da região tropical e presença constante dos ventos alísios.

O valor mensal máximo observado em janeiro deve estar associado à elevada temperatura do ar, elevada insolação e decréscimo da umidade relativa do ar. Apesar destas diferenças serem sutis, elas são somadas no mês de janeiro, pois nos meses anteriores, apesar da insolação ser elevada, a temperatura ainda está em elevação e a umidade é ligeiramente maior, e nos meses posteriores a insolação diminui bruscamente. Os dados do NCEP não apresentam uma boa representação desta variável e, por este motivo, não foram apresentados.

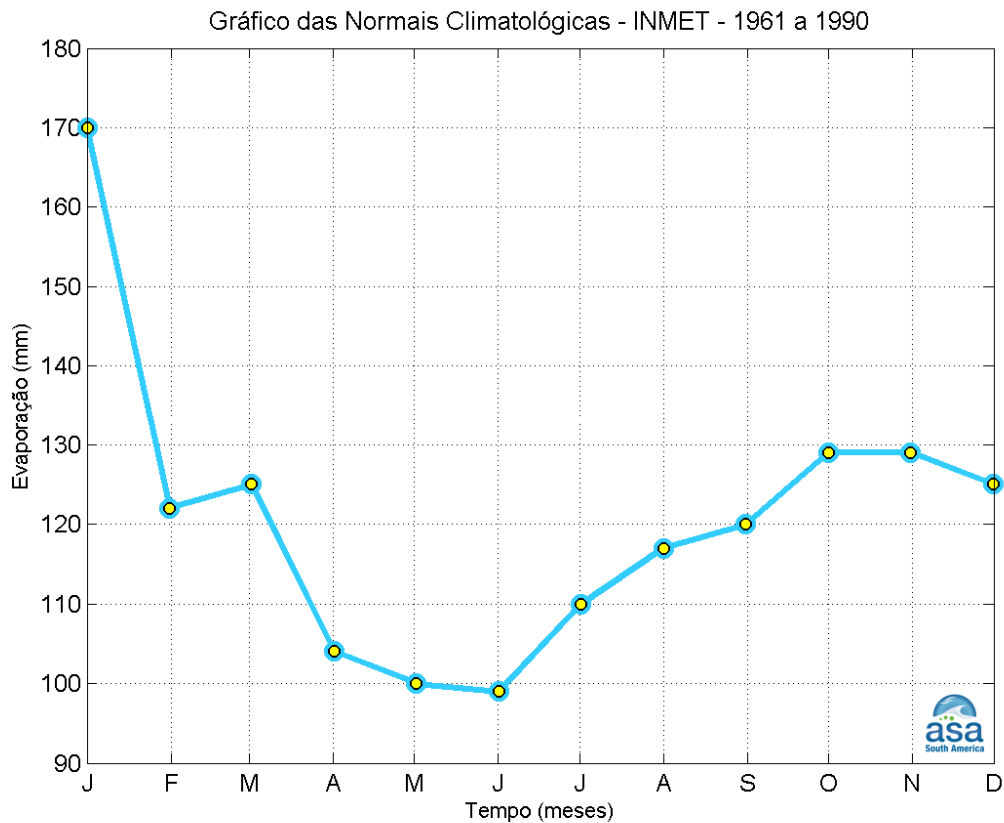


Figura II.5.1.1-11 - Climatologia da evaporação média mensal (1961 a 1990) para Aracaju, de acordo com o INMET.

Solicitação/Questionamento: A figura II.5.1.1-22 que apresentou o diagrama stickplot dos dados de vento METAR de Aracaju, na página 27/259, não permite visualizar o comentário acerca da brisa terrestre e sua intensidade. Como a Figura II.5.1.1-23 contempla e explica a questão das brisas seria mais sensato retirar o comentário sobre as brisas no tópico relacionados à Figura II.5.1.1-22. Solicita-se revisão.

(Item II.5.1.1, pág. 33/114)

Resposta/Comentário:

Parte do texto do subitem II.5.1.1.8 foi alterado buscando esclarecer como a

brisa interfere no intenso escoamento predominante dos alísios e como esta característica pode ser observada na **Figura II.5.1.1-22**.

II.5.1.1.8 Regime de Ventos

Uma característica muito importante da circulação local na região de interesse é a influência da brisa marítima. Essa circulação é gerada pelo aquecimento/resfriamento diferencial que ocorre sobre a superfície do oceano e a superfície continental. Durante o dia ocorre maior aquecimento sobre a superfície continental, que gera uma diferença de pressão entre as duas superfícies e, conseqüentemente, um vento em direção ao continente. Durante a noite uma situação oposta é observada, com maior resfriamento verificado sobre o continente e um vento gerado em direção ao oceano. Desta forma, considerando a orientação da costa na região de Aracaju (NE/SW), a brisa marítima (diurna) é representada por um vento proveniente de SE e a brisa terrestre (noturna) é representada por um vento proveniente de NW.

Para avaliar esta característica foi realizada uma análise dos ventos METAR de Aracaju. Apesar da reanálise do NCEP possuir um conjunto de dados mais longo, estes não apresentam resolução espacial e temporal adequada para este tipo de análise.

A **Figura II.5.1.1-22** apresenta o stick plot dos valores médios horários para cada mês dos dados de vento METAR de Aracaju no período de 1996 a 2010. É possível observar um máximo na velocidade do vento durante a tarde e um mínimo durante a madrugada. Considerando que o padrão predominante na região é de ventos E/SE (descrito acima), a brisa terrestre (fluxo de NW) atua no sentido oposto à circulação predominante dos alísios e a brisa marítima (fluxo de SE) atua no mesmo sentido da circulação predominante. Portanto, devido ao persistente e intenso escoamento dos alísios, a circulação da brisa na região de interesse está associada ao enfraquecimento deste escoamento

durante a noite e seu fortalecimento durante o dia. A brisa marítima parece ser mais intensa nos meses de novembro e dezembro, quando são observados valores máximos de intensidade dos ventos de SE durante a tarde. Por outro lado, a brisa terrestre parece ser mais intensa de março a maio, quando são observados valores mínimos de intensidade dos ventos de E/SE durante a madrugada.

Para proporcionar uma melhor análise da circulação associada à brisa, uma vez que o escoamento dos alísios na região é muito intenso e dificulta sua avaliação, foram calculados os valores médios horários para o mesmo conjunto de dados após a remoção do padrão médio mensal (**Figura II.5.1.1-2**). Neste caso, fica clara a influência da circulação de brisa no vento da região de interesse. O escoamento da brisa terrestre representado por ventos de NW foi confirmado, sendo mais intenso no outono (coerente com o trabalho de Molion & Bernardo, 2002) e mais fraco na primavera. A brisa marítima, conforme esperado, é representada por ventos de SE, sendo mais intensa entre o final da primavera e o início de verão e menos intensa durante o inverno. Com relação ao horário da entrada da brisa, verifica-se que a inversão do vento ocorre, aproximadamente, duas horas mais cedo no inverno, em relação ao horário da entrada da brisa no verão. Vale mais uma vez ressaltar que essa circulação fica imersa no escoamento dos alísios, atuando no sentido de enfraquecê-lo (brisa terrestre) ou fortalecê-lo (brisa marítima).

VENTO METAR ARACAJU - MÉDIA HORÁRIA

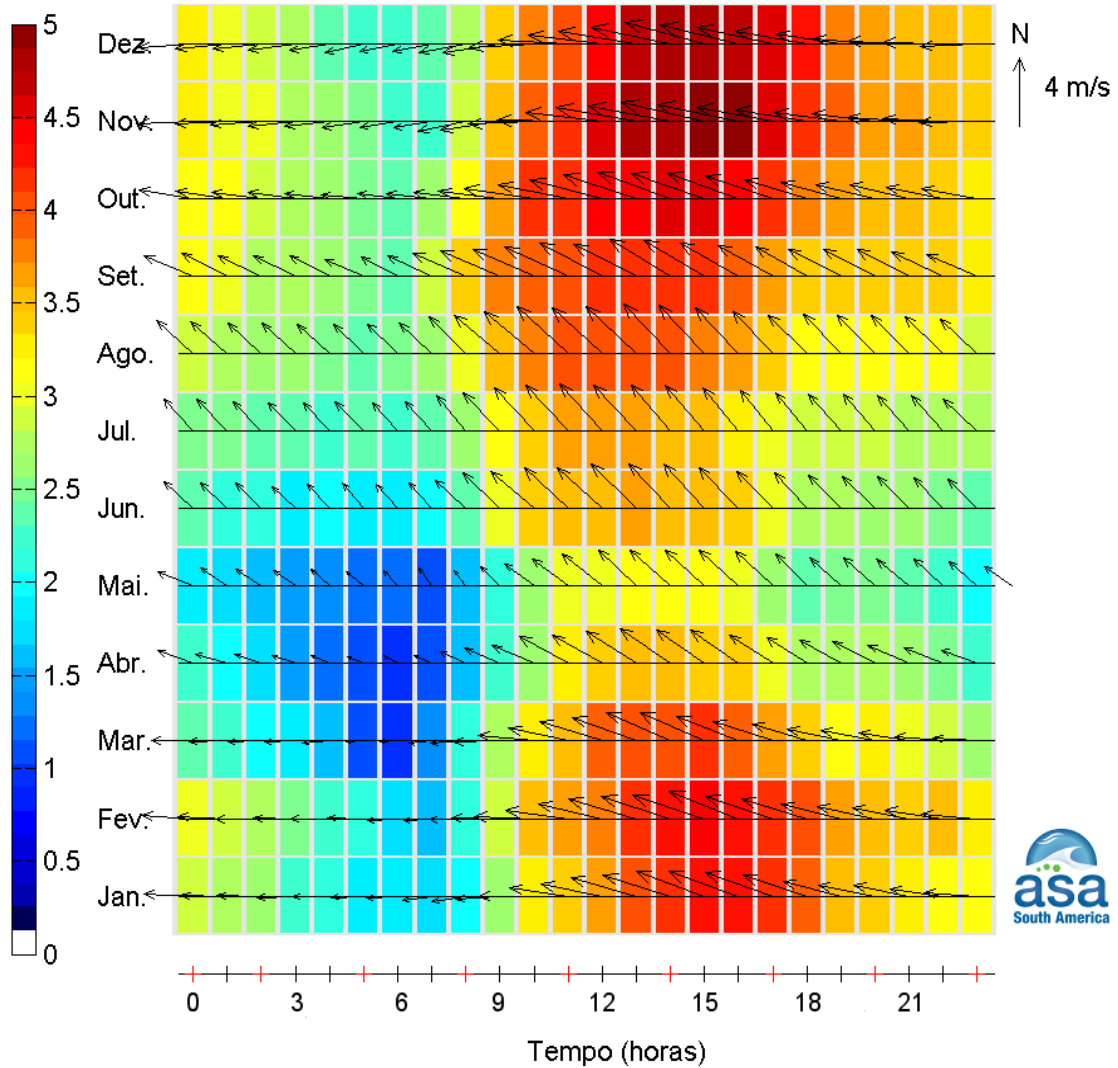


Figura II.5.1.1-1 - Diagrama stick plot dos valores médios horários dos dados de vento METAR de Aracaju no período de 1996 a 2010 (convenção vetorial; hora UTC).

VENTO METAR ARACAJU - MÉDIA HORÁRIA (REMOÇÃO DO PADRÃO MÉDIO MENSAL)

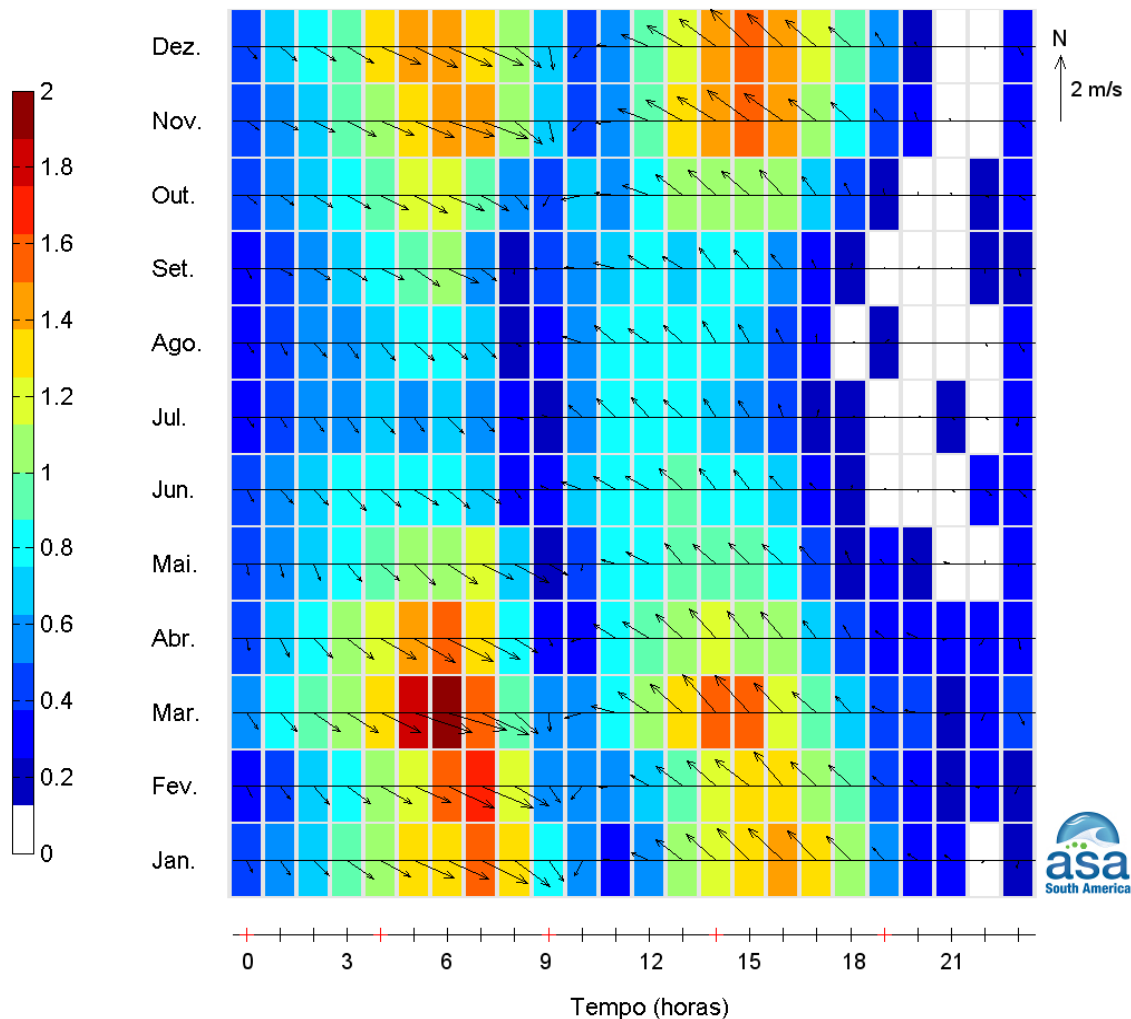


Figura II.5.1.1-2 - Diagrama stick plot dos valores médios horários dos dados de vento METAR de Aracaju no período de 1996 a 2010, após a remoção do padrão médio mensal (convenção vetorial; hora UTC).

Referências Bibliográficas:

MOLION, L.C.B.; BERNARDO,S.O., 2002. Uma revisão da dinâmica das chuvas no Nordeste brasileiro. **Rev.Bras.Meteor.**,v.17,n.1, p1-10,2002.

Solicitação/Questionamento: A figura II.5.1.1-26, página 31/259, subitem II.5.1.1.9, que apresenta a variação anual da

quantidade de eventos extremos deverá ser mais bem discutida, de modo que seja abordada a diferença entre os resultados para o 1º e 2º critério. Além disso, não constam informações sobre a duração média de um evento extremo, o intervalo entre dois eventos consecutivos nem a influência desses na região estudada. Solicita-se revisão.

(Item II.5.1.1, pág. 34/114)

Resposta/Comentário:

O subitem II.5.1.1.9 foi alterado buscando esclarecer os questionamentos realizados sobre a análise de condições extremas do regime de ventos, como descrito a seguir:

II.5.1.1.9 Caracterização das Condições Extremas do Regime de Ventos

Uma caracterização dos eventos extremos de vento foi realizada para o período de 1961 a 2010 com base nos dados no NCEP1. Segundo Wilks (1995) o termo eventos extremos indica os maiores (ou menores) valores de uma variável em um determinado número de observações. Desta forma, para caracterização de condições extremas, foram considerados os maiores valores da velocidade do vento.

Dois critérios foram utilizados para selecionar os eventos extremos: 1º) valor médio mais um desvio padrão (representando aproximadamente o percentil de 85%); 2º) valor médio mais dois desvios padrão (representando aproximadamente o percentil de 95%). Cada evento extremo corresponde a um instante da série temporal analisada em que seu valor é superior à média mais 1 (1º critério) ou 2 (2º critério) desvios-padrão.

A **Figura II.5.1.1-24** e a **Figura II.5.1.1-25** apresentam os histogramas direcionais dos eventos extremos de vento de acordo com o primeiro e o

segundo critério, respectivamente. A direção apresentada refere-se ao norte geográfico e segue a convenção meteorológica. A intensidade é apresentada em (m/s) e a escala de cores representa a porcentagem de observações (Perc. Obs.). Para ambos os critérios a maior parte dos eventos mais intensos de vento foram provenientes de ESE.

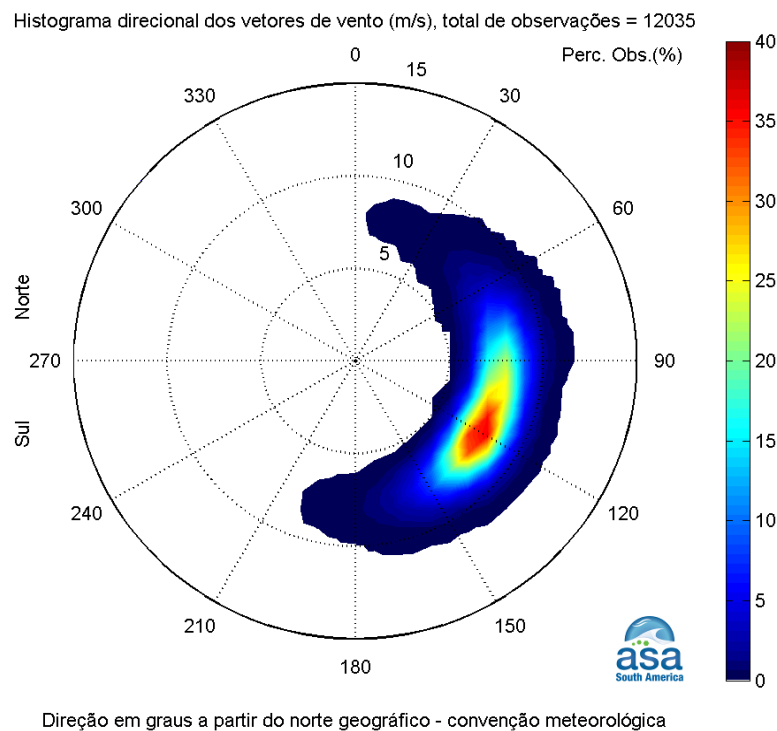


Figura II.5.1.1-24 - Histograma direcional dos eventos extremos de vento selecionados pelo primeiro critério para o período de 1961 a 2010.

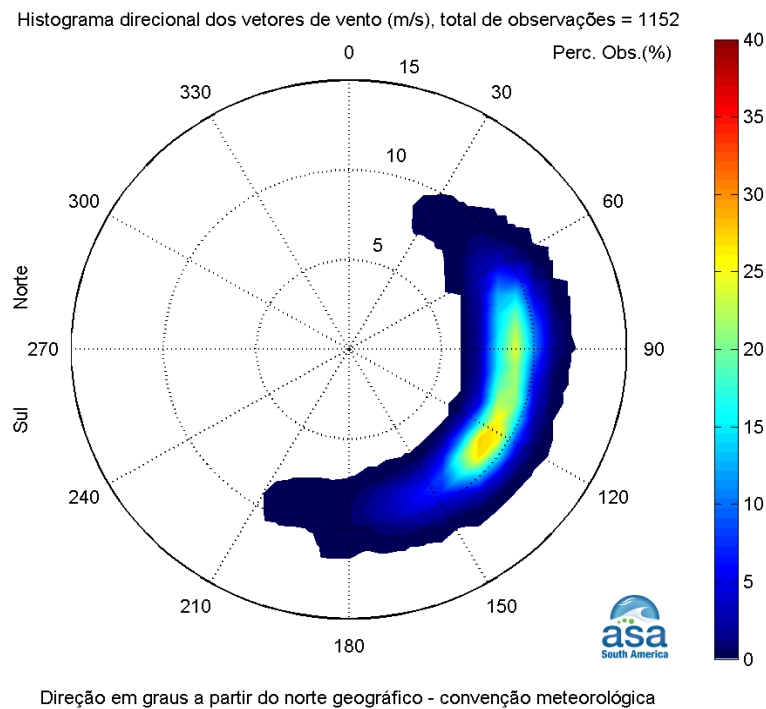


Figura II.5.1.1-25 - Histograma direcional dos eventos extremos de vento selecionados pelo segundo critério para o período de 1961 a 2010.

A **Tabela II.5.1.1-8** apresenta a distribuição de ocorrência conjunta de intensidades e direções do vento para o período de 1961 a 2010. Nota-se que os eventos com velocidade acima de 8 m/s foram provenientes de quadrante leste. A velocidade média máxima foi proveniente de SE (5,8 m/s). As velocidades máximas observadas vieram de ENE, E, ESE e SE. Desta forma, os eventos mais intensos são caracterizados por um fortalecimento do padrão de vento predominante na região.

Tabela II.5.1.1-8 - Diagrama de ocorrência conjunta de intensidade e direção do vento NCEP1 para o período de 1961 a 2010.

Ocorrência conjunta de intensidade (m/s) e direção do vento.																			
Obs.: a direção é medida em graus a partir do Norte geográfico, convenção meteorológica.																			
Veloc. (m/s) Dir. Méd.	D I R E Ç Ã O																Tot.	Perc.	
	N	NNE	NE	ENE	E	ESE	SE	SSE	S	SSW	SW	WSW	W	WNW	NW	NNW			
0.0- 1.0	5	8	9	10	13	11	3	9	6	2	2	6	3	3	4	2	96	0.1	91
1.0- 2.0	8	25	45	72	90	128	82	55	28	8	7	8	5	1	5	5	572	0.8	105
2.0- 3.0	20	61	134	296	477	580	429	212	46	12	4	6	1	1	5	8	2292	3.1	106
3.0- 4.0	20	83	285	809	1667	2076	1364	486	85	30	4	0	1	1	2	6	6919	9.5	107
4.0- 5.0	29	130	443	1455	3432	4594	2776	731	119	17	0	0	0	1	2	4	13733	18.8	107
5.0- 6.0	19	121	415	1646	4120	6648	4182	916	99	9	0	0	0	0	0	4	18179	24.9	109
6.0- 7.0	7	74	304	1214	3477	6297	4465	815	101	7	0	0	0	0	0	0	16761	22.9	112
7.0- 8.0	4	25	144	686	2201	3976	2800	487	56	6	0	0	0	0	0	0	10385	14.2	112
8.0- 9.0	1	3	34	327	877	1180	968	166	27	2	0	0	0	0	0	0	3585	4.9	111
9.0-10.0	0	0	3	69	135	138	112	32	5	0	0	0	0	0	0	0	494	0.7	108
Total	113	530	1816	6584	16489	25628	17181	3909	572	93	17	20	10	7	18	29	73016		
Porc.	0.2	0.7	2.5	9.0	22.6	35.1	23.5	5.4	0.8	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0			
Vel. méd.	4.0	4.6	4.9	5.4	5.6	5.7	5.8	5.4	5.0	4.1	2.1	1.5	1.5	1.8	2.1	3.1			
Vel. máx.	8.4	8.7	9.2	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	9.7	8.9	4.0	2.7	3.0	4.3	5.0	5.9			
Perct.(0.9)	6.0	6.0	6.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	6.0	3.0	2.0	2.5	3.8	3.7	5.0			

Os episódios extremos identificados pelo primeiro critério apresentaram duração média de 32 horas, podendo variar de algumas horas até 32 dias. Para o segundo critério, os episódios extremos tiveram duração média de 12 horas, com variação de algumas horas até 6 dias. Os episódios foram separados considerando os valores superiores ao limite estabelecido com intervalos superiores a 24 horas (ou seja, só foram separados 2 episódios extremos quando o intervalo entre os valores extremos era superior a 24 horas).

O intervalo médio entre episódios extremos de acordo com o primeiro critério foi de 6 dias, com variação de 1 a 137 dias. Para o segundo critério, o intervalo médio entre episódios extremos foi de 26 dias, com variação de 1 a 274 dias. Nesta análise só foram considerados os intervalos entre valores extremos quando estes eram superiores a 24 horas.

A **Tabela II.5.1.1-9** apresenta, ainda, a distribuição sazonal dos eventos

extremos ocorridos entre 1961 e 2010. Nota-se que a maior quantidade de eventos extremos ocorre na primavera e no inverno.

Tabela II.5.1.1-9 - Número de eventos extremos de vento no verão (janeiro a março), outono (abril a junho), inverno (julho a setembro) e primavera (outubro a dezembro).

	1º Critério	2º Critério
	$\bar{V}_v + \sigma$	$\bar{V}_v + 2\sigma$
Verão	1174	74
Outono	1493	107
Inverno	4448	407
Primavera	4920	564

A variação da quantidade de eventos extremos por ano no período de 1961 a 2010 pode ser observada na **Figura II.5.1.1-26**. É possível notar uma tendência de aumento na quantidade de eventos extremos de vento no período analisado, mas é importante ter cautela ao interpretar estes resultados, uma vez que houve uma grande melhoria na qualidade dos dados nas últimas décadas. Como o segundo critério é muito mais restritivo, representando apenas 10% de todos os eventos identificados pelo primeiro critério, um número muito menor de eventos foi observado. Entretanto, apesar dessa diferença no número de eventos, a evolução temporal dos eventos pelos dois critérios é muito semelhante, apresentando máximos e mínimos coerentes.

Uma característica marcante nos eventos extremos selecionados pelos dois critérios é sua variabilidade interanual, que está normalmente associada a anomalias de temperatura da superfície do mar no Atlântico e Pacífico tropical (Cavalcanti et al., 2009). Por exemplo, variações de TSM associadas ao El Niño Oscilação Sul (ENOS) têm forte influência na circulação do Nordeste do Brasil, devido às alterações nas células de circulação global; variações de TSM

do Atlântico na região tropical de ambos os hemisférios podem deslocar a ZCIT e fortalecer os alísios na região Nordeste do Brasil.

Nos resultados apresentados verifica-se que os eventos extremos de vento foram, em geral, provenientes do quadrante E, em episódios de fortalecimento do padrão de circulação predominante da região. Esses eventos devem estar associados à propagação de perturbações de leste, períodos de intensificação da ASAS e alterações da ZCIT. Com relação à sazonalidade destes eventos, observa-se uma maior ocorrência durante o inverno e a primavera, quando a ASAS e a ZCIT encontram-se mais ao norte.

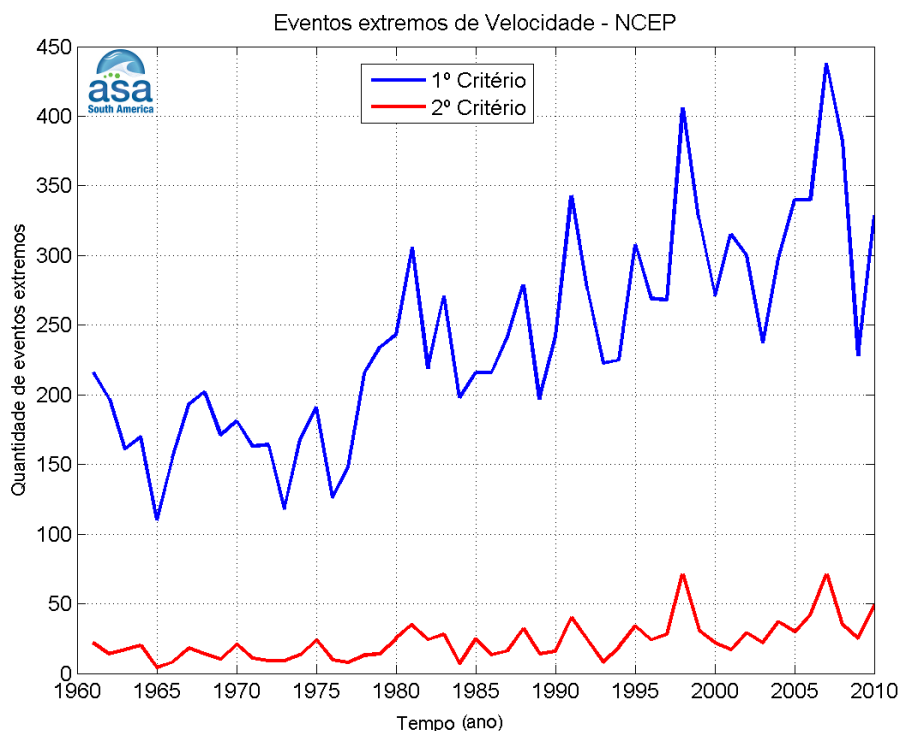


Figura II.5.1.1-26 - Variação anual da quantidade de eventos extremos de vento no período de 1961 a 2010 (NCEP1).

Referência bibliográfica:

CAVALCANTI, I.F.A.; FERREIRA, N.J.; DIAS, M.A.F.S. & SILVA, M.G.AJ., 2009. Tempo e Clima no Brasil. 463p. **Oficina de Textos**, São Paulo-SP.

Solicitação/Questionamento: Não foi observada, no subitem II.5.1.1.11 – Considerações finais, correlação entre os parâmetros analisados, de modo a aparentar que esses foram interpretados individualmente. O tópico não demonstra que houve um entendimento completo da meteorologia da região, pois apenas foram apresentados os resultados encontrados. É importante ressaltar que o subitem com as considerações finais apresentadas no estudo original (rev. 00), apesar de não ser corroborado por nenhuma referência, buscou realizar uma integração entre os parâmetros analisados. Solicita-se reapresentação do subitem em questão.

(Item II.5.1.1, pág. 34/114)

Resposta/Comentário:

O subitem II.5.1.1.11 foi complementando, buscando correlacionar os parâmetros analisados e demonstrar um entendimento completo da meteorologia da região.

II.5.1.1.11 Considerações Finais

A região de interesse situa-se na porção tropical do globo, onde os raios do Sol atingem a superfície em um ângulo quase perpendicular, portanto, a quantidade de energia por unidade de área é maior comparada a outras regiões do globo. Além disso, nas proximidades do equador os dias e as noites são praticamente iguais durante todo ano, implicando em grande quantidade de radiação que atinge a superfície durante todo ano. Desta forma, a insolação na região é alta durante o ano todo, com valores máximos durante o verão e mínimos durante o inverno.

Conseqüentemente, as temperaturas são elevadas durante todo o ano, e suas variações acompanham o ciclo sazonal de insolação, com valores máximos observados no verão e valores mínimos observados no inverno. As temperaturas médias mensais são superiores a 24°C durante todo ano e os meses de verão apresentam temperaturas máximas em torno de 30°C.

A evaporação é elevada durante todo ano, devido à disponibilidade de água dos oceanos, elevadas temperaturas da região tropical e presença constante dos ventos alísios. A evaporação máxima é observada no mês de janeiro e a evaporação mínima ocorre entre abril e junho. As diferenças sazonais desta variável são causadas por pequenas variações sazonais nas variáveis atmosféricas que a controlam (insolação, temperatura, umidade e velocidade do vento).

Uma análise da precipitação sobre a região indicou que a estação chuvosa ocorre durante o outono e pode ser justificada por perturbações costeiras associadas à brisa e pela propagação de distúrbios de leste (Molion & Bernardo, 2002). A umidade relativa apresenta valores elevados durante todo ano, com variações sazonais pouco significativas e máximo observado no período chuvoso. A elevada umidade pode ser explicada pela proximidade com a região equatorial, onde se encontra a maior quantidade de umidade do planeta, e pelas altas taxas de evaporação.

A variação sazonal da pressão atmosférica na região apresenta valores máximos durante o inverno e mínimos durante o verão, acompanhando a variação da temperatura. Durante o verão o aumento da temperatura implica em uma redução da densidade do ar e conseqüente redução da pressão, enquanto no inverno ocorre a situação inversa.

Considerando os fenômenos atmosféricos de grande escala, o Nordeste do Brasil está sob a influência das altas pressões subtropicais do Atlântico Norte e do Atlântico Sul, induzidas pela circulação global da atmosfera (célula de Hadley), e pelo cavado equatorial, cujas variações sazonais de intensidade e

posicionamento determinam o clima na região (Cavalcanti et al., 2009).

A circulação em superfície no Atlântico tropical está associada aos alísios de SE, na borda norte da ASAS, e dos alísios de NE, na borda sul do ASAN (Cavalcanti et al., op. cit.). Na região de convergência dos alísios de NE e de SE se encontra a ZCIT, que apresenta movimentos ascendentes, baixas pressões, nebulosidade e chuvas abundantes.

De maneira direta os principais sistemas de grande escala que determinam o escoamento superficial da região de interesse são a ASAS e a ZCIT. Portanto, o vento predominante na região é proveniente de E/SE durante todo ano, devido à influência dos alísios e da borda norte da ASAS. A componente de E é mais intensa durante o verão e a componente de S mais intensa durante o inverno. Essas variações ocorrem devido à variações sazonais da ZCIT e da ASAS.

A circulação de brisa é uma característica de mesoescala bastante importante na região de estudo. A brisa marítima é mais intensa durante o verão e apresenta sua inversão mais cedo durante o inverno. A brisa terrestre é mais intensa durante o outono. Com relação ao horário da penetração da brisa, verificou-se uma diferença de 2 a 3 horas entre o verão e o inverno.

A influência de sistemas frontais na região é pouco significativa, pois sua frequência é baixa (de 1 a 3 sistemas por ano) e, quando eles atingem a região, normalmente encontram-se bastante enfraquecidos.

Os eventos extremos de vento identificados na região são caracterizados por uma intensificação do padrão de vento predominante e devem estar associados à propagação de perturbações de leste, a períodos de intensificação da ASAS, ou variações na ZCIT. Com relação à sazonalidade destes eventos, observa-se uma maior ocorrência durante o inverno e a primavera, quando a ASAS e a ZCIT encontram-se mais ao norte.

Referências bibliográficas:

CAVALCANTI, I.F.A.; FERREIRA, N.J.; DIAS, M.A.F.S. & SILVA, M.G.AJ., 2009. Tempo e Clima no Brasil. 463p. **Oficina de Textos**, São Paulo-SP.

MOLION, L.C.B.; BERNARDO, S.O., 2002. Uma revisão da dinâmica das chuvas no Nordeste brasileiro. Rev. Bras. Meteor., v.17, n.1, p1-10, 2002.

WILKS, D.S., 1995. Statistical Methods in the Atmospheric Sciences. San Diego/ CA. Academic Press, 467pp.

II.5.1.2 – Oceanografia

***Solicitação/Questionamento:** Na introdução do item, a Tabela II.5.1.2-2 que forneceu a localização dos pontos para medição de salinidade possui mais pontos que as figuras utilizadas para representar as malhas amostrais dos estuários estudados. Solicitam-se esclarecimentos.*

(Item II.5.1.2, pág. 34/114)

Resposta/Comentário:

As tabelas foram editadas, considerando apenas os pontos de medição apresentados na referência (COPPETEC, 2009). Da mesma forma, foram elaboradas novas figuras apresentando os referidos pontos. A seguir, são reapresentadas a **Tabela II.5.1.2-2** e as **Figuras II.5.1.2-3 a II.5.1.2-6** corrigidas.

Tabela II.5.1.2-2 - Informações para as estações de medição de salinidade nos estuários dos rios Real, Sergipe, Vaza-Barris e São Francisco (Fonte: COPPETEC, 2009).

LOCALIZAÇÃO DOS PONTOS DE MEDIÇÃO DE SALINIDADE			
RIO	PONTOS	LATITUDE	LONGITUDE
Real	rp2	-11,485807	-37,404494
	rp3	-11,479591	-37,396550
	rp4	-11,473120	-37,390095
	rp5	-11,465010	-37,383026
	rp6	-11,458945	-37,375981
	rp7	-11,453654	-37,368704
	rp8	-11,451726	-37,361971
	rp9	-11,447108	-37,354062
	rp10	-11,444848	-37,348559
	Vaza-Barris	vbp0	-11,086941
vbp1		-11,091155	-37,193565
vbp2		-11,096937	-37,183792
vbp3		-11,102104	-37,176811
vbp4		-11,106082	-37,169585
vbp5		-11,113373	-37,163803
vbp6		-11,122184	-37,162132
vbp7		-11,131377	-37,164547
vbp8		-11,142104	-37,166779
vbp9		-11,155203	-37,169878
vbp10		-11,166621	-37,168079
Sergipe	sp0	-10,862892	-37,031723
	sp1	-10,871091	-37,035526
	sp2	-10,881352	-37,039568
	sp3	-10,887673	-37,043938
	sp4	-10,897198	-37,045127
	sp5	-10,906869	-37,043725
	sp6	-10,915939	-37,044670
	sp7	-10,924699	-37,040798
	sp8	-10,934121	-37,039703
	sp9	-10,945346	-37,039726
	sp10	-10,958988	-37,036448

Tabela II.5.1.2-3 - Informações para as estações de medição de salinidade nos estuários dos rios Real, Sergipe, Vaza-Barris e São Francisco (Fonte: COPPETEC, 2009)

LOCALIZAÇÃO DOS PONTOS DE MEDIÇÃO DE SALINIDADE			
RIO	PONTOS	LATITUDE	LONGITUDE
São Francisco	sfp7	-10,477496	-36,413627
	sfp8	-10,484905	-36,407286
	sfp9	-10,491933	-36,401455
	sfp10	-10,502144	-36,396221
	sfp11	-10,510703	-36,393532
	sfp12	-10,518710	-36,391575
	sfp13	-10,525880	-36,388371
	sfp14	-10,531734	-36,385948
	sfp15	-10,537343	-36,383888

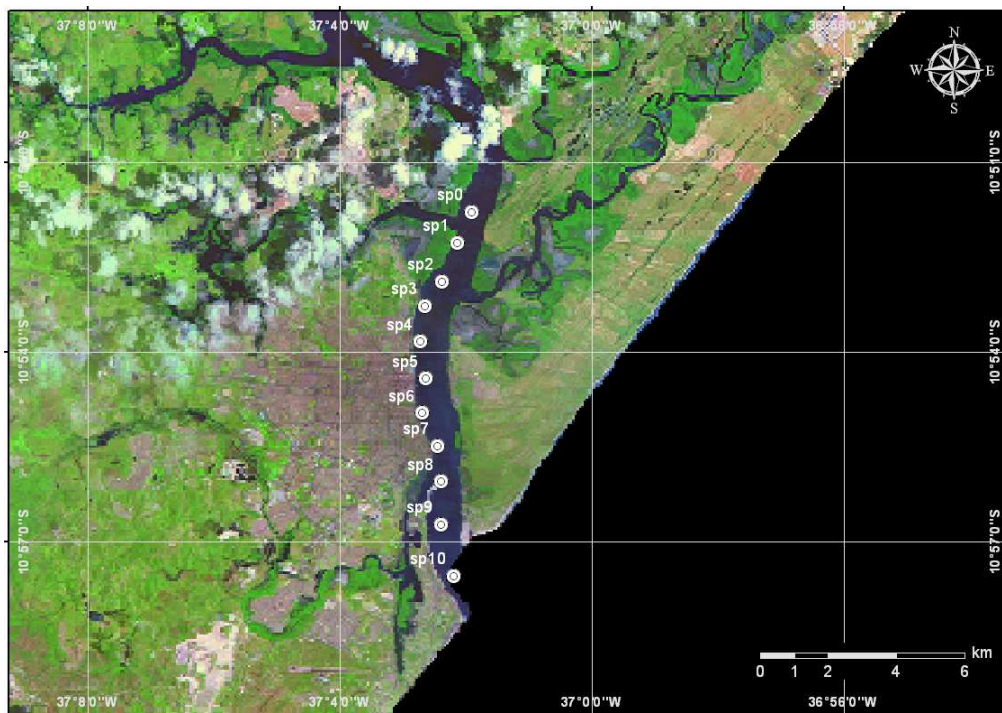


Figura II.5.1.2-3 - Malha amostral no estuário do Rio Sergipe. Estações de medição consideradas no trabalho de campo. Fonte: adaptado de COPPETEC (2009).

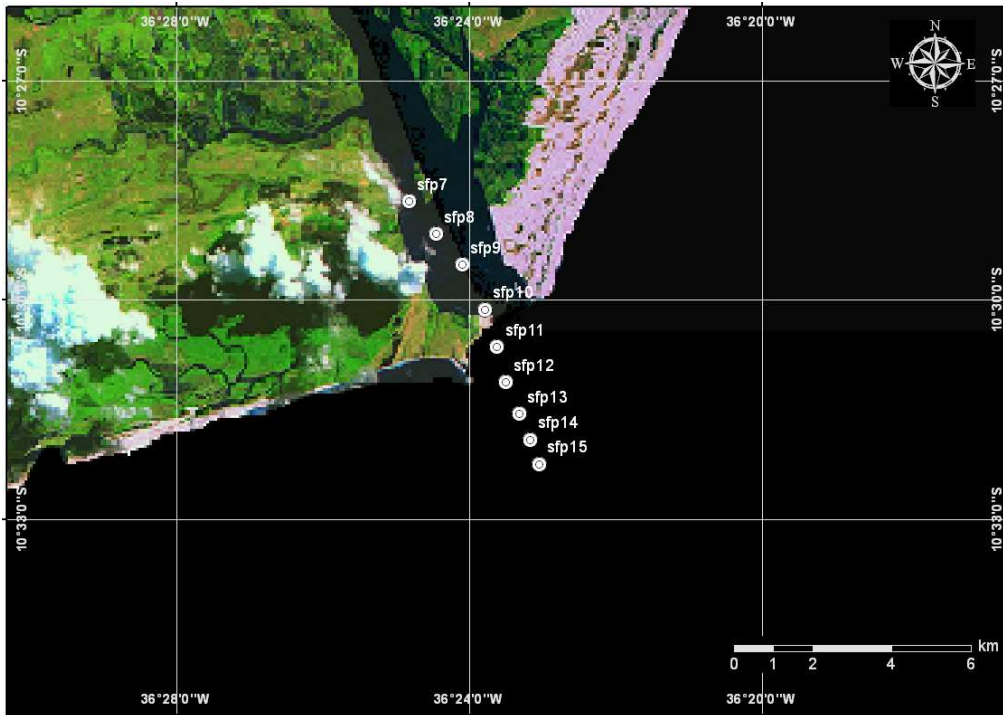


Figura II.5.1.2-4 - Malha amostral no estuário do Rio São Francisco. Estações de medição consideradas no trabalho de campo. Fonte: adaptado de COPPETEC (2009).

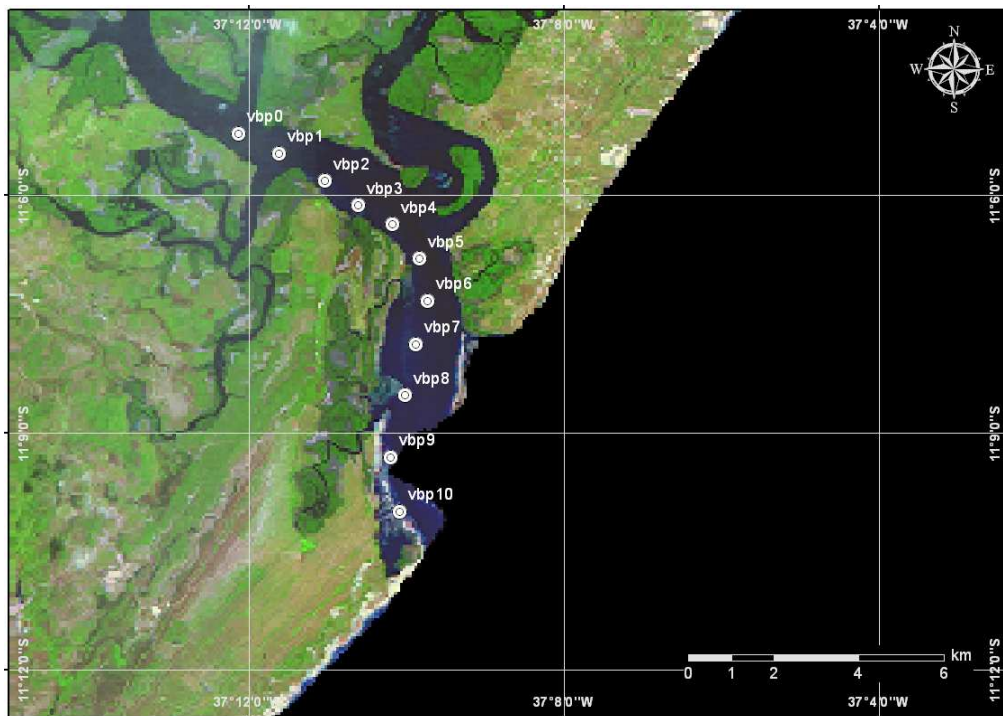


Figura II.5.1.2-5 - Malha amostral no estuário do Rio Vaza-Barris. Estações de medição consideradas no trabalho de campo. Fonte: adaptado de COPPETEC (2009).

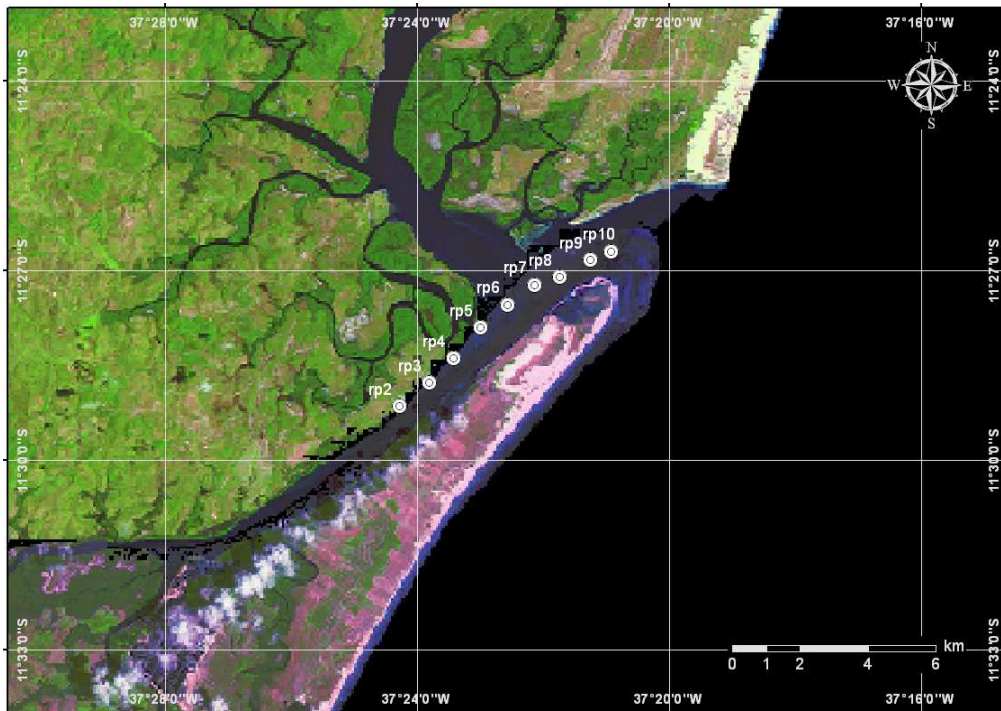


Figura II.5.1.2-6 - Malha amostral no estuário do Rio Real. Estações de medição consideradas no trabalho de campo. Fonte: adaptado de COPPETEC (2009).

Solicitação/Questionamento: No subitem II.5.1.2.2, sobre temperatura, salinidade e densidade, a partir da figura II.5.1.2-7 a II.5.1.2-14, foram apresentados dados compilados pelo NODC. No eixo das abscissas (longitude), os valores de grade não foram compreendidos, pois não fica claro qual a unidade utilizada e porque tais valores diminuem de leste para oeste. Solicita-se revisão.

(Item II.5.1.2, pág. 34/114)

Resposta/Comentário:

Nas referidas figuras do subitem II.5.1.2.2 (Temperatura, Salinidade e Densidade) o eixo x apresenta os valores de longitude igual a 360° subtraído da longitude em graus, esses valores são utilizados para identificação da área de interesse na grade de dados do NODC. Para melhor entendimento as figuras foram editadas, indicando os valores de longitude em graus. Seguem abaixo as **Figuras II.5.1.2-7 a II.5.1.2-14** revisadas.

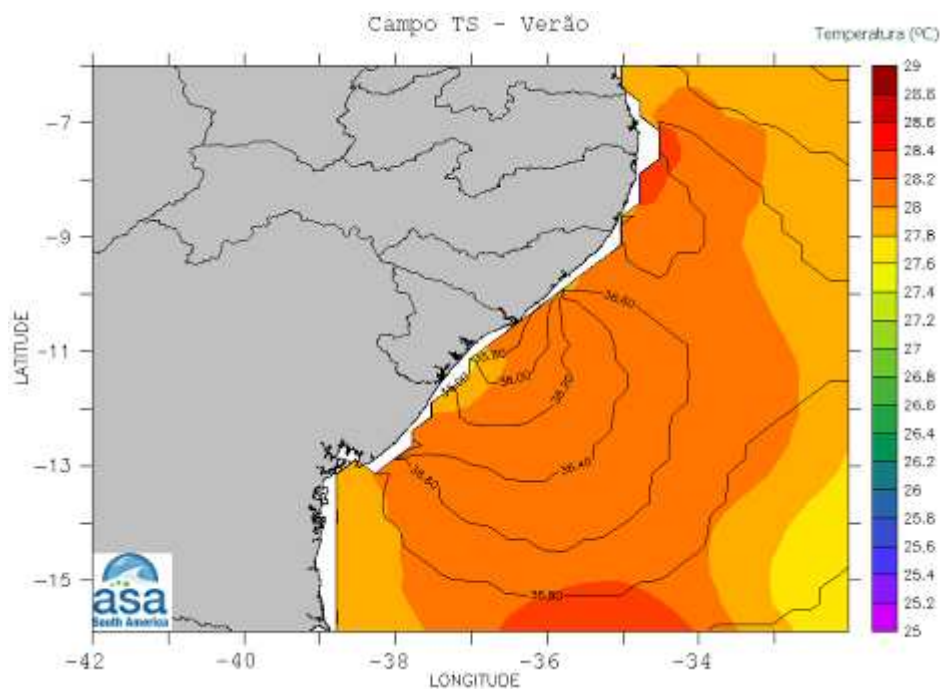


Figura II.5.1.2-7 - Mapa de temperatura da superfície do mar (TSM), com contornos de salinidade sobrepostos, médias para o verão, obtidas a partir de dados do NODC.

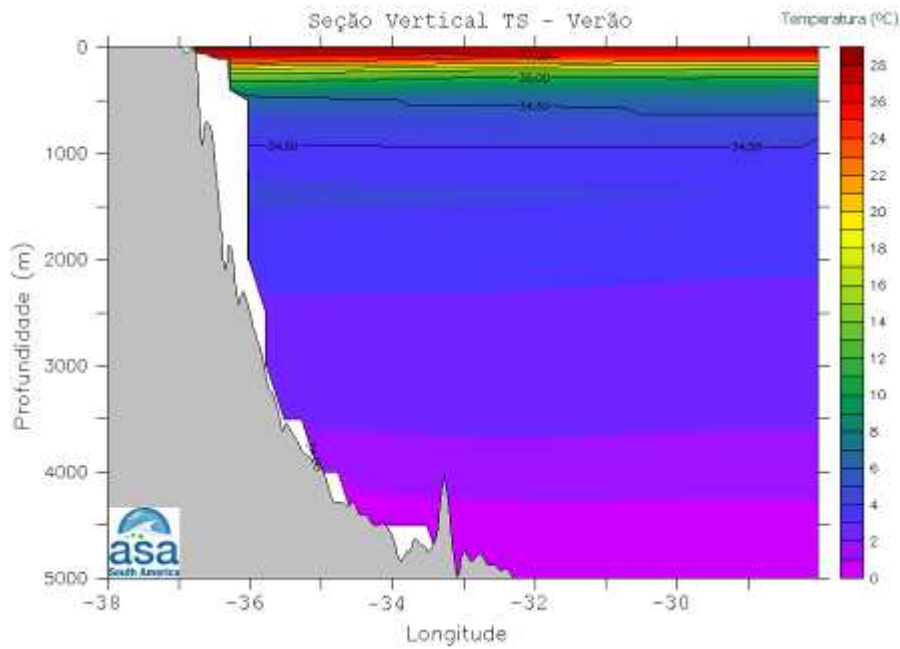


Figura II.5.1.2- 8 - Seção de temperatura, com contornos de salinidade sobrepostos, ao longo de 11° S, médios para o verão, obtidos a partir de dados do NODC.

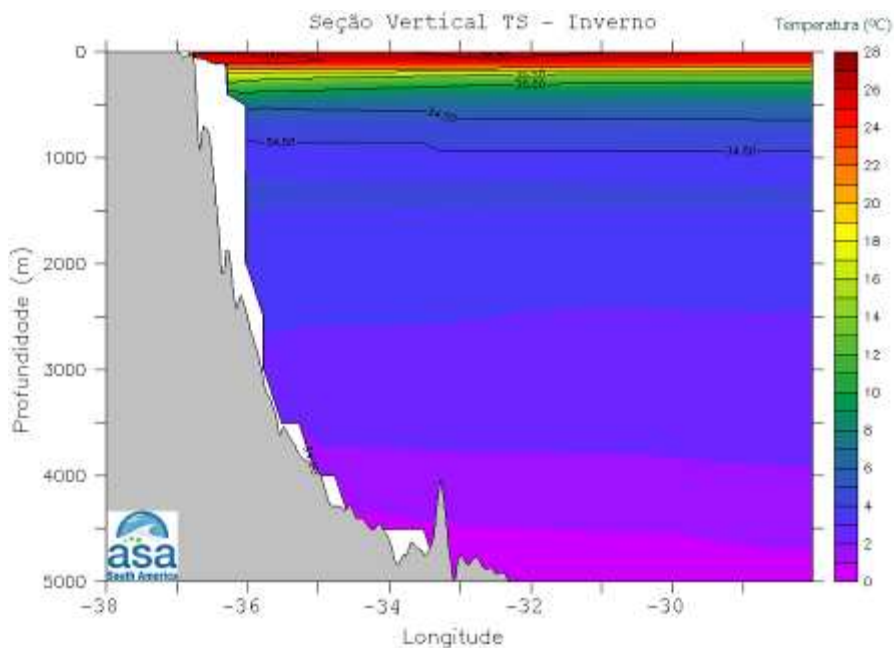


Figura II.5.1.2- 9 - Seção de temperatura, com contornos de salinidade sobrepostos, ao longo de 11° S, médios para o inverno, obtidos a partir de dados do NODC.

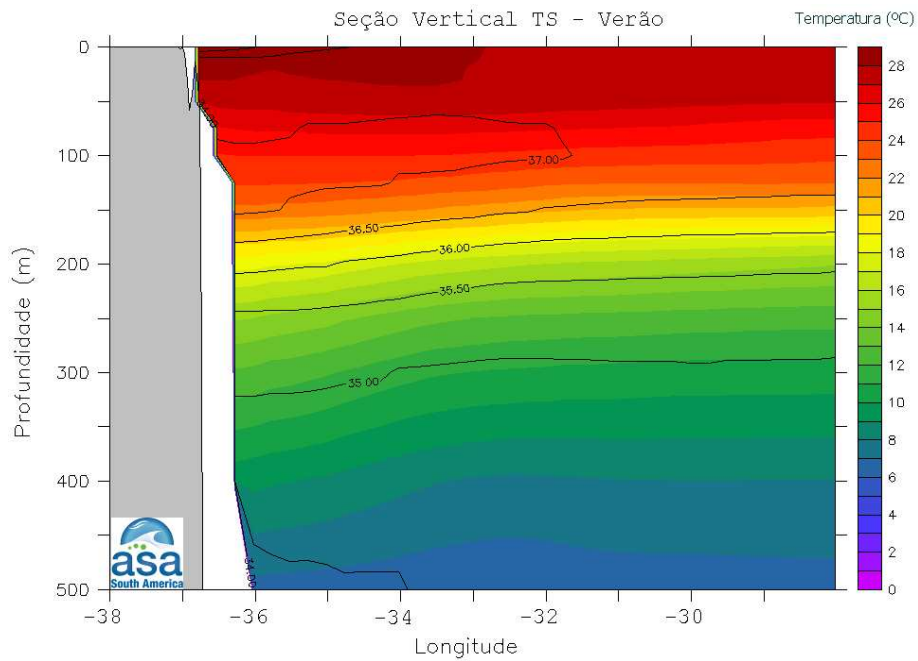


Figura II.5.1.2-10 - Zoom da Figura II.5.1.2-9; seção de temperatura, com contornos de salinidade sobrepostos, ao longo de 11° S, médios para o verão, obtidos a partir de dados do NODC.

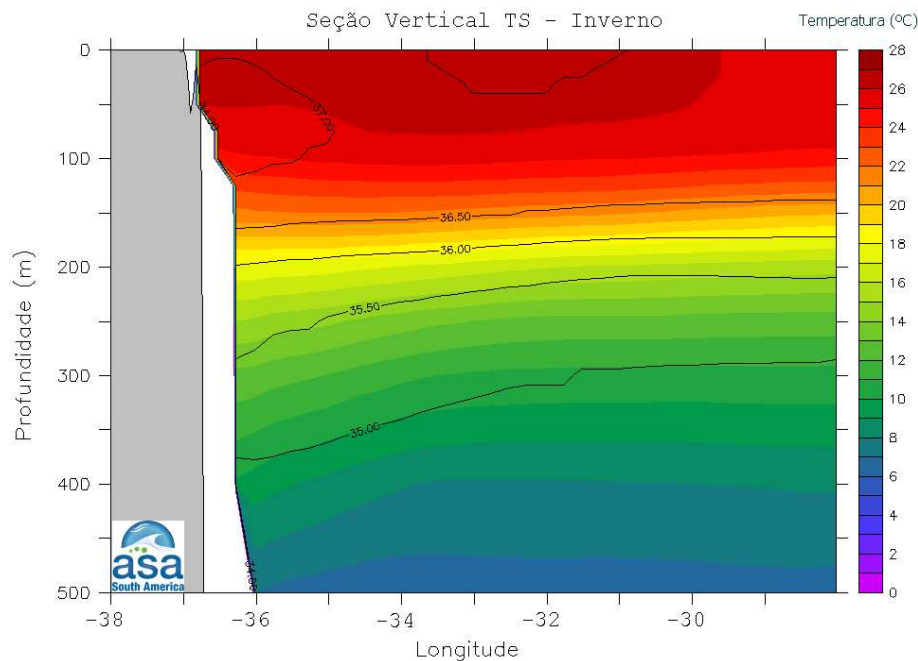


Figura II.5.1.2-11 - Zoom da Figura II.5.1.2-10; seção de temperatura, com contornos de salinidade sobrepostos, ao longo de 11° S, médios para o inverno, obtidos a partir de dados do NODC.

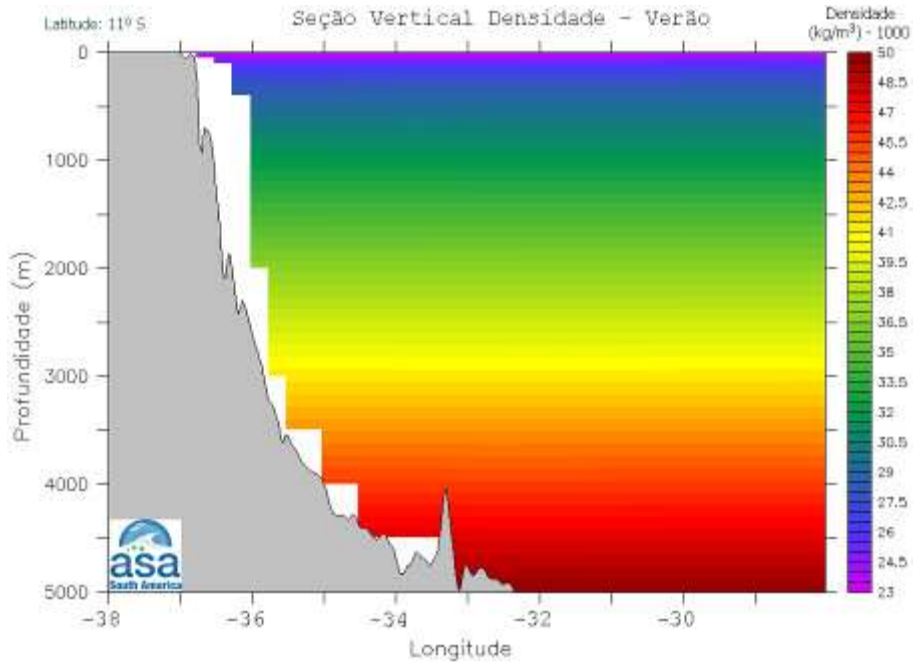


Figura II.5.1.2-12 - Seção vertical de σ_T (kg/m^3) ao longo de $11^\circ S$ para o verão, de acordo com os dados do NODC.

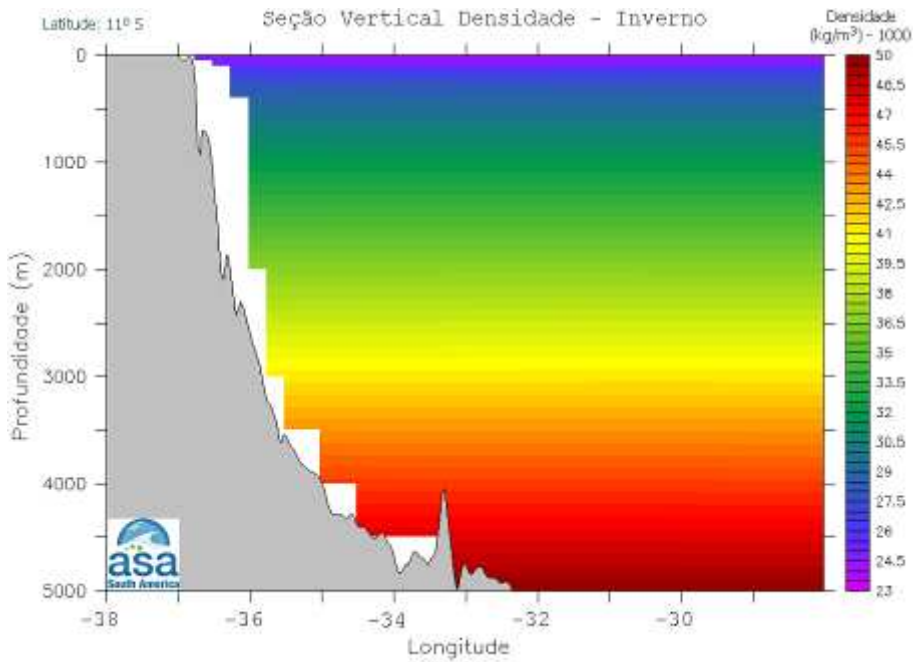


Figura II.5.1.2-13 - Seção vertical de σ_T (kg/m^3) ao longo de $11^\circ S$ para o inverno, de acordo com os dados do NODC.

Solicitação/Questionamento: Da figura II.5.1.2-15 a figura II.5.1.2-18, não foram apresentados perfis verticais de temperatura, salinidade e σT para outros períodos do ano para corroborar os comentários feitos. Solicita-se apresentação.

(Item II.5.1.2, pág. 34/114)

Resposta/Comentário:

Conforme descrito no item do II.5.1.1-2 do EIA, os dados apresentados nas mencionadas figuras foram obtidos a partir de dados coletados em duas estações do Cruzeiro A08, no âmbito do Projeto WOCE, as quais não foram revisitadas em outras estações do ano. Uma vez que não se tem conhecimento de medições similares realizadas nessa região em outros períodos do ano, não foram apresentados perfis semelhantes para outros períodos. Assim, a fim de complementar a análise do item e evitar equívocos, o parágrafo que descreve e explica o comportamento observado foi reescrito, como a seguir.

*“Nas duas estações observa-se uma descontinuidade nos perfis próxima à superfície, principalmente quanto à salinidade, onde os valores diminuem consideravelmente nessa região (em detalhe na **Figura II.5.1.2-17** e na **Figura II.5.1.2-18**). Sabe-se que a salinidade na superfície dos oceanos é controlada principalmente pela evaporação e precipitação, como esta redução dos valores também é observada na temperatura, mesmo que em menor amplitude, pode-se concluir que essas descontinuidades são resultantes de um alto índice de pluviosidade na região. De acordo com a climatologia de precipitação (apresentada no Subitem II.5.1.1.3) os meses de abril e maio são os mais chuvosos da região, justificando o observado em ambos os pontos.*

*Complementando essa caracterização do comportamento da salinidade na região, a seguir a **Figura 1** apresenta o perfil de salinidade para o ponto 10,1°S e 35,5°W, nos períodos verão, outono, inverno e*

primavera, obtido a partir de dados climatológicos do NODC. Observa-se a diminuição da salinidade na camada superficial principalmente no outono, o que pode confirmar a influência das chuvas nos pontos analisados anteriormente. ”

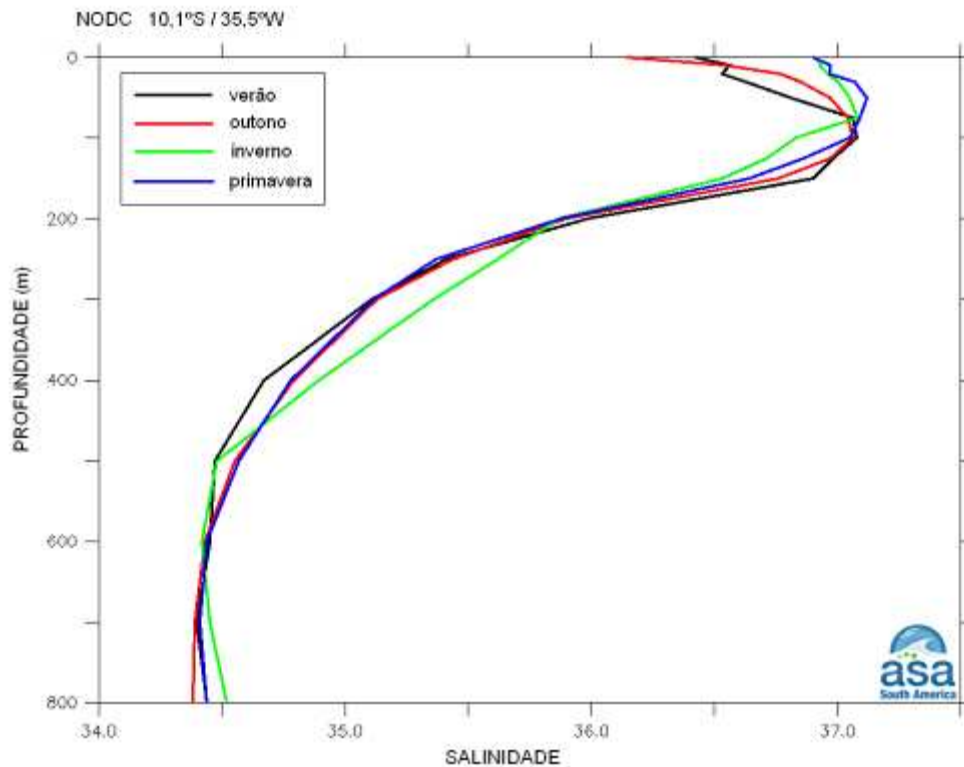


Figura 1 - Perfil de salinidade, para o ponto 10,1° S e 35,5°W, médios para o verão, outono, inverno e primavera, obtidos a partir de dados do NODC.

Solicitação/Questionamento: O questionamento anterior serve para o subitem II.5.1.2.3 relativo às massas d'água, principalmente quanto à sazonalidade. Devem ser informados também a direção e o transporte na unidade Sverdrup (Sv) em complementação à classificação termohalina. Esses fatores são mais relevantes se comparados à genérica classificação termohalina. Observa-se que no texto da página 53/259 há um

erro, no qual foi confundida a caracterização das massas d'águas com classificação termohalina, já que o tópico "E" não é uma massa d'água, mas sim, parte da classificação da Água Profunda do Atlântico Norte (APAN). Além disso, a figura II.5.1.2-21 apresenta uma seção com valores de salinidades para a latitude 5°S, baseado no estudo realizado por Schott et al. (2005) entre as latitudes 5°S e 11°S.

Solicita-se apresentação de seção semelhante para latitude mais próxima da região de interesse. Ainda nesse subitem, na figura II.5.1.2-21 (página 54/259) os termos em línguas estrangeiras, mesmo que de artigos de outros autores, deverão ser traduzidos e a figura editada, colocando o termo "adaptado de ..." na legenda da figura, conforme apresentado na Revisão 00, visando facilitar o entendimento, pois o EIA/RIMA é um documento público e muitos que terão acesso não são profissionais da área. Isso serve para os equipamentos utilizados que deverão conter informações básicas das siglas, por exemplo: ADCP (Acoustic Doppler Current Profile). Solicita-se revisão.

(Item II.5.1.2, pág. 34/114)

Resposta/Comentário:

A respeito da solicitação quanto a sazonalidade, destaca-se que não são conhecidos dados disponíveis que possibilitem uma caracterização sazonal mais detalhada das massas d'água presentes na região de interesse. Para melhor representar a variação das massas d'água nas diferentes estações, esse subitem foi complementado com a apresentação de diagramas T-S em cada período sazonal, e o parágrafo a seguir.

*"A **Figura 2**, abaixo, apresenta os diagramas T-S para o ponto 10,1°S e 35,5°W, nos períodos verão, outono, inverno e primavera,*

obtido a partir de dados climatológicos do NODC. A distribuição da temperatura e salinidade durante o outono (em vermelho) indica um padrão próximo aos diagramas anteriores (**Figura II.5.1.2-19** e **Figura II.5.1.2-20**), que representam dados coletados durante o mês de abril. Além disso, observa-se ao longo do ano pouca variabilidade sazonal nas massas d'água presentes na região de estudo, com exceção das águas mais quentes e menos salinas presentes durante o verão e outono.

Quanto às massas d'água representadas na **Figura II.5.1.2-21**, observa-se, em todos os períodos do ano, a presença de Água Tropical ($T > 20^{\circ}C$ e $S > 36$), Água Central do Atlântico Sul ($10^{\circ} < T < 20^{\circ}C$ e $35 < S < 36$) e Água Intermediária Antártica ($3^{\circ}C < T < 6^{\circ}C$ e $34,2 < S < 34,6$).

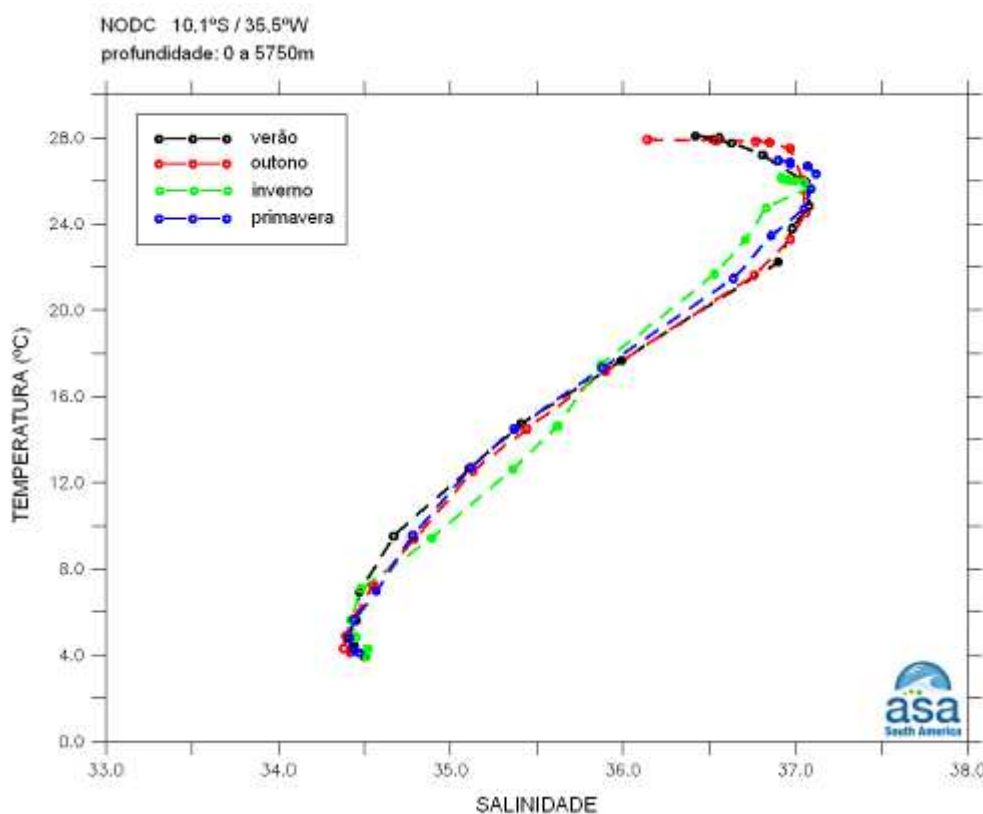


Figura 2 - Diagrama T-S, para o ponto 10,1° S e 35,5°W, médios no verão, outono, inverno e primavera, obtidos a partir de dados climatológicos do NODC.

Com relação à direção e ao transporte das massas d'água, no texto foi acrescentado o seguinte:

“Quanto ao transporte de volume das massas d'água presentes na região, o trabalho de Cirano et al. (2006) descreve a ACAS (Água Central do Atlântico Sul) com um transporte em direção à costa, na região entre 6°S e 34°S, com valor de 19,2 Sv. A AIA (Água Intermediária Antártica) é descrita com transporte para o norte com intensidade de 1,9 Sv na região próxima ao Equador, por fim, os autores citam transporte para o sul da APAN (Água Profunda do Atlântico Norte) com valores entre 15 e 20 Sv ao longo de toda costa brasileira.”

Além dessas, foram apresentadas informações do transporte das massas d'água, na **Figura II.5.1.2-25** e na **Figura II.5.1.2-26**, do subitem II.5.1.2.3 (Regime de Correntes) que ilustram valores de velocidade de correntes e seu transporte em Sv, medidos ao longo da latitude 11° S.

A respeito do comentário “Observa-se que no texto da página 53/259 há um erro, no qual foi confundida a caracterização das massas d'águas com classificação termohalina, já que o tópico “E” não é uma massa d'água, mas sim, parte da classificação da Água Profunda do Atlântico Norte (APAN)”, esclarece-se que houve erro de formatação no texto. Realmente o item “E” não deveria existir, fazendo parte do item “D”.

Quanto à solicitação “os termos em línguas estrangeiras deverão ser traduzidos e a figura editada”. O parágrafo:

“Schott et al. (2005) analisaram dados de CTD entre as latitudes 5° e 11°S e, segundo os autores, as massas de água presentes na região são as seguintes: a partir da camada superior e ao longo da fronteira

oeste em primeiro lugar vem a *Água Subtropical de Fundo* (*Subtropical Underwater-STUW*, não apresentada na figura original) no topo da termoclina e próximo a 100 m de profundidade, esta massa de água apresenta os valores máximos de salinidade. Em seguida vem a *ACAS* (*South Atlantic Central Water - SACW*) na profundidade de aproximadamente 400 m com valores de salinidades entre as isohalinas de 35 e 36,5, como mostra a **Figura II.5.1.2-21**. Na sequência vem a *AIA* (*Antarctic Intermediate Water-AAIW*), perto de 700 m e com um mínimo de salinidade com valor de 34,5 conforme mostra a figura. A *APAN* é dividida, pelos autores, em superior média e inferior e indicada na **Figura II.5.1.2-21** respectivamente por: *uNADW*, *mNADW* e *iNADW*. De um modo geral os valores de salinidade da *APAN* variam entre 34,90 e 34,96.”

Foi alterado para:

“Schott et al. (2005) analisaram dados de *CTD* (*Condutividade, Temperatura e Profundidade – Depth*) entre as latitudes 5° e 11°S e, segundo os autores, as massas de água presentes na região são as seguintes: a partir da camada superior e ao longo da fronteira oeste em primeiro lugar vem a *Água Subtropical de Fundo* (não apresentada na figura original) no topo da termoclina e próximo a 100 m de profundidade, esta massa de água apresenta os valores máximos de salinidade. Em seguida vem a *Água Central do Atlântico Sul* (*ACAS*) na profundidade de aproximadamente 400 m com valores de salinidades entre as isohalinas de 35 e 36,5, como mostra a **Figura II.5.1.2-21**. Na sequência vem a *Água Intermediária Antártica* (*AIA*), perto de 700 m e com um mínimo de salinidade com valor de 34,5 conforme mostra a figura. A *Água Profunda do Atlântico Sul* (*APAN*) é dividida, pelos autores, em superior, média e de fundo e indicada na **Figura II.5.1.2-21** respectivamente por: *APANs*, *APANm* e *APANf*. De um modo geral os valores de salinidade da *APAN* variam entre 34,90 e 34,96.”

A **Figura II.5.1.2-21** foi editada e é apresentada abaixo.

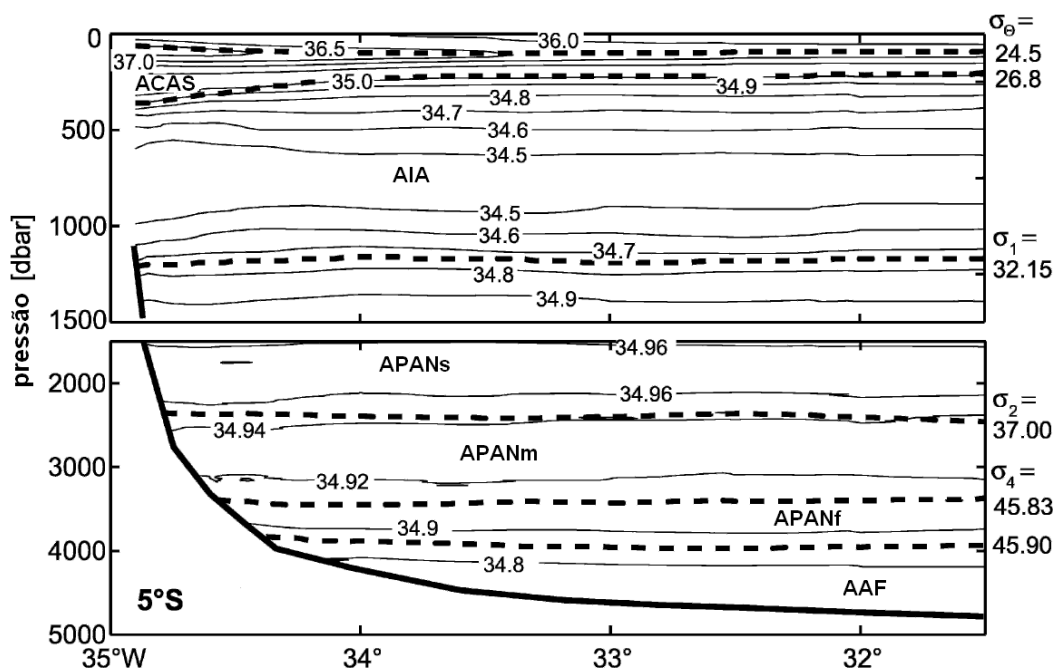


Figura II.5.1.2-21 - Seção com valores de salinidade obtidos a partir de medições com CTD ao longo de 5° S e com linhas isopícnais sobrepostas. Adaptado de Schott et al. (2005).

A respeito da **Figura II.5.1.2- 21**, onde foi solicitada seção semelhante para latitude mais próxima da região de interesse, ressalta-se que a figura foi extraída de Schott et al. (2005). A referência não apresenta figura semelhante para outra seção, além disso não são conhecidos dados disponíveis coletados mais próximos da região de interesse que sejam suficientes para elaboração de uma ilustração semelhante. Informações quanto às profundidades, densidades e características das massas d'água presentes na região podem ser também observadas nos diagramas TS, apresentados na **Figura II.5.1.2-19** e na **Figura II.5.1.2- 20**.

Solicitação/Questionamento: Sobre o regime de correntes,

apresentado no subitem II.5.1.2.4, as localizações das 4 estações (K1 a K4) onde foram feitos os perfis de corrente com ADCP não constam no estudo e estas deverão ser apresentadas. Ademais, solicita-se apresentação do stickplot de correntes do fundeio K1, já que este se localiza mais próximo a costa. Na figura II.5.1.2-25 (página 59/259) deverá ser informado no texto e na legenda o significado dos valores negativos (Sul) e positivos (Norte) do transporte em Sv. Solicita-se revisão.

(Item II.5.1.2, pág. 35/114)

Resposta/Comentário:

Como resposta à solicitação da localização das informações, o texto foi alterado para:

*“A **Figura II.5.1.2-23** apresenta a localização das estações K1 (10°16’S e 35°51,7’W), K2 (10°22’S e 35°40,8’W), K3 (10°36,7’S e 35°23,4’W), K4 (10°56,5’S e 34°59,5’W) e K5 (11°28,2’S e 34°12,9’W).”*

Quanto à apresentação do *stick plot* de correntes do fundeio K1, esclarece-se que os dados deste fundeio não estão disponíveis e, por isso, não foram apresentados (ver resposta ao questionamento 13). Os dados de correntes próximos à costa e à região de interesse são representados pelas campanhas COTESE, DHN-Aracaju e PCM-9, apresentados no relatório.

Quanto à solicitação “Na **Figura II.5.1.2-25** deverá ser informado no texto e na legenda o significado dos valores negativos (Sul) e positivos (norte) do transporte em Sv” o parágrafo foi complementado, como a seguir:

“A partir dos dados obtidos, os autores apresentam as seções zonais da velocidade das correntes, indicando o transporte da Corrente Norte

do Brasil (CNB) com a linha pontilhada vermelha e o transporte da Corrente de Contorno Oeste Profunda (CCP) com a linha pontilhada preta (**Figura II.5.1.2- 25**). Estas seções foram realizadas entre os anos de 2004 e 2005. Os fluxos máximos encontrados para CNB ocorreram em agosto de 2004 quando foi calculado um transporte de 35,8 Sv. Já para a CCP o valor máximo encontrado ocorreu em maio de 2003, quando foi calculado um transporte de -59,5 Sv. Os valores positivos referem-se a transporte no sentido norte, enquanto que os negativos, no sentido sul.”

A legenda da **Figura II.5.1.2- 25** também foi alterada, como abaixo:

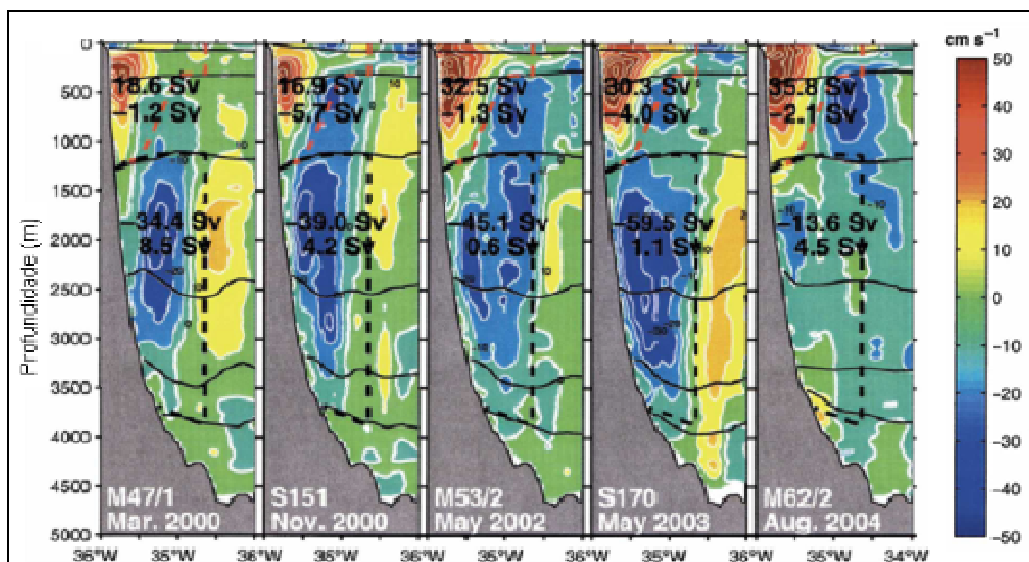


Figura II.5.1.2-25 - Seções zonais da velocidade das correntes (alongshore) a partir da perfilagem feita por ADCP (cm.s-1) em cruzeiros a, aproximadamente, 11°S. Os transportes (Sv) da CNB (linha pontilhada vermelha) e da CCP (linha pontilhada preta) também são apresentados. Os valores positivos referem-se a transporte sentido norte, enquanto que os negativos, sentido sul Adaptado de Schott et al. (2005).

Solicitação/Questionamento: O último parágrafo da página

61/259 fala de uma série temporal de 4 anos do transporte da Corrente Norte do Brasil (CNB), que indicou um ciclo sazonal com amplitude 2,5 Sv para o norte e cita valores para variações intra-anuais. Solicita-se inclusão de tabela com os referidos valores.

(Item II.5.1.2, pág. 35/114)

Resposta/Comentário:

A informação citada é apresentada no texto do artigo. A referência (utilizada e citada no relatório) não apresenta a série temporal dos valores de transporte calculados para esta região. Complementando as informações quanto à variabilidade dos valores de transporte das massas d'água na região, a **Tabela II.5.1.2-3** apresentou os valores de limite interno, desvios padrão, limite externo e resultante para as massas d'água dos primeiros níveis da coluna d'água em 11°S, enquanto a **Tabela II.1.2-4** é referente aos níveis mais profundos. Ambas as tabelas, reproduzidas abaixo, foram adaptadas da referência citada.

Tabela II.5.1.2- 1 - Transporte (Sv) das massas d'águas dos primeiros níveis da coluna d'água em 11°S. Adaptado de Schott et al. (2005).

ISOPICNAL	<24,5	24,5-26,8	26,8-32,15	TOTAL
Limite interno	1,6	12,9	10,9	25,4
Desv. Pad.	1,0	3,5	3,9	7,4
Limite externo	-0,5	0,9	-4,1	-3,7
Desv. Pad.	-0,9	0,9	3,7	4,7
Resultante (a oeste de 32,0°W)	1,1	13,8	6,8	21,7
Desv. Pad.	1,5	2,8	1,3	4,1

Tabela II.5.1.2- 2 -Transporte (Sv) das massas d'águas dos níveis da coluna d'água mais profundos em 11°S. Adaptado de Schott et al. (2005).

	APANs	APANm	APANp	Total APAN	AAF
Isopicnal	32,15-37,00	37,00-45,83	45,83-45,90	Total	>45,9
Limite interno	-24,5	-10,3	-0,7	-35,5	1,2
Desv. Pad.	9,5	5,1	0,9	14,7	0,7
Limite externo	8,9	2,4	-0,4	10,9	1,5
Desv. Pad.	8,8	6,6	2,0	16,0	2,8
Resultante (a oeste de 32,0°W)	-15,6	-7,9	-1,1	-24,6	2,7
Desv. Pad.	4,5	2,3	1,9	5,0	2,9

APANs: camada superior da Água Profunda do Atlântico Norte

APANm: camada média da Água Profunda do Atlântico Norte

APANp: camada profunda da Água Profunda do Atlântico Norte

AAF: Água Antártica de Fundo

Solicitação/Questionamento: *As análises provenientes do modelo HYCOM demonstraram que no inverno, para os pontos 1 e 2, o fluxo predominante para a corrente superficial aponta para o quadrante norte (norte, nordeste e norte-nordeste). Os dados de correntes coletados COTESE e PCM-9 no período de inverno indicam um escoamento predominantemente para sul, com ocorrência de inversões para norte. Tal diferença não foi apontada nem discutida. Solicita-se revisão.*

(Item II.5.1.2, pág. 35/114)

Resposta/Comentário:

Como resposta à solicitação, este item é complementado com os parágrafos abaixo:

“Os diferentes dados apresentados indicam correntes para o quadrante sul durante o verão, tanto nas estações próximas à costa quanto nos pontos extraídos do modelo hidrodinâmico HYCOM. Já no

inverno, o HYCOM indica correntes predominantes para o quadrante norte, enquanto que os dados costeiros coletados no inverno apresentaram apenas reversões para o norte. Este padrão sazonal na circulação costeira na região também foi observado na literatura; segundo DHN (1974 apud FUGRO, 2007) observaram-se fluxos costeiro para o norte no litoral norte do Sergipe, principalmente no inverno e primavera.

Por se tratar o modelo HYCOM de um modelo de larga escala, ele não possuiu resolução espacial adequada para representar com acurácia a circulação em regiões costeiras. Desta forma, as análises mostradas para o ponto 1 apresentam uma grande influência da circulação da região de talude, predominantemente para norte no inverno, não permitindo observar nas análises inversões dos fluxo como as presentes nos conjuntos de dados costeiros.”

Solicitação/Questionamento: *No que diz respeito à influência das correntes de maré no regime de correntes da região, solicita-se que seja também apresentado o espectro de amplitude das componentes dos vetores de correntes no ponto K1 e que suas diferenças sejam interpretadas e discutidas.*

(Item II.5.1.2, pág. 35/114)

Resposta/Comentário:

Esclarece-se que os dados do fundeio K1 não foram disponibilizados pelos autores, e não estão acessíveis à comunidade científica, por esse motivo tal fundeio não foi objeto de análise neste estudo e, dessa forma, não foi apresentado o espectro de amplitude para este ponto.

Solicitação/Questionamento: *No subitem II.5.1.2.7, sobre a*

circulação hidrodinâmica interna de rios e estuários, as figuras II.5.1.2-68 a II.5.1.2-82 que apresentaram os perfis longitudinais de salinidade no rio Sergipe e no São Francisco deverão ser reapresentadas, pois não há descrição dos eixos, nem legenda e, os valores indicados estão pequenos, dificultando a leitura.

(Item II.5.1.2, pág. 35/114)

Resposta/Comentário:

As Figuras II.5.1.2-68 a II.5.1.2-82 foram editadas para melhor visualização das informações, e reapresentadas a seguir. As legendas também foram alteradas, para melhor entendimento das figuras. É válido destacar que a Figura II.5.1.2-3 e a Figura II.5.1.2-4, apresentadas no item II.5.1.2.1, indicam as posições dos pontos de medição, representados no eixo x das figuras abaixo.

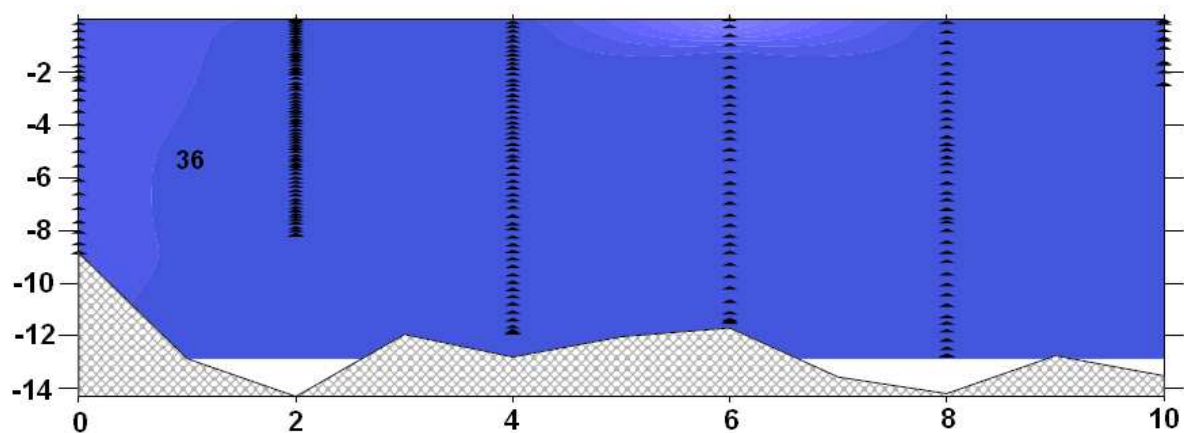


Figura II.5.1.2-68 - Perfis longitudinais de salinidade no rio Sergipe, às 7 horas. A profundidade é indicada no eixo y (em metros), e os pontos de medição no eixo x (indicados na Figura II.5.1.2-3). Adaptado de COPPETEC (2009).

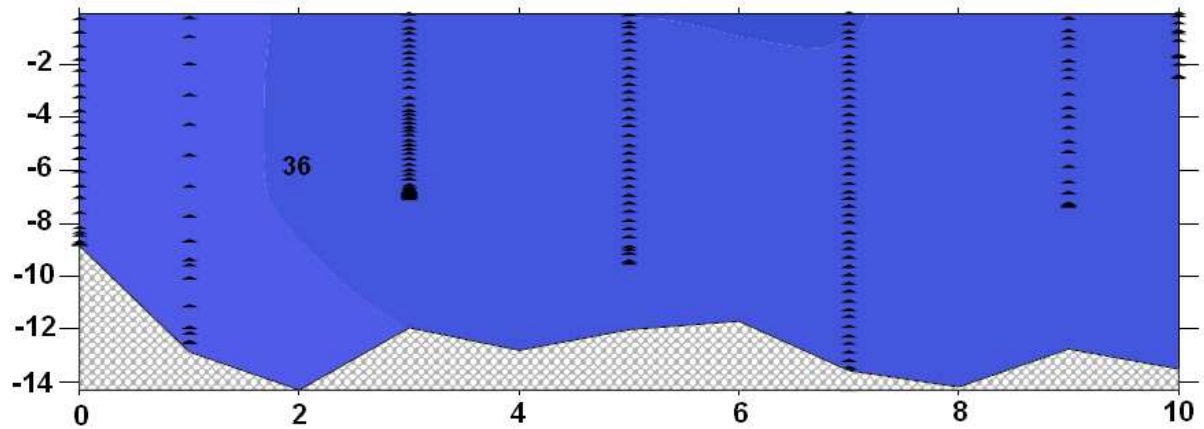


Figura II.5.1.2- 69 - Perfis longitudinais de salinidade no rio Sergipe, às 9 horas. A profundidade é indicada no eixo y (em metros), e os pontos de medição no eixo x (indicados na Figura II.5.1.2-3). Adaptado de COPPETEC (2009).

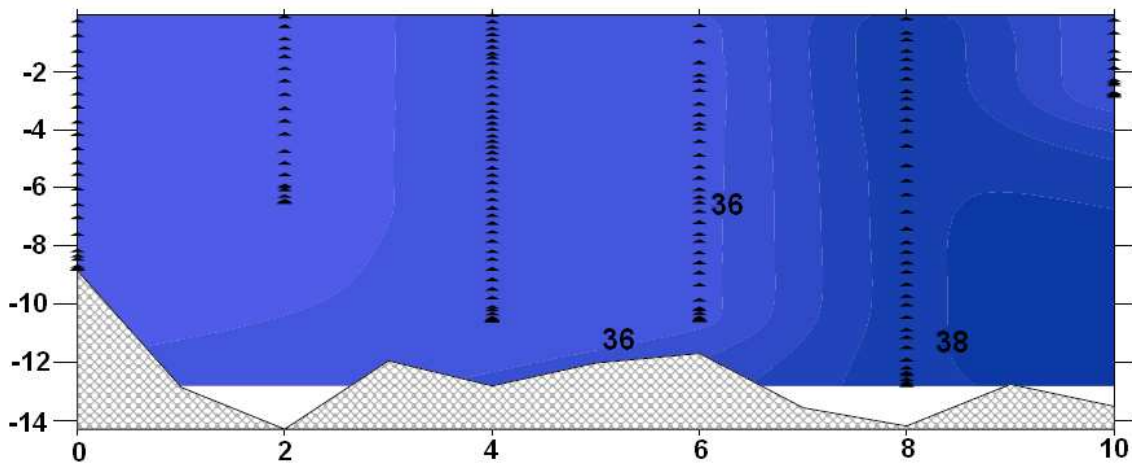


Figura II.5.1.2- 70 - Perfis longitudinais de salinidade no rio Sergipe, às 10 horas. A profundidade é indicada no eixo y (em metros), e os pontos de medição no eixo x (indicados na Figura II.5.1.2-3). Adaptado de COPPETEC (2009).

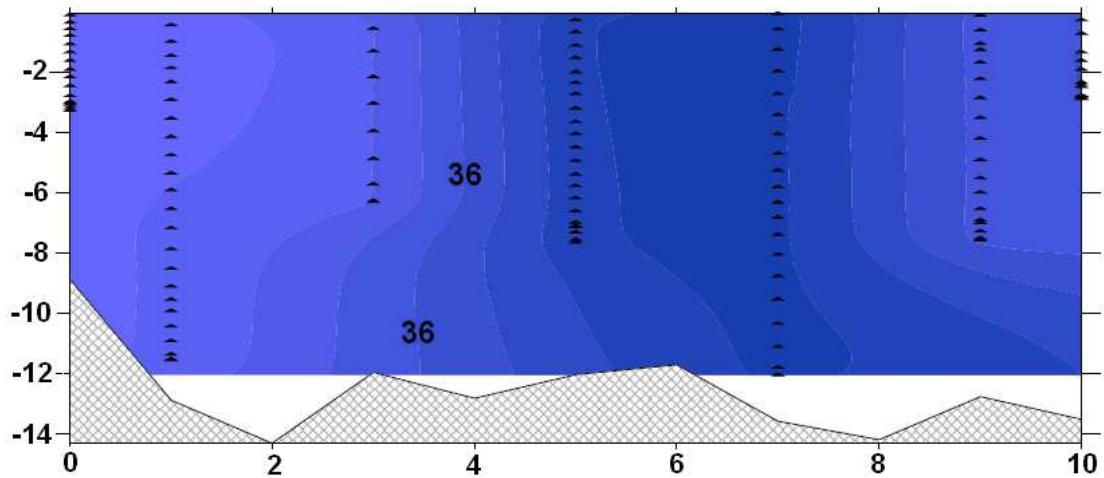


Figura II.5.1.2- 71 - Perfis longitudinais de salinidade no rio Sergipe, às 11 horas. A profundidade é indicada no eixo y (em metros), e os pontos de medição no eixo x (indicados na Figura II.5.1.2-3). Adaptado de COPPETEC (2009).

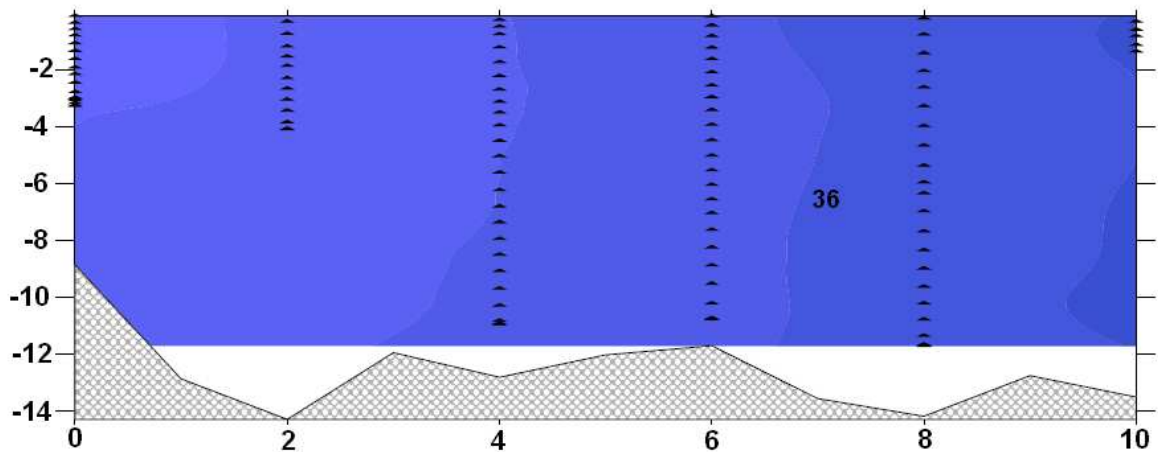


Figura II.5.1.2- 72 - Perfis longitudinais de salinidade no rio Sergipe, às 13 horas. A profundidade é indicada no eixo y (em metros), e os pontos de medição no eixo x (indicados na Figura II.5.1.2-3). Adaptado de COPPETEC (2009).

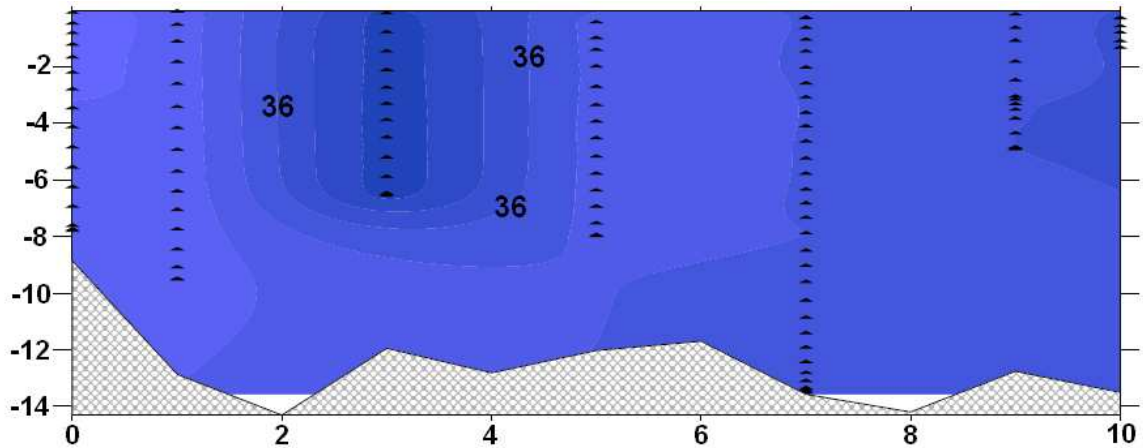


Figura II.5.1.2- 73 - Perfis longitudinais de salinidade no rio Sergipe, às 14 horas. A profundidade é indicada no eixo y (em metros), e os pontos de medição no eixo x (indicados na Figura II.5.1.2-3) Adaptado de COPPETEC (2009).

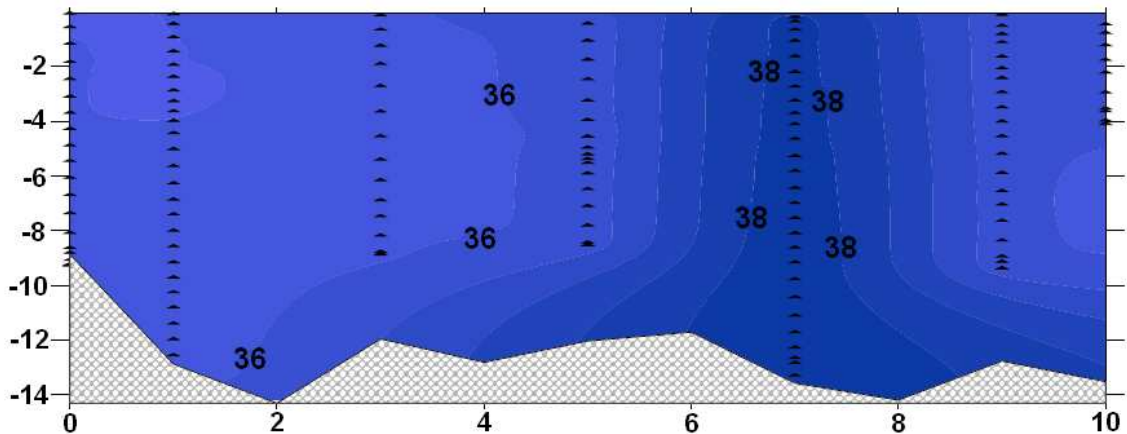


Figura II.5.1.2- 74 - Perfis longitudinais de salinidade no rio Sergipe, às 17 horas. A profundidade é indicada no eixo y (em metros), e os pontos de medição no eixo x (indicados na Figura II.5.1.2-3). Adaptado de COPPETEC (2009).

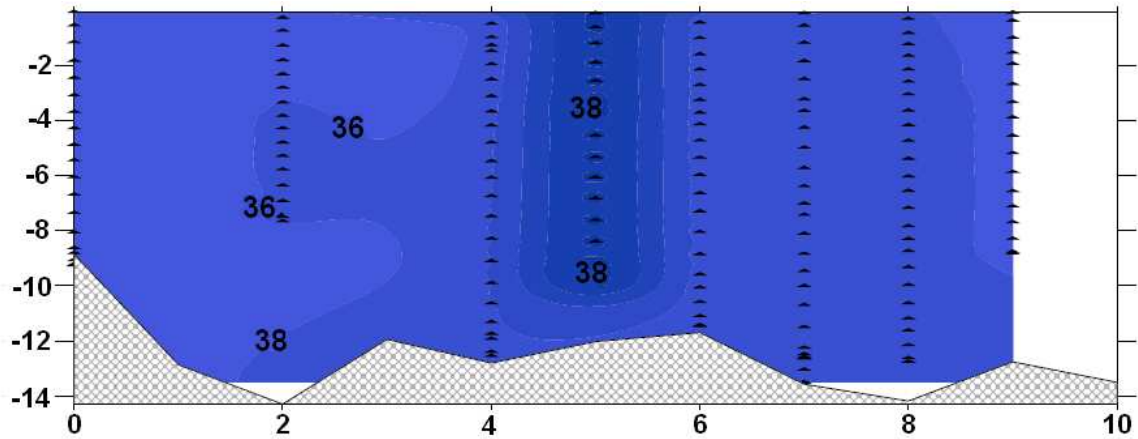


Figura II.5.1.2- 75 - Perfis longitudinais de salinidade no rio Sergipe, às 18 horas. A profundidade é indicada no eixo y (em metros), e os pontos de medição no eixo x (indicados na Figura II.5.1.2-3). Adaptado de COPPETEC (2009).

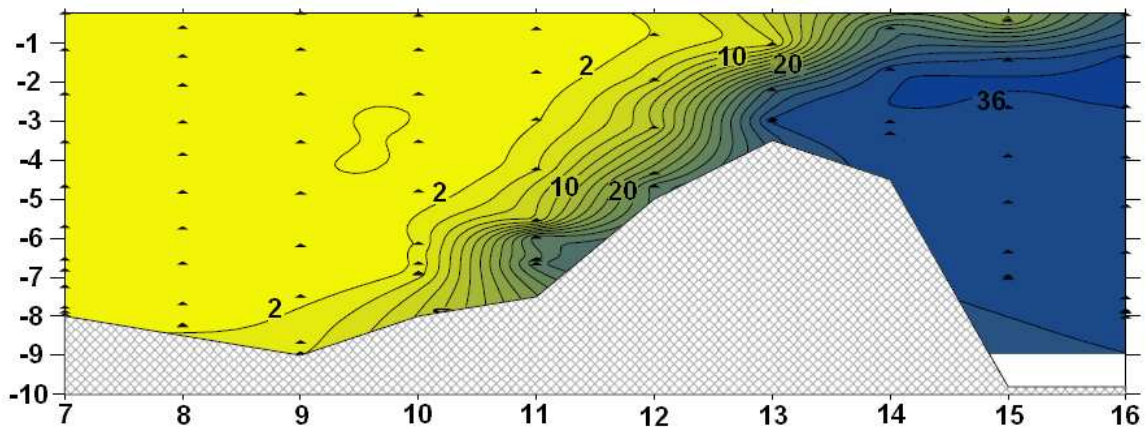


Figura II.5.1.2- 76 - Perfis longitudinais de salinidade no rio São Francisco, às 7 horas. A profundidade é indicada no eixo y (em metros), e os pontos de medição no eixo x (indicados na Figura II.5.1.2-4). Adaptado de COPPETEC (2009).

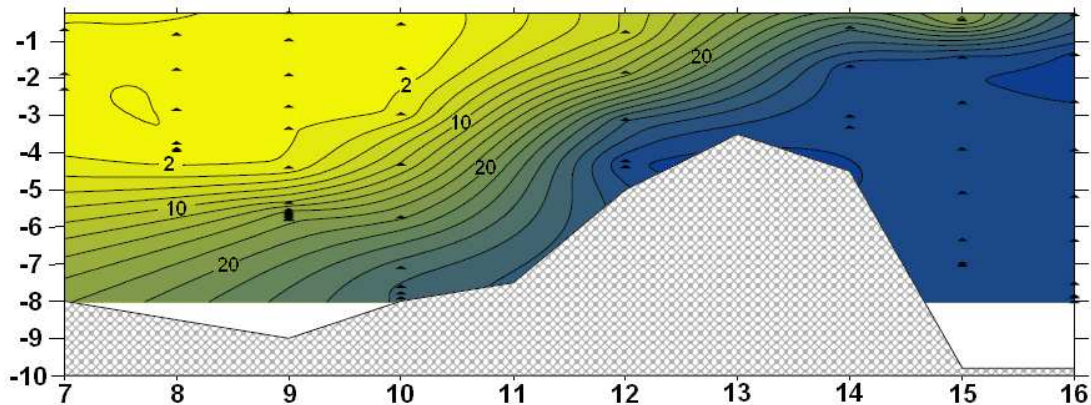


Figura II.5.1.2- 77 - Perfis longitudinais de salinidade no rio São Francisco, às 8 horas. A profundidade é indicada no eixo y (em metros), e os pontos de medição no eixo x (indicados na Figura II.5.1.2-4). Adaptado de COPPETEC (2009).

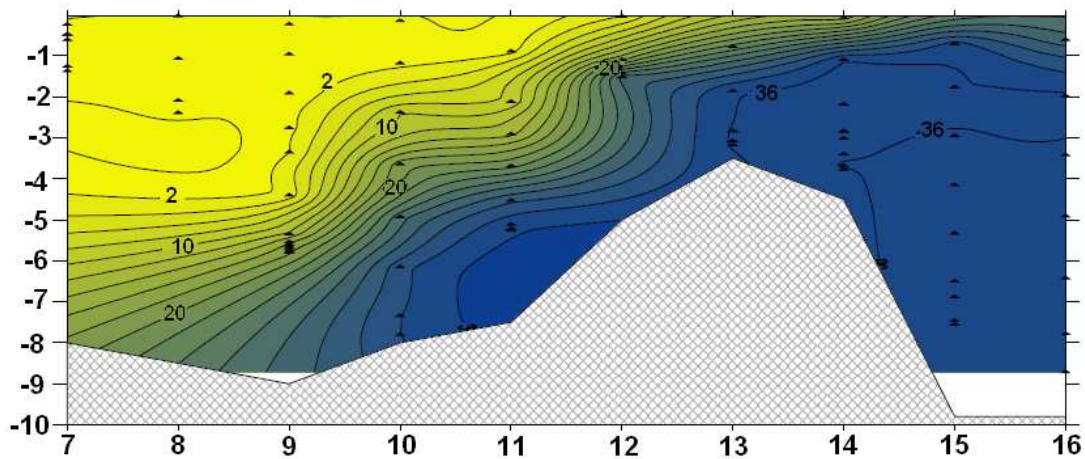


Figura II.5.1.2- 78 - Perfis longitudinais de salinidade no rio São Francisco, às 9 horas. A profundidade é indicada no eixo y (em metros), e os pontos de medição no eixo x (indicados na Figura II.5.1.2-4). Adaptado de COPPETEC (2009).

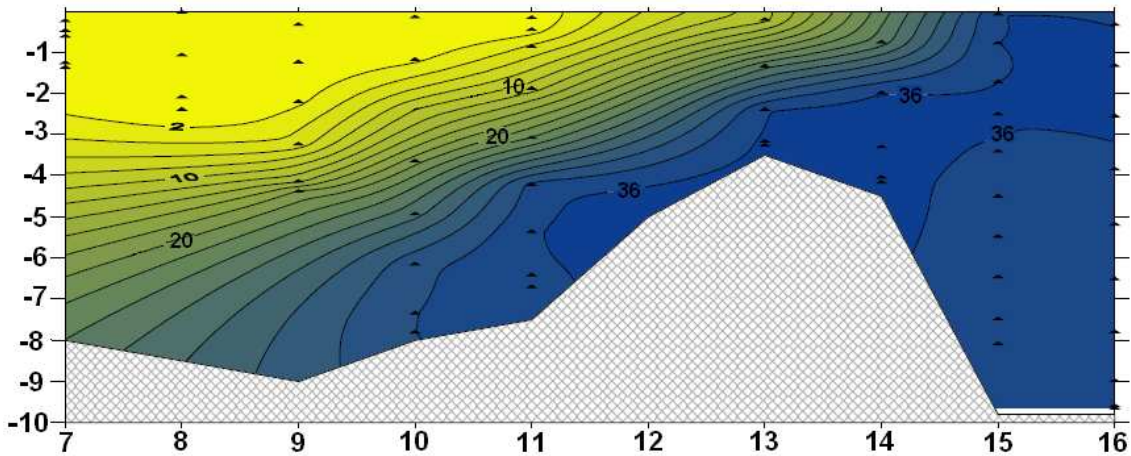


Figura II.5.1.2- 79 - Perfis longitudinais de salinidade no rio São Francisco, às 10 horas. A profundidade é indicada no eixo y (em metros), e os pontos de medição no eixo x (indicados na Figura II.5.1.2-4). Adaptado de COPPETEC (2009).

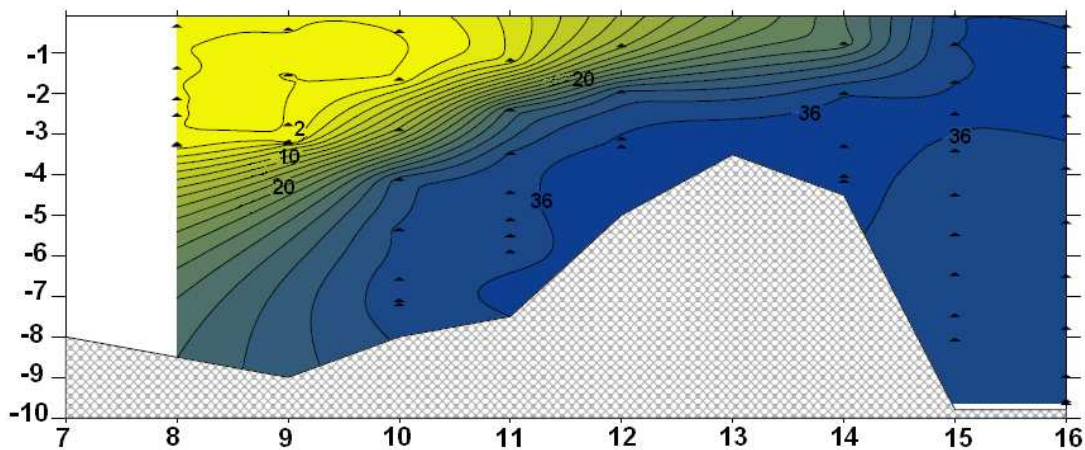


Figura II.5.1.2- 80 - Perfis longitudinais de salinidade no rio São Francisco, às 12 horas. A profundidade é indicada no eixo y (em metros), e os pontos de medição no eixo x (indicados na Figura II.5.1.2-4). Adaptado de COPPETEC (2009).

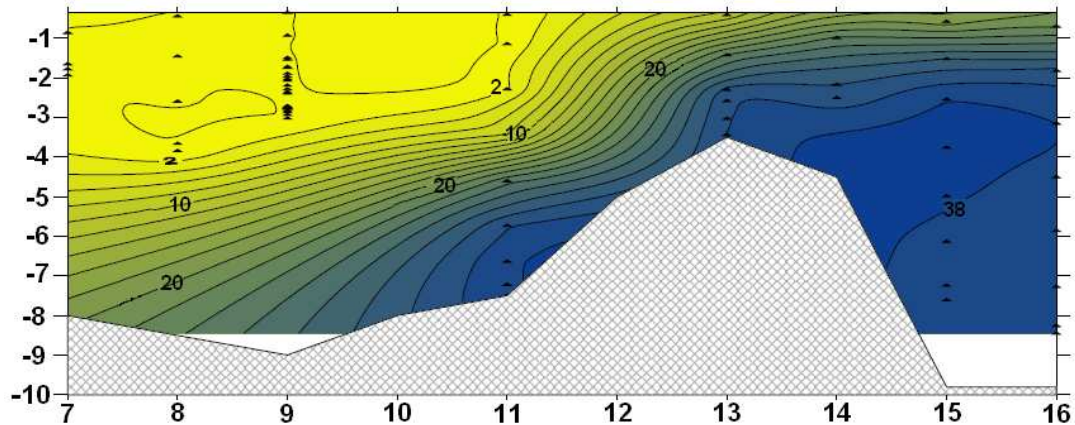


Figura II.5.1.2- 81 - Perfis longitudinais de salinidade no rio São Francisco, às 15 horas. A profundidade é indicada no eixo y (em metros), e os pontos de medição no eixo x (indicados na Figura II.5.1.2-4). Adaptado de COPPETEC (2009).

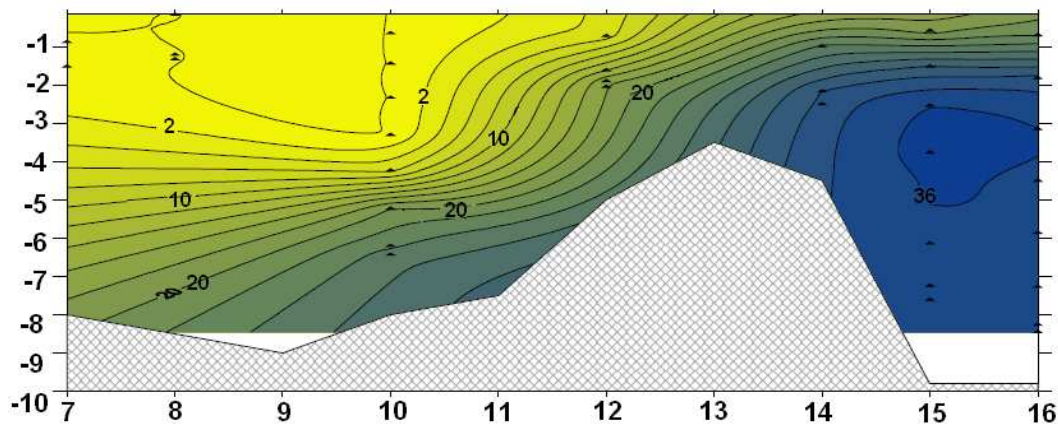


Figura II.5.1.2- 82 - Perfis longitudinais de salinidade no rio São Francisco, às 16 horas. A profundidade é indicada no eixo y (em metros), e os pontos de medição no eixo x (indicados na Figura II.5.1.2-4). Adaptado de COPPETEC (2009).

Solicitação/Questionamento: Observou-se um erro de numeração a partir do subitem II.5.1.2.8 – Caracterização das Condições Externas do Regime Hidrodinâmico.

Caso seja necessário, de modo que sejam observados os questionamentos acima, as considerações finais do item Oceanografia deverão ser revisadas.

(Item II.5.1.2, pág. 35/114)

Resposta/Comentário:

Quanto ao comentário “observou-se um erro de numeração a partir do subitem II.5.1.2.8”, este erro não foi identificado no documento encaminhado. No entanto, caso haja necessidade em se revisar todo o documento, será conduzida uma revisão na numeração.

II.5.1.3 – Qualidade de água e sedimentos

Solicitação/Questionamento: *Na figura II.5.1.3-1 (página 133/259) os pontos de coletas ficaram ilegíveis, principalmente na versão impressa do Estudo. Solicita-se verificar a resolução da figura e rerepresentá-la.*

(Item II.5.1.3, pág. 35/114)

Resposta/Comentário:

A **Figura II.5.1.3-1** é rerepresentada a seguir.

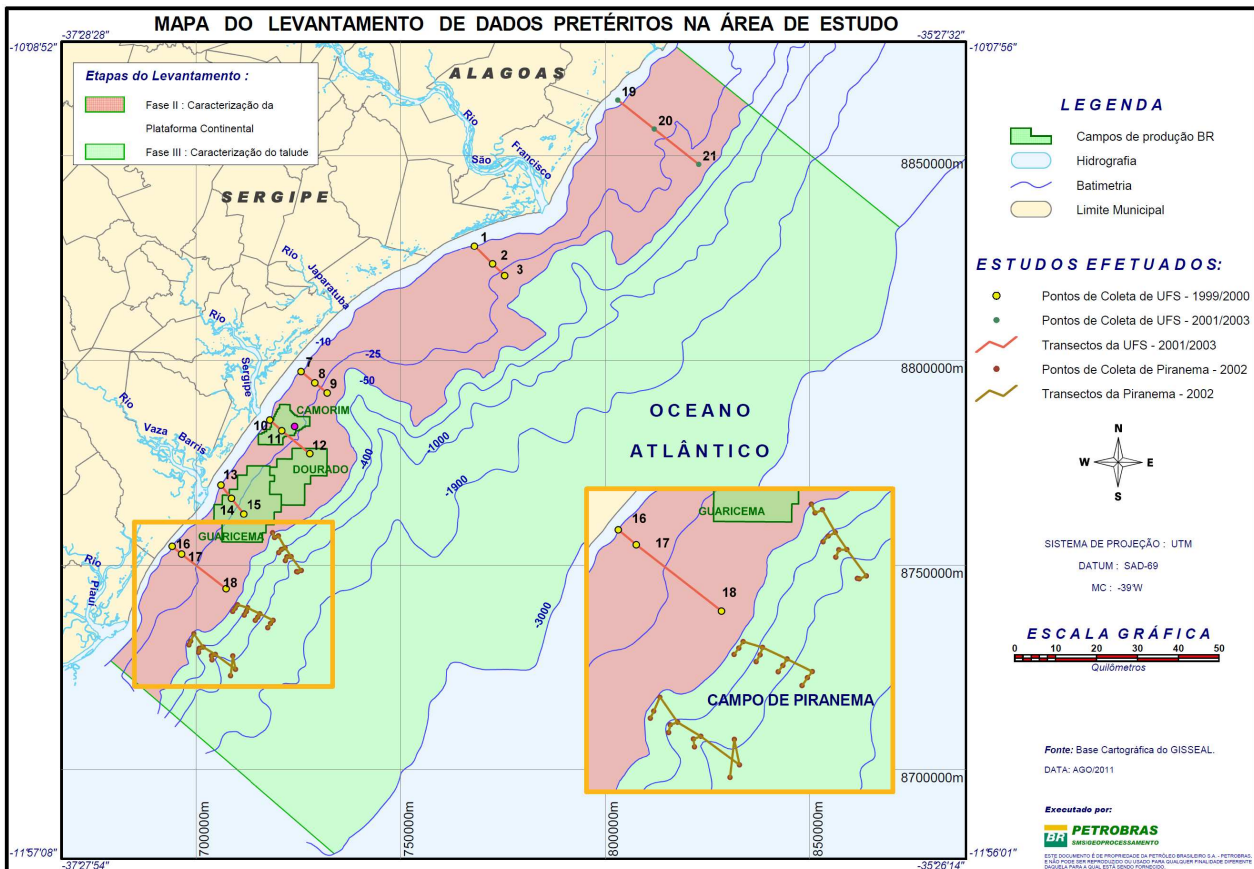


Figura II.5.1.3-1 - Localização das estações de amostragem do estudo realizado em 2001-2003

(UFS/Petrobras_UFS/PETROBRAS_Araújo, 2004) e estudo no Bloco-SEAL-100 realizado em 2002 (Petrobras/Cenpes, 2009).

Solicitação/Questionamento: As Tabelas II.5.1.3-1 e II.5.1.3-2 (pág. 137/259) apresentam apenas uma média geral dos valores das estações, porém para uma melhor compreensão dos dados fornecidos pelas campanhas realizadas faz-se necessário a apresentação de tabelas com os dados brutos, tanto para o período chuvoso quanto para o período seco. Solicita-se apresentação.

(Item II.5.1.3, pág. 36/114)

Resposta/Comentário:

Os dados brutos solicitados são apresentados no **Anexo II.5.1.3** deste documento.

Solicitação/Questionamento: A página 139/259 cita que o valor da razão $NID:P-PO_4^{-3} = 7,3$ (relação de REDFILD em massa) e afirma que o fósforo é um nutriente limitante. Seria importante colocar os valores de referência para a razão de REDFILD, e discutir a partir de quais valores o fósforo passaria a ser biolimitante na área.

(Item II.5.1.3, pág. 36/114)

Resposta/Comentário:

As razões atômicas de C, N, P para o plâncton marinho, de acordo com Redfield et al. (1963) são 106:16:1. Fazendo a conversão para massa, tais razões seriam 41:7,3:1. O fósforo passaria a ser biolimitante para o plâncton marinho nas situações em que a razão $NID:P-PO_4^{-3}$ se mostrasse superior a 7,3, como encontrado nos estudos realizados entre 2001-2003. Isto significa que na coluna d'água da costa de Sergipe existe mais nitrogênio dissolvido do que fósforo em relação à necessidade dos organismos planctônicos, tornando o nutriente ortofosfato, portanto, limitante para a produção primária nesta área.

Referência Bibliográfica:

Redfield, A.C.; Ketchum, B.H.; Richard, F.A. The influence of organisms on the composition of seawater. In: HILL, M.N. The Sea. New York: Interscience, John Wiley and Sons, 1963, v.2, p. 26-77.

Solicitação/Questionamento: Nessa mesma página os autores

afirmam que os baixos valores de clorofila indicam características oligotróficas das águas da Plataforma Continental de Sergipe, como observado em outras áreas costeiras brasileiras. Seria importante indicar a fonte ou referência que embasou tal afirmação. Solicita-se revisão.

(Item II.5.1.3, pág. 36/114)

Resposta/Comentário:

Seguem as referências bibliográficas que basearam as considerações acerca do estado de oligotrofia das águas da Plataforma Continental de Sergipe:

- CETESB:[http://www.cetesb.sp.gov.br/userfiles/file/agua/águas superficiais/aguas-interiores/documentos/indices/04.pdf](http://www.cetesb.sp.gov.br/userfiles/file/agua/águas%20superficiais/aguas-interiores/documentos/indices/04.pdf);
- LAMPARELLI, M. C. Grau de trofia em corpos d'água do estado de São Paulo: avaliação dos métodos de monitoramento. São Paulo: USP/ Departamento de Ecologia. 2004. 235 f. Tese de doutorado, Universidade de São Paulo, 2004.
- CETESB (2007). Relatório de Qualidade das Águas Interiores no Estado de São Paulo: 2006. São Paulo: CETESB, 2007. (Série Relatórios)
- ESTEVES, F.A. Fundamentos de Limnologia. Rio de Janeiro: Editora Interciência, 1988. 574p.

Solicitação/Questionamento: Observa-se que a figura II.5.1.3-3, apresentada na página 141/259, possui um erro na legenda. Onde se lê (%), deve-se ler (°C).

(Item II.5.1.3, pág. 36/114)

Resposta/Comentário:

A **Figura II.5.1.3-3** é reapresentada a seguir, com correção da legenda.

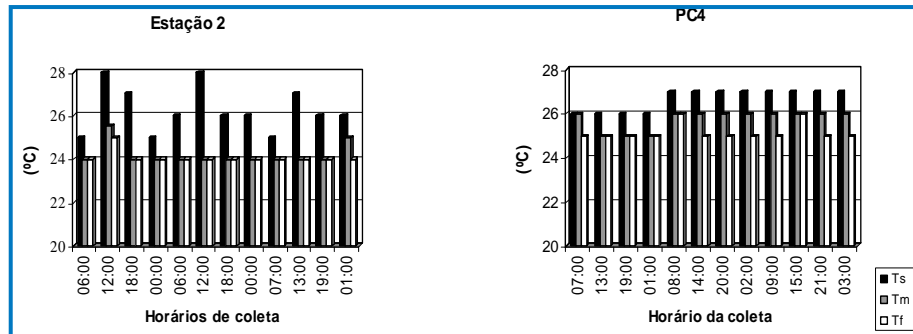


Figura II.5.1.3-3- Variação da temperatura (°C), nos três níveis da coluna d'água, em duas estações de coleta (2 e PC4), no período de 13 a 19 de dezembro de 2002

(UFS/PETROBRAS_Araújo, 2004)

Solicitação/Questionamento: No último parágrafo da página 143/259, solicita-se informar o valor mínimo de nitrato na coluna d'água, pois o estudo informa o valor "0,4,22µg.L⁻¹".

(Item II.5.1.3, pág. 36/114)

Resposta/Comentário:

Onde se lê 0,4,22 µg.L⁻¹, leia-se 4,22 µg.L⁻¹.

Solicitação/Questionamento: Não foi apresentada figura com a variação da clorofila-a nas duas estações de coleta. Solicita-se apresentação.

(Item II.5.1.3, pág. 36/114)

Resposta/Comentário:

Apresentam-se, a seguir, figuras com a variação da clorofila nas Estações 2 e PC4, numeradas como **Figura II.5.1.3-26** Gráfico com a variação de clorofila-a na Estação 2 e **Figura II.5.1.3-27** Gráfico com a variação de clorofila-a na

Estação PC4.

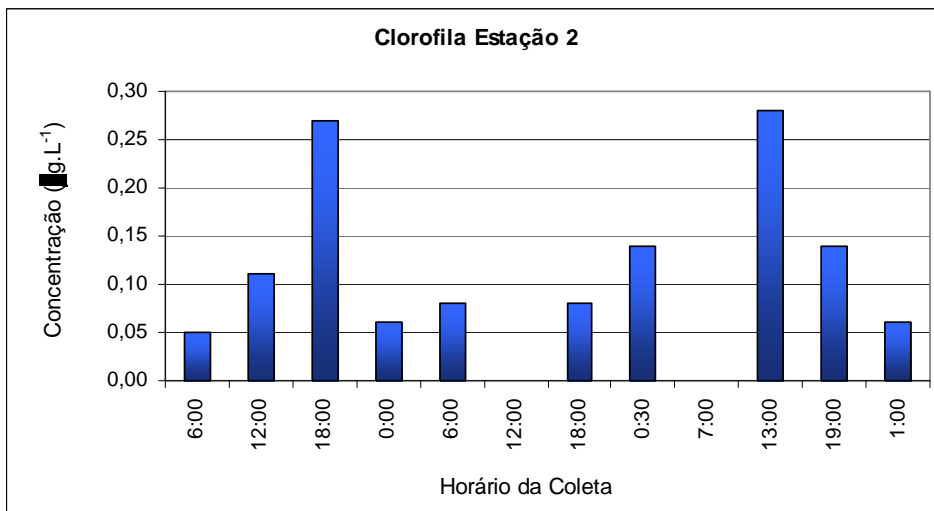


Figura II.5.1.3-26 - Gráfico com a variação de clorofila-a na Estação 2

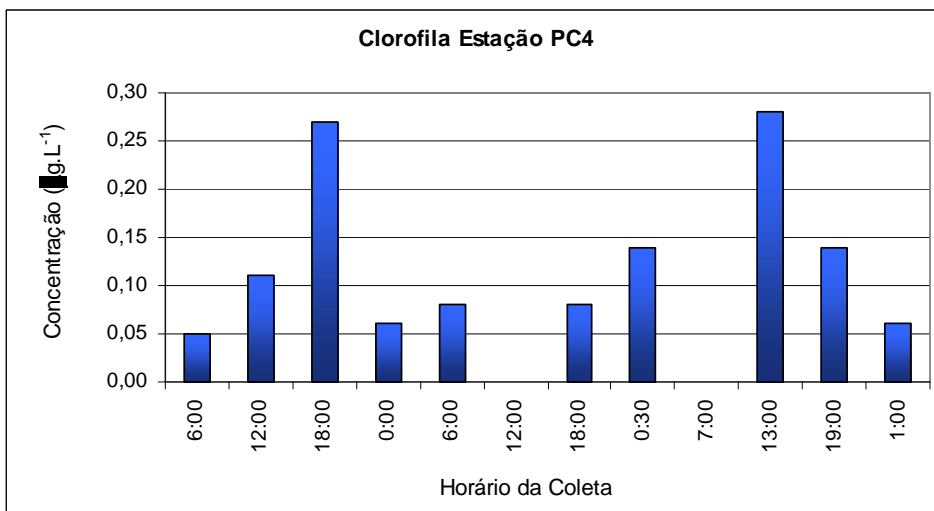


Figura II.5.1.3-27 - Gráfico com a variação de clorofila-a na Estação PC4

Solicitação/Questionamento: No texto sobre a comparação dos dados físico-químicos com a CONAMA, página 146/259, foi informado que a água da plataforma continental de Sergipe está dentro dos limites para águas salinas de classe 5. Tal informação

deverá ser revisada no que diz respeito à classificação de Águas Salinas – Resolução CONAMA 357/05, uma vez que não há classe 5 nessa resolução.

(Item II.5.1.3, pág. 36/114)

Resposta/Comentário:

Apresenta-se, a seguir, a revisão do referido parágrafo:

“Os resultados descritos em Araújo (2004) para as amostras no período seco (verão) e no período chuvoso (inverno), nas estações dos perfis e no estudo do ciclo de maré, evidenciam que os parâmetros analisados de qualidade da água do mar para a Plataforma Continental de Sergipe se encontram dentro dos limites permissíveis para águas salinas de classe 1, destinadas à recreação de contato primário, proteção das comunidades aquáticas e à aquicultura e à atividade de pesca (CONAMA Nº 357/2005).”

Solicitação/Questionamento: Por diversas passagens o referido Estudo deixa de citar referências bibliográficas, principalmente relacionadas aos comentários sobre compostos do petróleo, as fontes de HPA's e a sua composição (página 148/259). Solicita-se revisão desta página com inclusão de referências.

(Item II.5.1.3, pág. 36/114)

Resposta/Comentário:

Reapresentam-se, a seguir, os parágrafos pertinentes da página 148/259, com as respectivas referências bibliográficas.

“A composição e a complexidade das misturas de HPA dependem das fontes emissoras que podem ser de origem natural ou antrópica. Em geral, essas misturas são bastante complexas, contêm uma grande variedade de HPA em

diferentes níveis de concentração. Os HPA estão associados a fontes diversas que correspondem, por exemplo, a despejos industriais e municipais (50%), atividades de transporte e acidentes (24%), fontes naturais (11%), fontes atmosféricas (13%) e atividades de exploração e produção de petróleo (2%). Dos despejos industriais e municipais, que correspondem a maior parte, 59,3% estão associados ao esgoto municipal, 16,9% ao despejo industrial, 10,2% ao despejo urbano, 8,5% às refinarias, 3,4% a transporte por rios e 1,7% a emissários. (Fingas, 2001; GESAMP, 1993; Bouloubassi et ali, 2001; Readman et ali, 2002).”

Bibliografia:

- FINGAS, M., 2001. The Basics of Oil Spill Cleanup. Edited by Jennifer Charles. Ed. Lewis Publishers, 2nd. Ed., Boca Raton, London, New Uork, Washington D.C., 233p.
- GESAMP 1993. Impact of oil and related chemicals and wastes on the marine environment. Reports and Stidies, n. 50, 180p.
- BOULOUBASSI, I. FILLAUZ, J. & SALIOT, A. 2001. Hydrocarbons in surface sediments from the Changjiang (Yangtze River) estuary, East China Sea. Marine Poluution Bulletin, 42(12): 1335-1346.
- READMAN, J.W., FILLMANN, G., TOLOSA, I. BARTOCCI, J., VILLENEUVE, J. -P., CATINNI, C. & MEE, L. D. 2002. Petroleum and PAH contamination of the Black Sea. Marine Pollution Bulletin, 44 (1): 48-62.

Solicitação/Questionamento: *Observa-se que o último parágrafo da página 148/259 informa que os dados referentes às análises orgânicas (métodos) estão resumidos na Tabela II.5.1.3-2, mas na verdade, tais informações encontram-se no Quadro*

II.5.1.3-1.

(Item II.5.1.3, pág. 36/114)

Resposta/Comentário:

Reapresenta-se, a seguir, o referido parágrafo, devidamente corrigido:

“Para a caracterização dos Hidrocarbonetos Policíclicos Aromáticos (HPA) da área de influência do estudo ambiental foram utilizados os dados, coletados entre dezembro de 2001 a junho de 2003, do estudo realizado na Plataforma Continental de Sergipe e sul de Alagoas pela UFS (UFS/PETROBRAS_ARAÚJO, 2004). Os métodos analíticos utilizados para as análises de HPA foram o EPA 8570C* (Extração e determinação), o EPA 3510* (Extração líquido-líquido) e o EPA 3630 (Limpeza), conforme descrito no **Quadro II.5.1.3-1.**”

Solicitação/Questionamento: Na página 149/259, os autores informaram que os elevados teores de HPA's nas amostras de água do mar podem estar relacionados com uma provável contaminação das amostras. Porém, ao se comparar a Tabela II.5.1.3-5 (HPA's em água - $\mu\text{g.L}^{-1}$) com a Tabela II.5.1.3-10 (HPA's em sedimento - $\mu\text{g/g}$), verifica-se que os teores relacionados às campanhas realizadas em 2001 deram os maiores valores se comparados com as amostras de 2002 e 2003. Isso poderia sugerir uma contaminação na região e, por se tratarem de compostos orgânicos em compartimento onde ocorrem diversas interações (sedimento/água), os teores poderiam sofrer redução de um ano para o outro. Uma tabela completa dos teores desses elementos para cada estação traria mais clareza sobre essas suposições, porém não se pode assumir sempre que, quando há teores elevados de certo

elemento (serve também para os metais), ocorreu contaminação das amostras.

(Item II.5.1.3, pág. 36/114)

Resposta/Comentário:

A sugestão de contaminação das amostras da primeira campanha foi feita pelos próprios pesquisadores do Departamento de Química da Universidade Federal de Sergipe, responsáveis pelos estudos de hidrocarbonetos na água realizados em 2001-2003 (UFS/PETROBRAS – Araújo, 2004). A razão pela qual os valores altos observados na primeira campanha, encontrados em somente algumas amostras das estações 16 e 19, foram atribuídos à possível contaminação devido ao fato de todas as amostras das três outras campanhas (total de 394 amostras) terem apresentado resultados abaixo de $15 \mu\text{g.L}^{-1}$. As tabelas com os dados brutos de HPA's por estação e campanha são apresentadas no **Anexo II.5.1.3** deste documento.

Solicitação/Questionamento: Observa-se que no quadro II.5.1.3-2 (pág. 157/259), a legenda informa que as amostras e métodos analíticos foram utilizados no monitoramento dos parâmetros físico-químicos da água, mas na verdade, foram utilizados para monitoramento do sedimento.

(Item II.5.1.3, pág. 37/114)

Resposta/Comentário:

A descrição do quadro foi devidamente corrigida, conforme apresentado a seguir:

Quadro II.5.1.3-2 - Preparo de amostras e métodos analíticos utilizados no monitoramento dos parâmetros físico-químicos e químicos do sedimento nas estações de Amostragem da Plataforma Continental do Estado de Sergipe em 2001, 2002 e 2003 (UFS/PETROBRAS_Araújo, 2004).

Matriz	Parâmetros	Preparo de Amostras	Métodos Analíticos
Sedimentos	Granulometria		<ul style="list-style-type: none"> Pipetagem e peneiramento Pipetagem e peneiramento - SUGUI (1973)
	Matéria Orgânica		<ul style="list-style-type: none"> Combustão em forno a 550°C
	Carbonatos		<ul style="list-style-type: none"> Combustão em forno mufla a 1000 °C
	Metais pesados (exceto mercúrio) Mercúrio	<ul style="list-style-type: none"> Extração com mistura de ácido nítrico, fluorídrico e perclórico 	<ul style="list-style-type: none"> Espectrofotometria de Absorção Atômica – chama e forno de grafite, com corretor background Geração de hidretos
	Hidrocarbonetos	<ul style="list-style-type: none"> NBR 9897 (Planejamento de amostras de Efluentes Líquidos e Corpos Receptores) NBR 9898 (Preservação e Técnicas de Amostragem de Efluentes Líquidos e Corpos Receptores) 	<ul style="list-style-type: none"> EPA 8270* EPA 3540* (Extração Soxhel) EPA 3610* (Limpeza) * Adaptados de acordo com MCCREADY et al (2000)

Solicitação/Questionamento: Os parâmetros físico-químicos mensurados e as discussões dos valores encontrados não foram capazes de demonstrar os significados dos mesmos e qual o efeito na biota.

(Item II.5.1.3, pág. 37/114)

Resposta/Comentário:

Os parâmetros físico-químicos na coluna d'água foram comparados com a

CONAMA 357/05 e encontram-se dentro dos limites considerados adequados para o ambiente, não indicando, portanto, efeitos à biota. Para os hidrocarbonetos e metais, de fato, não foi realizada uma comparação entre as concentrações encontradas e os valores-guias internacionais (PEL e TEL), metodologia esta atualmente utilizada para avaliar a possibilidade de efeitos à biota. Esta abordagem não foi utilizada pelos pesquisadores da UFS, no estudo realizado entre 2001-2003 (o único existente para a região). No relatório final do projeto PCR SEAL – Projeto de Caracterização Regional da Bacia de Sergipe e Sul de Alagoas, em andamento, este aspecto será abordado.

Solicitação/Questionamento: De forma geral seria interessante padronizar todas as concentrações dos HPA's para facilitar as comparações.

(Item II.5.1.3, pág. 37/114)

Resposta/Comentário:

Nos estudos futuros a PETROBRAS dará prioridade à padronização das unidades, levando em consideração o que está sendo utilizado na literatura nacional e internacional.

Solicitação/Questionamento: Outra questão relevante é que durante as análises da qualidade de água e sedimento pouca correlação entre esses dois ambientes foi observada. Em algumas passagens os autores fazem algum tipo de correlação. Solicita-se que nos próximos estudos esses tópicos possam ser ampliados.

(Item II.5.1.3, pág. 37/114)

Resposta/Comentário:

A PETROBRAS entende que integrar as informações entre os compartimentos água e sedimento é importante para entender a complexidade dos ecossistemas marinhos. Porém ressalta que, devido à alta dinâmica dos processos físicos, químicos e biológicos que ocorrem no ambiente marinho e a escala de amostragem temporal diferenciada para água e sedimento, tecer correlações entre esses dois compartimentos no ambiente marinho pode levar a conclusões errôneas. Resultados obtidos no compartimento hídrico fornecem informações instantâneas, enquanto que o sedimento é um compartimento integrador, que reflete um histórico dos eventos sedimentares integrado no tempo.

II.5.1.4 – Geologia e Geomorfologia**II.5.1.4.2 - Características Estratigráficas**

Solicitação/Questionamento: Ainda que se mencione a reserva dos dados precisos sobre os poços a serem perfurados nas linhas sísmicas existentes, por considerá-los o diferencial competitivo para a empresa, foram apresentados os Quadros de Previsão Geológica dos poços previstos que trazem as informações litoestratigráficas e os objetivos de perfuração necessários ao embasamento das análises geoambientais. Contudo, informa-se na Resposta ao Parecer Técnico CGPEG/DILIC/IBAMA Nº 312/11 (Pág. 104/275) que os Quadros de Previsão estariam inseridos no item Caracterização da Atividade do EIA consolidado, quando na verdade foram apresentados no item II.13 – Anexos. Solicita-se maior rigor na elaboração e revisão dos textos apresentados, pois indicações

incorretas de localização de informações relevantes demandam perda de tempo na localização das mesmas.

(Item II.5.1.4.2, pág. 38/114)

Resposta/Comentário:

A PETROBRAS lamenta o equívoco e confirma seu empenho em ter rigor na elaboração e revisão de textos.

II.5.1.4.3 – Características Fisiográficas

A – Características Regionais

Solicitação/Questionamento: Em relação à solicitação de um Mapa Fisiográfico da área emersa local, assinalada no Parecer Técnico CEGEP/DILIC/IBAMA Nº 312/11, embora esteja citado no início do texto deste item que no EIA consolidado seria apresentado o Mapa II.5.1.4-1- Mapa Fisiográfico, ao final do capítulo, não foi localizado. Apresenta-se no local citado, apenas o Mapa Fisiográfico representativo da área dos campos na Figura II.5.1.4-44 (Pág. 243/259).

(Item II.5.1.4.3, pág. 40/114)

Resposta/Comentário:

A PETROBRAS apresenta no **Anexo II.5.1.4.3-2** o Mapa Fisiográfico e Faciológico Regional da Porção Centro-Sul da Bacia de Sergipe/Alagoas, abrangendo desde a foz do Rio São Francisco, em Sergipe, até a cidade de Conde na Bahia, em substituição tanto ao Mapa Fisiográfico representativo da área dos campos (**Figura II.5.1.4-44**), quanto ao Mapa faciológico e batimétrico da região de produção de águas rasas da UO-SEAL (**Figura II.5.1.4-48**).

Solicitação/Questionamento: *Analizou-se o Plano de Emergência para Vazamento de Óleo - PEVO, num esforço, para verificar se a descrição e as características geoambientais das feições emersas da região costeira da área de influência do empreendimento estariam satisfatoriamente contempladas, de modo a suprir a ausência do Mapa Fisiográfico da área emersa. Constatou-se que no âmbito do PEVO o foco principal é a proteção de áreas vulneráveis, descrevendo-se as ações e estratégias para a proteção e limpeza dos ambientes costeiros que apresentam alta sensibilidade à presença de óleo, sendo priorizado nessa categoria os estuários da região (rios Vaza-Barris e Real) e adjacências, não abrangendo contudo, outras feições costeiras existentes. Reitera-se, portanto, a solicitação do Parecer Técnico CEGEP/DILIC/IBAMA Nº 312/11 de apresentação de um Mapa Fisiográfico da região emersa da área de influência.*

(Item II.5.1.4.3, pág. 40/114)

Resposta/Comentário:

No **Anexo II.5.1.4.3-2** é apresentado o Mapa Fisiográfico e Fiológico Regional da Porção Centro-Sul da Bacia de Sergipe/Alagoas, abrangendo desde a foz do Rio São Francisco, em Sergipe, até a cidade de Conde na Bahia.

Solicitação/Questionamento: *Quando se descrevem as unidades fisiográficas da área submersa (Pág. 236/259) faz-se novamente referência ao Mapa II.5.1.4-1- Fisiográfico, que não foi apresentado na versão consolidada do EIA. O mapa fisiográfico com essa referência foi apresentado na Versão 00 e*

solicitada modificação do mesmo, conforme consta no parecer que avaliou o estudo ambiental anteriormente protocolado. O mesmo deverá ser apresentado conforme solicitação inicial.

(Item II.5.1.4.3, pág. 40/114)

Resposta/Comentário:

No **Anexo II.5.1.4.3-2** é apresentado o Mapa Fisiográfico e Faciológico Regional da Porção Centro-Sul da Bacia de Sergipe/Alagoas, abrangendo desde a foz do Rio São Francisco, em Sergipe, até a cidade de Conde na Bahia.

II.5.1.4.4 – Características Faciológicas

Solicitação/Questionamento: *Refere-se o texto em dois momentos de forma incorreta ao Mapa Faciológico que é apresentado na Figura II.5.1.4-47 a saber: no início do item quando cita “Mapa II.5.1.4-2 – Mapa Faciológico, ao final deste capítulo” (Pág. 245/259) e na pág. 247/259 quando informa que a Figura II.5.1.4-46 apresenta o mapa faciológico, a figura citada apresenta os perfis longitudinais dos Cânions Sapucaia e Vaza-Barris. Embora essas ocorrências não comprometam o estudo podem dificultar a interpretação do texto, portanto é recomendável maior cuidado na elaboração e revisão do mesmo.*

(Item II.5.1.4.4, pág. 41/114)

Resposta/Comentário:

A PETROBRAS lamenta o equívoco e reafirma seu empenho em ter rigor na elaboração e revisão de textos.

Solicitação/Questionamento: O Mapa Faciológico Local mostrado na Figura II.5.1.4-47 trouxe maior detalhamento da caracterização faciológica da região dos campos, revelando a distribuição espacial da textura sedimentar da área, que se apresenta conforme estudo “como um mosaico sedimentar, com fácies sedimentares bem distintas, variando entre lama e areia cascalhosa”. Evidencia-se ainda no mesmo Mapa a interação da infraestrutura do empreendimento com a faciologia dos sedimentos do fundo oceânico, possibilitando visualizar que as instalações submarinas terão como suporte, fundos marinhos recobertos por sedimentos, variando predominantemente, desde areia (próximo à costa), a areia lamosa, lama arenosa, lama, areia cascalhosa e cascalho em regiões mais distais da plataforma continental. Contudo, para uma melhor visualização e suporte à tomada de decisão, solicita-se que neste mapa sejam representadas as estruturas a serem instaladas, conforme apresentada na descrição da atividade, e em tamanho maior, ainda que na mesma escala.

(Item II.5.1.4.4, pág. 41/114)

Resposta/Comentário:

A revisão da **Figura II.5.1.4-47**, com a inclusão das informações solicitadas, é apresentada no **Anexo II.5.1.4.3-1**.

Solicitação/Questionamento: Solicita-se, adicionalmente que o mapa faciológico composicional e batimétrico mostrado na Figura II.5.1.4-48 seja rerepresentado e nele seja inserida toda a infraestrutura submarina e plataformas existentes e a serem instaladas no novo projeto, em escala que possibilite visualização adequada da interação da infraestrutura submarina

com o substrato marinho de suporte. Sugere-se como exemplo para a disposição da infraestrutura o utilizado na Figura II.5.1.4-47 Mapa Faciológico da Plataforma Continental de Sergipe na área do empreendimento.

(Item II.5.1.4.4, pág. 41/114)

Resposta/Comentário:

A revisão da **Figura II.5.1.4-48**, com a inclusão das informações solicitadas, é apresentada no **Anexo II.5.1.4.3-2**.

II.5.1.4.5 – Características Geotécnicas

Solicitação/Questionamento: *Consta na revisão do EIA uma caracterização geotécnica baseada em 68 furos que agregaram novas informações da subsuperfície dos campos, mostrando que “no campo de Camorim, prevalece areias siliciclásticas deste a superfície e em profundidade. No campo de Dourado observa-se ocorrência de areias siliciclásticas com ocorrências superficiais de areais de origem calcárea com presença de concreções e corais. Em Guaricema observa-se uma camada superficial de características silto argilosa de espessura variando de cerca de 5 metros à 15 metros sobrejacente a uma camada arenosa silociclástica”. Esclarecer a origem destes corais se a empresa afirma que estes não estão presentes na região.*

(Item II.5.1.4.5, pág. 41/114)

Resposta/Comentário:

A PETROBRAS reconhece o equívoco na informação apresentada no que se refere à presença de corais. Estudos realizados em 2004 (para efeito de

lançamento de cabos elétricos) e em 2008 (para efeito de lançamento de dutos) caracterizam a região com a não ocorrência de corais. O estudo de 2004 (Ecoplam, 2004. Relatório Técnico. Levantamento Geofísico da Rota de Lançamento entre a Base de Atalaia/PGA-3/PDO-1, Plataforma Continental de Sergipe. Natal, RN.), além dos estudos já realizados na primeira etapa do Projeto de Caracterização Regional da Bacia de Sergipe/Alagoas em 2008-2011(Geologia da Plataforma Continental) constatou que o fundo marinho próximo a costa na área dos levantamentos é constituído, predominantemente, por lamas terrígenas passando progressivamente entre 16 e 18 metros de profundidade para areia muito fina lamosa. As lamas constituem depósitos atuais e possuem de modo geral elevada fluidez (alto teor de água), próximo à superfície do fundo. O trecho entre as Plataformas de Guaricema e Dourado é predominantemente carbonático, formado por cascalho de algas calcárias intercalados por estreitas faixas de areia muito fina lamosa. Existem dois bancos carbonáticos proeminentes separados por uma depressão batimétrica atingindo 6 m de relevo relativo. O fundo desta depressão é constituído por areia muito fina lamosa.

O estudo realizado em 2008 (PETROBRAS, 2008. Levantamento Geofísico do Campo de Dourado. Rio de Janeiro, RJ), que teve como principal finalidade caracterizar o fundo marinho e detectar possíveis obstáculos naturais e antrópicos em área que inclui o Campo de Dourado, também confirmou a ocorrência de bioconstruções carbonáticas. As amostras coletadas de sedimentos superficiais indicaram que na área desse campo o material predominante é areia biodetrítica, mas também ocorrem, em boa proporção, areia e lama.

Os resultados das análises realizadas no âmbito da primeira etapa do projeto de caracterização Regional da Bacia de Sergipe/Alagoas (Etapa de Caracterização Geológica) demonstraram que, na porção sergipana da Bacia e foco deste empreendimento, existe a presença de complexos recifais com

presença de assembléias de corais zooxanthellate (Neves *et al.*⁴, 2005) na região conhecida popularmente como "Pedra do Robalo". Nesta localidade foi identificada por Neves *et al.* (2005) a presença de corais endêmicos da espécie *Siderastrea stellata* e *Mussismilia hispida*. A pedra do Robalo está localizada em fundo marinho cascalhoso, na batimetria de -10m e entre os municípios de Pacatuba e Brejo Grande.

Outra área descrita como região com presença de corais na costa de Sergipe é a Pedra do Grageru, localizada no ápice do Canion do Rio Japarutuba. De acordo com informações obtidas em 2005 pela equipe técnica da Expedição Cetáceos do Nordeste, esta feição geológica é uma formação calcária com floresta de gorgônias e corais negros. A espécie de coral *Scolymia welsii* foi registrada em profundidade de 27 metros. Segundo Neves *et al.* (2006), *Scolymia welsii* é a espécie de coral que domina a Pedra do Grageru. Neves *et al.* (2005) identificaram duas espécies de corais Scleractinia: *Montastraea cavernosa* e *Madracis decactis*.

Solicitação/Questionamento: Quanto à caracterização da interação entre as fácies sedimentares e a estabilidade dos equipamentos e meio ambiente, asseguram a realização rotineira, através de sondagens, do levantamento das características geotécnicas para as locações que receberão os diversos tipos de estruturas de produção, definindo assim, a estratigrafia e os parâmetros geotécnicos de interesse. Embasados nessas informações é feita uma avaliação da interação das estruturas com o suporte físico que receberão as mesmas.

Citam-se os diversos estudos de fundo que são efetuados

⁴ NEVES, E. G.; JOHNSON, R.; SAMPAIO, C. L. 2005. **An Unexpected Coral Assemblage in Submerged Reefs of the Sergipe State**. In: II Congresso Brasileiro de Oceanografia, Vitória-ES.

quando da realização de perfurações de poços, instalação de unidades fixas de produção (jaquetas) e equipamentos submarinos, tais como “templates”, “manifolds” e outros. Afirma-se ainda, que na implantação dos sistemas dutoviários e de cabos elétricos é fundamental o conhecimento dos aspectos fisiográficos e faciológicos para a definição das rotas apropriadas, relacionando sempre a estabilidade hidrodinâmica desses sistemas às características do solo de fundação.

Solicita-se que após a instalação dos equipamentos, sejam apresentados laudos técnicos comprovando que a estabilidade geotécnica das locações onde foram instaladas as estruturas (dutos, plataformas fixas, manifolds, etc.), fundamentados nos estudos efetivamente realizados.

(Item II.5.1.4.5, pág. 42/114)

Resposta/Comentário:

A PETROBRAS confirma que, após a instalação dos equipamentos, enviará os laudos técnicos comprovando a estabilidade geotécnica das locações onde foram instaladas as estruturas.

II.5.1.4.6 – Análise das Geopressões

Solicitação/Questionamento: *A análise dos gradientes de pressões dos campos apresentadas tanto no texto quanto nas Figuras II.5.1.4-50 a II.5.1.4-52 avalia satisfatoriamente a geopressão dos campos de um modo regional, entretanto, não há referência em relação a solicitação expressa no Parecer Técnico CEGEP/DILIC/IBAMA Nº 312/11 de apresentar e analisar os gráficos de geopressões em função da profundidade para os poços a serem perfurados com as seguintes curvas:*

pressão nos poros dos corpos sedimentares, pressão de fratura, pressão litostática e pressão hidrostática. A ausência dessas informações impossibilita a avaliação isolada de cada poço e do seu significado para um cenário de riscos ambientais. Reitera-se o atendimento da solicitação.

(Item II.5.1.4.6, pág. 43/114)

Resposta/Comentário:

As curvas de geopressões dos poços DO-35, GA-70 e GA-74, que são exploratórios, são apresentadas a seguir. É também apresentada a curva do GA-75 que, embora esteja em reservatório depletado, avaliações recentes indicam que o mesmo pode ter pressão original. As curvas dos demais poços exploratórios e dos poços de desenvolvimento da produção serão levantadas a partir da análise de dados sísmicos e outras informações. A PETROBRAS compromete-se a apresentá-las até 30 dias antes do início previsto para a perfuração do poço correspondente.

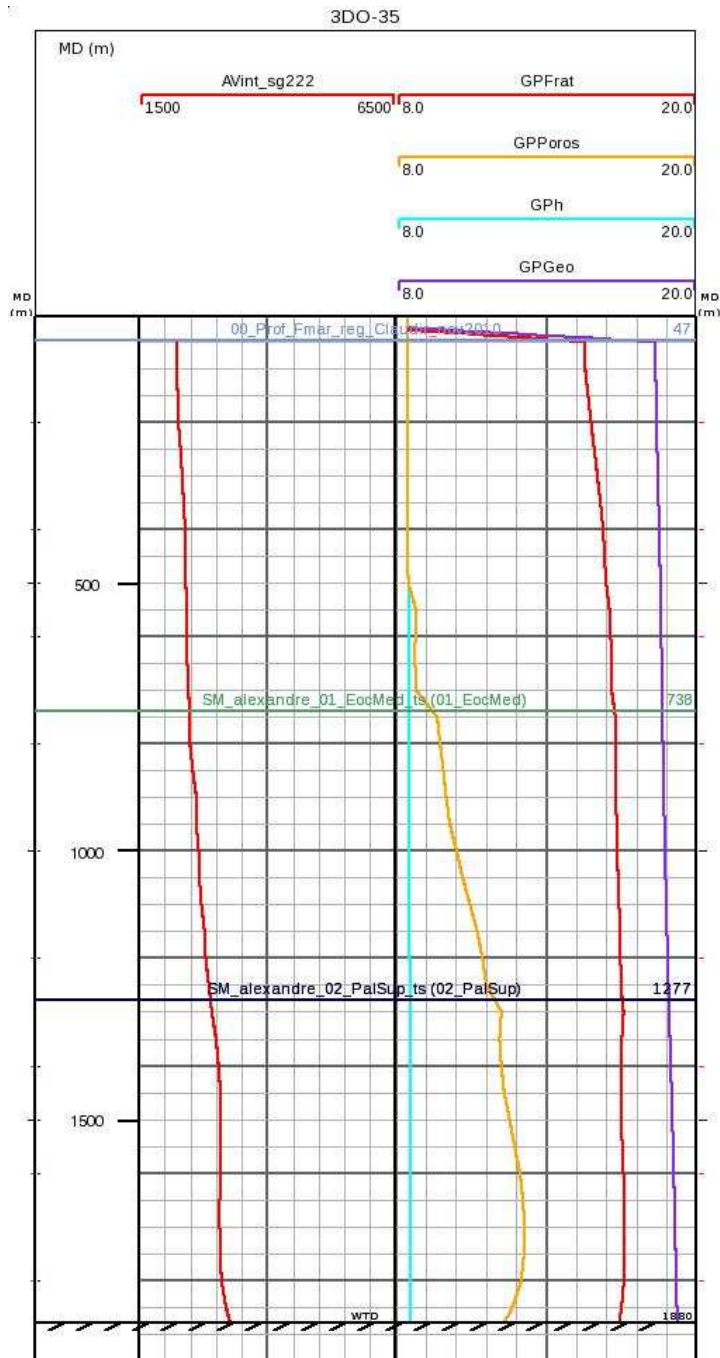


Figura II.5.1.4.6-1 - Gráfico com modelo de geopressões do poço 3-DO-35-SES. Gradientes de pressão (lb/gal) - GPGeo – de Sobrecarga; GPFRat – de Fratura; GPPoros – de Poros; GPh – Hidrostática.

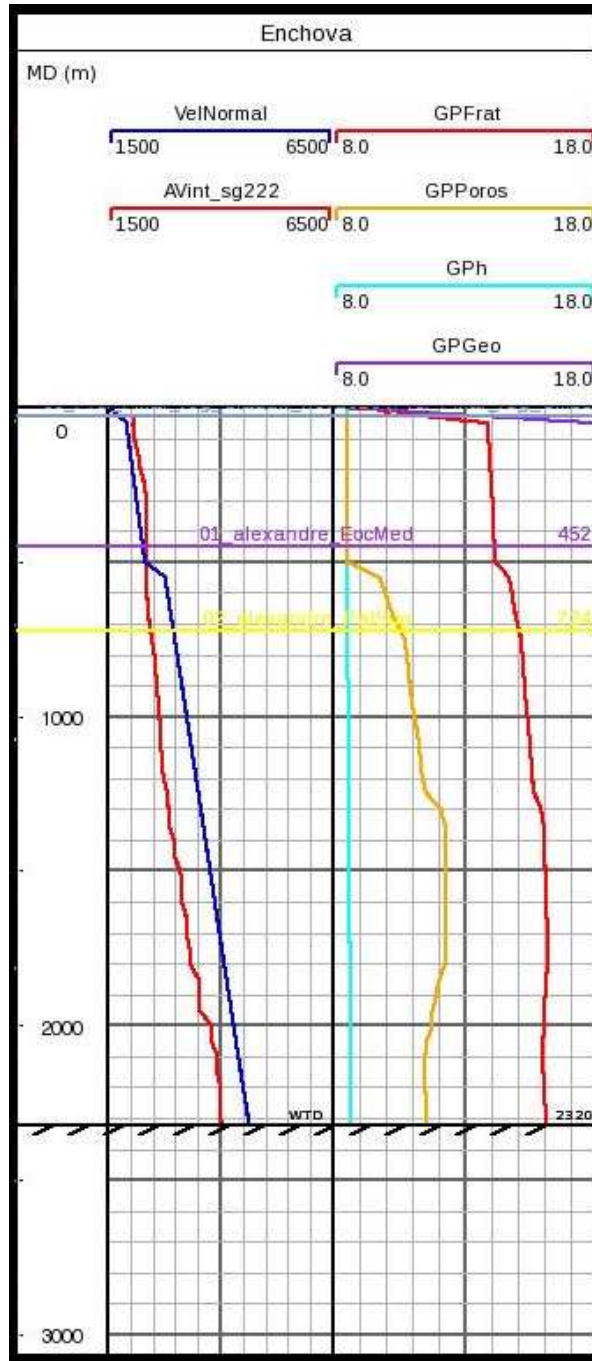


Figura II.5.1.4.6-2 - Gráfico com modelo de geopressões do poço 6-GA-70-SES. Gradientes de pressão (lb/gal) - GPGeo – de Sobrecarga; GPFrat – de Fratura; GPPoros – de Poros; GPh – Hidrostática.

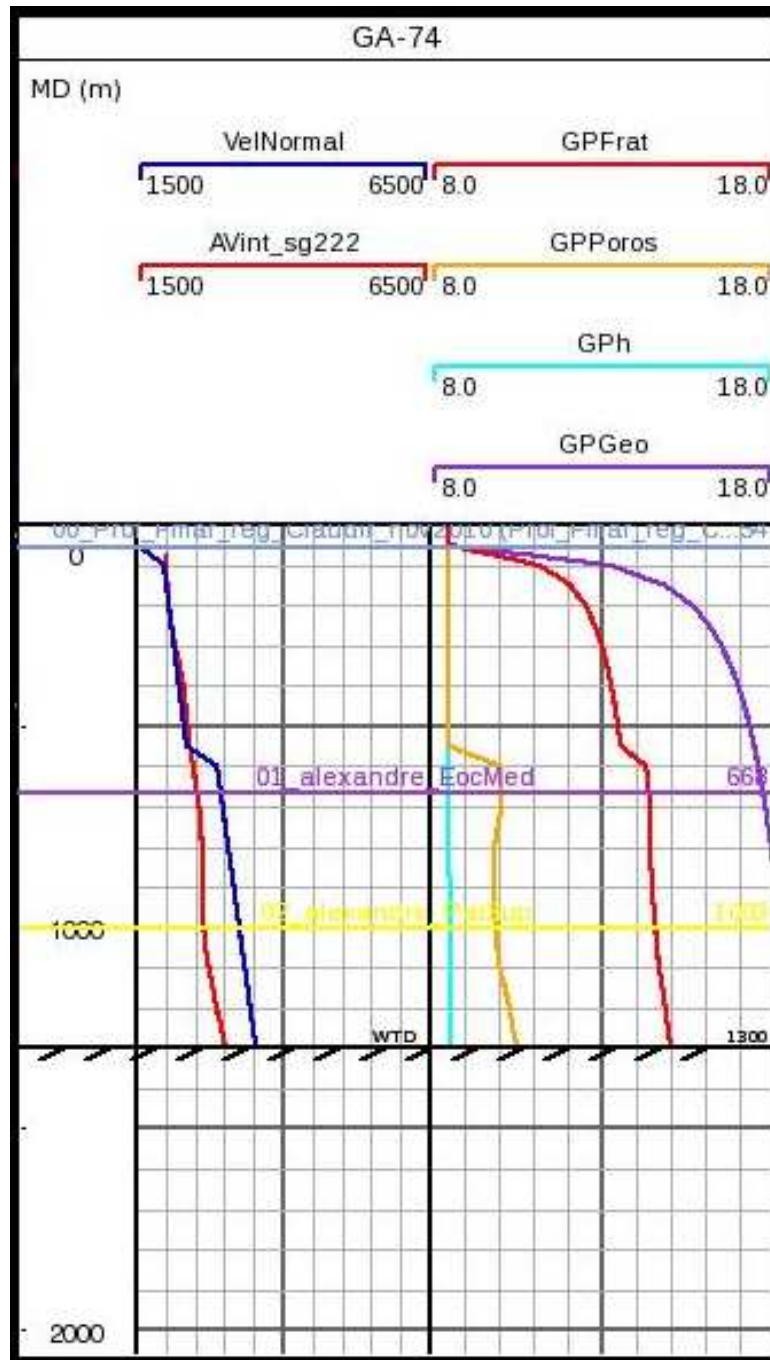


Figura II.5.1.4.6-3 - Gráfico com modelo de geopressões do poço 3-GA-74-SES. Gradientes de pressão (lb/gal) - GPGeo – de Sobrecarga; GPFrat – de Fratura; GPPoros – de Poros; GPh – Hidrostática.

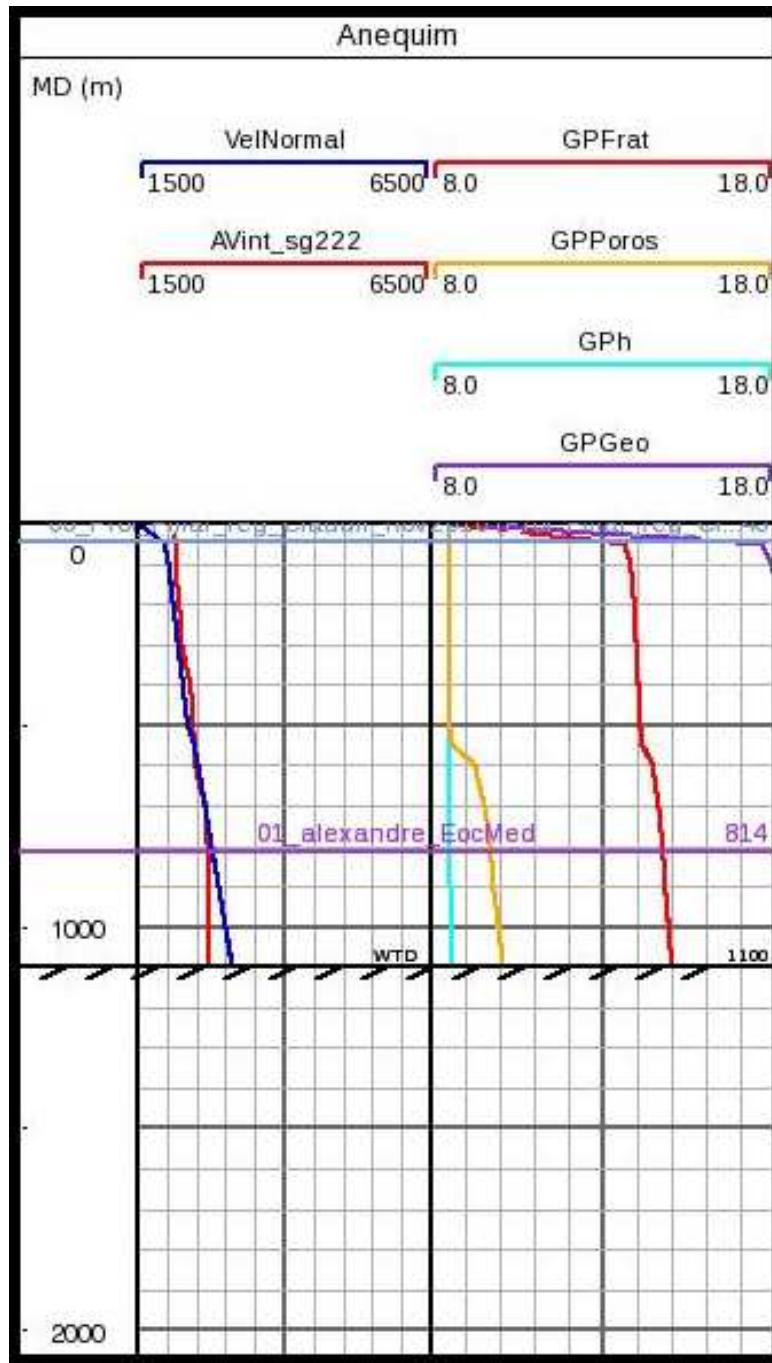


Figura II.5.1.4.6-4 - Gráfico com modelo de geopressões do poço 3-GA-75-SES. Gradientes de pressão (lb/gal) - GPGeo – de Sobrecarga; GPFrat – de Fratura; GPPoros – de Poros; GPh – Hidrostática.

Solicitação/Questionamento: Em que pese a análise satisfatória das geopressões dos campos, considera-se que questionamentos específicos relativos aos impactos sobre a integridade do capeamento dos reservatórios, quando submetido a sucessivas injeções de água sob pressão e a retirada dos fluidos dos mesmos possam provocar danos à sua capacidade de vedação, gerando eventuais vazamentos, não foram satisfatoriamente atendidos.

(Item II.5.1.4.6, pág. 43/114)

Resposta/Comentário:

Como o objetivo do projeto de injeção de água é a reposição da energia do reservatório, restabelecendo a pressão a nível próximo das pressões originais, porém sem atingir a pressão de fratura das formações (os valores de pressões previstos no projeto para injeção de água estão cerca de 75% menores que os valores da pressão de fraturamento), torna-se improvável que a injeção cause rupturas nas rochas selantes, provocando vazamentos ou reativação de falhas. As propriedades geomecânicas serão obtidas durante a perfuração dos novos poços e com esses dados serão realizadas simulações com dados reais, permitindo uma melhor análise da integridade de capeamento do reservatório.

Solicitação/Questionamento: Foi informada a pressão máxima de injeção no reservatório de 240 kgf/cm² para o campo de Camorim e de 140 kgf/cm² para os campos de Dourado e Guaricema. Considera-se que não houve uma avaliação sobre a capacidade dos diversos reservatórios de cada campo operarem na pressão descrita, e que também foi insatisfatória a avaliação da interferência da pressão máxima de injeção sobre as fissuras e/ou fraturamentos e sobre os selantes de falhas pré-existent

nas adjacências dos reservatórios, de modo a desestabilizar esses sistemas, vindo a fragilizar o capeamento dos mesmos e canalizar o óleo ao substrato marinho. Solicita-se uma abordagem aprofundada que venha dirimir essas dúvidas, assim como a consideração dessas possibilidades nos cenários de risco.

(Item II.5.1.4.6, pág. 43/114)

Resposta/Comentário:

Reservatórios submetidos à injeção de água estão sujeitos a pressões de injeção que podem levar a propagação de fraturas e/ou reativação de falhas. O conhecimento destas pressões é importante para que se possa gerenciar o processo de injeção de modo a evitar comunicação indesejada do reservatório com outras formações ou até mesmo com a superfície.

Casos reais de reativação de falhas, devido a projetos de injeção de água em diversas partes do mundo, desencadearam diversos projetos e desenvolvimento de aplicativos para estudos geomecânicos. Os dados utilizados nestes estudos estão associados ao campo de tensões atual dos reservatórios, parâmetros geomecânicos, propriedades de rochas, dados sísmicos, mapa de pressões, entre outros.

Estudos geomecânicos com o objetivo de estudar possibilidades de reativação de falhas passaram a ser utilizados com mais intensidade na PETROBRAS no fim da década de 1990 e, mais frequentemente, a partir dos anos 2000. A obtenção dos dados necessários para estes estudos dependia de coleta de dados especiais na perfuração dos novos poços.

Os estudos para os projetos de injeção de água nas concessões de Camorim, Dourado e Guaricema iniciaram em meados dos anos 2000 e, desde o início desta década, não foram perfurados poços novos nas concessões de águas rasas nas quais pudessem ser obtidos os dados necessários para estudos específicos de geomecânica.

Na apresentação dos projetos de injeção de água dos campos de Camorim, Dourado e Guaricema aos especialistas da empresa para validação técnica houve a recomendação da coleta de dados necessários para estudos geomecânicos na perfuração dos novos poços. A análise recomendou, principalmente, as seguintes tarefas: (1) obtenção de testemunho orientado, (2) realização de mini-fracs,⁵ (3) corrida de perfis sônicos, de densidade e de imagem, etc.

Os dados obtidos através dos procedimentos definidos no parágrafo anterior seriam utilizados, junto com outros dados, em aplicativos analíticos e numéricos que poderiam definir as pressões máximas de injeção em cada campo.

A análise dos especialistas recomendou também que a pressão de injeção fosse, no máximo, igual à pressão original em cada reservatório, enquanto não houvesse resultados de estudos geomecânicos para cada concessão.

A PETROBRAS, para obter alguns resultados preliminares para esta questão, encomendou ao CENPES algumas análises utilizando os dados existentes e/ou correlações de literatura. Transcrevemos abaixo um estudo realizado pelo CENPES em 2011 para os reservatórios de Camorim, Dourado e Guaricema, com base em teoria existente sobre o assunto e utilizando procedimento desenvolvido para as concessões da Bacia de Campos.

INTRODUÇÃO

Este relatório descreve uma metodologia simplificada para a estimativa das pressões máximas que devem ser atingidas nas posições das falhas dos campos de Camorim, Dourado e Guaricema, de modo a evitar a

⁵ *Mini-fracs* são testes de calibração dos fraturamentos, onde se bombeia o gel de fraturamento e, com os resultados, são obtidos valores de vários parâmetros que governam a operação de fraturamento, tais como o coeficiente de filtração do fluido, a pressão de fechamento da fratura considerada na maioria dos casos como equivalente a tensão horizontal mínima. A partir destes dados podem ser inferidas informações tais como permeabilidade do reservatório, extensão da fratura ou pressão de propagação, permitindo um melhor dimensionamento da operação de fraturamento hidráulico.

reativação dessas falhas ou, pelo menos, a sua propagação para longe do reservatório.

DADOS DOS CAMPOS

Os campos de Camorim, Dourado e Guaricema estão localizados em águas rasas na Bacia de Sergipe-Alagoas, em lâminas d'água variando de 15 a 40 m.

Tabela I – Dados dos campos de Camorim, Dourado e Guaricema

DADOS GERAIS	Camorim	Dourado	Graricema
Lâmina d' água (m)	14 - 25 m	30 m	30 a 60 m
Profundidade (m)	2000 m	1100 m	1100 - 1400 m
Tipo de Arenito (consolidado x friável)	Consolidados (Arenito e Conglomerados)	Arenito Inconsolidado	Arenito Inconsolidado
Porosidade média	10.2% (9% a 17%)	30-40%	20-30%
Permeabilidade média	22 mD (1mD a 200mD)	200 - 1000 mD	200 - 1000 mD
Espessura da camada onde está sendo ou vai ser feita a injeção (m)	Até 10 m (espess. Zonas superiores - CPS-1, 2, 3A) Até 25 m (espess. Zonas superiores - CPS-3B, 5, 6, 7) 30 a 60 m (espess. total das zonas em um mesmo poço)	2 a 4 m	-9 m
Vazão de injeção atual ou prevista (m ³ /d)	350 a 600 m ³ /d/poço	300 a 500 m ³ /d	300 a 400 m ³ /d
Pressão estática média no início da injeção ou reinjeção (estimada) (kgf/cm ²)	60 a 150	20 - 30	25 - 30
Índice de injetividade típico	4 (m ³ /d/kgf/cm ²)	5 (m ³ /d/kgf/cm ²)	6 (m ³ /d/kgf/cm ²)
Temperatura da água injetada (em condições de fundo de poço)	30 °C	29 °C	29 °C
Temperatura do reservatório	110 °C	65 °C	68 °C
Alcance das falhas acima do reservatório (a que distância da superfície ou do leito do oceano elas acabam)	~ 300 m	~ 300 m	260 a 270 m
Magnitude e direção das tensões vertical e horizontais (máxima e mínima)	ND	ND	ND
Gradiente de fratura (quebra)	0,67 a 0,75 psi/ft	0,55 a 0,6 psi/ft	0,55 a 0,6 psi/ft
Parâmetros geomecânicos (Módulo de Young, Coeficiente de Poisson, Coesão e Ângulo de atrito)	Módulo de Young: 3,3 x 10+6 psi - Coeficiente de Poisson: 0,25 - Gradiente litostático: 1,03 a 1,04 psi/ft - Ângulo de mergulho da falha com a horizontal: 83°	ND	ND
Tipo de poço (vertical ou horizontal)	Vertical e Direcional (inclinação até 35°)	Vertical/Direcional	Vertical/Direcional
Intervalo canhoneado (poço vertical) ou comprimento do poço (se horizontal)	2 a 6 m (canhoneio em uma zona) 20 a 40 m (canhoneio total poço - máximo 7 zonas)	2 - 6	~11
Distância entre poços	350 a 800 m (maiores espaçamentos na área oeste do campo)	600 a 900 m	450 a 1100 m
Distância dos poços para as falhas	Muito variadas (há inclusive poços que cortam falha - caso do injetor CM-70D)	125 a 350 m	200 a 375 m
Estimativa de perda de produção (VPL) em função de perda de cota de injeção (por limitação da pressão de injeção).	(Não prevista devido garantia de injetividade na pressão de fratura)	Não prevista - a idéia é injetar no limite abaixo da pressão de fratura	Não prevista - a idéia é injetar no limite abaixo da pressão de fratura

Obs 1. O estudo considerou também mapas estruturais mostrando a localização dos poços e das falhas e seções geológicas ortogonais às falhas, mostrando a inclinação das demais.
Obs 2. ND – Não disponível.

Os dados não disponíveis são estimados a partir da teoria da elasticidade ou por correlações da literatura.

CRITÉRIOS PARA OBTENÇÃO DE PRESSÃO MÁXIMA DE INJEÇÃO

A reativação de uma falha pode ocorrer por cisalhamento, por fraturamento hidráulico ou por ambos os fenômenos. No caso de cisalhamento, a pressão máxima na falha pode ser obtida descrevendo-se o estado de tensões atuante na formação, normalmente feita através do círculo de Mohr em um gráfico de tensão cisalhante vs tensão normal efetiva, e um critério de ruptura após o aumento de pressão devido à injeção de água.

Após algum tempo de injeção, a pressão do reservatório irá subir, reduzindo sua tensão efetiva, de modo que ocorrerá uma trajetória de tensões (stress path) do círculo, que irá caminhar pelo gráfico até encontrar uma envoltória de ruptura, que pode ser representada por uma curva ou uma reta.

Normalmente, em função da forma como é feita a análise, calcula-se a variação (delta) de pressão em relação à pressão original. A pressão calculada é sempre na posição da falha que, dependendo da distância ao poço injetor, pode ser bem diferente da pressão de injeção do poço.

O segundo critério, de fraturamento hidráulico, consiste em limitar a pressão de injeção pela tensão horizontal mínima, conforme será visto adiante.

O programa desenvolvido no CENPES se baseia na teoria do adensamento unidimensional, ou seja, pressupõe que o reservatório esteja submetido a um estado de tensões padrão de tensão vertical e tensões horizontais máxima e mínima e que seu comprimento seja muito maior que a sua espessura [Fjaer et all, 2002].

O programa utiliza as equações da teoria da elasticidade para relacionar as tensões e deformações e as condições de contorno de tensão vertical invariante e deformações horizontais nulas.

Desta forma, as trajetórias de tensões (stress path), ou seja, as variações das tensões efetivas vertical e horizontal atuantes na formação em função da variação de pressão podem ser escritas como:

$$\Delta\sigma_v' = -\alpha\Delta p \quad (1)$$

$$\Delta\sigma'h = \Delta p(A - \alpha) \quad (2)$$

Onde α é o coeficiente de Biot e A é dado por:

$$A = \Delta\sigma h / \Delta p \quad (3)$$

Um valor teórico de A pode ser obtido pela teoria do adensamento. Uma hipótese bastante utilizada é definir o valor $A = 0$, assumindo que a tensão horizontal mínima também varia muito pouco no reservatório e principalmente no folhelho adjacente, onde se quer de fato verificar a reativação da falha. Desta forma:

$$\Delta\sigma h' = -\alpha\Delta p \quad (4)$$

O critério de Mohr-Coulomb é utilizado com envoltória de ruptura, conforme esquematizado na **Figura I**. Durante a injeção de água, a pressão na falha aumenta, reduzindo a tensão efetiva e o círculo de Mohr caminha para a esquerda até encontrar a reta de ruptura, onde ocorre a reativação da falha.

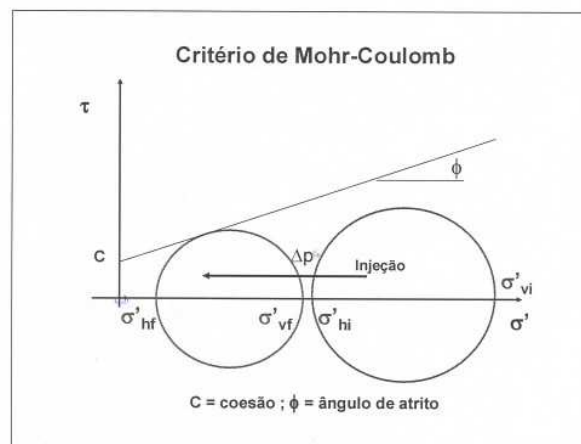


Figura I – Critério de Mohr-Coulomb para cálculo da pressão máxima para evitar reativação por cisalhamento

Os parâmetros mais importantes nesta análise são, portanto, as tensões atuantes na formação no início da injeção de água e os dados de coesão, coeficiente de Biot, ângulo de atrito e ângulo da falha com a horizontal.

Em função da insuficiência de dados, foram admitidas as seguintes hipóteses:

- 1 - Coesão nula na falha;
- 2 – Ângulo de atrito de 18° (utilizado no GT Geomecânica da Bacia de Campos) [Costa et all, 2009];
- 3 – A tensão vertical foi calculada baseada no gradiente litostático fornecido, de 1,035 psi/ft em média;
- 4 – Coeficiente de Biot igual a 1;
- 5 – Resistência à tração nula;
- 6 – Coeficiente de expansão térmica da rocha: $1 \times 10^{-6} 1/^\circ\text{C}$
- 7 – A tensão horizontal foi calculada a partir do coeficiente de empuxo da tensão horizontal mínima efetiva K_0 , dado por:

$$K_0 = \sigma_h / \sigma_v \quad (5)$$

Este coeficiente pode ser calculado a partir da teoria da elasticidade, ou pelo gradiente de fratura da formação, a partir de operações de fraturamento ou ainda pelo valor típico da bacia. Os valores obtidos a partir da teoria da elasticidade e do gradiente de fratura foram muito baixos, da ordem de 0,3 a 0,4. Os valores utilizados no GT Geomecânica [Costa et all, 2009] foram de ordem de 0,5 a 0,6, inclusive para os campos de terra estudados naquela época.

Adotaram-se aqui os valores de $K_0 = 0,45$ para Camorim (mais profundo) e $K_0 = 0,55$ para Dourado e Guaricema (mais rasos).

A tensão horizontal mínima pode então ser obtida pelo Princípio de Terzaghi/Biot:

$$\sigma_h = \sigma_v + \alpha \Delta p \quad (6)$$

Conhecendo-se a tensão horizontal mínima, pode-se calcular a pressão máxima de injeção para que a falha não se reative por fraturamento hidráulico. Essa situação ocorre quando a tensão efetiva se anula e a falha perde completamente a sua estabilidade.

A pressão será então igual à tensão horizontal mínima mais a resistência à tração da falha (normalmente considerada nula) menos um possível efeito de temperatura caso a frente de avanço da água atinja a falha. Nesse caso, a pressão máxima será dada então por:

$$P_{mf} = \sigma_h + T - S_t \quad (7)$$

Onde T é a resistência à tração da falha.

O efeito de redução de temperatura será dado por:

$$S_t = \beta (T_r - T_i)E / (1 - \nu) \quad (8)$$

Onde:

β - coeficiente de expansão térmica

T_r - temperatura do reservatório

T_i - temperatura de injeção em condições de fundo de poço

E - módulo de elasticidade

ν - coeficiente de Poisson

Utilizando a Equação 7 sem considerar o efeito de temperatura, a pressão máxima de injeção para evitar que a falha se reative por fraturamento hidráulico para Camorim será de 296 kgf/cm² e para Dourado e Guaricema de 155 kgf/cm². Esses valores não devem ser alcançados em nenhuma hipótese.

No caso em que a frente de injeção alcance a falha ou que o poço injetor esteja muito próximo da falha, os valores acima sofrerão uma redução devido à temperatura (Equação 8) de aproximadamente 25 kgf/cm² para Camorim (máximo de 271 kgf/cm²) e 11 kgf/cm² para Dourado e Guaricema (máximo de 144 kgf/cm²). Estes valores poderão ser maiores caso se considere um valor maior para o coeficiente de expansão térmica da rocha.

ANÁLISE DAS PRESSÕES

Os valores de pressão máxima admissível para evitar reativação da falha por fraturamento hidráulico foram maiores que os de cisalhamento, de modo estes últimos serão recomendados para dimensionar as pressões máximas, por estarem a favor da segurança: **Camorim, máximo de 271 kgf/cm² e Dourado e Guaricema, máximo de 144 kgf/cm².**

O estudo do CENPES ainda comenta que os valores obtidos neste trabalho foram resultados da utilização de modelos semianalíticos simplificados, onde diversas hipóteses simplificadoras foram assumidas em função da insuficiência de dados disponíveis.

As recomendações deste estudo estão aderentes com as recomendações feitas pelo grupo de especialistas que validou o projeto tecnicamente e serão atendidas pela PETROBRAS. Os resultados das análises dos dados a serem obtidos nas primeiras perfurações que serão realizadas nas concessões de Camorim, Dourado e Guaricema serão utilizados num estudo completo de simulação geomecânica que definirá quais serão os valores máximos de pressão de injeção para os reservatórios destas concessões.

No que se refere a considerações sobre as possibilidades, nos cenários de risco, de impactos sobre a integridade do capeamento dos reservatórios, entende-se que a garantia de operação abaixo das pressões máximas previstas é uma condição intrinsecamente segura, já que os sistemas de injeção não seriam capazes, ao serem dimensionados adequadamente, de produzir pressões superiores às pressões máximas de projeto.

II.5.2 - Meio Biótico

Solicitação/Questionamento: Reitera-se a solicitação de revisão do Item II.11 – Bibliografia, que novamente não contempla as citações do Item II.5.2, não segue as normas ABNT, conforme solicitado no TR nº029/08, nem realiza as correções apontadas no PT nº 312/11. Além disso, novamente foram verificados nomes das espécies com erros de grafia por todo o documento – cuidado que deve ser tomado nas respostas futuras deste e de outros processos de licenciamento.

(Item II.5.2, pág. 44/114)

Resposta/Comentário:

O Item bibliografia relativo ao meio biótico foi devidamente revisado e é reapresentado no **Anexo II.11** da Resposta ao Parecer Técnico CGPEG/DILIC/IBAMA nº 537/11. As correções de grafia de nomes de espécies

no Item II.5.2 – Meio Biótico foram realizadas e a revisão deste item é apresentada no **Anexo II.5.2**.

A) Unidades de Conservação (UC's)

Solicitação/Questionamento: Na página 03/213 do EIA é relatado que “Das 16 categorias de UC's previstas pelo SNUC, 2 são de proteção integral e 14 de uso sustentável.” Esta informação é equivocada uma vez que o SNUC define apenas 12 categorias de Unidades de Conservação, sendo 05 de Proteção Integral e 07 de Uso Sustentável, sendo que a informação apresentada provavelmente refere-se a categorização das Unidades de Conservação presentes na área de estudo. A listagem das UC's foi revista, incluindo na Rev.01 algumas RPPN, o que elevou o total UC's na área de estudo de 12 para 16: sendo 14 de uso sustentável — uma em Alagoas, dez em Sergipe e três na Bahia — e duas de proteção integral — uma em Alagoas e uma em Sergipe.

(Item II.5.2, pág. 44/114)

Resposta/Comentário:

A PETROBRAS confirma que a informação de fato se refere à categorização das UC's presentes na área de estudo. O texto foi devidamente corrigido e é apresentado na revisão do Item II.5.2 – Meio Biótico (**Anexo II.5.2, pág. 19/229**).

Solicitação/Questionamento: Mesmo após a revisão, o estudo ainda apresenta inconsistências, tais como: (i) a citação da área de 47 hectares (pág. 8/209) da Área de Proteção Ambiental

(APA) do Litoral Norte de Sergipe, quando na realidade são aproximadamente 473,12 Km², ou seja, 47.312 hectares; (ii) na tabela Tabela II.5.2-2 não foi incluída a UC Paisagem Natural Notável do Rio Sergipe e (iii) na Figura II.5.2-12 não está identificada a RPPN do Caju.

(Item II.5.2, pág. 44/114)

Resposta/Comentário:

As alterações pertinentes foram devidamente realizadas e estão apresentadas na revisão do Item II.5.2 – Meio Biótico (**Anexo II.5.2**), respectivamente nas páginas (i) 24/229, (ii) 44 e 45/229 e (iii) 47/229.

Solicitação/Questionamento: Faz-se necessário ainda esclarecer, conforme Artigo 25 da Lei 9.985 de 2000 (SNUC), que as Unidades de Conservação caracterizadas como Área de Proteção Ambiental APA e Reserva Particular do Patrimônio Natural não possuem Zona de Amortecimento, portanto, as zonas de amortecimentos apresentadas devem ser suprimidas tanto na “Figura II.5.2-12 - Mapa das Unidades de Conservação presentes na área de estudos do empreendimento” (pág. 30/209) quanto no “Mapa de Sensibilidade Ambiental da Área de Influência da Atividade”. Em ambos os mapas, solicita-se ainda, a correção da legenda quanto à localização da APA Morro do Urubu (06) e do Parque Municipal Ecológico de Tramandaí (07), pois os mesmos se encontram invertidos. Solicita-se, portanto reapresentação da Tabela II.5.2-2 e Figura II.5.2-12 com as devidas correções.

(Item II.5.2, pág. 44/114)

Resposta/Comentário:

As inconsistências relacionadas à representação da zona de amortecimento na **Figura II.5.2-12** e à inversão de UC's na legenda foram devidamente sanadas, conforme revisão do Item II.5.2 – Meio Biótico (**Anexo II.5.2, pág. 45/229**).

B) Áreas de Desovas e Alimentação de Quelônios

Solicitação/Questionamento: O texto foi revisto, entretanto as informações ainda carecem de maior detalhamento, especialmente nas áreas com risco de toque de óleo. Informações já obtidas pela empresa, executadas no âmbito do PRMEA, por exemplo, não foram utilizadas para descrição das áreas.

(Item II.5.2, pág. 45/114)

Resposta/Comentário:

Entende-se que o registro de encalhes seja uma forma indireta e menos precisa para determinar a distribuição das espécies, uma vez que a carcaça ocorrida numa praia pode corresponder a um animal morto em uma área diferente daquela onde a carcaça foi encontrada. Portanto, para a definição das áreas de ocorrência de quelônios foram utilizadas informações disponíveis na literatura referentes a áreas de desova e alimentação de quelônios marinhos na região, em grande parte levantadas pelo Projeto TAMAR/ICMBio durante suas atividades de monitoramento de desovas e estudos de telemetria.

Solicitação/Questionamento: O mapa com a delimitação das áreas conhecidas de concentração de ocorrências não reprodutivas para a espécie Chelonia mydas, apresentada na Figura II.5.2-13 da página 34/209, da forma como apresentado, confere a errônea impressão de que as ocorrências de Chelonia

*mydas limitam-se à costa do estado da Bahia. A delimitação pode ser estendida à região de Sergipe, referenciando inclusive os dados apresentados no 1º Relatório Anual do Programa Regional de Monitoramento de Encalhes e Anormalidades (PRMEA) na Área de Abrangência da Bacia Sergipe/Alagoas. Neste relatório, a espécie *Chelonia mydas* foi a de maior ocorrência, com 62% do total de indivíduos distribuídos por toda a área monitorada pelo PRMEA. Este mesmo relatório ressalta que: "... embora o litoral sul de Alagoas, Sergipe e norte da Bahia não sejam áreas de desova regulares de *C. mydas* (MARCOVALDI & MARCOVALDI 1999), o predomínio desta espécie dentre os quelônios mortos na praia e o elevado número de indivíduos encalhados (596) demonstra a importância da área para o crescimento de indivíduos da espécie durante sua fase de desenvolvimento".*

(Item II.5.2, pág. 45/114)

Resposta/Comentário:

A **Figura II.5.2-13** foi substituída na revisão do Item II.5.2 – Meio Biótico e é apresentada no (**Anexo II.5.2, pág. 55/229**), de modo a abranger também o litoral do estado de Sergipe para as ocorrências não-reprodutivas de *Chelonia mydas*. Para dar suporte a tal correção, foi utilizada como referência a seguinte publicação: ALMEIDA, A.P.; SANTOS, A.J.B.; THOMÉ, J.C.A.; BELLINI, C.; BAPTISTOTTE, C.; MARCOVALDI, M.A.; SANTOS, A.S. & LOPEZ, M. 2011b. Avaliação do estado de conservação da tartaruga marinha *Chelonia mydas* (Linnaeus, 1758) no Brasil. Biodiversidade Brasileira 1, 18-25.

C) Caracterização dos Recursos Pesqueiros, Aves e Mamíferos Marinhos

Solicitação/Questionamento: Quanto aos mamíferos marinhos, as informações sobre os sirênios foram rerepresentadas de modo satisfatório. Sobre os cetáceos identificou-se a ocorrência de 06 espécies de misticetos e 11 de odontocetos, sendo mais frequentes a baleia-jubarte, o boto-cinza, golfinho-nariz-de-garrafa e o golfinho-de-climene. Com base em dados secundários e em algumas campanhas de observação a empresa conclui que: “O registro da espécie na área do empreendimento durante a temporada do inverno Antártico caracteriza a região como rota migratória com avistagens de grupos de baleia-jubarte com filhotes próximos a foz do rio São Francisco (CENPES, 2004). Esta informação demonstra que a atividade de exploração de petróleo, presente na região desde a década de 1960, não é fator impeditivo para a rota migratória e repovoamento da antiga área utilizada pela espécie” (pág. 111-112/209). Estranha-se tal afirmação uma vez que em nenhum dos estudos citados buscou-se mensurar os impactos da atividade na rota migratória tampouco em taxas reprodutivas, para que a empresa pudesse apresentar tais conclusões.

O que se pode observar com as informações apresentadas é apenas registro da ocorrência e comportamento de determinadas espécies na região.

Caso a empresa tenha algum estudo específico, que avalie o impacto da atividade nesta região, o IBAMA solicita que seja apresentado.

(Item II.5.2, pág. 45/114)

Resposta/Comentário:

O estudo realizado pela PETROBRAS/CENPES em 2004 e citado na Revisão 01 do EIA teve dentre seus objetivos “Determinar o padrão de deslocamento das baleias jubarte e o uso do habitat na costa nordestina através da identificação individual”. Como resultado, foi observado que a região de Sergipe próxima a foz do São Francisco apresentou grande número de visualizações de baleias-jubarte o que demonstra a utilização da área pela espécie independentemente da presença das plataformas em águas rasas em Sergipe. A afirmação de que “a atividade de exploração de petróleo,..., não é fator impeditivo para a rota migratória e repovoamento da antiga área utilizada pela espécie” fundamenta-se nas observações deste estudo e nas informações existentes sobre as áreas históricas de utilização da espécie. Vale observar que não foi inserido no texto qualquer mensuração/quantificação de impacto da atividade na rota migratória e repovoamento de antigas áreas de utilização da baleia-jubarte.

Solicitação/Questionamento: Apesar de informar que para o gênero Stenella foi considerada a área de ocorrência como sendo toda a faixa oceânica a partir da borda do talude, tal informação não está apresentada na Figura II.5.2-72. Solicita-se atualização da mesma.

(Item II.5.2, pág. 46/114)

Resposta/Comentário:

A **Figura II.5.2-72** foi corrigida para incluir a área de ocorrência do gênero *Stenella* e é reapresentada na nova versão do item II.5.2 – Meio Biótico (**Anexo II.5.2, pág. 132/229**).

E) Espécies Vulneráveis, Chave, Indicadoras da Qualidade Ambiental, de Interesse Econômico e/ou Científico, Raras, Endêmicas e Ameaçadas de Extinção

Solicitação/Questionamento: A empresa revisou o item identificando agora 32 espécies ameaçadas de extinção e/ou sobreexplotadas que ocorrem na área de estudo. Destas, quatro são representantes do grupo dos cetáceos, uma do grupo dos sirênios, cinco são do grupo das aves, quatro dos quelônios, doze são representantes do grupo dos peixes e seis são do grupo dos crustáceos. Esse total continua não correspondendo às espécies citadas ao longo do item II.5.2 – Meio Biótico. Solicita-se revisão deste tópico em consonância com o item II.5.2.

(Item II.5.2, pág. 46/114)

Resposta/Comentário:

Foi incluída na lista de espécies ameaçadas, na revisão do Item II.5.2 – Meio Biótico, o Poliqueta *Diopatra cuprea* (**Anexo II.5.2, pág. 223/229**).

F) Ecossistemas Costeiros (Praias Arenosas, Costões Rochosos, Estuários, Restingas e Manguezais)

Solicitação/Questionamento: Esse item foi complementado pela empresa que informa a ausência de costões rochosos na região de estudo (há identificação apenas de 04 estruturas artificiais) e caracteriza as restingas. Foi solicitado no TR e reiterado no PT nº 312/11 a necessidade de apresentação da

extensão de todos ecossistemas em mapa, entretanto apenas as restingas e as estruturas artificiais foram espacializadas. Solicita-se, novamente, a apresentação dos mapas para os outros ecossistemas descritos e sua interface com o projeto em questão.

(Item II.5.2, pág. 46/114)

Resposta/Comentário:

O mapa com os Ecossistemas Costeiros e suas respectivas extensões está apresentado na revisão do Item II.5.2 – Meio Biótico (**Anexo II.5.2, Figura II.5.2-104, pág. 217/229**).

***Solicitação/Questionamento:** A informação sobre o anexo com o inventário de espécies identificadas em coletas realizadas em 1980, 1981, 1996 e 1997 nos estuários dos rios Sergipe, Vaza-Barris e Piauí foi removida do EIA – Rev.01. Solicita-se que estas informações sejam apresentadas na discussão e integração dos dados oriundos do PCR – SEAL.*

(Item II.5.2, pág. 47/114)

Resposta/Comentário:

A PETROBRAS confirma que o inventário de espécies planctônicas e bentônicas dos principais estuários da costa de Sergipe (Sergipe, Vaza-Barris, Real-Piauí e São Francisco) será atualizado através de levantamento bibliográfico e será apresentado no relatório final do PCR - SEAL. Será feita a integração e discussão sobre o padrão de distribuição das espécies nos estuários, plataforma continental e talude da Bacia de Sergipe.

G) Caracterização dos Locais de Instalação das Estruturas Submarinas e Comunidades Biológicas Diretamente Impactada

Solicitação/Questionamento: *Esse item não foi apresentado no EIA – Rev.01. O PT 312/11 fez a seguinte solicitação: “Solicita-se contrapor de forma objetiva a caracterização dos locais das estruturas submarinas, como dutos, poços, arvores de natal molhadas, plataformas, etc., com as comunidades biológicas diretamente impactadas. O que se almeja é a informação do local de instalação, conforme solicitado no TR: “caracterizar de forma detalhada os locais de instalação das estruturas submarinas (dutos, poços, plataformas, etc...) no que diz respeito às comunidades biológicas que serão diretamente impactadas. Esta caracterização deverá fazer uso de dados primários, como por exemplo, imagens de ROV e dados de side-scan sonar, para indicar, de forma conclusiva, a presença, ou não, de recifes de coral (incluindo corais de águas profundas) e bancos de algas ou moluscos na área afetada. As informações deverão ser reunidas em um mapa detalhado, em escala adequada à visualização, com indicações da batimetria e faciologia, no qual estejam representadas as estruturas submarinas a serem instaladas”.*

No documento de resposta ao PT no 312/11 o empreendedor informa: “O Projeto de Caracterização Regional da bacia de Sergipe e Alagoas (PCR-SEAL), em andamento, tem como foco a caracterização física, química, geológica e biológica da bacia. A caracterização detalhada dos locais de instalação das estruturas submarinas quanto às comunidades biológicas que serão diretamente afetadas é realizada previamente à instalação

do empreendimento quando da definição exata da locação. Estes dados primários são por vezes obtidos com uso de equipamentos ROV ou side-scan sonar, a depender da necessidade e aspectos ambientais que demandem o uso destes. Assim sendo, a PETROBRAS apresentará as informações com detalhes regionais no EIA consolidado e realizará a investigação mais detalhada previamente a instalação das suas estruturas submarinas.” Deste modo, a empresa deverá apresentar o projeto e realizar a caracterização detalhada conforme solicitação do Termo de Referência necessariamente antes da emissão da LI para instalação das estruturas submarinas. O projeto deverá ser encaminhado para aprovação prévia por essa CGPEG.

(Item II.5.2, pág. 47/114)

Resposta/Comentário:

Esclarece-se que a caracterização detalhada quanto às comunidades biológicas dos locais de instalação das estruturas submarinas associadas ao projeto não está atrelada ao Projeto de Caracterização Regional da Bacia de Sergipe e Alagoas (PCR-SEAL): por ser este um projeto de pesquisa e não de avaliação de impacto, a localização dos pontos de coleta do PCR-SEAL foi cuidadosamente escolhida de forma que as estações estivessem o mais distante possível das atividades petrolíferas já existentes na região.

Já a investigação mais detalhada da área mencionada refere-se à atividade regularmente realizada pela Engenharia da PETROBRAS em preparação para a instalação de estruturas submarinas. Esta investigação é feita de modo a identificar a possível presença de obstáculos, sejam naturais ou antrópicos, no leito oceânico, que possam vir a danificar tais estruturas ou ser danificados por elas. Em caso positivo, faz-se um desvio da rota, no caso de tubulações, ou a mudança de locação, no caso de plataformas, poços ou *manifolds*.

Tal levantamento na região de instalação dos principais dutos e poços previstos no projeto já foi feito e se encontra refletido nos mapas apresentados no **Anexo II. 2.17** deste documento. Quanto às áreas de interesse ainda não avaliadas, está previsto um mapeamento ainda este ano, de forma que os resultados possam ser apresentados ao IBAMA previamente à instalação das respectivas estruturas submarinas.

H) Caracterização dos Locais de Instalação em Terra e Ecossistemas Diretamente Impactados

Solicitação/Questionamento: Conforme PT 312/11, foi solicitado contrapor de forma objetiva a caracterização dos locais das estruturas em terra (ex.: dutos, canteiro de obras, etc...) com os ecossistemas diretamente impactados. O que se almeja é a informação do local de instalação, conforme solicitado no TR:“(...) caracterizar de forma detalhada os locais de instalação no que diz respeito aos ecossistemas diretamente impactados (ex.: manguezais, restingas, etc.). Deverão ser indicadas as Área de Preservação Permanente (APP's) afetadas, bem como explicitada a necessidade ou não de supressão de vegetação. Estas informações deverão ser apresentadas em mapa em escala adequada à visualização, no qual estejam também representadas as estruturas a serem instaladas”.

Esse item não foi apresentado no EIA – Rev.01.

(Item II.5.2, pág. 47/114)

Resposta/Comentário:

A PETROBRAS informa que as estruturas em terra necessárias para execução do projeto estarão concentradas no do Pólo de atalaia e uma faixa de praia confrontante ao referido Pólo. No **Anexo II.2-18a** é apresentada planta com

indicação da área de trabalho, área de vegetação a ser suprimida e outros detalhes de interesse e no **Anexo II.2-18b** é apresentada planta indicando o trajeto a ser utilizado por máquinas que serão utilizadas para abertura de valas.

Considerando que na área do pólo, serão utilizadas as instalações e acessos já existentes, os ecossistemas diretamente impactados podem ser limitados à área da praia, onde será necessária a supressão de vegetação.

Na faixa da praia, área diretamente afetada pelo empreendimento, observa-se o domínio do ecossistema do bioma restinga, com maior concentração na faixa livre da energia das ondas e rareando com a aproximação da maré. É constituída por indivíduos pioneiros arbóreos, arbustivos e herbáceos que ocorrem sobre praias estreitas e arenosas, sendo sistemas de baixa diversidade, pouco densos e sem indícios de flora ameaçada de extinção. Em relação à fauna da área a ser suprimida, foi identificada a presença do crustáceo decápoda *Ocypode quadrata* (Maria-farinha) (**Figura II.5.2-1**).



Figura II.5.2-1 - Exemplo de *Ocypode quadrata* (maria-farinha)

A região apresenta gramíneas das espécies *Sporobulus virginicius*, *Lycopodium sp.e Paspalum vaginatum concentradas* na área mais próxima a via, variando de acordo com o afastamento do mar e a estabilidade do solo **(Figura II.5.2-2)**.



Figura II.5.2-2 - Vegetação característica de Restinga com pontos de *Conocarpus erectus*.

Quanto mais o terreno se aproxima do mar, fica mais exposto à salinidade, conseqüentemente, ocorre uma redução da cobertura vegetal e o predomínio de vegetações herbáceas do tipo *Canavalia rósea*, *Ipomea pés-caprea* e *Ipomea stolonifera* **(Figura II.5.2-3)**.



Figura II.5.2-3 - Fotografia da *Ipomea stolonifera* encontrada na área

Constataram-se alguns focos de vegetação *Conocarpus erectus*, principalmente próximo ao píer do "Banho Doce" (**Figura II.5.2-4**). Por não ser característica de restinga e não estar presente em levantamentos pretéritos da região, como o levantamento realizado em 2008 para implantação de cabeamento elétrico, credita-se sua presença à disseminação natural da vegetação e à disponibilidade de água na área.



Figura II.5.2-4 - Exemplo de foco de *Conocarpus erectus* na área

Observa-se também, na área próxima ao “Banho Doce” e na área de recepção da drenagem pluvial (próxima a via), uma concentração de *Hydrocotyle bonariensis* e exemplares de *Terminallia catappa* (amendoeira) (**Figura II.5.2-5**). A fixação dessa vegetação está associada à disponibilidade de água com baixa salinidade nestas áreas.



Figura II.5.2-5 - Área próxima ao "Banho doce"

As restingas de Sergipe são áreas altamente antropizadas e, assim como em outros estados, grande parte da sua porção praial são utilizadas para atividades recreativas, esportivas e culturais. As atividades turísticas também são frequentes na região (OLIVEIRA et al., 2007).

Assim, será considerado um afastamento que preserve o máximo possível a vegetação de maior porte que se desenvolveu no entorno do "Banho Doce". Para a execução das atividades de lançamento de dutos é previsto o isolamento de uma faixa de praia confrontante ao Pólo Atalaia de aproximadamente 15.000m². Contudo, a área de efetivo revolvimento de solo e supressão da vegetação compreende apenas, uma faixa de 3.250 m² de área, como pode ser observada no **Anexo II.2-18a**.

Solicitação/Questionamento: *Em resposta ao PT nº 312/11 o empreendedor informa: "O canteiro de obras destinado à*

instalação de dutos a que se refere o estudo apresentado estará situado no interior do Pólo de Atalaia, localizado na praia de mesmo nome. No trecho compreendido entre estas instalações e a faixa de areia na praia, há uma vegetação característica de restinga a qual não será impactada pela atividade. Somente o trecho de areia da praia será escavado para a passagem dos dutos que estarão sendo transferidos do canteiro de obras, via subsolo, até a área escavada próxima ao nível médio da maré.”. Solicita-se esclarecimento acerca do modo de acesso das máquinas ao local, de modo a não impactar a restinga, conforme exposto pela empresa.

(Item II.5.2, pág. 48/114)

Resposta/Comentário:

A PETROBRAS retifica a informação sobre impactos à vegetação, esclarecendo que haverá um pequeno trecho de restinga que será impactado, conforme indicado no **Anexo II.2-18a**. Todas as medidas necessárias para a recuperação da área serão tomadas, conforme projeto apresentado no **Anexo II.7**.

Quanto ao acesso de máquinas à área de trabalho, esclarece-se que elas ficarão estacionadas no Pólo Atalaia e seguirão, diariamente, para a área de lançamento dos dutos através da rodovia adjacente ao Pólo. Para o acesso à praia será utilizado um acesso aberto pela Prefeitura de Aracaju para o trânsito de veículos pesados que transportam equipamentos para a realização de eventos, coleta de lixo, entre outras atividades, seguindo pela faixa de areia sem vegetação até a locação. A região encontra-se bastante antropizada, como é possível ser verificado na imagem apresentada no **Anexo II.2-18b**.

As máquinas ficarão estacionadas no Pólo Atalaia e seguirão, diariamente, para a área de lançamento dos dutos através da rodovia adjacente ao Pólo. Para o acesso à praia será utilizado um acesso aberto pela Prefeitura de

Aracaju para o trânsito de veículos pesados que transportam equipamentos para a realização de eventos, coleta de lixo, entre outras atividades, seguindo pela faixa de areia sem vegetação até a locação. A região encontra-se bastante antropizada, como é possível ser verificado na imagem apresentada no **Anexo II.2-18b**.

II.5.4 - Análise Integrada e Síntese da Qualidade Ambiental

Solicitação/Questionamento: *As informações apresentadas na Análise Integrada e Síntese da Qualidade Ambiental devem ser condizentes com as do item “Diagnóstico Ambiental” e deverão ser revistas conforme solicitações apontadas neste parecer, onde couber.*

(Item II.5.4, pág. 48/114)

Resposta/Comentário:

O Item II.5.4 - Análise Integrada e o Item II.5.2 - Meio Biótico foram revisados, buscando-se sempre a consonância de informações, e são reapresentados, respectivamente, nos **Anexos II.5.2 e II.5.4**.

Solicitação/Questionamento: *As Unidades de Conservação foram revistas e também estão em consonância com o descrito no item de Diagnóstico Ambiental. Registra-se apenas que o item II.5.2-A foi atualizado com a inserção de RPPN's e as mesmas não foram atualizadas no mapa de sensibilidade.*

(Item II.5.4, pág. 48/114)

Resposta/Comentário:

O Mapa de Sensibilidade foi devidamente revisado com a inserção das informações referentes às RPPN's e é reapresentado no **Anexo II.5.4**.

Solicitação/Questionamento: *Entretanto, o questionamento referente ao item “II.5.4.3.5 - Declividade da Face da Praia” não foi atendido. Foi solicitada a descrição dos litorais com declividade moderada, da mesma forma que foi feita para os litorais com inclinação alta e baixa, porém não constam no EIA – Rev.01 maiores informações sobre a declividade da área de estudo, conforme indicado no documento de resposta ao PT nº 312/2011. Solicita-se que tal descrição seja ampliada.*

Entende-se que a classificação de sensibilidade ambiental utilizada não leva em consideração apenas a declividade, porém este fator é bastante importante, pois com ele inferem-se informações sobre a energia de ondas e o tipo de substrato. A Tabela II.5.4.4-1 não apresenta as declividades, conforme informado no documento de resposta ao PT nº 312/11, mas sim, de maneira geral, as feições costeiras relacionadas aos Índices de Sensibilidade Ambiental. O questionamento inicial pretendia esclarecer qual a declividade foi atribuída a cada uma das feições costeiras da região estudada, que não foram aqui apresentadas, tampouco no item II.5.1. As referências citadas no item II.5.1, como “Fontes e Santos (2006)” (pág. 228/257), que poderiam trazer essas informações, não foram localizadas no item II.11. A empresa deverá esclarecer como determinou para os ambientes litorâneos a declividade, o tipo de substrato, a exposição à energia das ondas e marés para realizar a classificação apresentada.

(Item II.5.4, pág. 49/114)

Resposta/Comentário:

A PETROBRAS esclarece que os trabalhos que determinaram a sensibilidade ambiental da área objeto envolveram observações de campo por pesquisadores da área costeiro/oceânica com objetivo de identificar as principais feições da área estudada e gerar *inputs* para a determinação dos Índices de Sensibilidade Ambiental adotados pela Empresa no seu mapa de sensibilidade. A declividade foi determinada visualmente e, quando considerado necessário, fez-se uso de clinômetro para tal determinação. Da mesma forma, o tipo de substrato e exposição à energia das ondas e marés também foram adotadas com o método de observações visuais em campo. A planilha "Declividades_Sensibilidade.xls" anexa a esta resposta em meio digital (**Anexo II.5.4-1**) informa os trechos estudados, bem como suas declividades e demais atributos utilizados para a definição da sensibilidade ambiental utilizada no EIA.

Solicitação/Questionamento: O mapa de sensibilidade ambiental foi revisado, incluindo as informações sobre o diagnóstico do meio biótico, mas não as referentes aos novos resultados da modelagem de óleo. Solicita-se atualização.

No Mapa II.5.4-1 "Mapa de Sensibilidade Ambiental da Área de Influência da Atividade", não foi grafado no estuário do Rio Sergipe a presença das atividades socioeconômicas de Pesca Artesanal. Em virtude de indícios de que neste estuário ocorrem atividades deste tipo, a CGPEG solicita esclarecimentos e eventuais ajustes que confirmem ou não a existência desta sensibilidade ambiental local. No mesmo mapa é indicada sensibilidade para o turismo na área do Campo de Camorim. Solicitamos esclarecimentos se há atividades turísticas tais como pesca de mergulho ou outras sobre este campo de produção de petróleo. Já no Município de Barra dos Coqueiros não foi

identificada no mapa a sensibilidade das atividades de turismo local. Solicitamos esclarecimentos.

(Item II.5.4, pág. 49/114)

Resposta/Comentário:

O mapa de sensibilidade foi devidamente revisado, incluindo a atualização da modelagem de dispersão de óleo. Foi feita a inclusão da pesca artesanal no estuário do Rio Sergipe, a exclusão da atividade de turismo do Campo de Camorim e sua inclusão no município de Barra dos Coqueiros. O mapa de sensibilidade atualizado é apresentado na revisão do Item II.5.4 – Análise Integrada (**Anexo 01, pág. 53/53**).

II.6 - IDENTIFICAÇÃO E AVALIAÇÃO DOS IMPACTOS AMBIENTAIS

***Solicitação/Questionamento:** O item foi completamente revisto pela empresa, especialmente quanto a forma de apresentação, tornando-o mais claro e objetivo. Os atributos foram definidos e foi apresentada a avaliação dos impactos reais da atividade de perfuração (inclui fases de mobilização, perfuração e desmobilização) e de produção (inclui fases de instalação, operação e desativação). Os impactos potenciais foram analisados quanto aos efeitos do óleo bruto e combustível.*

No EIA-Rev.01 foram identificados 24 impactos reais para a atividade de perfuração, decorrentes de 10 aspectos ambientais, sendo que 14 referem-se ao ambiente natural (meios físico e biótico) e 10 ao socioeconômico. Para a atividade de produção, identificou-se 25 impactos reais decorrentes de 10 aspectos, dos quais 11 são referentes ao ambiente natural e 14 ao meio

socioeconômico. A maioria dos impactos identificados para as atividades de perfuração e produção foram considerados de magnitude “média” e “pequena” importância tendo em vista o fato de que os impactos, em sua maioria, foram avaliados como “temporários” e “reversíveis”.

Como magnitude “alta” apenas foram citados impactos para fase de Operação na interferência na atividade pesqueira (devido ao trânsito de embarcação de apoio e à presença física das plataformas e estruturas submarinas) e incremento das economias local, estadual e nacional através da geração de royalties, devido a produção de hidrocarbonetos. Na fase de Perfuração não foram identificados impactos de “alta” magnitude. A “alta” importância foi associada à interferência na comunidade bentônica e atividade pesqueira devido ao trânsito de embarcações e ao incremento das economias local, estadual e nacional através da geração de royalties, devido a produção de hidrocarbonetos, em ambas as fases. Em algumas situações os impactos reais tenderam a ser subestimados, especialmente quanto ao meio biótico.

A comunidade bentônica, por exemplo, é afetada pela ancoragem e remoção das unidades de perfuração; presença física das plataformas de perfuração, produção e estruturas submarinas; descarte de cascalho com fluido de perfuração aderido; lançamento e remoção de dutos e plataformas. Apesar desses impactos serem considerados “locais”, a perfuração de 44 poços é um impacto considerável, deste modo classificar a magnitude e importância como “média” e “pequena” não é coerente. Além disso, todos esses impactos foram considerados “reversíveis” quando deveriam ser considerados “parcialmente reversíveis” ou até mesmo “irreversível” pois não se conhece o

tempo necessário, nem se de fato irá ocorrer, a recuperação da área de deposição de cascalhos e enterramento dos dutos.

(Item II.6, pág. 49/114)

Resposta/Comentário:

Visando atender a esta CGPEG/IBAMA, os impactos sobre a comunidade bentônica foram reavaliados e reclassificados quanto aos atributos magnitude e reversibilidade. Em consonância com a metodologia aplicada neste estudo, a magnitude desses impactos foi alterada para alta pelo fato das interferências promovidas nos bentos ocorrerem em estrutura e funções da comunidade. A reversibilidade, por sua vez, foi alterada para parcialmente reversível pela impossibilidade de estimativa temporal no que diz respeito à recuperação do fator afetado, mesmo se observando uma tendência ao restabelecimento das condições ambientais anteriores. No entanto, de acordo com a metodologia utilizada, mesmo com essas alterações, a importância de tais impactos permanece pequena, em função do cruzamento dos atributos permanência, abrangência espacial e magnitude. As alterações mencionadas estão sendo apresentadas na matriz atualizada, que consta no **Anexo II.6.1-3** desta Resposta.

Solicitação/Questionamento: *A interferência com a comunidade nectônica é prevista quando da ancoragem e remoção das unidades de perfuração; trânsito de embarcações de apoio; presença física das plataformas e estruturas submarinas; geração de ruídos e luminosidade; descarte de efluentes e resíduos orgânicos; lançamento dos dutos, instalação e remoção das novas plataformas e estruturas submarinas; presença física das plataformas e estruturas submarinas. Em especial quanto ao aspecto “geração de ruídos e luminosidade” o impacto não poderia ser classificado como “local” devendo ser*

“extra-regional” já que algumas espécies de cetáceos e quelônios marinhos são migratórias e mesmo que se observe a presença de alguns indivíduos na região, não se pode excluir a possibilidade de efeitos fisiológicos e comportamentais.

(Item II.6, pág. 50/114)

Resposta/Comentário:

A classificação do aspecto abrangência espacial em relação às alterações esperadas sobre a comunidade nectônica, tanto nas fases de produção quanto na perfuração, foi alterada visando atender as solicitações. Considerando que o impacto incidirá interferindo na distribuição de espécies altamente migratórias o referido aspecto foi reclassificado como extrarregional. Destaca-se que esse atributo foi alterado em todos os impactos e não somente naquele relacionado ao aspecto “geração de ruídos e luminosidade”, conforme pode ser verificado nas matrizes de impacto atualizada apresentadas no **Anexo II.6.1-3** desta Resposta.

***Solicitação/Questionamento:** Ainda sobre o aspecto “geração de ruídos e luminosidade” não foi analisado o efeito na atividade de pesca, turismo e lazer para perfuração e operação.*

(Item II.6, pág. 50/114)

Resposta/Comentário:

A equipe técnica avaliou que o aspecto “geração de ruídos e luminosidade” não gera impacto de relevância sobre as atividades de pesca, turismo e lazer. Essa constatação está embasada em uma avaliação sobre como as atividades são realizadas na região e nos diversos registros disponíveis referentes às interações da Petrobras com as comunidades da sua área de influência. Como condicionante do licenciamento ambiental marítimo, há muitos anos são realizadas reuniões anuais com as comunidades, como parte do Programa de

Comunicação Social Regional, abrangendo um público que inclui representações de setores da pesca, do turismo e do lazer, entre outros. Outro programa de intensa interação com comunidades é o PEAC, também em execução há vários anos. Em ambos os casos, o aspecto que se destaca é o de interferência com áreas de pesca, não havendo questionamentos sobre ruídos e luminosidade, nem registro de problemas afetando o turismo e lazer. Destaca-se ainda que não há registros de reclamações referentes a estes mesmos temas no canal de comunicação 0800 079 3434 disponibilizado de modo permanente e gratuito para contatos das comunidades. Cabe ressaltar que na audiência pública realizada em novembro de 2011 para o licenciamento deste empreendimento, também não foram registrados questionamentos sobre o aspecto de geração de ruídos e luminosidade.

Impactos Reais das Atividades de Perfuração (Fases de Mobilização, Perfuração e Desmobilização)

Solicitação/Questionamento: De modo geral a empresa esclareceu os questionamentos referentes aos impactos reais da perfuração (mobilização, perfuração e desativação) solicitados no PT nº 312/11, permanecendo ainda alguns questionamentos citados abaixo.

A empresa esclareceu que a plataforma ESV “é uma unidade similar às plataformas autoelevatórias (PA), diferenciando-se destas apenas por possuir propulsão própria e mecanismo de aproximação por posicionamento dinâmico”, desta forma estaria contemplada na análise de impactos. O impacto sonoro da cravação do revestimento da primeira fase foi incluído no EIA – Rev.01, considerando a “interferência na comunidade neotônica” no aspecto “geração de ruídos e luminosidade” e destacado

como etapa mais significativa em relação a este impacto, com duração média de 04 dias. Entretanto não foi avaliada a interferência das frequências deste sons em comparação com as faixas auditivas da biota presente na área. Além disto, não foi apresentada nenhuma medida mitigadora ou de monitoramento.

(Item II.6, pág. 51/114)

Resposta/Comentário:

Jefferson et al. (2009) descreve a cravação como um método utilizado não só na indústria do petróleo como em diversas outras atividades da construção civil como a construção de pontes e instalação de geradores eólicos e outras fontes de energia renovável. Uma análise sobre cravação, realizada em 1996 em Hong Kong, na qual o martelo gerou um estampido máximo de 90 kJ em água com 6-8 metros de profundidade, demonstrou que foi produzido um pico de 160-170 dB re 1 μ Pa na banda de 400-800 Hz de um-oitavo de freqüência a 250 m de distância do bate-estaca; 150-160 dB re 1 μ Pa na banda de 200-600 Hz à 500m e cerca de 140-160 dB re 1 μ Pa na banda de 200-300 Hz à 1000m. A menor energia de 120 dB esteve presente em todas as três distâncias para o limite superior de freqüência medido de 25,6 kHz. Richardson et al. (1995) descreve o ruído resultante da atividade de cravação durante atividade de perfuração como acima de 131-135 dB re 1 μ Pa a uma distancia de 1 km quando o condutor cravado estava a mais de 20 m de profundidade da plataforma. Em contraste, o ruído de largo espectro na mesma distancia foi de apenas 100-106 dB. Descrevem ainda que durante as marteladas, os estampidos ocorrem a cada 3 segundos e duração do sinal de 0,2 segundos, com sinais transitórios com componentes mais potentes nos 30-40 Hz e 100 Hz. Por outro lado, os autores relatam outros estudos que apresentam ruídos com 25-35 dB abaixo dos ruídos ambientais nas bandas de 50 a 200 Hz.

As freqüências acústicas mais importantes são bastante variáveis conforme o tipo de organismo em questão. As grandes baleias tendem a utilizar os sons de

baixa frequência (< 1000 Hz) alcançando a faixa do ultrassom (abaixo do nível mínimo de audição humana: < 20 Hz). A comunicação entre os golfinhos ocorrem principalmente acima dos 1000 Hz e os sons gerados na ecolocalização estão acima dos 150 kHz (Nummela, 2009). Os peixes, de uma maneira geral, parecem ter uma capacidade auditiva similar nas baixas frequências e variam consideravelmente nas altas frequências resultante de variações morfológicas (ex: presença de bexiga natatória, conectividade desta com o ouvido interno, volume de ar). Em geral possuem seu ótimo auditivo abaixo dos 1000 Hz (Wahlberg e Westerberg, 2005). As tartarugas marinhas apresentam a maior sensibilidade auditiva na região de baixa frequência de 250 a 1000 Hz (Bartol e Musick, 2003).

Como a maior energia da cravação está abaixo dos 1000 Hz, é assumido que a atividade pode ser particularmente nociva para os mysticetos os quais possuem ótimo auditivo nas baixas frequências, mesmo podendo alcançar os pequenos cetáceos devido a um residual na faixa da unidade de kHz. Não existem muitas informações detalhadas sobre a reação de mamíferos marinhos a cravação. Foca-comum (*Phoca vitulina*) afasta-se das áreas de cravação, Toninha-comum (*Phocoena phocoena*) apresenta o mesmo comportamento e o Golfinho-corcunda-do-Indo-Pacífico (*Sousa chinensis*) realizou o mesmo somente durante o período de cravação (associado a outras atividades) retornando tão logo a construção do píer foi concluída. Os autores informam que há especulação que a cravação pode mascarar fortemente a vocalização do golfinho-nariz-de-garrafa aos 9 kHz com 10-15 km e prejudicar a vocalização aos 40 Km. Entretanto, esta especulação utilizou o conhecimento de cravação em terra e as curvas de sensibilidade do golfinho para esta estimativa, sem considerar informações comportamentais e fisiológicas diretas. Madsen et al. (2006) analisando o efeito da cravação de estacas para a instalação de turbinas eólicas para mamíferos marinhos concluem que devido a uma curta duração e baixo ciclo (duração entre um sinal individual e o intervalo de repetição dos sinais) dos sons de cravação, não é esperado problemas

significativos de mascaramento para os animais.

Como medidas mitigadoras Jefferson et al. (2009) destacam o uso de jaquetas ou cortinas de ar e o procedimento de elevação gradativa da energia. Cortina de ar na água pode gerar um ambiente de impedância e absorver o choque de um explosivo ou som. Este método tem sido usado em águas rasas para reduzir o impacto de sons percussivos nas proximidades de tanques-redes. Em um experimento realizado durante a construção de um píer temporário de abastecimento em Hong Kong foi instalada uma cortina de ar em lâmina d'água com profundidade de 6-8m na qual proporcionou a redução de largo-espectro em 3-5 dB, com grande redução (acima de 25 dB) na faixa entre 400 Hz e 6,4 kHz. Entretanto, foi evidenciado que o som se propagou pelo substrato, o que tornou a medida pouco efetiva. Esta não seria uma medida viável para os casos das perfurações nos blocos de águas rasas de Sergipe devido profundidade média dos locais a serem perfurados (Würsig et al. 2000).

O uso do “*ramping up*” ou aumento gradativo da energia tem recebido forte atenção dos especialistas da área, havendo pouca informação quanto a sua efetividade. Robinson et al. (2007) realizou a caracterização do pulso sonoro gerado pelo bate-estaca durante a realização do procedimento de aumento gradativo e verificou que o mesmo é efetivo para o aumento gradativo do ruído gerado. As marteladas foram elevadas dos 80kJ para 800kJ, proporcionando um aumento do ruído em torno de 12 dB entre as energias despedidas. Jefferson et al. (2009) sugerem que o protocolo utilizado para o procedimento de aumento gradativo deve seguir o seguinte: (1) varredura da área para certificar-se da ausência de espécies vulneráveis, (2) iniciar o procedimento com a produção de sons percussivos de baixo nível de energia e (3) atingir a energia máxima com contínuo monitoramento de espécies vulneráveis no raio de 500m da atividade.

Considerando que: (1) o uso de cortina de ar não apresenta boa efetividade na redução do ruído gerado pela cravação, (2) que as profundidades de

perfuração previstas no projeto tornam a adoção das cortinas de ar inviável, (3) que o procedimento de “*ramping up*” apresentou resultado positivo no teste de aumento gradativo do pulso sonoro, (4) que o tempo previsto para a atividade de cravação em cada perfuração é de apenas quatro dias e (5) que o projeto prevê a presença de profissionais treinados para o monitoramento de mamíferos marinhos, quelônios e aves durante as atividades de perfuração, a Petrobras decidiu por adotar, como medida mitigadora para a atividade de perfuração, incluindo a cravação, pela adoção do procedimento de “*ramping up*” conforme protocolo sugerido por Jefferson et al. (2009).

Solicitação/Questionamento: No aspecto “descarte de cascalho com fluido de perfuração aderido” a empresa não considerou em sua revisão a alteração na comunidade nectônica e desconsiderou que essa comunidade pode ser afetada de forma direta e indireta, tanto pela ingestão acidental desse material quanto de organismos contaminados, especialmente os peixes demersais.

(Item II.6, pág. 51/114)

Resposta/Comentário:

O impacto sobre a comunidade nectônica, decorrente do descarte de cascalho com fluido de perfuração aderido, foi considerado em atendimento a solicitação da CGPEG/IBAMA e sua avaliação é apresentada a seguir. O mesmo também foi incluído na matriz atualizada apresentada no **Anexo II.6.1-3** desta Resposta.

Aspecto: Descarte de cascalho com fluido de perfuração aderido

Alteração da comunidade nectônica

Fase de Ocorrência: Perfuração

Como já mencionado no impacto sobre a comunidade planctônica, segundo

diversos estudos, a maior parte dos componentes químicos utilizados em fluidos de perfuração de base aquosa apresenta pequena toxicidade, não tendo sido observados, até hoje, efeitos tóxicos provocados por estes fluidos no ambiente marinho (NEFF, 1987; HINWOOD et al., 1994, todos apud SEIC, 2003; UKOOA, 2002). Segundo experimentos realizados em laboratório, efeitos agudos do fluido de base aquosa podem ocorrer quando este se encontra em concentrações fora dos limites utilizados como referência em testes de toxicidade (PATIN, 1999).

Destaca-se, no entanto, que todos os fluidos previstos para utilização durante as atividades de perfuração a serem realizadas no âmbito deste empreendimento estão dentro da lista de fluidos aprovados pelo IBAMA e serão tratados de acordo com o estabelecido no Processo Administrativo de Fluidos de Perfuração e Complementares (Processo IBAMA Nº 02022.002330/2008). Além disso, os resultados apresentados pelos testes de toxicidade indicam que os fluidos utilizados estão dentro dos limites adotados internacionalmente, não representando um impacto relevante sobre a comunidade neectônica.

No caso das perfurações em questão deve-se destacar ainda que haverá descarte no mar apenas da fração aderida ao cascalho (25% da massa de cascalho para fluidos de base aquosa e 6,9% para fluidos de base sintética), e que tal cascalho será descartado somente após o devido tratamento, visando reduzir ao máximo a quantidade de fluido aderido aos grãos, através do processo descrito na Seção II.2 do EIA – Rev.01.

Desta maneira, o impacto do descarte de cascalho com fluido aderido sobre a comunidade neectônica foi considerado **negativo**; **direto**, quando ocorre a ingestão acidental desse material e **indireto**, quando organismos contaminados são ingeridos; de **curto prazo**; **temporário**; **reversível**, considerando a diluição total da pluma em pouco tempo; **extrarregional**, por incidir sobre espécies altamente migratórias; e **simples**. Foi, ainda,

considerado como de **baixa magnitude**, pois afetará somente indivíduos e de **pequena importância**.

Impactos Reais das Atividades de Produção (Fases de Instalação, Operação e Desativação)

***Solicitação/Questionamento:** De modo geral a empresa esclareceu as solicitações referentes aos impactos reais da produção (instalação, operação e desativação) descritas no PT nº 312/11, permanecendo ainda alguns questionamentos citados abaixo.*

Durante a execução do projeto, tanto para as fases de Perfuração como Instalação e Operação, haverá acréscimo de embarcações de apoio e para realização das atividades propriamente ditas. Esse aspecto irá interferir, especialmente, na dinâmica da pesca local e nos organismos pelágicos. Mesmo considerando a capacidade de fuga desses animais, reduzindo a probabilidade de choque, há os impactos dos ruídos que, conforme o EIA – Rev.01, “podem afastá-los do local, bem como afetar sua capacidade de percepção do som produzido por outros mamíferos e também dos pulsos para ecolocação, ou mesmo impedir a detecção de importantes sons naturais, além da alteração do tempo de submersão e prováveis desvios de rotas migratórias”. Considera-se ainda que os quantitativos citados no EIA - Rev.01 relativos à operação normal estão subestimados, uma vez que não foi contabilizada a demanda diária de transporte da equipe devido a redução de mão de obra embarcada realizada recentemente.

(Item II.6, pág. 51/114)

Resposta/Comentário:

Visando atender a solicitação da CGPEG/IBAMA, informa-se que os impactos sobre a pesca e os organismos pelágicos foram contemplados na descrição do aspecto “trânsito das embarcações de apoio”. Destaca-se que as plataformas serão desabilitadas, a exceção da plataforma PCM-9. No entanto, considerando a realidade atual de embarques e desembarques diários, são previstas aproximadamente 28 viagens semanais entre a base de apoio e as plataformas. Destaca-se, também, que o impacto decorrente da geração de ruídos das atividades sobre a comunidade nectônica está descrito e classificado na avaliação de impactos reais, já apresentada. A afirmação “podem afastá-los do local, bem como afetar sua capacidade de percepção” está associada à descrição do impacto decorrente do aspecto “geração de ruídos e luminosidade”.

Solicitação/Questionamento: Diversas vezes foi considerado o impacto sobre o bentos como de “média” magnitude, pois considerou-se alteração a nível populacional com o aumento do número de organismos, quando deveria ser considerado “alto”, por desencadear na região a colonização de uma comunidade incrustante, associada a substratos rígidos, que não ocorreria na área caso as estruturas não estivessem ali presentes. Cabe salientar que com o atual projeto estão previstas a instalação de mais 06 plataformas que irão também atuar como “recifes artificiais” e conseqüentemente alterar o padrão de alimentação e migração dos organismos pelágicos, em especial peixes, golfinhos e tartarugas.

(Item II.6, pág. 51/114)

Resposta/Comentário:

Conforme apresentado na resposta ao questionamento sobre os impactos na

comunidade bentônica, a magnitude dos mesmos, incluindo a classificação do impacto relativo ao aspecto “Instalação de novas plataformas” foi alterada para “Alta”. A alteração teve como base a metodologia apresentada e considerou que a alteração ocorrerá sobre a comunidade. No entanto a Petrobras esclarece que, de acordo com alterações no projeto original, está prevista a instalação de apenas 02 plataformas.

Solicitação/Questionamento: Sobre a “pressão sobre a infraestrutura portuária e naval”, tanto para Operação como Perfuração, a empresa classificou esse impacto como “indireto”, “médio prazo” e “simples”, quando deveria ter considerado “direto” e “curto prazo” devido ao impacto ter início já na mobilização da atividade de perfuração e instalação, sendo “indutor” pois acarreta intensificação do tráfego marítimo e rodoviário, além de fazer uso de recursos estratégicos não disponíveis na região.

(Item II.6, pág. 52/114)

Resposta/Comentário:

Visando acatar a solicitação da CGPEG tal impacto foi reclassificado da seguinte forma: **negativo, direto; de curto prazo; temporário; reversível; extrarregional e indutor**. O impacto foi avaliado como de **média magnitude** e, assim, de **média importância**.

Solicitação/Questionamento: Quanto ao aspecto “Lançamento dos dutos e instalação de novas plataformas / Remoção das plataformas e estruturas submarinas” a análise baseou-se principalmente na área de praia onde haverá enterramento do duto, entretanto desconsiderou a análise do impacto da

ancoragem das balsas de lançamento e a interferência na atividade pesqueira, no turismo e lazer com a remoção dessas estruturas.

(Item II.6, pág. 52/114)

Resposta/Comentário:

A Petrobras considera que os impactos gerados pelo lançamento de dutos são muito semelhantes aos impactos da ancoragem das balsas de lançamento. Assim sendo, a avaliação realizada para a primeira atividade pode ser extrapolada para a segunda. Portanto, a Petrobras solicita que a avaliação dos impactos gerados pelo lançamento propriamente dito de dutos seja também considerada e estendida para a ancoragem das balsas de lançamento.

A Petrobras considera ainda que os impactos gerados pela ausência física ocasionada pela remoção das plataformas e estruturas submarinas foram avaliados no aspecto “Presença física das plataformas e estruturas submarinas”. Portanto, considerando exclusivamente o processo de remoção das plataformas e estruturas submarinas, entende-se que os impactos desta atividade relacionados à pesca foram abordados no item “Interferência na atividade de pesca” o qual está inserido na avaliação do aspecto “Lançamento dos dutos e instalação de novas plataformas/Remoção das plataformas e estruturas submarinas”. No entanto, é sempre importante destacar que durante o processo de remoção, ocorrerão restrições em algumas áreas no que se refere ao desenvolvimento das atividades de pesca. Indica-se ainda que estão sendo levantados dados sobre pesqueiros, por meio do Projeto de Monitoramento Participativo do Desembarque Pesqueiro – PMPDP, visando à regionalização das áreas de pesca.

No tocante as atividades turísticas e lazer, avalia-se que as mesmas ocorrem essencialmente na área da praia até a zona de arrebentação, estando sujeitas majoritariamente às interferências pela interdição temporária da praia, atividade cujos impactos foram descritos no EIA Rev. 01.

Impactos Potenciais das Atividades

Solicitação/Questionamento: Sobre os **impactos potenciais** foram identificados 36 impactos decorrentes de 02 aspectos ambientais (vazamento de óleo cru e diesel), sendo 24 referentes ao ambiente natural (meios físico e biótico) e 12 ao meio socioeconômico.

De modo geral a empresa esclareceu as solicitações do PT nº 312/11, permanecendo ainda alguns questionamentos conforme exposto abaixo.

No PT nº 312/11 questionou-se a não inclusão **do vazamento potencial do fluido de perfuração e gás** nos dutos pré-existentes na análise de impactos ambientais. A empresa, em resposta a esse parecer técnico, informou que o descarte de fluido de perfuração já havia sido considerado no EIA - Rev.00 entre os impactos reais no contexto do aspecto de “descarte de cascalho com fluido de perfuração aderido”. Entende-se que essa análise não é suficiente tendo em vista os volumes associados a cada evento e conseqüentemente a classificação diferenciada dos impactos, especialmente quanto a biota. Na pág. 75/103 do EIA – Rev.01 é informado que “o gás produzido está associado ao óleo bruto. Como seu volume, após separação do óleo, é pequeno, não há escoamento do mesmo, sendo então utilizado nas próprias plataformas. Com isso, não são pertinentes os impactos relacionados a vazamentos de gás através de dutos”. Essa justificativa desconsiderou a existência de uma malha de dutos do sistema gás-lift existente e prevista para ser ampliada, com pelo menos o acréscimo de mais 04 dutos no

campo de Guaricema. Reitera-se portanto a necessidade de complementação do item e reapresentação das matrizes.

(Item II.6, pág. 52/114)

Resposta/Comentário:

Em relação ao “Vazamento de Fluido de Perfuração”, este aspecto e seus respectivos impactos são avaliados em seguida, e foram inseridos na Matriz de Impactos Potenciais, apresentada no Anexo II.6.1-3 desta Resposta. No que se refere aos impactos ambientais relacionados ao vazamento de gás, mesmo se considerarmos a existência de uma malha de dutos do sistema *gas-lift* existente e prevista para ser ampliada, acredita-se que o vazamento de tal substância não gerará impactos relevantes ao meio ambiente. Tal afirmação se baseia, principalmente, nos seguintes aspectos: 1) O volume com potencial de vazamento será limitado ao inventário da seção do duto afetado; (2) o gás natural não é um produto considerado passível de causar danos à vida aquática, conforme pode ser observado na Ficha de Informação de Segurança de Produto Químicos – FISPQ inserida no Anexo II.6.1-4 desta Resposta. De acordo com suas características físico-químicas, esse é gás formado por moléculas de hidrocarbonetos de baixo peso molecular, conseqüentemente, de rápida degradação, baixa persistência e baixo potencial de bioacumulação. Dessa forma, os impactos relacionados a tal aspecto não foram considerados.

Aspecto: Vazamento de Fluido de Perfuração

1. Alteração da qualidade da água e sedimento

Fase de Ocorrência: Perfuração

Segundo Bernier et al. (2003), os impactos de fluidos não aquosos (ou de base sintética) na coluna d'água são desprezíveis, devido à baixa solubilidade, à baixa dispersão e ao baixo tempo de residência destes compostos na água do mar. Já os fluidos de base aquosa, por apresentarem uma maior solubilidade em água, apresentam maior potencial de dispersão na coluna d'água sob as

mesmas condições ambientais, tornando-se mais facilmente disponíveis na água do mar ou na água intersticial do sedimento.

Deve-se destacar que todos os fluidos previstos para utilização durante as atividades de perfuração a serem realizadas no âmbito deste empreendimento estão dentro da lista de fluidos aprovados pelo IBAMA e serão tratados de acordo com o estabelecido no Processo Administrativo de Fluidos de Perfuração e Complementares (Processo IBAMA Nº 02022.002330/2008).

A potencial contaminação da água ou do sedimento decorrente da presença de fluido de perfuração, que segundo Patin (1999) pode ser considerada como o mais relevante impacto real resultante do processo de perfuração, está relacionada à presença de metais e hidrocarbonetos nestes fluidos. Muitos destes metais são provenientes de impurezas da barita (PATIN, 1999; GRAY et al., 1990) ou dos demais aditivos químicos que compõem estes fluidos (BREUER et al., 1999).

Os resultados apresentados pelos testes de toxicidade, realizados para os fluidos de perfuração, permitem classificar este impacto como **negativo; direto; de curto prazo; temporário; reversível**, considerando a diluição total da pluma em pouco tempo; **local**, por restringir-se às proximidades do ponto de vazamento; e **indutor** do impacto de alteração da comunidade planctônica. Pode, ainda, ser considerado como de **média magnitude** e de **pequena importância**.

2. Alteração da comunidade planctônica

Fase de Ocorrência: Perfuração

Segundo diversos estudos, a maior parte dos componentes químicos utilizados em fluidos de perfuração de base aquosa apresenta pequena toxicidade, não tendo sido observados, até hoje, efeitos tóxicos provocados por estes fluidos no ambiente marinho (NEFF, 1987; HINWOOD *et al.*, 1994, todos *apud* SEIC, 2003; UKOOA, 2002). Segundo experimentos realizados em laboratório, efeitos

agudos do fluido de base aquosa podem ocorrer quando este se encontra em concentrações fora dos limites utilizados como referência em testes de toxicidade (PATIN, 1999). Entretanto, a possibilidade da biota local ser exposta a tais concentrações é mínima.

Para comprovar a baixa toxicidade dos fluidos utilizados, são realizados testes de toxicidade utilizando organismos de comportamento conhecido. No Brasil, para os testes de toxicidade aguda e crônica são utilizadas, respectivamente, o crustáceo *Mysidopsis juniae* e embriões do ouriço *Lytechinus variegatus*. Devido à ausência de limites de toxicidade estabelecidos na legislação nacional, é adotado o mesmo limite utilizado nos testes realizados nos EUA com espécie similar (30.000 ppm da FPS).

Os resultados da toxicidade aguda encontrada para os fluidos propostos para a presente atividade indicam que os mesmos estão dentro do limite de 30.000 ppm da FPS estabelecido como referência, ou seja, $CL_{50} > 30.000$ ppm, não sendo seu impacto sobre o plâncton considerado relevante.

Vale ressaltar, contudo, que a rápida dispersão gerada por correntes e pela extensão da lâmina d'água favorece os processos de dispersão do fluido, minimizando os possíveis impactos ambientais gerados pelo seu eventual vazamento, principalmente dos fluidos de base aquosa, facilmente solúveis em água e, portanto, mais facilmente diluídos.

Desta maneira, considerando-se a área afetada pela pluma oriunda do eventual vazamento do fluido utilizado nas atividades de perfuração nos Campos de Camorim, Dourado e Guaricema, o impacto sobre a comunidade planctônica foi considerado **negativo**; de incidência **direta**; de **curto prazo**; **temporário** e **reversível**; considerando que, cessado o vazamento, o ambiente tende a recuperar as condições originais; **local**, por se restringir à área de dispersão da pluma; e **indutor**, uma vez que o plâncton é base da cadeia trófica marinha. Por fim, foi considerado como de **baixa magnitude** e **pequena importância**,

devido à capacidade de recuperação desta comunidade, uma vez cessado o impacto.

3. Alteração da comunidade bentônica

Fase de Ocorrência: Perfuração

As atividades de perfuração provocam impactos sobre a comunidade bentônica quando esta é submetida aos efeitos de uma potencial decantação de fluidos de perfuração, podendo afetar sua diversidade (riqueza e equitabilidade), como consequência de alterações fisiológicas devido à exposição dos organismos às substâncias tóxicas oriundas do fluido.

Essa decantação de fluidos poderá provocar impactos de duas naturezas distintas sobre o bentos: impactos químicos, decorrentes da presença do fluido, que se torna disponível para a biota marinha após sua deposição; e impactos bioquímicos, referentes à diminuição da concentração de oxigênio no sedimento decorrente da degradação do fluido.

Segundo a EPA (1999), as alterações nas comunidades bentônicas provenientes da perfuração não são decorrentes da utilização de fluidos de base aquosa uma vez que este tipo de fluido é hidrossolúvel e a sua concentração no sedimento acaba sendo pequena. Mesmo assim, ocorre a disponibilização dos componentes dos fluidos de perfuração para a biota, de forma que estes organismos podem consumir estes componentes e transmiti-los pela cadeia trófica.

O impacto bioquímico decorrente de uma possível vazamento dos fluidos está relacionado ao processo de degradação destes, especialmente sintéticos, no qual ocorre consumo de oxigênio, tornando os sedimentos anóxicos. Em condições extremas, esta redução do oxigênio no sedimento pode levar a fauna bentônica à morte por anoxia. Vale ressaltar, contudo, que a biodegradabilidade dos fluidos de perfuração é levada em consideração na escolha dos fluidos permitidos, reduzindo a probabilidade deste impacto.

Entretanto, um estudo indica que, mesmo no caso de ocorrência de anoxia, assim que tal condição começa a se reverter, pode ter início uma colonização do ambiente impactado por algumas poucas espécies oportunistas, que passam a predominar sobre outras, levando a um aumento da densidade de organismos da macrofauna (KINGSTON, 2002).

Tendo em vista todos esses fatores, foi considerado que o impacto do vazamento do fluido de perfuração na comunidade bentônica é **negativo**; **direto**, de **curto prazo** para os impactos químicos e de **médio prazo**, para o impacto bioquímico; **temporário**; **reversível**; **local**, uma vez que os volumes envolvidos são pequenos; **indutor**, devido à possibilidade de contaminação de outros níveis tróficos; de **média magnitude**, devido ao seu potencial de cumulatividade, e **média importância**, devido a diversidade da fauna bentônica existente no local das perfurações.

Impacto em comunidade nectônica

Fase de ocorrência: Perfuração

Como já mencionado no impacto sobre a comunidade planctônica, segundo diversos estudos, a maior parte dos componentes químicos utilizados em fluidos de perfuração de base aquosa apresenta pequena toxicidade, não tendo sido observados, até hoje, efeitos tóxicos provocados por estes fluidos no ambiente marinho (NEFF, 1987; HINWOOD *et al.*, 1994, todos *apud* SEIC, 2003; UKOOA, 2002). Segundo experimentos realizados em laboratório, efeitos agudos do fluido de base aquosa podem ocorrer quando este se encontra em concentrações fora dos limites utilizados como referência em testes de toxicidade (PATIN, 1999).

Destaca-se, novamente, que todos os fluidos previstos para utilização durante as atividades de perfuração a serem realizadas no âmbito deste empreendimento estão dentro da lista de fluidos aprovados pelo IBAMA e serão tratados de acordo com o estabelecido no Processo Administrativo de Fluidos de Perfuração e Complementares (Processo IBAMA N°

02022.002330/2008). Além disso, os resultados apresentados pelos testes de toxicidade indicam que os fluidos utilizados estão dentro dos limites adotados internacionalmente, não representando um impacto relevante sobre a comunidade neotônica.

Desta maneira, o impacto de um eventual vazamento de fluido sobre a comunidade neotônica foi considerado **negativo; indireto** quando organismos contaminados são ingeridos; **de curto prazo; temporário; reversível**, considerando a diluição total da pluma em pouco tempo; **extrarregional**, por incidir sobre espécies altamente migratórias; e **simples**. Foi, ainda, considerado como de **baixa magnitude**, pois afetará somente indivíduos e de **pequena importância**.

***Solicitação/Questionamento:** Quanto ao vazamento potencial de água de injeção foi exposto no EIA – Rev.01 que “para o início do Projeto, a água injetada será oriunda da formação Marituba (cujo vazamento não repercutiria impactos relevantes). Posteriormente, quando o volume de água produzida for maior, esta será utilizada, após devido tratamento, para injeção nos reservatórios. Com isso, neste momento, os impactos potenciais associados a esse aspecto não serão descritos. A PETROBRAS se compromete a apresentar a Modelagem de Vazamento de Água de Injeção na ocasião em que começar a injetar água produzida nos poços injetores, bem como os impactos ambientais que este vazamento pode gerar, como, por exemplo: alteração da qualidade do sedimento e da comunidade bentônica” (Pág. 75/103). A justificativa para a não apresentação das informações não é plausível tendo em vista que se pode estimar o volume vazado (incluindo o percentual de água de produção) e seus impactos associados. Cabe ressaltar que*

esse aspecto foi apresentado no EIA – Rev.00 e considerados os impactos na “qualidade da água” e “comunidades planctônicas e nectônicas”.

No PT nº 312/11 solicitou-se considerar a interferência na qualidade do sedimento e na comunidade bentônica, devido ao rompimento do aqueduto, em resposta a empresa afirmou que “os impactos solicitados foram considerados e inseridos no EIA consolidado”, entretanto, além de não apresentar tais informações, o item foi completamente retirado na Rev.01. Cabe destacar que a necessidade de elaboração de modelagem (ou adoção de procedimento similar, como foi feito no EIA – Rev. 00) e avaliação dos impactos ambientais é prévia a análise de viabilidade ambiental do empreendimento. É necessário desta forma reapresentação das informações com as complementações solicitadas.

(Item II.6, pág. 52/114)

Resposta/Comentário:

Visando o atendimento às solicitações da CGPEG/IBAMA, a Petrobras reinsereu a avaliação dos impactos relacionados ao aspecto “Vazamento da água de injeção” apresentada no EIA Rev. 00, considerando as solicitações adicionais.

Quanto à modelagem, a Petrobras considera que a analogia das modelagens de Ubarana e do PAP-1 são consideradas aplicáveis para embasar esta avaliação dos impactos e assim atender a solicitação desta CGPEG/IBAMA.

Aspecto: Vazamento da Água de Injeção

Alterações na Qualidade da Água e Sedimento

Fase de Ocorrência – Produção (Operação)

Em termos gerais, água produzida nada mais é que a água de formação, retirada junto com a extração de petróleo. Nela estão incluídos soluções de sais minerais, além de óleo, gás, hidrocarbonetos de baixo peso molecular, ácidos orgânicos, metais pesados e partículas em suspensão (PATIN, 1999).

Observações de campo (LAW, HUDSON, 1986; SOMERVILLE *et al.*, 1987; KINGSTON, 1992) constataram a rápida diluição da água produzida lançada por plataformas *offshore*. Isto ocorre devido ao transporte advectivo e mistura turbulenta. A rápida diluição da água produzida é normalmente utilizada como evidência para o limitado e pouco significativo impacto ambiental decorrente do seu lançamento. Entretanto, locais mais rasos ou de menor dinâmica podem acarretar em uma diluição mais lenta.

A água produzida atualmente descartada a partir da UTPF, no Pólo Atalaia, resulta da contribuição dos campos marítimos de águas rasas da costa de Sergipe, não sendo possível sua separação individual por campo, pois toda a produção é direcionada para o mesmo sistema de separação na UTPF. Assim, somente após o início da operação das futuras estações de tratamento de água (ETA), que terão sistemas independentes para o tratamento da água que será injetada nos Campos de Camorim e de Dourado-Guaricema, será possível conhecer as características reais da água que poderá vazar acidentalmente. Além disso, as características da água produzida poderão ser diferentes da atual, em função da injeção de água de subsuperfície prevista no Projeto e que será, nos dois primeiros anos de operação, a principal fonte de injeção.

Embora ainda não seja possível conhecer as características da água que efetivamente será injetada – e, portanto, as características da água sujeita a vazamento acidental – pode-se ter uma indicação dos possíveis impactos decorrentes de um vazamento com base na modelagem de dispersão de água produzida atualmente descartada a partir da UTPF via emissário submarino (PAP-1) e de sua respectiva análise de toxicidade.

Conforme ilustrado na **Figura II.6-1**, a descarga do PAP-1 situa-se próximo ao Campo de Camorim e, para a modelagem de dispersão de água produzida, fez-se uso de base hidrodinâmica representativa para os Campos de Camorim, Dourado e Guaricema.

Modelagem realizada pela ASA South América (ASA, 2008) possibilitou definir a área de influência das plumas de água produzida descartada a partir do PAP-1. Para tanto, foram realizadas simulações de campo próximo e simulações probabilísticas de campo afastado.

As simulações de campo próximo fornecem a diluição inicial do efluente e servem como parâmetros de entrada para um modelo de campo afastado. As simulações probabilísticas, por sua vez, fornecem como resultado a área de influência do efluente, além dos valores médios de diluição e concentração da pluma a partir do ponto de lançamento.

As simulações foram conduzidas considerando a variação sazonal das forçantes meteorológicas e oceanográficas, sendo selecionados, para isso, os períodos de verão e inverno. Para esses períodos, foram realizadas simulações com duração de 168 horas (uma semana) para o descarte de água produzida utilizando uma vazão de 183 m³/h⁶. Para representação do efluente, foi utilizado um composto conservativo. Adicionalmente, foram considerados os parâmetros constituintes da água produzida descartada a partir deste emissário, agrupados em:

- Parâmetros orgânicos – benzeno, tolueno, etilbenzeno, xilenos, naftaleno, fluoreno, fenantreno, fenóis totais, teor de óleos e graxas e carbono orgânico total;
- Parâmetros inorgânicos – arsênio, bário, boro, cádmio, cianetos, chumbo, cobre, cromo, estanho, ferro, fluoreto, manganês, mercúrio, níquel, nitrogênio amoniacal, prata, selênio, sulfetos e zinco.

⁶ Esta vazão é 40% maior que a máxima vazão prevista para injeção no Campo de Camorim e 135% maior que a vazão prevista para injeção no Campo de Dourado.

Como critério ambiental na determinação da zona de mistura do efluente (i.e., região na qual as concentrações calculadas estão acima do critério ambiental adotado), foram utilizadas as concentrações estabelecidas na Resolução CONAMA Nº 357/05, para cada parâmetro estudado, e a Concentração de Efeito Não Observado (CENO), referente ao efluente de água produzida descartada a partir do emissário PAP-1.

Na apresentação dos resultados de campo afastado, os contornos das plumas de água produzida estendem-se até uma diluição de 2.000 vezes a concentração de lançamento. Esse corte foi escolhido para melhorar a visualização das plumas de probabilidade na área do empreendimento.

Os resultados das simulações para o campo próximo mostraram diluições médias de 24 vezes no período de verão e 26 vezes no de inverno, com profundidade terminal da pluma de 1 m em ambos os períodos. O comprimento do campo próximo varia entre 5 e 6 m. Ressalta-se que, nessa modelagem, o efluente não atinge uma diluição suficiente para o enquadramento no critério ambiental (CENO) dentro do domínio do campo próximo.

De acordo com os resultados das simulações de campo próximo, a diluição inicial neste domínio é suficiente para que os seguintes parâmetros atinjam as concentrações limites do critério ambiental (Resolução CONAMA Nº 357/05) adotado:

- Orgânicos: benzeno, tolueno, etilbenzeno, xilenos, fenóis totais, fluoreno, fenantreno, carbono orgânico total e teor de óleos e graxas;
- Inorgânicos: arsênio, boro, cianeto, cromo, estanho, fluoreto, níquel, selênio e zinco.

Para as simulações de campo afastado foram selecionados os parâmetros que apresentaram as maiores concentrações no efluente, e cuja diluição inicial no campo próximo não é suficiente para que estes atinjam as concentrações limites utilizadas neste estudo:

- Orgânicos: naftaleno;
- Inorgânicos: bário, ferro, nitrogênio amoniacal e sulfetos.

Os resultados das simulações para o campo afastado mostraram que, nas condições de descarte simuladas, a água produzida atinge uma diluição média de 1.000 vezes a concentração de lançamento (correspondente à CENO) a uma distância de, aproximadamente, 426 m do ponto de lançamento no verão e 595 m no inverno.

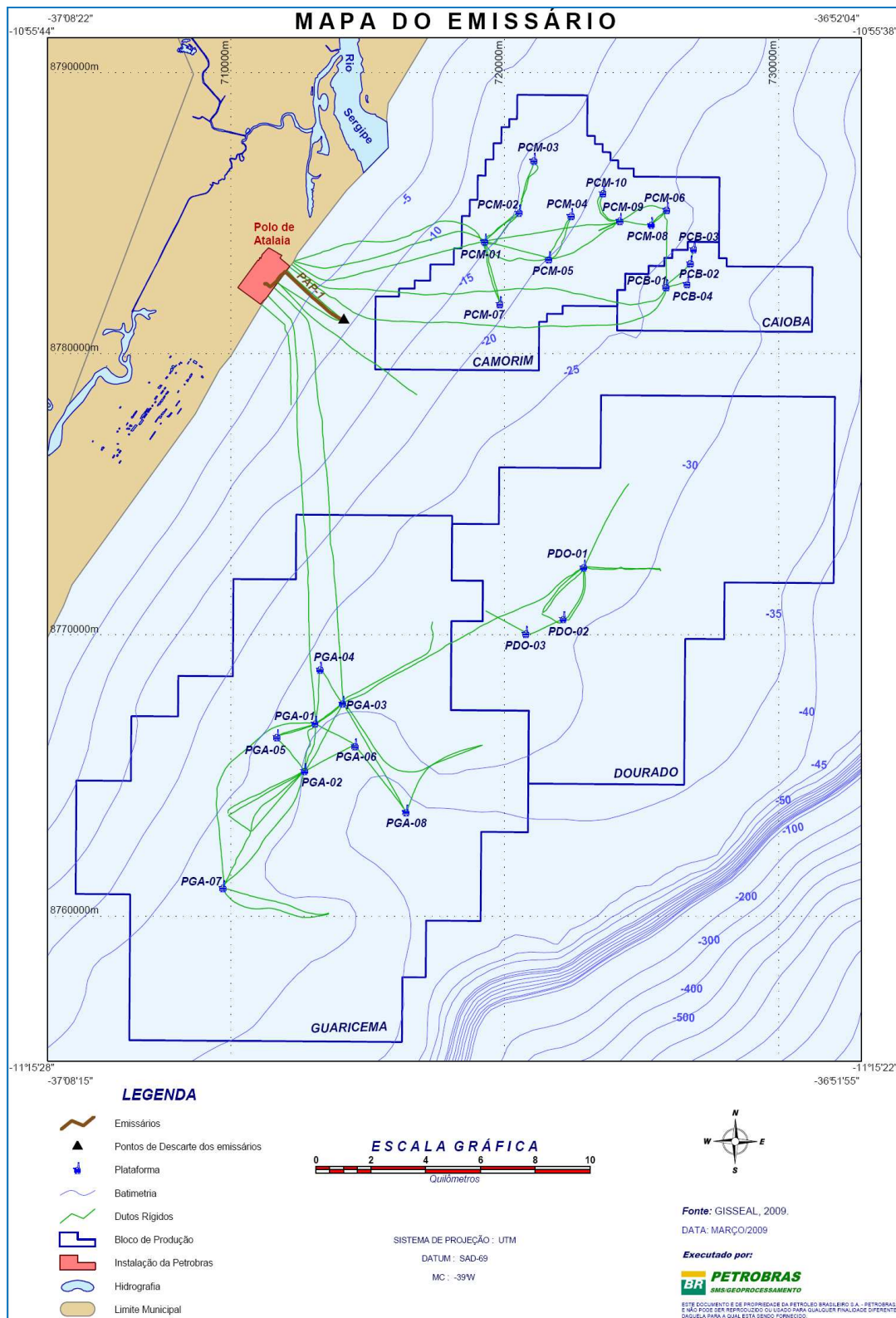


Figura II.6-1 – Localização do Emissário Submarino PAP-1

Os resultados das simulações de campo afastado, para os parâmetros que não atingiram o critério ambiental dentro dos limites do campo próximo, mostram zonas de mistura (referentes às concentrações limite da legislação) variando de 47 m a 838 m de distância a partir do ponto de lançamento.

Uma outra modelagem para água produzida, realizada para a Petrobras pela ASA em 2007, foi feita para a diluição e dispersão de água de injeção (água produzida e aditivos químicos) a partir do rompimento do aquedutos previstos para o Campo de Ubarana, Bacia Potiguar, como parte de um projeto que tem muitas similaridades com o Projeto de Ampliação do Sistema de Produção e Escoamento de Petróleo e Gás Natural nos Campos de Camorim, Dourado e Guaricema. Em Ubarana prevê-se a construção de um aqueduto com 23 km de extensão, do Pólo de Guamaré até a Plataforma PUB-3. As simulações foram realizadas considerando-se o vazamento de água de injeção em dois pontos, P1 (próximo da costa) e P2 (Plataforma PUB-3) (**Tabela II.6-1 e Figura II.6-2**).

Tabela II.6-1 - Coordenadas e lâmina d'água do ponto de vazamento de água de injeção no Campo de Ubarana.

Ponto de vazamento	Latitude	Longitude	Lâmina d'água (m)
P1	05°03'10,64"S	36°23'33,71"W	5
P2	04°55'28,40"S	36°22'23,50"W	14

Fonte: ASA/PETROBRAS, 2007

Assim como no caso do PAP-1, foram realizadas simulações de campo, probabilísticas e determinísticas críticas. As simulações probabilísticas fornecem como resultado a área de influência do efluente, considerando todas as variações das condições meteorológicas e oceanográficas da área de estudo. As simulações determinísticas, por sua vez, fornecem os menores valores de diluição (correspondentes aos maiores valores de concentração nas proximidades do ponto de vazamento) que o efluente possa apresentar no campo afastado e mostra o comportamento da pluma nos primeiros minutos (ao término do vazamento) e ao longo do período simulado.

Na **Tabela II.6-2** são apresentadas as características do vazamento, simulado, de água de injeção a partir de dois pontos no aqueduto localizado no Campo de Ubarana. Foi considerado o volume total de 1.738,3 m³ (situação hipotética de pior caso, correspondente ao cisalhamento da seção do duto, com rompimento completo), vazados ao longo de dois minutos (tempo de resposta para o fechamento da válvula da estação injetora).

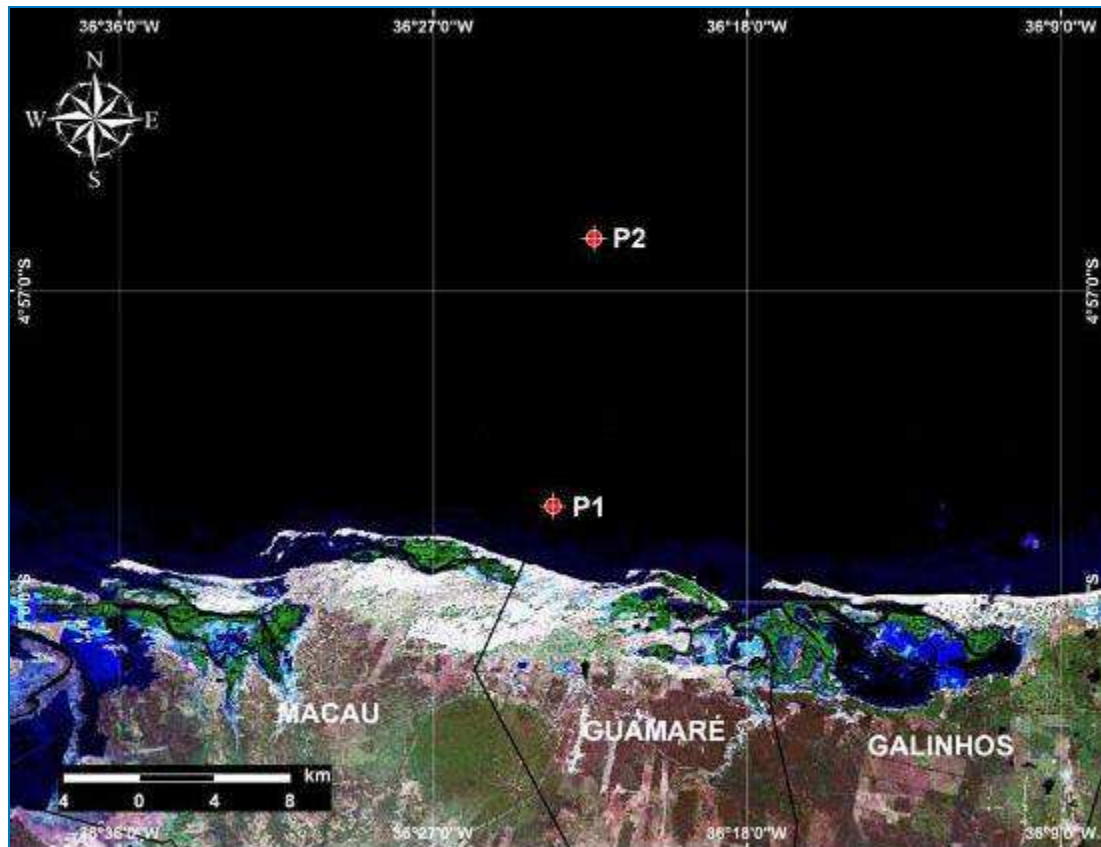


Figura II.6-2 - Localização dos pontos de vazamento de água de injeção no Campo de Ubarana.

Fonte: ASA/PETROBRAS, 2007

Tabela II.6-2 - Parâmetros utilizados para a modelagem das plumas de vazamento de água de injeção.

Parâmetros para Modelagem da Pluma	Valores
Diâmetro da tubulação	12"
Orientação da tubulação	Horizontal (perpendicular à corrente principal)
Profundidade local no ponto de vazamento	5 m (P1) 14 m (P2)
Profundidade de vazamento	Fundo do mar
Vazão do efluente	17.000 m ³ /dia
Duração do vazamento	2 minutos
Volume total vazado	1.738,3 m ³
Densidade do efluente	998 kg/m ³

Fonte: ASA/PETROBRAS, 2007

Para avaliação da diluição e dispersão da água de injeção proveniente de um vazamento a partir do rompimento do aqueduto em Ubarana foram considerados os seguintes parâmetros: benzeno, tolueno, fenóis totais e sulfetos, além de um composto conservativo representando a água produzida adicionada de bissulfito de sódio (sequestrante de oxigênio) e fosfonato (antiincrustante), sem e com a injeção de sulfato de tetrahidroximetil fosfônio – THPS e Dodigen 1611 - cloreto de alquil dimetil benzil amônio – C12-C14 (biocida). Ressalta-se que no Projeto de Ampliação do Sistema de Produção e Escoamento de Petróleo e Gás Natural nos Campos de Camorim, Dourado e Guaricema, a água produzida seguirá para injeção nos poços após o tratamento que consistirá de uso de separadores água/óleo, hidrociclones, flotação, filtração e injeção de bissulfito de sódio, fosfonato, THPS e cloreto de alquil dimetil benzil amônio.

Como critério ambiental, para o benzeno, tolueno, fenóis totais e sulfetos foram utilizadas as concentrações da Resolução CONAMA Nº 357/05 para Águas Salinas de Classe 1. A **Tabela II.6-3** apresenta as concentrações dos componentes simulados, fornecidas pela Petrobras, e as concentrações limite segundo o critérios ambiental utilizado. Observa-se que o benzeno possui concentração inferior ao critério ambiental na própria água produzida.

Tabela II.6-3 - Concentrações dos componentes simulados da água produzida no Campo de Ubarana.

Componentes	Concentração no Efluente (µg/L)	Resolução CONAMA nº 357/05 (µg/L)
Benzeno	274	700
Tolueno	417	215
Fenóis totais	108	60
Sulfetos	800	2

Fonte: ASA/PETROBRAS, 2007

O critério ambiental utilizado para o composto conservativo foram as diluições correspondentes à Concentração Letal Aguda (CL(I)50) da água de injeção, obtida nos testes de toxicidade aguda com o crustáceo *Mysidopsis juniae*, sem e com a adição de THPS. No Projeto, quando a nova ETA entrar em operação, apesar da água produzida receber a adição de biocida (THPS e cloreto de alquil dimetil benzil amônio), isto só ocorrerá em intervalos de 72 horas durante períodos de 3 horas, reduzindo consideravelmente a probabilidade de que, no caso de um acidente, este produto esteja adicionado à água de injeção.

A **Tabela II.6-4** apresenta os valores de CL(I)50 para a água de injeção, com e sem a adição de THPS, e seus respectivos fatores de diluição utilizados neste estudo. Assim, a concentração do critério ambiental do composto conservativo ficou definida como o efluente tratado diluído pelos fatores de diluição do CL(I)50 apresentados nesta tabela.

Tabela II.6-4 - Resultados dos testes de toxicidade com o crustáceo *Mysidopsis juniae* realizados com amostras de água de injeção.

Efluente	CL(I)50			
	Sem Adição de THPS		Com Adição de THPS	
Água produzida	%	Fator de diluição	%	Fator de diluição
	1,83	54,6	0,15	667,1

Fonte: ASA/PETROBRAS, 2007

A **Tabela II.6-5** apresenta as concentrações iniciais dos componentes, as concentrações/diluições dos critérios ambientais adotados (Resolução CONAMA Nº 357/05 e CL(I)50) e as concentrações/diluições para o valor dos critérios ambientais com uma diluição de 10.000 vezes.

Tabela II.6-5 - Concentrações dos compostos simulados nos pontos de vazamento, valores correspondentes aos critérios ambientais e valores correspondentes à diluição de 10.000 vezes as concentrações dos critérios ambientais.

Componente	Concentração no Efluente (µg/L)	Critério Ambiental (µg/L)	Concentração Limite 10.000 x Diluição critério Ambiental (µg/L)
Benzeno	274	700*	0,0700
Tolueno	417	215*	0,0215
Fenóis totais	108	60*	0,0060
Sulfetos	800	2*	0,0002
Conservativo (sem adição de THPS)	-	54,6**	546.000,0
Conservativo (com adição de THPS)	-	667,1**	6.671.114,1

* Resolução CONAMA nº 357/05;

** Concentração Letal Aguda (CL(I)50).

Fonte: ASA/PETROBRAS, 2007

A **Tabela II.6-6** apresenta um resumo das simulações probabilísticas de verão e inverno, apresentando os valores máximos de concentração obtidos após uma hora de simulação (para o benzeno, tolueno e fenóis totais) e duas horas de simulação (para os sulfetos) necessárias para que o critério ambiental fosse atingido, em ambos os pontos de vazamento. Esta tabela apresenta ainda, os valores mínimos de diluição, para o enquadramento no critério ambiental, obtidos após uma hora de simulação para o composto conservativo (representando a água de injeção) sem a injeção de THPS e cinco horas de simulação para o composto conservativo com a injeção de THPS.

Tabela II.6-6 - Valores máximos de concentração (e mínimos de diluição) obtidos ao final das simulações para o vazamento de água produzida nos pontos P1 e P2.

Componente	Concentração (µg/L)			
	P1		P2	
	Verão	Inverno	Verão	Inverno
Benzeno	0,25	0,33	0,31	0,35
Tolueno	0,30	0,50	0,47	0,50
Fenóis totais	0,09	0,13	0,12	0,14
Sulfetos	1,85	3,32	1,39	1,55
Componente	Diluição (vezes)			
	Verão	Inverno	Verão	Inverno
Conservativo (sem adição de THPS)	876,97	658,04	907,19	786,79
Conservativo (com adição de THPS)	458,84	378,73	728,23	730,72

Fonte: ASA/PETROBRAS, 2007

A **Tabela II.6-7**, a seguir, apresenta os valores de concentração/diluição obtidos para os parâmetros simulados no Ponto P1, durante os períodos de verão e inverno, a 100, 250 e 500 m do ponto de vazamento. Observa-se que, ao final das simulações, os maiores valores de concentração, assim como os menores valores de diluição, estão a cerca de 500 m do ponto de vazamento. Como o tempo de processamento dos resultados probabilísticos é de uma hora e a duração do vazamento é de apenas dois minutos, o primeiro instante representado nas figuras é cerca de uma hora após o término do vazamento. Ao longo de uma hora, a pluma já foi advectada e, junto com ela, o núcleo de maior concentração.

Tabela II.6-7 - Máximas concentrações (ou mínimas diluições) obtidas para os parâmetros inorgânicos a 100, 250 e 500 m do ponto de vazamento P1, nos períodos de verão e inverno.

Componente	Concentração a 100 m (µg/L)		Concentração a 250 m (µg/L)		Concentração a 500 m (µg/L)	
	Verão	Inverno	Verão	Inverno	Verão	Inverno
Benzeno	0,21	0,21	0,22	0,23	0,23	0,30
Tolueno	0,26	0,32	0,25	0,35	0,30	0,45
Fenóis totais	0,071	0,080	0,063	0,090	0,074	0,11
Sulfetos	0,86	3,29	1,15	1,60	1,59	2,11
Componente	Diluição (vezes) A 100 m		Diluição (vezes) a 250 m		Diluição (vezes) a 500 m	
	verão	inverno	verão	inverno	verão	inverno
Conservativo (sem adição de THPS)	889,97	1.780,90	1.157,53	1.206,74	1.509,46	673,90
Conservativo (com adição de THPS)	1.991,60	587,45	918,59	436,61	572,72	483,41

Fonte: ASA/PETROBRAS, 2007

A **Figura II.6-3** apresenta os resultados das simulações probabilísticas para o composto conservativo representando a água de injeção com a adição de THPS, nos períodos de verão e inverno, respectivamente. O limite de corte adotado nestas figuras corresponde à diluição de 10.000 vezes o critério ambiental, ou seja, 6.671.114,1 vezes.

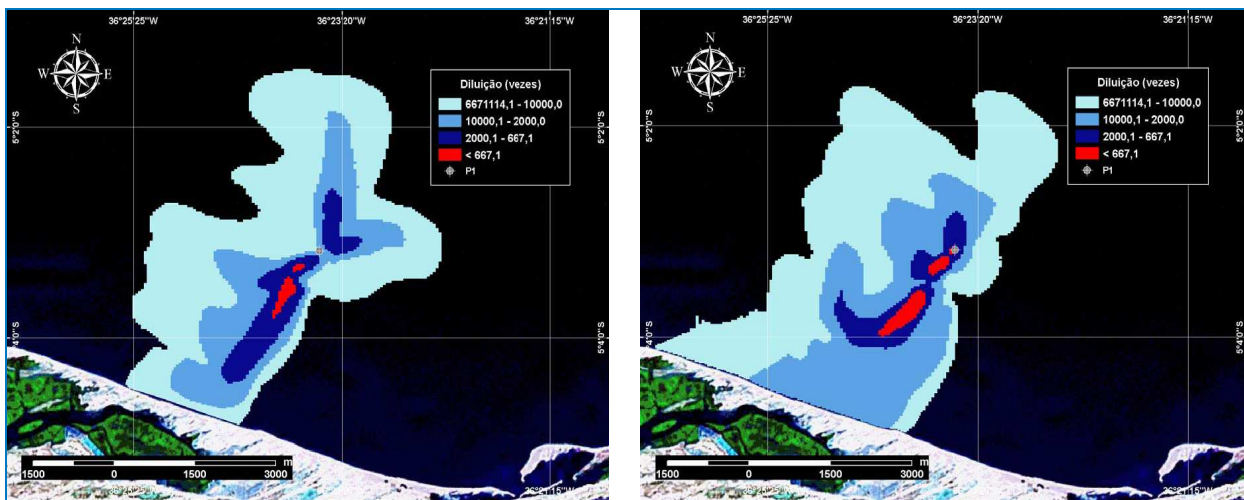


Figura II.6-3 - Diluições calculadas para a pluma de água de injeção com THPS (e demais produtos químicos) simulada nos períodos de verão (A) e inverno (B), ao longo de 5 horas, no Ponto P1.

Fonte: ASA/PETROBRAS, 2007

A **Tabela II.6-8** a seguir, apresenta os valores de concentração/diluição obtidos para os parâmetros simulados no Ponto P2, durante os períodos de verão e inverno, à 100, 250 e 500 m do ponto de vazamento. Observa-se que, ao final das simulações, os maiores valores de concentração, assim como os menores valores de diluição, estão a 500 m do ponto de vazamento. Como o tempo de processamento dos resultados probabilísticos é de uma hora e a duração do vazamento é de apenas dois minutos, o primeiro instante representado nas figuras é cerca de uma hora após o término do vazamento. Ao longo de uma hora, a pluma já foi advectada e, junto com ela, o núcleo de maior concentração.

Tabela II.6-8 - Máximas concentrações (ou mínimas diluições) obtidas para os parâmetros inorgânicos à 100, 250 e 500 m do ponto de vazamento P2, nos períodos de verão e inverno.

Componente	Concentração a 100 m (µg/L)		Concentração a 250 m (µg/L)		Concentração a 500 m (µg/L)	
	Verão	Inverno	Verão	Inverno	Verão	Inverno
Benzeno	< 0,07	< 0,07	0,16	0,18	0,27	0,34
Tolueno	0,089	0,088	0,25	0,26	0,41	0,47
Fenóis totais	0,023	0,008	0,064	0,069	0,10	0,13

Componente	Concentração a 100 m (µg/L)		Concentração a 250 m (µg/L)		Concentração a 500 m (µg/L)	
	Verão	Inverno	Verão	Inverno	Verão	Inverno
Sulfetos	0,14	0,18	0,77	0,83	1,37	1,19
Componente	Diluição (vezes) a 100 m		Diluição (vezes) a 250 m		Diluição (vezes) a 500 m	
	verão	inverno	verão	inverno	verão	inverno
Conservativo (sem adição de THPS)	2.640,82	5.164,76	1.088,49	1.818,35	928,56	863,81
Conservativo (com adição de THPS)	3.953,51	11.259,99	1.143,60	1.571,91	960,44	754,35

Fonte: ASA/PETROBRAS, 2007

A **Figura II.6-4** apresenta os resultados das simulações probabilísticas para o composto conservativo representando a água de injeção com a adição de THPS, nos períodos de verão e inverno, respectivamente. O limite de corte adotado nestas figuras corresponde à diluição de 10.000 vezes o critério ambiental, ou seja, 6.671.114,1 vezes.

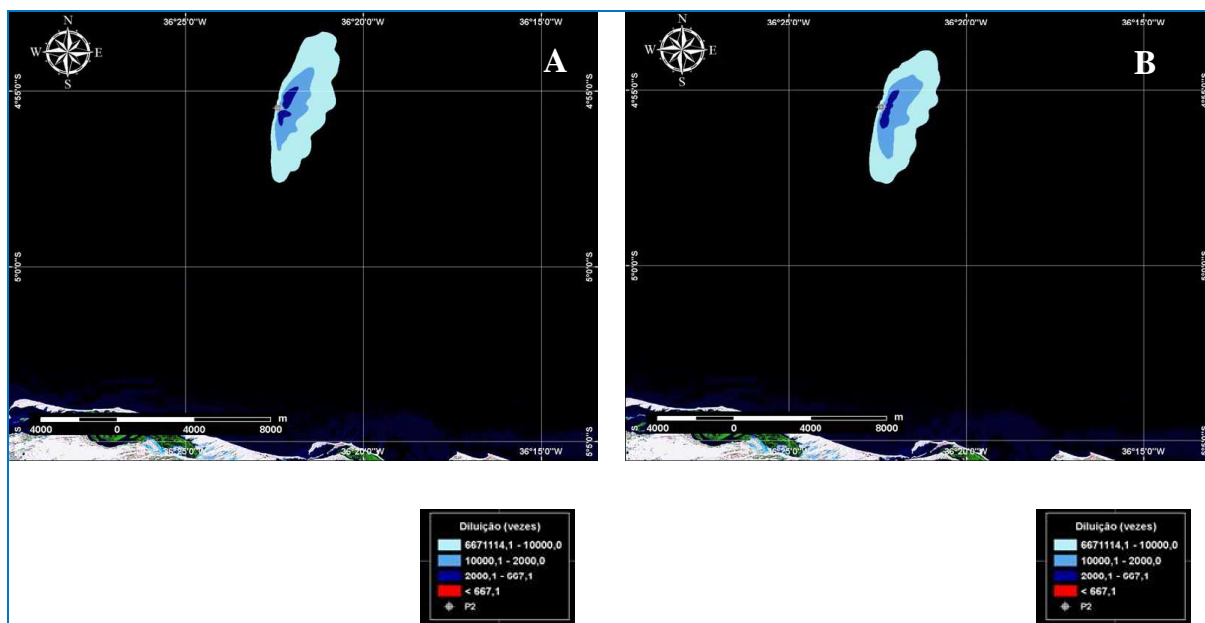


Figura II.6-4 - Diluições calculadas para a pluma de água produzida com THPS (e demais produtos químicos) simulada nos períodos de verão (A) e inverno (B), após 5 horas, no Ponto P2.

Fonte: ASA/PETROBRAS, 2007

A partir dos resultados, podemos observar que, para o benzeno, tolueno, fenóis totais e água de injeção sem THPS, uma hora após o término do vazamento, o corpo receptor já apresenta concentrações correspondentes ao critério ambiental. Para que o mesmo possa ser observado no caso dos sulfetos, são necessárias cerca de duas horas, e cerca de 4 a 5 horas para a água produzida com THPS.

Os resultados deste trabalho (simulações probabilísticas e determinísticas críticas) mostraram que as maiores concentrações do efluente localizam-se nas proximidades dos pontos de vazamento somente durante o período de duração do mesmo (i.e., dois minutos). Após o término do acidente, a pluma é adveçada para longe do ponto de vazamento, assim como seu núcleo de maior concentração. Portanto, cerca de uma hora após o final do vazamento, as maiores concentrações do efluente encontram-se a, aproximadamente, 500 m dos pontos P1 e P2.

Os resultados das simulações probabilísticas mostraram que, nas condições de vazamento simuladas, cerca de uma hora após o início das simulações, o benzeno, tolueno, fenóis totais e água de injeção sem THPS apresentam concentrações médias inferiores às concentrações do critério ambiental. No caso dos sulfetos, apenas nas simulações de inverno para o ponto P1, as concentrações médias calculadas foram superiores à concentração do critério ambiental. Especificamente para o benzeno, tolueno e fenóis totais, esses compostos atingem ainda, concentrações inferiores aos valores de concentração referentes à diluição de 100 vezes o critério ambiental.

No caso da água de injeção com adição de THPS, as diluições mínimas calculadas uma hora após o início das simulações são inferiores àquela necessária para se atingir o critério ambiental (667,1 vezes).

Os resultados apresentaram também maiores valores de concentração (ou menores valores de diluição) geralmente nas simulações realizadas no inverno,

e que, com exceção das simulações com o componente conservativo, as concentrações verificadas no ponto P2 foram maiores do que as do ponto P1.

Com base nas modelagens feitas para o PAP-1 e para o Campo de Ubarana, pode-se concluir que o impacto do descarte acidental de água produzida afetará a qualidade da água nas proximidades do local de vazamento e seu efeito estará relacionado ao volume ocupado pela pluma.

Gabardo (2007), em um amplo e detalhado estudo sobre os monitoramentos realizados em sedimentos marinhos no Brasil em torno de plataformas de óleo e gás e emissários que descartam água produzida, afirma que esse descarte não representa um efeito ambiental significativo. No entanto, de acordo com o estudo de monitoramento realizado por Araujo (2002) no sedimento no entorno do PAP-1, local onde os mecanismos de intemperismo são menores, foi possível perceber valores superiores na concentração de alguns metais e hidrocarbonetos, quando comparado a locais que não tem interferência de atividades petrolíferas.

Pelo exposto, espera-se que haja um impacto **negativo**, e **local** no entorno do ponto de vazamento. O lançamento momentâneo e agudo da água de injeção pode levar a alterações **diretas** e de **curto prazo** nas características químicas naturais das águas e sedimentos, mas este efeito, em função do volume, das características hidrodinâmicas da área e da capacidade de diluição da água de injeção, deverá ser de **baixa magnitude**, porém **indutor** do impacto sobre alterações das comunidades planctônica, bentônica e nectônica. Além disso, considerando o fato de que o vazamento desta água será rapidamente contido (em até 2 minutos para o fechamento das válvulas) as condições naturais da massa d'água serão restabelecidas devido a sua grande capacidade de suporte, o que caracteriza este impacto como **temporário, reversível** para a qualidade da água e **parcialmente reversível** para sedimento. Portanto podemos considerar este impacto como de **pequena importância**.

Alterações nas Comunidades Planctônica e Nectônica e Bentônica

Fase de Ocorrência – Produção (Operação)

Diversos estudos (GAMBLE, *et al.* 1987 *apud* PATIN, 1999) indicam uma elevada sensibilidade de organismos zooplânctônicos (copépodos e outros) à exposição a água produzida. Estes são especialmente vulneráveis durante os estágios embrionário e larval. Segundo alguns autores (KINGSTON, 1992) isto pode ser resultado da acumulação de hidrocarbonetos lipofílicos na fração lipídica dos tecidos dos embriões em desenvolvimento. O nível destes hidrocarbonetos aumenta radicalmente nas larvas, quando as reservas lipídicas estão sendo exauridas durante a transição para a fase de alimentação ativa. Processos similares provavelmente ocorrem nos estágios embrionário e pós-embrionário de peixes (PATIN, 1999).

Apesar de sofrer a adição de biocida (THPS e cloreto de alquil dimetil benzil amônio), isto só ocorrerá em intervalos de 72 horas durante períodos de 3 horas, reduzindo consideravelmente a probabilidade de que no caso de um acidente, este produto esteja adicionado à água de injeção.

Para efeito de avaliação do impacto de um vazamento acidental de água produzida, serão usadas avaliações feitas para água de injeção no Campo de Ubarana, para o qual foram realizados ensaios de toxicidade crônica (*Lytechinus variegatus*) e aguda (*Mysidopsis juniae*) com e sem a adição do biocida e demais produtos químicos (da **Tabela II.6-9** à **Tabela II.6-12**), cujos resultados sintetizados apresentam-se nas tabelas a seguir e as análises apresentam-se no **Anexo II.2.4-4** do EIA Rev. 01.

Tabela II.6-9 - Teste de Toxicidade Crônica utilizando o *Lytechinus variegatus* para amostra com THPS

Resultados	
CENO 0,012 % CEO 0,024 %	
VC 0,017 %	
Controle: 96,7 % de pluteus	
Ensaio com DSS (25/04/2007): 2,20mg.L ⁻¹	(IC: 2,03 – 2,38mg.L ⁻¹)

IC: Intervalo de confiança.

Tabela II.6-10 - Teste de Toxicidade aguda utilizando o *Mysidopsis juniae* para amostra com THPS

Resultados	
CL(I)50; 96h: 0,15 %	
Intervalo de confiança (IC): 0,14 – 0,16%	
Sobrevivência no controle: 93,3 %	
Ensaio com Zinco (03/04/2007): 0,29 mg.L ⁻¹	(IC: 0,26 – 0,32 mg.L ⁻¹)

IC: Intervalo de confiança.

Tabela II.6-11 - Teste de Toxicidade Crônica utilizando o *Lytechinus variegatus* para amostra sem THPS

Resultados	
CENO 0,39 % CEO 0,78 %	
VC 0,55 %	
Controle: 96,7 % de pluteus	
Ensaio com DSS (25/04/2007): 2,20mg.L ⁻¹	(IC: 2,03 – 2,38mg.L ⁻¹)

IC: Intervalo de confiança.

Tabela II.6-12 - Teste de Toxicidade aguda utilizando o *Mysidopsis juniae* para amostra sem THPS

Resultados	
CL(I)50; 96h: 1,83 %	
Intervalo de confiança (IC): 1,46 – 2,29%	
Sobrevivência no controle: 100 %	
Ensaio com Zinco (03/04/2007): 0,29 mg.L ⁻¹	(IC: 0,26 – 0,32 mg.L ⁻¹)

IC: Intervalo de confiança.

O impacto deste descarte afetará principalmente a comunidade pelágica e seu efeito estará relacionado ao volume ocupado pela pluma e ao tempo que estes organismos ficarem expostos a ela. Quanto mais rapidamente a diluição do efluente ocorrer, menor será seu impacto na comunidade local.

Em relação aos organismos filtradores e detritívoros, estes são particularmente afetados por acumular em seus tecidos, tanto os poluentes dissolvidos, quanto os poluentes sedimentados. De uma maneira geral, estes são afetados por intoxicação (pela ingestão de partículas ou organismos contaminados) e recobrimento (de órgãos e tecidos respiratórios, por exemplo).

Conseqüentemente estes efeitos causam alterações na estrutura da comunidade, na qual espécies oportunistas – mais resistentes à contaminação – são favorecidas. Também pode ser verificada uma redução no número de espécies e da biomassa local. Os efeitos de toxicidade podem ser sentidos de forma imediata (agudos) ou em longo prazo, estes são chamados efeitos crônicos, ou sub-letais, e podem afetar a fisiologia, o comportamento e a reprodução das espécies (SCHOLZ *et al.*, 2001).

Um potencial acidente poderia causar alteração na biota nectônica, principalmente entre os cetáceos, sirênios e quelônios, pois afetaria os recursos alimentares. A maioria desses animais possui alta capacidade de natação possibilitando que estes escapem do contaminante, mas no caso dos sirênios, estes podem apresentar maior vulnerabilidade devido à baixa capacidade de natação.

Quanto aos quelônios, as cinco espécies de tartarugas marinhas conhecidas no Brasil podem ocorrer da Bacia Sergipe Alagoas, região que buscam para fins de abrigo, alimentação e esporadicamente para fins de reprodução.

Pelo exposto acima, espera-se que haja um impacto **negativo e extrarregional** por poder incidir sobre espécies migratórias.

Com base nos resultados encontrados para o Campo de Ubarana, pode-se concluir que o lançamento momentâneo e agudo da água de injeção pode levar a alterações **diretas** e de **curto prazo; indutor** do impacto de alteração na comunidade nectônica. Mas este efeito, em função do volume, das características hidrodinâmicas da área, da capacidade de diluição da água de injeção e do tempo de exposição das comunidades bióticas, deverá ser de **baixa magnitude**. Além disso, considerando o fato de que o vazamento desta água será rapidamente contido (em até 2 horas para o fechamento das válvulas) as condições naturais da massa d'água serão restabelecidas devido a sua grande capacidade de suporte, o que caracteriza este impacto como

temporário e reversível. Portanto, podemos considerar a **importância** deste impacto como **pequena**.

Solicitação/Questionamento: Adicionalmente, foi desconsiderada outros fatores que poderiam causar o vazamento de água de injeção, como o rompimento de dutos, no quadro II.6.4-1 (pág. 75/103).

(Item II.6, pág. 52/114)

Resposta/Comentário:

Com o intuito de atender a esta solicitação, foi acrescentado ao **Quadro II.6-1**, “rompimento de dutos” como uma das principais causas para o vazamento de água de injeção.

Quadro II.6-1 - Aspectos ambientais relacionados às atividades de perfuração e produção nos Campos de Camorim, Dourado e Guaricema.

Aspecto Ambiental	Principais causas	Atividades	Fase de Ocorrência ¹
Vazamento de Óleo Bruto	Acidentes com dutos pré-existent	Produção	I / O / D
	Descontrole do poço (<i>blowout</i>)	Perfuração	P
		Produção	I / O / D
	Acidentes com novos dutos a serem instalados	Produção	O
Vazamento de Óleo Combustível (diesel)	Acidentes na transferência de combustível	Perfuração	M / P / D
		Produção	I / O / D
	Afundamento de uma embarcação	Perfuração	M / P / D
		Produção	I / O / D
Vazamento de Água de Injeção	Acidentes durante a injeção no poço	Produção	O
	Rompimento de dutos	Produção	O
Vazamento de Fluido de Perfuração	Acidentes na transferência de fluido	Perfuração	P
	Falhas operacionais	Perfuração	P

¹Fases (Perfuração): Mobilização (M), Perfuração (P), Desmobilização (D); Fases (Produção): Instalação (I), Operação (O) e Desativação (D).

Solicitação/Questionamento: Foram feitos questionamentos PT nº 312/11 quanto a apresentação de estimativa de volume que poderia vazar de fluido do teste hidrostático e caso o risco fosse elevado a empresa deveria avaliar adicionalmente: a não utilização de sais e biocidas, a solubilidade do fluido e considerar a interferência na qualidade do sedimento e na comunidade bentônica. Em resposta ao parecer foi esclarecido que o vazamento teria “frequência remota e severidade desprezível, gerando um risco considerado como tolerável. Desta forma não se considera necessária a substituição dos aditivos propostos,

nem se avalia como pertinente a interferência na qualidade do sedimento e na comunidade bentônica”(pág. 165/275), sendo informado os volumes máximos dos aditivos que poderiam ser liberados no mar. Os esclarecimentos foram considerados satisfatórios, entretanto o aspecto “vazamento de fluido do teste hidrostático” foi removido do EIA – Rev.01 sem qualquer justificativa para tal. Solicita-se que seja reincorporado.

(Item II.6, pág. 53/114)

Resposta/Comentário:

Em atendimento a esta solicitação, são reapresentados a seguir os impactos potenciais “alteração na qualidade da água” e “alterações nas comunidades planctônicas e nectônicas” referentes ao aspecto “vazamento de fluido do teste hidrostático”. A classificação dos mesmos foi inserida nas matrizes de impacto modificadas que estão apresentadas no **Anexo II.6.1-3** desta Resposta.

Aspecto: Vazamento de Fluido do Teste Hidrostático

Alterações na Qualidade da Água e Alterações nas Comunidades Planctônica e Nectônica

Fase de Ocorrência – Produção (Instalação)

Após o lançamento e posicionamento dos dutos rígidos previstos para a Ampliação do Sistema de Produção e Escoamento de Petróleo e Gás Natural nos Campos de Camorim, Dourado e Guaricema, será efetuado teste hidrostático para verificação das condições de resistência e estanqueidade da linha, antes das atividades propriamente ditas. Todos os aquedutos flexíveis serão pré-testados em fábrica e, após a sua instalação, serão submetidos apenas a testes pneumáticos.

O teste hidrostático consiste na operação que garantirá a integridade estrutural do duto, consistindo na pressurização do duto a uma pressão superior à pressão de projeto.

O fluido de teste hidrostático detectará possíveis vazamentos ou falhas ocorridas durante a instalação/conexão do duto. Para tanto, deverá conter um corante que será constituído de uma solução de Fluoresceína 20%, na dosagem de 40 ppm adicionado à água do mar injetada no duto.

O teste hidrostático será executado por um período mínimo de 24h após a estabilização da pressão de teste. Cada duto rígido permanecerá com o fluido do teste hidrostático em seu interior e, antes do início da operação, este fluido será bombeado para a UTPF (Pólo Atalaia), de onde será enviado para tratamento em outras estações terrestres da UN-SEAL e subsequente injeção em reservatórios, não havendo a liberação do fluido no ambiente, e portanto, sem geração de impacto. Ressalta-se que todas as soldas terão 100% de ensaios radiográficos, de forma a minimizar possibilidade de ocorrência de vazamento.

Para a avaliação de toxicidade do fluido a ser utilizado, foram realizados Testes de Toxicidade Crônica, onde o teste embriológico seguiu a Norma Técnica L5.250 (CETESB, 1999) com a exposição dos ovos a diferentes concentrações da substância, avaliando-se a concentração que causa efeitos no desenvolvimento dos embriões (retardamento e/ou ocorrência de anomalias) nos organismos *Lytechinus variegatus*, sendo medidos os valores de CENO (maior concentração), CEO (menor concentração) e VC (valor crônico). Também foram realizados Testes de Toxicidade Aguda, seguindo-se a metodologia descrita em CETESB (Norma L5.251, 1992) avaliando-se os efeitos sobre a sobrevivência nos organismos *Mysidopsis juniae*, sendo medido o valor de CL50;96h (concentração letal). Os laudos referentes a esses testes encontram-se no **Anexo II.2.4-4** do EIA Rev. 01. Serão utilizadas as concentrações de referência⁷ dos testes de toxicidade citados a fim de não causar impactos ao meio ambiente, caso ocorra um acidente com derrame do fluido.

⁷ Fluoresceína a 20% (40 ppm) + bissulfito de sódio a 40% (200 ppm) + THPS a 75% (50 ppm) + sal quaternário de amônia a 50% (10 ppm).

Tabela II.6-13 Teste de Toxicidade Crônica utilizando o *Lytechinus variegatus*

Resultados	
CENO 0,78% CEO 1,56%	
VC 1,10%	
Controle: 86,2 % de Pluteus	
DSS: CE50 1,70 mg.L ⁻¹	(IC: 1,48 – 1,78 mg.L ⁻¹)

IC: Intervalo de confiança.

Tabela II.6-14 Teste de Toxicidade aguda utilizando o *Mysidopsis juniae*

Resultados	
CL(I)50; 96h: 1,09%	
Intervalo de confiança (IC)= 0,93 – 1,28%	
Sobrevivência no controle: 100 %	
Padrão (Zinco): 0,36 mg.L ⁻¹	(IC: 0,32 – 0,39 mg.L ⁻¹)

IC: Intervalo de confiança.

Assim pode-se observar que este produto apresenta moderada toxicidade crônica e moderada toxicidade aguda, com efeitos sobretudo para a comunidade planctônica. A tendência da comunidade nectônica seria de fuga, considerando a presença de corantes (fluoresceína).

Caso ocorra um vazamento de fluido, o volume de fluido utilizado para realização no teste de estanqueidade equivale ao próprio volume do duto.

Considerando esses aspectos, ambos foram avaliados como **negativos**, **indiretos**, de **curto prazo**, **reversíveis**, **temporários**, **extrarregional**, considerando as espécies migratórias, e de **baixa magnitude**, já que serão utilizadas as concentrações definidas pelos testes de toxicidade. Assim sendo, no que se refere à alteração da qualidade da água classifica-se esse impacto como **indutor** do impacto de alteração das comunidades planctônicas, o qual é classificado como **simples**. Por ser eventual e localizado, causando mudanças pontuais nos meio físico e biótico, numa escala de tempo de poucos dias e com recuperação plena, foi considerado de **pequena importância** para ambos os impactos.

Solicitação/Questionamento: *A avaliação dos impactos de vazamentos de óleo e diesel em praias arenosas com desova e reprodução dos quelônios foi superficialmente trabalhada neste EIA – Rev.01. Cabe destacar que em seu EIA – Rev.00 esse item, devido a sua importância, foi abordado inclusive em separado do impacto sobre “praias arenosas”, sendo removido sem qualquer justificativa na Rev. 01. A área em que se pretende realizar o projeto é o principal sítio de desova de algumas espécies de tartarugas, além de importante local de alimentação, desta forma é inadmissível que a empresa não aborde esse impacto em sua análise.*

(Item II.6, pág. 53/114)

Resposta/Comentário:

Considerando a solicitação da CGPEG/IBAMA, reapresenta-se abaixo a avaliação do impacto específico referente à “Interferência em Praias de Desova de Tartarugas” conforme havia sido apresentado no EIA - Rev. 00.

Interferência em Praias de Desova de Tartarugas

Fase de Ocorrência: Perfuração (Mobilização, Perfuração e Desmobilização) e Produção (Instalação, Operação e Desativação)

As consequências ambientais para as praias de desova de tartarugas estão atreladas à sensibilidade desses organismos ao óleo, sendo a contaminação por óleo considerada mais impactante para estes animais do que a sua exposição ao óleo enquanto dentro d’água.

Além da presença de óleo desencorajar a subida das tartarugas à praia para desovar, tartarugas recém eclodidas, depois de emergir dos ninhos, correm o risco de contaminação pelo óleo, ao se moverem pela praia ou pela zona intermarés, não importando o grau de contaminação da praia.

Dados históricos indicam que a poluição por óleo nestes ambientes só afeta um ano de desova, razão pela qual na avaliação das consequências ambientais deste tipo de incidente, considerou-se perda de habitat em caso de toque de óleo, independente da quantidade.

Desta forma, a avaliação de consequências para este habitat difere daquele considerado para as praias arenosas, onde o tempo de recuperação do ecossistema é variado e depende do volume de óleo que chega à costa.

É importante levar em consideração que as desovas de tartarugas normalmente ocorrem em áreas mais afastadas da linha de preamar, não sendo esperado, no caso de vazamento de óleo, danos diretos sobre os ninhos. Porém, é de se esperar um comprometimento da desova, na medida em que praias contaminadas por grandes vazamentos de óleo poderiam prejudicar a movimentação de tartarugas e, conseqüentemente, seu ciclo normal de desova.

Com base nesses resultados, pode-se considerar que o impacto causado pelo vazamento de óleo cru sobre praias de desova de tartarugas é **negativo** e **indireto**; de **curto prazo**; **temporário**, porém com efeitos de longo prazo; **reversível**, com um tempo de recuperação equivalente ao tempo de recuperação de praias arenosas, bem como **regional**; e **indutor** do impacto de alterações na comunidade nectônica; de **alta magnitude** e de **alta importância**, devido à sensibilidade das tartarugas marinhas.

Solicitação/Questionamento: Observa-se que também no PEI nenhuma ação específica foi proposta para proteção de desova dos quelônios.

(Item II.6, pág. 53/114)

Resposta/Comentário:

A Petrobras informa que será elaborado o plano geral de proteção de áreas de praia com desova de tartaruga, a ser apresentado no prazo de 60 dias após aprovação do plano específico de proteção da área da Reserva Biológica de Santa Izabel, ora em fase de elaboração.

Solicitação/Questionamento: *No item II.5.2 a empresa informa que não há ocorrências de costões rochosos naturais na região, entretanto no presente item avalia os efeitos do óleo bruto e combustível sob esses ecossistemas. A empresa deverá esclarecer se há ou não presença dessas estruturas naturais na região. Caso haja, deverá considerar que há possibilidade de permanência do óleo bruto, especialmente os costões mais abrigados, por um período de tempo que não se pode estimar, solicita-se deste modo correção para “parcialmente reversível” ou “irreversível”.*

(Item II.6, pág. 54/114)

Resposta/Comentário:

A Petrobras informa que ocorreu um equívoco na inserção na avaliação de impactos do EIA Rev. 01 de um impacto específico para alterações em costões rochosos. Reitera-se que não há ocorrência de costões rochosos naturais na região. Dessa forma esse impacto foi retirado da avaliação de impactos potenciais e da matriz modificada, apresentada ao final deste item.

Solicitação/Questionamento: *Sobre o impacto “interferência com Unidades de Conservação”, ainda há inconsistências apresentadas neste capítulo com o descrito no item II.5.2 quanto a identificação das Unidades.*

(Item II.6, pág. 54/114)

Resposta/Comentário:

Com o intuito de sanar as inconsistências levantadas pela CGPEG/IBAMA, reapresenta-se a seguir a descrição do impacto “Interferência com Unidades de Conservação” devidamente revisada.

Interferência com unidades de conservação

Fase de Ocorrência: Perfuração (Mobilização, Perfuração e Desmobilização) e Produção (Instalação, Operação e Desativação)

Na Área de Estudos da atividade foram identificadas 17 UCs, costeiras ou marinhas, conforme apresentado no **Quadro II.6-2**, a seguir, cujas descrições podem ser observadas em detalhes na Seção II.5.2 - Diagnóstico do Meio Biótico do EIA-Rev.01.

Quadro II.6-2 - Unidades de Conservação e APPs, Costeiras ou Marinhas, Localizadas na Área de Influência da Atividade.

Alagoas
Estação Ecológica da Praia do Peba
Área de Proteção Ambiental de Piaçabuçu
Sergipe
Reserva Biológica de Santa Isabel
Reserva Particular do Patrimônio Natural Dona Benta e seu Caboclo
Paisagem Natural Notável do Rio Sergipe
Área de Proteção Ambiental do Litoral Norte de Sergipe
Parque Ecológico Municipal de Tramandaí
Área de Proteção Ambiental do Morro do Urubu
Área de Proteção Ambiental da Foz do Rio Vaza-Barris
Reserva Particular do Patrimônio Natural do Caju
Área de Proteção Ambiental do Litoral Sul de Sergipe
Reserva Particular do Patrimônio Natural Mata 01 e 02 (Marinheiro) e Mata 03 (Pedra da Urca)
Reserva Particular do Patrimônio Natural Mata 01 (Bom Jardim) e Mata 02, 03 e 04 (Tapera)
Bahia
Área de Proteção Ambiental do Litoral Norte da Bahia
Área de Proteção Ambiental da Plataforma Continental do Litoral Norte da Bahia
Área de Proteção Ambiental Mangue Seco

As UCs costeiras e marinhas possuem fundamental importância no gerenciamento sustentável costeiro e oceânico. Por representarem acessos a estes ambientes, são pontos fundamentais para a aplicação de estratégias de conservação e preservação desses ecossistemas (MMA, 2002).

De acordo com as simulações realizadas, para os 03 (três) Campos em todos os cenários de vazamento modelados (diferentes volumes de diesel e petróleo) a costa é atingida, podendo impactar, dessa forma, UCs marinhas ou costeiras presentes nesses locais. Ao serem considerados, de modo conservador, os piores cenários de vazamento, observa-se que até 08 (oito) municípios poderiam ser atingidos, são eles: Barra dos Coqueiros, Aracaju, São Cristóvão, Itaporanga d'Ajuda, Estância, Santa Luzia do Itahy, Indiaroba e Jandaíra.

Destaca-se que esses municípios já tiveram suas UCs identificadas, uma vez que fazem parte da Área de Estudo. Logo, todas as unidades apresentadas no **Quadro II.6-1** podem sofrer algum tipo de interferência, em diferentes níveis, considerando vazamentos acidentais que eventualmente ocorram durante alguma fase da atividade.

Como UCs são áreas de extrema importância para estudos científicos, assim como proteção de ecossistemas e diversas espécies de animais, ambos, em sua maioria, de alta sensibilidade, este impacto é considerado **negativo; permanente; direto; de médio prazo; extrarregional; irreversível**, pois, considerando o óleo bruto, as condições originais não serão restabelecidas em um horizonte temporal previsível; e **parcialmente reversível**, considerando a contaminação por óleo diesel. Uma vez que possui interação com outros impactos, como interferência em ecossistemas e comunidades biológicas abrangidos por tais UCs, bem como nas atividades pesqueiras, turísticas e de lazer desenvolvidas na área, é classificado como **indutor**. Portanto, o impacto sobre as UCs é de **alta magnitude** e; considerando sua Permanência, Abrangência Espacial e Magnitude, de **alta importância**.

Referências Bibliográficas:

Araujo, H.M.P. 2002b. Monitoramento da plataforma continental dos estados de Sergipe e Alagoas sob influência de atividades Petrolíferas: Núcleo de Estuários e Manguezais/UFS. Relatório técnico da 2ª campanha oceanográfica apresentado à PETROBRAS S. A. em atendimento ao Contrato 120.2.053.01-7 PETROBRAS/FAPESE e ao Convênio Nº 08/2001 FAPESE/UFS.

ASA (Applied Science Associates South American) 2007. Estudo da Diluição e Dispersão de Água de injeção a Partir do Rompimento do Aquedutos Previstos para o Campo de Ubarana, Bacia Potiguar.

ASA (Applied Science Associates South American) 2008. Estudo da Diluição do Efluente do Emissário da UN-SEAL (SE). Relatório Técnico – Rev 01

(Novembro de 2008). 118p

Bartol, S.M.; Musick, J.A. 2003. Sensory biology of sea turtles in: P.L. Lutz, J.A. Musick, J. Wyneken (Eds.), *Biology of Sea Turtles*, Vol. 2 CRC Press, Boca Raton (2003), pp. 79–102.

Beispiel von Basel, Augst (Augusta Raurica) und Schleithem-Brüel. *Jahresberichte aus Augst und Kaiseraugst* 20, 207-228.

Bernier, F.; Li, X.L.; Verstricht, J.; Barnichon, J.D.; Labiouse, V.; Bastiaens, W.; Palut, J.M.; Ben Slimane, J.K.; Ghoreychi, M.; Gaombalet, J.; Huertas, F.; Galera, J.M.; Merrien, K.; Elorza, F.J.; Davies, C. 2003. Clay Instrumentation Programme for the EXTension of an underground research laboratory, Final Report. EC contract FI4W-CT960028, Luxembourg: European Commission.

Breuer, G.; Rehazek, A.; Stopp, B. 1999. Grössenveränderungen des Hausrindes. Osteometrische Untersuchungen grosser Fundserien aus der Nordschweiz von der Spätlatènezeit bis ins Frühmittelalter am Beispiel von Basel, Augst (Augusta Raurica) und Schleithem-Brüel. *Jahresberichte aus Augst und Kaiseraugst* 20, 207-228.

CONAMA 357/2005. Conselho Nacional de Meio Ambiente n. 357, de 17 de março de 2005. *Diário Oficial da União*, Brasília, 18 março 2005.

EPA, 1999. Environmental Assessment of Proposed Effluent Limitations Guidelines and Standards for synthetic-based drilling fluids and other nonaqueous drilling fluids in the oil and gas extraction point source category. EPA-821-B-98-019.

Gabardo, T. I. Caracterização Química e Toxicológica da Água Produzida Descartada em Plataformas de Óleo e Gás na Costa Brasileira e seu Comportamento Dispersivo no Mar. Natal, 2007. 250f.:il.

Gray, J.S.; Clarke, K.R.; Warwick, R.M.; Hobbs, G. 1990. Detection of initial effects of pollution on marine benthos: an example from the Ekofisk and Eldfisk oilfields, North Sea. *Marine Ecology Progress Series*, 66: 285-299.

Jefferson, T.A.; Hung, S.K.; Würsig, B. 2009. Protecting small cetaceans from coastal development: Impact assessment and mitigation experience in Hong Kong. *Marine Policy* 33: 305–311

Kingston, P. F., 2002. Long-term Environmental Impact of oil spills. *Spill Science & Technology Bulletin* 7(1-2): 53-61.

Kingston, P. F., 1992. Impact of offshore oil production installations on the benthos of the North Sea. *ICES J. mar Sci.* 49:45-53.

Law, R. J. and Hudson, P. M. 1986. Preliminary Studies of the Dispersion of Oily Water Discharges from the North Sea Oil Production Platforms. *ICES C.M.1986/E:15*. [p.279]

Madsen, P. T.; Wahlberg, M.; Tougaard, J.; Lucke, K.; Tyack, P. L. Wind Turbine Underwater Noise And Marine Mammals : Implications Of Current Knowledge And Data Needs. *Mar Ecol Prog Ser* 309, 279-295. 2006.

MMA, 2002. Especificações e Normas Técnicas para a Elaboração de Cartas de Sensibilidade Ambiental para Derramamentos de Óleo (Cartas SAO). 95 p.

Nummela, S. 2009. Hearing, In: William F. Perrin, Bernd Würsig and J.G.M. Thewissen, Editor(s), *Encyclopedia of Marine Mammals (Second Edition)*, Academic Press, London, 2009, Pages 553-562.

Patin,S. 1999. Factors of the offshore oil and gas industry's impact on the marine environment and fishing. p. 53-117. In: *Waste discharges during the offshore oil and gas activity*, S. Patin (ed.). EcoMonitor Publishing, New York.

Richardson, W.J., Greene, C.R., Malme, C.I. and Thompson, D.H. 1995. *Marine mammals and noise*. Academic Press, San Diego, CA. 576 pp.

Robinson, S.P; Lepper, P.A.; Ablitt, J. 2007. The measurement of the underwater radiated noise from marine piling including characterisation of a "soft start" period. *Oceans* 2007.

Scholz, D.; Michel, J.; Shigenaka, G.; Hoff R. 1999. *Introduction to coastal*

habitats and biological resources for spill response. In: Oil spill prevention and response. Disponível em <http://response.restoration.noaa.gov?oilaid>s.

Somerville H.J, Bennett D, Davenport J.N, Holt M.S, Lynes A, Mahieu A, Mccourt B, Parker J.G, Stephenson R.R, Watkinson R.J, Wilkinson T.G
Environmental Effect Of Produced Water From North Sea Oil Operations Mar Pollut Bull11:44-47

SEIC – SAKHALIN ENERGY INVESTMENT COMPANY Ltd, 2003. Position Paper. Drilling & Associated Waste.

Wahlberg, M; Westerberg, H. 2005. Hearing in fish and their reactions to sounds from offshore wind farms. Mar. Ecol. Prog. Ser. 288: 295–309.

Würsig, B.;Greene, C.R.; Jefferson, T.A. 2000. Development of an air bubble curtain to reduce underwater noise of percussive piling. Marine Environmental Research. 49:79–93.

UKOOA. 2002. UKOOA Drill Cuttings Initiative. Final Report.

Medidas Mitigadoras, Compensatórias e Projetos de Monitoramento e Controle

***Solicitação/Questionamento:** Nas matrizes da AIA a coluna referente às Medidas Mitigadoras deverá ser ajustada, pois deverá contemplar não apenas as Medidas Mitigadoras, mas também as Compensatórias e os Projetos de Monitoramento e Controle. Nessa coluna não está sendo considerado nenhum dos Programas de Monitoramento Ambientais apresentados pela empresa no item II.7. Conforme PT nº 312/11 reitera-se que seja especificado qual dos Projetos de Monitoramento Ambiental (PCR, PMAEpro, PRMEA, PME, PMPR, entre outros) está mitigando, reduzindo ou monitorando o impacto.*

(Item II.6, pág. 54/114)

Resposta/Comentário:

A Matriz da AIA foi revisada, tendo sido inseridos todos os projetos e programas mitigadores e de controle e as medidas compensatórias que fazem parte do escopo desse licenciamento. A revisão da Matriz da AIA é apresentada no **Anexo II.6.1-3**. Esclarece-se que todos os projetos de monitoramento ambiental têm caráter eminentemente de monitoramento.

Solicitação/Questionamento: A empresa, em atendimento ao PT nº 312/11, também adotou algumas medidas com vista à minimizar os impactos ambientais, tais como o lançamento do dutos fora do período de desovas dos quelônios marinhos. Entretanto tais medidas não foram citadas no presente item.

(Item II.6, pág. 54/114)

Resposta/Comentário:

Na revisão do Capítulo II.7 - Medidas Mitigadoras, que está sendo reapresentado no **Anexo II.7**, foram especificados, dentro do Programa de Monitoramento Ambiental, os projetos e subprogramas correspondentes a cada aspecto/impacto descrito, incluindo os novos projetos solicitados nesse parecer.

Solicitação/Questionamento: Entende-se que a adoção de restrição de atividades de perfuração em determinados períodos com vista à redução dos impactos, especialmente daqueles gerados pelo ruído, luminosidade e possível vazamento de óleo na época da desova e eclosão dos neonatos, não foi prevista pela empresa, e constitui-se medida mitigadora imprescindível. Ainda que em algumas situações se possa flexibilizar a

perfuração de poços para não restringi-la em todo o período principal de desova (outubro a fevereiro), com maior impacto sobre o cronograma das sondas, não é admissível a perfuração dos poços exploratórios ou produtores em reservatórios pressurizados neste período. Note-se que para o caso da perfuração, além dos manguezais as praias de desova de tartaruga estão entre os CVAs mais ameaçados. Alternativamente, entende-se que no caso particular deste projeto a perfuração de poços em reservatórios depletados pode se dar no período de outubro a novembro, resguardando-se apenas o período de pico de desova e eclosão dos neonatos representado pelo período de dezembro a fevereiro. Neste caso, a empresa deve adequar seus cronogramas para operar ações de intervenção e conversão de poços (exceto em poços com urgência) nesta época, em detrimento das perfurações. Observa-se que este entendimento é similar àquele manifestado pelo ICMBio, conforme descrito no item Manifestações ao Processo.

(Item II.6, pág. 54/114)

Resposta/Comentário:

Partindo-se da compreensão de que:

- (I) As restrições apresentadas se dão pelos riscos de descontrole de poço, com consequente vazamento de óleo, na época da desova e eclosão dos neonatos;
- (II) Para que ocorra descontrole operacional e consequente vazamento de óleo para o mar, é condição necessária que a atividade de perfuração esteja sendo realizada no horizonte dos reservatórios produtores ou zonas de interesse;
- (III) A atividade de perfuração em poços exploratórios ou produtor com reservatório pressurizado é composta de várias fases/etapas, conforme descrito no Item II.2 do EIA Rev. 01;

(IV) As fases/etapas, previstas nos projetos de perfuração dos poços exploratórios ou produtor com reservatório pressurizado, que se dão em horizontes produtores ou zonas de interesse são as fases III e IV.

(V) Para que exista a possibilidade de que, durante uma atividade de perfuração ou intervenção, em um poço de petróleo, seja este exploratório ou produtor com reservatório pressurizado, ocorra descontrole operacional e consequente vazamento de óleo para o mar, é condição necessária que a atividade esteja sendo realizada no horizonte dos reservatórios produtores.

Entende-se que o espírito da restrição durante o período de desova de tartarugas não é a perfuração em si, mas os momentos da atividade em que haja a possibilidade de descontrole do poço.

Dessa forma, considera-se que as exigências apresentadas estão sendo atendidas com as seguintes medidas:

Não perfurar, no período OUTUBRO-FEVEREIRO, as fases III e IV (fases em que a perfuração se dá nos horizontes produtores ou zonas de interesse) dos poços exploratórios ou produtores com reservatório pressurizado;

Não realizar, no período DEZEMBRO-FEVEREIRO, intervenção em poço com reservatório pressurizado cuja atividade tenha caráter de abertura de nova zona produtora ou estimulação da zona produtora existente.

Quanto à questão da luminosidade, serão adotadas medidas na área operacional da torre de perfuração a fim de direcionar as luminárias passíveis de ajustes para o interior da Unidade Marítima, a fim de que nenhuma luminária tenha foco direto no mar, mitigando os possíveis impactos e viabilizando a realização da atividade mesmo nos períodos de pico de desova de tartarugas. Serão respeitados padrões de segurança operacional e marítima e as luzes de emergência não poderão ser redirecionadas.

As normas norteadoras para a implantação do redirecionamento das luminárias das plataformas são:

NBR 6283 (ABNT) - Cálculo de níveis de iluminação em navios.

N-2429 (Petrobras) - Níveis mínimos de iluminação.

N- 2488 9(Petrobras) - Avaliação do nível de iluminação.

Tal medida já tem eficiência comprovada pois, segundo as medições realizadas na FPSO SEVAN Piranema após o redirecionamento das luminárias, todos os pontos de medição no mar deram 0 lúmen.

Quanto ao ruído na atividade de perfuração, para mitigar este efeito associado ao método de cravação serão adotados procedimentos específicos, como o uso do aumento gradual da energia gerada pelo martelo (*ramping up*) e outros detalhados no Projeto de Avistagem da Biota Marinha e Embarcações, inserido no Programa de Monitoramento Ambiental (**Anexo II.7**).

II.6.1 – Modelagem da dispersão de óleo e efluentes

Modelagem da dispersão de óleos e efluentes (Anexo II.6.1-1)

Solicitação/Questionamento: *Observa-se que a capa do relatório de modelagem de óleo possui um erro, pois está escrito “Modelagem do Transporte e Dispersão de Óleo do Mar para os Campos Camorim, Dourado e Guaricema, Bacia de Sergipe-Alagoas” e o correto seria “(...) dispersão de óleo no mar”.*

(Item II.6.1, pág. 55/114)

Resposta/Comentário:

A PETROBRAS informa que, caso se faça necessário o reenvio do relatório de modelagem de óleo, o título será devidamente corrigido na capa.

Solicitação/Questionamento: *Na resposta apresentada para a modelagem hidrodinâmica referente à utilização da Estação Poxim para caracterização e avaliação dos dados de maré, a empresa informou que houve um erro de digitação e se referiu a um trecho do texto do subitem IV.1.1 – Avaliação Para a Maré. Não foram corrigidos, entretanto, os mesmos erros no subitem II.2.1 – Marés, nem justificado o porquê da escolha da estação da Barra do Rio São Francisco. A empresa deverá apresentar as devidas correções.*

(Item II.6.1, pág. 55/114)

Resposta/Comentário:

Conforme solicitação ao Parecer Técnico CGPEG/DILIC/IBAMA Nº 312/11, foram feitas as comparações para mais duas estações maregráficas, além da estação da Barra do Rio São Francisco. A revisão citada foi incluída apenas no item II.5.1.2 “Características Oceanográficas do Meio Físico”, para caracterização do comportamento da maré na região de interesse. O Relatório de Modelagem Hidrodinâmica (ASA, 2009) não foi revisado.

Assim, é reapresentada a seguir a caracterização da maré para as três estações utilizadas na comparação dos resultados obtidos com o modelo hidrodinâmico, como apresentado no Parecer Técnico Nº 312/11. Cabe ressaltar que as estações maregráficas Terminal Portuário de Sergipe e Plataforma PCM-1 são aquelas disponíveis nas áreas mais próximas dos pontos de risco simulados (ASA, 2011). A estação Barra do Rio São Francisco foi considerada por estar situada no interior do domínio originalmente modelado (ASA, 2009).

II.2.1 -Marés

Os dados de maré apresentados a seguir foram obtidos junto à FEMAR⁸ e são referentes a três estações maregráficas (**Figura II.2.1-1**): (1) Barra do Rio São Francisco, localizada na divisa do litoral de Alagoas com o de Sergipe, nas coordenadas 10°30,8'S e 36°24,2'W; (2) Terminal Portuário de Sergipe, localizada no litoral de Sergipe, nas coordenadas 10°50,0'S e 36°55,7'W; e (3) Plataforma PCM-1, localizada na região oceânica em frente ao litoral de Sergipe, nas coordenadas 11°00,0'S e 36°59,6'W.

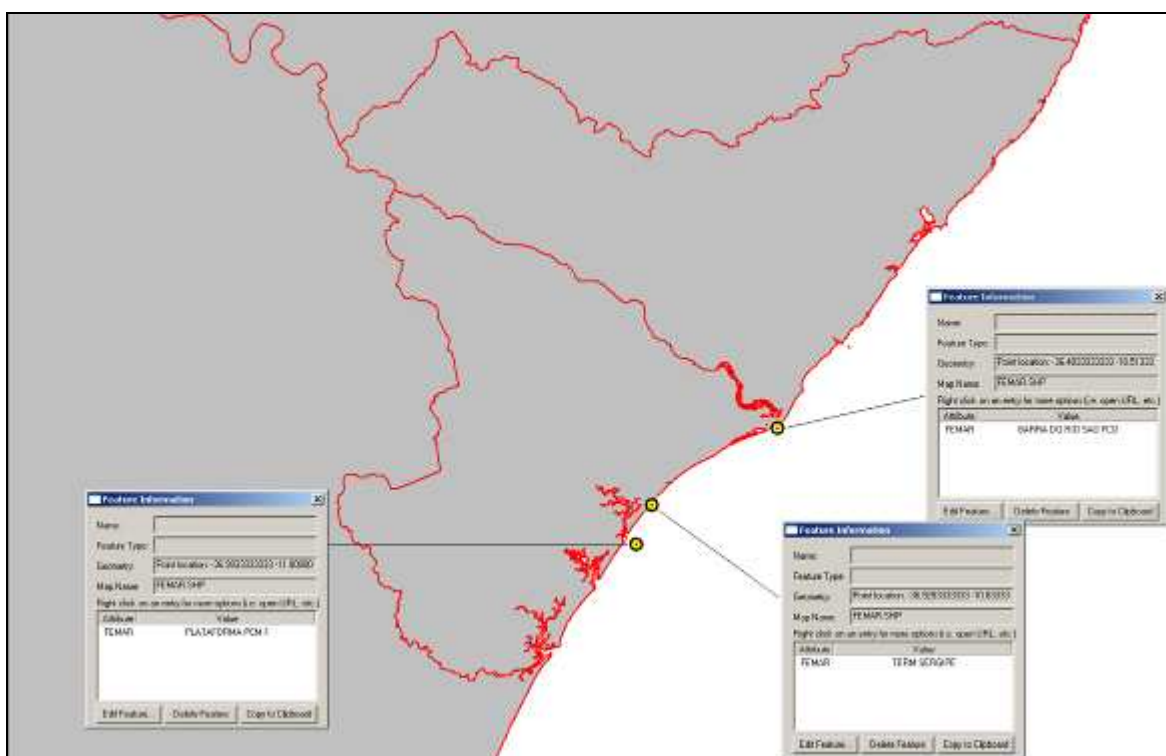


Figura II.2.1-1 - Figura de localização das Estações Maregráficas da FEMAR utilizadas na caracterização da maré.

As **Figuras II.2.1-2 a II.2.1-4**, a seguir, apresentam as constantes harmônicas fornecidas pela FEMAR para as estações da Barra do Rio São Francisco, do Terminal Portuário de Sergipe e da Plataforma PCM-1.

⁸ Fundação de Estudos do Mar.

A partir de uma série temporal medida na estação da Barra do Rio São Francisco, entre 01 de janeiro a 24 de dezembro de 1959, o componente de maré principal solar (M2) é o que apresenta as maiores amplitudes, com 64,0 cm, seguida pelos componentes S2 (22,9 cm), N2 (12,0 cm) e K2 (6,9 cm). Na estação do Terminal Portuário de Sergipe o componente de maré principal solar (M2) também é o que apresenta as maiores amplitudes, com 74,0 cm, seguida pelos componentes S2 (27,4 cm), N2 (14,6 cm) e K2 (7,4 cm), baseado em uma série de dados coletados entre os dias 18 de fevereiro a 19 de março de 1991. Analogamente, com relação à estação maregráfica localizada na Plataforma PCM-1, com base em medições realizadas entre os dias 15 de novembro a 16 de dezembro de 1980, o componente que apresentou maior amplitude foi o M2 (66,8 cm), seguido dos componentes S2 (30,9 cm), N2 (17,5 cm) e K2 (8,4 cm).

Nome da Estação : BARRA DO RIO SÃO FRANCISCO - AL					
Localização : Na margem esquerda, na localidade de Cabeço					
Organ. Responsável : DHN / INPH / CVRSF					
Latitude : 10° 30,8' S		Longitude : 36 ° 24,2' W			
Período Analisado : 01/01/59 a 24/12/59			Nº de Componentes : 60		
Análise Harmônica : Método Tidal Liverpool Institute.					
Classificação : Maré Semidiurna.					
Estabelecimento do Porto: (HWF&C)		IV H 32 min	Nível Médio (Zo):		106 cm acima do NR.
Médias das Preamares de Sizigia (MHWS) :		193 cm acima do NR.	Média das Preamares de Quadratura (MHWN) :		147 cm acima do NR
Média das Baixa-mares de Sizigia (MLWS) :		19 cm acima do NR.	Média das Baixa-mares de Quadratura (MLWN) :		65 cm acima do NR.
CONSTANTES HARMÔNICAS SELECIONADAS					
Componentes	Semi-amplitude (H) cm	Fase (g) graus (°)	Componentes	Semi-amplitude (H) cm	Fase (g) graus (°)
Sa	4,2	014	MU ₂	1,9	093
Ssa	1,7	179	N ₂	12,0	106
Mm	0,8	352	NU ₂	2,9	109
Mf	1,5	351	M ₂	64,0	112
MTM	-	-	L ₂	2,4	111
Msf	0,9	057	T ₂	2,2	117
Q ₁	0,9	102	S ₂	22,9	130
O ₁	3,4	133	K ₂	6,9	126
M ₁	0,1	154	MO ₃	0,5	021
P ₁	0,5	280	M ₃	0,6	113
K ₁	2,2	214	MK ₃	0,3	354
J ₁	0,6	167	MN ₄	0,4	135
OO ₁	0,4	328	M ₄	1,4	172
MNS ₂	0,4	115	SN ₄	0,2	097
2N ₂	1,6	102	MS ₄	0,3	115
Referências de Nível: RNs instaladas nos pilares de sustentação da casa do Marégrafo					
Obs: Outros períodos: 13/08/58 a 13/09/58; 03/08/42 a 02/09/42; 02/01/59 a 23/12/59					

Código BNDO: 30780

Figura II.2.1-2 - Amplitude (cm) e fase local (°) das principais componentes harmônicas para a estação maregráfica da FEMAR (Barra do Rio São Francisco) utilizadas na caracterização da maré: FEMAR (2000).

FEMAR-FUNDAÇÃO DE ESTUDOS DO MAR *Catálogo de Estações Maregráficas Brasileiras*

Nome da Estação : TERMINAL PORTUÁRIO DE SERGIPE - SE					
Localização : Barra dos Coqueiros					
Organ. Responsável : DHN / CVRD					
Latitude : 10° 50,0' S		Longitude : 36° 55,7' W			
Período Analisado : 18/02/91 a 19/03/91			Nº de Componentes : 17		
Análise Harmônica : Método Almirante Santos Franco					
Classificação : Maré Semidiurna.					
Estabelecimento do Porto: (HWF&C)		III H 51 min	Nível Médio (Zo):		124 cm acima do NR.
Médias das Preamares de Sизία (MHWS) :		225 cm acima do NR.	Média das Preamares de Quadratura (MHWN) :		170 cm acima do NR.
Média das Baixa-mares de Sизία (MLWS) :		22 cm acima do NR.	Média das Baixa-mares de Quadratura (MLWN) :		77 cm acima do NR.
CONSTANTES HARMÔNICAS SELECIONADAS					
Componentes	Semi-amplitude (H) cm	Fase (g) graus (°)	Componentes	Semi-amplitude (H) cm	Fase (g) graus (°)
Sa	-	-	MU ₂	-	-
Ssa	-	-	N ₂	14,6	097
Mm	3,3	200	NU ₂	2,8	098
Mf	-	-	M ₂	74,0	107
MTM	-	-	L ₂	2,4	144
Msf	3,1	344	T ₂	1,6	122
Q ₁	2,1	088	S ₂	27,4	122
O ₁	6,4	120	K ₂	7,4	123
M ₁	-	-	MO ₃	-	-
P ₁	1,1	224	M ₃	-	-
K ₁	3,2	233	MK ₃	-	-
J ₁	-	-	MN ₄	-	-
OO ₁	-	-	M ₄	1,1	160
MNS ₂	-	-	SN ₄	-	-
2N ₂	1,9	086	MS ₄	-	-
Referências de Nível: RN marco de concreto junto à balança rodoviária, no início da ponte de acesso ao cais. RN 1,2 e 3 d DHN localizadas próximo ao mareógrafo, no cais da Sereia					
Obs: Outros Períodos: 01/02/91 a 14/02/91; 19/06/91 a 20/07/91 e 29/07/95 a 17/09/95. Consta das Tábuas das Marés					

Código BND0: 30810

Figura II.2.1-3 - Amplitude (cm) e fase local (°) das principais componentes harmônicas para a estação maregráfica da FEMAR (Terminal Portuário de Sergipe) utilizadas na caracterização da maré: FEMAR (2000).

FEMAR-FUNDAÇÃO DE ESTUDOS DO MAR *Catálogo de Estações Maregráficas Brasileiras*

Nome da Estação : PLATAFORMA PCM - 1 (OCEÂNICA)					
Localização : Próximo a Aracaju - SE					
Organ. Responsável : INPH / DHN					
Latitude : 11° 00,0' S		Longitude : 36° 59,6' W			
Período Analisado : 15/11/80 a 16/12/80			Nº de Componentes : 72		
Análise Harmônica : Método Almirante Santos Franco					
Classificação : Maré Semidiurna.					
Estabelecimento do Porto: (HWF&C)		III H 42 min	Nível Médio (Zo):		124 cm acima do NR.
Médias das Preamares de Sизigia (MHWS) :		221 cm acima do NR.	Média das Preamares de Quadratura (MHWN) :		160 cm acima do NR
Média das Baixa-mares de Sизigia (MLWS) :		26 cm acima do NR.	Média das Baixa-mares de Quadratura (MLWN) :		88 cm acima do NR.
CONSTANTES HARMÔNICAS SELECIONADAS					
Componentes	Semi-amplitude (H) cm	Fase (g) graus (°)	Componentes	Semi-amplitude (H) cm	Fase (g) graus (°)
Sa	-	-	MU2	0,4	125
Ssa	-	-	N2	17,5	064
Mm	3,8	014	NU2	3,3	068
Mf	-	-	M2	66,8	090
MTM	0,4	274	L2	3,6	195
Msf	6,4	215	T2	1,8	098
Q1	2,7	110	S2	30,9	098
O1	5,7	124	K2	8,4	099
M1	0,3	147	MO3	1,2	136
P1	1,4	197	M3	0,8	056
K1	4,1	203	MK3	0,5	129
J1	2,2	010	MN4	0,4	152
OO1	1,4	341	M4	0,9	120
MNS2	4,2	337	SN4	0,3	203
2N2	2,3	038	MS4	1,0	266
Referências de Nível: Não foram instaladas RNs.					
Obs: Plataforma da Petrobras - Campo marítimo de Aracaju (não está mais em posição).					

Código BNDO: 30823

Figura II.2.1-4 - Amplitude (cm) e fase local (°) das principais componentes harmônicas para a estação maregráfica da FEMAR (Plataforma PCM-1) utilizadas na caracterização da maré: FEMAR (2000).

Referências bibliográficas:

ASA (Applied Science Associates South America), 2009. Modelagem Hidrodinâmica para a Região da Área Geográfica do Bloco BM-SEAL-9 e Campos de Caioba, Camorim, Guaricema e Dourado, Bacia de Sergipe-Alagoas. Relatório Técnico, janeiro de 2009. São Paulo, 110pp.

ASA (Applied Science Associates South America), 2011. Modelagem do Transporte e Dispersão de Óleo no Mar para os Campos Camorim, Dourado e

Guaricema, Bacia de Sergipe-Alagoas. Relatório Técnico, Revisão 01 (25 de agosto de 2011). 472pp+Anexo.

Solicitação/Questionamento: Os resultados apresentados na modelagem de óleo para os novos pontos de risco não estão centralizados nas regiões onde há toque, conforme solicitado no último parecer e, estão com resolução distinta dos resultados dos pontos de risco antecessores, prejudicando a visualização. Não fica claro se o problema é relativo à resolução utilizada ou à representação dos resultados.

(Item II.6.1, pág. 55/114)

Resposta/Comentário:

A PETROBRAS esclarece que as figuras foram feitas em uma escala para facilitar a comparação entre os resultados dos pontos antigos e os pontos novos, visto que ocupam áreas diferentes. No entanto, conforme solicitado, as figuras que mostram os resultados da modelagem para os novos pontos (CM10, DO16, GA07, GA64 e GA58) foram alteradas para melhor visualização das áreas de toque e são apresentadas no **Anexo II.6.1-1**.

Com relação à resolução, de fato existem diferenças entre os resultados da modelagem para os novos pontos quando comparada à resolução dos resultados para os pontos de risco simulados anteriormente. No entanto, não é suficiente para gerar diferenças significativas nos resultados calculados. Para a modelagem realizada em 2011 (novos pontos), foi adotada a resolução (células) de 1 x 1 km para dar suporte à Análise de Risco (AQRA). Estes resultados foram apresentados no relatório para manter a coerência entre os resultados da Modelagem de Óleo e AQRA.

Solicitação/Questionamento: Além disso, foram verificadas

situações em que as probabilidades não estão coerentes com as anteriores. Por exemplo, na Figura III-281, que traz os contornos de probabilidades de óleo para um derrame de 264m³, são apresentadas probabilidades menores que as observadas para um derrame de 213m³ no mesmo ponto de risco, inicialmente apresentado na Rev. 00. Solicitam-se revisão e esclarecimentos.

(Item II.6.1, pág. 55/114)

Resposta/Comentário:

Apesar dos volumes simulados serem diferentes, a resolução dos resultados da modelagem também é diferente (1 x 1 km), conforme explicado na resposta anterior. Essa diferença na resolução acarreta diferenças nas probabilidades na água e costa, tempos e volumes. Quando comparamos os resultados dos cenários de derrame de óleo de 264 m³ e 213 m³ a partir da PGA3 observamos que a área da mancha e a extensão de toque na costa é maior para o vazamento de 264 m³ quando comparada ao vazamento de 213 m³, no entanto, devido à resolução, as probabilidades estão mais definidas para o vazamento de 213 m³, já que quando se aumenta a resolução o resultado apresenta-se mais refinado. Ressalta-se que foi adotada a resolução de 1 x 1 km para dar suporte à Análise de Risco, e assim manter coerentes os resultados entre modelagem de óleo e AQRA.

Solicitação/Questionamento: *Ao analisar as Tabelas III-3 a III-13 (campo de Camorim), de III-16 a III-29 (campo de Dourado) e de III-32 a III-46 (campo de Guaricema) que apresentam a probabilidade de toque, tempo mínimo de toque na linha de costa e o volume máximo de óleo na costa, percebe-se que em algumas situações apesar do aumento do volume simulado são mantidos os mesmos valores de probabilidade de toque, assim como, em outras, com o aumento do volume simulado observa-*

*se uma redução de volume máximo de óleo que atinge a costa.
Solicitam-se revisão e esclarecimentos.*

(Item II.6.1, pág. 55/114)

Resposta/Comentário:

A PETROBRAS esclarece que, apesar das variações do volume vazado, o modelo OILMAP calcula as probabilidades em cada célula da grade baseado no número de vezes que cada partícula passa em cada célula da grade. Finalizadas todas as simulações, o modelo calcula as probabilidades em cada célula, independentemente do volume. Como o volume de óleo vazado é dividido pelo número de partículas a cada passo de tempo, pequenas variações de volume não devem causar alterações significativas nas probabilidades, se se comparam vazamentos de mesma duração, como por exemplo, derrames instantâneos. No entanto, percebem-se algumas variações nas probabilidades quando se simulam vazamentos com a mesma duração, porém com volumes diferentes. Observa-se que as diferenças no volume de óleo associado às partículas juntamente com as condições oceanográficas (vento e corrente) podem gerar pequenas diferenças nas trajetórias e, conseqüentemente, nas probabilidades e nos volumes máximos na costa.

Foi feita uma nova análise de todos os resultados e tabelas para todos os campos. Para comparar as probabilidades e volumes na costa é necessário que os vazamentos tenham ocorrido a partir do mesmo ponto de risco, com a mesma duração e tenham a mesma resolução. Nos valores de probabilidade máxima de toque por município foi observado, na maior parte dos casos, que não são muitos, diferenças de até 4% nos valores de probabilidade para vazamentos de volumes menores quando comparados a vazamentos de volumes maiores (ex: ver relatório ASA, 2011: **Tabelas III-7 e III-8** – PCM1 200 e 207 m³; **Tabelas III-10 e III-11** - PCM9 8 e 200 m³; **Tabelas III-16, III-17 e III-18** – PDO1 Diesel 8, 200 e 500 m³). Os cenários referentes à PGA3 com volume de pior caso (264 m³), apresentam uma diferença maior nas

probabilidades máximas na costa para alguns municípios, pois estes foram rodados com resolução de 1x1 km para atender a Análise de Risco e manter a coerência entre os resultados.

Solicitação/Questionamento: Qualquer alteração nos resultados de modelagem deverá estar contemplada na revisão do Plano de Emergência Individual.

(Item II.6.1, pág. 55/114)

Resposta/Comentário:

A PETROBRAS esclarece que, considerando-se os esclarecimentos apresentados, não foram feitas alterações nos resultados da modelagem e todos os novos cenários modelados já foram considerados na revisão do PEI apresentada da Revisão 01 do EIA.

Modelagem do descarte de cascalhos e fluidos de perfuração

Solicitação/Questionamento: Foi informado que haverá aumento nos volumes de cascalho e fluidos que serão descartados. Os novos resultados para espessura máxima depositada, a extensão máxima horizontal e a área coberta por sedimentos foram estimados. Solicitam-se esclarecimentos acerca da estimativa realizada e apresentação do relatório de modelagem consolidado com as devidas correções.

(Item II.6.1, pág. 56/114)

Resposta/Comentário:

A PETROBRAS esclarece que, com base no relatório ASA (2008) que apresenta o estudo de modelagem computacional da distribuição espacial de

cascalho e sólidos dos fluidos de perfuração provenientes do descarte em duas áreas de sacrifício para a “Área Geográfica do BM-SEAL-9 e Campos de Caioba, Camorim, Guaricema e Dourado”, foi realizada uma nova previsão para a deposição de partículas considerando um aumento na volumetria de cascalhos e fluidos de perfuração.

No caso específico do Projeto de Ampliação do Sistema de Produção e Escoamento de Petróleo e Gás Natural nos Campos de Camorim, Dourado e Guaricema, os descartes de cascalhos e fluidos de perfuração serão realizados através de barcaças em ponto de sacrifício localizado em águas profundas (Ponto A – **Tabela II.6.1-1**), localizado em lâmina d’água próxima a 1.000 m.

Tabela II.6.1-1- Coordenadas do ponto de descarte de partículas em lâmina d’água > 1.000 m.

POÇO	LATITUDE	LONGITUDE	Prof. Lâmina D’água
Ponto A	11°10’23,54” S	36°47’30,60” W	1.019,0

Datum SAD 69 - Projeção Policônica, MC54

Os novos volumes de cascalho e fluidos considerados são apresentados na segunda coluna da **Tabela II.6.1-2**

Tabela II.6.1-2 - Volumetria considerada na modelagem de descarte de cascalhos e fluidos de perfuração da AG-SEAL e nova volumetria para a estimativa de espessuras e áreas de deposição.

Projeto de Perfuração na Área Geográfica do BM-SEAL-9 e Campos de Caioba, Camorim, Guaricema e Dourado	Projeto de Ampliação do Sistema de Produção e Escoamento de Petróleo e Gás Natural nos Campos de Camorim, Dourado e Guaricema – REVISÃO 01 DO EIA
63 poços	44 poços
10.661 m ³ cascalhos, sem remobilização	16.090 m ³ cascalho, sem remobilização
4.020 m ³ fluidos	9.771 m ³ (máximo) de fluido de base aquosa e 1.081 m ³ (máximo) de fluido de base não-aquosa
63 poços / 5 anos	44 poços / 3 anos
12 poços / ano	14 a 15 poços / ano
6 poços no verão + 6 poços no inverno	6 poços no verão + 8 a 9 no inverno
Até 3 perfurações simultâneas	Até 2 perfurações simultâneas

Com base no aumento do material a ser descartado, e considerando que a vazão de descarte será a mesma para os dois projetos (uma vez que os descartes serão realizados com um rebocador), foram realizadas estimativas de deposição para a nova volumetria com base nos resultados da modelagem realizada anteriormente (ASA, 2008). Ressalta-se que, independentemente da duração de perfuração ou quantidade de poços, já que a modelagem não estimou a remobilização de longo período e a vazão de descarte se manteve, as estimativas realizadas consideram apenas o aumento de volume.

A estimativa de espessura e área de deposição, considerando os novos volumes, foi baseada na razão de aumento entre as volumetrias de cascalhos apresentadas na Tabela 2. Sendo assim, foi obtida uma taxa de aumento da espessura e área de 1,5 vezes, com base na razão de aumento do volume de cascalho. Foi utilizado apenas cascalhos para esta estimativa, uma vez que estes são responsáveis por mais de 90% das espessuras depositadas acima de 1 mm (ASA, op. cit.). A Tabela 3 apresenta os resultados para estas estimativas, nas quais os resultados anteriores (ASA, op. cit.) são reapresentados considerando um incremento de 1,5 vezes na espessura e na extensão dos depósitos, representando a estimativa para o aumento de volume.

A Tabela 1 fornece as características da deposição de material estimadas para o descarte total no Ponto A, considerando o aumento da volumetria. A tabela lista a área coberta por depósitos de sedimento com espessuras maiores que 1 mm, a extensão horizontal máxima do ponto de descarte até o contorno da mesma espessura e a espessura máxima depositada nessa região. Observa-se que os depósitos apresentam extensões máximas de 2,8 km a partir do ponto de descarte até a espessura de 1 mm, e que a espessura máxima depositada seria de, aproximadamente, 7,5 cm, estando a área de deposição distribuída em 1.895.763,00 m².

Tabela 1 - Máxima espessura depositada e área coberta por sedimentos com espessuras maiores que 1 mm das fases com riser no ponto A para a previsão de depósitos após as atividades de perfuração.

PONTOS	ÁREA (m2) COBERTA POR ESPESSURAS ≥ 1 mm	EXTENSÃO MÁXIMA HORIZONTAL (m) A PARTIR DO PONTO DE DESCARTE ATÉ O CONTO RNO DE 1 mm	ESPESSURA MÁXIMA DEPOSITADA (mm)
A	1.895.763,00	2.853,0 (NE)	75,0

O relatório com a consolidação dos resultados é apresentado no **Anexo II.6.1-2**.

II.7 - MEDIDAS MITIGADORAS E COMPENSATÓRIAS E PROJETOS DE CONTROLE E MONITORAMENTO

Solicitação/Questionamento: A empresa deverá incorporar modificações resultantes das solicitações do item II.5 na revisão deste item.

O item II.7.B – Medidas Mitigadoras, em especial, deverá ser revisto de forma a contemplar não somente as medidas Mitigatórias mas também as de Monitoramento e Controle como, por exemplo, os Projetos de Monitoramento Ambiental (PMA). No caso do PMA, deverá ser especificado para cada impacto qual(is) projeto(s) ou programa(s) está associado. Caso o impacto não possua nenhuma medida, isso também deverá ser evidenciado.

(Item II.7, pág. 56/114)

Resposta/Comentário:

O Item II.7.B foi devidamente revisado e é reapresentado no **Anexo II.7** com a

inserção de todos os projetos e programas mitigadores e de controle e as medidas compensatórias que fazem parte do escopo desse licenciamento.

Solicitação/Questionamento: Tendo em vista que estão previstas, ao longo de 03 anos, 44 perfurações em águas rasas e que todos os cascalhos gerados serão recolhidos e descartados em um ponto em LDA acima de 1.000m, situação nunca antes licenciada por essa Coordenação, faz-se necessário, como medida de monitoramento e visando aumentar o conhecimento científico sobre o impacto do descarte de cascalho com fluido aderido nessas condições possa causar, a execução de um projeto específico. Tal medida não foi proposta pela empresa como forma de avaliar esses impactos. Desta forma solicita-se que a empresa apresente um projeto de pesquisa que vise avaliar as alterações na qualidade do sedimento e fauna bentônica em decorrência de impacto cíclico associado ao descarte de cascalhos com fluidos aderidos com uma malha amostral robusta e frequência de campanhas adequada para o fim que se propõe.

(Item II.7, pág. 56/114)

Resposta/Comentário:

Em atendimento a esta solicitação, apresenta-se, na revisão do Item II.7 (**Anexo II.7**), o Projeto de Avaliação dos Efeitos do Descarte de Cascalho com Fluido Aderido em Águas Profundas da Bacia de Sergipe/Alagoas. A PETROBRAS informa que este projeto foi inserido no âmbito do Programa de Monitoramento Ambiental.

Nesse projeto foi prevista a realização de uma campanha oceanográfica a ser realizada na área de sacrifício antes do início do descarte de cascalho, a fim de caracterizar o local para monitoramentos posteriores. Prevê-se que os recursos

para a realização dessa campanha de caracterização prévia só estarão completamente viabilizados (embarcação, equipe de coleta e equipamentos capazes de atuar em LDA>1000 m) no terceiro trimestre de 2012.

Assim, a PETROBRAS ressalta que está submetendo ao IBAMA a proposta de realizar a perfuração dos primeiros poços com descarte de cascalho fora da área de sacrifício, mas também em LDA>1000m.

Solicitação/Questionamento: Foi solicitado no PT nº312/11 que após avaliação do efeito sonoro do método de cravação fosse avaliada a necessidade de medidas mitigatórias ou de monitoramento específico, entretanto esse aspecto não foi abordado no EIA – Rev.01 nem no item II.6 nem no II.7. A empresa deverá apresentar tal avaliação.

(Item II.7, pág. 56/114)

Resposta/Comentário:

A PETROBRAS confirma que, para mitigar o impacto de ruído relacionado com o método de cravação, serão adotados procedimentos específicos, como o uso do aumento gradual da energia gerada pelo martelo (*ramping up*) e outros detalhados no Projeto de Avistagem da Biota Marinha e Embarcações, inserido no Programa de Monitoramento Ambiental, conforme apresentado no **Anexo II.7..**

Solicitação/Questionamento: Sobre o projeto de recomposição da praia de Atalaia onde haverá intervenção para enterramento do duto a empresa afirma, em resposta ao PT no 312/11, que “a atividade de lançamento dos dutos não interferirá na integridade da cobertura vegetal. Dessa forma entende-se não ser necessário projeto específico de recuperação do perfil e

cobertura vegetal na praia de Atalaia". Entende-se que haverá movimentação de sedimentos, alterando o perfil da praia, e que não está esclarecido pela empresa por onde se dará o acesso de máquinas e a abertura na praia para a passagem dos dutos soldados no interior do Pólo Atalaia de modo que não interfiram na integridade da cobertura vegetal. Algumas medidas para minimizar e monitorar este impacto estão descritas no item II.7.B2, mas não são apresentadas como projeto específico, como solicitado no PT 312/11. Desta forma o IBAMA reitera a solicitação para apresentação de Projeto de Recuperação da Praia de Atalaia com o detalhamento das ações de recomposição e monitoramento, caso necessário, do local.

(Item II.7, pág. 56/114)

Resposta/Comentário:

A PETROBRAS retifica a informação com relação à integridade da vegetação e informa que haverá um pequeno trecho de supressão, conforme indicado no **Anexo II.2-18a**. No **Anexo II.2-18b** é apresentado mapa mostrando como se dará o acesso de máquinas (sem supressão de vegetação). O trecho onde ocorrerá supressão ("Área de Trabalho"), assim como outros trechos envolvidos na atividade de lançamento de dutos, será recuperado ao final das atividades, conforme indicado no Projeto de Recuperação da Praia de Atalaia, apresentado no **Anexo II.7**.

II.7.1 - Projeto de Monitoramento Ambiental

II.7.1.1 - Projeto de Caracterização Regional da Bacia de Sergipe e Alagoas (PCR-SEAL)

Solicitação/Questionamento: *Há, apenas, alguns questionamentos que deverão ser considerados e incorporados em uma nova versão consolidada (Rev. 02), que deverá ser encaminhado em volume separado ao documento de resposta a este Parecer Técnico. Este volume será anexado ao processo específico do Projeto de Caracterização Regional da Bacia de Sergipe/Alagoas (Processo IBAMA nº 02022.000489/10), sendo apenas referenciado seu protocolo no documento de resposta a este parecer técnico.*

(Item II.7.1.1, pág. 57/114)

Resposta/Comentário:

A revisão do Projeto de Caracterização Regional da Bacia de Sergipe/Alagoas foi protocolada no IBAMA através da Carta UO-SEAL/SMS nº 0154/2012, em 03.04.12, que solicita anuência para novos ajustes feitos no cronograma de implementação do Projeto.

A justificativa para solicitação da anuência no tocante às modificações no cronograma de atividades do PCR, conforme descrito na revisão do projeto, deve-se, além dos fatores indicados abaixo, a dificuldades encontradas em processos de licitação conduzidos pelas Universidades para compra de equipamentos e de reagentes, contratação de pessoal, etc. Além disso, seguem alguns dificultadores específicos que impactam o cronograma de atividades:

Para as Análises da Macrofauna Bêntica

- Presença considerável de sedimento grosseiro (areia fina, média e grossa) em várias estações, o que aumentou muito o volume de material retido na peneira de 500 micra, causando atraso no processo de triagem dos organismos;

- Presença de muitos organismos jovens, o que dificulta a triagem e identificação;
- Dificuldade de contratação de pessoal treinado para a execução das etapas de triagem, uma vez que parte dos alunos treinados que trabalham no Laboratório de Bentos da UFS como estagiários ou contratados se desliga do projeto para fazer mestrado ou doutorado, o que demanda seleção e treinamento de novos profissionais, acarretando atraso nas análises biológicas.

Análises Químicas

- Demora na compra de reagentes controlados pela Polícia Federal (acetona e diclorometano) e Exército (ácidos nítrico, clorídrico e fluorídrico), que não puderam ser comprados pela Fundação FAPESE, sendo a compra efetuada pela própria Universidade Federal de Sergipe - UFS, o que causou atraso na realização das análises de hidrocarbonetos e metais nas amostras de sedimento do projeto MARSEAL.

A PETROBRAS reforça seu compromisso com a realização de um trabalho minucioso, com o máximo de detalhamento, a fim de alcançar resultados consistentes e norteadores de ações mitigatórias futuras.

Solicitação/Questionamento: No tópico “Caracterização da foz dos rios São Francisco, Sergipe, Vaza-Barris e Piauí-Real” as figuras que apresentam as malhas amostrais propostas para as coletas de água e sedimento (Figura II.7.1.1-8 a II.7.1.1-10) estão com as legendas ilegíveis. Solicita-se reapresentação.

(Item II.7.1.1, pág. 57/114)

Resposta/Comentário:

A PETROBRAS informa que foram realizadas melhorias na resolução e na impressão das figuras solicitadas, que são rerepresentadas na Revisão 02 do Projeto de Caracterização Regional da Bacia de Sergipe/Alagoas, protocolada no IBAMA através da Carta UO-SEAL/SMS nº 0154/2012, de 03.04.12.

***Solicitação/Questionamento:** Na definição do cronograma preliminar, apresentado na página 42/217, a execução de todas as campanhas de coleta foi dividida em três etapas. Não fica claro, no entanto, em que etapa serão realizadas as coletas de água na área de influência dos principais rios da região. Solicita-se revisão.*

(Item II.7.1.1, pág. 57/114)

Resposta/Comentário:

Conforme apresentado na Revisão 02 do PCR, as coletas de água, a serem realizadas na isóbata de 10 m, estão previstas para a Etapa 3 do Projeto, ou seja, junto com a caracterização físico-química e biológica da água de toda a bacia (plataforma continental e talude).

II.7.1.2 – Subprograma de Monitoramento Ambiental Específico de Produção (PMAEPRO)

II.7.1.2.2 - Projeto de Monitoramento de Plataformas Representativas da Atividade de Produção (PMPR)

***Solicitação/Questionamento:** A PETROBRAS se comprometeu a entregar o relatório dos resultados das coletas de sedimento no entorno das plataformas PCM-9 e PGA-1, realizadas em*

novembro de 2008, até novembro de 2011. A empresa protocolou no dia 28/11/2011 a carta UO-SEAL/SMS 0472/2011 (Processo IBAMA nº 02022.000489/10) informando que o envio do referido relatório somente poderia ser realizado em dezembro de 2011, por conta de as análises estarem sendo realizadas no Departamento de Química da Universidade Federal Fluminense, o qual precisará adentrar o mês de dezembro para a finalização do relatório. A análise desses resultados em comparação com os dados pretéritos disponíveis permitira que seja avaliada a pertinência de manutenção do monitoramento no entorno dessas plataformas, já que não descartam água produzida no mar.

(Item II.7.1.2.2, pág. 58/114)

Resposta/Comentário:

O referido Relatório foi encaminhado, através do ofício UO-SEAL/SMS 0528/2011, no dia 29/12/2011, e concluiu que os teores de metais e hidrocarbonetos do petróleo obtidos para os sedimentos coletados no entorno das plataformas PCM-9 e PGA-1 não evidenciam contaminação nem potencial para efeitos toxicológicos à biota bêntica. Desta forma, os resultados dos estudos químicos realizados não indicam a necessidade de execução de monitoramento de longo prazo no entorno dessas plataformas, na costa de Sergipe e Alagoas.

Solicitação/Questionamento: *No tópico “7 - Cronogramas”, ao longo da apresentação de um texto bastante confuso, foi referenciado o cronograma do Projeto de Monitoramento Ambiental do Emissário do Ativo de Produção Sergipe-Mar (PME) e não foi informado de que forma o mesmo estaria relacionado ao cronograma do PMPR. Deste modo, no relatório que será entregue em dezembro de 2011, solicita-se a revisão*

do texto e a apresentação de um cronograma, bem como, de uma proposta de projeto para ser avaliada por esta Coordenação, caso seja percebida pela empresa a necessidade de manutenção do monitoramento.

(Item II.7.1.2.2, pág. 58/114)

Resposta/Comentário:

A PETROBRAS esclarece que houve um equívoco na elaboração do texto referente ao tópico “7 – Cronogramas”, uma vez que o PME e o PMPR são executados de forma separada. O Cronograma do PME foi apresentado no item II.7 – Programa de Monitoramento Ambiental. Quanto ao cronograma do PMPR, como as etapas acordadas já foram cumpridas e não foi percebida, pela empresa, a necessidade de manutenção do monitoramento no entorno das plataformas de produção de águas rasas, a PETROBRAS entende não ser mais necessária a apresentação de cronograma. Mantém-se, contudo, o compromisso de inclusão da plataforma Sevan Piranema neste projeto como plataforma representativa, com a proposição de um projeto de monitoramento específico a ser apresentado em documento a ser encaminhado à UALAE com vistas à obtenção de anuência para o futuro descarte de água produzida a partir desta plataforma.

II.7.1.3 – Subprograma Regional de Monitoramento de Praias na Área de Abrangência da Bacia de Sergipe-Alagoas – PRMEA

Solicitação/Questionamento: *O item relativo ao Programa Regional de Monitoramento de Encalhes e Anormalidades na Área de Abrangência da Bacia de Sergipe/Alagoas – PRMEA não atendeu as solicitações relativas ao Parecer Técnico*

CGPEG/DILIC/IBAMA N° 312/11, tampouco a maioria das solicitações relativas ao Relatório de Vistoria CGPEG/DILIC/IBAMA nº 056/2011, conforme descrito a seguir.

O texto apresentado encontra-se defasado com relação ao projeto em sua atualidade, e dentre diversas discrepâncias observadas, podemos citar a informação apresentada no quadro do item “4) Metas” apresentado na página 90/171, onde a PETROBRAS informa que a Meta referente a Atividade de “Identificação da causa mortis de cetáceos e quelônios.” seria de “Realizar necropsias completa em 30% dos quelônios que chegam mortos e em 100% dos que chegam vivos e que vão a óbito.” Enquanto a determinação da CGPEG para o PRMEA é de que sejam realizadas as necrópsias completas em 100% dos quelônios que chegam mortos, em condições viáveis para a realização da necrópsia. Ressaltamos que esta medida já vem sendo adotada pela equipe executora do PRMEA e não constitui atividade adicional ao projeto ora em voga.

(Item II.7.1.3, pág. 58/114)

Resposta/Comentário:

A PETROBRAS informa que uma revisão do Item II.7 – Medidas Mitigadoras - foi realizada e é apresentada no **Anexo II.7**, com a completa revisão do Programa de Monitoramento de Encalhes e Anormalidades na Área de Abrangência da Bacia de Sergipe/Alagoas – PRMEA, incluindo todas as atualizações pertinentes.

Solicitação/Questionamento: *Outro exemplo é a informação apresentada na página 129/171 de que a base localizada no Povoado Ponta dos Mangues possui: “um alojamento construído em palha de coqueiro para alojar duas pessoas durante o*

período de intensa atividade reprodutiva das tartarugas marinhas.” No entanto, o TAMAR disponibilizou como apoio às atividades do PRMEA na região, além do alojamento citado pela PETROBRAS, uma base com boa estrutura de apoio com alojamento, refeitório e garagem, conforme Relatório de Vistoria CGPEG/DILIC/IBAMA N°56/2011.

(Item II.7.1.3, pág. 59/114)

Resposta/Comentário:

A descrição das bases de apoio foi atualizada na nova versão do Programa de Monitoramento de Encalhes e Anormalidades na Área de Abrangência da Bacia de Sergipe/Alagoas apresentada no Item II.7.1.3 do Programa (**Anexo II.7**).

Solicitação/Questionamento: *Da mesma forma, a PETROBRAS no documento “2º Relatório de Acompanhamento Quadrimestral”, de Dezembro/2010, informou a disponibilização da Base Avançada do Plano de Emergência Individual, localizada no bairro Mosqueiro em Aracaju desde setembro, como base de reabilitação com estrutura para atendimento dos mamíferos marinhos (piscina com 30.000 litros, área de manejo, pír, banheiros). A referida base foi vistoriada por técnicos da CGPEG conforme Relatório de Vistoria CGPEG/DILIC/IBAMA nº 056/2011. No entanto, tal base não fora sequer citada na presente versão do projeto apresentada.*

(Item II.7.1.3, pág. 59/114)

Resposta/Comentário:

A descrição das bases de apoio foi atualizada na nova versão do Programa de Monitoramento de Encalhes e Anormalidades na Área de Abrangência da

Bacia de Sergipe/Alagoas apresentada no Item II.7.1.3 do Programa (**Anexo II.7**).

***Solicitação/Questionamento:** Em razão da versão apresentada não corresponder ao atual escopo do PRMEA, faz-se necessário que a empresa revise por completo o texto apresentado, atualizando as informações referentes à equipe executora, estrutura física dispensada para o monitoramento e atendimento aos grupos biológicos e metodologias de registro, coleta e atendimento da fauna, solicitação esta que reitera a do Parecer Técnico CGPEG/DILIC/IBAMA N°312/11.*

(Item II.7.1.3, pág. 59/114)

Resposta/Comentário:

A nova versão do Programa de Monitoramento de Encalhes e Anormalidades na Área de Abrangência da Bacia de Sergipe/Alagoas é apresentada no **Anexo II.7**, com todas as atualizações pertinentes.

***Solicitação/Questionamento:** Nessa revisão, a empresa deverá ainda apresentar prazos concretos para o encaminhamento de todas as solicitações referentes ao “Relatório de Vistoria CGPEG/DILIC/IBAMA n° 056/2011”, e destacados pela PETROBRAS no documento intitulado “Resposta ao Relatório de Vistoria Técnica N°056/2011”, quais sejam elas:*

Atendimento a avifauna marinha (...); Periodicidade mensal das planilhas (...); Realização de workshop (...); Concluir a estruturação das bases para apoio as atividades de monitoramento e para reabilitação de quelônios (...); Apresentar providências do reforço da equipe de veterinários da área de

quelônios para o acompanhamento sistemático do monitoramento de praia (...).

(Item II.7.1.3, pág. 59/114)

Resposta/Comentário:

O cronograma para o atendimento ao solicitado no RVT CGPEG/DILIC/IBAMA nº 056/2011 foi inserido na nova versão do PRMEA apresentada no **Anexo II.7**.

Atendimento a avifauna marinha

Solicitação/Questionamento: *Com o cenário do Projeto de Ampliação do Sistema de Produção e Escoamento de Petróleo e Gás Natural nos Campos de Camorim, Dourado e Guaricema, o qual prevê, resumidamente, as atividades de perfuração de 44 poços, instalação de 6 novas plataformas, 64 intervenções em poços antigos, e a instalação de diversos dutos e cabos elétricos, em águas rasas na Bacia de Sergipe/Alagoas, após análise do EIA, a CGPEG solicitou, no PT CGPEG/DILIC/IBAMA nº 312/11 de 22/07/2011, a revisão do item II.7.1.2.6 - Projeto de Monitoramento de Praias na Área de Abrangência da Bacia de Sergipe-Alagoas – PRMEA, incluindo, como complementação, a contratação de uma equipe especializada em aves marinhas, além da instalação de estrutura para a reabilitação das mesmas.*

(Item II.7.1.3, pág. 59/114)

Resposta/Comentário:

Para atendimento a essa demanda será utilizado o apoio da médica veterinária da equipe de mamíferos aquáticos com experiência em atendimento de aves marinhas, a consultoria de um biólogo especialista em ornitologia marinha e de dois estagiários, além de pessoal de serviços gerais para apoio.

Ressalta-se que o atendimento das aves marinhas pela médica veterinária não onera as atividades executadas pela equipe de mamíferos aquáticos, uma vez que o número de aves vivas arribadas é relativamente baixo (33 ocorrências em 20 meses de projeto) e a mesma contará com um grupo de apoio.

Quanto à estruturação de uma área para atendimento a esse grupo de animais foi implantado, no Pólo Atalaia, um container totalmente equipado para reabilitação e despetrolização, quando couber, das aves marinhas vivas arribadas (**Figura II.7.1.3-1, Figura II.7.1.3-2, Figura II.7.1.3-3 e Figura II.7.1.3-4**).



Figura II.7.1.3-1 - Estrutura de atendimento a aves marinhas vivas arribadas.



Figura II.7.1.3-2 - Tanque de armazenamento temporário para água oleosa.



Figura II.7.1.3-3 - Material para reabilitação de aves marinhas arribadas.

Figura II.7.1.3-4 - Local de manipulação da alimentação dos animais.

Os exames que serão realizados nas aves vivas, petrolizadas ou não-petrolizadas, que estiverem em processo de reabilitação são:

- **Exame clínico:** Biometria; Peso e condição corporal; Coloração das mucosas; Presença de feridas; Palpação das principais articulações para verificação de fraturas; Avaliação da visão; Aferição da temperatura corporal; Freqüência cardíaca e respiratória; Percentual de petrolização.
- **Exames laboratoriais:** Hematócrito, proteínas plasmáticas totais, análise do anel leucocitário, esfregaço sanguíneo, swab oral, da glote e cloaca.

A fim de capacitar toda a equipe técnica dedicada ao Subprograma para o correto atendimento às aves petrolizadas foi realizado, em dezembro de 2011, o curso de despetrolização de aves marinhas, ministrado pelo CRAM (Centro de Recuperação de Animais Marinhos) e acompanhada pelo Analista da UALAE, André Beal. Toda a equipe técnica do PRMEA esteve presente nesse treinamento.

Solicitação/Questionamento: *Solicitou ainda que: “Esta equipe deverá proceder a realização da necropsia e demais exames para determinação da causa mortis de todas as aves marinhas arribadas na região, além das atividades de resgate, reabilitação e destinação de todos os espécimes debilitados encontrados no monitoramento diário das praias, na área de atuação do PRMEA”. Definindo que esta complementação do projeto fosse implementada pelo menos 30 dias antes do início das atividades de perfuração ou instalação das novas estruturas, o que ocorrer primeiro.*

(Item II.7.1.3, pág. 60/114)

Resposta/Comentário:

A equipe técnica para atendimento a aves marinhas vivas arribadas e petrolizadas vivas ou mortas está apta a realizar as necropsias e demais exames necroscópicos. Quanto ao prazo de implementação de 30 dias antes do início das atividades de perfuração ou instalação das novas estruturas, a PETROBRAS esclarece que tanto a estrutura de atendimento a aves marinhas quanto a contratação da equipe técnica já foram providenciadas e estão disponíveis para vistoria.

Solicitação/Questionamento: *O requerimento desta complementação visou ainda, otimizar as ações de monitoramento da empresa, uma vez que já se encontra disponível toda uma logística de patrulhamento de praias, com monitores, veículos e técnicos especializados. Logo, considera-se pertinente a imediata inclusão das atividades de necropsia e exames laboratoriais, recolhimento, estabilização e reabilitação da avifauna, ainda que não petrolizadas, ao escopo do projeto*

em andamento, ao invés de posterior realização de outros projetos específicos para a avaliação e monitoramento exclusivo de aves marinhas. Destarte, a CGPEG solicita o aporte de técnicos especializados na análise e atendimento veterinário de aves, além de uma estrutura específica para esta finalidade, de modo a não sobrecarregar as atividades desenvolvidas com a estrutura atual disponibilizada para o PRMEA.

(Item II.7.1.3, pág. 63/114)

Resposta/Comentário:

Conforme respondido nos itens anteriores, o registro, identificação, reabilitação e/ou necropsia (no caso de óbito durante os procedimentos de reabilitação), além da despetrolização quando for necessário de aves marinhas vivas arribadas, já se encontram em processo de implementação, com estrutura e equipe técnica para desenvolver os trabalhos pertinentes.

***Solicitação/Questionamento:** A CGPEG entende que eventos anormais de grande magnitude em relação ao número médio de aves arribadas sem óleo, baseados em dados pretéritos para a região, poderão ser considerados casos atípicos se e somente se comprometerem a operacionalidade da equipe de monitoramento e sobrecarga das estruturas destinadas a este fim.*

Nas bacias onde ocorrem eventos de grande magnitude de encalhes de aves que extrapolam a capacidade técnica e logística estipulada e aprovada no âmbito do Projeto de Monitoramento, as empresas podem estabelecer parcerias com outras instituições para que estas recebam e reabilitem os animais.

A PETROBRAS, no entanto, responsabiliza-se pelo recolhimento, estabilização e destinação das aves, além da coleta de material para exames clínicos e complementares.

Esclarecemos, entretanto, que, nestes casos, a PETROBRAS deverá se responsabilizar pela reabilitação de 100% de aves petrolizadas, ou arcar com todas as despesas dos animais com indícios de interação com óleo que sejam atendidos por outra instituição, garantindo a coleta de amostras para determinação da origem do óleo.

(Item II.7.1.3, pág. 63/114)

Resposta/Comentário:

A PETROBRAS afirma os seguintes compromissos na implementação do PRMEA:

- Reabilitação e, nos casos necessários, a despetrolização de 100% das aves vivas arribadas nas praias de abrangência do Subprograma;
- Necropsia de 100% das aves vivas que venham a óbito durante o processo de reabilitação;
- Necropsia de 100% das aves petrolizadas, vivas ou mortas, com coleta de amostras de óleo para a determinação da origem do óleo, quando esse procedimento for possível.

Solicitação/Questionamento: *De qualquer forma, considerando os diversos impactos observados no grupo das aves, a magnitude do empreendimento em questão e os elevados riscos associados, e a sensibilidade ambiental da Bacia de Sergipe-Alagoas e sua relevância ecológica para as espécies migratórias e residentes, entende-se que todas a complementação solicitada ao PRMEA, relativa a realização da necropsia e demais exames*

para determinação da causa mortis e as atividades de resgate, reabilitação e destinação da avifauna, é de fundamental importância e deverá atender às demandas do licenciamento ambiental federal de todos os empreendimentos da Petrobras nesta Bacia. Portanto, a CGPEG reitera a necessidade do atendimento de todas as solicitações relativas ao Parecer Técnico CGPEG/DILIC/IBAMA N° 312/11, ao Relatório de Vistoria CGPEG/DILIC/IBAMA nº 056/2011, bem como as detalhadas no presente Parecer Técnico.

(Item II.7.1.3, pág. 64/114)

Resposta/Comentário:

A PETROBRAS reitera o compromisso de atender às solicitações feitas pelo órgão ambiental, a fim de salvaguardar a execução das ações compromissadas no subprograma. Na nova versão do PRMEA apresentada no **Anexo II.7** estão contidos todos os novos compromissos a serem imediatamente implementados pela Companhia.

Periodicidade mensal das planilhas

Solicitação/Questionamento: *Até o momento não foram encaminhadas, nem planilhas mensais, tampouco os arquivos em formato shapefile solicitados. No entanto, no 1º Relatório de Acompanhamento Anual foram apresentados diversos mapas georreferenciados com a distribuição espacial de cada ocorrência registrada para peixes e aves, resíduos; óleo e outros; e encalhe de mamíferos marinhos, e portanto houve no projeto o envolvimento de mão-de-obra especializada para elaboração de mapas e planilhas georreferenciadas.*

(Item II.7.1.3, pág. 65/114)

Resposta/Comentário:

Quanto ao envio das planilhas em formato *shapefile*, a PETROBRAS informa que esta demanda será atendida com dados a partir de janeiro de 2012. Entretanto, em decorrência do período necessário para a aquisição das informações oriundas das bases, processamento e compilação dos dados e repasse à PETROBRAS, somente será possível efetuar a entrega das planilhas mensais à CGPEG com um prazo de 40 dias de defasagem, isto é, as planilhas do mês de janeiro serão entregues até o dia 10 do mês de março e, assim, sucessivamente.

Solicitação/Questionamento: A CGPEG solicita que sejam feitas novas tratativas junto ao TAMAR no intuito de sanar as dificuldades de acesso aos dados referentes às tartarugas marinhas e assim reduzir o tempo necessário para entrega das planilhas simplificadas nos moldes da já solicitadas pela CGPEG.

(Item II.7.1.3, pág. 65/114)

Resposta/Comentário:

Para a entrega dos relatórios com os dados não reprodutivos de tartarugas marinhas, a PETROBRAS informa que foi confirmado pelo Centro TAMAR/ICMBIO, através de correio eletrônico, que os relatórios não mais necessitariam de avaliação prévia por parte do Centro TAMAR/ICMBIO antes de serem encaminhados para protocolo. Este novo procedimento garantirá o cumprimento dos prazos acordados na descrição do Subprograma para a entrega dos relatórios mensais, trimestrais e analítico anual.

Sobre os dados reprodutivos de tartarugas marinhas, ratifica-se que, por se tratarem de dados sigilosos e de exclusiva propriedade do Centro TAMAR/ICMBIO, a sua disponibilização extrapola a competência da

PETROBRAS enquanto devedora do cumprimento dessa condicionante. Desta forma, o objetivo específico relativo à coleta e análise dos dados reprodutivos de tartarugas marinhas e suas respectivas atividades, foram retirados do escopo do PRMEA. A PETROBRAS entende que cabe exclusivamente ao Centro TAMAR/ICMBIO a decisão de cessão total ou parcial dos dados referente à coleta de ovos e acompanhamento do sucesso reprodutivo na área monitorada.

É válido salientar que a PETROBRAS, através da FMA, continua garantindo que parte de sua equipe de monitores de praia (dos 10 dedicados ao programa, três são exclusivamente para atuarem na época reprodutiva) e dois executores de base (Bases de Conde e Ponta dos Mangues) estão disponibilizados para atuarem na coleta dos dados reprodutivos.

Solicitação/Questionamento: *Reitera-se a solicitação contida no Parecer Técnico CGPEG/DILIC/IBAMA N° 108/11 de que os dados das planilhas mensais deverão ser entregues em formato shapefile (.shp). Os shapefiles deverão conter uma tabela de atributos, de modo que cada ponto referente a uma avistagem esteja associado a todas as informações da planilha mensal de registro de ocorrências.*

(Item II.7.1.3, pág. 66/114)

Resposta/Comentário:

Conforme mencionado anteriormente, a PETROBRAS confirma o envio das planilhas em formato *shapefile*, ressaltando o atendimento aos prazos de protocolo possíveis de serem cumpridos e já justificados nas respostas acima.

Realização de workshop

Solicitação/Questionamento: *No entanto a CGPEG verificou a necessidade premente da realização de uma reunião técnica de sua equipe de acompanhamento dos projetos de monitoramento de praia com a equipe técnica executora do PRMEA, e em especial, com o bioestatístico contratado, para discussão sobre os impactos ambientais de todas as atividades da PETROBRAS na Bacia de Sergipe/ Alagoas (em andamento, passadas e futuras) que podem vir a se manifestar na biota marinha. A CGPEG solicita que esta reunião técnica seja agendada impreterivelmente no primeiro semestre de 2012, e que sejam confirmadas a data e o local de realização da mesma, com antecedência mínima de 30 dias para a viabilização administrativa para participação dos técnicos desta Coordenação.*

(Item II.7.1.3, pág. 66/114)

Resposta/Comentário:

A PETROBRAS informa que está em fase de elaboração da pauta para a reunião técnica solicitada. A intenção inicial é que ocorra durante o período da manhã do dia 04.06.12, (esta data foi definida com base na disponibilidade do bioestatístico). Neste momento estamos elaborando a pauta onde o foco principal será a apresentação dos dados prévios dos dois anos de execução do Subprograma. Neste sentido, solicitamos sugestão de pauta até o dia 13.05, bem como a confirmação da viabilidade da data, horário e quantidade de participantes da CGPEG/UALAE.

Concluir a estruturação das bases para apoio as atividades de monitoramento e para reabilitação de quelônios

Solicitação/Questionamento: *A argumentação de que a*

organização atual disponibilizada pela PETROBRAS da base de Pontal do Peba “garantiu o atendimento e necropsias (quando possível) de todas as tartarugas marinhas encalhadas no local”, não pode ser justificativa para a não implementação de base de apoio aos executores do projeto PRMEA, incluindo os monitores e veterinários que rotineiramente se deslocam na região para as atividades do projeto.

(Item II.7.1.3, pág. 67/114)

Resposta/Comentário:

A PETROBRAS ratifica que a estrutura necessária para o pleno funcionamento das atividades do PRMEA para a área de Pontal do Peba está garantida, uma vez que todas as atividades inerentes ao PRMEA nesta região foram cumpridas e atestadas nos relatórios de acompanhamento.

Solicitação/Questionamento: *Cabe esclarecer que os resultados no primeiro ano do PRMEA foram registradas 444 tartarugas em Piaçabuçu, um trecho de praia de 23 km, sendo que a maioria estavam mortas, e correspondendo a quase metade do total (959) de tartarugas registradas para o primeiro ano do Projeto. Neste cenário, onde um dos objetivos específicos do PRMEA, conforme página 89/171, é de “Analisar, com fechamento anual de dados, os resultados obtidos das avaliações das ocorrências de quelônios debilitados ou mortos, verificando se há relação causal entre as atividades petrolíferas desenvolvidas na região e a mortalidade ou debilitação destes animais, considerando também possíveis influências de outras atividades humanas”, faz-se necessária a implementação de estrutura mínima adequada de execução das atividades do projeto que garanta a possibilidade de alojamento para*

veterinários do projeto permanecerem mais tempo na região, apoiando o monitor em função da elevada demanda registrada no local.

A própria Petrobras corrobora essa necessidade, no documento intitulado Resposta ao Relatório de Vistoria Técnica N°056/2011, onde informa que: “O aluguel da casa na praia do Pontal do Pebas foi pensado como alternativa para o alojamento do veterinário para a realização das atividades de necropsia a campo e de alojamento para outros técnicos do PRMEA para a execução de atividades oriundas da casuística.” Contudo protela a adoção de medidas, uma vez que os técnicos do projeto já haviam encontrado uma casa (Relatório de Vistoria CGPEG/DILIC/IBAMA nº 056/2011), que atenderia a proposta de ser base para o monitor e alojamento para os veterinários que permaneceriam mais tempo no local, ao argumentar que: “Esta alternativa está sendo analisada conjuntamente com outras, as quais, juntamente com a equipe do PRMEA, estamos analisando a maneira mais eficiente e viável de atender esta demanda.”

Em razão do explicitado acima, não há motivações justificadas para protelar a locação de imóvel na localidade de Praia do Pebas. E portanto, a empresa deve apresentar com maior brevidade possível uma data para locação e implementação da base no local.

(Item II.7.1.3, pág. 67/114)

Resposta/Comentário:

Quanto à questão da locação do imóvel no Pontal do Pebas, a PETROBRAS informa que foi realizada reunião com a equipe de veterinários contratada e percebeu-se que a estratégia da locação de uma pousada em Piaçabuçu para acompanhamento das atividades *in loco* (mínimo previsto de 10 dias) e para

suporte das atividades de monitoramento é suficiente para o pleno atendimento às metas estabelecidas no PRMEA para o grupo das tartarugas marinhas, vindo, assim, a complementar a estrutura de apoio vigente na APA de Piaçabuçu.

***Solicitação/Questionamento:** Apesar dos encaminhamentos estabelecidos pela CGPEG, a PETROBRAS no documento intitulado Resposta ao Relatório de Vistoria Técnica N°056/2011, novamente, protela a adoção de medidas que definam com quais bases contará para a reabilitação e que assegurem o pleno atendimento a fauna marinha, como segue: “Comunicamos, também, que em conjunto com a Fundação Mamíferos Aquáticos e Fundação Pró-Tamar estamos analisando a viabilização de uma estrutura que centralize a reabilitação de todos os animais atendidos pelo PRMEA.”*

(Item II.7.1.3, pág. 69/114)

Resposta/Comentário:

Como resultado de várias negociações realizadas entre a Fundação Pró-Tamar e a Fundação Mamíferos Aquáticos, a PETROBRAS definiu as seguintes bases de apoio para o pleno atendimento a fauna marinha:

- Base de apoio para atendimento às aves marinhas vivas – instalação localizada no Pólo Atalaia, conforme **Figura II.7.1.3-1, Figura II.7.1.3-2, Figura II.7.1.3-3 e Figura II.7.1.3-4**, já apresentadas;
- Base de apoio para atendimento aos mamíferos marinhos – base avançada do Plano de Emergência para Vazamentos de Óleo – PEVO - localizada no bairro Mosqueiro, no município de Aracaju/SE;
- Base de apoio para atendimento às tartarugas marinhas – estrutura em fase de ampliação localizada no Oceanário de Aracaju. O cronograma

executivo da obra, assim como a apresentação do croqui, são apresentados na revisão do PRMEA (Item II.7.1.3) (**Anexo II.7**).

Apresentar providências do reforço da equipe de veterinários da área de quelônios para o acompanhamento sistemático do monitoramento de praia

Solicitação/Questionamento: Contudo, a CGPEG ressalta que a efetividade dessa medida de concentração das atividades administrativas na figura da secretária, que eram anteriormente divididas entre os veterinários, deve ser avaliada pela equipe executora, visando o objetivo de estabelecer a presença contínua dos veterinários no campo em conjunto com os monitores. E ainda, com a inclusão do atendimento das aves marinhas, faz-se necessária a inclusão na equipe do PRMEA, com ao menos um profissional com experiência comprovada no manuseio e reabilitação das mesmas.

(Item II.7.1.3, pág. 69/114)

Resposta/Comentário:

A PETROBRAS esclarece que, para atendimento a essa demanda, será utilizado o apoio da médica veterinária da equipe de mamíferos aquáticos com experiência em atendimento de aves marinhas, a consultoria de um biólogo especialista em taxonomia, biologia e conservação de aves marinhas e de um estagiário, além de pessoal de serviços gerais para apoio.

Ressalta-se ainda que o atendimento das aves marinhas pela médica veterinária não onera as atividades executadas pela equipe de mamíferos aquáticos, uma vez que o número de aves vivas arribadas é relativamente baixo (33 ocorrências em 20 meses de projeto) e a mesma contará com um

grupo de apoio.

Solicitação/Questionamento: *Desta forma, reiteramos a solicitação do Parecer Técnico CGPEG/DILIC/IBAMA N° 312/11 de que a Petrobras apresente o PRMEA consolidado, incluindo as complementações solicitadas no presente parecer e no Relatório de Vistoria CGPEG/DILIC/IBAMA nº 056/2011, assim como, revisando o texto apresentado, atualizando as informações referentes à equipe executora, estrutura física dispensada para o monitoramento e atendimento dos grupos, e metodologias de registro, coleta e atendimento da fauna, inclusive com os prazos definidos para o atendimento de todas as solicitações apresentadas e/ou reiteradas relativas a realização de obras e aluguel de bases de apoio, efetivação de contratos e convênios para o atendimento satisfatório da fauna marinha, encaminhamento de relatório anual, trimestrais e planilhas mensais.*

Cabe ressaltar que o Programa Regional de Monitoramento de Encalhadas e Anormalidades na Área de Abrangência da Bacia de Sergipe/Alagoas – PRMEA é condicionante do Projeto em licenciamento, bem como dos demais projetos a que está vinculado, e portanto a execução do mesmo em atendimento a todas as diretrizes estabelecidas pela CGPEG é prerrogativa indispensável para a emissão da Licença Prévia e vigência das demais licenças a ele vinculadas, sob pena de descumprimento de condicionante ambiental e respectivas sanções legais.

(Item II.7.1.3, pág. 70/114)

Resposta/Comentário:

A nova versão do PRMEA, apresentados no **Anexo II.7**, contempla as alterações solicitadas neste parecer técnico, bem como os novos compromissos que, de ante mão, a PETROBRAS informa que já estão sendo implementados.

II.7.1.4 – Projeto de Avistagem da Biota Marinha e Embarcações de Pesca

Solicitação/Questionamento: Os dados das planilhas do Projeto de Avistagem da Biota Marinha e Embarcações de Pesca deverão ser entregues também em formato shapefile (.shp) com Datum SIRGASS 2000. Os shapefiles deverão conter uma tabela de atributos, de modo que cada ponto referente a uma avistagem esteja associado a todas as informações das planilhas “Registro de Avistagem de Biota” (incluir a data da observação), e “Monitoramento da Atividade Pesqueira”.

(Item II.7.1.4, pág. 70/114)

Resposta/Comentário:

A PETROBRAS confirma que os dados das planilhas do Projeto de Avistagem da Biota Marinha e Embarcações de Pesca serão entregues no formato shapefile (.shp) com Datum SIRGASS 2000 a partir de Junho de 2012, através de correio eletrônico para o Analista responsável no IBAMA.

II.7.1.5 – Projeto de Monitoramento da Morfodinâmica Costeira da Praia de Atalaia – Aracaju

***Solicitação/Questionamento:** O texto inicial da apresentação do Projeto de Monitoramento da Morfodinâmica Costeira da Praia de Atalaia informa incorretamente que “Em atendimento ao Parecer Técnico CGPEG/DILIC/IBAMA nº 24/2009, de 16/01/2009, a PETROBRAS apresenta esta proposta de monitoramento da morfodinâmica costeira da Praia da Atalaia...”. Na realidade, o projeto foi aprovado pelo Parecer Técnico CGPEG/DILIC/IBAMA nº 172/2010, de 12.07.2010, que considerava: o “Projeto de Monitoramento da Morfodinâmica Costeira da Praia de Atalaia, Aracaju/SE” que, desde já, pode ser considerado aprovado por esta Coordenação Geral, realizando-se apenas alguns pequenos ajustes”.*

(Item II.7.1.5, pág. 70/114)

Resposta/Comentário:

Reapresenta-se, a seguir, devidamente corrigido, o texto inicial de apresentação do Projeto de Monitoramento da Morfodinâmica Costeira da Praia de Atalaia, cuja versão atualizada é apresentada no **Anexo II.7**.

“O presente Projeto prevê o monitoramento da morfodinâmica costeira da Praia de Atalaia, considerando as forçantes e feições geomorfológicas que influenciam os processos costeiros responsáveis pela mobilidade da linha de costa desta praia, e incorpora as solicitações feitas no Parecer Técnico CGPEG/DILIC/IBAMA nº 172/2010, que o aprovou.”

***Solicitação/Questionamento:** Entende-se desta forma que o Projeto de Monitoramento da Morfodinâmica Costeira da Praia de Atalaia já estava aprovado e caso tivesse sido executado, estaria em processo de aquisição de dados cruciais para a análise e aprovação das cotas de enterramentos dos novos dutos a serem instalados nesta praia. Portanto, o que ora se*

apresenta no âmbito da Ampliação SEAL não é uma proposta, e sim a Revisão 01 que a PETROBRAS ficou de apresentar e só agora o faz de fato. Desta forma, nela deverão estar incorporadas as determinações estabelecidas no Parecer Técnico CGPEG/DILIC/IBAMA nº 172/2010, abaixo reproduzidas:

- “Em primeiro lugar, por considerar este projeto prioritário para a regularização deste licenciamento e para o licenciamento ambiental de futuros empreendimentos que possam vir a serem instalados nas proximidades da Praia de Atalaia, a CGPEG solicita que o projeto seja planejado para ser executado por, pelo menos, 2 (dois) anos, pois esta Coordenação Geral tem plena convicção de que apenas 12 meses de monitoramento não permitirão um entendimento suficiente dos processos costeiros que regem a morfodinâmica local, muito provavelmente sujeita a variações inter-anuais”.*

O cronograma com previsão de campanhas para 24 meses foi apresentado e teria se iniciado em julho de 2011 com o levantamento tomográfico dos dutos e 1ª campanha prevista para 19 e 20/09/11. O Parecer Técnico CGPEG/DILIC/IBAMA nº 172/2010 o considerou prioritário e não se vê justificativas para esta demora em sua implementação. De qualquer forma, não há qualquer informação de que tenha realmente se iniciado, ainda que seja, em julho de 2011.

(Item II.7.1.5, págs. 70-71/114)

Resposta/Comentário:

A PETROBRAS informa que o Projeto de Monitoramento da Morfodinâmica Costeira da Praia de Atalaia foi iniciado em 19/07/2011, com o levantamento tomográfico dos dutos de diâmetro superior a 12 pol. Já as atividades em 20/09/2011. Confirma-se, também, a conclusão do levantamento tomográfico em 12/12/2011, contemplando tanto os dutos com diâmetro acima quanto abaixo de 12 pol.

Solicitação/Questionamento: *O Relatório Inicial do Projeto de Monitoramento da Morfodinâmica Costeira da Praia de Atalaia foi protocolado na UALAE em 06/09/2011 e será analisado em Parecer Técnico específico juntamente com o Relatório Consolidado dos Perfis de Praia medidos na praia de Atalaia, Aracaju/SE, em 2004 e 2005.*

Contudo na descrição do Projeto apresentada no EIA – Rev.01 e no Relatório Inicial constam as informações solicitadas que foram consideradas adequadas. Solicita-se, portanto, a correta informação sobre o estágio de implementação deste projeto, reiterando que sua implementação independe deste processo de licenciamento em específico, por ter sido demandado no âmbito do TAC.

(...)

- “Por fim, cabe lembrar que a empresa deverá, conforme solicitado pelo item II.3 deste parecer técnico, incluir no projeto a “Caracterização da Malha Dutoviária da Praia de Atalaia”.*

Este item foi atendido, tendo sido incluído como uma das metas do Projeto de Monitoramento da Morfodinâmica Costeira da Praia de Atalaia. Pelo cronograma, este projeto já foi iniciado. Solicita-se informação sobre seu andamento.

(Item II.7.1.5, págs. 71-72/114)

Resposta/Comentário:

Conforme informado na resposta ao questionamento anterior, o Projeto de Monitoramento da Morfodinâmica Costeira da Praia de Atalaia foi iniciado em 19/07/2011, com o levantamento tomográfico dos dutos de diâmetro superior a 12 pol, enquanto que as atividades de levantamento dos perfis de praia e de *shore approach* foram iniciadas em 20/09/2011, já tendo sido realizadas 5 das 24 campanhas previstas para levantamento dos perfis de praia e 3 das 12

campanhas previstas de *shore approach*, em concordância com o cronograma pré-estabelecido, apresentado na versão do Projeto encaminhada em resposta ao Parecer Técnico Nº 312/2011. Informa-se, também, a conclusão da etapa de levantamento tomográfico em 12/12/2011, contemplando tanto os dutos com diâmetro acima quanto abaixo de 12 pol.

Solicitação/Questionamento: Ainda no âmbito desse Projeto, na descrição do método da tomografia elétrica que será utilizado para o mapeamento das cotas de enterramento dos dutos na zona de arrebentação da praia, relata-se uma possível dificuldade técnica. Assevera-se que o referido método é empregado com sucesso no mapeamento de dutos com diâmetros superiores a 12", o que asseguraria o mapeamento correto das cotas de enterramento relativas aos quatro dutos que possuem diâmetro superior a 12". Informa-se que para os seis dutos menores (diâmetro de 6" e 8") será testada e avaliada a sua aplicabilidade e em caso de insucesso a PETROBRAS "irá verificar se existe algum método para tal", o que gera uma incerteza sobre a efetiva realização do mapeamento das cotas de enterramento dos dutos menores. Causa surpresa que um Projeto longamente discutido e aprovado desde 12.07.2010 através do Parecer Técnico CGPEG/DILIC/IBAMA nº 172/2010, seja agora reapresentado com esse nível de incerteza, gerando dúvidas quanto à determinação das cotas de enterramento dos dutos com diâmetros inferiores a 12". A ausência dessas informações prejudica a tomada de decisão que viabilizaria a implantação dos novos dutos rígidos a serem instalados na Praia de Atalaia.

(Item II.7.1.5, pág. 72/114)

Resposta/Comentário:

A PETROBRAS esclarece que, conforme apresentado no mapa encaminhado à UALAE em 23/12/2011, através do ofício UO-SEAL/SMS 0518/2011, as modificações feitas no método de tomografia elétrica visando a sua utilização para verificação da cota de enterramento de dutos submarinos de diâmetro inferior a 12 pol obtiveram sucesso, possibilitando a amostragem dos demais dutos pertencentes da malha dutoviária da praia de Atalaia.

Solicitação/Questionamento: Com base na análise do item “II.2.4.1 - Enterramento de dutos e rebaixamento de cotas” solicita-se considerar a inclusão entre as metas do projeto de avaliação da repercussão do evento erosivo que ocorre nas adjacências Norte da Praia de Atalaia sobre a região de enterramento dos dutos.

(Item II.7.1.5, pág. 72/114)

Resposta/Comentário:

A PETROBRAS confirma que, conforme versão apresentada no **Anexo II.7**, a meta de avaliação da repercussão do evento erosivo que ocorre nas adjacências Norte da Praia de Atalaia sobre a região de enterramento dos dutos foi incluída no Projeto.

II.7.1.6 – Projeto de Monitoramento de Fluidos de Perfuração e Cascalhos

Solicitação/Questionamento: Por motivos já esclarecidos no PT 0312/11, o Termo de Referência nº. 029/2008 não contempla as questões relacionadas à perfuração. Com isto a empresa

incluiu no EIA as questões relacionadas à perfuração atendendo às exigências em curso feitas pelo IBAMA para atividades semelhantes. Solicitamos que a empresa se atente para a manifestação desta coordenação de que o procedimento atende ao processo de licenciamento para esta área específica, desde que o EIA revisto contemplasse as exigências e revisões solicitadas no supracitado parecer.

Desta forma, solicitamos que a empresa retome a apresentação do Projeto de Monitoramento de Fluidos de Perfuração e Cascalhos, procedendo as alterações sinalizadas no PT nº 0312/11 e atualizando o sumário apresentado no EIA – Rev.01 no item II.7.

Para ajustar as exigências desta coordenação aos processos semelhantes, estamos reenviando o anexo “Requisitos de monitoramento de fluidos e cascalhos”, que deve substituir o anteriormente encaminhado.

(Item II.7.1.6, pág. 73/114)

Resposta/Comentário:

A PETROBRAS informa que o Projeto de Monitoramento de Fluidos de Perfuração e Cascalhos está sendo reapresentado no **Anexo II.7**.

II.7.2 - Projeto de Monitoramento do Desembarque Pesqueiro

Solicitação/Questionamento: *Apenas ressaltamos que todos os mapas à serem produzidos no ambiente ARCGIS 9.3 (ESRI, Inc), deverão utilizar preferencialmente, imagens raster e dados vetoriais georeferenciados com a projeção geográfica e DATUM*

em SIRGAS2000, uma vez que, para compatibilizar as informações geográficas de várias origens, elas deverão estar num mesmo sistema de referência. A utilização de ambos (SAD69 e SIRGAS2000), conforme apresentado na página 9/15 torna-se inviável a medida que os dados fornecidos pelo SAD69 e pelo SIRGAS2000 não são compatíveis entre si, ou seja, não podem ser inseridos num mesmo mapa. Há um deslocamento espacial entre as coordenadas determinadas pelos dois sistemas (variável, dependendo do local onde se está). A distância média para o mesmo ponto em SAD69 e SIRGAS2000 é algo em torno de 65 metros.

Solicita-se assim, a confecção nos mapas em SIRGAS2000, pois ele é a nova base para o Sistema Geodésico Brasileiro (SGB) e para o Sistema Cartográfico Nacional (SCN) e depois de passado o período de transição, a partir de 2015, será o único sistema geodésico de referência legalizado no país.

(Item II.7.2, pág. 73/114)

Resposta/Comentário:

A PETROBRAS confirma que todos os mapas a serem gerados no âmbito do PMPDP utilizarão o sistema de georeferenciamento DATUM SIRGAS2000.

II.7.4 - Programa de Comunicação Social Regional – PCSR

Solicitação/Questionamento: *As informações apresentadas no EIA foram consideradas satisfatórias. A empresa deve apenas atualizar a descrição da Superintendência do IBAMA em Sergipe, que foi apresentada desatualizada no Quadro II.7.4-1, ainda como uma Gerência e com os antigos telefones que já foram*

desativados. Para atualização das informações entrar em contato com o telefone (79) 3712-7400 ou 3712-7429.

(Item II.7.4, pág. 74/114)

Resposta/Comentário:

A PETROBRAS informa que já providenciou a atualização do Quadro II.7.4-1 do PCSR, conforme se segue:

- Superintendência Regional do IBAMA
 - Superintendente: Manoel Rezende
 - Tel: (79) 3712-7400/ 3712-7429
 - End.: Av. Coelho e Campos, 521, Centro - CEP: 49010-720

II.7.5 - Projeto de Educação Ambiental

Solicitação/Questionamento: Com isto, desde já, esta Coordenação Geral reitera as informações contidas no Parecer Técnico 396/2011, o qual reafirmou o entendimento de que a PETROBRAS teve prazo máximo de 02 anos, contados a partir de 2009 quando a empresa celebrou convênio com a UFS, para completa adequação às diretrizes expressas na Nota Técnica 01/2010. Desta maneira, na resposta ao presente parecer técnico, a PETROBRAS deve se comprometer a apresentar para o próximo Plano Geral de Trabalho (III) linhas de ação que estejam em conformidade com a referida Nota Técnica, sem possibilidades de novas postergações, assim como um planejamento para que o Programa se adeque plenamente num curto prazo.

No que concerne a elaboração do próximo Plano Geral de

Trabalho, a CGPEG espera que a partir da realização da reunião requerida, a PETROBRAS inicie as ações para efetiva implantação das novas diretrizes expressas na Nota Técnica. Adicionalmente, espera-se alcançar condições para iniciar, no âmbito do PGT III, a inserção das atividades sugeridas neste Parecer Técnico, como forma de mitigar os impactos derivados do Projeto de Ampliação, em especial:

(i) ampliação da pesquisa sobre aplicação e controle social dos royalties para outros municípios do Estado;

(ii) realização de seminário anual sobre “Petróleo, Gás e Sustentabilidade em Sergipe”;

(iii) divulgação, atualização e manutenção de informações sobre uso dos royalties no site oficial do PEAC (www.programapeac.com.br), a serem obtidas por meio da pesquisa.

Entende-se que a realização das reuniões aceitas por esta Coordenação permitem no mínimo que se chegue ao mês de julho de 2012 com um cenário consistente e com cronograma estabelecido de como se dará a transição.

(Item II.7.5, pág. 75/114)

Resposta/Comentário:

Os alinhamentos necessários para o atendimento das demandas apresentadas pelo IBAMA relativas à elaboração do próximo Plano Geral de Trabalho com um planejamento que assegure num curto prazo a plena adequação do PEAC à Nota Técnica 01/2010, foram estabelecidos em reunião com a PETROBRAS em 02.02.2012, cuja ata é apresentada no **Anexo II.7.5-1**.

Com relação às demandas de (i) ampliação da pesquisa sobre aplicação e controle social dos royalties para outros municípios do Estado; (ii) realização de

seminário anual sobre “Petróleo, Gás e Sustentabilidade em Sergipe”; (iii) divulgação, atualização e manutenção de informações sobre uso dos royalties no site oficial do PEAC (www.programapeac.com.br), a serem obtidas por meio da pesquisa, a PETROBRAS já apresentou seu posicionamento na resposta ao Item II.2.3 – Justificativas deste documento).

***Solicitação/Questionamento:** Sobre a obtenção do Registro Geral de Imóveis, convém destacar que é uma exigência imposta pela PETROBRAS para iniciar reformas, ampliações ou construções de estruturas físicas nas comunidades. Por outro lado, a própria PETROBRAS reconhece que este é um problema crônico no Estado de Sergipe, com possibilidade de inviabilizar a execução de 75% dos projetos.*

Destaca-se que a PETROBRAS informou em reunião com a Diretoria de Licenciamento Ambiental, realizada em 31.10.2011 com a participação de outras instituições governamentais, que foi instituído pelo Gabinete do Presidente da empresa um grupo corporativo para solucionar os problemas identificados dos projetos de compensação, onde se incluem os de ordem fundiária e que envolvem a regularidade constitutiva e fiscal das entidades. É importante que este grupo apresente no início de 2012, e também em resposta a este parecer técnico, suas conclusões e os encaminhamentos que foram e serão adotados pela empresa para solucionar estas pendências e implementar os projetos de compensação demandados pelas comunidades.

(Item II.7.5, pág. 77/114)

***Solicitação/Questionamento:** Em face do expressivo número de projetos que apresentam problemas fundiários, da geração de expectativas nas comunidades envolvidas no PEAC, bem como*

todo o histórico de relacionamento das atividades de exploração e produção de petróleo e gás com as comunidades costeiras, é fundamental que as soluções sejam viabilizadas pelo empreendedor de forma célere, tendo em vista que o grupo de trabalho instituído pode contar com o envolvimento do MME e do MPOG para negociação com o Governo do Estado, prefeituras ou outros órgãos públicos, como o INCRA, para a solução dos problemas apresentados. Desta forma, a CGPEG não vislumbra a possibilidade do não atendimento às demandas/projetos prioritários pela PETROBRAS.

Portanto, espera-se que a empresa adote uma postura compromissada, criativa e ousada no encaminhamento e solução dos problemas por ela alegados, cumprindo os compromissos assumidos por sua direção.

(Item II.7.5, pág. 78/114)

Resposta/Comentário:

Conforme havia sido acordado na reunião sobre o andamento das ações desenvolvidas e a estruturação do PEAC, realizada no dia 02.02.2012, na UALAE, a PETROBRAS encaminhou no dia 23.02.2012 para análise e aprovação da CGPEG, o novo Cronograma de Projetos de Mitigação e de Compensação do PEAC, que foi discutido e validado em nova reunião, realizada também na UALAE, no dia 24.02.2012.

A proposição de um novo cronograma decorreu de uma alteração fundamental ocorrida nas exigências jurídicas para a efetivação de projetos envolvendo a necessidade de terrenos. Anteriormente, era exigida a prévia demonstração de **propriedade** do imóvel, através da apresentação do respectivo Registro Geral de Imóvel – RGI. Através de um acordo envolvendo o IBAMA e também as comunidades no que se refere aos riscos jurídicos envolvidos, a PETROBRAS passou a considerar a possibilidade de efetivação dos projetos com a

demonstração da **posse**, cabendo às comunidades a futura regularização para efetivação da propriedade. Com esse acordo, a celebração de convênios com entidades representativas para a execução de projetos de compensação ensejará à PETROBRAS a condição de ter cumprido a exigência de compensação, cabendo-lhe executar plenamente o objeto do convênio, a menos que ocorram impedimentos judiciais ou extra-judiciais contestando a propriedade dos terrenos.

Cabe ressaltar que, embora haja o compromisso da PETROBRAS com a implementação dos projetos de compensação nos termos acordados, existe a possibilidade de não atendimento de algumas demandas na hipótese das comunidades não conseguirem terreno. Nesses casos, caberá a análise das demais demandas já priorizadas pelas comunidades no processo do PEAC ou mesmo a identificação de outra demanda - nos casos em que as demais priorizadas também envolvam a necessidade de terreno.

O cronograma proposto leva em consideração o grande volume de projetos já aprovados pelo IBAMA e a necessidade de amplo empenho para garantir o início e o desenvolvimento da execução destes projetos. A PETROBRAS ressalta que, mesmo com a flexibilização ocorrida, são muitas as ações necessárias para providenciar todos os documentos necessários para a elaboração de convênios, incluindo planos de trabalho e orçamentos detalhados. Além disso, a execução simultânea de convênios demandará muitas atividades de campo, para o adequado acompanhamento das ações a serem implementadas. Assim, a PETROBRAS propôs que as atividades de elaboração somente fossem retomadas a partir de Julho/2012, havendo acordo do IBAMA com relação a esta proposta.

Estão inseridos nesta conjuntura, os projetos abaixo relacionados.

	MUNICÍPIO	COMUNIDADE	DEMANDA
1	Aracaju	Areia Branca	Construção da sede da associação de pescadores
2		Robalo/São José	Construção de um centro comunitário com espaço destinado para reuniões, cursos e funcionamento da associação de moradores
3		Bairro Industrial	Construção da sede da associação de pescadores
4		Farolândia	Construção de um centro comunitário com espaço destinado para reuniões, cursos e funcionamento da associação de moradores
5		Mosqueiro	Criação de uma cooperativa de pescadores e marisqueiras para a comercialização do pescado com construção de sede
6	Barra de Coqueiros	Capuã	Construção da sede da Associação de Catadores e Catadoras de mangaba do município de Barra dos Coqueiros junto à aquisição de maquinário para o funcionamento de uma unidade produtiva de beneficiamento da mangaba
7		Boca da Barra	Construção de um Centro Comunitário com espaço destinado para reuniões e cursos, e espaço para beneficiamento e armazenamento de pescado
8		Atalaia Nova	Reforma das embarcações de pesca artesanal com substituição dos apetrechos de pesca deteriorados
9		Olhos D'Água	Construção de um Centro Comunitário com espaço destinado para reuniões, Sala de aula e oficina de corte, costura, crochê e bordado
10	Brejo Grande	Brejão dos Negros	Construção de unidade equipada para processamento de pólen e beneficiamento do mel, dentro das normas do SIF

	MUNICÍPIO	COMUNIDADE	DEMANDA
1 1	Conde	Poças	Construção da sede da associação de pescadores
1 2	Estância	Sede	Construção de um centro comunitário no bairro Porto da Areia com espaço destinado para reuniões e cursos
1 3		Tibúrcio	Construção de um centro comunitário com espaço destinado para reuniões e cursos e uma sala para funcionamento da associação de moradores Não possui terreno regularizado
1 4		Abaís	Construção de um centro comunitário com espaço destinado para reuniões e cursos e uma sala para funcionamento da associação de moradores
1 5		Massadiço	Construção de um centro comunitário com espaço destinado para reuniões e cursos e uma sala para funcionamento da associação de moradores
1 6		Ouricuri	Construção de uma sede para a associação de moradores
1 7		Saco	Construção de uma sede para a associação de moradores
1 8		Porto do Mato	Construção de uma sede para a associação de moradores
1 9		Indiaroba	Pontal
2 0	Terra Caída		Construção de um centro turístico com espaço para artesanato e comidas típicas, bem como atividades culturais e de formação
2 1	Itaporanga D'Ajuda	Caueira	Reativação da fábrica de polpa de mangaba

	MUNICÍPIO	COMUNIDADE	DEMANDA
2 2		Ilha Mem de Sá	Construção de um centro comunitário com espaço destinado para reuniões e cursos
2 3		Paruí	Construção de um espaço para beneficiar e armazenar o pescado
2 4		Água Boa	Construção da sede da associação de pescadores
2 5	Jandaíra	Coqueiro	Construção de um centro de informática
2 6		Mangue Seco	Construção de um centro comunitário com espaço destinado para reuniões e cursos, sala de informática e cozinha para preparo de doces caseiros e fabricação de sabão com óleo coletado dos restaurantes
2 7		Cachoeira	Construção de um centro comunitário com espaço destinado para reuniões e cursos, sala de informática e maquinário para cursos de corte e costura
2 8		Abadia	Construção da sede da associação com espaço cursos, reuniões e artesanatos
2 9	Pacatuba	Santana dos Frades	Construção de uma fábrica de sabão feito com produtos locais
3 0		Aracaré+Oitizeiro+Garatuba	Construção de um Centro Comunitário com espaço destinado para reuniões e cursos, sala de informática e espaço para armazenamento de pescado
3 1		Fazenda Nova	Construção de uma fábrica de polpa de frutas
3 2		Junça	Aquisição de espaço para comercialização de artesanato
3 3	Pirambu	Sede	Reforma do Entrepasto de Pesca de Pirambu, com proposta de aproveitamento dos resíduos

	MUNICÍPIO	COMUNIDADE	DEMANDA
3 4	Santa Luzia do Itanhaí	Sede	Construção de uma unidade de beneficiamento e armazenamento de pescado
3 5		Pedra Furada	Construção de um centro comunitário com espaço destinado para reuniões e cursos, sala para funcionamento da associação comunitária e sala de informática
3 6	São Cristóvão	Ilha Grande	Construção de fábrica de doces e polpa de frutas, com aquisição de maquinários e espaço para funcionamento da sede da associação
3 7		Arame II	Construção da sede da associação
3 8		Arame I	Construção de um centro comunitário com espaço destinado para reuniões, cursos, oficina de corte e costura junto à aquisição de equipamentos para a fabricação de sandálias
3 9		Apicum	Construção de um centro de informática
4 0		Rita Cacete	Criação de uma cooperativa de pesca com a construção de sua sede e um espaço para o beneficiamento e armazenamento de pescado
4 1		Carmo e Coqueiro	Criação da associação com a construção de sua sede
4 2		Colônia Miranda	Construção da sede da associação com sala de informática para oferta de cursos
4 3	Pirambu	Lagoa Redonda	Aquisição de máquinas, equipamentos e transporte para prestação de serviços permanentes na produção de substrato do Projeto Gente de Fibra
4 4	Itaporanga D'Ajuda	Nova Descoberta	Curso de Capacitação em Mecânica de Automóveis e Eletricista Predial

O novo cronograma proposto pela PETROBRAS considera a seguinte priorização para execução de projetos:

Projetos de Compensação e de Mitigação	Situação Atual 2 projetos de compensação e 1 mitigação (Z-5) concluídos 11 projetos de compensação em execução e 2 projetos de mitigação com processo de licitação em fase de finalização (Z-1 e Centro Comunitário da Região Sul)
CRONOGRAMA DE EXECUÇÃO	Início da Execução¹
1º Bloco: 13 projetos 9 projetos que envolvem terrenos (reformas e construção); 3 projetos de capacitação ² ; 1 projeto estruturante (Centro Regional Norte)	De Abril a Julho/12
2º Bloco: 10 projetos de compensação Construção de 8 centros e 2 Unidades de Beneficiamento de Pescado (UBAP)	De Agosto a Novembro/12
3º Bloco: 10 projetos 5 projetos de compensação e construção ou reforma de 5 Colônias	De Dezembro a Março/13
4º Bloco: 10 projetos Construção ou reforma de 4 Colônias e 6 projetos de compensação (a serem elaborados)	De Abril a Julho/13
CRONOGRAMA DE ELABORAÇÃO DE PROJETOS	Prazo de Execução
Projetos com a Elaboração Suspensa ou não Iniciada: 46 projetos. Obs. É prevista a necessidade de rediscussão de demanda em pelo menos 10 comunidades, em função de indisponibilidade de terreno ou inviabilidade técnico-econômica ou legal.	Jul- Set/12: 9 projetos Out-Dez/12: 6 projetos Jan-Mar/13: 6 projetos Abr-Jun/13: 9 projetos Jul-Set/13: 9 projetos Out-Dez/13: 7 projetos

¹ Corresponde ao Mês 1 do cronograma de execução de cada projeto aprovado pelo IBAMA, sendo que o período antecedente é requerido para ações de celebração de convênio entre a PETROBRAS e cada entidade envolvida.

² Não dependem de terreno.

Cabe destacar que ainda se encontram em processo de revisão os projetos indicados no quadro abaixo, conforme solicitação do Parecer Técnico CGPEG/DILIC/IBAMA nº 486/11. Estes projetos ainda não foram encaminhados para análise do IBAMA em decorrência da necessidade de maiores considerações acerca das complementações necessárias.

MUNICÍPIO	COMUNIDADE	DEMANDA	
1	Aracaju	Coroa do Meio	Construção de um Centro Comunitário com espaço Destinado para Reuniões, Sala de Aula, Sala de Informática, Oficina de Corte e Costura, com Espaço para os Pescadores Utilizarem para Consertar as Redes e Funcionamento da Associação para a Comunidade de Coroa do Meio
2	Brejo Grande	Carapitanga	Implantação de cultivos coletivos de ostra
3	Barra dos Coqueiros	Sede	Bancadas para Comercialização de Pescados com Anexo para Guardar Apetrechos de Pesca
4	Santa Luzia do Itanhi	Crasto*	Formação de uma Cooperativa com Espaço Físico para Beneficiamento do Pescado

*Aprovado preliminarmente.

Além disso, os projetos executivos relacionados no quadro a seguir não foram aprovados pelo IBAMA, uma vez que as demandas das comunidades envolviam introdução de espécies de peixes exóticas no entorno da Reserva Biológica Santa Izabel, foram consideradas, pelo ICMBio e pelo IBAMA, ambientalmente inviáveis. Em reunião realizada em 31.01.12, entre representantes da PETROBRAS, IBAMA/UALAE e ICMBio/REBIO Santa Izabel, ficou acordada a realização de uma reunião dessas três entidades com as comunidades, para apresentação do problema e rediscussão de suas demandas. Nestas reuniões se abordará a seleção de novo projeto de compensação e a presença das três instituições é necessária para esclarecimentos e validação das novas demandas que venham a ser escolhidas.

MUNICÍPIO	COMUNIDADE	DEMANDA
1 Pacatuba	Tijupares/Maracujá	Implantação de um projeto de piscicultura com tanques de rede
2 Pirambu	Aningas	Implantação de um projeto de piscicultura com tanques de rede

Solicitação/Questionamento: Por fim, no entendimento da CGPEG, nos próximos anos, o PEAC deverá apresentar em sua configuração o estabelecimento das linhas de ação com caráter mitigatório dos impactos socioeconômicos da atividade de exploração e produção de petróleo e gás na Bacia de Sergipe/Alagoas, conforme a Nota Técnica 01/2010. Entretanto, não se exclui a possibilidade de novas medidas compensatórias decorrentes de eventuais impactos não mitigados.

(Item II.7.5, pág. 78/114)

Resposta/Comentário:

A PETROBRAS reafirma seu compromisso de apresentar uma proposta para o estabelecimento das linhas de ação do PEAC com caráter mitigatório dos impactos socioeconômicos da atividade de exploração e produção de petróleo e gás na Bacia de Sergipe/Alagoas, conforme a Nota Técnica 01/2010, nos prazos acordados na reunião realizada com o IBAMA em 02.02.2012, cuja ata é apresentada no **Anexo II.7.5-1**.

II.7.6 - Projeto de Educação Ambiental dos Trabalhadores

Introdução

Tendo como base os entendimentos mantidos com a UALAE durante reunião

específica realizada em 24.02.2012, a visita de acompanhamento ocorrida nos dias 22 e 23.03.2012 e a evolução das discussões sobre a aplicação dos PEATs (em implementação e futuros), a PETROBRAS propõe uma nova estrutura do PEAT na Unidade de Operações de Sergipe/Alagoas, contemplando as especificidades do processo de licenciamento em foco e todas as atividades já em andamento na Unidade, com o objetivo de proporcionar meios de promover um processo educativo de caráter contínuo e otimizado.

A estrutura do PEAT proposta está alicerçada nos seguintes projetos:

- PEAT da Produção: Inicialmente será aplicado especificamente para o projeto de Ampliação do Sistema de Produção e Escoamento de Petróleo e Gás Natural da Bacia de Sergipe/Alagoas, tendo sido formatado para se caracterizar como futuro PEAT Regional de Produção da UO-SEAL, a ser complementado, se assim for necessário, por eventuais diretrizes a serem encaminhadas pelo IBAMA para as demais atividades já em andamento e a futura Nota Técnica do PEAT.

Este PEAT será aplicado para os trabalhadores da atividade de produção, embarcações de apoio (PEAT Pontual, descrito no PEAT da Produção), embarcações formalmente inseridas nos Projetos Continuados (Processo IBAMA Nº 02022.001637/11) e Base de Apoio em terra.

- PEAT Unificado de Perfuração: Tem como objetivo a aplicação de um conjunto de ações para todas as unidades de perfuração que transitam pelas diversas Bacias Sedimentares, garantindo o caráter de continuidade, independentemente da localização geográfica das mesmas, buscando-se a obtenção de resultados mais eficazes no que diz respeito à funcionalidade das ações educativas.

De acordo com o exposto na reunião ocorrida no dia 24.02.2012, na UALAE, existe uma solicitação de abertura de Processo Administrativo em andamento

na CGPEG, feita por meio da carta E&P-CORP/SMS/MA 0091/2010, contendo uma proposta de PEAT Unificado para atender a toda atividade de perfuração marítima, em substituição aos demais PEATs executados para essa atividade, atualmente aprovados e em andamento. Foi encaminhado, à PETROBRAS, em 08.03.2012, o Parecer Técnico CGPEG/DILIC/IBAMA N° 062/12, cuja resposta foi protocolada em 09.04.2012, por meio da carta E&P-CORP/SMS/MA 0018/2012.

É de grande importância o desenvolvimento deste PEAT na tentativa de se criar oportunidades de melhorias na gestão do processo de Educação Ambiental para a atividade de perfuração, sem a interferência da mudança de bacia pela instalação e conseqüente incorporação em novo PEAT, muitas vezes em um curto período de tempo.

Este PEAT Unificado de Perfuração está sendo transcrito, na íntegra, na apresentação da nova estrutura do PEAT da UO-SEAL. Com a aprovação do PEAT Unificado de Perfuração, este será implementado para toda a atividade de perfuração da UO-SEAL, tanto em águas rasas quanto em águas profundas.

Enquanto este PEAT não for aprovado, a metodologia e o conteúdo serão aplicados somente para os trabalhadores que atuam em águas rasas, sendo que os trabalhadores de águas profundas continuarão passando por ações educativas previstas e aprovadas no PEAT da Atividade de Perfuração nos Blocos BM-SEAL 4, 10 e 11, tendo em vista que todo o processo relativo à RLPper n° 446/06, que autoriza a atividade de perfuração no Campo de Piranema, está sendo regido pela LO n° 901/10, que autoriza a perfuração nos Blocos BM-SEAL 4, 10 e 11.

- Ações Educativas Regionais para Atividades em Águas Rasas (até 50m de lâmina d'água) - aplicadas como complemento tanto para as atividades de perfuração quanto para as de produção em águas rasas. Estas ações terão como objetivo intensificar as ações educativas junto

aos trabalhadores que atuam em águas rasas, no que diz respeito ao potencial impacto das atividades nos meios físico, biótico e socioeconômico, vista a alta sensibilidade deste ambiente em relação às atividades que serão ali desenvolvidas..

Solicitação/Questionamento: Devido ao empreendimento abranger atividades tanto de perfuração, quanto de produção, faz-se necessário que o PEAT tenha uma estrutura de execução diferenciada para cada tipo de atividade, em virtude de suas particularidades técnicas e diferencial de qualificação dos trabalhadores de cada tipologia e dentro destas de cada atividade específica.

A atual proposta apresentada pela PETROBRAS não sinaliza adequadamente para a aplicação do diferencial do processo educativo em função da diferença entre a tipologia de perfuração e de produção, apenas distinguindo mais enfaticamente a necessidade de processo educativo mais específico com os trabalhadores das embarcações de apoio e das equipes de apoio em terra.

(Item II.7.6, pág. 78/114)

Resposta/Comentário:

Conforme esclarecido no texto inicial, a PETROBRAS apresenta como proposta para a atividade de perfuração o PEAT Unificado de Perfuração, protocolado na CGPEG por meio da carta E&P-CORP/SMS/MA 0091/2010. A aplicação de um PEAT unificado de perfuração visa garantir a gestão unificada do projeto, contribuindo para a implementação das ações educativas de forma contínua e sem repetições devido à transição das unidades marítimas de perfuração nas diversas Bacias Sedimentares.

Para as atividades desenvolvidas em águas rasas, a PETROBRAS propõe um complemento intensificador do conhecimento e da troca de experiências entre os trabalhadores, através de um conjunto de Ações Educativas Regionais para Atividade em Águas Rasas (até 50m de lâmina d'água), descrito na Revisão 02 do PEAT, a ser encaminhada em data futura a ser acordada com o IBAMA.

Solicitação/Questionamento: As reuniões temáticas do PEAT devem ser planejadas para que cada trabalhador não passe pela repetição de tema em que já participou, a menos que seja para o aprofundamento deste tema, mediante necessidade devidamente justificada e/ou solicitação dos trabalhadores, a fim de se evitar a desmotivação dos trabalhadores em relação às atividades educativas.

(Item II.7.6, pág. 79114)

Resposta/Comentário:

A nova proposta do PEAT da UO-SEAL possui a prerrogativa de introdução permanente de novos temas a cada reunião temática, estimulando assim, o contínuo interesse do público alvo na participação no projeto. Para a escolha do conteúdo a ser abordado nas ações educativas, os educadores, guiados por avaliações respondidas pelos trabalhadores, dentre outros, identificarão os temas adequados para as ações educativas seguintes.

Ademais, o formato da proposta de PEAT Unificado de Perfuração garante que os trabalhadores desta atividade não passarão por ações educativas e/ou temas repetidos, a não ser em caso de demanda por parte dos próprios trabalhadores.

Conforme informado na resposta ao PT CGPEG/DILIC/IBAMA Nº 062/12, a PETROBRAS revisará a formatação do controle individual da participação dos trabalhadores nas ações educativas, a ser apresentada na segunda reunião de

trabalho com a CGPEG/UALAE, prevista para o início do segundo semestre de 2012, para discussão, análise e definições, levando em consideração o elevado contingente de trabalhadores englobados nas atividades.

Solicitação/Questionamento: Não realizar as reuniões temáticas sem o material didático (apostilas) para consulta bilíngue.

(Item II.7.6, pág. 79/114)

Resposta/Comentário:

A atividade de produção em águas rasas é executada por instalações com força de trabalho nacional, sendo desnecessária a elaboração de material didático bilíngüe. No caso da ocorrência de tripulantes estrangeiros fixos, será providenciado material didático bilíngüe.

Com relação à atividade de perfuração, o PEAT Unificado de Perfuração prevê a utilização de material didático bilíngüe.

Solicitação/Questionamento: Fixar cartazes bilíngues em locais de grande circulação, sobre a gestão ambiental adotada na plataforma/embarcação, com atenção à melhoria dos procedimentos de gestão das emissões, efluentes e resíduos, e sua inter-relação com os meios físico, biótico e socioeconômico. Na medida em que as reuniões forem ocorrendo novos cartazes podem ser produzidos mediante as sugestões dos trabalhadores, podendo contar com a participação dos mesmos com exemplos e fotos para inclusão nos cartazes.

(Item II.7.6, pág. 79/114)

Resposta/Comentário:

No caso de ocorrência de força de trabalho estrangeira fixa nas instalações de produção e de perfuração, conforme informado acima, a PETROBRAS prevê a utilização de material didático bilíngüe, incluindo os cartazes.

A nova estrutura do PEAT da UO-SEAL prevê, para ambas as atividades, a utilização de cartazes voltados à melhoria dos procedimentos de gestão das emissões, efluentes e resíduos, e sua inter-relação com os meios físico, biótico e socioeconômico, seja por iniciativa dos educadores e/ou por meio de criação pelos próprios trabalhadores.

Solicitação/Questionamento: Estruturar mecanismo de gestão de pessoal que busque atingir a meta de participação de 100% dos trabalhadores nas reuniões.

Para isso a empresa deve adotar estratégia motivacional e organizacional para a participação dos trabalhadores.

(Item II.7.6, pág. 79/114)

Resposta/Comentário:

Uma das metas do PEAT, tanto da produção quanto da perfuração, é o alcance da participação de 100% dos trabalhadores, perseguida a cada ação educativa.

No âmbito da gestão das instalações marítimas, é prevista a ocorrência de ações educativas e outros treinamentos diversos que fazem parte da rotina dos trabalhadores. Todos são convocados a participar, por meio do gerente e/ou dos coordenadores das instalações marítimas, sendo utilizados cronogramas para controle de bordo (além do próprio cronograma dos PEATs). No caso de ações educativas em terra, os trabalhadores são informados com antecedência sobre a programação a ser realizada proximamente.

Ademais, existe a ferramenta da lista de presença, para controle individual da participação dos trabalhadores, meio pelo qual os trabalhadores que não participaram são identificados.

De qualquer forma, porém, ocorrem situações de impossibilidade de atendimento à meta por motivos diversos e que extrapolam a gestão da PETROBRAS, tais como: troca de empresas por parte do trabalhador, licença médica, férias, dentre outros.

A reformatação do mecanismo de controle da participação dos trabalhadores nas ações educativas, comentado anteriormente, virá a contribuir no alcance à meta estabelecida.

***Solicitação/Questionamento:** Executar o PEAT ao menos uma vez a cada novo embarque de equipe de trabalhadores, com novo tema, estimulando a reflexão crítica dos mesmos sobre os processos de gestão ambiental, visando a melhoria contínua dos procedimentos. Tal atividade, além da apresentação teórica dos assuntos em data-show, deve incluir a apresentação de vídeos sobre as questões ambientais relevantes ao empreendimento, com no máximo 20 minutos cada e com posterior discussão de pelo menos 10 minutos com os trabalhadores, sobre a relação entre o vídeo e o processo de melhoria na gestão ambiental da unidade. Tais vídeos podem conter exemplos de incidentes e desastres ambientais de sondas no mar, suas causas e consequências e demais assuntos ambientais pertinentes às atividades de perfuração, apoio logístico e sua relação com os ecossistemas da área de influência do empreendimento. No debate dos vídeos com os trabalhadores devem ser destacadas as metas de gestão ambiental da unidade e a necessidade de eventual revisão das metas, para a melhoria do gerenciamento ambiental das atividades. Para a elaboração de futuros vídeos podem ser feitas pequenas filmagens de situações ambientalmente adequadas e inadequadas ao processo de*

gestão ambiental da unidade, devendo os trabalhadores participar no processo de sugestão dos temas e enfoques a serem conferidos nos futuros vídeos.

(Item II.7.6, pág. 79/114)

Resposta/Comentário:

As Ações Educativas Regionais para Atividades em Águas Rasas (até 50m de lâmina d'água) se constituem de um conjunto de ações que vêm a reforçar o conteúdo e a carga horária dos PEATs de produção e de perfuração em águas rasas. Estas ações estão detalhadas na nova proposta de estrutura do PEAT da UO-SEAL, a ser encaminhada em data futura a ser acordada com o IBAMA.

Com vistas ao atendimento da Política Nacional de Educação Ambiental, Lei nº 9795/99, a PETROBRAS entende que o caráter de continuidade e a permanência do processo educativo são favorecidos a partir de um planejamento integrado das ações educativas da nova estrutura de PEAT proposta (PEAT de produção, PEAT Unificado de Perfuração, PEAT Pontual, PEAT dos Continuados e Ações Educativas Regionais para Atividades em Águas Rasas (lâmina d'água até 50m) .periodicidade de embarque, espaço físico disponível, dentre outros.

***Solicitação/Questionamento:** Disponibilizar e estimular o uso de mecanismo de sugestões para a melhoria da gestão ambiental da unidade, que pode ser do tipo caixa de sugestões, ou outro mecanismo que se mostrar mais adequado, motivando os trabalhadores a contribuir com o processo de melhoria nos indicadores de gestão*

ambiental. A quantidade e qualidade das sugestões dos trabalhadores deve ser incorporada no PEAT, como um dos indicadores de desempenho do mesmo.

(Item II.7.6, pág. 80/114)

Resposta/Comentário:

Conforme proposto na nova estrutura do PEAT da UO-SEAL, será implementada uma caixa de sugestões de melhorias na gestão ambiental em locais selecionados e as sugestões serão levadas em conta nas etapas de análise crítica qualitativa do projeto.

Solicitação/Questionamento: *Na elaboração do relatório semestral da implementação do PEAT, devem ser incluídos os registros fotográficos de cada reunião temática, apresentando sucintamente os assuntos que foram tratados e as sugestões dos trabalhadores para a melhoria de procedimentos.*

Os relatórios semestrais devem apresentar as listas de presença e demais registros da implementação do PEAT apenas no formato digital ao IBAMA. Caso necessário esta CGPEG solicitará as versões impressas destes registros, as quais devem ser mantidas sob a guarda da empresa.

(Item II.7.6, pág. 80/114)

Resposta/Comentário:

Nos relatórios semestrais serão incluídos os registros fotográficos de cada reunião temática assim como uma descrição dos assuntos abordados e o resultado da caixa de sugestões.

As listas de presença e os demais registros serão encaminhados em formato digital no relatório semestral.

Solicitação/Questionamento: *Para os ajustes no PEAT em*

relação às atividades de produção do empreendimento, a CGPEG solicita que sejam utilizadas as mesmas diretrizes atuais utilizadas no PEAT da FPSO SEVAN Piranema, propondo eventuais ajustes com a devida fundamentação para análise desta coordenação. Informamos que esta Coordenação continua vistoriando PEATs nas diversas bacias sedimentares, para conhecer as diferentes peculiaridades regionais e estruturas de aplicação e concomitantemente elaborando as futuras diretrizes para os PEATs regionais. Quando forem finalizadas as diretrizes para a elaboração de um Programa Regional de Educação Ambiental dos Trabalhadores, as mesmas serão encaminhadas, para que sejam feitos os ajustes no PEAT Regional da Bacia de Sergipe/Alagoas.

(Item II.7.6, pág. 80/114)

Resposta/Comentário:

O PEAT de Produção proposto, a ser encaminhada em data futura a ser acordada com o IBAMA, será aplicado junto aos trabalhadores que atuarão nas atividades da ampliação do sistema de produção e escoamento de petróleo e gás natural nos campos de Camorim, Dourado e Guaricema, visando, futuramente, a servir de base para o PEAT Regional da Unidade. A versão a ser apresentada possui uma descrição detalhada do projeto a ser implementado.

Solicitação/Questionamento: *A empresa deverá reapresentar sua proposta de PEAT de forma a consolidar as atividades dos Campos de Camorim, Dourado e Guaricema, com as demais atividades de PEATs dos demais empreendimentos em perfuração e produção da Bacia de Sergipe/Alagoas, dentro das considerações acima citadas para análise desta CGPEG. Uma*

vez aprovado este PEAT Regional, solicitaremos o envio pela empresa de uma versão consolidada do mesmo para o Processo 02022.001838/10, a fim de que os relatórios semestrais de aplicação do mesmo sejam remetidos para este processo e seja feito o adequado acompanhamento por parte do IBAMA de forma consolidada para toda a Bacia de Sergipe/Alagoas.

(Item II.7.6, pág. 80/114)

Resposta/Comentário:

A proposta de PEAT a ser apresentada consolida as atividades dos Campos de Camorim, Dourado e Guaricema, com as demais atividades de PEAT dos demais empreendimentos em perfuração e produção da Bacia de Sergipe/Alagoas, levando em conta as considerações feitas pela CGPEG.

II.7.7 - Projeto de Desativação

Solicitação/Questionamento: *Foram realizadas as modificações solicitadas no PT nº 312/11 de modo satisfatório, no entanto a empresa deverá incluir as medidas necessárias à mitigação dos efeitos socioeconômicos negativos associados à desativação do empreendimento, conforme solicitado no TR nº 029/08 e tendo em vista as considerações deste parecer técnico sobre a questão de perda de postos de trabalho.*

(Item II.7.7, pág. 81/114)

Resposta/Comentário:

As ações de mitigação que estão efetivamente sob o controle da PETROBRAS, no que tange à mitigação dos efeitos socioeconômicos negativos associados à desativação do empreendimento, são aquelas relacionadas à redução de

postos de trabalho. A política adotada pela empresa para esta situação é apresentada nesta Resposta ao Parecer Técnico CGPEG/DILIC/IBAMA N° 537/11, na parte referente ao item “II.2.2 - Histórico”, que descreve os mecanismos previstos para o reaproveitamento de mão de obra.

II.8 - ANÁLISE E GERENCIAMENTO DE RISCOS

II.8.2 - Análise Histórica de Acidentes Ambientais

Solicitação/Questionamento: Na tabela II.8.2-3, página 7/248 do capítulo de Análise e Gerenciamento de Riscos Ambientais, que demonstra a extrapolação conservativa de dados realizada pelo empreendedor para os anos em que o WOAD não apresenta referências de plataformas/ano para plataformas auto-elevatórias. Entende-se que o período correto é 2003-2007, em vez de 1980-2002.

(Item II.8.2, pág. 82/114)

Resposta/Comentário:

A PETROBRAS apresenta, no **Anexo II.8**, a revisão do capítulo de Análise e Gerenciamento de Riscos Ambientais, com a correção do título da **Tabela II.8.2-3**.

A tabela II.8.2-15 – Tabela de Eventos Acidentais do CAD-INC apresenta dados referentes aos vazamentos de produtos notificados a este órgão ambiental. Dois dos três últimos acidentes ocorridos foram comunicados de forma incompleta a esta Coordenação. O acidente de 14.02.2011 não apresenta, em seu comunicado oficial, o tipo de fluido vazado e o volume. O

acidente de 03.06.2011 não apresenta, em seu comunicado oficial, o volume do fluido de perfuração vazado.

O empreendedor deverá prestar informações completas a esta Coordenação Geral de Petróleo e Gás sempre que comunicar algum acidente. Caso não possua os dados completos em seu primeiro comunicado, um novo comunicado, com complementações, deverá ser enviado à CGPEG.

(Item II.8.2, pág. 82/114)

Resposta/Comentário:

A PETROBRAS esclarece que as informações completas sobre os dois incidentes em questão foram apresentadas nos respectivos relatórios, encaminhados ao IBAMA no prazo regulamentar de 30 (trinta) dias, incluindo o volume de vazamento, calculado após avaliação das variáveis de processo envolvidas.

II.8.3 - Identificação dos Cenários acidentais

Solicitação/Questionamento: *Em decorrência da Análise Preliminar de Perigos Qualitativa a empresa apresentou 28 recomendações, enumeradas na tabela II.8.3-7, na página 31/296. Observa-se que a maioria delas, talvez a totalidade, consta como prática comum na indústria do petróleo. Destaque-se que algumas das intituladas providências estão previstas em legislação, tal como a garantia de disponibilidade de kits SOPEP. Portanto, se estas recomendações explicitadas pelo empreendedor visam à redução dos riscos, deve-se entendê-las como providências tímidas, especialmente em uma região de águas rasas, com um conjunto considerável de unidades agrupadas, com proximidade de áreas sensíveis e onde o tráfego*

de embarcações é bastante intenso.

(Item II.8.3, pág. 83/114)

Resposta/Comentário:

As medidas mitigadoras e de gerenciamento de riscos adotadas pela PETROBRAS e consideradas na revisão da AQRA estão sendo tratadas adiante, ao longo da discussão dos questionamentos correspondentes.

Apêndice A – Análise Preliminar de Perigos – APP

Solicitação/Questionamento: *Na planilha APP apresentada no apêndice A, as seguintes hipóteses acidentais merecem observação:*

H.A. 13 – o perigo identificado menciona óleo diesel, mas a causa é vazamento durante transferência de água oleosa para o duto da malha de exportação. Explicar a aparente divergência.

Especialmente nas hipóteses acidentais 83 e 84, deverá ser mencionado na coluna Perigo o tipo de óleo ao qual está se fazendo referência, diesel ou bruto.

(Item II.8.3, pág. 83/114)

Resposta/Comentário:

A PETROBRAS esclarece que:

- A Hipótese Acidental 13 trata de um vazamento de água oleosa oriunda do atendimento de emergência a um vazamento de óleo diesel. Conservativamente, foi considerado no perigo apenas o óleo diesel.
- No **Anexo II.8** é apresentada a revisão do capítulo de Análise e Gerenciamento de Riscos Ambientais, com os ajustes requeridos para as hipóteses acidentais 83 e 84.

Solicitação/Questionamento: *A unidade PCM-12 possui apenas uma hipótese acidental a ela vinculada, derivada de choque de embarcação com a plataforma. Solicita-se esclarecimento a respeito da necessidade de BCI, conforme normas de segurança operacional e trabalhista. Caso exista, informar se há riscos de outra natureza, gerados de possíveis falhas do abastecimento de diesel da BCI, por exemplo.*

(Item II.8.3, pág. 83/114)

Resposta/Comentário:

A PETROBRAS esclarece que a plataforma PCM-12 incluída no projeto era do tipo caisson, portanto não possuía BCI. Esta plataforma não será mais lançada, tendo sido retirada do projeto. Os cenários de risco associados ao seu lançamento e operação foram excluídos da análise de risco. Os três poços injetores a ela interligados na versão original do projeto serão completados com Árvore de Natal Molhada.

Solicitação/Questionamento: *Consta no capítulo de Descrição das Atividades (pág. 133/218) que a Unidade PDO-4 contará com heliponto. Hipóteses acidentais referentes a acidentes com aeronaves não foram inclusas na planilha APP desta plataforma.*

(Item II.8.3, pág. 84/114)

Resposta/Comentário:

Embora não tenha sido incluído nas planilhas de APP, o cenário de acidente no heliponto da PDO-4 foi considerado no cálculo do risco. No entanto, na versão atual do projeto, esta plataforma terá convés simplificado, tendo sido retirado o heliponto, o que ensejou revisão da análise de risco quanto a este tipo de cenário.

Solicitação/Questionamento: *Deverá ser esclarecido o motivo pelo qual hipóteses acidentais idênticas envolvendo vazamento por afundamento das embarcações devido a choques com plataforma, com exatamente as mesmas salvaguardas e volumes, foram classificadas de modo distinto. Por exemplo: H.A. 174 (D-III: Moderado) e H.A. 245 (D-IV: Não Tolerável).*

(Item II.8.3, pág. 84/114)

Resposta/Comentário:

A PETROBRAS esclarece que a faixa de volume 8-200m³ indicada na coluna Perigo da APP segue a orientação do Termo de Referência do IBAMA, porém as faixas de volume da Norma da Petrobras N-2782, utilizada para a categorização da severidade, são diferentes, conforme pode ser visto no **Apêndice G** do referido relatório.

A hipótese H.A. 174 está relacionada com um volume entre 2 e 35m³ e, conseqüentemente, à categoria III; já a hipótese HA 245, com um volume entre 35 e 350m³ e categoria IV.

Assim sendo, as hipóteses mencionadas se referem a volumes distintos e a classificação feita foi coerente.

II.8.3.1 – Avaliação das Frequências de Ocorrência dos Cenários Acidentais

Análise do Apêndice C:

Solicitação/Questionamento: *Na tabela C.1-1 os cenários 18, 22, 29, 32 e 38, referentes a vazamento de óleo cru associados a cenários de intervenção em poços foram considerados desprezíveis, no entanto haverá intervenção em poços com*

surgência, como o poço CM 0010 (PCM-2 - 10 m³/d – a ser convertido para injetor) e o DO 0016 (PDO-2 - 17 m³/d – a ser convertido para injetor). Esclarecer porque estes cenários foram desconsiderados no cálculo de risco.

(Item II.8.3.1, pág. 85/114)

Resposta/Comentário:

A PETROBRAS esclarece que os cenários acidentais citados dizem respeito à operação de retirada da coluna de produção durante intervenções em poços produtores, seja para recompletação, seja para conversão a injetor. Durante a retirada dos tubos, havendo falha no seu capeamento, após drenagem do óleo, o produto pode vir a escorrer durante o processo de estaleiramento. Considerando que a quantidade de óleo aderida às paredes é negligenciável, o cenário não foi incluído no cálculo do risco. A categoria de severidade desse cenário foi classificada indevidamente como III. As planilhas foram corrigidas, reclassificando-se a severidade como I, passando a risco de Moderado a Tolerável, de acordo com a aplicação da norma N-2782 (ver **Anexo II.8** - revisão do capítulo de Análise e Gerenciamento de Riscos Ambientais).

***Solicitação/Questionamento:** Na tabela C.2.1-6 – Frequência de Vazamento de Óleo Diesel decorrente do afundamento das embarcações envolvidas - estranha-se a inclusão das hipóteses acidentais 44, 46, 58 e 61, que tratam de meras colisões (por isso envolvendo um volume relativamente pequeno), e não de afundamento.*

(Item II.8.3.1, pág. 85/114)

Resposta/Comentário:

A PETROBRAS esclarece que o título da tabela mencionada está equivocado e foi corrigido de *afundamento* para *colisão* na revisão da AQRA (**Anexo II.8**).

Entretanto, cabe informar que os cenários apropriados nessa tabela tratam de colisões com afundamento das embarcações envolvidas e essas embarcações podem conter volumes de óleo diesel variável desde 8m³ até 500m³, segundo levantamento da PETROBRAS.

Solicitação/Questionamento: Ainda relativamente a esta tabela, reitera-se aquilo que foi solicitado no PT nº 312/11 e intensamente discutido com o empreendedor, inclusive em reuniões presenciais: a coluna “frequência do cenário (/ano)” apresenta, na realidade, a frequência do cenário pelo período de duração da atividade. Período este variável: como exemplo, para as hipóteses acidentais 44 e 45 a frequência está apresentada em ocorrências/bimestre, para as hipóteses acidentais 46 e 47 em ocorrências/quadrimestre, para as hipóteses acidentais 58, 59 e 60 em ocorrências/mês. Reitera-se que ao se promover o somatório destas frequências a fim de que integrem o cálculo do Risco Ambiental, estará se somando parcelas com unidades distintas. Certamente se obterá um resultado distorcido, com reflexo direto na apuração dos riscos envolvidos nesta atividade, uma vez que o tempo de recuperação dos CVA's é considerado em anos e é com este tempo de recuperação que se comparará o valor obtido do risco calculado. Claro está que todas as unidades devem estar reduzidas a uma mesma base, no caso das frequências, em ocorrências/ano.

(Item II.8.3.1, pág. 85/114)

Resposta/Comentário:

A PETROBRAS esclarece que, neste caso, têm-se atividades que durarão apenas alguns meses e podem ocorrer em várias localizações geográficas diferentes. Logo, as hipóteses acidentais para uma atividade só podem

acontecer durante a realização da mesma numa localização específica conforme apropriado na APP. Por exemplo, na HA 44, foi analisada a possibilidade de colisão de uma embarcação de apoio durante o lançamento de novos dutos na qual será utilizada apenas uma embarcação específica e que durará apenas 2 meses em cada Campo, conforme apropriado no estudo. Em outras palavras, a colisão para esta embarcação neste projeto só poderá ocorrer durante 6 meses na fase de instalação (2meses/campo x 3 campos no projeto = 6 meses no projeto).

Se utilizarmos a frequência diretamente do banco de dados, conforme sugerido pelo IBAMA, estaríamos dizendo que há possibilidade de colisão da referida embarcação neste projeto durante 12 meses no ano em cada Campo, ou seja, até mesmo quando a embarcação não estivesse mais participando do projeto. Com isso, seria apropriada nos cálculos uma frequência muito maior que a possível de ocorrer.

Assim sendo, não seria correto adotar frequências do banco de dados (anuais) para as atividades que duram menos de um ano e que não serão realizadas novamente numa determinada localização posteriormente ao período apropriado.

Por isso, para que os cálculos reflitam o resultado mais próximo da realidade, foram utilizadas as considerações apresentadas no relatório analisado.

Cabe citar que, independentemente do cronograma de execução do projeto, foi considerado que todas as atividades do projeto poderiam acontecer durante o mesmo ano (duração menor que o real) e em qualquer época (verão/inverno) para os cálculos de risco. Assim, conclui-se que, conservativamente, a frequência calculada foi considerada para todo o ano.

Solicitação/Questionamento: A mesma crítica do parágrafo anterior se faz à tabela C.2.1-8 – Frequência de vazamento de óleo cru devido a danos provocados aos dutos por falhas no

*fundeio ou movimentação de âncoras da balsa de lançamento. A coluna “Frequência de ocorrência do cenário (/ano)” apresenta, na realidade, a unidade em ocorrências/mês [(7,90E-04 ocorrência/ano)/12]. Como foi considerado existir apenas 01 duto em cada plataforma e como a taxa apurada do banco de dados é dada em ocorrência/duto*ano, a frequência destes cenários é de 7,90E-04 ocorrência/ano.*

(Item II.8.3.1, pág. 85/114)

Resposta/Comentário:

A PETROBRAS esclarece que, neste caso, foi considerado no cálculo (apresentado na **Tabela C.2.1-8** da AQRA) o período de exposição do duto durante a fase de instalação, que é representado pela duração da atividade realizada. Em outras palavras, só poderá ocorrer a Hipótese Acidental analisada durante a presença da embarcação naquela localização, já que o cenário envolve a queda da ancora da mesma sobre os dutos de malha de escoamento que estão operando.

***Solicitação/Questionamento:** Solicita-se esclarecimento acerca do conjunto de plataformas consideradas na Tabela C.2.1-7 que não representa a totalidade de unidades com risers e oleodutos que sofrerão aproximação das embarcações lançadoras de dutos. Esclarecer porque não foram previstos cenários de colisão de embarcações lançadoras de dutos flexíveis com risers.*

(Item II.8.3.1, pág. 85/114)

Resposta/Comentário:

A PETROBRAS esclarece que, de acordo com o descritivo do projeto, apenas nas plataformas existentes listadas na **Tabela C.2.1-7** da AQRA serão instalados novos dutos rígidos de injeção ou de produção/teste. São elas:

PCM-5 no Campo de Camorim; PDO-1, PDO-2, PDO-3 no Campo de Dourado; PGA-2, PGA-3 e PGA-8 no Campo de Guaricema. Nas demais plataformas serão instalados apenas dutos flexíveis do sistema de injeção de água.

Considerando o porte das embarcações envolvidas no lançamento de dutos, adotou-se como premissa que apenas os rebocadores envolvidos no lançamento dos dutos rígidos teriam porte suficiente para provocar algum tipo de dano às defensas e daí poderem atingir os *risers* das plataformas. Para esta situação hipotética foi adotado como premissa no estudo de AQRA que haveria sucesso na proteção dos dutos pelas defensas, sendo isto matematicamente apropriado como 99% de probabilidade de sucesso, ou seja, em somente 1% dos casos tal dano poderia vir a ocorrer. Além disso, para o lançamento de dutos flexíveis, a operação não exige o mesmo nível de aproximação entre a embarcação e a plataforma.

Para dar suporte à premissa que foi adotada, a PETROBRAS contratou consultoria especializada para certificar a capacidade de contenção das defensas nos cenários que envolvem embarcações, comprometendo-se a enviar os laudos correspondentes ao IBAMA na medida em que os receber. Caso algum laudo aponte limitações estruturais das defensas para garantir a proteção dos *risers*, a PETROBRAS se compromete com a substituição ou reforço das defensas.

Solicitação/Questionamento: Interpretou-se que a Tabela C.2.1-8 está se referindo à retirada dos conveses de suas locações originais em PCB-3 e PGA-6, que irão compor, respectivamente, as plataformas PCM-11 e PDO-4. Solicita-se confirmar este entendimento.

(Item II.8.3.1, pág. 86/114)

Resposta/Comentário:

A PETROBRAS esclarece que, na concepção atual do projeto, não haverá mais a retirada do convés da PCB-3 para instalação na jaqueta da PCM-11, hoje existente. A PCM-11 será uma plataforma nova, do tipo caisson, retirando-se do escopo do projeto a remoção e transferência do convés da PCB-3. Conseqüentemente, os cenários de risco dessa operação foram retirados do cálculo do risco (ver **Anexo II.8** - revisão do capítulo de Análise e Gerenciamento de Riscos Ambientais).

No caso da PDO-4, havia a previsão de utilizar a antiga PGA-6, que se encontra na Bahia, em São Roque. Tal utilização foi descartada, sendo prevista a construção e instalação de uma nova plataforma, com convés de produção simplificado.

Solicitação/Questionamento: No texto do estudo (pág. 49/74), é apresentada uma frequência média para vazamento na ANM e falha em fechar da Válvula de Segurança (DHSV), igual a $2,40E-4$ /ano. Entretanto o valor utilizado na Tabela C.2.3-3 - Frequências de derramamento de óleo no mar devido a vazamentos na Árvore de Natal Molhada e Falha da DHSV - apresenta as frequências de vazamento (/ANM.ano) como sendo $7,38E-0,5$. Solicita-se esclarecimento.

(Item II.8.3.1, pág. 86/114)

Resposta/Comentário:

A PETROBRAS esclarece que o texto mencionado está equivocado e foi corrigido (ver **Anexo II.8** - revisão do capítulo de Análise e Gerenciamento de Riscos Ambientais). O valor correto é $7,38E-05$ /ano para cada ANM apresentado na **Tabela C.2.3-3**.

Solicitação/Questionamento: Na Tabela C.2.2-4 – Frequência

de vazamento de óleo/gás devido à ruptura e perdas nas linhas de alta pressão, mangotes, linhas de conexão com tanques, vasos, válvulas ou conexões durante teste de formação do poço - faz-se a mesma crítica dos parágrafos anteriores relativas à ponderação por duração da atividade. Nesta tabela, a frequência de ocorrência/ano levantada pelo empreendedor em bancos de dados deve ser tão somente multiplicada pelo número de poços exploratórios. Assim sendo, por exemplo, no cenário 76, localização PE-12, a frequência de ocorrência deverá ser: $1,82E-02 \times 1 \text{ poço} = 1,82E-02 \text{ ocorrências/ano}$ e não $1,82E-02 \times (3/365 \text{ ano}) = 1,5E-04$.

Na Tabela C.2.2-5 – Frequências de vazamento de óleo devido à perda de estabilidade da plataforma - faz-se a mesma crítica do parágrafo anterior. Nesta tabela, a frequência de ocorrência/ano levantada pelo empreendedor em bancos de dados deve ser tão somente multiplicada pelo número médio de perfurações por ano. Assim sendo, por exemplo no cenário 83, Camorim, a frequência de ocorrência deverá ser: $3,90E-05 \times 4 \text{ perfurações} = 1,56E-04 \text{ ocorrências/ano}$ e não $3,90E-05 \times (1/12 \text{ ano}) = 3,2E-06$.

(Item II.8.3.1, pág. 86/114)

Resposta/Comentário:

A PETROBRAS esclarece que, de modo análogo ao que já foi explicado para atividades que durarão apenas alguns meses, foi considerado nesses casos o período efetivo de cada atividade, pois os valores encontrados nos bancos de dados se referem a processos contínuos; então, tiveram que ser adaptados para atividades que têm curta duração. Por isso, não seria correto utilizar os valores diretamente do banco de dados no cálculo da frequência.

Solicitação/Questionamento: Na Tabela C.2.3-6 - Frequência

de derrame de óleo diesel devido a vazamento de óleo diesel do tanque andarilho e conexões ou do tanque do gerador, ou extravasamento durante o abastecimento – entende-se que deveriam estar sendo consideradas outras plataformas além da PCM-5 para este cenário. Solicita-se justificativa técnica.

(Item II.8.3.1, pág. 86/114)

Resposta/Comentário:

A PETROBRAS esclarece que, entre as premissas adotadas na versão anterior do projeto, incluiu-se como medida alternativa ao uso do tanque andarilho utilizar os tanques fixos de óleo das plataformas para realizar o abastecimento de geradores, BCI e guindastes. Apenas no caso da PCM-05 não foi possível aplicar tal opção. As demais teriam seus tanques próprios a serem abastecidos via embarcação de suprimento ou seriam do tipo caisson, onde não existe BCI.

Com a recente desabilitação das plataformas e eliminação dos sistemas de abastecimento de diesel, todas as plataformas dotadas de guindaste e BCI, à exceção da PCM-9, serão abastecidas por uma lancha abastecedora, dotada de sistema similar a posto de gasolina.

Os cenários de risco desse novo sistema foram considerados no novo cálculo do risco (ver **Anexo II.8**), tanto para a fase de produção, quanto para a fase de instalação, onde estava previsto o uso do tanque andarilho para abastecimento de geradores.

Análise do Apêndice D:

Solicitação/Questionamento: *As premissas 20 e 22, referente ao grupo de frequência III, apresentam incoerências:*

- A premissa 20, referente ao Grupo de Frequências I a XII, diz que “...o grupo de frequência III refere-se ao choque*

entre embarcações...”, entretanto, no apêndice C, o grupo III, apresentado na Tabela C.2.1-3, refere-se a vazamentos de óleo diesel do tanque de abastecimento e conexões ou do tanque do gerador.

(Item II.8.3.1, pág. 86/114)

Resposta/Comentário:

A PETROBRAS esclarece que houve um erro de digitação, corrigido na revisão do estudo de risco (**Anexo II.8**). O grupo correto é o grupo IV.

- A premissa 22 diz que “... o cenário nº 3 (Grupo de Frequência III) tem como causas apenas falha humanas.”, entretanto na árvore de falhas de grupo, apresentada no Apêndice C, constam: falha mecânica do guindaste, falha no mangote e vazamento no tanque, indicando falhas que não são humanas que poderiam gerar vazamentos.*

(Item II.8.3.1, pág. 86/114)

Resposta/Comentário:

A PETROBRAS esclarece que houve um erro de digitação, corrigido na revisão do estudo de risco (**Anexo II.8**). O cenário 3 está no Grupo de Frequência II.

Solicitação/Questionamento: *Nas premissas referentes ao EI-04, tem-se que “Os equipamentos: separadores, vasos, bombas, filtros, compressores, geradores possuem bacia de contenção para volumes até até 8 m³ (informação da PETROBRAS). Logo, foi considerado que vazamentos oriundos de pequenos furos (até 3 polegadas) ficariam contidos na plataforma.” Solicita-se,*

novamente, evidências que comprovem a existência e eficácia dessas bacias de contenções.

(Item II.8.3.1, pág. 87/114)

Resposta/Comentário:

A PETROBRAS esclarece que os sistemas de contenção e drenagem de óleo das plataformas, constituídos de tricanizes, sistema de drenagem e tanque *sump*, não permitem por si sós conter os volumes estimados para o caso de vazamentos de óleo de pequeno porte, contínuos e não detectados. Estava sendo considerado no projeto uma medida que permitisse a detecção e alarme da presença de óleo no *sump*, de modo a permitir a paralisação da produção antes dos tanques *sump* atingirem sua capacidade máxima de contenção.

A versão atual do projeto considera como salvaguarda o sistema de detecção *on line* de óleo no *sump*, com indicação no painel de controle, de modo a garantir 100% de eficácia da contenção, no caso de pequenos vazamentos.

Tal sistema já está sendo considerado na análise de risco e sua instalação é um compromisso da PETROBRAS, já tendo sido iniciado o processo de detalhamento do sistema e sua aquisição. Tão logo esse sistema esteja instalado, sua operação será demonstrada para o IBAMA.

II.8.4.2 – Análise de Vulnerabilidade e Identificação dos Componentes com Valor Ambiental (CVA)

Solicitação/Questionamento: *Ao considerar que apenas a mobilidade prevista a todos os cetáceos de forma geral e seu comportamento de “evitar as áreas contaminadas por óleo” “garantirá” a não exposição direta dos mesmos ao óleo, a*

*empresa não leva em consideração a alta probabilidade de toque na costa e nos estuários. Conforme a modelagem apresentada o óleo pode penetrar quilômetros acima e em extensa área dos estuários, o que pode ser extremamente prejudicial para populações residentes e altamente dependentes do habitat estuarino, em especial para o Boto-cinza (*Sotalia guianensis*), espécie selecionada como CVA pela empresa. Por estas características a espécie é certamente mais susceptível ao óleo que espécies migratórias como a Jubarte (*Megaptera novaeangliae*). No entanto, esta espécie também deveria ter sido considerada como CVA, assim como as demais identificadas como de presença constante na região (Golfinho-de-climene *Stenella clymene* e golfinho-nariz-de-garrafa *Tursiops truncatus*), em função de seus graus de ameaça, sendo o caso das espécies migratórias passível de ponderação em decorrência de não estarem presentes durante todo o ano na área.*

(Item II.8.4.2, pág. 87/114)

Resposta/Comentário:

A PETROBRAS considera a probabilidade de toque de óleo na costa, inclusive seguindo orientação do órgão ambiental de considerar “de forma conservativa” as máximas probabilidades de toque de cada cenário acidental na área de ocorrência da espécie *Sotalia guianensis*. Desta forma, o fato de haver penetração de óleo dentro dos estuários, não interfere no resultado final do risco ambiental, pois as maiores probabilidades de toque de óleo estão relacionadas à região ao largo dos estuários, mais próximas às fontes de liberação.

Os mamíferos marinhos possuem baixa sensibilidade à poluição por óleo, quando comparados a outros recursos ambientais de interesse nessa avaliação. A empresa apresentou dados de publicação científica que

classificam os animais marinhos em grupos, em relação ao risco de serem afetados por um derramamento de óleo e esses dados mostram que o risco para os mamíferos marinhos é 100 vezes mais baixo do que para os grupos de animais mais sensíveis.

Apesar da considerada baixa sensibilidade ao óleo, a empresa selecionou a espécie *Sotalia guianensis* como indicadora do risco para os mamíferos marinhos por entender que, no projeto em análise, esta é a espécie dos mamíferos marinhos mais vulnerável à poluição por óleo.

Cabe lembrar que a área de estudo não é área de concentração, alimentação ou descanso das baleias Jubarte (*Megaptera novaeangliae*), estando estas então ainda menos vulneráveis. Além disso, a *M. novaeangliae* é regularmente encontrada entre as latitudes 5° e 12° S, em águas rasas até a profundidade de 750 m, sendo mais comum na profundidade de 200 m (ZERBINI et al., 2004), já fora da área de influência direta do empreendimento.

Quanto ao Golfinho-nariz-de-garrafa, Parente (2005) relata a observação de um único espécime próxima à costa (8m de profundidade) na área dos campos Guaricema e Dourado em Sergipe. Todas as demais observações de Parente (2005) ao longo da costa nordestina ocorreram em regiões com profundidades superiores a 40m, já fora da área de influência direta do projeto. Fato pelo qual o autor levou a associar a ocorrência da espécie para as proximidades da borda da plataforma continental. Também as observações da espécie durante a “1ª Campanha Cetáceos do Nordeste” registraram grupos de *T. truncatus* somente em áreas próximas a borda da plataforma (CENPES, 2004).

Para o Golfinho-de-climene, a “1ª Campanha Cetáceos do Nordeste” registrou o gênero na região de Sergipe em área da plataforma continental ao norte do cânion do Japarutuba entre as isóbatas 25m e 30m (CENPES, 2004). Parente (2005) não relatou a observação do gênero *Stenella* durante o monitoramento realizado como condicionante de sísmicas marítimas nos campos de Caioba-

Camorim e Guaricema-Dourado, registrando espécies apenas em campos mais distantes da costa nos estados do Rio Grande do Norte e Ceará em regiões onde as profundidades variaram de 26m a 35m. Moreno *et al.* (2005) discutiu a distribuição e as características de habitat para o gênero *Stenella* no oceano Atlântico-sul classificando as espécies como oceânicas. De acordo com Moreno *et al.* (2005), a espécie *S. frontalis* é a única do gênero a ocorrer nas áreas inferiores à isobata de 1000m e os registros de encalhe de *S. clymene* são mais comuns no trecho onde a plataforma continental é mais estreita. Esta informação explica os registros da espécie para o estado de Sergipe e norte da Bahia, sendo estes registros relativos a animais encalhados e não à observações de espécimes em atividade. Sendo assim, a área de influência direta do estudo não seria habitat do Golfinho-de-climene.

Não se vê aqui a necessidade de ser calculado o risco ambiental para todas as espécies de mamíferos marinhos que ocorrem na área, já que a espécie mais vulnerável já está sendo avaliada e, conseqüentemente, se o risco para esta espécie se enquadrar dentro do limite tolerável, o mesmo ocorrerá para as demais espécies de mamíferos. Além disso, como exposto acima, na área de influência do projeto não existem registros frequentes do Golfinho-nariz-de-garrafa e do Golfinho-de-climene, bem como não é área de ocorrência comum para a Baleia-jubarte.

Medir o risco ambiental para as demais espécies, não fornece dados úteis para a avaliação dos cenários de maior risco e para as medidas de redução de risco para o empreendimento, já que o risco mais significativo para os mamíferos marinhos está associado à espécie já contemplada no estudo. Vale reforçar que, conforme apresentado no Capítulo II.5-2 do EIA, as espécies *Stenella clymene* e *Tursiops truncatus* não constam na lista de espécies ameaçadas do Brasil, sendo a última considerada “pouco preocupante” quanto ao seu *status* de conservação pela IUCN.

***Solicitação/Questionamento:** Ainda, cabe ressaltar que durante os derrames de petróleo, as diferentes espécies de mamíferos marinhos registradas para área de estudo e em diferentes idades podem ser afetadas com distintas consequências mediante a exposição ao óleo. De fato, os problemas relacionados à hipotermia são mais intensos nos mamíferos marinhos com elevada quantidade de pelos, enquanto que para os golfinhos e baleias, tais problemas são menores em razão da espessa camada de gordura que protege-os do frio. No entanto, jovens mamíferos são uma exceção a isso, uma vez que muitas vezes ainda não desenvolveram essa camada.*

Portanto, tanto os efeitos indiretos, apresentados pela empresa, quanto os diretos, decorrentes da exposição ao óleo poderão ser observados para os mamíferos marinhos. O contato direto com a pele e as membranas mucosas, além de provocarem hipotermia, freqüentemente causa queimaduras significativas, irritação nos olhos, sinais neurológicos e danos nos pulmões por inalação de voláteis, resultando em efeitos sub-letais e até mesmo letais. Uma vez ingerido, o óleo também pode causar danos ao trato gastrointestinal, o que pode prejudicar a capacidade de digerir e absorver alimentos. Os componentes do óleo absorvido pelo rim e fígado podem causar danos aos órgãos também.

Deste modo o tempo de recuperação adotado pela empresa de 0,5 ano foi considerado como subestimado, tendo em vista que a exposição ao óleo pode resultar em efeitos diretos, provocando a morte e alterações fisiológicas inclusive prejudicando o sucesso reprodutivo de certas populações, em especial as que apresentem dependência a restritas áreas de uso e alimentação,

*como é o caso dos grupos de *Sotalia guianensis* ocorrentes na região. Estes efeitos podem ser também significativos a longo prazo, decorrente de interações de fatores de stress ambiental com os animais de saúde já comprometida, em razão da exposição ao óleo.*

(Item II.8.4.2, pág. 87/114)

Resposta/Comentário:

A PETROBRAS esclarece que a sensibilidade e tempo de recuperação dos CVAs adotados no estudo consideram dados de publicações científicas de estudos realizados de dados reais de derramamentos de óleo históricos.

O tempo de recuperação adotado, categoria de 0,1 a 1 ano (uma das categorias de danos apresentadas no termo de referência para este projeto) considera que a espécie seja capaz de evitar a área contaminada e, conseqüentemente, os efeitos primários da contaminação, conforme descrito em literatura científica.

Um exemplo para o exposto acima é a pesquisa publicada por Short (2003) sobre o acidente ocorrido na Baía de Guanabara em 2000. Neste ambiente restrito (estuário) onde se encontravam grupos de *Sotalia guianensis*, no período de 1 mês (antes das operações de limpeza de óleo serem completadas) a população de *Sotalia* voltou à baía e continuou a ter comportamentos normais.

O tempo estimado de permanência do óleo na área de estudo, segundo os dados de balanço de massa avaliados na modelagem determinística de dispersão de óleo, é de em 60 dias. De forma conservativa, aplicou-se uma margem de 100% de segurança e o tempo para as condições da água estarem propícias ao retorno e uso pelos *Sotalia guianensis* seria de 120 dias, ou 3 meses, tempo ainda inferior aos 0,5 ano adotado.

Embora a exposição direta ao óleo possa vir a causar danos fisiológicos sub-

letais a esses animais, estes não permitem inferir efeitos tanto de curto quanto de longo prazo nas populações. Até o momento, não há registros na literatura que relatem evidências desses efeitos sobre o estoque populacional dos cetáceos. O que há na literatura são informações acerca de sua baixa vulnerabilidade e sensibilidade ao óleo em eventos de derrame. Em consequência, não há nenhuma informação disponível sobre qual seria o tempo de recuperação para esses animais. Assim, tendo em vista a reconhecida baixa vulnerabilidade e sensibilidade ao óleo deste CVA, considera-se que a abordagem adotada para o tempo de recuperação, relacionada aos efeitos negativos indiretos relativos à restrição ao uso da área pode contemplar de forma satisfatória essas restrições apontadas.

***Solicitação/Questionamento:** Há divergência entre o tempo de recuperação estipulado para o CVA “tartarugas marinhas”, na tabela II.8.4.2.2-14, na página 132/296 do documento principal da Análise Quantitativa de Riscos Ambientais (2 anos) e aquele previsto na tabela F-2, página 04/4393, do apêndice F (3 a 10 anos). Entende-se que pelos cálculos apresentados o empreendedor adotou 2 anos (629/4393), o que parece uma incongruência pois adota-se o mesmo valor para recuperação do CVA “praias arenosas”. De acordo com o próprio estudo, os danos às tartarugas marinhas não se limitam a contaminação da praia de desova, mas implicam em alteração de comportamento (ao evitar as praias atingidas e ao ingerir não somente alimentos contaminados mas também o próprio óleo) bem como, efeitos nos juvenis. Segundo a empresa esse tempo seria de “até três anos” (pág. 126/296), tempo necessário para que as fêmeas que foram impedidas de desovar em uma temporada retornassem ao mesmo sítio para uma nova postura. Desse modo o tempo de 2 anos considerado pela empresa não é adequado.*

(Item II.8.4.2, pág. 88/114)

Resposta/Comentário:

A PETROBRAS considera que o tempo de recuperação apresentado e justificado na página 126 é de até 3 anos (grifo nosso). Este se enquadra na categoria de tempo de recuperação apresentado no Termo de Referência emitido pelo IBAMA para este processo de licenciamento, na **Tabela II.8.4.2-1**, que corresponde à categoria de consequência moderada, que é de 1 até 3 anos (grifo nosso).

O tempo de recuperação adotado como de 2 anos, é o tempo médio da categoria de tempo de recuperação que é indicado no “*OLF Guidelines for establishing Risk Acceptance Criteria for the Environmental to Accidental Release*”, documento este indicado pelo Termo de Referência emitido pelo IBAMA para elaboração dos critérios de tolerabilidade para as categorias de tempo de recuperação indicadas.

A **Tabela F-2** do **Apêndice F** foi corrigida e é reapresentada na revisão do estudo (**Anexo II.8**).

Solicitação/Questionamento: Sobre o CVA “aves marinhas” considerou-se apenas a população de Sterna dougallii presente na região de Mangue Seco, desconsiderando os outros grupos presentes, especialmente em estuários mais próximos e com maior probabilidade de toque. A empresa informa no documento de resposta ao PT 312/11 que “novas populações de aves marinhas associadas ao ambiente manguezal foram pesquisadas na literatura para a inclusão no cálculo do risco para os Mangues dos Estuários dos Rios Sergipe e Vaza-Barris. Além das aves que ocorram nas praias de Sergipe, passíveis de serem afetadas em caso de vazamento” entretanto não as incluem no cálculo do risco do EIA Rev. 01, justificando que “para os demais estuários

da área de influência, outras espécies foram pesquisadas mas, devido a carência de dados publicados sobre o comportamento e distribuição das aves na região, a análise de risco para as aves não pôde ser realizada para outras localidades dentro da área de influência” (pág. 69/296). *Estranha-se a justificativa da empresa para a não inserção das ocorrências nos outros estuários, visto que no item II.5.2 – Meio Biótico é apresentada caracterização da avifauna para toda a região de estudo do empreendimento em tela, inclusive com a espacialização dessas informações (pág. 104/209 do item II.5.2) além de identificar, pelo menos, 05 espécies ameaçadas de extinção.*

(Item II.8.4.2, pág. 89/114)

Resposta/Comentário:

A PETROBRAS informa que, na revisão do estudo apresentada no **Anexo II.8**, são apresentados cálculos dos riscos ambientais para outras populações de aves marinhas.

Solicitação/Questionamento: *O tempo de recuperação adotado para manguezais de 20 anos parece bastante subestimado, tendo em vista que grande parte dos dados apresentados indica um tempo de recuperação superior ao adotado, incluindo períodos de 36 e 50 anos.*

(Item II.8.4.2, pág. 89/114)

Resposta/Comentário:

A PETROBRAS esclarece que o tempo adotado de 20 anos é o tempo apresentado no “*OLF Guidelines for establishing Risk Acceptance Criteria for the Environmental to Accidental Release*”, documento este indicado pelo Termo

de Referência emitido pelo IBAMA para elaboração dos critérios de tolerabilidade, para a categoria de consequências graves indicadas.

Incidentes históricos indicam tempos de recuperação para manguezais entre 4 anos ou menos, e 25 anos. Os tempos de 36 anos e 50 anos, apresentados no estudo, não se referem a observações diretas, mas à estimativa do autor a partir de projeção baseada em uma função matemática linear por ele desenvolvida, no caso de 36 anos, e em suposição do autor que diz que o tempo deve ser entre 10 e 50 anos, logo bastante impreciso.

Dados de autores baseados em observações diretas de recuperação de manguezais no Brasil indicam significativa recuperação em 5 anos (Soares *et al.* 2006) e, segundo IPIECA (2002), o tempo de recuperação de manguezais se daria num período de 5 a 15 anos. Assim, a PETROBRAS considera o tempo de 20 anos apropriado.

II.8.5 – Cálculo dos Riscos Ambientais

Solicitação/Questionamento: *Na página 05/4393 do apêndice F, o empreendedor retoma a proposta de ponderação por sazonalidade não aceita por esta Coordenação em seu primeiro parecer sobre este estudo. Refaz a defesa desta proposta da seguinte forma:*

“Para as frequências de ocorrência anuais dos grupos de cenários das fases de Instalação, Perfuração e Produção foram consideradas as chances destes grupos de cenários ocorrerem no verão ou no inverno (chance de 50%, cada), já que neste estudo, foram considerados apenas os períodos de verão e inverno, pois representam os casos extremos do hidrodinamismo local. Desta forma, as

frequências anuais para as fases de produção e perfuração foram consideradas como o apresentado abaixo:

Frequência para o verão = frequência anual x prob. de ocorrência no verão (50%)

Frequência para o inverno = frequência anual x prob. de ocorrência no inverno (50%)”

Reitera-se o entendimento desta Coordenação Geral de Petróleo e Gás: a frequência de ocorrência de um cenário é um valor rígido, que pode ser obtido diretamente de um banco de dados ou calculado com base em dados históricos de taxas de falhas dos diversos equipamentos que compõem um sistema. Este valor, cuja unidade adotada como parâmetro neste estudo é (ocorrências/ano), não pode ser ponderado, nem por período de duração da atividade e nem por sazonalidade. Portanto, tanto para inverno, quanto para verão, a frequência é a mesma, variando apenas a probabilidade de toque na costa.

Em que pesem os equívocos acima abordados, especialmente aqueles derivados de ponderações, sejam elas por sazonalidade ou pela utilização de frequências por tempo de atividade, e não anuais, as conclusões mais significativas em relação a este estudo podem ser apresentadas. Note-se que caso não sejam realizadas estas ponderações, conforme orientou esta Coordenação Geral de Petróleo e Gás, evidencia-se que os riscos da atividade são maiores para as fases de Instalação, Perfuração e Produção. Para demonstrar esta tese, apresentam-se a seguir, por exemplo, os cálculos do Risco para a fase de Perfuração do CVA mangue do Rio Vaza-barris e os cálculos do risco para a fase de Instalação do CVA Praia de Desova de

Tartarugas.

(Item II.8.5, pág. 90/114)

Resposta/Comentário:

A PETROBRAS esclarece que o texto relativo a cálculo de freqüências foi revisado (**Anexo II.8**), pois estava gerando equívocos de entendimento.

Esclarecendo sobre a modelagem: no estudo, tem sido considerado o período anual para o cálculo das freqüências e as probabilidades de toque variando de acordo com o período do ano. Desta forma, não se está ponderando o valor da freqüência, mas sim apropriando-se as probabilidades de toque aos períodos de verão e inverno.

Para o cálculo da probabilidade de toque, no estudo, conforme explicado no relatório, o ano está sendo considerado dividido em dois períodos (inverno e verão) em função das diferenças entre as condições hidrodinâmicas para esses dois períodos.

Então, para o cálculo do risco, estão sendo considerados 6 meses para modelagem das condições hidrodinâmicas do inverno e os outros 6 meses para o verão, ou seja, essas probabilidades só são válidas para 6 meses do ano para que os resultados encontrados expressem a realidade corretamente.

Assim, o cálculo correto é Risco Ambiental (por ano) = (freqüência anual x probabilidade de toque no verão x 6 meses/12meses) + (freqüência anual x probabilidade de toque no inverno x 6 meses/12meses).

Matematicamente, a freqüência calculada é exatamente a mesma já apresentada, porém hoje o texto do relatório não está refletindo o desenvolvimento dos cálculos adotado. Por esta razão, o relatório foi revisado.

O resultado do risco ambiental para o Manguezal do Rio Vaza-Barris, na fase de perfuração, que é apresentado no Parecer Técnico, como sendo o resultado apresentado no relatório (**Tabela II.8.5-2**), está equivocado.

Tabela II.8.5-2 - Tabela elaborada pelo órgão ambiental e apresentada no Parecer Técnico.

Cálculos da Empresa:

Tempo de Recuperação CVA mangue do Vaza Barris: 20		Índice de Tolerabilidade em % (T recuperação/ T recorrência)	
Fase Perfuração	Temp. Recorrência (anos)	Com ponderações (Empresa)	
Tempo de recorrência - 8 - V+I	1830	0,04%	
Tempo de recorrência - 200 - V+I	1089	0,15%	
Tempo de recorrência - 200-500 - V+I	8037	0,15%	
Tempo de recorrência - 7500 - V+I	395	0,98%	

Na verdade, o resultado do risco ambiental para o Manguezal do Rio Vaza-Barris, na fase de perfuração, que é apresentado na Revisão 1 do relatório, é o apresentado abaixo (**Tabela II.8.5-3**) (ver página 208 da Revisão 1 do relatório):

Tabela II.8.5-3 - Tabela apresentada na página 208 da Revisão 1 do relatório do EIA.

Volume	Risco Ambiental	T. Recorrência	T. Recup. / T. Recorrência
8 m3	5,46E-04	1830	1,09%
200 m3	9,10E-04	1099	1,82%
200 - 500 m3	1,24E-04	8037	0,25%
7.500 m3	2,53E-03	395	5,07%

A PETROBRAS esclarece também que os valores referentes à relação (T recuperação / T recorrência) não são o índice de tolerabilidade. Esclarece também que o índice de insignificância, pelo qual é calculado o critério de tolerabilidade, é de 10%. Desta forma, os percentuais apresentados são unicamente o resultado da relação entre o tempo de recuperação da categoria de consequência na qual se enquadra o CVA e o intervalo esperado em anos entre a ocorrência de dois eventos consecutivos.

Entende-se que o Risco Ambiental, que deve ser comparado ao tempo de recuperação (em anos), deve ser expresso para o ano todo (verão + inverno), para as três fases do projeto (instalação, perfuração e produção), tendo em vista que serão realizadas várias atividades de instalação e perfuração durante os quatro anos de duração destas fases e, conseqüentemente, as atividades serão desenvolvidas tanto no verão, quanto no inverno.

Utilizar a frequência anual juntamente com a máxima probabilidade de toque para o verão e também para o inverno, sem considerar que as condições hidrodinâmicas associadas a estes dois períodos ocorrem somente durante a metade no ano cada, faz com que o resultado do risco anual seja incorretamente duplicado.

Solicitação/Questionamento: Observa-se que os índices de tolerabilidade recalculados sem as ponderações realizadas indevidamente já se apresentaram bastante elevados, não tendo sido alterados os tempos de recuperação apresentados pela empresa, mesmo com os problemas expostos acima. Desta forma, considera-se que com a correção desta variável os riscos seriam ainda maiores.

(Item II.8.5, pág. 91/114)

Resposta/Comentário:

A PETROBRAS entende que o resultado do risco ambiental deve ser anualizado, já que este é comparado com o tempo de recuperação em anos dos CVAs.

Para a anualização do resultado final do risco, devem-se considerar as condições hidrodinâmicas locais no verão e no inverno (condições extremas). Essas condições hidrodinâmicas não atuam nas probabilidades de toque de óleo durante o período de um ano inteiro mas, aproximadamente, por ½ ano

cada. Logo, devem-se apropriar os valores de probabilidade de toque de óleo nos CVAs aos períodos a que correspondem essas probabilidades para que, através do cálculo com as frequências anuais dos cenários acidentais, obtenha-se o risco ambiental anualizado.

II.8.6 – Tolerabilidade dos Riscos

II.8.7 – Revisão do Estudo de Análise de Risco

II.8.8 – Plano de Gerenciamento de Risco

Solicitação/Questionamento: *Esta posição é preocupante e tecnicamente indefensável. A própria norma interna da companhia utilizada no estudo deixa claro que os 104 cenários com consequências acidentais catastróficas e críticas devem ser considerados inaceitáveis. Para estes cenários este documento da própria PETROBRAS preconiza: “Os controles existentes são insuficientes. Métodos alternativos devem ser considerados para reduzir a probabilidade de ocorrência ou a severidade das consequências, de forma a trazer os riscos para regiões de menor magnitude de riscos (regiões ALARP ou tolerável)”.*

Mesmo diante de riscos inconcebivelmente elevados, na revisão do seu Estudo a empresa limita-se a apresentar três medidas que visam reduzir os riscos do projeto em discussão, a saber: redução da frequência de execução de operações de rotina, métodos de lançamento dos dutos que reduzam a probabilidade de colisões (especificamente apenas para fase de Instalação) e eliminação de piso gradeado em algumas plataformas.

Em primeiro lugar, a empresa deveria apresentar neste estudo

da Análise de Riscos o projeto básico deste sistema de contenção, a fim de que se possa ter uma ideia a respeito daquilo planejado.

Em plataformas de porte pequeno, como as caissons, a contenção de um volume importante como 8 m³ não é trivial.

Entende-se que esta instalação não pode se tratar apenas de mera contenção, e sim um sistema de drenagem e armazenamento contingencial completo.

(Itens II.8.6, II.8.7 e II.8.8, pág. 92/114)

Resposta/Comentário:

A PETROBRAS esclarece que o estudo de Análise Quantitativa de Risco Ambiental - AQRA para o projeto de injeção de Camorim-Dourado-Guaricema foi desenvolvido para as fases de Instalação, Perfuração e Produção, sendo aplicada a técnica de Análise Preliminar de Perigos - APP e Análise Histórica de Acidentes para identificação dos cenários acidentais.

No tocante às fases de Instalação e Perfuração, a técnica de APP foi aplicada integralmente por um grupo multidisciplinar, utilizando-se a revisão mais atual da Norma PETROBRAS 2782 (Revisão B). Para a Fase de Produção, no entanto, a PETROBRAS forneceu para a empresa consultora as planilhas de APP das plataformas de águas rasas, elaboradas em 2009, para serem atualizadas.

Tendo em vista que essas planilhas foram elaboradas na vigência da revisão A da norma 2782, a atualização da APP ensejou uma reclassificação dos cenários quanto ao seu enquadramento em termos de frequência e severidade.

Ao efetuar a reclassificação da categoria de frequência, a empresa consultora fez uma migração automática das categorias C e D da revisão A da norma para as categorias D e E da revisão B, sem discutir com a operação as bases dessa reclassificação automática, conforme ilustrado na figura a seguir.

Avaliação das considerações utilizadas na determinação da frequência

					N-2782		REV. A		07 / 2008	
Tabela 2 - Matriz de Tolerabilidade de Riscos										
Descrição / Características					Categorias de frequência					
					A Extremamente remota	B Remota	C Pouco provável	D Provável	E Frequente	
Segurança pessoal	Patrimônio	Meio ambiente (ver Nota 1)	Imagem	Conceitualmente possível, mas extremamente improvável na vida útil da instalação. Sem referências históricas	Não esperado ocorrer durante a vida útil da instalação, apesar de haver referências históricas	Possível de ocorrer até uma vez durante a vida útil da instalação	Esperado ocorrer mais de uma vez durante a vida útil da instalação	Esperado ocorrer muitas vezes durante a vida útil da instalação		

					N-2782		REV. B		12 / 2010		
Tabela 2 - Matriz de Tolerabilidade de Riscos											
Categorias de frequência											
Descrição / características					A Extremamente remota	B Remota	C Pouco provável	D Possível	E Frequente		
					Pessoas	Patrimônio / continuidade operacional	Meio ambiente (ver Nota 1)	Imagem	Conceitualmente possível, mas sem referências na indústria	Não esperado ocorrer, apesar de haver referências em instalações similares na indústria	Pouco provável de ocorrer durante a vida útil de um conjunto de unidades similares

Do lado da Severidade, o estudo também apresentou resultados distorcidos. A revisão B da norma criou mais uma categoria de volume abaixo de 8m³ (considerando o grau API do óleo característicos dos campos de águas rasas), que não foi levada em consideração na reclassificação dos cenários. Por esta razão, cenários com potencial de gerar menor que 1 ou 2 m³ foram classificados indevidamente na categoria de severidade média quando poderiam ter sido enquadrados na categoria marginal, conforme pode ser observado na figura a seguir.

Avaliação das considerações utilizadas na determinação da severidade

Tipo de ambiente (água)	Categoria de severidade	Volume vazado (V) em m ³ , conforme grau API			
		API ≤ 17,5	17,5 < API ≤ 35	35 < API ≤ 45	API > 45
1 Águas marítimas	Catastrófica	≥ 200	≥ 400	≥ 700	≥ 1 000
	Crítica	10 ≤ V < 200	20 ≤ V < 400	35 ≤ V < 700	50 ≤ V < 1000
	Marginal	0,01 ≤ V < 10	0,2 ≤ V < 20	0,035 ≤ V < 35	0,05 ≤ V < 50
	Desprezível	< 0,01	< 0,02	< 0,035	< 0,05
2 Regiões costeiras	Catastrófica	≥ 100	≥ 200	≥ 350	≥ 500
	Crítica	1 ≤ V < 100	2 ≤ V < 200	3,5 ≤ V < 350	5 ≤ V < 500
	Marginal	0,01 ≤ V < 1	0,02 ≤ V < 2	0,035 ≤ V < 3,5	0,05 ≤ V < 5
	Desprezível	< 0,01	< 0,02	< 0,035	< 0,05

N-2782 | REV. A

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
2 Regiões costeiras	V Catastrófica	≥ 500	≥ 350	≥ 200	≥ 100
	IV Crítica	50 ≤ V < 500	35 ≤ V < 350	20 ≤ V < 200	10 ≤ V < 100
	III Média	4 ≤ V < 50	2 ≤ V < 35	1 ≤ V < 20	0,5 ≤ V < 10
	II Marginal	0,4 ≤ V < 4	0,2 ≤ V < 2	0,1 ≤ V < 1	0,05 ≤ V < 0,5
	I Desprezível	V < 0,4	V < 0,2	V < 0,1	V < 0,05

N-2782 | REV. B

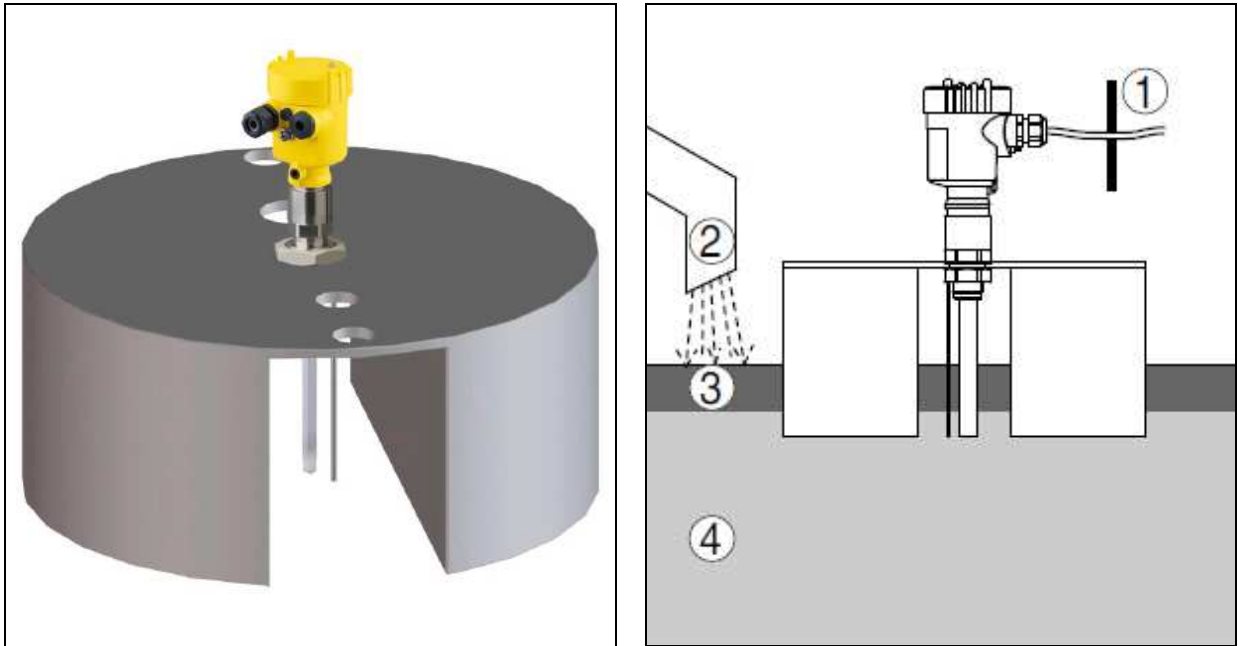
Dessa forma, 104 cenários da produção, antes classificados como Toleráveis ou Moderados, foram classificados como Não Toleráveis.

As distorções apresentadas na APP foram corrigidas, revisando o enquadramento das frequências, de acordo com a experiência operacional da UO-SEAL e não de forma automática - como realizado pela consultora, e das severidades, de acordo com o volume de óleo que pode vazar para cada cenário. Medidas adicionais destinadas à mitigação e gerenciamento dos riscos foram incluídas na Análise de Risco, cujo impacto redutor se refletiu no cálculo dos riscos para os diferentes CVA.

Entre essas medidas mitigadoras, foram inseridas como salvaguardas existentes a detecção *on line* de óleo no *sump*, cuja concepção vai a seguir descrita e cuja instalação é um compromisso assumido para o projeto.

Um dos sistemas de detecção de óleo, ora em avaliação, está ilustrado na figura abaixo. Seu princípio de funcionamento pode ser resumido da seguinte forma:

“O sistema de medição flutua na água e o eletrodo da sonda mergulha devido ao peso do sistema até uma determinada profundidade. Se houver óleo na superfície da água o sistema de medição sobe e a profundidade de imersão do eletrodo diminui, alterando a capacitância da sonda de medição, o que é transformado em comando de comutação. Uma camada de óleo pode ser detectada a partir de uma espessura de 4 mm”, (Figura II.8.7-1).



- 1 – Suporte para alívio do cabo
- 2 – Admissão de mistura água/óleo
- 3 – Camada de óleo
- 4 – Água

Figura II.8.7-1 – Sistema de Detecção para Tanque Sump.

Esse monitoramento *on line* é um avanço significativo permitindo a detecção rápida e a tomada de decisão de parada da plataforma que porventura venha a apresentar pequenos vazamentos, garantindo que o sistema de contenção funcione efetivamente.

Solicitação/Questionamento: A segunda observação vincula esta medida imaginada pela empresa com a sua própria

conclusão a respeito do seu estudo do Risco. Uma vez que se concluiu que a fase mais crítica do projeto é a fase de produção, a medida de revisão das contenções e sistemas de drenagem deveria estar prevista para todas as plataformas instaladas atualmente, não somente as caissons.

Além disso, o Empreendedor deveria apresentar projetos robustos para outras reformas e medidas mais eficientes que visem à redução das frequências desses cenários e consequentemente maior proteção ambiental.

Para os cenários de 8-200m³, 200-500m³ e 7.500m³ não foram apresentadas propostas de revisão de projeto que buscassem a redução dos riscos para essas faixas.

(Itens II.8.6, II.8.7 e II.8.8, pág. 93/114)

Resposta/Comentário:

A PETROBRAS esclarece que todas as plataformas estão sendo submetidas a um programa de revitalização, pintura e adequações em seus sistemas de contenção e drenagem, com o objetivo de garantia de integridade e, consequentemente, prevenção de derrames de óleo. O cronograma de atividades, a seguir, representa o compromisso da PETROBRAS em implantar medidas efetivas de melhorias nas plataformas, que se reverterão em mitigação de risco, principalmente dos cenários enquadrados na categoria de 0 a 8m³:

a) Instalação de tricanizes nas chapas móveis da área dos poços produtores de óleo, com isolamento através de Mastic Flexível.

Objetivo: Contenção de óleo

Prazo: Dezembro/2013.

b) Desativação dos sistemas de recebimento e armazenamento de diesel nas plataformas desabitadas

Objetivos:

- Redução da frequência de aproximações de embarcações de grande porte às plataformas
- Redução da frequência de vazamento através de linhas e tanques de armazenamento

Prazo: Concluído.

c) Remoção dos sistemas fora de operação e sem previsão de retorno.

Objetivo: Redução do número de cenários de vazamento.

Prazo: Seguirá o cronograma de pintura geral (adiante).

d) Tratamento específico de juntas flangeadas.

Objetivo: Incremento do nível de confiabilidade desses elementos.

Prazo: Seguirá o cronograma de pintura (adiante).

e) Substituição dos geradores termelétricos por geradores eólicos.

Objetivo: Redução do risco de incêndio.

Prazo: Dezembro/2014.

f) Aumento da frequência de verificação do Kit SOPEP

Objetivo: Garantia de disponibilidade de recursos de combate a pequenos vazamentos.

Prazo: Concluído.

g) Utilização de geradores cabinados, com tanque interno (obrigatoriamente).

Objetivo: Eliminar a necessidade de tanque extra de diesel no convés da plataforma.

Prazo: Junho/2012.

h) Campanha de pintura continuada das plataformas, com utilização de hidrojateamento, com duração de 3 meses cada.

Objetivo: Garantia de integridade estrutural.

Prazo: Cronograma de pintura (abaixo).

Cronograma de pintura das plataformas

Plataforma	Pintura Geral (100%)	Próxima Pintura Geral
PCB-01	2004	2014
PCM-01	2004	2014
PRB-01	2005	2015
PCB-04	2005	2015
PCM-02	2005	2016
PCM-11	2006	2016
PCM-06	2007	2017
PCM-08	2007	2017
PGA-02	2008	2018
PCB-03	2008	2018
PDO-02	2009	2019
PDO-03	2009	2019
PCB-02	2009	2020
PGA-08	2010	2020
Em processo de pintura/por iniciar		
PCM-03	2012	2022
PGA-01	2011/2012	2021
PGA-05	2013	2023
PGA-04	2013	2023
PGA-02	2014	2024
PDO-01	2014	2024
Pintura Continuada		
Plataforma	Início	Término
PDO-01	Fevereiro/2012	Abril/2012
PGA-03	Maio/2012	Julho/2012
PCM-04	Agosto/2012	Outubro/2012
PCM-05	Novembro/2012	Janeiro/2013
PCM-07	Fevereiro/2013	Abril/2013
PCM-01	Maio/2013	Julho/2013
PCB-01	Agosto/2013	Outubro/2013

i) Implantação de técnica de manutenção com foco em equipamentos críticos para segurança operação.

Objetivo: Aumentar a disponibilidade e confiabilidade dos equipamentos.

Prazo: Outubro/2012.

j) Realização dos testes do sistema de combate a incêndio das plataformas, utilizando água doce.

Objetivo: Reduzir a corrosão dos equipamentos da plataforma e obstrução do sistema de drenagem.

Prazo: Aguardando a aprovação da Marinha, após teste prático.

k) Implantação de um sistema de monitoração de corrosão de dutos.

Objetivo: Garantir a integridade.

Prazo: Dezembro/2013.

l) Programa de Integridade de Dutos (PID).

Objetivo: Garantir a integridade dos dutos.

Prazo: ação continuada.

No tocante aos cenários entre 8 e 200m³, a PETROBRAS esclarece que estes se referem principalmente a colisão de embarcações entre si ou com as plataformas e vazamentos na malha de escoamento. No caso das embarcações, a PETROBRAS aplica rígidos padrões de segurança para as operações marítimas incluindo inclusive a paralização de operações quando em condições meteoceanográficas desfavoráveis, a não aproximação simultânea de embarcações e utilização de rebocadores com sistema de posicionamento dinâmico. No caso da malha de dutos, estes são submetidos ao PID – Programa de Integridade de Dutos, através de inspeções periódicas e substituição de trechos que apresentem restrições operacionais quando assim o requeira as normas, como no caso recente do duto do poço ALS-39, no campo de Paru/AL que apresentou vazamento.

Cenários de 7.500m³ estão associados a eventos raros, tais como *blowouts*, para os quais a PETROBRAS dispõe de um plano específico de resposta.

Ações preventivas são efetivadas antes do início de atividades de perfuração, tais como inspeção e avaliação de equipamentos críticos como BOP's e Árvores de Natal.

Dessa forma, a PETROBRAS considera adequadas as medidas adotadas para os cenários acima de 8m³, incluídas como medidas mitigadoras e de gerenciamento de risco apontadas no estudo de AQRA.

***Solicitação/Questionamento:** Outro ponto que merece atenção é com relação à malha de escoamento de óleo que, da mesma forma que as plataformas hoje instaladas, estão operando há bastante tempo, possivelmente além das suas vidas úteis, sendo que não há previsão de substituição na descrição das atividades do presente projeto. Pelo exposto acima no item II.2.4.G – Sistema Submarino, entende-se que já se demonstra ser baixa a confiabilidade do duto PCM-06/PCM-05 (16”), havendo preocupação que esta se estenda para outros dutos da malha, com particular relevância para o duto de escoamento de toda produção PGA-3/EPA – para o qual há denúncia de sucessivos rompimentos. Deve ser particularmente considerado que com o aumento de pressão devido ao incremento da produção, possa haver rompimentos com maior frequência.*

(Itens II.8.6, II.8.7 e II.8.8, pág. 93/114)

Resposta/Comentário:

Conforme apresentado na resposta aos questionamentos relativos ao Item II.2.4.G – Sistema Submarino, a PETROBRAS dispõe de mecanismos de avaliação continuada das condições operacionais de seus dutos, com recursos para fazer ajustes nas pressões de operação, caso isto venha a ser necessário em função de, por exemplo, alguma perda localizada de espessura de um duto. Assim, a previsão de substituição de dutos só é estabelecida na medida em

que se constate um nível de comprometimento que não possa ser compatibilizado com ajustes das condições operacionais. Tais ajustes podem inclusive considerar a redução de produção. Sempre se leva em conta, nessa avaliação, a Pressão Máxima de Operação Admissível – PMOA. Conforme apresentado anteriormente na **Tabela II.2.4.G-1** - Condições operacionais atuais de dutos submarinos – UO-SEAL, as condições atuais e futuras de operação dos dutos encontram-se, de um modo geral, muito aquém das respectivas PMOA.

Solicitação/Questionamento: Os pontos de abastecimento de diesel das plataformas em sua grande maioria não possuem contenção alguma para vazamentos e situam-se sobre o mar ou sobre piso gradeado. Mesmo quando se alega que estão fora de uso, é necessária a retirada desses pontos de tomada de diesel, ou a instalação de contenção para que não haja acidentes na necessidade de voltar a utilizar o referido ponto.

(Item II.8.6, pág. 93/114)

Solicitação/Questionamento: O abastecimento por engate rápido e a substituição de todos os mangotes de abastecimento de óleo por mangotes novos, de melhor tecnologia, seria uma forma real de reduzir as frequências de vazamentos de óleo ao mar.

(Itens II.8.6, II.8.7 e II.8.8, pág. 94/114)

Resposta/Comentário:

A PETROBRAS esclarece que a recente desabilitação das plataformas dos campos de águas rasas, à exceção da PCM-09, ensejou uma drástica redução nas operações de abastecimento de diesel, como pode ser demonstrado na **Figura II.8.7-2** a seguir.

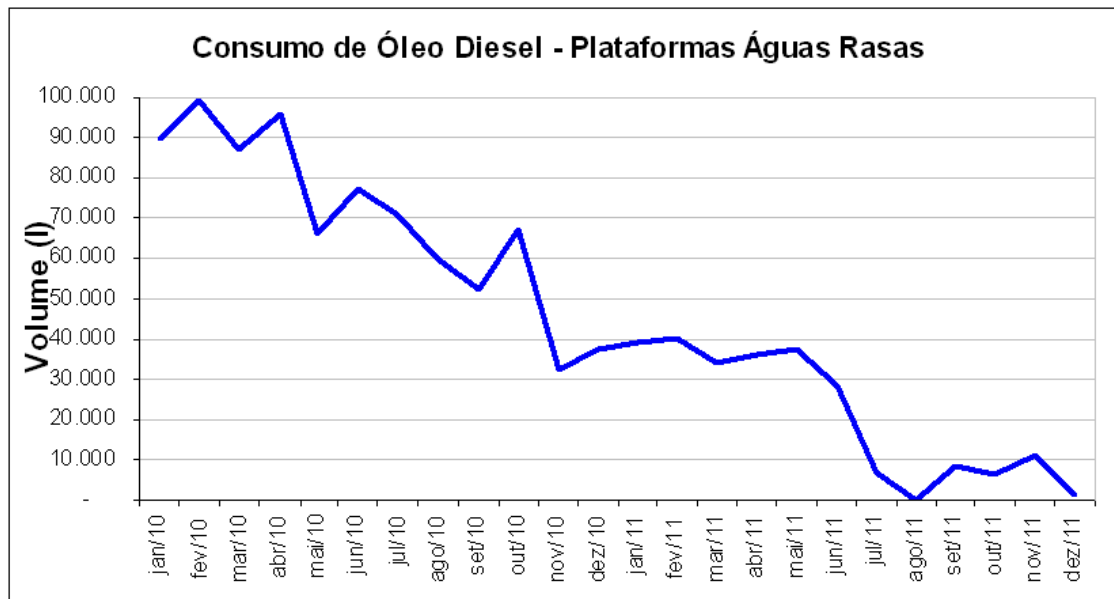


Figura II.8.7-2 – Consumo de Óleo Diesel – Plataformas Águas Rasas.

Dessa forma, todos os sistemas de recebimento e armazenamento de diesel foram desativados, sendo seus componentes isolados, estando em curso programa de remoção dos mesmos, com exceção da PCM-09, cujo sistema de diesel para abastecimento do gerador de emergência foi devidamente adequado às exigências apresentadas.

Solicitação/Questionamento: *A substituição da malha de dutos não foi proposta e representaria um ganho ambiental, garantindo uma maior segurança.*

(Itens II.8.6, II.8.7 e II.8.8, pág. 94/114)

Resposta/Comentário:

Conforme já explicado anteriormente, a PETROBRAS dispõe de controles que permitem um monitoramento contínuo das condições operacionais de seus dutos, de forma que não ocorram perdas operacionais ou ambientais. Somente ocorre a proposição de substituição de dutos quando a avaliação de suas

condições de integridade apontam para uma possível incompatibilidade com as condições operacionais. De acordo com as avaliações disponíveis, não há justificativas para propor a substituição da malha de dutos e se reitera a necessidade de intervenção do duto PGA3/EPA, conforme já manifestado para o IBAMA.

Solicitação/Questionamento: O projeto básico dos sistemas de contenção de 8m³ de óleo nas plataformas, funcional e confiável deve ser apresentado. Inclusive sugere-se uma reforma no sistema sump para que ele possa servir como redundância do sistema de contenção de óleo no caso de vazamentos em dias de chuva. O sump da forma em que se encontra, próximo ao nível do mar, não representa segurança pois foi verificado em vistoria que a maré agitada deslocou a tampa do sump, conseqüentemente todo o óleo que estivesse dentro do sump verteu para o mar.

(Itens II.8.6, II.8.7 e II.8.8, pág. 94/114)

Resposta/Comentário:

O funcionamento do sistema *sump* deve ser bem compreendido para evitar equívocos de interpretação de alguns fatos. Conforme pode ser visto na **Figura II.8.7-3** a seguir, embora seja chamado de tanque, o *sump* na realidade funciona como um sistema de contenção de óleo baseado no princípio dos vasos comunicantes e da diferença de densidade entre óleo e água.

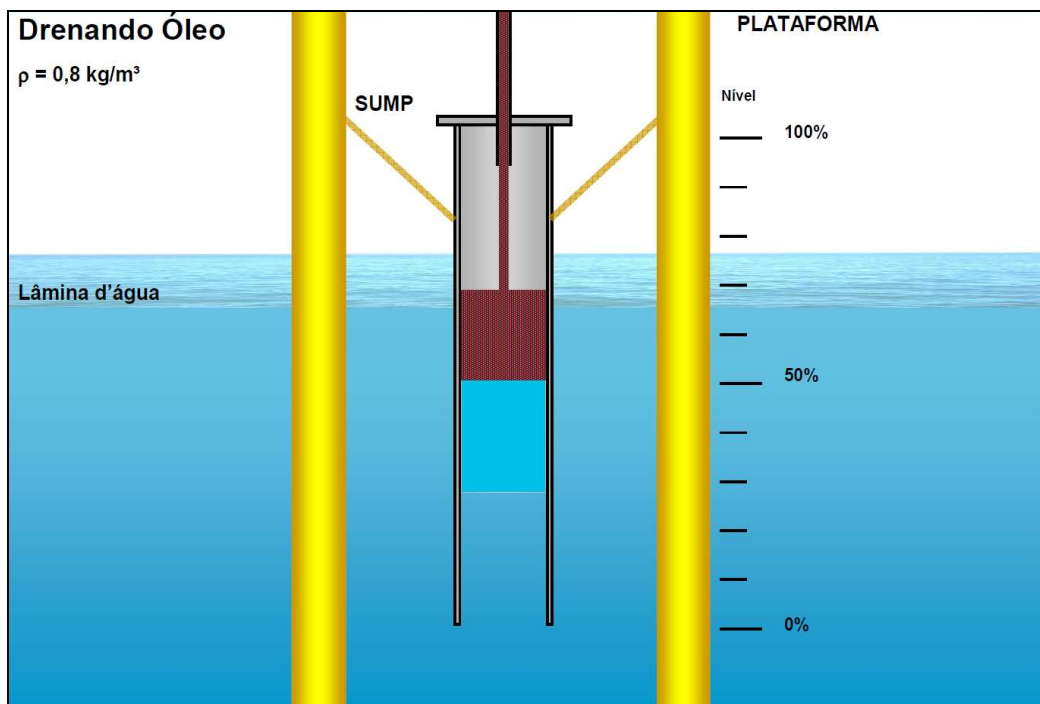


Figura II.8.7-3 – Ilustração do Tanque Sump.

Sendo aberto no fundo, o *sump* encontra-se mergulhado no mar, normalmente selado por baixo a vazamentos de óleo pela água do mar, devido a sua maior densidade em relação ao óleo. Considerando-se uma situação hipotética do *sump* estar com um nível de 50 cm de óleo, em caso de chuva ou ser atingido por uma onda que venha a remover sua tampa, como aconteceu na PGA-02, a água fluirá para o mar através do fundo, mantendo-se inalterado o nível de óleo.

Dessa forma não procede a observação quanto a um possível arraste de óleo para o mar por um *swell* (nível de onda) que tenha arrancado a tampa do *sump*, a não ser que o mesmo estivesse cheio de óleo até o nível da tampa e, mesmo assim, somente parte do óleo seria arrastado.

Independente desse fato, a PETROBRAS aumentou o nível do SUMP da PGA-02 para aumentar sua capacidade de retenção.

Solicitação/Questionamento: Como propostas de alteração de projeto visando reduzir as frequências, não foram apresentadas medidas operacionais simples como: esvaziar os risers no período em que os dutos forem ser lançados no entorno; ou medidas estruturais já existentes em outros campos, como: utilizar eletricidade vinda do continente, para suprir ao menos parte da necessidade de energia das plataformas, visando diminuir a quantidade de abastecimentos de diesel e aproveitando a proximidade das plataformas em relação à costa.

(Itens II.8.6, II.8.7 e II.8.8, pág. 94/114)

Resposta/Comentário:

A nova versão da AQRA apresenta os resultados recalculados com base na revisão de premissas e retirada de inconsistências anteriores. Para os riscos residuais, medidas mitigadoras e de gerenciamento compatíveis com os índices de risco calculados estão sendo apresentadas.

Solicitação/Questionamento: Entende-se, assim, que a revisão do estudo apresentada é extremamente tímida, diante dos altos índices de Risco que foram apurados neste estudo, da sensibilidade da região e da proximidade da costa. Vale ressaltar que, em que pese o fato de cerca de 80% do Risco apurado já estar instalado hoje, o que indica que a sociedade já convive com parte significativa dele, pouco foi oferecido em termos de incrementar/reformar as instalações já existentes, que são parte importante de um projeto que só por sua denominação já denota que contempla instalações presentes hoje, várias delas atualmente em condições precárias.

(Itens II.8.6, II.8.7 e II.8.8, pág. 94/114)

Resposta/Comentário:

Conforme já descrito anteriormente, as medidas mitigadoras e de gerenciamento de riscos que estão sendo contempladas no projeto como resultado da revisão atual do estudo de risco refletem o compromisso da PETROBRAS com o gerenciamento dos riscos de suas atividades, reduzidos ao nível “Tão baixo quanto razoável e tecnicamente possível”. Alguns fatores metodológicos, tais como aqueles já mencionados pelos técnicos do IBAMA neste parecer técnico, majoram o nível de risco pelo seu elevado conservadorismo.

Vale ressaltar que a grande maioria dos cenários são associados aos vazamentos inseridos na categoria de até 8 m³, de frequência mais elevada, e envolvendo óleo diesel, para os quais os recursos de resposta a emergências existentes são apropriadas, tanto em terra (com 5 bases avançadas) quanto no mar (6 embarcações *oil rec* dedicadas, entre as quais quatro são dotadas de recursos para monitoramento contínuo de vazamento por radar, sendo duas específicas para águas rasas.

Solicitação/Questionamento: Ainda sobre as conclusões apresentadas pela empresa, é verdade que o estudo de Análise de Riscos mostrou que a fase mais crítica é a de Produção. Porém, ao se calcular alguns resultados para a fase de Perfuração e Instalação segundo os preceitos desta Coordenação Geral de Petróleo e Gás, foram observados alguns riscos inaceitáveis (índices de tolerabilidade de aproximadamente 145% (verão) e 105% (inverno) para volumes até 8 m³ – Mangue Vaza-Barris – Perfuração - e acima de 10% para a faixa de volume de 8 m³ (inverno e verão) no CVA praias de desova de tartarugas – Instalação. É possível que cálculos efetuados para outros CVA's apresentem o mesmo incremento

ao serem adotadas as premissas que entendemos como corretas para a metodologia proposta no Termo de Referência nº 29/08.

A respeito desta metodologia de cálculo de riscos ambientais, a CGPEG optou por algo realmente conservativo que, embora não meça os efeitos do volume de óleo que seria capaz de afetar os CVA's, nos permite ter uma ideia sólida a respeito dos riscos presentes nos empreendimentos submetidos a esta Coordenação, especialmente aqueles que ameaçam áreas de grande sensibilidade, estão extremamente próximos à costa e em águas muito rasas, características do presente caso.

Frente aos índices de risco tão altos, à existência de 104 cenários, na análise qualitativa de riscos, considerados “Não Toleráveis” (36%), destacando que todos estes cenários “não toleráveis” enquadram-se na faixa de volume acima de 1m³ de vazamento estipulada por norma da própria empresa, e às acanhadas proposições de melhorias do projeto com vistas à redução do risco já instalado e adicional, acredita-se que, do ponto de vista do estudo de Riscos Ambientais, a Ampliação dos Campos de Camorim, Dourado e Guaricema na forma do projeto ora apresentado é inviável.

O empreendedor, caso opte pela continuidade do presente processo de licenciamento, deverá promover alterações consistentes em seu projeto, não só com relação às plataformas que serão instaladas, mas principalmente com a intenção de reduzir os riscos presentes atualmente, valendo-se da utilização de processos e tecnologias proporcionais à sensibilidade da área para a qual pretende obter o licenciamento para suas atividades.

Entende-se, assim, que deve ser apresentada uma proposta específica de reforma minuciosa de todas as plataformas hoje

instaladas e substituição de dutos. Considera-se que uma reforma nestas instalações existentes é fator básico para o redimensionamento dos riscos atuais.

A partir deste projeto de reforma - e considerando ainda as demais solicitações deste parecer técnico -, o empreendedor deverá desenvolver uma nova Análise Quantitativa de Riscos Ambientais onde sejam corrigidas as impropriedades metodológicas acima apontadas, considerando a partir de então a presença de equipamentos mais modernos, inclusive novos oleodutos, novos padrões de contenção e drenagem das plataformas, métodos de abastecimento mais simplificados, incremento nos sistemas de proteção especialmente das áreas de produção, dentre outras medidas.

Esta Análise de Riscos completa demonstrará, junto a esta Coordenação Geral de Petróleo e Gás, o claro compromisso da empresa com a redução de tais riscos, que se mostraram significativamente elevados e, assim sendo, inaceitáveis por hora.

Os riscos estão presentes hoje e sua diminuição deve ser perseguida por princípio, sendo condição imperativa que os riscos posteriores a todas as instalações e perfurações sejam menores que o risco instalado atualmente.

(Itens II.8.6, II.8.7 e II.8.8, pág. 95/114)

Resposta/Comentário:

Os riscos foram recalculados para as 3 fases do projeto (Instalação, Perfuração e Produção). Os novos resultados indicam que para as fases de Instalação e Perfuração nenhum CVA está sujeito a níveis de risco acima do Limite de Tolerabilidade estabelecido pela PETROBRAS para esse projeto, a saber, 10%.

Durante a elaboração da nova versão foi verificado que o estudo anterior não considerava o sucesso das defensas metálicas como elemento redutor da frequência dos cenários de choques de embarcações com os “risers” de oleodutos durante a etapa de lançamento de dutos rígidos nas plataformas PGA-02, PGA-03, PGA-08, PDO-01, PDO-02, PDO-03, PCM-05 e PCM-07. Além disso, as colunas de produção dos poços com ANS, que sobem até o convés das plataformas dentro de condutores metálicos, localizados no centro e protegidos pela própria estrutura das plataformas haviam sido considerados indevidamente como “risers” e sujeitos a choques de embarcações.

Também durante as atividades de intervenção em poços com uso de plataforma auto-elevatória foram corrigidos os dados de frequência de abastecimento da plataforma durante cada intervenção.

II.9 - PLANO DE EMERGÊNCIA INDIVIDUAL – PEI

Solicitação/Questionamento: Solicita-se que o Campo de Caioba seja tratado de forma destacada, pois o empreendedor afirmou que nele há “atividade de perfuração e produção”, sendo que em Caioba não existe perfuração prevista.

(Item II.9, pág. 96/114)

Resposta/Comentário:

O PEVO foi revisado no item de estratégias de resposta para incluir ações no caso de vazamento de diesel e condensado no campo de Caioba, além de corrigir a tabela que levava ao entendimento de que haveria perfuração neste campo. Conforme especificado na página 275 do documento de resposta ao Parecer Técnico 312/2011, será elaborado um PEI específico para o campo de Caioba, a ser apresentado no prazo de 60 dias após a aprovação do PEVO-SEAL.

Todos os anexos do PEVO que foram revisados são apresentados no **Anexo II.7**.

***Solicitação/Questionamento:** Os campos de Paru e Salgo não constam da área de abrangência do PEVO e foi retirada da Rev. 01 a explicação para tal fato. É importante que o PEVO-SEAL apresente todos os empreendimentos que existem na Bacia, ressaltando o que estará e o que não estará coberto pela sua estrutura.*

(Item II.9, pág. 96/114)

Resposta/Comentário:

A Seção II.1 - Identificação da Instalação-PEVO SEAL foi revisada e é reapresentada no **Anexo II.7 - Anexos do PEVO** deste documento de resposta, especificando-se no item II.1.5 o que está coberto pela estrutura do PEVO.

Identificação da Instalação

***Solicitação/Questionamento:** Solicita-se que sejam plotados na Figura II.1.5-1 (pg 3/4) todos os blocos da Bacia, ainda que seja demonstrada a restrição da cobertura de atuação do PEVO, para que seja possível identificar o que está fora da cobertura. Adicionar, também, outros empreendimentos que porventura estejam sendo cobertos pela mesma estrutura do PEVO como, por exemplo, o quadro de boias da Transpetro.*

(Item II.9, pág. 96/114)

Resposta/Comentário:

A **Figura II.1.5-1** da Seção II.1 - Identificação da Instalação-PEVO SEAL foi revisada contemplando os itens solicitados. Vale ressaltar que o Quadro de Bóias, operado pela Transpetro, embora localizado dentro da área de abrangência do PEVO, não está coberto por este plano, dispondo de PEI próprio aprovado pelo órgão estadual de meio ambiente. Entretanto, está prevista no PEVO a cessão de uma das embarcações dedicada às atividades em águas rasas quando houver vazamento no Quadro de Bóias.

Cenários Acidentais

***Solicitação/Questionamento:** O empreendedor deverá deixar claro em sua versão final deste Plano de Emergência para Vazamento de Óleo na Bacia Sergipe-Alagoas que, em caso de acidente no quadro de boias da Transpetro, a sua embarcação de resposta substituta dedicada (que fica no TMIB) cobrirá aquela que for destinada a dar a primeira resposta em tal acidente.*

(Item II.9, pág. 97/114)

Resposta/Comentário:

O **Anexo II.3.4-1** – Dimensionamento, Estratégias e Tempos de Resposta-PEVO SEAL foi revisado e está sendo rerepresentado no **Anexo II.7 - Anexos do PEVO**, especificando no seu item I.1-1 que a embarcação volante substituirá a embarcação dedicada de águas rasas que esteja prevista para atendimento ao PEI do Quadro de Bóias, de modo a manter a capacidade de recolhimento e atender aos tempos de resposta das atividades contempladas no PEVO-SEAL.

Estrutura Operacional de Resposta – EOR

***Solicitação/Questionamento:** Solicita-se esclarecimentos sobre a função atribuída ao Coordenador de Logística - COLOG de orientar o posicionamento de embarcações e início de combate aos líderes das embarcações de resposta. Esta função primordialmente deveria ser do Coordenador de Operações no Mar - COMAR ou do Coordenador de Ação e Resposta - CAR.*

(Item II.9, pág. 97/114)

Resposta/Comentário:

Conforme estava especificado no **Quadro II.3.3.2-1**, da Seção II.3 da revisão 01 do PEVO-SEAL, competia ao COLOG determinar o deslocamento de embarcações e colocar aeronaves em estado de prontidão, assumir o acionamento, planejamento, coordenação e orientação as operações das embarcações de resposta, somente no caso de impossibilidade do COMAR se deslocar até o local do incidente. Durante o simulado N3 de 25.10.2011, o COLOG determinou a movimentação inicial das embarcações de apoio, inclusive a embarcação oil rec, indicando a localização da área emergenciada, seguindo tal procedimento.

Seguindo orientação corporativa, as atribuições de “determinar o deslocamento de embarcações e colocar em estado de prontidão o helicóptero para realização do sobrevôo após o recebimento da comunicação inicial da CAE e assumir o acionamento, planejamento, coordenação e orientação as operações das embarcações de resposta, caso o coordenador de operações no mar esteja impossibilitado de se deslocar até o local do incidente”, foram revisadas na **Seção II.3** - Informações e Procedimentos de Resposta-PEVO SEAL, passando para o Coordenador de Ações de Resposta. A Seção II.3 foi revisado e está sendo rerepresentado no **Anexo II.7 - Anexos do PEVO**.

Dimensionamento, Estratégia e Tempo de Resposta

Solicitação/Questionamento: *O empreendedor deverá refazer todos os cálculos para atendimento em águas profundas, uma vez que o Volume de Pior Caso (Vpc) foi calculado indevidamente para 4 dias. Deverá calcular as descargas de pior caso para águas profundas da mesma forma que fez para Piranema, ou seja, o cálculo dos três níveis de descarga de pior caso para dimensionamento dos recolhedores deve considerar o vazão diária de poço x 30 dias.*

(Item II.9, pág. 97/114)

Resposta/Comentário:

A Petrobras esclarece que o cálculo para o Volume da descarga de pior caso para águas profundas foi calculado corretamente e de acordo com a Resolução CONAMA 398, considerando o volume decorrente do descontrole de poço exploratório tipo, por 30 dias, com vazão estimada de 1.000 m³/dia, resultando no volume final de 30.000 m³, conforme apresentado no **Anexo II.2-1 – Informações Referenciais-PEVO-SEAL**.

Porém, no **Quadro I.1.4-1 - Resumo do cálculo do volume de pior caso da perfuração em Águas Profundas** do **Anexo II.3.4-1**, a legenda dos quadros que resumem o cálculo do volume de pior caso estava incompleta. As legendas foram alteradas para ressaltar que o cálculo diz respeito ao cálculo do volume de pior caso para fins de cálculo da Capacidade Efetiva Diária de Recolhimento de Óleo (CEDRO). O **Anexo II.3.4-1** foi revisado e está sendo reapresentado no **Anexo II.7 - Anexos do PEVO**.

Segundo o critério estabelecido no item 2.2 do Anexo III da Resolução CONAMA 398, o volume de pior caso para fins de dimensionamento da CEDRO em descontrole de poço deve considerar o volume decorrente da perda de controle do poço durante 4 dias, ou seja, 1.000 m³/dia x 4, para águas

profundas, e 250m³/dia x 4, para águas rasas.

Solicitação/Questionamento: *Informa-se que esta Coordenação considera como mínimo aceitável 200m de barreiras de contenção para cada embarcação, o que determina a necessidade de incremento nos equipamentos disponíveis na embarcação Grand River, que apresenta-se equipada com apenas 110m de barreira.*

(Item II.9, pág. 97/114)

Resposta/Comentário:

A PETROBRAS está providenciando a substituição da barreira da embarcação Grande River por outra com 200m de extensão, no prazo previsto de 90 dias.

Solicitação/Questionamento: *Todas as embarcações apresentadas no PEVO, tiveram suas eficiências fixadas em mar 4. Pela escala de Beaufort, as condições de mar para tal classificação indicam ventos de 11 a 15 nós e ondas de 1 a 2m. Considera-se tais condições muito inferiores à capacidade dos equipamentos existentes principalmente nas embarcações de águas rasas como a Viking Surf, e, portanto, solicitamos adequação das informações de modo que as mesmas reflitam a capacidade real dos equipamentos e das condições operacionais.*

(Item II.9, pág. 97/114)

Resposta/Comentário:

A PETROBRAS esclarece que os equipamentos que a empresa possui estão entre os mais modernos e com maior resistência a condições adversas

existentes. Por princípio, os limites de resistência do equipamento são superiores aos de segurança da operação, pois a empresa entende que o equipamento não pode ser o fator limitador da operação. Entretanto, considerando vários fatores (vento, onda, corrente), os equipamentos em questão tem máxima eficiência em mar até força 4 na escala de Beaufort.

A empresa ressalta que a prioridade de ação em suas operações, incluindo a estratégia de contenção e recolhimento, considera a segurança da força de trabalho e tripulação envolvida. Em observância à necessidade de estabelecer limites para operação segura nos lançamentos de barreiras, a PETROBRAS buscou verificar as práticas recomendadas por profissionais do setor, incluindo comandantes de embarcação, operadores e também fabricantes de equipamentos. Todos eles apontaram que os principais fatores meteorológicos que devem ser considerados para a decisão de lançamento das barreiras são a velocidade e direção dos ventos e correntes e alturas das ondas. Desta forma, em consonância com os resultados do Estudo de Histórico de Falhas das Operações com Estratégia Inicial de Contenção e Recolhimento, encaminhado pelas cartas UN-BC/SMS/MA 0088/2010 de 16 de junho de 2010 e E&P-CORP/SMS/MA 0075/2010, de 14 de setembro de 2010, a empresa recomenda os seguintes limites para operação (**Tabela II.9-1**):

Tabela II.9-1 – Limites recomendados para operação de contenção e recolhimento

Velocidade de Vento (nós)	Velocidade de Corrente (nós)	Altura de onda (m)
Até 20 – 25	Até 2-3	Até 3

Cabe ressaltar, que caso um destes parâmetros ultrapasse o valor definido a operação poderá não ser realizada ou mesmo não ser efetiva, ainda que os

demais valores estejam abaixo dos limites definidos. Destaca-se que a decisão do comandante da embarcação é preponderante por legislação marítima, uma vez que este é o responsável direto pela salvaguarda da vida humana no mar e da própria embarcação. Os limites apontados na **Tabela II.9-1**, também representam os limites de maior eficiência da operação de contenção e recolhimento, sobretudo quando conjugados.

***Solicitação/Questionamento:** Tendo em vista a realização da vistoria no CDA-BA em outubro de 2011, solicita-se que as recomendações e solicitações fixadas no Relatório de Vistoria Técnica nº 083/2011 CGPEG/DILIC/IBAMA sejam incorporadas à próxima versão do PEVO SEAL.*

(Item II.9, pág. 97/114)

Resposta/Comentário:

O **Anexo II.3.4-2** – Equipamentos e Materiais de Resposta-PEVO SEAL foi revisado e está sendo reapresentado no **Anexo II.7 – Anexos do PEVO**. Nele constam as informações do inventário dos CDA e BAV-AJU previstos no plano. Parte dos equipamentos listados são recursos corporativos e de uso compartilhado da Petrobras, disponíveis no sistema de CDA/BAV (Centros de Defesa Ambiental/Base Avançada).

Quanto às barreiras absorventes que estavam armazenadas na RLAM, informamos que as mesmas foram transferidas para a Base do CDA-BA. Esclarecemos também que na versão anterior do Anexo II.3.4-2, havia a referência a 2.000kg do absorvente “Oil Gator” como biorremediadores. Esse produto, no entanto, trata-se de “agente absorvente”, para o qual não se exige registro no IBAMA. Consta na planilha de dados ora apresentada o inventário desse produto reduzido para 1.000kg, renomeado para “agente absorvente”, e foi inserida a quantidade de 1.000kg de “agente biorremediador” (marca PRP), com número de registro no IBAMA 9991/09-58.

Quanto à colocação do CDA atender a outros empreendimentos, a PETROBRAS esclarece que o inventário de recursos dos CDAs é um inventário dinâmico e que 60% destes recursos podem ser mobilizados para qualquer localidade. Os tempos de mobilizações e deslocamentos variam conforme o modal utilizado, a quantidade, a origem e o destino de onde será demandado o recurso até o local da ocorrência, bem como a sua disponibilidade em cada um dos CDA.

Solicitação/Questionamento: Solicita-se esclarecimentos sobre qual estratégia seria adotada pela empresa no caso de um cenário de vazamento noturno (às 20 h, por exemplo) com toque de 5h.

(Item II.9, pág. 97/114)

Resposta/Comentário:

O Anexo II.3.4-1 – Dimensionamento, Estratégias e Tempos de Resposta foi revisado para incluir procedimentos específicos para derrames de óleo em período noturno. Neste caso, a detecção e monitoramento de uma eventual mancha de óleo é possível mediante a utilização de sistema de detecção de óleo e de holofotes pelas embarcações oil recovery. As embarcações Viking Surf, Amy Chouest e C-Admiral, aprovadas para operar na Bacia SEAL dispõem de sistema de radar para detecção de óleo e de holofotes, permitindo um primeiro nível de resposta. Lançamento de barreira para contenção e recolhimento no mar é pouco recomendado em função da salvaguarda da vida humana no mar, podendo ser realizada em situações excepcionais que serão avaliadas caso a caso.

No tocante às operações em terra, a partir dos dados da deriva real da mancha é possível identificar a área da costa sujeita a toque de óleo para onde deverão se deslocar as equipes de resposta. Procedimentos de proteção dos estuários, no entanto, somente poderão ser efetivados após o raiar do dia. O

detalhamento dessas e das demais ações de resposta estão definidas no **Anexo II.3.4-1** revisado.

***Solicitação/Questionamento:** No Plano Estratégico de Proteção ao Rio Vaza-Barris, a apresentação deste faz menção ao Rio Sergipe. Solicita-se a correção desta informação bem como indicação sobre a previsão de apresentação dos Planos elaborados para as demais áreas vulneráveis, sujeitas ao toque de óleo dos empreendimentos que são atendidos por este PEVO. O documento informa que a estratégia de proteção na região costeira foi definida com base nos resultados de modelagem de águas rasas (seção II.2 – Cenários Acidentais). Porém, os cenários de águas profundas levam a uma área mais abrangente de toque na costa. Desta forma, os planos de proteção devem ser elaborados também para as áreas sensíveis potencialmente atingidas com base nas modelagens de águas profundas. Conforme o capítulo III – Análise de Vulnerabilidade, página 6/15, mais sete estuários devem ser incluídos, além dos três já previstos.*

(Item II.9, pág. 97/114)

Resposta/Comentário:

O **Anexo II.3.5.3-2** – Plano Estratégico de Proteção de Áreas Vulneráveis - Rio Vaza Barris-PEVO SEAL foi corrigido e está sendo reapresentado no **Anexo II.7 – Anexos do PEVO** do presente documento resposta. Conforme descrito no **Anexo II.3.5.3-1** do PEVO SEAL, a PETROBRAS considerou a área de toque prevista pela modelagem dos cenários de Águas Profundas. Além dos rios Sergipe, Vaza-Barris e Real, está prevista a elaboração de mais 8 (oito) planos estratégicos das áreas vulneráveis, ora em elaboração seguindo o cronograma a seguir (**Tabela II.9-2**):

Tabela II.9-2 – Cronograma de Elaboração dos Planos Estratégicos de Proteção de Áreas Vulneráveis. (Revisão 01, Abr/2012)

MÊS / 2012	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO
CENÁRIO							
Rio Itari							
Rio Itapicuru							
Rio Japarutuba							
Reserva Sta. Izabel							
Rio São Francisco							
Rio Coruripe							
Rio Pojuca							
Rio Sauípe							

Solicitação/Questionamento: A empresa deverá também apresentar a estratégia de proteção às áreas de praia com desova de tartaruga e incluir o ICMBio na lista de entidades que serão comunicadas em caso de vazamentos.

(Item II.9, pág. 98/114)

Resposta/Comentário:

Será elaborado o plano geral de proteção de áreas de praia com desova de tartaruga, a ser apresentado no prazo de 60 dias após aprovação do plano específico de proteção da área da Reserva Biológica de Santa Izabel, ora em fase de elaboração.

Solicitação/Questionamento: As solicitações e recomendações do Parecer Técnico nº 485/2011 CGPEG/DILIC/IBAMA, referente ao Simulado de Vazamento de Óleo Nível 3 da Bacia de Sergipe 2011 devem ser incorporadas na próxima versão do PEVO a ser submetida para análise do IBAMA.

(Item II.9, pág. 98/114)

Resposta/Comentário:

As solicitações e recomendações foram incorporadas na revisão dos anexos PEVO ora encaminhados.

Solicitação/Questionamento: O Parecer Técnico nº 312/2011 CGPEG/DILIC/IBAMA havia solicitado a apresentação dos contratos com as empresas operadoras dos CDA's e Bases Avançadas. A resposta a este PT, apresentada pela empresa, apesar de citar a inclusão de tais documentos, não a contemplou nos anexos do referido documento. Ratifica-se a necessidade de apresentação dos contratos com as empresas ECOSORB e HDG Serviços Ambientais.

(Item II.9, pág. 98/114)

Resposta/Comentário:

Seguem no **Anexo II.7 – Anexos do PEVO** os contratos das empresas ECOSORB (**Anexo II.9-1a e II.9-1b**) e HDG (**Anexo II.9-2a e II.9-2b**) não enviados anteriormente.

Solicitação/Questionamento: Da mesma forma, apesar da empresa ter informado no texto da resposta ao PT nº 312/2011 que estaria disponibilizando no Anexo II.9-3 as características de todos os equipamentos instalados nas embarcações, tal anexo não consta dos documentos físicos, tampouco digitais, apresentados a esta Coordenação.

(Item II.9, pág. 98/114)

Resposta/Comentário:

Seguem no **Anexo II.7 – Anexos do PEVO** as características dos equipamentos das 5 (cinco) embarcações previstas para atuação no PEVO-

SEAL (Anexo II.9-3).

Solicitação/Questionamento: Diante da quantidade de cenários que implicam em toque simultâneo nas principais áreas vulneráveis indicadas no PEVO-SEAL/PEIs, a empresa deverá prever atendimento concomitante com disponibilização de recursos materiais e humanos, a fim de evitar “lacunas” em suas estratégias de proteção de costa.

(Item II.9, pág. 98/114)

Resposta/Comentário:

É necessário esclarecer que a partir dos resultados probabilísticos e determinísticos apresentados no estudo, não é possível avaliar se ocorre ou não o toque simultâneo em áreas vulneráveis, isso porque os resultados probabilísticos são resultantes da integração de N simulações determinísticas, não sendo possível identificar quais os cenários determinísticos que levaram o óleo a tocar mais de uma área sensível. Para se identificar tais cenários seria necessário avaliar individualmente cada uma das N simulações que deram origem aos contornos de probabilidade de presença de óleo. Portanto, a partir dos resultados apresentados só é possível afirmar que para uma determinada condição sazonal existe possibilidade de ocorrer o toque de óleo em mais de uma área sensível, porém não se pode afirmar se isso ocorre de forma simultaneamente.

Vale ressaltar que os cenários determinísticos críticos de águas rasas associados aos cenários probabilísticos de pior caso (blowout) não indicaram possibilidade de dois estuários serem atingidos simultaneamente ao longo do período simulado (60 dias), durante o qual ocorre mudança na deriva da mancha, conforme pode ser observado nos resultados da modelagem determinística apresentados nas **Figuras II.9-1 a II.9-4** adiante.

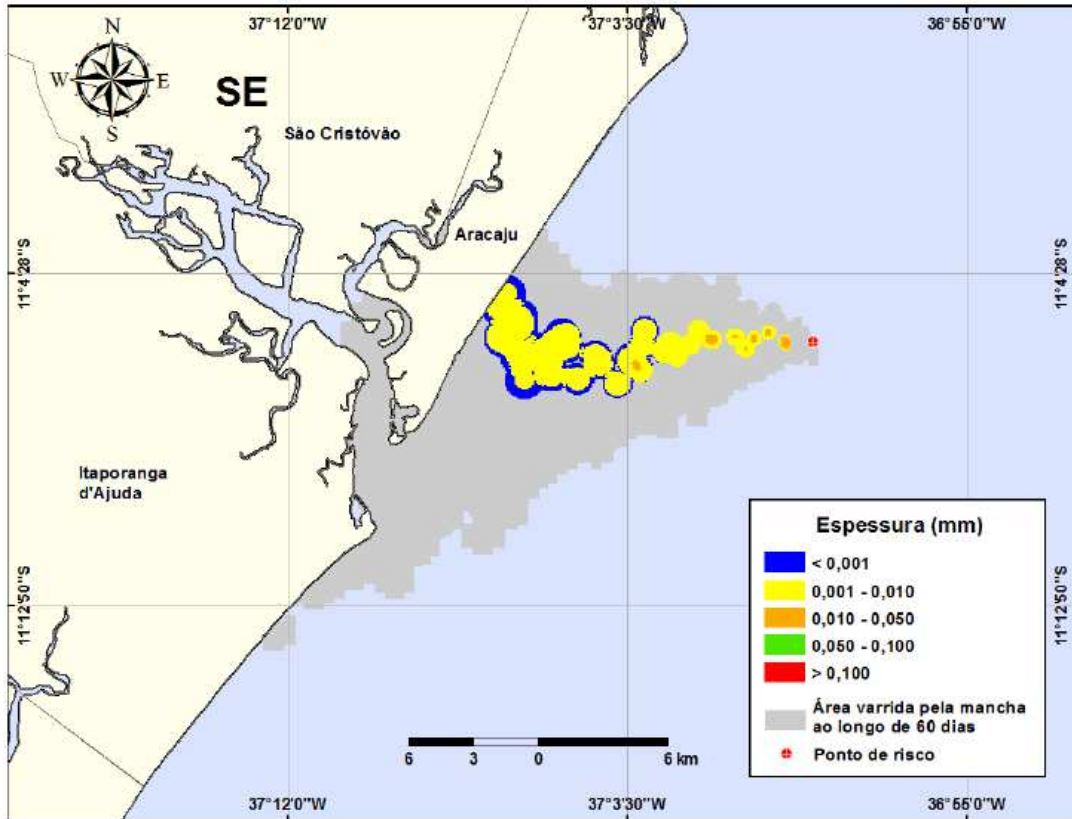


Figura II.9-1 - DET_FREQ_PDO6_VER_7500_60D. Cenário determinístico para a condição mais frequente, para um derrame ocorrido durante o verão com óleo cru a partir do Ponto-PDO6 no Campo Dourado.

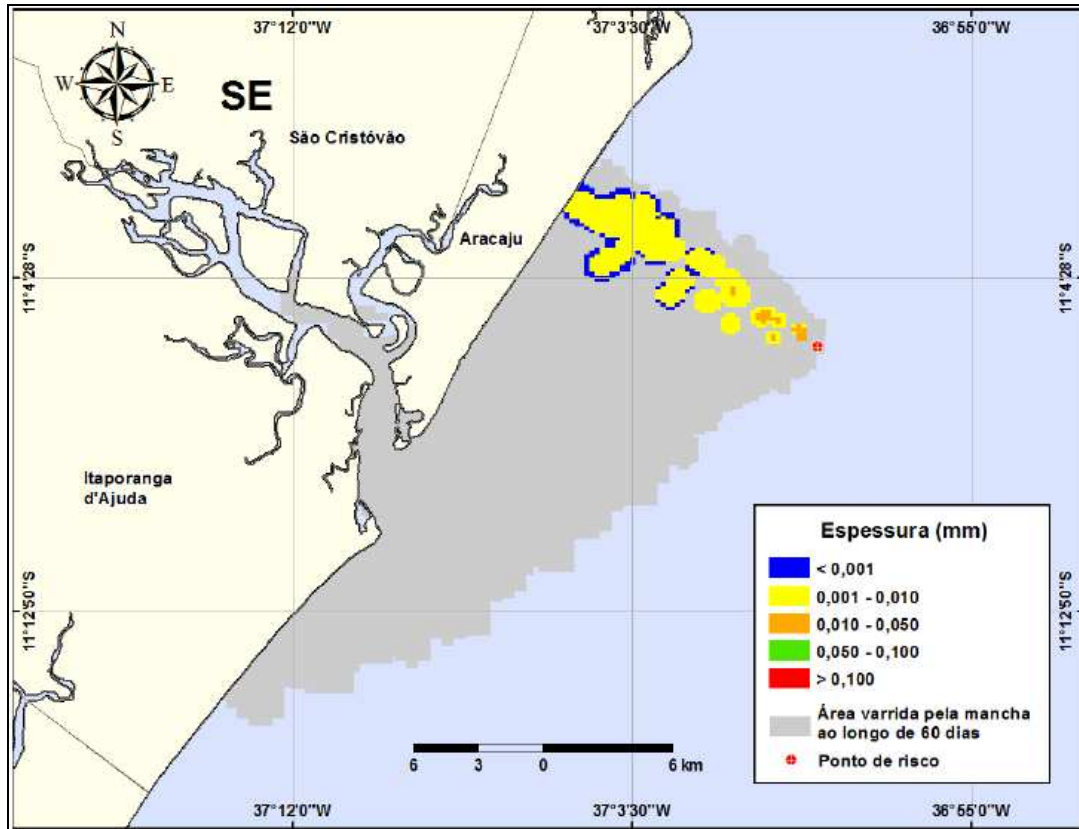


Figura II.9-2 - DET_FREQ_PDO6_INV_7500_60D. Cenário determinístico para a condição mais frequente, para um derrame ocorrido durante o inverno com óleo cru a partir do Ponto-PDO6 no Campo Dourado.

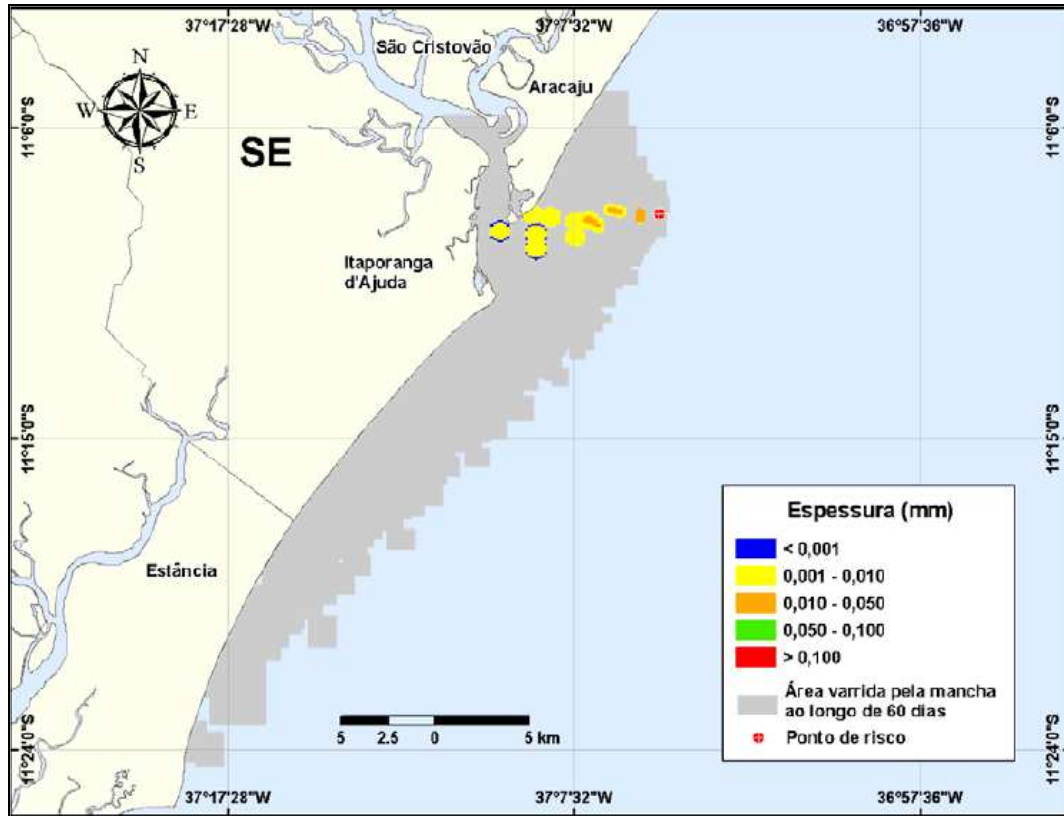


Figura II.9-3 - DET_FREQ_PE5_VER_7500_60D. Cenário determinístico para a condição mais frequente, para um derrame ocorrido durante o verão com óleo cru a partir do Ponto-PE5 no Campo Guaricema.

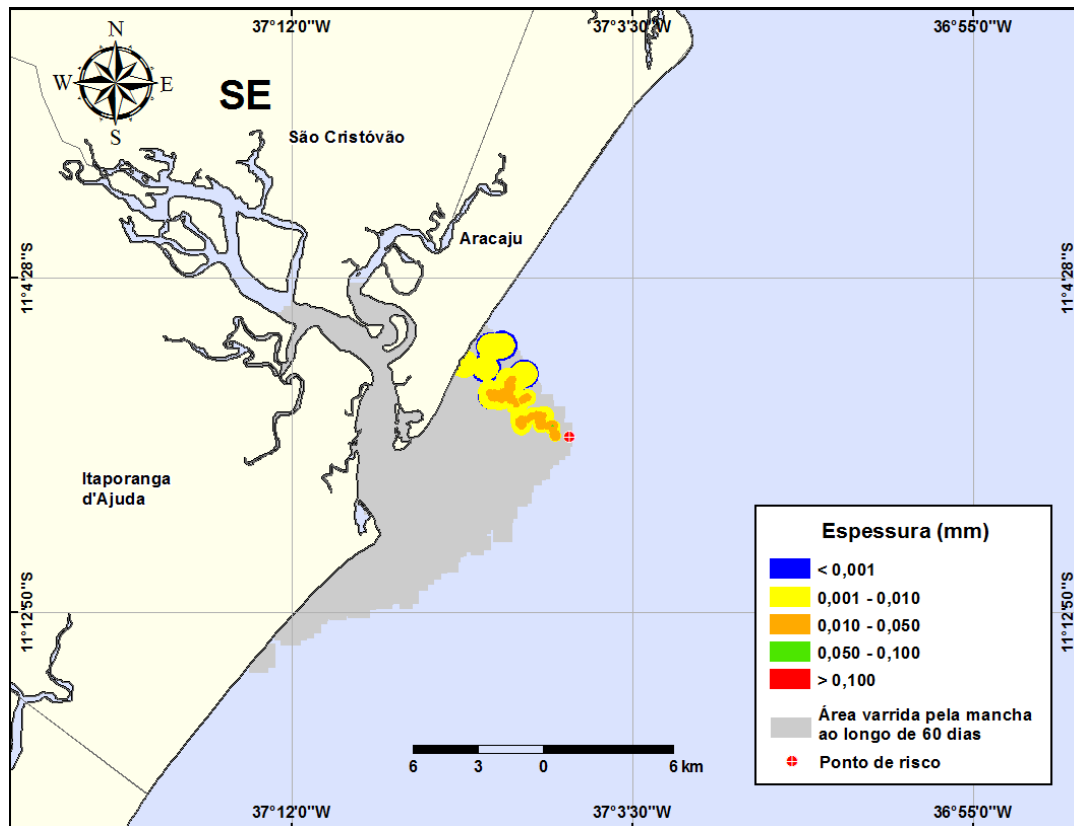


Figura II.9-4 - DET_FREQ_PE5_INV_7500_60D. Cenário determinístico para a condição mais frequente, para um derrame ocorrido durante o inverno com óleo cru a partir do Ponto-PE5 no Campo Guaricema.

Para as atividades exploratórias em águas profundas, os cenários determinísticos críticos já indicaram possibilidade de toque simultâneo nos casos de blowout,, ao longo do período simulado (60 dias), como no caso do ponto SP-11 indicado na **Figura II.9-5** adiante.

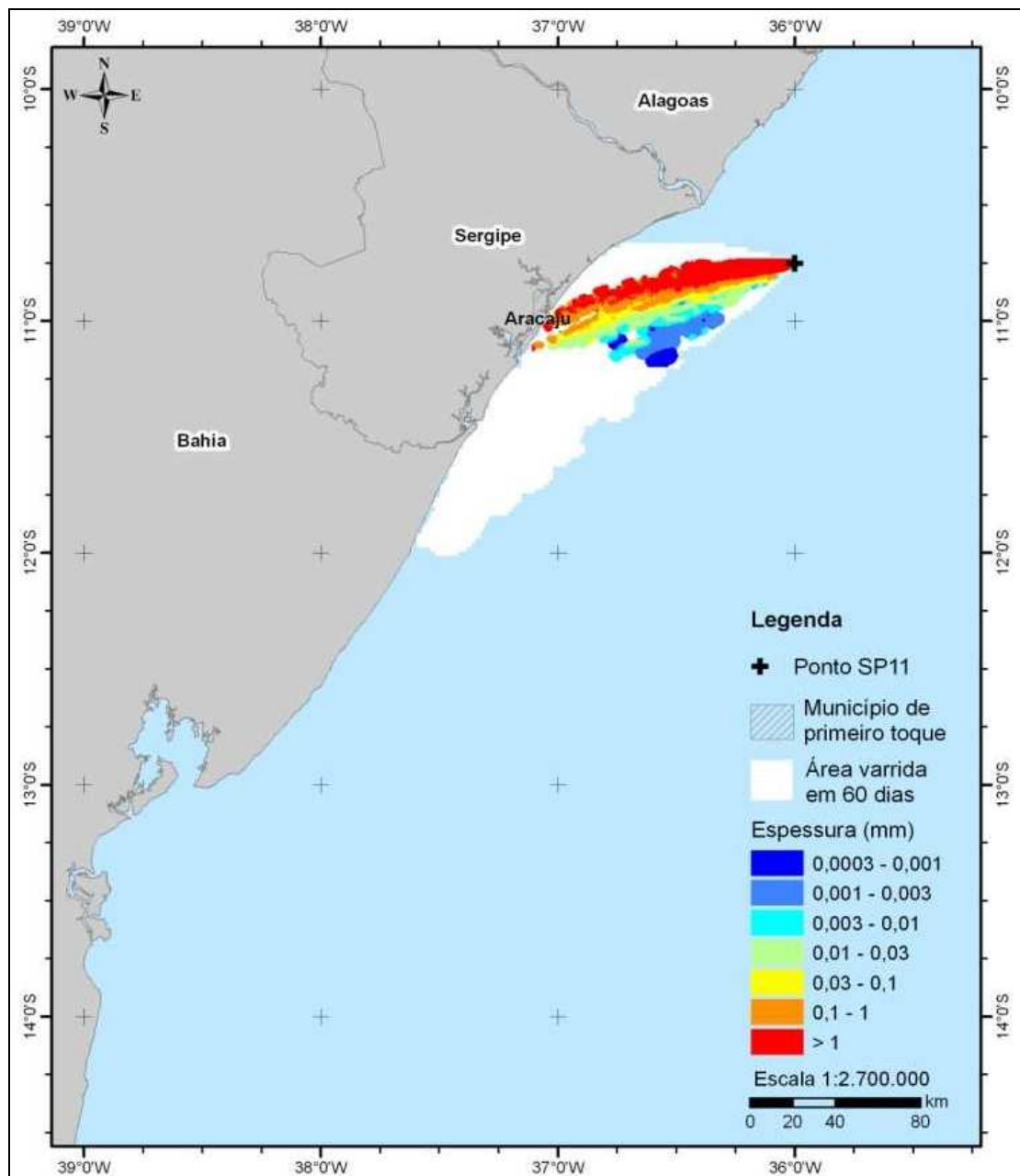


Figura II.9-5 - 31_SP11_VER; Ponto SP11; Condição hidrodinâmica: POM verão; volume: 30.000 m³ / 30d).

Portanto, para o caso de águas profundas, o PEVO foi alterado de forma a contemplar estratégias específicas para o cenário de blowout, incluindo o acionamento de recursos para proteção de mais de um estuário dentro do tempo de toque previsto (mínimo de 17 horas).

A estratégia para esses casos parte da premissa de um acionamento

escalonado de recursos, acionando-se de imediato os recursos para proteção do estuário que esteja na direção de deriva da mancha, disponíveis na área da UO-SEAL, já revistos e reposicionados conforme indicado no PT Nº 0485/11. Paralelamente serão acionados os recursos do CDA mais próximo, no caso o CDA-BA, cujo tempo de deslocamento de recursos já comprovado em exercícios simulados é de 7 (sete) horas, para proteção do estuário mais próximo na mesma direção da deriva real da mancha.

***Solicitação/Questionamento:** Em relação ao Plano de Emergência Individual do Campo de Camorim, as plantas com os respectivos planos de segurança das plataformas PCM-11 e PCM-12 deverão ser apresentadas no anexo II.1.5-1, Mapas, Plantas e Desenhos.*

(Item II.9, pág. 98/114)

Resposta/Comentário:

A plataforma PCM-12 não será mais lançada, o que ensejará revisão do PEI de Camorim, a ser apresentada no prazo de 60 dias após a aprovação do PEVO. Os planos de segurança da PCM-11 somente poderão ser inseridos após o lançamento desta plataforma.

***Solicitação/Questionamento:** Em relação ao Plano de Emergência Individual do Campo de Dourado, as plantas com os respectivos planos de segurança das plataformas PDO-4, PDO-5 e PDO-6 deverão ser apresentadas no anexo II.1.5-1, Mapas, Plantas e Desenhos.*

(Item II.9, pág. 98/114)

Resposta/Comentário:

A plataforma PDO-6 não será mais lançada, o que ensejará revisão do PEI de Dourado, a ser apresentada no prazo de 60 dias após a revisão do PEVO. Os planos de segurança das plataformas PDO-4 e PDO-5 somente poderão ser inseridos após o lançamento destas plataformas.

***Solicitação/Questionamento:** Em relação ao Plano de Emergência Individual do Campo de Guaricema, as plantas com os respectivos planos de segurança das plataformas PGA-9 e PGA-10 deverão ser apresentadas no anexo II.1.5-1, Mapas, Plantas e Desenhos.*

(Item II.9, pág. 98/114)

Resposta/Comentário:

As plataformas PGA-9 e PGA-10 não serão mais lançadas, o que ensejará revisão do PEI de Guaricema, a ser apresentada no prazo de 60 dias após a aprovação do PEVO.

***Solicitação/Questionamento:** A embarcação Marati deverá ser vistoriada pelo IBAMA antes da aprovação deste PEVO, bem como as demais que serão incorporadas à estrutura aqui proposta, sendo necessário que realizem exercício de lançamento de barreiras e ativação do skimmer, nos termos considerados mínimos à aprovação por esta Coordenação Geral. Salienta-se que as Bases Avançadas e CRE que também fazem parte da estrutura de atendimento deste PEVO, da mesma forma, deverão ser vistoriadas pelo IBAMA.*

(Item II.9, pág. 98/114)

Resposta/Comentário:

A embarcação Marati assim como as Bases Avançadas e CRE estão à disposição da IBAMA para as vistorias necessárias.